

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE 1985.
MEXICO, D.F.

ING. WALTER FRIEDEBERG MERZBAK,
COORDINADOR ACADEMICO DEL CURSO
"PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO,
FACULTAD DE INGENIERIA, UNAM.
CIUDAD UNIVERSITARIA.

ING. RAMON REYES SUAREZ,
COORDINADOR DE PRACTICAS DEL CURSO
"PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".
COORDINADOR EJECUTIVO DE "LOS AZUFRES",
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD,
REFORMA No. 509, 8º PISO,
MEXICO, D.F.

PROFESORES:

QUIM. ROSA DE JESUS HERNANDEZ ALVAREZ,
RESPONSABLE DE LABORATORIO DE FLUIDOS
DE PERFORACION,
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO,
AV. LAZARO CARDENAS No. 500
TEL: 5 67 66 00 EXT: 20 107 6 20 249

ING. ERNESTO REGUERA ROA
GERENTE GENERAL DE PERFORADORA
DEL ITSMO, S.A. DE C.V.
MARIANO ESCOBEDO No. 498-8º PISO,
MEXICO, D.F.
TEL: 2 50 99 66

ING. CARLOS MIRANDA MOCTEZUMA,
SUPERINTENDENTE DE PRODUCCION,
COORDINADORA EJECUTIVA "LOS AZUFRES",
CIUDAD HIDALGO, MICH.
TEL: 4 09 44.

ING. HOMERO MENDOZA,
SUPERINTENDENTE GENERAL DE PERFORACION,
COORDINADORA EJECUTIVA "LOS AZUFRES",
CIUDAD HIDALGO, MICH.
TEL: 4 09 44

ING. PEDRO CAUDILLO MARQUEZ,
COORDINADOR ESPECIALISTA
DE DESARROLLO TECNOLOGICO,
PETROLEOS MEXICANOS,
AV. MARINA NACIONAL No. 329,
COL. ANAHUAC,
TORRE DE PEMEX 10º PISO,
MEXICO, D.F.
TEL: 2 54 16 17.

CURSO

"PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.
MEXICO, D. F.

DIRECTORIO DE ALUMNOS

	<u>Nombre y empresa</u>	<u>Domicilio particular</u>	<u>País.</u>
1.	CAMPO ALBA, ROBERTO Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación. Técnico Geólogo, Edificio Poli, Calle 27, Justo Arosemena, Panamá, Zona 5, PANAMA. TEL.: 62-6222, ext. 1741	Alto de las Acacias, Panamá, Panamá. TECNICO EN INGENIERIA C/ ESPECIALIDAD EN GEOLOGIA.	PANAMA
2.	GODOY CANO, MIGUEL ANGEL Ministerio de Energía y Minas, (U.S.A.C.) Asist. de Ingeniero, Zona, 11, Ciudad Universitaria, Guatemala, GUATEMALA. TEL.:	2a. Avenida "A", 10-48 Zona 3, Guatemala, Guatemala. INGENIERO ELECTRICISTA.	GUATEMALA
3.	HERNANDEZ GUEVARA, EDGARDO WALTER COMISION EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA, Hidrogeólogo, Centro de Gobierno, San Salvador, EL SAL. TEL.:	Av. Las Amapolas Pol.1, Apt. 3A, Col. San Mateo, San Salvador, El Sal. GEOLOGO.	EL SALVADOR
4.	HEVIA ALMANDOZ, ALBERTO MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS Torre Oeste, piso 17, Caracas 1015-A, VENEZUELA Ingeniero de Minas I. TEL.: 5076776/6721/6722	1a. Av. El Casquillo, Qta. Caiguire, Urb. Avila; La Florida, Caracas 1050, Venezuela. TEL. 740517 INGENIERO GEOLOGO	VENEZUELA
5.	JARRIN JURADO, LUIS ANTONIO Ingeniero de Perforaciones, Av. 12 de octubre y Madrid, (Torres Metropolitanas) Quito, Ecuador. TEL.: 547-721	Av. Universitaria 7-68, Quito, Ecuador TEL.: 210-407 INGENIERO.	ECUADOR
6.	MORERA LOBO, JOSE FABIO Instituto Costarricense de Electricidad, Sabana San José, COSTA RICA. TEL.: 32-7486 Jefe de Unidad de Perforación.	150 m. s. Salón Parroquial Palmares A, San José, Costa Rica. TEL.: 44-0916 GEOLOGO	COSTA RICA

- Directorio de alumnos...

2.

"Perforación de Pozos Geotermicos"...

7. MUÑOZ MOLINA, JOSE RODOLFO 9 Av. 14-78, Zona 10, GUATEMALA
Instituto Nacional de Electrificación, Apt. # 5,
Subestación Guatemala Sur, Guatemala, Guatemala.
Geólogo INGENIERO CIVIL
TEL.: 0310 321
8. PEREDO DAVALOS, HERNAN ENRIQUE, BOLIVIA
Perimetral entre Av.
Barrancas,
Santa Cruz de la Sierra,
Bolivia.
Geólogo de Control de Pozos Exploratorios, TEL.: 47333
Santa Cruz de la Sierra, BOLIVIA.
Apdo. 1280 INGENIERO GEOLOGO
TEL.: 46318
9. TIPAN AMBATO, JAIME DARIO ECUADOR
INECEL
Ingeniero Geólogo 4,
12 de Octubre y Madrid,
Edif. Torres Metropolitanas,
Quito, Ecuador. INGENIERO GEOLOGO
TEL.: 547-721
10. ALEMAN ALEMAN, MA. DEL CARMEN MEXICO
DEPARTAMENTO DEL DISTRITO FEDERAL
DIR. DE CONSTRUCCION Y OPERACION
HIDRAULICA,
Ingeniero Geólogo,
Laboratorio Central,
Xotepingo, esq. Div. del Norte,
MEXICO, D. F. PAS. INGENIERO GEOLOGO.
TEL.: Smetana # 32,
Col. Vallejo,
Del. Gustavo A. Madero,
México, D.F.
Tel.: 517-60-29
11. CORNEJO CASTRO, SERGIO MEXICO
Comisión Federal de Electricidad,
Ingeniero Petrolero,
Torre Financiera,
Av. Camelinas # 3627, 7o. piso,
Col. Las Américas,
Morelia, Mich. INGENIERO
TEL.: 4 5546
12. CORONADO PEREZ, OSCAR MEXICO
Pas. Ingeniería Petrolera,
UNAM Rotograbados # 49,
Del. Venustiano Carranza,
TEL.: 789-92-10
México, D.F.
13. CORRIPIO SALDIVAR, NARCISO MEXICO
Comisión Federal de Electricidad,
Ingeniero "B" Medio,
Torre Financiera, Av. Camelinas
3627, 7o. piso,
Morelia, Mich. INGENIERO ELECTRICISTA
TEL.: 4 5546

- | | | |
|---|--|---------|
| 14. CRESPO HERNANDEZ, PABLO
Pas. Ingeniería Petrolera,
UNAM | Eje Central Lázaro Cárdenas
núm. 247, E-2, 302,
Del. Cuauhtémoc,
México, D.F.
TEL.: 526-17-08 | MEXICO |
| 15. IZA LASTRA, CESAR
ICA - DESARROLLO DE RECURSOS
NATURALES,
Superintendente,
Minería núm. 145,
Col. Escandón,
México, D.F.
TEL.: 516-04-60 | Paseo de San Agustín # 4,
Alteña III,
Lomas Verdes,
Naucalpan, Edo. de Méx.
TEL.: 572-56-04

INGENIERO CIVIL | MEXICO |
| 16. MEDELLIN SALGADO, MOISES
Pas. Ingeniería Petrolera,
UNAM | Calle 3 # 286,
Col. Pantitlán,
Iztacalco, D. F.
TEL.: 558-50-43 | MEXICO |
| 17. NARANJO MIRANDA, SALVADOR
Pas. Ingeniería Petrolera,
UNAM | Ejido S. Lorenzo Tezonco
35, Col. Ex Ejidos de
San Francisco Culhuacán,
Coyoacán, D. F.
TEL.: 539-03-19 | MEXICO |
| 18. OLIVARES TORRALBA, ACIEL
Pas. Ingeniería Petrolera,
UNAM | Lourdes # 19 - 2,
Col. Zacahuitzco,
México 03540, D. F.
TEL.: 532-15-43 | MEXICO |
| 19. OSTOS VILLASENOR, RUBEN
Pas. Ingeniería Petrolera,
UNAM. | Sur 128 # 102,
Col. América,
México 11820, D. F.
TEL.: 271-02-42 | MEXICO |
| 20. PEREZ MUÑOZ, JESUS MANUEL
Pas. Ingeniería Petrolera,
UNAM | Medicina # 27,
Col. Copilco,
México 04360, D. F. | MEXICO |
| 21. RIVERO LUNA, ANDRES
Pas. Ingeniería Petrolera,
UNAM. | Mariano Matamoros # 12-4,
San Juan Ixhuatepec,
Edo. de Méx.
TEL.: 781-55-92 | MEXICO |
| 22. TERRAZAS ASSMAR, JOSE LUIS
Pas. Ingeniería Petrolera,
UNAM. | Lourdes # 19 - 2,
Col. Zacahuitzco,
México 03540, D.F.
TEL.: 532-15-43 | MEXICO |
| 23. LAVAYEN GARVIZU, JORGE
Servicio Geológico de Bolivia
Calle Federico Zuazo # 1673,
Casilla 2729, La Paz, Bolivia.
TEL.: 35 93 25 | INGENIERO GEOLOGO
(Geólogo Div. Perforacio-
nes y Desarrollo Minero) | BOLIVIA |

- Directorio de alumnos...

4.

"Perforación de Pozos Geotérmicos"...

24. BLANCO CHAVEZ, OSCAR ALEJANDRO
(INE) Dirección Gral. de Recursos
Geotérmicos,
Resp.Oficina de Perforación,
De la Tica-Bus 1 ½ al Norte,
Managua, NICARAGUA
TEL.:

Del Nuevo Diario 36, al NICARAGUA
Sur,
Managua, Nicaragua.
TEL.;

INGENIERO CIVIL

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO,
 ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
 BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO,
 COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD,
 INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

MATERIA: EQUIPO DE PERFORACION DE POZOS
 GEOTERMICOS PROFUNDOS.

FECHA: DEL 8 AL 25 DE OCTUBRE DE 1985

LUGAR: MEXICO, D.F.

T E M A		ORGANIZACION Y DESARROLLO DEL TEMA	GRADO DE PROFUNDIDAD LOGRADO EN EL TEMA	GRADO DE ACTUALIZACION LOGRADO EN EL TEMA	UTILIDAD PRACTICA DEL TEMA
	SELECCION DEL EQUIPO DEL SISTEMA DE TZA- JE Y DEL DE IMPULSO DEL VASTAGO DE PER-- FORACION.				
2.	DISEÑO E INTEGRACION DE LA PARTE SUPERFI- CIAL DEL SISTEMA HIDRAULICO				
3.	PLANTAS DE FUERZA Y TRANSMISIONES				
4.	DISEÑO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO Y MANEJO DE INSUMOS				
5.	HERRAMIENTAS Y EQUIPO PARA OPERACIONES ES- PECIALES.				
6.	OBRAS DE INFRAESTRUCTURA Y SERVICIOS LOGISTICOS				
7.	EQUIPO Y MANIOBRAS DE TRANSPORTE				



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

MATERIA: "REPARACION DE POZOS GEOTERMICOS"

DEL 8 DE OCTUBRE AL 17 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE
ENERGIA, LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y EL
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

MEXICO, D. F.

II

CONDICIONES Y COMPORTAMIENTOS ANOMALOS
QUE ORIGINAN REPARACIONES.

ING. J. HOMERO MENDOZA E.
DICIEMBRE, 1985.

Existen también formaciones hidratables las cuales deberán ser tratadas con extremo cuidado ya que provocan reducción del diámetro del agujero por lo que al proceder a efectuar la corrida de la tubería, existieran zonas donde el espacio anular esté reducido en varios intervalos y cuando se proceda a la cementación se ocasionará una represión en estos puntos que aunados a la profundidad, densidad de la lechada y presión de bombeo ocasionen un colapso, además de fracturar la formación provocándose pérdidas de importantes volúmenes de lechada; quedando la T.R., en algunos puntos sin la adherencia del cemento y en contacto con la formación, situación que cuando el pozo sea abierto habrá una diferencial térmica que hará que la tubería tenga un crecimiento normal el cual no podrá ser absorbido por el resto de la tubería ya que la otra parte estará cementada, pudiendo ocasionarse entonces rotura de tubería, falla en coples, colapso, etc.

Otra seria complicación durante la construcción del pozo puede ser que después de sufrir la tubería un colapso y al trabajarse con los diferentes roladores, éstos lleguen a conformar su diámetro interior original pero habrá el riesgo de que gran parte de esta tubería se haya despedazado, por lo que deberá en esta zona descubierta sin metal procederse a inyectar cemento modificado a alta presión a fin de proteger la tubería y que las canalizaciones que existan sean selladas, ya que probablemente al no hacerse hubiera comunicación de vapor y agua que emigrara hacia la superficie, posteriormente deberán efectuarse las pruebas hidrostáticas en esas zonas, para comprobar resultados.

b).- DAÑOS DURANTE LA TERMINACION:

Una vez terminado un pozo algunas ocasiones transcurre un tiempo considerable quedando este cerrado y en observación antes de ser programado para ser evaluado o puesto en producción, durante este periodo el pozo indica cierta presión, la cual se manifiesta en los manómetros que están instalados en el cabezal ó en el árbol de producción y así mismo tendrá en su interior una temperatura estática la cual es considerable; estos dos parámetros están actuando en toda la tubería de revestimiento y en la de producción, por lo que deberá tenerse extremo cuidado antes de proceder a abrir el pozo. Lo que se hará lentamente y dejando así mismo, otro periodo de recuperación para que la temperatura y presión se normalizen a todo lo largo de las diferentes tuberías ya que inicialmente el pozo cabecea arrojando materiales como lodo, obturantes, lodo-contaminado, vapor, agua etc., creando variaciones en la presión interna pero esta es la forma más segura de evitar que el pozo pudiera tener un problema mecánico durante su apertura, una vez abierto totalmente, durante periodos largos para su limpieza, observación y evaluación deberá procederse a su cierre haciéndolo de manera programada; esto es lentamente en el transcurso de varias horas hasta que quede cerrado ó fluyendo por un diámetro menor. En el caso de alguna intervención en el aspecto de mantenimiento ó reparación para efectuar algún cambio de cualquier elemento del árbol de válvulas ó tener que reparar obstrucción detectada en T.R., entonces se procederá a bombear el pozo agua para abatir su presión, pero esto se deberá efectuar lenta y cuidadosamente para evitar un cambio brusco de temperatura que dañe la T.R., la cual ha estado expuesta a presión y temperatura por un periodo prolongado.

En algunos pozos ha sido necesario proceder a inducirlos artificialmente; esto es arrojando al interior suficiente volumen de espumante a fin de aligerar la longitud de la columna de agua que tenga el pozo y posteriormente se inyecta aire al interior de la T.R., hasta alcanzar cierta presión, operación que se realiza en repetidas ocasiones hasta lograr que el pozo inicie a fluir; pero esta actividad puede tornarse riesgosa ya que el abatimiento de la presión interior en repetidas ocasiones y el incremento de la presión externa de la T.R., por la temperatura puede ocasionar un colapso ya que se considera que en algunos niveles superficiales de la T.R., no se encuentra llena y el pozo va incrementando su temperatura por lo que esta práctica de inducir un pozo con inyección de aire no es recomendable a excepción de que sea efectuada con cuidado y saber los niveles del agua en donde se encuentran, y las resistencias de las tuberías de revestimiento.

Método Actual para la Apertura e Inicio de Explotación de Pozos en el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, Baja California, México

BERNARDO DOMINGUEZ A.

FRANCISCO JAVIER BERMEJO DE LA MORA

Comisión Federal de Electricidad, Mexicali, Baja California, México

RESUMEN

En 1964 cuando se construyeron los primeros cuatro pozos exploratorios, el proceso que se siguió para su apertura fue un arranque casi inmediato a la terminación de la construcción de los mismos. De hecho puede decirse que se siguió en parte el sistema petrolero para arrancar pozos; sin embargo, como se detectaron fracturas y colapsos, se hizo un cuidadoso estudio, concluyendo que una de las causas más significativas de tales problemas, era el arranque súbito de dichos pozos; ideándose el método que actualmente aplica: una etapa de observación, calentamiento, y desarrollo, incrementando paulatinamente la presión en la cabeza del pozo. Al mismo tiempo y en forma sistemática se corren registros de temperatura, presión, y calibración, que permiten juzgar la evolución del pozo y las tuberías de ademe, auxiliándose con el análisis geoquímico, para determinar la calidad de los fluidos arrojados por el pozo.

Conclusión: Consideramos que podrá optimizarse el método; sin embargo, en campos semejantes al nuestro lo estimamos útil para evitar problemas en las tuberías y conservar así el control dentro de los márgenes de seguridad indispensables.

INTRODUCCIÓN

Tanto en los tres pozos exploratorios que se construyeron en 1964 como en los quince pozos de explotación, realizados de 1966 a 1968, el criterio seguido para la apertura e inicio de la explotación, fue aproximado al sistema empleado en los pozos petroleros, consistentes en una apertura inmediata a la terminación del pozo, originándose un incremento súbito de temperatura y presión. Esto originó dilataciones que causaron complicaciones mecánicas en la superficie y en el subsuelo, tales como fallas, colapsos, fracturas, invasión de arena, etc., que en varios de los pozos se apreciaron.

Posteriormente surgió la duda de que el procedimiento mencionado fuera el debido, lo que se confirmó por las conclusiones de diferentes investigaciones hechas en Nueva Zelanda, en trabajos para recuperaciones secundarias de petróleo, por fabricantes de tuberías y las realizadas por nuestros técnicos, confirmándose la generación de esfuerzos de tensión-compresión, que en último término podían causar

las anomalías en las tuberías de ademe que ya hemos mencionado.

Los factores que han agravado las distintas fallas en dichas tuberías podrían atribuirse en parte a las condiciones litológicas que en los primeros 700 m son lentas alternadas de arenas y arcillas plásticas, formando mezclas de porcentajes variables. A esto podemos agregar que el Valle de Mexicali es un delta del Río Colorado, con filtraciones subterráneas en los primeros 500 m: lo que en el área de Cerro Prieto origina un contraste marcado de temperaturas con respecto a las que llegan a tener los ademes, por el paso de la mezcla agua-vapor y así hemos visto con toda regularidad que las fallas de las tuberías se exageran dentro del rango de profundidades que hemos mencionado y coincide sensiblemente con los estratos cuyos porcentajes de arena son los más altos.

ETAPAS PARA INICIAR LA PRODUCCIÓN

Considerando que el sistema operacional en los pozos al iniciar la explotación, es decisivo para conservar en buen estado sus condiciones constructivas, se distinguen varios eventos los que actualmente dividimos en las siguientes etapas: (1) período de observación, (2) período de inducción (cuando se requiere), (3) período de calentamiento, (4) desarrollo, y (5) evaluación de la capacidad energética del pozo.

Período de Observación

Inmediatamente después de haber lavado el pozo, se conectan a la válvula maestra manómetros y registradores de presión, para que en forma continua se reúna la información necesaria que permita juzgar su evolución; simultánea a dicha instalación se colocan el indicador y la escala adecuada para medir el crecimiento de las tuberías de ademe, como resultado de la expansión longitudinal por efecto térmico.

Registros del subsuelo. La serie de registros de temperatura se inicia con los primeros que se obtienen durante la perforación; los que en unión de la información litológica y registros eléctricos permitieron definir la colocación del

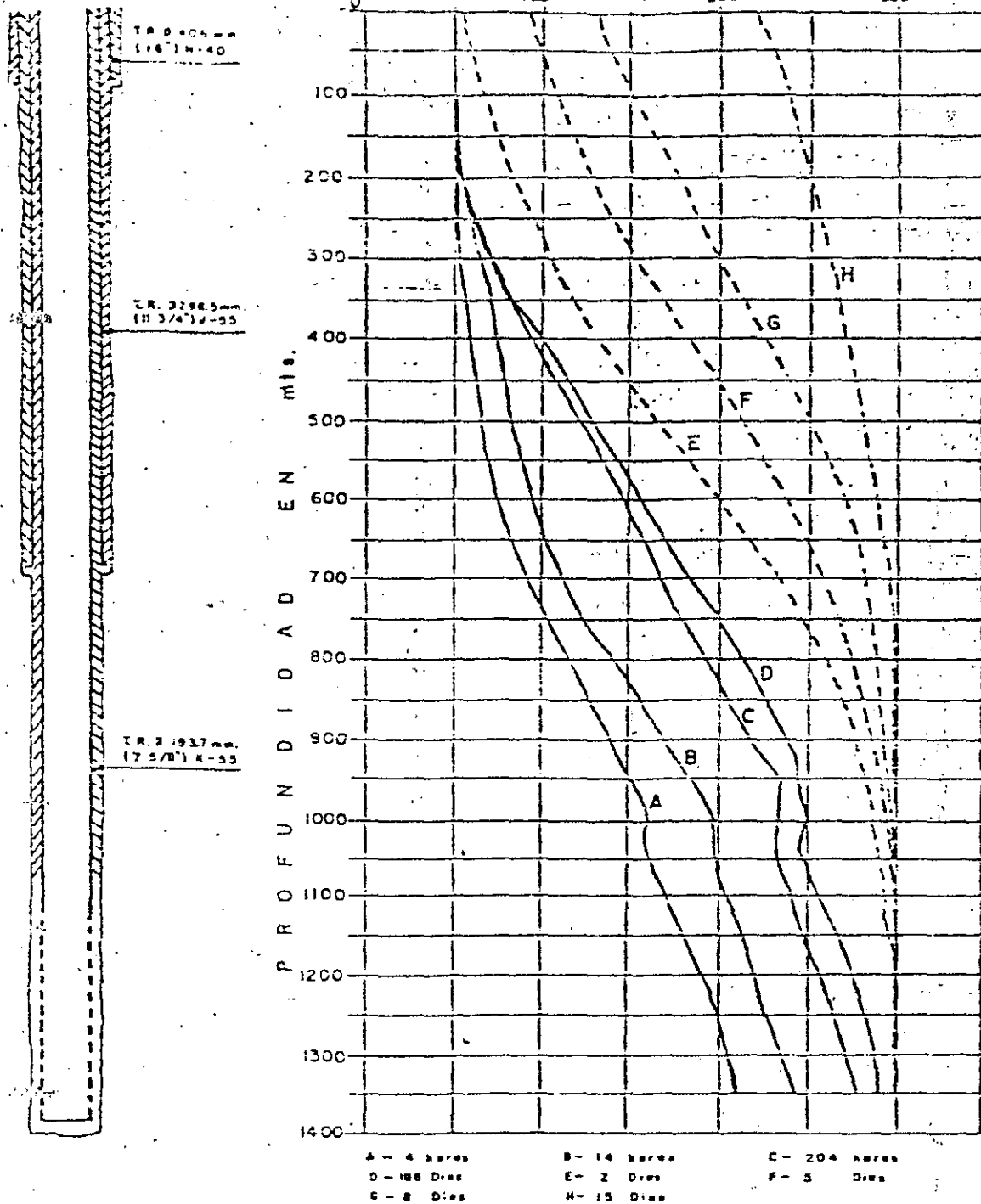


Figura 1. Curvas de registros de temperatura de un pozo durante dos periodos de observación (curvas A, B, C, D) y calentamiento (curvas E, F, G, H).

liner ranurado, buscando así la más eficiente explotación.
 Al terminar el lavado se inicia una serie de registros que tienen por objeto confirmar la adecuada colocación del liner y sobre todo el incremento de temperaturas, con respecto al tiempo, información que consideramos muy importante, ya que de su análisis podrán definirse los cuerpos de areniscas que aporten la mayor energía térmica y por lo tanto afinar el conocimiento de la zona para las subsecuentes terminaciones (Fig. 1, curvas A, B, C, D).
 Paralelo a dichos registros se inician los de calibración,

para vigilar los cambios del diámetro de la tubería de producción, que permita detectar cualquier anomalía.

Nivel del espejo de agua. En esta etapa se tiene especial cuidado en vigilar la posición que originalmente ocupó el nivel del espejo de agua al terminar el lavado, verificando en forma periódica si existe una elevación del mismo. En algunos casos ha subido rápidamente, en cinco días hasta la boca del pozo; en otros el espejo queda en los primeros 100 m de profundidad, fenómeno ligado a la mayor o menor

energética del yacimiento y el punto de escape que fluyen a la superficie.

Para controlar la presión del árbol de válvulas, se la coloca una purga o línea de descarga de gases, operada con una válvula; los gases, que se drenan comúnmente son H_2S y CO_2 . La línea utilizada es de 1/4 pulg. diám. con un resorte para gas, ya que de acumularse producirían un desplazamiento del espejo del agua hacia el fondo calentándose dicha agua; si en esas condiciones se liberan, súbitamente los gases, se originaría un calentamiento rápido con las consecuencias ya expuestas.

En el caso de los pozos cuyo nivel del agua llega al árbol de válvulas, se origina normalmente cierta presión que se detecta en los registradores y manómetros instalados para tal objeto. Durante este período de observación, se instalan líneas de descarga, líneas de calentamiento, árboles de navidad, soporte del árbol para reducir o amortiguar las vibraciones, soportes de las líneas, silenciadores, separadores, vertedores y en general todos los accesorios complementarios, adecuados para la ejecución de las siguientes etapas de desarrollo y evaluación del pozo.

Período de Inducción

En aquellos pozos que no llega el nivel del espejo de agua a rebasar el nivel natural del terreno, dentro de un tiempo razonable (30 días) se requerirá de algún medio para estimular el flujo. En este campo se han utilizado varios métodos de inducción dentro de los cuales podemos señalar los siguientes: (1) pistoneo, (2) cubeteo, (3) represión de vapor y su liberación, (4) bombeo, y (5) inyección con aire, directa e inversa.

Pistoneo y cubeteo. El primer procedimiento es el que habitualmente se ha utilizado para el desarrollo y limpieza de pozos de agua y ocasionalmente en pozos petroleros. Este método en nuestro caso lo consideramos extremadamente peligroso, ya que los pistones tienden a empacarse con la arena, proveniente de las areniscas que producen el agua caliente y de hecho pensamos que en aquellos pozos en que se utilizó, como por ejemplo el M-15 y M-21, favoreció los colapsos y tal vez las fracturas del ademe, que en los mismos se detectaron.

El cubeteo es una variante del sistema de pistón y como su nombre lo indica, se utiliza una cubeta, con el propósito de ahuchar el pozo. Este sistema también lo consideramos peligroso, aunque en menor grado que el anterior. Estos dos sistemas, además de los inconvenientes mecánicos señalados, pueden llegar a producir un súbito arranque en el pozo, lo que originaría el calentamiento rápido de la tubería de producción. Los métodos indicados prácticamente se han abandonado.

Inyección de vapor. En algunos casos, como en el Pozo M-21, se pensó utilizar una inyección de vapor, producido por otro de los pozos fluyentes. Este procedimiento se considera extremadamente peligroso, precisamente por originar un calentamiento súbito en la tubería de producción. El método consistió en represionar el pozo con vapor (300 psig), descargándolo en forma rápida para liberar la presión y provocar el desalojo del agua hasta dejarlo fluyendo. El método totalmente se ha abandonado.

Bombeo. En aquellos pozos en que el nivel del espejo quedó prácticamente estático, a una profundidad no mayor

de 10 m con respecto al nivel natural del terreno, se utilizó una bomba centrífuga para achicar la columna hidrostática, aligerarla y propiciar el flujo de agua. Este sistema puede considerarse razonablemente seguro, ya que a juicio del operador pueden regularse los volúmenes extraídos y por lo tanto controlar el calentamiento del pozo. Sin embargo este método es limitativo por la profundidad a la que puede operarse.

Inyección de aire. Actualmente, es el método más utilizado y tiene dos formas de aplicación, se emplea una tubería de 2 pulg. diám. que se introduce al pozo hasta sobrepasar el nivel del espejo de agua y dar una sumergencia, preferiblemente de 100 m. El sistema se ha aplicado hasta un nivel del espejo de agua de 200 m y los dos métodos consisten en lo siguiente:

1. Utilizando un compresor de 250 cfm e instalaciones complementarias, se introduce aire a 150 psig, por medio de la tubería de 2 pulg. diám. para burbujearlo en el agua, con el objeto de aligerar la columna hidrostática y en forma paulatina ir achicando el pozo. En esta situación se vigila continuamente la temperatura del agua extraída, para que con toda oportunidad se controle el calentamiento de la tubería productora. La operación se prolonga hasta el instante en que el agua empieza a fluir espontáneamente y a partir de este momento se controla el volumen del flujo por medio de la purga y válvula de regulación, a criterio del operador.

2. En el segundo sistema se utiliza el mismo equipo introduciendo aire en el espacio anular, entre la tubería de producción y la tubería de 2 pulg. diám., desplazando la columna hidrostática por el interior de esta última, como en el caso anterior se controlan con todo cuidado los volúmenes extraídos y el incremento de temperatura, hasta el momento en que el pozo fluye y pasa su control por líneas de purga.

Período de Calentamiento

Encadenado lógicamente al período de inducción, prosigue lo que se denomina período de calentamiento, que consiste en elevar la presión y la temperatura, tanto en la cabeza del pozo, como a lo largo del mismo, bajo absoluto control y de acuerdo al deseo del operador. Este incremento se lleva hasta alcanzar la presión que probablemente se obtenga al descargar por cono de 3 pulg. diám. El período de calentamiento se inicia con el flujo espontáneo de agua del pozo, que como decíamos será a través de una purga provista de una válvula de regulación, que permite limitar el gasto. Esta operación se hace lentamente (Fig. 1, curvas E, F, G, H). La idea básica es dar oportunidad para que el calentamiento se propague a la tubería intermedia, a la superficial, al conductor cuando éste existe y si es posible calentar las formaciones que circundan al pozo. La duración de este período está limitada por la urgencia con que se quiera aprovechar el vapor y factores económicos. Sin embargo de la práctica y observaciones realizadas, se ha precisado un período de calentamiento no menor de 20 a 30 días; es conveniente prolongar dicha etapa.

Instalaciones Mecánicas. Es conveniente instalar en el árbol de válvulas, una línea de descarga de 2 pulg. diám., con una longitud adecuada para que su extremo quede a

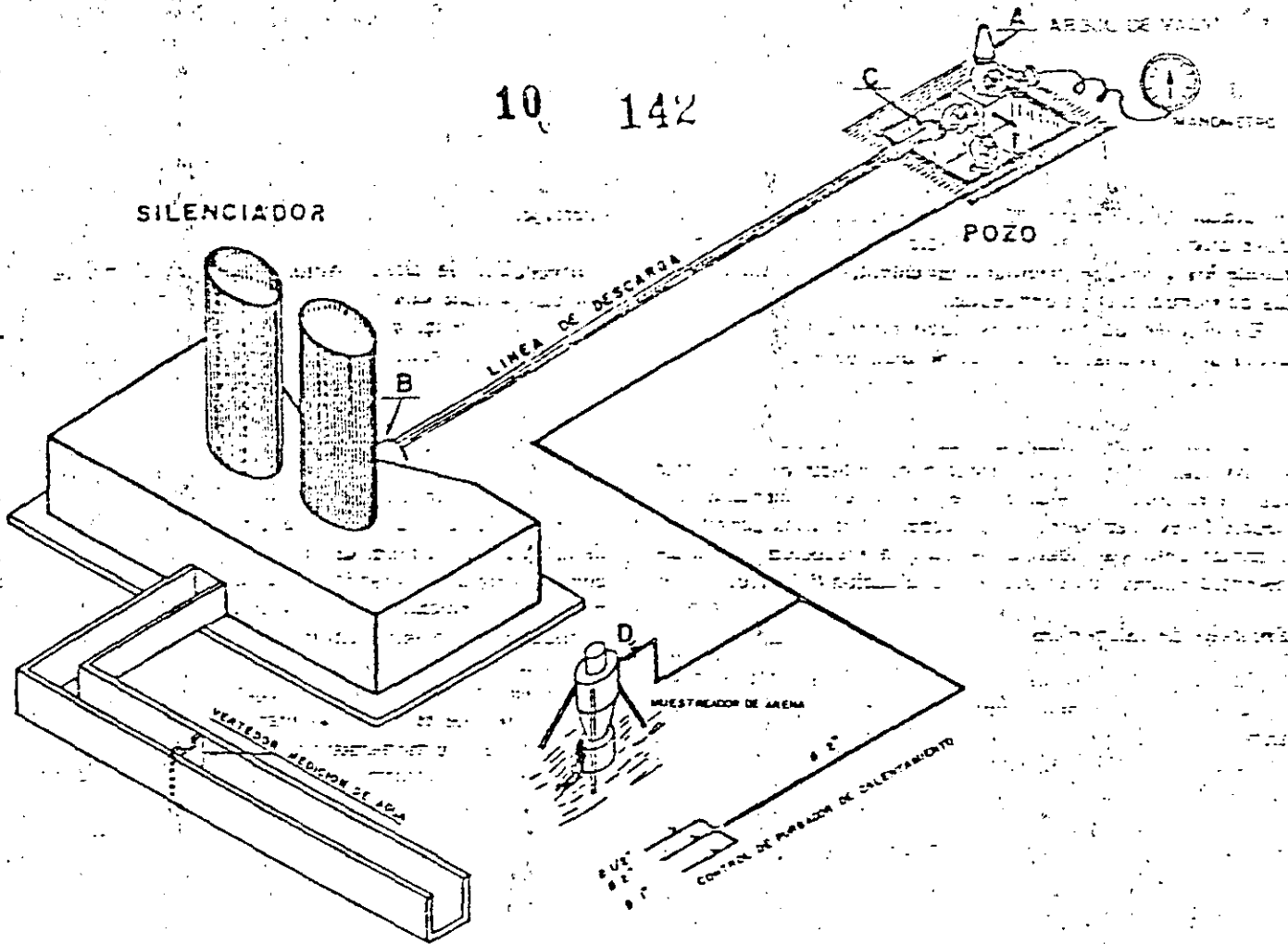


Figura 2. Instalaciones superficiales empleadas para calentamiento, desarrollo, y medición de un pozo. Para detalles, ver Figura 5.

la orilla de la plataforma en la que está construido el pozo. En el extremo de esta tubería se colocan cuatro ramas, una de 1/2 pulg. diam., otra de 1 pulg. diam., y una tercera de 2 pulg. diam., todas provistas de una válvula de control y finalmente una cuarta línea que irá a conectarse a un muestreador de arena (Fig. 2).

Operación del sistema. Inicialmente se deriva y descarga el flujo por la línea de 1/2 pulg. diam., ya que es fácil controlar los volúmenes pequeños. Indudablemente ésta puede ser la etapa decisiva para regular el calentamiento adecuado del sistema. El método seguido para determinar el volumen del flujo de agua al iniciarse el calentamiento, se basa en experiencias y observaciones realizadas en los pozos de Cerro Prieto, que han determinado un gasto tal, que permita el desplazamiento por lo menos en dos días, del volumen total del agua contenida en toda la columna del pozo, dando aproximadamente 9 litros/min. Habiéndose cumplido lo anterior se incrementa la descarga hasta obtener un aumento de la presión en la cabeza del pozo, de 2 kg/cm²/día hasta abrir totalmente la válvula de 1/2 pulg. diam.; proseguirá la apertura aproximadamente con el mismo incremento de presión hasta abrir la válvula de 1 pulg. diam. y finalmente la de 2 pulg. diam. (Fig. 3).

El límite final de presión dependerá del comportamiento de cada pozo y de las distintas observaciones en la superficie y en el subsuelo. Los factores que harán variar dicha

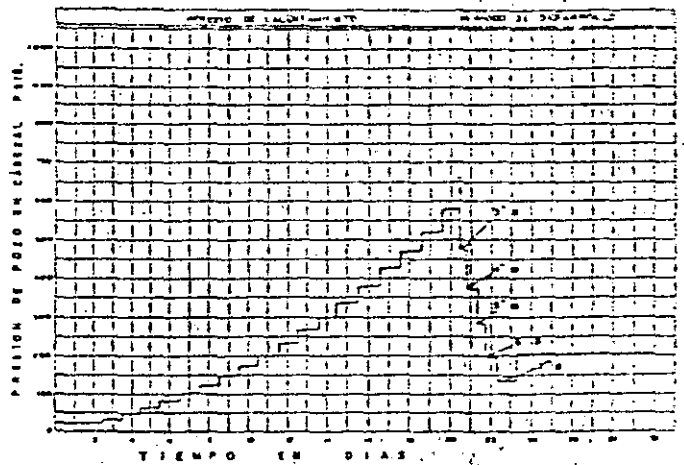


Figura 3. Control de la presión de descarga de un pozo en el período de calentamiento y desarrollo.

condición serán (1) la terminación del pozo, (2) la temperatura del yacimiento y su presión, (3) la dilatación de las tuberías (Fig. 4), y (4) la composición química del agua producida. Con toda esta información se normará el criterio de la apertura final.

Se analizarán muestras de agua descargada; con el auxilio del muestreador de arena deberá vigilarse el porcentaje,

agua y lodo de arena arrojada en esta etapa (Figs. 2 y 3).

Controllo:

11

143

En esta etapa el pozo se descarga por un diámetro reducido, el que se va incrementado hasta llegar al diámetro

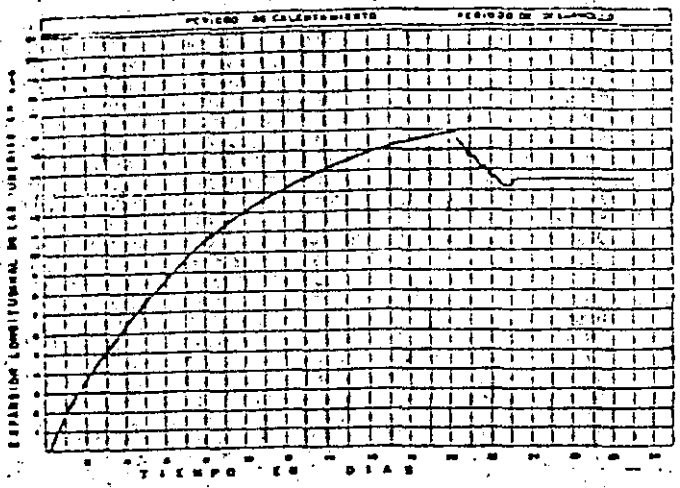


Figura 4. Dilatación de la tubería de producción y anclaje detectada en la superficie durante los periodos de calentamiento y desarrollo del pozo.

total de producción. El objetivo es que no se toquen los materiales y sustancias que se emplearon en la perforación, recortes asentados en el fondo, la arena del yacimiento, evitando así que al conectarlo al separador y sistema colector de vapor, pudiera dañar las instalaciones superficiales y turbinas de la planta.

Instalaciones mecánicas. En una de las descargas laterales de 6 pulg. diám. del árbol de navidad, provista de bridas adecuadas, se instalan orificios de diámetros variables. Sobre la válvula de operación se instalan en forma oportuna una serie de conos también con diámetros variables y equivalentes a los orificios (3, 4, 5, 6, y 7 pulg. diám.). Normalmente se inicia el desarrollo instalando un cono sobre la válvula de operación y el orificio de 3 pulg. diám. en la descarga lateral (Figs. 2, 5A, y 5C).

Inicio del desarrollo. Cuando ya el pozo está caliente fluyendo por purga de 2 pulg. diám., se abre la válvula de operación y así el pozo descargará verticalmente a la atmósfera, por el cono de 3 pulg. diám. En este momento se inicia el muestreo de arena y la recolección, dentro de lo posible, de partículas sólidas que arroje el pozo. Es común obtener pequeños fragmentos de areniscas, lutitas, restos de cemento, etc.

El agua arrojada comúnmente es de color oscuro debido a los residuos del lodo de perforación, que muy seguramente

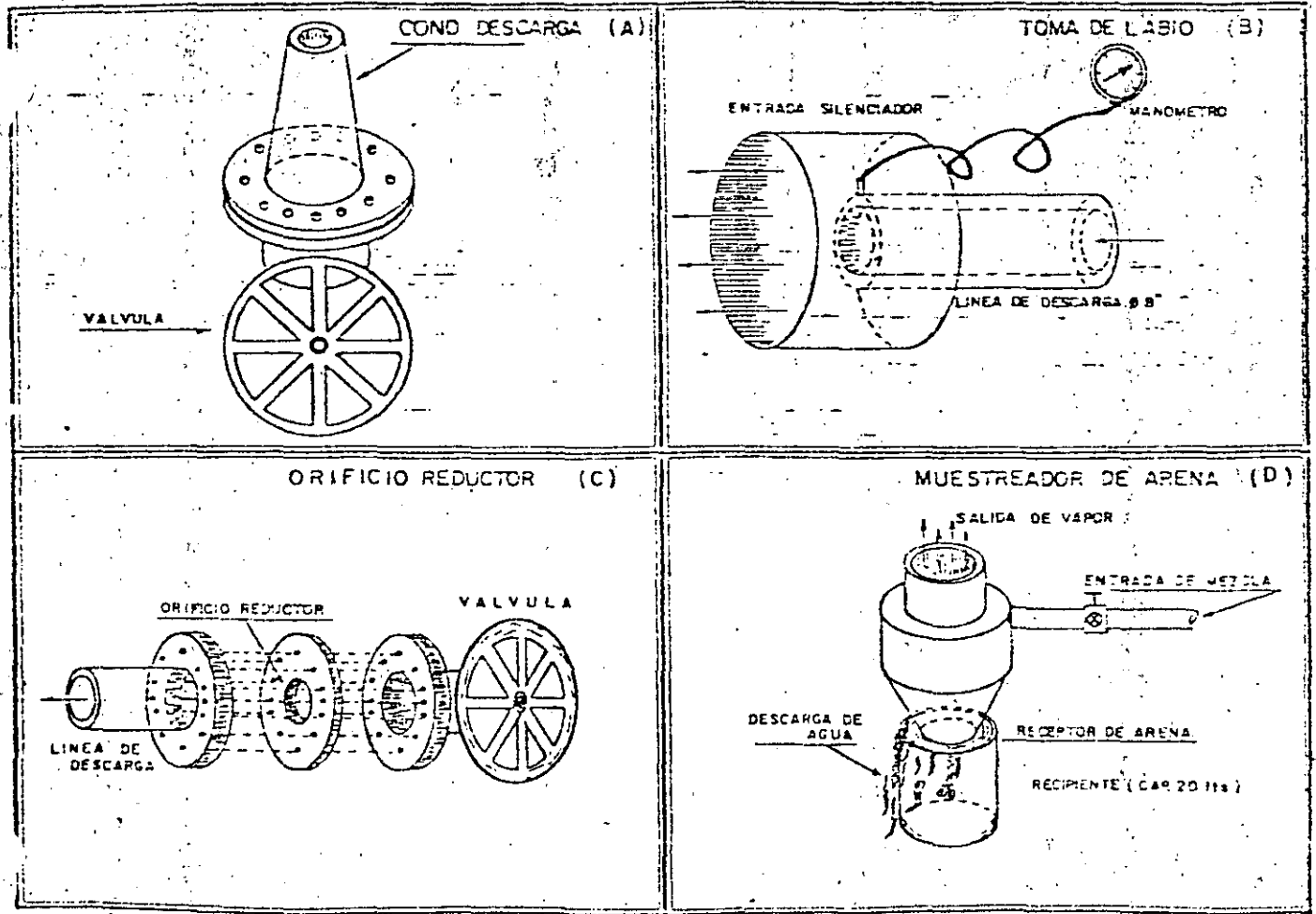


Figura 5. Detalles de (A) cono de descarga, (B) toma de labio, (C) orificio reductor, y (D) muestreador de arena.

... el yacimiento. La presión tiende a elevarse de 10 a 120 psig. sobre la presión a la que se había llegado con la línea de purga y esto en los primeros minutos; enseguida la presión tiende a bajar y estabilizarse de acuerdo a la capacidad del pozo. El porcentaje de arena llega a 0.0003%, permaneciendo así 3 hr como mínimo y para observar cualquier incremento de arena, antes de hacer otro cambio en el diámetro de la descarga.

Habiéndose confirmado la estabilización del porciento de arena (Fig. 6A), se hace en forma simultánea y con sumo cuidado el cambio del flujo vertical a la línea lateral, cerrando con suma lentitud la válvula superior en la que está apoyado el cono y con el mismo cuidado y ritmo se abre la válvula lateral, en la que está conectada la línea de descarga. La forma de vigilar la operación es por medio del manómetro de presión, que se cuida para evitar variaciones en la presión de descarga, ya que de haber éstas podría romper la estabilización lograda y tal vez arrojar arena.

Cerrada la descarga vertical, se cambia el cono instalado por uno de 4 pulg. diam., hecha esta operación se invierte el procedimiento para descargar el pozo en forma vertical nuevamente. Se hace el cambio del orificio de 3 pulg. diam. por uno de 4 pulg. diam. en la línea de descarga lateral.

El tiempo que permanece la descarga vertical por cono de 4 pulg. diam. es de 20 hr aproximadamente. En forma sucesiva se opera para los cambios posteriores de conos y orificios, hasta llegar al máximo diámetro de descarga, que comunmente es de 7 pulg. diam. En condiciones normales, toda la operación requiere de 3 a 7 días. Por los cambios de conos disminuye la presión en la cabeza (Fig. 3) y la elongación de las tuberías (Fig. 4).

Durante el desarrollo de un pozo se llevan a cabo valoraciones de los flujos de descarga. Se instala una toma de presión en el labio de una línea de descarga lateral, conectada a un silenciador, para aplicar el método de Russell James para medir el vapor (Figs. 2 y 5B). En la salida de agua del silenciador, se construye un vertedor que permitirá aforar el gastos que arroje el pozo (Fig. 2); dicha operación se realiza en los cambios de los orificios ya antes mencionados.

Habiendo terminado el desarrollo se obtienen una serie de registros de presión y temperatura, variando los flujes de descarga, efectuando al final un registro de calibración en la tubería de producción. De esta forma se hace la evaluación inicial de cada pozo; la que se confrontará oportunamente al operar el separador definitivo.

COMPORTAMIENTOS NORMALES Y ANORMALES

Con la última etapa anterior se terminan las actividades principales que se ejecutan después de finalizar la construcción de un pozo nuevo o una reparación y cuando todo se desarrolla normalmente. Sin embargo no siempre es así, pudiendo suceder que se presenten anomalías o verdaderas emergencias graves en el arranque de un pozo, como a continuación se puntualiza. Los aspectos más significativos que pueden tomarse de guía para juzgar si el comportamiento es normal o anormal, podemos resumirlos en: (1) presión, (2) registros de temperatura, (3) crecimiento de tuberías, (4) porcentajes de arena arrojada por el pozo, (5) registros de calibración y sellos de plomo, y (6) análisis químicos.

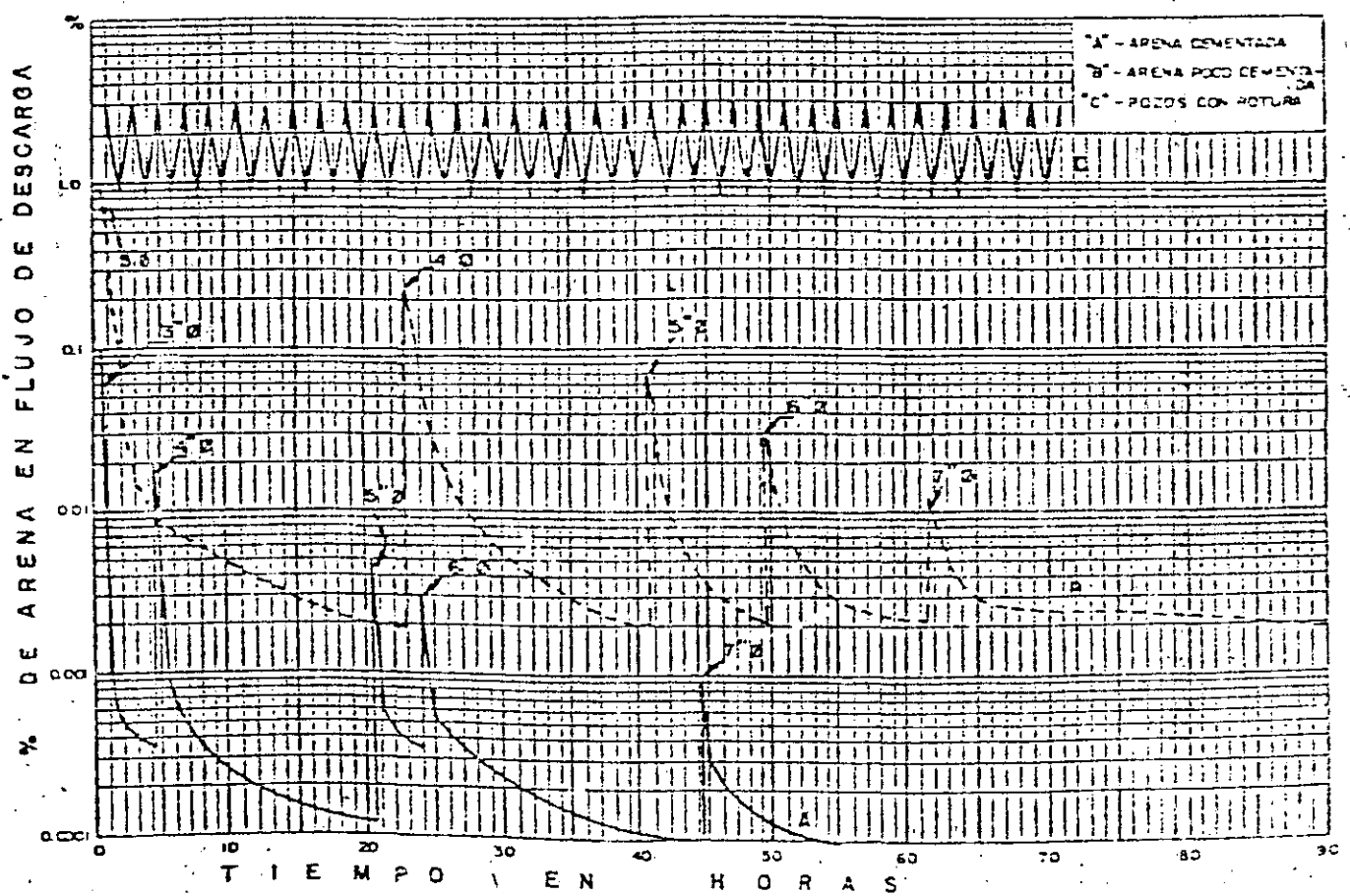


Figura 6. Porciento de arena en la descarga de los pozos, con respecto a la apertura durante el período de desarrollo.

Para el comportamiento de la manera en que estos datos pueden detallarse, los ligaremos a dos aspectos básicos, pozo normal y pozo anormal.

Pozo normal. Después de que el pozo queda totalmente construido y lavado, se deja en observación durante un lapso que no debe ser menor de 30 días, pero principalmente este periodo estará condicionado a la evolución de la temperatura, nivel estático del espejo del agua, que por medio de registros adecuados se detectan hasta el momento en que el pozo fluye o se estimula y a partir de este momento, como ya se indicó, hay un control a juicio del operador. Si la evolución del pozo ha sido normal, conservando sus condiciones constructivas satisfactorias, la presión, al descargarse por diámetros restringidos, se elevará en forma continua y obedeciendo siempre a la apertura o cierre de la válvula instalada en la purga. Cuando se opera con diámetros mayores (2 pulg. diam. de descarga), al incrementar la presión tiende a disminuir y estabilizarse rápidamente sin fluctuaciones o variaciones marcadas (5 a 10 psig). Este comportamiento deberá siempre conservarse hasta la total apertura del pozo por el diámetro máximo (Figs. 3 y 7A).

Pozo anormal. Si durante la etapa de observación, estimulación, o calentamiento y desarrollo, la tubería de

producción se le comunica comunicándose el interior del pozo con el terreno, la presión registrada en la cabeza es fluctuante y cíclica, con variaciones en la misma (de 50 a 80 psig). Estas variaciones dependerán de la cantidad o tamaño de las fracturas de la tubería, así como la profundidad de las mismas, siendo menor el rango de variación a mayor profundidad (Fig. 7B).

Registros de Temperatura

Pozo normal. El registro de temperatura en un pozo normal, que se mantiene fluyendo por lo menos 72 hr, cerrándose después, mostrará una curva con incremento paulatino hacia el fondo y con los máximos valores registrados, coincidentes, con los estratos productores.

Cuando un pozo se descarga por purga de diámetros pequeños, el registro de temperatura tiene un incremento normal dentro de la tubería ciega y un incremento marcado enfrente del liner ranurado, coincidente con el yacimiento.

Pozo anormal. Por lo contrario el registro de temperatura después de sujetarlo a las mismas condiciones de flujo anteriormente mencionadas y que tenga una fractura en la tubería de producción, dará un registro con un incremento súbito de la temperatura, en la zona de dicha fractura, cuando está comunicada a las formaciones del terreno vecino. Esta situación es debido al escape de fluido térmico a las forma-

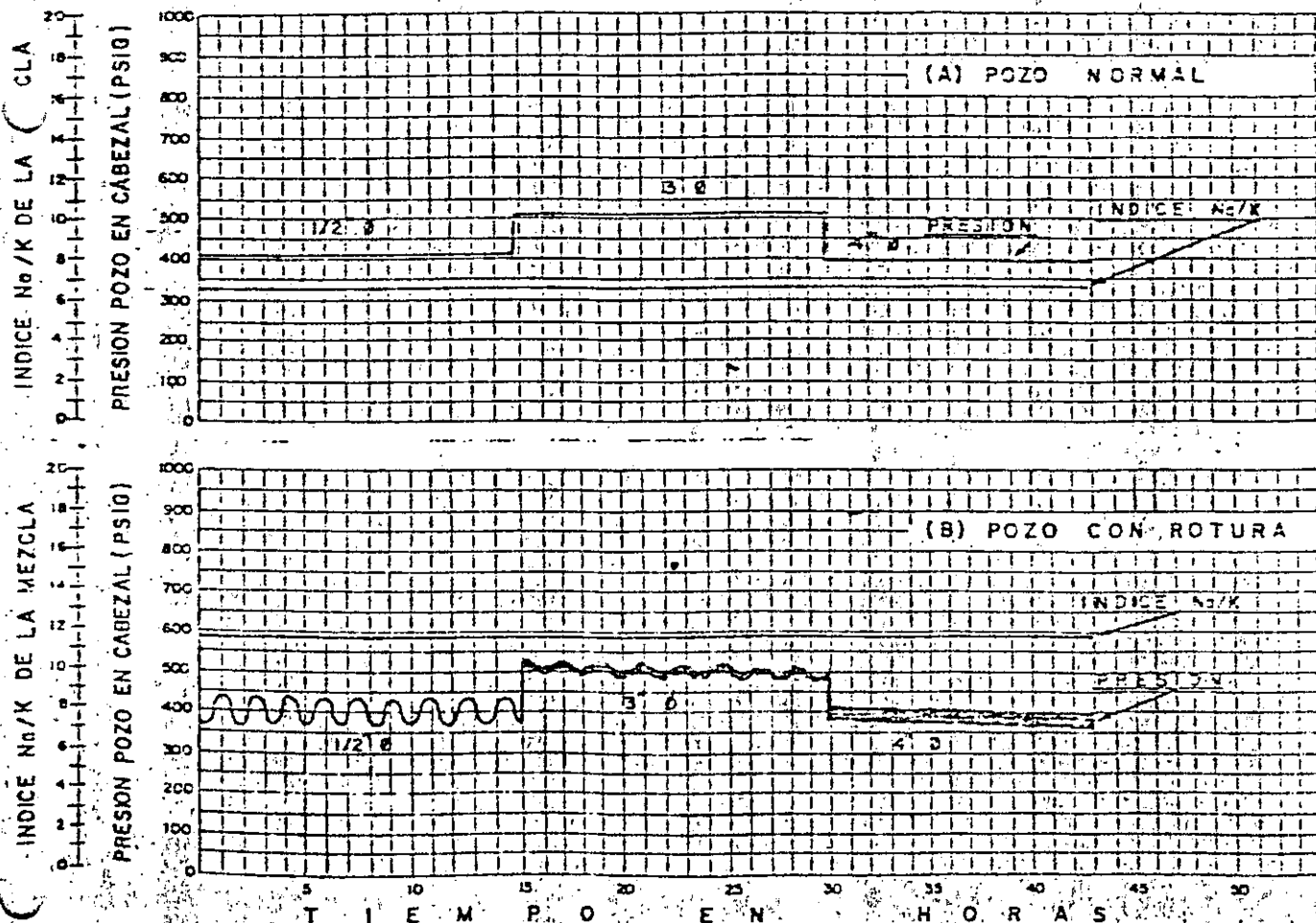


Figura 7. Gráfica de comportamiento de presión e índice Na/K con respecto a la apertura de descarga de un pozo normal (A) y un pozo con rotura en su tubería de producción (B).

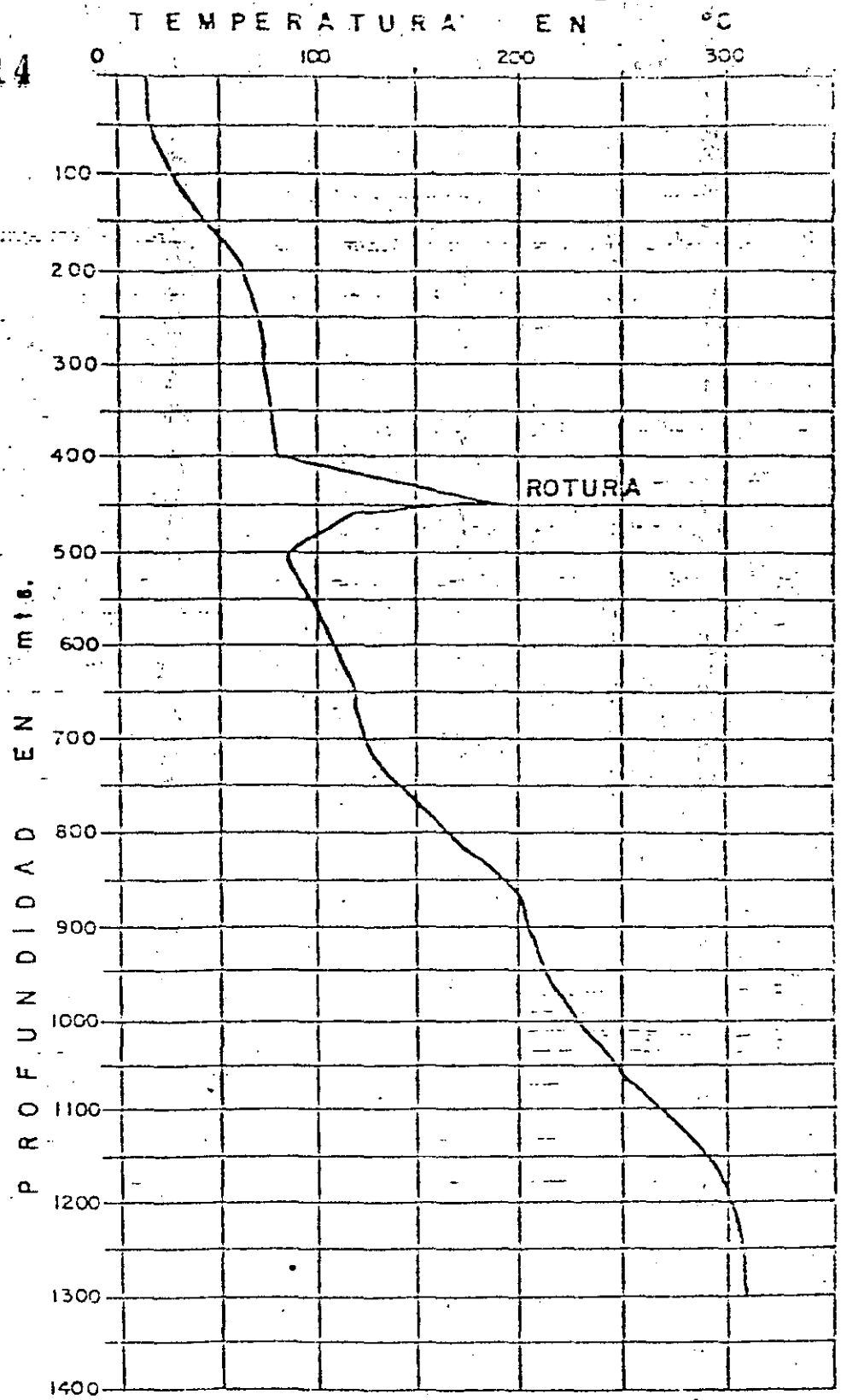
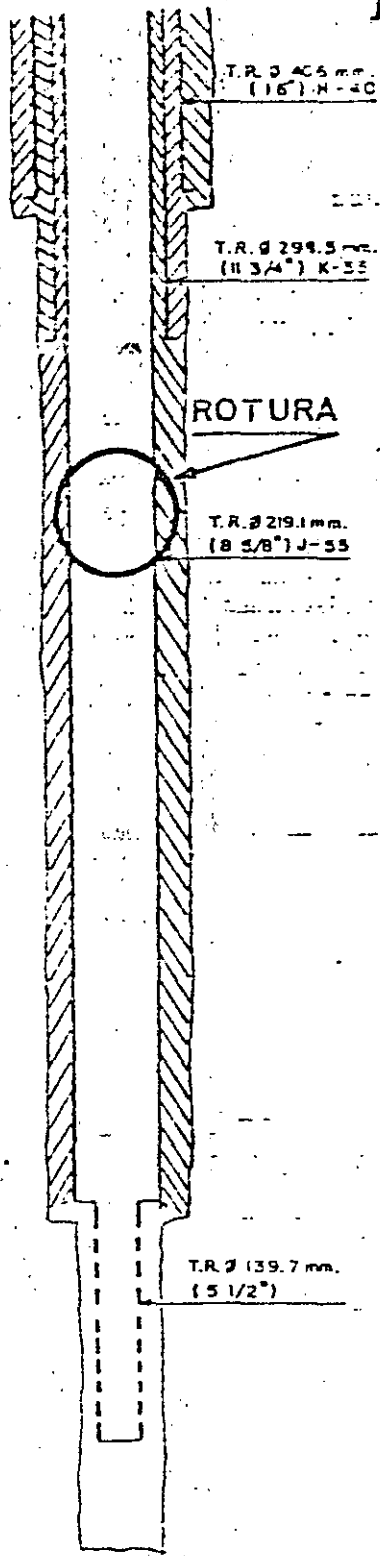


Figura 8. Detección de roturas de tubería por medio de registros de temperatura en pozo cerrado después de un tiempo de haber fluído un tiempo determinado.

ciones; abajo de dicha zona los valores en el registro regresarán al incremento normal, para que en la zona de producción aumenten.

En el registro de temperatura aparecerán tantos incrementos bruscos de la misma como fracturas pueda haber en

la tubería de producción. Es muy importante hacer una discriminación cuidadosa; para no confundir dichas anomalías térmicas con estratos calientes del yacimiento (Fig. 8). Cuando la fractura está vecina a la zona productora, el registro detectará un marcado quiebre en el incremento

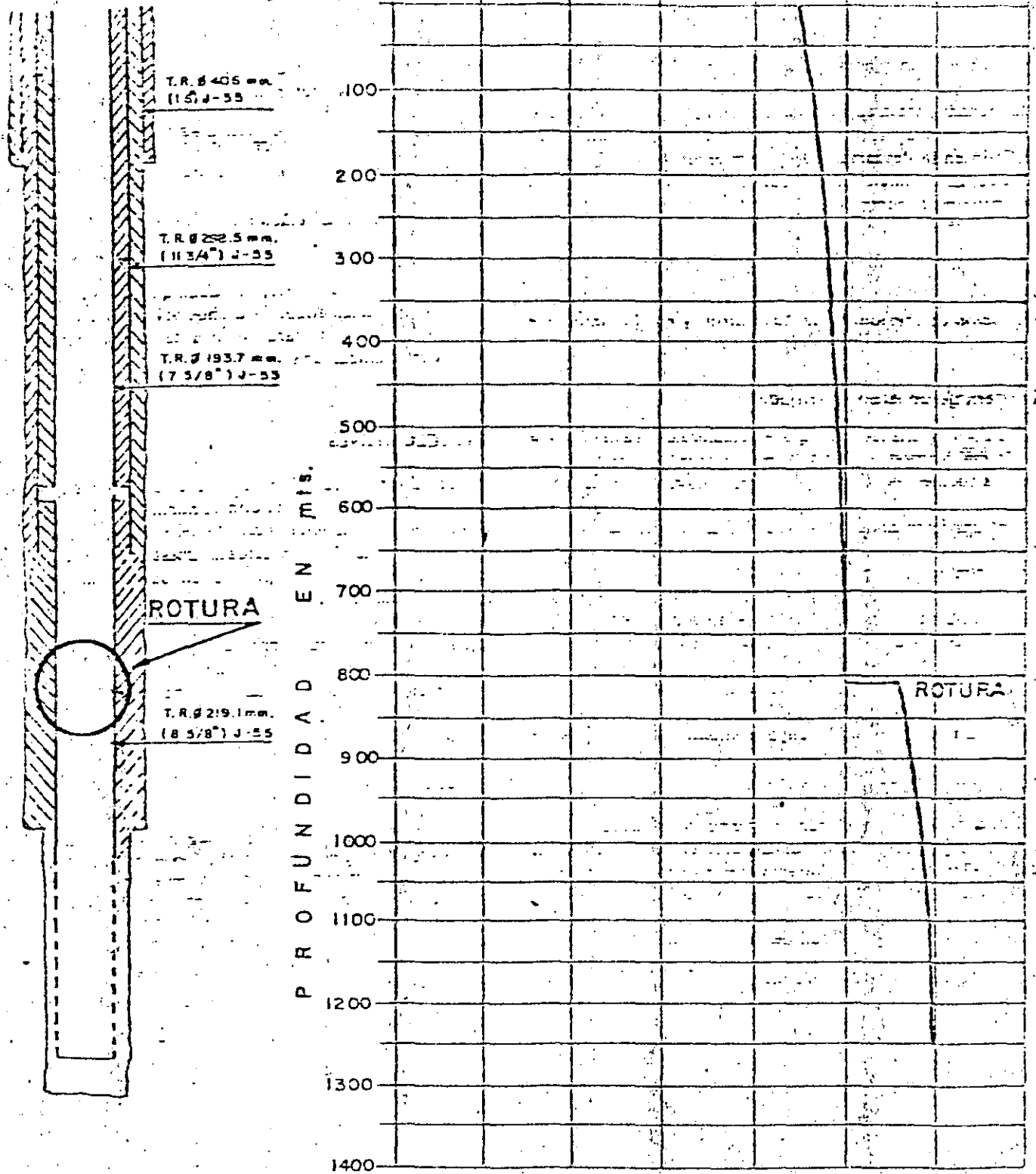


Figura 9. Detección de rotura de tubería por medio de registros de temperatura en pozo con flujo a la superficie.

Normal de temperatura, comunmente descenso de la misma y ocasionalmente aumento frente a dicho punto. (Fig. 9).

Esta expansión se detecta en la superficie por una elevación del árbol de válvulas, registrándose con todo cuidado con un indicador y escala previamente instalados.

Crechimiento de Tuberías

Las tuberías de producción, anclaje o intermedia, y superficial al calentarse se dilatan en sentido axial y radial.

Pozo normal. Durante el periodo de observación las tuberías practicamente no denotan expansión longitudinal, como máximo se han medido 6 mm por efecto térmico.

al iniciarse la temperatura en el pozo. En el período de calentamiento la expansión es considerable de controlarse simultáneamente con el control de la descarga, hasta un máximo que debe coincidir con las condiciones previas a la apertura para su desarrollo. Esta elongación en nuestro caso llega a un rango de 15 a 20 cm (dependiendo de la construcción y sobre todo aditivos químicos que se añaden a la lechada para la cementación). En el período de desarrollo al disminuir la presión en la cabeza (por ir aumentando el flujo en la descarga), el estiramiento de las tuberías se reduce. La disminución total cuando se termina el desarrollo es aproximadamente de 2 a 3 cm (Fig. 4).

Pozo anormal. Si en el período de observación se elonga más del promedio normal habitual para nuestro campo, esto indicaría que hay un calentamiento anómalo y una sobre-elevación de presión, fuera de control, y por lo tanto debe de inmediato investigarse la causa.

Porcentaje de Arena Arrojada

Es conveniente recordar que en concordancia a la columna litológica de nuestro campo, es posible que la arena provenga de dos fuentes: de las areniscas productoras o de las lentes arenosas intercaladas con arcillas plásticas que forman la cobertura del yacimiento; podríamos considerar hasta cierto punto normales, las provenientes de las areniscas, más no las originadas en otras fuentes.

Pozo normal. El comportamiento con respecto al porcentaje de arena, al ser descargado un pozo por conos u orificios, al iniciarse la apertura es en promedio 0.1% en masa, porcentaje que rápidamente disminuye, pero aumentará con los cambios de los diámetros en la descarga (Fig. 6, A). En aquellos pozos cuya arenisca productora es de una cementación pobre, la variación del porcentaje de arena será como se indica (Fig. 6, B).

Pozo anormal. Cuando el ademe de producción está roto en algún punto de su columna y se descarga por un cono de 3 pulg. diam., hay un arrastre de arena que fácilmente llega al 2%, con variaciones cíclicas. Esto dependerá indudablemente de la cantidad de roturas que tenga la tubería, así como de la profundidad de las mismas. Acompañando a la arena ocasionalmente se han registrado coloraciones del agua, producidas por materiales arcillosos diluidos en ella y ocasionalmente partículas de cemento (Fig. 6, C).

Registros de Calibración y Sellos

Los registros de calibración de los diámetros de las tuberías de producción, sistemáticamente deberán de obtenerse, pudiendo detectar diferentes tipos de señales. Si un pozo tiene incrustaciones se obtendrá un perfil cónico, si es un colapso o fractura es probable detectar corrimientos laterales en las paredes del tubo; lógicamente en el caso de la incrustación, será el cambio de diámetro mayor o menor en función del tiempo transcurrido, con el pozo fluyendo. En el caso de colapsos o fracturas, el colapso será casi de inmediato e independiente del tiempo transcurrido desde su apertura.

Cuando por un registro de calibración se detectan irregularidades en los diámetros, será indispensable investigar la naturaleza de la obstrucción y la gravedad de la misma.

incluyen... en el... colapso o fractura en la tubería de producción... situada enfrente a una tubería de ademe y no existan comunicación franca al terreno vecino. Por lo tanto los registros de temperatura no detectan esta situación, pero si los sellos de plomo que proporcionarán la información necesaria para proyectar los programas de reparación convenientes.

Análisis Químicos

Los valores de la relación sodio-potasio o de cualquiera de los índices ya establecidos para definir el agua de tipo geotérmico, deben cambiar paulatinamente hasta el índice específico que nos señale, sin duda que el agua producida es de origen magmático. Si dichos valores sufren cambios hacia los habituales, para el agua de tipo meteórico, esto nos podría indicar una probable fractura en la tubería de ademe.

CONCLUSIONES

Consideramos que el método que se comenta podrá ser útil para desarrollar pozos con el mínimo de riesgo y sobre todo cuando las características del yacimiento originen arena en forma inicial. Los criterios expuestos para discriminar las condiciones de los pozos, en sus instalaciones del subsuelo, cuando se arranquen los pozos o en explotación, pensamos que es útil ya que podrá servir de orientación y en forma oportuna tomar las medidas que la seguridad requiera. Es indudable que a medida que se acumule más información deberá optimizarse el método de desarrollo y el sistema de vigilancia, que indudablemente dará mejores resultados.

REFERENCIAS

Dech, N. D., 1970, Casing string design for geothermal wells: UN Symposium on the Development and Utilization of Geothermal Resources, Pisa, Proceedings (Geothermics, Spec. Iss. 2), v. 2, pt. 2, p. 1435.

Dominguez, A., B., 1973, Consideraciones al iniciar la generación comercial de la planta geotermoelectrica de Cerro Prieto: Calafia, v. 2, p. 40

Dunhoff, A. L., 1964, The elevated temperature of four grades of seamless casing and tubing: Youngstown Sheet and Tube Co. (reporte no publicado).

Lodge, A.A., 1975, The elevated temperature tensile properties of steel casing: Comisión Federal de Electricidad de México; Youngstown Sheet and Tube Co. (reporte no publicado).

Paredes, A., E., 1963, Informe geohidroológico preliminar del área oriental del Valle de Mexicali, B.C.: Secretaría de Recursos Hidráulicos (informe interno no publicado).

—, 1967, Informe preliminar sobre la geología estructural de los pozos M-3, M-5, M-6, M-7, M-8, M-9, M-10, M-11, M-15, M-26 del campo de Cerro Prieto, Mexicali, B.C., México: Comisión Federal de Electricidad (Informe interno no publicado).

Smith, H. J., 1961, Casing failures in geothermal bores at Wairakei: UN Conference on New Sources of Energy, Proceedings: v. 3, p. 254.

Tolivia, M., E., 1974, Estudios sobre las tuberías de los pozos de Cerro Prieto, B.C., México: Comisión Federal de Electricidad (informe interno no publicado).

DEGRADACION DE CEMENTOS EN
TUBERIAS EN POZOS GEOTERMICOS EN CERRO PRIETO
BERNARDO DOMINGUEZ Y FRANCISCO VITAL
Comisión Federal de Electricidad
Mexicali, B. C., México

17

INTRODUCCION

A esta fecha se han construido en Cerro Prieto 71 pozos, con un total acumulativo de 124,000 m., aproximadamente, cifra modesta ante las perforaciones petroleras en campos mexicanos. Sin embargo, en la construcción de estos pozos se han presentado diversos problemas y en algunos casos han sido tan graves como para abandonar algunos de ellos.

Los problemas más graves han sido las fracturas y los aplastamientos de las tuberías de ademe, así como incrustaciones en pozos sujetos a explotación. Estas incrustaciones, después de cierto tiempo han llegado en algunos casos, a obturar las tuberías ranuradas y sobre todo desarrollar verdaderos taponamientos dentro de la tubería de producción.

Los aplastamientos y fracturas se considera que son el resultado de esfuerzos de tensión y compresión, íntimamente ligados a las elevadas temperaturas de nuestros pozos. Sin embargo, algunos de estos problemas han tenido como antecedente tanto corrosiones interiores como exteriores, problemas que han podido agravarse cuando por efectos del fluido hidrotermal se origina una degradación o cambio en las propiedades del cemento utilizado, aumentando así las posibilidades de corrosiones exteriores.

Al degradarse el cemento que se colocó entre la formación y las tuberías permite el escurrimiento de agua de estratos superiores hacia la zona productora; al mezclarse agua de distintas calidades se provocan depósitos de sales que pudieran alterar en un momento dado, tanto la permeabilidad de las zonas productoras como el ranurado de la tubería de producción, desarrollando también taponamientos en el interior de dichas tuberías.

En este trabajo se expondrá el análisis de varios casos, en los que claramente los problemas de corrosión y degradación de cementos han sido particularmente severos y que en un momento determinado provocaron un daño grave a dichos pozos, requiriendo una acuciosa revisión y adecuada reparación para su explotación.

Por la información recabada, proveniente de pozos petroleros, se concluye que en los nuestros ha operado la corrosión, tanto interior como exterior de las tuberías de ademe, en general, y de producción en particular, cuyos resultados finales pueden ser antieconómicos.

La acción conjunta de corrosiones y la degradación de los cementos, pueden establecer a la postre el límite de la vida útil de los pozos geotermicos de Cerro Prieto.

ANTECEDENTES

En los pozos que aquí se estudian ha sido detectado claramente el problema de corrosión, incrementándose en razón directa al tiempo transcurrido.

Ha sido importante analizar, no tanto la situación final en un momento dado, sino la evolución que en algunos de ellos fué posible seguir, -- como es el caso de pozo M-45. En algunos, al revisarse para su utilización, se detectaron alteraciones sufridas. (Pozo M-3). Se incluyen los pozos M-5 y M-8, comparativamente, ya que no han acusado daños, obstante sus 15 años de vida

Corrosión en Pozos Petroleros.

18

En la literatura técnica, relativa a pozos petroleros, se han reportado diferentes tipos de corrosión que en conjunto podemos resumir como se indica en la Tabla No. 1, habiéndose presentado corrosiones de varios tipos y magnitudes en las tuberías de ademe y de producción; de hecho se han podido evaluar, apoyándose en las calibraciones hechas, permitiendo así la programación oportuna tanto del mantenimiento como de su reparación.

Los daños más severos se han asociado a corrosiones y erosiones, detectándose en: el interior de la tubería de producción, en el espacio anular, entre la tubería de producción y la tubería de ademe, y finalmente en el interior de la tubería de ademe. Se ha establecido que la corrosión se ha originado tanto por un ataque químico como por fenómenos electroquímicos. En la mayoría de los casos, el problema se inició con picaduras que con el tiempo aumentaron de tamaño, desarrollándose verdaderas oquedades, las que a su vez llegaron a unirse, originando un problema grave. Los factores que se consideran determinantes para este tipo de problemas se indican en la tabla antes mencionada.

De las experiencias tenidas en nuestro caso, podemos señalar los pozos M-3, M-45 y M-53, etc., que han sufrido daños muy severos, tanto de corrosión como probablemente fragilización.

Del estudio realizado en pozos petroleros se ha esquematizado la mecánica como opera la corrosión electroquímica que se ilustra en la Figura 1, relacionándose dos formaciones de características litológicas distintas, frente a la tubería de revestimiento, para originar desplazamiento de moléculas en un sentido y concentración en otro sentido, dichos ataques podemos puntualizar que ocurren de la siguiente manera:

- 1) Electrólisis causada por la diferencia de potencial en tuberías que están en contacto con formaciones diferentes.
- 2) Electrólisis causada por corrientes parásitas que bajan por la tubería desde la línea de descarga.
- 3) Electrólisis debida a la diferencia de potencial entre la tubería en contacto con la formación y la película formada por los lodos de perforación.
- 4) Electrólisis causada por la diferencia de potencial de las diferentes calidades del acero empleado en la fabricación de la tubería de ademe al estar ésta en contacto con diferentes formaciones.
- 5) Posible concentración en ciertas formaciones de gas sulfhídrico y agua salina.

Los problemas que inicialmente se detectaron en varias de las tuberías de revestimiento correspondientes a los primeros 20 pozos en el campo geotérmico de Cerro Prieto, se asociaron principalmente a problemas mecánicos causados por esfuerzos de tensión y compresión, originados por las elevadas temperaturas que en algunos de ellos se encontraron, este tipo de falla se manifestó prácticamente al arrancar los primeros pozos y cuando el manejo de los mismos no reunió todo el cuidado necesario, dando un tiempo razonable para el calentamiento en las distintas tuberías de revestimiento. Estos problemas se resumen en la Tabla 2 y que en su oportunidad se expusieron en 1975 en el II Simposium de las Naciones Unidas en San Francisco, California, analizando las diferentes circunstancias en que dichos fenómenos se presentaron, sin embargo, este problema lo consideramos completamente diferente al detectado después de algunos años independiente de la forma en que se calentó, desarrolló y sometió a explotación, ya que la corrosión necesariamente operará en función del tiempo transcurrido.

Costos promedio de Reparación de Pozos.

En la Tabla # 3 se relaciona en forma escueta la inversión promedio que se requiere para construir y reparar pozos, en nuestro caso. Este valor indudablemente es importante, sin embargo, no podemos soslayar otro tipo de consecuencias como son el costo que representa el dejar de utilizar un pozo durante 30 o 60 días, por revisión y reparación; además y de acuerdo a los resultados obtenidos, cuando un pozo se repara casi siempre se requiere un ademe nuevo, debidamente cementado, reduciendo la capacidad productiva inicial hasta en un 30%. Este pudiera ser uno de los factores más significativos si tomamos en cuenta los años en que este pozo estará operando.

El porcentaje de pozos abandonados por problemas muy graves y cuya reparación no garantizaba su seguridad, ha sido un poco más del 10%, en relación a los reparados, pero que en última instancia sería indudablemente el costo más elevado al reponer dicho pozo.

CAUSAS PRINCIPALES DE COLAPSOS Y FRACTURAS EN TUBERIAS DE ADEME.

Hemos querido resumir las causas que consideramos más significativas de los daños en las tuberías de ademe, ya sean por aspectos constructivos, mecánicos, manejo de pozos, corrosiones, etc., y este aspecto se resume en la Tabla 4.

Considerando que los aspectos mecánicos, como ya decíamos antes, han sido comentados en otros trabajos, en este nos ocuparemos específicamente de aquellos casos que con toda claridad nos pueden ejemplificar daños graves en las tuberías atribuidos a corrosión, de éstas, creemos que la principales del tipo de corrosión electroquímica.

Se han tomado 7 pozos como ejemplo, situados en las distintas áreas de nuestro campo geotérmico, tratando así de indicar que este problema se presenta independiente de profundidades, características litológicas y temperaturas más o menos elevadas. La posición de dichos pozos se ilustra en la Figura 2.

En la Figura 3 se muestran los esquemas de los perfiles tubulares de los pozos M-3, M-5, M-7, M-8, M-45, M-46 y M-53; en este grupo se han presentado los problemas de corrosión que aquí nos ocupan, con excepción de los pozos M-5 y M-8.

Analizando detenidamente las terminaciones, encontramos diferentes profundidades, de acuerdo al área en que fueron aplicadas, con dos tuberías o con una sola, con disparos, con liners colgados, y aún tuberías ranuradas; en otras palabras, que los ejemplos representan los distintos tipos de terminaciones que a través del tiempo se han utilizado en Cerro Prieto. En la Tabla 5 se indican las especificaciones de cada una de las tuberías que usaron, su aplicación en cada caso, señalando los años transcurridos en su terminación y la detección de los daños, o al momento en que se manifestaron síntomas de dichos problemas.

En esta tabla se observa que el grado prevaleciente, es el J-55, por ser menos sensible al ataque químico, asimismo se considera más sensible el Grado N-80; sin embargo, tal parece que la acción electroquímica ha sido determinante y ha dañado tanto las tuberías J o K-55 y las N-80. Deseo aclarar que al no existir un patrón perfectamente controlado en tiempos y calidades de tubería frente a la acción electroquímica, no puede darse como definitiva la aseveración antes expuesta sino como probable, en todo caso ésto dependerá del tiempo.

En la Figura 4 se da alguna simbología que en forma sencilla y clara indica la gama de problemas asociados a las tuberías de ademe y/o a las cementaciones. Esta simbología la utilizaremos en cada una de las figuras siguientes, relativas a los pozos aquí comentados.

POZO M-45.

Este pozo se terminó y lavó en abril de 1973, no se calentó y desarrolló sino quedó esperando su aplicación. Por registros de calibración, en diciembre de 1975, se detectó una reducción en el diámetro interior de la tubería de producción, como se indica en la Tabla 6. Problema que evolucionó hasta aplastarse totalmente el ademe, verificándose tanto por calibraciones mecánicas como eléctricas y pruebas hidráulicas. Se encontró corrosión y pérdida total de metal a los 132 m. y de ahí hacia el fondo varios colapsos y fracturas, hasta los 1090.64 m., asimismo fué claramente detectada la degradación y pérdida de cemento en los espacios anulares al confirmarse el flujo de presión de las fracturas del fondo hacia las superiores por detrás de la tubería de producción. En la Figura 5 se muestran los tres esquemas comparativos entre su terminación original, los daños que se detectaron y la reparación que se realizó en este pozo. Esta consistió en recalibrar con "roladores" todos los colapsos, operación relativamente fácil por el adelgazamiento que había sufrido el ademe.

Después de varias inyecciones de lechada en las zonas fracturadas, se corrió una tubería corta de 5" ϕ , que desafortunadamente se atoró entre los 434.84 y los 1148.51 m., sin embargo, cubrió los daños de la tubería de 7 5/8" ϕ , cementándose en dicho lugar en forma satisfactoria, permitiendo así la aplicación de este pozo.

El pozo M-53 se construyó en 1978, del tipo semiexploratorio, localizado en el Bloque III, se apoyó en los estudios geofísicos-geológicos -- realizados en dicha zona, al oriente del campo y casi al norte de la planta geotérmica.

La perforación y terminación fué prácticamente normal, el extremo inferior de la tubería de producción de 7 5/8" Ø, quedó aproximadamente a 1571 m., de ahí se suspendió un liner cuya boca quedó situada a 1474.54 m., y el fondo a 1995.69 m.

La columna litológica en esta área es semejante a la que hemos encontrado tanto en el Bloque I, como en el II; sin embargo, los espesores y desarrollo de los cuerpos, en general, son más potentes. Se incrementó la temperatura a partir de los 1850 m., excediendo los 300°C. en el fondo.

Este pozo está situado en una zona de cultivos, para su desarrollo y evaluación se utilizaron dos silenciadores, en cada uno se abrió una línea de 2" Ø, obteniéndose un volumen total de vapor de casi 100/ton/hr.

Dada la posición y distancia de este pozo con respecto a la planta existente, de momento no se utilizó y sólo se quedó fluyendo por una purga de 1/4" Ø, para mantenerlo caliente.

A los tres años se detectaron irregularidades en el diámetro interior del liner y la tubería de producción, encontrándose: en la tubería de 7 5/8" un colapso a los 518 m., corrosión y pérdida de metal y degradación de cemento, aproximadamente a 1623 m., o sea unos 100 m. abajo de la posición relativa a la zapata de la tubería de 11 3/4" Ø. Finalmente, incrustaciones en la boca del liner. Del análisis de los daños detectados, se definió un programa de reparación, iniciándolo con el "rolado" de la tubería de producción, pudiendo recalibrarla al diámetro original. Se inyectó chada a presión y se colocó un liner de 5" Ø, para cementarlo y cubrir la zona dañada. Terminó la reparación de este pozo en abril de 1978, pudiendo así iniciar su explotación, obteniéndose una producción de vapor de 49.5 tons/hr.

POZO M-46.

Este pozo quedó terminado en 1977, con mínimos problemas durante su construcción y su terminación. El diseño de entubamiento de este pozo, contempló la idea de colocar una tubería de 7 5/8" Ø, desde la superficie hasta los 1415 m. que fué la máxima profundidad perforada, cuidando que al cementar esta tubería, no se invadieran los estratos impregnados de agua caliente. Todas las cementaciones fueron normales.

Al momento de lavarlo, después de eliminar el lodo de perforación, ya que la temperatura y el contenido de gases de ácido carbónico era tan alto, que provocó una rápida elevación del agua, con la que se lavó el pozo. No fué detectado un daño en la válvula maestra, cuando se quiso cerrar: operó satisfactoriamente, provocándose un conato de descontrol, fluyendo vapor, situación que rápidamente se dominó; sin embargo, entre las operaciones que en esa emergencia se realizaron quedó un tubing nuevo de 2 3/8" Ø, en el fondo del pozo, en espera de una oportunidad para su pe

Cuando al cabo de 4 años de haberse construido se revisó este pozo, - para pescar el tubing, se encontraron dos colapsos uno a 221.71 m. y otro a los 356.71 m., Figura 7. Después de haber rolado estos colapsos con facilidad, se concluyó un posible adelgazamiento de la pared de la tubería de 7 5/8" Ø. La pesca del tubing de 2 3/8" Ø fué difícil y lenta, ya que los daños por fragilización en el mismo, únicamente permitieron recuperar en cada operación de pesca, fragmentos de dicho tubing. Esta experiencia puso en evidencia los daños ocasionados por el sulfhídrico.

La detección de los colapsos fué con sellos de plomo, también se hicieron análisis químicos y metalúrgicos que confirmaban las condiciones del daño de la tubería de ademe y sobre todo, en el tubing ya mencionado.

Considerando que el daño en la tubería de producción no era extremadamente grave sobre todo con el soporte de la tubería de ademe de 11 3/4" Ø, se decidió utilizar este pozo.

POZO M-7.

Este pozo se construyó dentro de la segunda etapa y se terminó en 1964. Fué prácticamente el primer pozo de la etapa mencionada y se programó -- para llegar a 1000 m. de profundidad. El objetivo era explotar la zona de agua caliente que se había detectado en el M-3, al que era relativamente vecino, en este caso la terminación se planeó para explotar el reservorio con una tubería de 11 3/4" Ø, Figura 8.

La terminación se hizo con disparos entre los 600 y 900 m., aproximadamente, este pozo resultó con una temperatura moderada pero semejante a M-3, como ya se había sospechado. Este pozo permaneció prácticamente en observación, ya que se decidió desarrollar el área vecina al M-5; siempre estuvo fluyendo por una línea de 2" Ø estrangulada.

Usando un equipo de pulseta en 1969-1970, se intentó desincrustarlo dejando un pescado. Cuando en 1979 se planeó la recuperación de este pozo, se recuperó el pescado y eliminó incrustaciones, por sellos de plomo y registros de calibración, cementación y pruebas hidráulicas detectaron varios daños severos en la tubería de 11 3/4" Ø, que se pueden resumir en: corrosión interior a 176.9 m., a 291.6 m., y 564 m.; corrosión exterior a los 655.8 m., un colapso a los 685.6 m. Incrustaciones de la boca del pozo a los 378 m., así como frente a la zona de los disparos, y casi al fondo de los mismos. Este pozo tenía 12 años cuando se revisó; en este caso también se apreciaron degradación de cemento en las zonas dañadas de las tuberías de ademe, y comunicación por la parte exterior del ademe de 11 3/4" Ø. Ante estas circunstancias, se hicieron diferentes inyecciones de lechada, pruebas hidráulicas posteriores confirmaron el éxito relativo del sellado.

Se profundizó este pozo con una perforación de 6 3/4" Ø, hasta los 1705 m sin embargo con toda la gama de registros, tanto eléctricos como térmico no se obtuvo un resultado satisfactorio, taponándose para dejar únicamente en explotación la zona que originalmente estaba disparada, pero además se colocó una tubería de 7 5/8" Ø, cementándose para dar protección y abrir las zonas corroidas en la tubería de 11 3/4" Ø, con la intención poder explotar aunque fuera en forma moderada este pozo, operación satis

factoria, sin embargo, y volviendo a los daños detectados, no obstante las calidades de las tuberías usadas, fueron daños graves.

POZO M-3.

23

Este pozo fué el primero de la serie de pozos profundos que se perforaron en 1964. En su proyecto inicial se planeó del tipo exploratorio, - por esta razón el pozo llegó a la profundidad total de 2500 m., encontrándose a lo largo de toda la perforación, materiales del tipo aluvial, con excepción del fondo, en donde se cortó la roca basal del tipo granítica. De las diferentes evaluaciones a través de registros de temperatura, se apreció la pobre calidad térmica del fondo, no obstante que la su posición inicial, en esta parte, debía estar la máxima temperatura. En realidad las condiciones térmicas favorables se encuentran de 600 a 900; ésta fué la zona que quedó abierta al final para explotación.

El programa de entubamiento fué dejar una tubería de 11 3/4" ϕ , hasta casi los 1000 m., grado J-55, rosca buttress, a partir de esta tubería se colgó una tubería de 7 5/8" ϕ , y quedó prácticamente hasta los 1999.34 m quedando hasta el fondo libre y sin ademe. Figura 3. Cuando se confirmó que la temperatura se encontraba concentrada en los primeros 1000 m., se decidió taponar el fondo de la tubería de 11 3/4" ϕ , para abrir con dispositivos la zona más caliente. Este pozo permaneció en observación y estudio. La presión en la cabeza fué de 500 lb/pulg², con una temperatura moderada de 220°C. Así permaneció fluyendo por diferentes diámetros restringidos para conservarlo caliente.

Para utilizar este pozo se decidió su revisión después de transcurridos 11 años desde su terminación. En la Figura 9 se indican tres esquemas, el primero corresponde a la terminación original, el segundo a los daños y el último al taponamiento definitivo.

En resumen, los daños han sido extremadamente severos, se encontraron graves incrustaciones en los primeros quinientos metros y frente a la zona disparada, colapso y fractura de la tubería a 189 m., o sea algo así como 100 m. abajo de la zapata de la tubería de 20" ϕ , corrosión interior y pérdida de metal exterior a los 104 m., corrosiones externas a los 228 m una concentración peligrosa de agua caliente, prácticamente al nivel del terreno natural, este problema que se detectó a través de registros de temperatura, al principio fué difícil de entender, sin embargo, posteriormente confirmando la degradación del cemento que había entre la tubería de ademe y las formaciones, se explicó que la filtración de fluidos geotérmicos hacia la superficie pudo favorecer un descontrol. Los trabajos de investigación, revisión y reparación se tornaron difíciles y peligrosos por las explosiones y proyecciones de lodo caliente que en diferentes ocasiones se manifestaron, no obstante la protección de equipo especial, instalado en la cabeza del pozo. Se hicieron inyecciones de lechada en varias ocasiones con empacadores y sin empacador, pero fué pobre el fraguado de la lechada inyectada, o tal vez ninguno, reduciendo el control efectivo de los fluidos hacia la superficie.

Se llegó a la conclusión que los daños que existían tanto en la tubería de 11 3/4" ϕ , como en el cemento impedía asegurar una condición constructiva satisfactoria, que ofreciera seguridad para su explotación, estudio o investigación; por esta razón, se decidió taponar este pozo.

Se eliminaron con escariadores los remanentes de tubería de ademe que se había colocado enfrente de la zona disparada, para inyectar cemento en l

zona productora, utilizando un empacador Baker y asegurar la inyección. los volúmenes de lechada fueran suficientemente amplios para un sellado eficaz, al mismo tiempo se procuró dejar una cima de cemento a 621 m. - para en forma sistemática y oportuna revisar el pozo y detectar cualquier posible escape o fuga del reservorio hacia la superficie, por detrás de la tubería de ademe; en caso de presentarse esa contingencia, habría que volver a limpiar el taponamiento del fondo y restituir o renovar dicho tapón.

24

Este pozo, dada la edad y condiciones en las que se encontró, resume con toda claridad los daños, tanto en la tubería de ademe, en su exterior y en su interior, como la alteración o degradación de los cementos, ya sea tipo G o tipo H, con harina de sílice, perlitas o puzolanas, en todos esos casos, de inmediato surge la duda de la adecuada calidad de estos materiales para poder utilizarlos en forma conveniente, en esta clase de pozos.

Con respecto a la reparación del pozo M-46, se estimó el costo en aproximadamente el 20% del costo total de su construcción.

Haciendo referencia a este aspecto, encontramos que el costo mayor fue el del pozo M-7, sin embargo, aquí debemos distinguir entre reparación y profundización del pozo que ya habíamos mencionado, aparte de este caso que no es representativo, si el más significativo de los costos fue el del M-3, que fue un 75%, sin embargo, si tomamos en cuenta los años, la edad de este pozo y la serie de daños, explicaría razonablemente lo alto del costo señalado, en resumen este aspecto puede ser discutible, pero dependiendo de las condiciones económicas de su demanda, pueden justificarse los trabajos de reparación, cuando al final ofrecen seguridades y una realización satisfactoria.

FACTOR TIEMPO

En la Tabla 8 hemos resumido lo que denominamos factor tiempo, en relación a fallas que al cabo de cierto número de años se han detectado precisamente en razón directa al tiempo transcurrido entre la terminación del pozo su evolución, hasta la detección del daño. Los problemas mecánicos por esfuerzos de tensión-compresión, siempre están relacionados al calentamiento, desarrollo y producción del pozo, inmediato a su terminación, en cambio para daños por corrosión transcurren un cierto número de años; aparentemente es menos acelerada cuando el pozo fluye a toda su capacidad, como el caso de los pozos testigos M-5 y M-8, que han cumplido 15 años y aparentemente el daño ha sido mínimo. Por lo tanto, este daño puede presentarse y debe preverse después de cierto tiempo transcurrido, para anticipar daños mayores y sobre todo, realizar la intervención más oportuna y económica.

CONCLUSIONES GENERALES.

En la Tabla 9 se resumen los grados y calidades de las tuberías que habitualmente se encuentran en el comercio y diseñadas para pozos petroleros no son aparentemente las más adecuadas para soportar los fluidos geotérmicos. Las mezclas de cementos puzolánicos con harina de sílice, es una solución poco útil, como se ilustra con los ejemplos aquí reportados. 1

inseguridad y riesgo en que se colocan los pozos que están construidos con este tipo de elementos, pudiendo algún pozo llegar al descontrol. - Al tratar de reparar un pozo cuando la cementación ha sufrido grave deterioro, es más peligrosa.

25

Las mezclas de cementos y aditivos antes indicados, son casi inútiles para cementaciones a presión, pues no fraguan, impidiendo esto una aplicación eficaz. Es indispensable utilizar un equipo especial de control, para proteger tanto al personal como a las instalaciones de superficie. Es claro que en cierta etapa y en función de la capacidad energética del yacimiento puede justificarse plenamente la reparación cuando el costo de la misma frente a la erogación por construcción de uno nuevo es ventajosa y de resultados satisfactorios y seguros.

Por último no debe olvidarse que el taponamiento para abandonar un pozo será eficaz cuando se realiza a nivel del reservorio y no dentro de las tuberías de ademe, como hemos visto en el caso del M-3, no garantiza el control de flujo a la superficie, pudiendo originar un problema que no se detecta de momento, cuando existe un taponamiento e impide cualquier inspección a través de registros de temperatura; en pocas palabras, la idea es taponar el yacimiento y al mismo tiempo dejar libre el paso para hacer investigaciones con registros de temperatura de las condiciones que prevalecen detrás de las tuberías de ademe.

RECOMENDACIONES.

Creemos que una de las recomendaciones fundamentales es buscar aleaciones de aceros que soporten mejor los efectos corrosivos de los fluidos geotérmicos y en igual forma probar nuevas mezclas o tipos de cementos que soporten más tiempo la degradación que actualmente se ha detectado.

Otra alternativa para proteger los ademes de la corrosión sería investigar sistemas de protección catódica, eficaz y de un costo razonable; pero no consideramos que sea fácil por las condiciones prevalecientes en las formaciones sedimentarias del Valle de Mexicali y su impregnación de sales.

De lograr resultados positivos con los factores anteriormente señalados seguramente resultaría en beneficio del costo de la energía geotérmica, haciéndola tal vez más atractiva.

B I B L I O G R A F I A

BOYLE G. WILLIAM

26

An introduction to Corrosion and Caliperings.
October 1, 1977.

DENCH D., Casing String Design for Geothermal Wells. Primer
Simposio de Desarrollo y Aplicación de Energía Geotér-
mica. PISA 1970.

DOMINGUEZ AGUIRRE BERNARDO
VITAL BLANCO FRANCISCO

Reparación y Control de Pozos Geotérmicos en Cerro
Prieto, San Francisco California, EUA, Mayo, 1975.

MERCADO GONZALEZ SERGIO.

Reporte Técnico Interno CPE, pozo M-5, SMG-89/67
Mayo 16, 1967.

RIVERA G. HECTOR

Como Protejer tuberías de Ademe.- Petroleo Inter-ame-
ricano. 1962.

SMITH H. J. Casing Failures in Geothermal Bores at Wairakei.
Actas de la Conferencia en Roma, de Nuevas Fuentes de
Energía. 1960.

VITAL BLANCO FRANCISCO.

Reporte Interno CPE, del pozo M-45, PVB-74/76, Septiembre
8, 1976.

VÖHS, JIM.

Schlumberger.- Interpretación del registro "Casing
Collar Locator and Cement Bond Log", del pozo M-45,
Marzo 1., 1977.

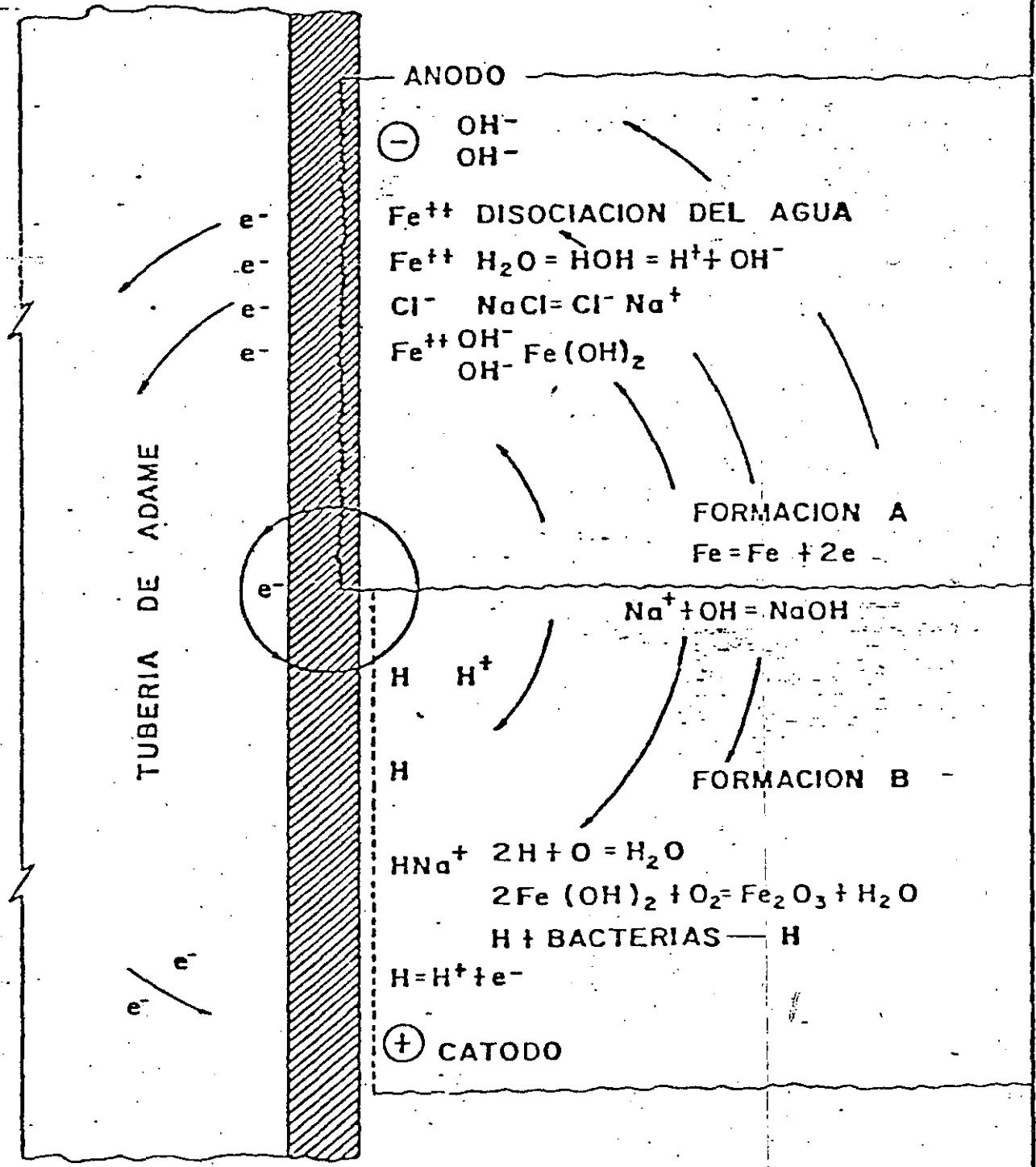
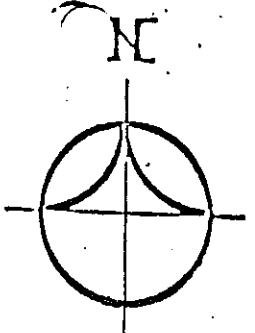
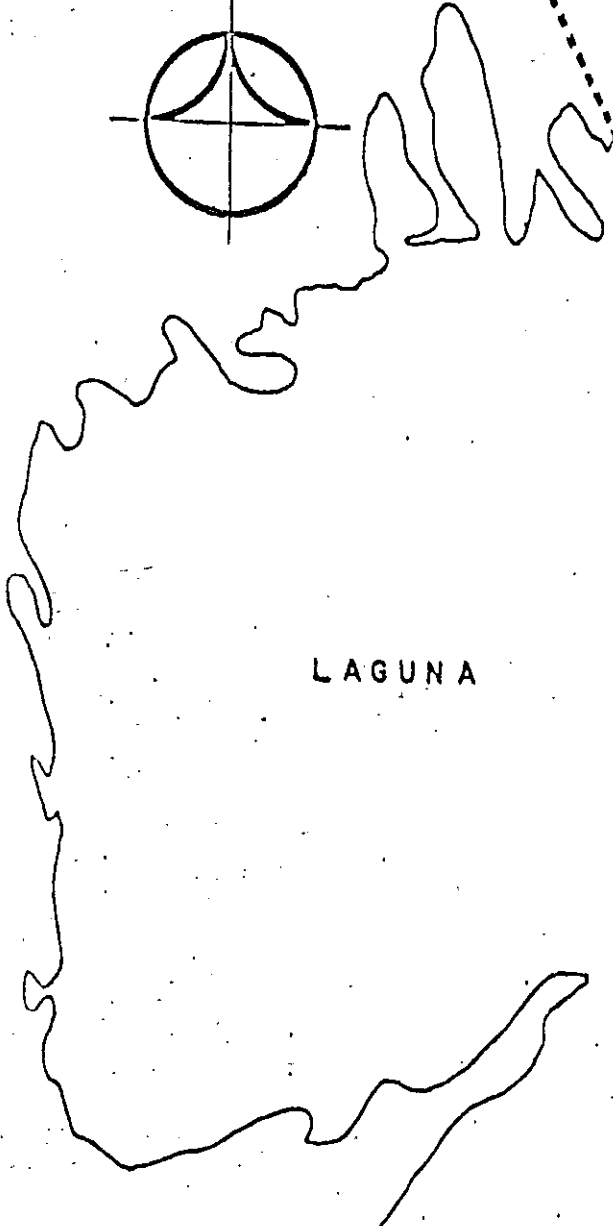


FIG. No. I CORROSION ELECTROQUIMICA ENTRE DOS FORMACIONES Y LA PARED DE LA TUBERIA DE ADEME

M-3

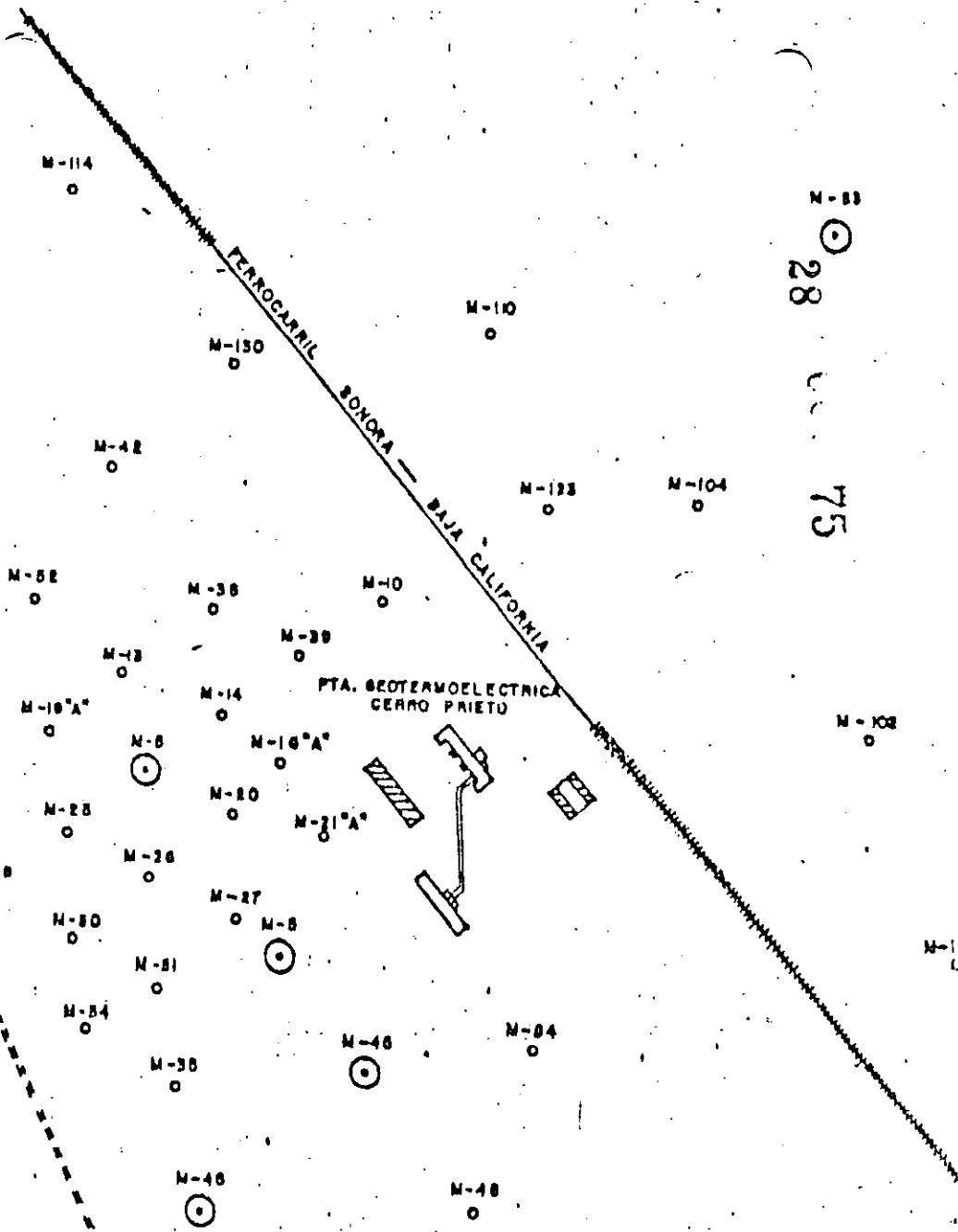


M-7



LAGUNA

SORBO LAGUNA DE EVAPORACION



FERROCARRIL SONORA - BAJA CALIFORNIA

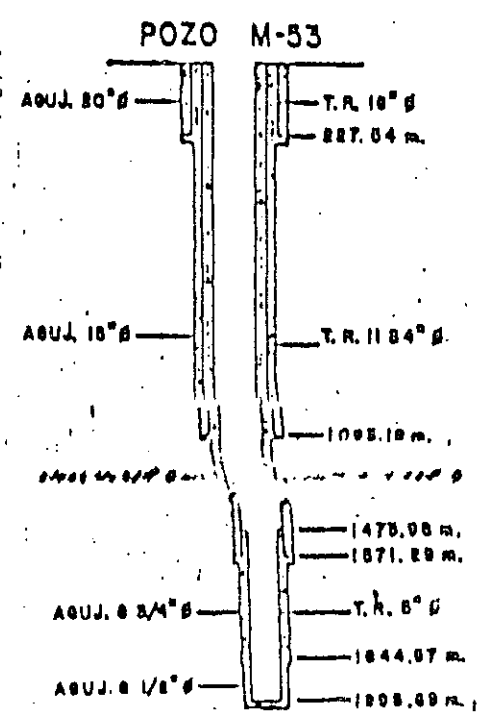
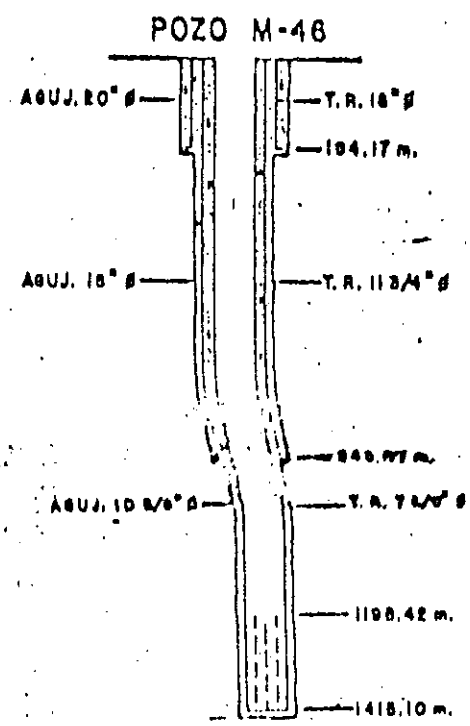
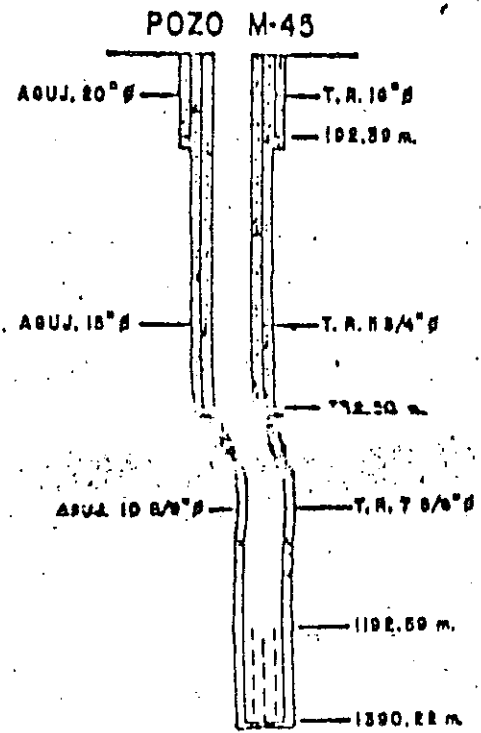
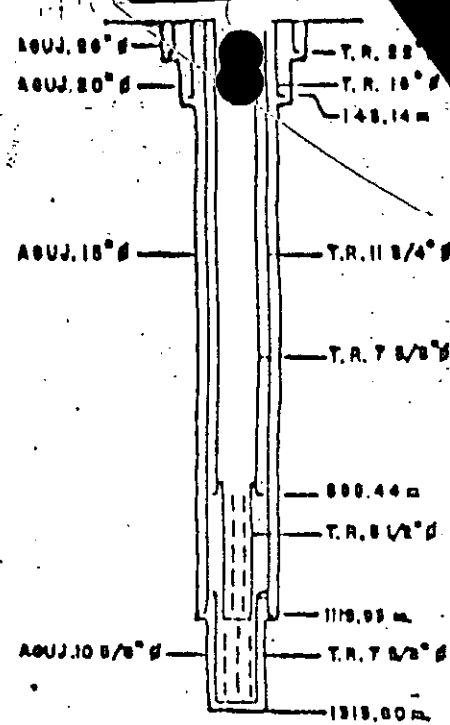
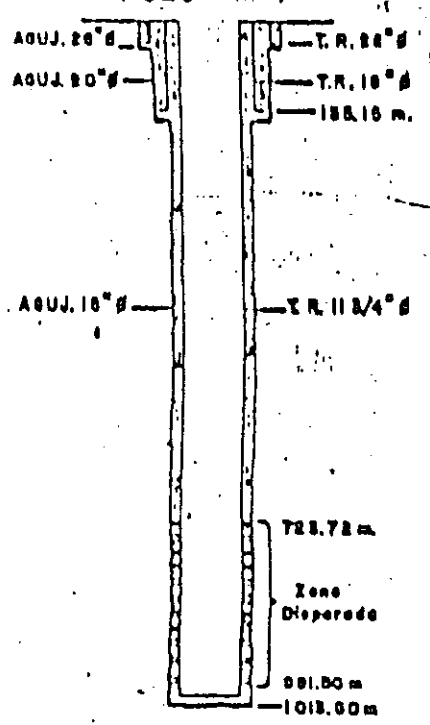
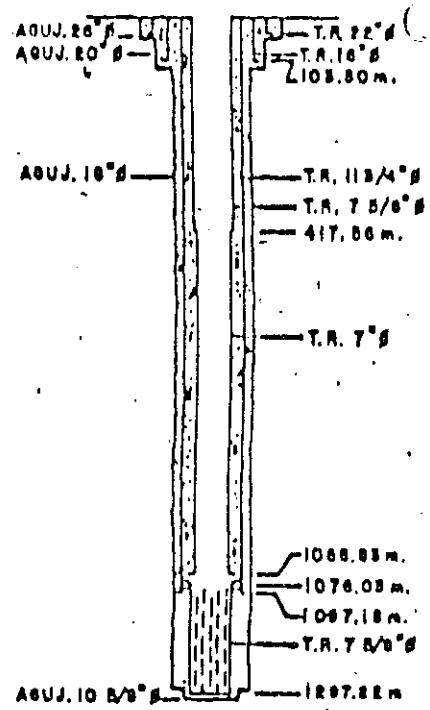
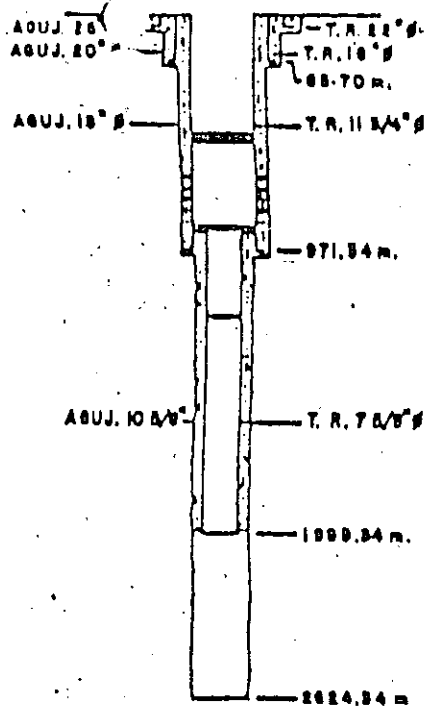
PTA. GEOTERMOCLECTRICA CERRO PRIETO

M-28

75

M-108

M-1



29
76

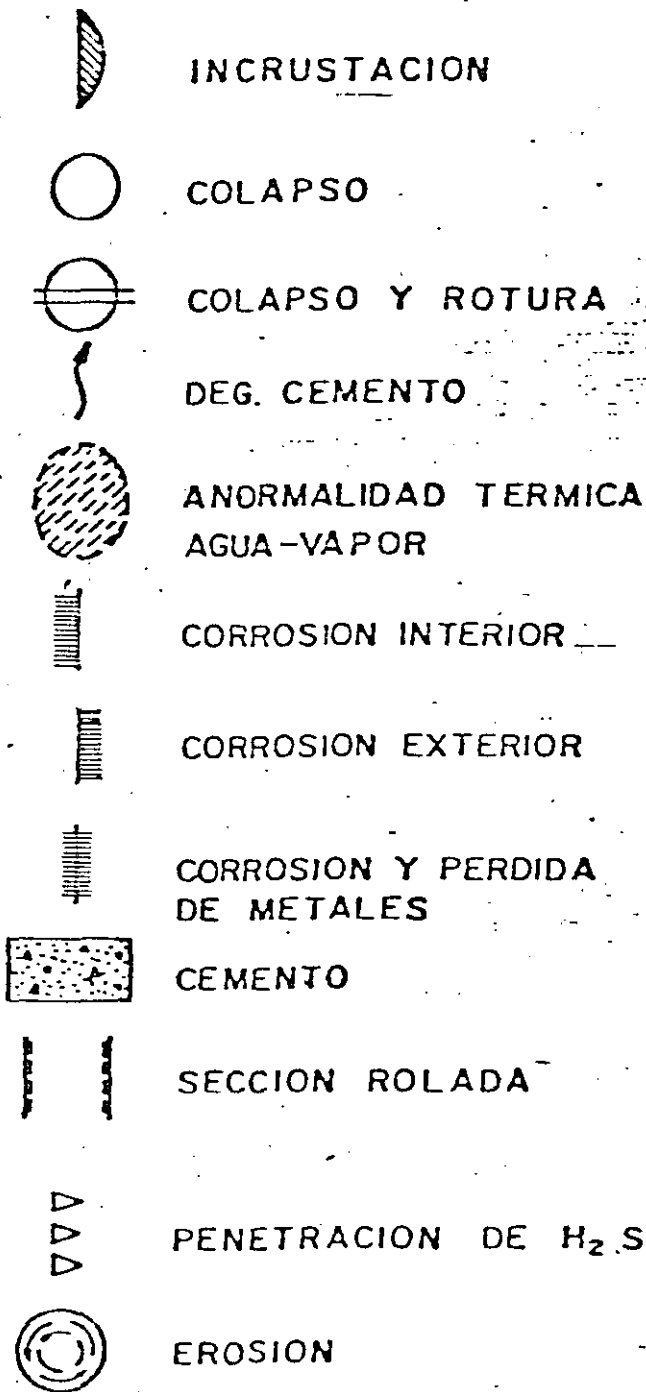
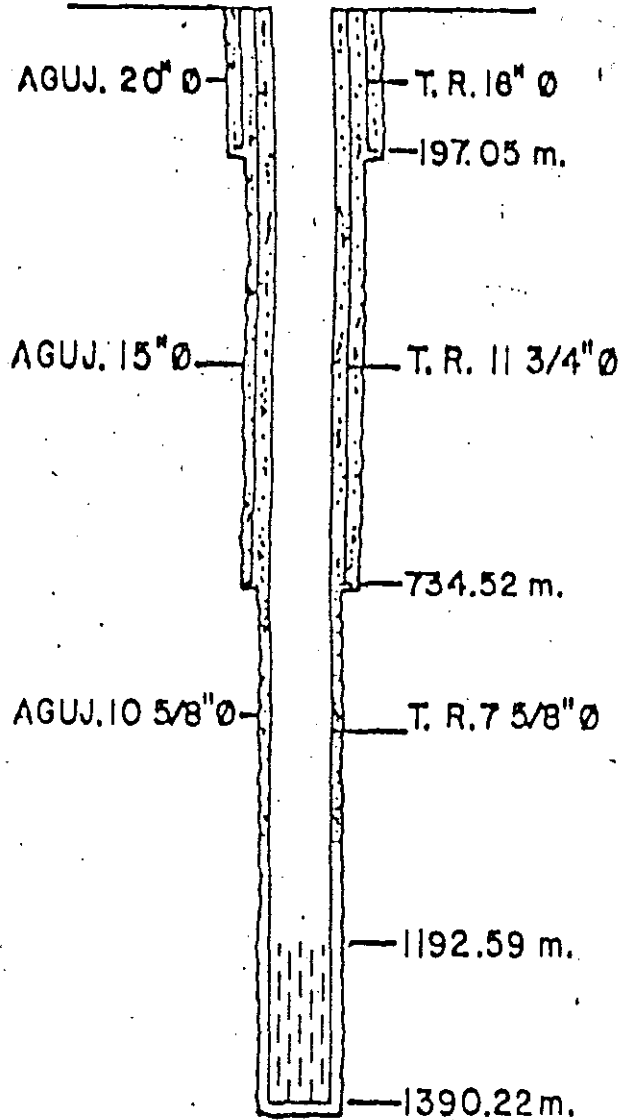


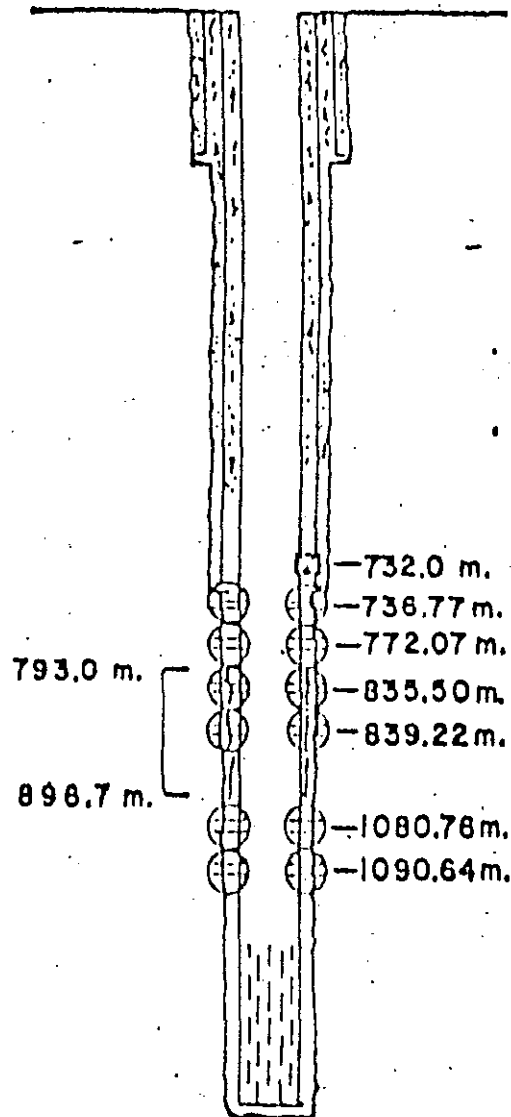
FIG.4

SIMBOLOGIA DE LOS PROBLEMAS
 DETECTADOS EN ADEME Y CEMENTO

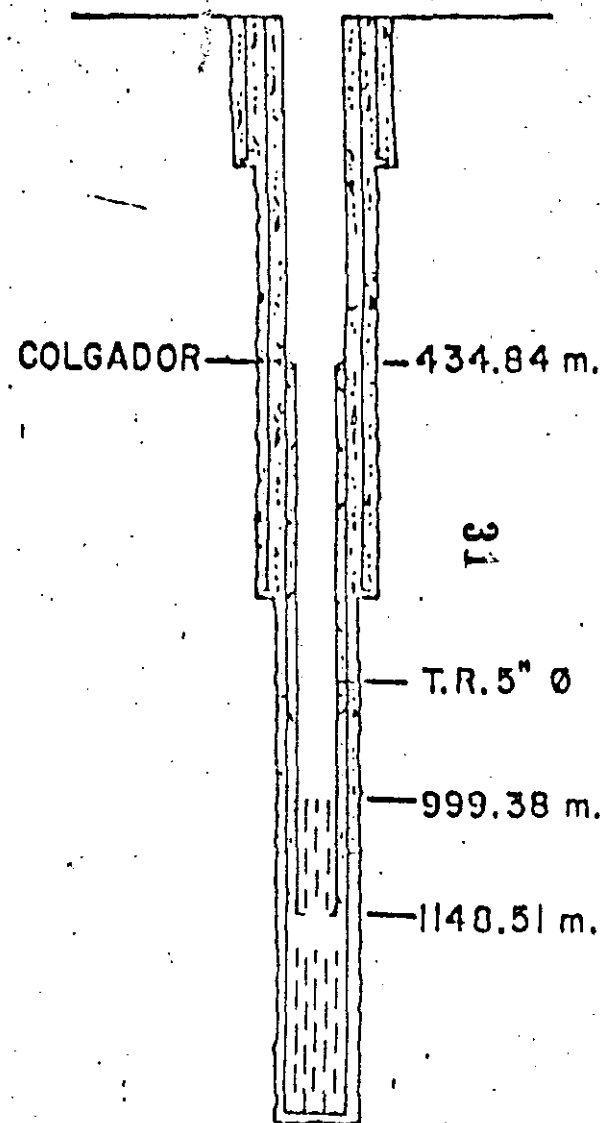
INSTRUCCION ORIGINAL



ANOMALIAS ENCONTRADAS (REPARACION)



TERMINACION ACTUAL



||| CORROSION Y PERDIDA DE METALES

⊖ COLAPSO Y ROTURA

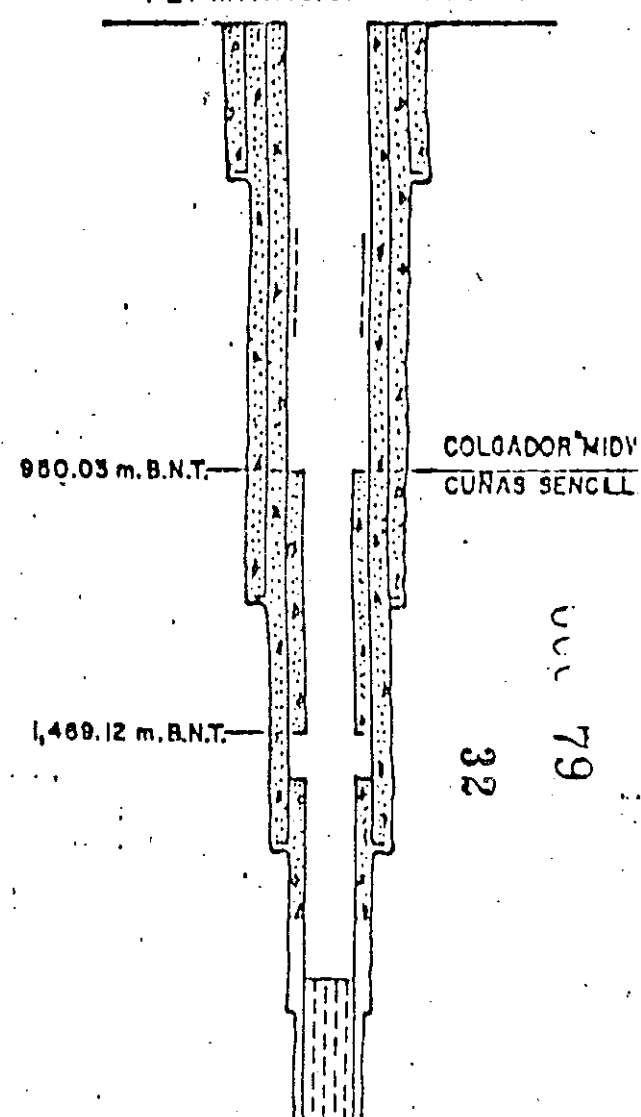
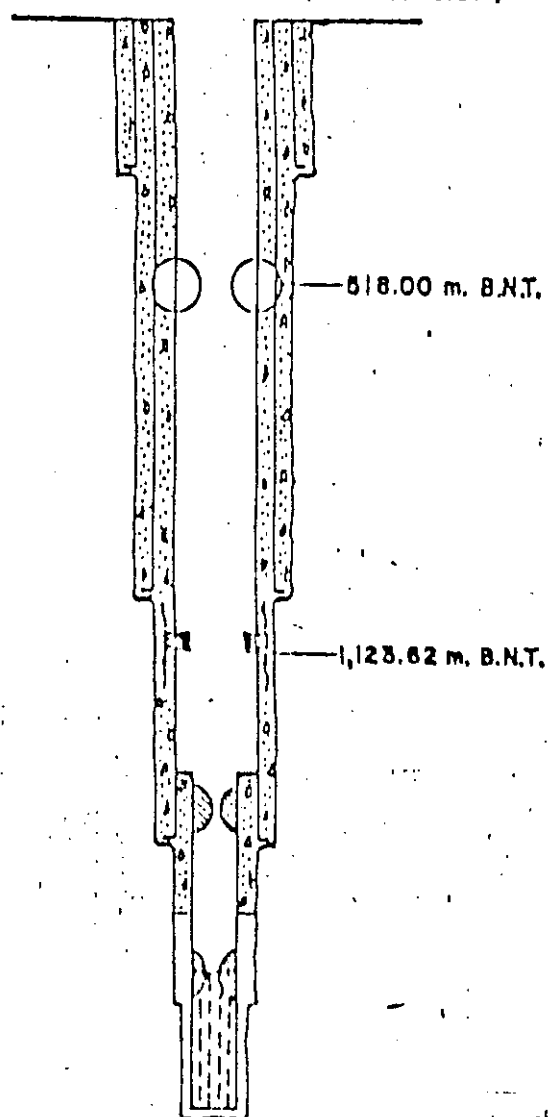
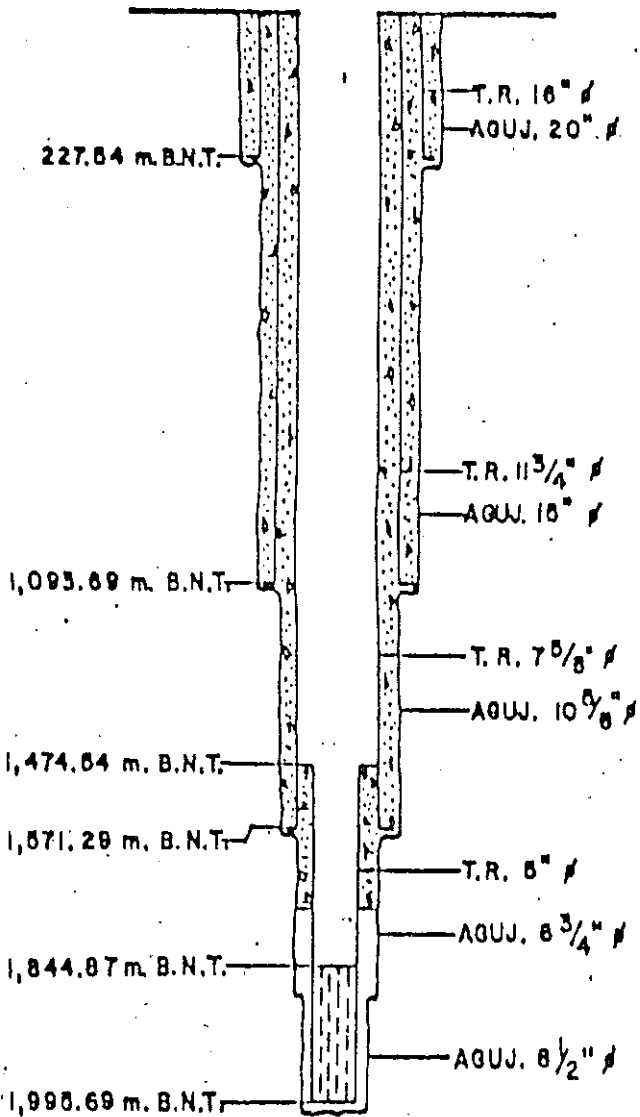
▣ CEMENTO

DEGRADACION CEMENTO

CONSTRUCCION ORIGINAL

ANOMALIAS ENCONTRADAS (REPARACION)

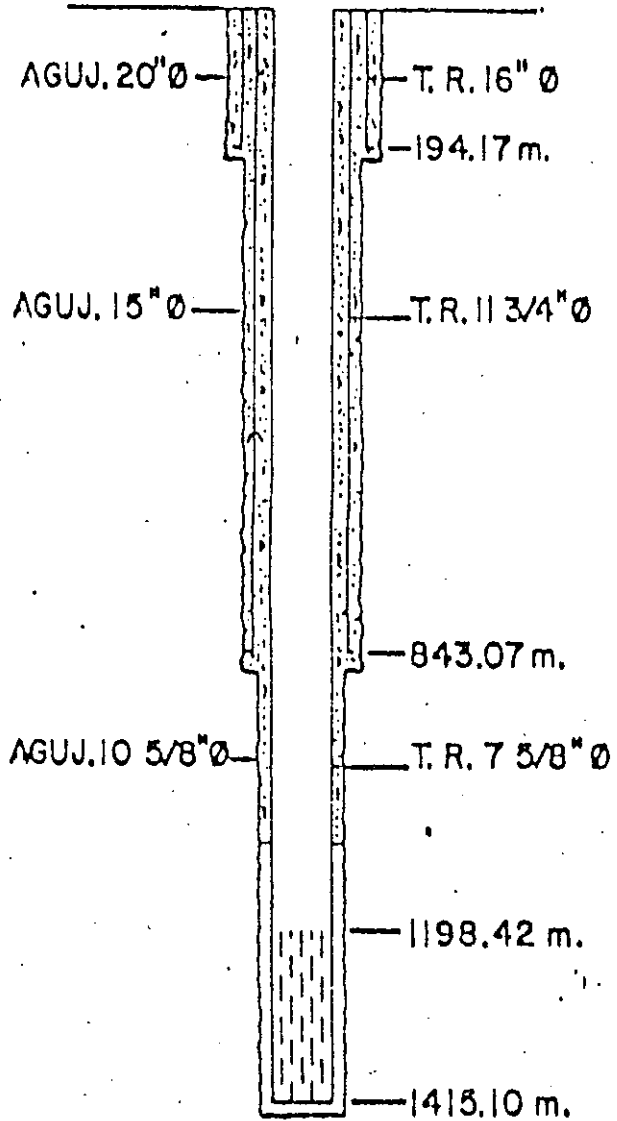
TERMINACION ACTUAL



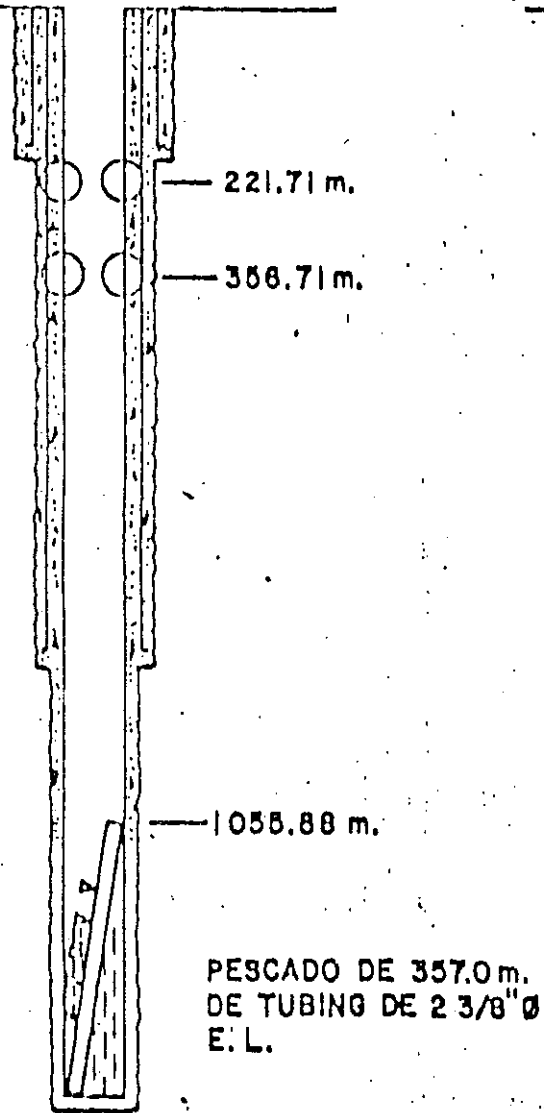
INCRUSTACION
 COLAPSO
 DEGRADACION CEMENTO
 CORROSION Y PERDIDA DE METALES
 SECCION ROLADA
 CEMENTO

32
79

CONSTRUCCION ORIGINAL

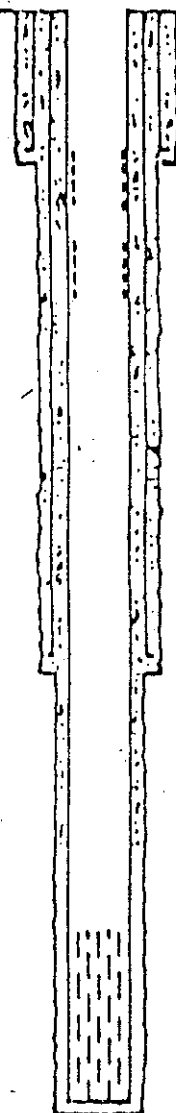


ANOMALIAS ENCONTRADAS (REPARACION)



TERMINACION

ACTUAL



33

ver 80



COLAPSO



CEMENTO

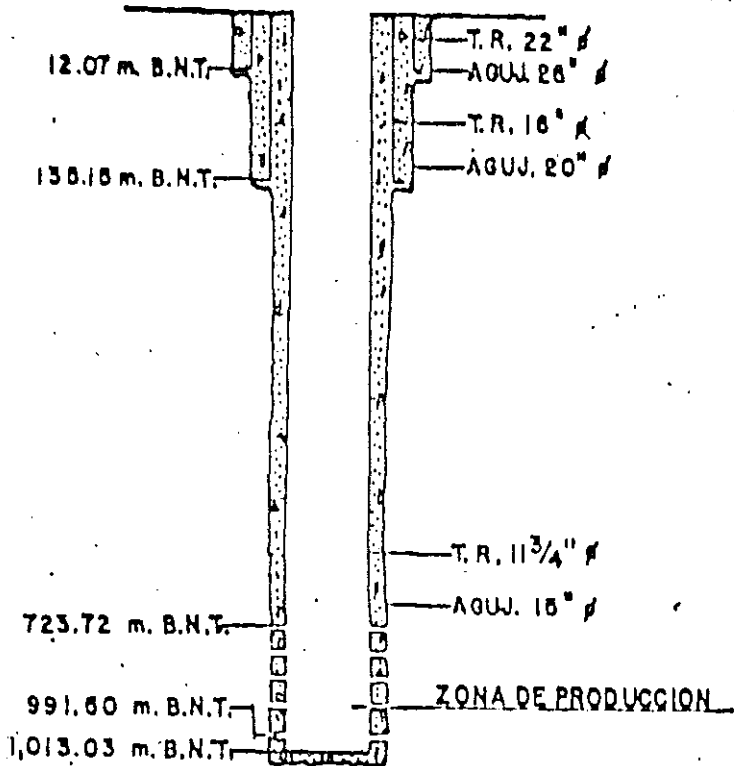


PENETRACION DE H₂S

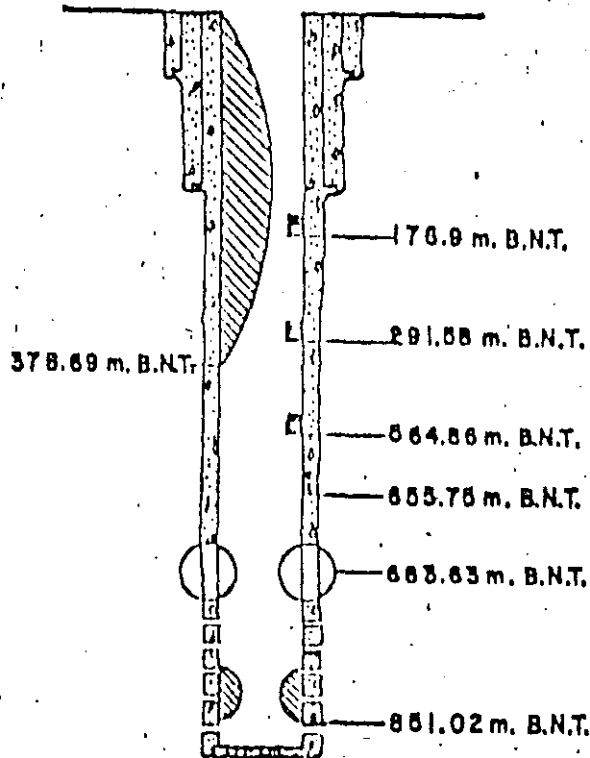


SECCION ROLADA

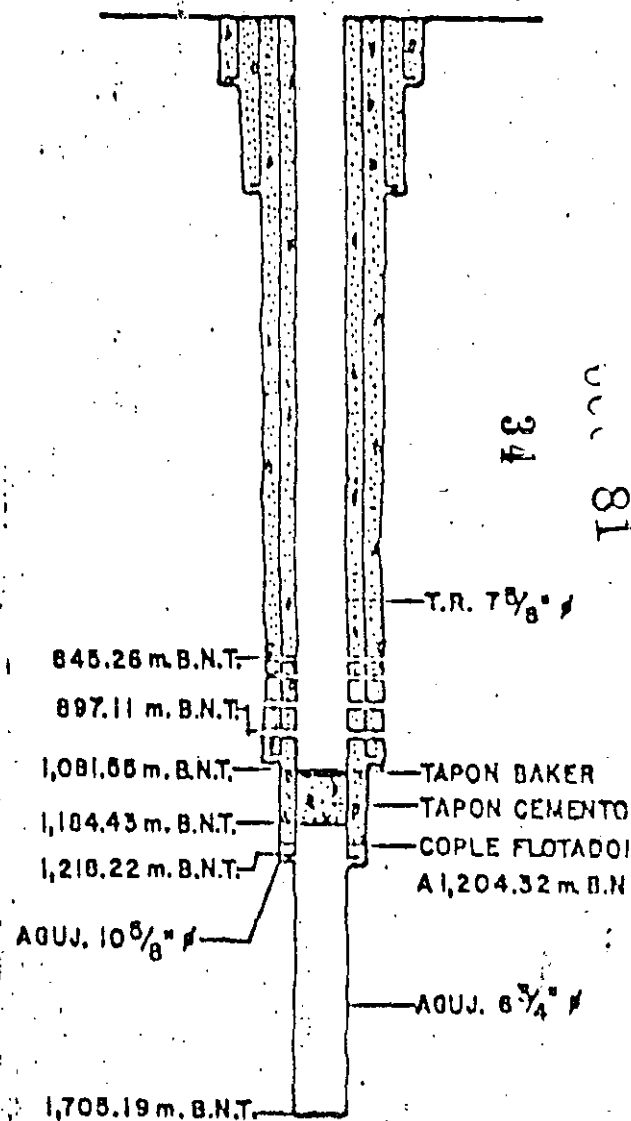
CONSTRUCCION ORIGINAL



ANOMALIAS ENCONTRADAS (REPARACION)



TERMINACION ACTUAL



INCRUSTACION



COLAPSO



DEGRADACION CEMENTO



CEMENTO



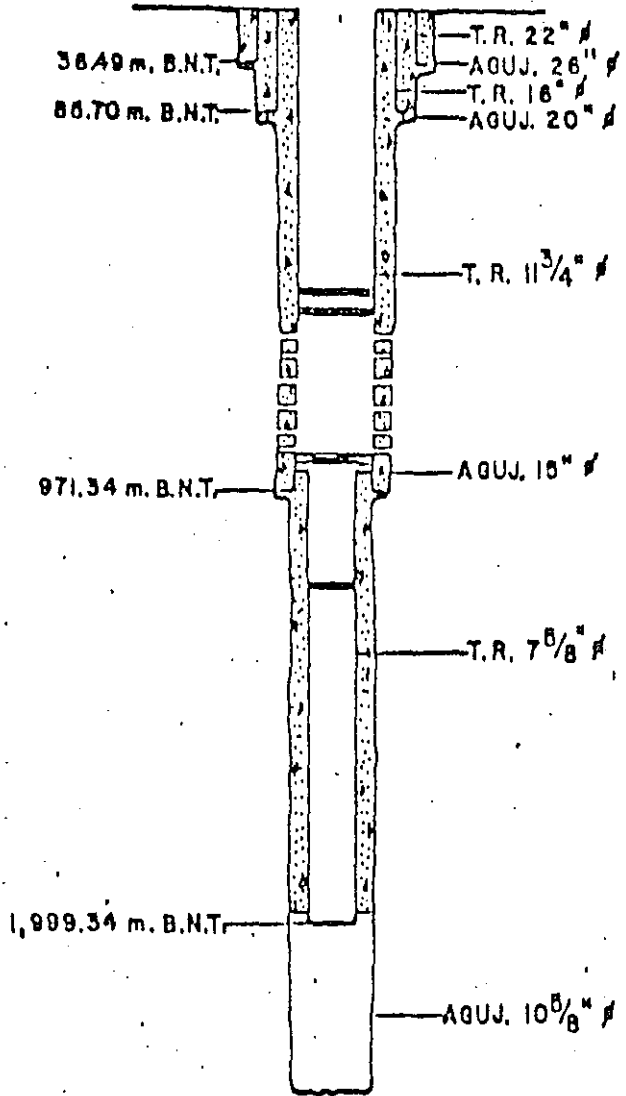
CORROSION INTERNA



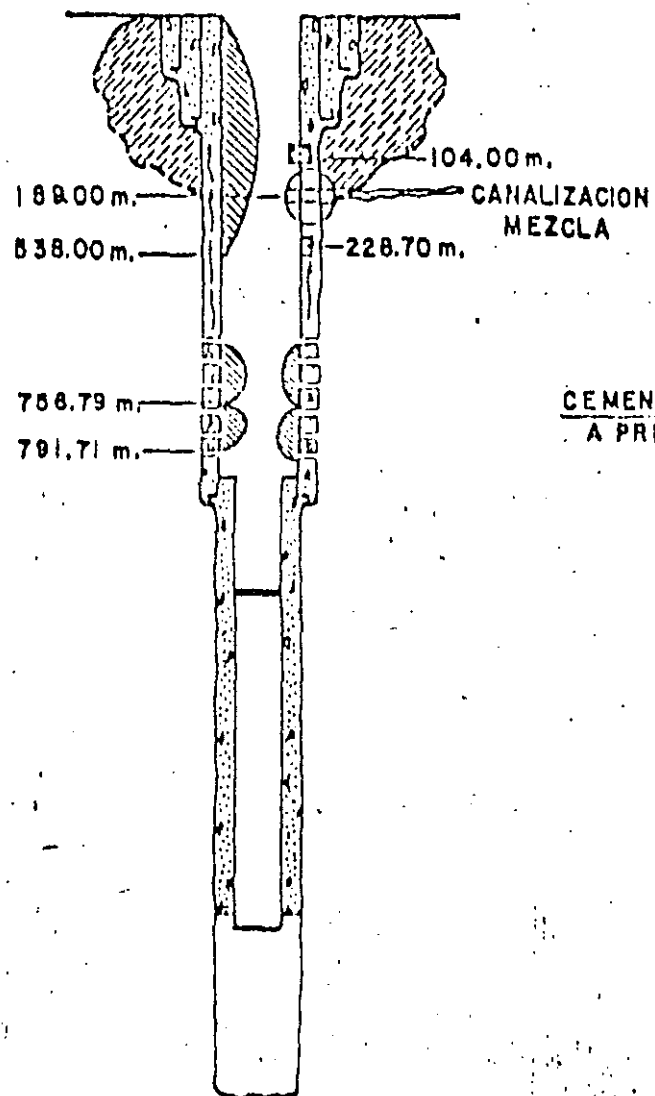
CORROSION EXTERNA

34
81

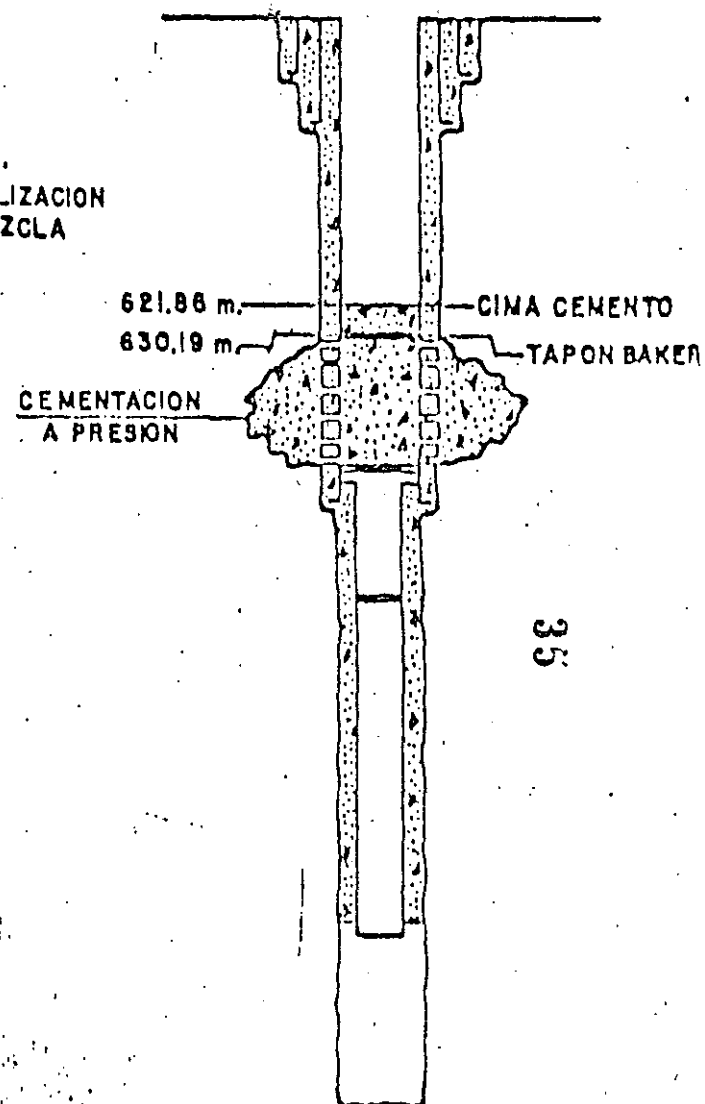
CONSTRUCCION ORIGINAL



ANOMALIAS ENCONTRADAS (REPARACION)



TERMINACION ACTUAL



INCRUSTACION
 COLAPSO Y ROTURA
 DEGRADACION CEMENTO
 ANORMALIDAD TERMICA

CORROSION Y PERDIDA DE METALES
 CORROSION EXTERNA
 CEMENTO

FIG. N. O. COMPOSICION DE PERFILES TUBULARES Y DAÑOS DETECTADOS

TABLA No.1 CAUSAS DE CORROSION
EN POZOS PETROLEROS

- 1._ ATAQUE QUIMICO Y FENOMENO ELECTROLITICO.
- 2._ CAMBIOS METALURGICOS DE ELEMENTOS MECANICOS EN ADEMES.
- 3._ PRESIONES DIFERENCIALES
- 4._ TEMPERATURAS DIFERENCIALES CON PRESENCIA DE AGUA.
- 5._ EROSION ASOCIADA A MAYORES O MENORES TURBULENCIAS.
- 6._ FRAGILIZACION DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO POR LA ACCION DEL ACIDO SULFIDRICO.

TABLA N.º 2 CAUSAS DE FALLAS EN ADEMES POR
ESFUERZOS DE TENSION - COMPRESION

1. TEMPERATURA. TEMPERATURAS EN EL YACIMIENTO MAS DE
300°C

COLUMNA

2. LITOLOGICA. EN LOS PRIMEROS 500 METROS SE ENCUEN -
TRAN ACUIFEROS FRIOS.

3. CONSTRUCCION. SE UTILIZAN TUBERIAS COMO ADEME PRO -
DUCCION AUNADO A PEGADURAS, PERDIDAS -
DE CIRCULACION, CANALIZACION EN CEMEN -
TACIONES Y BOLSAS DE AGUA Y LODO.

4. CAPACIDAD

MECANICA. ESCASA CAPACIDAD PARA SOPORTAR ESFUER -
ZOS DE TENSION, COMPRESION Y SOBRE TO -
DO APLASTAMIENTO, ORIGINADOS POR EL
EFECTO TERMICO.

5. ARRANQUE

DE LOS POZOS. CUANDO EL CALENTAMIENTO ES RAPIDO SE
CAUSA UN CHOQUE TERMICO INCONVENIENTE
PARA LOS ADEMES.

LA N.º 3 PROMEDIOS GENERALES EN RELACION A POZOS CONSTRUIDOS

- | | |
|---|------------------------------|
| a).— POR CONSTRUCCION SU COSTO. | 24,000,000.00 P/POZO |
| b).— COSTO PROMEDIO DE REPARACION | 4,000,000.00 P/POZO |
| c).— TIEMPO PROMEDIO EMPLEADO PA
RA REVISION Y REPARACION. | 30-60 DIAS |
| d).— PORCENTAJE DE LA DISMINUCION
DE LA PRODUCCION. | 30 % |
| e).— POZOS ABANDONADOS A LA FE
CHA. | 3 POZOS - M-3
M-15 Y M-21 |
| f).— N.º DE POZOS REPARADOS A LA
FECHA. | 36 |

ABLA N.º 4 FACTORES CAUSANTES DE COLAPSOS Y
FRACTURAS EN TUBERIAS DE ADEME

1. ASPECTOS CONSTRUCTIVOS. PERDIDA DE CIRCULACION CEMENTACIONES DEFECTUOSAS, PEGADURAS DE LA TUBERIA DE ADEME ETC.
2. CAUSAS MECANICAS. ESFUERZOS DE TENSION Y COMPRESION POR EFECTO TERMICO.
3. DESARROLLO DE GRIETAS O FISURAS. EN EL CEMENTO, POR DILATACION AXIAL Y RADIAL DE LOS ADEMES.
4. DEGRADACION Y LAVADO DEL CEMENTO. FLUIDOS HIDROTERMALES.
5. CORROSION DEL INTERIOR DE LA TUBERIA DE PRODUCCION-ADEME. POR CONTENIDO QUIMICO DE LA MEZCLA AGUA-VAPOR.
6. CORROSION EXTERIOR DE LOS ADEMES. TANTO POR ATAQUE QUIMICO COMO GALVANICO ENTRE FORMACION Y TUBERIA.
7. FRAGILIZACION DE LA TUBERIA DE PRODUCCION. CAUSADA POR LA PENETRACION DEL H_2S EN LA ESTRUCTURA CRYSTALOGRAFICA DEL ACERO.
8. EROSION INTERIOR. POR EL ARRASTRE DE SOLIDOS SOBRE TODO ARENA.

TABLA N.º 5 ESPECIFICACIONES DE ADEMES INSTALACION

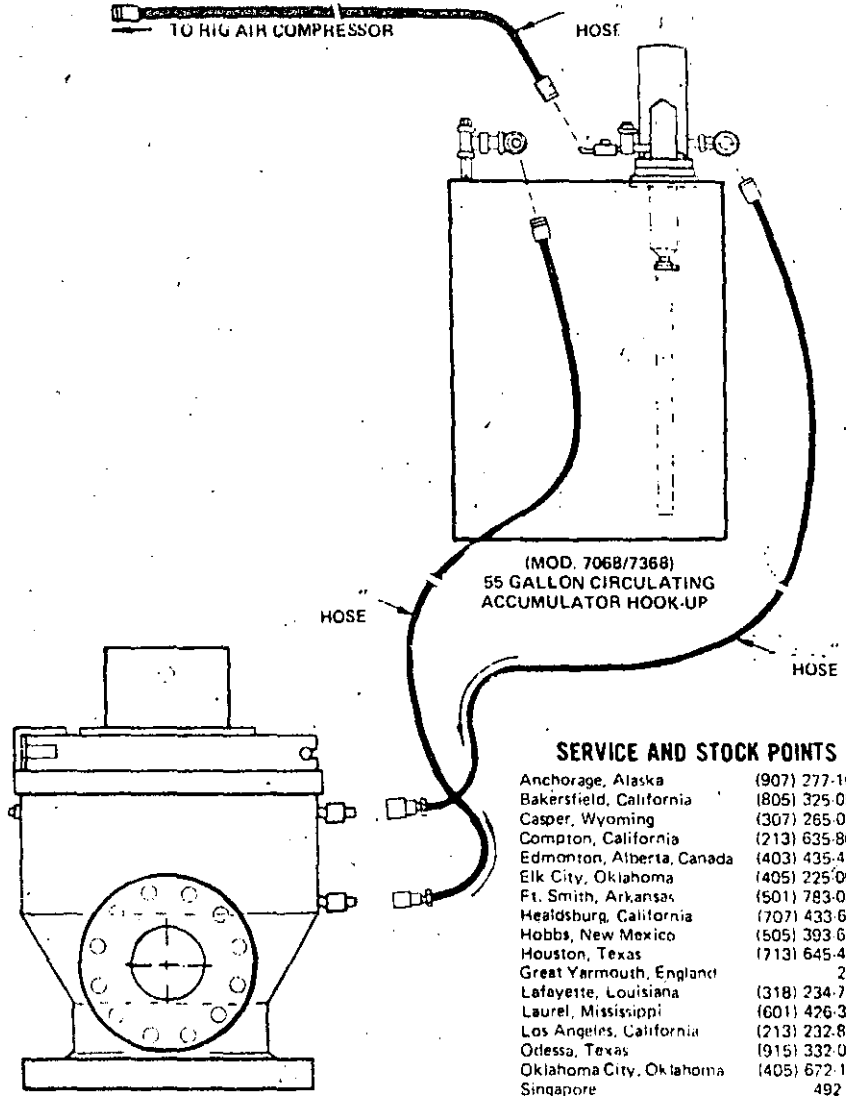
ACION

APLICACION DE LA TUBERIA DE ADEME	POZOS						
	M-3	M-5	M-7	M-8	M-45	M-46	M-53
CONDUCTOR	22" H-40 59 Lb/PIE SOLDADA	22" SOLDADA	22" B 65.24 Lb/PIE SOLDADA	22" B 65.24 Lb/PIE SOLDADA			
SUPERFICIAL	16" H-40 65 Lb/PIE REDONDA	16" H-40 65 Lb/PIE REDONDA	16" H-40 65 Lb/PIE REDONDA	16" H-40 65 Lb/PIE REDONDA	16" H-40 65 Lb/PIE REDONDA	16" H-40 65 Lb/PIE REDONDA	16" H-40 65 Lb/PIE REDONDA
INTERMEDIA	11 3/4" J-55 47 Lb/PIE BUTTRESS	11 3/4" J-55 47 Lb/PIE	11 3/4" J-55 47 Lb/PIE BUTTRESS	11 3/4" J-55 47 Lb/PIE BUTTRESS	11 3/4" J-55, N-80 47.60 Lb/PIE BUTTRESS	11 3/4" J-55, N-80 47.60 Lb/PIE BUTTRESS	11 3/4" K-55 47.60 Lb/PIE BUTTRESS
PRODUCCION	7 5/8" N-80 26.4 Lb/PIE BUTTRESS	7 5/8" N-80 26.4 Lb/PIE 7" N-80 26.0 Lb/PIE S. L.		7 5/8" J-55 26.4 Lb/PIE BUTTRESS	7 5/8" K-55 26.4 Lb/PIE BUTTRESS	7 5/8" K-55 26.4 Lb/PIE BUTTRESS	7 5/8" K-55 26.4 Lb/PIE BUTTRESS 40 87
" LINER "		7 5/8" N-80 26.4 Lb/PIE		5 1/2" J-55 16.87 Lb/PIE SECURITY 7 5/8" N-80 26.4 Lb/PIE BUTTRESS			5" P-110 18 Lb/PIE S. L.
PERIODO ENTRE SU TERMINACION Y DETECCION DE FALLA	14 AÑOS	15 AÑOS	12 AÑOS	13 AÑOS	3 AÑOS	4 AÑOS	3 AÑOS

DE POZOS REPARADOS

ANOMALIAS ENCONTRADAS Y TUBERIA DAÑADA	PROFUNDIDADES	DETECCION	RESULTADOS Y OBSERVACIONES DESPUES DE LA REPARACION	PORCENTAJE DE COMPLETACION CON LA CONST.
DEGRADACION DE CEMENTO CORROSION EXTERIOR E INTERIOR SEVERA PERDIDA DE METAL EXTERIOR COLAPSO Y ROTURA EN T.R. 11 3/4" /	DE 538.30 A LA SUP. DE 100.60 A 103.70 DE 222.00 A 228.70 A 189.00 m.	ANALISIS QUIMICOS REGISTROS ELECTRICOS PRUEBAS A PRESION REGISTROS DE INSPECCION Y CALIBRACION I	SE TRATO DE SELLAR ROTURA A 189.00m SELLO ZONA DE PRODUCCION, MANTIENE POZO EN OBSERVACION Y ESTUDIO	75 %
INGRUSTACIONES CORROSION INTERIOR Y PERDIDA DE METAL CORROSION EXTERIOR Y PERDIDA DE METAL CORROSION Y PERDIDA SEVERA DE METAL CORROSION EN TUB. CABEZA POZO SUP. COLAPSO EN T.R. 11 3/4" /	DE 0.00 A 378.89 m. 178.90 - 291.58 - 864.86 m. A 655.75 m. DE 728.34 A 744.20 m. EN CONTRAPOZO A 683.63 m.	REGISTROS DE CALIBRACION ANALISIS QUIMICOS REG. DE CEMENTACION Y COUPLE REGISTROS DE INSPECCION Y CALIBRACION VISUAL AGUJ. EN TUBERIA	PERFORO POZO HASTA 1,706.18 m. PARA CONOCER ZONAS PRODUCTORAS DE MAYOR RANGO DE TEMP. ENCONTRÓ LA MAYOR APORTACION DE TEMP. DE 844.00 A 866.00 m. Y DE 1,100.00 m. AL FONDO TOMA DE BAJA TEMP.	141 %
CORROSION Y PERDIDA DE METAL EN T.R. 7 5/8" / COLAPSOS Y ROTURAS EN T.R. 7 5/8" /	A 732.00 m. DE 736.77 A 772.07 m. DE 835.50 A 839.22 m. DE 1,080.76 A 1,090.64 m.	REGISTRO ELECTRICO DE TUBERIA Y CEMENTACION IMPRESIONES SELLOS DE PLOMO	POZO EN PRODUCCION U-1 Y U-2	35.2%
CONFIRMO COLAPSOS EN T.R. 7 5/8" / EN TUBING RECUPERADO ENCONTRÓ CORROSION EVIDENTE Y FRAGILIZACION	A 221.71 y 356.71 m. EN FONDO DEL POZO	IMPRESIONES DE SELLOS DE PLOMO ANALISIS METALURGICOS Y QUIMICOS	POZO EN PRODUCCION U-1 Y U-2 HASTA SEP. 8 DE 1979, SACO DEL SISTEMA POR DESCENSO DE PRESION (ESPERA REPARACION)	20 %
COLAPSO EN T.R. 7 5/8" / DEGRADACION DE CEMENTO, CORROSION Y PERDIDA TOTAL DE METAL INGRUSTACIONES	A 618.00 m. DE 1,118.70 A 1,123.62 m. DE 1,475.00 Y 1,843.00 m.	IMPRESIONES SELLOS DE PLOMO Y DE PARED PRUEBAS A PRESION REG. DE CEMENTACION Y COUPLE REGISTROS DE INSPECCION Y CALIBRACION	POZO EN PRODUCCION U-1 Y U-2	30 %

GRANT OIL TOOL COMPANY

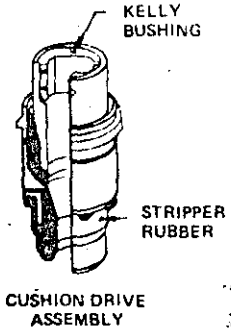


SERVICE AND STOCK POINTS

Anchorage, Alaska	(907) 277-1624
Bakersfield, California	(805) 325-0507
Casper, Wyoming	(307) 265-0138
Compton, California	(213) 635-8041
Edmonton, Alberta, Canada	(403) 435-4381
Elk City, Oklahoma	(405) 225-0080
Ft. Smith, Arkansas	(501) 783-0361
Healdsburg, California	(707) 433-6969
Hobbs, New Mexico	(505) 393-6211
Houston, Texas	(713) 645-4125
Great Yarmouth, England	2077
Lafayette, Louisiana	(318) 234-7486
Laurel, Mississippi	(601) 426-3251
Los Angeles, California	(213) 232-8161
Odessa, Texas	(915) 332-0847
Oklahoma City, Oklahoma	(405) 672-1337
Singapore	492 912
Sonora, Texas	(915) 387-2031
Ventura, California	(805) 643-8408
Vernal, Utah	(801) 789-3086

GRANT ROTATING HEAD CHECK LIST

- No. 1 Rotating head must be correctly aligned with rotary table.
- No. 2 Kelly Bushing must be removed from kelly when stripper rubber element is not in use.
- No. 3 Check oil level in accumulator tank each tour. Use S.A.E. 30 weight oil for winter and S.A.E. 40 weight oil for summer. Use clean oil only.
- No. 4 Make sure accumulator is set on 5-10 psi.
- No. 5 Make sure all bolts are made up tight on stripper rubber and kelly bushing.
- No. 6 Make sure stripper rubber bolts are safety wired.



1.- LAS FALLAS EN EL ADEME POR ESFUERZOS DE TENSION — COMPRESION, SE MANIFIESTAN EN POZOS RECIEN CONSTRUIDOS Y EN LOS PRIMEROS MESES DE HABER INICIADO SU PRODUCCION, A VECES EN EL DESARROLLO DEL POZO.

LAS MUESTRAS DE CEMENTO FRAGUADO, QUE ARROJA EL POZO NO EXPONEN ALTERACION DEL CEMENTO.

2.- LAS FALLAS EN EL ADEME POR CORROSION SE MANIFIESTA EN POZOS CON MAS DE DOS Y MEDIO AÑOS, DESPUES DE HABERSE TERMINADO, EN POZOS NO FLUYENTES CON POCO FLUJO, O FLUJO INTERMITENTE, A MAS AÑOS EL DAÑO ES MAS SEVERO. TANTO EN EL ADEME COMO EN EL CEMENTO, SUS MUESTRAS ACUSAN GRAVES ALTERACIONES, PERDIENDO COHESION TORNANDOSE PULVERULENTO.

TABLA N.º9 CONCLUSIONES GENERALES

- 1._ GRADOS EN LAS TUBERIAS DE ADEME Y CEMENTOS EN USO NO SON LOS MAS ADECUADOS PARA POZOS GEOTERMICOS.
- 2._ RIESGO LATENTE DE DESCONTROL.
- 3._ ACELERACION EN LA CORROSION EXTERIOR DEL ADEME.
- 4._ RIESGO DURANTE LAS REPARACIONES Y REVISIONES DE LOS POZOS.
- 5._ INCAPACIDAD DE FRAGUA DEL CEMENTO EN CEMENTACIONES A PRESION.
- 6._ REQUERIMIENTO DE EQUIPO ESPECIAL DE CONTROL.
- 7._ JUSTIFICACION ECONOMICA DE LA REPARACION.
- 8._ PROYECTAR UN TAPONAMIENTO EFICAZ PARA ABANDONAR UN POZO.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"
MATERIA: "REPARACION DE POZOS GEOTERMICOS"

DEL 8 DE OCTUBRE AL 17 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE
ENERGIA, LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y EL
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

MEXICO, D. F.

III

DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES DE CONTROL SUPERFICIAL
Y DEL ARBOL DE VALVULAS DE UN POZO GEOTERMICO.

ING. J. HOMERO MENDOZA E.

DICIEMBRE, 1985.

CAPITULO III.

DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES DE CONTROL SUPERFICIAL
Y DEL ARBOL DE VALVULAS DE UN POZO GEOTERMICO.

DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES DE CONTROL
Y DEL ARBOL DE VALVULAS DE UN POZO GEOTERMICO.

Para el mantenimiento y/o la reparación de un pozo geotérmico, una vez determinada ó detectada su anomalía; se programará la instalación del equipo de reparación para realizar la actividad, también posteriormente será necesario armar y colocar todo el equipo de control superficial requerido, ya que el pozo durante la intervención deberá estar bajo total control: para que todas las operaciones que se programen sean seguras.

La actividad inicial después de instalado y probado todo el equipo de reparación (ya eliminadas las válvulas superior, laterales y cruz), será la de colocar un preventor anular sobre la válvula maestra de 10" \emptyset y encima otro preventor tipo "U" doble de arietes y finalmente un desviador de flujo (se deberá contar también con las válvulas de contrapresión respectivas).

Como medida precautoria será importante que las salidas laterales 2" \emptyset que están en el carrete de expansión, cuando menos una de ellas deberá colocarse una extensión de tubería de 2" \emptyset cuando menos a 30.00 m, o más fuera del equipo para que en caso de emergencia pueda intervenir a distancia.

A continuación se detallarán los accesorios de control más usuales.

SURFACE CONTROL CONNECTIONS INSTALLED ON WELL HEAD

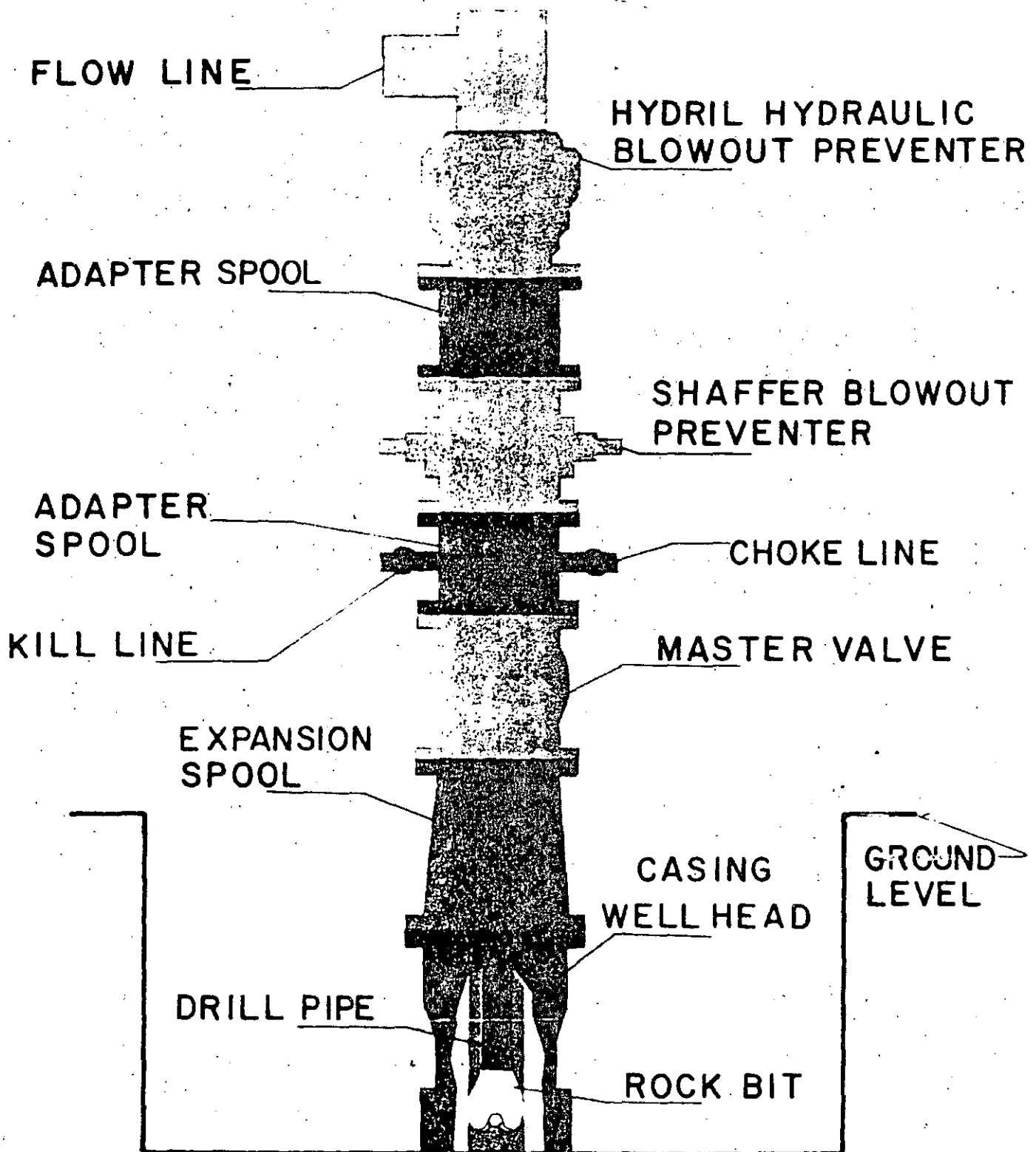
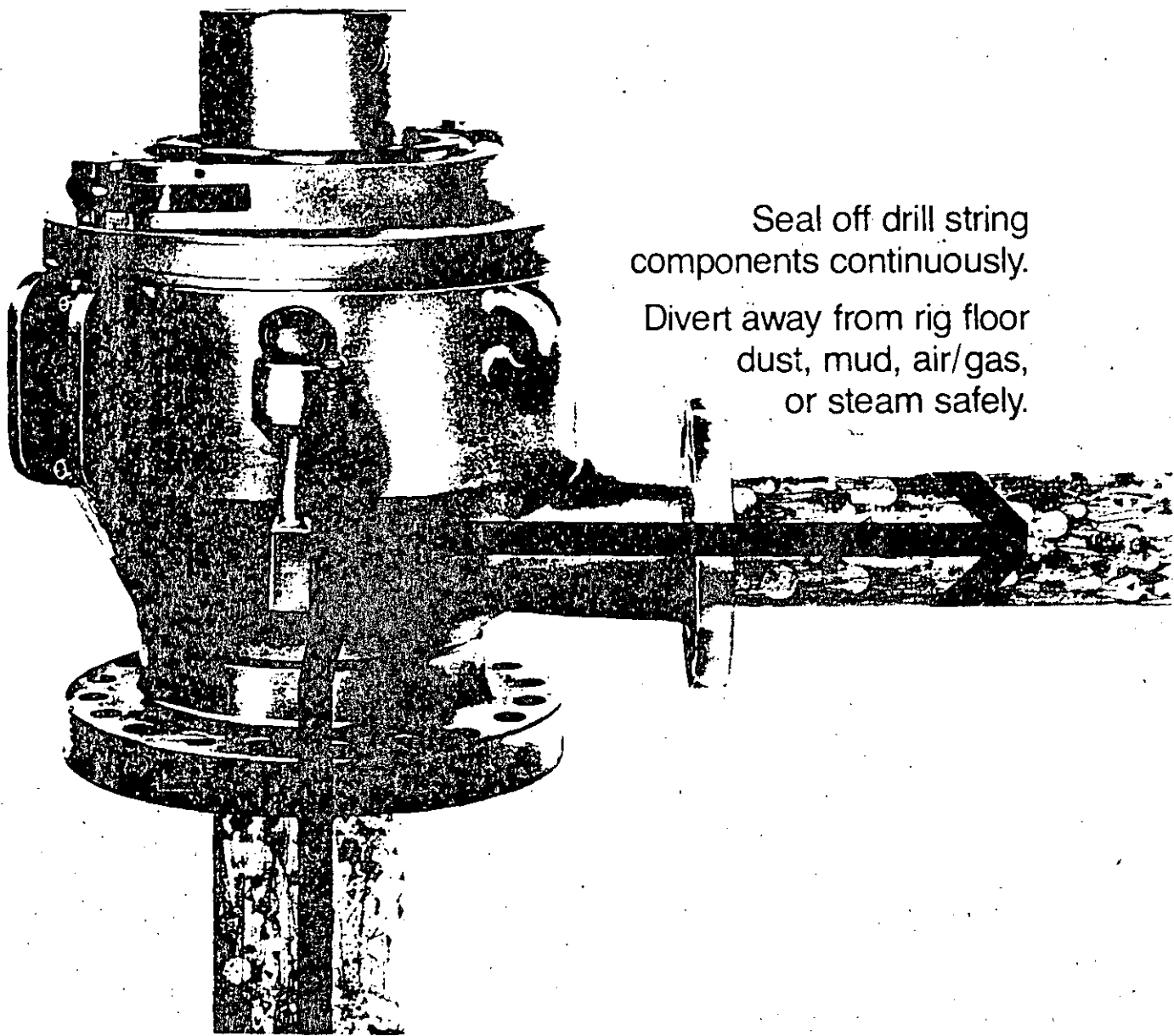


FIG. N° 1

GRANT Rotating Drilling Heads



Seal off drill string
components continuously.

Divert away from rig floor
dust, mud, air/gas,
or steam safely.

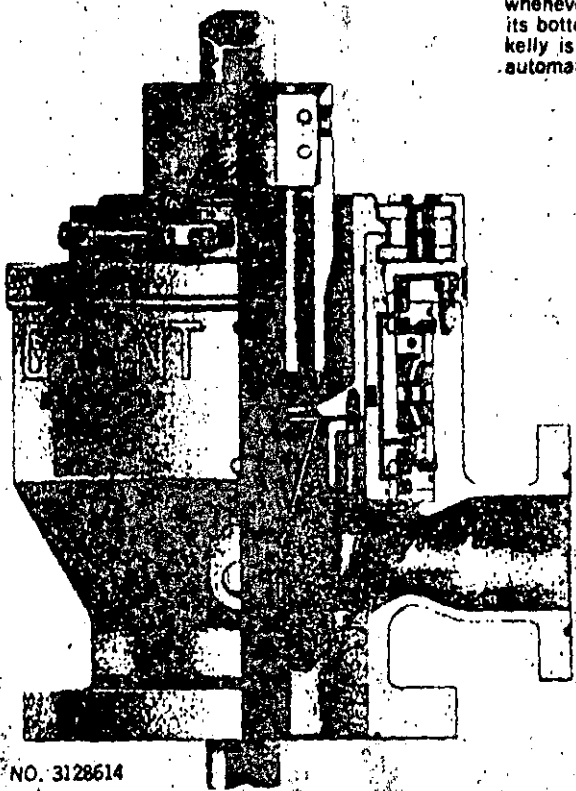
The drilling industry and air/gas methods

For the past decade, the oil industry's drilling experts have been capitalizing on the advantages inherent in air or gas as the circulating medium in a rotary operation. Some of their achievements have been higher rates of penetration, longer bit life, elimination of the margin of cost of drilling fluids above air/gas. This latter economy becomes even more important in "lost circulation" situations.

The danger of damaging or contaminating producing zones with drilling mud is, of course, non-existent in the pneumatic method. Air or gas frequently produces a cleaner hole, too.

Where Grant comes in

The industry required a rotating drilling head to seal off and divert annoying and potentially hazardous dust or gas from the rig area and thus from the crew. Grant supplied it. As the drilling specialists have changed and perfected their technique, Grant's specialists have kept abreast of their changing needs. Today, the Grant Rotating Drilling Head is still the latest and most modern tool available to divert flow of cuttings from the hole, and to protect the rig area.



Drilling Head Features, and What They Do For You.

5

COMPACTNESS— Because it is only 36" in total height, it can run on top of the BOP under a shorter substructure. When a short kelly bushing is required, total height may be reduced to 29 1/2".

NOTE: The Grant Rotating Drilling Head can be made to order in special heights as low as 24 1/2", provided that reduction in the kelly shock dampening capability of the head is acceptable.

CONSTANT LUBRICATION— All moving parts are completely and constantly submerged in pressurized oil. This oil is also filtered and cooled in the separate recirculating type oil accumulator. Seals above and below the bearings retain the pressurized lubricant and exclude all types of foreign matter. This reduces down time, of course, and prolongs the life of the tool.

THREE LUBRICANT ACCUMULATORS— The Grant Drilling Head is available with a 9-gallon non-recirculating accumulator, a 14-gallon recirculating model, and the 55-gallon recirculating system. The large one is designed to screw into an economical standard 55-gallon drum, furnished by the rig or operator. These three accumulators cover the range of needs.

AUTOMATIC DISENGAGEMENT— The kelly bushing disengages automatically from the drive bushing whenever the kelly is picked up to the point where its bottom joint lifts the kelly bushing. And as the kelly is run back into the head, the kelly bushing automatically indexes itself into the drive bushing.

- Effective Kelly Shock Dampener
- Lowest Possible Elevation — ONLY 36"
- Pressurized Lubrication
- Maximum Bit Clearance

PATENT NO. 3128614

EASY HOOKUP — Because the Grant Rotating Drilling Head is relatively small and has integral lifting eyes, it can be skidded or dragged and lifted into position with ease. Hookup to other units is readily accomplished. The flanged blooie line outlet (drilled 6" 2000#) provides a safe and leakproof connection to the blooie line — or a 7" casing threaded outlet may be substituted for the flange. Quick-connect coupling fittings simplify and facilitate the flexible hose hookup between the head and separate oil accumulator to provide pressurized lubrication.

RUGGED CONSTRUCTION — The Grant Rotating Drilling Head is manufactured in Grant's modern plant. Heavy-duty and high quality materials are used throughout. Hundreds of thousands of hours of field experience in hard formation and deep drilling have proven this head's all-around durability, and its long-range economy of operation.

SHOCK ABSORPTION — Kelly lateral shock loads are cushioned by a massive rubber insert to prevent damage to the head. This is bonded between the drive bushing's inner and outer sleeves. Wide spacing between major loading areas dampens the "whip" of the kelly. Very little is left to disturb the drive ring or bearings.

INTERCHANGEABLE PARTS — The Grant Rotating Drilling Head is produced in several different sizes, but these size variations affect only the lower full opening bore and the bottom flange.

QUESTION: The Grant Rotating Drilling Head will also work with a FLUID MEDIUM, won't it?

ANSWER: Indeed it will. It is extra valuable when the drilling fluid becomes gaseous, requiring assured control and diversion to maintain the safety of the rig and crew.

QUESTION: Is there a Grant Rotating Drilling Head for STEAM WELLS?

ANSWER: Yes. Grant Heads, specially designed to withstand extremely high temperatures, are operating successfully in steam drilling. These are available on special order when such extreme temperatures are to be encountered.

COMPONENTS

Essentially, there are four main groups of functional parts in the Grant Rotating Drilling Head. One is stationary. Three rotate.

1. The Body houses the entire assembly and is the stationary connecting link between the rotating table and the blow-out preventer. It diverts the flow of dust returns or drilling fluid, and provides a 1 1/4 gallon capacity sealed annular chamber for pressurized lubrication of the roller bearings and seals.
2. The Drive Ring assembly includes the drive ring, the upper and lower mating roller bearings, lock ring, center spacer, bearing cone spacer, wear rings and "O" ring seals. This assembly becomes integral with the body and is never removed during operation.
3. The Drive Bushing. This includes the split kelly bushing, drive bushing with attached stripper rubber, and an "O" ring. The stripper rubber seals in any drilling fluid whether it be mud, air or gas dust returns, or oil emulsions, and is easily replaced when worn.
4. Mud slinger and clamp.

NOTE: On special order, Grant will supply drive bushings and stripper rubbers that will enable the customer to strip up to 8 1/4" string reamers, stabilizers, etc. through the head. Casing stripper rubbers that allow running casing up to 10 3/4" through the head are available. Wire line stripper rubber with optional adapters also are available.

6

OPERATION

Operating functions are simple, and for the most part are conducted on the rig floor. Maximum continuous operating pressure for this head is 75 psi.

Rotational torque is transmitted through the kelly bushing which is square or hexagonal in shape. The halves of the split kelly bushing, when bolted around the hex or square kelly, make up with a loose-sliding fit. This loose-sliding fit permits the bushing to seat in the mating recess of the drive bushing at all times except when lifted free by the shoulder at the lower end of the kelly.

The drive bushing engages the drive ring by means of a swing bolt clamp.

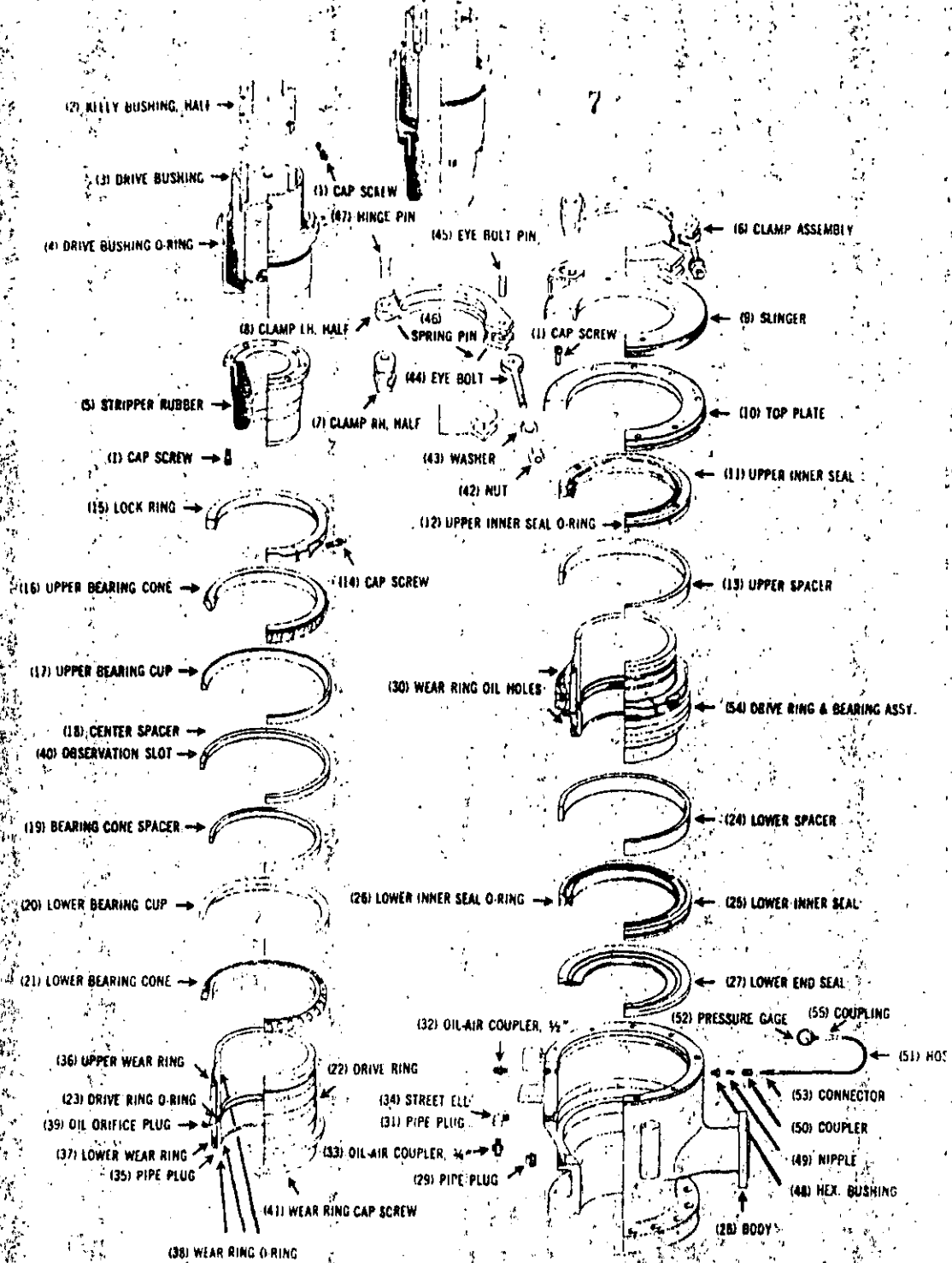
To pass a bit, collar, stabilizer, or other bottom hole tool, the full opening bore of the Grant Rotating Head is exposed by removing the drive bushing with its attached stripper rubber. (See specifications for passable sizes.)

When unclamped, the drive bushing might be lifted from the drive ring by the friction of the stripper rubber against the drill pipe. Caution should be exercised when this happens, since the bushing might be jarred loose and fall to the kelly shoulder. To protect drilling personnel, the drive bushing should be lifted by the cat line. There are holes in the longer bushing for this purpose. An eye bolt may be attached to the short bushing for the connection.

The Grant Rotating Drilling Head lubrication system normally uses SAE 30 or 40 weight oil. For elevated temperatures SAE 50 or 60 is recommended. For sub-zero temperatures a 10 weight mineral oil is indicated. The head is pressurized by connecting the lube oil accumulator tank (with its associated oil hoses and quick-connect couplings) to the rotating head and to the rig's air compressor system. The accumulator pressure regulator should maintain at least 5 psi at the head. Maximum is 11 psi. Since the pressure gauge is installed on the accumulator, difference in elevation between the location of the accumulator and the drilling head, and the length of the hose both must be taken into account. Oil consumption can vary between a pint and 4 or 5 gallons per day depending upon severity of operations—heavy lateral kelly shocks sometimes tend to release oil from the seals in spurts rather than as planned controlled seepage. However, a steadily increasing oil consumption could mean a worn and leaking seal which would require replacing.

To minimize stripper rubber wear, when stripping in and out of the hole is necessary, it is advisable to spray the drill stem with water as the pipe is being stripped into the hole. And, if it is desirable to strip and seal the drill stem coming out of the hole, the rig's water system should be connected to the one 2" pipe coupling at the junction of the head and its lower flange to spray water on the pipe before it reaches the stripper rubber.

IT SHOULD BE NOTED THAT THE GRANT ROTATING DRILLING HEAD IS A DIVERTER, NOT A ROTATING BLOW-OUT PREVENTER.



Installation of Drive Ring and Bearing Assembly into Drilling Head Body 1125 and 1400 Model 7068 and 8068

1. Coat I.D. of body with light oil.
2. Install lower end seal (27) with rubber facing down.
3. Install lower inner seal (25) with "O" ring (26) in place. Lower inner seal is installed with the radial oil holes exit to the top.
4. Install lower spacer (24).
5. Install drive ring and bearing assembly (54). This can be done using the clamp (6) and slinger (9) assembly for lifting the drive ring. If the clamp and mud slinger need to be taken apart, drive the spring pin (48), which retains the hinge pin (47), out of the clamp. The hinge pin can now be removed from the clamp and mud slinger. The clamp will be free of the mud slinger.

If the drive ring assembly cannot be installed because the bearings are too tight with the I.D. of the body, check that the lock ring position is marked for location with the drive ring. Next loosen the lock ring cap screw (14) and then loosen the lock ring (15). A half turn should be enough. The drive ring and bearing assembly should move into place in the body. Remove the clamp and mud slinger assembly. Tighten the lock ring (15) to the mark, using the spanner (part number 118777), on the drive ring (22) and tighten the cap screw (14).

6. Install oil couplers and fittings to the body as shown. These are items (29) (31) (32) (33) (34) (48) (49) (50) (51) (52) (53).
7. Fill the head with approximately 1 1/4 gallons of SAE 30 or 40 weight oil and check the assembly from the bottom for leaks.
8. Install the upper spacer (13).
9. Install the upper inner seal (11) with its "O" ring (12) in place. The radial oil port exit on the seal should be placed down.
10. Install the top plate (10) and cap screws (1) (12 required).
11. Coat the I.D. of the mud slinger (9) with light oil. Check that the upper "O" ring (38) is in place. Check that the mud slinger rubber is serviceable. Coat the mud slinger rubber with grease and install the mud slinger and clamp assembly to the drive ring.
12. Grease and install the drive ring "O" ring (23).
13. Grease and install the drive bushing "O" ring (4).
14. Open the clamp and install the drive bushing assembly. Lock the clamp. The clamp must be tight for it turns the drive ring. Use striking wrench (Part No. 119538) to tighten the clamp.

Routine daily maintenance

The Grant Rotating Drilling Head requires only two routine maintenance functions: Checking of lubrication system and stripper rubber.

1. Lubricating Oil System

A. Check the oil level in the accumulator tank each tour. Refill when half empty. Check the air and oil filters as often as required, and drain the filter bowls before they become half full.

Check the condition of the oil in the head each tour. To do so, momentarily remove the plug in the lower drain hole of the head and allow a small quantity of oil to run out. If it is not clean, or if it is excessively emulsified, drain oil and flush head with diesel oil or kerosene several times before refilling with clean lubricating oil.

B. To flush the head, drain the oil from the entire system and fill the accumulator tank with flushing fluid. Connect the oil hose to the regular top oil coupler in the head. Remove both lower drain hole plugs and flush until flushing fluid shows no discoloration. Then rotate the drive ring slowly as possible by hand using a bar through the holes in the drive bushing, and continue flushing until flushing fluid again shows no discoloration. Remove hose and drain head. Repeat at least twice. Refill the accumulator tank with lubricating oil and reset pressure to 5 psi, or to the pressure necessary to obtain 5 psi at the head.

The head can be flushed while operating by adding a half-gallon of lubricating oil to five gallons of flushing oil. This is recommended only when conditions do not permit the method outlined above.

2. Replacing Stripper Rubber

The stripper rubber is secured to the bottom of the drive bushing by eight cap screws. When the drive bushing is removed from the head, these crosshole cap screws are easily accessible and readily removed with the special long-handled hex wrench (Part No. 115125) furnished with each head. Cap screws must be re-wired after assembly.

Inspection Procedure

1. Inspect API grooves in bottom flange and outlet flanges. (Must be free of nicks and burrs.)
2. Inspect bore of body for possible rough spots which might damage "O" rings on inner seals.
3. Inspect rubber in drive bushing (3) for possible separation from metal and for tears.
4. Examine all "O" rings for nicks, cuts and wear. Clean out their grooves. Check all seals also for cuts, nicks, wear and separation of rubber from metal.
5. Examine adjustment of bearings. The split lock ring (15) should be tight against the upper bearing cone (16) and the upper bearing cone should be tight against the bearing cone spacer (19). This can be checked with a feeler gage through the observation slot in the center spacer (18).
6. Examine bearings for preload and smooth rotation. With split lock ring (15) adjusted as in step No. 11, the bearings should be in pre-

loaded condition. The outer races (17-20) and center spacer (18) should be difficult to rotate by hand. However, any unevenness or roughness of rotation might indicate a chipped bearing face. No vertical movement of the outer races (tilting) should be possible.

7. Examine I.D. of drive ring (22) in area where drive bushing "O" ring (4) seals. Excessive wear in this area may cause this "O" ring to leak.
8. Determine that oil holes (30) are open by blowing air through them. The oil orifice plug (39) can be removed and air blown through this hole. Also check that plug (39) is open. Air should come out of the holes (30) in the wear rings. If not clear, plug (35) can be removed and the oil hole cleaned with a rod.

CAUTION!

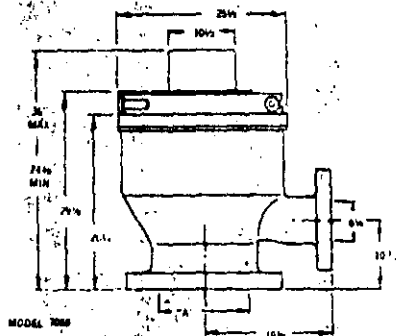
1. The Grant Rotating Drilling Head must not be rotated unless it is filled with lubricating oil.
2. Check oil each tour.

SPECIFICATIONS

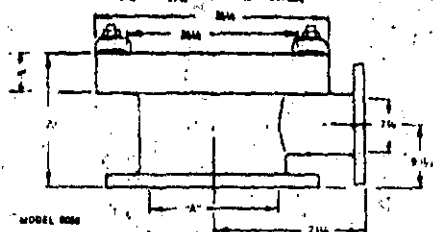
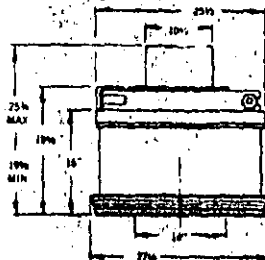
MODEL NO.	LOWER FLANGE	"A" BORE	WILL PASS	OUTLET FLANGE
706A	10" 3000 # / 5000 # 12" 3000 # / 3000 #	1 1/4" 1 1/2"	1 1/2" Bit 1 3/4" Bit	6" 3000 # or threaded 7" pipe
306B	18" 2000 # 20" 2000 #	1 3/4" 2 1/4"	1 3/4" Bit 2" Bit	8" 3000 #
	36" Cond. Pipe *36" conductor pipe lower flange may be used in lieu of 18" or 20" spool	2 1/4"	2 1/2" Bit	None

Kelly Bushings for:
3/2" Hex or Square
4 1/4" Hex or Square
5 1/4" Hex only
Other sizes available on special order.

Stripper Rubbers for:
2 1/2" & 3 1/2" drill pipe / 3 1/2" Hex & Square Kelly
3 1/2" & 4 1/2" drill pipe / 4 1/2" Hex & Square Kelly
4 1/2" & 5 1/2" drill pipe / 5 1/2" Hex & Square Kelly
Other sizes available on special order. Stationary Stripper Rubbers also available on special order.



*36" conductor pipe lower flange may be used in lieu of 18" or 20" spool.



DRILLING HEAD CATALOG NUMBERS & WEIGHTS

Part No.	Description	Qty	Net Weight	Part No.	Description	Qty	Net Weight
118127	Drive Ring	1	300	118122	Eye Bolt, Nut & Washer	1	7
112774	Drive Ring "O" Ring	1	7	118318	Drive Bushing	1	250
115408	Wear Ring "O" Ring	4	1/2	118114	Drive Bushing "O" Ring	2	1/2
115654	Oil Orifice Plug	1	1	114512	Eye Bolt	2	1
118256	Pipe Plug	1	1/2	112777	Stripper Rubber Cap Screws	8	14
118178	Wear Ring	2	15				
115311	Lock Ring with Screw	1	20	118011	Mod. 8068 Head Assy "O" Ring	1	2
118071	Bearing Set Assembly	1	180		ACCUMULATOR ASSEMBLY		
114877	Inner Seal	2	43	114884	Non-recirculating 8 gal. tank		60
112782	Inner Seal "O" Ring	2	1/2	115873	Recirculating 16 gal. tank		80
115310	Lower Spacer	1	15	118155	Recirc. Plate Assy for 35 gal.		30
115308	Upper Spacer	1	15		ACCESSORIES		
118115	Lower End Seal	2	25	119534	Striking Wrench	1	7
118117	Top Plate	1	75	115171	Stripper Rubber Bull Wrench	1	1
112777	Top Plate Cap Screws	12	4	118777	Lock Ring Spanner Wrench		50
118136	Slinger	1	65	115361	Drive Ring Bearing Puller		150
118141	Clamp Assembly	1	80	118776	Bearing Installation Nut		30
118176	Wing Pin	1	5				

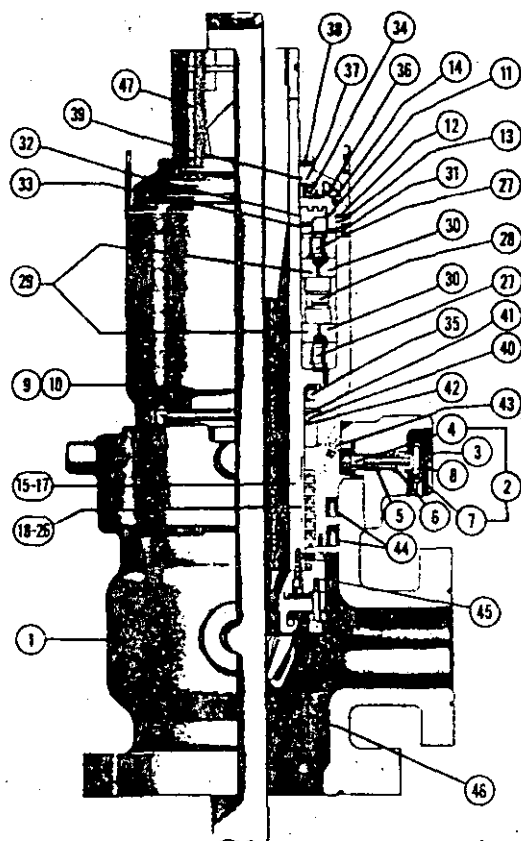
BLOWOUT PREVENTERS

ROTATING

Shaffer

10

PARTS FOR TYPE 50 ROTATING PREVENTERS



Type 50 Combination Rotating Blowout Preventer and Stripper

Item No.	NAME OF PART	No. (a) Req'd	Size	
			10", 12" & 16"	20"
1	Body.....	1		
2	Bonnet Assembly—Quick Release.....	1	143002	145202
3	Bonnet—Quick Release.....	1	143003	145203
4	Pin—Bonnet Locking Latch.....	1	143004	145204
5	Spring—Bonnet Locking Latch.....	1	050009	050009
6	Bushing—Bonnet Locking Latch Pin.....	1	143005	143005
7	Handle—Bonnet Locking Latch Pin.....	1	143006	143006
8	Cotter Pin—Bonnet Locking Latch Pin Handle.....	1	050010	050010
9	Rotating Assembly.....	1	143407	143407
10	Housing Assembly—Stationary.....	1	143007	145204
11	Flange—Stationary Housing.....	1	143008	143008
12	Set Screw—Stationary Housing Flange.....	1	010012	010012
13	Plug—Stationary Housing Fig. Set Screw.....	1	143009	143009
14	O-Ring Seal—Stationary Hsg. Fig.....	1(1)	143056	143056
15	Sleeve Assembly—Rotating.....	1	143010	143010
16	Sleeve—Rotating (Without Liner).....	1	143058	143058
17	Liner—Rotating Sleeve.....	1(1)	143059	143059
18	Seal Assembly.....	1(1)	143102	145206
19	Plate—Retainer.....	1	143103	145207
20	Ring—Male, Chevron Adapter.....	1	143104	143104
21	Ring—Spacer.....	5	143105	143105
22	Ring—Female, Chevron Adapter.....	1	143106	143106
23	Ring—Chevron.....	6	030032	030032
24	Screw, Cap—Retainer Plate.....	12	143055	143055
25	Washer—Lock.....	12	025002	025002
26	Wire—Lock.....	1	050229	050229
27	Radial Bearing.....	2	143012	143012
28	Thrust Bearing.....	1	143017	143017
29	Ring—Bearing Spacer, Inner.....	2	143024	143024
30	Ring—Bearing Spacer, Outer.....	2	143025	143025
31	Grease Fitting Bearing.....	1	050011	050011
32	Nut—Bearing Retaining.....	1	143026	143026
33	Set Screw—Retaining Nut.....	4	010013	010013
34	Seal—Mud Slinger Upper (Grease).....	1	030027	030027
35	Seal—Bearing Lower (Grease).....	1	030027	030027
36	Grease Fitting—Mud Slinger Seal.....	1	050011	050011
37	Slinger—Upper Mud.....	1	143027	143027
38	Set Screw—Mud Slinger Upper.....	4	010014	010014
39	O-Ring—Mud Slinger Upper.....	1(1)	030028	030028
40	Slinger—Lower Mud.....	1	143028	143028
41	O-Ring—Mud Slinger Lower.....	1(1)	030029	030029
42	Set Screw—Mud Slinger Lower.....	6	010015	010015
43	Grease Fitting—Packng.....	1	050011	050011
44	Lip Seal—Body.....	2(2)	143057	145205
45	Stripper Assembly.....	1	See Table on page 4431	
46	Stripper Rubber.....	1(b)	See Table on page 4431	
47	Kelly Drive Assembly.....	1	See Table Below	

(a) Recommended spare parts are shown in parentheses.
 (b) Order an ample supply of stripper rubbers.

TYPE 50 KELLY DRIVE ASSEMBLIES

Item No.	NAME OF PART	No. Req'd.	KELLY DRIVE SIZE					
			2½"	3"	3½"	4½"	5½"	6"
43	Square Kelly Drive—Complete Assembly.....	1	143029	143033	143035	143037	143039	143041
44	Ring—Solid Outside Drive.....	1	143030	143030	143030	143030	143030	143042
45	Ring—Split Inside Drive.....	2	143031	143034	143036	143038	143040	143043
46	Ring—Retainer Drive Unit.....	1	143032	143032	143032	143032	143032	143032
43	Hexagon Kelly Drive—Complete Assembly.....	1	143044	143046	143048	143050	143052
44	Ring—Solid Outside Drive.....	1	143030	143030	143030	143030	143053
45	Ring—Split Inside Drive.....	2	143045	143047	143049	143051	143054
46	Ring—Retainer Drive Unit.....	1	143032	143032	143032	143032	143032

NOTE: One (1) Complete Kelly Drive Assembly is included in each complete Assembly. When ordering, specify size of Kelly Drive and whether square or hexagon.

BLOWOUT PREVENTERS ROTATING

11

Shaffer

SPECIFICATIONS FOR TYPE 74 & TYPE 50 ROTATING PREVENTERS

Kelly Shape* & Size (in.)		Drill Pipe Size In.	Largest OD Stripper Rubber Exposed To Pass In.	Stripper Rubber	
				Type	Holder Bore In.
Hex	Square				
3	2½	2¾, 2¾ or 3½	6¾	RS-23-45	6¾
3½	3				
3¾	3½				
4	4	3¾, 4 or 4½	6¾	RS-35-45	6¾
4½	4½				
5	5				
5½	5½	3¾, 4 or 4½	6¾	RS-35-66	8¾
6	6				
6½	6½				
6	6	4¾, 5 or 5½	8	RS-45-66	8¾
6½	6½				
6	6				
6	6	5¾ or 6¾	8	RS-55-66	8¾
6	6				

*Preferred for this Kelly or Drill Pipe size with this holder.
**Use a Hex Kelly when possible.

TYPE 74 & TYPE 50 STRIPPER ASSEMBLY

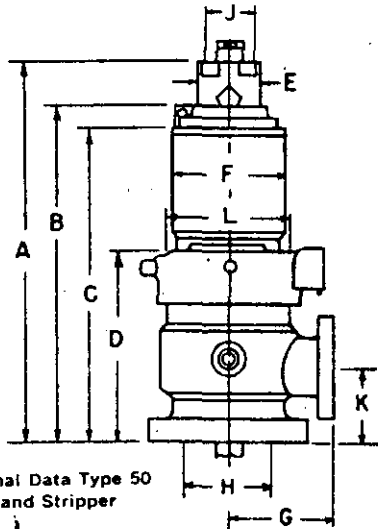
NAME OF PART	No. Req'd.	HOLDER BORE—in.	
		6¾	8¾
Stripper Assembly—(Less Stripper Rubber)	1	143107	143113
Holder-Stripper Rubber	1	143109	143115
Lip Seal—Stripper Rubber Holder	1(1)*	143163	143163
Screw, Cap—Stripper Rubber	8	143164	143164
Washer—Lock	8	025003	025003
Split Ring—Clamping Stripper Rubber	2	143110	143116
Wire—Lock	1	143165	143165
Washer—High Collar Lock	12	025034	025034
Cap—Screw, Stripper Rubber Holder	12	010609	010609

() Recommended spare parts are shown in parentheses.

TYPE 74 & TYPE 50 STRIPPER RUBBERS

Item No.	NAME OF PART	No. Req'd.	Buna N Low & Medium Pressure SS 201	Buna N High Pressure SS 200	Neo. (Black) Low & Medium Pressure SS 230	Neo. (Black) High Pressure SS 229	Neo. (Red) Low & Medium Pressure SS 228	Neo. (Red) High Pressure SS 227	Natural Low & High Pressure SS 240
46	Stripper Rubber	1							
	RS 23-45		143223	143243	143213	143233	143218	143238	143228
	RS 35-45		143224	143244	143214	143234	143219	143239	143229
	RS 35-66		143225	143245	143215	143235	143220	143240	143230
	RS 45-66		143226	143246	143216	143236	143221	143241	143231
	RS 55-66		143227	143247	143217	143237	143222	143242	143232

NOTE: One (1) Stripper is included with each Preventer. When ordering, specify size and type of rubber.
() Recommended spare parts are shown in parentheses.



TYPE 50 ROTATING BLOWOUT PREVENTER

Dimensional Data Type 50
RBOP and Stripper

PACKING SEAL SERVICE

To service the chevron packing seal, the eight stripper rubber cap screws and the twelve stripper rubber holder cap screws are removed. The retainer plate is then removed by unscrewing the twelve retainer plate cap screws to expose the entire chevron packing seal for easy replacement. Before re-assembling the unit, carefully inspect the stripper rubber and the stripper rubber holder lip seal for wear or damage and replace if necessary. All the cap screws should be tightened carefully around the circumference of the units to insure uniform alignment of the parts. This is particularly important with respect to the stripper rubber cap screws because uneven tightening of these screws can throw the entire stripper rubber out of alignment and cause leakage and undue wear.

TYPE 50 ROTATING BLOWOUT PREVENTER

Size (in.)	Max. Service Pressure Rating (psi)	Approx. Weight (lbs.)	Dimensions (in.)					L Max. Dia. Housing
			A	D	G	H Body Bore	K	
10	3000	2500	58½	30¾	16	11	11¼	17
12	3000	2650	58½	30¾	16	13¾	11¼	17
16	2000	2750	58½	30¾	19½	15¼	12¼	17
20	2000	3400	58½	30¾	22¾	20¾	13¾	23¼

Dimensions shown in Columns G and K are for 6"-3000 psi W. P. outlets on the 10" and 12" sizes and 8"-3000 PSI W. P. outlets on the 16" and 20" sizes. Other outlets can be furnished upon request.

**BAKER MODEL "F" DRILL PIPE
 FLOAT VALVE AND FLOAT SUB**

Product No. 480-13 and 480-03

The Baker Model "F" Drill Pipe Float Valve provides positive and instantaneous shutoff against high or low pressure assuring control of fluid flow through the drilling string at all times during the drilling operation, whether the kelly is in place or not.

FEATURES/ADVANTAGES

Prevents Plugged Bits. The back-pressure action of the valve prevents cuttings from entering the drill pipe and blocking circulation as additional joints are being made up into the drilling string. This greatly reduces the likelihood of having to pull a wet string with attendant safety hazards and time loss.

Built for Long Life. This efficient, time-proven unit is designed and constructed of a minimum number of parts—all highly resistant to wear—to give long trouble-free service. The cage is made of a tough abrasion-resistant steel and the valve of a special alloy iron. The seals are made of an oil-resistant compound designed to afford maximum wear under all operating conditions.

Positioned Where Desired. The Model "F" Drill Pipe Float Valve is quickly and easily installed in either the float body or a bored-out drill collar. Installed in the float body, the valve may be positioned between a tool joint or, by inverting the float body, between the bit and a drill collar. Instructions for drill-collar installation are shown on the following page.

Easily Serviced. Normally, the only service required is replacement of the valve seal. This can be accomplished in seconds without special tools. The valve guide at the lower end of the valve stem is simply raised, compressing the spring, and the entire inner portion of the valve removed.

**BAKER MODEL "G" FULL-FLOW DRILL
 PIPE FLOAT VALVE AND FLOAT SUB**

Product No. 480-15 and 480-05

The Model "G" Full-Flow Valve features a full-opening, fast-acting flapper valve that closes instantly when circulation is stopped, preventing cuttings from entering and plugging the drill pipe. It also opens immediately as the first joint is raised to come out of the hole so the first few joints aren't pulled wet.

FEATURES/ADVANTAGES

Unrestricted Bore. The special-design flapper valve opens quickly and fully during circulation to provide a completely unrestricted bore through the valve.



Fig. 1-8
 Model "F" Drill
 Pipe Float Sub,
 Complete with Valve
 (shown in running-in
 position)
 Product No. 480-03

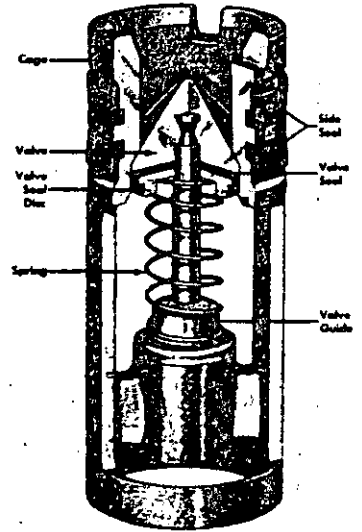


Fig. 1-9
 Model "F" Drill Pipe
 Float Valve
 Product No. 480-13

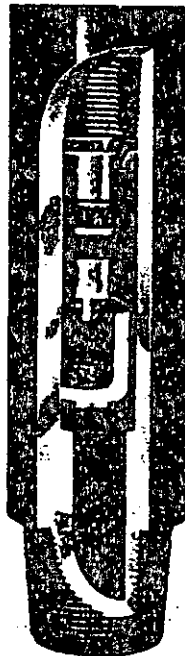


Fig. 1-10
 Full-Flow Drill
 Pipe Float Sub,
 Complete with Valve
 Product No. 480-05

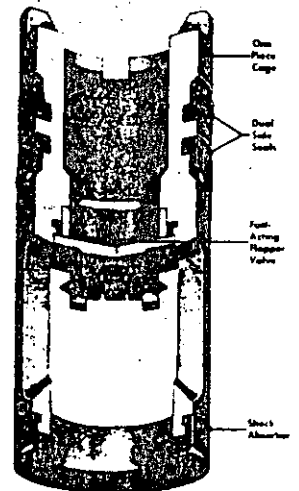
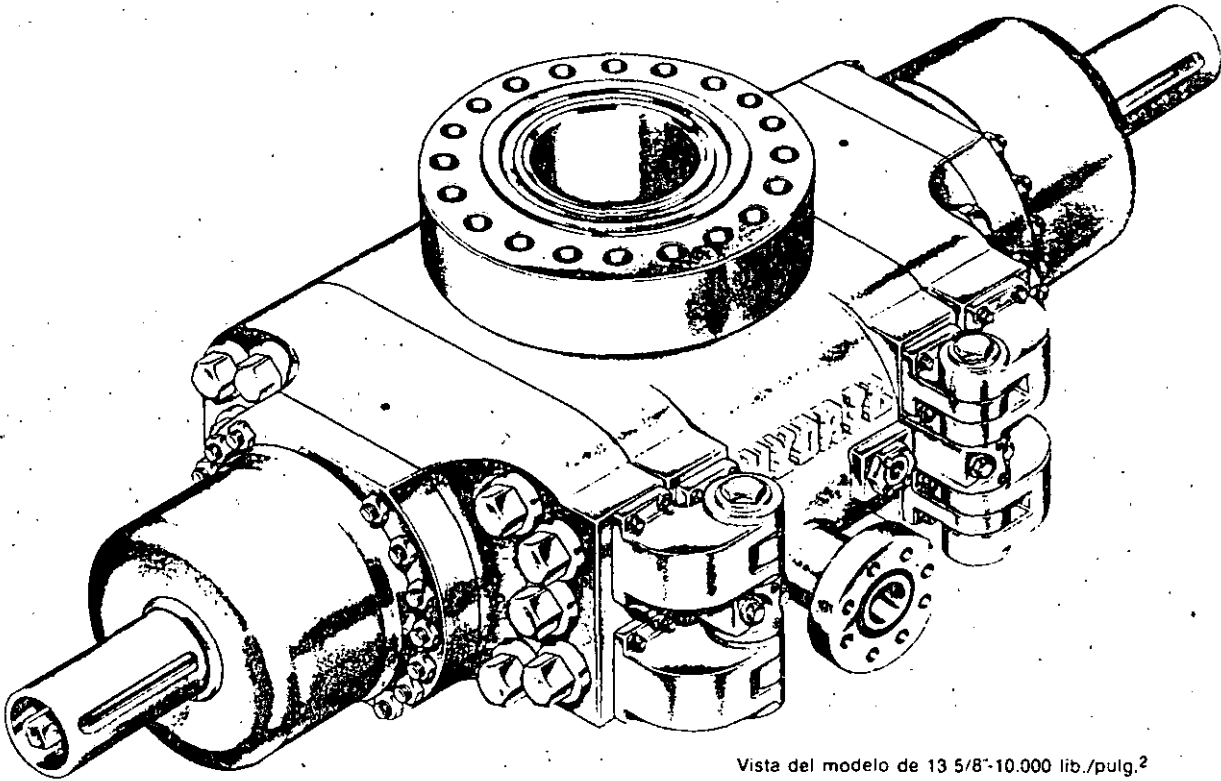


Fig. 1-11
 Full-Flow Drill Pipe
 Float Valve
 Product No. 480-15

Obturadores de Seguridad del Tipo de Ariete

INTRODUCCION



Vista del modelo de 13 5/8"-10.000 lib./pulg.²

La avanzada tecnología de Hydril hace uso de más de 40 años de experiencia en obturadores de seguridad con las características de diseño más innovadoras de la industria. El diseño de los obturadores de seguridad resulta en una mayor vida útil, un mantenimiento más fácil y rápido y una confiabilidad continua bajo toda clase de condiciones.

El obturador de seguridad Hydril del tipo de ariete es esencialmente una válvula especial para "cerrar" el pozo. De funcionamiento similar al de una válvula de compuerta, este obturador de seguridad cuenta con compuertas llamadas arietes que convergen hacia el centro y cierran el pozo. Las caras de los arietes están provistas de obturadores de caucho de grandes dimensiones, conformados para efectuar el cierre alrededor de tuberías de producción, de perforación o de revestimiento, o para cerrar completamente el agujero libre. El sello superior del ariete cierra el área entre el ariete y el cuerpo del obturador de seguridad. Los arietes Hydril proveen un gran volumen de caucho alimentable en el sello superior y en el obturador frontal. A medida que se produce el desgaste del sello y/o del obturador frontal, se comprime una mayor cantidad de caucho hacia el área de sellado para permitir un cierre positivo.

Cuando los arietes de tubería se cierran, ellos sellan herméticamente el espacio anular entre la superficie externa de la tubería y las paredes del pozo. Las guías de

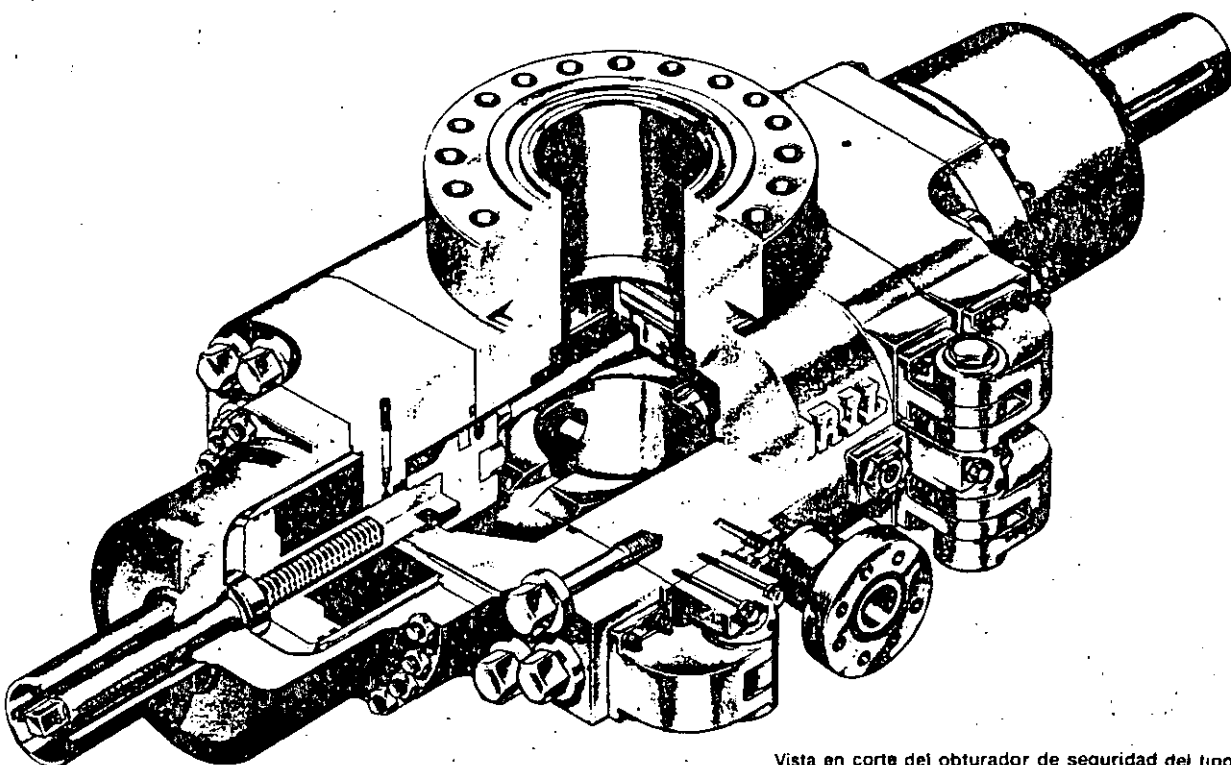
centrado en la cara de los arietes de tubería aseguran que la tubería quede concéntrica con las paredes del pozo al cerrarse los arietes. Los obturadores de seguridad Hydril del tipo de ariete también pueden proveerse con arietes ciegos para cerrar el pozo cuando no existen tuberías en el mismo. Se dispone de arietes ciegos/cizalla que primero cortan la tubería de perforación y luego sellan la cavidad del pozo.

El obturador de seguridad del tipo de ariete se abre y cierra hidráulicamente. Los arietes se cierran aplicando presión a la cámara de cierre. El obturador frontal realiza el sellado entre la cara del ariete y la superficie externa del tubo mientras que el sello superior efectúa el cierre hermético del espacio entre el ariete y el asiento del sello. La aplicación de presión hidráulica a la cámara de apertura hace retroceder los arietes.

Estos obturadores se proveen con tapas abisagradas para facilitar el cambio de los arietes. El reemplazo de los arietes se realiza llevándolos primeramente a la posición totalmente abierta. Luego se desmontan los pernos de la tapa y se abre ésta haciéndola girar aproximadamente 90 grados. Una vez abierta la tapa, los arietes se accionan hidráulicamente para llevarlos a su posición extendida. A continuación, el ariete se levanta directamente hacia arriba para desacoplarlo del vástago del pistón. El nuevo ariete de reemplazo se asienta primeramente en el vástago del pistón y, después de sacar el cáncamo de



14

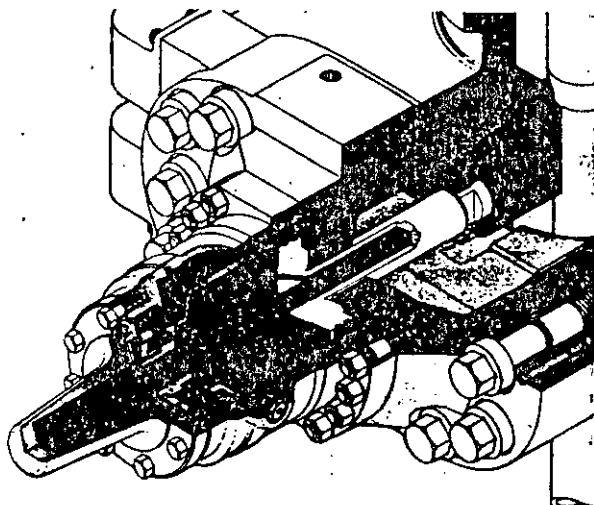


Vista en corte del obturador de seguridad del tipo de ariete de 13 5/8"-10.000 lib./pulg.² (Manual)

levante, se lo hace entrar en la cavidad de la tapa. Finalmente, se gira la tapa hasta cerrarla y se aseguran los pernos de la misma aplicando la torsión adecuada, con lo que el obturador de seguridad queda listo para su uso.

El Enclavamiento en Posiciones Múltiples (MPL) es un mecanismo automático de enclavamiento del ariete que puede obtenerse en todos los obturadores de seguridad Hydril del tipo de ariete. También pueden obtenerse sistemas de enclavamiento manual. Los obturadores de seguridad pueden convertirse de Enclavamiento Manual a Enclavamiento en Posiciones Múltiples.

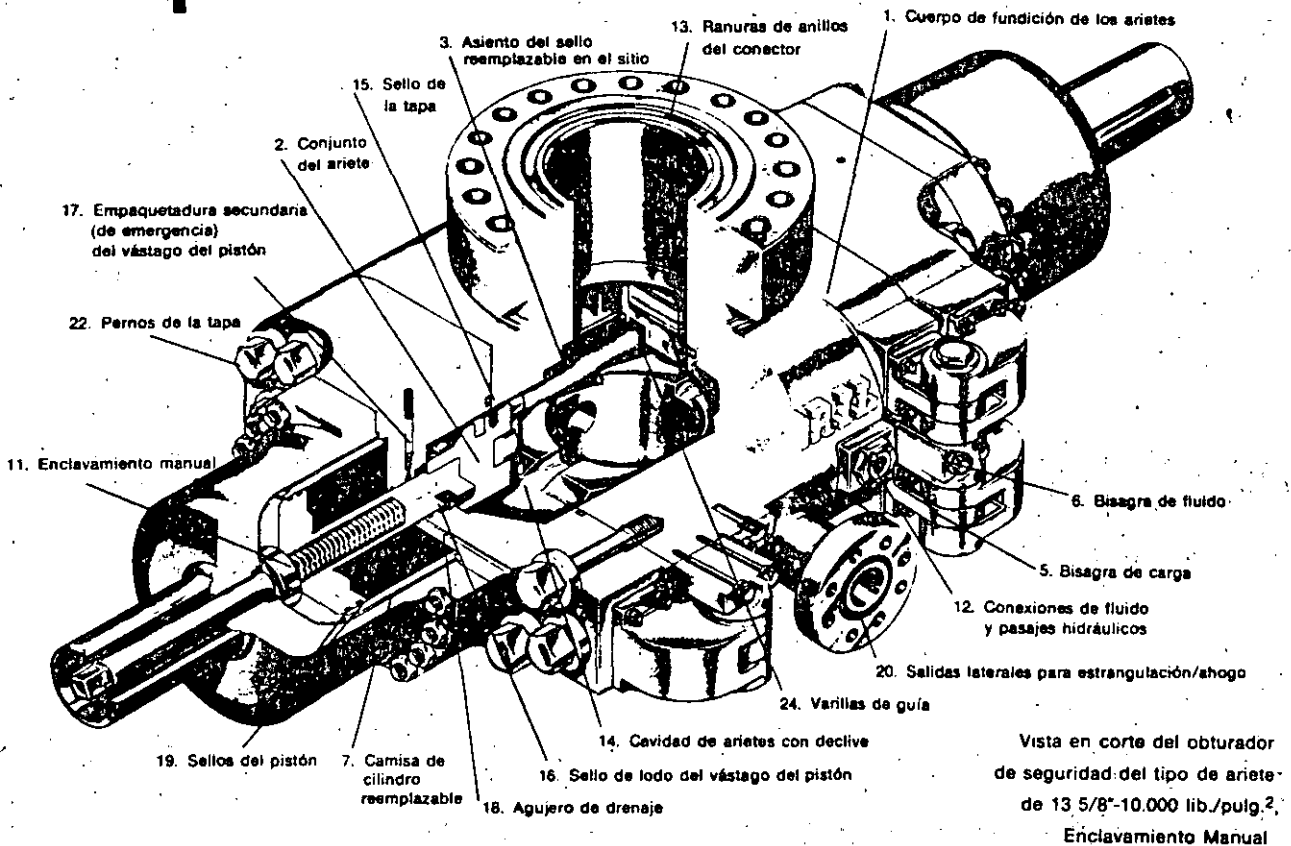
Hydril excede los requisitos de las normas industriales del Instituto Americano del Petróleo (API), y conduce el más reciente procedimiento de evaluación no destructiva en cada uno de sus obturadores de seguridad del tipo de ariete, que es el de **Observación de Emisiones Acústicas**. Este procedimiento provee un aseguramiento volumétrico del 100% de que se cuenta con un recipiente a presión de calidad y gran confiabilidad. El obturador de seguridad del tipo de ariete también cumple con los requisitos de las normas vigentes de la **National Association of Corrosion Engineers (NACE)** con respecto a la resistencia a la fisuración por esfuerzos latentes en presencia de sulfuro. El certificado correspondiente puede obtenerse a su solicitud al efectuarse la compra.



Vista en corte del modelo de 18 3/4"-10.000 lib./pulg.² de MPL Automático

Obturadores de Seguridad del Tipo de Ariete

15

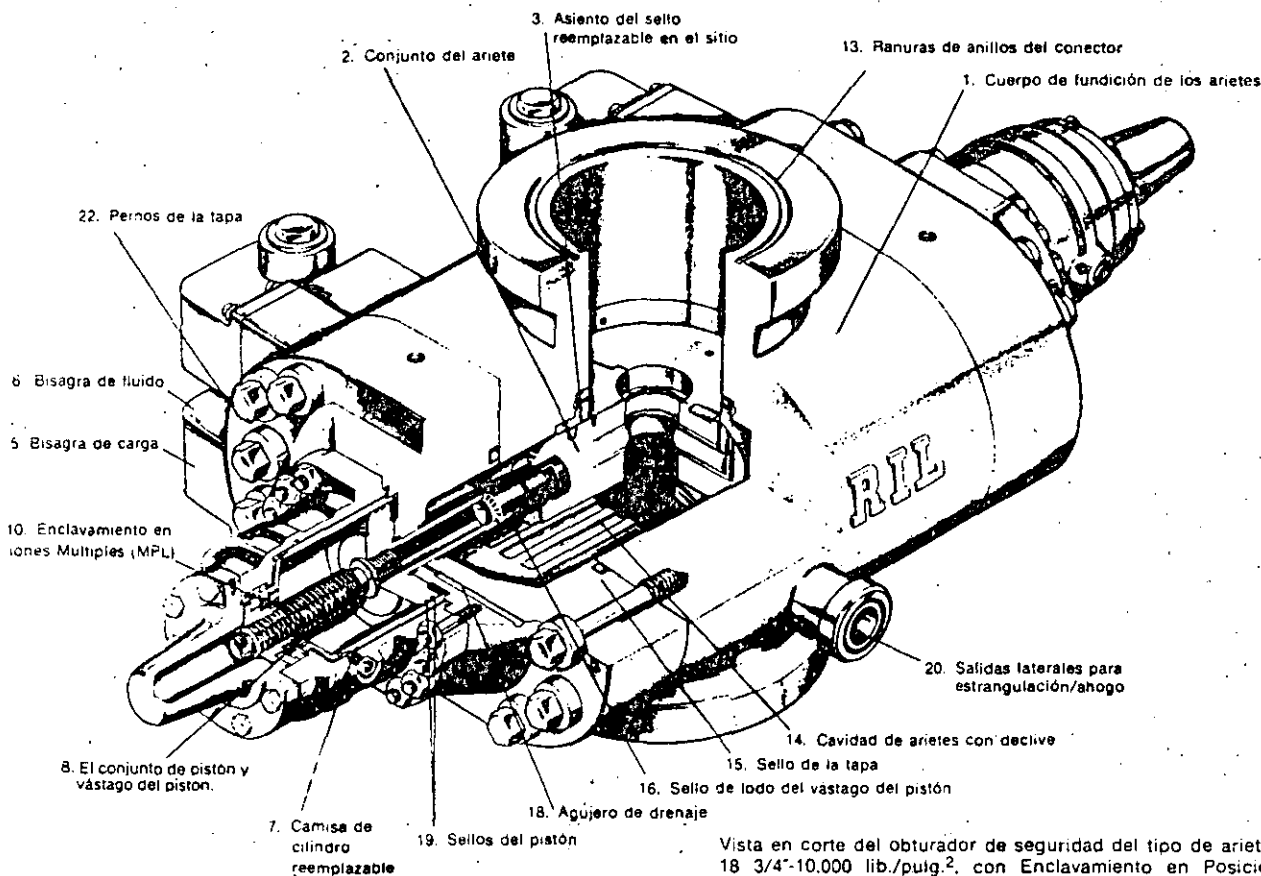


Características Sobresalientes

1. El cuerpo de fundición de los arietes, que es en esencia un recipiente a presión, tiene una dureza estructural y resistencia controlables y pronosticables en todas sus partes. El material de este recipiente a presión Hydril tiene la misma resistencia a lo largo de todos sus ejes para proveer una robustez confiable y una resistencia a la fisuración por esfuerzos latentes cuando el crudo contiene sulfuro de hidrógeno. Estos materiales se caracterizan por su alta resistencia al impacto, necesaria para el servicio a bajas temperaturas. Métodos tecnológicos avanzados, tales como el Método de Análisis Estructural por Elementos Discretos y la Observación de Pruebas de Emisión Acústica, se combinan para brindar un obturador de seguridad altamente confiable y con los factores de seguridad deseados.
2. El Conjunto de arietes provee un sellado hermético confiable del pozo a los fines de control y seguridad. El ariete contiene un gran volumen de caucho alimentable en el obturador frontal y en el sello superior, para asegurar una larga vida útil.
3. El asiento de sello reemplazable en el sitio provee una superficie suave de sellado al sello superior del ariete. El asiento del sello se fabrica con materiales seleccionados especialmente y de características comprobadas para obtener una duración máxima. Este asiento de sello reemplazable en el sitio elimina los trabajos de reparación en el taller, tales como soldadura, tratamiento para eliminación de esfuerzos internos y mecanizado, reduciendo así el tiempo de paralización forzada y los costos directos de reparación.
4. Las tapas abisagradas giran a una posición de despeje total con respecto a obstáculos superiores (tales como otro obturador de seguridad) y permiten un fácil acceso

- para efectuar el cambio rápido de arietes y reducir así el tiempo de paralización forzada.
5. Las bisagras de carga son totalmente independientes de la bisagra de fluido y están provistas con cojinetes auto-lubricados que soportan el peso total de la tapa y permiten que ésta se abra en forma fácil y rápida.
6. Las bisagras de fluido, que son independientes de las bisagras de carga, conectan los pasajes de fluido de control entre el cuerpo y las tapas. Esta disposición resulta en un sello hidráulico confiable y permite la prueba y operación de los arietes, a la presión total, con las tapas abiertas. Las bisagras de fluido y las bisagras de carga contienen todos los sellos necesarios para esta función y pueden desmontarse rápidamente para una reparación simple y económica.
7. La camisa de cilindro reemplazable presenta una superficie interna resistente a la corrosión y al desgaste para una operación confiable del pistón. La camisa de cilindro puede reemplazarse fácilmente en el sitio o repararse a fin de reducir el costo de mantenimiento y el tiempo de paralización forzada.
8. El conjunto de pistón y vástago del pistón es de una sola pieza a fin de lograr resistencia y confiabilidad en el cierre y apertura de los arietes, lo que resulta en un conjunto de operación segura.
9. Selección del enclavamiento de los arietes — En los obturadores de seguridad del tipo de ariete puede obtenerse el Enclavamiento en Posiciones Múltiples (MPL), o el Enclavamiento Manual.
10. El Enclavamiento en Posiciones Múltiples (MPL), utiliza un mecanismo de embrague mecánico accionado hidráulicamente para enclavar en forma automática los arietes en una posición de cierre.

LAS CARACTERISTICAS SOBRESALIENTES SIGNIFICAN UNA MAYOR CONFIABILIDAD Y VIDA UTIL Y UN MANTENIMIENTO MAS FACIL



Vista en corte del obturador de seguridad del tipo de ariete de 18 3/4"-10.000 lib./puig.², con Enclavamiento en Posiciones Múltiples (MPL)

11. El Enclavamiento Manual utiliza una rosca tipo acme (29°) reforzada para enclavar manualmente el ariete en la posición de cierre o para cerrar el ariete en forma manual si el sistema hidráulico se encuentra fuera de operación.

12. Las conexiones de fluido y los pasajes hidráulicos están contruidos internamente en las tapas y en el cuerpo, lo que precluye el daño durante las operaciones de transporte y de manejo.

13. Las ranuras de los anillos del conector tienen un revestimiento de acero inoxidable para todos los conectores (salidas superior, inferior y laterales), para lograr que la superficie de sello sea resistente a la corrosión.

14. La cavidad de arietes con declive ofrece un drenaje natural que permite eliminar la acumulación de la arena y del fluido de perforación.

15. El sello de tapa utiliza un material ampliamente comprobado en las instalaciones. Es un diseño integral que combina el sello y el anillo de apoyo para lograr confiabilidad y larga duración.

16. El sello de lodo del vástago del pistón es un sello robusto y ampliamente comprobado en las instalaciones. Su diseño integral combina el sello de borde de contacto con el anillo de apoyo. Su sujeción en la tapa se logra con un anillo espiral de retención de acero inoxidable.

17. La empaquetadura secundaria (de emergencia) del vástago del pistón provee un sello de emergencia del vástago de pistón para el caso de que se produzcan pérdidas a través del sello primario y no sea posible efectuar las reparaciones de inmediato.

18. El agujero de drenaje a la atmósfera aísla la presión del pozo, e indica cuándo se ha logrado el sellado y toda pérdida que pueda producirse en el asiento primario. (Ilustrado fuera de posición).

19. Los sellos del pistón son del tipo de borde de contacto y están activados por la presión. Ellos proveen un sellado confiable del pistón para formar las cámaras de operación del obturador de seguridad.

20. Las salidas laterales para las líneas de estrangulación/ahogo pueden obtenerse en todos los modelos. Pueden colocarse dos salidas, una en cada lado, por debajo de cada ariete. En las configuraciones simples y dobles, las salidas pueden colocarse debajo del ariete superior e inferior, debajo del ariete inferior solamente, o debajo del ariete superior solamente. Esto permite una gran flexibilidad en el diseño de la columna.

21. Configuraciones simples y dobles. Estas pueden obtenerse con conexiones a bridas conforme al Instituto Americano del Petróleo, del tipo de espárragos o del tipo camoana para abrazadera. Esto permite el uso más económico del espacio disponible, tanto para operación como para el servicio. (No se ilustran).

22. Los pernos de tapa están dimensionados para facilitar su torsión y dispuestos para obtener un sellado confiable entre la tapa y el cuerpo. Esto evita una distorsión excesiva durante el sellado de alta presión. (Véase el cuadro de torsiones en la página 13).

23. Los retenes de los pernos de tapa mantienen estos pernos en la tapa mientras se efectúa el servicio del obturador de seguridad.

24. Las varillas de guía alinean el ariete con la cavidad de la tapa, evitando daños al ariete, al vástago del pistón o a las tapas cuando se hacen retroceder los arietes.

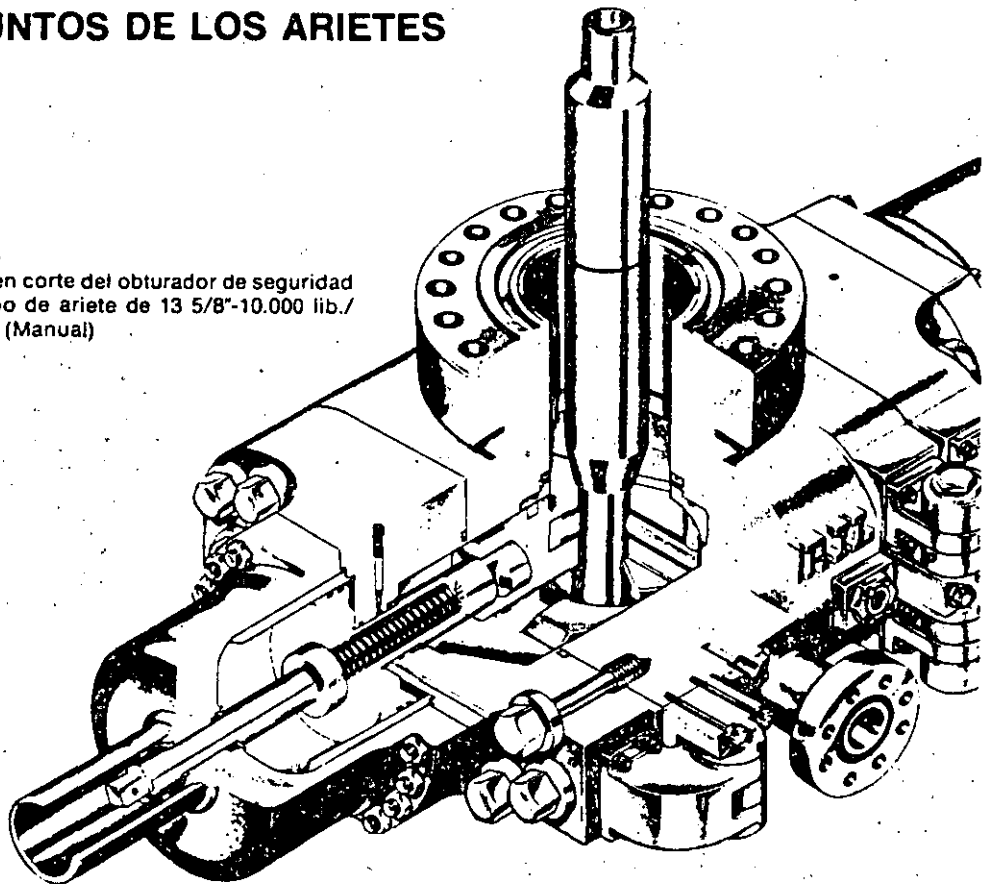
25. El sellado de los arietes se mantiene por medio de las presiones del pozo. No se requieren fuerzas de cierre para mantener un sellado ya establecido de los arietes.

Operación del Obturador de Seguridad Hydril del Tipo de Ariete

17

CONJUNTOS DE LOS ARIETES

Vista en corte del obturador de seguridad del tipo de ariete de 13 5/8"-10.000 lib./pulg.² (Manual)



El ariete es una pieza integral de fundición de acero de baja aleación, habiéndose diseñado para combinar una gran resistencia con un conjunto de sellos de máxima eficiencia. El conjunto de sellos consiste en un obturador frontal y un sello superior, cada uno de los cuales contiene un gran volumen de caucho alimentable para una larga vida útil. El obturador frontal y el sello superior son unidades separadas que pueden reemplazarse en forma independiente. Equipare siempre el obturador frontal con el ariete de tamaño adecuado (véase la tabla en la página 24).

La superficie superior del ariete está rebajada para prevenir el desgaste del asiento del sello durante la operación de apertura y cierre de los arietes, y para evitar rayar el asiento del sello como consecuencia de un ariete averiado. Un notable método de accionamiento del sello superior produce el contacto con el asiento del sello sólo durante la parte final de la carrera de cierre del ariete. El sello superior cuenta con un gran volumen de caucho alimentable para asegurar una larga vida útil, aún cuando los sellos estén dañados o hayan sufrido un desgaste excesivo.

El obturador frontal tiene asimismo un gran volumen de caucho alimentable, el que está cementado a robustas placas anti-extrusión. La gran superficie frontal de caucho, conjuntamente con el gran volumen de caucho alimentable, aseguran el sellado hermético durante

operaciones de cierre repetidas, aún con obturadores usados que deban sellar contra superficies de tubo dañadas.

Los arietes de tubería con insertos de aleación endurecida son standard para los obturadores de seguridad de 16 3/4"-10.000 y 18 3/4"-10.000. Están diseñados para permitir la suspensión repetida de hasta 600.000 libras de peso de la tubería de perforación mediante las uniones cónicas de ésta, al mismo tiempo que mantienen un sellado hermético a la presión nominal total. Este diseño puede obtenerse a pedido en los obturadores de seguridad de 13 5/8"-5.000 y 10.000, en los de 20 3/4"-3.000 y en los de 21 1/4"-2.000. Los arietes de tubería standard suministrados con todos los tamaños de obturadores de seguridad soportarán una carga suspendida en una unión cónica de la tubería de perforación y mantendrán un sellado hermético. Sin embargo, los arietes pueden sufrir una deformación. La guía de centrado de la tubería en la cara de los arietes de tubería aseguran el centrado del tubo con respecto a las paredes del pozo cuando se cierran los arietes.

Los arietes ciegos realizarán el sellado repetido de un pozo sin tuberías hasta la presión nominal total. Los arietes ciegos/cizalla pueden cortar los tubos de perforación de tamaño común y sellar la cavidad del pozo sin que sea necesario sacar los extremos superior e inferior de la tubería de perforación.



Larga Vida Util

DESCRIPCION DEL OBTURADOR FRONTAL 18

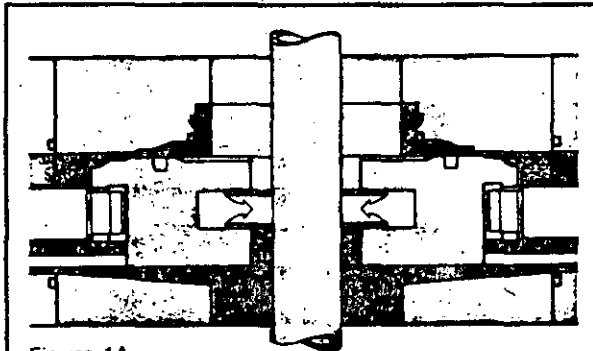


Figura 1A

Un obturador frontal nuevo contiene un gran volumen de caucho alimentable. Cuando se logra el sellado hermético, existe una gran separación entre los arietes y el tubo.

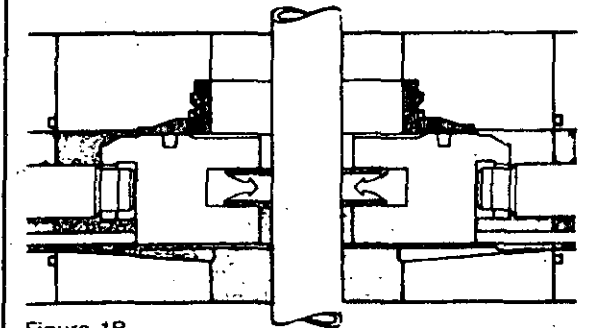


Figura 1B

Un obturador frontal moderadamente desgastado todavía retiene un gran volumen de caucho alimentable, aunque en cantidad más reducida. La separación entre los arietes y el tubo resulta ahora menor en la posición de cierre hermético.

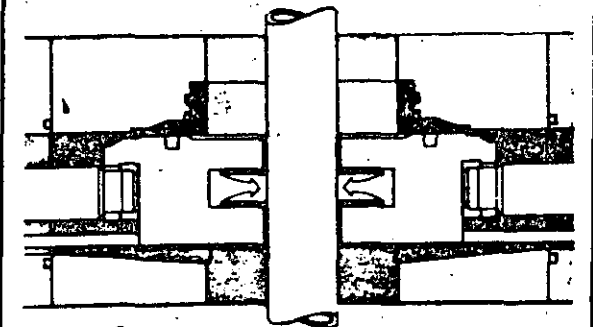
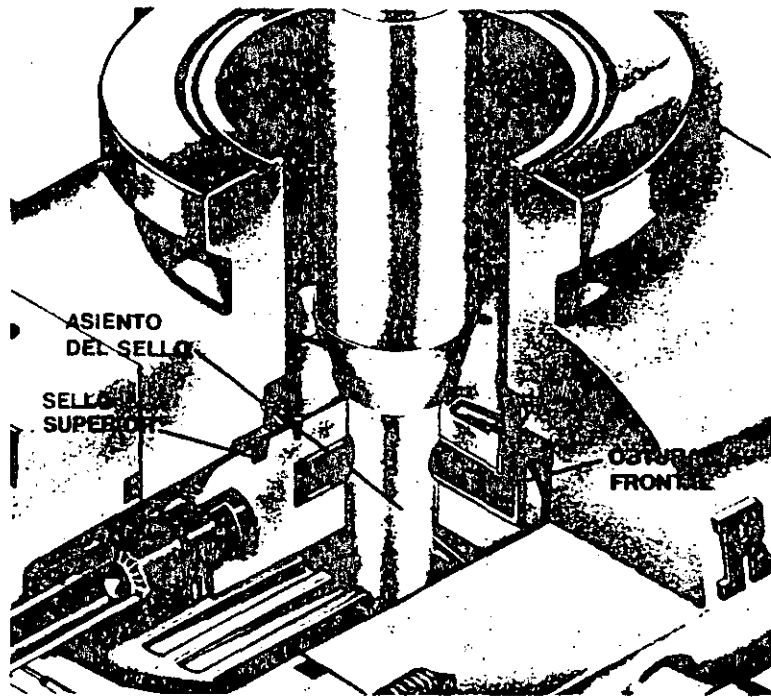


Figura 1C

Un obturador frontal ampliamente desgastado ha usado prácticamente todo el volumen de caucho alimentable, pero todavía tiene la capacidad para efectuar un sellado hermético a la presión nominal total. La separación entre los arietes y el tubo se está acercando ahora a 0, lo que indica el final de la vida útil del obturador frontal.



Posición del sello superior y del asiento del sello superior en la posición de cierre completo.

Operación del Obturador Frontal

El obturador frontal cuenta con un gran volumen de caucho alimentable, cementado a robustas placas anti-extrusión. Cuando los arietes se han acercado suficientemente uno al otro durante la operación de cierre, las coronas de caucho en la cara del obturador frontal crean presión en el caucho para iniciar el sellado. El movimiento subsiguiente de los arietes hace que las placas anti-extrusión de los obturadores frontales en oposición entren en contacto, a fin de controlar el flujo de caucho hacia el área de sellado.

El desgaste producido en la cara del obturador frontal debido a la rotación o movimiento alternativo de la tubería durante el sellado, es compensado por el gran volumen de caucho alimentable que se encuentra en la parte posterior del obturador frontal. Este caucho se alimenta hacia el área de desgaste a medida que los bloques de ariete se acercan más y más a la tubería, como se ilustra en las figuras 1A, B, y C.

Operación del Sello Superior

El sello superior es un sello que se reemplaza en forma independiente, contando con un gran volumen de caucho alimentable, el que está cementado a robustas placas anti-extrusión.

El método de activación del sello superior mantiene al sello dentro del ariete, evitando su desgaste durante el desplazamiento del ariete. El sello superior es activado por el cierre de los arietes, pero su activación total no se completa hasta que se logre el sellado hermético final. El diseño de las superficies interiores superiores del asiento del sello y del cuerpo del obturador de seguridad evita el arrastre del sello superior a través de esta superficie antes del sellado final del cuerpo o tapa. Este diseño provee una vida útil, confiable y prolongada.

EL CAMBIO DE ARIETES ES MUY SIMPLE CON EL CONJUNTO DE TAPA ABISAGRADA

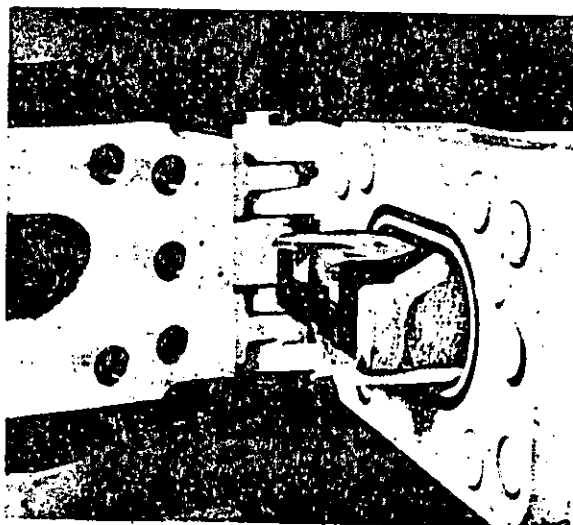
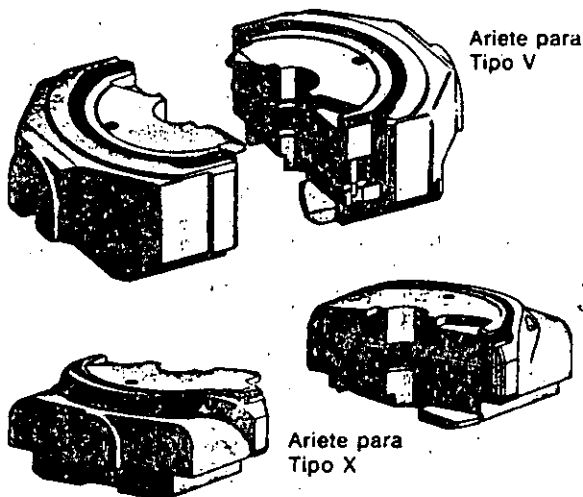
Las tapas abisagradas giran a una posición de despeje total de obstáculos superiores, proveyendo un acceso fácil para el cambio rápido de los arietes. Los cojinetes de las bisagras de carga permiten que la tapa sea abierta por un solo operario.

Los arietes están guiados por dos varillas de guía que previenen la rotación. Estas varillas aseguran la alineación del ariete con la cavidad de la tapa, evitando daños al ariete, al vástago del pistón o a la tapa al operar el ariete con la tapa abierta. Las varillas de guía están integradas con el obturador de seguridad para el servicio y las pruebas.

Procedimientos Para El Cambio De Ariete

El cambio de ariete se efectúa como sigue:

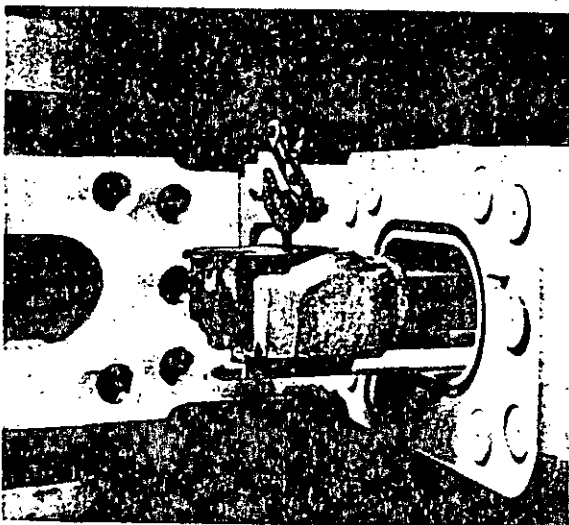
1. Abra (haciendo retroceder) los arietes, aplicando presión de apertura.
2. Desenrosque todos los pernos de la tapa.
3. Abra la tapa girándola hasta su posición extrema (aproximadamente 90°).
4. Cierre (haga extender) los arietes, aplicando presión de cierre.
5. Saque el conjunto del ariete colocando un cáncamo de levante en el agujero provisto y levantando directamente hacia arriba.



Tapa abierta para el desmonte del ariete

REEMPLAZO DE LOS SELLOS DEL ARIETE

1. Desmonte el sello superior palanqueando hacia arriba entre el obturador frontal y el sello superior.
2. Desmonte el obturador frontal palanqueando con dos destornilladores en cada lado.
3. Limpie los bloques y lubríquelos.
4. Introduzca el obturador frontal lubricado en el bloque del ariete hasta que asiente correctamente. La palabra "top" indica el lado correcto que debe estar hacia arriba.
5. Introduzca el sello superior con las clavijas hacia abajo y acomódelo en la ranura correspondiente del bloque del ariete.



Desmonte del ariete levantándolo directamente hacia arriba

Sello superior

Obturador frontal

EL CAMBIO DE SELLOS ES MUY FACIL



MANUALES DEL OPERADOR

Se dispone ahora de Manuales del Operador Hydnil para cada obturador de seguridad, los que cubren detalladamente la instalación y operación del obturador de seguridad, y presentan datos físicos y de piezas e instrucciones de mantenimiento, prueba, montaje y desmontaje.



Operación Hidráulica

Todos los pasajes hidráulicos y conectores de fluido se encuentran dentro del cuerpo del obturador de seguridad. Estas líneas internas no pueden dañarse durante las operaciones de transporte o manejo. Como se muestra en la figura 2A, el fluido de accionamiento entra en el cuerpo del obturador de seguridad a través de orificios de apertura y cierre, haciéndose llegar hasta el cilindro de accionamiento a través de la bisagra de fluido.

Un diseño de perforaciones cruzadas de los pasajes hidráulicos evita tener tapas "derecha" e "izquierda". Cualquier tapa puede instalarse en cualquiera de los lados del cuerpo del obturador de seguridad. Todos los accesorios necesarios para la instalación de la tapa izquierda y derecha han sido perforados y roscados. Esto elimina la necesidad de que se pida una pieza incorrecta, reduciendo asimismo el número de repuestos que deben mantenerse en existencia.

BISAGRA DE FLUIDO

Esta bisagra de fluido es una robusta bisagra de acero, con perforaciones y orificios de entrada y salida para conducir el fluido hidráulico de accionamiento desde el cuerpo hasta la tapa. Todos los sellos se encuentran contenidos dentro del conjunto de la bisagra de fluido. Este diseño brinda un sistema de sellado altamente confiable y fácil de mantener, sin necesidad de interferir con la operación o ajuste de las bisagras de carga o de la tapa.

DESMONTE DEL CONJUNTO DE LA BISAGRA DE FLUIDO

El desmonte de la bisagra de fluido es sumamente simple (véase la figura 2C), realizándose de la manera siguiente:

1. Saque los dos tornillos de sujeción de cabeza hexagonal. A continuación, deslice el conjunto de la bisagra de fluido entre las bisagras de la tapa. Los subconjuntos de sellos en la bisagra de fluido se encuentran bajo presión de resorte. La cavidad de la bisagra de fluido está diseñada de manera que el subconjunto de sellos saltará al sacarse la bisagra, pero quedará retenido por la fricción del anillo-O cuando los resortes se encuentran completamente extendidos.

SUBCONJUNTO DE SELLOS

El subconjunto de sellos efectúa el sellado entre las superficies de la bisagra de fluido y de la bisagra de la tapa por medio de un sello de cara. El sellado inicial lo provee la acción del resorte, con una fuerza adicional provista por la presión hidráulica de cierre. La activación del subconjunto de sellos asegura un cierre hermético confiable a cualquier presión de operación permitiendo, además, girar la tapa al mismo tiempo que se mantiene la presión total de operación del sistema. El obturador de seguridad del tamaño para aplicación submarina utiliza un subconjunto de dos piezas, a fin de proveer una compensación automática de presión para la presión submarina.

BISAGRA DE CARGA

La bisagra de carga, que soporta la carga total de la tapa, está sujeta a la tapa y cuerpo por medio de pernos. La bisagra de carga viene provista con cojinetes autolubricados que permiten una apertura rápida y simple de la tapa. El diseño de la bisagra de carga permite el ajuste de la posición vertical de la tapa para asegurar un cierre hermético contra el cuerpo.

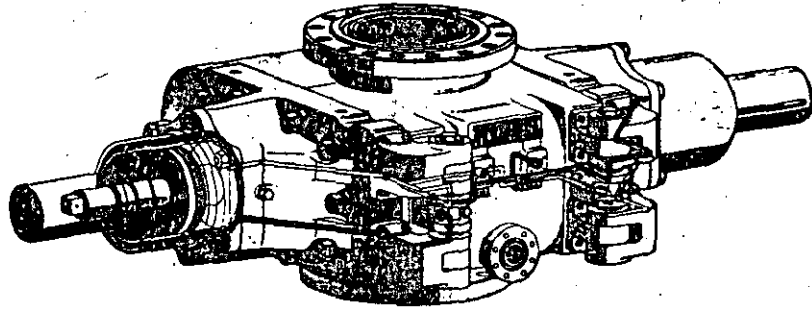


Figura 2A
Circuitos hidráulicos del obturador de seguridad del tipo de ariete

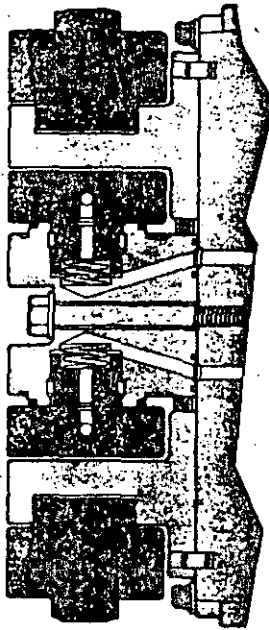


Figura 2B
Vista en corte de la bisagra hidráulica

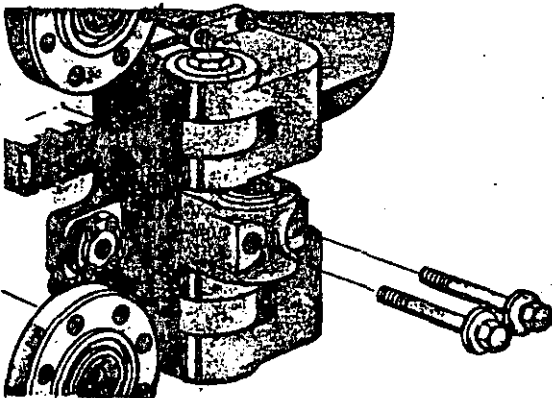
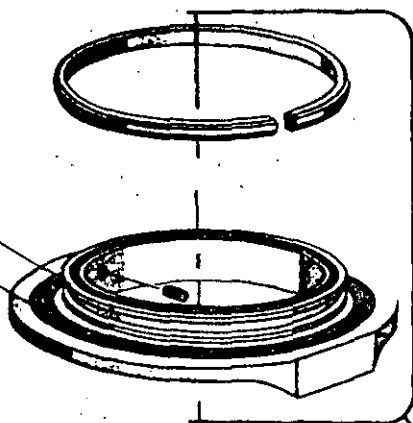
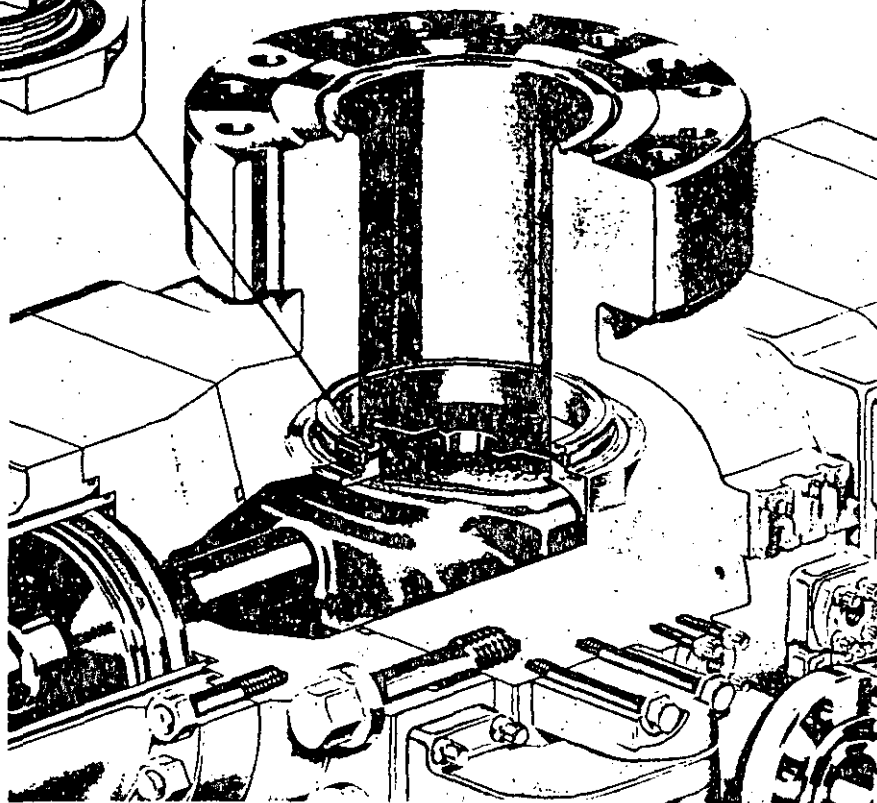


Figura 2C
Conjunto de la bisagra hidráulica parcialmente separada del cuerpo, con los pernos desmontados

Asiento De Sello Innovador y Reemplazable



Asiento del
sello del
ariete de
13 5/8"-10.000.



El asiento de sello reemplazable es una característica exclusiva de Hydril empleada en sus obturadores de seguridad de tipo de ariete. Es un asiento de metal reemplazable, ubicado arriba de la cavidad del ariete dentro del cuerpo del obturador de seguridad. El provee la superficie de sellado para el sello superior del conjunto de arietes. El asiento está fabricado de un material de desempeño efectivo, particularmente indicado para asientos de válvula. El material tiene una dureza controlada y está revestido para protegerlo contra la abrasión y la corrosión. La técnica de activación del sello superior y el diseño del asiento evitan que el sello sea arrastrado a través del asiento del sello durante el desplazamiento del ariete. Este diseño reduce al mínimo el desgaste del sello superior y provee un sistema de sello de larga vida útil y de fácil reparación en el sitio.

Asiento De Sello Fácilmente Reemplazable

El asiento de sello puede reemplazarse fácilmente en el sitio. El asiento se mantiene en su lugar por medio de un anillo de retención extendido dentro de una ranura en el

cuerpo del obturador de seguridad. La expansión del anillo de retención se efectúa por medio de 4 tornillos de fijación que tienen un revestimiento especial. El asiento del sello contiene el asiento para los sellos del cuerpo.

El reemplazo del asiento del sello se logra abriendo primeramente ambas tapas. El obturador de seguridad deberá apoyarse en una boca de pozo, en un dispositivo de prueba, o se deberán bloquear las tapas para prevenir un par de vuelco en el obturador de seguridad. A continuación se sacan los cuatro tornillos de fijación de cabeza hueca para permitir la retracción del anillo de retención en su ranura del asiento del sello. El asiento se hace deslizar hacia abajo y se saca a través de la cavidad de los arietes.

Un nuevo asiento completo con sus sellos y anillos de retención se coloca luego en posición en el cuerpo del obturador de seguridad. Los cuatro tornillos de fijación de cabeza hueca se atornillan en su lugar, expandiendo el anillo de retención en su ranura en el cuerpo, lo que enclava el asiento del sello en su lugar.

Este diseño elimina la necesidad de trabajos de soldadura, de tratamiento para eliminar los esfuerzos internos y de mecanizado del cuerpo del obturador de seguridad cuando deba reemplazarse o repararse el área del sello.

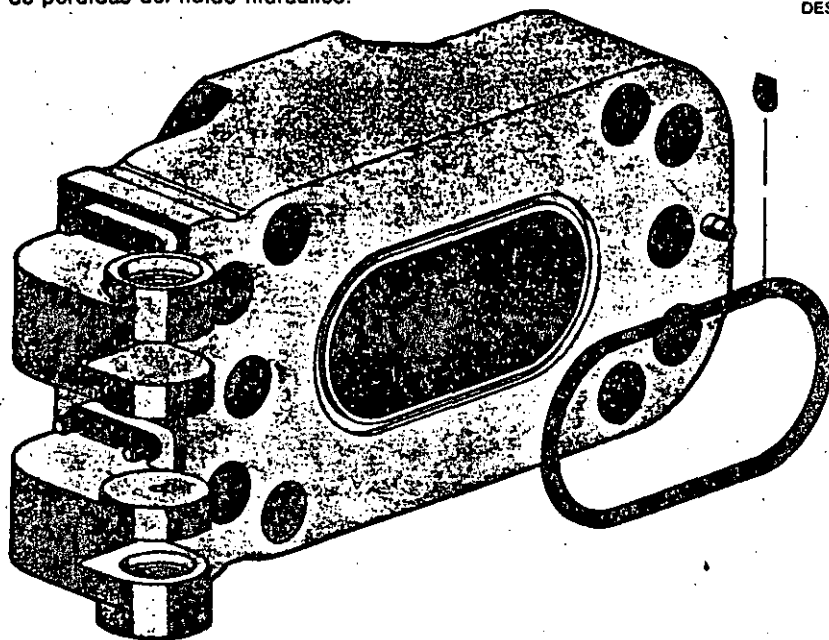


Sellos de la Tapa

SELLO DE LA TAPA El sello de la tapa es un sello especial diseñado para efectuar el cierre hermético entre la tapa y el cuerpo del obturador de seguridad. Va colocado en una ranura en la cara frontal. Este sello evita que los fluidos del pozo escapen al ambiente entre las superficies de contacto del cuerpo y de la tapa. En aplicaciones submarinas, evita asimismo la entrada de agua en el cuerpo del obturador de seguridad. La integridad del sello de la tapa es tan importante como la de los sellos de los arietes para la operación segura del obturador de seguridad.

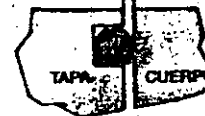
TORSION DE LOS PERNOS DE LA TAPA Es importante que los pernos de la tapa se aprieten con la torsión adecuada para asegurar una operación confiable del sello de la tapa. Los pernos de la tapa debidamente torsionados mantienen el contacto entre la tapa y el cuerpo para la integridad del sello de la tapa. La torsión adecuada permite la distribución uniforme de la carga del perno de la tapa durante las operaciones a presión.

TORSION DE LOS PERNOS DEL CILINDRO Es importante que los pernos del cilindro se torsionen debidamente a fin de asegurar una operación confiable del sello de cilindro. Una torsión de apriete adecuada de estos pernos retendrá el sellado entre el cilindro y la tapa, eliminando así la posibilidad de pérdidas del fluido hidráulico.



SELLO ENTRE TAPA Y CUERPO

POSICION ANTES DEL CONTACTO



DESPUES DEL APRIETE DE LOS PERNOS



BAJO PRESION

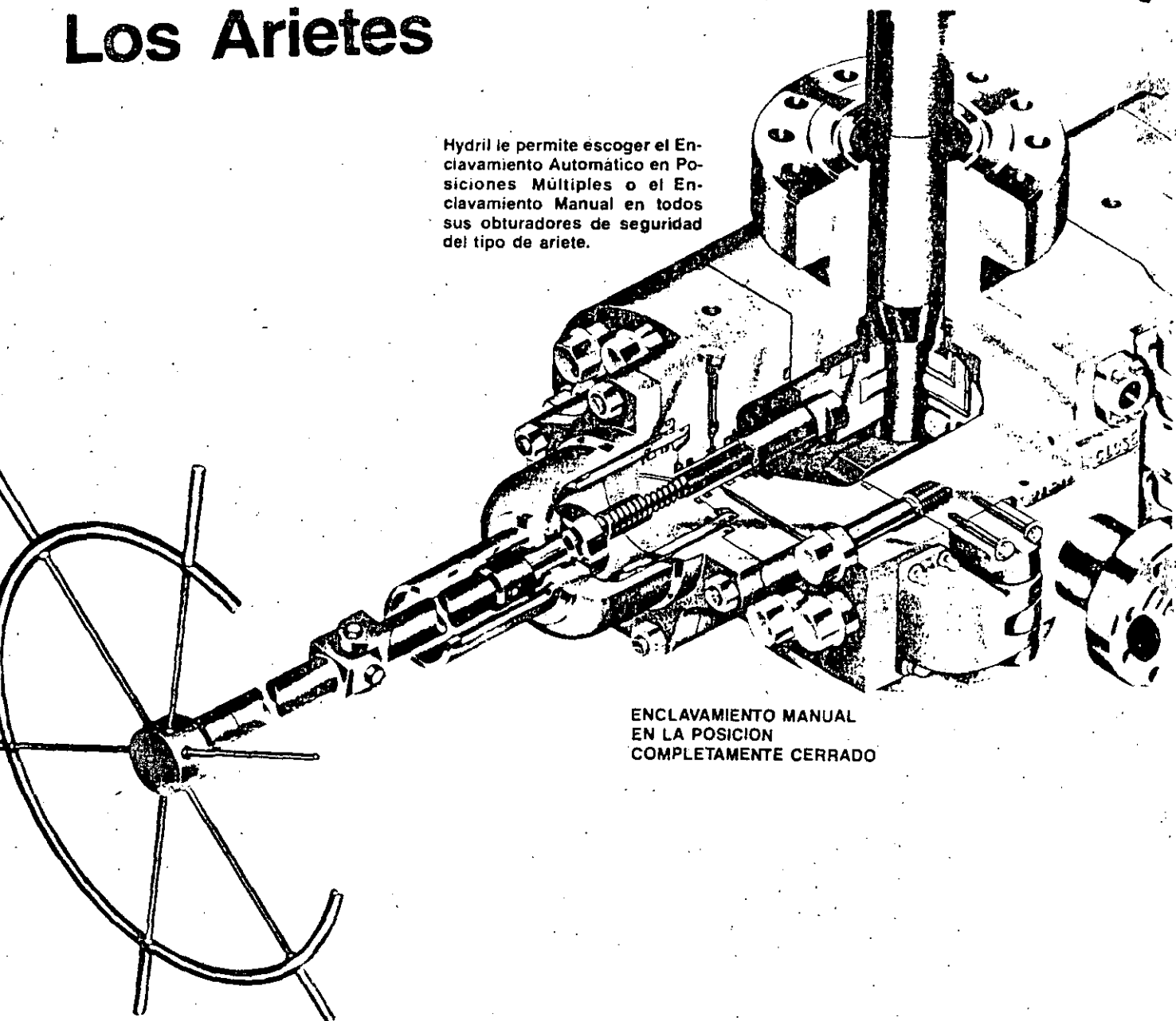


CUADRO DE TORSIONES DE LOS PERNOS DE LA TAPA DE LOS OBTURADORES DE SEGURIDAD DEL TIPO DE ARIETE

Tamaño del sistema de obturador de seguridad (pulgadas)	7 1/16	7 1/16	7 1/16	7 1/16	9	9	11	11
Presión nominal (PSI) (pulg)	3000	5000	10,000	15,000	3000	5000	3000	5000
Tamaño de los pernos de la tapa	2-8 UN	2-8 UN	2 1/4-8 UN	2 1/2-8 UN	1 7/8-8 UN	1 7/8-8 UN	2-8 UN	2-8 UN
Torsión de los pernos de la tapa (libras-pie)	1,600	2,700	2,160	4,500	800	1,320	1,120	1,760
Tamaño de los pernos del cilindro	1 1/4-8 UN	1 1/4-8 UN	1 1/4-8 UN	1 3/8-8 UN	1 1/4-8 UN	1 1/4-8 UN	1 5/8-8 UNC	1 3/8-8 UNC
Torsión de los pernos del cilindro (libras-pie)	800	800	725	1,200	725	725	950	950
Tamaño del sistema de obturador de seguridad (pulgadas)	11	13 5/8	13 5/8	13 5/8	16 3/4	16 3/4	20 3/4	21 1/4
Presión nominal (PSI) (pulg)	10,000	3000	5000	10,000	10,000	10,000	3000	2000
Tamaño de los pernos de la tapa	3 1/4-8 UN	2 1/4-8 UN	2 1/4-8 UN	3 1/4-8 UN	3 1/2-8 UN	3 1/2-8 UN	2-8 UNC	2-8 UNC
Torsión de los pernos de la tapa (libras-pie)	4,200	1,600	2,640	6,960	9,540	10,800	1,410	940
Tamaño de los pernos del cilindro	1 1/2-8 UN	1 3/8-8 UNC	1 3/8-8 UNC	1 1/2-8 UNC	1 1/2-8 UN	1 1/2-8 UN	1 1/4-8 UNC	1 1/4-8 UNC
Torsión de los pernos del cilindro (libras-pie)	1,200	1,200	1,200	1,100	1,100	1,100	1,200	1,200

Sistemas De Enclavamiento De Los Arietes

Hydril le permite escoger el Enclavamiento Automático en Posiciones Múltiples o el Enclavamiento Manual en todos sus obturadores de seguridad del tipo de ariete.



ENCLAVAMIENTO MANUAL
EN LA POSICION
COMPLETAMENTE CERRADO

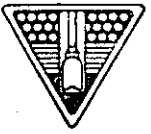
Enclavamiento Manual

La figura muestra el enclavamiento del tipo manual completamente enclavado. El enclavamiento manual puede establecerse después de que el ariete ha sido cerrado hidráulicamente, para asegurar el mantenimiento de un sellado hermético. La rotación del vástago guía del pistón en el sentido de las agujas del reloj enclava el ariete, y la rotación en el sentido opuesto lo desenclava. El ariete también puede cerrarse manualmente si ocurriera una falla en el sistema hidráulico. Cuando el ariete está abierto, la rotación del vástago guía del pistón en el sentido de las agujas del reloj cierra el ariete y lo enclava. El ariete deberá abrirse hidráulicamente después de haber sido desenclavado.

El tornillo en el enclavamiento manual tiene una rosca reforzada de paso izquierdo del tipo acme (29°), estando ubicado dentro del obturador de seguridad donde está protegido contra el tiempo, la corrosión y los daños externos. La rosca está protegida y lubricada por medio del fluido hidráulico de accionamiento, lo que reduce a un mínimo los requisitos de torsión.

La fijación del enclavamiento manual después de que los arietes se han cerrado hidráulicamente se facilita reduciendo la presión de cierre. El sellado de los arietes queda asegurado por la presión del pozo.

El vástago guía del pistón, cuyo revestimiento lo hace resistente a la abrasión y a la corrosión, se limpia y lubrica cada vez que se cierra o se abre el ariete.



24

Enclavamiento Automático del Ariete MPL

Los obturadores de seguridad Hydril del tipo de ariete pueden obtenerse con Enclavamiento Automático del Ariete en Posiciones Múltiples. El Enclavamiento en Posiciones Múltiples (MPL) permite que el ariete realice el sellado con un apriete óptimo del sello en cada operación de cierre. El MPL automáticamente enclava el ariete y lo mantiene cerrado con la presión óptima del caucho requerida para que el obturador frontal y el sello superior realicen un sellado hermético.

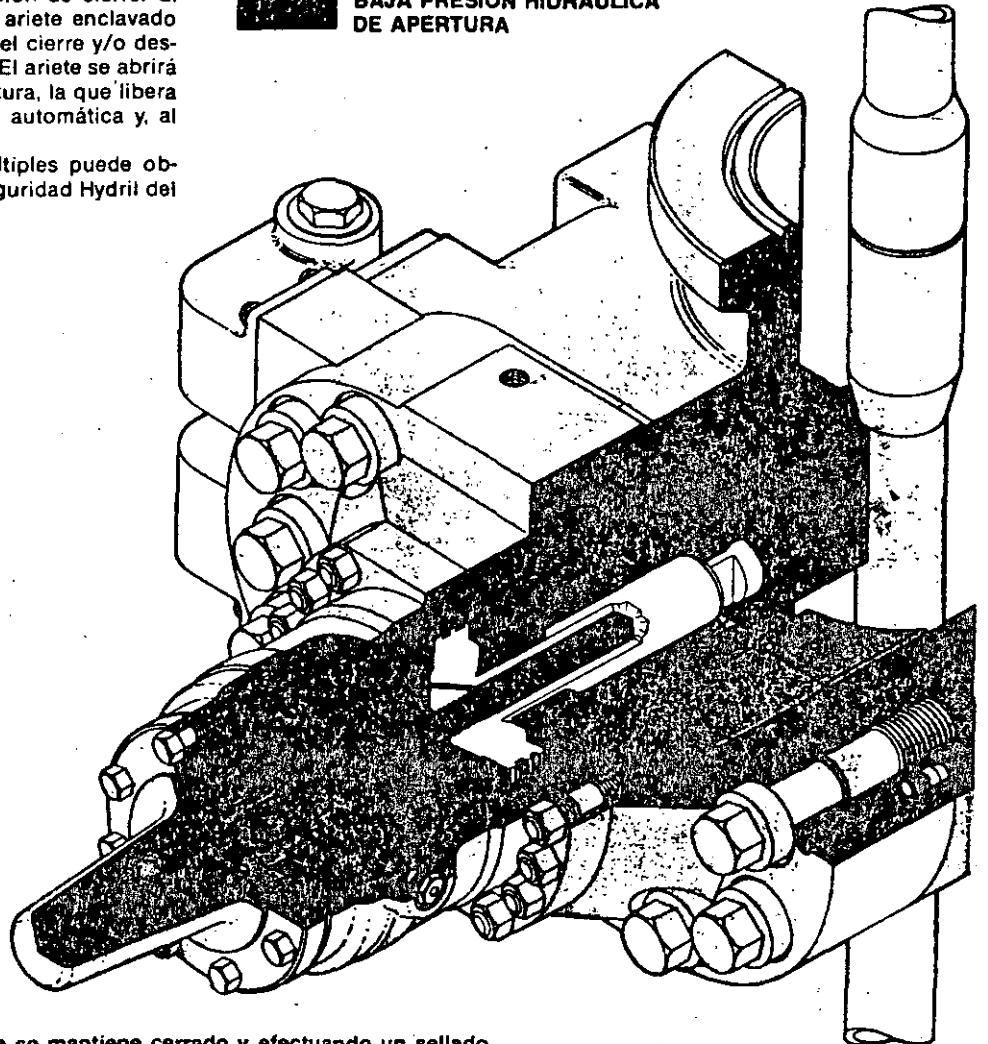
El desgaste del sello del obturador frontal (en cualquier obturador de seguridad del tipo de ariete) requiere una posición diferente de enclavamiento del ariete con cada cierre, a fin de asegurar un sellado efectivo. El Enclavamiento en Posiciones Múltiples se requiere para asegurar la retención en esa posición de cierre.

Cada vez que se cierra el ariete se establece automáticamente un enclavamiento mecánico. El cierre del ariete se logra aplicando presión hidráulica a la cámara de cierre, lo que lleva el ariete a la posición de cierre. El sistema de enclavamiento mantiene el ariete enclavado mecánicamente mientras se mantenga el cierre y/o después de descargar la presión de cierre. El ariete se abrirá solamente al aplicar la presión de apertura, la que libera el sistema de enclavamiento en forma automática y, al mismo tiempo, abre el ariete.

El Enclavamiento en Posiciones Múltiples puede obtenerse en todos los obturadores de seguridad Hydril del tipo de ariete.

 BAJA PRESION HIDRAULICA DE CIERRE

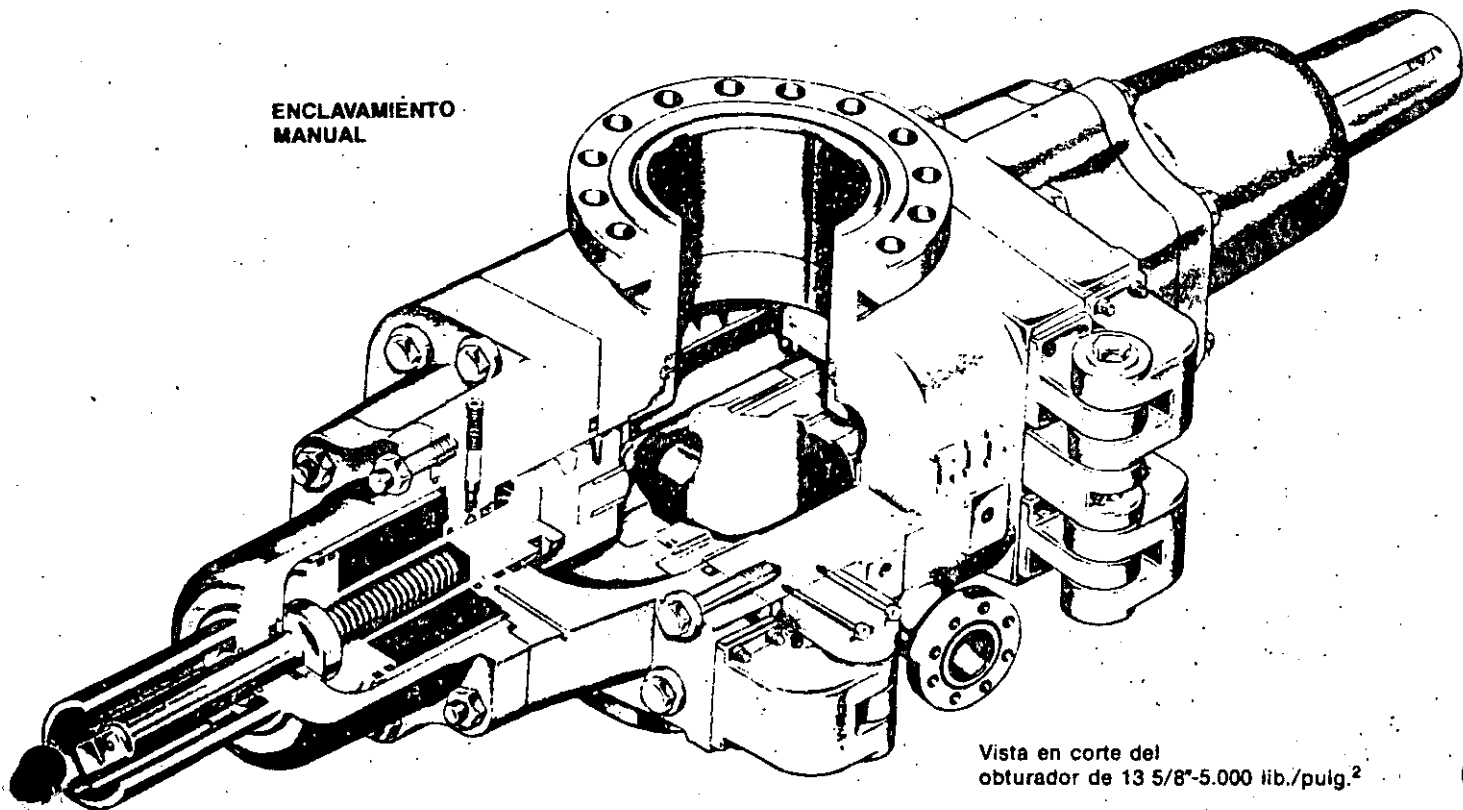
 BAJA PRESION HIDRAULICA DE APERTURA



El ariete se mantiene cerrado y efectuando un sellado hermético por la sola acción del MPL.

DATOS DE OPERACION DEL OBTURADOR DE SEGURIDAD DEL TIPO DE ARIETE

ENCLAVAMIENTO MANUAL



Vista en corte del obturador de 13 5/8"-5.000 lib./pulg.²

TABLA 1 — DATOS DE OPERACION DEL OBTURADOR DE SEGURIDAD DEL TIPO ARIETE

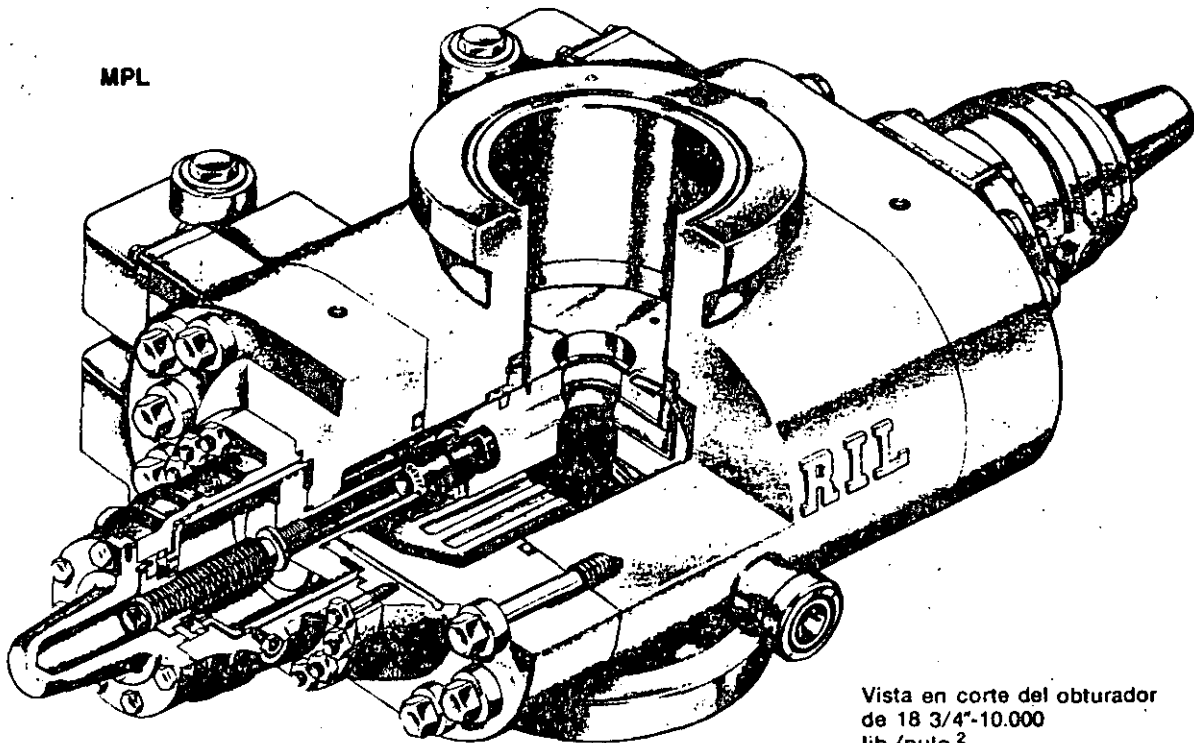
Tamaño del agujero (pulgadas)		7/16	7/16	1 1/8	1 1/8	9	11
Presión de trabajo (lb./pulg. ²)		3000	5000	10,000	15,000	3000	5000
Tamaños nominales anteriores (pulg.)		6	7 1/16	7 1/16	7 1/16	8	10
Tipo de diseño		X	X	X	V	V	V
Diámetro del cilindro (pulg.)	Enclavamiento manual	Ariete de tub.	5 1/2	10	7 1/2	8 1/2	10 3/4
		Ariete cizalla	10	10	—	10 3/4	
	MPL	Ariete de tub.	5 1/2	10	7 1/2	8 1/2	
		Ariete cizalla	10	10	—	10 3/4	
Galones para cerrar (1 juego)	Enclavamiento manual	Ariete de tub.	1.0	3.7	1.9	3.3	
		Ariete cizalla	—	—	—	5.5	
	MPL	Ariete de tub.	1.2	3.9	2.2	3.7	
		Ariete cizalla	—	—	—	6.0	
Galones para abrir (1 juego)	Enclavamiento manual	Ariete de tub.	93	3.4	1.9	3.2	
		Ariete cizalla	—	—	—	5.0	
	MPL	Ariete de tub.	93	3.4	1.9	3.2	
		Ariete cizalla	—	—	—	5.0	
Relación de cierre	Enclavamiento manual	Ariete de tub.	4.8	7.1	4.5	6.0	
		Ariete cizalla	—	—	—	5.6	
	MPL	Ariete de tub.	5.4	7.6	5.3	6.8	
		Ariete cizalla	—	—	—	6.0	
Relación de apertura	Enclavamiento manual	Ariete de tub.	1.5	6.6	2.6	2.0	
	Ariete cizalla	—	—	—	4.2		
Presión hidráulica normal de operación (lb./pulg. ²)	Enclavamiento Manual/MPL	Ariete de tub.	1100	2200	1150	900	
		*Ariete cizalla	—	2200	—	900	
	MPL	Ariete de tub.	925	2100	1000	800	
		*Ariete cizalla	—	2100	—	800	
Presión hidráulica máxima de operación (lb./pulg. ²)		3000	3000	3000	3000	3000	3000
Torsión necesaria para los pernos de la tapa (libras-pie)		2700	2700	4500	1320	1860	1860
Tamaño máximo del ariete de tubería (pulg.)		5 1/2	5 1/2	5 1/2	7	8 5/8	8 5/8

• Las presiones indicadas son las que se requieren normalmente para cerrar contra las presiones máximas del pozo. La presión recomendada para el corte de tubos es de 3.000 lb./pulg.².



26

MPL

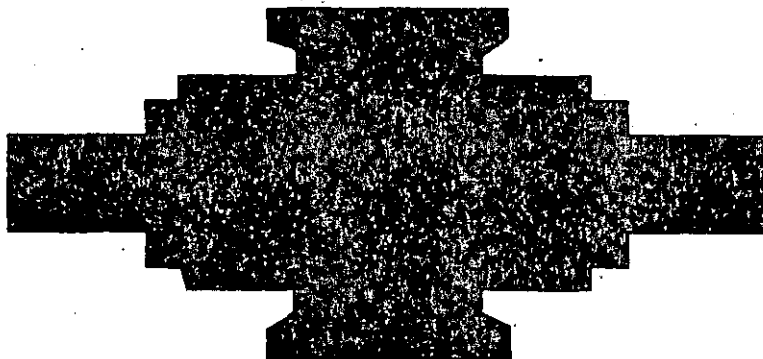


Vista en corte del obturador
de 18 3/4"-10.000
lib./pulg.²

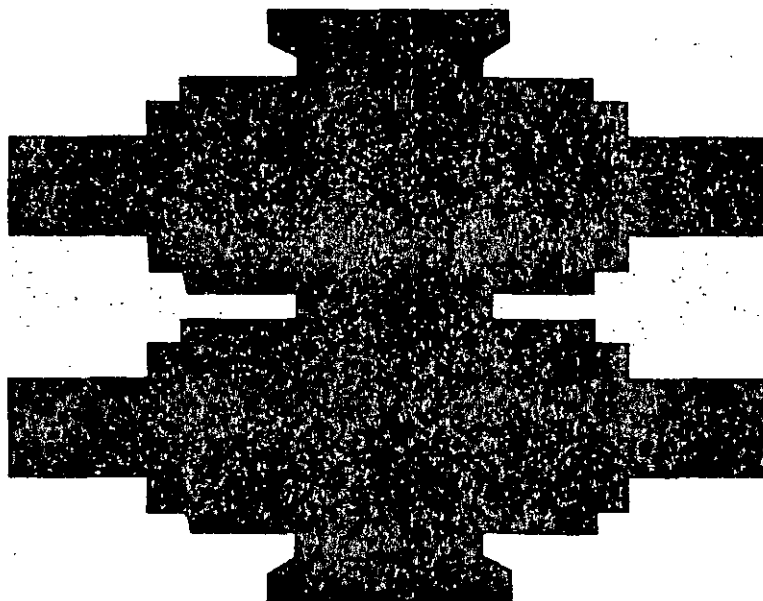
TABLA 1 — DATOS DE OPERACION DEL OBTURADOR DE SEGURIDAD DEL TIPO DE ARIETE

Tamaño del agujero (pulgadas)		13 5/8	13 5/8	13 5/8	16 3/4	18 3/4	20 3/4	21 1/8
Presión de trabajo (lib./pulg. ²)		3000	5000	10.000	10.000	10.000	3000	2000
Tamaños nominales anteriores (pulg.)		12	13 5/8	13 5/8	16 3/4	18 3/4	20	20
Tipo de diseño		V	V	X	X	X	V	V
Diámetro del cilindro (pulg.)	Enclavamiento manual	Ariete de tub.	10	10	14 1/4	14 1/4	14 1/4	10
		Ariete cizalla	14 1/4	14 1/4	14 1/4	14 1/4	14 1/4	14 1/4
	MPL	Ariete de tub.	10	10	14 1/4	14 1/4	14 1/4	10
		Ariete cizalla	14 1/4	14 1/4	14 1/4	14 1/4	14 1/4	14 1/4
Galones para cerrar (1 juego)	Enclavamiento manual	Ariete de tub.	5.4	5.4	11.8	15.0	18.4	8.1
		Ariete cizalla	11.5	11.5	11.8	15.0	18.4	17.2
	MPL	Ariete de tub.	5.9	5.9	12.0	15.6	17.1	8.9
		Ariete cizalla	12.0	12.0	12.0	15.6	17.1	18.0
Galones para abrir (1 juego)	Enclavamiento manual	Ariete de tub.	4.9	4.8	11.0	14.1	15.8	7.2
		Ariete cizalla	11.2	11.2	11.0	14.1	15.8	16.3
	MPL	Ariete de tub.	4.8	5.2	11.0	14.1	15.8	7.2
		Ariete cizalla	11.2	11.2	11.0	14.1	15.8	16.3
Relación de cierre	Enclavamiento manual	Ariete de tub.	4.8	4.8	10.2	10.2	10.2	4.75
		Ariete cizalla	10.1	10.1	10.2	10.2	10.2	10.14
	MPL	Ariete de tub.	5.2	5.2	10.0	10.6	10.0	5.2
		Ariete cizalla	10.6	10.6	10.0	10.6	10.0	10.6
Relación de apertura	Enclavamiento Manual/MPL	Ariete de tub.	2.1	2.1	3.8	2.41	1.0	.98
		Ariete cizalla	4.7	4.7	3.8	2.4	1.0	2.2
Presión hidráulica normal de operación (lib./pulg. ²)	Enclavamiento manual	Ariete de tub.	650	1050	1050	1050	1050	650
		* Ariete cizalla	400	600	1050	1050	1050	300
	MPL	Ariete de tub.	700	1000	1050	1050	1050	500
		* Ariete cizalla	400	600	1050	1050	1050	300
Presión hidráulica máxima de operación (lib./pulg. ²)		3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Torsión necesaria para los pernos de la tapa (libras-pie)		1800	2640	6960	9540	10.800	1410	940
Tamaño máximo del ariete de tubería (pulg.)		10 3/4	10 3/4	10 3/4	13 3/8	18	16	18

• Las presiones indicadas son las que se requieren normalmente para cerrar contra las presiones máximas del pozo. La presión recomendada para el corte de tubos es de 3.000 lb./pulg.².



Ariete Simple



Ariete Doble

Pueden obtenerse arietes para acomodar cualquier tamaño de tubería de producción, tubería de perforación, barra maestra o tubería de revestimiento dentro de la gama de tamaños de ariete que se muestra en la página 24. Pueden también obtenerse arietes ciegos, arietes ciegos/de cizalla, y arietes de excentricidad simple o doble para terminaciones múltiples.

El conjunto de arietes consiste en el ariete, el sello superior y el obturador frontal. Cuando pida el conjunto de ariete completo, tenga a bien especificar:

1. El diámetro del agujero y la presión nominal del obturador de seguridad en el que se va a instalar el ariete.
2. Tamaño del tubo requerido.

3. En el caso de excentricidad, indicar si es simple o doble y el tamaño requerido. Se usan las dimensiones de línea central conforme al API.

Al solicitar piezas, tenga a bien especificar:

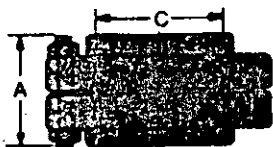
1. Diámetro del agujero y presión nominal del obturador de seguridad en el que se van a instalar.
2. Piezas requeridas.
 - a. Sello superior
 - b. Obturador frontal — especifique el tamaño
 - c. Ariete — especifique el tamaño

El tamaño del obturador frontal debe estar equiparado al tamaño del ariete.

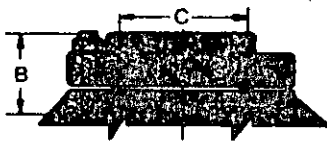


CONEXIONES DE BRIDA API CON JUNTA DE ANILLO

28



Brida para pernos empleando pernos tipo esparrago



Brida tipo espárragos, empleando espárragos

Tabla No. 6 — CONEXIONES DE BRIDA API CON JUNTA DE ANILLO

BRIDA			BRIDA		ANILLO DE SELLO		PERNOS TIPO ESPARRAGO				Diámetro del círculo de pernos, pulgadas
Diámetro del agujero, pulgadas	Tamaño nominal, pulgadas	Clasif. de presión de servicio máx. API	Diámetro total, pulgadas	Espesor, pulgadas	Diámetro "C", pulgadas	Anillo API No.	Cant. req.	Tamaño	Pernos tipo esparrago "A"	Espárragos "B"	
2 1/16	2	2,000	6 1/2	3 1/4	3 1/4	R-30	8	5 1/2-8 UN	4 3/4	5 1/2	5
		3,000	8 1/2	3 3/4	3 3/4	R-30	8	7 1/2-8 UN	6 1/4	6 1/4	6 1/2
		5,000	8 1/2	3 3/4	3 3/4	R-30	8	7 1/2-8 UN	6 1/4	6 1/4	6 1/2
2 1/16	2 1/16	10,000	7 7/8	4 1/2	13.395	R-30	8	9 1/2-8 UN	5 1/2	5 1/2	6 1/4
		5,000	9 5/8	1 15/16	4 1/4	R-30	8	7 1/2-8 UN	7	5 1/2	7 1/2
2 1/16	2 1/2	10,000	9 1/8	2 1/4	14.046	R-30	8	7 1/2-8 UN	6 1/4	6 1/4	7 1/4
		2,000	8 1/4	1 9/16	4 7/8	R-30	8	3 1/2-8 UN	5 1/2	4 5/8	6 5/8
2 1/16	3	3,000	9 1/2	1 13/16	4 7/8	R-30	8	7 1/2-8 UN	6 1/4	4 5/8	7 1/2
		5,000	10 1/2	2 3/16	5 3/8	R-30	8	7 1/2-8 UN	7 3/4	5 5/8	8
		10,000	10 5/8	2 19/64	14.685	R-30	8	1 1/2-8 UN	7 1/4	5 1/4	8 1/2
2 1/16	4	2,000	10 3/4	1 13/16	5 7/8	R-30	8	7 1/2-8 UN	6 1/4	4 5/8	8 1/2
		3,000	11 1/2	2 1/16	5 7/8	R-30	8	1 1/2-8 UN	7 1/2	5 1/2	9 1/4
		5,000	12 1/4	2 7/16	6 3/8	R-30	8	1 1/4-8 UN	8 1/2	6 1/4	9 1/2
2 1/16	4 1/16	10,000	12 7/16	2 49/64	15.930	R-30	8	1 1/2-8 UN	8 1/2	6 1/4	10 3/16
		15,000	14 3/16	3 3/32	5.930	R-30	8	1 3/8-8 UN	9 1/4	6 1/8	11 7/16
		20,000	17 9/16	4 3/16	5.930	R-30	8	1 3/4-8 UN	12 1/4	8 1/4	14 1/16
2 1/16	6	2,000	14	2 3/16	8 5/16	R-45	12	1-8 UN	7 1/2	5 1/4	11 1/2
		3,000	15	2 1/2	8 5/16	R-45	12	1 1/8-8 UN	8 1/2	6 1/4	12 1/2
		5,000	15 1/2	3 5/8	8 5/16	R-45	12	1 3/8-8 UN	11 1/4	8 1/4	12 1/2
2 1/16	7 1/16	10,000	18 7/8	4 1/16	19.521	R-150	12	1 1/2-8 UN	11 3/4	8 1/4	15 7/8
		15,000	19 7/8	4 11/16	9.521	R-150	16	1 1/2-8 UN	12 3/4	8 1/4	16 7/8
		20,000	25 13/16	6 1/2	9.521	R-150	8	1 3/4-8 UN	17 1/2	10 3/4	21 13/16
2 1/16	8	2,000	16 1/2	2 1/2	10 5/8	R-45	12	1 1/8-8 UN	8 1/2	6 1/4	13 3/4
		3,000	18 1/2	2 13/16	10 5/8	R-45	12	1 3/8-8 UN	9 1/2	7 1/8	15 1/2
		5,000	19	4 1/16	10 5/8	R-45	12	1 5/8-8 UN	12 1/2	9 1/4	15 1/2
2 1/16	9	10,000	21 3/4	4 7/8	11.774	R-150	16	1 1/2-8 UN	13 1/2	9 3/4	18 3/4
		2,000	20	2 13/16	12 3/4	R-50	16	1 1/4-8 UN	9 1/4	6 3/4	17
		3,000	21 1/2	3 1/16	12 3/4	R-50	16	1 3/8-8 UN	10	7 3/8	18 1/2
2 1/16	10	5,000	23	4 11/16	12 3/4	R-50	12	1 7/8-8 UN	14 1/2	10 1/2	19
		10,000	25 3/4	5 9/16	114.064	R-150	16	1 3/4-8 UN	15 3/4	10 1/2	22 1/4
		3,000	24	3 7/16	15	R-50	20	1 3/8-8 UN	10 3/4	8 1/4	21
2 1/16	13 5/8	5,000	26 1/2	4 7/16	116.063	R-150	16	1 5/8-8 UN	12 1/2	8 1/2	23 1/4
		10,000	30 1/4	6 5/8	117.033	R-150	20	1 7/8-8 UN	18	11 3/4	26 1/2
2 1/16	16	2,000	27	3 5/16	18 1/2	R-60	20	2 1/2-8 UN	10 3/4	8 1/4	23 3/4
		3,000	27 1/4	3 15/16	18 1/2	R-60	20	1 5/8-8 UN	12 1/4	8 1/4	24 1/4
2 1/16	16 3/4	115,000	30 1/4	5 3/8	119.604	R-161	16	1 3/4-8 UN	15	10 1/4	26 3/4
		5,000	30 3/8	5 1/8	118.832	R-162	16	1 7/8-8 UN	15 1/4	10 1/2	26 5/8
2 1/16	18	112,000	29 1/4	3 9/16	21	R-60	20	1 5/8-8 UN	11 1/2	8 7/8	25 3/4
		113,000	31	4 1/2	21	R-70	20	1 7/8-8 UN	14 1/2	10 1/2	27
2 1/16	18 3/4	5,000	35 5/8	6 17/32	122.185	R-161	20	2-8 UN	18 1/4	12 1/4	31 5/8
		10,000	40 15/16	8 25/32	122.752	R-161	24	2 1/4-8 UN	23 1/4	14 1/4	36 7/16
2 1/16	20	5,000	33 3/4	4 3/4	23	R-60	20	2-8 UN	15 1/4	10 5/8	29 1/2
		2,000	32	3 7/8	23	R-60	24	1 3/4-8 UN	12 1/4	9 1/4	28 1/2
2 1/16	20	5,000	39	7 1/2	129.904	R-161	24	2-8 UN	19 1/2	11 3/4	34 7/8
		2,000	45	8 1/2	125.507	R-161	24	2 1/4-8 UN	25 1/4	14 1/4	40 1/4

ALTURA DE PUNTA DE LOS PERNOS TIPO ESPARRAGO

Diámetro del perno, pulgadas	Altura de punta máxima, pulgadas
1/2 a 7/8	1/8
Más de 7/8 a 1 1/8	3/16
Más de 1 1/8 a 1 5/8	1/4
Más de 1 5/8 a 1 7/8	5/16
Más de 1 7/8 a 2 1/2	3/8

El material de los pernos deberá ser de calidad y resistencia no inferiores a las especificadas para el grado B7 en la norma ASTM-A193. Las tuercas deberán ser de una calidad no inferior a la del grado 2H de la norma ASTM A-194.

Los pernos tipo esparrago están roscados en toda su longitud.

Las longitudes indicadas son longitudes totales, incluyendo la punta en ambos extremos, como se muestra en la tabla.

Las dimensiones indicadas corresponden a los diámetros externos de las ranuras de brida GBX.

† Obsoleto/inactivo — incluidos sólo como referencia.

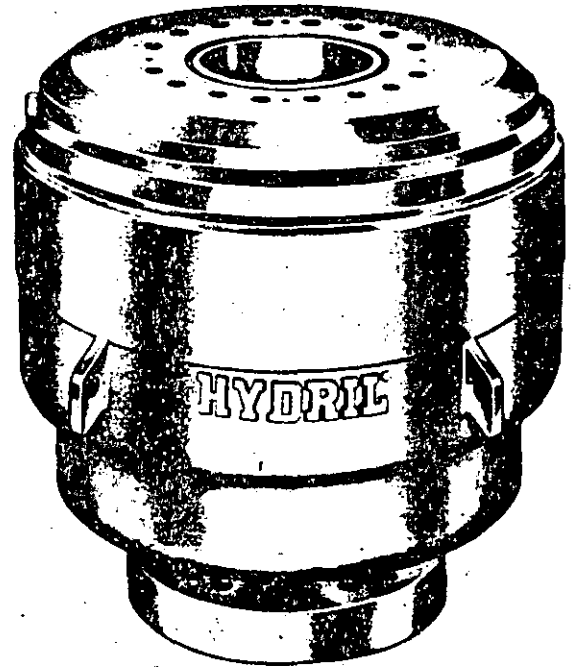
Las longitudes de los pernos tipo esparrago están calculadas de conformidad con la especificación 6A del API de marzo de 1974, y su suplemento de abril de 1975 (Véanse las especificaciones actuales del API para otros requisitos de materiales).

Obturadores de Seguridad Anulares

INTRODUCCION



Obturador de seguridad anular tipo "GL"



Obturador de seguridad de cabeza roscada tipo "GK" de 5000 lib./pulg.²

La entera línea de obturadores de seguridad anulares Hydril se basa en más de 40 años de experiencia en la aplicación de obturadores de seguridad de todo tipo, tamaño y gama de presiones. Existe un obturador de seguridad Hydril para satisfacer cualquier requisito de operación de la industria petrolera, tanto en instalaciones de superficie como submarinas.

Los diseños de Hydril son confiables y eficientes y aseguran una operación durable. Un obturador de seguridad anular standard permitirá desmontar tuberías de perforación y uniones de herramientas o sellar herméticamente el espacio anular o el pozo abierto contra la presión total de trabajo.

El obturador de seguridad anular Hydril provee una acción de cierre positiva y rápida, con controles simplificados que mantienen los fluidos en el pozo cuando existe la amenaza de una erupción. El sellado de tipo universal del obturador de seguridad anular permite un cierre y sellado hermético contra prácticamente cualquier pieza en el pozo. El mantenimiento del obturador de seguridad es simple, rápido y económico, realizándose con herramientas comunes.

El cuerpo de fundición de acero de baja aleación representa 40 años de experiencia de Hydril en la producción de obturadores de seguridad de fundición para proveer una óptima resistencia y un excelente control de la distribución de esfuerzos. Las pruebas en todo el espectro, que exceden en mucho los requisitos del API,

aseguran que cada unidad cuente con los factores de seguridad y la confiabilidad deseados.

El Análisis por Elementos Discretos empleado en el diseño del cuerpo es el método más avanzado y profundo de análisis de diseño de recipientes a presión, permitiendo asegurar una configuración estructural del cuerpo libre de defectos.

Las pruebas de envoltura (hidrostáticas) del cuerpo del obturador de seguridad exceden las normas de la industria aceptadas por el API para proveer un obturador de seguridad seguro y confiable.

La Supervisión de la Prueba Hidrostática de Emisión Acústica se usa durante la prueba de calificación a fin de proveer un aseguramiento volumétrico del 100 por ciento de ausencia de defectos en el recipiente a presión.

Las cámaras de operación se prueban bajo presión a la presión nominal de trabajo del obturador de seguridad o a 3000 lib./pulg.², cualquiera que resulte mayor. Esto asegura resistencia, confiabilidad, seguridad y la capacidad de aplicar sobrepresiones a las cámaras en aquellas situaciones que requieran el control del pozo.

Las ranuras de anillo de la conexión, revestidas con acero inoxidable, son standard en todos los obturadores de seguridad de 10,000, 15,000 y 20,000 lib./pulg.²; y en todos los obturadores de seguridad de 2000, 3000 y 5000 lib./pulg.² con tamaños del agujero de 13 5/8" y mayores, siendo opcionales en todos los otros obturadores de seguridad.

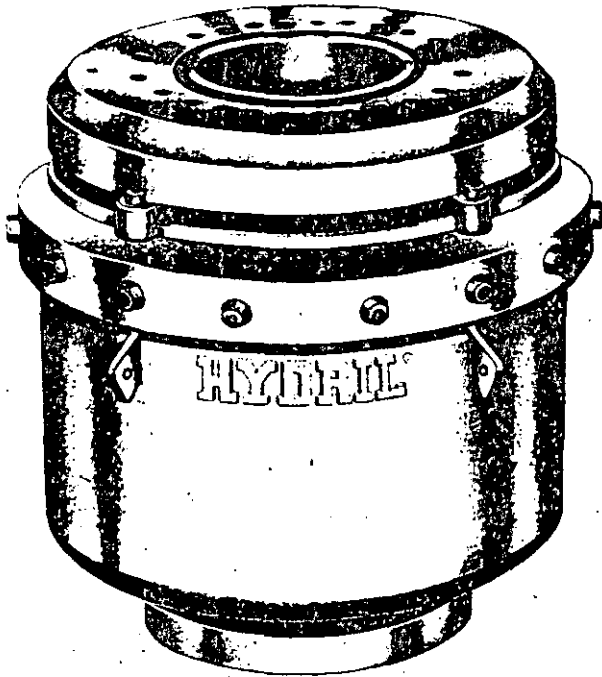


30

Pueden Obtenerse Dos Mecanismos de Sujeción de la Cabeza

El diseño de cabeza roscada es un método simple, eficiente y robusto para conectar la cabeza al cuerpo a fin de asegurar una operación segura, sin piezas sueltas que puedan perderse en el interior del pozo o fuera de la plataforma. Este diseño puede obtenerse en todos los obturadores de seguridad GKL y en la mayoría de los del tipo MSP.

La cabeza enclavada permite un acceso rápido y positivo a la unidad obturadora y a los sellos para reducir a un mínimo el tiempo de mantenimiento. El mecanismo de traba deja libre la cabeza con sólo unas pocas vueltas de los tornillos de accionamiento de las mordazas, mientras el mecanismo completo permanece dentro del obturador de seguridad. No existen piezas flojas que puedan perderse en el interior del pozo o fuera de la plataforma. La cabeza enclavada es standard en los modelos GL y MSP 30"-1000, pudiendo asimismo obtenerse en todos los obturadores GK y MSP de 11"-5000 y mayores.

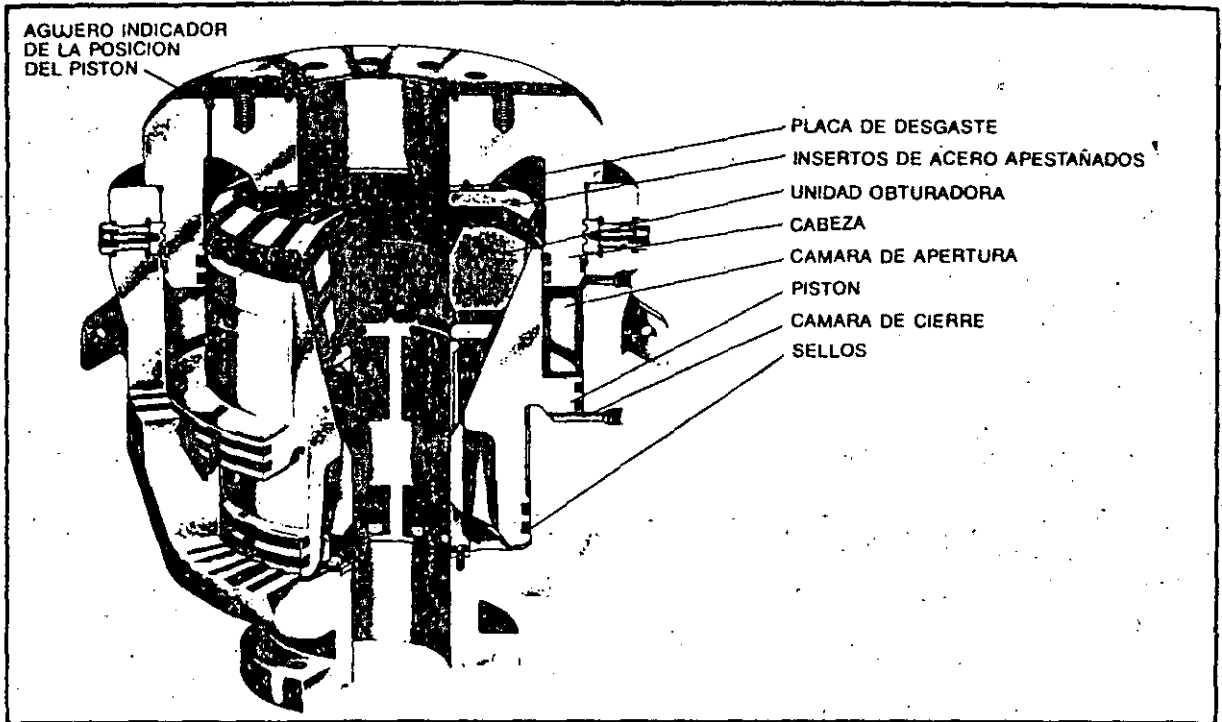


Obturador de seguridad de cabeza enclavada.
tipo MSP-2000 lb./pulg.²

TABLA 7 — TAMAÑOS Y PRESIONES NOMINALES DE LOS OBTURADORES DE SEGURIDAD ANULARES

Diámetro del agujero (pulgadas)	Presiones nominales de trabajo (lb./pulg. ²)							
	500	1000	2000	3000	5000	10,000	15,000	20,000
2-1/16	—	—	—	GKS	GKS	GKS	—	—
4-1/16	—	—	—	—	GKS	GKS	—	—
6-1/16	—	—	—	RS	—	—	—	—
7-1/16	—	—	MSP	GK	GK	GK	GK	GK
9-1/16	—	—	MSP	GK	GK	GK	—	—
11-1/16	—	—	MSP	GK	GK	GK	—	—
13-5/16	—	—	—	GK	GL/GK	GK	—	—
15-3/16	—	—	GK	GK	GL/GK	GK	—	—
18-3/16	—	—	—	—	GL	—	—	—
21-1/4	—	—	MSP	—	GL	—	—	—
24-1/2	MSP	—	—	—	—	—	—	—
30"	—	MSP	—	—	—	—	—	—

Características de Operación



Los obturadores de seguridad anulares Hydriil, están particularmente calificados para satisfacer las necesidades de la industria por una protección simple y confiable contra los estallidos. Más de 40 años de experiencia operacional proveen el mecanismo más simple y comprobado en la industria.

Sólo dos piezas móviles (pistón y unidad obturadora) en el obturador de seguridad anular Hydriil significa que pocas áreas están sujetas al desgaste. El obturador de seguridad es, así, un mecanismo más seguro y eficiente que requiere menos mantenimiento y resulta en menores paralizaciones forzadas.

El largo pistón, con una relación de longitud a diámetro muy próxima a la unidad, elimina la tendencia a desalinearse y agarrotarse durante las operaciones con tuberías descentradas o cuando existen depósitos de arena, recortes u otros elementos distribuidos en forma despareja. Este diseño asegura que la unidad obturadora siempre se abra hasta la posición correspondiente al diámetro total.

El caucho alimentable desde la parte posterior a la frontal de la unidad obturadora, permite que ésta cierre y selle herméticamente contra prácticamente cualquier contorno de la columna perforadora o que cierre completamente el pozo abierto, permitiendo asimismo el paso de las juntas de herramienta bajo presión. Gracias a esta característica, el obturador de seguridad puede cerrarse con confianza cuando se presente la indicación inicial de un "arranque", sin demora alguna para localizar la junta de herramienta.

El diseño de cubeta cónica del pistón provee un método simple y eficiente de cierre de la unidad obturadora. El pistón sirve como una superficie sellante contra la unidad obturadora de caucho; no existe desgaste por contacto de metal a metal y, por consiguiente, esto resulta en una mayor vida útil del equipo.

La utilización de la máxima vida útil de la unidad obturadora resulta posible debido a un indicador de pistón que permite medir la carrera del mismo. Esta medida indica la vida útil restante de la unidad obturadora y constituye una prueba válida.

La placa de desgaste de la cabeza del obturador de seguridad reemplazable en el sitio sirve como una superficie de desgaste superior no sellante para el movimiento de la unidad obturadora; ello permite que las reparaciones en el sitio se efectúen en forma rápida y económica.

Los insertos de acero apesstañados en la unidad obturadora refuerzan el caucho y controlan su flujo y extrusión para obtener una operación más segura y una mayor vida útil de la unidad obturadora.

La mayor capacidad para el "raspado" de tuberías es intrínseca en el diseño de la unidad obturadora, debido a que el desgaste por pruebas (fatiga) ocurre en la parte externa y el desgaste por raspado en la parte interna de la unidad obturadora. Por consiguiente, el desgaste por pruebas no afecta prácticamente en forma alguna la capacidad de raspado, obteniéndose así una mayor vida útil de la unidad obturadora. La capacidad para "raspar" la columna de perforación hasta el fondo sin necesidad del cambio previo de la unidad obturadora, resulta en una operación más segura, menores costos de operación y una mayor vida útil de la unidad obturadora.

La unidad obturadora se prueba a la presión nominal total de trabajo en la fábrica, pruebas éstas que se documentan antes de que la unidad llegue al sitio de instalación, a fin de asegurar un desempeño superior y seguro.

La unidad obturadora puede reemplazarse con la tubería en el pozo, lo que elimina la necesidad de sacar la columna perforadora cuando se requiera su reemplazo, reduciendo así los costos de operación y brindando más opciones para los métodos de control del pozo.

Sellos de grandes dimensiones, activados por la presión, se usan para sellar dinámicamente las cámaras del pistón a fin de proveer una operación segura, una larga vida útil del sello y un menor mantenimiento.

Las superficies sellantes del pistón, protegidas por el fluido de operación, reducen la fricción y protegen contra el desgaste y los daños de la superficie por altas temperaturas localizadas debidas al rozamiento. Esto aumenta la vida útil del sello y reduce el tiempo de mantenimiento.

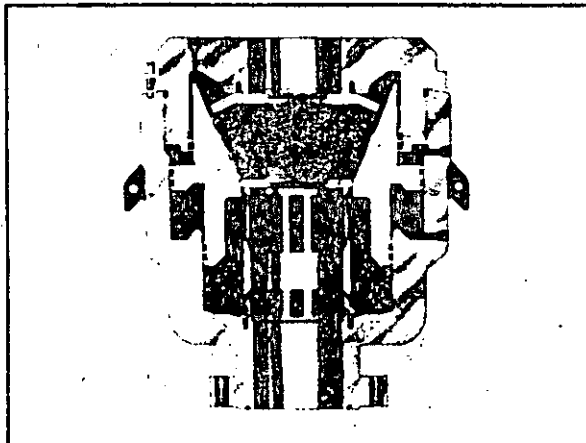
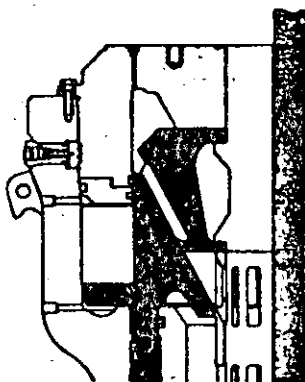


32

Secuencia de Cierre del Obturador de Seguridad

Todos los obturadores de seguridad anulares Hydril emplean el mismo diseño comprobado a través de los años, para sellar prácticamente contra cualquier pieza que atraviese la cavidad del obturador o para sellar completamente la cavidad libre.

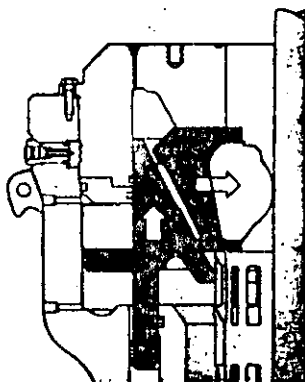
Durante las operaciones normales del pozo, el obturador de seguridad se mantiene completamente abierto mediante el mantenimiento del pistón hacia abajo. Esta posición del obturador permite el paso de herramientas, tubos de revestimiento y otros elementos con dimensiones transversales hasta prácticamente las del diámetro del agujero del obturador, como así también la circulación del caudal máximo de los fluidos de perforación a través del espacio anular. El obturador de seguridad se mantiene abierto mediante la aplicación de presión hidráulica a la cámara de apertura, lo que asegura un control positivo del pistón durante la perforación y reduce el desgaste causado por las vibraciones.



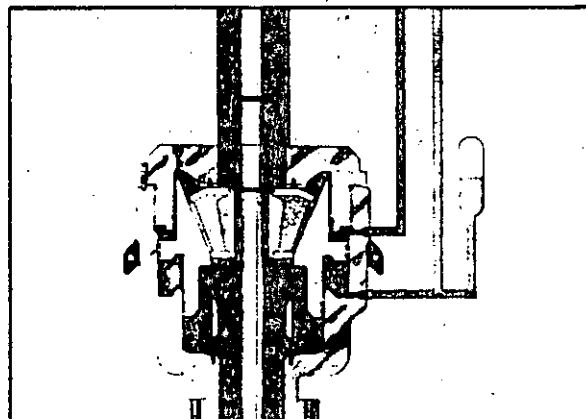
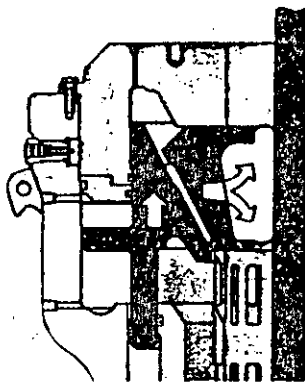
Los obturadores de seguridad anulares Hydril permiten el cierre completo (CSO) del agujero del pozo. Durante el cierre completo, las pestañas de los insertos de acero forman un anillo sólido que confina el caucho y provee un sello seguro a la presión de trabajo nominal del obturador. Esta característica deberá utilizarse solamente en los casos en que se requiera el control del pozo, puesto que reducirá la vida útil de la unidad obturadora.

El pistón se levanta aplicando presión hidráulica a la cámara de cierre. Esto levanta el pistón, que a su vez aprieta y expande hacia adentro la unidad obturadora con refuerzo de acero, a fin de efectuar el sellado contra la columna perforadora.

En el obturador de seguridad anular, la presión de cierre debe regularse con una válvula reguladora de presión independiente. Las instrucciones de guía con respecto a las presiones de cierre podrán encontrarse en el pertinente Manual del Operador.



La unidad obturadora se mantiene comprimida a través de toda el área sellante, asegurando así un cierre hermético firme y durable contra prácticamente cualquier contorno de la columna perforadora - el del vástago de perforación, junta de herramienta, tubo, o tubería de producción - hasta la presión nominal de trabajo total. La aplicación de presión a la cámara de apertura retorna el pistón completamente hacia abajo, lo que permite que la unidad obturadora vuelva a la posición de agujero totalmente abierto debido a la elasticidad natural del caucho.



Operaciones de desmontaje

La tubería de perforación puede hacerse rotar y las juntas de herramienta hacerse pasar a través de una unidad obturadora cerrada, al mismo tiempo que se mantiene un sellado completo contra la tubería. La máxima vida útil de la unidad obturadora se obtiene ajustando la presión de la cámara de cierre a un valor bajo pero suficiente como para mantener el sellado contra la tubería de perforación, con una pequeña pérdida de fluido de perforación cuando la junta de herramienta pasa a través de la unidad obturadora. Esta pérdida indica la presión de cierre más baja que puede emplearse para un desgaste mínimo de la unidad obturadora y provee lubricación para el movimiento de la tubería de perforación a través de la unidad obturadora.

La válvula reguladora de presión deberá ajustarse para mantener la presión correcta en la cámara de cierre. Si la válvula reguladora de presión no responde en forma suficientemente rápida como para tener un control efectivo, deberá instalarse un acumulador (amortiguador de ondas) en la línea de control de la cámara de cierre adyacente al obturador de seguridad. El acumulador deberá precargarse al 50% de la presión de cierre requerida. En las operaciones submarinas, resulta a veces conveniente agregar un acumulador a la línea de la cámara de apertura para evitar cambios de presión indeseables en ciertos circuitos del sistema de control.

Unidades Obturadoras para los Obturadores de Seguridad Anulares

Una de las características más importantes de los obturadores de seguridad anulares Hydril es su unidad obturadora. Hydril fabrica estas confiables unidades utilizando caucho de alta calidad, reforzado con segmentos de acero apestañados. Cada uno de los tamaños de las unidades obturadoras cuenta con un gran volumen de material sellante, resistente y "alimentable", en cantidad suficiente como para satisfacer cualquier requisito.

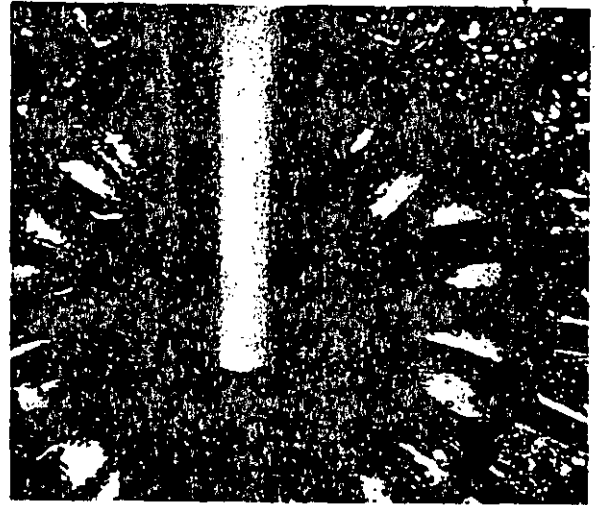
Los segmentos de acero, moldeados en la pieza, cuentan con pestañas en su parte superior e inferior. Estos segmentos sujetan la unidad obturadora dentro del obturador de seguridad y controlan la extrusión y flujo del caucho cuando se realiza el cierre hermético contra las presiones del pozo. Debido a que el caucho se encuentra confinado y bajo presión, es sumamente resistente al desgarramiento, corte y abrasión.

En la posición abierta, el diámetro interno de la unidad sellante se encuentra al ras con el diámetro total del obturador; los trépanos, las barras maestras o los escariadores pueden así pasar libremente a través de la unidad. Al aplicarse la presión de cierre al pistón, la unidad obturadora es apretada y se expande interiormente. El agujero de la unidad obturadora se adapta automáticamente en forma y tamaño para efectuar el sellado hermético prácticamente contra cualquier pieza de la columna perforadora, o para efectuar el cierre total si las herramientas están fuera del pozo.

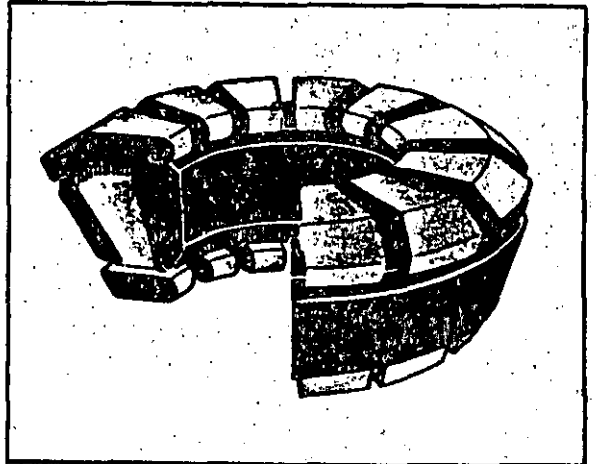
Hydril fabrica estas unidades para sus obturadores de seguridad anulares en sus propias plantas. Esto permite mantener un estricto control de la calidad de sus unidades obturadoras.

Las Unidades Obturadoras Hydril se Prueban Completamente en la Fábrica.

Antes de su despacho, cada una de estas unidades recibe pruebas de fábrica completas en un obturador de seguridad. La unidad sellante se prueba a un 50% de la presión de trabajo para el cierre de pozo abierto y a un 100% de dicha presión para el sellado contra tuberías. El Sello de Certificación de Prueba en las unidades obturadoras asegura que éstas satisfacen los requisitos de aceptación que se han derivado a través de años de experiencia y desarrollo en el diseño de obturadores de seguridad para el control confiable del pozo. Las pruebas igualan o exceden los requisitos de la especificación 6A del American Petroleum Institute. (API)



Prueba de la unidad obturadora bajo presión. El flujo del caucho alrededor de la tubería de perforación indica un sellado hermético correcto, sin pérdida alguna.



Dibujo en corte que ilustra cómo el caucho se moldea alrededor de los segmentos de acero.



INSTRUCCIONES PARA PEDIR UNIDADES OBTURADORAS

Se deberá incluir la información siguiente al pedir una unidad obturadora de reemplazo Hydril genuina:

1. Tipo de obturador de seguridad: GK, GL, MSP, GKS, GKM, o RS.
2. Tamaño del agujero.
3. Clasificación de presión: 500, 1000, 2000, 3000, 5000, 10.000, 15.000, 20.000 lib./pulg.².
4. Tipo de Material: R (NR) — caucho natural; S (NBR) — caucho nitrílico; o N (CR) — neopreno.



SELECCION

Debido a la importancia de la unidad obturadora en la operación del obturador de seguridad, y para la seguridad del personal y de la instalación de perforación, se recomienda que sólo se usen unidades obturadoras Hydril genuinas para el reemplazo de las unidades originales. Todas las unidades Hydril se prueban en fábrica a la presión total nominal dentro de un obturador de seguridad, como parte de pruebas estrictas de aceptación, antes de su entrega al cliente.

Las unidades obturadoras para los obturadores de seguridad Hydril se fabrican utilizando mezclas de caucho natural, caucho nitrílico o neopreno.

El **caucho natural** está formulado para aplicación en operaciones de perforación donde se emplean fluidos de base de agua. El caucho natural puede usarse a temperaturas de operación comprendidas entre 30°F y 225°F (35°C y 107°C). Cuando se la aplique correctamente, la unidad obturadora de caucho natural proveerá generalmente una vida útil de servicio más larga. Esta unidad, que es totalmente negra, está identificada con el sufijo "R" o "NR".

El **caucho nitrílico** (un compuesto sintético) se usa en aplicaciones donde los fluidos de perforación son de base de aceite o con aditivos de aceite. Provee el mejor servicio con lodos de base de aceite cuando opera a temperaturas entre 20°F y 190°F (7°C y 88°C). La unidad obturadora de caucho nitrílico se identifica por su banda de color rojo y un número de serie con el sufijo "S" o "NBR".

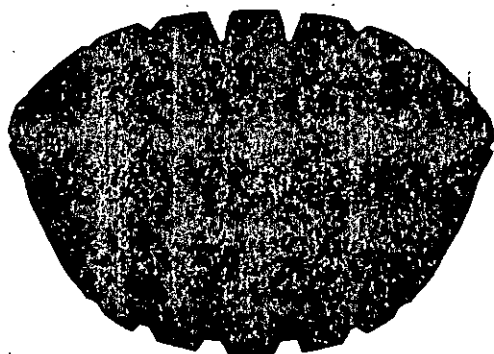
El **neopreno** se usa para el servicio a bajas temperaturas y con fluidos de perforación de base de aceite. Puede usarse a temperaturas de operación comprendidas entre 30°F y 170°F (35°C y 77°C). El neopreno provee un mejor servicio que el caucho natural en aplicaciones con fluidos de perforación de base de aceite. Tiene mayor elasticidad que el caucho nitrílico a bajas temperaturas, aunque es afectado adversamente en aplicaciones prolongadas a altas temperaturas. La unidad obturadora de neopreno deberá usarse cuando las unidades de caucho natural o sintético no pueden satisfacer las condiciones de operación. La unidad obturadora de neopreno se identifica por su banda verde y un número de serie con el sufijo "N" o "CR".

Los **sellos** para los obturadores de seguridad Hydril se fabrican utilizando un material especial de caucho nitrílico, el que provee un servicio prolongado y libre de problemas en el sellado contra aceite, gas o agua.

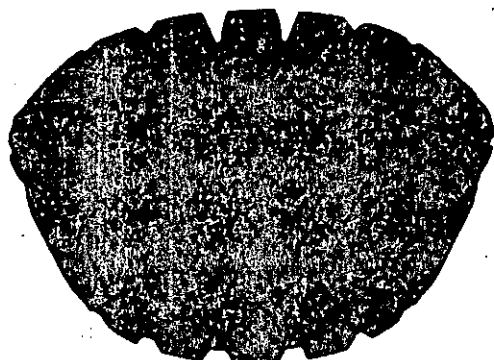
Un **servicio en el que se espera la presencia de sulfuro de hidrógeno (H₂S)** no afectará la selección del material de la unidad obturadora. Un servicio donde el sulfuro de hidrógeno se encuentra presente reducirá la vida útil de los productos de caucho, pero la máxima vida útil se logrará generalmente equiparando el material de la unidad obturadora con los requisitos del fluido de perforación que se utilice.

El desempeño de los materiales elastoméricos puede variar ampliamente, dependiendo ello de la naturaleza y tiempo de exposición al sulfuro de hidrógeno. El operador deberá vigilar frecuentemente la integridad del sellado a presión a fin de asegurarse de que no se ha producido ninguna degradación en el desempeño de la unidad.

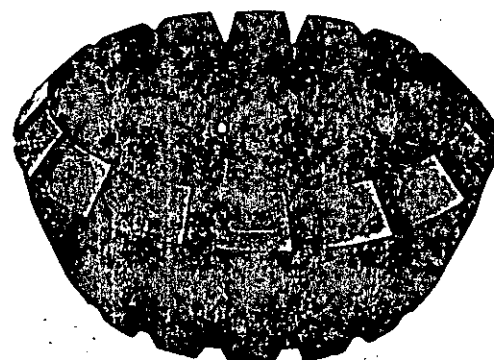
Las **condiciones de almacenamiento** son importantes para obtener la máxima vida útil de la unidad obturadora. Las unidades obturadoras deberán almacenarse en un área fresca, seca y oscura. La atmósfera común, la luz y el calor aceleran la deterioración de los productos de caucho. Es asimismo de suma importancia que las unidades que se almacenaron primero sean las primeras que se utilicen en el servicio. Otros factores a considerar en el almacenamiento se incluyen en el pertinente Manual del Operador.



Unidad Obturadora
de Caucho Natural

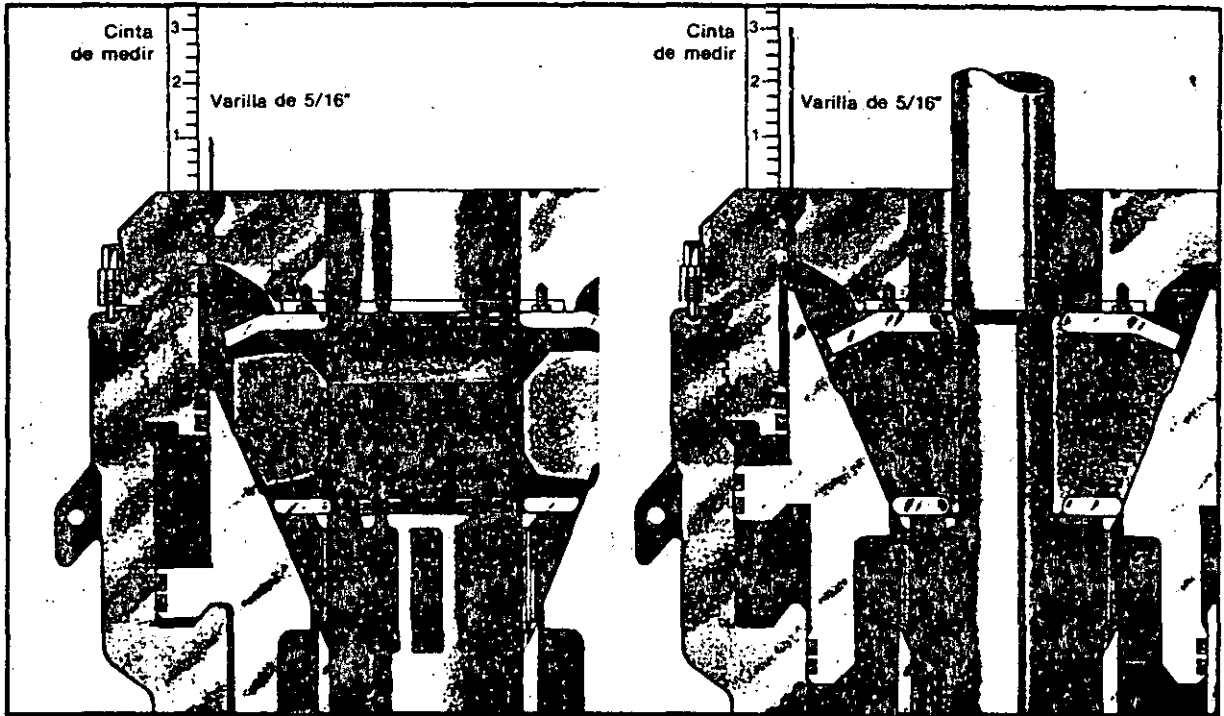


Unidad Obturadora
de Caucho Nitrílico



Unidad Obturadora
de Neopreno

Pruebas de la Unidad Obturadora



Los procedimientos de pruebas a presión adecuados para cualquier obturador de seguridad anular permitirán asegurar el cierre hermético subsiguiente y una máxima vida útil de la unidad obturadora. Las pruebas confiables de sellado se realizan cerrando la unidad obturadora contra el tamaño recomendado de tubo de prueba mediante la aplicación de la presión prescrita a la cámara de cierre, y determinando la porción restante de la carrera del pistón después de haberse logrado un sellado hermético. La óptima vida útil de la unidad obturadora se obtiene realizando las pruebas a bajos niveles de esfuerzos en el caucho. El mínimo esfuerzo de la unidad obturadora se obtiene usando la mínima presión en la cámara de cierre que permita mantener el sellado hermético contra el tamaño recomendado de tubo de prueba.

Una prueba válida en cualquier obturador de seguridad anular sólo se logra cuando se mide la carrera restante del pistón al efectuarse el sellado durante la prueba. La carrera del pistón puede medirse en los obturadores de seguridad anulares Hydril a través de un pasaje vertical en el tope de la cabeza del obturador. Las distancias máxima y mínima desde el tope de la cabeza hasta el tope del pistón se encuentran estampadas en la cabeza del obturador y también se indican en el Manual del Operador. La carrera restante del pistón al lograrse el sellado es una indicación directa de la vida útil remanente de la unidad. Compare la carrera restante del pistón con resultados previos y con la carrera máxima del pistón correspondiente al obturador de seguridad a fin de asegurar sellados herméticos subsiguientes. Para información adicional, tenga a bien consultar el Manual del Operador.

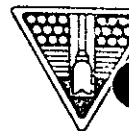
El modelo GL del obturador de seguridad está diseñado para operar manteniendo la presión de cierre en la cámara de cierre durante todas las operaciones de sellado. A medida que la presión del pozo aumenta, deberá aumentarse la presión en la cámara de cierre. La presión de cierre variará ligeramente con cada unidad

obturadora. La prueba deberá comenzarse con la presión de cierre recomendada.

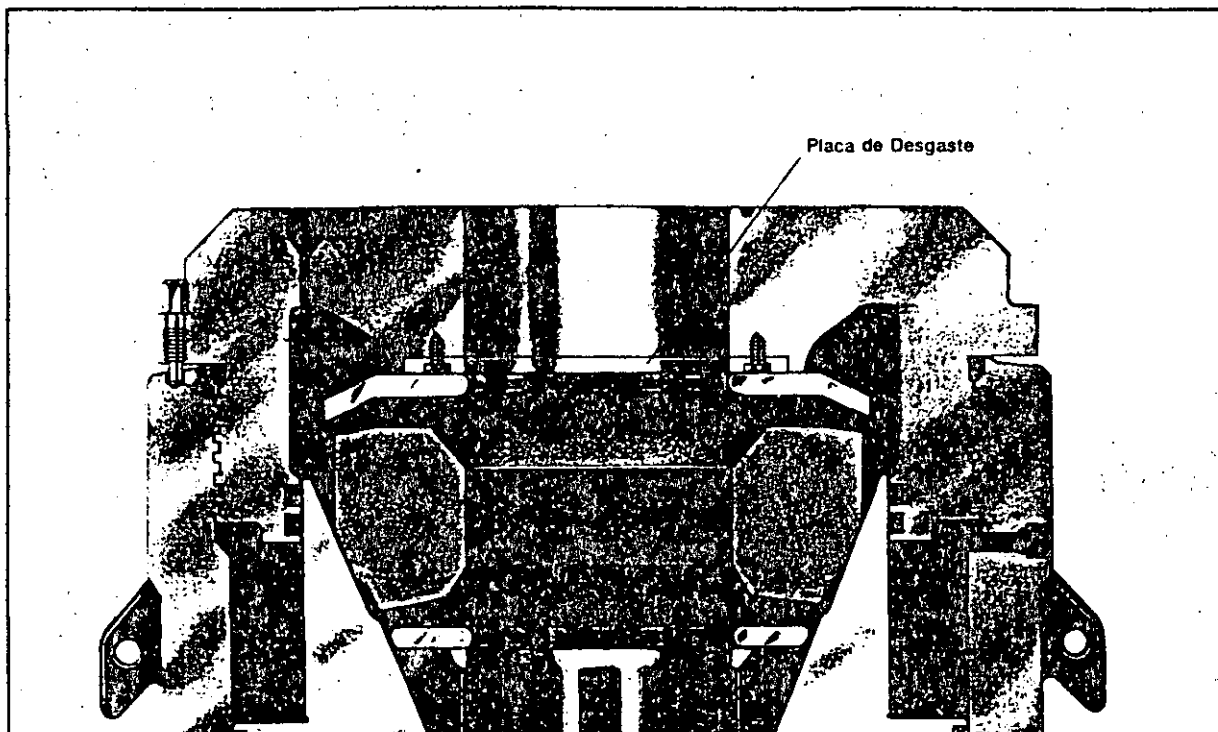
El obturador de seguridad GK se ha diseñado para ser asistido por la presión del pozo en el mantenimiento del sellado de la unidad obturadora, una vez que se ha realizado el sellado inicial. La presión de cierre deberá reducirse proporcionalmente a medida que se aumenta la presión de prueba. El sellado inicial se realiza aplicando presión a la cámara de cierre. A medida que la presión de prueba se aumenta, también aumenta la fuerza de cierre en la unidad obturadora. Cuando la presión del pozo excede el nivel de diseño, la unidad obturadora se mantiene cerrada contra el tamaño recomendado de tubo de prueba mediante la presión del pozo solamente. La presión de cierre requerida para realizar el sellado inicial puede variar ligeramente entre unidades obturadoras individuales. La prueba debe comenzarse con la presión de cierre inicial recomendada.

Los obturadores de seguridad MSP-2000 y MSP-1000 están diseñados para ser asistidos por la presión del pozo en el mantenimiento del sellado de la unidad obturadora una vez que se ha realizado el sellado inicial. La presión de cierre deberá reducirse proporcionalmente a medida que se aumenta la presión de prueba. El sellado inicial se realiza aplicando presión a la cámara de cierre. A medida que aumenta la presión de prueba, también aumenta la fuerza de cierre en la unidad obturadora. La presión de cierre requerida para realizar el sellado inicial puede variar ligeramente entre unidades obturadoras individuales. La prueba deberá comenzarse con la presión inicial de cierre recomendada.

El desviador MPS 29-1/2"-500 está diseñado para operar manteniendo la presión de cierre en la cámara de cierre durante todas las operaciones de sellado. A medida que la presión del pozo aumenta, también deberá aumentarse la presión en la cámara de cierre. La prueba deberá comenzarse con la presión de cierre recomendada.



Placa de Desgaste Reemplazable en el Sitio



Los obturadores de seguridad anulares Hydril están provistos de una **placa de desgaste reemplazable en el sitio**, atornillada a la cara interna inferior de la cabeza del obturador. Esta superficie de desgaste, que no contribuye al sellado, evita el movimiento hacia arriba de la unidad obturadora durante el cierre. La fricción entre la placa de desgaste y los insertos de la unidad obturadora está controlada por el movimiento lateral de esta unidad. La placa de desgaste provee un método rápido y económico de reparación en el sitio, sin necesidad de utilizar los costosos procedimientos de soldadura, eliminación de esfuerzos internos y remecanizado en el taller.

Este simple mantenimiento asegura que la unidad obturadora pueda tomar ventaja de la carrera total del pistón, lo que resulta en una mayor vida útil de la unidad obturadora.

Además, la placa de desgaste protege la cabeza, uno de los componentes principales del recipiente a presión, contra el endurecimiento debido a los ciclos de trabajo. Esto reviste una importancia excepcional en el servicio con sulfuro de hidrógeno, donde el control de la dureza del recipiente a presión se convierte en un factor crítico en la prevención de la fisuración por esfuerzos latentes creados en presencia del sulfuro.

Reemplazo de la Unidad Obturadora

CABEZA ROSCADA

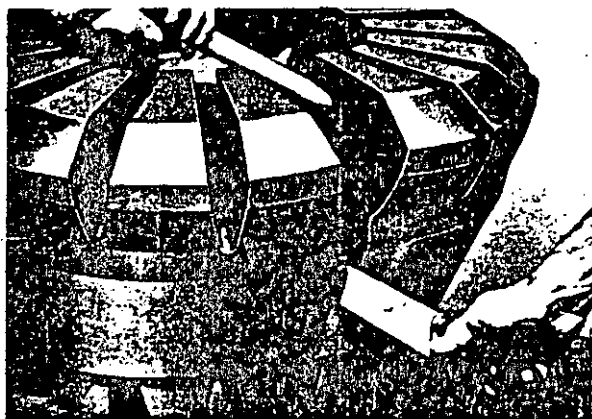
Para reemplazar la unidad obturadora, siga los pasos siguientes:

- Saque el tornillo de bloqueo de la cabeza.
- Desenrosque la cabeza del obturador de seguridad (en sentido contrario al de las agujas del reloj).
- Levante la cabeza del obturador de seguridad.
- Levante la unidad obturadora.
- Lubrique la cubeta del pistón.
- Instale la nueva unidad obturadora.
- Limpie y lubrique las roscas de la cabeza y del cuerpo con lubricante de junta de herramienta modificado conforme al API, con base de cinc.
- Vuelva a colocar la cabeza y apriétela hasta alinear el agujero para el tornillo de bloqueo.
- Coloque el tornillo de bloqueo de la cabeza y aplíquela una torsión de 100 libras pie.

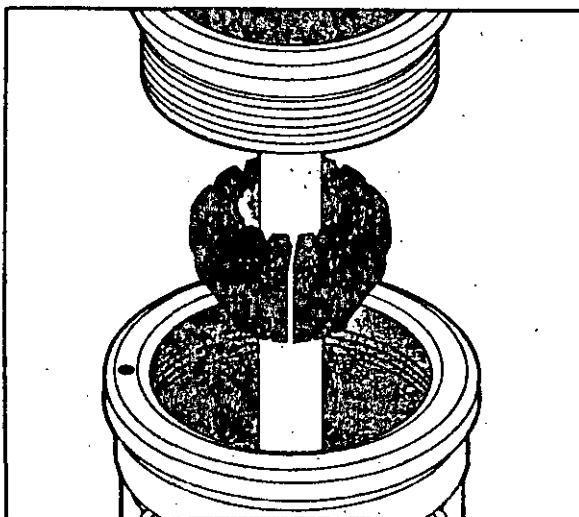
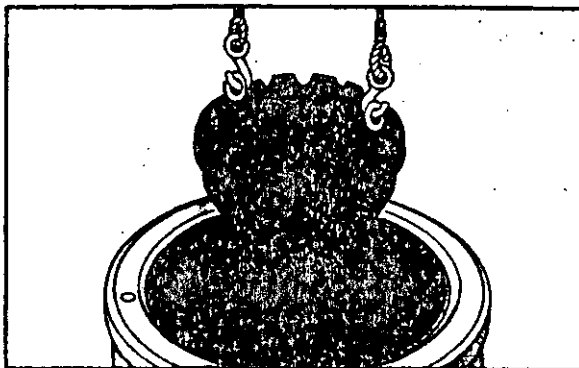
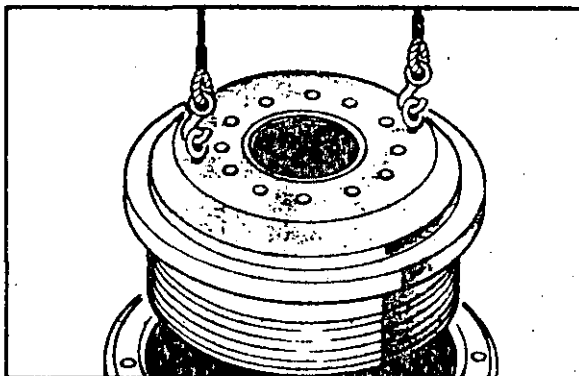
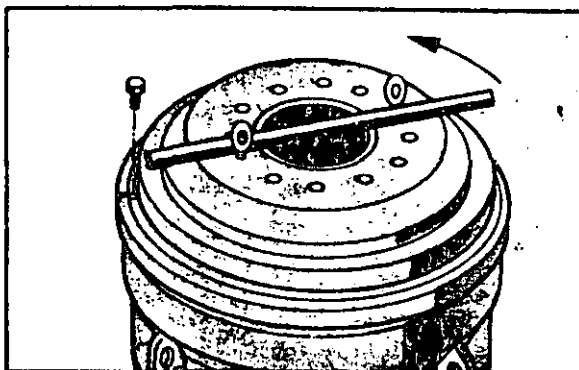
Si la cabeza se instaló indebidamente en el último ensamblaje, podrá resultar necesario aplicar una mayor torsión a la cabeza, al mismo tiempo que alternadamente se aplica y descarga la presión de la cámara de apertura (1500 lib./pulg.² como máximo). No intente aflojar la cabeza aplicando calor. Consulte el Manual del Operador para información adicional.

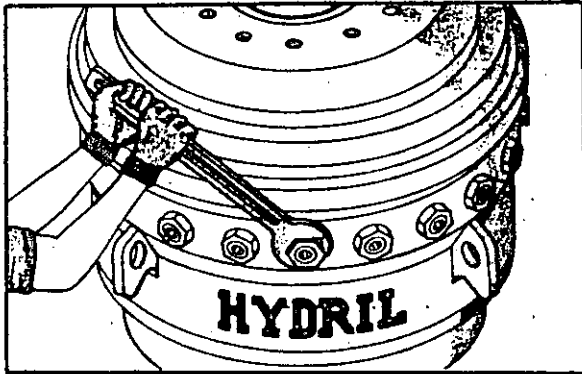
Corte de las Unidades Obturadoras

El reemplazo de la unidad obturadora también puede realizarse con la tubería en el pozo. Después de haber sacado la unidad desgastada, corte completamente un lado de la nueva unidad obturadora en forma pareja. El corte puede hacerse entre dos segmentos de acero adyacentes cualesquiera, pero preferiblemente a 90° con respecto a los agujeros para el cáncamo, a fin de facilitar el manejo. El corte deberá realizarse con un cuchillo bien afilado puesto que esto no afectará la eficiencia de la unidad obturadora. Fuerce la separación de los segmentos con una palanca para colocar el caucho en tensión a fin de facilitar el corte. No use una sierra o cualquier otra herramienta de corte basto. A continuación, separe los extremos así formados de la unidad obturadora lo suficientemente como para que pasen alrededor del tubo, baje la unidad a su posición en el cuerpo del obturador de seguridad y vuelva a colocar la cabeza del mismo.



La fotografía muestra el método de corte correcto de la unidad obturadora utilizando un cuchillo afilado.

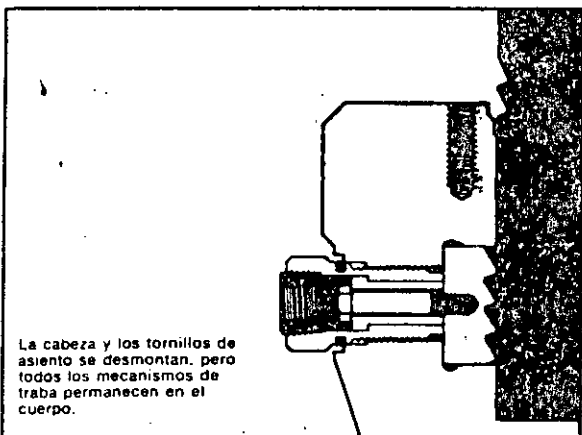
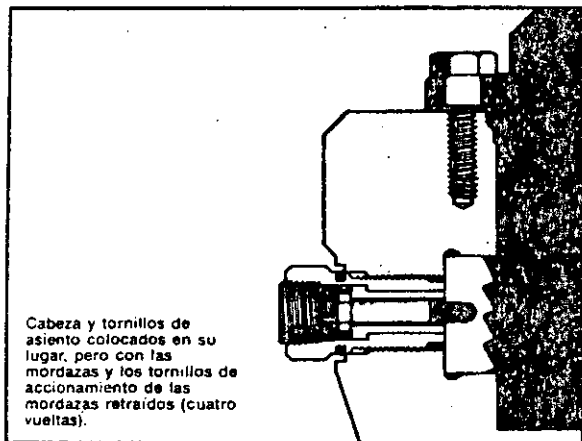
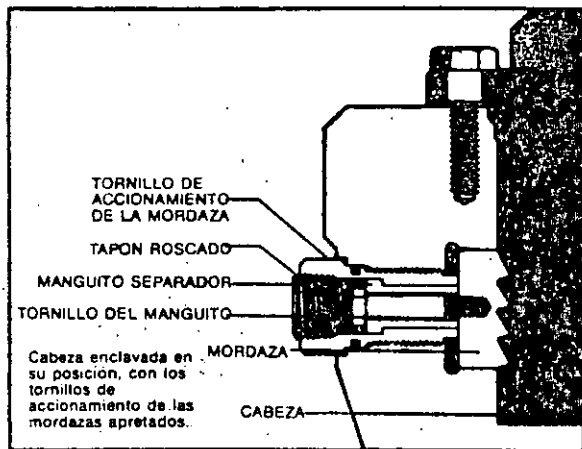




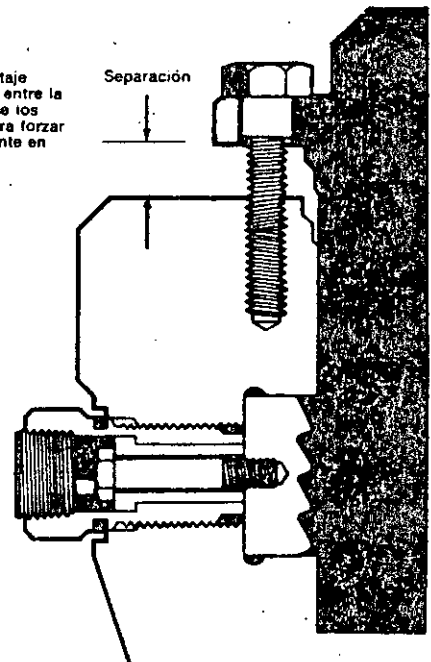
CABEZA ENCLAVADA

El diseño de la cabeza enclavada permite un fácil reemplazo de la unidad obturadora y elimina piezas sueltas que podrían perderse en el pozo o caer fuera de la plataforma. Para reemplazar la unidad obturadora, siga los pasos siguientes:

- Desenrosque los tornillos de accionamiento de las mordazas haciéndolos girar cuatro vueltas.
- Esto separará las mordazas de la cabeza.
- Saque los tornillos de asiento del tope de la cabeza.
- Levante la cabeza del obturador de seguridad.
- Levante la unidad obturadora.
- Lubrique la cubeta del pistón.
- Instale la nueva unidad obturadora.
- Vuelva a colocar la cabeza.
- Coloque los tornillos de asiento y fuerce la cabeza hasta que asiente completamente en su lugar.
- Apriete los tornillos de accionamiento de las mordazas, haciéndolos girar cuatro vueltas y aplíqueles una torsión de 300 a 400 libras-pie.



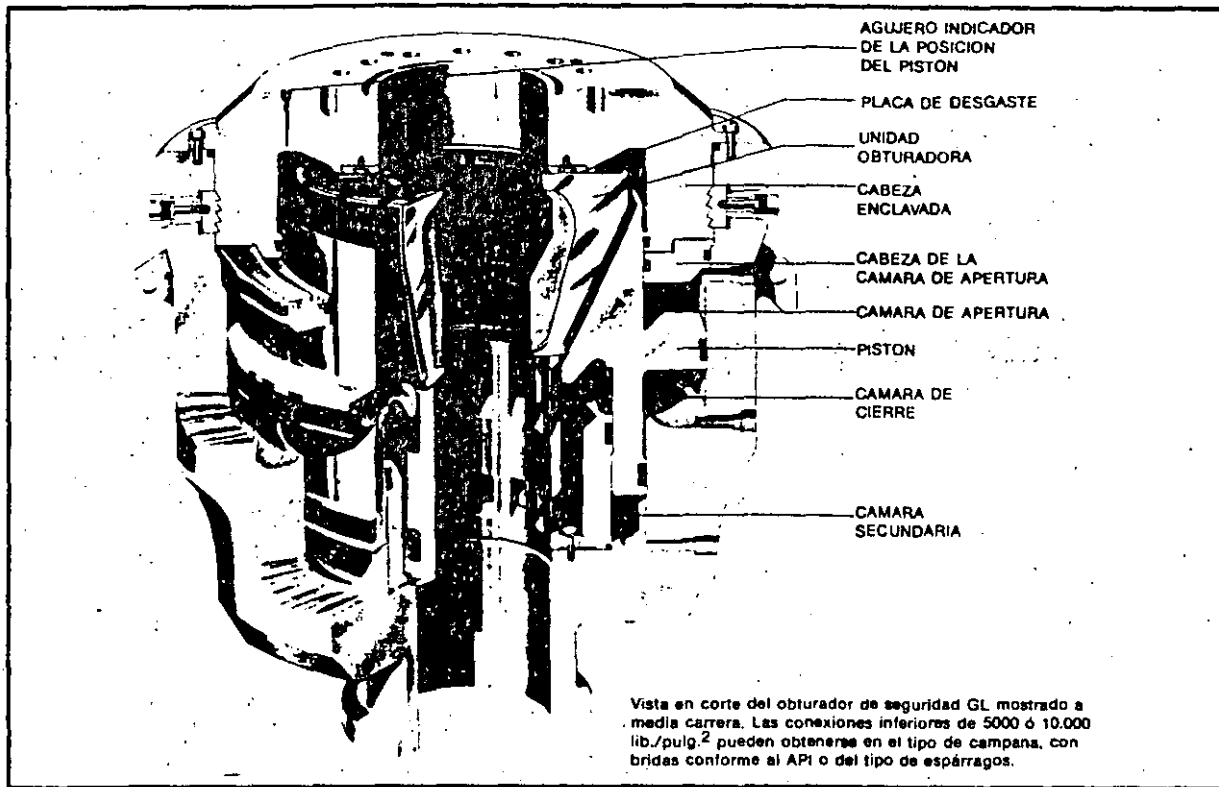
Si al realizarse el montaje queda una separación entre la cabeza y el cuerpo, use los tornillos de asiento para forzar la cabeza completamente en su lugar y eliminar la separación.



Obturadores de seguridad anulares tipo GL de 5000 lib./pulg.²

39

(PATENTADO)



Los obturadores de seguridad anulares Hydril tipo GL están diseñados y desarrollados tanto para operaciones submarinas como de superficie. La familia GL de obturadores de seguridad representa la combinación de los resultados de un diseño evolutivo y de los requisitos del operador. La comprobada unidad obturadora provee un cierre total a la presión máxima de trabajo, ya sea en el agujero libre o prácticamente contra cualquier pieza en el agujero ya sea tubería de revestimiento, tubería de perforación, juntas de herramienta, vástago de perforación o tubería de producción.

Las características del GL lo hacen particularmente adecuado para la perforación submarina y de pozos profundos. Las condiciones encontradas en este tipo de operaciones demandan elementos de obturación de larga vida útil para las operaciones de desmontaje de la tubería de perforación y para pruebas frecuentes.

El obturador de seguridad GL ofrece la unidad obturadora de mayor vida útil para obturadores de seguridad anulares que pueda obtenerse hoy día en la industria especialmente para la combinación de pruebas del obturador y pasaje de tuberías hacia el interior o fuera del pozo bajo presión. La cabeza enclavada puede desmontarse en forma rápida y positiva para el reemplazo de la unidad obturadora o para cualquier otro mantenimiento, requiriéndose sólo un mínimo de tiempo.

Las notables características siguientes de los obturadores de seguridad Hydril tipo GL hacen que estas unidades estén particularmente calificadas para satisfacer las necesidades de la industria para una protección simple y confiable contra los estallidos.

La cámara secundaria, exclusiva del obturador de seguridad GL, provee a esta unidad con una gran flexibilidad de control de la conexión y actúa como una cámara de cierre de respaldo para reducir los costos de operación y aumentar los factores de seguridad en situaciones críticas. La cámara puede conectarse de cuatro maneras a fin de optimizar las operaciones para efectos diferentes:

1. Reducir a un mínimo los volúmenes de fluido de cierre/apertura.
2. Reducir la presión de cierre.
3. Compensar automáticamente (equilibrar) los efectos de la presión hidrostática en el tubo ascendente en aguas profundas.
4. Operar como una cámara de cierre secundario.

El equilibrio automático puede lograrse en aplicaciones submarinas seleccionando una de las conexiones opcionales de la cámara secundaria (véase la página 40).

La cabeza enclavada provee un acceso rápido y positivo a la unidad obturadora y a los sellos a fin de reducir a un mínimo el tiempo de mantenimiento. El mecanismo de traba libera la cabeza con unas pocas vueltas de los tornillos de accionamiento de las mordazas, mientras que el mecanismo completo permanece dentro del obturador de seguridad. No existen piezas sueltas que puedan perderse en el interior del pozo o por fuera de la plataforma.

La cabeza de la cámara de apertura protege la cámara de apertura y evita la contaminación accidental del sistema hidráulico cuando se desmonta la cabeza para el reemplazo de la unidad obturadora.



Operación del Obturador de Seguridad GL en Tierra Firme

El obturador de seguridad anular GL es excelente para aplicaciones de superficie. Se caracteriza por la larga vida útil de la unidad obturadora y un control simplificado, con una selección de dos conexiones de control (véanse las figuras 3A y 3B). La operación standard requiere la aplicación de presión de apertura y presión de cierre. El sellado se realiza por medio de presión hidráulica aplicada a la cámara de cierre, la que levanta el pistón forzando a la unidad obturadora a efectuar el cierre. Cualquier unidad de cierre normal, provista de una válvula reguladora de presión separada para el obturador de seguridad anular y de suficiente volumen en el acumulador, puede usarse para operar el GL.

El GL está diseñado para operar manteniendo la presión de cierre en la cámara de cierre durante todas las operaciones de sellado. A medida que la presión del pozo aumenta, también deberá aumentarse la presión de cierre. El uso de la más baja presión de cierre efectivo proveerá la máxima vida útil de la unidad obturadora (véanse las presiones de cierre en la Tabla 8).

RASPADO

La tubería de perforación puede hacerse girar y las juntas de herramienta pueden hacerse pasar a través de una unidad obturadora GL cerrada al mismo tiempo que se mantiene un sellado hermético total contra la tubería. La máxima vida útil de la unidad obturadora se obtiene ajustando la presión de la cámara de cierre a un valor lo suficientemente bajo como para mantener el sellado contra la tubería de perforación, con una pequeña pérdida de fluido de perforación cuando la junta de herramienta pasa a través de la unidad obturadora. Esta pérdida de fluido de perforación indica la más baja presión de cierre que puede usarse para un mínimo desgaste de la unidad obturadora, y provee lubricación para el movimiento de la tubería de perforación a través de la unidad obturadora. Las bajas velocidades de pasaje de la junta de herramienta reducen las ondas de presión, prolongando así la vida útil de la unidad obturadora. La válvula reguladora de presión deberá ajustarse para proveer y mantener la debida presión en la cámara de cierre. Si la válvula reguladora de presión no responde en forma suficientemente rápida como para lograr un control efectivo, deberá instalarse un acumulador (amortiguador de ondas) en la línea de control de la cámara de

cierre adyacente al obturador de seguridad. Se requiere la precarga del acumulador al 50% de la presión de cierre.

Pruebas/Medida de la Carrera del Pistón

Las pruebas funcionales de rutina pueden conducirse sin afectar una larga vida útil de la unidad obturadora si se siguen los debidos procedimientos de operación. Las pruebas confiables se realizan cerrando la unidad obturadora con la presión de cierre prescrita contra el tamaño recomendado de tubo de prueba y determinando la carrera restante del pistón después de haberse logrado el cierre hermético. La vida útil óptima de la unidad obturadora se logra realizando las pruebas a bajos niveles de esfuerzos del caucho. Los esfuerzos mínimos en la unidad obturadora se obtienen aplicando la mínima presión en la cámara de cierre que iniciará y mantendrá un sellado hermético. Las presiones promedio de cierre para instalaciones de superficie del GL correspondientes a tamaños comunes de tuberías se dan en la Tabla 8.

La carrera del pistón en los obturadores de seguridad GL puede medirse a través de un pasaje existente en la cabeza. La condición de la unidad obturadora puede determinarse midiendo la distancia que el pistón se ha desplazado para realizar un sellado efectivo y comparándola a la carrera total del pistón que se muestra en la Tabla 10. La vida útil restante de la unidad obturadora es proporcional a la carrera restante del pistón después de haberse logrado el sellado hermético.

Si el pistón completa su carrera antes de lograrse el sellado hermético, será necesario reemplazar la unidad obturadora; puesto que cualquier aumento adicional de la presión de cierre no permitirá lograr el sellado hermético.

Las pruebas de cierre de rutina pueden realizarse con la frecuencia que se considere necesaria para asegurarse de que el obturador de seguridad se encuentra en buenas condiciones de trabajo.

CONEXION DE SUPERFICIE STANDARD

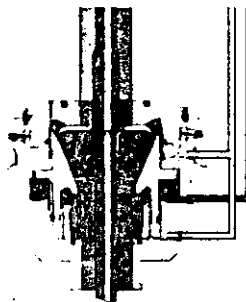


Figura 3A

Cámara Secundaria — Cámara de Apertura

(S — O). La conexión ilustrada en la figura 3A se considera standard para las instalaciones de superficie. Ella requiere el mínimo de fluido de control para el cierre, resultando así en el cierre más rápido. Para las presiones de cierre, use la curva del Manual del Operador o la Tabla 8.

CONEXION DE SUPERFICIE OPCIONAL

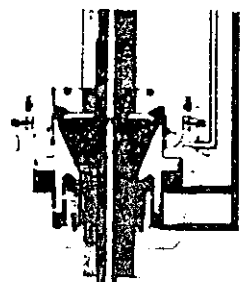


Figura 3B

Cámara Secundaria — Cámara de Cierre

(S — C). El método opcional de control indicado en la figura 3B reduce la presión de cierre en 1/3 aproximadamente, en comparación a la conexión standard. Para las presiones de cierre, use la curva de presión de control del Manual del Operador o multiplique las presiones de la Tabla 8 por el factor de corrección.

TABLA 8 — PRESION PROMEDIO DE CIERRE (LIB./PULG.²) PARA ESTABLECER EL SELLADO HERMETICO EN OBTURADORES DE SEGURIDAD GL PARA INSTALACIONES DE SUPERFICIE STANDARD* (CAMARA SECUNDARIA A CAMARA DE APERTURA)

Diámetro externo de la tubería (pulgadas)	TAMAÑO DEL OBTURADOR DE SEGURIDAD TIPO GL								
	13 5/8-5000			16 3/4-5000			18 3/4-5000		
	Presión del pozo (lb./pulg. ²)			Presión del pozo (lb./pulg. ²)			Presión del pozo (lb./pulg. ²)		
	2000	3500	5000	2000	3500	5000	2000	3500	5000
7"	900	950	1100	700	825	950	700	825	950
5"	900	1000	1100	725	850	1000	800	900	1000
3 1/2"	1200	1200	1200	800	925	1050	1000	1050	1100
Cierre Completo	1400	1500	1500	1400	1500	1500	1500	1500	1500

*Para la conexión de superficie opcional (cámara secundaria a cámara de cierre) multiplique las presiones indicadas arriba por 1.

GL 5000 psi	13 5/8"	16 3/4"	18 3/4"	21 1/4"
f	0.71	0.68	0.69	0.66

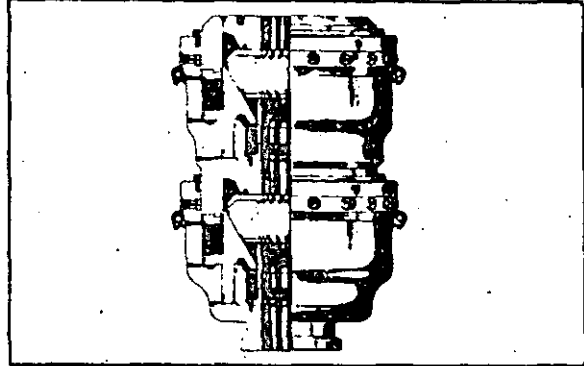
f = relación del área de la cámara de cierre a la suma de las áreas de la cámara de cierre y de la cámara secundaria. Este factor se usa para ajustar las presiones de cierre para la conexión de la cámara secundaria a la cámara de cierre.

Obturador de Seguridad Doble Tipo GL

Los obturadores de seguridad anulares Hydril pueden obtenerse como unidades integrales dobles. Los cuerpos del obturador de seguridad superior y del inferior están acoplados para proveer una configuración compacta y robusta.

El obturador de seguridad doble ofrece una menor altura y una mayor resistencia del conector. Dos obturadores simples requieren un conector intermedio. Todas las unidades dobles utilizan el diseño de cabeza enclavada. La parte inferior del cuerpo del obturador de seguridad superior está acoplada a la unidad inferior. Cuando se desee, la cabeza enclavada standard del obturador de seguridad superior puede ser enclavada en el cuerpo del obturador de seguridad inferior para convertirlo en una unidad simple completamente standard. La unidad obturadora del obturador de seguridad inferior se reemplaza tan fácilmente como la unidad obturadora superior.

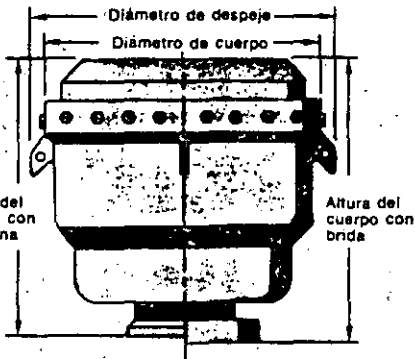
Todas las piezas de las unidades dobles son las mismas que las del obturador de seguridad simple standard; sólo el cuerpo del obturador de seguridad superior es diferente. Los repuestos para la unidad doble son los mismos que para la unidad simple.



INSTRUCCIONES PARA PEDIR UN OBTURADOR DE SEGURIDAD TIPO GL

Al colocar un pedido por un obturador de seguridad anular GL, asegúrese de incluir la información siguiente:

1. Tamaño del agujero
2. Presión de trabajo
3. Tipo de conector (las ranuras de anillos en acero inoxidable son standard)
 - a. Superior: del tipo de espárragos
 - b. Inferior: con brida del API, del tipo de espárragos con campana para abrazadera
4. Material de la unidad obturadora



Conexión con bridas o con campana para mordazas

TABLA 9 ACCESORIOS PARA LOS OBTURADORES DE SEGURIDAD GL

	Cant. req.		Cant. req.
Conjunto de estinga de cadena	1	Cáncamos para la cub. de la cámara de aper.	3
Cáncamos para pistón	2	Placa protectora	1
Cáncamos para cabeza	3	Torn. de placa protect.	4

TABLA 10 — PESOS (LIBRAS) DE OBTURADORES DE SEGURIDAD GL DE 5000 LIB./PULG. CUADRADA.

Nombre de la pieza	13 5/8"	16 3/4"	18 3/4"	21 1/4"
Conjunto del obturador de seguridad	17,300*	28,400*	34,200*	46,600*
Placa protectora	76	80	144	76
Cabeza	2945	6841	7345	10,161
Unidad obturadora	545	685	1032	1300
Pistón	2300	5380	5725	7050
Cuerpo	9595	12,997	14,880	22,105
Manjuto ranurado del cuerpo	172	300	390	501
Manjuto del cuerpo, externo	600	1180	1272	1656
Cabeza de la cámara de apertura	521	839	705	656
Conjunto de estinga de cadena	50	202	202	202

*El peso aproximado depende de los conectores empleados

TABLA 11 — DATOS TECNICOS Y DIMENSIONES DE LOS OBTURADORES GL

TAMAÑO DEL AGUJERO VERTICAL — (pulgadas)	13 5/8	16 3/4	DOBLE 16 3/4	DOBLE 18 3/4	DOBLE 18 3/4	DOBLE 21 1/4	
PRESION DE TRABAJO — (lb./pulg. ²)	5000	5000	5000	5000	5000	5000	
PRESION DE PRUEBA DE ENVOLTURA — Solamente en fábrica (lb./pulg. ²)	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	
PRESION DE PRUEBA DE LA CAMARA DE OPERACION — (lb./pulg. ²) (Sólo en fábrica)	APERTURA CIERRE	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	
	**SECUNDARIA	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	
	CIERRE	19.76	33.8	33.8	44	44	58
VOL. CAMARA DE OPER. — (GAL.) (CARRERA TOT. DEL PISTON)	APERTURA	19.76	33.8	33.8	44	44	58
	SECUNDARIA	8.24	17.3	17.3	20	20	29.5
CARRERA TOTAL DEL PISTON — (pulgadas)	8	9 3/4	9 3/4	10	10	13 1/2	
DIAMETRO DEL CUERPO — (pulgadas)	53 3/4	66	66	69	69	71 3/4	
DIAMETRO DE DESPEJE — (pulgadas)	56	71 3/4	71 3/4	76	76	77 3/4	
*ALTIMA — (pulgadas)	CON. INF. CON BRIDAS 5M	52 3/16	—	—	65 1/4	112	78
	10M	54 1/2	64 1/8	110 1/8	—	—	—
	CON. INF. TIPO ESP. 5M	—	—	—	—	—	—
	10M	44 1/4	53 3/8	99 3/8	—	—	—
	CON. INF. ESP. CIW 5M	49 13/16	—	—	—	—	73 3/4
	10M	50 13/16	60 1/8	106 1/8	61 1/4	108	—
PESO — (libras) Aproximado	CON. INF. CON BRIDAS	17,320	31,450	55,000	35,000	63,100	—
	CON. INF. TIPO ESP.	16,150	30,350	54,000	—	—	—
	CON. INF. ESP. CIW	17,000	28,400	52,000	34,200	62,300	48,600
Ranura de anillo standard (SS — Acero inoxidable)	CON BRIDA 5M	8X-160	8X-162	8X-162	8X-163	8X-163	8X-165
	10M	8X-159	8X-162	8X-162	8X-164	8X-164	8X-166
	DEL TIPO DE ESP. 10M	8X-159	8X-162	8X-162	—	—	—
	CAMPANA DEL CIW 5M	8X-160	8X-162	8X-162	8X-163	8X-163	8X-165
10M	8X-159	8X-162	8X-162	8X-164	8X-164	8X-166	

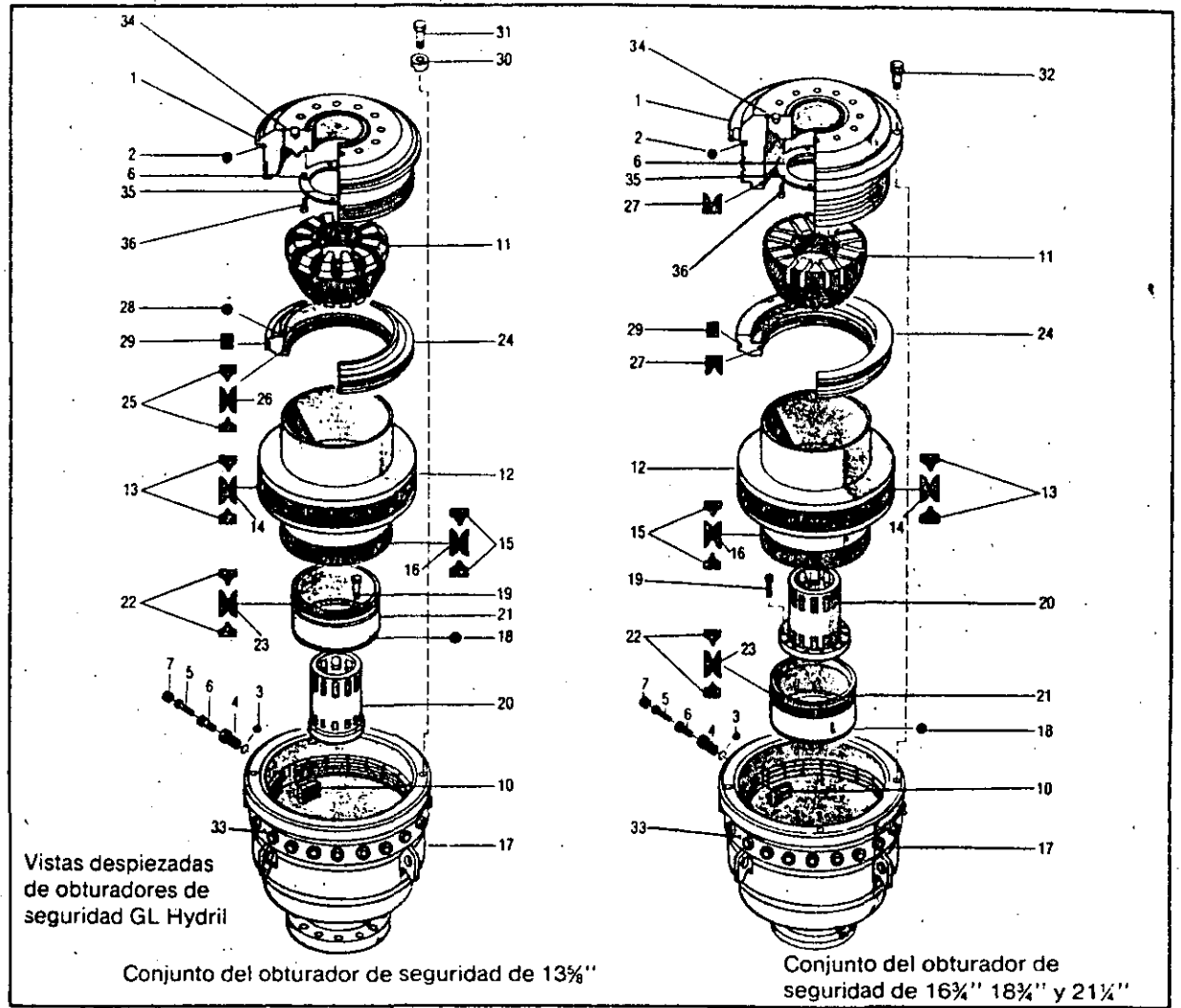
*Con el obturador standard de 5000 lb./pulg.² y conexión superior del tipo de espárragos. Para el obturador de 10,000 lb./pulg.² con conexión superior del tipo de espárragos, aumentense las dimensiones indicadas como sigue:

16 3/4": 1/4"
18 3/4": 1 3/4"

**La cámara secundaria está conectada al agujero del pozo durante la prueba de envoltura.

▲ Con mecanismo de traba de la cabeza del tipo de cuña.

● Los orificios con rosca cónica de 1/4" (NPT) para conexiones hidráulicas son standard. Pueden obtenerse con rosca cónica de 1/2" (NPT) a pedido.



Vistas despiezadas de obturadores de seguridad GL Hydril

Conjunto del obturador de seguridad de 13 3/4"

Conjunto del obturador de seguridad de 16 3/4" 18" y 21"

TABLA 12 — LISTA DE PIEZAS — OBTURADORES DE SEGURIDAD HYDRIL DEL TIPO GL

Numero de referencia	Nombre de la pieza	13 3/4-5000	16 3/4-5000	18 3/4-5000	21 1/4-5000
1	Conjunto del obturador de seguridad	1	1	1	1
2	Cabeza del obturador de seguridad	1	1	1	1
3	Anillo-O de la cabeza	1	1	1	1
4	Anillo-O del tornillo de accionamiento de la mordaza	20	20	20	20
5	Tornillo de accionamiento de la mordaza	20	20	20	20
6	Tornillo del manguito	20	20	20	20
7	Manguito separador	20	20	20	20
8	Tapón roscado del tornillo de accionamiento de la mordaza	20	20	20	20
9	Arandela no extruible	—	—	—	—
10	Anillo-O del tornillo de accionamiento de la mordaza	—	—	—	—
11	Mordazas	20	20	20	20
12	Unidad obturadora, caucho natural o nitrilico	1	1	1	1
13	Piston	1	1	1	1
14	Anillo no extruible - intermedio	2	2	2	2
15	Sello doble — intermedio	1	1	1	1
16	Anillo no extruible inferior	2	2	2	2
17	Sello doble — inferior	1	1	1	1
18	Sello U	—	—	—	—
19	Cuerpo	1	1	1	1
20	Anillo-O del manguito externo del cuerpo	1	1	1	1
21	Tornillo de sujeción	12	14	14	16
22	Manguito ranurado del cuerpo	1	1	1	1
23	Manguito externo del cuerpo	1	1	1	1
24	Anillo no extruible interno	2	2	2	2
25	Sello doble — interno	1	1	1	1
26	Cabeza de la cámara de apertura	1	1	1	1
27	Anillo no extruible superior	2	—	—	—
28	Sello doble — superior	1	—	—	—
29	Sello U	—	2	2	2
30	Sello de la cabeza	1	—	—	—
31	Junta de la cabeza	1	1	1	1
32	Abrazadera de la cabeza	1	—	—	—
33	Tornillo de bloqueo de la cabeza	—	—	—	—
34	Conjunto del tornillo de asiento	—	4	4	4
35	Accesorio de desahogo	1	1	1	1
36	Tapón de rosca cónica del indicador de posición el piston	1	1	1	1
37	Placa de desgaste	1	1	1	1
38	Tornillo de sujeción de la tapa de desgaste	6	6	12	6
39	Juego de sellos - completo	—	—	—	—

*Estas piezas se incluyen en el juego de sellos. ▼ Repuestos recomendados para un año de servicio en el extranjero.



TABLA 13—PRESION PROMEDIO DE CIERRE (LIBRA/PULGADA CUADRADA) PARA ESTABLECER UN SELLADO INICIAL EN LOS OBTURADORES DE SEGURIDAD GK PARA INSTALACIONES DE SUPERFICIE

	4 1/16-5M & 10"	7-1/16-3M	7-1/16-5M	7-1/16-10M	7-1/16-15M	7-1/16-20M	9-3M	9-5M	9-10M	11-3M	11-5M	11-10M	13-5/8-3M	13-5/8-5M	13-5/8-10M	16-2M	16-3M	16-3/4 SM	16-2M
6 5/8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	450	550	—	350	450	—	500
5	—	—	—	—	—	—	—	—	350	450	450	—	500	600	—	400	500	—	550
4 1/2	—	350	350	350	2100	2200	400	450	380	450	450	420	500	600	—	400	500	—	550
3 1/2	450	400	400	550	2100	2200	550	650	760	650	650	780	700	750	640	600	600	650	650
2 7/8	525	—	—	—	2100	2200	550	650	760	650	650	780	700	750	640	600	600	650	650
2 3/8	675	500	500	850	2100	2200	650	750	860	750	750	870	800	800	885	800	800	850	700
1.90	800	600	600	900	—	—	750	850	850	920	850	960	900	900	990	900	950	950	850
1.66	875	700	700	1,000	—	—	850	950	1,000	950	950	1,000	1,000	1,000	1,050	1,000	1,000	1,050	950
CSO	1,200	1,000	1,000	1,150	—	—	1,050	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150

Las presiones indicadas más arriba se dan como guía. La máxima vida útil de la unidad obturadora se obtendrá usando la presión de cierre más baja que pueda mantener el sellado. Para aplicaciones submarinas, consulte el pertinente Manual del Operador para el cálculo de la presión de cierre óptimo.

Tubo de prueba recomendado para una vida útil máxima de la unidad obturadora. *Para referencia solamente; ha sido reemplazado por el MSP 21-1/4"-2000 lb./pulg.²

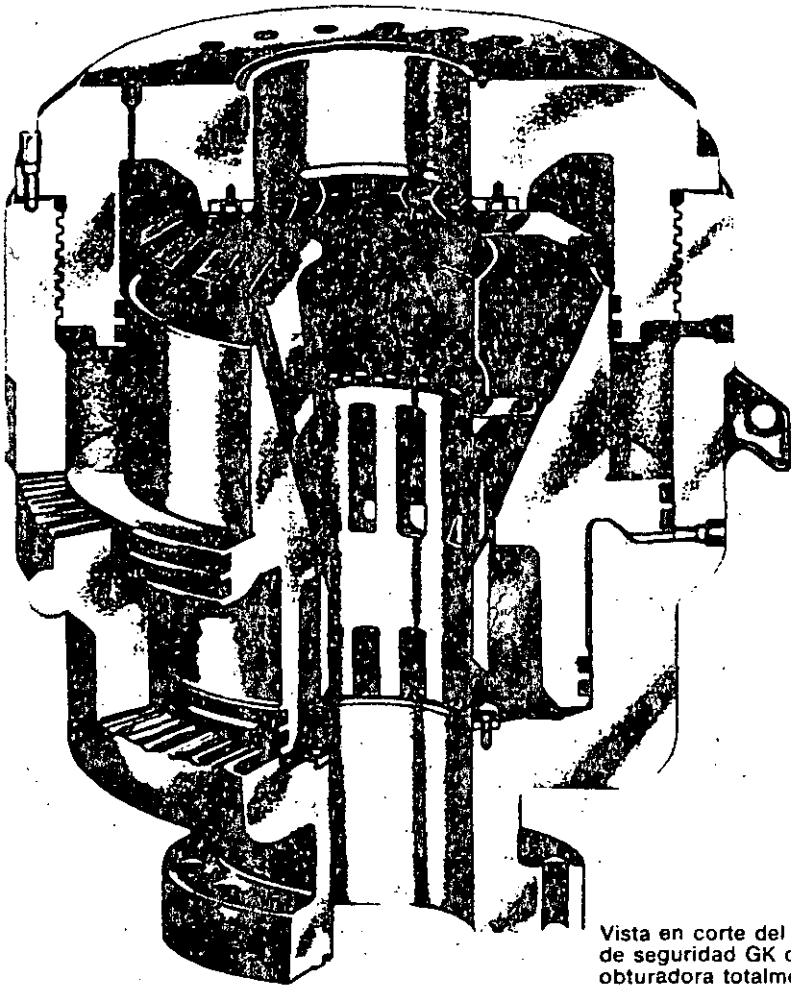
TABLA 14 — DATOS TECNICOS Y DIMENSIONES DEL MODELO GK

Tamaño del agujero - (pulgadas)	4 1/16	4 1/8	7 1/16	7 1/8	7 1/4	7 1/2	7 1/2	9	9	9	11	11	11	11	
Presión de trabajo - (lb./pulg. ²)	5,000	10,000	3,000	3,000	10,000	10,000	10,000	20,000	3,000	5,000	10,000	3,000	5,000	10,000	
Tipo de cabeza	Roscada	Roscada	Roscada	Roscada	Roscada	Roscada	Roscada	Roscada	Roscada	Roscada	Roscada	Roscada	Roscada	Enclavada	Roscada
Tamaño nominal anterior	4 1/16	4 1/8	6	6	—	—	—	8	8	—	10	10	10	—	
Pres. prueba cámp. oper. - Fábrica sol.	10000	15000	6000	10000	15000	22500	30000	6000	10000	15000	6000	10000	10000	10000	15000
Presión de prueba de la cámara de operación - Fábrica solamente	5000	10000	3000	5000	10000	15000	20000	3000	5000	10000	3000	5000	5000	5000	10000
Vol. de cámp. de oper. (gal.) (carrera compl. pistón)	Cierre	1.78	1.78	2.85	2.85	9.42	11.2	10.9	4.33	6.84	15.90	7.43	9.81	9.81	25.10
	Apertura	—	—	2.24	3.30	7.06	7.5	7.2	3.41	5.90	11.95	5.54	7.98	7.98	18.97
Carrera total del pistón - (pulgadas)	2.58	2.58	4.18	4.12	5.12	5.12	5.12	5.34	5.34	6.34	6.18	7.18	7.18	8	
Diámetro del cuerpo - (pulgadas)	25.34	28	26	29.14	43.34	50	55	28	34	50.12	33.34	37.12	42.14	58.12	
Diámetro de despeje - (pulgadas)	32.34	35	32	35.34	49.12	61	58	34.1/2	41	58.34	40	44.14	44.14	62.14	
Altura (pulgadas)	Conex. int. con bridas	22.34	25.14	32	38.78	10M: 48.18 15M: 48.34	53.58	59	37.78	41.34	55.34	39.34	SM: 47.13/16 10M: 48.9/16	SM: 48.14 10M: 49	10M: 63.12 15M: 65.13/16
	Conex. int. con esp.	18.58	—	27.34	30.34	—	45.78	48.58	32.34	34.34	48.1/2	34.38	SM: 38.5/16 10M: 48.1/4	SM: 40.11/16 10M: 40.11/16	10M: 55 15M: —
Peso aproximado (libras)	Conex. int. con camp. del CIW	—	—	31.18	34.78	10M: 47.18 15M: —	—	—	SM: 36.7/8	—	38.18	—	SM: 44.7/8 10M: —	45.516	10M: 61.14 15M: 61
	Conex. int. con bridas	2015	2650	2715	4000	12200	23000	3500	6000	18540	5500	—	SM: 6200 10M: —	—	10M: 29149 15M: —
Ranura de anillo standard	Conex. int. con esp.	1960	—	2585	3785	—	22000	3300	5700	18340	5140	—	SM: 7750 10M: —	—	25480
	Conex. int. con camp. del CIW	—	—	2605	3850	11900	—	—	SM: 3450	—	5350	—	SM: 7920 10M: —	—	10M: 28000 15M: 28100
Ranura de anillo standard	Con bridas	RX39	BX155	RX45	RX46	10M: BX156 15M: BX156	BX156	BX156	RX49	RX50	BX157	RX53	10M: RX54 10M: BX158	SM: RX54 10M: BX158	10M: BX158 15M: BX158
	Con espárragos	RX39	—	RX45	RX46	—	BX156	BX156	RX49	RX50	BX157	RX53	SM: RX54 10M: BX158	SM: RX54 10M: BX158	10M: BX158 15M: —
	Con camp. del CIW	—	—	RX45	BX158	BX156	—	—	RX49	—	—	RX53	SM: RX53	SM: RX53	10M: BX158 15M: BX158

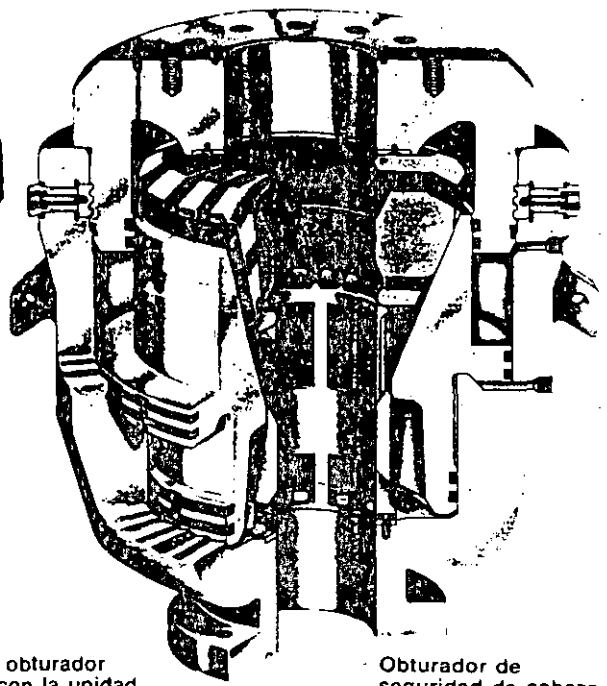
Envoltura de 15,000 lb./pulg.² con unidad obturadora de 10,000 lb./pulg.²
 ▲ Sólo para información
 † Con orejeta de levante opcional
 • Disponible a pedido
 ** Con conexión superior standard del tipo de espárragos, clasificada para la presión de trabajo del obturador de seguridad

Las conexiones hidráulicas con rosca cónica de 1" (NPT) son standard. Pueden obtenerse a pedido conexiones de 1 1/4" o 1 1/2"
 † Los modelos anteriores pueden tener un agujero de 8 15/16"
 †† Los modelos anteriores tienen una carrera de pistón de 9 3/4", con un volumen de la cámara de cierre de 34.53 galones y un volumen de la cámara de apertura de 24.66 galones.

Obturadores de Seguridad Anulares Tipo GK de 3000 y 5000 lib./pulg.²



Vista en corte del obturador de seguridad GK con la unidad obturadora totalmente abierta



Obturador de seguridad de cabeza enclavada tipo GK

TABLA 15 — PESO (LIBRAS) DE LAS PIEZAS DEL GK DE 2000, 3000 Y 5000 LIBRAS/PULGADA CUADRADA

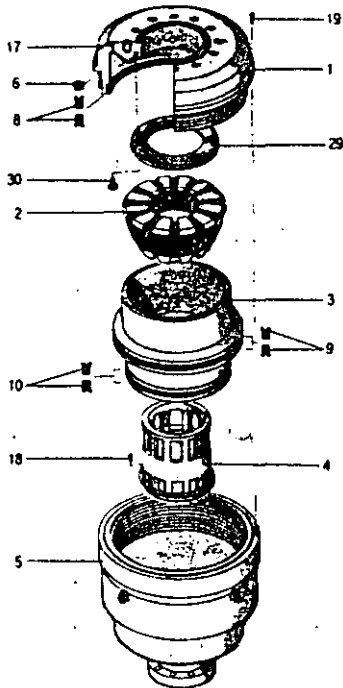
	TAMAÑO DEL OBTURADOR DE SEGURIDAD TIPO GK																
	GK 7-1/16 3000	GK 7-1/16 5000	GK 9 3000	GK 9 5000	GK 11 3000	GK 11 5000	GK 11 5000 cab. encl.	GK 13-5/8 3000 cab. rosc.	GK 13-5/8 5000 cab. encl.	GK 13-5/8 5000 cab. HL*	GK 18-3/4 2000	GK 18-3/4 3000	GK 18-3/4 5000 cab. encl.	GK 18-3/4 5000 cab. encl.	GK 18 2000**		
Corpo del ODS Con bridas Con empunhas	2715 2580	4000 3830	3560 3420	6000 5740	5300 5140	8250 7800		8784 8522		13800 13100	13250 —	9400 —	11417 11100	14868 14470	20830 20000	— —	14000 —
Cab. del ODS	546	1080	803	1308	1220	1835		2335		3455	3455	2585	2990	4064	5210	6841	3698
Unidad obturadora -Cuerpo exterior -Cuerpo interior	109 111	135 138	125 131	198 205	206 213	305 311	305 311	355 361		470 480	470 480	470 480	530 540	560 572	675 685	875 685	659 672
Platón	610	783	610	1054	1042	1380		1640		2455	2455	2060	2460	2878	3300	3300	2998
Conjunto del ODS Con bridas Con esp.	1240 1000	2060 1825	1855 1710	3620 2980	2600 2400	4645 4112		4110 3610		7120 —	7120 —	3983 —	5250 4860	7145 6980	9710 —	— —	6455 6200
Marguito conector del cuerpo	—	—	—	—	—	—		—		230	230	190	—	—	311	311	—

* Con campana para abrazaderas

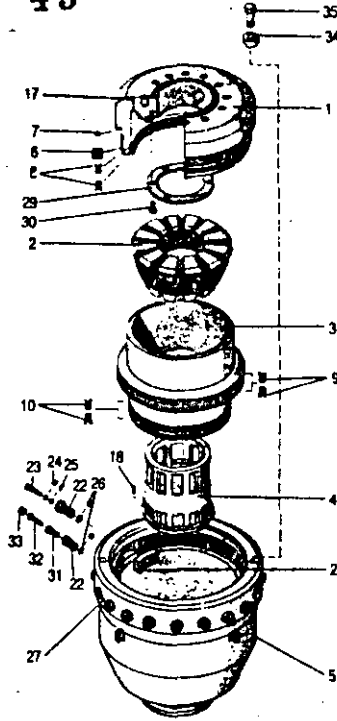
** Solo para referencia. Este tamaño ha sido reemplazado por el MSP de 20"-2000 (Véase la página 50). ▼ Disponible a pedido



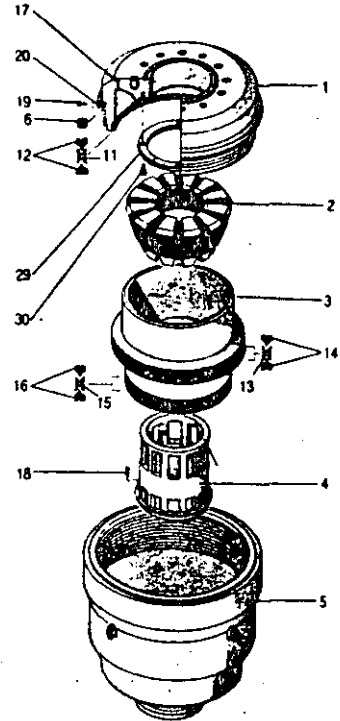
45



Obturator de Seguridad GK de Cabeza Roscada



Obturator de Seguridad GK de Cabeza Enclavada



Obturator de seguridad GK para levante por helicóptero

ACCESORIOS PARA LOS OBTURADORES DE SEGURIDAD HYDRIL TIPO GK

Conjunto de la estinga de cadenas: 1/ Cáncamos - Pistón: 2 Cáncamos - Cabeza: 2/ Placa Protectora: 1/ Tornillo de Placa Protectora: 4

TABLA 16 — LISTA DE PIEZAS — OBTURADORES DE SEGURIDAD HYDRIL DEL TIPO GK

Número de referencia	Nombre de la pieza	GK-7-1/16 3000	GK-7-1/16 5000	GK-9 3000	GK-9 5000	GK-11 3000	GK-11 5000	GK-11 5000 cab. encl.	GK-13-5/8 3000 cab. rosc.	GK-13-5/8 3000 cab. encl.	GK-13-5/8 5000 cab. rosc.	GK-13-5/8 5000 cab. encl.	GK-13-5/8 HL	GK-16-3/4 2000	GK-16-3/4 3000	GK-16-3/4 5000 cab. rosc.	GK-16-3/4 5000 cab. encl.	GK-18 2000
1	Cabeza	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
V2	Unidad obt. casco asf., nitr. o neop.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	Pistón	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
**4	Mang. ran. del cuerpo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	Cuerpo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Junta de la cabeza	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	Sello de la cabeza	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8	Sello U superior	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	—	2	2	—	—	2
9	Sello U intermedio	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	—	2	2	—	—	2
10	Sello U inferior	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	—	2	2	—	—	2
11	Sello doble U superior	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	—	—	1	1	—
12	Anillo no extruible sup.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	—	—	2	2	—
13	Sello doble U intermedio	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	—	—	1	1	—
14	Anillo no extruible intermed.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	—	—	2	2	—
15	Sello doble U inferior	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	—	—	1	1	—
16	Anillo no extruible inferior	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	—	—	2	2	—
17	Tapón de tub. del pistón	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
18	Torn. de selección del mango ran. del cuerpo	10	12	10	10	12	12	12	12	12	6	6	6	—	12	7	7	—
19	Torn. de base de la cab.	1	1	1	1	1	1	—	1	—	1	—	1	1	1	1	—	1
20	Cóilar de bloqueo	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	—	—	1	—	—
21	Montaña	—	—	—	—	—	—	16	—	16	—	20	—	—	—	—	—	20
22	Torn. de ajuste de la montaña	—	—	—	—	—	—	16	—	16	—	20	—	—	—	—	—	20
23	Torn. de fij. de la montaña	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	20	—	—	—	—	—	20
24	Sello del tornillo de selección de la montaña	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	20	—	—	—	—	—	20
25	Anillo no extruible del torn. de fij. de la montaña	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	20	—	—	—	—	—	20
26	Anillo O del torn. de ajuste de la montaña	—	—	—	—	—	—	16	—	16	—	20	—	—	—	—	—	20
27	Accesorio de desahogo	—	—	—	—	—	—	1	—	1	—	1	—	—	—	—	—	1
28	Placa de desahogo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	—	—	1	1	1	—
30	Torn. en la placa de desah.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	—	—	6	6	6	—
31	Manguito separador	—	—	—	—	—	—	16	—	16	—	—	—	—	—	—	—	—
32	Tornillo del manguito	—	—	—	—	—	—	16	—	16	—	—	—	—	—	—	—	—
33	Tapón roscado	—	—	—	—	—	—	16	—	16	—	—	—	—	—	—	—	—
34	Abrazadera de la cabeza	—	—	—	—	—	—	4	—	4	—	—	—	—	—	—	—	2
35	Torn. en la abraz. la cab.	—	—	—	—	—	—	4	—	4	—	—	—	—	—	—	—	2
V	Juego completo de sellos	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

*Estas piezas están incluidas en el juego de sellos. **Los modelos anteriores de los obturadores de seguridad están equipados con manguitos del tipo soldado. No se recomienda la soldadura en el sitio. Puede obtenerse a pedido un juego para reemplazo del manguito en el sitio. ***Se incluye solo como referencia. Este tamaño ha sido reemplazado por el MSP de 21 1/4" 2000 (véase la página 50). ▽Repuestos recomendados para un año de servicio en el extranjero.

ARBOL DE VALVULAS GEOTERMICO.

Se define como el conjunto de accesorios y elementos mecánicos superficiales que se instalan una vez terminado el pozo. Inicia sobre el último cabezal de revestimiento y es el medio para hacerlo producir, medirlo, controlarlo y/o repararlo.

El llamado medio árbol durante la construcción del pozo, lo constituyen elementos como cabezal de revestimiento, cuñas colgadoras de la T.R. profunda, el carrete adaptador; este medio árbol desde luego, está complementado por el equipo de control superficial como con los preventores, el desviador de flujo, las líneas del cabezal ó del carrete etc., quedando éstos últimos elementos sustituidos al terminar el pozo por la válvula maestra, la cruz, las válvulas laterales, y la superior, con sus respectivas líneas de descarga dependiendo de las características del pozo.

A la fecha prácticamente en el sistema geotérmico ya se han uniformizado los diseños de los árboles, en base a experiencias; pero siendo los campos tan diversos en sus características llevará tiempo todavía para lograrlo totalmente.

Los Arboles de Válvulas Geotérmicos, se originaron a partir de los Arboles de Navidad petroleros, haciéndose en éstos últimos algunas adaptaciones y modificaciones con motivo de las altas temperaturas, presiones y flujos con gases que se encuentran.

Los elementos mecánicos y accesorios que integran el Arbol Geotérmico tipo, se agrupan a continuación incluyéndose el último cabezal de revesti-

miento. El Arbol quedará descrito y conformado en sentido ascendente a saber:

Cabezal para tubería de revestimiento de 13 3/8" Ø.

Cuñas colgadoras para T.R. 9 5/8" Ø (dentro del cabezal).

Juego de válvulas laterales de 2" Ø.

Carrete adaptador (expansión) de 12" Ø a 10" Ø.

Juego de válvulas laterales de 2" Ø.

Válvula maestra de 10" Ø.

Cruz bridada de 10" Ø con cuatro brazos.

Válvula superior de 10" Ø.

Juego de válvulas laterales de 10" Ø.

Descripción amplia de cada uno de los elementos antes enlistados:

CABEZAL PARA TUBERIA DE REVESTIMIENTO.

DEFINICION:

Es el elemento, unido al extremo final de la sarta de tubería de revestimiento, ó a otro cabezal, y que sirve para soportar a la siguiente sarta de tubería de menor diámetro y efectuar también el aislamiento del espacio anular entre las dos sartas de revestimiento. El cabezal está usualmente compuesto de un cuerpo en sí, con un mecanismo de doble acción (colgador - empacador) pudiendo o no haber un elemento de retención para este último mecanismo.

DESCRIPCION:

Cabezal para tubería de revestimiento de 33.97 cm., (13 3/8"), de diámetro, construído en forma integral de acero forjado, con brida en la par-

te superior de 34.61 cm., (13 5/8") de diámetro API tipo 6B para una presión de trabajo de 211.2 kg/cm² (3000 P.S.I.) en frío, con 2 salidas laterales rosca^s (NPT) y soldadas al cuerpo, opuestas 180°, teniendo éstas en el extremo, bridas de 5.24 cm., (2 1/16") de diámetro API tipo 6B para 351.4 kg/cm² (5000 P.S.I.), con rosca interior de 1 3/4" Ø NPT, con rosca en su parte inferior - interna de 1 3/8" Ø tipo buttress, con preparación para soldadura. En la parte superior, deberá contar con nido para alojar colgador (cuñas), para T.R. - 24.44 cm., (9 5/8") de diámetro.

DIMENSIONES: Todas las dimensiones están referidas a las recomendadas en el - ANSI B16.5.

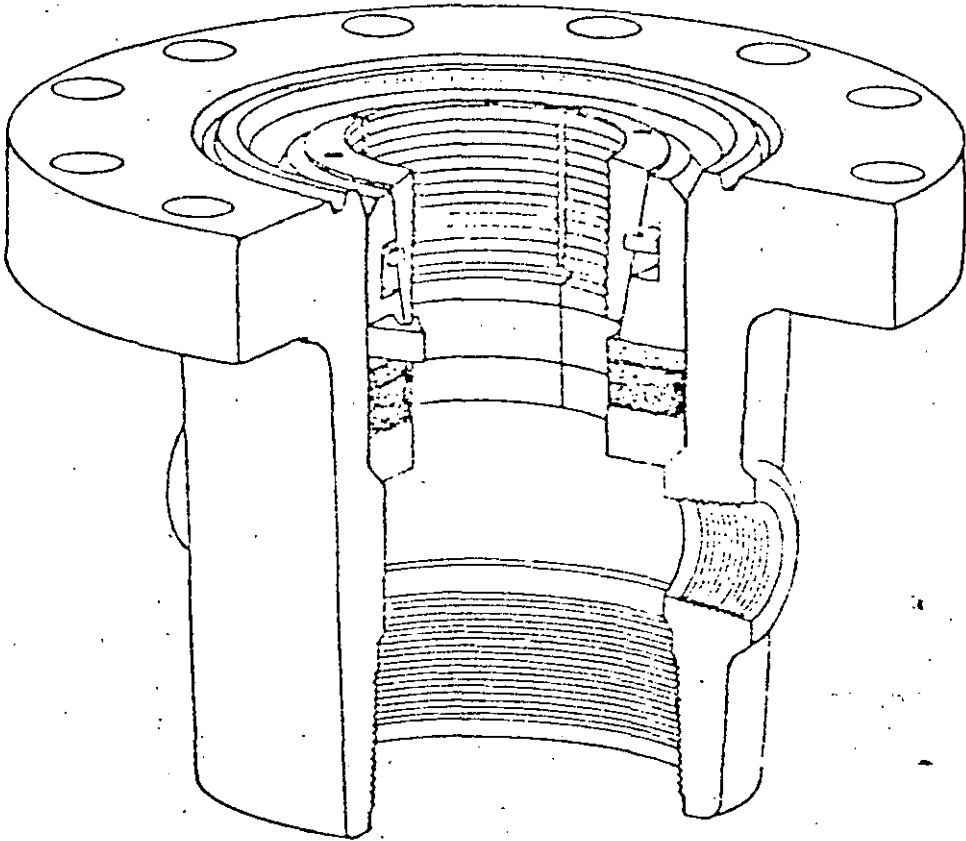
- Altura total del cabezal 40.64 cm. (16")
- Diámetro interior 31.75 cm. (12½")
- Diámetro para alojar cuñas colgadoras 34.29 cm., (13½").
- Profundidad del nido para alojar cuñas colgadoras 20.48 cm., - -- (8 1/16").
- Distancia del paño de la brida superior al centro de las salidas laterales - 23.80 cm., (9 3/8").
- Distancia del paño de la brida (lateral) 2 1/16" Ø al centro del cabezal - 43.82 cm., (17½").
- Espesor mínimo en la sección del nido - 3.81 cm., (1.5").
- Longitud total de la rosca buttress - 13.97 cm., (5½").

ESPECIFICACIONES:

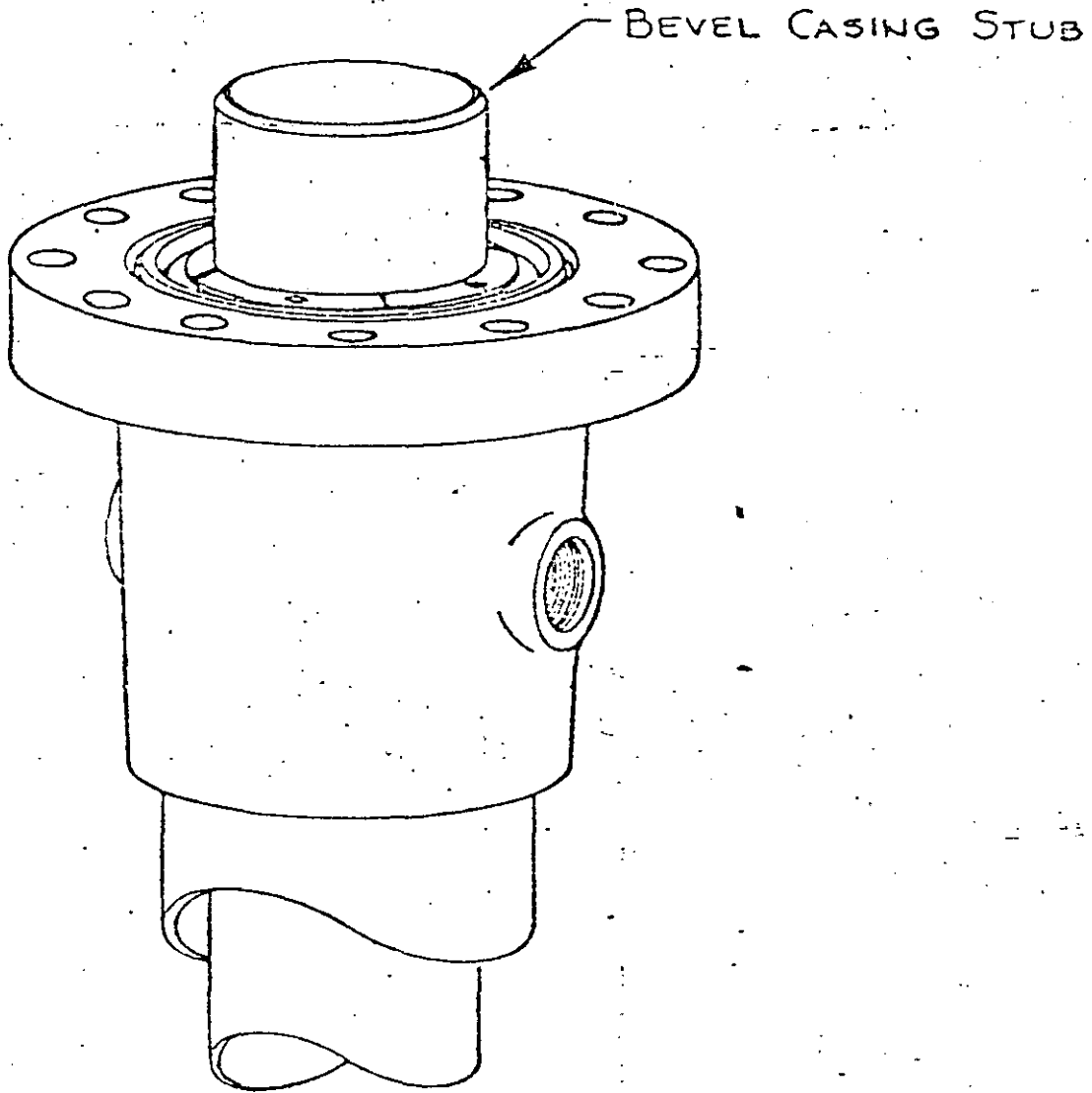
Acero API Spec. 6A Secc 2, tipo 2; para manejar tipo de fluido: Mezcla Agua - Vapor.

CONDICIONES DE TRABAJO:

Los rangos, presión - temperatura (presión de trabajo con vapor) para los diferentes elementos del Arbol Geotérmico deberán estar de acuerdo con el código ANSI B16.5 y ANSI B16.34 excepto cuando en las características particulares se indique de otra forma: WOG, (agua - aceite - gas)



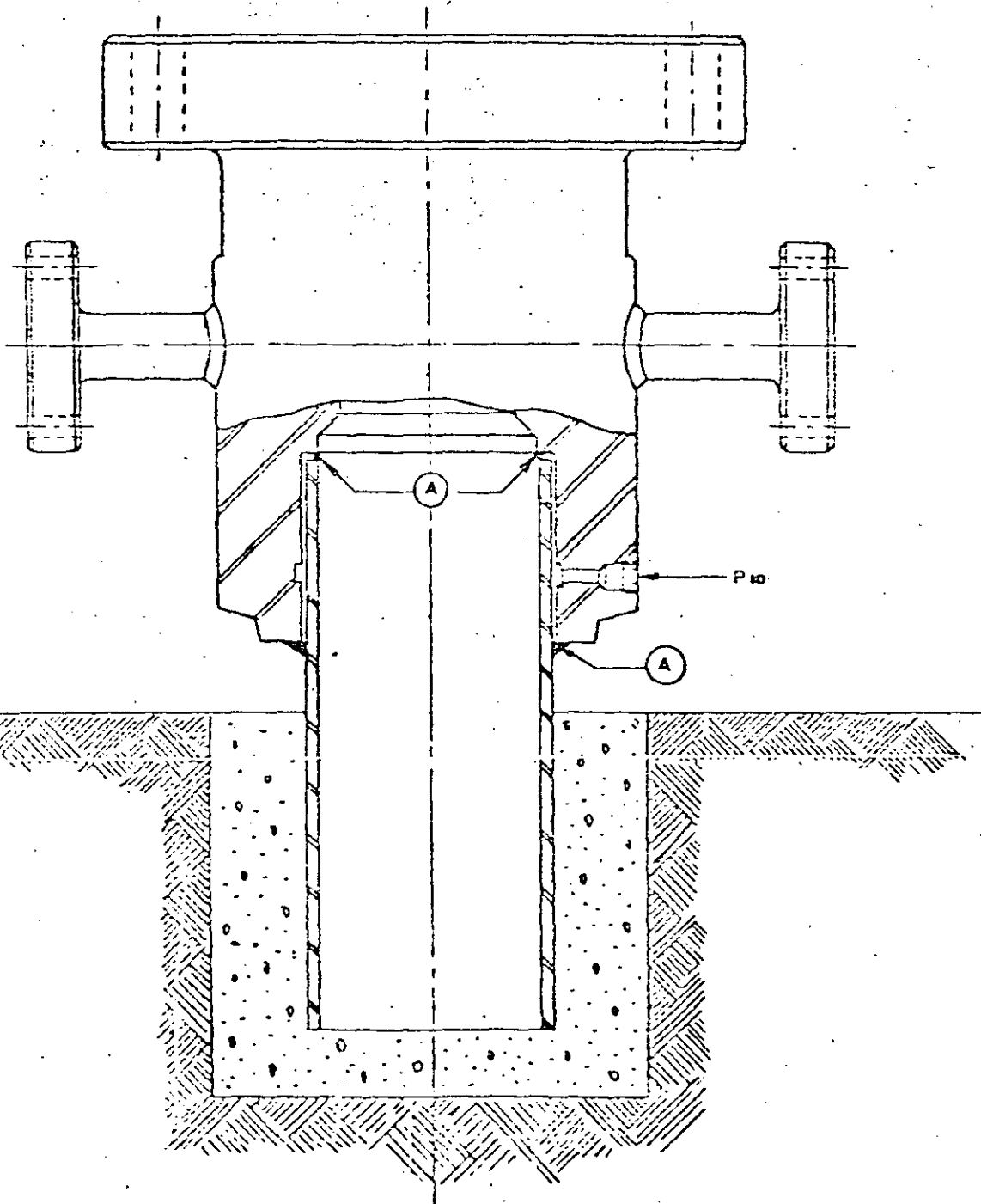
C-22 CASING HANGER IN C-22 CASING HEAD



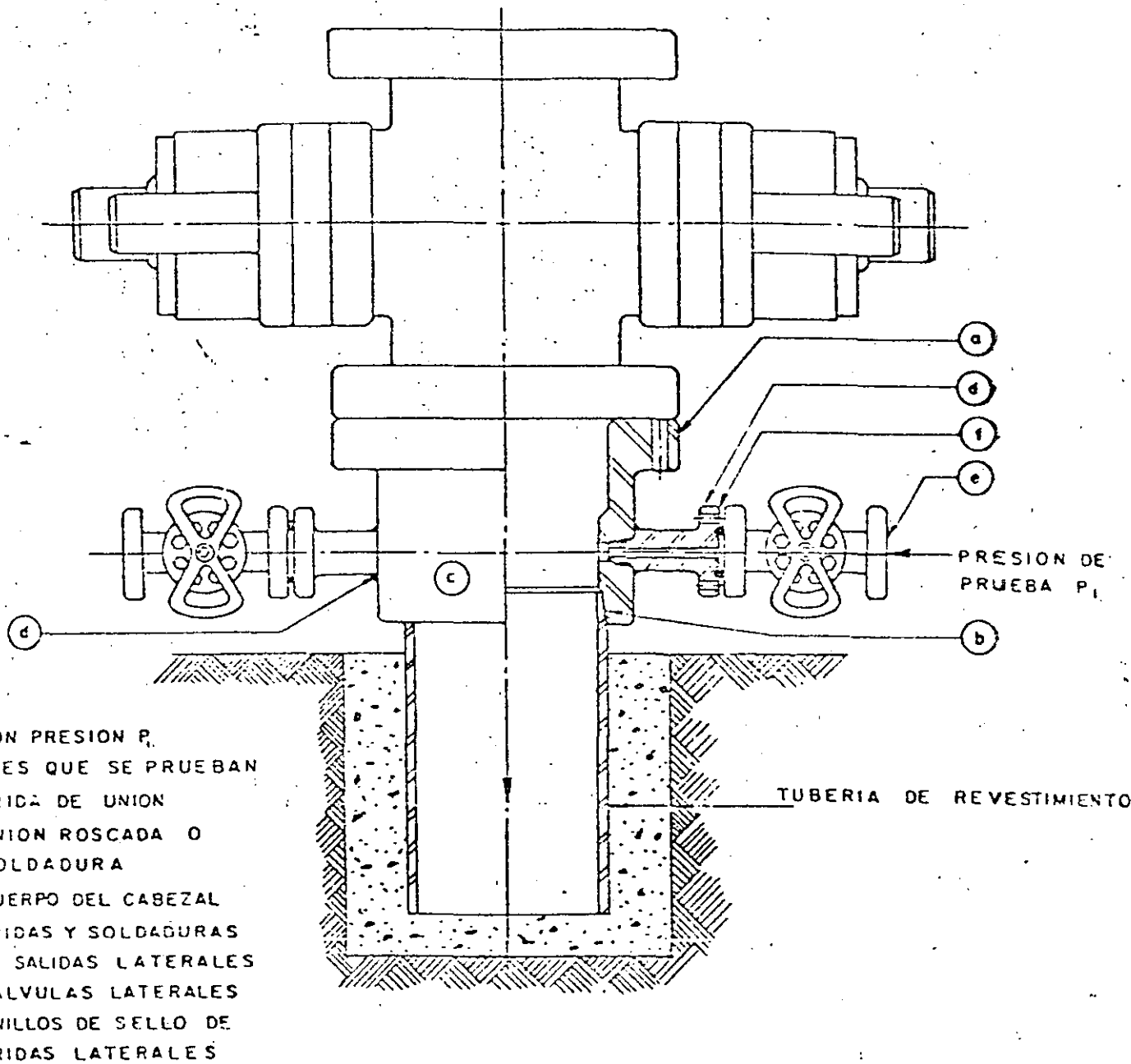
C A B E Z A L D E R E V E S T I M I E N T O S O L D A D O

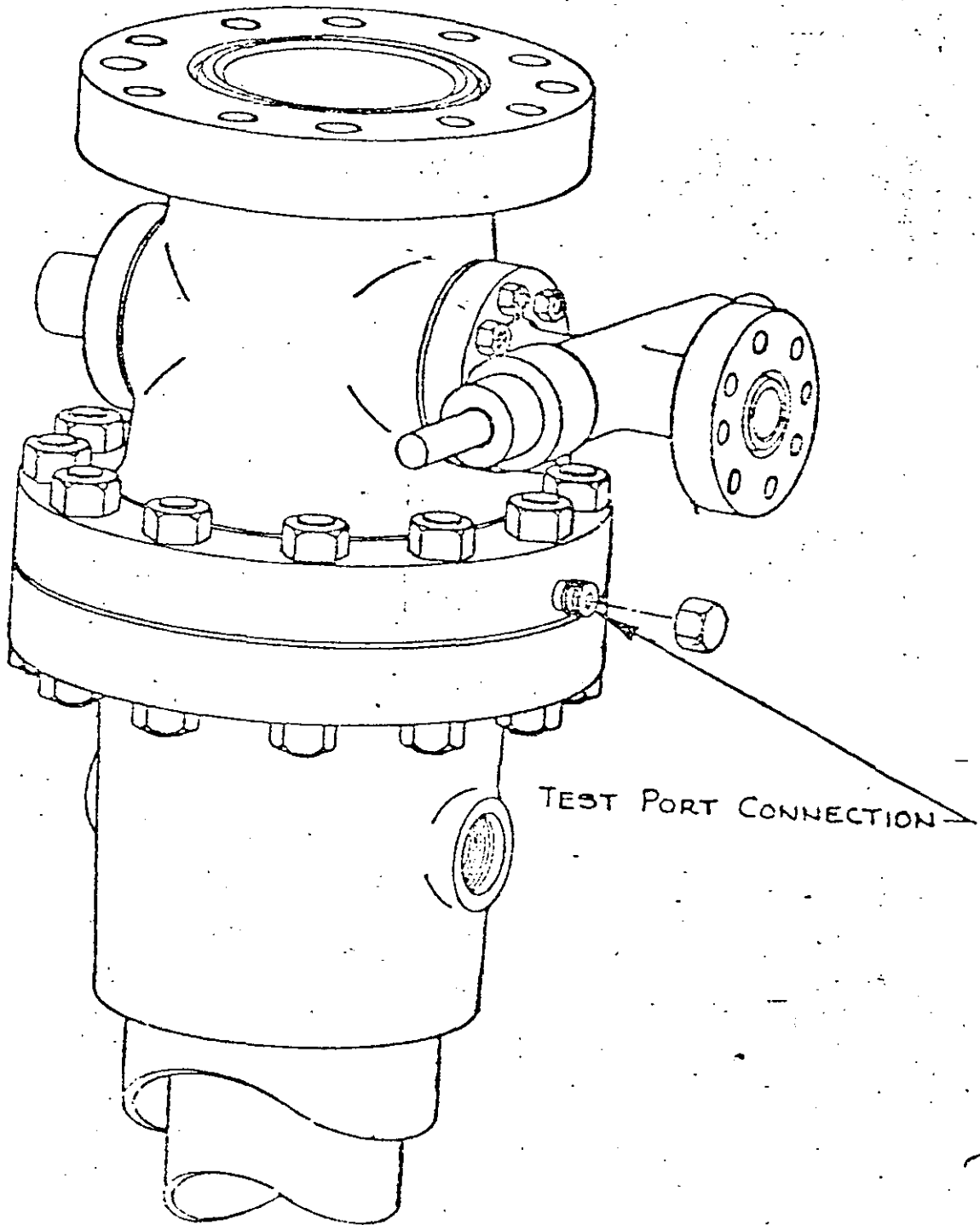
P R E S I O N D E P R U E B A P_{10}

A) U N I O N S O L D A D A D E C A B E Z A L Y T R.



CABEZAL DE REVESTIMIENTO





DEFINICION:

Es un mecanismo combinado (colgador - empacador) formado por uno o varios elementos; y es utilizado para sellar ó aislar el espacio anular formado por dos sartas de tubería de revestimiento, también se emplea para mantener suspendida, tensionada y empacada una sarta en la que estas operaciones se efectúan por la acción de las cuerdas, mordazas ó cualesquier aditamento semejante, contra la sarta de revestimiento.

DESCRIPCION:

Cuñas colgadoras ó colgador tipo envolvente, para tubería de revestimiento de 9 5/8" Ø, que se abren por la mitad y envuelven al tubo para sujetarse contra él y descender al fondo del tazón del cabezal. El colgador tiene un mecanismo de cerrojo, tipo aldaba que se opera abriéndolo, mediante la presión de una herramienta, como un destornillador y se cierra por contacto de la aldaba que se desliza contra el seguro. Consta de tres partes básicas: el cuerpo metálico, el empaque elástico para alta temperatura; y las mordazas (gajos) metálicas.

El empaque elástico se localiza inserto entre las dos partes metálicas, lo que permite su deformación ocasionada por el peso de la sarta de revestimiento al quedar justeta por las mordazas.

La expansión hacia el interior y el exterior produce el sello aislando totalmente el espacio anular.

Las mordazas (gajos) son cuatro piezas de acero aleado, con trata--

miento térmico de cementación estriada en la superficie, para una sujeción perfecta contra el exterior de la tubería de revestimiento. Las mordazas se mantienen libres, salientes del cuerpo base antes de ser ajustadas en el cuerpo del colgador, mediante tornillos Allen, roscados desde el exterior del cuerpo, los cuales se remueven una vez que se ciñeron contra la tubería y antes de que se deslice dentro del tazón del cabezal, el deslizamiento para alojar el colgador en su posición dentro del cabezal se logra mediante cuatro cáncamos que se roscan a las mordazas en la parte superior.

Las mordazas se mantienen unidas en la parte superior debido a la acción de un anillo que las sujeta contra el cuerpo, este anillo sirve también para alinearlas entre sí y a lo largo del eje.

Una vez que el colgador se asentó en el fondo del tazón, se liberan las mordazas, las que se deslizan a lo largo de la superficie ahusada del cuerpo, presionando contra el cuerpo del colgador y la tubería de revestimiento, el deslizamiento gradual después de haberse tensionado la sarta se regula de manera que ajustaran las mordazas hasta que aprieten contra ella y la mantenga en tensión.

DIMENSIONES:

Diámetro Exterior

Diámetro interior

Altura del cuerpo

Espesor del empaque

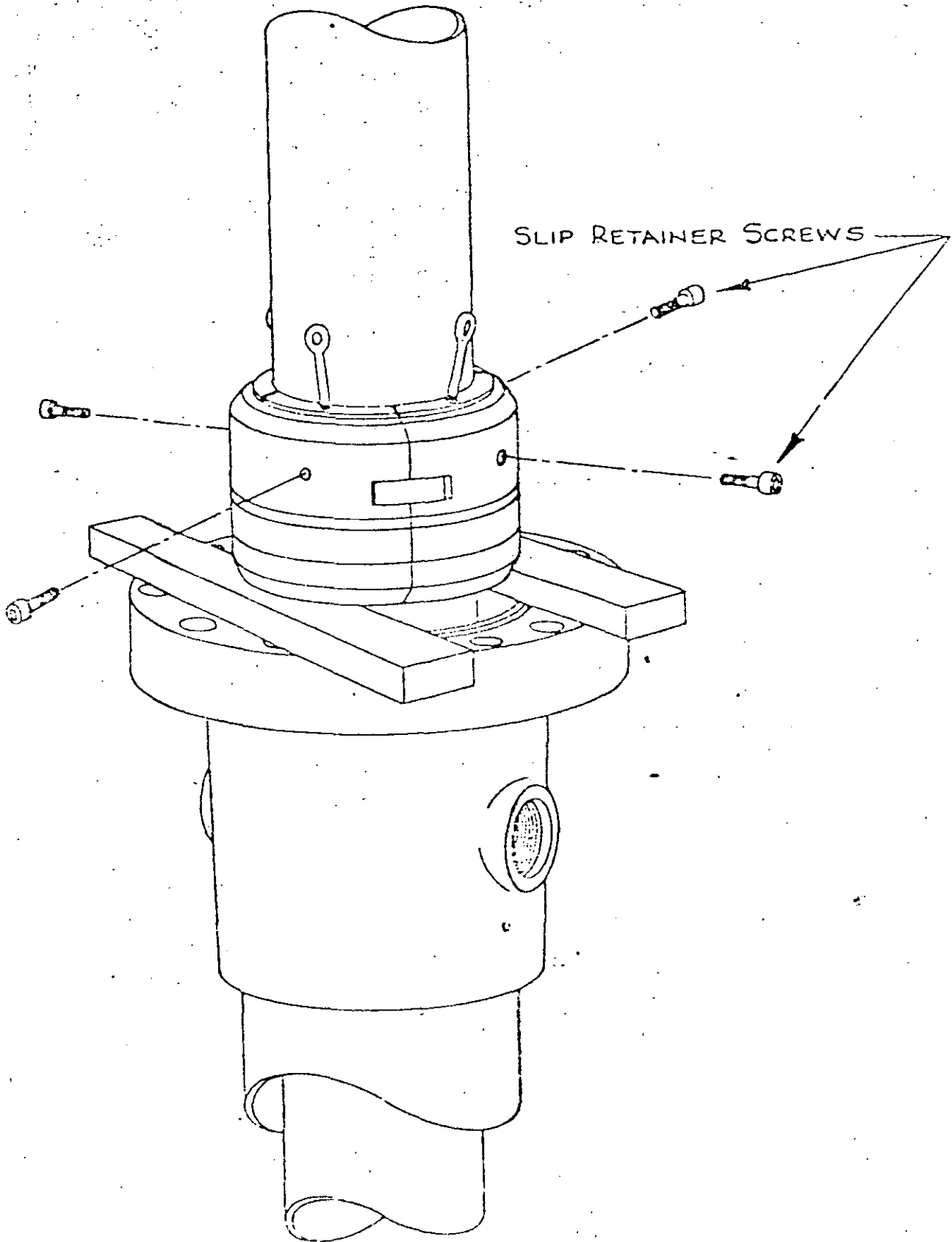
ESPECIFICACIONES:

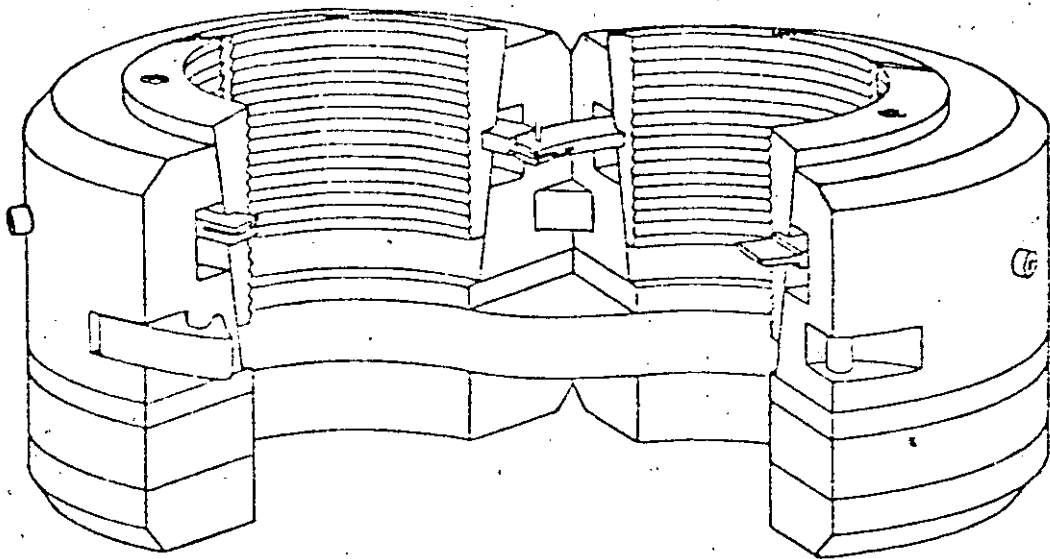
Acero API Spec 6A, Secc 2, tipo 2 para manejar tipo de fluido: mezcla agua - vapor.

CONDICIONES DE TRABAJO:

Los rangos, presión - temperatura (presión de trabajo con vapor) - para los diferentes elementos del Arbol Geotérmico deberán estar de acuerdo con el Código ANSI B16.5 y ANSI B16.34 excepto cuando en las características particulares se indique de otra forma WOG (agua - aceite - gas), ó WWP (trabajo con agua). La resistencia de trabajo para las cuñas colgadoras deberá ser de 500 tons., a la tensión

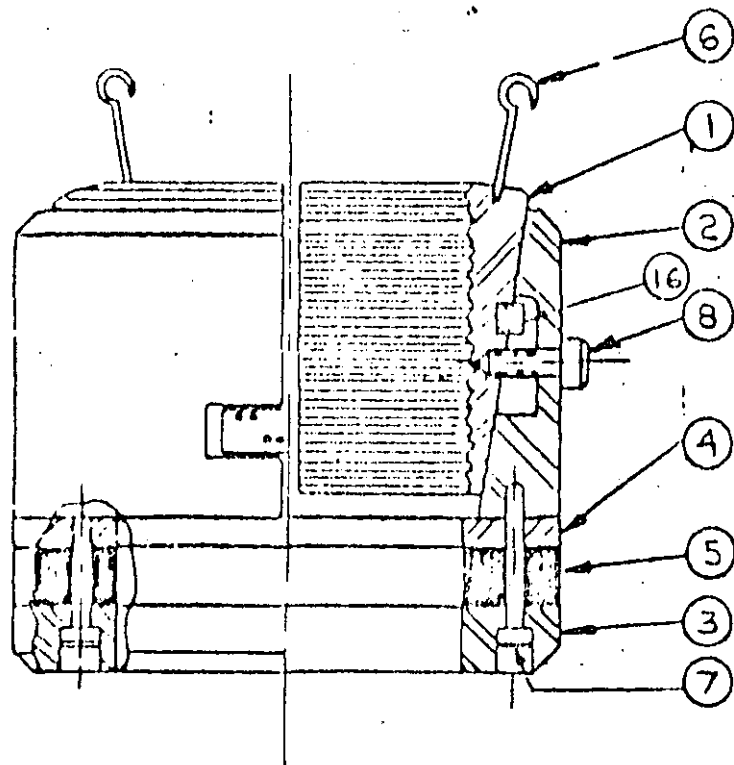
53





C-22 CASING HANGER

69



Nº	CANT	DESCRIPCION	CODIGO
1	1	MORDAZA	71623
2	1	TAZON	87619
3	1	PLATO INFERIOR	76360
4	1	PLATO SUPERIOR	76525
5	1	ENPAQUE	58924
6	4	CANCAHO	45236
7	4	TORNILLO ALLEN 1/2 x 2 1/2	88953
8	4	TORNILLO ALLEN 3/16 x 1 3/4	88818
* 9	1	LLAVE ALLEN 5/16	70305
* 10	1	LLAVE ALLEN 3/8	70311
* 11	1	BISAGNA	00790
* 12	2	ANILLO COLGADOR	05394
* 13	4	PERNO SELLOK	05396
* 14	1	TRABA COLGADOR	00791
* 15	1	RESORTE COLGADOR	05398
16	1	ANILLO ALINEAD.	11610

* NO INDICADO EN EL DIBUJO

ACABADO 12.4 MATAR FILDS			TÉRMINO		PESO		APROBADO D. J. L.	
MADURADO NORMAL TOLERANCIAS			NORMA		FORMA		REVISADO S. J. L.	
1/64 PARA ENTROS Y FRACCIONES PARA 1. A 1.11 1. A 1.11			DUREZA		ACABADO		CHECO ALLO	
1. A 1.11			TRATAMIENTOS		COMPOSICION		DIBUJO BIYERA	
1. A 1.11			MOLY		ESPECIFICACION		FECHA 11-X-75	
CAMBIOS							ESCALA ~0~	
							TÍTULO COLGADOR FC-22	
							13 3/8 x 9 5/8	
							PROCESO ENS	
							TAMANO A	
							NUMERO 49735-F	

VALVULAS LATERALES DE 2" Ø CLASE ANSI 1500

DEFINICION:

Es el dispositivo mecánico que se emplea para el control de los flujos, este control puede ser de paso, completo regulación y/o para cambio de dirección.

DESCRIPCION:

Válvulas laterales de 5.08 cm., (2"), diámetro ANSI clase 1500 paso completo y continuado de lado a lado, para alta temperatura, una presión de 350 kg/cm² (5000 P.S.I.), con compuerta en dos secciones para expansión paralela, con extremos bridados para junta anular tipo "R", bonete atornillado al cuerpo por medio de birlos y tuercas con empaque resistente a la temperatura entre el bonete y cuerpo también, juego de empaques en el vástago.

DIMENSIONES:

Diámetro máximo de paso	2.06 cm. (2 1/16" Ø).
Distancia del centro del paso a la base.	12.70 cm. (5 5/8" Ø).
Altura total de la válvula	76.20 cm (30 5/8")
Distancia entre bridas.	35.56 cm. (14 5/8")

ESPECIFICACIONES:

Acero API Standard 6A, para manejo de tipo de fluido: mezcla agua-vapor.

CONDICIONES DE TRABAJO:

Los rangos presión - temperatura (presión de trabajo con vapor) para diferentes elementos del Arbol Geotérmico deberán estar de acuerdo con el código ANSI.

VALVULAS LATERALES 2" Ø:

También llamadas válvulas de paso, los ingenieros de diseño sujetaron a cada tipo de válvula convencional a uso abriéndola y cerrándola contra presión de flujo abrasivo. En el curso de estas pruebas un mayor desgaste, - independientemente del de otras partes internas para el sellado y que resultaron también relativamente dañadas.

El máximo uso se manifestó en el mismo punto sobre el asiento, así entonces se concibió una nueva idea, girar el asiento una fracción de vuelta en cada ocasión en que la válvula fuera a bierta ó cerrada, presentándose - así una nueva superficie al punto de mayor uso cuando la válvula fuera operada. Este fué el principio de la innovación para estas válvulas de pozo. Las mismas pruebas cuidadosamente controladas que produjeron el uso destructivo para las primeras válvulas, se reimplantaron para la nueva válvula tipo "F"-de pozo, los resultados excedieron cualquier expectativa por lo que actualmente son ampliamente usadas en geotermia.

La válvula cameron tipo "F", de doble asiento, con vástago no elevable, lubricada, conductora, cumple o excede las normas API standar 6A.

01).- ASIENTOS DE ROTACION POSITIVA:

Esta novedad de las válvulas del tipo "F", muy lejos de las válvulas - convencionales. El diseño de robustos engranes "Tipo diente de perro" en el diámetro exterior de los anillos del asiento que giran una fracción de vuelta cada vez que la válvula es operada. La rotaria de los anillos de los asientos expone siempre metal nuevo a absorber el golpe erosivo de los fluidos - que pasan durante el tiempo crítico justamente cuando el puerto de paso está al descubierto, o cuando el flujo es atrapado al cerrar. El movimiento enton-

ces es distribuido sobre toda la superficie que efectúa el sellado de los -- asientos, en lugar de quedar confinado a una área pequeña en el extremo final inferior la rotación de los asientos extiende la vida total de la válvula de paso muchas más veces que una válvula convencional.

2).- COMPUERTA Y ENSAMBLE DEL ASIENTO:

La compuerta, el asiento y la placa retenedora están diseñadas para ser rápida y fácilmente reemplazadas sin necesidad de herramientas especiales, en el campo.

03).- COMPUERTA SOLIDA:

Compuerta fabricada de 1 pieza, no sólo ayuda a evitar que se forme el sedimento en la línea, sino también el efecto de la cavitación en el cuerpo y elimina la posibilidad de que la válvula llegue a bloquearse -- por efecto de la presión.

04).- RODAMIENTO DE EMPUJE:

2 cojines de alta capacidad de carga absorben los esfuerzos al abrir -- y cerrar la compuerta reduciendo el esfuerzo radial al mínimo en el volante.

05).- RETEN DE EMPAQUE DE VASTAGO:

El empaque del vástago está confinado en el prensaestopas por el retén roscado. Esto significa que la tapa del cojinete puede ser removida -- con seguridad en la válvula aunque haya presión en la misma, y no será necesario cambiar nunca cojinetes o un vástago para adaptarse un perno.

06).- ASIENTO INFERIOR:

El vástago de la válvula está equipado con un hombro, el que ajusta en la parte superior del prensaestopa y permite el cambio de empaques del vástago aún bajo presión.

07).- PERNO DEL VASTAGO:

El vástago está adaptado al perno de tal manera que se llega a aplicar en el volante una carga excesiva, el perno se trozará antes de que - - otras partes fallen y se dañen.

08).- TORNILLO CUBRE GRASERA:

Está colocado en la parte superior del cuerpo de la válvula y con un paso que tiene un check para confinar la presión en el cuerpo, mientras se le inyecta en las válvulas de 10,000, 15,000 y 20,000 P.S.I., (presión de trabajo) hay un check extra que les es colocado bajo la grase- ra para seguridad adicional.

09).- CUERPO DE LA VALVULA:

El cuerpo de la válvula y la tapa están fabricados de una aleación de acero inoxidable, específicos. Una opción de diversos materiales hay - disponibles para la compuerta, el juego de asientos y el vástago de - tal manera que puede hacerse una válvula doméstica de acuerdo a las - condiciones de trabajo.

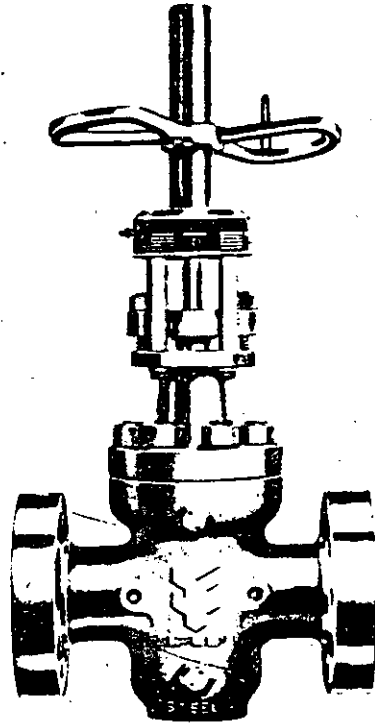
HIGH TEMPERATURE SERVICE

High temperature conditions demand a special valve. This is it. FIP has this high temperature Expanda-Seal valve with special features that make it the one to count on in high temperature situations.

The rising stem design keeps the stem threads away from the critical heat-affected area. An adjustable, outside packing gland, parallel expanding gates for total upstream/downstream sealing, full-bore flow, protected seats, in-line seat replaceability, drain port flushing, adaptability to extensions or power operators and no lubrication requirement all make this valve the logical choice for high temperature installations such as steam injection and other extremely hot services.

The FIP high temperature Expanda-Seal valves are available in the sizes and pressure listed in the table below, in all standard end connections. They are available with the balanced stem feature in 2 1/16" and 2 3/16" sizes, 10,000 psi working pressure at ambient temperature (see Derating Table).

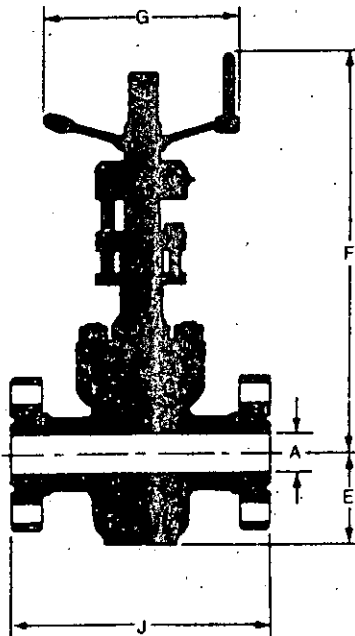
Various trims are available.



Pressure-Temperature Derating Table

(Recommended derating of metallic parts, from API Std. 6A specs.)

Metal Temperature in Degrees F.								
-20 to 250°	300°	350°	400°	450°	500°	550°	600°	650°
2,000 WP	1955	1905	1860	1810	1735	1635	1540	1430
3,000 WP	2930	2860	2785	2715	2605	2455	2310	2145
5,000 WP	4880	4765	4645	4525	4340	4090	3850	3575



High-Temperature Valve, Flanged End

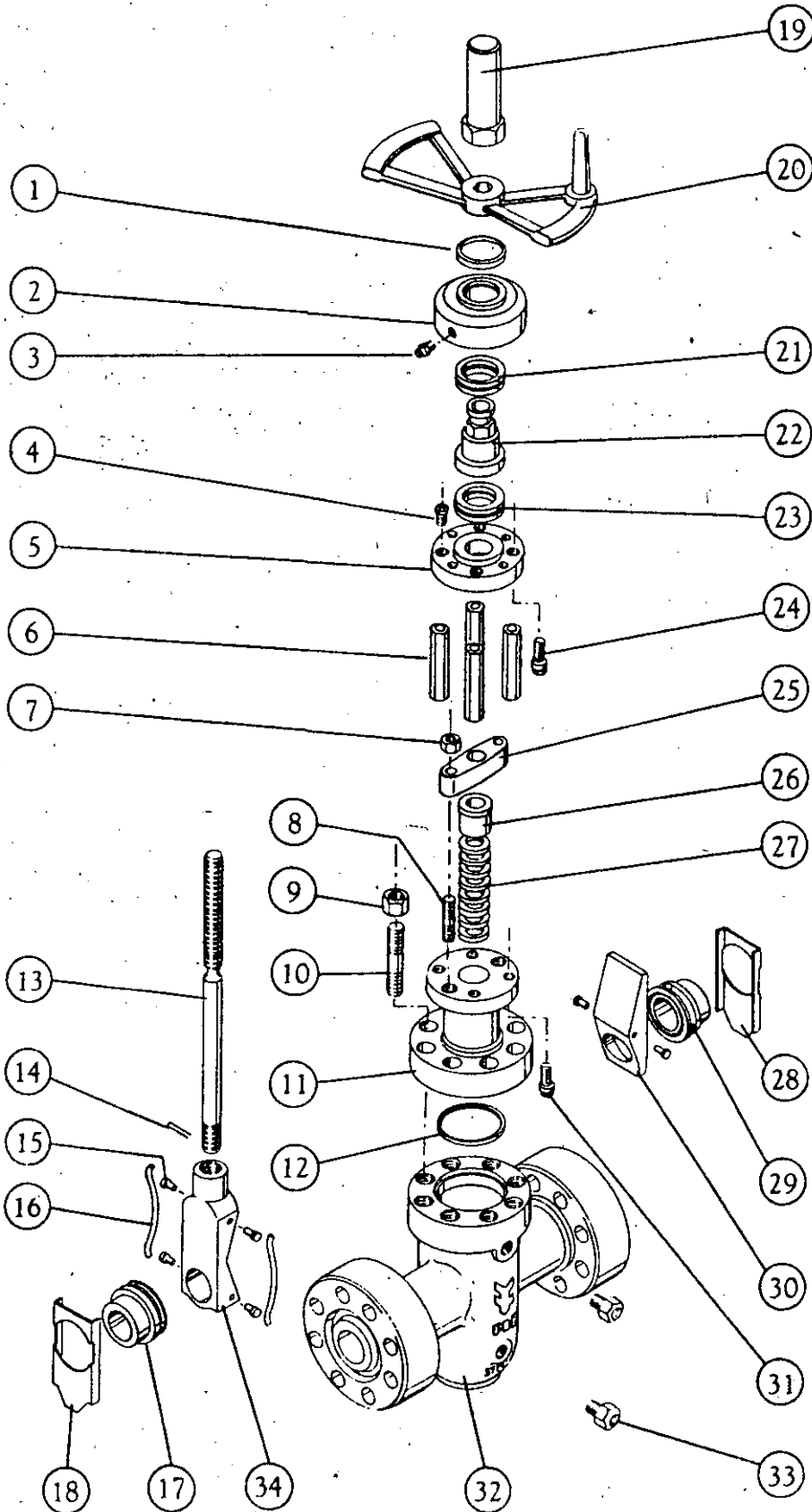
Size (Inches)	Working Pressure (PSI)	A	E	F	G	J	Wt. Lbs/Kg
2 1/16	2,000	2 1/16	4 13/16	22 11/16	11	11 1/2	110/50
	3,000		5 1/16	23 3/16	14	14 3/8	150/68
	5,000		5 1/8	25	12	14 3/8	250/114
2 3/16	2,000	2 3/16	5 3/8	23 7/16	11	13 1/8	148/67
	3,000		5 13/16	24 1/16	14	15 1/8	210/95
	5,000		8 1/8	31	18	16 3/8	320/145
3 1/8	2,000	3 1/8	6 13/16	28 7/8	14	14 1/8	186/84
	3,000		7 3/16	28 7/8	14	17 1/8	270/123
4 1/16	2,000	4 1/16	8 3/8	30 1/2	16	17 1/8	365/166
	3,000		9 1/16	30 1/2	20	20 1/8	530/241

Flange specifications conform to API Standard 6A.



HIGH TEMPERATURE SERVICE

2" through 4" — 2000-5000 psi



1. Weather seal
2. Bearing housing
3. Grease fitting
4. Spacer cap screw
5. Bearing housing adapter plate
6. Bearing housing spacers (4 required)
7. Follow plate nut (2 required)
8. Follow plate stud (2 required)
9. Bonnet stud nut (8 required)
10. Bonnet stud (8 required)
11. Bonnet
12. Bonnet gasket
13. Stem
14. Stem lock pin
15. Spring pin (not a separate part)
16. Spring (2 required)
17. Seat
18. Seat skirt
19. Stem protector
20. Handwheel
21. Thrust bearing
22. Stem nut
23. Thrust bearing
24. Cap screw (4 required)
25. Follow plate
26. Packing gland
27. Packing rings
28. Seat skirt
29. Seat
30. Segment
31. Cap screw (4 required)
32. Body
33. Body Fitting (2 required)
34. Gate

WHAT MAKES THE CAMERON TYPE "F" GATE VALVE A BETTER VALVE FOR OIL FIELD SERVICE?

The Cameron Type "F" Valve is a double seat, non-rising stem, lubricated, conduit gate valve which meets or exceeds API Standard 6A.

1 Positive Rotating Seats. This feature places Cameron Type "F" Valves far ahead of conventional valves. Sturdy dogs engage gear-like teeth on the outside diameter of the seat rings to rotate the rings a fraction of a turn each time the valve is operated. Rotation of the seats exposes fresh metal to absorb the erosive blast of line fluids during the critical time just as the port in the gate is uncovered on opening, or just as flow is being pinched off on closing. Wear is then distributed over the entire sealing surface of the seats instead of being confined to a small area at the lower end. Seat rotation then extends the life of the Cameron Gate Valve many times that of a conventional valve.

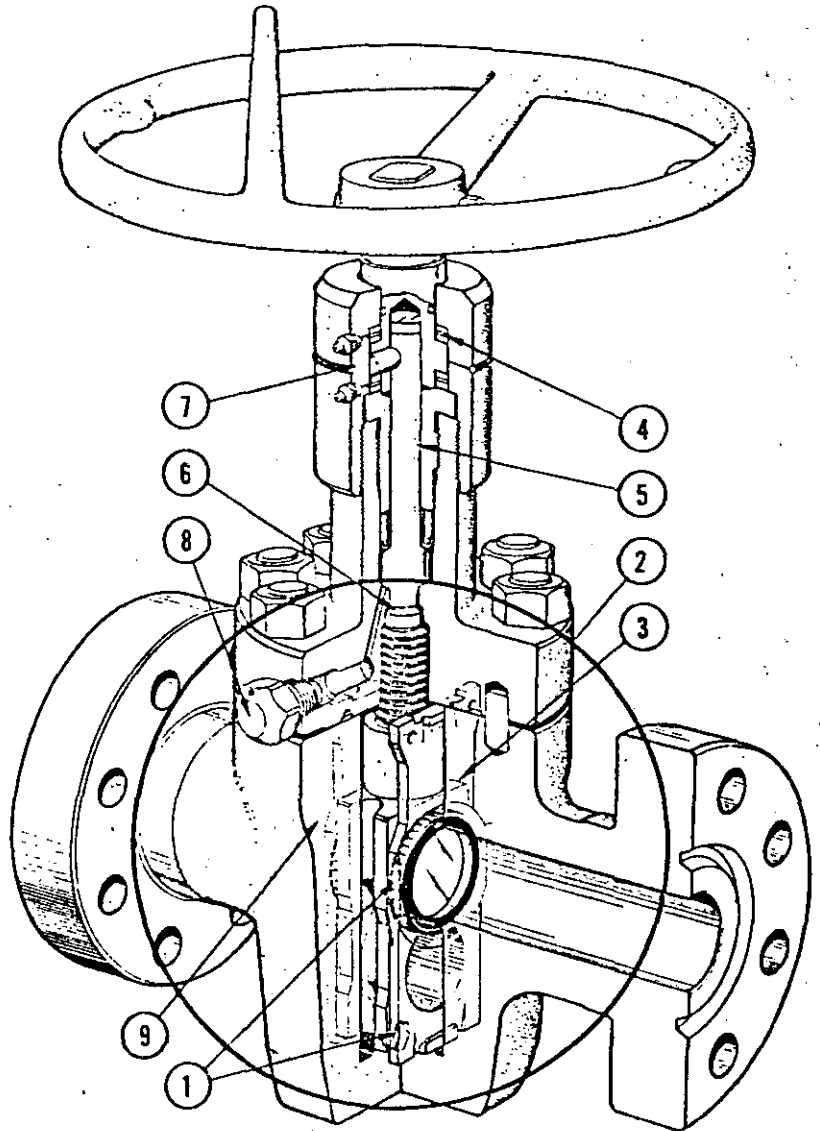
2 Gate and Seat Assembly. The gate, seat, and retainer plate assembly is so designed that it may be quickly and easily replaced without the need for special tools.

3 Solid Gate. The one-piece gate construction employed in the Cameron Gate Valve not only helps prevent line sediment from entering the body cavity but also precludes the possibility of the valve becoming pressure locked when the upstream pressure is bled off.

4 Thrust Bearings. Two high-load-capacity needle thrust bearings absorb the loads of opening or closing the gate and reduce turning effort to a minimum.

5 Threaded Packing Retainer. The stem packing is confined in the stuffing box by a threaded packing retainer. This means the bearing cap can be safely removed with pressure in the valve should it ever become necessary to change bearings or replace a sheared stem to adapter pin.

6 Back-Seating. The valve stem is equipped with a shoulder which seats against the bonnet flange to seal off the stuffing box and permit changing stem packing under pressure.



7 Stem Pin. The stem to adapter pin is so sized that if a high overload torque is inadvertently applied to the handwheel, the pin will shear before the stem or other internal parts fail.

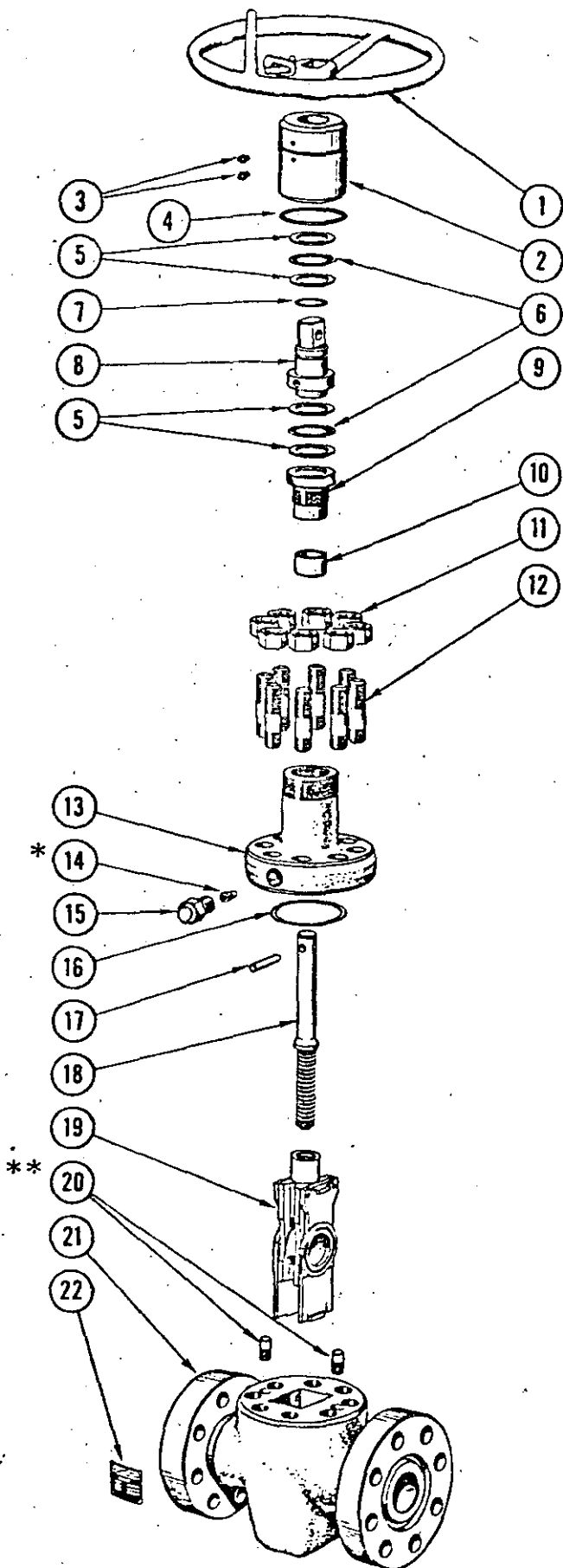
8 Grease Injection Port. The Grease Injection Port in the bonnet flange is equipped with an extreme pressure fitting which has a built-in ball check to confine body pressure while attaching a lubricating gun. On 10,000, 15,000 and 20,000 psi W.P. valves an extra check valve is placed below the grease fitting for additional safety.

9 Body and Trim. The valve body and bonnet are alloy or stainless steel, as specified. A choice of materials is available for the gate and seat assembly and the stem, so the valve can be "custom built" to fit operating conditions. Engineering Bulletin 188, available on request, describes available trim combinations.

CAMERON GATE VALVE—TYPE "F"

EXPLODED VIEW

69



PARTS LIST

1. Handwheel Assembly
2. Bearing Cap
3. Grease Fitting (Bearing)
4. "O" Ring
5. Bearing Race
6. Bearing
7. "O" Seal Ring
8. Stem Adapter
9. Packing Gland
10. Stem Packing
11. Bonnet Nuts
12. Bonnet Studs
13. Bonnet
14. Check Valve
*10,000 PSI and above
15. Grease Fitting (Body)
16. Bonnet Seal Ring
17. Stem to Adapter Pin
18. Stem
19. Gate and Seat Assembly
20. **Locating Pin (used only on
Valves under 10,000 W.P.)
21. Body
22. Name Plate

REPAIR AND MAINTENANCE OF CAMERON TYPE "F" GATE VALVE

One of the big advantages of the Cameron Gate Valve is its surprisingly simple overhaul procedure. The gate, seat, and retainer plate assembly is designed for quick, convenient replacement. No special tools are required, and, of course, the valve need not be removed from the line.

Conventional valves require various repair methods, which are most often too involved to be included in a general catalog. These are usually outlined at length in a separate publication. Training periods for operators who will make repairs are often recommended, adding to expense and bother. Quite a few valves must be removed from the line and sent to authorized shops when repairs are necessary. In contrast to this inconvenience, we have purposely designed the Cameron Gate Valve to require an absolute minimum of skill, time, and expense when repairs are finally necessary.

To completely overhaul the Cameron Gate Valve and return to "as new" condition, here is all you have to do:

1. With gate in open position, bleed the line pressure and remove bonnet nuts. Turn handwheel clockwise (close), and bonnet lifts off studs. Place spare dogs or other suitable metal pins in retainer plate holes.
2. Rotate bonnet slightly until bolt holes and studs are out of register, and turn handwheel counter-clockwise to pull gate assembly out of body. If assembly is still tight in body, simply repeat this jacking operation with spacers between studs and bonnet.
3. Flush body cavity, grease thoroughly, and slide in a new assembly all the way to the bottom of the body, being careful not to pinch the seat-to-body seals. Fill with grease, thread in the stem, and replace the bonnet.

To change stem packing under pressure:

1. With gate fully closed, back off bearing cap at least 3 turns and bump gate closed again. The stem shoulder is now backseated against the bonnet.
2. A. (5,000 W.P. Valves and Under) Remove cap from extreme pressure grease fitting and unseat check valve with a nail or small diameter punch. This tests backseat seal.

B. (10,000 W.P. Valve and Over) Remove cap from extreme pressure grease fitting and unseat check as in Step 2A. Remove fitting from bonnet and unseat buried check as in Step 2A. (Note: Re-assemble valve with new extreme pressure fitting as old one will be damaged during removal from bonnet.)

3. Remove handwheel, bearing cap, stem to adapter pin, bearings, adapter, and packing gland.
4. Pump packing out with grease gun or pull out with corkscrew hook. Clean stuffing box bore and bearings thoroughly.
5. Before re-assembling, grease new packing ring and the bearings, which should be replaced if worn. (To prevent pressure lock, it may be necessary to remove or unseat the check valve to install packing.) Replace packing, and packing gland, which should be made up tight against the bonnet neck. Inject grease in bonnet port to test packing, and re-assemble bearings, adapter, bearing cap, and handwheel.
6. Unseat stem shoulder by turning handwheel counter-clockwise three rounds, and make up bearing cap tight on bonnet. (It is good practice to inject body grease after repacking valve).

Lubrication procedure:

Lubrication is recommended to ensure easy operation, extend the wear life and minimize the possibility of hydrate formation in the body cavity.

1. Remove cap from grease fitting in bonnet flange. (If check valve leakage occurs, backseat valve to attach grease gun with safety. Operation No. 1 in Stem Packing Change.)
2. Attach grease gun assembly No. 19873-1 or 19873-3 and inject grease. Do not permit lubricant pressure to exceed rated working pressure of the body.

Use Cameron Iron Works Lubricant PS-1-1603. Remove grease gun and replace grease fitting cap.

CAMERON GATE VALVE—TYPE "F"

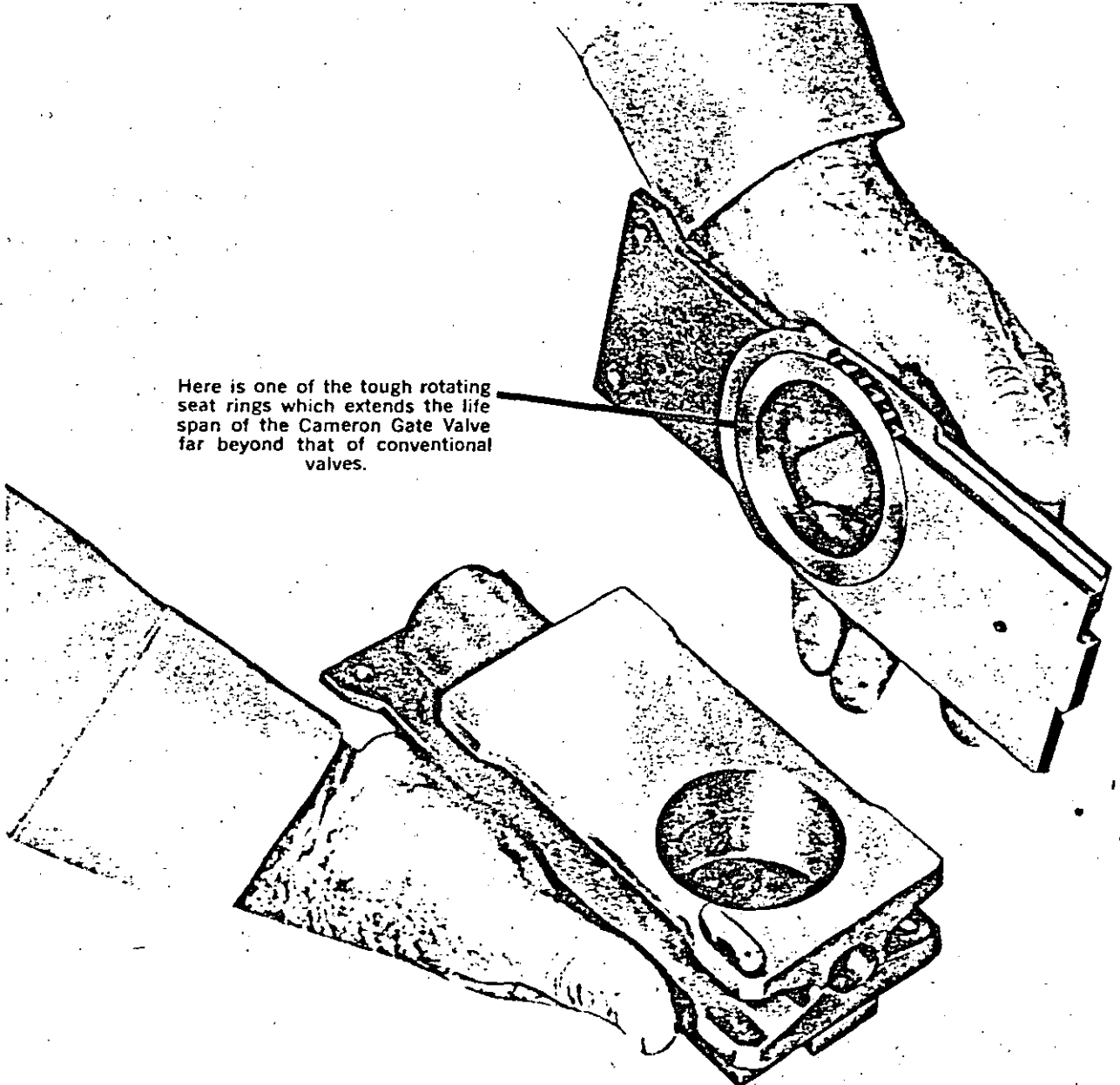
During a research program, Cameron engineers subjected every type of conventional valve to wear by opening and closing against high pressure abrasive flow. In the course of these tests it developed that the downstream seat on each valve showed the most wear, whereas other sealing surfaces in the valves were relatively undamaged.

Maximum wear always occurred at the same point on the seat. Then a new idea was conceived. Rotating the seat a fraction of a turn each time the valve was opened and closed would present a new surface at the point of

greatest wear each time the valve was operated. This principle is the central feature of the Cameron Type "F" Gate Valve.

The same carefully controlled tests which produced such destructive wear on the conventional valves were re-run with the Cameron Gate Valve. The remarkable results exceeded every expectation. Here for the first time is a valve with such unusual durability that it can outlast any valve used in drilling and production service.

Here is one of the tough rotating seat rings which extends the life span of the Cameron Gate Valve far beyond that of conventional valves.



VALVULA MAESTRA 10" Ø CLASE 900.

72

DEFINICION:

Es el dispositivo mecánico, que se emplea para el control de los flujos, este control puede ser de paso completo, regulación y/o para cambio de dirección.

DESCRIPCION:

Válvulas de 20.32 cm., (10") de diámetro efectivo, paso completo y continuando de lado a lado ANSI Clase 900, tipo compuerta, en dos secciones para expansión paralela, extremos bridados para junta anular tipo "R", cuerpo y bonete bridados y embirlados con doble tuerca, junta anular entre bonete y cuerpo, vástago saliente, anillo de linterna en la caja de empaque, anillos en los asientos, soldados al cuerpo, graseras de inyección en el yugo y en la caja de empaque. El anillo del elevador debe estar ajustado por unos opresores o bridado no deberá soldarse. El sello de los anillos contra la compuerta deberá ser metal - metal. Las guías de la compuerta, deberán alojarse a la misma en cualquier posición de la válvula, ya sea totalmente abierta o totalmente cerrada. El cuerpo deberá contar con una válvula de seguridad y dos purgas, colocadas en la parte superior e inferior respectivamente. Los asientos y la compuerta deberán tener un recubrimiento de estelite en el área del sello.

DIMENSIONES:

Todas las dimensiones están referidas a las recomendadas en el código ANSI B16.34 y B16.10 además del API, spec. 6A.

D I A M E T R O

CLASE

ESPESOR

25.40 CM. (10") diámetro API.

900

4.44 cm. (1.75")

ESPECIFICACIONES:

Acero API, spec. 6A, secc. 22, tipo 2; para manejar tipo de fluido: mezcla agua - vapor.

CONDICIONES DE TRABAJO:

Las válvulas clase 900 deben ser probadas hidrostáticamente, efectuándose ésta prueba de presión de 158.2 kg/cm² (2250 P.S.I.), prueba de sello a condiciones standard; la prueba del cuerpo será a la presión de 210.9 kg/cm² (3000 P.S.I.) a condiciones standard. Estas condiciones de prueba se harán por un mínimo de 24:00 hrs., continuas usando un agente humectante adecuado, el cuerpo de la válvula se cubrirá con yeso para detectar fugas; y la prueba neumática corresponderá al sello, con 7 kg/cm² (100 P.S.I.) en ambos lados de los asientos y se hará bajo el agua.

Los rangos presión - temperatura (presión de trabajo con vapor) para los diferentes elementos del Arbol Geotérmico, deberán estar de acuerdo con el código ANSI B16.5 y ANSI B16.34 excepto cuando en las características particulares se indique de otra forma: WOG (agua - aceite - gas) o WWP (trabajo con agua).

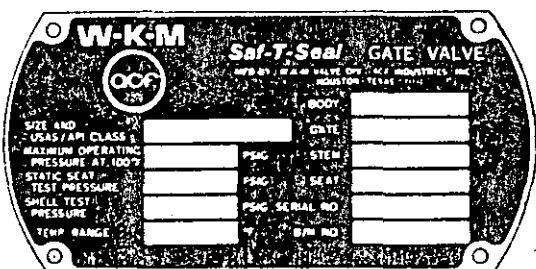
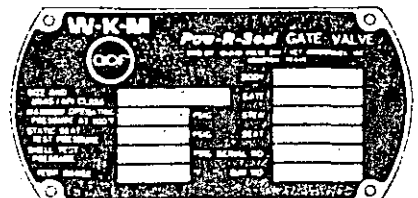
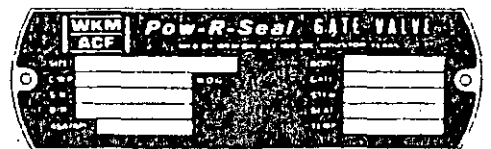
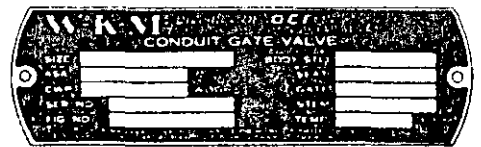
CONTENIDO

Información sobre la Placa 1
 Introducción 2
 Válvulas W-K-M de Compuerta tipo Expansión de Paso Completo y Continuo diseño Pow-R-Seal 2
 Válvulas W-K-M de Compuerta Sólida de Paso Completo y Continuo diseño Saf-T-Seal 2
 Instrucciones de Embarque 3
 Instrucciones de Instalación 3
 Instrucciones de Operación 3
 Operación de la Válvula de Compuerta Sólida de Paso Completo y Continuo diseño Saf-T-Seal 3
 Equipo de Mantenimiento 3
 Instrucciones de Lubricación 4
 Lubricación en la Caja de Engranajes 4
 Lubricación Interna de los Asientos 4
 Lubricación del Cuerpo 5
 Instrucciones para la Aplicación del Empaque Plástico 5
 Presentación del Empaque Plástico 5
 Tipos de Alimentadores de Empaque 5
 Forma de Agregar Empaque Plástico 6
 Cambio de Empaque Plástico 6
 Drenaje de las Válvulas W-K-M de Compuerta de Paso Completo 7
 La Válvula de Alivio – En Válvulas W-K-M de Compuerta tipo Expansión diseño Pow-R-Seal 7
 Instalación de la Válvula de Alivio – Directamente al Cuerpo de la Válvula 8
 Instalación de la Válvula de Alivio – Con un Adaptador 8
 La Válvula de Alivio – En Válvulas W-K-M de Compuerta diseño Saf-T-Seal 9
 Extensiones 9
 Operaciones en Clima Frío 9
 Capacidad Interna de los Cuerpos para Válvulas W-K-M de Compuerta diseños Pow-R-Seal y Saf-T-Seal 9-10
 Tabla para Resolver Problemas 11

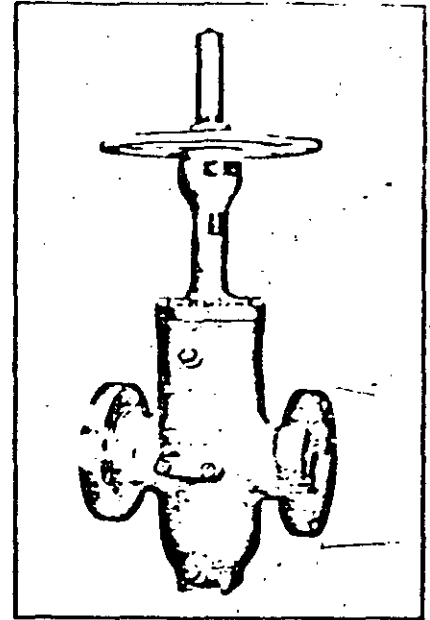
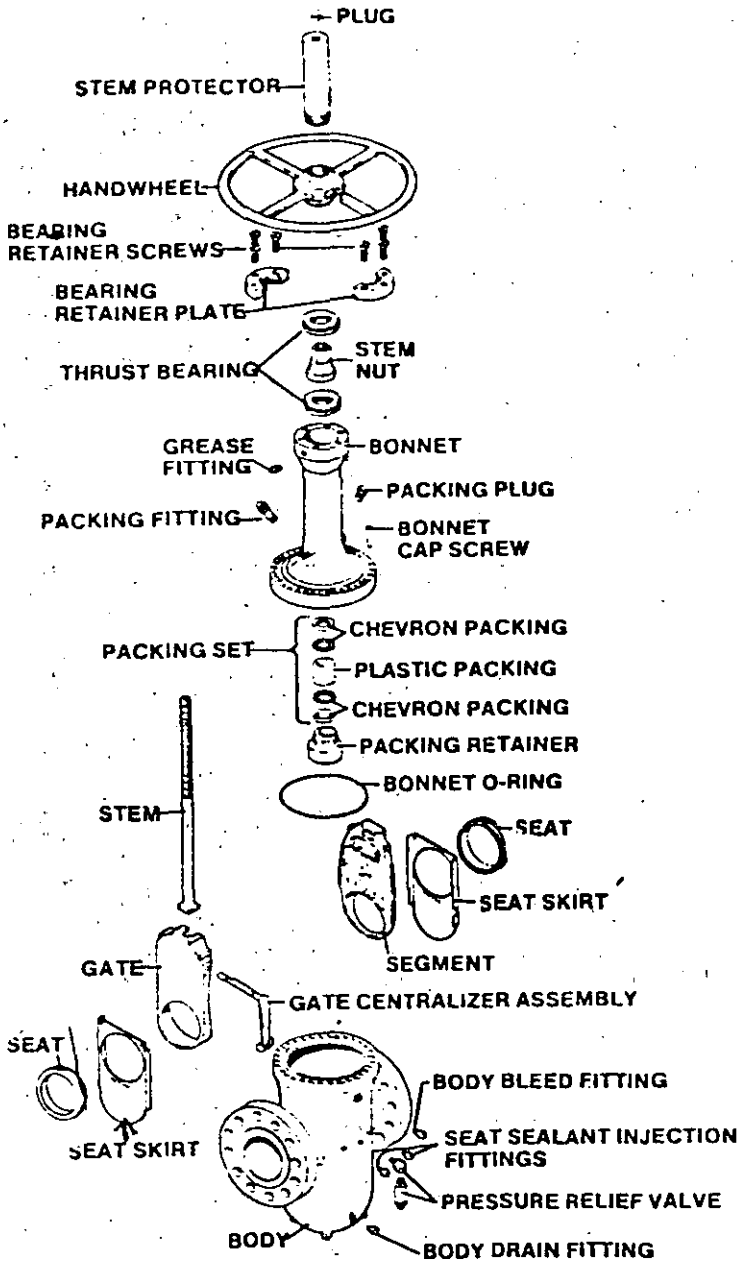
INFORMACION SOBRE LA PLACA

La placa que portan las válvulas W-K-M que se encuentran bajo especificaciones ANSI es la garantía de que los altos requisitos de diseño y fabricación fijados por W-K-M para sus válvulas de producción han sido satisfechos. Su aplicación a la válvula corresponde a la etapa final de una serie de operaciones que aseguran que las válvulas W-K-M satisfacen las necesidades de servicio del usuario.

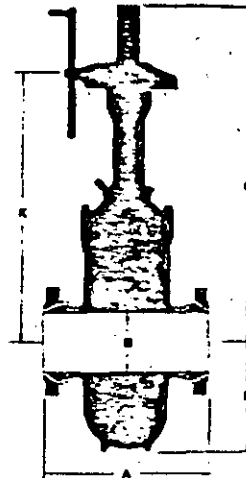
Al solicitar repuestos o accesorios, la información descrita en la placa le facilitará al usuario la formulación de su pedido.



6"-12" Pow-R-Seal Valve

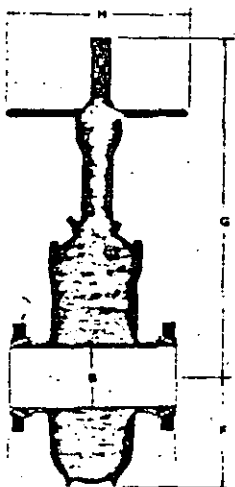


- CLASS 300: 720 psi CWP
1100 psi test
- CLASS 400: 960 psi CWP
1450 psi test
- CLASS 600: 1440 psi CWP
2175 psi test
- CLASS 900: 2160 psi CWP
3250 psi test



Bevel Gear-Operated

Handwheel-Operated



PRINCIPAL DIMENSIONS

Handwheel-Operated and Bevel Gear-Operated
All sizes in inches

SIZE	A				B	F				G (HWG)	G (BGO)	H	K
	300	400	600	900		300	400	600	900				
6	15 $\frac{1}{2}$	19 $\frac{1}{2}$	22	24	6	12 $\frac{1}{2}$	12 $\frac{1}{2}$	12 $\frac{3}{4}$	12 $\frac{3}{4}$	41 $\frac{1}{2}$	41	18	30 $\frac{1}{4}$
8	16 $\frac{1}{2}$	23 $\frac{1}{2}$	26	29	8 $\frac{1}{4}$	16	15 $\frac{1}{4}$	15 $\frac{1}{4}$	15 $\frac{1}{4}$	48	49 $\frac{1}{4}$	26	36 $\frac{1}{4}$
10	18	26 $\frac{1}{2}$	31	33	10	19 $\frac{1}{4}$	19 $\frac{1}{4}$	19 $\frac{1}{4}$	20 $\frac{1}{4}$	58 $\frac{1}{4}$	59 $\frac{1}{4}$	32	45 $\frac{1}{4}$
12	30"	30	33	38	12	22 $\frac{3}{4}$	22 $\frac{3}{4}$	23	23 $\frac{3}{4}$	66 $\frac{1}{2}$	68 $\frac{1}{4}$	32	51 $\frac{1}{4}$

* Class 400 flanges drilled to class 300 standard.

Flange dimensions conform to American National Standards Institute Standard B16.5, 1974.

Dimensional data on additional sizes and pressures, Venturi valves, power-actuated and other types of valves will be supplied on request.

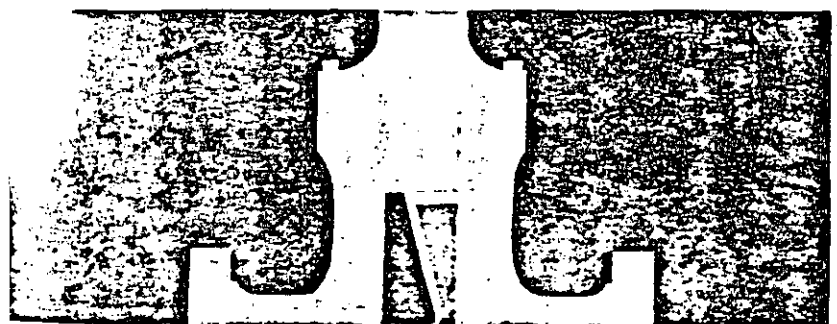
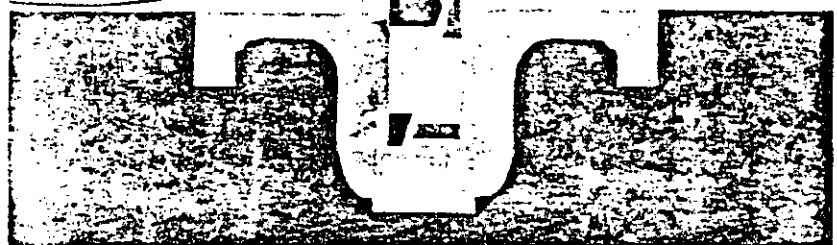
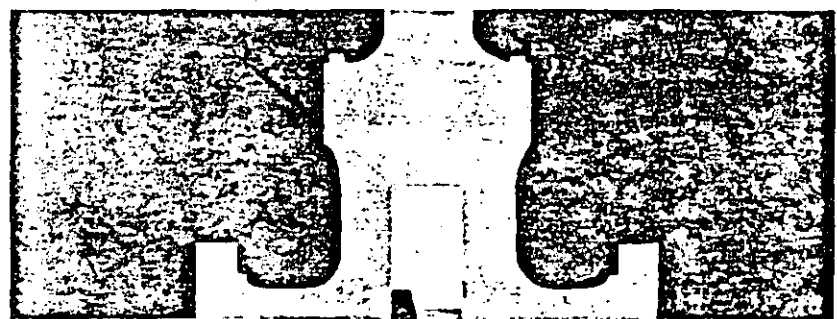
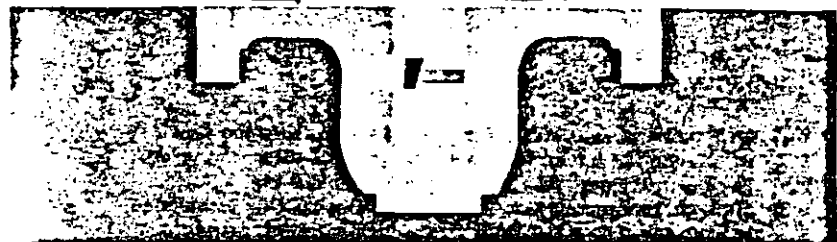
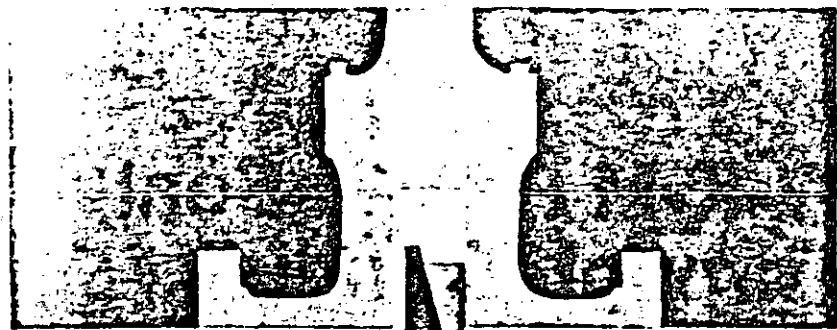
Operation

Parallel expanding gates effect a dead-tight mechanical seal both upstream and downstream.

1. During travel, the gate and segment assembly is collapsed and matches at all four surfaces. Face-to-face width of gate is less than distance between seats; thus, gate and segment travel freely without sticking or wedging.

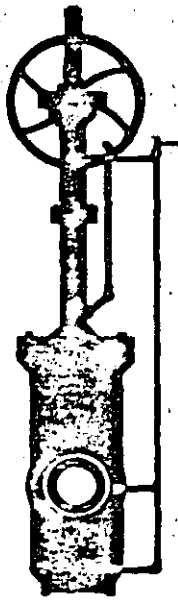
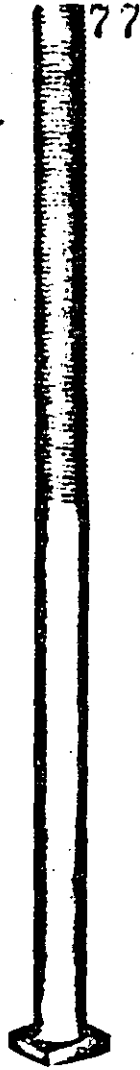
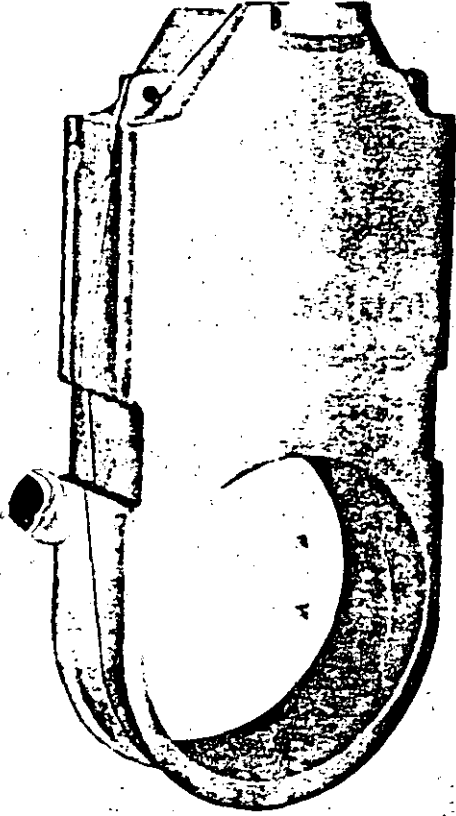
2. In closed position, the two top angles are in contact. With further downward movement of segment halted by a stop, continued descent of the gate forces solid faces of gate-segment assembly outward against the seats.

3. In open position the two bottom angles are in contact. With further upward movement of segment halted by a stop, gate/segment assembly expands, sealing off against the seats and isolating flow from the valve body.



Lubrication

Pow-R-Seal gates and stems are coated with W-K-M formula HF-7 for lubrication of wearing surfaces. (Valves for normal temperature range only*.)



EXTENSIONS

For valves which are to be buried, operated from a cat-walk, or otherwise difficult to reach, stem and body fitting extensions can be supplied in virtually any desired length in 6-inch increments from the minimum extension. Extensions come as original equipment or can be field-installed on valves already in service.

*OPERATING TEMPERATURES

Normal temperature range is 32° F. (-29° C.) to 350° F. (177° C.). For high temperature valves, see pages 10-12.

Available Sizes

(Line size x bore size)

CLASS 300 VALVES

6"	12"	20"	28"
8" x 6"	16" x 12"	24" x 20"	30"
8"	14"	22"	36" x 30"
10" x 8"	16" x 14"	24"	
10"	16"	30" x 24"	
12" x 10"	18"	26"	

CLASS 400 VALVES

2"†	8"	16" x 14"	22"
2½"†	10"	18" x 14"	24"
3"†	12" x 10"	16"	26"
4"	12"	18" x 16"	28"
6" x 4"	14" x 12"	20" x 16"	30"
6"	16" x 12"	18"	36" x 30"
8" x 6"	14"	20"	

CLASS 600 VALVES

2"	8" x 6"	12"	20"
3" x 2"	10" x 6"	14" x 12"	22"
2½"	8"	16" x 12"	24"
3"	10" x 8"	14"	26"
4" x 3"	12" x 8"	16" x 14"	28"
4"	10"	16"	30"
6" x 4"	12" x 10"	18"	36"
6"	14" x 10"	24" x 18"	

CLASS 900 VALVES

2"	4"	8"	14"
3" x 2"	6" x 4"	10" x 8"	16"
2½"	6"	10"	20"
3"	8" x 6"	12" x 10"	24"
4" x 3"	10" x 6"	12"	

CLASS 1500 VALVES

2"	4" x 3"	8" x 6"	12" x 10"
3" x 2"	4"	8"	12"
2½"	6" x 4"	10" x 8"	14"
3"	6"	10"	16"

CLASS 2500 VALVES

2"	4" x 3"	6"	10"
2½"	4"	8"	12"
3"	6" x 4"	10" x 8"	

†Dimensionally identical to class 600.

FIG. 4
Pistola de Engrase
tipo Alemite
6713

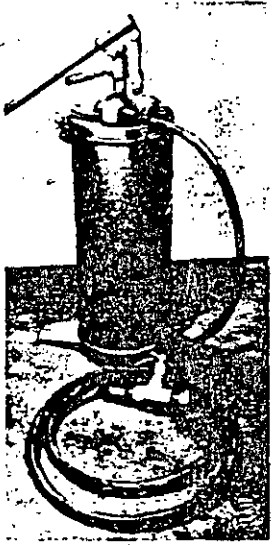


FIG. 5
Herramienta de
Desfogue
A-21960 ó 32287

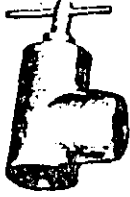


FIG. 6
Pistola Hidráulica
para Empacar
128182-000

INSTRUCCIONES DE LUBRICACION

La válvula W-K-M de compuerta no requiere grasa para obtener un sello efectivo. Es una válvula que no necesita lubricación, aunque, como en cualquier otro equipo mecánico, una cantidad mínima de lubricación durante su funcionamiento asegura una mayor duración y un servicio sin problemas.

Lubricación del Vástago y de los Baleros del Vástago

Todas las válvulas W-K-M están provistas de un alimentador de empaque para reempacar el vástago (se recomienda usar empaque plástico W-K-M No. 107) y de una grasera tipo Alemite para lubricar los baleros del vástago (fig. 7); cualquier grasa de grado No.1 se puede emplear para la lubricación de los baleros. Solo se requiere una pequeña cantidad de grasa entre lubricaciones programadas. Si se aplica demasiada grasa a los baleros, esta se fugará por el yugo de la válvula.

Lubricación en la Caja de Engranajes

La caja de engranes en válvulas que son provistas de operadores de engranaje cónico o cilíndrico de dentadura recta, deben ser quitadas periódicamente para inspeccionar y lubricar el engranaje. La caja de engranes es llenada en la fábrica con una grasa a base de litio, la cual es considerada como la mejor en las condiciones climatológicas promedio más comunes. Si las válvulas operadas por engranaje se vuelven duras de operar en climas fríos debido a que la grasa se endurece; úsese entonces una grasa más liviana.

Lubricación Interna de los Asientos

La lubricación de los asientos se hace algunas veces como medida de emergencia para obtener un sello temporal cuando los asientos y la compuerta han sido dañados por algún cuerpo extraño. La lubricación de los asientos también permite una operación más fácil, particularmente cuando la válvula ha permanecido inactiva por largos períodos de tiempo.

Para la lubricación de los asientos se recomienda usar el lubricante ACF 102 únicamente.

Al lubricarse los asientos, la válvula debe permanecer completamente abierta o totalmente cerrada. Remueva las tapas de las graseras, localizadas en el eje longitudinal del cuerpo de la válvula. Conecte la engrasadora y lubrique los asientos a través de dichas graseras (fig. 7).

Durante la lubricación de los asientos, ópérese la válvula bajando y subiendo la compuerta aproximadamente 1" (25.4mm). Repítase esta operación varias veces a fin de obtener una distribución uniforme de la grasa sobre el área sellante entre la compuerta y los asientos. Devuélvase la compuerta a la posición abierta o cerrada y aplíquese un poco más de grasa a los asientos.

La presión requerida para lubricar completamente los asientos de la válvula *no debe exceder de 200 lbs. (14 Kg/cm²) sobre la presión de la línea.* Sin embargo, téngase en cuenta que se requiere cierta presión para bombear la grasa a través de la engrasadora y la manguera a la atmósfera. En climas fríos, esta presión puede llegar a varios miles de li-

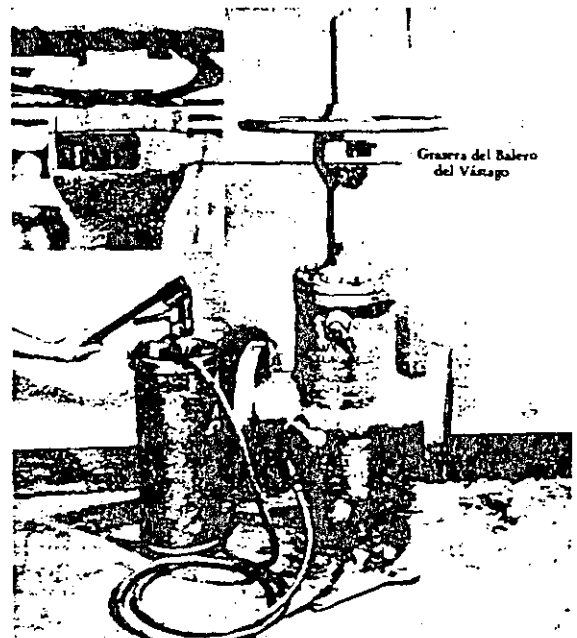


FIG. 7 Lubricación de los Asientos

bras, cantidad que se debe sumar a la presión de la línea y finalmente añadir 200 lbs. (14 Kg/cm²) a ese total.

Ejemplo: Se requieren 2000 lbs. (140.60 Kg/cm²) para bombear grasa a la atmósfera y la presión de la línea es de 1000 lbs. (70.31 Kg/cm²). Entonces, $2000+1000+200=3200$ lbs. (224.96 Kg/cm²) requeridas para lubricar los asientos de la válvula.

Lubricación del Cuerpo

Las válvulas W-K-M de tamaños inferiores a 4" (101.6mm) no son provistas con lubricación de asientos (excepto las válvulas de vástago balanceado). Si estas válvulas se vuelven duras de operar es posible que necesiten lubricación del cuerpo. Generalmente cualquier grasa de grado No.3,4 o 5 es recomendable para la lubricación del cuerpo. Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que la grasa empleada no sea soluble al fluido que corre en la línea.

Con la válvula cerrada o abierta totalmente, remuévase la tapa que va en una de las graseras y púrguese la válvula. Conecte la engrasadora y lubrique el cuerpo.

Aún si no es posible purgar el cuerpo de la válvula totalmente, es decir, si la presión no desciende a cero, déjese la herramienta para desfogue en la graserá mientras se aplica grasa al cuerpo de la válvula.

Aproximadamente una libra de grasa por cada pulgada de diámetro de la válvula es suficiente para lubricarla totalmente. No es necesario llenar el cuerpo de la válvula con grasa para obtener una lubricación adecuada.

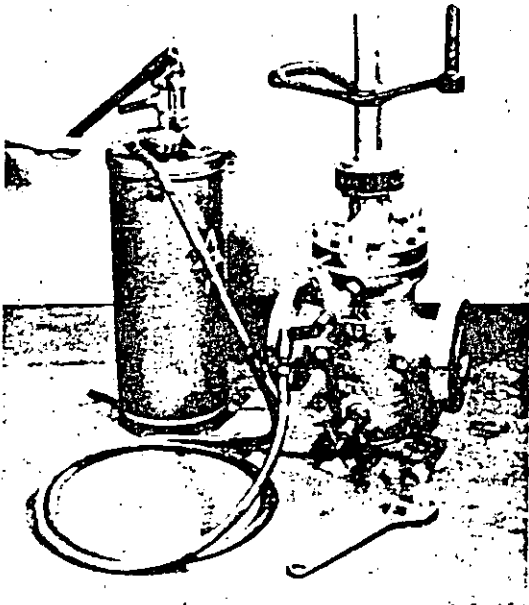


FIG. 8 Lubricación del Cuerpo

INSTRUCCIONES PARA LA APLICACION DEL EMPAQUE PLASTICO (W-K-M 107)

Introducción

El empaque plástico es agregado al prensaestopas para aumentar la presión alrededor del vástago y evitar o eliminar la fuga del fluido de la línea alrededor de este. En algunos casos, el empaque en el prensaestopas se seca o endurece demasiado. En este caso, es posible que sea necesario reemplazar el empaque plástico existente en la válvula.

Presentación del Empaque Plástico

El empaque plástico para válvulas W-K-M viene en dos formas:

Cartuchos de 3/8" (9.5mm) x 1" (25.4mm) o a granel. Existen diferentes tipos de empaque plástico, según la aplicación y temperatura a que esté expuesta la válvula.

Tipos de Alimentadores de Empaque

Dos tipos básicos de alimentadores de empaque se han utilizado en las válvulas W-K-M. La fig. 9 muestra al tipo antiguo y la fig. 10 muestra el nuevo tipo.

El tipo antiguo de alimentador se empleó en las válvulas fabricadas antes de 1952. Los de rosca recta de 5/8"-11 (15.9mm) en válvulas de 6" (152 mm) y más pequeñas; los de rosca recta de 3/4"-12 (19mm) en válvulas de 8" (203mm) y mayores. Estos alimentadores no tienen válvula de retención; por consiguiente, solo pueden usarse con la pistola para empacar No.34547 y el adaptador No.24624. Debido a la falta de la válvula de retención y al inconveniente existente en agregar empaque plástico a través de estos adaptadores, este tipo fué descontinuado. Cuando se encuentren estos adaptadores en servicio, es recomendable que se sustituyan cuando sea posible, por el nuevo tipo de alimentador que se describe a continuación.

El nuevo tipo de alimentador (fig. 10) de ha empleado en las válvulas W-K-M desde 1952. La rosca estándar de 1/2"-14 (12.7mm) la tienen ahora todas las válvulas que se fabrican. Este alimentador

FIG. 9
Tipo Antiguo
de Alimentador
de Empaque

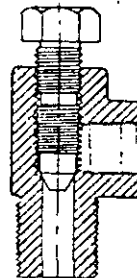


FIG. 10
Nuevo Tipo
de Alimentador
de Empaque



contiene una válvula esférica de retención, lo que permite agregar cartuchos de empaque a través del alimentador mismo. También los hay disponibles con rosca recta de 5/8"-11 (15.9mm) o 3/4"-12 (19mm), a fin de que puedan reemplazar a los alimentadores de diseño antiguo que se encuentran en servicio (fig. 9). El nuevo tipo de alimentador con cualquiera de los tipos de rosca descritos anteriormente se puede pedir directamente a la fábrica o a los distribuidores de las válvulas W-K-M.

Forma de Agregar Empaque Plástico (W-K-M 107)

Los cartuchos de empaque plástico pueden ser agregados a través del nuevo tipo de alimentador de empaque (fig. 11) con la válvula en cualquier posición. Se recomienda emplear un dado de 3/4" (19mm) con una llave de matraca o de autocle para remover rápidamente el tornillo de cabeza exagonal del alimentador de empaque.

El procedimiento a seguir es el siguiente:

- 1) Rosque el tornillo de 3/4" (19mm) de cabeza exagonal hasta el fondo del alimentador y remuévase, cerciorandose de que la válvula esférica de retención ha quedado sentada.
- 2) Inserte un cartucho de empaque plástico W-K-M 107 a través del alimentador; solo agregue la cantidad necesaria para eliminar la fuga. El empaque en exceso frenará o trabará el vástago dificultando la operación de la válvula.



FIG. 11 Agregando Cartuchos de Empaque

Cambio de Empaque Plástico

- 1) Si se va a cambiar el empaque plástico se recomienda usar empaque a granel y también la pistola hidráulica para empaque No.24547. La presión para hacer operar la pistola para empaque, se obtiene con la engrasadora Alemite No. 6713 que también se emplea para lubricar la válvula (figs. 4, 6 y 12).
- 2) Al reemplazar el empaque plástico, la válvula debe estar en posición totalmente cerrada. Allí-

viene la presión del cuerpo de la válvula usando la herramienta para desfogue de presión No. 21960 que se coloca sobre las graseras de 1/2" (12.7mm) (que son estándar en válvulas de 12" (304.8mm) y menores), o la herramienta para desfogue No.32287 que se coloca sobre las graseras de 1" (25.4mm) (que son estándar en válvulas de 14" (355.6mm) y mayores). Si la válvula está provista de una válvula de seguridad o de descarga, la presión del cuerpo de la válvula puede aliviarse por medio de este accesorio.

- 3) Remuévase el tapón de empaque que se encuentra localizado a 180° del alimentador de empaque (fig. 12). Tenga cuidado al efectuar esta operación, ya que puede haber presión retenida en el prensaestopas. El tapón debe sentirse flojo antes de desenroscarse totalmente.
- 4) Remuévase el tornillo de cabeza exagonal de 3/4" (19mm) y conéctese la pistola para empaque. Aplique presión a la pistola y bombee empaque plástico hasta que este reemplazca al viejo. El empaque viejo será expulsado por la apertura del tapón de empaque; colóquese de nuevo el tapón y termine de llenar el prensaestopas con empaque plástico.

Nota: Si el empaque plástico viejo está demasiado duro y seco y no puede ser desplazado, aplíquese aceite penetrante para facilitar la ope-

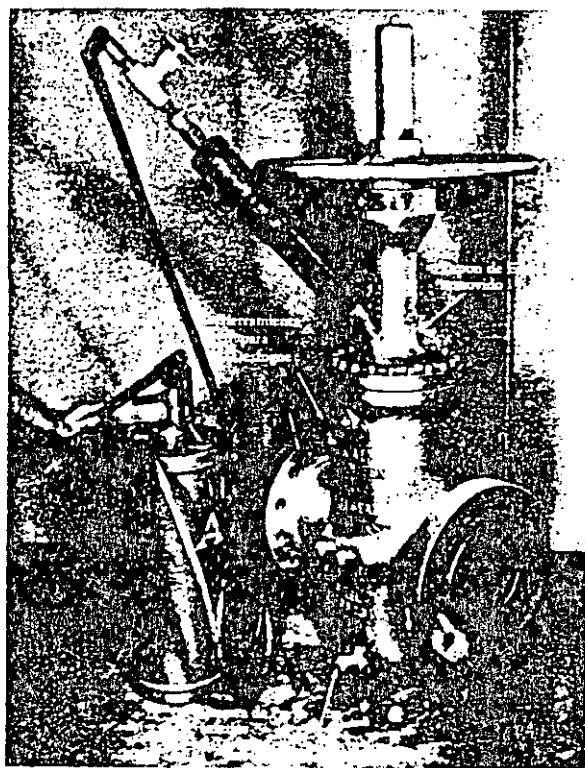


FIG. 12 Reemplazando Empaque Plástico

ración. En casos extremos puede ser necesaria la asistencia de un representante del Departamento de Servicios de W-K-M para reemplazar el empaque totalmente.

Nota: La presión del empaque debe ser suficiente para evitar fugas alrededor del vástago. Debe agregarse empaque plástico, hasta que se sienta, al operar el volante de la válvula, que el vástago se empieza a frenar ligeramente.

PRECAUCION: *No se use demasiado empaque plástico puesto que la operación de la válvula se dificulta.*

DRENAJE DE LAS VÁLVULAS W-K-M DE COMPUERTA Y PASO COMPLETO

La mayor parte de los fluidos que se manejan, llevan cierta cantidad de agua, costra de oxidación, sedimentos o materias extrañas que tienden a acumularse en el cuerpo de la válvula. Un programa de drenaje rutinario prolongará la vida de la válvula y evitará que ocurran desperfectos causados por:

- 1) Congelación del agua en el cuerpo de la válvula, que puede dañar el cuerpo mismo.
- 2) Acumulación de sedimentos en la parte inferior del cuerpo, lo que impide que la válvula cierre totalmente originando un asiento desperfecto, que a la vez puede dañar las superficies de sello de la compuerta y asientos.
- 3) Sedimentos o materias extrañas alojados en el cuerpo de la válvula pueden quedar atrapados entre las superficies de sello de la compuerta y asientos, lo que a la vez puede rayarlas o dañarlas.

Para purgar o drenar la válvula, ábrase o ciérrase esta totalmente. Remuévase la tapa de la graseira inferior e instálese la herramienta para desfogue (Parte No.21960) (fig. 13). Rosque el punzón de la herramienta de desfogue dentro de la graseira. Esto hace que el punzón empuje la válvula esférica de retención de su asiento, permitiendo así drenar la válvula. Después de drenar, desatornille el punzón de la herramienta de desfogue. La válvula esférica de retención volverá a su posición inicial y permitirá quitar fácilmente la herramienta de desfogue. Puede ser necesario repetir esta operación completamente si el drenaje inicial no remueve todo el sedimento o materia extraña del cuerpo de la válvula. Para obtener presión nuevamente en el cuerpo, remuévase la herramienta de desfogue, cóquese la tapa de la graseira y opérese la válvula. Instálese de nuevo la herramienta y púrguese la válvula una segunda vez. Esta vez, el cuerpo se limpiará o drenará totalmente. Si al drenar la válvula

no baja la presión a cero, consulte el renglón No.9 de la 'Tabla para Resolver Problemas' en la última página de este manual.

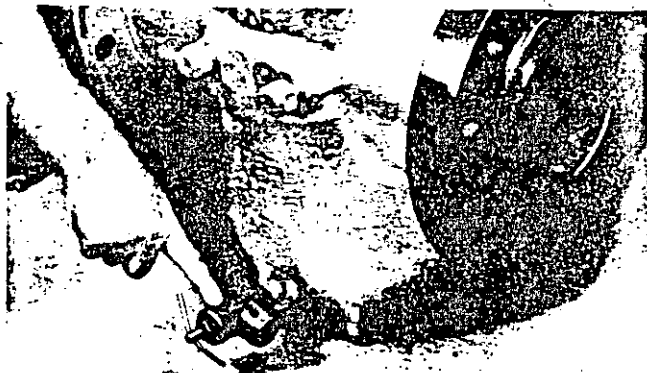


FIG. 13 Drenando la Válvula de Compuerta W-K-M

Un drenaje programado y rutinario es la mejor forma de evitar problemas causados por materias extrañas en el cuerpo de la válvula. Sin embargo, si por alguna razón este tipo de programa no se puede llevar a cabo, recomendamos que las válvulas sean drenadas en las siguientes situaciones:

- 1) Después de la prueba hidrostática, para remover el agua que haya quedado en el cuerpo de la válvula.
- 2) Antes de que lleguen temperaturas congelantes, para remover el agua que puede congelarse.
IMPORTANTE: Refiérase a la 'Operación en Temperaturas Bajas', pág. 7.
- 3) Después de limpiarse la línea.
- 4) Cuando la válvula no cierra totalmente.

LA VALVULA DE ALIVIO

En Válvulas W-K-M de Compuerta Tipo Expansión Diseño Pow-R-Seal

Introducción

Las válvulas W-K-M de compuerta diseño Pow-R-Seal sellan tanto a la entrada como a la salida de la válvula.

No obstante, el doble sello es una ventaja; existe una característica que debemos considerar. Puesto que este doble sello evita el paso de flujo de la línea a la válvula, el cuerpo de la válvula retiene el flujo que ha sido atrapado en el mismo, mientras que la válvula está siendo operada de una posición a la otra. Por lo consiguiente, las válvulas de alivio son necesarias para evitar la acumulación de presiones excesivas en el cuerpo debido a la expansión térmica de los líquidos atrapados en el mismo.

Es imperativo que todas las válvulas W-K-M de compuerta tipo expansión utilizadas en servicio de fluidos sean equipadas de una válvula de alivio.

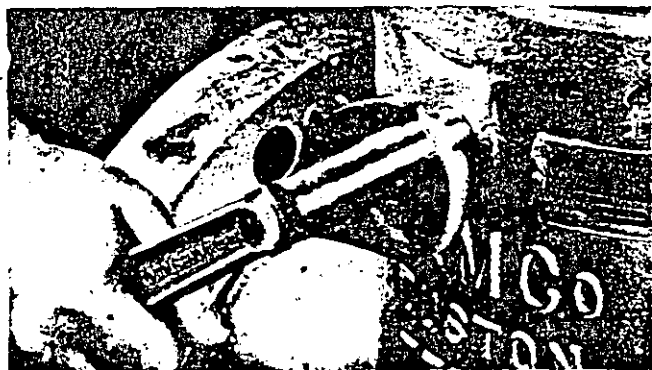


FIG. 14 Instalando la Válvula de Alivio Directamente en el Cuerpo

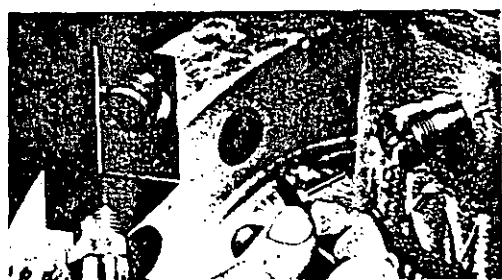


FIG. 15 Instalando la Válvula de Alivio

Normalmente, las válvulas ya vienen provistas de una de ellas desde fábrica, a menos que se solicite no incluirlas.

Las válvulas de alivio W-K-M se pueden adquirir a un costo nominal para reemplazo o uso en donde las válvulas W-K-M de compuerta tipo expansión son transferidas de servicio de gas a servicio de líquidos.

Las válvulas de alivio W-K-M se calibran en la fábrica según las especificaciones incluidas en la pág. 8 de este manual y deben ser usadas de acuerdo.

A las válvulas de alivio instaladas en las válvulas de compuerta se les debe establecer un programa de mantenimiento rutinario y de prueba periódica, similar al que se fija a las válvulas de alivio que van instaladas en otros equipos, como son: Calderas de vapor, compresores de gas, etc.

Instalación de la Válvula de Alivio (Directamente en el Cuerpo de la Válvula)

1) Consúltese la tabla de la pág. 8 para determinar a que presión se debe fijar la válvula de alivio según la clasificación de la válvula principal. La presión a que va fijada la válvula de alivio está inscrita en la misma, y la serie de la válvula principal aparece en su placa. Ejemplo:

Si la placa indica una válvula de Serie 300, la válvula de alivio debe ser fijada a 820 lb/pg² (57.66 Kg/cm²).

- 2) Para instalar una válvula de alivio con rosca estándar de 1/2" (12.7mm), remuévanse las tapas de las graseras en la parte superior e inferior del cuerpo de la válvula. Las graseras de purga llevan una válvula esférica de retención que evita que la presión escape del cuerpo al exterior mientras que se remueve el protector.
- 3) Instálese la herramienta para desfogue en la graseras inferior y alíviese la presión del cuerpo. Manténgase la herramienta de desfogue en la graseras hasta terminar la instalación de la válvula de alivio.
- 4) Usese una llave para tubo y remuévase la graseras superior de purga de 1/2" (12.7mm) del cuerpo de la válvula. Esta graseras quedará dañada y ya no debe ser utilizada.
- 5) Enrosque la válvula de alivio en la graseras superior de purga de la válvula (fig. 14). También puede instalarse en la graseras inferior de purga de rosca estándar de 1/2" (12.7mm). Sin embargo, se recomienda que se haga en la graseras superior, ya que si se emplea en la graseras inferior, el orificio de la válvula de alivio se puede tapar con sedimento.

Instalación de la Válvula de Alivio con un Adaptador

- 1) La válvula de alivio puede ser instalada también con un adaptador y un punzón colocados en la graseras superior de purga. Este tipo de instalación se recomienda para válvulas que ya se encuentran en servicio, ya que no es necesario aliviar la presión del cuerpo o remover la graseras de la válvula. Esta instalación puede hacerse bajo presión y con la válvula en posición abierta o cerrada.
- 2) Remuévase la tapa de la graseras superior de purga. Púlase la superficie de la graseras con una lima. La superficie de la graseras debe ser plana y lisa.
- 3) Los dos tamaños de graseras del cuerpo de la válvula requieren diferentes medidas de punzones. La graseras de 1/2" (12.7mm) (para válvulas de 2" (50.8mm) a 12" (304.8mm) requiere el aguijón parte No.75646-227 y la graseras de 1" (25.4mm) (para válvulas de 14" (355.6mm) en adelante) requiere el aguijón parte No.75648-227. El adaptador parte No.75675-000 es adecuado para ambas graseras de 1/2" y 1" (ver fig. 15).

4) Colóquese el punzón de tamaño adecuado en la graseira de purga.

Una vez instalados el adaptador y la válvula de alivio, enrósquense en la herramienta para desfogue. La presión proveniente del cuerpo de la válvula saldrá por el pequeño orificio (ver fig. 16) en el adaptador hasta que la herramienta quede enroscada firmemente. La válvula de alivio proveerá la protección adecuada a la válvula principal.

LA VALVULA DE ALIVIO

En Válvulas W-K-M de Compuerta
Diseño Saf-T-Seal

Las válvulas Saf-T-Seal tienen un diseño de sello por presión y se alivian a sí mismas. Cuando la presión del cuerpo excede a la presión de la línea por cualquier razón, dicho exceso se alivia a la salida de la válvula. Por consiguiente, este tipo no requiere válvula de alivio.

EXTENSIONES

Las válvulas pueden ser provistas de extensión de vástago y con extensiones para lubricación o empaque (ver fig. 17).

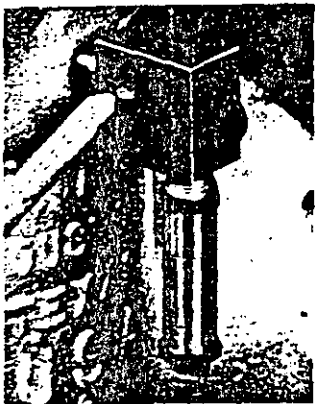


FIG. 16 La Presión se Alivia a través del Orificio en el Adaptador de la Válvula de Alivio.

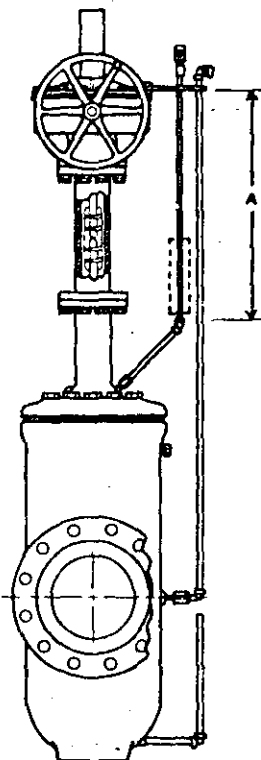


FIG. 17
Extensión de Engranaje

Obsérvese que cuando la sección vertical de la extensión del alimentador de empaque (dimensión "A") excede 48" (1219mm), debe instalarse un depósito de empaque, como se indica con las líneas punteadas.

Cuando se usa un depósito en la extensión del alimentador de empaque, una graseira de 1/2" (12.7mm) se instala al final de la extensión. Conéctese la engrasadora a esta graseira para aplicar empaque plástico al prensaestopas.

OPERACIONES EN CLIMA FRIO

Ciertas precauciones deben tomarse antes de entrar el invierno. Puesto que la mayoría de los problemas que resultan con el invierno se deben a la congelación del agua en el cuerpo de la válvula o en las partes móviles del operador, la precaución principal para evitar estos problemas es el drenaje del agua. Los puntos que debemos tener en cuenta son los siguientes:

- 1) El cuerpo de la válvula debe drenarse periódicamente para eliminar la acumulación de agua (ver pág. 5 para instrucciones sobre drenaje).
- 2) Si el agua no puede drenarse del cuerpo de la válvula, inyéctese alcohol al cuerpo para evitar que el agua se congele. La capacidad aproximada de los cuerpos de las válvulas para determinar el porcentaje de alcohol a inyectarse se incluye más adelante. Las instrucciones para lubricación del cuerpo se encuentran en la pág. 3.
- 3) Los lubricantes que se emplean normalmente para lubricar el vástago, los baleros y el operador, deben cambiarse por un lubricante apropiado para el invierno.
- 4) Las carcasas de extensión del volante deben drenarse y lubricarse con lubricantes adecuados para el invierno. Las extensiones del vástago pueden atrapar agua en la horquilla alrededor del vástago, y esta, al congelarse, puede hacer imposible la operación de la válvula. En temperaturas bajas, las extensiones del vástago deben inspeccionarse para cerciorarse de que están debidamente drenadas. La horquilla tiene una apertura especial para este fin.

CAPACIDAD INTERNA DE LOS CUERPOS PARA VALVULAS DE COMPUERTA W-K-M DISEÑO POW-R-SEAL Y SAF-T-SEAL

Las siguientes tablas presentan las capacidades aproximadas de los cuerpos de las válvulas y también los porcentajes de soluciones anticongelantes que se deben emplear según los diferentes puntos de congelación.

**Cuerpos de Válvulas Saf-T-Seal
de 2"-12" 150 lb/pg² y 300 lb/pg²**

Válvula	Capacidad	Válvula	Capacidad
2" 150#	.6 gal.	8" 150#	8.2 gal.
2" 300#	.8 gal.	8" 300#	10. gal.
3" 150#	.8 gal.	10" 150#	13.7 gal.
3" 300#	1. gal.	10" 300#	15.5 gal.
4" 150#	1.1 gal.	12" 150#	21. gal.
4" 300#	2.5 gal.	12" 300#	25. gal.
6" 150#	3.5 gal.		
6" 300#	4.2 gal.		

**Cuerpos de Válvulas Saf-T-Seal
de 14"-30" 150 lb/pg² y 300 lb/pg²**

Válvula	Capacidad	Válvula	Capacidad
14" 150#	20 gal.	20" 300#	70 gal.
14" 300#	30 gal.	24" 150#	72 gal.
16" 150#	28 gal.	24" 300#	120 gal.
16" 300#	42 gal.	26" 150#	93 gal.
18" 150#	36 gal.	26" 300#	145 gal.
18" 300#	56 gal.	30" 150#	144 gal.
20" 150#	46 gal.	30" 300#	212 gal.

**Cuerpos de Válvulas Saf-T-Seal
de Compuerta tipo Expansión de
36" 400 lb/pg², 600 lb/pg², 900 lb/pg², 1500 lb/pg² y 2500 lb/pg²**

Válvula	Capacidad	Válvula	Capacidad
2"	1.5 gal.	16"	41 gal.
2½"	1.5 gal.	18"	55 gal.
3"	2. gal.	20"	69 gal.
4"	3. gal.	22"	82 gal.
5"	5. gal.	24"	100 gal.
8"	10. gal.	26"	125 gal.
10"	15. gal.	28"	154 gal.
12"	22. gal.	30"	192 gal.
14"	30. gal.	36"	535 gal.

**Porcentaje de Anticongelante o Alcohol
para Prevenir Congelación
para Temperaturas de 20° F, 0° F, y -20° F**

Porcentaje por Volúmen de Solución Alcohol-Agua	Porcentaje por Volúmen de Solución Prestone
-20° F. - 46%	-28.8° F. - 47.8%
-2° F. - 36%	-8° F. - 37%
10° F. - 27%	6.8° F. - 28%
21° F. - 17%	12.8° F. - 23%
	17.8° F. - 18%

Relación entre la clasificación ANSI de la válvula y la presión de prueba y de trabajo, y también con la presión fijada en las válvulas de alivio.

Clasificación ANSI de la Válvula (serie o lbs.)	Presión de Prueba lb/pg ²	Presión de Trabajo lb/pg ²	*Presión fijada en la Válvula de Alivio lb/pg ²
150	425	275	375
300	1100	720	820
400	1450	960	1060
600	2175	1440	1540
900	3250	2160	2260
1500	5400	3600	3700
2500	9000	6000	6100

*Las válvulas de alivio que vienen en las válvulas diseño Pow-R-Seal, están calibradas para accionar y aliviar la presión a 100 lb/pg² sobre la presión de trabajo de la válvula.

W-K-M



W-K-M ... cuando hay presión.

W-K-M DIVISION, ACF INDUSTRIES INCORPORATED

P. O. Box 2117
Houston, Texas 77001
Telephone: 713/499-8511

TWX: 910-880-4431
Telex: 762919
Cable: WILKOMAC

91 Pow-R-Seal Valves for Geothermal Service

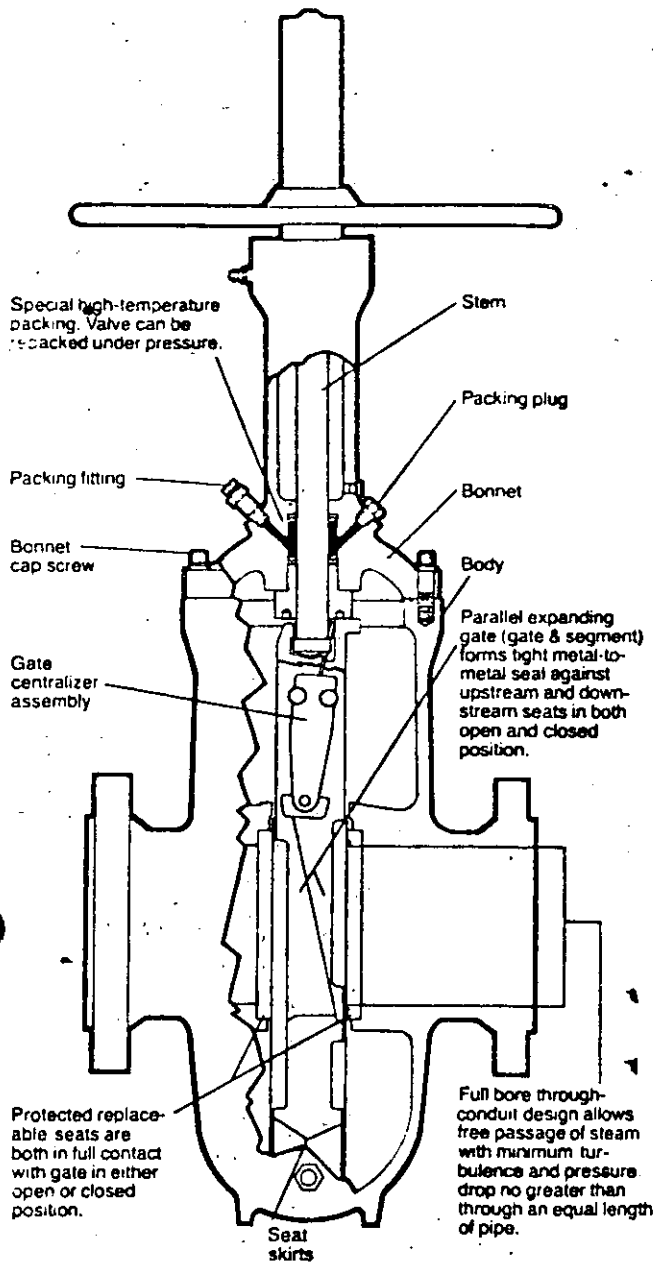
and other service at temperature to 550° F. (288° C.)

W-K-M Pow-R-Seal gate valves have been employed with great success in geothermal steam service, in flow lines and as master wing and casing head valves on steam wellheads.

Principal sizes used are 6", 8", 10" and 12" in classes 300, 400, 600, 900 and 1500 lb. In addition, API 6A-rated Pow-R-Seals in 2" and 3" sizes, 1000 and 2000 psi working pressure, are used on steam wells as casing head valves.

The Pow-R-Seal geothermal steam valve has all the inherent advantages of the W-K-M through-conduit design. The Pow-R-Seal valve illustrated provides these outstanding features which make it ideal for this hot, abrasive service:

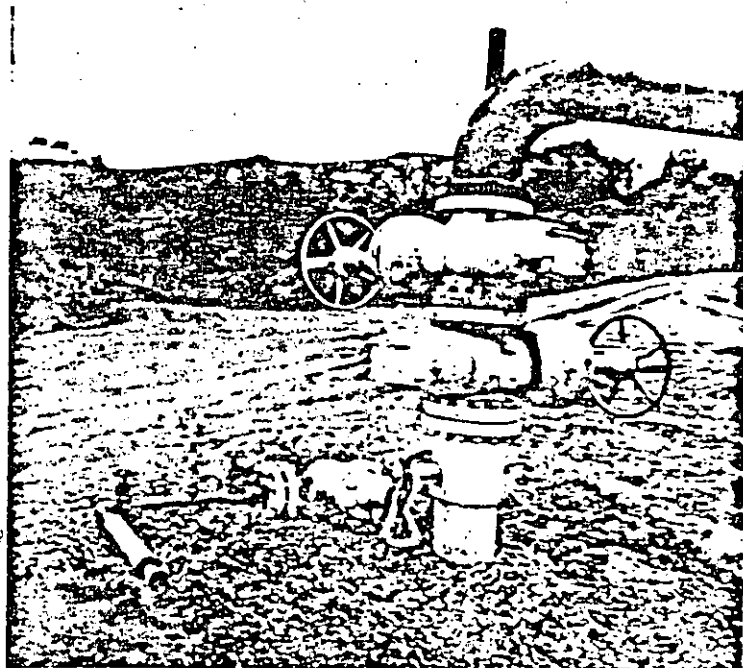
1. Seating surfaces protected in both fully open and fully closed positions.
2. Full flow with minimum turbulence and pressure drop no greater than through an equal length of pipe.
3. Tight, mechanical metal-to-metal seal, without elastomers. Parallel expanding gates close tightly against the upstream and downstream seats in both open and closed positions.



Pow-R-Seal valve for service at temperatures to 550° F. (288° C.).

MATERIALS

Body-A-216 Gr. WCC Carbon Steel.	Bonnet-A-216 Gr. WCC Carbon Steel.
Seat-1029 Carbon Steel with Stellite Overlay.	Bonnet Stud-A-193 Gr. B7 Alloy Steel modified to RC 22 hardness.
Seat Skirt-Carbon Steel.	Bonnet Stud Nut-A-194 Gr. 2H Alloy Steel modified to RC 22 $\frac{1}{2}$ hardness.
Gate-Alloy Steel, API Type 2, normalized and drawn.	Packing Plug-316 Stainless Steel.
Segment-Alloy Steel, API Type 2, normalized and drawn.	Packing Fitting-316 Stainless Steel.
Gate Centralizer Assembly-Alloy Steel, with Stainless Steel Pins.	
Stem-4140 Steel to RC22 hardness, nickel plated.	



Two 10-inch Pow-R-Seal valves and a smaller API Pow-R-Seal, of hundreds of W-K-M valves in a California geothermal field.

92
TABLA PARA RESOLVER PROBLEMAS

PROBLEMA	CAUSA PROBABLE	SOLUCION
1. La válvula no abre ni cierra	Presión encerrada en el cuerpo a. Lubricación deficiente b. Trabazón de los ángulos entre la compuerta y el segmento debido a operación poco frecuente	Alivie la presión del cuerpo y opere la válvula. (Ver página 8) a. Lubrique los asientos y/o el cuerpo y vástago. (Ver páginas 5 y 6) b. Lubrique el cuerpo y accione el volante con fuerza en ambas direcciones. (Ver páginas 5 y 6)
2. Dificil de operar	a. Congelación debido a flujo restringido, hidratos o bajas temperaturas b. Acumulación de lodo, arena u otro cuerpo extraño en el cuerpo c. Asientos salidos de sus cavidades	a. Drene el cuerpo y/o aplique calor al mismo b. Veanse las instrucciones sobre purga y drenaje. (Ver página 8) c. Abra fuerte la válvula para expandir la compuerta y forzar los asientos dentro de sus cavidades
3. El volante gira libremente pero la compuerta no se mueve	Vástago roto o trasroscado	Llamar al representante W-K-M*
4. Diámetro de la válvula restringido	La compuerta no está debidamente alineada con el plano de los asientos	Abrase la válvula totalmente, repítase esto hasta que la compuerta deslice libremente
5. Operación errática	a. Candado roto o mecanismo centralizador roto b. Los baleros necesitan lubricación c. Baleros rotos d. El volante roza sobre el bonete	a. Devuélvase al sitio donde la válvula está dura de operar antes de continuar en esa dirección. Reemplácelos cuando sea práctico b. Lubrique los baleros c. Reemplácelos si es necesario d. Pula el cubo del volante e instale una arandela plana detrás del volante
6. Fuga alrededor del anillo de la brida del bonete	Anillo en malas condiciones	Llamar al representante W-K-M
7. Fuga alrededor del vástago	Falta de empaque plástico o retenes flojos	Agregue varios cartuchos de empaque o apriete los retenes. (Ver instrucciones sobre reempaque, página 7)
8. La compuerta no sella con los asientos (la presión no desciende a cero)	La válvula no cierra totalmente, la compuerta no expande, los asientos y/o compuerta desgastados o cuerpos extraños en el cuerpo	Ciérrese fuertemente. Lubrique los asientos y/o el cuerpo. Reemplace las partes desgastadas. (Ver instrucciones sobre Purga y Drenaje, página 8)
9. La compuerta no sella con los asientos	Asientos y compuerta dañados o desgastados	Reemplace partes desgastadas
10. Fuga a través de la grasera	Tapa de la grasera no se encuentra suficientemente apretada	Apriete la tapa o reemplácelá la grasera.**

*W-K-M tiene el equipo necesario para fijar la compuerta en posición cerrada cuando se va a cambiar el vástago bajo presión o cuando se va a barrenar la compuerta bajo presión.

**Cuando las graseras se remueven con una llave para tubo, las roscas en donde va la tapa quedan destruidas; por consiguiente, siempre debe tenerse una grasera a mano para substituir la que se va a quitar. La herramienta de desfogue puede emplearse para instalar la nueva grasera.

NOTA: Si usted requiere instrucciones especiales, asistencia o servicio de reparación, sírvase llamar directamente a la fábrica W-K-M, o bien, a nuestro representante más cercano.

CARRETE DE EXPANSION (ADAPTADOR) 10", 12" Ø.

DEFINICION:

Es el accesorio del Arbol Geotérmico que permite la instalación del sistema de regulación, y hace las funciones de adaptador de diámetros entre el cabezal y el resto del árbol, con diseño interior para absorber el crecimiento de la T.R., profunda.

DESCRIPCION:

Carrete de expansión construido en forma mitegral, de acero fundido, con brida inferior de 30.48 cm., (12") de diámetro y 25.4 cm. (10") de diámetro, ambas clase 900. Con dos salidas laterales fundidas en forma integral al cuerpo, opuestas 180°, teniendo éstas en el extremo bridas de 5.08 cm., (2") de diámetro ANSI Clase 1500, con rosca interior NPT de 3/4" diámetro. La brida en su parte interna, deberá contar con anillos de empaque (sellos secundarios) resistentes a la alta temperatura, para trabajo con vapor y dos orificios, uno para inyección de empaque a todos los sellos y otro para la prueba de hermeticidad, separados 180° uno respecto al otro, estos anillos deberán aislar y empaquetar el espacio anular entre la tubería de revestimiento de 9 5/8" Ø y el interior del carrete de expansión, no permitiendo el paso de ningún fluido por este espacio anular.

DIMENSIONES:

Todas las dimensiones están referidas a las recomendadas en el ANSI-B16.5.

- Altura Total - 91.4 cm. (36")
- Distancia del centro de las salidas laterales al paño de la brida inferior - 62.07 cm (24 7/16").

- Diámetro máximo brida inferior.
- Diámetro interior brida inferior.
- Diámetro máximo brida superior.
- Diámetro interior brida superior.
- Espesor brida superior - 4.44 cm. (1 3/4")
- Espesor brida inferior - 6.35 cm (2 1/2")
- Diámetro interior libre hasta una altura de 16.19 cm (6 3/8") -
24.68 cm. (9 23/32")
- Diámetro interior parte superior - 25.40 cm., (10")

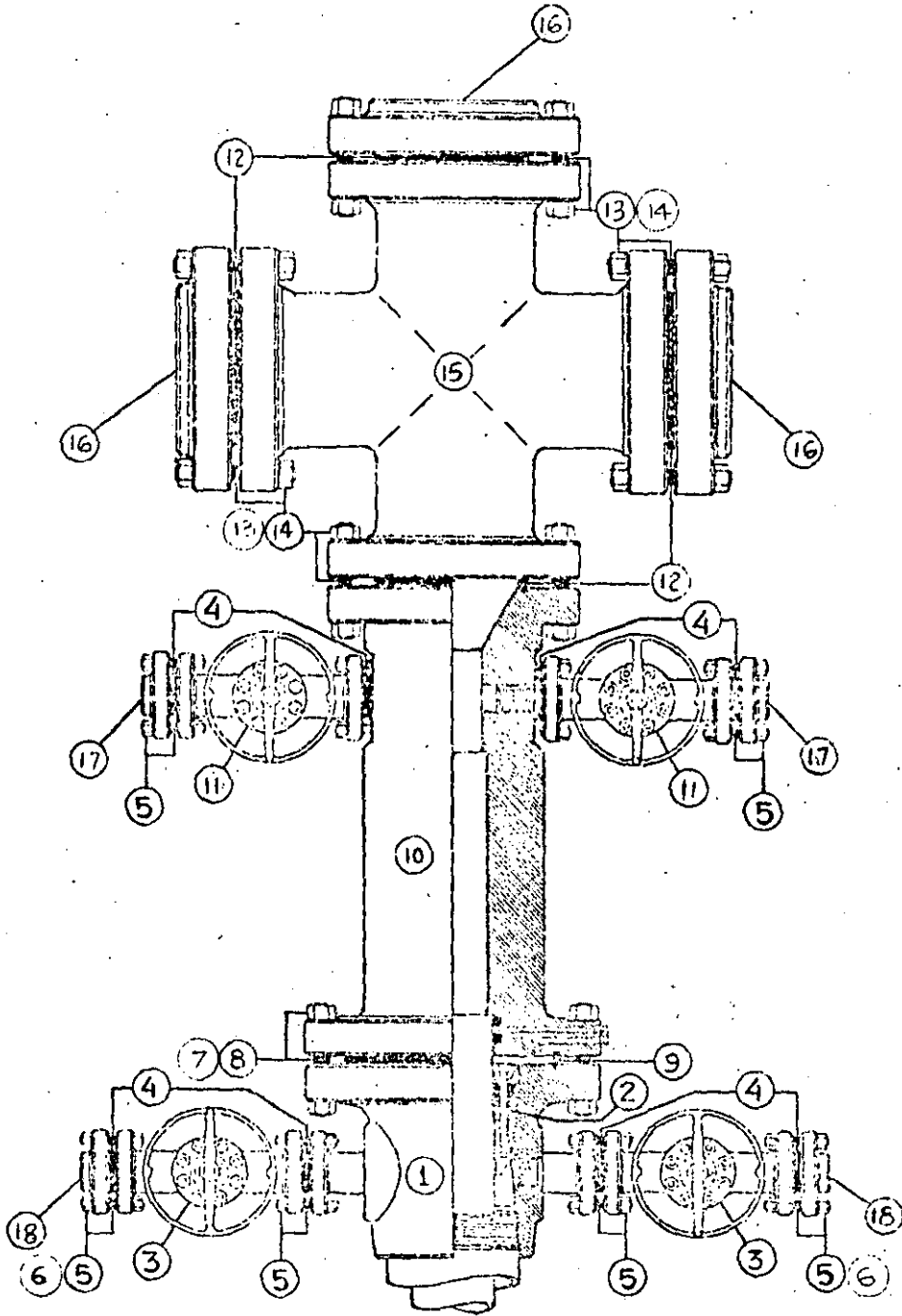
ESPECIFICACIONES:

Acero API, spec. 6A, Secc 2, tipo 2; para manejar tipo de fluido:-
mezcla agua - vapor.

CONDICIONES DE TRABAJO:

Los rangos, presión - temperatura (presión de trabajo con vapor) -
para los diferentes elementos del Arbol Geotérmico, deberán estar de acuerdo
con el código ANSI B16.5 y ANSI B16.34, excepto cuando en las característi--
cas particulares se indique de otra forma: (agua - aceite - gas) ó WWP (tra-
bajo con agua).

9/1



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 PROGRAMA DE TUBERIAS:
 13 3/8" BUTTRESS X 9 5/8"
 ALTA TEMPERATURA

M. Cameron
 CAMERON ENGINEERING CO.
 LEBAN WORTH DE MEXICO, S.A.
 AMERICAN INSTIT. OF
 MECHANICAL ENGINEERS

DIBUJO No.			REV
Dibujo: A.P.Q.	Fecha: 29-I-81	Presión de Trabajo: 3000 PSI.	Escantillon No.
XT-6061-3-9-2			

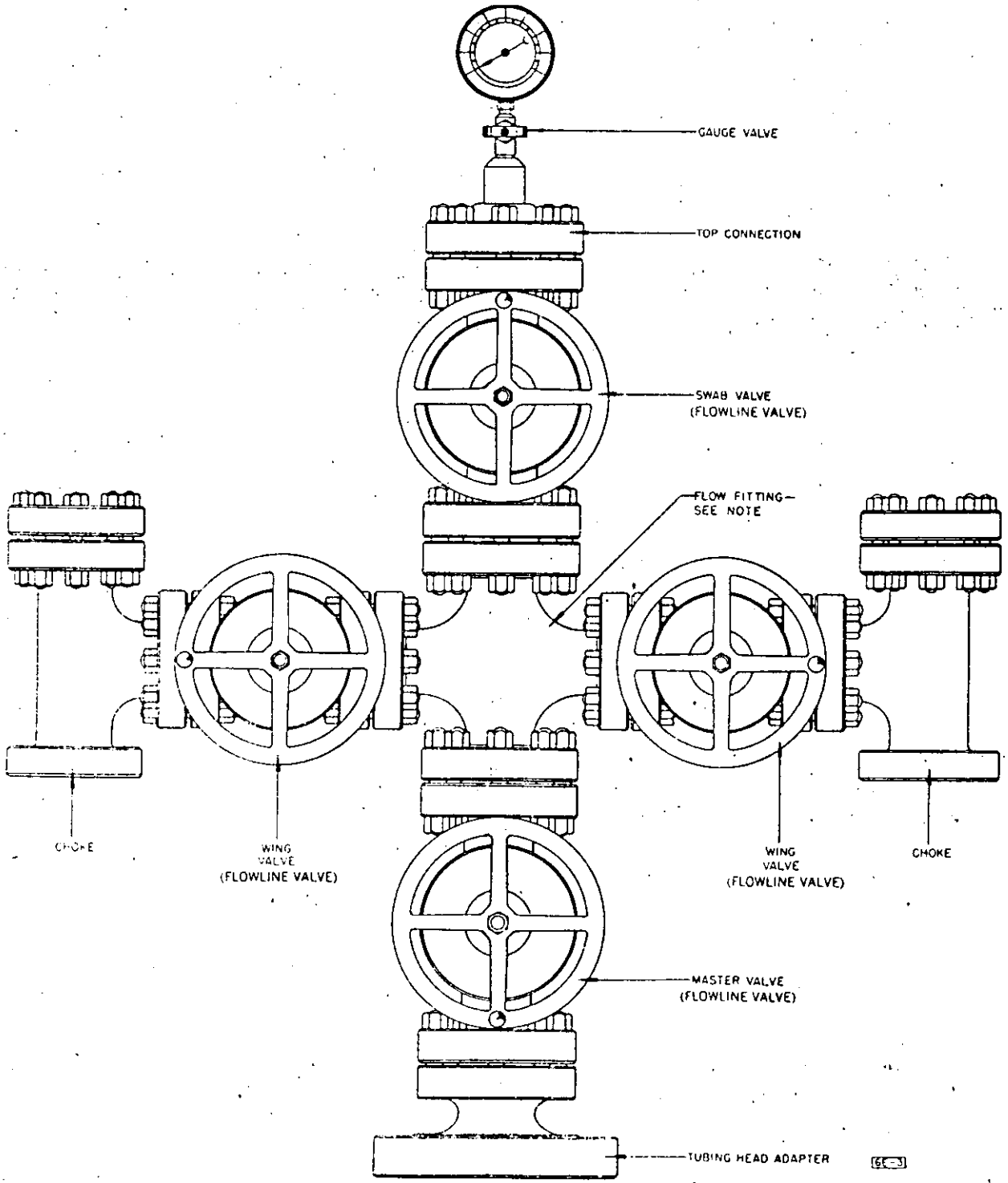


FIG. 1.1C
TYPICAL CHRISTMAS TREE

NOTE: Flow fitting may be a cross (as shown) or tee, and either flanged (as shown), or studded. Clamp type connectors may be used in place of flanges.

1.2 Pressure-Temperature Ratings

1.2.1 Threaded Equipment. Subject to the limitations of Par. 1.2.5, the equipment specified below having threaded connections covered by this specification shall be furnished in the following maximum working pressure ratings:

Independent screwed wellheads: 1000 and 2000 psi
(69 and 138 Bar)

Valves and choke units: 2000, 3000, and 5000 psi (138, 207 and 345 Bar)

1.2.2 Flanged Equipment. Valves, drilling-through and wellhead equipment, flow fittings, chokes, and christmas tree assemblies having flanged connections as well as individual threaded, welding neck, and blind ring-joint flanges covered by this specification shall be furnished in the following maximum working pressure ratings as specified on the purchase order:

2000; 3000; 5000; 10,000; 15,000; and 20,000 psi (138; 207; 345; 690; 1035 and 1380 Bar)

NOTE 1: The rating of a unit is governed by the working pressure ratings of its end and outlet connections. For units having end and outlet connections with different pressure ratings, the lowest rating shall be the rating of the unit.

NOTE 2: A comparison of API and ANSI flanged connections and their pressure ratings is given in Appendix A.

NOTE 3: Recommended working pressures at elevated temperatures for steel parts of the wellhead shell or pressure containing structure are included in Appendix E.

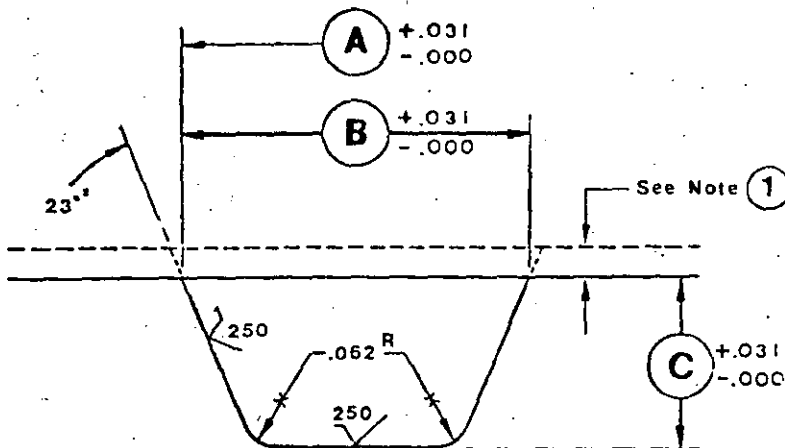
1.2.3 Clamp Type Connector Equipment. Clamp type connectors with 5000 psi (345 Bar) ratings shall be furnished on valves, drilling through and wellhead equipment, flow fittings, chokes, and christmas tree assemblies in the 2000 psi (138 Bar) through 5000 psi (345 Bar) maximum working pressure ranges having clamp type connections. Clamp type connectors with 10,000 psi (690 Bar) ratings shall be furnished on 10,000 psi (690 Bar) equipment having clamp type connections. (See Sections 1.6.3b and 2.7.)

1.2.4 Temperature Limitation. The maximum working pressure ratings given are applicable to steel parts of the shell or pressure containing structure, such as bodies, bonnets, covers, end flanges, metallic ring gaskets, clamp type connectors, welding ends, bolts, and nuts for metal temperatures between -20 F and 250 F (-29 and 121° C). For metal temperatures below -20 F (-29° C), the shell or pressure containing parts or structures are to be supplied fabricated from steels which demonstrate adequate notch toughness and which are suitable for low temperature service (see Par. 1.4.1).

These ratings do not apply to non-metallic resilient sealing materials or plastic sealing materials (see Par. 1.4.4).

TABLE 2.5A
ROUGH MACHINING DETAIL FOR STAINLESS STEEL RING GROOVE

All dimensions in inches (followed by equivalent in mm) unless otherwise noted.
(See Foreword for Explanation of Units)



1	2	3	4
Ring Number	Outside Diameter of Groove A	Width of Groove B	Depth of Groove C
BX-150	3.222 (81.84)	.725 (18.42)	.359 (9.12)
BX-151	3.391 (86.19)	.742 (18.85)	.359 (9.12)
BX-152	3.724 (94.59)	.774 (19.66)	.375 (9.53)
BX-153	4.375 (111.13)	.83 (21.08)	.406 (10.31)
BX-154	5.014 (127.36)	.882 (22.40)	.437 (11.10)
BX-155	6.259 (158.98)	.974 (24.74)	.469 (11.91)
BX-156	9.850 (250.19)	1.197 (30.40)	.578 (14.68)
BX-157	12.103 (307.42)	1.315 (33.40)	.641 (16.28)
BX-158	14.393 (365.58)	1.425 (36.20)	.698 (17.73)
BX-159	17.362 (440.99)	1.554 (39.47)	.766 (19.46)
BX-160	16.392 (416.36)	1.062 (26.97)	.703 (17.86)
BX-162	19.161 (486.69)	.981 (24.92)	.469 (11.91)
BX-163	22.514 (571.86)	1.282 (32.56)	.859 (21.82)
BX-164	23.081 (586.26)	1.566 (39.78)	.859 (21.82)
BX-165	25.233 (640.92)	1.347 (34.21)	.891 (22.63)
BX-166	25.836 (656.23)	1.649 (41.88)	.891 (22.63)
BX-167	30.578 (776.68)	1.178 (29.92)	.984 (24.99)
BX-168	30.810 (782.57)	1.294 (32.87)	.984 (24.99)
R-20	3.360 (85.34)	.623 (15.82)	.391 (9.93)
R-23	4.048 (102.82)	.748 (19.00)	.453 (11.51)
R-24	4.548 (115.52)	.748 (19.00)	.453 (11.51)
R-25	4.673 (118.69)	.623 (15.82)	.391 (9.93)
R-26	4.798 (121.87)	.748 (19.00)	.453 (11.51)
R-27	5.048 (128.22)	.748 (19.00)	.453 (11.51)
R-31	5.673 (144.09)	.748 (19.00)	.453 (11.51)
R-35	6.173 (156.79)	.748 (19.00)	.453 (11.51)
R-37	6.673 (169.49)	.748 (19.00)	.453 (11.51)
R-39	7.173 (182.19)	.748 (19.00)	.453 (11.51)

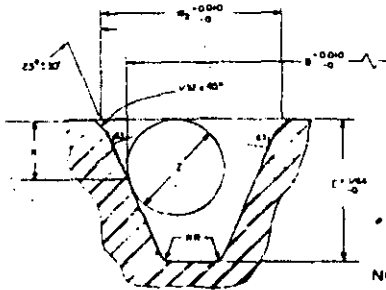
1	2	3	4
Ring Number	Outside Diameter of Groove A	Width of Groove B	Depth of Groove C
R-41	6.923 (175.84)	.748 (19.00)	.453 (11.51)
R-44	8.423 (213.94)	.748 (19.00)	.453 (11.51)
R-45	9.110 (231.39)	.748 (19.00)	.453 (11.51)
R-46	9.173 (232.99)	.811 (20.60)	.516 (13.11)
R-47	10.111 (256.82)	1.061 (26.95)	.641 (16.28)
R-49	11.423 (290.14)	.748 (19.00)	.453 (11.51)
R-50	11.611 (294.92)	.936 (23.77)	.578 (14.68)
R-53	13.548 (344.12)	.748 (19.00)	.453 (11.51)
R-54	13.736 (348.89)	.936 (23.77)	.578 (14.68)
R-57	15.798 (401.27)	.748 (19.00)	.453 (11.51)
R-63	17.892 (454.46)	1.342 (34.09)	.766 (19.46)
R-65	19.298 (490.17)	.748 (19.00)	.453 (11.51)
R-66	19.486 (494.94)	.936 (23.77)	.578 (14.68)
R-69	21.798 (553.67)	.748 (19.00)	.453 (11.51)
R-70	22.111 (561.62)	1.061 (26.95)	.641 (16.28)
R-73	23.861 (606.07)	.811 (20.60)	.516 (13.11)
R-74	24.111 (612.42)	1.061 (26.95)	.641 (16.28)
R-82	3.048 (77.42)	.748 (19.00)	.453 (11.51)
R-84	3.298 (83.77)	.748 (19.00)	.453 (11.51)
R-85	3.986 (101.24)	.811 (20.60)	.516 (13.11)
R-86	4.548 (115.52)	.936 (23.77)	.578 (14.68)
R-87	4.923 (125.04)	.936 (23.77)	.578 (14.68)
R-88	5.986 (152.04)	1.061 (26.95)	.641 (16.28)
R-89	5.611 (142.52)	1.061 (26.95)	.641 (16.28)
R-90	7.361 (186.97)	1.186 (30.12)	.703 (17.86)
R-91	11.892 (302.06)	1.592 (40.44)	.828 (21.03)
R-99	10.048 (255.22)	.748 (19.00)	.453 (11.51)
R-201	2.360 (59.94)	.498 (12.65)	.297 (7.54)
R-205	2.798 (71.07)	.498 (12.65)	.422 (10.72)
R-210	4.205 (106.81)	.655 (16.64)	.391 (9.93)
R-215	5.923 (150.44)	.748 (19.00)	.453 (11.51)

NOTE 1: Allow 1/8" (3.2 mm) or greater for final machining of stainless steel.

2.6 Deep Ring Groove

2.6.1 General. This section covers deep ring grooves for use with clamp type connectors (Section 2.7) and RX Gaskets.

TABLE 2.6A
API TYPE RX GROOVE DETAIL FOR FACE TO FACE MAKEUP
All dimensions in inches (followed by equivalent in mm) unless otherwise noted.
(See Foreword for Explanation of Units)



Millimetre (mm) Equivalents
for Inch Tolerances:

inches	mm
0.010	0.25
$\frac{1}{64}$	0.4
$\frac{1}{32}$	0.8

NOTE: Diameter "B" may be checked by measurement over "Z" diameter balls.

1	2	3	4	5	6	7
RX	Diameter of Groove B	Ball Set Point at 23° K	Radii RR	Width of Groove W ₂	Depth of Groove E	Recommended Ball Diameter Z
20	3.032 (77.01)	.150 (3.81)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.510 (12.95)	$\frac{1}{16}$ (11.1)	$\frac{1}{4}$ (6.4)
23	3.711 (94.26)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
24	4.211 (106.96)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
25	4.345 (110.36)	.150 (3.81)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.510 (12.95)	$\frac{1}{16}$ (11.1)	$\frac{1}{4}$ (6.4)
26	4.445 (112.90)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
27	4.695 (119.25)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
31	5.336 (135.53)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
35	5.836 (148.23)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
37	6.336 (160.93)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
39	6.836 (173.63)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
41	7.586 (192.68)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
44	8.086 (205.38)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
45	8.773 (222.83)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
46	8.823 (224.10)	.226 (5.74)	$\frac{1}{4}$ (1.6)	.760 (19.30)	$\frac{3}{8}$ (15.9)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
47	9.743 (247.47)	.376 (9.55)	$\frac{1}{4}$ (1.6)	1.120 (28.45)	$\frac{3}{8}$ (22.2)	$\frac{3}{8}$ (15.9)
49	11.086 (281.58)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
50	11.202 (284.53)	.301 (7.65)	$\frac{1}{4}$ (1.6)	.887 (22.53)	$\frac{1}{4}$ (17.5)	$\frac{1}{2}$ (12.7)
53	13.211 (335.56)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
54	13.327 (338.51)	.301 (7.65)	$\frac{1}{4}$ (1.6)	.887 (22.53)	$\frac{1}{4}$ (17.5)	$\frac{1}{2}$ (12.7)
57	15.461 (392.71)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
63	17.457 (443.41)	.527 (13.39)	$\frac{1}{4}$ (1.6)	1.458 (37.03)	1 $\frac{1}{8}$ (27.0)	$\frac{3}{8}$ (22.2)
65	18.961 (481.61)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
66	19.077 (484.56)	.301 (7.65)	$\frac{1}{4}$ (1.6)	.887 (22.53)	$\frac{1}{4}$ (17.5)	$\frac{1}{2}$ (12.7)
69	21.461 (545.11)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
70	21.743 (552.27)	.376 (9.55)	$\frac{1}{4}$ (1.6)	1.120 (28.45)	$\frac{3}{8}$ (22.2)	$\frac{3}{8}$ (15.9)
73	23.515 (597.23)	.301 (7.65)	$\frac{1}{4}$ (1.6)	.813 (20.65)	$\frac{1}{4}$ (17.5)	$\frac{1}{2}$ (12.7)
74	23.743 (603.07)	.376 (9.55)	$\frac{1}{4}$ (1.6)	1.120 (28.45)	$\frac{3}{8}$ (22.2)	$\frac{3}{8}$ (15.9)
82	2.711 (68.86)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
84	2.961 (75.21)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
85	3.586 (91.08)	.226 (5.74)	$\frac{1}{4}$ (1.6)	.707 (17.96)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
86	4.089 (103.86)	.301 (7.65)	$\frac{1}{4}$ (1.6)	.832 (21.13)	$\frac{3}{8}$ (15.9)	$\frac{1}{2}$ (12.7)
87	4.464 (113.39)	.301 (7.65)	$\frac{1}{4}$ (1.6)	.832 (21.13)	$\frac{3}{8}$ (15.9)	$\frac{1}{2}$ (12.7)
88	5.530 (140.46)	.301 (7.65)	$\frac{1}{4}$ (1.6)	.959 (24.36)	$\frac{1}{4}$ (17.5)	$\frac{1}{2}$ (12.7)
89	5.155 (130.94)	.301 (7.65)	$\frac{1}{4}$ (1.6)	.959 (24.36)	$\frac{1}{4}$ (17.5)	$\frac{1}{2}$ (12.7)
90	6.984 (176.12)	.451 (11.46)	$\frac{1}{4}$ (1.6)	1.239 (31.47)	$\frac{1}{4}$ (25.8)	$\frac{3}{8}$ (19.1)
91	11.302 (287.07)	.527 (13.39)	$\frac{1}{4}$ (1.6)	1.560 (39.62)	1 (25.4)	$\frac{3}{8}$ (22.2)
99	9.711 (246.66)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.696 (17.68)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)
201	2.051 (52.10)	.075 (1.91)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.329 (8.36)	$\frac{1}{8}$ (7.9)	$\frac{1}{8}$ (3.2)
205	2.462 (62.53)	.075 (1.91)	$\frac{1}{4}$ (0.4)	.319 (8.10)	$\frac{1}{8}$ (7.9)	$\frac{1}{8}$ (3.2)
210	3.876 (98.45)	.150 (3.81)	$\frac{1}{4}$ (0.4)	.546 (13.87)	$\frac{1}{8}$ (11.1)	$\frac{1}{4}$ (6.4)
315	5.586 (141.88)	.226 (5.74)	$\frac{3}{16}$ (0.8)	.654 (16.61)	$\frac{1}{8}$ (14.3)	$\frac{3}{8}$ (9.5)

SECTION 3 **110**

RING-JOINT GASKETS

3.1 Scope. This section covers API type R, RX, and BX ring-joint gaskets for use in the flanged and clamp type connections described in Sect. 2. Types R and RX gaskets are interchangeable on 6B flanges. Only RX type gaskets are to be used with clamp type connectors. The types RX and BX gaskets provide a pressure energized seal but are not interchangeable.

3.2 Dimensions. Ring-joint gaskets shall conform to the dimensions and tolerances specified in Table 3A, 3B and 3C.

3.3 Materials. The ring-joint gaskets covered by this section shall be fabricated of Par. 1.4.5 material as specified on the purchase order.

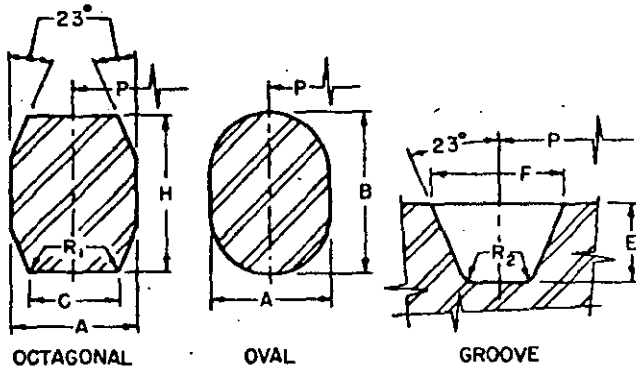
3.4 Surface Finish. Gaskets shall be finished as shown in the illustrations in this section.

3.5 Reuse of Gaskets. Because connections utilizing BX-150 through BX-160 ring-joint gaskets have a limited amount of positive interference which assures the gaskets will be coined into sealing relationship in the flange grooves, these gaskets are not recommended for reuse.

3.6 Ring-joint gasket marking shall be as required by Section 1.7.

TABLE 3A
API TYPE R RING-JOINT GASKETS
(For Use in 6B Flanges)

All dimensions in inches (followed by equivalent in mm) unless otherwise noted.
(See Foreword for Explanation of Units)



TOLERANCES

A	(width of ring).....	±0.008 (±0.20)
B&H	(height of ring, see note 2).....	±1/64 (±0.39)
C	(width of flat on octagonal ring).....	±0.008 (±0.20)
E	(depth of groove).....	+1/64, 0 (+0.39, 0)
F	(width of groove).....	±0.008 (±0.20)
P	(average pitch diameter of ring).....	±0.007 (±0.17)
	(average pitch diameter of groove).....	±0.005 (±0.12)
R ₁	(radius in rings).....	±1/64 (±0.39)
R ₂	(radius in groove).....	max
23°	(angle).....	±½ deg

- NOTE 1:** The 23° surfaces on both grooves and octagonal rings shall have a surface finish no rougher than 63 RMS.
- NOTE 2:** A small bead on the center of either oval or octagonal rings, located so that it will not enter the groove, is permissible.
- NOTE 3:** A plus tolerance of 1/32 in. (1.19 mm) on ring height is permitted, provided the variation in height of any given ring does not exceed 1/32 in. (0.39 mm) throughout the entire circumference.

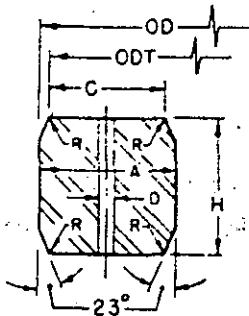
1 Ring Number	2 Pitch Diam. of Ring and Groove, P	3 Width of Ring, A	4 Height of Ring		5 Width of Flat of Octagonal Ring, C
			Oval B	Octagonal H	
R 20	2 1/4 (68.26)	1 1/4 (7.94)	1 1/4 (14.29)	1/2 (12.70)	0.206 (5.23)
R 23	3 1/4 (82.55)	1 1/4 (11.11)	1 1/4 (17.46)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)
R 24	3 3/4 (95.25)	1 1/4 (11.11)	1 1/4 (17.46)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)
R 26	4 (101.60)	1 1/4 (11.11)	1 1/4 (17.46)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)
R 27	4 1/4 (107.95)	1 1/4 (11.11)	1 1/4 (17.46)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)
R 31	4 3/4 (123.83)	1 1/4 (11.11)	1 1/4 (17.46)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)
R 35	5 1/8 (136.53)	1 1/4 (11.11)	1 1/4 (17.46)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)
R 37	5 1/4 (149.23)	1 1/4 (11.11)	1 1/4 (17.46)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)
R 39	6 1/8 (161.93)	1 1/4 (11.11)	1 1/4 (17.46)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)
R 41	7 1/8 (180.98)	1 1/4 (11.11)	1 1/4 (17.46)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)
R 44	7 3/4 (193.68)	1 1/4 (11.11)	1 1/4 (17.46)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)
R 45	8 1/4 (211.14)	1 1/4 (11.11)	1 1/4 (17.46)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)
R 46	8 1/2 (211.14)	1/2 (12.70)	1 (19.05)	1 1/4 (17.46)	0.341 (8.66)
R 47	9 (228.60)	1 (19.05)	1 (25.40)	1 1/4 (23.81)	0.485 (12.32)
R 49	10 3/8 (269.88)	1 1/4 (11.11)	1 1/4 (17.46)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)
R 50	10 3/4 (269.88)	1 (15.88)	1 1/4 (22.23)	1 1/4 (20.64)	0.413 (10.49)
R 53	12 3/4 (323.85)	1 1/4 (11.11)	1 1/4 (17.46)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)
R 54	12 3/8 (323.85)	1 (15.88)	1 1/4 (22.23)	1 1/4 (20.64)	0.413 (10.49)
R 57	15 (381.00)	1 1/4 (11.11)	1 1/4 (17.46)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)
R 63	16 1/2 (419.10)	1 (25.40)	1 1/4 (33.34)	1 1/4 (31.75)	0.681 (17.30)
R 65	18 1/2 (469.90)	1 1/4 (11.11)	1 1/4 (17.46)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)
R 66	18 3/4 (469.90)	1 (15.88)	1 1/4 (22.23)	1 1/4 (20.64)	0.413 (10.49)
R 69	21 (533.40)	1 1/4 (11.11)	1 1/4 (17.46)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)
R 70	21 (533.40)	1 (19.05)	1 (25.40)	1 1/4 (23.81)	0.485 (12.32)
R 73	23 (584.20)	1/2 (12.70)	1 (19.05)	1 1/4 (17.46)	0.341 (8.66)
R 74	23 (584.20)	1 (19.05)	1 (25.40)	1 1/4 (23.81)	0.485 (12.32)
R 82	2 3/4 (67.15)	1 1/4 (11.11)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)
R 84	2 1/2 (63.50)	1 1/4 (11.11)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)
R 85	3 1/4 (79.98)	1/2 (12.70)	1 1/4 (17.46)	0.341 (8.66)
R 86	3 1/8 (90.48)	1 (15.88)	1 1/4 (20.64)	0.413 (10.49)
R 87	3 1/4 (100.01)	1 (15.88)	1 1/4 (20.64)	0.413 (10.49)
R 88	4 1/4 (123.83)	1 (19.05)	1 1/4 (23.81)	0.485 (12.32)
R 89	4 1/2 (114.30)	1 (19.05)	1 1/4 (23.81)	0.485 (12.32)
R 90	6 1/4 (155.58)	1 (22.23)	1 1/4 (26.99)	0.583 (14.81)
R 91	10 1/4 (260.35)	1 1/4 (31.75)	1 1/2 (38.10)	0.879 (22.33)
R 99	9 3/4 (234.95)	1 1/4 (11.11)	5/8 (15.88)	0.305 (7.75)

TABLE 3C
API TYPE BX PRESSURE ENERGIZED RING-JOINT GASKETS

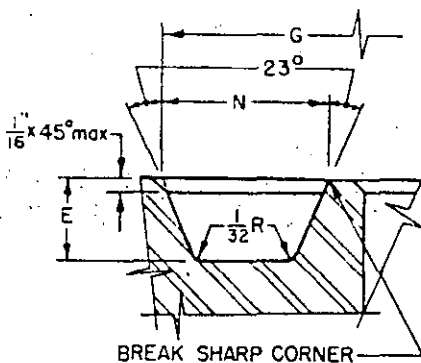
(For Use in 6BX Flanges)

All dimensions in inches (followed by equivalent in mm) unless otherwise noted.

(See Foreword for Explanation of Units)



6A-3.3



TOLERANCES

A*	(width of ring).....	+0.008,-0.000 (+0.20,-0.00)
C	(width of flat).....	+0.006,-0.000 (+0.15,-0.00)
D	(hole size).....	none
E	(depth of groove).....	+1.64,-0 (-1.39,-0)
G	(OD of groove).....	+0.004,-0.000 (+0.10,-0.00)
H*	(height of ring).....	+0.008,-0.000 (+0.20,-0.00)
N	(width of groove).....	+0.004,-0.000 (+0.10,-0.00)
OD	(OD of ring).....	+0.000,-0.006 (+0.00,-0.15)
ODT	(OD of flat).....	±0.002 (±0.05)
R	(radius in ring).....	see note
23°	(angle).....	±1/2°

*A plus tolerance of 0.008 in. (0.20 mm) for width A and height H is permitted, provided the variation in width or height of any ring does not exceed 0.004 in. (0.10 mm) throughout its entire circumference.

NOTE 1: All 23° surfaces on both rings and grooves shall have a surface finish no rougher than .12 RMS.

NOTE 2: Radius "R" shall be 8 to 12 percent of the gasket height "H".

NOTE 3: One pressure passage hole required per gasket on centerline.

1	2	3	4	5	6
Ring Number	Nominal Size	Outside Diameter of Ring, OD	Height of Ring, H	Total Width of Ring, A	Diameter of Flat, ODT
BX-150	1 1/4 (42.9)	2.842 (72.19)	0.366 (9.30)	0.366 (9.30)	2.790 (70.87)
BX-151	1 1/2 (46.0)	3.008 (76.40)	0.379 (9.63)	0.379 (9.63)	2.954 (75.03)
BX-152	2 (52.4)	3.334 (84.68)	0.403 (10.24)	0.403 (10.24)	3.277 (83.21)
BX-153	2 1/8 (65.1)	3.974 (100.94)	0.448 (11.38)	0.448 (11.38)	3.910 (99.31)
BX-154	3 (77.8)	4.600 (116.84)	0.488 (12.40)	0.488 (12.40)	4.531 (115.09)
BX-155	4 (103.2)	5.825 (147.96)	0.560 (14.22)	0.560 (14.22)	5.746 (145.95)
BX-156	5 (129.4)	7.367 (187.92)	0.733 (18.62)	0.733 (18.62)	7.263 (185.28)
BX-157	6 (152.4)	9.367 (237.92)	0.826 (20.98)	0.826 (20.98)	9.263 (235.28)
BX-158	8 (203.2)	11.593 (294.46)	0.826 (20.98)	0.826 (20.98)	11.476 (291.49)
BX-159	10 (254.0)	13.860 (352.04)	0.911 (23.14)	0.911 (23.14)	13.731 (348.77)
BX-160	12 (304.8)	16.800 (426.72)	1.012 (25.70)	1.012 (25.70)	16.657 (423.09)
BX-161	14 (355.6)	19.347 (491.41)	0.938 (23.83)	0.541 (13.74)	15.717 (399.21)
BX-162	16 (406.4)	21.896 (556.16)	1.105 (28.07)	0.638 (16.21)	19.191 (487.45)
BX-163	18 (457.2)	24.463 (620.03)	0.560 (14.22)	0.560 (14.22)	18.541 (473.48)
BX-164	20 (508.0)	27.000 (687.00)	1.185 (30.10)	0.684 (17.37)	21.728 (551.89)
BX-165	22 (558.8)	29.600 (751.36)	1.185 (30.10)	0.968 (24.59)	22.253 (566.29)
BX-166	24 (609.6)	32.200 (822.80)	1.261 (32.03)	0.728 (18.49)	24.417 (620.19)
BX-167	26 (660.4)	34.900 (887.10)	1.261 (32.03)	1.029 (26.14)	25.020 (635.51)
BX-168	28 (711.2)	37.700 (954.70)	1.412 (35.86)	0.516 (13.11)	29.696 (754.28)
BX-169	30 (762.0)	40.600 (1030.20)	1.412 (35.86)	0.632 (16.05)	29.928 (760.17)
BX-170	32 (812.8)	43.600 (1108.80)	.624 (15.84)	.509 (12.93)	6.743 (171.27)
BX-171	34 (863.6)	46.700 (1186.70)	0.560 (14.22)	0.560 (14.22)	8.505 (216.03)
BX-172	36 (914.4)	49.900 (1266.70)	0.560 (14.22)	0.560 (14.22)	10.450 (265.43)
BX-173	38 (965.2)	53.200 (1351.20)	0.560 (14.22)	0.560 (14.22)	13.034 (331.06)

SECTION 4 VALVES

4.1 Scope. This section covers valves including production flowline, multiple completion, automatic shutoff, and production check valves.

4.2 Production Flowline Valves

4.2.1 General. This section covers flanged, clamped and threaded production flowline valves for production well control, repressuring, and cycling services. These valves shall comply with Sect. 1 and 2 unless otherwise stipulated on the purchase order.

4.2.2 Pressure-Temperature Rating. The working pressure ratings of valves covered by this section shall comply with Sect. 1.2.

4.2.3 Valve Size. All valves covered by this section shall be identified by the nominal valve size in Column 1 of Tables 4.2A through 4.2H. Where bore sizes differ from the nominal size, dual nomenclature must be used. The first number is the nominal end connection size; the second number is the bore diameter.

4.2.4 Material. Body and bonnet members covered by this section shall be fabricated of Table 1.4A material. All flange or clamp bolting shall comply with Par. 1.4.2, 1.4.3, or 1.4.8. All sealing material shall comply with Par. 1.4.4.

4.2.5 Bores. All full-bore valves shall have round passageways (bores) through the bodies, seats, gates, or plugs. Bore diameter shall conform to the bore dimensions given in Tables 4.2A through 4.2H.

4.2.6 Trim. Materials for internal valve parts, such as gates, plugs, seats, and stems, are not specified herein. Such materials are optional with the manufacturer, subject to purchaser's approval, or they may be specified by the purchaser.

4.2.7 Wrenches, Handwheels, Bars, and Gears. Wrenches, handwheels, bars, and gears shall be made of a ductile material.

4.2.8 Threaded Valves. Threaded valves furnished under this section shall have line pipe, casing, or tubing threads conforming to Section 2.2 as specified on the purchase order.

NOTE: Threaded valves are included in this specification in sizes 1½ in. to 4 in. inclusive for 2000, 3000 and 5000 psi (138, 207 and 345 Bar) maximum working pressure.

4.2.9 Reduced Opening Valve Ports. Reduced-opening flowline valves are customarily made in *regular* and *venturi* types, both of which can have ports of circular or substantially rectangular cross section through the plug or gate. When regular or venturi type reduced-opening flowline valves are specified, manufacturer shall furnish purchaser, on request, all available

information with respect to flow characteristics, pressure drop, etc., of the valves which manufacturer proposes to furnish, so that purchaser may determine the product's suitability for the intended service.

4.2.10 Stuffing Boxes. Glands of stuffing boxes may be solid, solid-bushed, two-piece, or self-aligning. Gland bolts must pass through holes in the gland, and must be securely fastened to the stuffing box flange. Open slots in glands or stuffing box flanges are not permitted.

4.2.11 Repacking. All gate valves shall be provided with a back seat or other means for repacking the stuffing box while the valve is in service and under the maximum pressure for which the valve is rated.

4.2.12 Operating Mechanisms. Unless gear operating mechanisms are specifically ordered, all gate valves shall be supplied with handwheel only. Plug valves shall be furnished with wrench (or bar) operating mechanism or with a handwheel actuated gear mechanism, as specified on the purchase order.

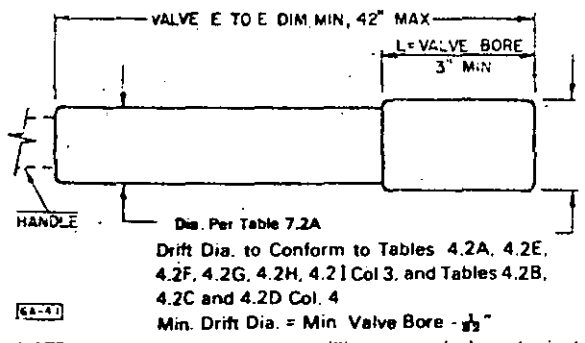
4.2.13 Handwheels. Handwheels for all gate and plug valves shall be of the spoked-type only. Spokes extending beyond the rim of the wheel are acceptable, unless otherwise specified by the purchaser. Webbed or disc-type handwheels are not permissible. Attachment of handwheels shall be such that wheels may be replaced easily and held securely in place while in operation. Handwheels shall be marked with the direction of movement for opening the valve.

4.2.14 Operating Gears. Design of geared operating mechanism shall permit opening and closing the valve under the API maximum working pressure without the aid of tools or bars. Proper provision shall be made for bearing lubrication, and when so ordered by the purchaser, full enclosure for the gear assembly shall be provided.

4.2.15 Flow Direction. All valves designed for flow in one direction only, shall be adequately marked to indicate flow direction.

4.2.16 End-To-End Dimensions. The end-to-end dimension is defined as the longest overall distance measured on the horizontal centerline of the valve, between machined surfaces.

- a. Flanged and clamped valve end-to-end dimensions shall correspond to the dimensions shown in the appropriate Tables 4.2B through 4.2H.
- b. Threaded valve end-to-end dimensions have not been standardized. Variations in thread makeup in valves and associated threaded fittings or pipe and the optional types of threads make standardization impractical.



Di. Per Table 7.2A
 Drift Dia. to Conform to Tables 4.2A, 4.2E, 4.2F, 4.2G, 4.2H, 4.2I Col 3, and Tables 4.2B, 4.2C and 4.2D Col. 4
 Min. Drift Dia. = Min Valve Bore - $\frac{1}{16}$ "

6A-41

NOTE: Following are acceptable millimetre equivalents for inch values specified above:

inches	mm
$\frac{1}{16}$	0.8
3	76.2
42	1066.8

FIG. 4.2A
DRIFT MANDREL
 (See Par. 4.2.17)

4.2.17 Drift Test. All full-bore and drilling-through valves shall be capable of passing a drift mandrel, which shall comply with the dimensions shown in Fig. 4.2A.

4.2.18 Body Test. Valves shall be subjected to a hydrostatic body test and shall show no leakage under the test pressure when both ends are blanked and the gate or plug is partially opened. Body test pressures shall be as shown in Section 1.6.

4.2.19 Seat Test. After being subjected to the body test, valves shall show no leakage when subjected to a hydrostatic seat test pressure equal to the API maximum pressure rating, applied successively on each side of the gate or plug, with the other side open to the atmosphere. For plug valves, while this test pressure is on each side of the plug, the plug shall be moved a sufficient number of times to demonstrate satisfactory mechanical operation as well as continued tightness after operation.

4.2.20 Marking. Valve marking shall be as required by Section 1.7.

TABLE 4.2A
THREADED PLUG AND GATE VALVES
 2000, 3000 AND 5000 PSI (138, 207 AND 345 BAR)
MAXIMUM WORKING PRESSURE
 (1 BAR = 100 kPa)
 All dimensions in inches (followed by equivalent in mm).
 (See Foreword for Explanation of Units)

1	2		3
	Full Bore Flowline Valves		
	Nominal Size	Bore Dia.*	Drift Dia.
1½	1½ (42.9)	1½ (42.10)	
2 x 1½	1½ (46.0)	1½ (45.20)	
2	2 (52.4)	2 (51.60)	
2½	2 (65.1)	2 (64.30)	
3	3 (79.4)	3 (78.60)	
4	4 (103.2)	4 (102.40)	

*Tolerance on bore diameter is: $+\frac{1}{16}, -0 (+0.80, -0)$.
 NOTE 1: See Par. 4.2.5 for bore requirements on full-bore valves.
 NOTE 2: See Par. 4.2.9 for port requirements on regular and venturi valves.
 NOTE 3: See Par. 1.2.4 for limitations on screwed valves.

4.3 Multiple Completion Valves

4.3.1 General. This section covers flanged or clamp hub steel, multiple, flowline, full-bore gate or plug valves; 2000, 3000, 5000, and 10,000 psi (138, 207, 345 and 690 Bar) working pressure ratings, for production well control, repressuring, and cycling service; for dual, triple, quadruple, and quintuple parallel string completions.

4.3.2 Bore Seals. The details of bore seals are not covered in this specification and shall be as agreed upon between manufacturer and purchaser.

4.3.3 Design. Multiple valves are a composite arrangement of valves covered by Sect. 4.2, and shall meet all applicable stipulations of Sect. 1, 2, and 4 unless otherwise provided. Flanged or clamp hub multiple valves have the conduits of the several bores terminating in and integral with or permanently attached to single flanges or clamp hubs at each end.

4.3.4 Arrangement. As seen from above; the bores shall be numbered from 1 up counterclockwise.

- a. **Right-Hand Spiral.** Where design permits, the several individual valves of the multiple valve shall be arranged in numerical order on a right hand spiral.
- b. **Valve Numbers.** Valve No. 1 shall be the bottom or lowest valve. Valve numbers shall correspond to bore numbers.
- c. **Designation.** A "right hand" multiple (dual, triple, etc.) valve has the No. 1 valve on the right hand side of the centerline of the multiple valve when facing the operating end of the stem of the No. 1 valve. A "left hand" multiple valve has the No. 1 valve on the left hand side of the centerline of the multiple valve when facing the operating end of the stem of the No. 1 valve. The "right hand" and "left hand" designations do not apply when the centerlines of the valve stems are radial lines of the multiple valve.
- d. **Different Sizes.** When the valves in a dual valve are different size, the lower or No. 1 valve shall be the larger.

4.3.5 Test Port. End flanges may have a test port extending from a point on the flange face between the bore seals and end flange ring-joint groove to the OD of the flange. Valves with clamp type connectors may have a test port extending from a point on the clamp hub face between the bore seals and ring-joint groove to the outside of the body in an accessible location with the clamp in place. This test port shall be $\frac{1}{2}$ in. line-pipe size and shall be internally threaded in conformance with Section 2.2. Location is optional.

4.3.6 Reference Centerline. The "Reference Centerline" is a radial centerline through the vertical centerline of the multiple valve and the vertical centerline of the highest numbered bore. For a flanged

connection, a pair of bolt holes in both end flanges shall straddle the "Reference Centerline".

NOTE: This "Reference Centerline" is established for common reference by manufacturers and users of multiple valves and related equipment such as tubing heads, tubing hangers, blowout preventers, and packers.

One point on the periphery of each end flange shall be permanently and conspicuously marked to show the location of the "Reference Centerline". The marking shall be along a line parallel to the centerline of the multiple valve. Examples of marking:

Three conical holes, approximately $\frac{3}{8}$ in. (9.5 mm) diameter, x $\frac{1}{8}$ in. (3.2 mm) deep.

A groove, approximately $\frac{1}{8}$ in. (3.2 mm) wide x $\frac{1}{16}$ in. (1.6 mm) deep.

A weld bead, approximately $\frac{1}{4}$ in. (6.4 mm) wide x $\frac{1}{8}$ in. (3.2 mm) high x 2 in. (50.8 mm) long.

4.3.7 Valve Size. Multiple valves having equal bores shall be designated by the nominal size on the valve in the bores and the number of bores, i.e., 2 — quad. Multiple valves having unequal bores shall be designated by the nominal size of the several bores in numerical order.

4.3.8 End Flanges or Clamp Hubs. The end flanges or clamp hubs shall be furnished in the sizes shown in Tables 4.3A and 4.3B, unless otherwise agreed upon between the manufacturer and purchaser.

4.3.9 Center Distances. Based on the centerline of the end flanges, the several bores of the multiple valve shall be located according to Tables 4.3A and 4.3B. The several bores shall be arranged on an equal angular spacing. Bore seal preparation centers shall be within 0.005 in. (0.12 mm) of their true position with respect to the end flange ring groove. Bores shall be true within 0.010 in. (0.25 mm) total indicator reading with respect to the centers of the bore seal preparation.

4.3.10 Drift Test. Each bore shall be capable of passing a drift mandrel conforming to Fig. 4.2A.

4.3.11 Hydrostatic Test. Each bore, as well as the complete multiple valve, shall be subjected to the body test prescribed in Sect. 1.6.

4.3.12 Seat Test. After being subjected to the body test, valves shall show no leakage when subjected to a hydrostatic seat test pressure equal to the API maximum pressure rating, applied successively on each side of the gate or plug, with the other side open to the atmosphere. For plug valves, while this test pressure is on each side of the plug, the plug shall be moved a sufficient number of times to demonstrate satisfactory mechanical operation as well as continued tightness after operation.

4.3.13 Marking. Valve marking shall be as required by Section 1.7.

SECTION 5

DRILLING-THROUGH EQUIPMENT

5.1 Scope. This section covers flanged or clamp hub drilling-through control equipment including blowout preventers, drilling-through fittings, studded adapters, and spool adapters provided with API flanged or clamp hub connections. All items covered shall meet all applicable stipulations of Sect. 1.

5.2 Fittings and Adapters

5.2.1 Pressure-Temperature Rating. The working pressure ratings of flanged or clamp hub drilling-through equipment shall comply with Sect. 1.2 or 2.7.2.

5.2.2 Size Designation. The size designation of equipment items covered herein shall conform to Sect. 1.3.

5.2.3 Material. Body and bonnet members covered by this section shall be fabricated of Table 1.4A material. All flange or clamp hub bolting shall comply with Par. 1.4.2, 1.4.3 or 1.4.8. All sealing material shall comply with Par. 1.4.4.

5.2.4 Through-Bore. The minimum vertical through-bore of a body member shall be determined by its smaller end-flange connection and shall be as specified in Table 5.1A.

5.2.5 Body Test. Each body member shall be tested to conform with the requirements of the hydrostatic body test prescribed in Sect. 1.6.

5.2.6 Body Marking. Body member marking shall be as required by Section 1.7.

5.3 Blowout Preventer Equipment

5.3.1 General. This section covers in-plant testing of all drilling-through blowout preventers that are used to contain pressure. This includes ram type and annular type preventers. Use of nonstandard API connections shall be considered special and shall be subject to agreement between the purchaser and the manufacturer.

5.3.2 Pressure-Temperature Rating. The working pressure rating of blowout preventers shall comply with Section 1.2 with the exception of Note 1 in Paragraph 1.2. The rating of a blowout preventer is governed by the working pressure rating of its body and end and outlet connections. When these ratings are different, the lowest pressure rating will be the rating of the entire unit.

5.3.3 Size Designation. The size designation of blowout preventers shall consist of the minimum vertical through-bore and the working pressure as shown in the Table 5.1A, Columns 1 and 2. (Example: 9" - 10,000 represents a 9" (228.6 mm) size 10,000 psi (690 Bar) rated working pressure.

5.3.4 Material. All blowout preventer members which are to contain shell test pressure shall be fabricated of material specified in Table 1.4A. All flange or clamp bolting shall comply with Paragraph 1.4.2, 1.4.3 or 1.4.8. All non-metallic sealing material shall comply with Paragraph 1.4.4.

TABLE 5.1A
FLANGED AND CLAMP HUB CONNECTOR VERTICAL THROUGH-BORE DIMENSIONS
(See Foreword for Explanation of Units)

1	2	3
Size of BOP, Fitting, or Adapter (Minimum Vertical Through-Bore), inches (mm)	Working Pressure Rating, psi (Bar)*	Old Nominal Flange Size, inches
4 $\frac{1}{2}$ (103.2)	10,000 (690)	4 $\frac{1}{2}$
7 $\frac{1}{2}$ (179.4)	2-, 3-, & 5,000 (138, 207 & 345)	6
7 $\frac{1}{2}$ (179.4)	10-, 15-, & 20,000 (690, 1035 & 1380)	7 $\frac{1}{2}$
9 (228.6)	2-, 3-, & 5,000 (138, 207 & 345)	8
9 (228.6)	10-, & 15,000 (690 & 1035)	9
11 (279.4)	2-, 3-, & 5,000 (138, 207 & 345)	10
11 (279.4)	10-, & 15,000 (690 & 1035)	11
13 $\frac{1}{2}$ (346.1)	2-, & 3,000 (138 & 207)	12
13 $\frac{1}{2}$ (346.1)	5-, & 10,000 (345 & 690)	13 $\frac{1}{2}$
16 $\frac{1}{2}$ (425.5)	2-, & 3,000 (138 & 207)	16
16 $\frac{1}{2}$ (425.5)	5-, & 10,000 (345 & 690)	16 $\frac{1}{2}$
17 $\frac{1}{2}$ (450.9)	2-, & 3,000 (138 & 207)	18
18 $\frac{1}{2}$ (476.3)	5-, & 10,000 (345 & 690)	18 $\frac{1}{2}$
21 $\frac{1}{2}$ (539.8)	2,000 (138)	20
20 $\frac{1}{2}$ (527.1)	3,000 (207)	20
21 $\frac{1}{2}$ (539.8)	5-, & 10,000 (345 & 690)	21 $\frac{1}{2}$
26 $\frac{1}{2}$ (679.5)	2-, & 3,000 (138 & 207)	26 $\frac{1}{2}$

*1 Bar = 100 kPa

This new bore dimension shall be provided in 20-inch nominal 2000 psi equipment manufactured after January, 1973, instead of the former 20 $\frac{1}{2}$ -inch bore. (See Bulletin 6A1.)

Replaces 3000 psi 20 $\frac{1}{2}$ -inch bore. (See Bulletin 6A1.)

5.3.5 Shell Test. Each blowout preventer shall be tested with its sealing mechanisms in such a position so as to insure that the test pressure is applied to all of the surfaces that are part of the primary pressure vessel and can be exposed to wellbore pressures. These tests will be performed to conform to the requirements of the hydrostatic in-plant testing procedures prescribed in Section 1.6.

5.3.6 Hydraulic Closing Systems Test. The hydraulic systems test is conducted on each blow out preventer at a test pressure that is $1\frac{1}{2}$ times the hydraulic operating system rated working pressure. The test procedures shall conform to Paragraphs 1.6.1 and 1.6.2.

5.3.7 Closed Preventer Test. Each blow out preventer shall be subjected to a closed preventer test. The test fluids for all closed preventer tests shall comply with specifications in Paragraph 1.6.1. In all tests there shall be no evidence of leakage.

a. Annular Packing Unit. These packing units will be tested in two stages. The first test will require closing on the appropriate sized drill pipe and the second closing will be without any pipe in the preventer.

(1) Closure with Drill Pipe. On 9" (228.6 mm) bore and smaller, $3\frac{1}{2}$ " (88.9 mm) drill pipe will be used as the test size; on 11" (279.4 mm) bore and larger, 5" (127.0 mm) drill pipe will be used. Using the appropriate sized pipe, the packing unit shall be subjected to a hydrostatic pressure test applied below the packing unit and with the packing unit in the closed position. The test pressure shall be equal to the maximum working pressure rating of the preventer. The closure pressure must be equal to or less than the rated working pressure of the hydraulic operating system.

(2) Closure Without Pipe. All annular preventers shall be closed without pipe in the preventer. In this configuration, the blowout preventer shall be subjected to a hydrostatic pressure test applied below the packing unit and with the packing unit in the closed position. The test

pressure shall be equal to 50% of the maximum working pressure. The closure pressure must be equal to or less than the rated working pressure of the hydraulic operating system.

b. Pipe and Blind Rams. This test will be performed with the appropriate sized pipe as specified in the initial ram installation in the body by the purchaser. The closed preventer test will be performed in two stages. Each of the ram preventers will be closed with the hydraulic operating system with a pressure equal to or less than the rated working pressure of the system.

(1) Low Pressure. A pressure of 100 psi (6.9 Bar) shall be applied and held below the packing unit in the closed position for a minimum of 3 minutes. A low pressure test will be considered satisfactory if there is less than 5 psi (0.4 Bar) pressure drop in 3 minutes.

(2) High Pressure. A pressure equal to the maximum working pressure rating shall be applied and held below the packing unit in the closed position for a minimum of 3 minutes. The high pressure test will be considered satisfactory if there is less than 100 psi (6.9 Bar) drop in pressure in 3 minutes.

c. Shear-Blind Rams. Each blowout preventer with shear blind rams shall be subjected to a shearing test. This test requires shearing a section of 5" (127.0 mm), 19.5 lb/ft. Grade E drill pipe and sealing in a single operation; with a closing pressure less than or equal to the rated hydraulic system working pressure on all preventers with 11" (279.4 mm) bore or larger. The ram sealing test will be as specified in Paragraph 5.3.7b.

5.3.8 Marking. The body shall be marked as stipulated in Section 1.7.

5.3.9 Repair of Defects. All in-plant repairs shall conform to Paragraph 1.5.8. Repair of defects in the field is not recommended.

5.3.10 Ram Locking Devices. These devices shall be operated to the locked position to show freedom from structural or mechanical defects.

SECTION 6

WELLHEAD EQUIPMENT

6.1 Scope. This section covers wellhead equipment of the flanged or clamp hub type, independent screwed type and crossover connections.

6.2 Flanged or Clamp Hub Wellhead Equipment

6.2.1 General. This section covers flanged and clamp hub wellhead equipment including casing heads, tubing heads, and adapters provided with API flanged and clamp hub connections. This wellhead equipment has API flanged or clamp hub upper connections. The lower connection may be either an API screwed, an API flanged or API clamp hub connection. All items covered shall meet all applicable stipulations of Sect. 1 and Sect. 2.

6.2.2 Pressure-Temperature Rating. The working pressure rating of flanged wellheads shall comply with Sect. 1.2.

6.2.3 Size Designation. The size designation of wellhead bodies covered herein shall conform to Sect. 1.3.

6.2.4 Material. Body and bonnet members covered by this section shall be fabricated of Table 1.4A material. All end connection bolting shall comply with Par. 1.4.2, 1.4.3 or 1.4.8. All sealing material shall comply with Par. 1.4.4.

6.2.5 Vertical Bore. In order to permit passage of tools or bottom-hole equipment, the minimum vertical bore of wellhead bodies shall be approximately $\frac{1}{2}$ in. larger than the drift diameter (Table 6.2A) of the casing over which the body is to be used. Wellhead bodies conforming to this requirement are referred to as having full-opening bores. The minimum vertical full-opening wellhead body bore for the maximum size casing with which the bodies may be used shall be as shown in Table 6.2A.

6.2.6 Reduced Vertical Bore. If required, the vertical bores specified in Table 6.2A shall be adapted to casing sizes smaller than those listed in the tabulation by suitable reducing threads, pilot rings, etc. The through-bore of these elements shall be approximately $\frac{1}{2}$ in. larger than the drift diameter of the casing over which the unit is used. Typical illustrations of such adaptations are shown in Fig. 6.2A.

6.2.7 Hanger-Packer Mechanism. Hanger-packer mechanisms, used in conjunction with wellhead equipment, shall conform to the following stipulations:

- a. **Diameter.** A hanger-packer mechanism for a wellhead, used in conjunction with a suspended string of tubular material, to be passed through drilling-through control equipment (usually referred to as running-through hangers), shall have a maximum OD three-fourths of one percent smaller

than the bores of the equipment through which they are to pass (see Fig. 6.2B). The maximum OD of these mechanisms shall be predicated on the minimum vertical through-bores of drilling-through equipment as stipulated in Par. 5.2.4 and shall be as listed in Table 6.2B.

CAUTION: Users should be aware that some hangers have separate packer mechanisms which are larger than the maximum through-bore of drilling-through equipment.

CAUTION: Due to the permissible tolerance on the outside diameter immediately behind the tubing upset, the user is cautioned that difficulties may occur when wrap-around seal-type hangers are installed on tubing manufactured on the high side of the tolerance; therefore, it is recommended that the user select the joint of tubing to be installed at the top of the string.

- b. **Marking.** Tubing hanger marking shall be as required by Section 1.7.

6.2.8 Testing, Sampling, and Gage-Connection Ports. Testing, sampling, and gage-connection ports shall be internally threaded in conformance with API Std 5B and shall be not less than $\frac{1}{4}$ in. nominal line pipe size. See Par. 7.2.6 for 15,000 and 20,000 psi (1085 and 1380 Bar) test connections.

6.2.9 Hydrostatic Test. Each body member of flanged wellhead equipment shall be tested in accordance with Section 1.6.

6.2.10 Suggestions for Ordering. Orders for units of wellhead equipment shall specify the sizes of the end connections, progressing from the larger (bottom) size to the smaller (top) size. Threaded casing heads or tubing heads shall be designated by a description of the lower thread and the size of the upper flange. Outlet sizes and description and bore dimensions of wellheads and wellhead fittings shall be stated where such information is essential. Orders for wellhead hanger-packer mechanisms shall state the nominal size and working-pressure rating of the body member in which they will be used, as well as the size of the inner string.

6.2.11 Installation Instructions. The manufacturer shall furnish to the purchaser suitable drawings and instructions concerning field assembly of wellhead equipment, but the manufacturer does not assume responsibility for proper field assembly of the material by the purchaser.

6.2.12 Welding. See Appendix B for recommended procedure for welding pipe to wellhead parts for pressure seal.

6.2.13 Body Marking. Body members shall be marked as required by Section 1.7.

TABLE 7.2B—Continued
OPEN-FLANGE FLOW FITTINGS
CROSSES AND TEES

1 Maximum Working Pressure Rating psi (Bar) †	2 Nominal Size and Bore		4 "Old" Nominal Size		6 Center to Face, Vertical Run HH _v inches (mm) ± 1/32 (0.8)	7 Center to Face, Outlet HH _o inches (mm) ± 1/32 (0.8)
	Vertical B _v inches (mm)	Outlet B _o inches (mm)	Vertical inches	Outlet inches		
20,000 (1380)	1 1/8 (46.0)	1 1/8 (46.0)	1 1/8	1 1/8	8 1/8 (227.0)	8 1/8 (227.0)
	2 1/8 (52.4)	1 1/8 (46.0)	2 1/8	1 1/8	9 1/4 (235.0)	9 1/8 (242.1)
	2 1/8 (52.4)	2 1/8 (52.4)	2 1/8	2 1/8	9 3/8 (250.0)	9 1/8 (250.0)
	2 1/8 (65.1)	1 1/8 (46.0)	2 1/8	1 1/8	9 3/8 (242.9)	10 1/8 (261.1)
	2 1/8 (65.1)	2 1/8 (52.4)	2 1/8	2 1/8	10 1/8 (258.0)	10 1/8 (269.1)
	2 1/8 (65.1)	2 1/8 (65.1)	2 1/8	2 1/8	10 3/8 (277.0)	10 3/8 (277.0)
	3 1/8 (77.8)	1 1/8 (46.0)	3 1/8	1 1/8	9 3/8 (252.4)	10 3/8 (277.0)
	3 1/8 (77.8)	2 1/8 (52.4)	3 1/8	2 1/8	10 1/8 (267.5)	11 1/8 (285.0)
	3 1/8 (77.8)	2 1/8 (65.1)	3 1/8	2 1/8	11 1/8 (286.5)	11 3/8 (292.9)
	3 1/8 (77.8)	3 1/8 (77.8)	3 1/8	3 1/8	11 3/8 (302.4)	11 3/8 (302.4)
	4 1/8 (103.2)	1 1/8 (46.0)	4 1/8	1 1/8	11 1/8 (282.6)	12 1/8 (321.5)
	4 1/8 (103.2)	2 1/8 (52.4)	4 1/8	2 1/8	11 3/8 (297.7)	12 3/8 (329.4)
	4 1/8 (103.2)	2 1/8 (65.1)	4 1/8	2 1/8	12 1/8 (316.7)	13 1/8 (337.3)
	4 1/8 (103.2)	3 1/8 (77.8)	4 1/8	3 1/8	13 1/8 (332.6)	13 1/8 (346.9)
	4 1/8 (103.2)	4 1/8 (103.2)	4 1/8	4 1/8	14 1/8 (377.0)	14 1/8 (377.0)

† 1 Bar = 100 kPa

Note: Above dimensions established according to the following formulae:

$$HH_o = D_v/2 + T_o + d_o$$

$$HH_v = D_o/2 + T_v + d_v$$

wherein:

D_v = outside diameter of flange on vertical run

D_o = outside diameter of flange on outlet

T_o = total thickness of flange on outlet (including 1/8" tolerance)

T_v = total thickness of flange on vertical run (including 1/8" tolerance)

d_o = Bolt dia. of flange on outlet or 1 1/4", whichever is larger.

d_v = Bolt dia. of flange on vertical run or 1 1/4", whichever is larger.

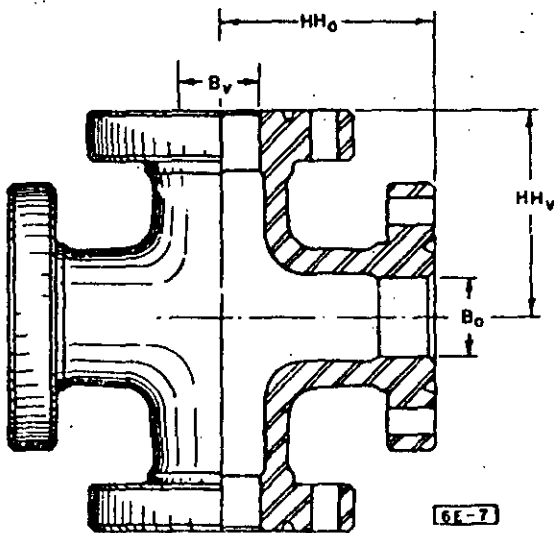


FIG. 7.2B
OPEN-FLANGE FLOW CROSS
See Table 7.2B for dimensions.

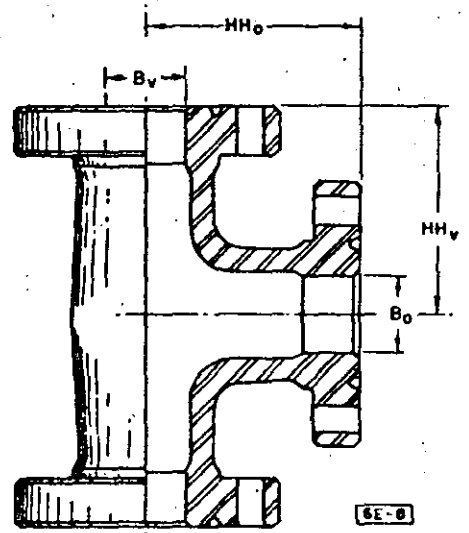


FIG. 7.2C
OPEN-FLANGE FLOW TEE
See Table 7.2B for dimensions.

TABLE 7.2C—Continued
STUDED-FLANGE FLOW FITTINGS
CROSSES AND TEES

1 Maximum Working Pressure Rating psi (Bar) ↓	2 Nominal Size and Bore		4 "Old" Nominal Size		6	7
	Vertical B_o inches (mm)	Outlet B_o inches (mm)	Vertical inches	Outlet inches	Center to Face, Vertical Run HH_o inches (mm) ± 0.008	Center to Face, Outlet HH_o inches (mm) ± 0.008
20,000 (1380)	1½ (46.0)	1½ (46.0)	1½	1½	6½ (164.3)	6½ (164.3)
	2 (52.4)	1½ (46.0)	2 (52.4)	1½	6½ (164.3)	6½ (164.3)
	2 (52.4)	2 (52.4)	2 (52.4)	2 (52.4)	6½ (164.3)	6½ (164.3)
	2 (65.1)	1½ (46.0)	2 (65.1)	1½	7½ (184.9)	7½ (184.9)
	2 (65.1)	2 (52.4)	2 (65.1)	2 (52.4)	7½ (184.9)	7½ (184.9)
	2 (65.1)	2 (65.1)	2 (65.1)	2 (65.1)	7½ (184.9)	7½ (184.9)
	3 (77.8)	1½ (46.0)	3 (77.8)	1½	7½ (202.4)	7½ (202.4)
	3 (77.8)	2 (52.4)	3 (77.8)	2 (52.4)	7½ (202.4)	7½ (202.4)
	3 (77.8)	2 (65.1)	3 (77.8)	2 (65.1)	7½ (202.4)	7½ (202.4)
	3 (77.8)	3 (77.8)	3 (77.8)	3 (77.8)	7½ (202.4)	7½ (202.4)
	4 (103.2)	1½ (46.0)	4 (103.2)	1½	9½ (251.6)	9½ (251.6)
	4 (103.2)	2 (52.4)	4 (103.2)	2 (52.4)	9½ (251.6)	9½ (251.6)
	4 (103.2)	2 (65.1)	4 (103.2)	2 (65.1)	9½ (251.6)	9½ (251.6)
	4 (103.2)	3 (77.8)	4 (103.2)	3 (77.8)	9½ (251.6)	9½ (251.6)
	4 (103.2)	4 (103.2)	4 (103.2)	4 (103.2)	9½ (251.6)	9½ (251.6)

11 Bar = 100 kPa

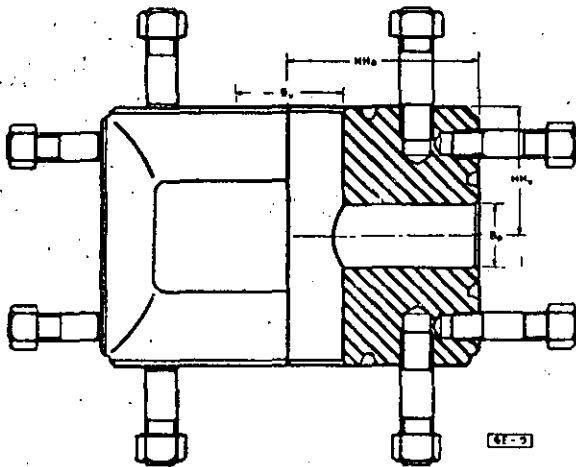


FIG. 7.2D
STUDED-FLANGE FLOW CROSS
See Table 7.2C for dimensions.

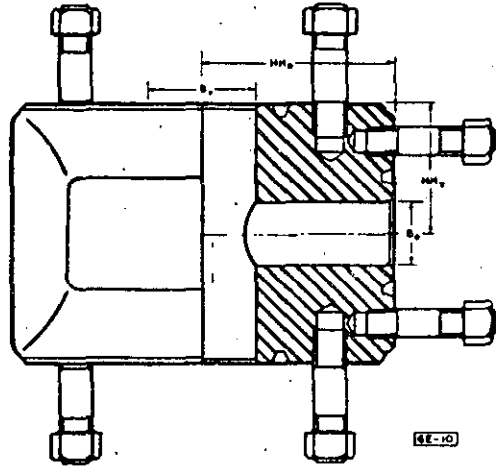


FIG. 7.2E
STUDED-FLANGE FLOW TEE
See Table 7.2C for dimensions.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"
MATERIA: "REPARACION DE POZOS GEOTERMICOS"

DEL 8 DE OCTUBRE AL 17 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE
ENERGIA, LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y EL
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

MEXICO, D. F.

ELABORACION DE UN PROGRAMA DE REPARACION

ING. J. HOMERO MENDOZA E.
DICIEMBRE, 1985.

CAPITULO V.

ELABORACION DEL PROGRAMA DE REPARACION.

DATOS QUE DEBEN CONSIDERARSE PARA LA FORMULACION
DE UN PROGRAMA DE REPARACION DE POZOS.

I.- ANTECEDENTES Y DATOS GENERALES DEL POZO.

- a).- Número del pozo.
- b).- Ubicación en el campo.
- c).- Tipo de pozo (productor, reinyector, suspendido).
- d).- Especificar si ya fué intervenido anteriormente.
- e).- Especificar que equipo de reparación se empleó.
- f).- Fecha de iniciación y terminación de su construcción.
- g).- Elevación, de la mesa rotaria y de la mesa rotaria al cabezal.
- h).- Profundidad total del pozo.
- i).- Fecha desde la que el pozo ha permanecido cerrado.

II.- DATOS GEOLOGICOS:

a).- CONTACTOS DE LAS DIFERENTES FORMACIONES:

Evidencia de cambios registrados por las muestras de canal recolectadas durante la perforación del pozo.

b).- ZONAS INESTABLES:

Donde se detecten derrumbes, hidrataciones, intercalaciones y - así como de aportación de fluidos hidrotermales.

c).- DESCRIPCION LITOLOGICA:

Que detalla las profundidades en que han aparecido las diferen--

tes formaciones (andesitas, caolines, riolitas, tobas y arenas) atravesadas.

d).- DATOS DE PERMEABILIDAD:

De acuerdo a resultados de registros de presión.

e).- ANALISIS DE NUCLEOS:

Para determinar las características del yacimiento, en cuanto a presencia de termo minerales asociados.

III.- DATOS MECANICOS Y DE PERFORACION:

a).- PROFUNDIDAD MAXIMA DEL POZO:

Definir si el agujero es original, direccional o se abrió ventana para desviar, y su profundidad final.

b).- PROFUNDIDAD DEL POZO:

Definir si quedó tapón de cemento, derrumbe, algún accesorio mecánico ó quedó pescado.

c).- PROBLEMAS OBSERVADOS DURANTE LA PERFORACION:

Condiciones anormales como brotes, manifestaciones de gas, fluidos sobrecalentados, pérdida de circulación severas.

d).- TUBERIAS DE REVESTIMIENTO:

Superficial, intermedia, profunda y tubería corta ó productora,

deberán detallarse los diámetros del agujero donde se corran; el grado, peso, rango, conexión, marca comercial y longitudes de cada una empleadas.

e).- CEMENTACIONES A TUBERIAS DE REVESTIMIENTO:

Cantidades y dosificaciones de cementos y aditivos especiales para alta temperatura utilizados. Equipo de flotación empleado en cada etapa; régimen de bombeo y desplazamiento de la lechada durante la cementación, si se empleó cople cementador de finir si se operpo correctamente, si las pruebas hidrostáticas a cada etapa de cementación fueron satisfactorias. En el caso de abatimiento del nivel de la lechada en el espacio anular por pérdida; al recementar indicar que volumen de lechada se empleó.

f).- ARBOL DE VALVULAS:

Que consta normalmente de los siguientes accesorios: Cabezal, cuñas colgadoras de T.R., carrete de expansión de 12" \emptyset a 10" \emptyset , válvula maestra 10" \emptyset , cruz, válvulas superior y laterales, de 10" \emptyset , así como accesorios menores (anillos, birlos, tuercas, bridas, válvulas 2" \emptyset etc.)

IV.- DATOS DE PRODUCCION:

a).- PERIODO DE PRUEBA:

Tiempo en el que el pozo estuvo abierto para ser medido.

b).- PRODUCCION MEDIDA:

Cantidad de vapor y agua obtenidas durante las pruebas, abatimientos o recuperaciones observadas en los flujos.

c).- PRODUCCIONES PROBADAS Y ESPERADAS:

Elaboración de gráficas, interpretación de registros de mediciones de fondo.

d).- REGISTROS DE INDUCCIONES:

Programa para inducción, métodos empleados para reducir tipo de materiales y cantidades utilizadas.

e).- REGISTROS DE PRODUCCION:

Variaciones de la producción del pozo (estáticas o fluyendo) - comportamiento de su entalpía, pérdida de presión.

f).- MANIFESTACIONES ANORMALES:

Aportación de agua no contemplada, incrustaciones o depositaciones (reducción de diámetro) arrastre de sólidos.

V.- CONCLUSIONES Y DIAGNOSTICO:

Se hará un resumen detallado de los datos numerados más importantes encontrados que permitan emitir una opinión sobre las causas que pudieron haber originado la anomalía en el pozo y estar en posibilidades de dar soluciones para su intervención.

VI.- PROGRAMA DE OPERACIONES:

Se definirán las operaciones y actividades de reparación en orden cronológico especificando las características de las herramientas y materiales diversos que se emplearán, así como las técnicas acordadas. Es de mencionarse también el personal técnico que intervendrá y el tiempo total estimado para estas operaciones.

VII.- PRESUPUESTO CONSIDERADO:

Se especificará el costo del equipo, cantidades de los materiales empleados, salarios del personal, uso de vehículos, herramientas, combustibles y lubricantes.

VIII.- TECNICAS DE REPARACION:

De acuerdo a la información de que se disponga sobre el problema del pozo, la reparación se ha clasificado en dos tipos:

REPARACION MAYOR: Que comprendería las siguientes actividades:

- a).- Instalación del equipo de reparación adecuado con todos sus accesorios considerados de acuerdo al programa.
- b).- Colocación del equipo de control superficial con conexiones, extensiones debidamente probadas.
- c).- Suministro de agua suficiente o preparación de lodo adecuado si se requiere.

- d).- Controlar y abatir la presión del pozo a cero.
- e).- Verificación de las instalaciones superficiales.
- f).- Armado de sartas (de perforación ó inducción).
- g).- Calibraciones a diámetros interiores en T.R.
- h).- Pruebas hidrostáticas a T.R. empleando empacadores ó con-
tapones de cemento.
- i).- Empleo de sellos de plomo con diferentes diámetros.
- j).- Utilización de roladores para T.R., de diferentes diáme-
tros.
- k).- Empleo de molinos de distintos tipos y diámetros.
- l).- Reperforación del pozo para profundizarlo.
- m).- Control de pérdidas de circulación mediante inyección de-
tapones.
- n).- Viajes con sarta de perforación empleando molinos, barre-
nas, escariadores, etc.
- o).- Corrida y cementación de tuberías de revestimiento adicio-
nales.

- p).- Colocación de tubería corta empleando colgador de cuñas.
- q).- Cambio del lodo por agua, para dejar pozo cerrado.
- r).- Corridas de registros de temperatura y presión.
- s).- Pruebas hidrostáticas en la zona reparada.
- t).- Cambio del equipo de reparación.

REPARACION MENOR: que comprendería la intervención del pozo, -
empleando el equipo de reparación, pero las operaciones por -
efectuar serían de menor importancia y se seleccionarían de -
las actividades consideradas como REPARACION MAYOR.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

MATERIA: "REPARACION DE POZOS GEOTERMICOS"

DEL 8 DE OCTUBRE AL 17 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE
ENERGIA, LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y EL
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

MEXICO, D. F.

IV

DIAGNOSTICO DE ESTADO MECANICO

ING. J. HOMERO MENDOZA E.
DICIEMBRE, 1985.

CAPITULO IV.

DIAGNOSTICO MECANICO DE UN POZO.

DIAGNOSTICO MECANICO DE UN POZO.

El diagnóstico mecánico que se puede hacer a un pozo geotérmico, durante su construcción, al estar terminado y/o cuando ha estado un tiempo considerable en observación y cerrado es de acuerdo a las siguientes consideraciones:

A).- Diagnóstico superficial externo.

- 1.- Fugas en instalaciones superficiales de control.
- 2.- Torsiones, resistencias y fricciones en viajes durante la perforación.
- 3.- Presiones anormales durante la operación.
- 4.- Pérdidas de circulación.
- 5.- Fallas de materiales de los elementos del árbol.

B).- Diagnóstico interno del pozo.

- 1.- Detección de colapsos, desprendimientos, agrietamientos, incrustaciones etc.
- 2.- Fallas por degradación de cementos modificados que provoquen canalizaciones.
- 3.- Fallas del equipo de flotación.
- 4.- Fallas de herramientas especiales.
- 5.- Formación de puentes de recorte de perforación.
- 6.- Fallas por exceso o falta de apriete en T.R. ó T.P.
- 7.- Crecimiento anormal de la T.R., profunda al abrir el pozo a producción.

Para hacer la detección de los problemas antes enumerados es necesario intervenir el pozo con lo siguiente:

- A).- Costo por mano de obra.
- B).- Materiales de consumo.
 - Herramientas.
 - Tuberías, coples, centradores, etc.
 - Aditivos para lodos.
- C).- Equipos y herramientas para operaciones especiales.
 - Cementaciones.
 - Registros Eléctricos.
 - Disparos.
- D).- Combustibles y lubricantes.
 - Gasolina, diesel.
 - Aceites y aditivos.

* En lo que respecta al personal técnico especializado para llevar a - el efecto la reparación por pozo se requiere lo siguiente:

- 1.- Un Ingeniero Petrolero.
- 2.- Un Jefe de Pozo.
- 3.- Dos Técnicos en Reparación de Pozos.
- 4.- Un Técnico químico de lodo.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"
MATERIA: "REPARACION DE POZOS GEOTERMICOS"

DEL 8 DE OCTUBRE AL 17 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE
ENERGIA, LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y EL
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

MEXICO, D. F.

VI

HERRAMIENTAS MAS USADAS EN REPARACION DE POZOS GEOTERMICOS

ING. J. HOMERO MENDOZA E.
DICIEMBRE, 1985.

CAPITULO VI.

HERRAMIENTAS MAS USADAS EN LA REPARACION DE POZOS GEOTERMICOS

En este capítulo se reseñará todo lo relacionado con el empleo y la operación de las diversas herramientas especiales.

Como el diseño actual de construcción de los pozos geotérmicos se llegó a adecuar al de los pozos petroleros; estas herramientas son las mismas que se utilizan en los problemas de perforación geotérmica.

Una vez concluida la construcción de los pozos, estos quedan por algún tiempo cerrados para probarse y evaluarse en todas sus características para posteriormente ser incluidos en los programas de acuerdo a su producción. Pero hay ocasiones que cuando el pozo se ha abierto durante la etapa de pruebas y evaluación o al estar en etapa de producción, se han notado anomalías como lo son, la reducción del diámetro interior de la T.R. y/o de la tubería corta por incrustación, al colapso en el pozo Az-34 en la T.R. 9 5/8" Ø, el cambio de alguno de los elementos del árbol de válvulas, la manifestación de vapor fuera del ademe en el pozo Az-2 etc.

Los problemas mencionados anteriormente requerirán el empleo de diversas herramientas especiales y de la experiencia del personal técnico que las operará.

Estas herramientas se han utilizado exitosamente para resolver problemas de los pozos.

PETROLEOS MEXICANOS

3

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

9.000.- OPERACION DE "STRING SHOT"

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

4

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA

APAREJO DE PESCA

10.250.- Pescante derecho Over-Shot, Tarraja o Machuelo

Junta de Seguridad

Herramienta hidráulica de tensión Wilson

Tubería

10.300.- FUNCIONAMIENTO

Conociendo las características del pescado que tiene que recuperarse, -- deberá seleccionar el aparejo de pesca indicado, para que una vez armado se introduzca al pozo y se baje a la profundidad de pesca. Circule para lavar el pescante, la boca de pescado y posteriormente realice la conexión.

Al estar efectuando el trabajo de percusión siempre esté pendiente de observar el indicador de peso, la presión de bombeo y la marca tenida en la sarta para determinar el momento de la liberación del pescado.

10.400.- RECOMENDACIONES PRACTICAS

Verifique que las cuñas del pescante Over-Shot o la rosca de la tarraja o el machuelo estén en buenas condiciones de operación, así como que la calibración interior del total de la herramienta de pesca esté correcta.

Evite al máximo combinaciones extras en el armado de la sarta de pesca y en general tome la medida interior y exterior de cada una de las herramientas para la elaboración del croquis correspondiente.

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

5

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA APAREJO DE PESCA

10.100.- DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA

La herramienta que más adelante se anota ya fué descrita en su sección -- correspondiente. Esta herramienta es la que se recomienda para resolver -- algunos problemas de pesca que se tienen en los pozos.

10.200.- D I S E Ñ O

10.210.- Pescante derecho Over-Shot, Tarraja o Machuelo

Junta de Seguridad

Tubería

10.220.- Pescante derecho Over-Shot, Tarraja o Machuelo

Junta de Seguridad

Martillo hidráulico Johnston

Drill Collars

Acelerador hidráulico Houston Engineers

Tubería

10.230.- Pescante derecho Over-Shot; Tarraja o Machuelo

Junta de Seguridad

Martillo mecánico Sub-golpeador Bowen

Martillo hidráulico Johnston

Drill Collars

Acelerador hidráulico Houston Engineers

Tubería

10.240.- Pescante derecho Over-Shot, Tarraja o Machuelo

Junta de Seguridad

Martillo mecánico de doble acción Mc. Cullough

Drill Collars

Acelerador hidráulico Houston Engineers

Tubería

PETROLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

6

10.000.- APAREJO DE PESCA

7

PETROLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA STRING - SHOT

9.430.- EQUIPOS SIN REVERSA

Use la llave Wilson con cable de manila y el retorno y tenga una persona en el candado de la rotaría para quitar y poner el candado cada vez que se jale la llave.

9.440.- EQUIPOS SIN CANDADO EN LA ROTARIA

Voltee la llave de apretar, a fin de tener las dos llaves operando en la misma dirección. Esto permite dar torsión con una llave y aguantar la torsión con la otra. Repita la operación hasta obtener la torsión deseada.

9.450.- EQUIPOS CON ROTARIA QUE SE PUEDE ASEGURAR EN CUALQUIER DIRECCION

Use el candado de una sola dirección o en su defecto una llave para aguantar la torsión. Asegúrese la llave contra la "Línea muerta".

NO USE el candado doble de la rotaría. Al disparar el String-Shot al soltar rápidamente la torsión puede permitir vueltas adicionales de la tubería hasta la superficie y si la rotaría no está libre para dar vuelta a la izquierda, se pueden quebrar algunos tramos en otros lugares de la sarta.

9.460.- DISPARANDO CON LA TORSION AGUANTADA POR LA LLAVE WILSON Y LA TUBERIA SUSPENDIDA DEL BLOCK

Muchas veces la tubería da vuelta a la izquierda cuando se dispara el String-Shot. Cuando se dispara con la llave Wilson aguantando la torsión y la tubería suspendida del block, asegúrese de que esté puesto el candado del gancho, así, si la tubería da vuelta, el cable de disparos dará vuelta junto con el gancho, block, y cable de perforación. Para quitar la torsión ponga la tubería en las cuñas.

Si el gancho no tiene puesto el candado, el cable de disparos se torcerá a la altura del Swivel del gancho, pudiéndose dañar.

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

8

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA STRING - SHOT

- 1.- Pozo chueco o desviado.
- 2.- Tubería que se ha caído enchucando la tubería.
- 3.- Tubería semi-pegada, permitiendo movimiento débil de la tubería arriba del punto de pegadura total.
- 4.- Fricción a causa de válvulas de gas-lift.
- 5.- Varias condiciones del lodo.
- 6.- Otras causas similares.

Fonga la tubería en las cuñas con el peso calculado a la profundidad de — disparo. Marque la tubería al nivel de la rotaría y refiérase a esa marca — siempre. (Después de marcar la tubería no se fije en lo que marca el indi — cador de peso porque la fricción puede dar lecturas falsas).

Aplique la mitad de la torsión a la izquierda requerida y aguántela con el candado de la rotaría. Con la llave Wilson quite el candado de la rotaría — y aguántela amarrándola contra la "Línea de aguante" de la llave; levante — la tubería de las cuñas y trabaje la tubería hacia arriba y abajo unas — — cuantas veces (no baje de la "marca" pues hay peligro de quebrar una junta de la tubería). Fonga la tubería en las cuñas nuevamente, póngale el can — dado a la rotaría y quite la llave Wilson. Ahora, sin perder la torsión ya dada, aplique $3/4$ ó el total de la torsión a la izquierda que se requiere — y repita la operación anterior. Después aplique el total de la torsión re — querida, póngale, el candado a la rotaría y efectúe el String-Shot.

9.400.- RECOMENDACIONES PRACTICAS

9.410.- PESO DE LA TUBERIA

En todos los casos, calcule el peso de la tubería libre o al peso hasta la altura del String-Shot.

9.420.- DRILL COLLARS

Normalmente se usa tubería de perforación o producción arriba de los drill collars. Por lo tanto, use la misma torsión anotada para dichas tuberías — cuando se dispare en drill collars. Use discreción para tubería cristaliza — da o muy usada que no permite la torsión recomendada.

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

9

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA STRING - SHOT

9.300.- FUNCIONAMIENTO

9.310.- APRIETE LA TUBERIA

Es común apretar la rosca de la tubería antes de efectuar String-Shot. Se puede obtener apriete adicional colocando la tubería a diferentes pesos - y dando torsión a la derecha. Al reapretar cambiará el peso de la tubería pues aumentará el peso al entrar más la roscas en los coples.

Siempre exceda la torsión a la derecha sobre la aplicada a la izquierda y deje un tramo totalmente libre cuando se efectúe "String-Shot", para efectos de pesca subsiguientes. Cuente las vueltas que se dan y las que regresan pues la fricción puede aguantar parte de la torsión aplicada.

9.320.- TORSION

Antes de dar torsión a la izquierda, siempre asegúrese que la tubería esté bien apretada para evitar que se desenrosque en otros puntos. Siempre - - déle más torsión a la derecha de la que se le va a dar a la izquierda.

La cantidad de torsión a la izquierda por aplicarse para efectuar String-Shot depende del tamaño de la tubería y profundidad.

9.330.- STRING-SHOT FRENTE A LA JUNTA

Nunca cubra más de una junta con Prima-Cord, para eliminar el peligro de desenroscar en más de un lugar. (Se pueden dejar dos pescados en el pozo) La cantidad de mecha por usar depende del tamaño de la tubería y profundidad del pozo. Procuren no efectuar "String-Shot" frente a substitutos - - cortos.

9.340.- TRABAJANDO LA TORSION HACIA ABAJO

La siguiente lista cubre varias condiciones de pozo con básicamente el mismo problema donde es necesario trabajar la torsión hacia abajo del lugar donde se va a efectuar el String-Shot.

9.220-TABLA PARA CALCULO DE LA MECHA EN LAS OPERACIONES DE "STRING - SHOT"

		P R O F U N D I D A D														
		0	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000	11000	12000	13,000	14000
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000	11000	12000	13000	14000	15000
LA TABLA SIGUIENTE ES EN GRANOS POR PIE DE MECHA (PRIMA-CORD)																
TUBERIA PROD.	1-1/2", 2", 2-1/2"	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	100	100	100	100	100
	3"	50	50	50	50	50	50	100	100	100	100	100	150	150	150	150
	3-1/2"	100	100	100	100	100	100	150	150	150	150	150	150	150	150	150
	4"	100	100	100	100	150	150	150	150	150	150	150	200	200	200	200
TUBERIA PERF.	2-3/8", 2-7/8"	50	50	50	50	100	100	100	100	150	150	150	200	200	200	200
	3-1/2", 4"	100	100	100	100	100	150	150	150	200	200	200	250	250	250	250
	4-1/2", 5-9/16"	150	150	200	200	200	200	250	250	300	300	400	400	400	400	400
	6-5/8"	200	200	250	250	250	250	300	300	350	350	450	450	450	450	450
	7-5/8"	300	300	350	350	350	350	400	400	450	450	550	550	550	550	550
COLLA- RINES	3-1/8" o 4" O.D.	100	100	100	100	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
	4-1/2" o 5-1/2" O.D.	100	100	100	100	200	200	200	200	200	200	200	200	250	250	250
	5-3/4" o 7" O.D.	150	150	150	150	250	250	250	250	250	250	250	250	300	300	300
	7-1/4" o 8" O.D.	150	150	200	200	250	250	300	300	300	300	400	400	400	400	400
	8-1/4" o 9" O.D.	250	250	300	300	300	300	350	350	400	400	500	500	500	500	500
TUBERIA DE ADEME	4-3/4" o 5-3/4"	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	200	200	200	200	200
	6" o 7"	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	250	250	250	250	250
	7-5/8"	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	300	300	300	300	300
	8-5/8" - 9"	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	350	350	350	350	350
	9-5/8" - 10"	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	400	400	400	400	400
	10-3/4"	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	450	450	450	450	450
	11-3/4"	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	500	500	500	500	500

NOTA: ESTAS TABLAS SON PARA PROFUNDIDADES BAJO EL NIVEL DEL FLUIDO EN EL POZO. - UNICAMENTE SON APROXIMADAS Y SOLO SE USARAN COMO CIFRAS BASICAS, YA QUE NO SE ENCONTRARIA NINGUN DAÑO DE CONSIDERACION AL USARLAS. SIN EMBARGO, SE TENDRA SIEMPRE EN CONSIDERACION TANTO DE LA TUBERIA COMO DEL POZO.

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA STRING - SHOT

Si la tubería desconecta, los resultados generalmente se manifiestan en esta superficie al soltar rápidamente el candado de la rotaría.

9.200.- DISEÑO

9.210.- TORSION IZQUIERDA QUE DEBE APLICARSE

- Para tubería de perforación de 0' a 4 000' 1/2 vuelta por 1 000'
- Para tubería de perforación de 4 000' a 9 000' 3/4 vuelta por 1 000'
- Para tubería de perforación de 9 000' a - 1 vuelta por 1 000'
- Para tubería de producción de 0' a 6 000' 3/4 vuelta por 1 000'
- Para tubería de producción de 6 000' a - 1 vuelta por 1 000'

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

12

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA STRING - SHOT

9.100.- DESCRIPCION

Sería imposible llegar a un juego de reglas para aplicarle torsión a una tubería que se va a desconectar con "String-Shot".

Las preparaciones que se hacen para desconectar tubería con String-Shot — son básicamente las mismas, así se trate de tubería de perforación, drill-collars, o tubería de producción. Primero se trata de encontrar el punto — neutro de la tubería libre; después, se aplica la torsión recomendable a la izquierda, y así se estará listo para efectuar el disparo del "String-Shot".

A continuación se dá un caso hipotético de tubería pegada.

Supongamos que el punto libre se ha determinado y que el "String-Shot" está frente al cople o junta seleccionada.

EJEMPLO:

Equipo de perforación en buenas condiciones de trabajo. Vamos a suponer — que la tubería se pegó al hacer conexión.

La información del pozo es como sigue: Casing 9 5/8" cementado a 500 m. — con tubería de perforación de 3 1/2" I.F., 5 drill collars de 6 1/4" O.D.— barrena de 8 5/8" profundidad total: 2,990 m., barrena a 2,878 m. agujero-derecho lodo en buenas condiciones. Tubería libre a 2,828 m., ó sea el — primer tramo arriba de los drill collars. String-Shot colocado a 2,819, — donde hay una junta de 3 1/2" I.F.

Después de determinar el peso de la tubería libre a la altura del "String-Shot", se coloca la tubería en las cuñas con éste peso y se amarran juntas-las asas de las cuñas. Cheque a ver si está bien apretada la tubería, dándole 10 ó 11 vueltas y dejando que regresen las vueltas lentamente. Las — vueltas que regresen deben de ser las mismas que se le dieron.

Ponga la rotarfa en reversa. Primero déle 6 vueltas a la izquierda y deje-las regresar lentamente, contándolas. Ahora ya con la tubería sin esfuer-zos estamos listos para aplicarle la torsión requerida. Déle vueltas a la izquierda y aplique el candado a la rotarfa. Disparese el "String-Shot".

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

14

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA PESCANTE TARRAJA IZQUIERDA.

13.310.- PARA CONECTAR Y EXTRAER EL PESCADO.

Para conectar la tarraja a la boca de pescado deberá de apoyarla - cargando media tonelada de peso, anclar la herramienta inversora - de rotación con una vuelta de la sarta a la derecha y continuar - con la rotación para fijar la tarraja. Para comprobar que la ta- rraja está agarrando el pescado, desancla la herramienta inversora de rotación con una vuelta a la izquierda y levante la sarta para definir si toma tensión.

Repita la operación arriba descrita las veces que sea necesario - cargando peso gradualmente hasta aplicar seguramente un máximo de - cuatro toneladas para la conexión de la tarraja y una vez confirma - da la fijación tense hasta seis toneladas, de acuerdo con la - longitud de la tubería de pescado, ancle la herramienta inversora - de rotación y continúe girando la sarta para desconectar.

La desconexión se confirma cuando al estar girando la sarta para - desconectar el pescado, aumenta la velocidad de rotación o se va - en banda la rotaria y al desembragar, ésta se detiene sin presen- - tarse torsión alguna. Proceda a sacar la tubería.

13.320.- PARA DESCONECTAR LA HERRAMIENTA.

Si por la condición del atrapamiento del pescado no es posible rea - lizar la desconexión, ya que al girar la sarta de tubería con rota - ción derecha regresa las vueltas aplicadas, para recuperar la ta- rraja es necesario neutralizar la herramienta inversora de rota - ción, soltándole la canica de acero.

Una vez alojada la canica en su asiento y con la presión, aplicada con la bomba del equipo, se procederá a girar la sarta de tubería a la derecha, giro que se transmitirá en el mismo sentido inmedia - tamente abajo de la herramienta inversora de rotación, por lo que deberá liberarse la media junta de seguridad. Con viajes adicionales y con herramienta derecha, recuperará hasta la tarraja izquier - da.

13.400.- RECOMENDACIONES PRACTICAS.

Con el conocimiento de las características de la boca de pescado, - seleccione la tarraja con el rango de operación adecuado, revise - el estado de su cuerda y calibre la correctamente para que no pre - sente obstrucción alguna en su interior.

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

15

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA PISCANTE TARRAJA IZQUIERDA.

13.100.- DESCRIPCION.

Estas herramientas se utilizan para conectar exteriormente tuberías de Perforación, Producción, Mandriles para Válvulas de Inyección de gas, Válvulas de Circulación, etc., cuya boca se encuentre en buenas condiciones o irregular.

Son herramientas cónicas que tienen en su interior una roca especial trapezoidal izquierda; también se construyen acanaladas longitudinalmente si así se requieren, para facilidad de circulación.

13.200.- DISEÑO.

Existen varios rangos de operación, que permiten hacer conexiones en diferentes diámetros y ofrece la ventaja de poder conectarse en "boca de pescado" irregulares (rotas, colapsadas en su extremo, etc.), por su forma cónica que es su principal característica.

Dada su construcción es importante seleccionar el rango de operación adecuado para las condiciones de la "boca del pescado" por conectar.

13.210.- CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES.

CONEXION	DIAMETRO EXTERIOR		DIAMETRO INTERIOR		LARGO TOTAL
	MAXIMO	MINIMO	MAXIMO	MINIMO	
2 3/8" REG.	3 1/8"	3 1/8"	2 5/8"	1 1/2"	24"
2 3/8" I.P.	3 5/8"	3 3/8"	3 1/8"	2"	24"
2 7/8" I.P.	4 1/4"	4 1/8"	3 3/4"	2 1/8"	24"
3 1/2" I.P.	4 3/4"	4 3/4"	4 1/8"	2 5/8"	32"
3 1/2" I.P.	5 1/2"	4 3/4"	4 3/4"	3 1/4"	32"
4" I.P.	6 1/8"	5 3/4"	5 1/8"	3 3/8"	36"

13.300.- FUNCIONAMIENTO.

Revise que la tarraja se encuentre en buenas condiciones de operación, que sea de las características adecuadas y conéctela a la sarta de pesca con la junta de seguridad, la herramienta inversa de rotación y la tubería e introdúzcala al pozo hasta la proximidad de la boca de pescado. Efectúe su ajuste instalando la flecha y circule para lavar la herramienta y boca de pescado.

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA PESCANTE TARRAJA IZQUIERDA.

13.310.- PARA CONECTAR Y EXTRAER EL PESCADO.

Para conectar la tarraja a la boca de pescado deberá de apoyarla - cargando media tonelada de peso, anclar la herramienta inversora - de rotación con una vuelta de la sarta a la derecha y continuar - con la rotación para fijar la tarraja. Para comprobar que la tarraja está agarrando el pescado, desancla la herramienta inversora de rotación con una vuelta a la izquierda y levante la sarta para definir si toma tensión.

Repita la operación arriba descrita las veces que sea necesario - cargando peso gradualmente hasta aplicar seguramente un máximo de cuatro toneladas para la conexión de la tarraja y una vez confirmada la fijación tense hasta seis toneladas, de acuerdo con la longitud de la tubería de pescado, ancle la herramienta inversora de rotación y continúe girando la sarta para desconectar.

La desconexión se confirma cuando al estar girando la sarta para desconectar el pescado, aumenta la velocidad de rotación o se va en banda la rotaría y al desembragar, ésta se detiene sin presentarse torsión alguna. Proceda a sacar la tubería.

13.320.- PARA DESCONECTAR LA HERRAMIENTA.

Si por la condición del atrapamiento del pescado no es posible realizar la desconexión, ya que al girar la sarta de tubería con rotación derecha regresa las vueltas aplicadas, para recuperar la tarraja es necesario neutralizar la herramienta inversora de rotación, soltándole la canica de acero.

Una vez alojada la canica en su asiento y con la presión, aplicada con la bomba del equipo, se procederá a girar la sarta de tubería a la derecha, giro que se transmitirá en el mismo sentido inmediatamente abajo de la herramienta inversora de rotación, por lo que deberá liberarse la media junta de seguridad. Con viajes adicionales y con herramienta derecha, recuperará hasta la tarraja izquierda.

13.400.- RECOMENDACIONES PRACTICAS.

Con el conocimiento de las características de la boca de pescado, seleccione la tarraja con el rango de operación adecuado, revise el estado de su cuerda y calíbrala correctamente para que no presente obstrucción alguna en su interior.

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA PESCANTE TARRAJA IZQUIERDA.

En su sarta de pesca debe incluir una junta de seguridad izquierda conectada entre la tarraja y la herramienta inversora de rotación.

Al sacar la tubería para recuperar el pescado, coloque el candado de la rotaria para evitar que gire la tubería.

13.500.- CUIDADOS.

Mantenga con grasa adecuada la conexión superior.

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

18

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA PESCANTE MACHUELO IZQUIERDO.

13.600.- DESCRIPCION.

Se utiliza para conectar interiormente, tuberías de Perforación, - Producción y revestimiento, mandriles de empacadores y de válvulas de inyección, válvulas de circulación, etc., su uso es limitado, - pues una vez conectada ésta herramienta y en caso de no recuperar el pescado, no se puede desconectar fácilmente.

Son herramientas cónicas que tienen en su exterior una rosca espe- cial trapezoidal izquierda; también se construyen acanaladas si - así se requieren, para una mejor circulación.

13.610.- DISEÑO.

Al igual que las tarrajas existen varios rangos de operación, por- lo tanto, es necesario seleccionar el rango para determinado traba- jo de pesca.

13.611.- CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES.

CONEXION CAJA	DIAMETRO EXTERIOR	DIAM. EXT. ROSCA		DIAMETRO INTERIOR	LONGITUD	
		MAXIMO	MINIMO		ROSCA	TOTAL
2 3/8" I.F.	3 3/8"	2 5/8"	1 3/8"	5/8"	18"	24"
2 3/8" I.F.	3 3/8"	3 1/8"	2"	5/8"	18"	24"
2 7/8" I.F.	4 1/8"	2 3/4"	1 3/8"	5/8"	18"	24"
4 1/2" HEG.	5 1/2"	3 1/2"	1 7/8"	1"	24"	32"
4 1/2" HEG.	5 1/2"	5"	3"	1 1/2"	24"	32"
4 1/2" I.F.	6 1/8"	4 1/8"	2 3/8"	1 3/8"	24"	32"
4 1/2" I.F.	6 1/8"	5 5/8"	4 3/4"	3"	24"	32"

13.620.- FUNCIONAMIENTO.

Revise que el machuelo se encuentre en buenas condiciones de opera- ción que sea de las características adecuadas y conéctelo a la sar- ta de pesca con la junta de seguridad, la herramienta inversora de rotación y la tubería e introdúzcalo al pozo hasta la proximidad - de la boca de pescado. Efectúe su ajuste instalando la flecha y - circule para lavar la herramienta y boca de pescado.

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

19

HERRAMIENTA PESCANTE MACHUELO IZQUIERDO.

13.621.- PARA CONECTAR Y EXTRAER EL PESCADO.

Para conectar el machuelo a la boca de pescado, deberá de apoyarlo cargando media tonelada de peso, anclar la herramienta inversora de rotación con una vuelta de la sarta a la derecha y continuar con la rotación para fijar el machuelo. Para comprobar que el machuelo está agarrando el pescado, desancla la herramienta inversora de rotación con una vuelta a la izquierda y levante la sarta para definir si toma tensión.

Repita la operación arriba descrita las veces que sea necesario - cargando peso gradualmente hasta aplicar seguramente un máximo de cuatro toneladas, para la conexión del machuelo, y una vez confirmada la fijación tense hasta seis toneladas de acuerdo con la longitud de la tubería de pescado, ancle la herramienta inversora de rotación y continúe girando la sarta para desconectar.

La desconexión se confirma cuando al estar girando la sarta para desconectar el pescado, aumenta la velocidad de rotación o se va en banda la rotaria y al descombragar, ésta se detiene sin presentarse torsión alguna. Proceda a sacar la tubería.



MACHUELOS

IZQUIERDÓS

14.000.- JUNTAS DE SEGURIDAD

PETROLEOS MEXICANOS

22

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA JUNTAS DE SEGURIDAD TIPO ROSCABLE IZQUIERDA HOUSTON ENGINEERS TIPO "X"

A diferencia de las juntas de seguridad tratadas anteriormente, este tipo de juntas se utiliza con herramientas izquierdas y la inversora de rotación colocándose entre éstas dos.

Su diseño es similar a las juntas de su tipo cuentan con un anillo antifriccionante y con sellos tipo "O" ring y desconecta con rotación.

CONEX.SUP.	2 3/8" REG.	2 7/8" REG.	2 7/8" IP	3 1/2" REG.	3 1/2" IP	3 1/2" IP.
DIAMETRO EXTERIOR	3 1/8"	3 3/4"	4 1/8"	4 1/4"	4 5/8"	4 3/4"
DIAMETRO INTERIOR	1"	1 1/4"	2"	1 1/2"	2 7/16"	2 9/16"

Para desconectarse desanque la herramienta inversora de rotación neutralicela y gire la sarta a la derecha 10 o más vueltas y verifique si desconectó levantando la sarta.

Para su conexión, baje la media junta con la herramienta inversora de rotación, verifique el peso de la sarta subiendo y bajando, estacionándose de 3 a 4 m. — arriba de la "boca de pescado" y circule.

Instale la flecha y suspenda la circulación, bájese la sarta lentamente hasta la "boca de pescado", cargue 1/2 ton. de peso y ancle la herramienta inversora, aplique rotación a la derecha para conectar la junta de 10 a 15 vueltas.

Si observa torsión, suspenda la rotación y desanque la herramienta inversora y verifique la conexión con 3 o 4 ton. de tensión arriba del peso de la sarta.

En caso de no lograr la conexión aumente el peso sobre la "boca del pescado" de 1/2 a 1 ton. y repita la operación de conexión arriba descrita, las veces que sean necesarias hasta lograr el objetivo.

15.000.- CORTA-TUBO EXTERIOR

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA CORTA-TUBO EXTERIOR.- Mc. CULLOUGH.

15.100.- DESCRIPCION.

Esta herramienta se emplea para recuperar tuberías de — producción, por medio de cortes en longitudes variables, dependiendo de las condiciones que presente el problema para su recuperación, — llegandose a recuperar tubería hasta 120 m. de longitud.

Su aplicación ayuda a eliminar tubería con obstrucción — interior, bocas de pescado deformadas etc., facilitando operaciones — de pesca posteriores y permitiendo pasar a través del interior del — pescado para efectuar String-Shot, cortes con cargas químicas etc.

Su operación es sencilla, con rotación derecha pueden — efectuarse cortes en cualquier posición del tubo que se desee cortar previa rotura de los pernos de bronce que sostienen la camisa accionadora, siendo esta la ventaja principal de la herramienta.

15.200.- DISEÑO.

Su diseño permite fácilmente el armado y desarmado de la herramienta para la revisión de sus partes principales en cada operación, además la sencillez de su mecanismo hacen a esta herramienta — recomendable.

Consta de las siguientes partes:

- a).- Sustrituto superior.
- b).- Cuerpo o tazón.
- c).- Gufas.
- d).- Camisa accionadora.
- e).- Resorte.
- f).- Anillo de fricción.
- g).- Cuchillas (3 piezas).
- h).- Pernos de corte (Bronce).

15.210.- CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES.

VER TABLA No. 1 ADJUNTA.

15.300.- FUNCIONAMIENTO.

Antes de introducir la herramienta verifique las condiciones de — todas sus partes, principalmente las cuchillas de corte; el armado — debe ser lo más cuidadosamente posible para el éxito de la operación — igualmente la tubería lavadora que se vaya a emplear debe representar condiciones seguras de operación, reviselas tramo por tramo.

ESPECIFICACIONES CORTA-TIPO EXTERIOR No. CULLOUGH.TABLA No. 1

DIAMETRO EXTERIOR.	4"	4 1/2"	4 3/4"	5 3/8"	5 5/8"	5 7/8"
DIAMETRO INTERIOR.	2 19/16"	3 3/16"	3 1/2"	3 15/16"	4 3/8"	4 1/8"
MAXIMO DIAMETRO A PASAR.	2 1/2"	3 1/8"	3 3/8"	3 7/8"	4 1/4"	4 1/2"
DIAMETRO MAXIMO POR CORTAR.	1 1/2"	2"	-	2"	2 1/2"	3"

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

26

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA CORTA-TUBO EXTERIOR.- Mc. CULLOUGH.

- 15.310.- Programada la herramienta deberá tenerse cuidado en seleccionar el Corta-tubo exterior adecuado, de acuerdo al estado mecánico del pozo consultando la tabla de características y especificaciones
- 15.320.- Una vez conectado el Corta-tubo exterior a la tubería lavadora, se inicia la introducción tramo por tramo hasta tener la longitud deseada, recomendándose longitudes no mayores de 120 m., posteriormente se continuará bajando a una profundidad cercana a la "boca del pescado", se recomienda de 20 a 40 m. (1 ó 2 paradas).
- 15.330.- Verifique sus condiciones de operación superficiales, motores del malacate, rotaría, indicador de peso, suba y baje el aparejo de corte, y registre sus pesos antes de operar, tomense como referencias.
- 15.340.- Para entrar a la "boca del pescado" bajese lentamente y observe su indicador de peso, si se hace necesario, gire la tubería a la derecha en forma lenta, ayudándose de esta manera a bajar la herramienta a la profundidad deseada.
- 15.350.- Una vez pasada la "boca del pescado" no deberá levantarse la tubería mientras no se llegue a la profundidad del corte.
- 15.360.- Seleccionado el tramo a cortar, efectúe el ajuste con la flecha y localice el cople inmediato superior levantando la tubería hasta apoyar los flejes con el cople, tense de 1 a 2 toneladas para romper los pernos de bronce (observe su indicador de peso), desaparece la camisa accionadora y quedando la herramienta en posición de corte.
- 15.370.- Coloque el Corta-tubo exterior a la profundidad deseada, a lo largo del tubo seleccionado para el corte, cuidando que la tubería quede colgada, en su peso, y procedase a efectuar el corte de la tubería, girando el aparejo a la derecha con una velocidad de 40-50 r.p.m., conservandose constante durante la operación, para observar el incremento que indica la terminación del corte.
- 15.380.- Verifique el éxito de la operación, suspenda la rotación y levante lentamente la tubería, si en el indicador de peso no se manifiesta tensión alguna en la longitud del tramo cortado, la operación ha sido satisfactoria y deberá continuarse sacando con cuidado, por el peso excedente (tubería recuperada) que viene soportando las cuchillas de corte.

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA - CORTA-TUBO EXTERIOR.- Mc. CULLOUGH.

15.400.- RECOMENDACIONES PRACTICAS.

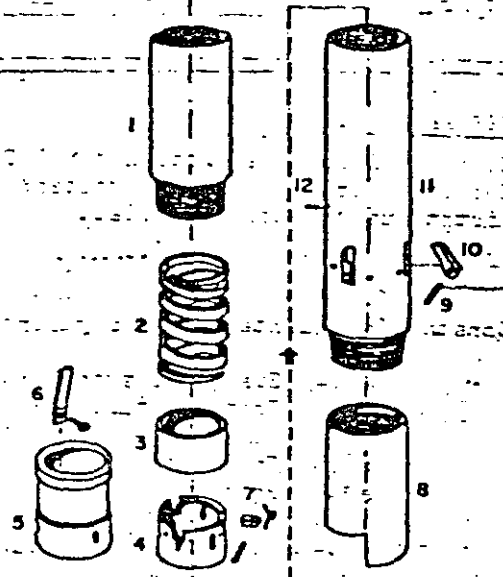
15.410.- Antes de introducir el Corta-tubo exterior Mc. Cullough, deberá explorarse el exterior de la tubería por recuperar, programándose tubería lavadora con una longitud máxima de 130 m., y zapata. En algunos casos la tubería está atrapada con arena o cemento, entonces procedase a descubrir por tramos, limpiando primeramente con zapata lavadora y después cortando, en longitudes que permita la complejidad del "pescado".

15.420.- Durante la operación debe verificarse la rotación principalmente al iniciar el corta, para observar si hay torsión excesiva que pueda dañar las cuchillas, recomendándose la iniciación lenta hasta mantenerla constante entre 40 - 50 r.p.m., de no cuidarse esta condición hay peligro de que las cuchillas se rompan.

15.430.- La longitud de la tubería lavadora siempre deberá ser MAYOR a la longitud de la tubería por recuperar.

28

CORTA-TUBO EXTERIOR



CORTA-TUBO EXTERIOR
Mc. CULLOUGH

PARTE	DESCRIPCION
1	SUSTITUTO
2	RESORTE
3	ANILLO OPRESOR
4	ANILLO ACCIONADOR
5	CAMSA ACCIONADORA
6	FLEJE DE APOYO
7	PERNO DE LEVANTE
8	GUIA
9	PERNO
10	CUCHILLA
11	CUERPO
12	PERNOS DE CORTE

PETROLEOS MEXICANOS 29
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: CORTA-TUBO EXTERIOR.-BOVEN.

DESCRIPCION:

Esta herramienta es semejante al Corta-tubo exterior anteriormente descrito, con algunas diferencias en su construcción y operación -- mismas que limitan su empleo.

DISÑO.

Consta básicamente de las siguientes partes:

- a).-- Sustrituto superior.
- b).-- Cuerpo o tasón.
- c).-- Gufa.
- d).-- Camisa de flejes.
- e).-- Resorte.
- f).-- Anillos de fricción.
- g).-- Cuchillas (5 piezas).
- h).-- Pernos de corte.

FUNCIONAMIENTO:

Deberá ser debidamente seleccionada la herramienta considerándose -- las condiciones del estado mecánico del pozo y del pescado por recuperar, consultando las tablas de especificaciones.

Para su armado y operación procedase en igual forma que al Cortatubo exterior anteriormente descrito, con las siguientes variantes.

El Corta-tubo opera únicamente apoyándose en el cople por medio de -- los flejes, por lo que para su operación, deberá bajarse a la profundidad deseada y levantarse al cople inmediato superior que servirá de apoyo.

En esta posición, tense la tubería de 0.5 a 1-tonelada para rozar -- por los pernos del anillo opresor de las cuchillas (observe su indicador de peso) quedando en posición de corte.

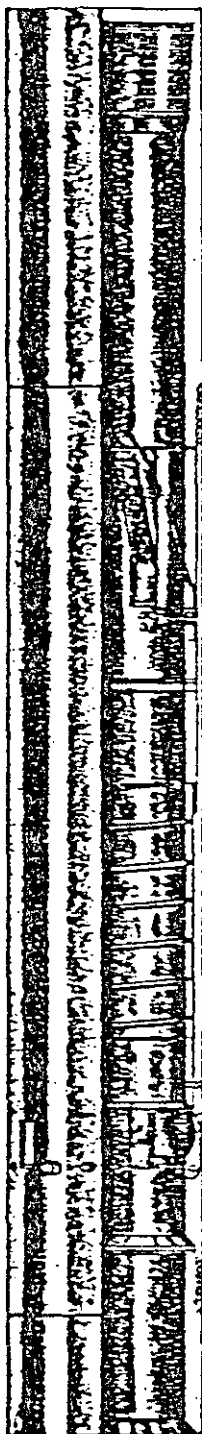
Coloque la sarta en su peso a la profundidad deseada e inicie el -- corte con rotación derecha lentamente hasta alcanzar una velocidad de 40 a 50 r.p.m. verificando que la torsión no sea excesiva, conserve la velocidad constante durante la operación hasta terminarla, deteniéndose al perderse la tensión aplicada.

Para verificar el corte levante la tubería lentamente, observando -- salga libremente hasta la superficie, y recomendándose cuidado en el manejo de la tubería por el peso excedente sostenido por las cuchillas.

RECOMENDACIONES PRACTICAS.

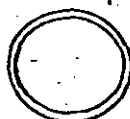
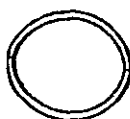
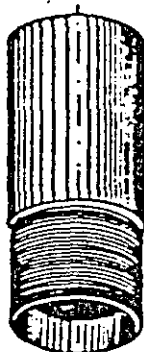
Leanse mismas anotadas en la herramienta anterior.

30



CORTA TUBO EXTERIOR
BOWEN

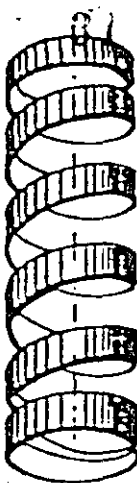
CONEXION SUPERIOR



ANILLOS DE EMPAQUE

CAMISA DE CARGA

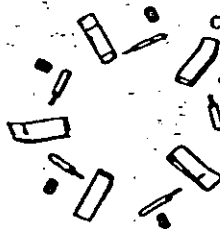
UNIDAD DE APOYO (RUEJES)



RESORTE PRINCIPAL

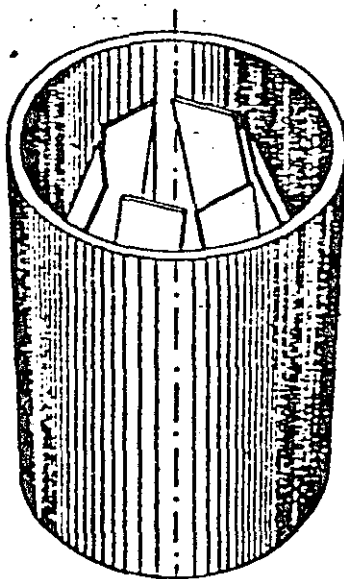


COJINETE

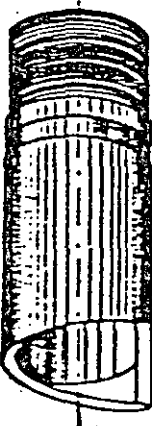


CUCHILLAS

PERNO DE CUCHILLAS



CUERPO



GUIA

CORTA-TUBO EXTERIOR BOWEN

16.000.-CORTA-TUBO INTERIOR

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

33

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA CORTA-TUBO INTERIOR.- Mc. CULLOUGH.

16.100.- DESCRIPCION.

Se emplean para efectuar cortes de tubería y pueden operarse con tubería de producción, perforación, macarroni o varillas de jalón en rangos de 2", 2 1/2" y 3" de diámetro, aunque lo más común es para cortes en tubería de revestimiento con diámetro máximo de 10 3/4".

16.200.- DISEÑO.

Su construcción es compacta y la distancia entre los puntos de apoyo y de corte es reducida, evitando movimientos del cuerpo que afecte a las cuchillas lograndose cortes efectivos.

Sus partes principales son:

- a).- Cuerpo.
- b).- Mandril.
- c).- Cuchillas.
- d).- Gufa.

16.210.- CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES.

VER TABLA No. 1

16.300.- FUNCIONAMIENTO.

La sencillez de su mecanismo, permite operarse fácilmente tanto en anclaje como en el corte, incluyendose su recuperación.

16.310.- Seleccíonese el Corta-tubo interior adecuado, de acuerdo a las características de la tubería que se desee cortar, consultando la tabla de especificaciones.

16.320.- Verifíquese las condiciones de operación de todas sus partes, especialmente las cuchillas y también el armado de la herramienta.

16.330.- Cuando la operación va a efectuarse a una profundidad tal que permita disponer del peso necesario para el corte, el Corta-tubo interior se introduce únicamente con tubería, caso contrario deberán incluirse en la sarta los Drill-Collars necesarios.

16.340.- Conectado el Corta-tubo interior en el extremo de la sarta, se introduce lentamente con la precaución de que no gire, colocandose el candado de la rotaria; una vez que se ha llegado a la profundidad deseada, se hace el ajuste con la flecha y se inicia el corte con rotación derecha, anclandose la herramienta.

La herramienta puede introducirse con las cuchillas retraídas o en posición de corte sin que llegue a dañar la tubería de revestimiento.

CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES CORTA-TUBO INTERIOR No. CULLOUGH.

TABLA No. 1

DIAMETRO EXTERIOR	5 1/2"	6 1/2"	7 1/2"	8 1/4"
CONEXION SUPERIOR	3 1/2" REG.	4 1/2" REG.	4 1/2" REG.	4 1/2" REG.
LONGITUD	48"	54"	61"	68"
DIAMETRO TUBERIA POR CORTAR	6 5/8" - 7"	7 5/8" - 8 1/2"	8 1/8" - 9"	9 5/8" - 10 3/4"

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

35

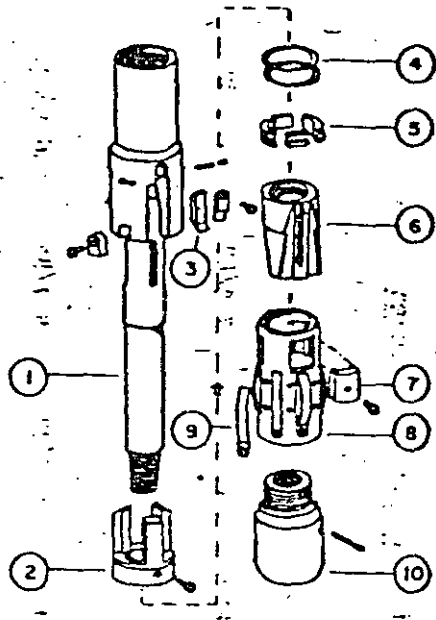
INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA CORTA-TUBO INTERIOR.- Mc. CULLOUGH.

- 16.350.- Con la herramienta anclada aplique peso gradualmente de 1 a 2 toneladas para abrir las cuchillas y continúe girando la tubería a la derecha lentamente hasta tener una velocidad constante de 40 a 50 r.p.m., verificando la torsión ocasionalmente hasta lograr el corte.
- 16.360.- Al terminar la operación levántese lentamente, evitando girarla, hasta liberar la herramienta y saquese a la superficie.
- 16.400.- RECOMENDACIONES PRACTICAS.
- 16.410.- Cuando se trate de cortes en tubería de producción, para conocerse con base la profundidad exacta tomese un registro de punta libre y de terminen el punto de corte.
- Igualmente, en tubería de revestimiento tomese un registro sónico de cementación o recurrase al registro de la tubería para determinar el punto de corte.
- 16.420.- Llénese el pozo de fluido de control para tener el nivel en la superficie y sirva de referencia, de perderse indicará el corte en la tubería aunque debe tomarse como referencia no como efectivo totalmente.
- 16.430.- La comprobación complementaria se hará con circulación y tensionando la tubería con un arpón, debiendo registrarse únicamente el peso de la sarta por recuperar, habiéndose comprobado esta condición, continuar sacando trazo por trazo hasta la recuperación total.



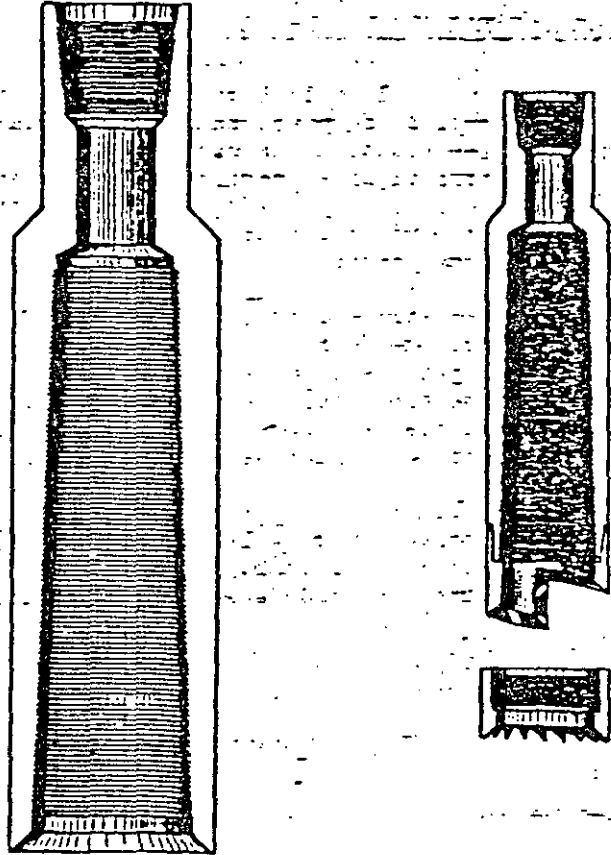
CORTA-TUBO INTERIOR
MC CULLOUGH



- 1 - CUERPO
- 2 - ANILLO ASPACIADOR
- 3 - CUCHILLA
- 4 - BALERO
- 5 - SEPARADOR GIRATORIO
- 6 - CUERPO DESLIZADOR
- 7 - CUÑA DE APOYO
- 8 - CAMISA
- 9 - FLEJES DE FRICCIÓN
- 10 - GUIA

CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES

TUBERIA DE REVESTIMIENTO	5"	5 1/2"	6 5/8"	7 5/8"	7 5/8"	9 5/8"	10 3/4"
DIAMETRO EXTERIOR CORTA-TUBO	3 7/8"	4 9/16"	5 1/2"	5 7/8"	6 1/2"	8 1/4"	8 1/4"
CONEXION SUPERIOR	2 3/8"REQ.	2 7/8"REQ.	3 1/2" REQ.	3 1/2"REQ.	3 1/2"REQ.	4 1/2"REQ.	4 1/2"REQ.



TARRAJAS IZQUIERDAS

17.000.- PESCANTE LAVADOR

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA:

MOLINOS Y ZAPATAS

bien y se balancea. Esta situación puede mejorarse disminuyendo la velocidad de la mesa rotatoria.

- b).- Cualquier molino trabaja mejor si es introducido fácilmente; para eliminar los movimientos bruscos, disminuya la velocidad a 50 r.p.m. y reduzca el peso a 1.5 ton. Continúe durante una o dos horas, aumentando el peso gradualmente. Si el molino opera con suavidad y el rango de penetración es bueno, continúe trabajando en esta forma. Si el molino comienza a girar bruscamente de nuevo, disminuya la velocidad hasta que gire suavemente y continúe operando con esta velocidad.

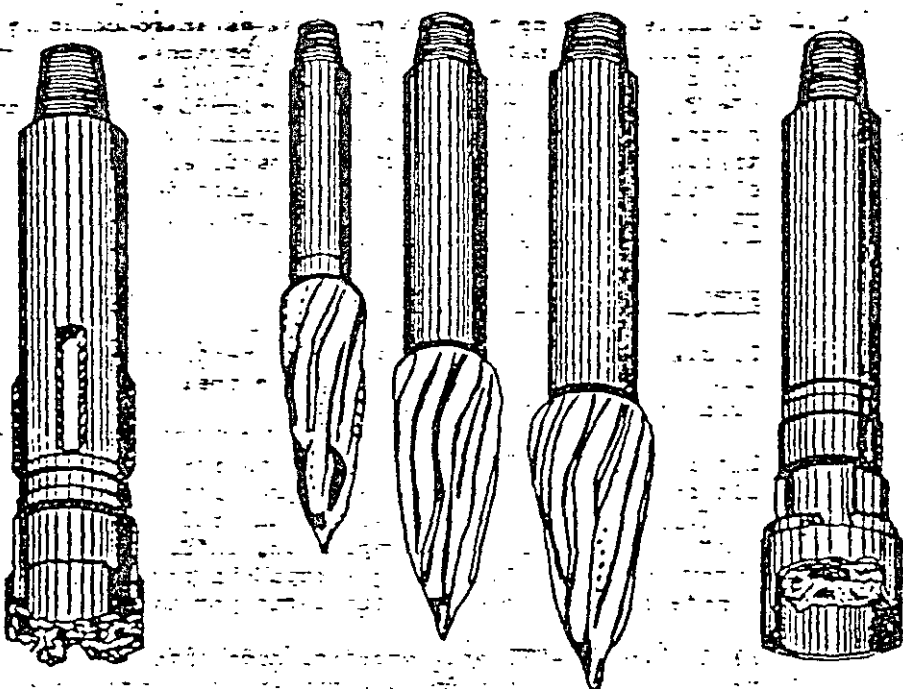
EFEECTO DEL DISEÑO FLO-TEL

- a).- El diseño FLO-TEL incorporado solamente en las herramientas SERVCO, proporciona indicación positiva cuando la herramienta se abre.
- b).- Las señales FLO-TEL cuando la herramienta abre, es un cambio en la presión; cuando la herramienta comienza a abrir el flujo se realiza a través de un orificio aumenta a $3/4$ " de diámetro. Esto origina una caída de presión de aproximadamente 14 Kg/cm²; acompañada por el correspondiente incremento en las emboladas por minuto.
- c).- El diseño FLO-TEL está acondicionado para absorber una carrera de 1" del pistón, sin cambio apreciable en el rango de flujo. Este diseño es de gran ventaja cuando hay bombao turbulento, debido a que la herramienta no puede estar abriendo y cerrándose.

EFEECTO DEL LODO

En términos generales, la viscosidad del lodo debe permanecer en 60 cps. ó más, lo contrario afectaría la operación se recomienda una velocidad de flujo en el espacio anular de 36 m/min.

M O L I N O S



JUNK - MILL TAPER - MILL SKIRTED - MILL
CON ESTABILIZADOR

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: MOLINOS Y ZAPATAS

20.200.- DISEÑO Y OPERACION

20.210.- MOLINOS TIPO JUNK-MILL

- a).- Use un Junk-Mill con un diámetro de aproximadamente 1/8" a 1/4" menor que el diámetro del agujero.
- b).- Use como mínimo, la cantidad de Lastra-Barrenas que proporcionen 5 a 6 ton. de peso.
- c).- Coloque un estabilizador directamente arriba del molino — con el mismo O.D. de la cabeza del molino. Usar portabarrenas, teniendo el mismo O.D. del molino para proteger la tubería de revestimiento.
- d).- El inicio de la operación debe hacerse como sigue:

Embrague la mesa rotaria con el molino suspendido aproximadamente 0.30 m., arriba del pescado, con una velocidad de 100 r.p.m., baje poco a poco hasta hacer contacto con el objeto que va a molerse. A continuación aumente la velocidad y varíe el peso para mejorar la penetración.
- e).- El O.D. de la cabeza del molino deberá ser casi el mismo del Drift. de la tubería de revestimiento.

CHATARRA ESTACIONARIA

- a).- Use un molino con un diámetro aproximadamente 1/8" a 1/4" menos que el diámetro del agujero.
- b).- Muela con 2 a 5 ton. de peso dependiendo de la resistencia del pescadó que se está moliendo.
- c).- Levante el molino 3.0 ó 4.5 m. después de haber molido 90 ó 1.50 m. de chatarra y repase el agujero.

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: MOLINOS Y ZAPATAS

d).- Después de rimar el agujero, siempre coloque el molino sobre el pescado mientras le aplica rotación y entonces aplique peso y luego empiece la rotación.

e).- Nunca deje sobre el pescado sin peso y que gire libremente. Si por cualquier razón se desea detener la molienda levante el molino.

20.211.- OPERACION

- Verifique la profundidad interior. Empiece la molienda con 2.5 ton. de peso con 80 a 100 r.p.m. con la bomba a presión normal.

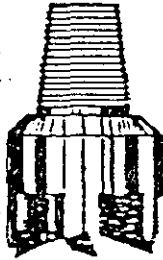
- Cuando se piense que la chatarra puede ser triturada golpeela dos o tres veces.

- Después de 0.30 m. de avance, levante el molino 4.5 6-6.0 m. arriba del fondo y reduzca la presión de bomba (dependiendo de las condiciones del agujero) aproximadamente dos minutos. Esto permitá que la chatarra suelta se vaya al fondo del agujero.

- Reconozca el fondo nuevamente, y reinicie la perforación con 2 a 6 ton. de peso y 100 - 125 r.p.m. con presión de bomba normal.

- Los pasos 3 y 4 deberán repetirse en avances cortos.

M O L I N O S



JUNK-MILL CON
PIÑON REG.



JUNK - MILL
CON CUELLO DE PESCA



PILOTO

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

57

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: MOLINOS Y ZAPATAS

20.220.- MOLINO TIPO ECONOMILL.

Este molino, muele rapidamente empaquadores, cementadores, tapones puente, etc., en el interior de tuberías de revestimiento, y particularmente se usa para remover rapidamente el cemento.

Para asegurar, el corte apropiado, remueva y enfríe, con circulación directa en cada refuerzo y por el centro del molino. Los ribetes estabilizadores están colocados inmediatamente arriba de los refuerzos están revestidas con carburo de tungsteno. Está provisto de conexiones standard. No se requiere añadir substitutos.

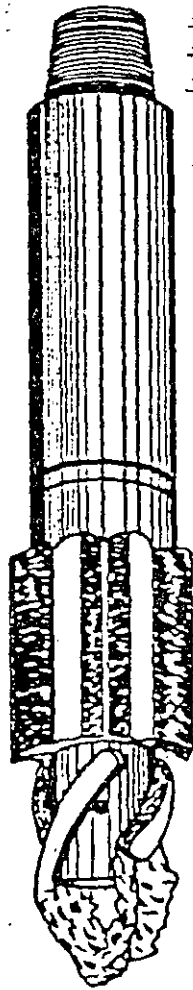
O. D.	CONEXION	SUPERIOR
3 1/4" a 4 3/8"	2 3/8" API	Regular, piñón.
4 1/2" a 5 3/8"	2 7/8" API	Regular, piñón.
5 1/2" a 6 3/8"	3 1/2" API	Regular, piñón.
6 1/2" a 7 3/8"	3 1/2" API	Regular, piñón.
7 1/2" a 8 3/4"	4 1/2" API	Regular, piñón.

TRABAJOS TÍPICOS DEL ECONOMILL

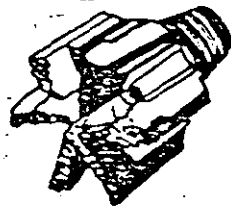
ECONOMILL O.D.	R.P.M.	PESO LBS	VISC.LODO SEOS.	PROP. PIES	DRILL O.D.	COLLAR LONG.	TIEMPO DE MOLIENDA HS.	NÚMERO DE MOLINOS	TIPO DE MOLIENDA
6 1/8"	95	2000	50	9272	4 1/8"	90	7 1/4	1	Dos empacadores modelo D y 202' de cemento.
4"	45	2000 4000	40	13 500			14	1	Dos empacadores modelo D y 350' de cemento.
5 7/8"	110	2000 6000	40	8350	4 1/2"	90	2 1/2	1	Un empacador modelo D y 145' de cemento.
6"	60	2000 6000	Agua Salada	9000			21	1	Dos empacadores modelo D, 1 tapón- puente, la mitad de 1 cementador y 135' de cemento.

57
8

MOLINOS



PILOTO



ECONO - MILL

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: MOLINOS Y ZAPATAS

20.230.- MOLINO TIPO TAPER MILL (CONICO)

El Taper Mill es usado para rimar parcialmente tubería de revestimiento colapsada para ensanchar las restricciones a través de las tuberías de revestimiento.

20.231.- ENSANCHAMIENTO DE T.R. COLAPSADA

- a).- Determinar el diámetro aproximado con un sello de impresión o barrena que pase a través del tramo colapsado, No use el Taper Mill si el colapso a sobrepasado del centro.
- b).- Use un Taper Mill con un diámetro de aproximadamente 1/4" mayor que el I.D. de la sección colapsada y muele el intervalo colapsado por etapas. En otras palabras, si el colapso es grande, use diferentes tamaños de molinos para volver a la tubería a su I.D. original. Esto reducirá cualquier tendencia a desviarse.
- c).- Empiece la molienda a una velocidad de 50 r.p.m.
- d).- El peso de molienda estará determinada por la rotación en contrada. En la mayoría de los casos, el peso de molienda es de aproximadamente de 1.0 a 1.5 ton.
- e).- En colapsos grandes, la porción inferior del intervalo colapsado puede actuar como grieta. El Taper Mill, en este caso, puede cortar a través de la porción superior del intervalo colapsado y deflectarse en el interior de la formación, por la sección inferior del Casing dañado. En algunos casos extremos, es mejor correr un estabilizador combinado con un Junk Mill, usando poco peso a una velocidad de 150 r.p.m. para moler afuera de la porción colapsada y entrar a la porción que no está dañada.

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

61

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA : MOLINOS Y ZAPATAS

20.240.- MOLINOS ESPECIALES

20.241.- COMBINACION JUNK-PILOTO

Algunas veces se usa, para moler tubería y pequeñas cantidades de chatarra alojadas en la tubería de revestimiento o en el liner. De aquí que, si la chatarra está de cualquier manera, es mejor primero bajar con Junk-Mill para moler la chatarra y luego bajar con un molino piloto para moler la tubería.

20.242.- MOLINO TIPO SKIRTED MILL

Principalmente usado para moler tubería deformada donde es más ventajoso contener el pescado dentro de la guía mientras es molido. Es también usado para evitar daño a la tubería de revestimiento donde la chatarra está recargada. Este molino debe operarse con un rango de peso de 2.5 ton. a 6 ton. La velocidad de rotaria debe variar de 50 a 100 r.p.m. varios LastraBarrenas deben correrse arriba de la herramienta para obtener mejores resultados.

20.243.- MOLINO TIPO "K"

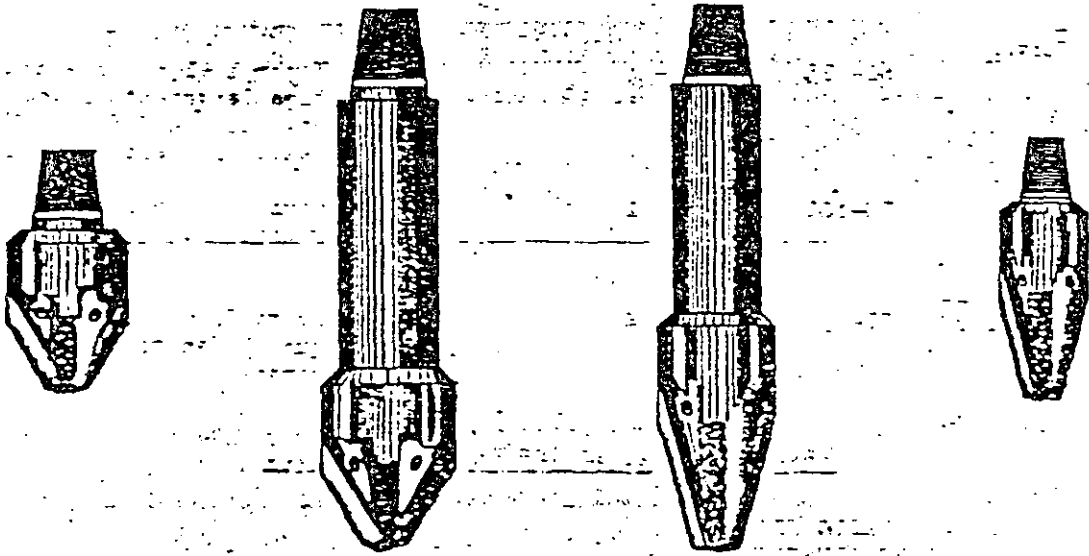
Este molino es nuevo tipo que reemplaza al molino de sección. El molino "K" muele rápidamente una sección mayor de casing con un solo juego de cuchillas. Es simple en diseño y fácil de operar.

El molino "K" está siendo usado en la terminación de trabajos de molienda de tubería de revestimiento opuesta a la zona productora. Este uso elimina la necesidad de parches y se elimina el problema de correr probadores a través de la camisa. También se utiliza para cortar tubería, para trabajos de disparo y molienda de liners.

20.300.- ZAPATAS

Es una herramienta universal usada para cortar o moler y lavar sobras.

M O L I N O S



TAPER - MILL

RECOMENDACIONES PARA EL OPSRARIO

63

<u>TIPO DE MOLINO</u>	<u>VELOCIDAD R.P.M.</u>	<u>PESO TON.</u>	<u>VISCOSIDAD CPS</u>	<u>OBSERVACIONES</u>
Junk-Mill	100	2 - 5	60	Golpee el molino de vez en cuando.
Pilot-Mill	125	3 - 5	60	Varie el peso hasta encontrar la mejor velocidad de corte.
Molino Cónico	50-80	1 - 2	60	Comience con poco peso y velocidad.
Molino Convencional.	60-125	1.5 - 4	60	Detenga el movimiento, baje lentamente sobre el pescado 5 a 7.5 ton. de peso, para checar el corte
Zapata Molino	50-100	1 - 2	60	Levante de vez en cuando y circule.
Molino Seccional (6 cuchillas)	100-150	2 - 4	60	No muele más aprisa que lo que pueden removerse los cortes.

CARACTERISTICAS DE LOS RECORTES DE T.R.

<u>GRADO T.R.</u>	<u>PROMEDIO DEL RANGO DE CORTE (PIES/HR.)</u>	<u>VELOCIDAD</u>	<u>PESO PROMEDIO</u>	<u>APARIENCIA DE LOS CORTES</u>
P-110	6-14	150	8000	Grandes, fibrosos, afilados
H-80	6-12	125	6000	Grandes, fibrosos, afilados
J-55	4-10	125	6000	Longitud media, finos
E-40	+ 1-2	75	2000	Herrumbrosos, obtusos.

(+) Si la T.R. es vieja o está corroída, este rango puede ser mayor.

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

64

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: MOLINOS Y ZAPATAS.

20.400.- RECOMENDACIONES PRACTICAS.

20.410.- Elimine los recortes tan pronto como se generan. Para asegurar una eficiente limpieza de fondo y evitar que el molino re-muela los recortes de metal, use lodo con una viscosidad mínima de 80 segundos Marsh y una velocidad anual mínima de 36 m./min.

20.420.- Cuando los recortes tengan la forma de escamas de pescado, disminuya el peso y aumente la velocidad de rotación. Cuando la velocidad de molido es lenta y los recortes tienen forma de cabellos se debe aumentar el peso sobre el molino. Trate que los recortes tengan un espesor de 1/32 de pulgada y una longitud de 3 pulgadas.

20.430.- Cuando se muela tubería (tubería lavadora, tubería de revestimiento, etc) limpie periódicamente el interior del pescadito con un molino. Esto evitará que los recortes formen un "nido de pájaro" en el fondo de su tubería.

20.440.- Nunca principie a moler con el molino apoyado en el pescadito. Inicie la rotación arriba del pescadito y después baje al pescadito con el molino ya girando.

20.450.- Al moler tubería corroída, use muy poco peso para obtener una velocidad adecuada de molienda. Esto evitará que la T. R. se parta.

20.460.- Para obtener la mejor velocidad de molienda, mantenga constante el peso sobre el molino. No use la técnica de cargar peso y esperar. Procure que el peso se alimente en forma constante.

20.470.- La forma de desgaste del molino le indicará su comportamiento. Un desgaste parejo indica un molido eficiente. Un desgaste cónico indica que la cima del pescadito está floreada por un peso excesivo.

Z A P A T A S



TIPO "I"



TIPO "F"



TIPO "K"



TIPO "A"



TIPO "D"

PETROLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

68

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: CANASTA COLECTORA BAKER MODELO "C".

22.100.- DESCRIPCION

Esta herramienta se utiliza para captar los residuos de materiales en operaciones de molienda de herramientas construidas de fierro, tales como; tapones mecánicos, espacadores permanentes, tuberías, etc., así como también para limpiar el fondo de los pozos de chatarra o residuos de pistolas, pedacería de cables, etc.

Se colocan inmediatamente arriba de la barrena o molino que se utiliza para efectuar propiamente la operación de molienda.

22.200.- DISEÑO

Las canastas constan de las siguientes partes principales:

a) Mandríl.

b) Cilindro.

El cilindro está conectado al mandríl mediante una doble caja. Cuenta con un orificio de drenaje en la parte inferior del cilindro para efectuar la limpieza de la misma.

La chatarra cae dentro del barril, por efecto de la pérdida de velocidad angular del fluido de circulación, debido al diseño de la parte superior de la canasta en donde hay un espacio entre el mandríl y el cilindro.

22.210.- CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES

VER TABLA ADJUNTA

22.300.- FUNCIONAMIENTO

22.310.- PARA LIMPIAR EL FONDO DEL POZO DE CHATARRA C. J.

Meta la canasta colectora con tubería de producción hasta 2 ó 3 m. -- arriba del fondo. Circule con la bomba a una presión promedio de 105 a 140 Kg./cm². De rotación moderada de 30 a 40 r.p.m., y baje hasta 1 m. -- aproximadamente del fondo del pozo. Continúe con rotación y circulación el tiempo que estime necesario para limpiar el pozo.

CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES

CANASTA COLECTORA BAKER MODELO " C "

<u>O.D. DE LA T. R.</u> (Pulg.)	<u>MEDIDA DE LA CANASTA</u> (No.)	<u>PESO DE LA T.R.</u> (Lbs/pie)	<u>DIAMETRO INTERIOR MINIMO DE LA T. R. PARA-CORRER LA CANASTA</u> (Pulg.)	<u>CONEXION SUPERIOR PIÑON-Y CONEXION INFERIOR CAJA</u> (Pulg.)
4 1/2"	1	9.5	4.082 - 4.750	2 3/8" Reg.
5"		11.5 - 18		
5 1/2"		23		
5 1/2"	2	13-20	4.751 - 5.312	2 7/8" Reg.
6"		23-26		
6"	2A	15-20	5.313 - 5.750	3 1/2" Reg.
6 5/8"		32		
6 5/8"	3	17-28	5.751 - 6.750	3 1/2" Reg.
7"		17-38		
7 5/8"		39		
7 5/8"	4	20-33.7	6.751 - 7.500	3 1/2" Reg.
8 5/8"	5	24-29	7.501 - 9.062	4 1/2" Reg.
9 5/8"		29.3-53.5		

69

PETROLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: CANASTA COLECTORA BAKKR MODELO "C".

Suspenda la circulación y la rotación levante. Espere un tiempo razonable para que se lleve a cabo el asentamiento de la chatarra que haya quedado en suspensión, bajando nuevamente para verificar el fondo limpio.

Saque las canastas, revise su contenido, vacíelas y lávelas y de ser necesario vuelva a bajarlas repitiendo las operaciones anotadas en los puntos anteriores.

22.320.- PARA LIMPIAR LA T.R. Y EL FONDO DEL POZO

Meta barrena o molino, canasta colectora y escariador con la tubería de producción hasta 2 ó 3 m. arriba del fondo. Circulando con poca rotación baje a medio metro del fondo. Continúe con rotación y circulación el tiempo que considere conveniente para limpiar éste. Suspenda la rotación y la circulación y saque el aparato.

Desconecte la canasta, revise su contenido, vacíela y lávela y de ser necesario vuelva a bajar el aparato descrito repitiendo las operaciones anotadas en los dos puntos anteriores.

22.330.- PARA EFECTUAR MOLIENDAS DE TAPONES DE CEMENTO O MECANICOS, ESPACADORES Y/O TUBERIAS.

Meta barrena o molino, canasta colectora, Lastrabarrenas con la tubería de producción hasta llegar a 2 ó 3 m. arriba del pescado ó tapón.

Circule con rotación lenta baje hasta tocar la Boca del Pescado y opere su herramienta para moler.

Una vez efectuada la molienda, circule el tiempo que estime necesario para efectuar la limpieza del fondo suspenda la circulación y la rotación y saque el aparato.

Desconecte la canasta, revise su contenido, vacíela y lávela y de ser necesario vuelva a bajar el mismo aparato descrito, repitiendo las operaciones anotadas en los tres puntos anteriores.

22.400.- RECOMENDACIONES PRACTICAS

Es indispensable efectuar una limpieza perfecta del cilindro de la canasta antes de meterla al pozo, pues de no procederse así se corre-

PETROLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

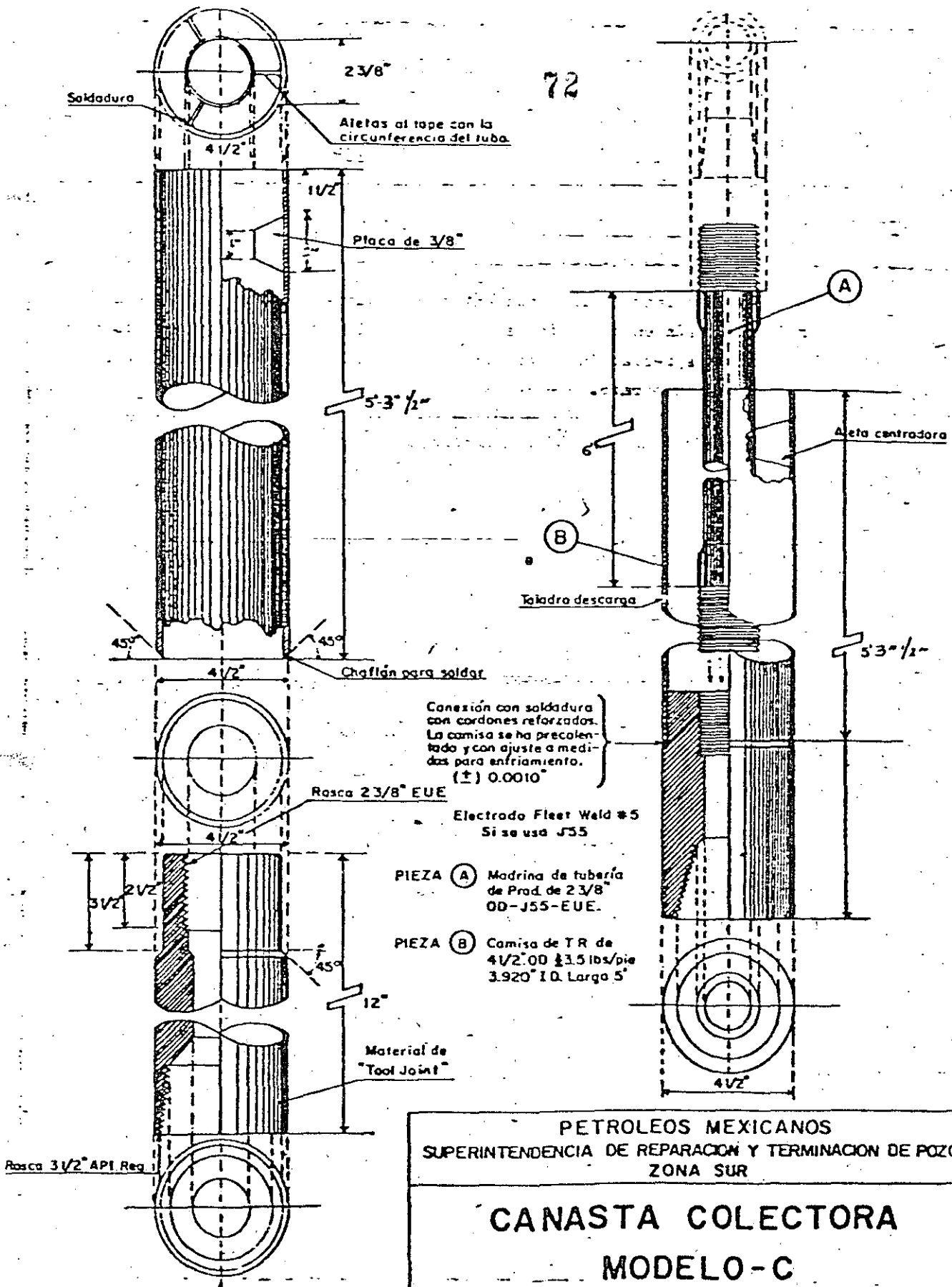
71

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: CAVASTA COLECTORA BAKZER MODELO "C"

el riesgo de introducirla conteniendo chatarra producto de la recuperación efectuada en operaciones anteriores, lo que daría motivo a cometer errores de apreciación, y aún de programación, en la molienda que se —
esté llevando a cabo.

72



Conexión con soldadura con cordones reforzados. La camisa se ha precalentado y con ajuste a medidas para enfriamiento. (\pm) 0.0010"

Electrodo Fleet Weld #5 Si se usa J55

PIEZA (A) Madrina de tubería de Prod. de 2 3/8" OD-J55-EUE.

PIEZA (B) Camisa de TR de 4 1/2" OD \pm 3.5 lbs/pie 3.920" I.D. Largo 5"

PETROLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

CANASTA COLECTORA
MODELO-C

PETROLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS 73
ZONA SUR
INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: CANASTA MAGNETICA K & G.

22.600.- DESCRIPCION

Esta herramienta se utiliza para recuperar pequeños objetos esféricos que no son perforables y que se acumulan en el fondo del pozo, tales como; conos de barrera de diámetros pequeños, pedazos de metal de llaves manuales, etc.

Esta canasta se puede bajar al pozo tanto con cable como con tubería.

22.610.- DISEÑO

Consta de las siguientes partes principales:

- a) Cuerpo.
- b) Camisa no magnética.
- c) Imán permanente.

Esta pescante es una herramienta sólida y compacta, los elementos magnéticos están hechos de aleación especial tratada para que todas las líneas de fuerza magnéticas concurren a un solo polo.

22.700.- CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES

VER TABLA ADJUNTA

22.800.- FUNCIONAMIENTO

Meta la herramienta con la tubería de producción hasta 2 ó 3 m. arriba del fondo, establezca circulación a alta velocidad para limpiar el fondo del pozo. Suspnda la circulación, baje lentamente hasta detectar el fondo del pozo, y entonces cargue de peso de 0.5 a 1 tonelada.

Saque la herramienta a la superficie, desconéctela y observe la recuperación obtenida. En caso necesario y si lo estima así conveniente pueden hacerse los viajes programados para recuperar la totalidad del pescado.

CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES

CANASTA MAGNETICA K & O

<u>DIAMETRO INTERIOR DE T. R.</u>	<u>DIAMETRO EXTERIOR DE CANASTA</u>	<u>PESO APROXIMADO LEVANTA</u>	<u>CONEXION SUPERIOR</u>
(Pulg.)	(Pulg.)	(Lbs/pie)	(Pulg.)
3 1/4" a 3 1/2"	3"	125 - 200	2 3/8" EUE.
3 3/4" a 4 1/4"	3 1/4"	124 - 200	2 3/8" EUE.
4 1/2" a 5"	4"	250 - 350	2 3/8" REG.
5 1/8" a 5 1/2"	4 1/2"	350 - 450	2 7/8" REG.
5 5/8" a 6"	5"	450 - 500	2 7/8" REG.
6 1/8" a 6 1/2"	5 1/2"	500 - 600	3 1/2" REG.
6 5/8" a 7 1/2"	5 3/4"	500 - 600	3 1/2" REG.
6 5/8" a 7 1/2"	6"	600 - 700	3 1/2" REG.

74

PETROLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

75

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: CANASTA MAGNETICA K & G.

22.900.- RECOMENDACIONES PRACTICAS

- 22.910.- Revise que la canasta esté bien armada, completamente limpia y que cada una de sus partes esté en buen estado.
- 22.920.- Cuando utilice la herramienta guardela en su caja de madera para proteger al máximo el imán.

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: CANASTA DE FONDO BOWEN TIPO "ITCO".

22.500.- DESCRIPCION

Se utiliza para recuperar toda clase de objetos pequeños que se acumulan en el fondo del pozo, tales como; conos o baleros de barrenas, — cuñas rotas, trozos de cable, herramientas manuales, etc., también — sirve para tomar núcleos.

22.510.- DISEÑO

Se compone de las siguientes partes principales:

- a) Substituto superior.
- b) Cilindro.
- c) Pescafierros superior (Core-Catcher).
- d) Pescafierros inferior (Core-Catcher).
- e) Zapata.

Como accesorios tiene los siguientes:

- a) Insertos de imán.
- b) Zapata de dedos.
- c) Zapatas fresadoras.

Tipo "A" de material convencional.

Tipo "B" de material duro.

Los dos pescafierros están contruñidos sin remaches, por lo que son fáciles de reacondicionar en el sitio en donde se utilizan.

Los dedos del pescafierros superior, se extienden solo la mitad del trayecto al centro, y sirven para quebrar el núcleo cuando se levanta la tubería del aparejo.

El interior tiene alternados dedos largos y cortos que se extienden casi hasta el centro para formar una canasta tupida que retiene el núcleo ó pequeños fierros que se encuentran en el fondo del pozo.

Como ambos pescafierros giran libremente dentro de la zapata, los dedos no se rompen.

PETROLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

77

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: CANASTA DE FONDO BOWEN TIPO "ITCO".

22.520.- CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES

VER TABLA ADJUNTA

22.530.- FUNCIONAMIENTO

22.531.- OPERACION DE LA HERRAMIENTA CON ZAPATA PRESADORA

Conecte la canasta a la sarta y bajela hasta 2 ó 3 m. arriba del fondo del pozo. Inatale la flecha y circule moderadamente Aplique rotación a la derecha y lentamente baje la sarta -- hasta que la canasta haga contacto con el pescado, continúe -- dando rotación de 40 a 60 r.p.m. y aplique peso de media a -- una tonelada para que la zapata penetre al pescado y éste -- entre en el cilindro.

La zapata entrará en el fondo y cortará un núcleo, corto -- (conforme a la longitud del barril).

Cortado ya el núcleo, suspenda la operación de circulación -- y la de rotación. Afloje la torsión de la sarta aplique ten-- sión para romper el núcleo.

Es muy recomendable utilizar un Bumper Sub arriba de la canas-- ta para ayudar a romper más rápidamente el núcleo.

Una vez cortado el núcleo proceda a sacar la herramienta del-- pozo.

22.532.- OPERACIONES PARA RECUPERAR OBJETOS SUELTOS

Si el pescado es grande y está suelto en el fondo del pozo, -- use la zapata de dedos, aplique rotación a la derecha y baja-- lentamente hasta hacer contacto con el fondo del pozo y apli-- que peso.

En ese momento los dedos se cerrarán atrapando el objeto por-- recuperar.

Si la formación del fondo, ó el material del fondo es duro y -- el objeto se encuentra pegado ó atrapado en ella, use una -- zapata fresadora tipo "B".

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: CAJASTA DE FONDO BOWEN TIPO "ITCO"

Estacajasta puede también convertirse en una cajasta magnética, colocando el inserto de imán en el lugar que ocupan los dos pescafierros (Core-Catcher). En este caso la operación es simplemente meterla hasta el fondo del pozo y sacarla.

25.600.- RECOMENDACIONES PRACTICAS

Revise que la cajasta esté bien armada, completamente limpia y que cada una de sus partes esté en buen estado.

Mida la longitud del barril de la cajasta y tómelo como referencia.

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: MOLINOS Y ZAPATAS

Tubería de Perforación	Empacadores
Las trabarreas	Martillos
Estabilizadores	Substitutos
Barrenas	Corta tubos
Escariadores	

20.310.- Existen diferentes tipos como se muestra en la tabla adjunta.

La zapata tipo "A" es una herramienta tosca, diseñada para trabajos difíciles. El diseño con perforaciones permite que la pared de la zapata sea revestida con Servcoloy esto elimina el problema de desgaste de los botones revestidos de carburo evitando exponer un anillo de acero donde el carburo es más necesario. La zapata tipo "A" es usada para diversos trabajos, tales como lavado, corte de escariadores barrenas y estabilizadores. En muchos casos se usan para moler substitutos a un diámetro pequeño para ayudar a la operación de pesca.

20.320.- SELECCION

Deberá considerarse, las dimensiones espesor de pared y conexiones de la zapata.

20.321.- ESPESOR DE PARED

Debido a la temperatura requerida para la aplicación apropiada de los materiales de corte, es mejor mantener un espesor de pared mínimo de $3/8"$, en la cabeza o en el área revestida de la zapata.

Esto asegura la resistencia adecuada para prevenir desgarro y ofrecer suficiente espesor de pared para mantener el carburo necesario para terminar la operación de lavado y molienda.

Para permitir la circulación y reducir el torque, es necesario espacio libre adecuado en el I.D. y O.D. de la zapata. Es recomendable que la cabeza corte de la zapata sea revestida $1/16"$ menos que el I.D. de la tubería lavadora. Esto permite que el uso de calibradores interiores y exteriores en la cabeza de la zapata, la cual ajustará al pescador para que pase entre la tubería lavadora sin interferencia. El calibrador exterior para proveer circulación por el espacio anular y remover los cortes.

TRABAJOS TÍPICOS DEL TAPER MILL

TAMAÑO PULG.	CASING O.D. PULG.	VELOC. R.P.M.	PESO LBS.	VISCO. SEG.	L O D O PESO LB/PIES	TIPO	PROF. PIES	DRILL O.D. PULG.	COLLARS LONG. PIES	HORAS	TIPO DE OPERACION
8 5/8" 7 3/4"	9 5/8 36#	100	4 000 10 000	52	76	Bento nítico	5447	6 3/4	180	11	5' de T.R. 9 5/8 colap- sada.
4" 4 1/8"	5	50	1 000	72	77	Emul. Inver sa.	10414	3	25	13	16' de liner 5" colapsado.
4 3/4"	5 1/2	30-90	2 000	Agua salada			3813	3 1/2	30	10	Mangas apretadas en 150' de T.R. 00
6 5/8"	7 5/8 29.70	80-100	6 000 8 000	45	86	Bento nítico	7142	5 3/4	183	3 1/2	8' de T.R.
8 3/4"	9 5/8 36#	60-100	3 000 6 000	60	76	Bento nítico	1347	7	60	4	Limpieza de sapatas.
12 1/4"	13 3/8	90	5 000	50	79	Bento nítico	2000	9	60	1 1/2	18' para abrir T.R. colap sada.

PETROLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

81

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: MOLINOS Y ZAPATAS

que pueden taponar el orificio de la herramienta, ocasionando que ésta funcionará en forma defectuosa, dilatando el corte.

20.300.- MATERIALES SUELTOS

- a).- En algunas ocasiones al conformar TR con un molino piloto u operar un molino seccional, se encuentra un anillo de acero suelto, que comienza a girar con el molino, lo cual ocasiona la disminución del rango de molienda. Generalmente, para superar esta anomalía es necesario rebajar suavemente con el molino debido a que la acción de rebajar tiende a romper el anillo y colocar las navajas en posición de corte para iniciar a operar con ellas.
- b).- Hules en el agujero pueden ocasionar problemas en la molienda. A veces la operación puede mejorarse aumentando la presión de bombeo ó bien deteniendo completamente el bombeo ó bien deteniendo completamente el bombeo por cortos intervalos y rebajando con el molino. En otros casos es necesario sacar el molino y bajar con una barrena para limpiar el pescado de dichos materiales.
- c).- Si al moler con un molino piloto, tubería lavadora, T.R. ó tubería corta se observa que de pronto deja de cortar y la torsión no aumenta, es señal de que el pescado está suelto y está girando (chechar varias veces de que el molino no esté trabajando en una junta o collar) entonces es necesario bajar a pescar con un arpón o herramienta adecuada.

20.400.- VIBRACION Y DESGASTE

- a).- No es recomendable correr percusores con un molino, debido a que el peso no es controlado debidamente y la operación no puede ser conducida apropiadamente. También en algunos casos, los percusores restringen el flujo de control de manera que los cortes no son expulsados en su totalidad.
- b).- Nunca baje un molino sobre un pescado durante un largo período de tiempo debido a que puede quedar atrapado al formarse costras en su alrededor. Levante de cuando en cuando y baje lentamente con rotación ya que ello origina un aumento en la torsión y puede desgastar el molino.

PETROLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

21.000. - CANASTAS DE CIRCULACION INVERSA

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: CAJASTA DE CIRCULACION INVERSA-BOWEN.

21.100.- DESCRIPCION

Esta herramienta se utiliza para recuperar toda clase de objetos pequeños - que se acumulen en el fondo del pozo, tales como; conos y baleros de barrenas, cuñas rotas, trozos de cable, pedazos de herramientas manuales, etc.

21.200.- DISEÑO

Esta herramienta está diseñada para utilizar al principio de la circulación inversa, el fluido circula en forma de jet hacia afuera y hacia abajo contra el fondo del pozo en el que es desviado en forma tal que dirige todos - los objetos hacia el interior de la canasta.

Consta básicamente de las siguientes partes:

- a).- Un substituto superior.
- b).- Un cilindro.
- c).- Un pescapierrros (Core-catcher).
- d).- Una sapata.
 - De dedos
 - Presadora.
- e).- Un conjunto de válvula.
- f).- Una esfera de acero.

La circulación inversa se obtiene debido a la construcción del cilindro; - con la esfera de acero colocada en el asiento de la válvula, el fluido circulante se dirige alrededor de la válvula, a través de los pasos interiores del cilindro, y se expulsa hacia abajo en forma de jet contra el fondo del pozo de modo tal que fluye en corriente continua y entra en el cilindro, - pasa por el mismo y sale por las lubreras del extremo superior del cilindro.

Estas herramientas se fabrican en dos tipos:

- Standard - Para pescar conos de barrenas pequeñas.
- WTR - Para recuperar conos de barrenas WTR y otras mayores

CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONESCANASTA DE CIRCULACION INVERSA-STANDAR

DIAM. DEL AGUJERO	3 3/4" - 4"	4 1/8" - 4 1/2"	4 5/8" - 5"	5 1/8" - 5 1/2"	5 5/8" - 6"	6 1/8" - 6 1/2"	6 5/8" - 7 3/8"
DIAM. EXT. DEL CILINDRO	3 5/8"	4"	4 1/2"	4 7/8"	5 1/8"	5 3/4"	6 1/4"
DIAM. MAX. DEL PESCAO	2 11/32"	2 17/32"	3 1/16"	3 9/16"	3 3/4"	4 13/32"	4 3/4"
CONEXION SUPERIOR	2 3/8"	2 3/8"	2 7/8"	2 7/8"	3 1/2"	3 1/2"	4 1/2"
ESPERA DE ACERO	3/16"	3/16"	1/4"	1/4"	1/2"	1/2"	1/2"

84

CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES

CAMARA DE CIRCULACION INVERSA

WTR

DIAM. DEL AGUJERO	3 3/4" - 4 1/8"	4 1/4" - 4 1/2"	4 5/8" - 5"	5 1/8" - 5 1/2"	5 5/8" - 6"	6 1/8" - 7"	7 1/8" - 7 1/2"
DIAM. EXT. DEL CILINDRO	3 5/8"	4 1/8"	4 1/2"	4 7/8"	5 3/8"	5 7/8"	6 3/4"
DIAM. MAX. DEL PESADO	2 49/64	3 1/32"	3 13/32"	3 21/32"	4 3/32"	4 21/32"	5 1/4"
CONEXION SUPERIOR	2 3/8"	2 3/8"	2 3/8"	2 7/8"	2 7/8"	3 1/2"	3 1/2"
ESFERA DE ACERO	15/16"	15/16"	15/16"	1 1/8"	1 1/8"	1 3/8"	1 3/8"

∞
U

PETROLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: CANASTA DE CIRCULACION INVERSA-BOWEN.

21.210.- CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES.

VER TABLA ADJUNTA

21.300.- FUNCIONAMIENTO

21.310.- UTILIZANDO ZAPATA FRENSADORA.

Revise que la canasta esté debidamente armada y que todas sus partes se encuentren en buen estado.

21.320.- Conecte la canasta a la sarta y baje la T.P. hasta 2 ó 3 metros arriba del fondo; instale la flecha y circule para limpiar la canasta, modere el bombeo y bajese dando rotación lentamente hasta tocar el fondo e incremente la velocidad de bombeo para limpiarla.

21.330.- Desconecte la flecha, suelte la esfera de acero (cánica) dentro de la T.P. conecte la flecha nuevamente y continúe bombeando a una velocidad moderada hasta que llegue la cánica a su asiento (1.5 min. por cada 300 m. aproximadamente).

Una vez que la cánica llegó a su asiento, aumente al máximo el bombeo, cargue de 1 a 2 toneladas de peso y con 60 r.p.m., corte el núcleo según la longitud del barril de la canasta.

Al terminar de cortar el núcleo, pare la bomba y levante la sarta para que se corte la base del núcleo con el pescafierros (core-catcher).

21.240.- Saque la tubería y extraiga el objeto recuperado quitando la zapata frenadora.

21.350.- EXPLORANDO ZAPATA DENTADA.

Esta se programará cuando las condiciones del objeto por recuperar, se encuentre atrapado en el fondo por material asentado o acuñado, se opera en igual forma que cuando se trata con la zapata frenadora.

21.400.- RECOMENDACIONES PRACTICAS

21.410.- Revise que el diámetro interior de las juntas de tubería y combinaciones sean lo suficientemente grande para el paso de la esfera de acero (cánica)

PETROLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

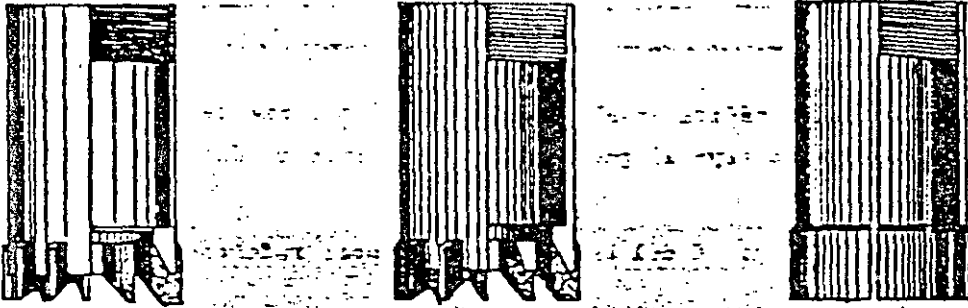
87

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: CANASTA DE CIRCULACION INVERSA-BOWEN.

21.420.- No suelte la cónica en el interior de la tubería de producción, mientras -
la canasta no haya llegado al fondo y limpiando éste con circulación direc
ta.

21.430.- Midase la longitud del barril y tomese como referencia.



ACCESORIOS PARA EMPLEARSE CON CANASTA
DE CIRCULACION INVERSA



CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES

CANASTA DE FONDO BOWEN TIPO "ITCO"

<u>DIAMETRO EXTERIOR T.R.</u>	<u>DIAMETRO EXTERIOR DEL CILINDRO (PARTE SUPERIOR)</u>	<u>DIAMETRO EXTERIOR DE LA ZAPATA (PARTE SUPERIOR)</u>	<u>MAXIMO DIAMETRO EXTERIOR DEL PESCADO</u>	<u>CONEXION SUPERIOR</u>
(Pulg.)	(Pulg.)	(Pulg.)	(Pulg.)	(Pulg.)
3 3/4" - 4 1/8"	3 5/8"	3 5/8"	3 23/32"	2 3/8" REG.
4 1/4" - 4 1/2"	3 3/4"	4 1/16"	2 31/32"	2 7/8" REG.
4 5/8" - 5"	3 7/8"	4 1/2"	3 9/32" - 3 3/8"	2 7/8" REG.
5 1/8" - 5 1/2"	4 1/4"	4 7/8"	3 23/32"	3 1/2" REG.
5 5/8" - 6"	4 3/4"	5 3/8"	4 1/16"	2 7/8" REG.
6 1/8" - 6 1/2"	5 1/8"	5 7/8"	4 5/16"	3 1/2" REG.

68

PETROLEOS MEXICANOS

**SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR**

90

31.000-BRIDA Y CARRETE ADAPTADOR

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

91

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: BRIDA Y CARRETE ADAPTADOR.

31.100. DESCRIPCION

Brida adaptadora es un dispositivo que se utiliza como medio de enlace en un árbol de válvulas, refiriéndose a enlace la necesidad de contar con la brida de las características requeridas, ya sea en el cabezal de tubería de revestimiento superficial o en el cabezal de tubería de revestimiento de explotación.

Carrete adaptador es un dispositivo que cuando se requiere se instala sobre el cabezal de tubería de revestimiento superficial o de explotación y tener en la brida superior, la brida de las características adecuadas que permita instalar sobre la misma, el preventor como equipo de control para llevar a efecto los trabajos del pozo.

Carrete espaciador es un dispositivo que se instala sobre el cabezal de tubería de revestimiento superficial o de explotación con el fin de obtener una altura tal que permita instalar sobre la brida superior, el preventor como equipo de control superficial para realizar los trabajos en el pozo.

En adelante, al mencionar a la brida nos referimos tanto a la brida adaptadora como a la brida del carrete adaptador o carrete espaciador.

31.200. DISEÑO

La brida adaptadora, de forma circular, de acuerdo con su rango de operación tiene sus características propias

PETRÓLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES 92

HERRAMIENTA: BRIDA Y CARNETE ADAPTADOR

que sirven para identificación de la misma y que son:

DIÁMETRO NOMINAL

Señala el tamaño que identifica la brida y es indicativo del lugar que debe de instalarse.

DIÁMETRO INTERIOR

Se refiere al diámetro interior de la brida y por lo tanto el máximo tamaño que pasa a través de ese diámetro.

SERIE

Identifica al rango de operación de la brida considerando en esto el valor de presión de trabajo y de prueba a que debe estar sometida, teniendo a su vez relación con el espesor de la brida para su identificación.

RAMURA

La ramura de la brida permite la instalación de un anillo de presión, que sirve para obtener el sello de las dos bridas que son conectadas entre si, por medio de los birlos y tuercas.

DIÁMETRO DE LOS ORIFICIOS

De acuerdo con el diámetro nominal de la brida y su serie se tendrá el tamaño de los orificios a través de -

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES 93

HERRAMIENTA: BRIDA Y CAPRETE ADAPTADOR

Los cuales se colocarán los birlos con sus tuercas.

BIRLOS Y TUERCAS

Los birlos que nos sirven para enlazar una con otra brida, variarán en su longitud y diámetro de acuerdo con la serie de la brida. Igualmente las tuercas.

IDENTIFICACION

Es en la cara lateral de la brida en donde se tiene grabado con letras y números las características de la brida tamaño, serie, etc., que identifican a la brida.

31.300. FUNCIONAMIENTO

Tanto la brida adaptadora, como el carrete adaptador se utilizan para tener arriba la brida de la serie adecuada e instalarse el árbol de válvulas o el preventor.

Debe entenderse que al hacer la interconexión de las bridas por medio de los birlos, se debe buscar tener el sello correcto entre las mismas mediante el apriete correcto de las tuercas y haciendo uso del anillo sellador metálico.

Las bridas adaptadoras que se utilizan con más frecuencia son serie 600 a serie 900 a serie 1500, los carretes adaptadores más comunes a utilizar son, serie 900 a serie 1500 y serie 1500 a serie 2900. Los carretes adaptadores son serie 900 a serie 900.

PETROLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

94

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: BRIDA Y CARRETE ADAPTADOR

En general, las bridas que están comprendidas dentro del tipo 6B de 2000, 3000 y 5000 Lbs/Pg², de presión de trabajo, utilizan anillo metálico R ó RX y las comprendidas dentro del tipo 6BX de 10,000 y 15,000 Lbs/Pg², de presión de trabajo, utilizan anillo metálico BK.

31.400. RECOMENDACIONES PRACTICAS

Al seleccionar la brida o carrete deberá revisarse cuidadosamente todas sus características para que se tenga un buen enlace. Asimismo se tendrá perfectamente libre y limpia de impureza la ranura donde se aloja al anillo metálico y que éste también se encuentre limpio y sin puntos de corrosión o golpeado, para obtener un buen sello al enlazar las bridas.

En ambos casos la conexión entre las bridas se efectúa utilizando birlos con tuerca en cada extremo y un anillo metálico especialmente diseñado para obtener el se llo correcto.

PETROLEOS MEXICANOS

**SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR**

32.000-SELLO DE IMPRESION

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES 97

HERRAMIENTA: SELLO DE IMPRESION

32.100. DESCRIPCION

El sello de impresión o sello de plomo, es un cilindro de plomo obtenido del vaciado de plomo fundido en un molde, con un diámetro y una altura determinada y adherido a una "madrina" o tramo corto de tubería de producción.

Este sello, que generalmente es acondicionado en nuestro taller de Herramientas Especiales, puede ser renovado cuantas veces sea necesario, ya sea limando sus asperezas o volviendo a fundirlo, inclusive para ampliar o reducir su diámetro.

32.200. DISEÑO

El fundido de las barras de plomo nos permitirá transformarlo en líquido para así vaciarlo en el molde y obtener el sello de plomo de las características requeridas, siendo estas características la altura y el diámetro del sello.

La "madrina" o tramo corto de tubería de producción que se utiliza para sostén del sello de plomo, puede ser de diámetro nominal 2 3/8" ó 2 7/8", dependiendo de la tubería de revestimiento en que se vaya a operar.

Con el fin de limpiar la superficie en donde se va a tomar la impresión, se le pueden acondicionar dos orificios de circulación en la madrina, inmediatamente arriba del sello de plomo.

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES 98

HERRAMIENTA: SELLO DE IMPRESION

A continuación anotamos el diámetro exterior y la altura del bloque de impresión, recomendable para su utilización en las operaciones.

DIAMETRO NOMINAL T.R.	RANGO DE LA T.R. LBS/PIE.	DIAMETRO INTERIOR DE LA T.R. EN PGS.	DIAMETRO EXTERIOR SELLO PGS.	ALTURA DEL SELLO PGS.
4 1/2"	9.5 a 13.5	4.090 a 3.920	3 1/2	5
5"	11.5 a 18.0	4.560 a 4.276	4	6
5 1/2"	14.0 a 23.0	5.012 a 4.670	4	6
6 5/8"	20.0 a 32.0	6.049 a 5.675	5 1/2	8
7"	17.0 a 38.0	6.538 a 5.929	5 1/2	8
7 5/8"	24.0 a 39.0	7.025 a 6.625	6 1/2	8
8 5/8"	24.0 a 49.0	8.097 a 7.511	7 1/2	10
9 5/8"	32.3 a 53.5	9.001 a 8.535	8 1/2	10
10 3/4"	32.7 a 55.5	10.192 a 9.760	9 1/2	12

32.300. FUNCIONAMIENTO

En algunas ocasiones, durante la intervención de los pozos se tienen problemas mecánicos tales como colapsos o roturas de tubería de revestimientos o que se queden dentro del pozo el empacador, herramienta y/o tubería.

Dentro de los trabajos desarrollados para la solución de los problemas, es necesario utilizar el sello de plomo con el fin de obtener información de las condiciones en que se tienen el problema y elaborar la programación más adecuada a seguir.

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES 99

HERRAMIENTA SELLO DE IMPRESION

Si por la profundidad sonera del problema requiere de mayor peso en la sarta, incluya lastrabarrenas.

DIAMETRO NOMINAL T.R.	RANGO DE LA T.R. LBS/PIE.	DIAMETRO INTERIOR DE LA T.R. EN PGS.	DIAMETRO EXTERIOR SELLO PGS.	ALTURA DEL SELLO PGS.
4 1/2"	9.5 a 13.5	4.090 a 3.920	3 1/2	5
5"	11.5 a 18.0	4.560 a 4.276	3 3/4	6
5 1/2"	14.0 a 23.0	5.012 a 4.670	3 3/4	6
6 5/8"	20.0 a 32.0	6.049 a 5.675	3 5/2	8
7"	17.0 a 38.0	6.538 a 5.920	3 5/2	8
7 5/8"	24.0 a 39.0	7.025 a 6.625	3 6 1/2	8
8 5/8"	24.0 a 49.0	8.097 a 7.511	3 7 1/2	10
9 5/8"	32.3 a 53.5	9.001 a 8.535	3 8 1/2	10
10 3/4"	32.7 a 55.5	10.192 a 9.760	3 9 1/2	12

32.300. FUNCIONAMIENTO

En algunas ocasiones, durante la intervencion de los pozos se tienen problemas mecanicos tales como colapsos o roturas de tubería de revestimiento; o que se que dentro del pozo el empacador, herramienta y/o tubería.

Dentro de los trabajos desarrollados para la solución de los problemas, es necesario utilizar el sello de plomo con el fin de obtener información de las condiciones en que se tiene el problema y elaborar la programación más adecuada a seguir.

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

100

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: SELLO DE IMPRESION

La introducción del sello de plomo al pozo, debe hacerse evitando movimientos bruscos de la tubería para no rayarla o golpearla. Una vez que se bajó aproximadamente a un metro arriba de la parte superior del pescado o problema mecánico deberá circular para limpiar la superficie a registrar.

Inmediatamente después de haber circulado y en una sola ocasión, baje la tubería hasta la profundidad donde se va a operar el sello a la vez que aplique un peso que pueda variar de 2 a 4 toneladas, y obtendrá una impresión.

De igual manera, al sacar la tubería con el sello de plomo evite los movimientos bruscos para que no vaya a alterarse la impresión tomada y sea efectivo el programa de trabajo a seguir para la solución del problema.

32.400. RECOMENDACIONES PRACTICAS

Debe verificar que el sello de plomo sea de las medidas requeridas así como su cara frontal o espejo y su contorno lateral sean dos superficies completamente lisas o limpias.

Que la madrina o tramo corto de tubería de producción tenga los dos orificios en la cercanía del sello que permita la circulación.

Operar el sello de plomo una sola ocasión.

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES 101

HERRAMIENTA: SELLO DE IMPRESION

La introducción del sello de plomo al pozo, debe hacerse evitando movimientos bruscos de la tubería para no rayarla o golpearla. Una vez que se bajó aproximadamente a un metro arriba de la parte superior del pescadero o problema mecánico deberá circular para limpiar la superficie a registrar.

Inmediatamente después de haber circulado y en una sola ocasión, baje la tubería hasta la profundidad donde se puede variar de 2 a 4 toneladas, y obtendrá una impresión clara y definida.

De igual manera, al sacar la tubería con el sello de plomo evite los movimientos bruscos para que no vaya a alterarse la impresión tomada y sea efectivo el programa de trabajo a seguir para la solución del problema.

32.400. RECOMENDACIONES PRACTICAS

Debe verificar que el sello de plomo sea de las medidas requeridas así como que su cara frontal o espejo y su contorno lateral sean dos superficies completamente lisas o limpias.

Que la madrina o tramo corto de tubería de producción tenga los dos orificios en la cercanía del sello que permiten la circulación.

Operar el sello de plomo una sola ocasión.

PETROLEOS MEXICANOS

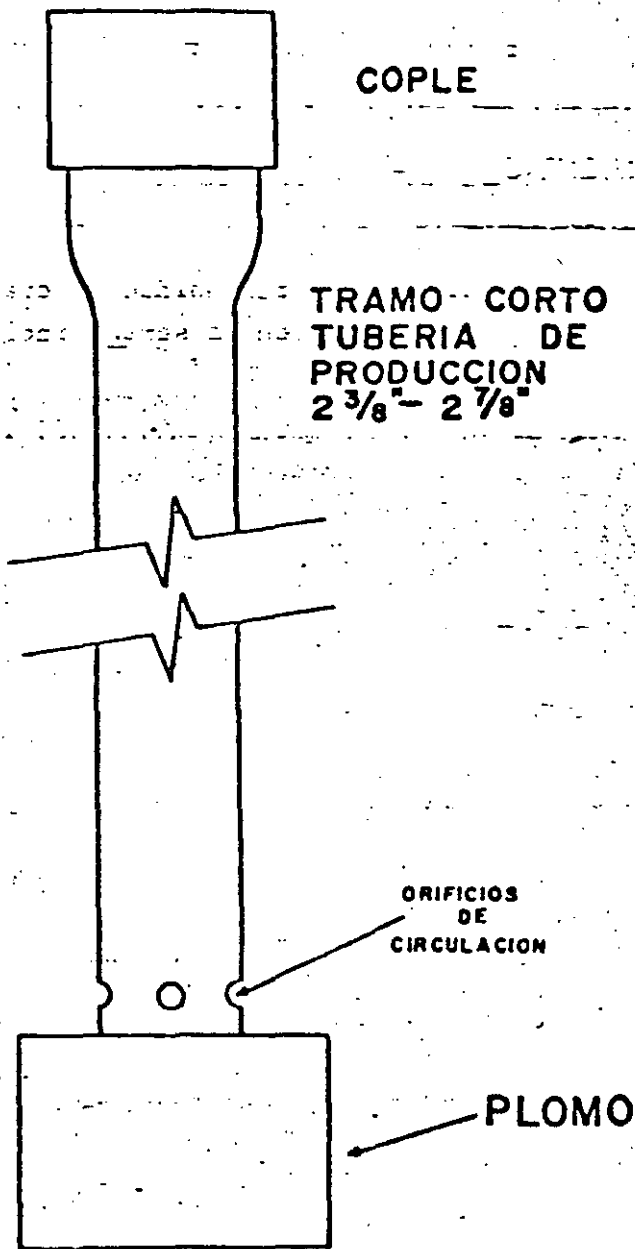
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES 102

HERRAMIENTA: SELLO DE IMPRESION

Si por la profundidad sonera del problema requiere de mayor peso en la sarta, incluye Lastra-barreos.

103



PETROLEOS MEXICANOS
SUPTIA. REP. TERM. DE POZOS S.S.

SELLO DE IMPRESION

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

104

33.000-ROLADOR PARA TUBERIA
DE REVESTIMIENTO

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

105

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: ROLADOR PARA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

33.100. DESCRIPCION

Durante la intervención en un pozo se puede presentar un problema mecánico consistente en el colapso o rotura de la tubería de revestimiento, ocasionando con ello que no se logre bajar de esa profundidad y continuar con los trabajos programados.

Para solucionar este problema mecánico es necesario utilizar una herramienta de forma cónica o alusada a la cual se le denomina rolador de tubería de revestimiento.

33.100. DISEÑO

Son varias las herramientas de este tipo que han sido diseñadas para conformar las tuberías de revestimiento, pero todas ellas se componen básicamente de:

- a) Cuerpo cónico con orificio para circulación.
- b) Rodillos cónicos.
- c) Pernos o baleros.

En base a que en un mismo diámetro de tubería de revestimiento se tienen una diversidad de librajes, es decir, variable diámetro interior (Drift), se han fabricado los rodillos específicamente para cada uno de esos diferentes diámetros, con el fin de operar más adecuadamente.

PETROLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES **106**

HERRAMIENTA: ROLADOR PARA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Así mismo, el cuerpo del rolator cuenta con un orificio central o lateral en su extremo inferior para obtener la circulación hasta su base y coadyuvar con ello a limpiar exteriormente el rolator, evitando la acumulación de las partículas de acero de la tubería de revestimiento o de cualquier otro material a su alrededor.

33.210. CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES

(VER TABLA ADJUNTA)

DESCRIPCIONES Y ESPECIFICACIONES

ROLLOS PARA RUBRO DE INVESTIGACION.

ANCHO T.R.	4 1/2"	5"	5 1/2"	6"	6 5/8"	7"	7 5/8"	8 5/8"	9 5/8"	10 3/4"	MARCA
CONEXION	2 3/8" REG.	2 3/8" REG.	2 7/8" REG.	3 1/2" REG.	3 1/2" REG.	3 1/2" REG.	3 1/2" REG.	4 1/2" I.F.	5 9/16" REG.	6 5/8" REG.	WILSON
CONEXION	2 3/8"	2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"	3 1/2"	3 1/2"	3 1/2"	4 1/2"	4 1/2"	4 1/2"	EASTM

Existe una variedad de herramienta de este tipo y que no consignamos aqui por ser las arriba anotadas las que hemos adoptado para realizar nuestras operaciones.

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

108

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: ROLADOR PARA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

33.300. REPARACION DE LA TUBERIA

Una vez seleccionado el rolator de tubería de revestimiento, integre la sarta colocándola inmediatamente arriba un sacillo mecánico de doble acción, ó lastra-barrenas.

Estacione la sarta de 3 a 4 m. arriba de la sarta dañada que se pretende conformar, instale la flecha y establezca circulación.

33.310. PARA ELIMINAR LEVES DEFORMACIONES.

Baje la sarta lentamente con rotación de 30 - 40 r.p.m., hasta detectar la parte afectada e inicie a conformar la tubería de revestimiento manteniendo el peso propio de la sarta y observando el indicador de peso, en caso necesario aplique peso 0.5 a 1.0 toneladas, hasta comprobar el paso de la herramienta, bajándose un tramo abajo de la parte conformada.

Repase la parte afectada subiendo y bajando la sarta comprobando el paso libre de la herramienta, suspenda la circulación y saque a la superficie.

33.320. PARA ELIMINAR GOLPEOS

Inicie la operación en igual forma a la anterior, aplicando peso progresivamente hasta 3 ó 4 toneladas, verificando periódicamente el

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

109

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: ROLADOR PARA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

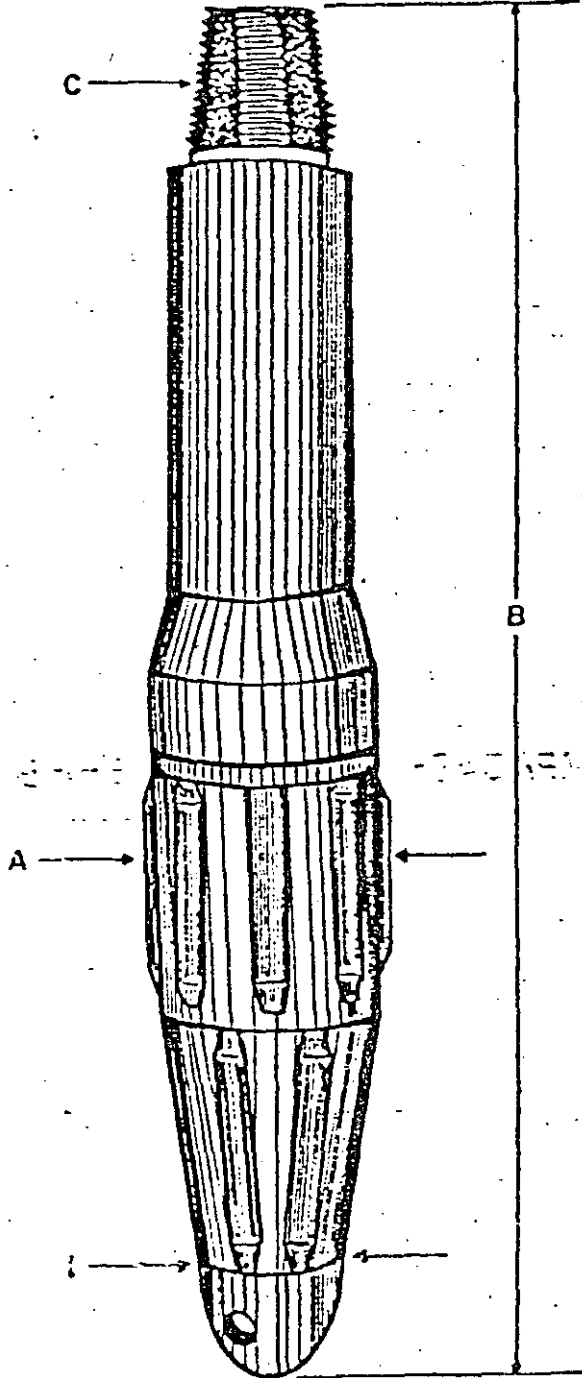
avance, levantando la sarta.

Continúe operando hasta comprobar el paso libre de la herramienta hacia arriba y hacia abajo, suspenda la circulación y saque a la superficie.

Quando el colapso es de magnitud considerable es recomendable iniciar la conformación de la tubería de revestimiento con un molino cónico y posteriormente con el rolador adecuado. No utilice el rolador cuando el colapso sobrepase del centro de la tubería de revestimiento.

33.400. RECOMENDACIONES FRACCIONES

Para la selección del rolador para tubería de revestimiento, verifique el peso de la tubería por conformar, para programar los roles de la medida adecuada.



DIMENSIONES

Mex. O.D. A	B	C	I
3 1/2"	23 3/8"	2 3/8" APIR Colo	2 7/8"
3 3/4"	23 3/8"	2 3/8" APIR Colo	2 7/8"
3 7/8"	23 3/8"	2 3/8" APIR Colo	2 7/8"
4"	23 3/8"	2 3/8" APIR Colo	2 7/8"
4 1/4"	23 3/8"	2 3/8" APIR Colo	2 7/8"
4 1/2"	23 3/8"	2 3/8" APIR Colo	2 7/8"
4 3/4"	26 3/8"	2 7/8" APIR Colo	2 7/8"
4 7/8"	27 1/8"	2 7/8" APIR Colo	2 7/8"
4 7/8"	26 7/8"	2 7/8" APIR Pto	3"
5 1/2"	34 3/4"	3 1/2" APIR Colo	3 7/16"
5 7/8"	34 3/4"	3 1/2" APIR Pto	3 7/16"
5 7/8"	34 3/4"	3 1/2" APIR Pto	3 7/16"
6"	35"	3 1/2" APIR Pto	3 7/16"
6 1/8"	35"	3 1/2" APIR Pto	3 7/16"
6 1/4"	36 3/4"	3 1/2" APIR Pto	4 7/16"
6 3/4"	38"	4 1/2" APIR Pto	4 7/16"

PETROLEOS MEXICANOS

SUPTCIA. REP. TERM. DE POZOS Z.S.

ROLADOR DE TUBERIAS

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

111

37000-PROBADOR CABEZAL TUBERIA
REVESTIMIENTO

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

112

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES

HERRAMIENTA: PROBADOR CABEZALES TUBERIAS REVESTIMIENTO

37.100. DESCRIPCION

Esta herramienta construida bajo especificaciones API - standard consistente de un mandril y un sello de hule, se emplea para las pruebas de los cabezales de tuberías de revestimiento con presiones máximas de 10,000 PSI.

37.200. DISEÑO

La sencillez de su construcción permite realizar las pruebas sin mover la tubería, lograndose la expansión del elemento de hule con la presión aplicada proporcionando un sello efectivo hasta alcanzar las presiones de prueba deseadas.

37.210. CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES

Las capacidades especificadas en la lista que a continuación se describe considerese la resistencia o la tensión del tubo o tubos que se utilicen en las pruebas.

CONEXION SUPERIOR	CAPACIDAD DE CARGA LBS	T. R.		PRESION AREA IN ²
		MEDIDA	LBS/FT.	
2 3/8" IF	270 000	4 1/2"	TODOS	9.5
		5 "	TODOS	12.4
		5 1/2"	TODOS	16.0
		6 5/8"	TODOS	18.6
3 1/2" IF	500 000	7"	17-26	23.5
			29-33	20.4
			24-26.4	23.3
		7 5/8"	29.7-39	37.5

37.300. FUNCIONAMIENTO

Consisten en conectar el probador al extremo inferior de

PETROLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES 113

HERRAMIENTA: PROBADOR CABEZALES TUBERIAS REVESTIMIENTO

un tubo de producción o perforación e introducirlo dentro del pozo a una profundidad que permita cerrar los arietes anulares del preventor y libre el cabezal de tuberías de revestimiento.

Colocado a la profundidad deseada, procedase a cerrar los arietes anulares del preventor y verifique la posición de las válvulas del cabezal de tuberías las cuales deberán estar en la siguiente posición:

- a) La válvula de la línea de la llenadera ABIERTA, conectada a la unidad probadora.
- b) La válvula de la línea de estrangulamiento CERRADA, conectada al ensamble de estrangulamiento.

Comprobadas las posiciones de cada una de las válvulas y las conexiones superficiales, aplique la presión de trabajo, de acuerdo a las normas especificadas por API standard para los cabezales de tuberías de revestimiento, mantengase el tiempo necesario para verificar que no haya fugas, comprobando la efectividad de la prueba, es recomendable mantener la presión un mínimo de 30 minutos.

Por la disposición de las conexiones superficiales debe incluirse la prueba de las conexiones superficiales, línea y ensamble de estrangulamiento, abriendo la válvula correspondiente.

PETROLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS
ZONA SUR

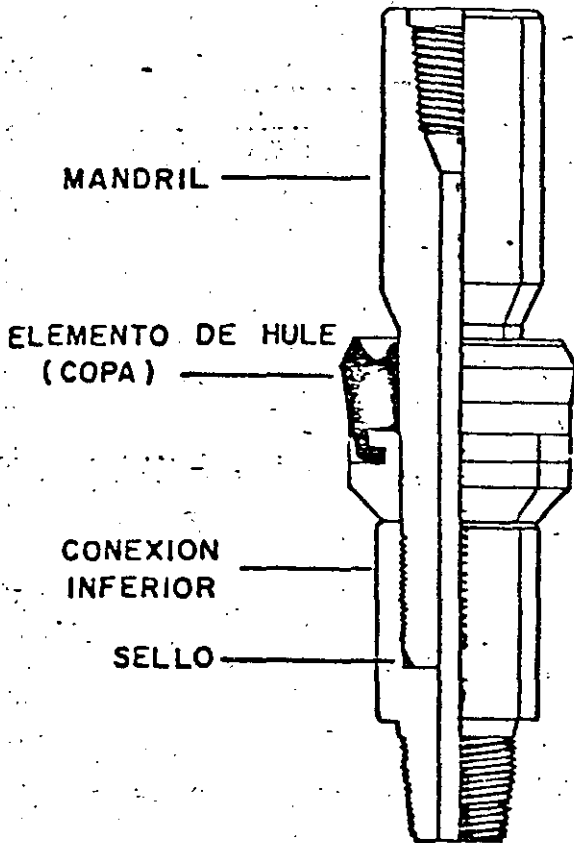
INFORMACION DE HERRAMIENTAS ESPECIALES 114

HERRAMIENTA: PROBADOR CABEZALES TUBERIAS REVESTIENDO

37.400. RECOMENDACIONES PRACTICAS.

La efectividad de la prueba depende básicamente del elemento de hule, verifique que la medida y el libraje sean los correctos.

También, si la presión de prueba que se vaya a aplicar es alta, es conveniente utilizar tubería de perforación.



PETROLEOS MEXICANOS

SUPTIA. REP. TERM. DE POZOS, ZS.

PROBADOR PARA CABEZALES
DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO



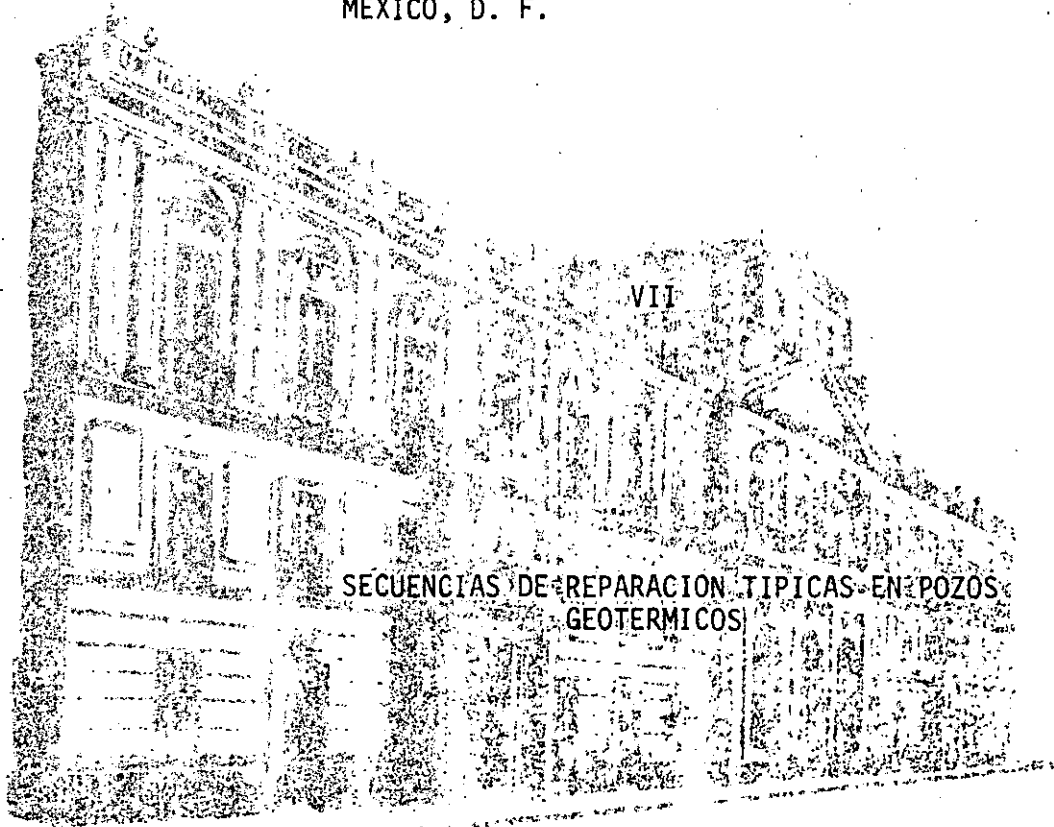
**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"
MATERIA: "REPARACION DE POZOS GEOTERMICOS"

DEL 8 DE OCTUBRE AL 17 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE
ENERGIA, LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y EL
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

MEXICO, D. F.



ING. J. HOMERO MENDOZA E.
DICIEMBRE, 1985.

2
POZO Az-32.

ANTECEDENTES:

El pozo se terminó de construir el 29 de abril de 1982, con profundidad total de 1559.00 m, situado en la zona norte del campo fué entregado a la Superintendencia de Producción y se le hicieron las pruebas programadas para esa zona, resultando satisfactoriamente en cuanto a producción, presión y calidad de vapor, pero como la localización fué construida haciendo un movimiento de materiales en la ladera del cerro al transcurrir el tiempo y durante los meses de lluvia el terreno empezó a deslizarse al punto que el corte del terreno quedaba a tan sólo 11.00 m, del eje del pozo por lo que se decidió bajar el nivel de toda la plataforma original en 5.00 m esto provocó que las instalaciones quedarán a 6.60 m, de altura del nuevo nivel aproximadamente (incluyendo el contrapozo) por lo que se tuvo que desmantelar el árbol de válvulas y cortar los conductores de 30" Ø, 13 - 3/8" Ø, y 9 5/8" Ø, volviéndose a instalar el árbol completo.

DESARROLLO DE LA OPERACION:

Las actividades se iniciaron el día 13 de Junio de 1984, transportando el siguiente equipo del pozo Az-2 al pozo Az-32.

- a).- 4 presas metálicas con capacidad de 30 M3.
- b).- 1 Bomba duplex Ideal C-350 con motor caterpillar.
- c).- 1 Bomba triplex Emsco continental F-350 con motor Waukesha acoplado.
- d).- 1 tanque de almacenamiento de agua.
- e).- Tanque de almacenamiento de diesel.
- f).- 1 Casa de máquinas portátil (compresor y 2 generadores de C. Eléctricas).

Las presas, la bomba Ideal C-350, y la casa de máquinas, se colocaron en la plataforma del pozo Az-32.

La Bomba Triplex F-350, y el tanque de Almacenamiento de agua, y el Tanque de Almacenamiento de diesel, se instalaron en el canal que rodea la Laguna Verde, por el que fluyen las aguas de la Presa Gachupina y arroyos naturales.

10 Y 11 DE JULIO DE 1984:

Se cortó y eliminó tubo conductor de 30" Ø de una longitud de 5.0 m.

DEL 17 AL 30 DE JULIO DE 1984:

Se instaló bomba F-350 y tanques de almacenamiento en el canal de Laguna Verde, se instaló una tubería de 2 3/8" Ø de la bomba F-350 al pozo Az-32, y se conectaron las líneas de 2" Ø de las bombas ideal C-350 y F-350, a las válvulas de 2" Ø del carrete de expansión F.I.P.

DEL 31 DE JULIO AL 4 DE AGOSTO DE 1984:

Se inició a recuperar agua en presas metálicas; se acondicionó cabezal Camerón de 13 3/8" Ø S-900, se armó carrete F.I.P., de 12" Ø X 10" S-900, sin sellos secundarios con válvula de 10" Ø WKM, y se probó el equipo de bombeo.

6 DE AGOSTO DE 1984:

Se inició a bombear el pozo con bomba ideal C-350 por línea de 2" con pre

sión final de 590 P.S.I., abatiéndose en 30 minutos a 0 P.S.I., con un gasto de agua de 715 lts/min., continuó bombeo de agua sin presión durante 2:30 hrs., con un total de 129 M3 de agua.

7 DE AGOSTO DE 1984:

Observó pozo con 590 P.S.I., de presión y abatió la misma a 0 P.S.I., en 55 minutos con un gasto de agua de 613 litros/minuto, continuó bombeo de agua sin presión durante 2:05 hrs., bombeando un total de 110.5 M3.

8 DE AGOSTO DE 1984:

Observó pozo con 590 P.S.I., de presión, recuperó agua en presas y abatió presión a 0 P.S.I., en 45 minutos con un gasto de agua de 654 litros/minuto continuó bombeando sin presión durante 1:45 hrs., bombeando un total de 98 m3 de agua. Después de 2:00 hrs., de haber suspendido el bombeo se observó presión de 210 P.S.I.

10 DE AGOSTO DE 1984:

Observó pozo con 590 P.S.I., de presión, abatió la misma a 0 P.S.I., en 40 minutos con un gasto de agua de 613 litros por minuto, continuó bombeando sin presión durante 80 minutos, bombeando un total de agua de 7 5 m3.

13 DE AGOSTO DE 1984:

Observó pozo con 590 P.S.I., de presión, abatió la misma a 0 P.S.I., en 40 minutos con un gasto de 613 litros/minuto, continuó bombeando sin presión abrió válvula de 10" Ø WKM maestra sin registrar flujo del pozo durante -

1:30 hrs., posteriormente se suspendió el bombeo. Total de volumen de agua utilizada 95.4 M3. Después de 1:25 hrs., se observó presión de 110 P.S.I., en el pozo.

14 DE AGOSTO DE 1984:

Se cortó tubo de ademe de 20" Ø a raz del fondo del contrapozo, con una longitud de 5.00 m.

15 DE AGOSTO DE 1984:

Observó pozo con 590 P.S.I., se inició a enfriar pozo a las 9:40 hrs., con un gasto de 613 lts/min., abatiendo la presión a 0 P.S.I., a los 40 minutos, continuó bombeando hasta las 13:00 horas. Volumen de agua total bombeado 92 M3.

Se Suspendió bombeo para instalarse bomba ideal C-150 como respaldo.

16 DE AGOSTO DE 1984:

Observó pozo cerrado con 590 P.S.I., se enfrió pozo con agua, abatiendose presión a 0 P.S.I., en 40 minutos, con un gasto de 613 litros/minuto, con bombeo continuo sin presión se abrió válvula de 10" Ø WKM, sin observarse flujo durante 2:30 hrs., con un gasto de 530 lts/min., Volumen total de agua bombeada 134.5 M3. Suspendió bombeo a las 14:30 hrs., y a las 16:00-hrs., continuaba pozo sin presión.

17 DE AGOSTO DE 1985:

Observó pozo con 590 P.S.I., se inició a matar pozo a las 6:40 A.M., con-

un gasto de agua de 613 litros/minuto, abatiendo la presión a 0 P.S.I., - en 45 minutos, con bombeo continuo se abrió válvula de 10" Ø WKM y se inició a cortar tubo de ademe de 13 3/8" Ø, observando gas acumulado en espacio anular, se descargó gas y se cortó tubo de 13 3/8" Ø, observandose - falta de cemento en espacio anular. Se cortó tubo de ademe de 9 5/8" Ø y - con el auxilio de grúa P.H. de 35 toneladas se eliminó el medio árbol y - los tramos de ademe cortados de 5.00 m., aproximadamente. Se 'colocó cabezal de 13 3/8" Ø S-900 camerón a 60 centímetros del fondo del contrapozo - y se soldó por dentro y fuera del mismo.

Con varilla de 1/4" Ø, se checó cemento en espacio anular entre 13 3/8" Ø y 9 5/8" Ø a una profundidad de 7.0 m.

Posteriormente se colocó sobre cabezal carrete F.I.P., de 12" Ø X 10" Ø, - S-900, sin sellos secundarios y sobre carrete se colocó válvula de 10" Ø - WKM (americana).

Durante toda la operación el bombeo fué de 530 litros/minuto, se suspendió el bombeo a las 12:30 hrs., y se terminó de apretar tornillería a las 15-hrs., observó presión de 15 P.S.I., hasta las 14:45 hrs., volumen total - de agua bombeada 191 M3.

20 DE AGOSTO DE 1984:

Observó pozo cerrado con 590 P.S.I., sin fuga en medio árbol. Se efectuó preparativos para recementar espacio anular entre tuberías de revesti--- miento de 13 3/8" Ø y 9 5/8" Ø.

21 DE AGOSTO DE 1985:

Observó pozo con 590 P.S.I., se enfrió pozo abatiendo presión a 0 P.S.I., utilizando 40 M3 de agua. Con bombeo continuo se abrió válvula de 10" Ø WKM, se eliminó tornillería entre cabezal y carrete, levantó carrete y válvula de 10" Ø WKM, se eliminó tornillería entre cabezal y carrete, levantó carrete y válvula de 10" Ø observando burbujeo de gas en espacio anular entre tuberías de 13 3/8" Ø y 9 5/8" Ø. Se preparó 400 litros de lechada de cemento "G" modificado con harina sílica de 1.70 gr/cc., de densidad. Se introdujo en espacio anular 2 tubos de 1" X 6.40 m, de longitud y se efectuó recementación con bomba triplex Garden Denver. Terminó recementación continuando presencia de gas, se instaló nuevamente carrete de expansión y válvula de 10" Ø WKM. Suspendió bombeo a las 12:30 hrs., y cerró válvula maestra.

Terminó de apretar tornillería a las 15:00 hrs., volumen total de agua utilizado 83 M3.

22 DE AGOSTO DE 1984:

Observó pozo con 590 P.S.I., y en espera de fraguado de la recementación recuperó agua en presas.

23 DE AGOSTO DE 1984:

Observó pozo con 590 P.S.I., con bomba ideal C-350 abatió presión a 0 P.S.I., con un gasto de agua de 613 lts/min., continuó bombeo sin presión utilizando un volumen total de 233 M3.

Suspendió bombeo a las 15:30 hrs., y a las 15:45 hrs., observó presión de -

24 DE AGOSTO DE 1984:

Con pozo represionado a 590 P.S.I., recuperó agua en presas y con bomba ideal C-350 abatió presión a 0 P.S.I., con un gasto de agua de 613 litros/minuto, con bombeo continuo sin presión, se abrió válvula de 10" Ø WKM, sin registrar flujo, se eliminó tornillería y se levantó carrete de expansión con válvula dejando libre el cabezal de 13 3/8" Ø, observando flujo de gas en el espacio anular entre tuberías de 13 3/8" Ø y 9 5/8" Ø. Con varilla de 1/4" Ø checó cima de cemento por espacio anular a 2.20 m, del nivel del cabezal. Hizo preparativos y efectuó recementación introduciendo 2 tramos de tubería de 1" Ø a 2.20 m, y bombeó 200 litros de lechada de 1.85 gr/cc., de densidad, preparada con cemento y harina silice (100% cemento y 40" SSA-1) aflorando lechada a la superficie. Terminó recementación observandose pequeño flujo de gas a travéz de la lechada.

Se instaló nuevamente medio árbol, suspendió bombeo de agua y cerró pozo.

Suspendió bombeo a las 14:45 hrs., y a las 16:00 hrs., observó pozo con 65 P.S.I., concluyó operación satisfactoriamente.

Inició a dismantelar presas y bombas.

POZO Az - 34.

ANTECEDENTES:

El pozo Az-34, se inició a perforar el día 9 de mayo de 1982, la perforación se desarrolló normalmente hasta la profundidad de 1273.00 m, quedando el pozo en las condiciones mecánicas como se observa en la Fig. No.1 cabe mencionar que antes de alcanzar esta profundidad se observó una pérdida parcial de 26 M³/Hr., se siguió avanzando hasta el metro 1271.00 donde apareció una pérdida total, la circulación se restableció nuevamente a los 9 minutos, aunque parcialmente; se continuó perforando hasta llegar al metro 1273.00 donde apareció la pérdida total. La operación se suspendió por agotarse el agua, se procedió a levantar la barrena a 732.00 m, y recupera agua, a continuación se observó un cabeceo del pozo, registrándose una presión en el cabezal de 730, cerró preventores se procedió a bombear al pozo un volumen de 60 M³ de agua, abatiéndose la presión, se abrió la línea de desfogue de 2" ϕ para descargar presión, se abrió el preventor y al intentar sacar la barrena observó la sarta atrapada, se trabajó la sarta tensionandola con 90 tons., (peso sarta 45 ton.) sin éxito, suspendió la operación para recuperar agua observando una presión en la línea de desfogue de 350 P.S.I., por segunda vez se bombearon al pozo 58 M³ de agua en 40 minutos, abatiéndose la presión a cero en solo 7 minutos, se abrió la línea de desfogue y se procedió a sacar la sarta observando un peso únicamente de 10 tons., se recuperaron 3 lingadas, 2 tramos y un tercer tramo de T.P. despedazado, quedando un pescado de una longitud de 625.43 m, consistente en barrena, herramienta, combinacio

nes y tubería de perforación. Se procedió a cerrar la válvula maestra de 10" ϕ y observó una presión en el cabezal de 720 P.S.I., por el grado de aplastamiento que presentaba el último T.P. 4 $\frac{1}{2}$ " ϕ recuperado, se concluyó que había un colapso en la T.R. 9 5/8" ϕ . Se hicieron los preparativos para intervenir el pozo que consistieron en lo siguiente:

Se corrieron sellos de impresión de plomo, que fuerón de los siguientes diámetros:

ϕ DE SELLO	PROFUNDIDAD DONDE ENCONTRO RESISTENCIA	DURACION DE LA OPERACION	VOLUMEN DE AGUA BOMBEADA AL POZO
8 $\frac{1}{2}$ "	106.17 M	60'	50 M3
7"	106.30 M	95'	89 M3
4 3/4"	106.35 M	90'	39 M3
3 $\frac{1}{4}$ "	106.50 M	110'	47 M3
3 $\frac{1}{2}$ "	106.50 M	115'	47 M3

Armó sello de impresión de plomo de 7" ϕ , bajó hasta 106.30 m, observó muesca al borde del sello bombeo un total de 89 M3 de agua en 95 minutos, que duró la operación.

Armó sello de 8 $\frac{1}{2}$ " ϕ , bajó hasta 106.17m, sacó y observó muesca al borde del mismo e impresiones laterales bombeo 50 M3 de agua en 60 minutos que duró la operación.

Armó sello de impresión de plomo de $4 \frac{3}{4}$ " \emptyset y bajó hasta 106.35 m, sacó y observó impresión lateral se bombearon 39 M3 de agua en 90 min.

Armó sello de impresión de plomo de $3 \frac{1}{4}$ " \emptyset y bajó hasta 106.50 m, sacó y observó 2 muescas por uno y otro lado bombeó 47 M3 de agua en 110 minutos que duró la operación.

SECUENCIA DE LAS OPERACIONES:

Armó casing roller $5 \frac{1}{2}$ " \emptyset , bajó seguido de 1 doble caja de $3 \frac{1}{2}$ " \emptyset regular a $3 \frac{1}{2}$ " \emptyset I.F., 6 D.C. 5" \emptyset , una válvula de contrapresión $4 \frac{1}{2}$ " \emptyset , 1-combinación $3 \frac{1}{2}$ " \emptyset I.F. a $4 \frac{1}{2}$ " \emptyset X.H., 1 lingada de T.P. $4 \frac{1}{2}$ " \emptyset - X.H., 1 tramo de T.P., bajó hasta 106.38 m, avanzó .21 cm., llegando hasta 106.59 m, sacó y observó en la superficie la falta de 7.5 cm., de nariz y 12 roles de 1" X 3.34" del casing roller se bombeó un total de 124.61 M3 de agua en 180 minutos.

Bajó magneto con cable de sondeo hasta 106.30 m, lo sacó sin recuperar nada.

Armó sello de impresión de $3 \frac{1}{4}$ " \emptyset , bajó hasta 106.50 m, operó y sacó a la superficie observando impresiones en el borde del mismo durante la operación se bombearon 70 M3 en 115 minutos.

Armó machuelo hechizo $3 \frac{1}{4}$ " \emptyset , bajó seguido de 1 válvula de contrapresión, 3 lingadas de T.P. $4 \frac{1}{2}$ " \emptyset - X.H., 2 tramos T.P., hasta 106.40 m, sacó pescante hechizo sin recuperar nada, se operó dos veces dicho

pescante a 106.40 m, sin éxito, la operación duró 235 minutos bombeando un volumen de agua de 160 M3.

Abrió pozo por línea de 2" \emptyset de desfogue, posteriormente por línea de 10" \emptyset , fluyendo pozo durante 15 minutos por dicha línea con el objeto de recuperar chatarra sin éxito.

Armó sello de impresión de plomo de 3" \emptyset y bajó hasta 106.45 m, sacó y observó impresión lateral y centro del sello la operación duró 90 minutos un volumen de agua de 60 M3.

Armó rolador de T.R. 5 $\frac{1}{2}$ " \emptyset con punta revestida de carburo de tungsteno y bajó hasta 106.50 m, lo trabajó con 1/2, 6 y 8 ton.s, al sacarlo a la superficie, observó gastado el tungsteno del rolador y agrietamiento en el cuerpo avanzó .05 m.

Armó nuevamente rolador T.R. 5 $\frac{1}{2}$ " \emptyset y bajó hasta 106.55 m., operó el mismo con 1/2, 6 y 9 tons., avanzó 33 cm., profundidad 106.88 m, se observó desgaste en la punta del rolador de 5 cm.

Armó sello de impresión de 3 $\frac{1}{4}$ " \emptyset y bajó hasta 106.77 m, lo operó y sacó a la superficie, observando muesca en el centro.

Armó casing roller de 5 $\frac{1}{2}$ " \emptyset y bajó hasta 106.88 m, lo operó durante 180 minutos con 55 R.P.M., y 7 tons., logrando bajar hasta 107.50 m.

Abrió pozo fluyendo por línea de 2" \emptyset y 10" \emptyset logrando arrojar 1/2 --

kg. de chatarra por línea de 10" ϕ .

Armó sello de impresión de 5 3/4" ϕ y bajó hasta 106.87 m, sacó y observó impresión lateral bombeó 80.5 m³ de agua en 120 minutos.

Armó rolator de 8 1/2" ϕ y bajó hasta 106.25 m, donde operó el mismo hasta 106.59 m, lo sacó a la superficie observando un desgaste de 1/2" ϕ .

Armó molino bowen 5 3/4" ϕ , 8 D.C. 5" ϕ , 1 porta barrena, 1 combinación, 1 tramo T.P. 3 1/2" ϕ , bajó molino hasta 106.75 m, operó el mismo hasta 107.43 m, sacó el mismo observando un desgaste del molino de 3/16" ϕ .

Armó molino bowen 8 1/2" ϕ plano, bajó hasta 106.20 m, donde operó el mismo hasta 107.49 m.

Armó sello de impresión de 5 3/4" ϕ y bajó hasta 107.45 m, sacó y observó impresión en la parte inferior.

Armó sello de impresión de 8 7/16" ϕ e intentó bajar sin éxito por atorarse en la boca de T.R. de 9 5/8" ϕ .

Armó molino bowen 5 3/4" ϕ y bajó hasta 107.50 m, operando el mismo con 1.5 tons., 55 R.P.M., hasta 108.35 m.

Armó molino plano 8 1/2" ϕ y bajó hasta 107.60 m, operó con 55 R.P.M., 1

a 7 tons., logrando avanzar hasta 109.84 m, lo sacó desgastando un desgaste de $1/16'' \emptyset$ bombeó un total de 339 M3 de agua.

Armó sello de impresión de $8\frac{1}{2}'' \emptyset$ y bajó hasta 107.34 m, cargó 1 tonelada logrando bajar hasta 108.82 m, bombeando un total de 113 M3.

Armó sello de impresión de $5\frac{1}{4}'' \emptyset$, mató pozo con 24 M3 de agua abatiendose la presión de 300 a 0 P.S.I., abrió pozo y bajó hasta 109.98 m.

Armó rolator $8\frac{1}{2}'' \emptyset$, mató pozo con 40 M3 de agua abatiendose la pre---sión de 650 a 0 P.S.I., y bajó hasta 107.37 m, operó rolator logrando bajar hasta 109.32 m.

Armó molino plano de $8\frac{1}{2}'' \emptyset$ y bajó hasta 109.59 m, operó molino hasta 110.18 m, suspendió operación por agotarse agua en presas.

Armó molino plano de $8\frac{1}{2}'' \emptyset$ y bajó con 1 portabarrena liso de $6\frac{1}{2}'' \emptyset$, 1 combinación, 2 estabilizadores $8\frac{1}{2}'' \emptyset$, (sobre combinación y 1er D.C.), 1 válvula de contrapresión, 6 D.C. $6\frac{1}{2}'' \emptyset$ y T.P. $4\frac{1}{2}'' \emptyset$ X.H., hasta - - 110.18 m, checó resistencia a 110.40 m, y 110.82 m, repasó la misma - hasta 117.00 m, libremente al levantarse observó resistencia a 111.06 m.

Armó rolator de T.R. $8\frac{1}{2}'' \emptyset$ y bajó el mismo hasta 111.00 m, donde checó resistencia inició a operar rolator bajando libre hasta 117.00 m, - suspendió operación para revisar rolator, notando la falta de un rol.

Armó barrena de $8\frac{1}{2}$ " \emptyset , seguido de 1 porta barrena liso, 1 válvula de contrapresión, 6 D.C. $6\frac{1}{2}$ " \emptyset , T.P. $4\frac{1}{2}$ " \emptyset - X.H. y bajó hasta la profundidad de 108.48 m, donde checó resistencia, repasó la misma con 1 tonelada sobre su peso bajando normal hasta 125.00 n, suspendió operación, sacó aparejo a la superficie, eliminándolo.

Armó y bajó 1 tramo de T.L. de $7\frac{5}{8}$ " \emptyset seguido de 1 combinación (1 -- válvula de contrapresión); 22 lingadas T.P. $4\frac{1}{2}$ " \emptyset - X.H., 1 tramo de T.P. hasta la profundidad de 647.65 m, donde checó boca del pez giró sarta con llave de cadena logrando bajar hasta 648.95 m, suspendió -- operación por agotarse agua en las presas levantándose a 632.43 m, -- donde se estacionó.

Recuperó agua y con bomba continuó bombeando agua al pozo y mató pozo sacó sarta a la superficie y la eliminó. (ver fig. No.3).

Armó cortatubo $8\frac{1}{16}$, seguido de 9 tramos de T.L. y 1 lingada de T.P. $4\frac{1}{2}$ " \emptyset , bajó, checó boca del pez a 647.65 m, (empleando llave de cadena) logrando bajar a 740.00 m, con leve torsión donde operó cuchillas del cortador TRI-STATE con $1/2$ ton., de tensión y 55 R.P.M., sin éxito e inició a desvastar canasta del corta tubo TRI-STATE, desvastó la misma logrando vencer fricción y sacó cortatubo a la superficie y lo eliminó al desmantelar cortatubo observó atorado en las canastas un tramo de T.P. de 0.82 m, de longitud por 4 cm, de ancho.

Armó 1 tramo de T.R. $7\frac{5}{8}$ " \emptyset , con zapata de tungsteno (revestida interiormente) y bajó a 649.28 m, sin resistencia, donde se estacionó --

por agotarse agua, recuperó agua y mató pozo disminuyendo presión de 680 a 0 P.S.I., con bombeo continuo, abrió preventor y desconectó flecha para sacar aparejo, fluyendo pozo por interior de T.P., cerró preventor conectó flecha, mató pozo, desconectó flecha y sacó y eliminó T.L. y T.P. en la superficie.

Armó cortatubo bowen de 7 5/8" ϕ O.D., X 6 3/8" I.D., seguido de 9 tramos de T.L. 7 5/8" ϕ , 1 combinación (válvula de contrapresión) y T.P. 4 1/2" ϕ - X.H., bajando hasta 743.00 m, donde operó el mismo sin éxito por no operar los flejes en los coples, sacó aparejo a la superficie observando la pérdida de 2 flejes de la canasta y rotura de 1 más quedando intactas las cuchillas.

Mató pozo con 34 M3 de agua, abatiéndose la presión de 720 a 0 P.S.I., bajó cortatubo TRI-STATE de 8 1/16" ϕ seguido de 9 tramos de T.L. 7 5/8" ϕ , 1 combinación 7 5/8" ϕ hydril a 4 1/2" ϕ - X.H., 1 válvula de contrapresión 4 1/2" ϕ y T.P. 4 1/2" ϕ - X.H., hasta 739.00 m, donde lo operó sin éxito por dañarse cuchillas, levantó cortatubos hasta 731.52 m donde checó resistencia, trabajó canastas de cortatubos con 2 toneladas de tensión y 50 R.P.M., logrando desgastarlas, levantó cortatubos a 724.43 m, donde se estacionó, para recuperar agua, total de agua utilizada en la operación 330 M3.

Mató pozo y sacó cortatubos a la superficie y lo revisó notando la falta de parte de 2 cuchillas, 3 más planchadas contra el interior y desgaste de las canastas en los dedos, procede a preparar canastas de

cortatubos.

Mató pozo con 40 M3 de agua abatiéndose la presión de 700 a 0 P.S.I., armó y bajó sello de impresión de plomo de 8 $\frac{1}{4}$ " ϕ seguido de T.P. 4 $\frac{1}{2}$ "- ϕ , hasta 647.92 m, donde checó boca de pescado, lo sacó a la superficie observando pequeñas muecas en la base del mismo., de 3 cm, aproximadamente, gasto de agua bombeada durante la operación 143 M3.

Mató pozo y armó cortatubos bowen de 7 5/8" ϕ seguido de 1 tramo de T.L. de 7 5/8" ϕ , 1 combinación 7 5/8" ϕ hydril a 4 $\frac{1}{2}$ " ϕ - X.H., 1 válvula de contrapresión y T.P. 4 $\frac{1}{2}$ " ϕ - X.H., bajó hasta la profundidad de 655.11 m, donde operó cortadores de cortatubo con éxito, sacó cortatubos, habiéndose recuperado 7.19 m, de pescado (6.45 m, de T.P. dañado y 0.74 m, de tubo sano), cantidad de agua bombeada al pozo durante la operación 250 M3.

Armó pescante bowen 8 1-16" ϕ tipo FS, seguido de 1 combinación, 1 subgolpeador 6 $\frac{1}{4}$ " ϕ bowen, 1 combinación, 1 martillo mecánico MC cullough 6 $\frac{1}{4}$ " ϕ , 13 D.C. 6 $\frac{1}{2}$ " (válvula de contrapresión) T.P. 4 $\frac{1}{2}$ " ϕ - X.H. mató pozo con 39 M3 de agua y bajó herramienta hasta 655.11 m, donde checó boca del pez, continuó bajando hasta 655.38 m, logrando conectarse a boca del pescado, tensionó con 59 toneladas sobre su peso (peso sarta 37 tons., peso del pescado 29.8 tons.) operó herramienta en varias ocasiones sin éxito por no trabajar el martillo. Agua bombeada al pozo en la operación 300 M3.

Armó pescante de canasta bowen de 8 1/8" ϕ , 1 martillo hidráulico tipo

Z 6 $\frac{1}{4}$ " ϕ , seguido de herramientas y T.P. 4 $\frac{1}{2}$ " ϕ , mató pozo y bajó hasta 655.11 m, donde checó boca del pescado, continuó bajando hasta 655.38 m, donde se conectó, tensionó sarta con 48 tons., sobre su peso, sin éxito por no opear martillo, sacó pescante a la superficie y acondicionó martillo con aceite especial, armó y bajó nuevamente pescante - bowen 8 1/8" ϕ , 1 martillo hidráulico tipo Z 6 $\frac{1}{4}$ " ϕ , 1 subgolpeador 6 $\frac{1}{4}$ " ϕ , 1 combinación 4 $\frac{1}{2}$ " ϕ I.F. a 4 $\frac{1}{2}$ " ϕ - X.H., 13 D.C. 6 $\frac{1}{4}$ " ϕ (válvula-contrapresión) T.P. 4 $\frac{1}{2}$ " ϕ - X.H., bajó hasta 655.11 m, donde checó boca del pez, continuó bajando hasta 655.38 m, donde se conectó, tensionó sarta con 50 tons., sobre su peso operó martillo en repetidas ocasiones sin éxito, suspendió operación e inyectó un bache de diesel - frilax 4 M3 por la línea de llenar, dejando la sarta tensionada con 52 tons., continuó operando martillo en repetidas ocasiones sin éxito suspendió operación, ^{6.1.1} aparejo de pesca a la superficie y lo eliminó - quedando el pozo cerrado.

Armó cortatubos TRI-STATE 7 5/8" ϕ , 1 combinación (con válvula de contrapresión), 9 tubos lavadores de 7 5/8" ϕ , 1 combinación, 1 D.C., -- corto 6 $\frac{1}{2}$ " ϕ , T.P. 4 $\frac{1}{2}$ " ϕ - X.H., lo bajó pescando por la boca del pescado sin observar resistencia hasta 749.59 m, donde operó cortatubos en varias ocasiones sin éxito a continuación procedió a desvistar canast⁵as de cortatubos.

Terminó de desvistar canastas de cortatubos y lo sacó a la superficie, eliminó el mismo observando los dedos de las canastas desgastados, armó 20 tramos de T.L. 7 5/8" ϕ , 1 combinación (con válvula de contra-

presión), y T.P. $4\frac{1}{2}$ " ϕ , bajó hasta 872.00 m, libremente sin observar resistencia. La finalidad de meter tubería lavadora en este caso sería calibrar el agujero. Sacó T.L. a la superficie y la eliminó, gasto total durante la operación 108 M3 de agua.

Armó cortatubos TRI-STATE 8 2/16" ϕ , 1 combinación, 9 tramos de T.L.- 7 5/8" ϕ , 1 doble caja (con válvula de contrapresión), T.P. $4\frac{1}{2}$ " ϕ - X.H., bombeando agua al pozo abatiéndose la presión de 710 a 0 P.S.I., bajó cortatubos hasta 749.01 m, donde lo operó con éxito, terminada la operación sacó cortatubos a la superficie recuperando 94.02 m, de pescado, quedando actual boca de pescado a 748.79 m, y longitud total de pescado de 524.21 m.

Bajó cortatubos TRI-STATE 8 1/16" ϕ , 1 combinación, 11 tramos de T.L. 7 5/8" ϕ , 1 combinación (con válvula), T.P. $4\frac{1}{2}$ " ϕ - X.H., hasta 862.08 m, donde operó cortatubos con éxito, sacó el mismo a la superficie recuperando 113.17 m, de pescado quedando la boca a 861.63 m, y longitud total de pescado de 411.37 m.

Armó T.P. franca y bajó hasta 762.32 m, donde se estacionó, cerró preventor anular y corrió los registros T-10 con 3:00 Hrs., de reposo temperatura 261.17°C a 760.00 m, P-10, con 6:00 hrs., de reposo presión 53.18 kg/cm² a continuación bombeó al pozo 45 M3 de agua durante 60 minutos quedando pozo en reposo durante 3:00 hrs., y procedió a correr los registros T-11 con 3:00 Hrs., de reposo temperatura 233.01°C a 860.00 m, T-12 con 6:00 Hrs., de reposo temperatura 232.01°C a 860.0 m, T-13 con 9:00 Hrs., de reposo temperatura 234.85°C a 860.00 m, ter

minó de correr serie de registros con T.P. franca a 762.32 m, observando presión de cabezal de 700 P.S.I.

Bombé 25.1 M3 de agua al pozo y abatió la presión de 700 a 0 P.S.I., en 30 minutos abrió preventor y sacó T.P. $4\frac{1}{2}$ " ϕ a la superficie y la eliminó, cerró valvula maestra de 10" ϕ y suspendió bombeo, volumen total bombeado durante la operación 273 M3 de agua, quedó pozo cerrado.

Continuó pozo cerrado en observación con 700 P.S.I. en el cabezal.

Como resultado de los registros de temperatura y presión fueron favorables y el pozo siempre mantuvo con una presión en el cabezal de 700 P.S.I., se decidió terminarlo, teniendo un pescado de 411.37 m, y una boca del mismo se encontraba a 861.63 m, el tiempo empleado en reparar el pozo comprendió del 21 de junio al 11 de Agosto de 1982.

TERMINACION DEL POZO:

El diseño del liner 7" ϕ , 29 lb/pie, rosca hydril que fué cementado de la profundidad de 745.55 m, hasta la superficie, quedó de la siguiente manera: 110.00 m, de liner ranurado, 1 combinación hydril a buttress, con 2 canastas Halliburton, 1 cople buttress, 1 cople diferencial para alojar baffle, 1 combinación buttress a Hydril, con 3 canastas Halliburton y una B&W metálica, 1 tramo liner ranurado y 730.75 m, de liner ciego hasta la superficie. (ver terminación de pozo).

CONCLUSIONES:

01).- El colapso de la T.R. 9 5/8" \emptyset se debió probablemente a la expansión térmica de un anillo de agua, como resultado de una cementación defectuosa.

02).- Al intentar arrancarse el pozo y observar incremento en la presión del cabezal, se bombearon al pozo grandes volúmenes de agua primeramente 60 M3 y posteriormente 58 M3, en un lapso breve de tiempo, ocasionando con ello cambios bruscos de temperatura, posible fractura del cemento y el colapso de la T.R. 9 5/8" \emptyset .

POZO Az-11

ANTECEDENTES:

Este pozo está en la Zona Sur del campo geotérmico, caracterizada por la ubicación de un casquete de vapor seco muy somero y de alta presión. La profundidad final fué de 141.00 m.

Durante la construcción de la 1a., etapa se observaron un par de pérdidas mínimas las cuales se obturaron inyectándoles cemento posteriormente se corrió la T.R. 20" ϕ , cementó, efectuó prueba hidráulica satisfactoriamente.

Hizo preparativos para la 2a. etapa y al estar perforando con barrena 12 $\frac{1}{4}$ " ϕ a la profundidad de 106.00 m, se registró fuerte cabeceo, levantó sarta a 96.00 m, operó instalaciones de control superficial y con equipo Howco colocó tapón de cemento, abatiéndose la presión; levantó sarta con fricción, quedando atrapada a 84.00 m, desconectó quedando boca de pescado a (10.75 m, N.M.R.), lavó y amplió agujero repetidas ocasiones con T.L. 9 5/8" ϕ y 13 5/8" ϕ , 17 $\frac{1}{2}$ " ϕ y zapatas revestidas, pasandolas por las aletas de los estabilizadores de la herramienta 8", se degolló combinación de 4 $\frac{1}{2}$ " ϕ (T.P.) a 9 5/8" ϕ (T.L.) quedando 2° pescado a (9.00 m, N.M.R.), operó pescante y recuperó 2° pescado 100%. Continuó lavando pescado original hasta 95.67m, eliminó T.L., armó pescante Bowen 8 1/8" O.D. lo operó satisfactoriamente y recuperó pescado 100%.

Reanudó a rebajar cemento, observando pérdida parcial de 12-
m³/hr., armó T.P. franca, bajó a 56.00 m, e inyectó tapón con 25 bls.
de lechada, armó barrena 17½" Ø checó cima a 35.00 m, y rebajó hasta
50.00 m, colocó tapón con 25 brls., por observar pérdida, efectuó —
prueba hidráulica a T.R. 20" Ø satisfactoria, eliminó barrena 17½" Ø
armó y bajó de 12¼" Ø y rebajó cemento hasta 115.00 m, observando ca
beceo, colocó tapón de cemento por inyección, bajó y checó cima a —
77.00 m, y rebajó hasta 117.00 m, cabeceando fuertemente el pozo, —
efectuó preparativos y colocó tapón por inyección abatiéndose total-
mente el flujo de vapor.

Armó barrena 12¼" Ø, checó cima a 8.00 m, (N.M.R.), lo reba-
jó a 50.00 m, arma y amplía con 17½" Ø hasta 50.00 m, continúa reba-
jando con 12¼" Ø a 77.00 m, donde suspende por pérdida total, bombea
circula y se restablece continúa hasta 101.00 m, donde aparece fuer-
te flujo de gas y vapor, prepara y coloca tapón por inyección aba-
tiéndose el flujo. Arma barrena 12¼" Ø y checa cima a 12.00 m, (N.M.
R.), rebaja hasta 30.00 m, para continuar hasta 124.00 m, donde se —
registra el descontrol del pozo, se prepara y bombea lodo de 2.02 —
gr/cc, se controla y a continuación se inyecta cemento posteriormente
la sarta queda atrapada a 105.00 m, desconecta quedando la boca a —
8.00 m, (N.M.R.), repite operación de lavado en varias ocasiones has-
ta 104.00 m, y recupera pescado 100%. Repite operación de rebajar ce-
mento hasta 102.00 m, con barrena 12¼" Ø y corre T.R. de 13 3/8" Ø —
la cementa y efectúa prueba hidrostática satisfactoriamente, instaló
equipo de control superficial para ranudar (5a. etapa) armó barrena-

bajó y checó cima a 85.00 m, y rebajó a 110.00 m, donde cabeceó pozo; sin detenerse y con pozo arrancado continuó perforando hasta 126.00- m, donde suspendió colocó tapón de cemento, bajó y checó cima a 78.0 m, efectuó prueba hidrostática, rebajó cemento hasta 126.00 m, arran- cándose el pozo con 200 P.S.I., continuó sin suspender hasta 135.00- m, y colocó tapón por inyección abatiéndose el flujo al levantar la- sarta después de la operación, se rompió el hule del desviador de -- flujo arrancándose nuevamente, colocó otro tapón de cemento por in- yección. Armó y bajó barrena checó cima a 65.00 m, rebajó hasta - - - 100.00 m, con pérdida colocó tapón por inyección esperó y bajó, che- có cima a 83.00 m, rebajó a 104.00 m, observando pérdida total de -- circulación y atrapamiento de sarta, trabajándola sin éxito; desco- nectó sarta, quedando boca a 15.00 m, (N.M.R.). Armó tubería lavado- ra y lavó de 73.00 m, hasta 80.00 m, donde observó flujo de gas sacó lavadora y colocó tapón por inyección. Rearmó a lavar hasta 100.00- m, recuperó pescado 100%. Armó barrena 12 $\frac{1}{4}$ " ϕ , checó cima a 99.00 m y rebajó hasta 106.00 m, con pérdida parcial, armó y bajó tubería -- franca a 103,00 m, y colocó tapón por inyección. Armó y bajó barrena 12 $\frac{1}{4}$ " ϕ hasta 93.00 m, donde checó cima rebajó hasta 141.00 m, suspen- diendo por arrancarse pozo y romperse hule del rotatorio.

Con sarta en el fondo, colocó tapón por inyección abatiendo- se la presión del pozo de 250 P.S.I., desconectó sarta quedando pes- cado de 96.00 m, de longitud y boca de pescado a 50.00 m, (N.M.R.),- armó barrena 12 $\frac{1}{4}$ " ϕ , checó cima de cemento a 5.00 m, y rebajó hasta- 50.00 m, (boca de pescado), como medida precautoria dada la invasión

de gas que pudiera alterar el cemento depositado, colocó último tapón por circulación con T.P. franca a 47.00 m, hasta aflorar cemento a la superficie abandonándose el pozo.

CONCLUSIONES:

La zona en donde se localizó este pozo es altamente inestable, ya que la litología mostró un alto fracturamiento muy somero y la invasión de gas asociado con agua sobrecalentada a alta presión, los métodos aquí descritos fueron aplicados varias veces sin éxito, se decidió abandonar el pozo por los riesgos que presentaba el continuar profundizando, aunque las cementaciones de las etapas de 20" \emptyset y 13 3/8" \emptyset fueron satisfactorias, la presencia de agua geotérmica y el gas a presión degradarían los cementos al transcurrir el tiempo, este pozo fué aprovechado, para la ubicación de las próximas localizaciones en esta Zona en base a la información de geología y perforación obtenidas.

POZO Az-24.

ANTECEDENTES:

Este pozo está ubicado en la Zona Sur del campo es vecino del pozo Az-11. La profundidad final fué de 325.00 m.

El agujero de 26" \emptyset fué perforado y ampliado sin problemas hasta la profundidad de 54.50 m, la T.R. 20" \emptyset se corrió, cementó - se le efectuó su prueba hidrostática satisfactoriamente. Se cambiaron las instalaciones superficiales, de control, se perforó y amplió a 17 $\frac{1}{2}$ " \emptyset hasta la profundidad de 304.00 m, la T.R. 13 $\frac{3}{8}$ " \emptyset - se corrió, cementó y se le efectuó su prueba hidrostática satisfactoriamente.

DESCRIPCION DEL PROBLEMA:

Al continuarse la perforación con barrena 12 $\frac{1}{4}$ " \emptyset (3a. etapa) durante la rebajada de cemento a 303.00 m, se observó manifestación superficial de vapor a 10.00 m, de la subestructura del equipo, del costado derecho. El lodo bentonítico no manifestaba en esos momentos ninguna irregularidad por lo que se sacó y eliminó la barrena y herramienta bajó T.P. franca hasta 302.00 m, y efectuó prueba hidrostática con 250 P.S.I., a preventor cerrado, sin abatirse la presión, reanudó perforación hasta 325.00 m, donde suspendió por aumentar el flujo de vapor, de la manifestación.

DETALLE DE LA OPERACION:

Con T.P. franca a la profundidad de 321.00 m, y equipo Howco con preventor cerrado fracturó formación, aplicando una presión de 1350 P.S.I., habiendo aceptado un total de 487 Brls., de agua a 1050 P.S.I., abatiéndose en la superficie la manifestación exterior de vapor, reanudándose paulatinamente a las 2:00 hrs., de efectuada la inyección, pero ahora ya con aportación de agua.

Efectuó preparativos y con el equipo Howco colocó tapón de cemento por inyección con 63 brls., de lechada, sin observar cambio en la manifestación. Al transcurrir el tiempo (8 horas) empezó a aflorar agua caliente (85°C) y vapor por la parte lateral, avanzando por abajo de los tablonés de la subestructura; por lo que se tuvo que desmantelar el equipo de emergencia, ya que se estaba formando un gran cráter alrededor del centro del pozo (un radio aproximado 5.00 m) y el cráter continuaba agrandándose. Se abandonó el pozo y quedó fluyendo el agua en tanto que el cráter, se llenó de rocas para evitar se siguiera extendiendo. Al terminarse la operación se logró tapar el tubo de 13 3/8" ϕ con una tapa y un manómetro, pero no se registró presión dentro de la T.R.

El casquete de vapor seco, y que de acuerdo a geología está altamente fracturada, también hay acuíferos subterráneos de agua sobrecalentada que de alguna manera se comunicó hasta la superficie, por medio de algunas de esas fracturas las cuales se destaparon o limpiaron, probablemente por cambios térmicos, del lodo, los tiempos de reposo para registros etc.

CONCLUSION:

Habiéndose revisado todos los permenores de la construcción del pozo, se llegó finalmente a la razón de que el fenómeno se debió a causas principales desde el punto de vista de geología a saber:

01).- La zona del casquete de vapor seco donde se localiza éste pozo, estába altamente fracturada a esa profundidad, y comunicada a la superficie.

02).- La serie de fracturas vecinas a la última profundidad, se limpia ron o destaparon; comunicandose por el efecto de cambios térmicos provocados por el lodo de perforación, los tiempos de reposo para registros etc.

POZO AZ-27.

ANTECEDENTES:

Pozo localizado en la zona Norte del campo geotérmico, con la finalidad de ampliar esta parte. Es vecino de los pozos Az-15 y Az-40, ambos reinyectores de los principales pozos productores en esta zona.

Se perforó hasta la profundidad de 300.00 m. El agujero de 26" \emptyset fué perforado y ampliado sin dificultades hasta 59.00 m, la T.R. 20" \emptyset se corrió, cementó y se le efectuó prueba hidrostática resultando ésta satisfactoria.

Se cambiaron instalaciones superficiales de control se perforó y amplió a 17 $\frac{1}{2}$ " \emptyset hasta los 300.00 m, donde se suspendió por haberse registrado pérdida total y se programó una serie de registros de temperatura y presión.

DESCRIPCION DEL PROBLEMA:

Al estarse terminando de tomar la 2a. serie de registros en agujero descubierto con pozo en reposo, transcurridas 12:00 hrs., se observó arrancón y descontrol del pozo, con la pichancha estacionada a 296.00 m, arrojando vapor, gas, lodo y gran cantidad de ceniza volátil alrededor del contrapozo; se inyectó lodo (63 m³) sin que se lograra abatir la presión, con preventor esférico cerrado contra

la T.P. franca el pozo fluía por línea del cabezal 2" \emptyset con 250 P.-S.I., tendiendo el incremento y la temperatura en el equipo de control empezaba a dañarlo transcurridas 19:00 hrs., el elemento del esférico empezó a calcinarse y a escapar vapor, hasta que estalló el hule y el pozo se descontroló bajo el equipo de perforación. Se tendieron líneas auxiliares de agua de la Laguna Verde (a $3\frac{1}{2}$ km).

Con equipo mezclador y bombas de Halliburton se inyectaron 63 bls., de lodo-barita de 1.90 gr/cc., por el interior de la T.P. sin lograr abatirse el flujo agotándose el lodo. Efectuó preparativos e inyectó 51 m³ de agua y posteriormente 96 bls., de lechada de cemento sin éxito por arrojarlos el pozo de inmediato. Con bombas del equipo de perforación y las de Howco bombeo continuamente un total de 1360 bls., de agua sin éxito, por continuar pozo fluyendo vertical por espacio amular entre 13 $\frac{3}{8}$ " \emptyset y T.P. 4 $\frac{1}{2}$ " \emptyset franca.

Preparó y bombeó continuamente con el equipo mezclador de Howco un total de 270 m³ de lodo-barita de 1.87 gr/cc., (cabe hacer notar que el tipo de agua empleado para la preparación de el lodo era de la Laguna Verde la cual tenía una gran cantidad de sales disueltas ya que provonía de los pozos vecinos, y la barita no reaccionaba adecuadamente) alcanzándose una presión de bombeo de 1000 P.S.I., durante esta operación y a continuación sin suspender el bombeo se inyectaron 85 bls., de lechada hasta agotarse el agua con presión de 750 P.S.I., sin controlar el pozo. Al efectuar otro bombeo de agua la T.P. franca estaba tapada, se trabajó con el equipo Howco.

aplicando hasta 3000 P.S.I., sin lograr destaparla.

(La operación de bombear por el cabezal de 13 3/8" ϕ no se podía hacer, por estar cubiertas de materiales arrojados, así como partes del equipo que cayeron desde la subestructura hasta el terreno).

En ese momento se decidió rolar el equipo de perforación, fuera del alcance del vapor del pozo, que estaba dañando el sistema de controles (diesel-éлектриco) y también para dejar el equipo de control descubierto e intervenir el pozo. Fué necesario con una grúa, P.H. Omega de 45 tons., tensionar la T.P. franca y se lograron recuperar 25 tramos cortando en cada lingada quedando un pescadito de 58.83 m, y la boca a 236.67 m.

Después de rolado el equipo (18.00 m, del centro del pozo. Se armó por separado una brida adaptadora, 1 carrete de expansión, válvula maestra de 10" ϕ , un preventor tipo "U" con ambos arietes ciegos. Al mismo tiempo se retiró el preventor esférico de 21 1/4" ϕ colocado en el pozo. Con la grúa de 65 tons., y el pozo fluyendo vertical por el cabezal de 20" ϕ se colocó el nuevo aparejo de control, se instalaron las extensiones para operar el preventor de arietes y también se colocaron las líneas de Howco para inyectar cemento.

A continuación se bombeó agua 60 bls., y sin suspender, ini

ció a bombear la lechada un total de 76 bls., al mismo tiempo se operó cerrando el preventor, quedando el pozo controlado, se colocó un manómetro que marcó una presión máxima (70 P.S.I.), de fraguado abatiéndose a cero, instaló equipo Kuster bajó barra, checando cima de tapón a 19.00 m, (nivel de terreno).

Recuperó cabezal, colocó tapa a T.R. 20" \emptyset y se abandonó el pozo.

La operación desde el descontrol hasta el abandono del pozo requirió un total de 46 días, en los que se trabajó de las 07:00 A.M., hasta las 18:00 P.M., también el equipo debió ser reparado en el sitio y las piezas de control, llevadas al campamento lo cual requirió un total de 67 días.

CONCLUSION:

El área donde se localizó este pozo, quedó demostrado que era altamente inestable ya que se atravesó la vecindad de una cámara fracturada ocupada por vapor seco somero a muy alta presión y ceniza volcánica.

Con la finalidad de hacer llegar las tuberías hasta la zona que se consideraba interesante, encontrándose problemas a los 150.00- y 200.00 m, de flujos de gas, agua y altas temperaturas pero se lograron controlar y el pozo se terminó a 2000.00 m, sin hallarse características favorables de permeabilidad.

CAPITULO XIII.

VOCABULARIO

GLOSARIO DE LA INDUSTRIA PETROLERA

Contiene más de 12,000 términos y expresiones idiomáticas usadas en todas las fases de la industria del petróleo, a saber: exploración, perforación, producción, transporte, refinación, gas natural y marketing.

GLOSSARY OF THE PETROLEUM INDUSTRY

Contains more than 12,000 technical terms and idiomatic expressions commonly used in all phases of the oil industry, namely, exploration, drilling, production, transportation, refining, natural gas, and marketing.

PARTE I—INGLES-ESPAÑOL • PART I—ENGLISH-SPANISH, PAGES 1-172
PARTE II—ESPAÑOL-INGLES • PART II—SPANISH-ENGLISH, PAGES 173-310

PennWell Books
Division of
PennWell Publishing Company
1421 S. Sheridan
Tulsa, Oklahoma 74112

PREFACIO

Esta obra, originalmente compilada y publicada en 1947 por redactores de The Petroleum Publishing Co. (editora de Petróleo y Petroquímica Internacional) es un glosario inglés-español y español-inglés de términos relacionados con la industria petrolera y actividades afines.

Se ha dado prioridad a los vocablos de operaciones petroleras y a toda aquella terminología que es esencial para tener un preciso conocimiento del equipo y de los procedimientos más en boga.

Se presenta a la industria esta segunda edición en la seguridad de que el personal petrolero, de habla castellana o inglesa, lo encontrará útil para resolver algunas de las dificultades que a veces crea la barrera del idioma.

PREFACE

This book is a comprehensive English-Spanish and Spanish-English glossary of terms of oil industry and related activities, originally compiled and published in 1947 by editors of the Petroleum Publishing Co. (publishers of Petróleo y Petroquímica Internacional).

This careful listing includes all those terms which are essential to a proper understanding of commonly used oil equipment, processes, and techniques.

The second printing of this book is presented to the industry in the hope that Spanish and English-speaking personnel will find it as helpful as the first in bridging the communications gap created by the language barrier.

ADVERTENCIA

Para economizar espacio, en el caso de términos compuestos de dos o más vocablos, con uno de los vocablos común a los demás, la clasificación se ha hecho usando el vocablo común como palabra clave, v. gr.:

SECCION DEL INGLES AL ESPANOL

fault, (geol) falla, paraclasa
parallel -, (geol) fallas paralelas,
paralel, paralelo
paralel, paralelo
- faults, (geol) fallas paralelas

SECCION DEL ESPANOL AL INGLES

falla, (geol) fault; (mech) failure
-(-s) paralelas, parallel faults, paralelo,
paralel
paralelo, parallel
fallas -(-s), parallel faults

De modo que si se desea saber la traducción del término inglés "parallel faults" se le hallará bajo "fault o parallel." El mismo procedimiento se sigue en el caso de "fallas paralelas" en la sección del español al inglés. Las inserciones en paréntesis al final del blanco representan las terminaciones indicativas de género o número. Las abreviaturas comerciales o técnicas aparecen en llaves, v. gr.: (km.), (b. t. u.)

EXPLANATORY NOTE

To economize space, whenever terms of two or more words have one word in common, the word in common has been used as the key word for purposes of classification. Examples:

ENGLISH-SPANISH SECTION

fault, (geol) falla, paraclasa
parallel -(-s), (geol) fallas paralelas
paralel, paralelo
- faults, (geol) fallas paralelas

SPANISH-ENGLISH SECTION

falla, (geol) fault; (mech) failure
-(-s) paralelas, parallel faults
paralelo, parallel
fallas -(-s), (geol) parallel faults

Thus, if the reader wishes to find the Spanish equivalent of "parallel faults," he will find it either under "parallel or fault." The same principle applies to the expression "fallas paralelas" in the Spanish-English section. The insertions in parentheses at the end of the blank representing the key word, stand for plural or gender endings. The abbreviations in brackets are commercial or technical abbreviations. Examples: (km.), (b. t. u.)

© 1971 PENNELL PUBLISHING COMPANY

Esta obra es propiedad de Pennell Publishing Company. Se permite la reproducción parcial o total de su contenido para uso personal y no comercial de la casa editora. All rights reserved. No part of this book may be reproduced in any form without permission in writing from the publisher.

IMPRESO EN LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

Argentina	fishg t	fishing tools	paleo	paleontology
adjective	geog	geography	p ln	pipe line
adverb	geol	geology	prod	production
automobile	geoph	geophysics	rd	roads
Bolivia	hyd	hydraulics	ref	refining
bridge	inst	instrument	rot eq	rotary equipment
bleasting	lab	laboratory	rr	railroads
building	leg	legal, law	seis	seismograph
boiler	M	Mexico	st eng	steam engine
Cuba	machy	machinery	std t	standard tools
carpentry	math	mathematics	str	structural
Chile	mech	mechanics	surv	surveying
chemistry	met	metallurgy	t	tools
Colombia	min	mining, mineralogy	top	topography
commercial	mot	motors	trans	transportation
derrick	mach t	machine tools	V	Venezuela
drafting, drawing	mkg	marketing	v	verb
drilling	n	noun	va	valves
Ecuador	naut	nautical	w	welding
electricity	P	Peru		
engine	p	pipe		

ABREVIATURAS

adjetivo	eq de perf	equipo de perforación	naut	náutica
adverbio	est	estructural	oleod	oleoductos
agnimensura	tc	ferrocarril	P	Perú
Argentina	tund	fundición	perf	perforación
automóvil	geof	geofísica	prod	producción
Bolivia	geog	geografía	quim	química
Cuba	leg	legal, leyes	ref	refinería, refinación
caminos	M	México	s	substantivo
caldera	maq	maquinaria	sism	sismógrafo
carpintería	geol	geología	sol	soldadura
Chile	herr	herramienta	top	topografía
Colombia	hid	hidráulica	trans	transportación
comercial	inst	instrumento	tub	tubería
construcción	lab	laboratorio	U	Uruguay
dibujo	mat	matemáticas	V	Venezuela
Ecuador	mech	mecánica	v	verbo
electricidad	met	metalurgia	va	válvula
eléctrico	mol	motores	vol	volidura
equipo de percusión	min	minas, mineralogía		

A

abbreviations, abreviatura	rocks, rocas, abrigles, (geol) pylon
abiosis, (geol) abiosis, ausencia de vida orgánica	dos, rocas plúvicas, Véase plu-
abiologic, abiótico; carencia de vida orgánica	veals rock
ablation, ablación	accelerate, (v) acelerar
abnormal, anormal	accelerating, acelerante, acelerador, ace-
abrade, (v) bruñir, desgastar, rasar	lerar, acelerando
abrasion, abrasión	well, (top) surtidor, azujar, ay, car-
abrasive, (s) abrasivo; (adj) abrasivo	burador, paso del condensador
rayante	acceleration, aceleración
abroad, en el exterior, en el extranjero	accelerator, acelerador
abscissa, abscisa	pedal, pedal del acelerador
absolute, absoluto	pump, bomba del acelerador, bomba
atmosphere, atmósfera absoluta	accelerante
humidity, humedad absoluta	rod, varilla del acelerador
pressure, presión absoluta	acceptance, (com) aceptación
temperature, temperatura absoluta	access, acceso
viscosity, viscosidad absoluta	accessories, accesorios
zero, cero absoluto	accessory minerals, minerales secundarios
absorb, absorber	accessory shaft, eje accesorio
absorbent, (s) absorbente; (a) absorbente	accident, accidente
earth, tierra absorbente	account, (s) cuenta; relato, informe (v) dar
absorber, absorbedor; (mec) amortiguador;	cuenta, explicar
(ref) torre de absorción	al, por cuenta de
absorption, (mec) amortiguamiento; (quím)	accountant, contador
absorción, absorbencia; (elec) ab-	accretion, yuxtaposición, aumento por yux-
sorción	taposición
column, (ref) torre de absorción	accumulate, acumular
gas, gas de absorción	accumulations, acumulación
plant, planta o instalación de absor-	accumulator, acumulador
ción	battery, batería de acumuladores
process, proceso de absorción, mó-	strip — colector del condensado
todo de absorción	accuracy, exactitud, precisión
tester, probador de absorción, en-	accurate, exacto, preciso, corto
sayador de absorción	acenaphylene, acenafileno
tower, torre de absorción	acetic, acético
abut, (v) empalmar, ensambiar, empotrar	acid, ácido acético
abutment, contrafuerte, empalma, refuerzo	anhydride, anhídrido acético
romate	acetone, acetona
abyss, abyss, (geol) abismo, despeñadero	acetylene, acetileno, gas de acetileno
Véase steep lace	burner, mechero de acetileno
abyssal, (a) abisal, insandable	moder de acetileno
	gas, gas acetileno

bearing, cojinete de bolas (A) cojinete
 de bolillas.
 bearing cage, jaula o amazon portabolas de cojinete
 bolt, perno de cabeza esférica
 governor, regulador de buses, (A) regulador de contrapesos esféricos, (A) regulador centrífugo
 grinder, amoladora de bolas, afiladora de bolas, esmeriladora de bolas
 gudgeon, cojinete, muñón esférico
 housing, caja esférica
 joint, unión esférica, junta de bola, (V) rodilla; articulación esférica
 ballast, balasto, lastre, (A) balastro; (elec) resistencia; (naut) lastre; (v) (naut) lastrear, alastrar; (ferro-carriil) balastar, embalar
 ballistics, variedad de pólvora sin humo
 band, (s) zuncho, fleje, banda, (M) cincho; (geol) estrato, capa; (v) zunchar, enzunchar, cinchar
 — brake, freno de banda, freno de cinta
 — clutch, embrague de banda
 — saw, sierra sin fin, aserradora de banda
 — wheel, (eq. de percusión) rueda motora
 — shaft, eje de la rueda motora
 — tug rim, canto de la paleta de remolque
 bank, (s) (río) orilla, ribera, margen; (curva) peralte; (naut) bajo, bajío, banca, encañonera; (tierra) canchero de grava o arena; (camino) talud, terraplén, escarpa; (com) banca; (v) (com) depositar; (curva) peraltar; (col) amontonar, cubrir con carbón
 — draft, giro bancario
 bar, (s) (her) palanca, alzaprima; (refuerzo) barra, varilla; (naut) banco, bajío, arena, (A) barra
 barcan, (geol) barcaza
 bar-and-chain tool tightener, apretador de herramientas tipo palanca y cadena
 barge, barcaza, lanchón, (V) gabarra, (Col) planchón (M) chafas
 drilling — (Ver) gabarra de perforación, lanchón de perforación, barcaza de perforación (M) chalán de perforación
 Spacing — (perf) barcaza insumible, barcaza flotante

submersible — (perf) barcaza parcialmente sumergible
 tank —, lanchón-tanque, barcaza-tanque
 barite, baritino; sulfato de bario
 barium, bario
 — sulphate, sulfato de bario
 barograph, barógrafo
 barometer, barómetro
 aneroid —, barómetro aneroid
 barometric, barométrico
 — condenser, condensador barométrico
 — correction, corrección barométrica
 barrel, barril (br., bris.); tambor; en Colombia, caneca; cilindro de bomba
 core —, sacamuestras, socates (lqes)
 insert —, cilindro insertado
 outer —, cilindro exterior
 working —, (bomba) cilindro móvil de bomba
 barren, no productivo, estéril, seco
 barrier, barrera; valla
 — bast, (geol) cuenca de represa
 — beach, banco, bajío, (A) barra, Véase bar
 — lake, (geol) (A) lago ondulado
 barysphere, (geol) bariestra
 baryte, barita; sulfato de bario con una gravedad específica de 4,3 a 4,6. Se usa para aumentar el peso del lodo de perforación
 basal, basal
 — complex, (geol) complejo basal; fundamento. Véase basement
 — conglomerate, (geol) conglomerado basal
 — moraine, (geol) morena de fondo
 basalt, basalto
 basaltic, basáltico
 — layer, (geol) capa basáltica
 basaltite, basanita
 base, (s) (geol) (quim) base; (consl) zócalo, fundamento; (maq) plancha de fondo, plancha de base
 — correction, (gravimetric sury) corrección de base; corrección de desajustes menores causados por golpes, choques, etc., durante la ejecución de los estudios
 — difference, (gravimetric sury) diferencia de base; diferencia del valor de la gravedad entre las estaciones de las bases

— gravity, (gravim) gravedad de la base; valor de la gravedad en la estación de base
 — level, (gravim) nivel de referencia
 — levelled profile, (gravim) perfil de equilibrio; perfil corregido de acuerdo con las condiciones de la base
 — line, (top) línea de base, (V) base de triangulación
 — map, mapa de referencia
 — number, (lab) índice de base
 — station, (top) estación de base
 — stock, (ref) material de base, material de base
 — tie, (top) valor de la referencia a la base
 — value, (gravim) valor de la gravedad en la estación de base
 steel —, base de acero
 basement, (geol) basamento; (perf) sótano, (Arg) antepozo. Véase basal complex
 — rock, (geol) roca de basamento
 basic, básico
 — magma, magma básico
 — steel, acero de proceso básico
 basin, estanque, pileta, alberca, depósito; (geol) cuenca, hondonada; (top) hoyo, cuenca, (Col) artesa; (A) cubeta cerrada; (puerto) dársena
 sea —, (A) cubeta marina
 sedimentary —, (geol) cuenca sedimentaria (A) cubeta sedimentaria. Véase trough
 basis, base
 basket, cesta, cegla; (cables de acero) corquillo, taza, (A) canasto
 — bit, barrera de cesta, (A) trépano canasto. Esta barrera está equipada con receptáculos en la parte superior para recoger partículas o pedacillos de substancias trituradas
 cementing —, ceste de cementación
 batch, (ref) echada; lote; (A) canchada (V) (hormigón) carga, colada, (M) amasada, (Ps) temple; (v) deslizar, porporcionar, (V) tercerar
 — distillation, (ref) destilación por echada; (A) destilación intermitente
 — vaporization, vaporización por echada; vaporización intermitente
 bath, baño

batholis, (geol) batolito
 bathyal, (geol) (A) batial
 bathyal zone, (geol) zona batial
 battery, (tanques) grupo, batería; (elec) pila, batería, acumulador
 — cell, electrólito
 — box, caja de acumulador
 — carrier, portacumulador
 — igniter, encendido por acumulador
 — overcharge, sobrecarga de un acumulador
 — plate separator, separador o aislador de las placas de un acumulador
 Baumé gravity, gravedad Baumé
 bauxite, bauxita
 bay, bahía
 bayonet gauge, indicador de nivel de acople tipo bayoneta
 beach, playa. Véase shore
 abandoned —, (geol) antigua playa; playa de la cual se ha retirado el mar
 bead, (sol) cordón; método de depositar la soldadura pasando una sola vez al electrodo; (sub) reborde, anillo, cejador; moldura, filete, nervio
 — weld, (sol) cordón, soldadura de un solo cordón
 beaker, (lab) cubilete, copa, bidón, botella; (V) redoma
 — with lip and spout, (lab) cubilete de vertedero
 beam, (maq) balancín; (arboleda) viga, tirante; (balanza) brazo, cañil, (v) rayo, haz de luz
 — balance, (análisis de lodo) balanza de contrapeso para medir la densidad del lodo
 — hanger, (her) colgador, suspensor de varillas de bombeo, barra de suspensión, (A) colgador de varillas de bombeo
 — head, (bomba) cabezal de balancín
 — spar, (bomba) espaciador del balancín
 — walking —, (bomba) balancín
 beam stand, (v) (art) arco, beam
 beam, tubo indicador de nivel; (A) estrangulador, a orificio
 bearing, punto de apoyo de la palanca
 bend, rebaba, rebaba, barra de

dare (A) plataforma de seguridad.
 Véase safety board
 trible (perf) plataforma asilero.
 (V) plataforma del estuqueador. (V)
 plataforma del torero. (V) ancuella-
 dor. Véase safety board
 boat, boat, lancha; barco
 body, cuerpo, armazón; (carro) caja, carro-
 cil; (barbacoa) (barra) luster; (líquido)
 (de) espesor, consistencia
 boiler, boiler, cuerpo de las prensas
 topa
 bog, cartagui, región pantanosa
 bog, lmonka. Véase limonka
 bog, mangle, pilonilla. Véase pyrol-
 nite
 boiler, boiler
 — compound, desincrustante para cal-
 deras
 feed-water heater, calentador ali-
 mentador de agua para calderas,
 calentador del agua de alimentación
 — hot water regulator, regulador de
 agua de alimentación
 — fittings, accesorios para calderas
 — injector, inyector para caldera
 — jacket, forro de caldera, camisa de
 caldera
 — tube, tubo de fuego
 oil-field, caldera de campo petrolero
 steam, caldera de vapor
 waste heat, caldera de calor de dese-
 cho
 boiler-tube cleaner, limpiador de tubo de
 caldera
 boiling, (s) ebullición, cocción (v) hervir
 — point, punto de ebullición, tempera-
 tura de ebullición
 — range, límite de ebullición
 bolivar (B., B.), bolívar (B., Bs.), unidad
 monetaria de Venezuela; 0,2985 de
 dólar
 boll-weevil, langa, tenaza a cadena, tena-
 zas "boll weevil" (A) llaves "boll
 weevil" Estas tenazas son pesadas
 y de mango corto. Se aplica el cali-
 ficativo de "boll weevil" a todos los
 accesorios improvisados en el local
 de perforación. También se aplica
 a un novato que se inicia en trabajos
 de perforación
 bolson, bolson

bolt (s) tornillo, perno, tornillo, bulón; (habita)
 ornato, púedon (estructura) postillo;
 (v) atornillar, empernar, bulonar;
 cuarta, acastelar
 — dies, dados para filetes de pernos.
 — heads de hierro para pernos
 — nuts, tuerca de perno
 — stud, perno prisionero; (cadena) tra-
 yectoria (A) espátrago
 — threading machine, máquina de ros-
 car pernos
 — washer, perno remachado, tornillo re-
 machado. (A) perno de anclaje
 bolster — perno maestro
 carriage — perno de cuello cuadrado
 lag — perno arponado. Véase ragged
 bolt
 machine —, perno común
 stay —, tirantes
 wedge —, perno cabeza de cuña
 bonded steel tank, tanque de acero emper-
 nado. (A) tanque de acero bulonado
 bomb, bomba
 Reid vapor pressure —, (tab) bomba
 Reid para medir la presión del
 vapor
 bond, trabazón, adhesión, ligazón; (quím)
 grado de afinidad; (com) bono, fian-
 za, título; (sol) liga
 bone, hueso
 — coal, carbón antracítico (A) carbón
 animal
 bonnet, sombrerete; casquete; tapa; (A)
 bonete
 book, libro
 boom, (grúa) aguilón; pluma; pescante,
 boialón; (puerto) barrera; (ligurado)
 auge
 — tractor, tractor grúa, tractor hulnido;
 (A) tractor quínche, (A) tractor con
 pluma
 boomer, atacargas
 booster, (s) (mec) reforzador, aumentador
 de presión; (elec) elevador de poten-
 cial
 — pump, bomba reforzadora
 — station, estación auxiliar; bomba
 auxiliar para aumentar el vacío
 boot, (tub) manguito; (auto) parche
 — jack, pescacuchara. Véase boot sock-
 et y latch jack
 — socket, pescacuchara. Véase boot

jack y latch jack
 — vent, tubo del colector de gas
 boot-leg, (cal) hervidor, placé de agua;
 tubo separador. Véase water-leg
 boracite, boracita
 borax, borax
 borzel, borz, cuadro, marco, filete, re-
 borde, límite, canto
 bore, (s) taladro, agujero; (mec) calibre,
 diámetro interior; (v) perforar, tal-
 drar, barrenar, agujetear
 — hole, taladro, barrenó
 bore-scope, instrumento de inspección cali-
 brescopio
 boring, (v) (electro) perforar un (tubo);
 (perf) perforación de cateo
 — chuck, mandril o portaherramientas
 de la máquina de barrenar o taladrar
 — head, (mec) cabeza de taladrar
 borings, (s) (perf) perforación de recono-
 cimiento, sondeo; viruta de perforación,
 viruta de taladro, muestra de hora-
 dación
 borium, boro. Véase boron
 borite, borilita
 boron, boro. Véase borium
 — trifluoride, trifluoruro de boro
 boss, jefe, capataz, sobrestante; (geol) ma-
 cizo intrusivo, (A) cuerpo magmático;
 (mec) protuberancia, lomo
 Boston inserted-joint casing, tubería de re-
 vestimiento de junta o enchufe tipo
 Boston. (A) cañería de entubación
 enchufada tipo Boston
 bostonite, bostonita
 bottle gas, gas comprimido en botellas o
 en cilindros
 bottleneck, gollito de botella; paso an-
 gosto; atascamiento
 bottlenecking, (tub) reducción del diámetro
 bottom, (vasija) fondo; (rio) lecho; (muro)
 pie; (barca) nave de carga; (a) in-
 ferior
 — dead center, punto muerto inferior
 — hole, fondo; parte del agujero próxi-
 ma al fondo
 — hole pressure, (perf) presión de fondo
 — hold-down, (bomba de pozo) ancla de
 bomba
 — land, tierra de aluvión
 — product, producto residual, residuo
 de fondo

water, agua de fondo
 — chow, estrangulador de fondo
 — intermittent, válvula intermitente de la
 bomba en el fondo del pozo
 — pressure, presión de fondo
 — pressure bomb, bomba de presión;
 instrumento medidor de presión de
 fondo
 — sampler, probador de fondo. (A) saco
 muestra de fondo
 — strainer, (sacador o) sacafondo de
 fondo
 — temperature bomb, bomba de tem-
 peratura de fondo; instrumento medi-
 dor de la temperatura de fondo
 bottom, residual
 bottomsets, cemento sedimentario; capa
 que sirve de base a las capas supe-
 riores de una formación sedimentaria
 Bouguer, and free air correction, corrección
 combinada de Bouguer y aire libre
 Bouguer anomaly, anomalía de Bouguer
 Bouguer correction, corrección de Bouguer;
 anomalía gravimétrica correspon-
 diente a cambios de altura del ter-
 reno
 boulder, canto rodado, (Ven) peñón
 — clay, (geol) (A) limo de terrabios.
 Véase tillite
 — conglomerate, conglomerado de can-
 tos rodados, (Ven) conglomerado de
 peñones
 — graben, (Ven) peñonal, losa de peña-
 scas
 bouldery ground, (geol) pedregal, (A) can-
 chal
 bouncing pin, indicador de golpeo, aguja
 indicadora, (Uruguay) aguja de re-
 bate
 boundary, lindero, límite
 — formation, formación de contorno
 — wave, (geol) onda límite
 Bourdon tube, tubo Bourdon
 bowl, tarzon, taza, caja, cucharón
 catch —, (herramientas de pesca) tar-
 zon de mordaza, tarzon de pesca; (A) zapa-
 ta de pesca
 box, (s) caja, cajón; (maq) caja, chuma-
 cera; (coque) apartado, casilla; (fund)
 basidor; (tub) conexión hembra
 — beam, viga en forma de caja
 — and pin, (tub) conexión macho y

hembra
 — and pin substitute, (rub) reducciones macho y hembra
 — condenser, condensador de caja
 — frame, bastidor tipo caja; armadura en forma de caja
 — metal, metal de cojinetes
 — template, calibrador de cajas
 — gun-sling —, caja de recoger, horna de recoger
 — stuffing —, prensaestopas, estopero
 Boyle's law, ley de Boyle
 brace, (s) (cons) puntal, riostra, viga; (comp) berbiqui, (v) apuntalar, arriostrar, entibar; brazo, refuerzo
 — and bit, berbiqui y barrena, (A) taladro manual
 — bit, barrena para berbiqui, (A) mecha para taladro manual
 braced, ligado, reforzado
 brachistochronic path, (geol) trayectoria braquistocrónica; camino braquistocrónico
 bracing, amarre, traba, puntal, refuerzo
 bracket, ménsula, consola, cartela, palomilla, (A) brazo (V) pie de amigo
 brackish, salobre, fluviomarino
 — water, agua salobre
 brakehead, cabeza con prensaestopa
 brake, freno, retranca
 — actuating rod, varilla de mando del freno
 — adjuster, ajustador del freno
 — adjustment, ajuste o regulación de los frenos
 — assembly, conjunto de frenos
 — band, banda de freno, cinta de freno
 — blocks, almohadillas de freno, zapatas, calzas
 — cable, cable del freno
 — chamber, cámara del freno
 — control, gobierno o control del freno
 — cylinder, cilindro del freno
 — dog, llador del freno
 — drum, tambor del freno
 — equalizer, igualador del freno
 — lining, revestimiento del freno
 — fluid, fluido o líquido del freno
 — horsepower, potencia efectiva, potencia al freno, caballos de fuerza al freno
 — housing, caja del freno

— lever, palanca del freno
 — lining, revestimiento del freno, forro de freno
 — linkage, sistema de empalme del freno, conexiones del freno
 — master cylinder, cilindro maestro del freno
 — pedal, pedal del freno
 — quadrant, sector dentado del freno
 — rod, varilla del freno
 — shaft, eje de freno, árbol de freno
 — shoe, zapata del freno
 — staple for bull wheel, garfio del freno del malacate de las herramientas
 — staple for call wheel, garfio del freno del malacate de tubulars
 — wheel, tambor del freno
 brake-lever friction latch, pestillo de fricción de la palanca del freno

brakeman, frenero
 braking, frenaje
 branch, bifurcación
 — office, (com) sucursal, compañía afiliada

branched-chain hydrocarbon, hidrocarburo de cadena ramificada (Se refiere a la estructura molecular)

brand, marca de fábrica
 brass, latón
 brasses, cojinetes de latón o bronce
 brass, (s) soldadura con latón; (v) soldar con latón, soldar en fuerte
 Brazilian Shield, (geol) escudo brasileño
 brazing, (sol) soldadura fuerte; soldadura con latón

arc —, (sol) soldadura fuerte al arco
 electric —, (sol) soldadura fuerte eléctrica

brea, breca
 breached anticline, anticlinal fracturado
 breadth, ancho

break, (s) rotura, fractura; (geol) falla, hendidura, (A) acodamiento; (pendiente) cambio; (eléc) interrupción; (v) romper, fracturar; (rub) desconectar; (eléc) interrumpir, desconectar
 — in sedimentation, (geol) interrupción en la sedimentación

breakage, (com) pérdida debido a roturas
 breaker, (ref) separador de viscosidad; (eléc) interruptor automático, disyuntor; (auto) ruptor; rampeador

breaking strength, stress or strain, resistencia a la rotura, resistencia a la falla

breakout (rub) (v) desenganchar tubería
 — cathead, (part) tomo de las llaves, (A) corriel de alioje

— plate, placa de desconexión
 — plate for fish-tail bit, placa desconectadora para barrenas cola de pescado, (A) afilador de trepanos cola de pescado

— post, barra para desconexión; poste usado como linquete para sujetar las tenazas desconectadoras en una posición fija mientras se desentrosa la tubería

breakwater, rompeolas, tajamar
 breast auger, barrena de pecho
 breast drill, taladro de pecho, perbiqui de herrero

breather, respiradero
 — roof tank, tanque con techo flotante

breccia, breccia; brecha
 breeding fire, fuego espontáneo

brick, ladrillo
 — clay, arcilla de alfareros
 — machine, máquina para hacer ladrillos

bridge, puente; (horno) altar de hornalla; (eléc) puente; (v) salvar con puente; pontear; (eléc) conectar

— anvil, yunque tipo puente
 — circuit, circuito en puente
 — plug, (part) tapón intermedio, (A) tapón-puente. Se usa este tapón para cerrar temporalmente las emanaciones durante la perforación de un pozo

— toll, (com) pontazgo, pontaje
 — wall, (horno) altar, tornallamas

fire —, altar de hornalla
 bridging ball, válvula de la zapala de cementación, (A) válvula de cierre de zapala de cementación

Brigg's standard, especificaciones Brigg para tubos

bright, pulido, bruñido, pullmentado
 — rope, cable de acero desnudo

brightstock, brightstock; aceite lubricante residual del cual se ha removido la parafina

brimstone, azufre vivo, azufre fundido
 brine, salmuera

British hardness number, número según escala Brinell
 briquet, (carbon) briqueta, losilla, aglomerado combustible

British thermal unit, unidad térmica británica
 brittle, frágil, quebradizo, agrio; descañable

broach, broca; mecha, terraja, escarificador
 — barana (v) escarlar

broker, (com) corredor
 brokerage, (com) comisión

bromination, adición de bromo a una molécula
 bromine, bromo

— number, número bromo
 bromoform, bromoformo
 bromophenol, bromofenol

— blue indicator, indicador de azul de bromofenol
 bronze, bronce

bronzebush bearings, cojinetes con bujes de bronce
 bronze-fitted fitting, acrosoria o unión con reborde de bronce

bronze, bronce
 brookite, brookite; dióxido de titanio nombrado en honor a J. Brooke

brow, (geol) frente de choque. Véase crown

brucite, brucita
 Brunton compass, brújula Brunton

brush, escobilla, cepillo, brocha, pincel
 — panel —, brocha
 — wire —, cepillo de alambre

b.s. abreviatura de "bottom settings"
 — residuo que deja el petróleo en los tanques

B.S.I. (British Standard Institute), Instituto Británico de Normas

b.s. oil, aceite residual
 B.T.U., B.T.U., B.T.U., (British thermal unit), unidad térmica británica

bubble, burbuja
 — cap, (ref) casquete de burbujeo (Uruguay) campana de burbujeo

— deck, (ref) bandeja de burbujeo. Véase bubble plate
 — plate, (ref) bandeja o plato de burbujeo. Véase bubble tray y bubble deck
 — point, (ref) punto de burbujeo; pie-

exhausting pump, bomba extractora, bomba aspiradora, bomba de vacío
 exhumed dome, domo exhumado
 exogeneous, (geol) exógena
 — dome, domo exógeno
 exogenic, exogénico
 exomorphic, exomórfico
 exomorphism, exomorfismo
 exothermic, exotérmico
 expand, (v) expandir, ensanchar, abrir, dilatar
 expander, expansor, ensanchador, mandril expandidor
 — driven compressor, compresor con motor a expansión de gas
 — stop, limitador del ensanche. Se usa para ensanchar los tubos de un cambiador de calor, sin deformar los agujeros adyacentes de la placa tubular
 — tube, ensanchador de tubos
 pipe —, (A) ansanchador de caños, ensanchatubos
 expanding brake, freno de expansión
 expanding casing mill, fresa de cuchillas extensibles para tubería revestimiento
 expanding electrode system, sistema de electrodo de expansión
 expanding pulley, polea de diámetro regulable
 expanding tool, ensanchador
 expansible, expandible
 expansion, expansión, dilatación
 — bearing, apoyo de expansión, cojinete de expansión
 — bend, curva de dilatación, codo compensador
 — bolt, perno de expansión
 — brake, freno de expansión
 — coil, serpiente de expansión
 — curve, curva de expansión, curva de dilatación
 — end, extremo móvil
 — engine, máquina de vapor a expansión
 — joint, junta de dilatación, junta de expansión
 — line, tubería de dilatación, cañería de expansión
 — loop, curva de dilatación, curva de expansión

— pulley, polea de diámetro regulable
 — ratio, relación de expansión
 — ring, anillo de expansión, anillo de dilatación
 — roof tank, tanque con techo de expansión
 — steam trap, trampa de agua de expansión; purgador de expansión
 — stroke, carrera de expansión
 — valve, válvula de expansión
 adiabatic —, expansión adiabática
 isothermal —, expansión isotérmica
 polytropic —, expansión politrópica
 experiment, experimento
 expiration, vencimiento, caducidad
 expire, (v) (com) caducar, expirar, vencerse
 exploder, detonante, fulminante
 exploit, (v) explotar, aprovechar
 explotación, explotación, desarrollo
 — tax, impuesto de explotación
 — well, pozo de explotación
 exploration, (geol) exploración
 — crew, cuadrilla de geólogos; comisión de geólogos
 seismic —, exploración sísmica
 explorer, explorador
 exploring electrode, electrodo explorador
 explosimeter, explosímetro
 explosion, explosión
 — cone, cono de explosión
 — crater, cráter de explosión
 — proof, a prueba de explosión
 — wave, onda explosiva
 explosive, explosivo
 — mixture, mezcla explosiva
 exponent, exponente
 export, exportación
 — market, mercado extranjero, mercado de exportación
 — oil, petróleo de exportación
 exporter, exportador
 exposed spring pop safety valve, válvula de seguridad con resorte descubierta
 exposure, (geol) afloramiento, (tiempo) a la intemperie
 express service, servicio de transporte por expresa
 expulsion, expulsión
 extension, extensión; prolongación; prórroga
 — bit, trapano de extensión

— fracture, fractura de extensión
 — well, pozo de extensión
 extensometer, extensómetro
 exterior, exterior
 — focusing, de enfoque exterior
 external, externo; exterior
 — coking method, producción de coque por calentamiento externo de la cámara
 — contact, contacto externo
 — diameter, (O.D.), diámetro exterior
 — drill-pipe cutter, (A) cortabarras de sondeo exterior, cortatubos
 — flush, diámetro exterior constante, exterior liso
 — flush tool joint, unión de diámetro exterior a ras para tubería de perforación
 E.U.E. (external upset end), tubo con extremos exteriores de mayor espesor; tubo con extremos recalcados hacia el exterior. Véase external upset tubing or pipe
 — upset pipe, tubo de resacho exterior, tubo de refuerzo exterior, tubo de recalcado exterior
 extinct volcano, volcán apagado, volcán extinguido
 extinction angle, (geol) ángulo de obstrucción
 extinguisher, extinguidor
 CO₂ —, extinguidor a base de CO₂
 fire —, extinguidor de incendio
 extra, extra
 — hard steel, acero extraduro, acero de herramientas
 — heavy pipe, tubería extrapesada, cañería reforzada
 — heavy valve, válvula de altas presiones, válvula reforzada
 — strong pipe, tubería extrapesada, cañería reforzada
 extract, (a) extraer; (v) extraer
 — stripping stage, etapa en la etapa

— acción de extraer el solvente de un producto
 extraction, extracción
 — plant, (ref) planta de extracción
 — process, proceso de extracción
 — thumb, (copa) porosa para la extracción de sustancias en solución
 extractor, extractor
 bottom hole choker —, extractor de esbozador de fondo
 cove —, extractor de leslap
 drill —, escabarrano, (A) barrenagonda
 mist —, extractor de niebla
 multi-stage counterrotary —, extractor a contrarrotación de etapas múltiples
 screw —, accionamientos
 extraneous gas, gas extraño; gas que procede de una fuente distinta a la del yacimiento; en producción
 extrapolate, extrapolar
 extrapolation, extrapolación; calcular o pronosticar valores desconocidos por medio del análisis de valores ya conocidos y de las leyes que los rigen
 extruded metal, metal estruido por presión
 extrusion, estruimiento por presión; (geol) efusión; erupción, (A) extrusión
 extrusive, (M) extrusivo, efusivo
 — body, roca efusiva; cuerpo efusivo
 — rock, rocas extrusivas, rocas superficiales, rocas efusivas
 — sheet, mancha efusiva
 exude, (v) exudar
 eye, ojo, agujero que tienen algunos objetos, (A) argolla
 — bar, barra de ojal
 fitting —, aca
 screw —, armella
 eyebolt, perno de ojo, tamillo de ojo, perno de argolla, armella, cáncamo
 eyebolt and key, perno de argolla con pasador
 eyepiece, ocular
 — microscope, ocular microscópico

salvag. pesca; labor de salvamento, rescate
 — **salv. casta de pesca** o salvamento
 grab. gancho de pesca o salvamento,
 (V) pescador de gancho
 — **sa. pescador**, línea de pesca, (V) cim-
 bar de pesca
 — **scaba**, campana de pesca, empata
 de pesca, enchufe de pesca
 — **scap. macho de pesca**: herramienta
 que varia una rozca en el interior
 de un tubo o parte hueca de un
 accesorio caído o atascado en un
 pozo
 — **scel**, herramienta de pesca
scelle, hendible, rajadizo
scure, grieta, hendidura, abertura, raja-
 dura, fisura
st. (v) ajustar, montar, empalmar, adaptar
sting, ajuste, encaje
stirring — boquilla de engrase
stings, (s) piezas, accesorios, aditamentos,
 (hub), conexiones
 — **“five spot” flooding system**, sistema de
 inyección de agua a cuatro pozos por
 conducto de un quinto pozo, para
 producir el petróleo por presión hi-
 draulica
five-way lock, grillo de cinco vías
fix, fijar, asegurar, asentar; (lecha) seña-
 lar; arreglar, componer
fixed carbon, carbón estable, carbón lijo
fixed-bed catalyst, catalizador de lecho fijo
fixtures, accesorios, artefactos
flord, (geol) flor
flake, laminita, escama; hojuela; casquillo
flaky, escamoso; flocculento
flame, llama
 — **arrest**, parallamas, (A) trampa de
 llama
 — **cutting**, cortadura, por llama de gas,
 cortadura con soplete
 — **detector**, detector de llama
 — **priming**, chamuscarse: preparar las
 superficies de tubos o tanques con
 la llama de un soplete oxiacetilénico
 para la primera capa de pintura
flange, (hub) brida; pletina; platillo; (riel)
 base; (palm) (mba) oreja, pestaña, re-
 borde; (resale) (fundición) rebordea-
 dora; (viga) vobaca; cuerda, cordón;
 (acilal) pala; (v) rebordear,
 embriar, bordear, bridar

— **bolla**, peñón de brida
 — **connections**, conexiones de brida
 — **union**, unión de brida
blind — brida ciega
hanging landing — brida sostenedora de
 la tubería de revestimiento durante
 la inserción de ésta en el pozo
channel — brida de la cámara de
 encamamiento de un termoprotector
expansion — brida gemela
spoiling — (malacate) reborde de tam-
 bor
welding — brida para conexión a solda-
 dura
welding neck — brida de cuello
welding slip on — brida corrediza
flanged fittings, accesorios embriados; (A)
 accesorios con bridas
flanged gudgeon, muñón de disco o brida
flanged pipe, tubo de bridas, (A) caño de
 bridas; tubería embriada, (A) ca-
 ñería embriada
flanged union, unión embriada, (A) unión
 a bridas
flanged valve, válvula embriada
flanged wheel, rueda de pestaña
flanger, (herramienta) pestañador
flangeway, canal de pestaña, vía de pes-
 taña, carrilada, ranura de pestaña
flanging machine, pestañadora, máquina
 rebordadora
flank, flanco, costado
flap valve, válvula de charnela, válvula
 de chapaleta, válvula de ariete
 Véase hanging valve
flared joint, junta abocinada
flash, (s) relámpago; destello; respaldor;
 fuelazo; fogonazo; golpe de agua;
 (sol) rebaba; (v) encender; (pólvora)
 quemar; sacar a relucir; hacer bri-
 llar; relampaguear; destellar; (edi-
 ficio) proteger con planchas de es-
 currimiento
 — **chamber**, (ref) cámara o torre de dis-
 tiliación por expansión instantánea,
 torre de expansión instantánea.
 Véase flash drum
 — **distillation**, (ref) destilación por ex-
 pansion instantánea
 — **drum**, (ref) cámara o torre de des-
 tiliación por expansión instantánea

torre de expansión instantánea.
 Véase flash chamber
 — **point**, (torres fraccionadas de pe-
 tróleo) punto de deslagración, punto
 relámpago; temperatura a la cual el
 líquido emite vapores en cantidad
 suficiente para formar mezcla explo-
 siva con la atmósfera; punto de
 inflamación
 — **test**, prueba de deslagración, prueba
 de punto relámpago. Véase flash
 point
 — **tower**, torre de destilación instan-
 tánea, (A) (V) torre de destilación
 relámpago
 — **vaporization**, vaporización instan-
 tánea, vaporización relámpago
 — **weld**, soldadura de recalentamiento
flask, frasco, matraz
 — **distilling** — balón de destilación
 Engler — balón Engler
 — **Erlenmeyer** — matraz Erlenmeyer
flat, (s) (acero) planchuela, pletina; (top)
 llanura; (a) plano, chata, llano
 — **car**, carro de plataforma, carro plano
 — **curve**, curva plana
 — **file**, lima plana, lima chata
 — **head**, de cabeza plana o chata
 — **seal valve**, válvula de asiento chato
 — **spring**, muelle fabricado de alambre
 aplinado, muelle de hojas
 — **truck**, camión plano, camión de pla-
 taforma
 — **valve bailer**, válvula plana de cu-
 chara
 — **washer**, arandela plana
flannel, lana, lanura
flattening, achatamiento
flaw, (s) defecto, imperfección; grieta; (v)
 afear, estropear; agrietar
flawy, lleno de faltas o tachas; agrietado
flax, lino
 — **packing**, empaquetadura de lino
flexibility, flexibilidad
flexible, flexible,
 — **coupling**, unión flexible
 — **tubing**, tubo o tubería flexible
flexure, (geol) (A) flexura, pliegue
flat, pedernal
float, (s) flotador; (maniposteria) llana de
 madera, aplanadora, espátula, (A)
 fratacho; (v) flotar; (mamposteria)

flotador, aplanar; (ref) conectar
 como compensador
 — **arm**, brazo del flotador
 — **chamber**, cámara del flotador
 — **cellar**, celda flotador o de flotación.
 Se usa para hacer que la tubería
 flote en el fluido, para reducir su
 peso
 — **head**, tubjante del flotador
 — **scand**, arena suelta en el pozo
 — **shot**, zapata flotadora
 — **valve**, válvula flotante, válvula de
 boyo, válvula de flotador
drill pipe — válvula flotadora para
 tubería de perforación
wood — llana de madera
float-operated valve, válvula controlada
 por un flotador
floating axle, eje flotante
floating head, (U) tapa flotante, cabezal
 flotante
floating plug, tapon flotante
floating roof, techo flotante
floating tank, tanque de compensación,
 tanque igualador. Véase surge tank
 y balance tank
floating tube sheet, placa portatubos flo-
 tante, (U) placa de tubos flotante,
 placa tubular flotante
floculation, floculación
floculating agent, agente floculador
flocculent, flocculento
flood, (s) inundación, creciente; (-) inundar,
 anegar
 — **plain**, (geol) lecho de crecienta, lecho
 mayor, área inundable, área de in-
 undación
flooded, inundado
floodlight, lámpara proyectante; flujo lu-
 minoso
floodlighting, iluminación proyectada
floor, (s) (edilicio) piso, suelo, planta; (geol)
 baja, bajo, reliz del bajo; (puente)
 tablero; (océano) fondo; (presa) zam-
 peada, placa; (canal) plantilla; (v)
 entarimar, solar
 — **block**, pieza de servicio adherida al
 piso de la torre
 — **grating**, emparrillado para pisos
 — **derrick** — piso de la torre
flora, flora
floridin, floridina (salactita descubierta en

la Florida, muy similar a la tierra de batán.
 flotation, flotación
 — oil, aceite de flotación; aceite que se usa para separar dos o más sustancias sólidas de distinta gravedad específica
 flow, flujo, corriente; descarga; (fio) caudal, gasto, flujo, derrame; (moreo) circulación; flujo; (v) (rio) correr, fluir (inter) subir, crecer
 — control, regulador de flujo
 — diagram, (ref) diagrama de circulación. Véase flow sheet
 — indicator, indicador de flujo
 — meter, medidor de caudal, medidor de flujo
 — nipple estrangulador. Véase choke.
 — packer, obturador de flujo
 — pipe, tubería flujo, (V) tubería de diámetro
 — plug, estrangulador. Véase choke.
 — valve, flow nipple
 — proportioner, dosificador de alimentación
 — rate, velocidad del flujo
 — recorder, registrador de flujo
 — sheet, (ref) diagrama de circulación, diagrama de flujo, (A) diagrama de elaboración. Véase flow diagram
 — string, tubería de producción
 — tank, tanque de captación
 — valve, válvula de descarga, válvula de paso
 counter — (ref) contracorriente
 flow-structure, (geol) (A) lectura fluida
 flowage, metamorfismo plástico
 flowhead, cabeza de descarga
 flowline, presante, línea de flujo
 flowing well, pozo brotante, pozo en producción, pozo surgente
 fluctuate, fluctuar
 fluctuating pressure, presión fluctuante
 fluctuation, fluctuación
 flow, (col) tubo, línea, corriente, número, resistencia, etc.
 — nozzle, boquilla de tubos de caldera
 — brush, escobilla para limpiar tubos de caldera

— clean, limpiador de tubos de caldera
 — gas, gas de chimenea
 — plate, placa de tubos de caldera
 fluid, (s) (a) líquido
 — column, columna de fluido
 — film, película líquida
 — flow operation, operación fluido-liquida: operación de hacer fluir los fluidos
 — level, nivel del fluido
 — meter, medidor de caudal
 — pump, (bomba de pozos) choque del émbolo contra el fluido, causado por un vacío parcial en el cilindro de la bomba
 single phase — (prod) fluido de fase única, fluido homogéneo
 fluidity, fluidez
 fluoro, tubo separador de gas
 fluorine, fluorina
 fluorine, fluorina
 fluorescence, fluorescencia
 fluorescent, fluorescente
 fluorite, fluorita
 flush, (v) nivelar, emparejar, hacer fluir:
 (a) liso, a ras, en el mismo plano
 — joint, junta lisa, junta a ras
 — production, producción afuente: la producción que emite un pozo durante el período inicial, antes de que disminuya al nivel de la de los pozos que han venido produciendo por algún tiempo en el mismo campo
 — weld, soldadura a ras
 flush-joint casing, tubería de revestimiento de junta lisa
 — pipe, tubería de junta lisa
 — sectional ball, achicador seccionado con uniones entrocadas o lisas
 flushing, limpieza con chorro de agua, limpieza por inundación; baldeo
 — oil, aceite de empujar, aceite de limpieza por inundación
 float, (arquitectura) estiba; (fundición) cuchar, estridor (geol) canaladura, estiba
 float, estriado, canalado
 — weight, obturador canalado
 float, flujante
 floatable deposit, depósito fluyente
 floatation, flotación
 floatation, flotación

flux, (s) (mol) fundente, flujo, fluidificante, (blóc) flujo; (v) fluidificar
 — oil, aceite fluidificante
 fluxion, flujo; fusión; (mat) fluxión, derivada, diferencia
 fluxional, (geol) fluyente
 flywheel, volante
 — governor, regulador de volante
 — guard, guardavolante
 foam, espuma
 foamite, espuma contra incendios
 local, local
 — depth, profundidad local
 — length, longitud local
 — out line, tiempo de origen en el topó, hora de origen en el epicentro
 locus, foco, punto de origen, epicentro
 lull, (s) hoja delgada de metal; arapel, chapa; (v) frustrar; embotar; amartillar
 lull, (s) pliegue, doblez; (geol) pliegue, plegamiento; (v) plegar
 asymmetrical —, pliegue asimétrico; pliegue asimétrico con respecto al plano axial
 competent —, pliegue competente, (Col) pliegue armónico; pliegue producido por la reacción de lechos competentes bajo la fuerza perturbadora
 deep seated —, pliegue profundo; pliegue que aumenta con la profundidad
 dip —, pliegue buzante
 dome —, domo, cúpula; anticlinal que buza igualmente en todas direcciones
 drag —, pliegue de arrastre; pliegue producido en lechos incompetentes por desliz diferencial de los estratos competentes entre los cuales se encuentra
 fan —, pliegue en abanico
 flowage —, pliegue de flujo; pliegue causado por el desplazamiento de un estrato incompetente al ser comprimido entre dos estratos competentes
 inclined —, pliegue inclinado; pliegue en que el plano axial está fuera de vertical
 —, —, pliegue incompetente; pliegue en que la competencia de

los lechos no ha jugado papel alguno en la mecánica del plegamiento
 labrative —, (geol) pliegue diapiro o periplástico
 isoclinal —, pliegue isoclinal
 normal —, pliegue normal, pliegue parado. Véase upright fold
 recumbent —, (A) pliegue yacente, pliegue acostado, (Col) pliegue recumbente, pliegue isoclinal de bajo buzamiento
 upright —, pliegue parado, pliegue normal. Véase normal fold
 folded strata, capas plegadas
 folding, (geol) plegamiento
 imbricate —, (geol) plegamiento imbricado
 embane —, araqueamiento, (A) plegamiento
 fold, (geol) pliegue
 isoclinal —, pliegues isoclinales: serie de anticlinales y sinclinales con estratos paralelos
 monoclinial —, Véase monoclinia
 parallel —, pliegues paralelos, estratos de espesor uniforme
 similar —, (Col) pliegues semejantes, pliegues intratenuados; pliegues con estratos giennados hacia los flancos. Antónimo de supratenuous fold
 supratenuous —, pliegues supratenuados; pliegues con estratos atenuados hacia la cresta de la estructura. Antónimo de similar fold
 foliation, sequitudinal, exfoliación, foliación
 foliages, (mat) tubo secundario, empalador
 packing —, conchallo del empaque
 fold, pie: 30,4799 centímetros; base, para (geol) pie de un pliegue terraplenado o monoclinial; comba inferior de un monoclinial o terraplén
 —, accelerator, obturador de pie
 —, actuated, accionado por pedal
 —, operated, accionado por pedal
 —, test, desahogado, operado, accionado, accionado
 —, gate, pie de pie
 —, (mat) empalador de pedales
 foot-plate, libreta
 footage, (par) profundidad en pies
 footbill, estribación, ladder, accionado, accionado
 footplate, (prod) de calderas, etc.

para mezclar el gas inyectado con el crudo en la entrada del tubo de emisión cuando éste se usa para producción forzada

footwall, (falta) muro, muro colgante

foramifera, foraminíferos

foramiferal, foraminífero

force, (s) fuerza, potencia, energía; (v) forzar

— food, alimentación forzada

— of gravity, fuerza de gravedad

force-feed lubrication, lubricación a presión, lubricación por alimentación forzada

force-feed lubricator, lubricador de alimentación forzada

forced draft, tiro forzado

forced vibration, vibración forzada

fore-shock, (sism) sismo preliminar (geol) temblores previos

foreland, (geol) (A) antepaís, (V) región fronterá

foreman, capitán, sobrestante, mayordomo, (Venezuela) caporal, (Colombia) capitán, jefe

forerunner, (geol) ímpetus previos

forest beds, estratos frontales

fore-sight, (agrim) vista adelante, visual adelante, lectura frontal

forge, fragua, forja; (v) fraguar, forjar

— blower, soplador de fragua; fuelle de fragua

— steel, acero forjado, acero de forja

forging, forjadura; pieza forjada

fork, horquilla

forked, ahorquillado

forking, (geol) bifurcación

formaldehyde, formaldeído

formation, formación

— gas, gas inhala al estrato

— plugging, sellar u. obturar la formación

— test, verificador del contenido de una formación geológica

— test pocket, obturador del verificador del contenido de una formación

formula, fórmula

forwarding agent, agente de fletes, agente expedidor

fractile, frágil

fracture, (geol) fisura

fracture plane, superficie de fracturación, sup-

ción eliminadora de suciedad

boiling resistance, (dislocación) resistencia a la transmisión de calor debida a la suciedad, o condición de la superficie transitoria

foundation, base, cimiento, fundamento

— bolt, pernos de anclaje de los cimientos

— derrick — cimientos de la torre

foundry, fundición

four cycle, see four stroke cycle

four-stroke cycle, ciclo de cuatro tiempos

four-wheel brakes, frenos en las cuatro ruedas

four-wheel drive, impulsión por cuatro ruedas

four-wheel trailer, remolque de cuatro ruedas (A) acoplado de cuatro ruedas

four-wing rotary bit, barrena de cuatro alas, barrena de cuatro fresas

foamable board, (perf) plataforma-astillero, (V) encuilladero, (V) trabajadero (A) plataforma de seguridad; plataforma en lo alto de la torre para que un operario pueda manipular la tubería y hacirla perpendicularmente en la torre

fraction, fracción

high boiling —, (rel) fracción de alta ebullición

fractional analysis, análisis fraccionario; análisis del efecto de la temperatura en las fracciones del petróleo

fractional distillates, destilados fraccionarios

fractional distillation, destilación fraccionada

fractionating column, torre de destilación fraccionaria, fraccionadora. Véase fractionating tower y stabilizing column

fractionating condenser, condensador fraccionario, torre fraccionadora

fractionating tower, torre de destilación fraccionaria, torre fraccionadora. Véase fraccionator

fractionation, fraccionamiento

fraccionator, torre fraccionadora, fraccionador. Véase fractionating tower

fracture, (geol) disyunción, fractura; rotura

— plane, superficie de fracturación, sup-

erficie de dislocación. Véase fault plane

— zone, (geol) área de fracturación

conchoidal —, fractura concoidea, fractura curvilínea

fractured, fracturado

fracturing, (geol) (v) agrietarse, (s) agrietamiento

fragment, fragmento

fragmental, hecho de fragmentos

fragmentation, fragmentación

frame, (s) (edificio) armazón, estructura, llantería, esqueleto; (maq) bastidor; (motor) armazón; (minas) cuadro de maderos; (v) armar, ensamblar; (contrato) redactor

engine —, bastidor del motor

skid —, armazón de corredera, (V) bastidor de corredera, armazón de polines, armazón de palín

steel —, (edificio) esqueleto de acero; (maq) bastidor de acero

frankinite, frankinita

free, libre

— acid, ácido libre

— air, aire atmosférico

— air anomaly, anomalía de aire libre

— air and Bouguer anomaly, anomalía combinada de aire libre y Bouguer

— air correction, corrección de aire libre; anomalía gravimétrica correspondiente a cambios de altura en el aire libre

— alongside ship [F.A.S.], franco al costado del buque [F.A.S.]

— carbon, carbón libre

— dock, muelle libre

— exhaust, escape libre

— fall, caída libre

— of all average, exento de toda avería

— of brokerage, franco de comisión

— of charge, gratis

— on board [F.O.B.], franco a bordo [F.A.B.]

— port, puerto libre

— radical, radical libre

freeze, (v) congelar

freezing, congelador

— bath, baño congelador

— mixture, mezcla congeladora

— point, punto de congelación

freight rates, costo o tarifa de fletes

frequency, frecuencia

— of oscillation, frecuencia de oscilación

fresh air, aire puro

fresh water, agua fresca, agua dulce

fret, (s) roce, raspadura; desgaste; relieve; calado; (v) gastar; raer, corroer; bordar en realce; adornar con calados

— saw, sierra de calados, sequeña

friable, desmenuzable, fríasble

friction, fricción

— block, almohadilla; calce de fricción

— clutch, embrague de fricción

— cone, cono de fricción

— cone clutch, embrague cónico, de fricción

— disc, disco de fricción

— disc clutch, embrague de fricción de disco

— drum clutch, embrague de fricción del tipo de tambor

— facing, revestimiento de fricción

— factor, factor de fricción

— loss, pérdida por fricción

— pull-rod clamps, grapas de fricción para varillas, de tracción

— slip, deslizadera del tipo de fricción

— socket, campana de pesca por fricción

frictional loss, pérdida por fricción

fringe, fleco, orla

capillary —, orla freática, franja capilar

continental —, orla o borde continental

front axle, eje delantero

front-end power unit, equipo matriz frontal

front wave, (geol) frente de onda, avanzada de onda

frontal, frontera, anterior, frontal, frontal

— moraine, (geol) morena terminal, morena frontal

froth, espuma; burbuja

fothing, espumar, echar espuma

fuel, combustible

— bow, tozón de combustible

— control, regulador de alimentación de combustible

— cutoff valve, válvula de cierre para el combustible

— drain, drenaje de combustible

— economiser, economizador de combustible

— feed, alimentación de combustible

— feed pipe, tubo o canal de alimento

ción de combustible
 — gas, gas combustible
 — gauge, indicador de nivel de combustible
 — governor, regulador de combustible
 — injector, inyector así combustible;
 bomba de inyección del combustible
 — injection pump, bomba de inyección de combustible
 — inlet, entrada o admisión de combustible
 — line, tubo del combustible
 — oil, combustible
 — filter, filtro del combustible (A) filtro para fuel oil
 — pipe, caño de combustible
 — pump, bomba de inyección del combustible
 — strainer, filtro de combustible
 — system, sistema de combustible
 — tank, depósito o tanque de combustible
 heavy —, combustible pesado
 motor —, motogasolina
 fulgurite, (geol) fulgurita
 full, lleno; completo
 — floating axle, eje enteramente flotante
 — pressure, plena presión
 full-circle socket slip, campana de pesca circular, con aletas; campana de pesca con cuñas circulares
 full-hole cementing, cementación por la boca de fondo de la tubería
 full hole tool joint, unión de tubería vertical con diámetro interior uniforme
 Fuller's earth, gálicola; tierra de barión, arcilla decolorante
 fulcrum, (palanca) fulcro. Véase growler
 Falkland, fulanense

lumarole, (volcán) fumarola
 luma, vapor, gas, vaho
 — duct, conducto de ventilación
 — hood, colector de emanaciones o gases
 fuming acid, ácido pirofurúrico; ácido humeante o fumante
 funnel, embudo
 furfural, furfural
 — lube oil plant (ref) planta para la refinación de aceites lubricantes mediante furfural
 — refining, refinación con furfural
 furnace, horno; hogar
 — arch, bóveda del hogar
 — damper, registrador de tiro, compuerta de tiro
 — oil, petróleo de horno, petróleo de hogar
 annealing —, horno para recocer. Véase annealing box
 calcining —, horno de calcinación crucible —, horno de crisol
 draught —, horno de reverbero
 high blast —, alto horno
 open hearth —, horno Siemens-Martin
 scolding —, horno de descostrar
 refinery heater —, horno de refinaria
 furrow, (s) surco; (v) surcar, asurcar
 furrowing, (geol) surcamiento
 fuse, (s) (eléc) fusible, interruptor fusible; (vol) mecha, espoleta; (v) fundir, derretir
 — plug, tapón fusible
 fused quartz, cuarzo fundido
 fusible, fusible
 — plug, tapón fundible de seguridad
 Véase soft plug
 fusion, fusión

gab, gancho
 gabber, (geol) gáber
 gad, (cañería) caga, gáber
 gage, gauge, (med) manómetro, maróide, indicador de presión; calibrador, calibre; mira; cartabón; espesor; (lc) ancho de vía; gábera; (v) aforar,

calibrar
 — gage, Véase water gage coast
 — guises, fresas rectificadoras
 — glass, (cal) tubo indicador, vidrio de nivel, nivel de cal
 — hatch, escotilla para introducir el medidor

— pressure, presión manométrica, presión indicada
 — protector, protector de la bujía
 — pulsation dampers, amortiguador de vibraciones para indicador
 — tank, tanque medidor
 — valve, válvula de manómetro
 diaphragm —, manómetro de diafragma
 screw pitch —, calibrador de paso de rosca
 thickness —, lengüeta calibreadora, calibre de espesor
 tire —, manómetro para neumáticos, manómetro para gomas
 tubing —, manómetro para tubo de producción
 gager, aforador
 gaging pole, varilla medidora
 gaging tape, cinta para medir, cinta de medición
 gain, (s) (carp) muesca, gárgol, caja; (com) ganancia, beneficio; (v) (carp) hacer gárgoles; (com) ganar, vencer, propiciar
 gal, gal; unidad de aceleración gravimétrica = 1 dina
 galena, galena
 gall, ludimiento
 gallon (gal, gals.), galón (gal, gals.); en Inglaterra, 4,543 litros, en E.U.A., 3,785 litros
 galvanic action, acción galvánica
 galvanized, galvanizado
 galvanometer, galvanómetro
 galvanometric registration, registro galvanométrico
 gamma, gamma; unidad de fuerza de un campo magnético = 1×10^8 gauss
 — particles, partículas gamma
 — rays, rayos gamma
 gang, cuadrilla de hombres, brigada
 gangue, ganga
 — mineral, mineral filoniano
 garnet lining, capa refractaria; composición de cuarzo pulverizado y arcilla refractaria que se usa como revestimiento en hornos, cámaras de fraccionamiento, etc.
 gas, (top) gárganta, destilado; (ing) gurg; brecha; barranca, hondonada; (v) hacer muesca, hacer una brecha

Garbutt rod, varilla Garbutt, varilla o rostraválvula
 garnet, granate
 garnierite, garnierita
 gas, gas
 — actuator, activador de gas
 — anchor, segregador de gas; un aparato para segregarse el gas del crudo en el pozo, evitando así que entre en el cilindro de la bomba o en otros sectores donde pueda hacer daño
 — balance, balanza de gas. Se usa para medir la gravedad específica de los gases
 — burner, quemador de gas
 — cap, (A) cúpula gasífera, capa gasífera (V) cresta gasífera
 — cap drive, (prod) empuje por gas libre; producción del petróleo por la presión del gas libre o capa gaseosa que corona el yacimiento
 — constant, factor constante de gas
 — cooler, enfriador de gas
 — cutting, (sol) corte con gas
 — dehydration process, proceso de deshidratación de gas
 — detector, detector de gas
 — displacement meter, contador de desplazamiento de gas
 — drive, (prod) empuje por gas en solución. Véase gas solution drive
 — engine, motor a gas
 — field, campo de gas
 — leading line, tubo alimentador de gas
 — furnace, horno de gas
 — gage, manómetro para gas
 — generator, gasógeno
 — heater, calentador del gas
 — holder, gasómetro, tanque para gas. Véase gasometer
 — indicator, indicador de gas, medidor de gas
 — lift, (prod) extracción artificial por gas, (A) bombeo neumático
 — line, gasoducto, tubería para gas, tubo del gas
 — lock, (bomba) atasco por gas. Interrupción del funcionamiento de la bomba causada por la inyección excesiva de gas o burbujas de gas.

— drift, (geol) acarreo de glaciación, de-
rribros glaciarios
— meal, polvo de roca
— stream, arroyo subglaciario
— tilt, declive glaciario, declive pro-
ducido por acción glaciaria
glaciation, (geol) glaciación
glacier, glaciario, helero, ventiaquero
— circo, circo glaciario, (A) circo gla-
ciar. Véase corrie o curry
— outlet, (A) porción de glaciario
hanging —, glaciario colgante, helero
colgante
gland, (mec) casquillo del prensaestopas,
collarín del prensaestopas, cuello
del prensaestopas; caja estancadora
— follower, prensa-guarnición, casqui-
llo prensa-guarnición
packing —, casquillo de prensaestopas,
capillo de prensaestopas; empaque-
tadura del casquillo
glass mat, (lub) forro de tela de vidrio para
tubería
glass paste, (geol) pasta vítrea
glass wool, lana de vidrio
glaucanite, glaucanita
globule, glóbulo
globulites, globulitos
glomeroporphyritic, glomeroporfírico
gloves, guantes
glycol, glicol
— type anti-freeze, anticongelante de
tipo glicol
glyptolite, glicolítico
gneiss, gneis; gneiss
gneissic structure, estructura gneissica
go-devil, diablo, limpiatubos
goggles, gafas protectoras, antiparras
goniometer, goniómetro
g. p. m., g. p. m., galones por minuto
g. p. M., (gallons per thousand cubic feet),
galones por cada mil pies cúbicos
goose-neck, tubo en S, conexión en S
— siphon, sifón, cuello de cisne; sifón en
S
— yoke, yugo de cuello de ganso
gorge, (geol) (A) garganta, (A) quebrada,
barranca
gauge, cubia
government, gobierno
governor, (leg) gobernador; (mec) regula-
dor, controlador

grab, guncho de pesca, (V) pescador de
gancho
alligator —, pescador de caimán
gradation, paso gradual; graduación
gradational, gradual
grade, (s) grado, clase, calidad; (camino)
pendiente, gradiente, declive, cuesta,
rampa; rasante, nivel; (v) clasificar,
graduar, tasar; (camino) nivelar,
explanar, emporejar, alisar, apla-
nar, enrasar
grader, (camino) niveladora
gradient, gradiente
— profile, perfil de gradientes
actual —, gradiente real
temperature —, gradiente geotérmico,
gradiente térmico
gradienter screw, tornillo del compás de
nivelar
gradiometer, gradiómetro
graduate, (s) probeta graduada
graduated, graduado
— beaker with lip and double spout,
vaso de precipitados graduado, con
dos vertederos
— cylinder, stoppered, probeta gradu-
ada, con tapón
— cylinder with spout, probeta gradu-
ada, con pico
grahamite, grahamita, asfalto
grain, (metal) textura; (peso) grano; (mod)
reja, grano, fibra, hebra; (raspante)
finura
— alcohol, alcohol etílico, alcohol de
cereales
grain-mole, grano-mol
gram, gramo
granite, granito
— wash, lavaduras de granito
granitic, granítico
granoblastic, granoblástico
granodiorite, granodiorita
granophytic, granofírico
grantee, (leg) concesionario
grantee, (leg) otorgante
granular, granular, granulado
granulation, granulación
granule, gránulo, (V) (Col) guija
— conglomerate, conglomerado de grán-
ulos
— gravel, (V) gravilla
granulite, granulita

granulose, granulosa
graph, esquema gráfico
graphic, gráfico
— log, informe gráfico
graphical computation, computación grá-
fica
graphite, grafito, plomagina
— grease, grasa de grafito
graphitization, conversión del carbón
amorfo en grafito
grasshopper counterbalance, contrapeso
salón: contrapeso que descansa so-
bre la varilla de tracción que va
del pozo al motor de bombeo
grate, parrilla, rejilla
grating, emparrillado, rejilla, parrilla, reja,
verja, rejado
gravel, (V) (Col) grava, (A) rodados, (A)
ripio, (U) pedregullo; (camino) cas-
cajo
— packing, relleno de cascajo
boulder —, grava de cantos rodados
grandes
cobble —, grava de cantos rodados
medianos
granule —, grava quijsosa, gravilla
pebble —, grava quijsosa
gravel-packed liner, tubo colador rodeado
por grava para evitar que la arena
se filtre en el pozo
graver, buril, cincel, gradino
gravimeter, gravímetro
— period, período del gravímetro
gravimetric, gravimétrico
gravitation, gravitación, gravedad
gravitational attraction, acción de la
gravedad; atracción de la gravedad;
acción gravitativa
gravitational compacted, (geol) compacta-
ción por gravedad
gravitational constant, (graf) constante de
gravitación
gravitational field, (geol) campo de grave-
dad
gravitational potential, (geol) potencial de
gravitación
gravitry, gravitativo
gravimeter, gravímetro
gravity, gravedad
— anomaly, anomalía gravimétrica
— contour, curva isograsa

— curve, curva gravimétrica, curva de
gravedad
— load, alimentación por gravedad
— gradient, gradiente de la gravedad,
gradiente gravimétrica, vector prin-
cipal de gravedad
— maximum, máximo de gravedad
— meter, gravímetro
— minimum, mínimo de gravedad
— observation, observación gravimétrica
— profile, perfil gravimétrico
— reading, lectura gravimétrica
— recorder, registrador de gravedad
— setting, asentamiento por gravedad
— station, estación de gravímetro, es-
tación gravimétrica
— survey, estudio o investigación gra-
vimétrica
— unit, unidad gravimétrica (1/10 mil-
gal)
absolute —, gravedad absoluta
A.P.I. —, gravedad A.P.I.
apparent —, gravedad aparente
gray iron, hierro gris de fundición
graywacke, graywacke, graywack
grease, (s) grasa, (U) lubricante consti-
tente; (v) engrasar
— box, caja de grasa o engrasadora
— cup, grasaera, (A) copilla grasaera, (U)
grasera de copa
— gun, pistola de engrase, engrasador
a presión
— kettle, caldera de grasa, marmala de
grasa
— nipple, grasaera
— pump, bomba de engrase
— reservoir, depósito de grasa
— retainer, rejón de grasa
— seal, empaquetadura contra grasa
greisen, gres
grey iron, hierro gris
grid, rejilla
grid stem, ánima de tubería vástago.
Originalmente era sinónimo de junta
kelly's
grillage, emparrillado, enrejado
grille, rejilla
grind, (v) molar, amolar, alisar, esmerilar
(véase) pulmentar, reventar
grinder, molidora, (mec) emparrillado,
rectificadora, amoladora, muela, afi-
ladora

hydrodynamica, hidrodinámica
 hydroformatae. (res) hidroformación
 — plant. (res) planta hidroformadora
 hydrogen, hidrógeno
 hydrogenation, hidrogeneración
 hydrography, hidrografía
 hydrolysable acid esters, ester de ácido hidrolizable
 hydrolysis, (geol) hidrólisis
 hydrometer, densímetro, aerómetro
 hydromatic brake, freno hidroautomático
 hydrophytic, hidrófilo
 hydrophilic, hidrófilo
 hydrostatic, hidrostático
 — bar, achiador hidrostático
 — head, altura hidrostática

— pressure, presión hidrostática
 hydrothermal, hidrotérmico
 — metamorphism, metamorfismo hidrotérmico
 hydroxide, hidróxido
 hygrometer, higrómetro
 hygroscopic liquid, líquido higroscópico
 hypersihano, hiperesteno
 hyperthene, hiperstenita
 hypocenter, hipocentro, foco sísmico
 hypochlorite, hipoclorito
 — treatment, tratamiento hipoclorítico
 hypocrytalline, hipocristalino
 hypophosphorous, hipofosforoso
 hypothesis, hipótesis
 hypsometer, hipsómetro
 hysteresis, histéresis

I beam, viga de sección en I
 ICC specifications, especificaciones de la Comisión de Comercio Interestatal E.U.A.

ice, hielo
 — age, edad del hielo
 — mill, molino glaciar
 iceberg, iceber, témpano de hielo
 icicle, carambano
 identification, identificación
 — number, número de identificación
 idle, (v) (motora) estar y andar en vacío, estar y andar en ralentí (al descapado, inactivo)
 — speed, velocidad baja sin carga
 idler gear, engranaje loco, engranaje secundario
 idler piston, pistón loco
 idler pulley, polea de guía, polea tensora
 idler pulley, polea guía
 idling motor, motor de velocidad sin carga
 igneous, ígneo
 — body, cuerpo ígneo
 — rock, roca ígnea (roca volcánica)
 igniter, (v) encendedor, encenderse
 ignition, encendido, fricción
 — advance, avance del encendido
 — delay, retardo del encendido

— quantity, potencia de encendido; potencia de inflamación
 — shorting switch, interruptor por cortocircuito del encendido
 Illinoisan, ilinoisense
 ilmenite, ilmenita
 illuminating oil, aceite para alumbrado
 image, imagen
 — point, punto de imagen
 imbibition, imbibición
 imbricated, superpuesto, imbricado
 imbrication, (geol) imbricación
 immersion, inmersión, sumersión
 immiscible, inmiscible
 impact, choque; impacto
 impalpable powder, polvo impalpable
 impedance, impedancia; resistencia
 impeller, impulsor, propulsor
 impervious, impermeable. Véase water-proof
 — bed, estrato impermeable
 impetus, ímpetu; impulsión
 impingement, tropiezo; choque
 importa, importación
 impoundment, (geol) agotamiento, (A) embalse
 impregnate, (v) impregnar
 impression block, bloque de impresión
 impression, impresión; asienta

impulse, impulso
 impurities, impurezas
 inaccuracy, error; inexactitud
 in bulk, a granel
 incandescent, incandescente
 inch (lin.), pulgada (pulg. "); 2.54 centímetros
 incidence, (geol) incidencia
 incidental compressional wave, (geol) onda de compresión incidental
 incident shear wave, (geol) onda transversal o de cizallamiento
 incineration, incineración
 inclination, inclinación, declive, pendiente, talud, caída
 inclined fold, pliegue inclinado
 inclined plane, plano inclinado
 inclosed bodies, (geol) cuerpos extraños incluidos
 inclusion, (geol) inclusión
 incompetent bed, estrato o lecho incompetente. Antónimo de lecho competente
 incrustations, incrustaciones
 Indiana, indeno
 indentations, dientes; espataduras
 index, índice
 — fossil, fósil indicador
 — of refraction, índice de refracción
 viscosity —, índice de viscosidad
 india ink, tinta de dibujo
 indicating meter, manómetro indicador
 indications, indicaciones
 indicator, indicador, medidor
 pH —, indicador de pH
 indigenous, autóctono
 induced draft, tiro inducido
 induced magnetism, magnetismo inducido
 inductance, inductancia
 induction, inducción
 — motor, motor de inducción
 — period, período de inducción
 inductive methods, métodos de inducción de alta o baja frecuencia
 indurated, endurecido, consolidado
 industrial crane, grúa industrial
 inert gas, gas inerte
 inertia, inercia; fuerza de inercia
 interred fault, falla intertida (falla probable)
 infiltration, infiltración
 — oil chamber, cámara de infiltración

inflammable, inflamable
 insected curve, curvatura
 inflection, inflexión
 — point, punto de inflexión
 influe, influencia; influencia
 inset, lingote, barra de metal
 ingredient, ingrediente
 ingestion, (geol) ingestión
 inhalator, inhalador; aspirador
 inhibitor, inhibidor; preventivo contra corrosión
 — acid —, inhibidor de ácido sulfúrico de ácido
 inhomogeneity, inhomogeneidad
 initial boiling point, punto inicial de ebullición
 (initial) daily production, producción diaria inicial
 initial dip, buzamiento inicial
 injection, inyección
 — mixer, mezcladora de inyección
 injector, inyector
 in line, (com) en especie
 inlet, toma, boca de entrada, boca de admisión, tomadero, (oq de res) admisor (topografía) caleta, estuario
 — cam, leva de admisión
 connection, conexión de admisión
 manifold, múltiplo de admisión
 — port, orificio de admisión, lumbrera de admisión
 — valve, válvula de admisión
 air —, (oq de res) admisor de aire
 fluid —, admisión de fluido
 gas —, admisión de gas
 inlet, (geol) (A) inyección, ventana, miradero
 inner lap, abeto, rebad gasket, grupo quotadura; anti hervadura inferior de abeto
 inner race, pista interior
 inorganic gas, gas inorgánico
 inorganic, inorgánico
 — oxide, óxido inorgánico
 input, (res) volumen de materia prima
 — load
 circuit, circuito de inyección
 — filter, filtro de entrada
 well, pozo de inyección. Véase also pozo para inyector agua, que se usa en un sistema con el fin de disminuir la presión en otros pozos vecinos

— fold, pliegue isoclinal
 — lines, líneas isoclinales
 isododecane, isododecano
 isodynamic, isodinámico
 — lines, líneas isodinámicas
 isogal, isogala; línea de igual intensidad gravimétrica
 — lines, (geol) isógonas
 isogram lines, líneas isogramas
 isogotherm, isogoterma; líneas isogeo-térmicas
 isogonic, líneas isogónicas; líneas de igual declinación
 — chart, mapa isogónico
 — contour, curva de nivel isógena; línea isógena
 — lines, (geol) isógonas
 isogram, isograma; línea de igual intensidad magnética o gravimétrica
 isogyres, isogiros
 isohexane, isohexano. Véase 2-methyl-hexane
 isohexane, isohexano. Véase 2-methyl-pentane
 isohyetal, (geol) isohivetal, isohieto
 isohyets, (geol) isohietas
 isolate, aislado
 isolation, aislamiento
 isomagnetic lines, (geol) isodinas
 isomer, isómero
 isomeric, (quím) isomérico
 — butylene, butileno isomérico
 isomerization, isomerización
 isometric, isométrico
 — projection, proyección isométrica
 isomorphic, isomórfico
 isomorphism, isomorfismo
 isononane, isononano. Véase 2-methyl-pentane
 isooctane, isooctano. Véase 2-methyl-pentane, 2,2,4-trimethylpentane
 isooctane, isooctano

isopachous, (A) isopático, isopaco
 — lines, (A) curvas o líneas isopacas; curvas que representan igualdad de espesor
 — map, (A) mapa isopaco; plano o mapa de curvas que representan igualdad de espesor
 isoparaffin, isoparafina
 isopentane, isopentano. Véase 2-methyl-pentane
 isoprene, isopreno
 isopropanol, isopropanol
 isopropylbenzene, isopropilbenzeno. Véase cumene
 isopropylcyclohexane, isopropilciclohexano
 isopropylheptane (4-isopropylheptane), 4-isopropilheptano
 isopropylhexadecane (7-isopropylhexadecane), 7-isopropilhexadecano
 isosismal lines, líneas isosísmicas; líneas de igual intensidad sísmica
 isosismic lines, líneas isosísmicas, líneas isosistas
 isostasy, (geol) isostasia
 isostatic anomaly, anomalía isostática
 isostatic compensation, compensación isostática
 isostatic correction, corrección isostática
 isotherm, isoterma, línea isoterma
 isothermal, (a) isotermo
 — flow, flujo isotermo
 — line, (geol) línea isoterma
 — surface, superficie isoterma
 isothermic, isotérmico
 isotime lines, líneas isócronas; de igual tiempo
 isotope, (físic, nuclearia) isótopo
 isotriacotane, isotriacotano. Véase melissane
 isotropic, (geol) isotropo
 isthmian, istmico
 itinerary, itinerario

jack, (s) herr gata, cric, (A) cricque; bomba de petróleo; caballo de bomba; burro de bomba; (v) mover o levantar con gata
 — and circle, gata de cremallera circular
 — board, poste aguanta tubo. Véase jack post
 — post, (eq de percusión) poste de la rueda motora, soporte de la rueda motora
 — box, chumacera posterior del poste de la rueda motora
 — braces, tornapuntas de los postes de la rueda motora
 jacket, camisa, envoltura
 jacketed, enchaquetado
 — kettle, paila enchaquetada
 jackbit, contraeje, eje intermedio
 jade, jade
 jag bolt, perno arponada. Véase ragged bolt
 jagged, dentado; dentellado, mellado
 jam nut, tuerca de seguridad, contratuercas. Véase lock nut
 jam weld, soldadura de tope
 lamin effect, efecto de lamin
 jar, percusor de perforación, (A) tijera, (V) cimbra
 — bumper, destrabador, tijera golpes-dora
 — socket, receptáculo que se enchufa y golpea sobre la herramienta o pieza que se desea pescar
 jilling — (A) tijera de pesca, percusor de pesca
 lay-down spurs, arpones de pesca para percusoras
 lashing, chirrido, sacudida, vibración
 laser, laser
 laseroid, laseroid
 laspille, laspille
 law, (lave) boca, quijada, (tornillo) mordaza; (rituradora) mandíbula, quijada

lavilla, alfiler, clavillo, clavillo en brague de quillada, (A) clavillo, a mandibulas
 contact — (sol) prensa de contacto
 latch — (lave) quijada con aldaba
 latch key — (lave) quijada con llave de cierre
 wrench — boca inferior de llave
 lark, (s) latigazo, sacudida; (v) sacudir, tirar violentamente
 — line, (equipo rotatorio) cable de las llaves
 lashing, latigazo
 let, (s) chorro, burridor; (v) hundir con chorro de agua
 — blower, sopador de chorro
 — condenser, condensador de chorro, condensador de inyección
 — contact, contactor de chorro
 — gun, pistola de chorro
 — pump, bomba para chorro de agua
 lift crane, grúa de brazo, pescante, tijera
 lig, (s) (mec) galibo, calibre, parón; (v) (minas) separar por vibración y la vada
 — saw, sierra, gajadora
 jabber, traficante medianero, corredor
 job, unir, unir
 job, (s) tubo, junta, coajuntación, empalme, unión, conexión; (ven) ligada; (geol) grieta
 — angle, ángulo de empalme
 — bed, estrato bendido que ha mantenido unidos las capas de la herradura
 — plane, grieta; herradura en una roca o estructura en que las partes móviles no han sufrido desalineación
 API standard — acoplamiento corriente API
 API
 ball — (sol) junta a tope
 ball welded — acoplamiento con collar a tope
 ball weld — acoplamiento con collar a soldadura
 gempelle — (sol) junta con destos
 compression — (geol) herradura

amical seal — acoplamiento cónico
 corner — (sol) junta esquinada
 edge — (sol) junta de canto
 flush — acoplamiento a ras
 full hole tool — (perf) unión de tubería
 vástago de diámetro interior unifor-
 me
 insert weld — acoplamiento de inser-
 ción a soldadura
 inserted — acoplamiento de inserción
 internal flush tool — unión de tubería
 vástago de diámetro interior a ras
 Kelly — junta Kelly
 lap — (sol) junta de solapa
 long threads and coupling — acopla-
 miento de rosca larga con manguito
 semi-flush — acoplamiento a semi-ras
 shrunk on tool — unión de tubería
 vástago empalmada en caliente
 step thread flush — acoplamiento a ras
 con dos series de roscas
 tool — unión de tubería vástago
 upset full strength — acoplamiento ex-
 tra-fuerte de recalado exterior
 upset semi-flush — acoplamiento semi-
 ras de recalado exterior

wash — unión de lavado
 jointing, unión, empalme
 Joule's law, ley de Joule
 journal, (mec) muñón, gorrón, macho, pa-
 zón, muñequilla
 — bearing, chumacera. Véase jour-
 nal
 — box, muñonera, gorrionera, chumaca-
 ra
 jumper, (elec) alambre de cierre; cable
 flexible de empalme; barraña corta
 de mano
 — lead, cable de empalme
 junction, junta, unión, empalme
 junk, (s) desperdicio, ripio; hierro viejo
 (v) (perf) abandonar un pozo con par-
 te de su equipo; abandonar maqui-
 naria o equipo viejo
 — basket, cesto de pesca para desperdicio
 o desperdicios caídos en el fondo del
 pozo
 jungle, monte, selva
 Jurassic, jurásico
 lute, yule
 juxtapose, (v) juxtaponer, colocar una
 pieza cerca o inmediata a otra

K

Kansan, kansanense
 kaolinite, kaolinita, kaolín
 karst topography, karst: topográfica en
 que todas las formas de erosión
 están relacionados con rocas cal-
 careas
 katazorphism, catamorfismo
 katzenberg, (geol) catanzua
 Kater's pendulum, péndulo de Kater
 keeper, (de un magneto) retén, armadura de
 un imán artificial
 Kelly cock, válvula de tapón. Véase plug
 valve
 Kelly joint, junta Kelly
 kerf, (sol) recorte; corte, ranura
 kerogen, kerógeno
 kerosene, kerosina, keroseno, kerosén, (A)
 (U) keroseno
 ketone, cetona
 kettle, mortaja, caldera, (red) paila

— hole, (geol) hoyo glacal: depresión
 producida por un bloque de hielo
 sepultado, al derretirse éste
 key, chaveta; cuña metálica; llave
 — bed, (geol) capa de comparación; es-
 trato índice. Véase key horizon
 — horizon, (geol) horizonte llave. Véase
 key bed
 — puller, extractor de chavetas o cuñas
 (V) sacacñas
 — rock, (geol) roca determinante
 — seat, asiento o ranura para chaveta
 (C) cuñero, (U) chavelero
 key-seating, (perf) enchavetamiento: especie
 de ranura formada en el hoyo desnudo
 por la tubería vástago, y en la
 cual las herramientas pueden atollarse
 keystone fault, falla en clave de arco
 kickoff, iniciar el flujo en un pozo por
 medio de gas o aire comprimido

kick-off valve, (extracción a gas) válvula
 de arranque
 kil, mator
 — a well, dominar o matar un pozo
 kiln, horno, horno de secar
 kilogram (kilo, kilos, kg., kgs.), kilogramo
 [kilo, kilos, kg., kgs.]
 kilogrammer, kilogrametro
 kiloliter (kilo, l.), kilolitro [kl, kls.]
 kilometer (km., kil.), kilómetro [km., kms.]
 kilowatt (kw.), kilovatio [kv.]
 kilowatt hours (k.w.h., kw-h.), kilovatio
 horas [kv-h]
 Kimberlite, kimeridgiense
 kinematic viscosity, viscosidad cinemática
 kinetic energy, energía cinética
 kinesics, cinética
 king pin, perno de pivote, perno vertical
 de charnela de dirección
 kink, torcedura o rectoradura de un cable
 Kirchhoff's law, ley de Kirchhoff
 kit, estuche, caja
 knee, codo, ángulo, escuadra
 — joint, articulación, conexión articula-
 da
 knife edge, hoja cortante
 knife switch, interruptor de cuchillo
 knob, perilla

knock, golpe, (v) golpear
 knock off, (s) desenganche; (v) desengan-
 char
 knock-off joint, conexión de fuelil deson-
 ganche. Se usa para empalmar var-
 illas de tracción. Sinónimo de hook-
 off joint
 knock-out test, prueba de detonación:
 prueba que determina las caracterís-
 ticas detonantes o número octano de
 un combustible. Véase knock-testing
 apparatus
 knock-testing apparatus, aparato para pro-
 bar las características detonantes de
 la gasolina. Véase C.F.R. fuel-testing
 unit
 knocking, canceño, golpeo, retintín, de-
 tonancia
 knockout, (s) (prod) deshidratador mecánico
 para gas, cámara de expansión
 para deshidratar el gas
 knuckle, charnela, pivote, articulación
 — joint, charnela, unión articulada
 — pin, perno vertical de charnela de
 dirección
 knurled nut, tuerca estrizada
 kraft paper, papel de estraza
 kyanite, cianita

L

labilizing force, fuerza de labilización: fuer-
 za contraria a la fuerza de destitui-
 ción o estabilización
 labor, trabajo
 — union, sindicato obrero, asociación
 gremial, unión de trabajadores
 laboratory, laboratorio
 — glassware, envases de cristal para
 laboratorio
 labradorite, labradorita
 lac, laca
 laccolith, (geol) lacolito. Véase plug
 lake, laca
 lacustrine, lacustre
 — deposit, (geol) depósito lacustre
 ladder, escalera
 derrick —, escalera de la torre
 extension —, escalera de extensión

step —, escalera de tijeras
 ladle, cucharón de fundición
 lag, (s) (elec) retraso, retardo, atraso; (maq-
 de vapor) retardación, retardo; (elás-
 tico) retraso; (v) (col) farrar, re-
 vestir, aislar; (elec) atrasarse
 — gravel, gravilla de desierto
 — screw, tirafondo, pija
 lag-elastic action, (geol) acción elástica
 retardada
 lag-thermal action, (geol) acción retardada
 termal
 lagging, revestimientos
 lagoon, laguna
 laid length, longitud de tubería tendida
 lake, lago
 barrier —, (geol) barra endicada
 salt —, marisma; lago salado

tectonic —. (geol) lago de fractura
 lamellar: laminado, laminar
 lamina, (geol) lámina: estrato muy delgado
 laminar flow, corriente laminar. Véase stream-line flow
 laminate. (v) laminar el hierro
 laminated, alaminado, laminar, (A) hojoso
 — sheets, planchas de resina laminadas
 (A) espesores laminados
 laminating rollers, rodillos laminadores
 lamination, laminación
 lamp, faro, farol, lámpara
 lampblack, negrohumo, hollín
 land, tierra
 — bridge, istmo
 — forms, (geol) formas fisiográficas
 — mass, (geol) tierra firme
 — surveying, (agrim) levantamiento
 back —, (A) postpais
 landing head, cabeza de tope
 landman, agente de tierras
 landslide, derrumbe de montaña, (A) deslizamiento de laldeo, (A) desplome de montaña
 — scar, huella de derrumbe.
 lantern, farol, linterna, lámpara de kerosina
 lap, solapadura, cubre junta (v) solapar, revistar, esmerilar, pulir
 lapilli, (geol) lapilli
 lapweld, soldadura a solapa
 lash, latigazo
 lash-back, golpe de retroceso, contragolpe; luz entre dientes de engranajes.
 last-engaged thread, último filete de la rosca
 last-engaged-thread failure, roturas debidas a desperfectos del último filete en la rosca
 latch, candado, pestillo, aldaba, cerrojo, seguro, plicaporte; (v) sujetar con pestillo
 — jack, pescacuchara, (N) pescador de pasador. Véase boot jack y boot socket
 late igniter, encendido retardado o atrasado
 late spark, chispa retardada o atrasada
 latent heat, calor latente
 lateral formation drill, barrena de perforación lateral

lateral moraine, (geol) morena lateral
 lateral offset, desplazamiento lateral
 lateral thrust, empuje lateral
 lateral variation, variación lateral
 laterite, (geol) laterita
 laterization, (geol) laterización
 lathe, torno
 latte, latita
 latitude, latitud
 — anomaly, anomalía de latitud
 — correction, corrección de latitud; anomalía magnética
 lattice, enrejado
 Laurentian, laurentense
 lava, lava
 — flow, flujo de lava (A) corriente de lava
 — stream, corriente de lava, (A) colada de lava
 law, ley
 lay, (cable) colchado, colchadura, (M) trenzado, (España) acolchado, acolchadura
 left —, (cable) colchado a la izquierda, acolchadura a la izquierda, (M) trenzado a la izquierda
 right —, (cable) colchado a la derecha, acolchadura a la derecha, (M) trenzado a la derecha
 layer, (geol) (A) camada, capa, estrato, lecho
 superimposed —, (geol) capas superpuestas
 laying-down pipe, (s) (per) retiro de la tubería; remoción de la tubería del interior de la torre, durante la obra de perforación
 lazy bench, (per) banco de descanso; banco en el piso de la torre para que los operarios descansen de cuando en cuando
 leach, (v) lixiviar; (s) lixiviación
 leaching, (s) lixivación; (v) lixiviar
 lead, (s) (metal) plomo; (A) de plomo; (v) emplomar
 — wool, filástica de plomo, plomo de hilacha, estopa de plomo, lana de plomo
 lead-seal packer, empaquetadura con sello de plomo
 lead, (s) (roca) avance, paso; (sol) conductor; (minas) venero, filón; (eléct)

conductor, (eléct) avance
 — line, tubería de la botaba a los tanques de almacenamiento de cable para levantar y mover uteristas y accesorios en los trabajos de perforación o reparación de pozos.
 — tonga, (per) llave de desarmosque, tenaza de desarmosque
 leader, rueda motriz
 leads, (marinero) guías del marino; (A) cabriada
 leaf, hoja, ala, aleta, lámina
 leak, fuga, escape, filtración
 — proof, a prueba de fugas
 — clamp, abrazadera contra fugas
 — clamp collar, abrazadera para tapar fugas
 leakage, fuga, escape, filtración, pérdida
 lean mixture, mezcla delgada o pobre
 lean oil, (ref) aceite enjuto, aceite magro, aceite pobre
 lease, (s) concesión, tierra arrendada, parcela arrendada; (v) arrendar, alquilar
 — holder, arrendatario
 leather, cuero
 — cup, (bomba) cuero de émbolo, empujotadurita de cuero para émbolo de bombeo
 — facing, revestimiento de cuero
 — gasket, empaquetadura de cuero, zapallita de cuero, arandela de cuero
 — packing, empaquetadura de cuero
 — washer, arandela de cuero
 leathery, coriáceo
 leaves, hojas o láminas
 lectotype, (paleontología) lectotipo
 ledge, (arificio) escalón, resalto; (roca) laja, cana de roca, lecho de roca, roca viva, (Col) roca fresca, (M) roca lila, roca virgen
 lees, escorias, sedimento
 leeward, sotavento
 left hand thread, rosca de paso izquierdo
 left-lay cable, cable de torsión a la izquierda
 leg, pata, soporte
 — of derrick, pata derechos de la torre, pata de la torre
 — of the weld, (sol) lado de la soldadura, ángulo
 dog —, anzuelo para de perro

legal currency, moneda legal
 legend, explicación; leyenda, signos
 length, medida; unidad monetaria de Honduras; equivale a Q.1902 de dólar
 length, largo
 — wave, (geol) onda de longitud
 lens, (luz) lente; (geol) lente
 lenticular, (geol) lenticular, localida
 lentil, estratificación coniforme. Véase lensing
 lepidolite, lepidolita
 lessee, arrendatario;
 lessor, arrendador
 let aliquid, arrendar
 lethal, letal
 letter, carta
 — of credit, carta de crédito
 leucite, leucita
 leucitophyre, leucitífero
 leucocratic, leucocrático
 level, nivel, plano, l'—na, superficie, (v) nivelar, aplanar, emparejar, igualar, allanar
 — gage, indicador de nivel
 — rod, (agrim) mira de corredera, jalón de mira, (M) estada
 — sights, pinulas para nivelar
 datum —, nivel o plano de referencia. Véase datum plane
 line —, nivel de cuerda
 piezometric —, nivel piezométrico, nivel hidroestático
 levelling, (geol) aplanamiento, estromiento, nivelación
 — man, nivelador, ingeniero de nivel
 lever, palanca
 — arm, brazo de palanca
 — jack, gato de palanca
 cam —, palanca de leva
 reverse —, palanca de inversión, palanca de contramarcha
 valve —, palanca de válvula
 leverage, acción de una palanca, sistema de palancas, palanqueo
 liability, riesgo; obligación, responsabilidad; (com) pasivo
 license, permiso, licencia
 licensee, concesionario; tenedor de licencia; usuario de patente
 lid, tapa, cubierta
 lift, (s) alza, elevación; (cana) colada hor-

alijonada, (A) levante; (bomba) altura de aspiración; (v) levantar, alzar
 — above ground, alce sobre el suelo
 — pump, bomba aspirante
 — valve, válvula de movimiento vertical
 Alter, leva o coroa de un eje o árbol, brida, alizador
 — cog, leva de un eje giratorio
 — pump, bomba aspirante
 Lifting jack, gato mecánico
 Lifting nipple, nipple elevador o elevador de nipple
 Lifting spider, elevador de araña
 Light (s) luz, alumbrado, iluminación; (v) alumbrar, iluminar; encender; (a) liviano, ligero; (color) claro; (plancha) delgado; (tráfico) escaso
 — plant, planta de luz eléctrica, (A) usina
 — fractions, fracciones livianas de petróleo
 — gasoline, gasolina de alta gravedad
 — naphtha, nafta de alta gravedad
 — oil plant, planta de productos livianos
 electric drop — lámpara eléctrica de extensión
 Lighten, (v) aligerar, aliviar, descargar, alambicar, iluminar
 Lighting, alumbrado
 Lighting fixtures, accesorios de alumbrado o iluminación
 Lightning arrester, pararrayos
 Lignocous, leñoso
 Limbo, (geol) limbo
 Limb, (geol) ala; (banco, todo) (inst) limbo; (árbol) rama
 — of anticline, flanco de anticlinal
 — of fold, flanco del pliegue
 limit —, (geol) labio de falla, ala
 Limbe, (geol) alas, flancos
 Lime, cal
 — base grease, grasa con base de cal, (U) lubricante consistente a la cal
 — water, agua de cal
 Limestone, caliza
 bituminous —, caliza bituminosa
 Limit, límite; l. límites
 Limit, (geol) límite
 Limnology, (geol) limnología
 Limonite, (geol) limonita. Véase bog iron ore

limonitic, (geol) limonítico
 line, calizo
 Line pin, clavija, perno de seguridad
 Line, (s) línea; (lira; cuerda; cable; (tubo) (serrocarril) (eléct) línea; (v) alinear; enderezar; revestir; forjar
 — blind, obturador de tubería
 — of sight, (agrim) línea de mira
 — pull, fuerza de arrastre con cable
 — shaft, eje de transmisión
 — speed, velocidad del cable
 — spoiler, embobinador de cable
 — valve, válvula de paso
 — walker, guarda de oleoductos, guardoleoductos
 — wiper, (perf) limpiador del cable
 adiabatic —, línea adiabática; la línea que indica la relación entre la presión y el volumen de cualquiera de los gases debido a la expansión o a la compresión cuando no se efectúa ninguna transmisión de calor
 axial —, línea axial
 casing —, cable para tubería de revestimiento
 dead —, cable muerto
 drilling —, cable de la barrenadora
 isobath —, (agrim) línea isobata
 isogenic —, (geol) isogénea
 isomagnetic —, (geol) isodina
 isopachous —, línea isopaca
 isostatic —, (geol) (A) línea isostática
 flow —, tubería de producción, (V) tubería de disparo
 rotary drilling —, cable para perforación rotatoria
 sand —, cable de cucharero
 torpedo —, cable de torpedo
 tubing and sucker rod —, cable para tubería de producción y varillas de bombeo
 wire —, cable de alambre
 linear, lineal, lineal
 — travel, trayectoria lineal
 — velocity, velocidad lineal
 lined, forrado, revestido; marcado con líneas
 Liner, (maq) calza, calce; (cilindro) forro; (pozo) tubo revestidor de fondo, revestidor auxiliar, (V) tubería calada, (V) flauta de producción
 — catcher, (perf) agarra-tubo de fondo,

agarrador del revestidor auxiliar, pescador de tubo revestidor
 — puller, (taller) extractor de camisa de cilindro
 blank —, tubo revestidor sin perforaciones
 perforated —, colador de fondo, tubo colador revestidor de fondo, (A) caño filtro
 Liner-barrel, (bomba) cilindro interior
 — pump, bomba de cilindro interior, (V) bomba de madre de barril
 Liner-setter adapter, adaptador para el colocador de tubería revestidora de fondo
 Liner-setting tool, herramienta para colocar tubería revestidora de fondo
 Liner-setting tool, herramienta para colocar tubería revestidora de fondo
 Lining, forro, revestimiento, camisa
 Link, eslabón, enganche, engrane, varilla de conexión, argolla, anillo
 — belt, correa articulada
 — fuse, fusible de cinta
 chain —, (cadenas) eslabón extra, eslabón compensador
 repair —, eslabón de repuesto
 roller —, eslabón de rodillo
 Link-type beam hanger, sujetador del tipo de eslabón o de anillo
 Linkage, sistema de conexiones, empalme
 Lip, pico, boca, postaña; labio
 Liprite, liparita
 Liqueable, licuable, fusible
 Liqueate, (v) fundir, derretir, licuar
 Liquefaction, licuación, licuación
 Liquefied petroleum gas [L.P.G.], gas licuado de petróleo [G.L.P.], (A) (U) supergas
 Liquid, líquido
 — sulphur dioxide, anhídrido sulfuroso
 Liquid-level controller, regulador de nivel para líquidos
 Liquid-level gauge, indicador del nivel de líquidos
 Liquid-phase process, (ref) método de fase líquida
 Liquid-to-liquid exchangers, cambiadores de líquido a líquido
 Liquidate, liquidar
 Liquidation, liquidación
 List filete, lira, listón; (com) poner en lista, matricular, inscribir; (naut) dar

corona; inclinarse a la banda
 lister [L. BL], listro [L.]
 Litharge, litargirio, alúmina
 Lithic, lítico
 Lithification, litificación
 Lithified, litificado, petrificado
 Lithoclast, (geol) litoclasta
 Lithogenesis, (geol) litogénesis
 Lithology, litología
 Lithology, litología
 Lithophyrea, litofituras; pequeñas ranuras en las rocas
 Lithoxidite, (geol) litoxidita
 Lithosphere, (geol) litósfera
 Lithua paper, papel de tornasol
 Litoral, litoral. Véase shore
 — deposit, (geol) depósitos litorales
 Live load, carga viva, carga accidental, (A) sobrecarga; animales en pie
 Live steam, vapor vivo
 Livitation, (geol) litiación
 Load, (s) carga; (v) cargar
 — binder, atarques; atador de cargas
 peak —, (ref) carga máxima
 loading, (v) cargar
 — arm, (embarcadero) brazo de carga
 — dock, muelle de llenar
 — master, jefe de carga
 — platform, embarcadero
 — rack, llenadera, (U) cargadero
 Load, barra, carga, (M) migajón
 Lobe, delta lobulada
 Lobe, (geol) lóbulo
 Local, local
 — anomaly, anomalía local
 — attraction, (agrim) perturbación de la brújula por la presencia de hierro
 — base level, nivel de erosión local; nivel a que se retarda la erosión producida por un río cuando desemboca en un lago. Véase base level
 — current, (geol) corriente local
 — gradient, (geol) gradiente local
 — unconformity, (geol) discordancia local
 locate, (v) ubicar; localizar, emplazar, situar; (caminos) trazar
 Location, localización, ubicación
 Lock, (s) (puerta) cerradura; (navegación) esclusa, represa; (v) cerrar con llave; (truedas) trabar, trabarse
 — nut, contratuercas, tuerca de seguridad

dad. Vócano Jami nut
 — screw, tornillo de presión, de fijación
 — washer, arandela de seguridad, arandela de presión
 master breaking —, seguro del buje maestro
 locking bar, barra de fijación
 locking pin, perno de cierre o de seguridad
 ledestone, piedra imán; magnetita; mena ferruginosa, calamita
 leesa, leas, manga
 leg. (perf) diario del perforador; (geol y geol) perfil, registro; (madera) tranco, trozo, madero
 electric —, (perf) perfil eléctrico, registro eléctrico
 log-log, papel cuadrículado para escala logarítmica
 logarithm, logaritmo
 logging, registrar, llevar anotaciones cronológicas de la perforación
 — arch, cabria transportadora de trozos
 electric —, (A) perfilaje eléctrico, estudio por registros eléctricos
 long, largo
 — term, (com) largo plazo
 — ton (l, t, L, tonelada larga)
 — wave, (geol) onda de largo período
 longitude, longitudud
 — correction, corrección de longitudud; anomalía magnética o gravimétrica correspondiente a cambio de longitudud
 longitudinal, longitudinal
 — waves, (geol) ondas longitudinales
 look box, caja de inspección
 loosa, faza de hilo
 loop, (s) lazo, gaza; (tub) tramo suplementario, desvío suplementario, (eléct) empalme en bucles, conexión en circuito, (v) enlace; (tub) anillo, tramo suplementario
 loop-anchoring system, sistema de sujeción

que recoge en serie la producción de un grupo de pozos
 loose earth, tierra floja
 loose pulley, polea loca
 L spread, (geol) despliegue en L
 loss, pérdida
 lot, lote
 Love wave, onda de Love
 low, bajo
 — boy truck, remolque de plataforma baja
 — frequency, baja frecuencia
 — gear, engranaje de baja o primera velocidad
 — pressure, baja presión
 low-angle fault (falla con ángulo cerrado)
 low-water mark, (rio) estiaje, (mar) bajamar, (A) bajante
 lowland, tierra baja, hondonada
 lubr oil blending, mezclar aceites lubricantes
 lubr oil plant, planta de aceites lubricantes
 lubr contact filtering unit, planta de filtración por contacto para lubricantes
 lubr oilant, lubricante
 lubr coating cup, graseira, copilla de engrase
 lubricating grease, grasa lubricante
 lubricating oil, aceite lubricante
 lubricating pump, bomba de lubricación
 lubricating system, sistema de lubricación
 lubricating-oil filter, filtro del lubricante
 lubrication, lubricación, engrase
 lubricator, lubricador; engrasador
 — fitting, graseira
 Ludlog, ludliense
 lug, agarradera, muñón
 lumber, madera; tablación
 Lumnite, cemento de alúmina de fraguado rápido
 lustre, lustro, brillo
 luteite, cementación
 luteolite, luteólite

moar, (geol) diatema, (A) embudo de explosión; moar
 macaroni tubing, tubo macarrón; tubo de diámetro pequeño que se coloca en el interior del tubo de producción, para diversos fines
 machine, (s) máquina; (v) trabajar a máquina; fresar, tornear; pulir a máquina; taladrar
 — bolt, perno común, perno ordinario, bulón, tornillo de máquina
 — screw, tornillo para metales
 — shop, taller mecánico
 — tools, herramientas de taller, herramientas mecánicas
 dope —, (tub) máquina de barnizar tubería
 flanging —, pestañadora, máquina rebordadora
 machine-dressed bit, barrenas afiladas a máquina
 macroclastic, (geol) macroclástica
 macroscopic, macroscópico
 — suspension, suspensión macroscópica.
 Véase correa suspension
 macroslimic, (geol) macrosísmico
 maif, ferromagnésico
 Magdalenian, magdalenense
 magma, (geol) magma
 magnetic, (geol) magnético
 magnetite, magnetita
 magnesite, magnesita
 magnet, imán
 — wire, alambre para imanes
 magnetic, magnético
 — anomaly, anomalía magnética
 — attraction, atracción magnética
 — balance, balanza magnética, magnetómetro
 — blade, hoja o cuchilla magnética (en magnetómetros)
 — block, bloca magnética; pieza que conecta las dos hojas magnetizadas de un imán
 — compass, brújula
 — declination, declinación magnética
 — dip, inclinación magnética
 — dipole, dipolo magnético

— field, campo magnético
 — force, fuerza magnética
 — gradient, gradiente magnético
 — high, (geol) maximum magnético; anomalía magnética positiva
 — inclination, inclinación magnética, Véase magnetic dip
 — induction, inducción magnética
 — iso-anomaly lines, líneas de igual anomalía magnética, líneas isogónicas
 — instrument, instrumentos magnéticos
 — intensity, intensidad magnética
 — line, línea magnética
 — low, minimum magnética; anomalía magnética negativa
 — maximum, maximum magnética
 — Véase magnetic high
 — meridian, meridiano magnético
 — minimum, minimum magnético. Véase magnetic low
 — moment, momento magnético
 — needle, aguja magnética
 — north, norte magnético
 — north pole, polo norte magnético
 — north-seeking pole, polo magnético atraído al norte
 — permeability, permeabilidad magnética
 — polarity, polaridad magnética
 — pole, polo magnético
 — profile, perfil magnético
 — reluctance, reluctancia magnética
 — repulsion, repulsión magnética
 — resistance, resistencia magnética
 — slope, pendiente magnética
 — south pole, polo sur magnético
 — south-seeking pole, polo magnético atraído al sur
 — storm, tempestad o perturbación magnética, tormenta magnética
 — structure, estructura magnética
 — susceptibility, susceptibilidad magnética
 — system, conjunto magnético
 — variation, variación magnética
 — variometer, magnetómetro
 — vector, vector magnético
 magnetism, magnetismo

mililitro, mililitro
 mil. (v) trazar, desbastar, pulir, rectificar
 (a) maquina, fábrica, taller
 — defecta, defectos de fábrica
 milímetro, milímetro
 miligal, miligal; unidad equivalente a 1 X 10³ gal.
 miligramo, miligramo
 milímetro, milímetro
 milling cutter, cortador rotatorio de metales.
 freza
 milling machine, fresadora
 milling shoe, zapata fresadora; es una para cortar alrededor de un tubo
 milling tool, herramienta de trazar, fresadora
 millivolt, millivoltio
 minefield, minetiempo
 mine, mina
 mineral, mineral
 — crystal, cristales minerales
 — deposit, (mineral) depósito mineral
 — gangue, mineral floatante
 — oil, aceite mineral
 — seal oil, aceite para sellos, aceite mineral de foca
 pneumatolytic —(a), minerales neumatóliticos
 typomorphic —(a), minerales tipomorfos
 mineralization, mineralización
 mineralize, mineralizar
 mineralogy, mineralogía
 minimum gravity, minimum gravimétrico; anomalía negativa
 minimum pendulum, péndulo mínimo
 minimum thermometer, termómetro mínimo
 (A) termómetro de mínima
 minimum time path, trayectoria de tiempo mínimo
 minute, minuto
 — folding, (geol) arrugamiento, (A) plisamiento
 Miocene, mioceno
 mirror, espejo
 miscible, mezclable, miscible
 misclosure, error de cierre. Véase error of closure
 Mississippian, missisipense, carbonífero inferior
 Misourian, misuriense
 misourite, misurita
 mist, niebla, neblina; (red) niebla

— extracter, extractor de nódulos de opelia
 mitens, puntas
 mixed base crude, aceite crudo de base mixta
 mixed-phase process, proceso de fase mixta
 mixer, mezcladora
 mixing circuit, circuito de mezcla
 mixing index, índice de mezcla
 mixing nozzle, boquilla mezcladora
 mixture, mezcla, mixtura
 mobility, movilidad
 model, modelo, molde, plantilla, patina, muestra
 moderator, regulador, moderador; (fisica nuclear) moderador
 module, módulo, coeficiente
 modulus, módulo
 — of elasticity, módulo de elasticidad
 — of rupture, módulo de rotura
 mofete, (volcanismo) mofeta
 mofete, humedad
 mol, mol; moléculagramo
 — per cent, porcentaje de mol
 molar, molar
 molarose, (geol) molarose
 mold, (geol) molde, impronta
 moldboard, vertedera
 molded packing, empaque moldado
 molecular, molecular
 — weight, peso molecular
 molecule, molécula
 Mollie's diagram, diagrama de Mollie
 mollusca, moluscos
 molten, materias en fusión
 molybdenite, molibdenita
 molybdenum, molibdeno
 — steel, acero al molibdeno
 moment, momento
 — of inertia, momento de inercia
 shot —, (geol) instante de la explosión.
 Véase shot instant
 momentum, ímpetu, impulsión, momento, cantidad de movimiento, fuerza impulsiva
 monadnock, (geol) monadnock, monte tes tigo
 monel metal, metal monel
 monkey, grapa, trinquete, maza de marfil, neta

— board, plataforma astillero, balconcillo astillero, plataforma del taller
 — Véase trouble board and trouble board
 — board
 — spawes, llave inglesa
 — wrench, llave inglesa
 monochromatic, monocromático
 monoclin, monoclin
 monocline, monoclin; estructura de buzo; njeño uniforme
 — faulted — monoclin faulted
 monoclinic, monoclinico
 monovalence, monovalencia
 monovalent, monovalente
 monument, monolito, hito
 monzonite, monzonita
 — quartz, cuarzo monzonítico
 monzonitic, monzonítico
 moon, luna
 mope, (sub. y palanca) sabre mango de llave
 moraine, (geol) morena
 — belt, (geol) cinturón morénico, (A) on litocro morénico
 basal —, morena de fondo
 frontal —, morena terminal, morena frontal
 lateral —, morena lateral
 medial —, morena central
 surface —, morena superior
 terminal —, morena frontal
 morphology, morfología
 mortar, (lab) mortero, almirez; (mampostaria) mortero, argamasa, mezcla
 mortise, (v) ensamblar; enmuescar; engargolar; (s) colana, muesca
 mosaic, mosaico; (fotografía) mosaico aerofotográfico
 moss, musgo
 — agate, ágata musgosa
 Mother Hubbard bit, barrera de pala
 motion, movimiento
 motor control, control a motor
 motor, motor
 — fuel, combustible para motores; meto gasolina
 — gasoline, motogasolina
 — generator rig, equipo de perforación con motogeneradores
 — grader, motoniveladora
 — mounting, montura; base para instalar un motor

— oil, aceite para motor
 — oil, motograsa
 — truck, camion
 air —, spool de aire
 electric —, motor eléctrico
 gas —, motor a gas
 gasoline —, motor de gasolina
 slip ring —, motor de anillos conductores, motor de anillos secantes, motor de inducción derivada
 mould, molde; abigarrado
 mould, plantilla, molde, modelo, muestra, horma, molde
 moulding, moldura, moldeo
 mound, terraplén, malecón, dique
 mountain, montaña
 — chain, cadena de montañas; sierra
 dislocation —, montaña de dislocación
 overthrust —, montaña sobrecurrida
 (A) montaña de cobijadura
 truncated —, montaña truncada
 mounting, montaje, marco, armadura
 — belt, pernos de montaje
 mouse trap, pesca-despojos; herramienta de salvamento que sirve para recoger pedacitos pequeños de hielo, roca y otros desperdicios, en el fondo del pozo
 mouth, boca
 movable, movable, móvil
 movement, movimiento
 epigenetic —, (geol) movimiento epigenético
 eustatic —, (geol) movimiento eustático
 moving system, sistema de mecanismo móvil en un gravímetro
 mud, (perf) lodo de perforación, (A) inyección, (A) (V) barro, (V) flúida de perforación
 — box, artesa para el lodo, cañón del lodo
 — cake, (perf) costra, (V) cáscara
 — collar, collar para circulación de lodo
 — conditioner, acondicionador de lodo
 — conveyor, conductor del lodo. Véase mud line
 — crib, caja del lodo, artesa del lodo, encofrado del lodo. Véase mud box
 — ditch, zanja o canal del lodo
 — end of pump, extremo expulsor de una bomba de lodo

-- flat, llanura de lodo
 -- flow, flujo de barro, fango o lodo
 -- guard, guardabarro
 -- gum, inyector de lodo
 -- handling service, servicio de conservación, preparación o mezcla del lodo
 -- line, tubo del lodo. Véase mud conveyer
 -- lubricator, lubricador de lodo
 -- mixer, mezcladora de lodo
 -- pit, foso del lodo
 -- pump, bomba del lodo
 -- pump pressure gauge, indicador de la presión en la bomba para lodo
 -- pump release valve, válvula de purga de la bomba del lodo
 -- return tank, tanque de lodo devuelto
 -- ring, (mesa rotatoria) colector de lodo
 -- saver, economizador de lodo
 -- screen, colador de lodo. Véase mud shaker
 -- socket, enchicador de lodo
 -- thimble, diluyente del lodo, adelgazador del lodo
 -- trap, colector de barro
 -- volcano, volcán de lodo
 -- wiper, abrazadera limpiadora de lodo. Véase mud saver
 colloidal -- lodo coloidal
 drilling -- lodo de perforación, (V) barro de perforación, (A) inyección mud-gas anchor, segregador de gas y lodo
 mud-laden fluid, lodo de circulación
 mud-casting gum, inyector mezclador de lodo; instalación de tubos para inyector el lodo en los depósitos de mezcla
 mud-cill, (v) segregador por medio de lodo. En lugar de lodo, el uso de cemento para esta fin es más común actualmente
 mud-pressure indicator, indicador de la presión del lodo
 muddy, lodoso, fangoso
 mudpill, durmiente, larguero
 mudstone, cemento, arcilla, lodo, (V) lodo, (A) lodo. Véase shale

muffler, (s) mullía; (v) silenciar el escape
 apagar el ruido; (ref) cámara de fusión. Véase combustion chamber
 muffler, silenciador; válvula apagadora de sonido
 mule-head hanger, colgador o suspensor para varillas mudo a la cabeza del balancín
 mule-tail, (v) desfilear el extremo de un cable o cable
 multi-cylinder engine, motor multicilíndrico
 multiple contact method, método de contacto múltiple
 multiple detectors, detectores múltiples
 multiple disc clutch, embrague de discos múltiples
 multiple fault, falla múltiple
 multiple stage cementing, cementación a intervalos o en puntos distintos
 multiple stage cementing tool, aparato de cementación a varios niveles
 multiple integrator, integrador múltiple; instrumento para calcular los efectos de la gravedad
 multiple V-belt, banda a correa para rodanzas de acanalado múltiple en (V)
 multiple V-belt sheaves, rodana a polea de acanalado múltiple en V
 multiple well pumping system, sistema múltiple de bombeo de pozo
 multiple zone well completion, terminación de pozos en varias zonas
 multiplication, multiplicación
 multiples, multiplicador
 pendulum style -- columpio graduado de carrera, columpio multiplicador del largo de la carrera
 multiple gas-lift, extracción por gas en varias etapas
 multiple, zona múltiple
 -- completos, perforación a múltiples zonas; esto es, terminación de un pozo con producción derivada de más de un estrato
 -- producción, producción de zona múltiple; producción procedente de varios horizontes petrolíferos
 mudstone, (A) lodo, (V) lodo. Véase shale

muscovite, ácido murfítico
 muscovite, moscovita
 mushroom valve, válvula de obturador de maniquita. Sinónimo de poppet valve

 N
 n-butane, butano-n; butano normal
 n-butyl sulfide, sulfuro de butilo-n; sulfuro de butilo normal
 n-hexane, hexano normal
 n-propyl sulfide, sulfuro de propilo-n; sulfuro de propilo normal
 nail, clavo
 naphtha, nafta
 naphthalene, naftaleno
 naphthalene series, serie nafténica
 naphthalene-base crude oil, aceite crudo nafténico, crudo de base nafténica. Véase asphalt-base oil
 naphthanic, nafténico
 -- hydrocarbons, hidrocarburos nafténicos
 nappes, (geol) (A) manto, manto sobrecorrido. Véase overthrust mass
 narrow, (a) estrecho, angosto; (v) estrechar, angostar, hacer estrecho; estrecharse
 -- boiling range, (ref) escala de ebullición limitada
 -- cuts, (ref) cortes estrechos, cortes cerrados
 national money, moneda nacional (m/a)
 national treasury, fisco nacional; hacienda nacional; tesorería nacional
 native clay, (geol) arcilla nativa
 native, nativista
 natural, natural
 -- arch, arco natural
 -- bridge, puente natural
 -- gas, gas natural
 -- gasoline, gasolina natural
 -- gasoline plant, planta de gasolina natural
 -- gas pipe line, gasoducto
 -- scale, escala natural
 -- state, estado virgen; estado natural
 navigation, navegación
 nearby shoals, sembreros cercanos
 natural oil, aceite de pie de vaca; es

441
 naphthalene, (geol) naftaleno
 naphthalic, naftalénico
 naphthalinene, milenaftaleno
 naphthyl, naftílico. Véase (naphthyl)

una para engrasar juntas y otras piezas de cuero
 Neobornan, neobornanese
 neck, portanudo; cuello; (para) cuello
 neck -- cuello de botella; cuello de botiquilla
 needle, aguja
 -- bearing, cojinete de aguja
 -- point, punta de la aguja
 -- point valve, válvula de punta de aguja
 -- valve, válvula de aguja
 dip -- brújula de inclinación
 negative, negativo
 -- milline equivalent, equivalente centímetro negativo
 -- test, prueba negativa
 Neocomian, neocomienese
 neohexane, neohexano. Véase 1,2-dimethylhexane
 neolithic, neolítico
 neopenicane, neopenicano. Véase 1,2-dimethylpropane
 Neocalk, neocalco
 nephela, (geol) nefelina. Véase nephelitic
 -- crystals, cristales nefelíticos
 nephelinite or leucite, nefelinita o leucita
 nepheline, (geol) nefelina. Véase nephelitic
 neptunium, neptunio
 netic, (geol) netítico; epicontinental
 net, rete
 -- production, producción neta
 network, red
 neutral, neutral, posición neutral
 -- alcohol, alcohol neutro
 -- oil, aceite neutro. Véase pale oil y red oil
 -- point, punta neutra
 -- scale, pesos neutros
 neutralization, valas, valas neutralizadoras

odor or odour, olor
 oersted, oersted, unidad de intensidad magnética, conocida hasta 1938 como gauss, equivalente a 100.000 gausmas
 office, oficina
 offset, excéntrico, sobresaliente
 — horizontal baffles, (torres de fracciónación) desviadores horizontales alternos escalonados. Véase side-to-side pass
 olive, (glacián) oliva
 ohm, ohmio
 ohmmeter, ohmímetro
 Ohm's law, ley de Ohm
 oil, aceite; petróleo
 — and gas, petróleo y gas
 — and gas separator, separador de aceite y gas
 — base mud, lodo con base de petróleo, lodo a base de petróleo
 — bath, baño de aceite
 — bearing, que contiene petróleo, petrolífero
 — burner, quemador de aceite
 — can, acedero
 — cloth, hule, encerado
 — cup, papilla acedero, acedero
 — deposit, yacimiento petrolífero
 — dispatcher, despachador; operario de la sala de control que dirige el movimiento del fluido a través del oleoducto
 — emulsion, emulsión de petróleo
 — emulsion separator, tipo de emulsión de petróleo
 — engine, motor a combustibles, motor a petróleo
 — feeder, lubricador, alimentador de aceite
 — field, campo petrolero; (geol) campo petrolífero
 — filter, filtrador de aceite
 — film, película de aceite
 — filter, filtro de aceite, depurador del aceite
 — gauge, indicador del nivel de aceite; manómetro, indicador de la presión del aceite
 — geologist, geólogo petrolero, (V) buscador de petróleo
 — grease, grasa para la circulación

del aceite lubricante, pala de araña, esira de lubricación
 — heater, calentador, quemador de aceite
 — line, conductor del aceite lubricante, cañería de lubricación
 — meter, medidor de petróleo
 — migration, migración de petróleo
 — operator, petrolero, individuo en negocios de producción o refinación de petróleo
 — pan, colector de aceite, (V) balsa de aceite, bandeja de aceite
 — pool, criadero de petróleo, yacimiento productor de petróleo; (por extensión) campo petrolífero
 — producer, (persona) productor de petróleo, petrolero; (poza) pozo productivo
 — pulp, jabón de aluminio, pulpa de aceite
 — reclaiming, recuperador de aceite, depurador de aceite lubricante
 — recovery, (A) recuperación del petróleo
 — reservoir, (mec) cámara de aceite, (geol) yacimiento petrolífero, (geol) (A) recipiente de petróleo
 — retainer, retenedor de aceite
 — rights, (leyes) derechos a los yacimientos petrolíferos
 — sand, arena petrolífera
 — saver, economizador de petróleo; dispositivo que se usa principalmente en las tuberías
 — seal, (bombas centrifugas) cierre de aceite; dispositivo en que se usa aceite como el elemento obturador; obturador de aceite, sello de aceite, retén de aceite
 — seep, filtración de petróleo, resaca de petróleo
 — skimmer, esparcador de aceite
 — storage, almacenamiento del petróleo; tanques de petróleo
 — string, (per) tubería de revestimiento final, (A) columna aisladora. Véase water string
 — tank, colector de aceite, bandeja colectora del aceite, (V) balsa del aceite
 — tar, alquitrán de petróleo
 — tempering, templado al aceite

— thief, (muestra) muestra, (V) pescador de aceite, (V) ladra de aceite
 — well, pozo de petróleo
 — zone, zona petrolífera, región petrolífera; (per) horizonte petrolífero
 cutting —, aceite para fresar
 dead —, (A) petróleo muerto, petróleo sin gas
 tar —, (rel) aceite enriquecido
 finished lube —, (al) lubricantes terminados
 keros —, aceite de parafina; aceite extraído de la parafina de asfalto
 kerosene —, (U) aceite de parafina
 furnace —, combustibles de calefacción
 lean —, (rel) aceite limpio, aceite magro, aceite pobre
 pipe-line —, petróleo limpio
 raw —, aceite bruto
 stove —, combustibles de estufa, combustibles de cocina
 tractor —, tractorina, combustibles de tractores, tractóleo
 oil-bearing structure, estructura petrolífera
 oil-caking drum, cilindro para coagulación
 oil-damped detectors, detectores con amortiguamiento de aceite
 oil-level indicator, indicador de nivel del aceite lubricante
 oil-line tube, tubo del aceite
 oil-water contact, contacto petróleo-agua
 oil-wax-solvent system, sistema de disolvente para la extracción de parafina
 oil-tight, hermético al aceite, resguardado del aceite
 oily, aceitoso
 oil eye, vejar, senectud
 oil-gas valley, valle semi
 olefin hydrocarbon, hidrocarburo olefínico
 olefin series, serie olefínica. Véase ethylene series
 olefin content, contenido olefínico
 oleum, ácido sulfúrico humeante, ácido Nordhausen
 oillet, alijisto
 oilseeds, oleáceas
 oilstone, (geol) alijoclasta
 oilstone, (geol) alijina, perdida. Véase porphyry
 oilstone, (geol) alijina, perdida. Véase porphyry
 oilstone, (geol) alijina, perdida. Véase porphyry

— oil beds, cuantía de petróleo
 oil stream, en funcionamiento; en operación. El The refinery was put on stream. La refinería empezó a funcionar. (U) en corriente
 oil-bearing, petrolífero, petrolífera
 oil's, aceite, óleo
 oil's, aceite
 case, fango, lodo
 easy, ligero, sencillo
 equal, óptico
 opaque, opaco, obscuro
 open account, cuenta abierta
 open exhaust, escape libre
 open-heart process, (subordinado) proceso Siemens-Martin
 open flow, a pleno flujo; producción a capacidad del tubo de producción
 open sight, alzada, alzada de punta o mira abierta
 opening, abertura, vano
 operating cycle, ciclo de funcionamiento, periodo de funcionamiento
 operating pressure, presión efectiva; presión de trabajo
 operating rod, varilla de mando
 operation, funcionamiento, operación
 operator, operario, (U) operador; (U) jefe o administrador de una empresa petrolera
 optical, óptico
 optical flow, contracorriente
 optic, óptico
 — angle, ángulo óptico
 — axis, eje óptico
 — normal, normal óptica
 — orientation, orientación óptica
 — plane, plano óptico
 — sign, signo óptico
 optical density, densidad óptica. Véase true density
 optical density scale, densímetro
 optical lever, palanca óptica
 optician, óptico
 order, pedido, orden
 ordinate, ordenada; recta tirada desde un punto en una curva perpendicularmente a su eje
 Ordovician, ordoviciano
 ore, mineral; mena
 — assay, análisis de mineral

organik, orgánico
 — amides, ámbra orgánica
 — deposit, depósito de sedimento, orgánico
 — revealed, restos orgánicos
 — stibicite, sulfato orgánico
 organism, organismo
 organogenic, organógeno
 orientated, orientado
 oriented core, núcleo orientado
 oriented drill pipe, tubo de perforación orientado
 orifice, orificio
 — computer, cómputo de orificio
 — flange, reborda o brida de orificio
 — meter, contador de orificio, medidor de orificio
 — plate, disco de orificio
 — well tester, probador de orificio para pozos de gas
 origin, origen
 orio, orio, filate, liston
 orogenesis, (geol) orogénesis
 orogenic, (geol) orogénico
 orogeny, orogénesis
 Orsat analysis, análisis de Orsat
 orthoclase, (geol) ortoclasa
 orthoclastic, ortoclastica
 orthogonia, (geol) ortogonia
 orthophosphorus, ortofosforoso
 orthopyrite, (geol) ortopirita
 orthorhombic, ortorrómbico
 orthon, ortosa
 oscillate, (v) oscilar, vibrar
 oscillation, oscilación, movimiento bascular
 damped —, oscilación; amortiguada
 oscillates, oscilador
 oscillograph, oscilógrafo
 oscilloscope, osciloscopio
 osmotic pressure, presión osmótica
 ostracoda, (fúeles) ostracoides
 Otto cycle, ciclo de Otto
 ounce, onza
 outcrop, (geol) afloramiento, crestón; (A) ascro
 outcropping formations, (A) formación aflorante
 outfit, (A) equipo, habilitación, trazo, apresto; (v) equipar, habilitar
 outlet, (eq. de red) escape, salida; boca de salida, orificio de salida; fudrón

licol emisorio, boca de salida, rescurrido, vano de desecho; (elec) toma de corriente, boca de deriva ción, caja de salida, conector
 — temperature, temperatura de salida
 — valve, válvula de salida
 gas —, salida del gas
 glacier —, (geol) (A) partida de glaciar
 outfit, roca apartada; roca extraña
 outpost well, pozo de avanzada; pozo fuera de los límites del área probada para fines de extender su explotación
 output, rendimiento, volumen de producción
 — circuit, circuito de salida
 — filter, filtro de salida
 outside diameter [O.D.], diámetro exterior
 oven, horno
 overalls, sobopes, salones
 overburden, (v) sobrecargar; oprimir
 overcharge, sobrecarga; (com) carga excesiva, recargo de precio; (v) sobrecargar; (com) recargar el precio
 overflow, (A) inundación, desbordamiento, derrame, exceso; aliviadero; (v) rebosar, desbordarse, derramarse
 — duct, tubo de rebosa
 overhang, (geol) protuberancia lateral, alero
 overhaul, (v) rehabilitar, reacondicionar, componer, reparar
 overhead, arriba, en lo alto; (com) gastos fijos
 — gas stream, corriente de gases y productos de evaporación. Véase overhead products
 — products, productos de evaporación
 overheating, recalentamiento, (U) sobrecalentamiento
 overlap, (A) (geol) superposición; (v) (geol) solapar, traslapar, sobreponer
 overlapping, (geol) transgresivo
 overload, (A) sobrecarga; (v) sobrecargar
 overprimed, excesivamente cebado, sobrecabado
 overshot encluse de pesca, (A) pescasoda (V) pescador de cuello
 — guide, guía del cachule de pesca
 oversize, sobremedida
 overthrust, (geol) (A) cobijadura, (A) morlo de sobreescurreamiento, (V) corrimiento
 — mass, (geol) conjunto de estratos

superpuestos, (A) paquete de mantos sobreescurreido
 — tumbler, moncha, sobreescurreida, (A) moncha de cobijadura
 overturned strata, (geol) estrato invertido
 web wale, (geol) (A) vega, (A) brazo lateral. La forma el corte de un recodo de un río
 oxidation, oxidación
 oxide, óxido
 polyethylene, polietileno

— blowpipe, sopleta principal
 — lamp, antorcha de gas acetileno; llama criorotélica
 — welding, soldadura con acetileno, (U) soldadura autógena
 — system, sistema
 — recorder, registrador de oxígeno
 — regulator, regulador del oxígeno
 orokerite, arcobrita
 otose, otón

P

pace, paso; medida de longitud
 — counter, hodometro; cuentapases
 pacing, recorrer o medir a pasos
 pack, (v) (maq) empaquetar; (embarque) empaquetar, empacar, embalar (líquidos) envasar
 package, (A) bancha
 package, paquete; bulic
 — products, productos envasados para venta al por menor
 packaging operation, operación de envasar y empacar
 packed tower, torre empacada para destilación
 packer, obturador de empaque; tapón
 casing —, obturador del tubo revestidor
 dual completion —, obturador para pozos a dos zonas
 tubing —, obturador del entubamiento, obturador de la tubería
 wall —, obturador de pared
 packing, embalaje, envase, encajonamiento; (maq) empaque, empaquetadura, cuarnición
 — clamps, abrazaderas o grapas de empaquetadura
 — gland, casquillo de prensaestopas, capillo de prensaestopas, (A) caja de prensaestopa, (V) pisempaques
 — head, cabzal obturador. Véase packoff head
 — list, (com) lista de embalaje, lista de empaque
 — tool, herramienta de empacar el prensaestopas

oil wiper —, empaquetadura del limpiavástago
 — pressure —, empaquetadura a presión
 packoff head, cabzal obturador. Véase packing head
 pad, (sol) relleno; cojin, almohadilla; (stern) mango; (berbiq) portabroca
 paddle, pala
 — mixer, mezcladora de paletas
 padlock, candado
 paint, pintura
 — gun, atomizador de pintura, (U) soporte de pintura
 painter, pintor
 painting, pintura
 pale oil, aceite neutro. Véase neutral oil
 paleontology, paleontología
 paleobotany, paleobotánica, paleoecología
 Paleocene, paleoceno
 paleogeography, paleogeografía
 paleontologist, paleontólogo
 paleontology, paleontología
 paleophytology, paleofitología, paleobotánica
 Paleozoic, paleozoico
 paleozoology, paleozoología
 pall, Véase pawl
 pallet, (mec) paleta
 palm, palma
 paludal, palúdico, de los pantanos, (V) paludal
 pampa, pampa
 pan, vasija, cacerola
 panel, panel, tablero
 panel board, tablero de instrumentos; tablero de distribución

tubos
 — still, alambique de tubos. Véase tubestill
 — straightener, enderezadora; máquina para enderezar tubos
 — swedge, abretubos
 — thread, rosca de tubería, hilata de tubo
 — threader, roscador de tubos, aterrajador de tubos
 — tong, llave de cadena para tubería, tenazas para tubería
 — trailer, remolque para tubería
 — vise, tornillo de banco para tubos
 — wiper, limpiatubos
 — wrench, llave de tubos
 blank —, tubo sin punzonar, tubo sin perforaciones a los lados
 conductor —, (perf) primera tubería de revestimiento, (A) cañería, (V) el conductor. Véase surface casing y drive pipe
 dip —, tubo de inmersión
 down —, tubo de balada, (A) caño de descarga
 drill —, tubería vástago, (A) caños para vástago de perforación; (A) caño de perforación, (A) barras de perforación
 drive —, primera tubería de revestimiento, Véase surface casing y conductor pipe
 surface —, (A) columna conductora, primera tubería de revestimiento. Véase surface casing
 tail —, tubo de fondo
 wash —, (herramientas de pesca) tubo de lavado
 pipe-borellag fatter, cortatubos biselador
 pipe-cleaning machine, máquina de limpiar tubos
 pipe-cutting machine, máquina cortadora de tubería
 pipe-fitting tong, llave de nudang para tubería
 pipe-joint clamp, abrazadera de unión para tubería
 pipe-line boom, botador para tubería
 pipe-line rated, tarifa de oleoductos
 pipe-threading machine, roscadora de tubos
 pipette, pipeta, gotero
 volumetric —, pipeta medidora

volumetric —, pipeta volumétrica
 pisolite, pisolita
 piston, émbolo, pistón
 — area, superficie del émbolo
 — clearance, espacio libre o luz del émbolo
 — displacement, desplazamiento, cistadrada de émbolo
 — head, cabeza de émbolo
 — pla, pasador de émbolo
 — pin bushing, buje de pasador de émbolo
 — pump, bomba de émbolo
 — ring, aro de émbolo, (A) anillo de pistón
 — rod, vástago del émbolo
 — valve, válvula de corredera
 piston's travel, carrera del émbolo
 pit hoyo
 conditioning —, foso de acondicionamiento
 mixing —, foso de mezclar
 shale —, foso del ripio, foso de desperdicios
 suction —, foso de succión
 pitch, (geol) hundimiento de un eje de plique; pez, betún, breca; (lecho) declive, inclinación; (remache) espaciado, distancia, (A) paso; (roscad) paso, avance; (engranaje) paso; (minas) buzamiento; (cadena) paso; (eléct) avance, paso; (v) alquitrán, betunar, brear; (núcl) cabecear. Esta palabra no debe aplicarse a productos petrolíferos
 — and gathet, inclinación y convergencia
 — circle gear, paso del engranaje
 — of anticline, inclinación del anticlinal. Véase plunge of anticline
 pitchblende, (geol) pechblenda. Véase uraninite
 pitchstone, piedra pez; cantalita. Véase canthalite
 pitchua, biela, el pitman, (V) brazo
 — bearing, cojinete de la biela
 — stirrup, (eq de percusión) estribo de la biela
 twin —, bielas gemelas
 Pitot's tube, tubo Pitot
 pitted pipe, tubo cacarado
 piston, cigarrón, pistadura

pivot, pivote, muñón, gorrión; (v) pivotar
 pH, símbolo del logaritmo de la recíproca de la concentración de iones de hidrógeno: $pH = \log 1/CH^+$
 — indicator, indicador de pH
 placer, (minas) placer
 plagioclase, plagioclasa
 plagioclastic, (geol) plagioclásico
 plain, (s) planicie, llano, llanura, (a) llano, simple, sencillo, común, pero
 — cylinder with spout, probeta con pico
 — cylinder without spout, probeta sin pico
 — therm, (sol) termómetro simple
 flood —, (geol) lecho de crecida, lecho mayor, (A) área de inundación
 plain-end casing, tubería de revestimiento sin rosca
 plain-end pipe, tubo de extremos lisos
 plain, plan, heliografía, proyección horizontal
 plancton, (geol) plancton
 plane, (s) plano; (carp) cepilla, garlopa; (a) plano, llano; (v) acepillar, cepillar, alisar
 — boundary, plano de contacto de dos capas
 — dilatational wave, onda plana de dilatación
 — surveying, levantamiento topográfico
 — table, plancheta
 — table survey, levantamiento a plancheta
 axial —, plano axial
 datum —, plano de referencia; plano de cota cero; plano de nivel. Véase datum level
 planimeter, planímetro
 plant, planta, instalación, fábrica
 — debris, despojos de plantas
 extraction —, planta de extracción
 natural lube oil —, (ref) planta para la refinación de aceites lubricantes mediante furtural.
 isomerization —, planta de isomerización
 natural gas extraction —, planta de gasolina natural, (A) planta exhaustora, planta para la extracción de gasolina natural
 polyform —, (ref) planta poliformadora
 plastotype, (paleontología) plastotipo
 plaster of paris, yeso

plastic, plástico
 — flow, (geol) flujo plástico
 — packing, empaquetadura de material plástico
 — pipe, tubería plástica
 plasticity, plasticidad
 plate, (general) plancha, laminas, placa; (eléct) placa
 — gauge, calibre o calibrador para planchas
 bubble —, banda de burbujas, plantilla de Burbujeo
 cap —, (tubo de perf) plancha de revestimiento
 connecting link —, plancha de estalón continuo
 heating —, plato calentador
 impregnated —, placa de desajuste
 inside link —, plancha de estalón interior
 name —, chapa o placa de identificación
 offset link —, plancha acodada de estalón
 pin-link —, plancha de los pasadores de estalón
 plateau, (geol) altiplano, altiplanicie, meseta
 platform, plataforma
 safety —, plataforma de seguridad
 platinum, platino
 platinum-iridium alloy, aleación de platino e iridio
 plate, laminado
 play, juego
 playa, playa
 Pleistocene, pleistoceno; pleistocénico
 plenum chamber, cámara colectora de horns
 pleochroism, pleocroísmo, pleocromatismo
 plication, plegamiento
 pliers, alicates, pinzas, tenazas, tenacillas, electricistas —, alicates de electricista
 slip joint —, alicates de expansión
 Plutocene, plutoceno
 plot, (a) (land) solar, parcela; (v) trazar, delinear
 plug, stop, orero de acado
 plug, tapón, obturador; (eléct) enchufe, tope de contacto, clavija de contacto; (válvula) macho (devonimiento) estaca de tróstrero; (maderal) taco, ta-

rugo; (geol) masa de roca ignea intrusiva, lacalito; (v) tapar, taponar, atarugar; (léic) enchufar. Véase lacalith

— bore, (pozo) (v) retrotaponar; tapar un pozo en un punto intermedio entre el fondo y la boca; (s) retrotaponamiento

— cock, grifo, grifo de llave

— gage, calibrador de macho, calibre cilíndrico

— ball — tapón ciego, (V) tapón de huevo

— drain — purgador

— hexagon bead — tapón hexagonal cuadrado

— lower bridging — (per) tapón puente inferior

— pump-down dart — obturador de dardo que se inserta en el pozo por medio de fluido inyectado a bomba

— upper bridging — (tr) tapón puente superior

— plug-type valve, válvula de tapón

— plugged bit, barrena taponada; barrena con los agujeros de circulación obstruidos

— plugged well, pozo taponado

— plumb bob, plomada

— plumb line, línea vertical, línea de plomada

— plumb-line deviation, desviación de la vertical

— el anticline, inclinación del anticlinal. Véase pitch of anticline

— plunge, (s) (verb) Kápitá. Kápitá. Kápitá. búzamiento; (v) (geol) buzar, invertir; zambullir, sumergir

— plunger, émbolo buzo, émbolo macizo; chupón

— cup, casquillo de émbolo; copa de émbolo

— lift, aspiración del émbolo

— pump, bomba de émbolo buzo

— plutonic, (geol) plutónico

— plutonium, plutonio

— ply, hoja, capa, plegue, tela

— plywood, madera laminada, maderera terciada, (M) maderera contrachapada

— pneumatic, neumático

— grinder, moladora neumática, amoladora neumática

— pump, bomba neumática

— tire, neumático, llanta neumática

— wrench, llave neumática

— pneumatics, neumática

— pneumatolytic, (geol) neumatalítico, pneumatológico

— mineral, minerales neumatalíticos

— pocket, bolsillo, cavidad, bolsa

— gas —, (sol) cavidad. Véase blow hole

— pocketknife, cartaplasmas, cuchilla

— podsol, podsol; tierra parecida a la ceniza y de color blanco o negro que se encuentra en la parte norte de Rusia

— point, punta; (inst) punta; (herramienta) punta; (v) apuntar; aguzar; (mam) postar; rejuniar

— artificial —, punto artificial

— balancing —, centro de gravedad

— boiling —, punto de ebullición

— datum —, punto de referencia

— dead —, punto muerto

— deflection —, punto de desviación

— depth —, punto de profundidad

— travel —, aguja del indicador

— pulse, pulso; medida de viscosidad

— poison, veneno

— poisonous, venenoso

— poker, alizador

— polar coordinates, coordenadas polares

— polar core orientation, determinación de la posición original del núcleo en la formación, por medio de la polaridad del núcleo

— polar radius, radio polar

— Polaris, estrella polar

— polarization, polarización

— polarization ellipse, ellipse de polarización

— polarizer, polarizador

— polarizing microscope, microscopio de polarización

— pole, palo, poste, asta, vara; (mat) (geol) (elec) polo; (agrim) baliza, jalón; (carreta) lanza

— star, estrella polar

— trailer, remolque de tirante

— pin —, pluma de corona, travesero alzapoleas, poste grúa, pluma, grúa de palo

— polygonal, poligonal

— polish, (v) pulir, lustrar; (s) pulimento, lustro

— polished rod, (bomba) vástago pulido, (V) barra lisa

— polished section, lado pulido

— polished rod clamp, abrazaderas del vástago pulido

— polished-rod eye, arbeta del vástago pulido

— polished-rod grip, abrazadora del vástago pulido

— polished-rod line, alineador del vástago pulido

— pollution, contaminación, polución

— polyaxial projections, proyecciones poliaxiales

— polycyclic, policíclico

— polygon, polígono

— polyhedral projections, proyecciones polidricas

— polymer, polímero

— gasoline, gasolina polímera

— polymerization, polimerización

— polymerized, (quím) polimerizado

— polymethylene, polimetileno

— polymorphism, (geol) polimorfía; (quím) polimorfismo

— polysulides, polisulfuros

— polysynthetic, polisintético

— pontoon, pontón

— pontoon roof tank, tanque con techo de pontones, (U) tanque de techo flotante

— pony rod, varilla corta. Véase polished rod

— pool, criadero, yacimiento, depósito

— poppet valve, válvula de disco con movimiento vertical, (A) válvula de asiento plano

— porcelain, porcelana

— crucible, crisol de porcelana

— tube, tubo de porcelana

— pores, poros

— porosity, porosidad

— porous, poroso

— cake, costra porosa

— zone, zona porosa

— porphyrite, (geol) porfirita

— porphyritic, porfídico, porfirítico

— porphyry, porfido

— quartz, cuarzo porfirítico

— port, puerto; (maq de vapor) lumbrera; orificio, apertura

— captain, capitán de puerto

— pilot, práctico

— portable, portátil

— compressor, compresor portátil

— derrick, torre petrolífera de perforación

— grinder, amoladora o esmeriladora portátil

— house, casa portátil

— blast, explosión portátil

— pump, bomba portátil

— rig, equipo de perforación portátil, perforadora portátil, (V) taladro portátil

— portland cement, cemento portland

— Portlandite, portlandite

— positive, positiva

— aniline equivalent, equivalente anilínico positivo

— clutch, embrague positivo, embrague de garras

— displacement meter, contador de desplazamiento positivo

— test, prueba positiva

— type choke, estrangulador de tipo positivo

— post, pilar, poste, montante

— bar-type knockoff —, sostén de barra de desenganche, poste de la barra de desenganche

— derrick foundation —, base de la torre, pilote de la torre

— knock-off —, poste de desenganche

— railing —, poste de rodillo

— sub —, sostén de fricción

— samson —, poste maestro

— pot, marmita, caldera, olla; pote; cacharro

— fire —, (sol) hornillo de soldar; (cal) hornillo; (receptáculo) para el fuego o combustible del hogar

— potash, potasa

— potassium, potasio

— hydroxide, hidróxido de potasio

— iodate solution, solución de yodato

— potassic o de potasio

— iodide solution, solución de yoduro de potasio

— potential, potencial

— drop ratio, relación de la caída de potencial

— production, producción potencial

— potentiometer, potenciómetro

— pot-hole, (geol) (A) marmita de gigante, molinos glaciares; (caminos) bocho, nido

— pound, (s) libra; (v) golpear

— sterling, libra esterlina

pouring, golpear, golpear
 pour point, punto de fluidez; la temperatura más baja a que el petróleo fluye cuando se somete a enfriamiento progresivo, bajo las condiciones prescritas. Véase cold test y cloud point
 pour test, prueba de fluidez a baja temperatura Véase cold test, cold setting, pour point
 powder, polvo; pólvora
 power, (mec) potencia, fuerza motriz; (elec) energía, fuerza, potencia; (leg) poder
 — blower, ventilador a fuerza motriz
 — curve, curva de potencia
 — factor, factor de potencia
 — house, casa de motores, central eléctrica, planta de energía eléctrica, (A) usina, planta motriz
 — line, línea de energía eléctrica
 — of attorney, (A) poder, autorización legal
 — pump, bomba a motor, bomba mecánica
 — pumpag unit, unidad de bombeo a motor, (A) grupo moto bomba
 — rating, potencia asignada
 — shovel, excavadora mecánica, pala mecánica, pala de motor
 — stroke, carrera motriz, carrera de impulsión
 — take-off, toma de fuerza, tomafuerza
 — unit, unidad de fuerza, unidad de potencia
 pre-Cambrian, precámbrico
 pre-flash tower, torre de destilación primaria preliminar. Véase preliminary charge stabilizer
 precipitant, precipitante
 precipitate, (v) (quím) precipitar, (s) precipitado
 precipitation, precipitación
 precision, precisión
 prefabricated piping, tubería prefabricada
 preferential absorption, absorción preferencial
 prefilter, prefiltro
 preheater, precalentador
 preignition, encendido anticipado, encendido prematuro
 preservation, preservación
 preservative, preservativo
 president, presidente

press, (s) prensa; (v) presar; apretar
 — roll, rodillo o cilindro compresor o laminador
 pressed distillate, destilado de filtración.
 Véase paraffin distillate
 pressed steel, acero prensado
 pressure, presión, compresión
 — build up, fortalecimiento de la presión
 — control, control de la presión, gobierno de la presión
 — control setting, posición del control de presiones
 — conversion constant, factor constante para la conversión de la presión
 — distillate, destilado a presión
 — distillate test unit, unidad de reposo a presión para destilados
 — drilling, perforación con contrapresión del lodo
 — drop, pérdida de presión, caída de presión
 — gage, manómetro, indicador de la presión
 — gage stabilizer, estabilizador de manómetro
 — gun, pistola de engrase
 — lubrication, lubricación a presión
 — maintenance, conservación de la presión
 — reducer, reductor de la presión
 — reducing valve, válvula reductora de la presión
 — regulator, regulador de presión
 — relief valve, válvula de alivio de presión, (U) válvula de seguridad
 — still, alambique de presión. Véase cracking still
 — storage tank, tanque de almacenamiento de presión
 — welding, soldadura a presión
 absolute —, presión absoluta; la presión total que incluye la presión atmosférica
 atmospheric —, presión atmosférica
 back —, contrapresión
 bottom hole —, (perf) presión de fondo
 casing —, presión en el interior de la tubería de revestimiento
 directed —, presión dirigida. Véase stress
 gage —, presión manométrica
 rock —, (geol) presión de roca

tubing —, presión en el entubamiento, presión en la tubería de producción
 working —, presión efectiva
 price, precio
 — list, lista de precios
 primary, primario
 — control, control primario
 — decomposition, descomposición primaria
 — dip, inclinación principal
 — flash tower, torre de expansión primaria
 — wave, onda primaria. Véase longitudinal wave
 prime mover, motor primario, motor primordial
 primer, (pintura) imprimador, apretador, tapaporos; (caminos) aceite imprimador; (auto) cebador; (voladura) ceba
 priming valve, válvula de ceba
 priority, prioridad
 prism, prisma
 prismatic, prismático
 — eye-piece, ocular prismático
 private property, propiedad particular
 probable error, error probable
 pro forma invoice, factura pro forma
 probable fault, falla inferida, falla probable
 probable misclosure, error probable de cierre
 procedure, procedimiento
 process, (s) procedimiento, método; (cuando se refiere a una serie ordenada de operaciones mecánicas) proceso; (v) tratar, fabricar, elaborar, beneficiar
 — coking (ref) método coqueificante; método que resulta en la elaboración de coque como producto secundario
 polyform —, (ref) procedimiento poliforme
 solvent extraction —, (ref) refinación a base de solventes
 processing engineer, ingeniero rolinador
 processing equipment, equipo para lubricación, tratamiento, beneficio, elaboración o manufactura
 processing operation, operación de refinar, pulificar, o someter el petróleo a cualquier tratamiento

produceer gas, gas pobre, gas de otro
 Véase petroleum gas
 product, producto
 production, producción
 — curve, curva de producción
 accumulated —, producción acumulada
 productivity, productividad
 — index, índice de productividad
 product pipe line, tubería para productos rolinados
 profile, perfil
 — paper, papel calibrado
 — shooting, (geol) disparo con detectores en línea recta
 profit, ganancia; utilidad
 project, proyecto
 projectile, proyección; vuelo, resaca, sillon
 promote, (v) fomentar, promover
 prong drag bit, barrena de anastre
 prop, (armazón) puntal, entibo, jабaлoн (v) apuntalar, entibar, jабaлoнaт
 — clamp, abrazadera de puntal
 — strap, abrazadera de puntal
 propylene, propileno
 propagation time, (geol) tiempo de propagación. Véase running time
 propagation velocity, (geol) velocidad de propagación
 propagation wave, (geol) onda de propagación
 propane, propano
 propeller, hélice. Véase helix
 — shaft, (auto) eje de propulsión, eje cañón, árbol de mando, (nav) eje de hélice
 — type agitator, agitador tipo de hélice
 propene, propeno, propileno. Véase propylene
 property, (com) propiedad; (quím y física) propiedad, característica
 — of the state, propiedad nacional; bienes nacionales
 proportional, proporcional
 proportionate variations, variaciones proporcionadas
 proportioner, dosificador
 proportioning pump, bomba dosificadora; bomba proporcional
 propyl alcohol, alcohol propílico
 propylacetylene, propilacetileno. Véase pentyne

propylisone (4-propylidene), 4-propilideno
 propylacetylene, propildiacetileno Véase propilacetylene
 propylidene (3-propylidene), 3-propilideno
 propylene, propileno, propeno. Véase propene
 propylene, propileno
 propylheptane (4-propylheptane), 4-propilheptano
 propylization, (geol) propilización
 propylisododecane (4-propylisododecane), 4-propilisododecano
 propylisane (3-propylisane), 3-propilisano
 propylactolene (3-propyl-1,5-octadien-3-yl), 3-propil-1,5-octadien-3-ilo
 propylundecane (3-propylundecane), 3-propilundecano
 propyne, propino. Véase methylacetylene
 prospect, (a) prospectiva; (v) explorar, explorar
 prospecting, exploración, búsqueda, (mineral) coteo
 — drill perforadora para exploración
 prospective area, terreno con posibilidades o indicios de petróleo
 prospecting on land, terreno con posibilidades de petróleo
 protective coating, mano de pintura protectora
 protective hat, sombrero protector. Véase safety hat
 protector, protector
 packing screw — protector del tornillo de la empalmadura
 proterozoic, proterozoico Véase eozoic
 protogenic rocks, rocas proterozoicas
 protomylonite, (geol) protomilonita
 proto, protón
 protractor, (dibujo) transportador
 proved on land, terreno con yacimientos de petróleo comprobados
 proven area, región con yacimientos de petróleo comprobados
 province, provincia geológica región con características geológicas semejantes
 psammite, (geol) psamita
 psaphite, (geol) psafita
 pseudocumene, pseudocumeno. Véase tri-

methylisane
 pseudomorphism, (geol) pseudomorfismo
 pseudophasocysts, pseudofanocistales
 pseudomorphitic, estructura, estructura pseudomorfítica
 pseudotritification, pseudotritificación
 psilomelane, psilomelano
 psychrometer, psicometro
 puddling, (acil) mezcla del metal de aporte con el metal de base fundido
 pull, (a) tracción; (lia) (v) hilar, atar, tirar; (clavo) anclar, sacar
 — test, ensayo de fuerza de tracción
 pulley, (taller) extractor
 — gear — sacacorchos, extractor
 pulley, p. loc, roldana, garrucha (A) molin, (M) muelle
 groove —, polea canalada
 idler —, polea guía, polea tensora, polea muerta, polea loca
 pulling machine, máquina de tracción
 pulling unit, (petr) equipo de servicio y reparaciones de pozos petroleros
 pull-rod, varilla de tracción; tirante
 — carrier, sostén de varillas de tracción
 — clamp, abrazaderas para varillas de tracción
 — coupling, acoplamiento de varillas
 — hold-down, sostén suspendido para varillas de tracción
 — hold-up, esaca de sostén para varillas de tracción
 pulsating current, (eléc) corriente pulsatoria
 pulsating temperature, temperatura pulsatoria
 pulsation damper, amortiguador de vibraciones
 pulse, (geol) pulso
 pulverize, pulverizar, atomizar
 pulverizer, pulverizador, atomizador
 pumice, púmice; piedra pómez
 pump, bomba
 — adapter, adaptador para bomba
 — cage, jaula de la bola de la válvula de una bomba.
 — governor, regulador de la velocidad de la bomba
 — jack, caballo de bombeo
 — station, estación de bombas
 accelerating —, bomba de aceleración
 air —, bomba de aire
 air pressure —, bomba de aire

acting —, bomba de producción por la tubería de restitución
 common —, bomba común
 deep well —, (A) bomba de profundidad
 direct-acting —, bomba de acción directa
 double-acting —, bomba de doble acción
 inert —, bomba de inserción
 inert-water —, bomba para agua de alimentación
 full-barrel tubing —, bomba de cilindro enterizo, introducida con el tubo de producción
 mud —, bomba del lodo
 oil —, bomba del aceite
 oil well —, bomba de poro petrolífero
 power driven mud —, bomba a motor para el lodo, motobomba para lodo
 sectional liner-barrel —, bomba de cilindro interior seccionado
 single stage centrifugal —, bomba centrífuga de una etapa
 stationary barrel —, bomba de cilindro fijo
 stationary full-barrel rod —, bomba de varillas con cilindro enterizo
 travelling barrel —, bomba de cilindro corredizo, bomba de cilindro móvil
 travelling full-barrel rod —, bomba de varillas con cilindro enterizo móvil
 travelling liner-barrel rod —, bomba de varillas con cilindro interior móvil
 tubing —, bomba introducida con la tubería de producción
 pump-down dart plug, dardo obturador que se inserta en el pozo por medio del fluido inyectado a bomba
 pumper, bombeador
 pumping, bombeo
 — adjuster, ajustador o acoplador para bombeo
 — crank, manivela de bombeo
 — dynamometer, dinamómetro de bombeo
 — head, cabeza de bomba
 — pressure, presión de bombeo
 — jack, caballo de bombeo, gato de bombeo
 pack, punzón
 center —, punzón centrador

drift —, punzón cuadrado
 pin —, punzón bituloso
 solid —, punzón sólido
 purchase, (com) comprar (frac) aporreo, pulmón; (v) (com) comprar
 purchaser, comprador
 purchasing department, departamento de compra
 pure, puro
 purging cock, grifo de purga; llave de purga
 purification, purificación
 purified, purificado
 purifier, purificador, depurador
 purify, purificar
 push, correa, carrera, larguero, berranda
 push, (a) empujar; (v) empujar
 — button, botón de presión, pulsador, botón de contacto
 — rod, varilla de empuje; levantaválvula
 push-button switch, interruptor de botón
 push-button, pulsación
 P-V diagram, gráfica de presión-volumen
 pycnometer, picnómetro
 pyknometer (also pycnometer), picnómetro
 pyramid, pirámide
 pyrene, pireno
 pyrex glass, vidrio pyrex
 pyrite, pirita
 pyritic, pirítico
 pyroclastic, (geol) piroclástico
 — debris, restos; despojos piroclásticos
 pyroelectricity, piroelectricidad
 pyrogenic, pirogénico, pirogénico
 pyrolysis, pirólisis
 pyrolytic, pirólisis. Véase bog manganese
 pyrolysis, pirólisis: descomposición química por el calor
 pyrolytic, pirólisis
 pyrometer, pirómetro
 pyrope, pirope
 pyrophosphorus, pirofosforo
 pyrophyllite, pirofilita
 pyroxene, piroxena
 pyroxenite, piroxenita
 pyrrhotite, (geol) pirrotina

quadrant, cuadrante; (mech) cada de plan; (a) sector calcante
 quality, calidad; cualidad
 quantitative, cuantitativo
 quarante, (a) cuarentena; (v) poner en cuarentena
 quarry, (quell) canchala
 quart, cuarto de galón
 quartet, trío; cuarteta; cuarta parte; (v) cuartear
 quartz, cuarzo
 — crystals, cristales de cuarzo
 — grains, granos de cuarzo
 — sand, arena cuarzosa
 — schist, esquisto cuarzoso
 — tube, tubo de cuarzo
 — wedge, cuña de cuarzo, prisma de cuarzo
 quartz — cuarzo dióptico
 quartziferous, cuarzifero
 quartzite, (quell) cuarzita
 — granite, granito con predominio de aluminio

quartzose, cuarzoso
 Quaternary, cuaternario
 quench, apagar; templar; enfriar
 quenching oil, aceite para temple. Se usa en talleres de maquinaria para controlar el enfriamiento de piezas en proceso de tratamiento térmico
 quetzal, quetzal (Unidad monetaria de Guatemala equivalente a un dólar)
 quick-change link, estación de cambio rápido
 quick-change union, unión de instalación rápida
 quick-opening valve, válvula de acción rápida
 quick-setting process, proceso de asentamiento rápido
 quicksand, (quell) arena movediza. Véase drift sand
 quicksilver, mercurio, azogue
 quoin, piedra angular, clave. (A) cuña
 quota, cuota
 quotation, cotización; cita textual

R

rack, (sub) casillera, (sub de perf) lavina; (mech) cremallera; pescha
 — and lever rack, gato de cremallera y palanca
 — and pinion, piñón y cremallera
 — rack, gato o chic de cremallera
 pipe — faring para tuberías
 test tube and burner — bandeja de iluminación para pruebas
 radial, (a) radial; (a) radial; (a) radial
 radial crank, eje radial; ejes perifericos
 radial flow, corriente radial
 radial (brake) pulley, rueda radial
 radial, radial
 radial, radial
 — tubes, tubos radiales
 radiator, (a) radiador; (a) radiador

radiation, (color) radiación, irradiación
 radiator, radiador
 — cap, (avta) tapa de radiador
 — fan, ventilador de radiador
 — filler cap, tapa de galleta de radiador
 — guard, protector de radiador
 — screen, rejilla protectora de radiador
 — shell, casco de radiador
 — shutter, persiana de radiador
 — tank, tanque o depósito de radiador
 radial, radical
 radio, radio
 radioactive material, substancia radiactiva
 radioactive method, métodos radioactivos
 radioactive prospecting, exploración por el método de radioactividad, prospección radioactiva
 radioactive well log, informe o lista

grama radioactivo de un peso
 radiogram, radiograma; radiografía
 radiolaria, radiolarias
 radiolarite, radiolarita
 radio, radio
 radon, radón; emanación del radio
 raffinate, refinado
 ragged bolt, perno uptonada. Véase key bolt
 rail rates, tarifa de embarque por locomotora
 railing, baranda, barandal, guardacuerpo
 railroad (R.R.), ferrocarril (F.C.)
 — car oil, aceite para chumaceras de vagones
 — freight rate, tarifa
 railway valve oil, aceite para válvulas y cilindros de locomotoras
 rain, lluvia
 rainbow, iris, iridescencia del petróleo crudo
 raise, levantar; alzar
 rake, (a) rastrillo; (hogar) rascaceras; (geol) inclinación; (v) rastrular; inclinarse
 ram, (a) (empaqueadura) arlete empaquetador; (log. de coras) pisón, martinete; (v) apisonar, pisonear
 — gate, compuerta de cierre total
 ram-type blowout preventer, impedireventones de arlete
 ramp, rampa
 range, (a) (velocidades) límite; (grua) alcance; (marea) amplitud, carrera; (levantamiento) línea de vista, enfilación; (top) cordillera, sierra; (EE.UU.) lista de terreno de seis millas de ancho entre meridianes
 — pole, jalón, vara de agrimensura
 Rankine's cycle, ciclo de Rankine
 Raoult's law, ley de Raoult
 rapid, rápida, (A) raudas
 ratchet ring, anillo ratchet; anillo de material refractario para torres de fraccionamiento estacionales
 rasp, (a) escollina, raspa, limador, raspador; (v) raspar, escollar
 — half round — escollina media cuña
 — freeway — (fresa) de percol raspa de dos caras
 ratchet file, lima tubo de ratchet
 ratchet, urique, muerca; chic, cañaca, rey, ruyo

chkhara, (A) crucha, (A) caca
 — lever bolt, tornaventa tipo palanca con triángulo
 — stock and die, torreta de triángulo
 — type lining rack, gato de triángulo
 — wrench, llave de triángulo; llave de triángulo, (V) llave de triángulo
 rate, razón, coeficiente; volumen por unidad de tiempo; velocidad por unidad de tiempo; (interal) lista; (una) tarifa; (v) (may) fijar la capacidad o potencia normal, valor, justiprecio
 — of charge, capacidad de carga, volumen de carga
 — of penetration, velocidad de penetración
 rated capacity, (mech) capacidad nominal, capacidad estimada
 rated horse power, potencia de régimen
 rathole, ratonera (V) hueco de desahogo
 hoyo que sirve para colocar temporalmente tramos de tubo durante la prueba de perforación. Buzo de fondo; agujero que se perfora en el fondo de un pozo para estudiar el estrato y su contenido
 — formation tester, recogemuestras del contenido del estrato, el cual se filtra en el laboratorio de fondo. Sinónimo de drill stem formation tester
 — pipe, tubo revelador de la rotura; tubo hundido en la tierra desde el piso de la torre, que se usa para poner la junta Kelly cuando no está en uso
 rating, (may) (elct) clasificación, capacidad normal; tasación
 ratio, relación, razón
 carbon — porcentaje de carbón, contenido de carbón
 oil gas — relación gas petróleo
 rational — razón racional
 reflux — (fresa) relación de flujo
 ravel, quebrada; cañada; hondonada
 raw, crudo
 — crude, crudo virgen
 — material, materia prima
 — pressure distilled, destilado a presión no tratado
 raw-edge rubber-covered belt, correa de caucho con borde en rústico

Rayleigh wave, onda Rayleigh
 reactance, (geol) reactancia
 reacting substance, sustancia reactiva
 reaction, (quim) reacción
 — by combustion, reacción por combustión
 — by substitution, reacción por sustitución
 — temperature, temperatura de reacción
 — zone, zona de reacción
 reactive, reactivo
 — activity, tendencia reactiva
 reactor, (eq. de ref) cámara de reacción, reactor
 reading, lectura de los registros gráficos en el puesto de observación; lectura de instrumentos
 reagent, reactivo
 — circulation, circulación del reactivo
 ream, escariar o ensanchar, rectificar una perforación
 reamer, ensanchador, escariador, rectificador, (V) tima
 reaming edge, arista ensanchadora, borde o filo ensanchador
 rear axle, eje trasero
 rear axle housing, caja de eje trasero
 rear axle ratio, relación de velocidades del eje trasero
 rear axle reduction, engranaje de reducción en el eje trasero
 rear bucket, caja trasera
 rear end, extremo trasero, parte trasera
 rear fenders, (auto) guardabarros traseros, guardafangos traseros, guardalodos traseros, (puente) espolón
 Reamur's scale, escala de Reamur
 rebate, (com) rebajar, descontar, hacer rebaja; (a) descuento, rebaja
 reboller, (mec) rehervidor
 rebound clip, abrazadera de rebote, grapa
 recess, (a) relajo, caja, cajuela, rebajada; (v) rebajar
 reciprocal gradient, gradiente recíproco de temperatura
 reciprocating motion, movimiento alternativo
 reciprocating pump, bomba alternativa, bomba recíproca
 reclamation, regeneración, recuperación, aprovechamiento

reclaiming pipe, tubería de segunda mano, tubería usada
 reclaimment, reconstrucción de un pozo
 receding, acondicionar, rehabilitar
 receding water, reconcimiento, retrocesión preliminar
 record, registro, diario, anotación
 recording, (s) registro, (v) registrar
 — gauge, (sism) sismómetro registrado
 — truck, (sism) camión de instrumentos registradores
 seismic —, (A) sísmica aplicada, registro sísmográfico
 recovered acid, ácido recuperado o recuperado
 recovered oil, petróleo recuperado, aceite regenerado
 recovery, recobra, recuperación
 — primary oil —, producción primaria de petróleo, petróleo de primera extracción, (A) recuperación primaria
 — secondary oil —, petróleo de segunda extracción, extracción secundaria de petróleo, (A) recuperación secundaria
 recrystallization, recristalización
 rectangle, rectángulo
 rectification, (ref) fraccionación. Véase fractionation
 recumbent fold, pliegua yacente, pliegue acostado, pliegue recumbente
 recyle, (ref) repaso, reciclado
 — ratio, (U) relación de reciclado, relación de reposo
 recycling, (prod) recirculación de gas, extracción de petróleo livianos por recirculación de gas en el yacimiento
 (ref) repaso, (U) ref. reciclado
 red, rojo
 — bed, capa de arcilla roja
 — heat, calor rojo
 — lead, minio, albayalde rojo, (O) plomo rojo
 — oil, aceite neutro. Véase neutral oil
 — short hot, hierro quebradizo al rojo
 redistillation, redestilación, (A) desnillado
 reduce, reducir
 reduced crude, crudo reducido, crudo al cual se le han extraído fracciones volátiles hasta la kerosina. Véase topped crude
 reducer, reductor
 — concentric —, reductor concéntrico

eccentric —, reductor excéntrico
 tapered —, reductor cónico
 two stage pressure —, reductor de presión en dos etapas
 reducing (al crudo), (ref) reducción, destilación del crudo hasta extraer la kerosina
 — nipple, nipple o manguito de reducción, nipple reductor
 — still, alambique para destilación preliminar
 — tee, T de reducción
 valve, válvula de reducción
 reduction, reducción
 — gear, engranaje de reducción
 Redwood viscosimeter, viscosímetro Redwood
 reel, arriete, escollo, bajo
 barrier —, arriete de barra
 coral —, arriete coralígeno
 frising —, arriete costero. Véase shore reel
 shore —, arriete costero. Véase frising reel
 reel, tambor, carrete, torno, carrete, devanador. En Inglés, por lo general, se usa drum para designar el tambor principal del malacate, y reel para designar los carretes auxiliares
 — band or power driven —, carrete manual o mecánico
 — sand —, carrete de cucharas, carrete del cable de la cuchara
 reel, (v) pasar el cable por las poleas
 reeler, máquina esmeriladora
 reference fuel, combustible de norma combustible aprobado por el A.P.I.
 reference level, nivel de referencia
 reference station, estación de referencia
 refine, refinar, destilar
 refiner, refinador
 refinery, refinería, (A) destilería
 refining, (a) refinación, (v) la operación de refinar
 — agent, agente refinador, sustancia refinadora
 reflected wave, (geol) onda reflejada
 reflecting layer, (geol) capa de reflexión
 reflection, reflexión
 — dip, (geol) reflexión de horizonte inclinado, cácula de buzamiento por la reflexión

horizontal, (geol) horizonte de reflexión
 method, (geol) método de reflexión
 — point, (geol) punto de reflexión
 — rolls, (geol) perfiles de reflexión
 — spikes, (geol) disparos para registro de ondas reflejadas
 reflow, reflujo
 — condenser, condensador de reflujo
 — drum, tambor de reflujo
 — ratio, (ref) relación de reflujo
 valve, válvula de reflujo
 reforming, reformación. Véase cracking
 — thermal catalytic cracking y thermal cracking. Nótese que en Inglés, steam ing y reforming tienen connotaciones distintas. Se dice cracking cuando la materia prima de carga consiste de residuos pesados como los gasóleos (gas oils) y combustibles (fuel oils). Reforming se usa cuando la materia prima de carga son productos ligeros como las naftas y kerosinas. El proceso físico químico de descomposición y recombinación de las moléculas de hidrocarburos es idéntico en ambos casos.
 — furnace, horno de reformación
 retracted wave, (geol) onda retractada
 refraction, refracción
 — horizon, (geol) horizonte de refracción
 — method, (geol) método de refracción
 — profiles, (geol) perfiles de refracción
 — shooting, (geol) disparos para el registro de ondas refractadas
 double —, (geol) doble refracción
 refractive index, índice de refracción
 reactivity, reactividad
 refractometer, refractómetro
 refractory, refractario
 — cement, cemento refractario
 — stock, productos petrolíferos refractarios
 — wall, pared de material refractario
 refrigerant, refrigerante
 refringence, refringencia
 refringency, refringencia
 regenerated catalyst, catalizador regenerado
 — ratio
 regeneration, regeneración
 — of doctor solution, regeneración de la solución doctor
 regenerator, regenerador

region, región
 regional, regional
 — anomaly, anomalía regional
 — dip, buzamiento regional
 — disturbance, (geol) perturbaciones regionales
 — gradient, (geol) gradiente regional
 — metamorphism, (geol) metamorfismo regional
 — unconformity, (geol) discordancia regional
 registration, registro, matrícula
 regression, (geol) movimiento retrógrado, regresión
 regular socket slip, campana de pesca sencilla con aletas
 regulator, regulador
 back-pressure —, regulador de contra-presión
 fuel —, regulador de combustible
 pressure reducing —, regulador reductor de la presión
 test flame —, regulador de la llama de prueba
 Reid vapor pressure bomb, (lab) bomba Reid para medir la presión del vapor
 Reid vapor pressure bomb, immersion type, bomba de presión de vapor Reid, tipo de inmersión
 Reid vapor pressure test, método Reid para determinar la presión de vapor (de productos volátiles)
 reimbursement, (com) reembolso
 reinforced concrete, concreto reforzado; hormigón armado; cemento armado
 reinforcement, refuerzo
 rejuvenation, (geol) rejuvenecimiento
 relative humidity, humedad relativa
 relative viscosity, viscosidad relativa
 relay, disyuntor, relé
 release, (v) soltar, alinear, desembragar, desacoplar
 — couple, unión desprendible. Véase backstop joint
 releasing and circulating spear, (herr de pesca) arpón pescador desprendible y de circulación
 relog, refuerzos de las patas de la torre de perforación
 relic sea, mar antiguo
 relief, (s) (mec) relieve; (tombres) relevo; (presión) alivio
 — block, mapa topográfico
 — fitting, (mec) orificio de alivio
 — man, relevo, (V) carbón
 — port, (mec) orificio de escape
 — valve, válvula de alivio, válvula de desahogo, válvula de escape
 relining mandrel, mandril para revestir cilindros
 reluctance, (geol) reluctancia
 remanent, remanente
 remittance, (com) remesa, giro
 removable, reemplazable, removible
 — head, (cilindro) culata removible
 remover, disolvente
 renew, (v) renovar, remendar, rehacer; reanudar; (com) extender, prorrogar
 renewable, renovable
 renewal, renovación, renuevo; reanudación; (com) prórroga
 rent, (s) alquiler, renta; (v) alquilar, arrendar
 repair clamp, abrazaderas para reparar tuberías
 repair part, pieza de repuesto, pieza de recambio, repuesto
 respectability, (lab) repetición (diferencia entre el valor medio asignado y los resultados de varias pruebas efectuados por el mismo operario de laboratorio sin cambiar de aparato)
 repetition of beds, (geol) repetición de las capas
 replacement, reemplazo, sustitución, reposición; restitución
 report, (s) informe; (v) presentar un informe
 represent, representar
 representative, representante
 repressive overlap, oscilación regresiva
 repressuring, (v) restaurar la presión en un yacimiento; (s) restauración de la presión en un yacimiento, (A) re-presión
 reproducibility, (lab) reproducción (diferencia entre el valor medio asignado y los resultados de pruebas hechas por varios operarios en diferentes aparatos)
 resin still, olambrú para redestilación
 resin unit, unidad para redestilación. Véase resin plant

returning to coke, (ref) elaboración básica el coque residual
 resaturate, resaturar
 research, investigación
 resequent stream, arroyo resacante
 reserve, reserva
 reservoir, yacimiento petrolífero; depósito, estanque, represa
 — engineer, ingeniero de yacimiento; ingeniero especializado en el comportamiento de yacimientos petrolíferos
 — engineering, ingeniería de yacimientos; rama de la ingeniería que trata del comportamiento de los yacimientos petrolíferos
 — rock, estrato productivo; roca productiva
 all —, yacimiento petrolífero
 resharpen, resilar
 residual, residual
 — anomaly, anomalía residual
 — deposit, depósitos residuales, depósitos de residuos
 — oil, aceite residual
 residue bottoms, residuo
 residuum, residuo
 long —, (ref) residuo surtido; residuo que contiene todas las fracciones lubricantes de un crudo
 resilience, elasticidad, resalto, rebote
 resiliency, elasticidad
 resilient packing, empaquetadura elástica
 resin, resina
 resinous, resinoso
 resistance, resistencia
 resistivity, resistividad
 — methods, métodos de resistividad
 resolution, acuerdo, resolución
 — of forces, descomposición de fuerzas
 resonant circuit, circuito de resonancia
 respirator, máscara contra polvo, respirador
 rest, encastre, apoyo, soporte, base
 retored clay, arcilla restaurada, arcilla regenerada
 restoring force, (geol) fuerza compensadora o estabilizadora
 retail, al por menor, al detalle
 — dealer, detallista, (A) minorista
 retainer, flador, relén, seguro
 retainer production, parker, obturador de producción
 retaining wall, muro de sosten
 retard, atraso, retraso de la chispa o del encendido
 retardation, retraso, retardo
 retarded ignition, encendido atrasado
 retention, retención
 retinite, retinita
 retort, retorta
 retractable, retractable
 retroactive, retroactivo
 retrograde condensation, condensación retrograda
 retrograde, regresivo
 return bend, conexión en U, codo de 180°
 (U) curva de retorno
 return flame, llama de retorno
 return header, (for bend connection), doble cabeza del cierre capsular, conexión en "U". Véase return bend
 revamp, (v) (com) reformar, rehacer en parte
 reverberatory furnace, horno de reverbero
 reversal, inversión; buzamiento local en dirección contraria
 reverse, marcha atrás
 — circulation, circulación inversa
 — clutch, embrague de marcha atrás
 — gear, engranaje de marcha atrás
 reversed fault, falla inversa
 reversed profiles, (geol) perfiles completos de refracción; perfiles invertidos
 reversible, reversible
 — clutch, embrague reversible
 — ratchet wrench, llave reversible de trinquete
 reversing countershaft, eje de contramarcha
 reversing gear, engranaje inversor o de inversión de marcha
 reversing shaft, árbol de cambio de marcha
 reversing switch, interruptor de retroceso
 reversing transmission, transmisión de marcha atrás, transmisión de inversión, transmisión de contramarcha o retroceso
 revolted joint, junta romechada
 revolution, (geol) revolución; periodo completo de levantamiento de un sistema de montañas; movimiento en círculo completo; (mec) revolución

— counter, (meo) cuentavuelitas
 revolutions per minute (R.P.M.) revolucio-
 nes por minuto
 revolving beam, árbol giratorio
 revolving clamp, abrazadora giratoria
 revolving loan, letra al crédito, carta de crédito
 permanente
 rework, (v) reparar, rehacer
 Reynold's criterion, interpretación de Rey-
 nold
 rheostat, reóstato
 rhizelene, rizolina
 rhodochrosite, rodocrusita
 rhodolite, rodonita
 rhomboidal, rombohedro
 rhyolite, riolita
 ria, (geol) río
 rib, nervio, postaña, costilla
 ridge, (A) serranía, sierra, lomo de mon-
 taña, filo; (techo) cumbre, cabal-
 lete, lomería
 ribbed pipe, tubo rayado
 rift, (geol) hendidura, grieta, cuarteadura,
 (v) rajarse, agrietarse, cuartearse
 rig, perforadora; incluye la torre, el mala-
 cate, los motores, las bombas del
 lodo, el árbol de transmisión y de
 más equipo auxiliar; (V) el san-
 cocho, (V) cabria, (Col) taladro;
 (M) aparato de perforación, equipo
 de perforación
 — head, (herr de perc) parte de la
 maquinaria fuera del perímetro de
 la torre de perforación
 — brass, herraje de aparejo, herraje de
 cabria, herraje de perforadora
 — up, (v) instalar un equipo de perfora-
 ción, instalar una cabria
 rigging, (s) cabria, perforadora, equipo de
 perforación; (v) instalar la cabria,
 instalar la perforadora
 right angle, ángulo recto
 right knoll, falda con ángulo obliquo
 right hand drive, dirección a la derecha
 right hand thread, rosca derecha
 right-angle bend, encorvadura en ángulo
 recto
 right-key cable, cable de colchado o tren-
 zado a la derecha
 right-of-way, derecho a la vía, servidum-
 bre de paso
 rigidity, rigidez

rim mark, huellas de riachuelos
 rills, (geol) (A) cárcas, surcos
 rim, (s) (polea) corona, llanta; (auto) llanta
 aro
 ring, anillo, aro, argolla, vitola
 — baffle, desviador anular
 — gasket, anillo de guardación, empa-
 quetadura anular
 — gear, corona, corona dentada
 — hydrocarbon, hidrocarburo anular.
 Véase cyclic hydrocarbon. (Se refiere
 a la disposición de la estructura
 moleculas)
 — stand, (lab) soporte universal
 — tripod, (lab) trípodes
 apron —, (taque) fondo y primer anillo,
 fleje de fondo
 boomer seal —, anillo sellador del cas-
 quote
 junk —, anillo de retén, anillo de este-
 pas
 packing —, anillo empaquetador
 packing retainers —, anillo fijador de la
 empaquetadura
 piston —, aro del émbolo, aro de com-
 presión
 ram-rear seal —, aro de empaque de la
 parte posterior de un ariete
 snap —, aro de resorte
 steel —, aro de acero
 support —, (lab) anillo de soporte o de
 sostén
 threaded packing retainers —, anillo fi-
 jador rosca de la empaquetadura
 ring-worm corrosion, corrosión en forma
 de empeine
 ripper, rasgador, escarificador
 ripping chisel, cincel o formón dentado
 ripple mark, señal o marca de olas; arru-
 gas que el agua y el viento produ-
 cen en la arena
 riser, tuba de subida, tubo ascendente,
 tubo vertical, (A) caño de subida,
 (escaleras) contrahuella, contrapal-
 daño, contraescalón, contragrada
 (M) peralte. (Cuba) tabique, (Panamá)
 espejo
 risk, riesgo
 river, río
 — bank, ribera
 — bed, lecho, cauce de un río
 — clamp, (oleod) ancla de tubería, la-

te de tubería
 — freight, flote fluvial
 — system, sistema hidrográfico
 rivet, remache
 — plate, arandela
 — steel, hierro para remaches
 riveted steel tank, tanque de acero, rema-
 chado
 road, sendero; camino; carretera
 — maintain, conservadora de caminos
 — oil, aceite para caminos
 — patrol, patrulladora de caminos, auto-
 patrol
 roading, (oleod) avance; traslado hacia
 adelante del equipo a medida que
 progresa la obra de instalar una
 tubería
 roast, tostar; quemar, oxidar
 rock, roca, piedra
 — arch, (geol) portal
 — a well, activar el pozo; abrir y ce-
 rrar el pozo intermitentemente para
 aumentar la presión
 — bit, barena para roca
 — pressure, (geol) presión de roca
 — salt, sal gema
 — shaft, eje oscilante
 — wool, lana de roca, lana pétreo
 abyssal —, rocas abisales, rocas plutó-
 nicas. Véase plutonic rock
 adjoining —, rocas vecinas. Véase coun-
 try rock and wall rock
 apitic —, apita
 aschelite —, roca asquistica. (A) asquistito
 basic —, (A) basitas
 cap —, (geol) cresta de domo solino;
 capa de anhidrita cristalina que
 cubre la cima de un lomo solino
 classic —, roca clásica
 country —, rocas vecinas. Véase wall
 rock, and adjoining rock
 diachitic —, diasquistito
 dike —, roca filoniana
 extrusive —, rocas superficiales, rocas
 extrusivas
 intrusive —, roca intrusiva
 mesosilicic —, rocas mesosilíceas, rocas
 intermedias
 metigneous —, rocas metágneas
 metamorphic —, rocas metamórficas
 metasedimentary —, rocas metasedimen-
 tarias

parent —, roca madre
 plutonic —, rocas plutónicas, rocas abis-
 sales. Véase abyssal rocks
 rock-salt, sal gema
 rocker, (meo) balancín, ojo oscilante, brazo
 oscilante
 — arm, balancín, brazo o palanca os-
 cilante; balancín de válvulas
 — lever, palanca oscilante, balancín
 Rockwell hardness machine, máquina
 Rockwell que indica la dureza de
 metales
 rod, (s) (acero) varilla, barra; (maq) vá-
 stago, varilla; (agrim) mira de carre-
 tera, alon de mira
 — anchor, ancla para varilla
 — hanger, barra de suspensión
 — pump, bomba de vástago, bomba de
 varillas
 — string, sorte de varillas, serie de
 varillas
 — whip, sacudidas de las varillas de
 tracción
 connecting —, biela, barra de conexión
 piston —, vástago del émbolo
 polished —, (per) (A) barra de sección
 cuadrada
 pony —, vástago pulido. Véase pol-
 ished rod
 pull —, varilla de tracción
 sucker —, (bombeo) (A) varilla de bom-
 beo, varilla de succión
 tie —, tirante. Véase tie rod
 trus —, tirante. Véase tie rod
 rod hanger clamp, abrazadora de la parte
 de suspensión
 rod-line counterbalance, contrapeso para
 varillas de tracción
 rod-line hook-off assembly, juego de acc-
 sorios para desconectar varillas. Sinó-
 nimo de rod line knock-off assembly
 rod-line pump, bomba conectada a varillas
 de tracción
 roddle, (cables) garras
 rodman, (agrim) portamira
 roll, (v) laminar, arrollar
 — over, scraper, trilla volcadora de
 arrastre
 — up, curula, cortina enrollada
 — welding, soldadura a giratura, mé-
 todo por el cual se da vuelta a
 tubo a medida que se suelda

— earthquake, temblor a poca profundidad, temblor local
 — hole, perforación de poca profundidad, pozo somero
 — split dome, domo salino achatado, cúpula salina achatada
 — well, pozo somero, pozo poco profundo
 ababy, luitico
 abank, (a) (barrena) manga, cuerpo, perla-barrena, espiga, (Ch) culotín, (remache) fuste, cuerpo, vástago, (A) caña, (V) pata; (llave) cañón, (A) caña; (sierra) media luna, (v) (barrena) espiguar
 pta —, cuerpo de pasador, fuste de pasador
 abzupes, alijar, amolar
 abatter, romper en pedazos
 aboar, (a) corte, cizallamiento, esfuerzo cortante; lijera, cizalla, (A) guillotina; (v) cizallar, recortar
 — pla, perno rompible de seguridad
 — stress, esfuerzo cortante, esfuerzo cizallante
 — zone, (geol) zona de deslizamiento cortante
 abear-secondary waves, ondas transversales secundarias. Véase transverse secondary waves
 abear-relief valve, válvula de descarga con pasador rompible
 abearing, (geol) deslizamiento cortante
 — strength, resistencia al corte, resistencia al cizallamiento
 — stress, esfuerzo cortante, cizallamiento, cortadura
 abave, soldada, polea
 — bracket, mánula de garrucha
 — pla, pasador de la soldada
 abest, (geol) capa, estrato; (acero) chapa, plancha, lámina, (v) forrar
 — iron, hierro laminado, lámina de hierro, chapas de hierro, palastro
 — lead, lámina de plomo, plomo laminado, plomo en láminas
 — metal, metal laminado, chapa de metal, chapa metálica
 — packing, empaque con láminas; empaque laminado
 abell, amoguel, (geol) coma de roca, plataforma epicontinental

continental —, plataforma epicontinental. Véase schell
 abell, concha; (mec) casco; (nub) casco, pared; (cal) cuerpo, casco, cilindro, (motor) cuerpo, capó; (geol) (A) capa, (zool) (de un molusco) (A) valva
 — rock, roca de concha
 — still, alambique acorazado, glambi, que de corazo
 abellac, goma laca
 abield, (eloc) pantalla; (geol) núcleo, escudo; (v) proteger
 — face —, (sol) careta de mano
 abilidad, blindado, protegido
 abilt, (geol) (A) salto horizontal, (A) rechazo horizontal, desliz horizontal
 — of a fault, desviación de una falla
 abiltor fork, horquilla de cambio de velocidades
 abiltor shaft, eje de cambio de velocidades
 abiltor gauge, calibrador, gramil
 abiltor shaft, (mec) árbol de cambio de velocidades
 abima stock, (mec) material para láminas de calzar
 abima, (mec) planchas de relleno, (V) suplemento, láminas de calzar
 abipment, embarque, despacho
 abool, banco de arena
 abook, sacudida; choque; golpe; temblor
 — absorber, amortiguador; absorbecho-que
 aboo, zapata, calzo; (tren) zapata; (oruga) zapata; (auto) llanta, cubierta; (ferrocarril) patín
 abooling —, zapata de la tubería de revestimiento
 aboat float —, zapata de flotación para cementar
 aboat guide —, zapata guía para cementar
 aboat balance —, zapata de contrapeso
 aboat —, zapata de hincar
 aboating —, zapata fresadora
 aboating sands, (geol) cordones estratigráficos; cintas estratigráficas de arena; formaciones de arena en forma de cintas angostas, serpenteadas y largas en que a veces se encuentra el petróleo
 aboatite, shonkinita; tipo de roca ígnea negra y granulada. Nombre derivado

de la palabra india "Shonkin"
 abooter, (sism) disparador, dinamómetro
 abooting, terpedocimiento o dinamitación
 — a well, terpedocimiento o dinamitación de un pozo
 — box, (sism) detonador
 — cable, alambre de disparo
 — program, (sism) proyecto o plan de disparos para estudios sismográficos
 — system, (sism) método de disponer los disparos, con respecto a los instrumentos sismográficos
 — truck, camión de disparo
 abup-dip —, serie de disparos bujantente arriba
 abup-perforated pipe, tubo perforado en el taller
 abure, orilla, (mar) litoral, costa, playa
 — line, línea costanera
 — line deposition, (geol) sedimentación playera
 aburt, corto
 — residum, residuo corto; petróleo crudo reducido que contiene una alta proporción de materiales ligeros con puntos alto y mediano de ebullición
 — strike drilling jars, percutores de carrera corta
 aburning switch, interruptor de corto circuito
 abut, (sism) disparo; (perf) voladura
 — break, (sism) instante de la explosión
 — depth, (sism) profundidad de la explosión
 — down dip, (sism) observación pendiente abajo
 — fan, (sism) método de abanico. Véase shot spread
 — hole, (sism) hoyo o pozo de la explosión
 — hole correction, corrección por la profundidad de la explosión
 — hole disturbance, perturbación ocasionada por la explosión
 — hole drill, barrena para perforación de disparo
 — instant, instante de la explosión
 — line, (sism) alambre de disparo, alambre disparador
 — moment, (geol) instante de la explosión. Véase shot instant
 — moment line, (sism) alambre transmisor del instante de explosión

— point, punto de la explosión
 — up dip, observación pendiente arriba
 abut-detector distance, distancia del detector; distancia a que se coloca el detector de la descarga
 aboulders, (mec) (carpiolaria) resalto, espaldón; (carmines) (V) hombillo, (M) accotamiento, (M) banquina (sol) hombro
 aboulder-boring tool, (sub) herramienta alisadora de bordes
 abovel, pala
 D handle round point —, pala redonda de mango de asa
 D handle square point —, pala cuadrada de mango de asa
 long handle round point —, pala redonda de mango largo
 long handle square point —, pala cuadrada de mango largo
 abow, alil, impregnaciones de petróleo, vestigios de hidrocarburos, rastros de petróleo, indicios de petróleo
 abower, chubasco, choparrón, lluvia, (A) turbión
 abrak, (v) contraer-se, acortarse
 — thread drill pipe, tubería de perforación para enroscar en caliente
 — thread tool joint, unión de tubería vástago con encaje en caliente
 abrinking, (geol) contracción. Véase contraction
 abround, cubierta, anillo de refuerzo de una rueda dentada
 abruak on tool joint, unión de tubería vástago encajada en caliente
 abrut, cerrado, (maq) parado
 — down, (a) cerrar; (v) parar, paralizar; (a) cerrado, parado
 — in pressure, presión encofrada, presión hermética
 — off valve, válvula de paso
 abut-down device, dispositivo de paro
 abutter, persiana, obturador
 — and test flame control knob, (lab) botón de control para el obturador y la llama de prueba
 abial, (geol) sial
 abigata, siciliano
 abickle bend, doblar
 abide, lado, costado, flanco; (plancha) cruz; (río) margen
 — bumper, par-pelpos reguladores o

laterales
 — channel larguero canalado
 — elevación, vista lateral, elevación lateral
 — lamp, toral lateral
 — piece, montante, costado
 — rail, larguero
 — ramp, (perf a perc) mediacaña escariadora. Se usa para raspar y limpiar las paredes del hoyo alrededor de los herramientas de perforación cuando éstas se encallan
 side-chain hydrocarbon, (quim) hidrocarburo de enlace de cadena lateral
 side-cut stream, (ref) derivado lateral, derivado intermedio; productos extraídos de la torre de fraccionación a varios niveles por medio de tubos laterales; (U) corte lateral
 side-inlet T, T con toma auxiliar lateral
 side-outlet T, T con salida lateral
 side-to-side pans, (torres de fraccionación) desviadores horizontales alternos escalonados. Véase offset horizontal baffles
 side-wall sampler, socamuestras de pared
 siderite, siderita
 sidetracking, (perf) desviación del hoyo
 — tool, herramienta para desviar, herramienta desviadora
 sight draft, giro a la vista
 sight-feed lubricator, lubricador visible, lubricador transparente; cuentagotas de engrase visible, (A) lubricador de gota visible
 sigillarita, sigillarita
 silica, sílice
 silicate, silicato
 siliceous, silíceo
 — oxides, óxidos silíceos
 — staker, incrustación de sílice
 silicon, silicio
 sill, (torre) durmiente, solera inferior; (geol) capa horizontal
 sillimanite, sillimanita
 silt, cieno, limo
 siltstone, limolita; cieno petrificado
 silty, limoso
 Silurians, siluriano, silúrico
 silver, plata
 — alloys, nitros de plata
 similar folds, pliegues semejantes

simplex, simplex, simple, sencilla
 single beam tension balance, balanza de torsión de un solo brazo
 single cylinder, monocilíndrico
 single drum unit, tambor sencillo
 single duty, función sencilla
 single paddle stirrer, agitador con una sola paleta
 single plate clutch, embrague de plato único
 single shell asbestos filled gasket, empaquetadura con coraza rellena de asbestos
 single-acting pump, bomba de acción simple
 single-end heater, calentador con fuego por un solo lado
 sink, (v) hundir, (geol) (A) dolina. Véase dolina
 — funnel, (geol) fosa de hundimiento en forma de embudo
 — hole, fosa causada por un hundimiento; sumidero; hueco
 sinker bar, (perf) barra de peso, barra de lastre. Esta barra se usa como plomada para aumentar el peso sobre las herramientas de perforación
 sinter, toba; incrustación
 — deposits, (geol) (A) goteras calcáreas; estalagmitas y estalactitas
 sintered glass plate, vidrio poroso
 synthesis, síntesis
 siphon, silón
 — bleeder, silón de purga
 skeleton, esqueleto
 sketch, dibujo
 skew, oblicuo, sesgado, torcido
 — bevel, rueda hiperbólica
 skid, (s) patín, polín; (v) rodar, arrastrar; (auto) patinar
 — hoist, grúa con montaje en patín
 skillet, crisol para acero
 skim, (v) (tr.) desnatar
 skimming, (ref) desnatación, desnatada; destilación primaria inicial
 skin effect, (elec) efecto superficial
 skirt, placa delantal
 slab, laja
 slack, (s) (cable) seno; (carbón) ciego, carbón menuda; (tub) serpiente; tendido ondulante de la tubería para compensar el efecto de la expansión

sign y contracción (v) aflojar, amollar
 — wax, parafina cruda, parafina bruta
 — holder, sujetador de table aflojable
 slag, escoria
 slate, pizarra
 slaty, (geol) esquistoso, apizotado
 — cleavage, (geol) (A) esquistosidad transversal; (minas) clavaje
 sledge hammer, almádena mandarina, macho
 sleeve, manguito, camisa, casquillo
 — expansion joint, junta con abrazadera o manguito de expansión
 slickensides, (geol) (A) espejos de fricción, deslizamientos brillosos, superficies de deslizamiento
 slide bar, guía
 slide gauge, calibre deslizable, pies de rey
 slide rule, regla de cálculos
 slide valve, válvula de corredera, válvula de distribución
 sliding clutch, embrague corredizo
 sliding gear, engranaje corredizo
 sliding seat, asiento corredizo
 slim-hole rig, equipo para perforaciones de diámetro reducido
 slim-hole rotary drilling rig, equipo de perforación para hoyos de diámetro reducido
 sling, eslinga; faja de lana para sostener la tubería al extremo del cable del tractor; (v) eslingar, enbragar
 — psychrometer, psicrómetro giratorio
 slip, (geol) deslizamiento; (tierra) derrumbe; (correa) deslizamiento; (bomba) escape; (mot) deslizamiento; (v) resbalar, patinar, deslizarse; desprenderse
 — bowl, tazon de cuñas
 — inserts, segmentos dentados de las cuñas
 — liner, placa de cuña
 — marks, marcas o ranuras labradas por las cuñas de agarre
 — socket, pescamonjas de enchufe; campana de pesca con cuñas, (V) pescador de cuña
 — type elevators, elevadores tipo cuña
 slip-crushed pipe, tubo abollado por el uso impropio de las cuñas de agarre

slip-joint casing, junta flexible; junta de enchufe acompañado
 slip-ring motor, motor de anillos conductores, motor de inducido devanado, motor de anillos rozantes
 slips, (perf) cuñas
 slippage, (corru) resbalamiento; (mec) pérdida; (contador) gasto no medido
 slit, hendidura, ranura; (v) rozar, hendar, tajar; ranurar
 sloop, (oleod) mezcla de contacto; mezcla en el punto de unión de dos productos que se transportan sucesivamente por el mismo conducto
 slope, (s) cuesta, pendiente; (caminos) talud, declive; (cerca) ladera, falda, vertiente; (geol) falda, terreno en declive, (A) abajadero (A) rampa; (v) ataludar; inclinar
 — wash, lavaduras de falda
 slotted, ranurado
 slough, (s) derrumbe, desprendimiento; (v) derrumbarse, desprenderse, deslizarse
 sludge, cieno, barro, heces, lodo; sedimento; (min) fango mineral
 — acid, ácido sulfúrico o lodoso
 — conversion process, refinación de residuo de petróleo
 — disposal process, sistema para desquite del cieno
 slue, (v) girar sobre un punto o eje
 sluice, (s) esclusa; (mineralogía) limpiadora; (v) mover con corriente de agua
 — gate valve, válvula esclusa, válvula de desagüe; válvula de compuerta
 slump, (s) derrumbe, avalancha; (v) derrumbarse
 — test, prueba de asentamiento
 slurry, mezcla aguada; emulsión gelatinosa de agua y barro, u otro material pulverizado; (V) papilla, (V) majarete
 slush, barro, lodo
 — pit, foso del lodo de perforación
 — pump, bomba para barro de circulación; bomba de inyección de lodo
 — pump manifold, tubo múltiple de la bomba del lodo
 — pump rod packing, empaquetadura del pistón de la bomba de lodo
 slushlag oil, aceite para bañar piezas recién freadas a fin de preservarlas contra la oxidación

— *smaltite, esmalta*
fusion, fundición, fusión
pot. crisol, cazo de fundir
smaltite, esmalta
smoke, humo
— broaching, fragante, humero
— point, punto de humo
— stack, chimenea
smokebox, (col) caja de humos
smokeless powder, pólvora sin humo
smoky quartz, cuarzo ahumado
smoothed curve, curva compensada
smuggled goods, mercancía de contrabando
— do
snare head, bozador
snare lock, carraduta de resorte, retén
snatch block, soldama de maniobra, pasaca (V) motón de combinación
snaps, lloras de bojalatero
snare planation, nieve penitente
snare capped mountain, nevado, ventisquero
snare
snareform, nevada, tormenta de nieve, nevaska
snubber, (s) (perf) insertador de tubería contra presión; (mec) tambor de freno; (auto) amortiguador
snuffer, extinguidor
snaker, (ref) cámara de reacción. Véase reaction chamber
snaking time, (ref) tiempo de reacción
snare solution, solución de jabón (A) solución jabonosa
socket (s) (mec) casquillo, rangua, cubo; (elec) tomacorriente, enchufe, receptáculo; (tub de perf) enchufe, pescatubo, pescabarrera
— bowl, casco de encastró, taza de enchufe
— chisel, escopio, formón
— knot, articulación esférica
— wrench, llave de boca tubular, llave de tubo
— wrench set, juego de llaves de cubo
— well —, enchufe de campana provisto de cuñas dentadas
soak pit —, (herr de pesca) enchufe ahorrillado
soak soda, soda, bicarbonato
soak, carbonato de sodio calcinado, ceniza de soda
soak, sodalita

sodium, sodio
— carbonate, carbonato sódico
— plumbite, sodio plúmbico
— sulphate, sulfato de sodio
sodium-silicate mud, barro con silicato de sodio
soft, blando, dulce, maleable, dúctil, flexible
— plug, tapón fundible de seguridad. Véase fusible plug
— steel, acero dulce
softening, descarbonización del acero
— point, punto de reblandecimiento
soil, terreno, suelo, tierra
— analysis, análisis de tierras
— gas analysis, análisis del gas del suelo
— reactivity, reactividad de la tierra
— stress, fuerza de adherencia; la fuerza con que el terreno se adhiere a la capa protectora de la tubería hasta desprenderla
sol, sol; unidad monetaria del Perú, equivalente a 0.1538 de dólar
solder, (v) soldar; (s) soldadura
soldered joint, junta soldada
soldering, soldadura
— copper, soldador de cobre
— iron, soldador, cautín, hierro de soldar
sole, (geol) (A) yacente, muro, (A) subestrato
solenoid switch, interruptor de solenoide, cortacircuito de solenoide
solid, sólido
— catalyst, catalizador sólido
— injection, inyección sin aire, (A) inyección sólida
— phosphoric acid catalyst, catalizador sólido de ácido fosfórico
solid-liquid equilibrium, equilibrio entre sólido y líquido
solidification, solidificación
solifluction, soliflucción
solubility, solubilidad
— curve, curva de solubilidad
soluble, soluble
— oil, aceite diluible en agua
soluna, (s) soluto
solution, solución
— sump, colector de solución
least square —, solución a mínimos cuadrados

solvent, solvente, disolvente
— neutral, solvente neutro
— treated, tratado con un solvente
sonograph, sonógrafo
soot, hollín
soot, selección, escape
sound camper, sonda, amortiguador de ruido, silenciador
sound ways, orla sonora
soot cruda, petróleo crudo sulfuroso (A) crudo negro
source rocks, rocas productivas de petróleo; rocas petrolíferas
south, sur
— by west, sur hacia el sudoeste (S $\frac{1}{2}$ al S E)
— of east, sur hacia el sudeste (S $\frac{1}{4}$ al S E)
— southeast, sureste (S S E)
— southwest, suroeste (S S O)
southeast, sudeste (S E), sur-oriente
— by east, sudeste cuarta al este (S E $\frac{1}{4}$ al E)
— by south, sudeste cuarta al sur (S E $\frac{1}{4}$ S)
southwest, sudoeste (S O)
— by west, sudoeste cuarta al oeste (S O $\frac{1}{4}$ al O)
— by south, sudoeste cuarta al sur (S O $\frac{1}{4}$ al S)
spacer, espaciador
spacing, espaciado
spade, pala, garlancha; azada, azodón
D handling ditching —, pala zanjadora de mango de csa
drain —, pala lengua de buay
spall, (s) laja, astilla de piedra, lasca, (V) escalla, astilladura; (v) astillarse, descancharse, descastrarse
spon, (s) luz, claro, ojo; trama; (v) salvar, franquear
— of wrench jaw, abertura de la boca de una llave inglesa
spanner, véase wrench
spare parts, repuestos, piezas de repuesto
spark, chispa
— advance, avance de la chispa
— arrester, arrestador de chispas, (U) chispero
— coil, bobina de chispa
— gap, abertura de chispa
— lever, palanca de la chispa

— plug, bujía
— plug (test), probador de bujías
spectula, espátula
spear, (herr de pesca) arpón, pescador de gancho de cable
— bulldog —, cangrejo pescador
— canter —, (herr de pesca) pescador de gancho
— trip —, (herr de pesca) pescador de cuña para tubo
species, especies
specific gravity, gravedad específica, densidad específica
specific heat, calor específico
specific resistance, resistencia específica
specification, especificación
specifications, A. P. I., especificación de acuerdo con las reglas del A. P. I.
specimen, muestra; ejemplar; espécimen
speck, mancha, mota
spectrometric, espectrométrico
spectroscope, espectroscopio
spectrum, espectro
speed, velocidad
— change gear, engranaje de cambio de marcha
— indicator, indicador de velocidad, velocímetro, taquímetro
— layer, (cec) capa de velocidad
— recorder, taquímetro
— reducing gear, engranaje reductor de velocidad
speed-reduction unit, caja de engranajes de cambio. Véase gear box
speedometer, velocímetro
spelom, cavernoso
spent catalyst, catalizador usado
spent clay slurry, mezcla de barro agudo ya usado
spessartite, espessartita
sphere, esfera
spherical, esférico
spheroid, esferoide
spherometer, esferómetro
spherulites, esferulitas
spider, araña; cubo de garras; (rueda) cruceta
— and slip, anillo y cuña de suspensión
casing landing —, araña contradora de la tubería de revestimiento
spigot, espía, grifo

spike, espiga, clavo largo
 spill, clavija, broca; derramamiento, rebocamiento
 spin, hacer girar, girar sin avanzar
 spindle, muñón, gorrón, vástago, broca
 — oil, aceite para husillos
 spiral, espiral
 spinning cathode, (perf) torno auxiliar de entrosque y desenrosque
 spinning line, cable de entrosque y desenrosque tubería
 S-P Interval, (geol) intervalo entre las ondas
 spiral, espiral
 — bevel gear, engranaje cónico-helicoidal
 — gear, engranaje helicoidal
 — pipe, tubo soldado en espiral
 — tear, rotura espiral
 spiral-welded casing, tubería de costura espiral
 spiral-welded pipe, tubo soldado en espiral
 spirifer, espirífero
 spirit level, nivel de burbuja
 split, (s) (geol) lengua de tierra o arena unida a la costa
 splash lubrication, lubricación por salpicado
 splatter loss, (sol) pérdida por salpicadura
 splice, empalme, ajuste de cabos de cable, empalme de un cable
 splicing tool, herramienta de empalmar
 spline, ranura, estria
 split, (s) hendidura, cuarteadura, raja, resquebraje; (átomo) desintegración, escisión; (v) hender, rajar, cuartear, resquebrar; hundirse, rajarse, resquebrarse; (átomo) desintegrar
 — bearing, cojinete bipartido; cojinete en dos mitades
 — pin, chaveta hendida, pasador de alfiler
 — ring, aro partido, aro en dos mitades
 — setup, arreglo disperso; (geol) arreglo o disposición de instrumentos alimétricos de manera que el punto de observación quede equidistante de grupos de detectores dispuestos simétricamente
 — shaft, eje partido
 — spider, araña partida
 splitter, (tub) rajatubos
 casing — (herr de pesca) rajatubos
 sporumene, esporumen

spoke, rayo de rueda, cabilla
 sponge, esponja, espículas de esponja, poros de esponja
 spongy, goliote, tubo, conducto
 spontaneous combustion, combustión espontánea
 spontaneous polarization, polarización espontánea
 spool, (s) tambor, carrete, carretel; (brida) cuello; (v) enrollar, enrollar, devanar
 spooler, guía que distribuye uniformemente el cable al enrollarse éste en el tambor
 spot correlation, (geol) correlación discontinua
 spot welding, soldadura por puntos
 spotted, (geol) (A) noduloso
 spray, (s) rociada, rocío; (v) rociar, regar
 — gun, pistola pulverizadora
 — nozzle, boquilla de rociar, pico rociador, surtidor, pitón atomizador
 sprayer, (pintura) pulverizador, pistola pulverizadora; rociador
 paint —, pulverizador de pintar, pistola de pintar
 spread, distribución
 spread man, (oleod) jefe de cuadrilla
 spreader, (armazón) viga de separación, travesaño, tornapunta
 spring, (s) (mec) resorte, muelle; (laminado) balista; elasticidad, flexión; (agua) manantial, fuente, ojo de agua, veyero; (estación) primavera
 — steel, acero para balistas, acero de resortes
 — washer, arandela de presión, arandela de resorte
 assure —, (geol) manantial de falla
 hot —, (geol) manantial termal, (A) fuente termal
 sprocket, rueda dentada, rueda de cadena, corona dentada, (C) catalina
 — chain, cadena para engranaje
 — wheel, rueda dentada
 drive —, rueda matriz dentada
 spud, (v) (perf) iniciar la perforación de un pozo
 spudder, perforadora inicial, barrena preliminar
 — arm, balanceo tiracable para la barrena inicial
 spudding bar, balancía de perforadora

inicial
 spudding bit, barrena tipo escople para perforación inicial
 spudding machine, equipo para perforación inicial
 spudding shoe, corredera para el cable de perforadora inicial
 spur, trepadera, escalador; (geol) contrafuerte, estribación; (carpintería) puntal, cédal, tornapunta; (ferrocarril) desvío
 — gear, engranaje recto o de dientes rectos
 squab, cojin, almohadón
 square, (comp) escuadra, carabón; (mat) cuadrado, segunda potencia
 — centimeter, centímetro cuadrado [cm²]
 — inch [sq. in.], pulgada cuadrada
 squeak, chirrido, rechinar
 squeeze cementing, inyección de cemento, cementación forzada
 squeeze job, inyección de cemento en la formación geológica
 squeezed cement, cemento a presión
 squib, cartucho de nitroglicerina, (V) bomba; (pirócnica) tronador, cohete, cartetilla
 squirrel cage, (elec) rotor o inducido de jaula; rotor en circuito corto
 stab, (tub) (v) contrar; encentrar dos tubos para conectarlos a rosca
 stabbing, conectar tubos roscados
 stability, estabilidad
 stabilize, estabilizar
 stabilizer, estabilizador
 preliminary charge — (ref) torre de destilación primaria preliminar, estabilizador preliminar. Véase pre-flash tower
 stabilizing column, torre estabilizadora, torre de fraccionación. Véase fractionating column
 stack, (s) montón pila; (geol) (A) escollo de erosión, (A) peñasco, columna; (cal) chimenea; (v) amontonar, apilar, hacinar
 — blower, insuflador de chimenea
 — draft, tiro de chimenea
 gas —, colector de gas
 integral —, chimenea entera, chimenea integral
 stand, (estadio, taquímetro

— set, arco taquímetro
 — cross wire, hilos de estadio, alambres estadimétricos
 — hairs, alambres estadimétricos, hilos de estadio
 — rod, mira taquíométrica
 stage, etapa
 stage-casting equipment, equipo para cementación por etapas
 staggered, al trebolillo, en zigzag, salteado
 stain, (s) mancha; (v) teñir
 stainless steel, acero inoxidable
 stairs, escalera
 stairway, escalata
 stalactite, estalactita
 stalagmite, estalagmita
 stalk, tramo; sección de tubería compuesta de varias juntas
 stall, (s) pesobre; (mina) cámara; (v) (maq) parar, ahogar, atascar, pararse, ahogarse, atascarse
 stamping die, matriz de estampa, estampa
 stand, soporte, pie
 — of pipe, haz de tubería en pie, (A) conjunto de cañería en pie
 standard, (s) patrón, norma, modelo; (a) de norma, de tipo corriente, de tipo patrón, standard, estándar
 — gauge, plantilla normal
 — price, precio normal, precio corriente
 — rig, (perf) equipo de perforación a percusión
 standard-rig frame, herraje para torre de perforación a percusión
 standardization, estandarización; normalización; unificación
 standardize, uniformar, estandarizar
 standing pressure, (perf y prod) presión sostenida
 standing valve, válvula fija, (V) válvula de abajo, (V) pono
 standing valve cage, cámara de válvula fija
 standpipe, tubo vertical, bajante; (hid) depósito regulador, columna reguladora; (perf) tubo de la manguera
 (A) consoporte de manguera
 staple, anilla, grampa, argolla; (v) engrapar
 star, estrella
 — bit, herraje de cruz

starch indicator solution, solución de almidón para indicador
 start, (v) (maq) poner en marcha, echar a andar, arrancar
 starter, motor de arranque; mecanismo de arranque, iniciador, prendedor, arrancador
 starting crank, manivela de arranque
 starting gear, engranaje de primera velocidad, engranaje de arranque
 starting motor, motor de arranque
 static, estática
 — bottom hole pressure, presión estática de fondo
 — metamorphism, metamorfismo estático
 station, estación
 — pumping —, estación de bombas
 stationary, estacionario, fijo
 — tube sheet placa portatubos fija, placa tubular fija, (U) placa de tubos fija
 statistics, estadística
 stator, estator
 — slots, ranuras de estator
 staurolite, estaurolita
 stove, estufa
 stay, estabilidad, soporte, fiador, apoyo, trinquete, nervio, canarre
 staybolt, tornillo de separación y refuerzo, tornillo de fijación
 steady mass, masa inerte
 steam, vapor
 — and oil separator, separador de aceite y vapor
 — boiler, caldera de vapor
 — condenser, condensador de vapor
 — distillation, destilación a vapor
 — drain, purgador de vapor, desaguador de vapor
 — emulsion test, prueba de emulsificación a vapor. Véase S. E. number y demulsification test
 — engine, máquina de vapor
 — hammer, martinete a vapor, (M) pilón a vapor, (A) maza de vapor
 — hose, manguera para vapor
 — line, tubería de vapor
 — manifold, múltiple para distribución de vapor
 — mixing, mezclar al vapor
 — scrubber, interceptor de agua, sepa-

rador de agua, atrapadora de agua
 (U) trampa de vapor. Véase steam trap
 — trap, interceptor de agua, separador de agua, atrapadora de agua, (U) trampa de vapor. Véase steam scrubber
 — stripping, destilación al vapor
 — turbine, turbina de vapor
 — superheated —, vapor recalentado
 steam-jacketed valve, válvula con camisa de vapor
 steamjet blower, emisor de chorro de vapor, (U) puntero de vapor
 steamjet ejector, inyector de vapor para eliminar gases
 steamjet pump, bomba inyectora de chorro de vapor
 steam-pressure gage, indicador de presión del vapor
 steel, acero
 — building, edificio de estructura de acero
 — channel, pieza de acero en U
 — clad, acorazado, cubierto o revestido de acero
 — line measurement [S.L.M.], medida con hilo de alambre
 — pig, lupia de acero
 — sheet, plancha de acero, lámina de acero
 steep, empinado
 — dip, buzamiento empinado
 — face, (geol) abismo, despeñadero. Véase abyss
 steering, dirección, gobierno
 stem, (s) vástago; barra maestra, varilla; (v) detener, contener, (veladura) atacar
 — straightener, enderezador de vástago
 step, (s) paso; (escalera) escalón, peldaño; (auto) estribo; (mec) quicionera, ran-
 qua; (núcl) carlinga; (geol) escalón, escala; (v) medir a pasos; escalonar
 — faults, fallas escalonadas. Véase distributive fault
 step-down, (s) reducción; (v) reducir
 stilbite, estibita; antimonita
 sticker, (tub) barra abreviadas, barra llave
 stiff-neck socket, portacable fija; enchufe sólido para cable, enchufe rígido

still, alambique, destilería, destiladora
 asphalt —, alambique de asfalto
 coke —, alambique de coque
 pipe —, alambique de tubos
 stillite, estibita
 stillman, alambiquero; el hombre que atiende el alambique; (U) loquista
 stinger, (obturador) aguilón, espolon
 stipulation, estipulación
 stirrer, agitador
 stirring speed, velocidad de agitación
 stirrup, estribo
 stock, (s) (herr) terraja, tarraja; (materiales) existencias, materia prima, (v) tener en existencia, almacenar
 — and dies, terraja y dados
 base —, (ref) material base, material de base
 recycle —, (ref) petróleo de repaso, carga de repaso, carga de reciclado
 stone, piedra
 — pumice —, piedra pómez
 stop, (s) (mec) tope, limitador, parador; (ferrocarril) parada; (puerto) tope; (v) parar, detener; pararse, detenerse; tapar, obstruir
 — watch, reloj de segundos muertos
 stop-check valve, válvula de cierre
 stopcock, llave de paso, llave de cierre
 stopper, tapón, tapadero
 stopple, tapón
 storage, almacenamiento; (com) almacenaje
 — battery, (elec) batería de acumuladores; acumulador
 — bin, depósito de almacenamiento, ar-
 cén, tolva
 store,com, almacén, bodega, depósito. Véase warehouse
 stove oil, combustible para estufas, combustible para cocinas
 stove pipe, tubo de estufa
 stove piping, (oleod) soldadura de tubería junta a junta, soldadura a estilo de tubo de estufa
 straight, recto, derecho, en línea
 straight-chain hydrocarbon, (quím) hidrocarburo de enlace, hidrocarburo de cadena recta
 straight-run distillate, destilado de destilación a presión atmosférica, destilado íntegro

straight-run gasoline, gasolina destilada a presión atmosférica, gasolina íntegra
 straightener, enderezadora, enderezador
 stroke, (fis) esfuerzo interno, reacción al esfuerzo aplicada, efecto del esfuerzo aplicado; deformación, (geol) (A) strain
 — gage, medidor de deformación
 strainer, colador, filtro
 — body, caja del colador
 — screen, hoja del colador
 strange, (geol) alóctono. Véase allocthous
 strap, (s) correa; (acero) barra chata, so-
 lera, llanta; (tracción) guarnición; ban-
 da
 strata, estratos, lechos, capas
 stratification, estratificación
 stratify, estratificar
 stratigraphic column, columna estratigrá-
 fica
 stratigraphic columnar section, columna estratigráfica
 stratigraphic correlation, correlación es-
 tratigráfica
 stratigraphic interval, intervalo estrati-
 gráfico
 stratigraphic sequence, orden estratigráfico
 stratigraphic test perforación para prueba estratigráfica
 stratigraphic trap, trampa estratigráfica
 stratigraphy, estratigrafía
 stratum, estrato, lecho, capa
 stray sand, (geol) formación de arená ex-
 travlada
 streak, (minas) filón, veta, (A) cinta; (v)
 stream, arroyo, corriente de agua, río
 — bed, lecho de un arroyo
 — piracy, (legal) lucha por las cuencas.
 Véase fight among streams
 — glacial —, arroyo subglacial
 superposed —, arroyo superpuesto
 stream-line lubricator, lubricador de tubería
 de vapor
 streamlined, aerodinámico, perfilado, fusa-
 lado, (M) contínuo, (U) hidrodiná-
 mico, de línea corriente
 street elbow, codo roscado macho y hem-
 bra, (V) codo marica. Véase street
 ell
 street ell, codo roscado macho y hembra,
 (V) codo marica. Véase street elbow

strength, fuerza; resistencia; solidez
 stress, (s) esfuerzo, fatiga, sollicitación, trabajo, tensión, (A) stress; (v) someter a esfuerzo, fatigar
 — concentration points, puntos de concentración del esfuerzo
 — relief heat treatment, tratamiento térmico para reducir los esfuerzos
 residual —, (sol) esfuerzo restante
 stretcher jack, estirador de correas
 stripes, franjas; estrias; (aeol) estrias
 striated pebbles, guijarros estriados, (A) rocalla, derrubio estriado
 striction, estricción
 striding level, nivel de a caballo
 strike, (s) (geol) rumbo del estrato, (hombres) huelga; (v) golpear; ir a la huelga
 — fault, falla paralela al rumbo del estrato
 — ridge, filo de montañas paralelo al rumbo del estrato
 strike-slip fault, falla de rumbo. Véase transcurrent fault
 string of casing, serie de tubería de revestimiento
 string of tools, juego de herramientas para perforación
 stringer, larguero, durmiente longitudinal
 — bead, soldadura de un solo cordón. Véase bead
 stringing, (oleod) acción de repartir la tubería a lo largo del trayecto
 strip, (s) franja, faja, tira, cinta; (met) tira; (v) (maq) desguarnecer; (moldes) desencofrar, desmoldar, quitar formas; (troca) estropear; (corteza) descortezar; (ref) (M) agotar, estabilizar la destilación; (pozo) extraer la tubería y varillas de succión
 stripped oil, petróleo despojado de fracciones livianas. Véase denuded oil
 stripper, (prod) enjugador de tubería vástago o cable. Véase stripper tower
 — tower, (ref) torre rectificadora, rectificador; (M) (ref) despojadora, estabilizadora
 — well, pozo casi agotado, pozo mermado
 catalyst —, (ref) despetrolizador del catalizador
 spent catalyst —, (eq de ref) despetroli-

zador de catalizador usado
 stripping, (ref) destilación estabilizadora; (prod) extracción de la tubería de un pozo junto con las varillas de succión
 — still, alambique de despojamiento, alambique despojador
 — vapor, (ref) vapor despetrolizante
 stroke, (pistón) carrera, recorrido, (V) juego, embolada; golpe
 — counts, cuentas; emboladas
 strong, resistente, fuerte
 strong-motion seismograph, sismógrafo para movimientos fuertes
 stroutlike, estacionista
 structural channel, viga en U
 — drilling, (geol) perforación de estudio estructural, perforación de correlación. Véase core drilling
 structural geology, geología estructural
 structural steel, acero estructural, acero de construcción, (U) perfiles de acero
 structure, (geol) estructura; contextura
 structure contour, curvas de nivel de la estructura
 strut, (s) puntal, apoyadero, codal, jabalón; (v) (minas) estempe, (A) machón; (c) apuntalar, acollar, acordalar
 Stubb's wire gage, calibrador Stubb para alambres
 stuck, pegado, adherido
 stud, (mec) perno, husillo; perno prisionero; (cadena) travesaño; (carpintería) pie derecho, montante
 — bolt, perno prisionero, espárrago; (cadena) travesaño
 stuffing box, prensaestopas, caja de estopas, (M) estopora, (V) cabeza de empaque
 stuffing-box gland, casquillo del prensaestopas
 style, estilo
 stylus, punzón
 styrene, feniletileno, estireno
 sub, unión substituta. Por lo general una unión en forma de niple, con rosca en ambos extremos para conectar tubos de diámetros distintos, (V) (herr de percusión) conexión de barra, (V) (varillas de bomba) niple de varilla
 sub-structure, subestructura
 subaerial, al aire; dicose de los depósitos

formados en contacto con el aire y no bajo el agua o bajo tierra
 subangular grains, granos semiangulares
 subaqueous, bajo el agua
 subcapillary, subcapilar
 subcooling condenser, condensador de baja temperatura; enfriador para temperaturas inferiores al punto de condensación
 sublimation, sublimación
 submarine, submarino
 — drilling, perforación submarina; perforación bajo agua
 submerged condenser, condensador sumergido
 submergence, sumersión
 submersible electrical pump, bomba eléctrica sumergible
 subnipple, Véase sub
 subsea, bajo el nivel del mar
 subsequent, subsecuente
 — stream, arroyo subsecuente
 — valley, valle subsecuente
 subside, hundirse; bajar el nivel de un líquido
 subsidence, hundimiento; descenso de un líquido
 sub sill, subsolera, durmiente inferior
 subsoll, subsuelo
 substratum, basamento, capa inferior
 substructure, subestructura
 subsurface, subsuelo
 — map, mapa del subsuelo
 subzero, bajo cero
 sucker rod, varilla de bombeo, varilla de succión
 sucker-rod coupling, acoplamiento de varilla de bombeo
 sucker-rod elevator, elevadores de varillas de bombeo
 sucker-rod guide, guía de varillas de bombeo
 sucker-rod hanger, suspensor o colgadero de varillas de bombeo
 sucker-rod joint socket, enchufe que agarra la varilla de bombeo por la unión
 sucker-rod socket, enchufe para varilla de bombeo
 sucker-rod stripper, empaquetadura limpiadora de varillas de bombeo. Véase oil saver
 sucker-rod sub, varilla de bombeo subat-

tuta; ésta consiste de una varilla corta machihembrada
 sucker-rod wrench, llave para varilla de bombeo
 sucre, sucre; unidad monetaria del Ecuador, equivale a 0.0703 de dólar
 suction, aspiración, succión
 — end of pump, extremo de aspiración o succión de una bomba
 — hoist, elevador de mano de succión
 — pipe, tubo de succión
 — pump, bomba aspirante, bomba de aspiración
 sulfate, sulfato
 sulfide, sulfuro
 sulfur, sulphur, azufre
 — dioxide, dióxido de sulfuro, anhídrido sulfuroso
 — test, determinación de azufre; prueba para determinar la presencia y contenido de azufre en el petróleo
 sulphonation, sulfonación
 sulphuration, sulfuración
 sulphuric, sulfúrico
 — acid, ácido sulfúrico
 — acid alkylation process, alquilación con ácido sulfúrico
 — acid contact plant, (ref) instalación para refinar por contacto con ácido sulfúrico
 sulphurous, sulfuroso
 summary, sumario
 summer, verano
 summit of a curve, vértice de una curva
 sump, sumidero, resumidero, poceta, pozo de recogida; (maq) colector de aceite
 — hole, feso para todo; presa de todo
 sun, el sol
 — cracks, grietas producidas por el sol
 — light, luz del sol
 superatmospheric conditions, condiciones superatmosféricas
 superatmospheric pressure, presión superatmosférica
 supercapillary, supercapilar
 supercharger, superalimentador, supercompresor
 supercharging pipe, tubo de sobrealimentación
 superficial, superficial
 superfractionation, superfractionamiento
 superfractionator, superfractionador

superheat, (s) recalentamiento, supercalor;
(v) sobrecalentar, recalentar
superheated steam, vapor recalentado
superintendent, superintendente, jefe
superstratum liquid, (quím) líquido sobrenadante
superposed stream, arroyo superpuesto
superposition, superposición, yuxtaposición
superposition of strata, (geol) superposición de estratos
superaturated, sobresaturado
superaturated, superaturación
supply, suministro, abastecimiento, abastecer; (v) abastecer, suministrar
— company, manufacturero de equipo
support, soporte, descanso, apoyo, sostén; (v) apoyar, sostener, soportar
surf, mar de fondo, mar de leva, (A) resaca
surface, superficie
— condenser, condensador de superficie
— correction, corrección superficial
— gauge, marcador paralelo
— hole, hoyo inicial de un pozo
— moraine, (geol) morena posterior
— pipe, (perf) tubería de revestimiento del hoyo inicial de un pozo, primera tubería de revestimiento
— tension, tensión superficial; la tensión que existe en la capa superficial de un líquido causada por fuerzas desiguales debido a la cohesión de las moléculas
— waves, (geol) ondas superficiales, ondas de Rayleigh
surface-controlled intermitter, válvula intermitente de control
surge, oleada, oleaje
— tank, tanque de compensación, tanque igualador. Véase balance tank y floating tank
survey, (s) estudio, examen, (top) levantamiento, planimetría, apeo, (A) relevamiento; (v) estudiar, examinar, levantar un plano
surveying, levantamiento de planos, agrimensura
surveyor, topógrafo, agrimensurero
susceptibility, susceptibilidad
suspended impurities, impurezas en suspensión
suspension, suspensión

suspect, sospechoso
sutura, (geol) sutura, (A) línea de unión
switch, (s) limpiatubos, escobillon, pliso de alfileres, escobilla acilador, (V) limpiar, limpiar, activador para oxidación de pozos; (v) (pozos) archivar, acilvar, limpiar, (V) suavear
— tag, limpieta con escobillon; limpiar un pozo; achique de exjación, activar, limpiar, (V) suavear
swamp, pantano, ciénaga, marisma, cenagal; (v) encharcar, empantanar
wash line, línea de oleaje
wax residue, residuo de resudación
wearing pan, homo de resudación
wearing pan, bandejas de resudación
wearing surface, superficie de resudación
wedge, manguito de reducción, niple cuello de botella. Sinónimo de swedged nipple
casing —, niple cuello de botella para tubería de revestimiento, (V) tapan
swedged pin, conexión macho cónica sin filetes, pasador cónico
sweep-gas, gas de barrido; gas de chimenea que se inyecta para forzar la salida de vapores indeseables
sweep saw, sierra de contornear
sweet crude, crudo dulce
sweeten, (v) desulfurar o desazufar el petróleo, endulzar el petróleo, destular
sweetening, acción de desazufar el petróleo
— still, alambique desulfurador; en México, alambique destulador
swell, (geol) (A) unbral continental; suave elevación de la superficie terrestre; (nau) oleada, marejada; (v) hinchar, hincharse, engrosarse
swelling, (geol) intumescencia. Véase latumescence
swing, sostén oscilante
— check valve, válvula de retención a bisagra, válvula de charnela
— pipe, tubo giratorio
— post, sostén guía para varillos de tracción
— lever, (eq de percusión) palanca articulada
adjustable —, sostén de oscilación cuadrable
swirl, remolino

switch, (eléct) conmutador, interruptor, (Col) switch; (ferrocarril) cambiavía, desvío; (v) desviar, cambiar
switchgear, (eléct) mecanismo de control, dispositivo de distribución
swivel, (perf) unión giratoria, (A) cabeza giratoria
— link, eslabón giratorio
— socket, enchufe giratorio
— wrench, llave forma S, llave de doble curva, (V) llave de boca
Sydney Young equation, ecuación de Sydney Young
syenite, (geol) sienita
symbol, símbolo
symmetric, simétrico
symmetrical anticline, anticlinal simétrico

symmetrical fold, pliegue recto; pliegue sinético
synchronism, sincronismo, simultaneidad
synchronization, sincronización
synchronous, sincronizado
synclinal, (a) sinclinal
syncline, (s) sinclinal
synclinorium, sinclinal compuesto, sinclinalorio
syngenic, (geol) singenético
synthetic, sintético
— catalyst, catalizador sintético
— rubber, caucho sintético
system, sistema
loop gathering —, (V) oleoductos moflados, sistema de oleoductos recolectores

T

T, unión en T
table, mesa; (cifras) cuadro, tabla; (mec) banco
— mountain, (geol) mesa, meseta
conversion —, tabla de conversión
glacier —, mesa glaciárica
rotary —, (perf) mesa rotatoria, (A) mesa rotativa
water —, (torre de perf) marco base del portapoleas de corona; (geol) napa freática, lámina acuífera, nivel de agua freática; (V) mesa de agua; (Cuba) tabla de agua; (edificio) botaguas, retallo de derrame
tabs, asas; orejas
tabular, (a) tabular
tabulate, (v) tabular
tachometer, tacómetro, indicador de velocidad
tack, tachuela
— weld, soldadura punteada
— welding, soldadura a puntos o punteada; soldadura preliminar en la que se suelda la unión en varios puntos para completar la soldadura más tarde
tackle, aparejo de poleas, polipasto
Tag closed tester, probador Tag cerrado
tail pipe, (s) (perf) apéndice de la tubería

de producción; tubo de diámetro reducido que se añade al extremo inferior del tubo elevador de fondo
tailboard counterbalance, contrapeso de cola del balancín
tailing-in, (s) (perf a perc) remate de la perforación; trabajos finales en la terminación de un pozo; (perf rotatoria) arrimo a la torre; introducción en la torre de la tubería o varillas de succión durante la obra de perforación; (v) (perf a perc) rematar; (perf rotatoria) arrimar
tailings, desechos, deslave, colas, relaves (M) residuo
tailpost, (cable mue) poste de anclaje; (perf a perc) poste posterior de apoyo
tale, talco
talce, talcita
talveg, (fio) (A) vaquada
tally register, cuentapasos
talus, (geol) talud, (A) talus, (A) talud delítico, roca
talus fan, (geol) abanico de deyección, cono de deyección
tamp, apisonar; poner el taco sobre la carga de explosivo
tandem trailer, remolque en tandem, (A) acoplado en tandem

tangent galvanometer, brújula de tangen-
les
tangent screw, tornillo tangente de alidada
tangential, tangencial
— compression, compresión tangencial
— force, fuerza tangencial
tank, tanque, depósito, (C) aljibe; (ferro-
carril) tender
— battery, batería de tanques
— cap, tapa de depósito
— car, vagón tanque, carro tanque
— farm, patio de tanques
— fittings, accesorios para tanques,
piezas para tanques
— flume, canal de tanque, saetín de
tanque
— gauge, indicador de nivel de tanques
— station, estación de almacenamiento
en tanques, patio de tanques
— truck, camión tanque
— type agitator, agitador tipo tanque
— vent, respiradero de tanques
acid —, tanque inyector del ácido
mud return —, tanque de lodo devuelto
oil gage —, tanque de medición de pe-
tróleo
settling —, tanque asentador
storage —, tanque de almacenamiento
surge —, tanque compensador, tanque
de equilibrio
test —, tanque de prueba
treating —, tanque de tratamiento
tantalite, tantalita
tap, (s) (herr) macho de tarraja; (rub) grifo;
(v) roscar a macho, taladrar
— and dies, tarraja y dados, tarraja y
hembras de roscar
rotary —, (herr de pesca) macho rota-
torio
tapered rotary —, (herr de pesca) macho
rotatorio fusiforme
three steps rotary tap —, macho fusi-
forme con tres escalones
tape, cinta métrica, (eléct) cinta de medir;
(v) medir con cinta; (eléct) lorrar con
cinta
— gage, escala de cinta
— reader, lector de registros gráficos
measuring —, cinta de medir, cinta mé-
trica, cinta de medición
taper, (s) ahusamiento; (v) ahusar
tapered, ahusado

— bearing, cojinete de roscas cónicas
— tap, (M) machuelo arrancasondas;
machuelo cónico, (V) pescador de
rosca
tapper, herramienta eléctrica para cortar
roscas hembras
— tap, macho para roscar tuercas
tappet, levantaválvulas, alzaválvulas
tapping machine, máquina taladradora de
tubería bajo presión
tar, (s) brea, alquitran; (v) embrear, al-
quitranar. Véase pitch. Estas dos
palabras no deben usarse en la mi-
nología técnico-petrolera
— sand, arena impregnada de brea
coal —, alquitrán de hulla, brea
tariff, arancel, tarifa, derecho de aduanas
tarn, (geol) lago de circo
tax, impuesto, contribución, gravamen
taxites, (geol) taxitas
T-beam, viga en T; vigueta en T
T.B.P. (true boiling point), punto de ebulli-
ción verdadero [P.E.V.]
tear faults, desgarramientos, fallas por
desgarramiento; generalmente fallas
transversales en la cresta de un so-
bre-ascurrimiento
technical hydrocarbon, hidrocarburos pu-
ros; hidrocarburos no contaminados
technical, técnico
tectonic, tectónico
— earthquake, (A) sismo de dislocación,
(A) sismo tectónico, temblor tectónico
tectonics, (geol) fenómenos tectónicos
tektites, (geol) teclitas
telectinomometer, teleclinómetro
telegage, telegauge, teleindicador
telegram, telegrama
telemeter, telémetro
telemetering, medición a distancia
telescope, (s) telescopio; (v) enchufar
telescopic alidada, alidada telescópica
telescoping derrick, torre plegadiza, torre
de extensión, torre de extensiones
enchufadas
telescoping mast, mástil de extensión; má-
stil o torre de extensiones enchufa-
das; mástil telescópico, mástil plega-
dizo
teleseismic records, sismogramas de tem-
blores lejanos
telluric, telúrico

— current (eléct) corriente telúrica
— water, agua telúrica
tellurium, telurio
temper, temple; (v) (acero) temple; (moe-
tero) templar, ablandar; (pautura)
mezclar
— screw, tornillo alimentador o regu-
lador
tempor-screw elevator rope, cable eleva-
dor del tornillo alimentador
temperature, temperatura
— compensation, compensación termos-
tática
— correction, corrección de temperatura
— drop, bajada o descenso de tempera-
tura, (U) caída de temperatura
— gradient, gradiente de temperatura,
gradiente térmico, gradiente geotér-
mico
— indicator, indicador térmico, termó-
metro
— rise, aumento de temperatura
— absolute —, temperatura absoluta
Tempelstick, lápiz termométrico
template, plantilla, (Cal) cercha, galibo,
patrón
tender, lote. Véase batch
tensile strain, esfuerzo de tensión
tensile strength, resistencia a la tensión,
(M) resistencia tensora
tension, tensión; tracción
— failure, rotura causada por la ten-
sión
— stress, esfuerzo de tensión
tephrite, tefrita
terminal, terminal, estación terminal; (eléct)
borne, borne de conexión
— bond, anlace final. Se refiere a es-
trutura molecular
— moraine, (geol) morena frontal, mo-
rena terminal
terra, condiciones
termary system, (mat) sistema terrario
terrace, (geol) terraza, terraplén
terrace, terrazo; topografía
terraplain, (geol) terraplén
terrestrial, terrestre
— magnetism, magnetismo terrestre
territory, territorio
tert-butylbenzene, butilbenceno terciario
tertiary, terciario
— carbon, (quím) carbono terciario

— carbon atom, (quím) átomo de car-
bono terciario
— hydrocarbon, (quím) hidrocarburo
terciario
teschallite, teschonita
teschermacherite, teschemacherita
test, (s) prueba, ensayo; (v) probar, en-
sayar
— bench, mesa de ensayos
— flame burner tip, boquilla del quemador
de la llama de prueba
— thermometer, termómetro de prueba
— tube, probeta, tubo de ensayo
acid wash color —, prueba del color
después del lavado con ácido
acidity —, prueba de acidez
antiknock —, prueba de antidetonancia
ash content —, prueba del contenido de
ceniza
band —, (sol) prueba de flexión
bending —, (met) prueba por plegado
boiling point —, prueba de ebullición,
prueba a la ebullición
break —, (mec) prueba al freno
carbon residue —, prueba para deter-
minar residuos de carbón
cetane number —, prueba para deter-
minar el número o índice cetano
cloud point —, prueba de opacidad
cold-bending —, (met) prueba de pliegue
en frío
color —, prueba de colorido
consistency —, prueba para determinar
la consistencia
copper corrosion —, prueba de corrosión
al cobre
demulsibility —, prueba de desmulsibili-
dad
detonation —, prueba de detonancia,
prueba de explosión
dielectric strength —, prueba de resis-
tencia dieléctrica
distillation —, prueba de destilación
dropping point —, Véase consistency test
y viscosity test
ductility —, prueba de ductilidad
fire point —, prueba del punto de com-
bustión
flash point —, prueba de deflagración,
(U) (A) prueba de inflamación
float —, prueba de flotabilidad
freezing —, prueba de congelación

gravity — prueba para determinar la gravedad
 guided bend — (scil) prueba de flexión con plantilla
 gum — (ref) prueba de gomosis en platillo de cobre, ensayo de gomosis en platillo de cobre. Véase copper dish test
 gum content — prueba de gomosis
 ignition quality — prueba para determinar la calidad de la ignición
 melting point — prueba de derretimiento, prueba de fusión
 mercury — prueba de mercurio
 octane number — prueba para determinar el número o índice octano
 paraffin — prueba de parafina
 penetration — (ref) Véase consistency test
 pour point — prueba para determinar el punto de fluidez
 Reid vapor pressure — prueba Reid para determinar la presión del vapor
 saponification number — prueba para determinar el índice de saponificación
 Saybolt viscosity — prueba Saybolt para determinar la viscosidad
 sediment — (ref) prueba para determinar el contenido de sedimentos
 softening point — Véase consistency test y viscosity test
 sulfonation — prueba de sulfonación
 sulphur — prueba para determinar el contenido de azufre
 tetraethyl lead — prueba para determinar el contenido de plomo tetraetilico
 unsulfonated residue — prueba para determinar los residuos no sulfonados
 viscosity — prueba de viscosidad
 weathering — prueba de intemperismo
 tester, (person or instrument) probador, ensayador
 casing — (perf) probatubos
 Cleveland open cup — probador Cleveland con cubeta descubierta
 drill stem — ensayador de la formación por la tubería vástago
 Pensky-Martens closed — probador cerrado Pensky-Martens
 testing production, (perf) (V) probando pro-

ducción, hacer ensayos o pruebas de producción
 testing pump, bomba de prueba
 tetraecane, tetraicosano
 tetracyclic, tetracíclicos
 tetradecadiene (1,4-tetradecadiene), 1,4-tetradecadieno
 tetradecadylene (8,8-tetradecadylene), 6,8-tetradecadieno
 tetradecane, tetradecano
 tetradecene, tetradeceno
 tetradecyne (1-tetradecyne), 1-tetradecino
 tetraethyl, tetraetilo
 — lead, plomo tetraetilico, plomo tetraetilo, tetraetilo de plomo
 tetragonal, tetragonal
 tetrahexacontane, tetrahexacontano
 tetrahydrobenzene, tetrahidrobenceno. Véase cyclohexane
 tetrahydronaphthalene (1,2,3,4-tetrahydronaphthalene), 1,2,3,4-tetrahidronaftaleno
 tetramethylbutane (2,2,3,3-tetramethylbutane), 2,2,3,3-tetrametilbutano. Véase hexamethylthane
 tetramethyldimethyloctylheptadecane (2,6,12,16-tetramethyl-9-(2,6-dimethyloctyl)heptane), 2,6,12,16-tetrametilo-9-(2,6-dimetiloctil)heptano
 tetramethyldodecane (2,6,7,11-tetramethyldodecane), 2,6,7,11-tetrametildodecano
 tetramethylicosane (4,8,13,17-tetramethylicosane), 4,8,13,17-tetrametilicosano
 tetramethylene, tetrametileno, ciclobutano. Véase cyclobutane
 tetramethylethylene, tetrametileileno
 tetramethylheptane (2,2,3,3-tetramethylheptane), 2,2,3,3-tetrametilheptano
 tetramethylhexadecane (2,6,11,15-tetramethylhexadecane), 2,6,11,15-tetrametilhexadecano. Véase crocetane
 tetramethylhexane (2,2,3,3-tetramethylhexane), 2,2,3,3-tetrametilhexano
 tetramethyloctane (2,2,7,7-tetramethyloctane), 2,2,7,7-tetrametiloctano
 tetramethylpentane (2,2,3,3-tetramethylpentane), 2,2,3,3-tetrametilpentano
 tetrapentacontane, tetrapentacontano
 tetrabraccontane, tetratetraccontano
 tetratetraccontane, tetratetraccontano
 tetrovalence, tetravalencia
 tetravalent, tetravalente

textural variation, variación textural
 texture, (geol) contextura, textura
 thaw, deshielo
 theodolite, teodolito
 theory, teoría
 thermal, (térmico, termo)
 — breakdown, descomposición térmica
 — conductivity, conductibilidad térmica
 — cracking, Véase cracking and reforming
 — efficiency, eficiencia térmica, rendimiento térmico
 — insulation, aislamiento térmico
 — unit, unidad térmica
 thermo-regulator, termo-regulador
 thermocells, termocelulas
 thermocouple, par térmico; pila termoelectrica, (A) termocupla
 thermodynamic instability, inestabilidad termodinámica
 thermodynamics, termodinámica
 thermometer, termómetro
 — clamp, sostén del termómetro
 — bath —, termómetro para el baño
 — etched stem glass —, termómetro con tubo de vidrio graduado
 — low range —, termómetro para bajas temperaturas
 — oil —, termómetro para el aceite
 thermophone, termófono
 thermostat, termostato
 thermostat control, control termostático
 thermostatic steam trap, interceptor termostático de agua
 thermosyphon, termosifón
 thick, grueso, espeso
 thicken, (v) espesar; condensar
 thickening, espesamiento
 thickness, (geol) espesor o potencia de un estrato
 — gage, lengüeta calibradora, calibre de espesor
 thief, muestreador
 — hatch, escotilla de aforo, portezuela del muestreador, (U) boca para tomar muestras, portillo de aforo
 — sand, arena de escape; arena estéril por la cual se fuga el petróleo; (V) arena ladrona
 thin, (a) delgado; (líquido) diluido, ligero, ralo; (v) (líquido) desleír; adelgazar
 thin out, (geol) (v) acuífarse, adelgazar; (a) acuífamiento. Véase wedgeout

thinning, adelgazamiento
 thimble, tincllo
 thionizer, tionizador
 thionephene, tiofano
 thiophene, tiofeno
 thiosulphate solution, tiosulfato
 thread, (a) (mec) rosca, filete; cuerda, hilo, (v) roscar, entrosar, torrijar, atarrijar, filetear
 — cleaner, limpiaor de rosca
 — crest, cresta de filete
 — filler, pasta o líquido de relleno de rosca
 — gage, calibrador de filete; de tornillo
 — pitch, paso de rosca
 — protector, (tub) guardarosca
 — root, fondo de rosca
 round —, rosca redonda
 sharp —, rosca de ángulo agudo
 two-step —, (tub) rosca en dos series
 threaded, roscado, fileteado
 — joint, unión de rosca, acoplamiento de rosca, unión roscada
 threader, torroja
 threading machine, máquina de roscar, torroja mecánica
 three-point suspension, suspensión en tres puntos
 three-stroking, (tub) desentrosque a seis mancos; desconexión de un tubo roscado por tres operarios que manipulan sendas llaves
 three-way valve, válvula de tres pasos
 throttle, (v) estrangular, (A) acelerador
 — valve, estrangulador, válvula de estrangulación
 throughput volumen de materia prima tratada
 throw, (s) (geol) despijamiento vertical de una falla, (A) saito vertical, (A) rechazo vertical; (v) lanzar, rechazar
 thrust, empuja, (geol) corrimiento
 — ball bearing, cojinete de bolas de empuje; (A) cojinete de bolillas de empuje; cojinete de empuje a bolillas
 — bearing, cojinete de empuje
 — fault, falla de escurrimiento, falla de corrimiento
 — roller bearing, cojinete de empuje a rodillos
 horizontal —, (geol) (A) corrimiento hori-

zonal
 Thuringian, Turingiense
 Thylox process, método Thylox
 tidal anomaly, anomalía de marea
 tide, marea
 flood —, pleamar, creciente
 low —, bajamar
 tie, (s) ligadura, atadura, enlace; (ferro-
 comil) travesa, durmiente, travesaño;
 (v) atar, amarrar, afianzar, ligar
 — rod, banda de amarre
 — band, (armazón) tirante. Véase tras rod
 tie-rod clamps, abrazaderas de tirante
 tiadown companion flange, bridas gemelas
 con ganchos o torniquetes de anclaje
 tiadown flange, brida con ganchos o tor-
 niquetes de anclaje
 tight, (moc) apretado, ajustado; (cable)
 tieso, teso, atesado; (hid) estanco,
 hermético
 — formation, formación compacta
 tile, (s) (techo) teja; (piso) baldosa, loseta,
 baldosín, (M) solera, (A) mesalca;
 (vidriado) azulejo; (edificio) bloque
 hueco, (V) losa celular; (v) entesar,
 tejar, trastejar; enlosar, alosar, em-
 baldosar; azulejar
 — baffle, tabique de baldosa para des-
 viación
 till, (geol) depósito de ventisquero
 tillite, (geol) tillita. Véase boulder clay
 tilt, (v) inclinarse, ladearse; (normalizera)
 volcar, bascular; (met) forjar con
 martinetes de báscula; (geol) incli-
 narse
 tilted iron, hierro forjado
 tilting, (s) (geol) inclinación; (v) inclinarse
 — truck, camión volcador
 timber, (s) madera; madero, cuartón; (v)
 entubar, acemar; enmaderar, (A)
 tronco
 time, tiempo
 — bomb, bomba de cronómetro, bomba
 graduada a tiempo
 — break, quiebra
 — datum, origen del tiempo
 — delay, tiempo de retardo
 — extension, (com) prórroga
 — limit, (com) plazo; límite de tiempo
 — line, línea de tiempo
 — of contact, período de contacto
 — of transmission of earth waves, líam

po de propagación de las ondas sí-
 smicas
 — scale, escala de tiempo
 calculated travel —, tiempo de propo-
 sición calculado
 time-distance graph, gráfica de tiempo y
 distancia
 timer, sincronizador, registrador de tiempo
 timing, sincronización
 — gear, engranaje de distribución del
 encendido, engranaje regulador del
 encendido
 — line shatter, (geol) obturador crono-
 gráfico
 tin, (s) estaño; (v) estañar
 — plate, hojalata
 tinquillo, linguilla
 tining strength, capacidad colorante
 tip, (s) punta, boquilla; (v) volcar, boscu-
 lar; volcarse; ladearse; (moc) re-
 vestir o chepear la punta de una
 barra, etc., con metal más duro
 tira, (goma) neumático, goma, llanta, (M)
 (V) caucho, (A) (U) cubierta; (hierro)
 llanta, cerco, calce
 — carrier, portaneumático
 — chain, cadenas de neumático
 — cover, cubreneumáticos
 — cushion, almohadillado de un neu-
 mático
 — gauge, indicador de presión de neu-
 máticos, manómetro de neumáticos,
 medidor de neumáticos
 — holder, portaneumáticos
 — pump, bomba de inflar neumáticos,
 inflador de neumáticos
 — rim, llanta de neumático
 — tube, cámara, tubo interior
 Tiron, perfil T, hierro en T
 titanite, titanita
 title, título de propiedad
 titration, análisis volumétrico, análisis por
 titulación
 tixotropny, (A) litotropía
 T-joint, unión en T, unión T
 Tobin bronze, bronce Tobin
 to datum correction, corrección al nivel
 de referencia
 toe, (maq) gorrón; (sol) intersección so-
 dada con metal de base; (talud) pie,
 base; punta
 toggle, llador atravesado

— joint, junta de codillo, unión acodilla-
 da
 tolerance, tolerancia. Véase diaphenyltoluene
 tolerance, tolerancia
 toluene, tolueno. Véase methylbenzene
 toluol, tolueno crudo, tolueno sin refinar
 tomolo, (geol) tomolo
 ton, tonelada
 tong die, dado de tenazas
 tong-crushed pipe, tubo mutilado por las
 tenazas o llaves
 tong-line hanger, gancho para el cable de
 las llaves o tenazas
 tong-line pulley, polea para el cable de
 las tenazas o llaves
 tong, (talier) olicatos, tenazas; (perf)
 llaves, tenazas
 backup —, llaves de contrafuerza
 beaker —, (lab) tenacillas o pinzas para
 vasos
 bolt-weevil —, llaves de cadena
 casing and drill pipe —, llave de ca-
 dena para tuberías de revestimiento
 y perforación, tenazas de tubería
 chain —, llave de cadena
 crucible —, (lab) tenacillas o pinzas
 para cápsulas
 lead —, (perf) llave de desentrosque
 rotary —, tenazas para perforación ro-
 tatoria
 — tubing —, tenazas para entubamiento
 tongue-and-groove joint, junta machihom-
 brada; ensambladura machihom-
 brada
 tongue-and-groove-joint union, unión de
 espiga y caña
 tonnage, capacidad, tonelaje
 tool, herramienta, útil; (v) trabajar, labrar
 — box, caja de herramientas
 — crane, apatejo para herramientas,
 grúa para herramientas
 — dresser, ayudante de perforador
 — extractor, extractor de herramientas
 — gauge, calibrador para herramientas
 — guide, guía de herramientas
 — joint, unión de tubería vástago
 — pusher, jefe de cuadrilla de perfora-
 dores, perforador en jefe
 — steel, acero de herramientas
 — tightener, apretador de herramientas
 — wrench, llave de herramientas
 — wrench liner, suplemento para llave

de herramientas
 cutters —, herramienta de mecánica
 de automóviles
 flat bottom rotary milling —, freza de
 fondo plano
 hand —, herramienta de mano
 machine —, máquina herramienta, he-
 rramienta mecánica
 masonry —, herramienta de albañilería
 rotary fishing —, herramienta rotatoria
 de pesca
 round nose rotary milling —, freza de
 punta redonda
 setting —, herramienta de inserción
 wear-wearing —, herramienta de car-
 pintería
 tool-joint protector, protector de la rosca
 de unión de la tubería vástago
 tool-joint refacing machine, Véase tool
 tool-joint shearer dressing tool, herra-
 mienta alisadora del reborde de
 uniones de tubería vástago
 tooth, diente
 toothed bar, barra dentada
 top, (s) cima, cumbre, cúspide, ápice; parte
 superior o parte de arriba; cabera,
 remate, coronilla, superficie; copa
 (de árbol); (v) (tel) descabezar, somer-
 ter el crudo a destilación primaria
 profunda
 tops, petróleo descabezado; destilados sin
 refinar que se obtienen en la destila-
 ción primaria
 topaz, topacio
 topographic, topográfico
 — anomaly, anomalía topográfica
 — correction, corrección topográfica; a-
 nomalía gravimétrica correspondiente
 a las grandes irregularidades del
 terreno
 — expression, expresión topográfica
 topography, topografía
 topotype, (paleontología) topotipo
 topped crude, crudo reducido
 topping, (ref) (M) descabezamiento, destila-
 ción primaria profunda, destilación
 inicial. Véase skimming
 topwash, depósitos sedimentarios superiores
 topwash, turbonal. Véase oil shale
 torch, soplete; antorcha
 acetylene —, soplete oxiacetilénico
 blow —, soplete

two-way radio communication. comunicación radiotelefónica en dos direcciones
two-way rasp. (hair de pesca) raspa de

two types. tipo
type. tipo
type.orphic minerals. minerales tipo
tipos.

U

U bend. conexión en U. Véase return bend
U bolt. perno U, grampa U
U iron. pieza de hierro en U, hierro U
ultimate production. producción final
ultimate recovery. producción final
ultimate stress. esfuerzo de ruptura
ultramicrometer. ultramicrometro
unbedded deposit. (geol) depósitos a trochamoche: depósitos mezclados sin formar estratos definidos
unconformity. (geol) discordancia, (A) disposición discordante
unconsolidated. (geol) no consolidado
unconverted olefins. olefinas no convertidas
undamped. no amortiguado
undecadene (1,10-undecadene), 1,10-undecadieno
undecadiyne (1,10-undecadiyne), 1,10-undecadieno
undecane. undecano
undecene. undeceno
under-pull jack. caballete de mando por debajo
underbalanced. con insuficiente contrapeso
underclay. capa de arcilla debajo de una capa de carbón
undercut. socavar
underground storage. almacenamiento subterráneo
underlines. subrayar
underlying. subyacente
undermine. socavar
undermining. (geol) socavamiento
undersaturation. saturación insuficiente
undersigned. firmante, infrascrito
underlung. colgante
underthrust. (geol) bajo escurrimiento
— fault. falla de bajo escurrimiento
underwater. sumergida
underwriter. asegurador
unidirectional flow. flujo no dirigido

underused. (geol) suelo no consolidado
ungear. desenganchar, desembraçar, des
conectar
unicellul. unicelular
unicellular organism. organismo unicelular
uniform. uniforme, homogéneo, constante, parejo
uniformity. uniformidad
union. unión, junta, empaque
balljoint —. junta esférica, articulación de rótula
wing —. conexión de una de las ramas del árbol de conexiones
unit. (s) unidad, conjunto, grupo; (a) unitario
— operation. (producción) administración unificada: administración de una propiedad petrolera bajo una sola dirección y organización
air-balanced —. unidad de bombeo contrapesada neumáticamente
beam pumping —. unidad de bombeo con balanceo
unification. (mec) unificación: combinar varios motores o funcionamiento en uno; (prod) unificación, consolidación: combinar varios campos petrolíferos en uno para fines de administración y desarrollo técnico
unifite. (v) (mec) unificar, combinar en uno; (prod) unificar, consolidar el desarrollo de varios campos petrolíferos en una sola organización
universal chuck. mandril universal
universal joint. unión universal, junta universal, cardán
unloaded sample. muestra de gasolina sin tetraetilo de plomo
unlevelled land. terreno desnivelado, desigual
unoriented. desorientado
unsaturated hydrocarbons. hidrocarburos

unsaturated. no saturados
unsaturated. sustancias no saturadas
unstable. inestable
un-thrown. (geol) levantado
updraft convection section. sección de convección de tiro hacia arriba
uphill. cuesta arriba
uphole time. (geol) tiempo vertical en el punto de disparo
upkeep. conservación, mantenimiento
upland moor. (geol) turbera emergida, turbera en forma de domo
uplift. (geol) levantamiento, ascenso
upper. superior
upright fold. pliegue parado, pliegue normal. Véase normal fold
upset tubing. Véase external upset ends
upset wrinkles. (tub) arrugas de doblar

arrugas en el interior de la curva al doblar un tubo
upstream. corriente arriba
upstroke. carrera ascendente
upstructure. en la parte alta de la estructura geológica, estructura arriba
uraninite. (geol) pechblenda. Véase pitchblende
useful load. carga útil
U-shaped. en forma de U
utility unit. máquinas de servicio máquinas para proporcionar energía eléctrica, agua, combustible u otro servicio de requisito indispensable durante la perforación de un pozo
U tube. tubo en U
U-tube gauge. indicador de tubo en U, manómetro en U

V

vacuum. vacío, al vacío, en vacío, vacuo
— control. control al vacío
— distillation. destilación al vacío
— distilling unit. unidad de destilación al vacío
— filter. filtro al vacío
— gage. vacuómetro, indicador de vacío
— indicating gage. vacuómetro, indicador de vacío
— pump. bomba de vacío
— relief valve. ventosa al vacío, válvula reguladora de vacío
— still. alambique al vacío
— trap. interceptor al vacío
— tube. tubo al vacío
valence. valencia
valid. válido
valley. valle
desert —. valle en el desierto
epigenetic —. valle antecedente, valle epigenético
tectonic —. valle tectónico, valle de fractura
valuation. valía, tasa, avalúo
value. valor
valve. válvula
— actuation. mando de las válvulas
— arrangement. disposición de las vál-

vulva
— cage. cámara de válvula, jaula de válvula
— chamber. cámara de válvula
— clearance. espacio libre de una válvula, luz de la válvula
— cock. grifo de válvula
— control. mando de las válvulas, control de las válvulas
— cooling. enfriamiento de las válvulas
— cup. copa de válvula
— face. cara de una válvula
— grinder. rectificadora de válvulas, esmeriladora de válvulas, refrentador de válvulas
— groove. ranura de válvula
— guide. guía de válvula
— head. cabeza de válvula
— in head. válvula a la culata
— insert. asientos cambiables, asientos insertados de válvula
— jacket. camisa de válvula
— lifter. levantaválvula
— pushrod. barra o varilla de empuje de válvula
— rod. varilla de válvula
— rod sub. unión sustituta para varilago de válvulas

— seat, asiento de válvula, (V) silla
 — seat puller, extractor de asientos de válvula
 — spear, arpón pescaválvulas
 — spring, resorte de válvula
 — spring cover, tapa o cubierta de resorte de válvula
 — spring seat, asiento de resorte de válvula
 — stem, vástago de válvula
 — stem adjuster, ajustador de vástago de válvula
 — stem bushing, buje de vástago de válvula
 — tappet, botador de válvula, levanta-válvula
 — tappet clearance, luz del levanta-válvula
 — timing, regulación de las válvulas, sincronización de las válvulas
 — travel, carrera o recorrido de una válvula
 angle —, válvula de codo, válvula angular, válvula acodillada
 angle check —, válvula de retención acodillada
 back pressure —, válvula de contrapresión
 ball-and-seat —, válvula de bola y asiento
 ball check —, válvula de retención a bola
 bar stock —, válvula de hierro de barras
 blowoff —, válvula de descarga, válvula de escape, válvula de purga
 butterfly —, válvula de mariposa, válvula giratoria
 check —, válvula de retención
 compounding —, válvula de compounding, válvula para combinación de bombas en serie, válvula de relevo
 cross —, válvula de cruz
 damping —, válvula amortiguadora
 dart —, válvula de dardo
 diaphragm —, válvula de diafragma
 diaphragm control —, válvula de control a diafragma
 discharge —, válvula de descarga
 drop —, válvula de tapón suelto
 feather —, válvula de lengüeta
 flow —, válvula reguladora de flujo
 globe —, válvula esférica

kick-off —, válvula excitadora
 motor diaphragm —, válvula de diafragma
 needle —, válvula de aguja
 non-rising stem gate —, válvula esclusa de vástago estacionario
 packing check —, válvula de retención de la empaquetadura
 packing release —, válvula soltadora de la empaquetadura
 plug —, válvula de tapón
 pop —, válvula de disparo
 pressure relief —, válvula de alivio, válvula de seguridad
 reducing —, válvula reductora
 relief —, válvula de alivio
 safety —, válvula de seguridad
 spring loaded relief —, válvula de alivio a resorte
 standing —, válvula fija
 travelling —, válvula móvil
 vent —, respiradero
 valve-grinding compound, pasta para pulir o esmerillar válvulas
 valve-in-head, válvula en la culata
 vanadium, vanadio,
 vapor, vapor
 — baffle, desviador de vapor
 — lock, falta causada por la formación de burbujas en un motor, traba de vapor
 — pressure, presión de vapor (A) tensión de vapor
 — recovery plant, planta para recuperación de vapor
 — temperature, temperatura del vapor
 — tight, hermético al vapor, estanco al vapor
 vapor-phase cracking, cracking por el método de fase de vapor
 vapor-phase process, método de fase de vapor
 vapor-phase refining, refinación por el método de fase de vapor
 vapor-phase treating process, tratamiento por el método de fase de vapor
 vaporimeter, vaporímetro
 vaporization temperature, temperatura de vaporización
 vaporizer, vaporizador
 vaporizing point, punto de vaporización
 variable, variable

variator, variador; instrumento para variar la velocidad, la energía, carrera del émbolo, etc.
 variegated, abigarrado
 varnish, barniz
 — remover, disolvente de barniz
 vane, verve; capa de ceno depositada en un lago o cuerpo de agua mansa durante el transcurso de un año
 vaseline, vaselina
 V-belt, correa trapezoidal, correa en V
 — drive, transmisión por correa en V
 V-belt sheave, roldana para correa trapezoidal
 V-shaped, en forma de V
 vegetation, vegetación
 vein, (geol) filón, veta. Véase dibe
 — accompaniments, (geol) séquito de filón, esquizolites
 ore —, mena, filón metalífero
 velocity, velocidad
 — bed, (geol) capa de velocidad
 — curve, curva de la velocidad
 — distribution, (geol) distribución de velocidades
 — head, altura de velocidad de un fluido, carga de velocidad, altura dinámica
 — layer, (geol) capa de velocidad
 apparent —, velocidad aparente
 down-dip apparent —, velocidad aparente buzamiento abajo
 vent, respiradero, orificio de escape
 — riser, tubo ascendente del respiradero
 ventifact, gliptolita
 ventilation, ventilación
 Venturi meter, venturímetro, medidor venturi, contador venturi
 Venturi tube, tubo venturi
 vinylacetylene, vinilacetileno. Véase butylene
 verniculate, verniculita
 vernier, nonio, vernier
 vernier calliper, calibre de nonio
 vertebrate, vertebrado
 vertical, vertical
 — component magnetic field, (geol) campo magnético de componente vertical
 — gravimeter, gravímetro vertical
 — interval, (geol) intervalo vertical

— magnetic anomaly, (geol) anomalía magnética vertical
 — magnetic intensity, (geol) intensidad magnética vertical
 — projection, proyección vertical
 — scale exaggerated, (geol) escala vertical exagerada
 — section, (geol) sección vertical
 — time, (geol) tiempo vertical
 — travel, (geol) dromocrónica vertical
 vesicles, vesículas
 vesicular, vesicular
 vessel, vasija, recipiente; (nau) barco, buque, embarcación; (geol) recipiente; inclusa tenue, tanques, cilíndricos, cámaras, etc.
 air —, cámara de aire
 vesuvianite, vesuvianita
 vibrating mud screen, colador trepidante para el lodo, colador vibratorio
 vibration, vibración, oscilación
 — damper, amortiguador de vibraciones
 — insulation, aislamiento de vibraciones
 village, pueblo
 vinylbenzene, vinilbenceno. Véase phenylethylene
 vinylcyclopentane (1-vinyl-1-cyclopentane), 1-venil-1-ciclopenteno
 virgation, (geol) virgación
 viscosimeter, viscosímetro
 viscosity, viscosidad
 — breaker, separador de viscosidades
 — curve, curva de viscosidad
 — index, índice de viscosidad
 — meter, viscosímetro
 — yield, rendimiento de viscosidad
 absolute —, viscosidad absoluta
 viscous, viscoso
 — flow, flujo viscoso
 — oil, aceite viscoso
 vise, prensa de tornillo, tornillo de banco, cárcel, (U) moisa, (A) sargento
 — grips, mordazas de una moza
 viability, viabilidad
 visor, visera
 vitrified clay, barro vitrificado
 vitrified clay pipe, tubería de barro vitrificado
 VOC (viscosity-gravity constant), constante de la densidad de la viscosidad (CDV)

veld, vacío
 volátil, volátil
 — sil, aceite volátil. Véase *essential oil*
 volcánica, volcánico
 — ash, ceniza volcánica
 — bomb, bomba volcánica
 — breccia, brecha volcánica
 — erupción, erupción volcánica
 — glass, vidrio volcánico. Véase *obsidian*
 — neck, cuello volcánico
 — rock, roca volcánica
 — sand, arena volcánica
 volcanismo, volcanismo
 volcano, volcán
 volt, voltio
 voltage, voltaje
 — curve, curva de tensión eléctrica;
 — curva de voltaje

— regulador, regulador de voltaje
 v. arc — (soil) voltaje del flujo del arco
 volt-ampere, voltamperio
 voltmeter, voltmetro
 volume, volumen
 — control, control de volumen
 — control circuit, circuito de control de volumen
 — tank, tanque compensador; tanque conectado a los gasoductos para proveer mayor volumen y evitar fluctuaciones en la presión
 volumetric, volumétrico
 — efficiency, eficiencia volumétrica
 vulcanism, plutonismo; vulcanismo
 vulcanization, vulcanización
 vulcanize, vulcanizar

W

wabble, (v) bambolear, balancear, oscilar
 — failure, (perf) falla por bamboleo
 wad, tazo, grafito
 wages, jornales
 wagon, vagón; carro; carretilla
 — tongue, lanza para remolque
 way —, (V) góndola
 weeding —, carretilla para tuberías
 walk, pasillo
 walk a bed, (geol) (v) recorrer el afloramiento de un estrato y cartografiarlo
 walkie-talkie, radio receptores transmisores portátiles
 walking beam, balancín
 walking beam pump, bomba de balancín
 walking crane, grúa móvil, grúa rodante
 walkway, balconillo elevado
 wall, pared; muralla
 — core, (A) testigos laterales, núcleos laterales, testigo de pared
 — block, gancho centrador de barrera;
 — gancho para centrar la barrera en el hoyo
 — packer, obturador para sellar las juntas del estrato
 — sampler, coquemuestras de las paredes del estrato

waning —, (geol) (A) pendiente, (A) yacente, (A) muro. Véase *roof*
 walnut, nogal
 warehouse, almacén, bodega, depósito. Véase *storeroom*
 — man, almacenista, bodeguero, (A) encargado de almacén, encargado de depósito
 warm, caliente
 warp, comba; torcimiento
 warped, torcido, combado
 wash tower, torre depuradora
 washer, (mec) arandela; (cuero) zapatilla; (arena) lavadora, (V) guasa
 bronze thrust —, arandela de empuje, de bronce
 washing, (arol) (A) lavado, remoción. Véase *denudation*
 washout, socavamiento, derrumbamiento, derrumbe, arrastre
 wash-over string, (herr) de pesca) sarta de lavado
 waste, estopa; desperdicio
 — disposal, destrucción de desperdicios, desechos, o basura
 — gas, (ref) gas de desecho, gas de desperdicio

— boat, color perdido
 watch, reloj de bolsillo; vela; vigilia; vigilancia, cuidado, observación; centinela, vigia, sereno; vigilar, estar alerta; hacer guardia; velar
 water, agua
 — blender, (ref) mezcladora de agua
 — conditioning unit, planta para acondicionamiento de aguas
 — coning, conificación del agua; elevación del agua alrededor del hoyo, en forma de cono, causada por el efecto de la acción capilar y las variaciones en la presión de fondo
 — cooler, enfriador de agua
 — cooling, enfriamiento por agua
 — cushion, columna de agua amortiguadora
 — density, densidad del agua
 — disposal, (prod) eliminación del agua salada
 — drive, empuje hidrostático; producción del crudo por presión hidrostática natural
 — fall, cascada; catarata; caída de agua
 — flooding, inyección de agua
 — gage, indicador de nivel de agua. Véase *water gage rock*
 — gage cock, grifo indicador de nivel de agua, grifo de confrontación, grifo de manómetro
 — gage illuminator, iluminador de indicador de nivel de agua
 — gap, (geol) valle de drenaje, (A) quebrada
 — hammer, ariete hidráulico
 — jacket, camisa de agua
 — knockout, separación del agua del petróleo; separador
 — leaching, percolación de agua
 — lag, (cal) placa de agua, hervidero; (prod) asentador preliminar
 — level, nivel de agua
 — meter, contador de agua, medidor de agua
 — oil compaction, agua de expulsión
 — pipe, tubo de agua, caño de agua
 — plate, (geol) capa de agua subterránea, napa de agua subterránea
 — pump, bomba de agua
 — seal, (bombas centrifugas) cierre hi-

dráulico, cierre de agua; dispositivo en que se usa agua como el elemento obturador; sello de agua, retén de agua, obturador de agua, sello hidráulico
 — shed, baya hidrogáfica
 — shut off test, prueba de la aislación del agua
 — softener, generador de agua dulce, suavizador de agua, ablandador de agua
 — soluble oil, aceite soluble en agua
 — string, (perf) tubería de revestimiento final, (A) columna aisladora. Véase *oil string*
 — table, (torre de perf) marco base del portapoleas de corona; (edificio) betaguas, retallo de diamante; (geol) napa freática, lámina acuifera, nivel de agua freática; (V) mesa de agua; (Cuba) tabla de agua
 — table beam, viga lateral del marco base del portapoleas de corona
 — vapor, vapor de agua
 — wash tower, torre de lavado con agua
 artesian —, agua artesiana
 backwash discharge —, descarga de agua rebosada
 brackish —, agua salobre
 connate —, (A) agua connata, (A) agua intersticial, agua singenética
 drinkable —, agua potable. Véase *potable water*
 fixed ground —, agua subterránea fija
 ground —, agua subterránea
 meteoric —, agua meteórica, (A) agua de gravedad. Véase *vadose water*
 pellicular —, agua pelicular
 perched ground —, agua subterránea endicada
 potable —, agua potable. Véase *drinkable water*
 rejuvenated —, agua rejuvenecida
 salt —, agua salada, salmuera. Véase *brine*
 surface —, agua freática, agua superficial
 telluric —, agua telúrica
 vadose —, agua meteórica, (A) agua de gravedad
 water-base mud, lodo a base de agua

water-cooled engine, motor enfriado por agua
 water-level gage, indicador de nivel de agua. Véase water gage rock
 water-treating chemical, substancia química para regenerar el agua
 water-tube boiler, caldera de tubos
 water-well drill, perforadora para pozos de agua
 waterfall, salto, cascada, catarata
 watermelon, (bombeo) peso sobre la unión giratoria del cable de las varillas de succión
 waterproof, impermeable. Véase impervious
 watershed, (geol) divisoria de aguas
 waerlight, impermeable
 watt, vatío
 — meter, varímetro
 wave, onda; ola
 — front, frente de onda
 — length, (geol) longitud de onda
 — mark, (mar) impresión de ola
 — train, (geol) grupo de ondas
 acoustic —, onda acústica
 air —, onda aérea
 condensation —, (sism) onda de condensación, onda de rarefacción
 dilatational —, onda de dilatación. Véase longitudinal wave
 elastic —, onda elástica
 extension —, pozo de avanzada
 longitudinal —, onda longitudinal
 preliminary seismic —, (A) precursor
 primer impulso sísmico; (A) sísmo precursor
 radio —, onda de radio
 rarefaction —, (sism) onda de rarefacción; onda de condensación
 Rayleigh —, onda de Rayleigh
 seismic —, onda sísmica
 sound —, onda sonora
 wave-built terrace, terraza formada por la acumulación de sedimentos traídos por las olas del mar
 wave-cut terrace, terraza cortada por la acción desgastante de las olas del mar
 wave-generating explosion, explosión generadora de ondas
 wax, cera
 — chiller, congelador de parafina

— crystallization modifier, modificador de la cristalización de parafina
 — distillate, destilado parafínico
 — oil, aceite parafínico
 — plant, fábrica o planta de parafina
 — sweater, cámara de resudación de parafina
 — sweating, (ros) resudamiento de la parafina
 slack —, parafina cruda, parafina bruta
 wax-free oil, aceite sin parafina
 wax-sweating stove, estufa para resudamiento de parafina
 way, sendero, camino, vía; modo de obrar
 wear and tear, desgaste, deterioro
 wearing surface, superficie de desgaste
 weather, tiempo; condición atmosférica
 weathered crude petroleum, petróleo crudo oreado, petróleo crudo intemperizado
 weathered layer, (geol) capa superficial; horizonte de baja velocidad sísmica
 weathering, (geol) denudación, meteorización de las rocas, (A) erosión
 — correction, corrección para tomar en cuenta la denudación de la capa superficial
 — process, método de tratamiento al aire libre; poner a la intemperie la gasolina derivada de gas natural para permitir la evaporación de ciertas substancias, como el propano
 differential —, (geol) meteorización diferencial
 weatherproof, a prueba de intemperie
 weaving, (sol) soldadura de tejido, soldadura de valvén
 wedge, (s) (geol) cuña, calce; (v) calzar, acuñar
 wedge out, (geol) (s) acuñamiento, adelgazamiento; (v) acuñarse, adelgazarse
 wedging, (geol) encuñamiento, acuñamiento
 weight, peso, pesa
 — indicator, indicador de peso
 weights, pesas
 — for analytical balance, pesas de balanza de precisión
 adjustable beam —, contrapesos graduables del balancín
 well, vertedero, rebosadero, presa
 weld, (v) soldar; (s) soldadura

— leak clamp, abrazadera para cerrar fugas en soldaduras
 axis of a —, eje de la soldadura
 bead —, soldadura de obturación, cordón de obturación
 bevel —, soldadura de bisel, soldadura de chafán
 butt —, soldadura a tope
 double groove —, soldadura de ranura doble
 concave fillet —, soldadura en ángulo, cóncava
 continuous —, soldadura continua
 convex fillet —, soldadura en ángulo, convexa
 face of —, cara de la soldadura
 flush —, soldadura a ras
 fusion —, soldadura de fusión
 intermittent —, soldadura intermitente
 J groove —, soldadura de chafán en J
 plug —, soldadura de tapón, soldadura de cuña
 projection —, soldadura de resalto
 resistance butt —, soldadura a tope, de resistencia
 root of —, (sol) base de la soldadura
 seal —, soldadura de obturación, cordón de obturación. Véase bead weld
 seam —, soldadura de costura
 semi-automatic metal arc —, soldadura semiautomática al arco metálico
 single groove —, soldadura de ranura sencilla
 slot —, soldadura oblonga
 spot —, soldadura de puntos
 square groove —, soldadura de chafán cuadrado
 staggered intermittent fillet —, soldadura en ángulo, intermitente y altemada
 tack —, soldadura punteada, soldadura de puntada
 throat of fillet —, cuello de la soldadura en ángulo
 toe of —, borde de la soldadura
 U groove —, soldadura de chafán en U
 welded joint, junta soldada, unión soldada
 welded pipe, tubería soldada
 welder, (hombre), soldador; (máquina), soldadora
 welding, soldadura
 — clamp, abrazadera de soldar
 — electrode, electrodo para soldar

— electrode holder, portaelectrodo
 — fill, (para soldar, L) soldable
 — fittings, conexiones de soldar
 — ground, tierra de la soldadura
 — hose, manguera de soldar
 — leads, cables conductores
 — rod, varilla para soldar
 — shield, casco protector para el soldador
 — tee, T para soldar
 — torch, antorcha para soldar, (A) soporte para soldar
 — wire, alambre de soldadura
 acetylene —, soldadura oxiacetilénica
 arc —, soldadura al arco
 atomic hydrogen —, soldadura oxidativa al arco
 automatic —, soldadura automática
 back-stop —, soldadura de retroceso
 bell-hole —, soldadura de rodeo; método por el cual el soldador pasa el electrodo alrededor de un tubo, metiéndose en un hoyo para soldar por debajo
 carbon arc —, soldadura al arco de carbono
 direct current arc —, soldadura al arco con corriente continua
 forge —, caldear. Véase blacksmith roll y hammer roll
 gas —, soldadura con oxiacetileno, soldadura de acetileno
 hammer —, soldadura al martillo
 manual —, soldadura manual
 metal arc —, soldadura al arco metálico
 non-pressure —, soldadura sin presión
 percussive —, soldadura de impacto
 poke —, soldadura de sello
 pressure —, soldadura a presión
 shielded carbon arc —, soldadura al arco de carbono protegido
 shielded metal arc —, soldadura al arco metálico protegido
 spot —, (v) soldar a puntos, (s) soldadura de puntos, soldadura punteada. Véase spot weld
 resistance —, soldadura de resistencia
 resistance flash butt —, soldadura a tope de resistencia y por recalentamiento
 thermal —, soldadura de termilla
 weldment, pieza soldada

well, pozo, (A) sonda
 — density, densidad de pozos; número de pozos por acre, hectárea, etc.
 — log, registro o informe diario de perforación; registro gráfico de subsuelo; perfil de perforación; perfil geológico de pozo; corte geológico de pozo
 — service, (Ven) arrancador, equipo de limpieza de pozos. También se refiere al operario a cargo del trabajo
 — shooting, (good) detonaciones sísmo-gráficas realizadas en pozos profundas; (prod) voladura en el fondo del pozo para crear hendiduras
 — surveying. Véase logging
 artesian —, (A) fuente artesiana, pozo artesiano
 dead —, pozo muerto
 development —, pozo de explotación
 dry —, pozo seco
 flowing —, (A) pozo surgente, pozo de surgencia natural, pozo brotante, (M) pozo saltante
 gas input —, pozo de inyección de gas
 high pressure —, pozo a alta presión
 oil —, pozo petrolífero, pozo de petróleo
 outpost —, pozo de avanzada
 producing —, pozo productivo
 pumping —, pozo a bomba
 relief —, pozo de alivio
 water —, pozo de agua, (A) fuente
 wildcat —, pozo exploratorio
 well-measuring meter, indicador de metroje adjunto al carretel de la cuerda de medición
 well-measuring reel, carrete para la cuerda de medición de profundidad
 well-servicing unit. Véase servicing unit
 well, (cons) ribete; (carp) refuerzo; cohesión; (v) ribetear; azolar
 west, oeste
 west-east de oeste a este [O a E]
 — by north, oeste cuarta al norte [O ¼ al N]
 — by south, oeste cuarta al sudeste [O ¼ SO]
 — northwest, oeste norte [ONÓ]
 — of north, oeste del norte [O del N]
 — southwest, oeste sudoeste [OSO]
 wet, mojado, húmedo, impregnado; (v) mojar, humedecer

— gas, gas húmedo
 — natural gas, gas natural húmedo
 — oil, petróleo húmedo
 — sheave, camisa en contacto con el agua
 wheel, rueda
 — alignment, alineación o alineamiento de las ruedas
 — spider, maza y rayos de una rueda
 band —, rueda matriz, (A) polea de transmisión
 bull —, (perf a petro) (M) malacate de herramientas, (A) tambor de perforación
 flanged —, rueda de pestaña
 hand —, rueda de mano
 steering —, timón, volante, rueda directriz
 wheelbarrow, carretilla
 whipstock, (perf) desviador, guiabarena, (A) quiasondas
 — orientation, orientación del desviador o quiasondas
 whirling cementing collar, collar de remolino para cementar
 whirling shoe, zapata de remolino
 whistle valve, válvula del pito
 white lead, albayalde
 white metal, metal blanco
 white oil, aceite blanco; aceite altamente refinado, de clara transparencia
 white spirits, espíritu de petróleo. Véase petroleum spirits
 wholesale, al por mayor
 — dealer, mayorista
 wick, mecha, pabilo
 wicker, (cable de alambre) alambres rotos que se proyectan hacia fuera; (herramientas de pesca) garras roscadas
 widening, espaciar los pozos ampliamente
 wild gasoline, gasolina no estabilizada
 wild well, pozo fuera de control
 wildcat, pozo exploratorio, perforación de ensayo, pozo de cateo
 witable, berbiquí; barrenas
 winch, malacate, cabrestante, montacargas, hainche, gúincho, (V) máquina
 wind, viento
 — gap, ventisquero
 — load capacity, (torre de perf) resistencia al viento

winding, arrollamiento, devonado
 stirrer —, arrollado del estator
 wind-made, cross-bedding, estratificación entrecruzada eólica
 windlass, torno, malacata, montacarga, cabria, (A) gúinche de mano
 window, ventana, ventanilla; (good) peladura; abertura ocasionada por la erosión y por la cual aflora el estrato subyacente
 windshield, parabrisas
 windward, barlovento
 wing, (edificio) ala, alero; (presa) ala, aleta
 — connection, conexión de alerías
 — nut, tuercas de alerías, tuercas mariposa
 wing-screw, tornillo de mariposa
 winter, invierno
 wiper, limpiador, limpiaparabrisas, desempañador; (mec) ábabe, leva
 wire, alambre, cable de acero delgado; (com) telegrama, cable; (v) alambrear; (com) telegrafiar, cablegrafiar
 — brush, cepillo de alambre
 — cable, cable de alambre
 — cloth, tela metálica
 — conduit, conducto de cable
 — gage, calibrador de alambre
 wire-cable clip, grapas para cable de acero
 wire-line, cable de alambre, (perf) cable de las poleas, cable de acero
 — clamp, abrazadera para línea y cable de perforación
 — clip, Véase wire-line clamp
 — core catcher, sacanúcleos a cable
 — core drill, barrena sacatestigos a cuerda de alambre; barrena sacatestigos (o sacanúcleos) extraíble con una cuerda de alambre
 — cutter, cortacables, cortadora de cables
 — depth measurer, medidor de profundidad con cable de alambre
 — guide, guía del cable de las poleas
 — socket, enchufe del cable de acero o de las poleas
 — pump, bomba de cable de acero
 wire-line-type beam hanger, sujetador en el balancín para cable de acero
 wire-rope, cable de alambre, cable de acero

— grab, abrazadera para cable de acero
 — kink, torcedura o nudo en el cable de acero
 — knife, cortacables
 — shackle, ojal para cable de acero, guardacabos
 wiring, instalación eléctrica
 W.O.A. (water, oil and gas), presión de agua, petróleo o gas. Se emplea para denotar la resistencia de las válvulas
 wobble, tambaleo, bamboleo
 wolframite, volframita, tungsteno
 wellstonite, wellstonita
 wood, madera; bosque
 wood-screw, tornillo para madera
 wool, lana
 — stock, aceite para lana
 work, trabajo
 work-over job, (prod) rehabilitación de un pozo, reperfioración, limpieza de pozo
 working barrel, cilindro del émbolo de una bomba
 working-barrel coupling, acoplamiento para el cilindro de la bomba
 working parts, piezas móviles
 working pressure, presión efectiva
 workmanship, mano de obra, ejecución, hechura, confección
 workshop, taller
 worm gear, engranaje de tornillo sin fin
 worm wheel gear, engranaje de rueda helicoidal
 woven brake lining, forro tejido para frenos
 wrapping machine, máquina de envolver
 tibería
 wrecking bar, barra sacaclavos
 wrench, llave, llave de tuercas, llave inglesa
 adjustable —, llave inglesa regulable o graduable, (V) llave semilla
 heat —, llave acodada, llave con mango en ángulo
 box —, llave cerrada, llave de grifos
 cock —, llave para espita, llave espitera
 end —, llave de boca sencilla
 fork —, llave de horquilla, llave tonedor
 hook —, llave para tuercas circulares, llave de gancho
 monkey —, llave inglesa

SPANISH - ENGLISH

123

A

pin —, llave de horquilla, llave tenedor
 pipe —, llave de tubos
 S — llave forma S, llave de doble curva,
 (V) llave de boca
 set screw —, llave para tornillo de
 presión, llave para tornillo de ajuste
 shilling —, llave inglesa
 snap-on —, llave de varilla de succión
 socket —, llave tubular, llave de copa,
 llave de muletilla

wrinkle bend, dobladura con arrugas
 wrist (mech) muñón
 wrist-pin bearing, cojinete del garrón del
 pie de biela, cojinete del pasador de
 articulación, (V) cojinete de brazo
 writt-pin puller, extractor de garrones de
 pie de biela, extractor de pasadores
 de articulación
 wrought iron, hierro forjado, hierro dulce
 wurzillie, wurzillita; betún

X

xenolith, xenolito
 xerophytic, xerofítica

X-ray, rayos X
 xylene, xileno. Véase dimethylbenzene

Y

yard, patio; yarda: 0.914399 metros
 Y connection, conexión de estrella, conec-
 ción en Y
 yellow, amarillo
 yield, producción; rendimiento de un pro-
 ducto, máquina o empresa

— point, punto cedente; límite elástico
 aparente; punto de deformación
 — strength, fuerza de ruptura

yoke, yugo
 Young's modulus, módulo de Young

Z

zeolite, zeolita
 zero, cero
 — amfines equivalent, equivalentes am-
 línico cero
 — pour, fluidez cero
 — shift, (geol) sin variación
 zinc, cinc o zinc
 — chloride, cloruro de cinc
 zinc, cénica

zeolite, zeolita
 zone, zona
 — of aeration, zona de aeración, zona
 del agua en suspensión
 — of saturation, zona de saturación
 — of suspended water, zona del agua
 en suspensión; zona de aeración
 xenomorphic, xenomorfo, alotriomorfo.
 Véase allotriomorphic.

abanico, fan
 — alluvial, alluvial fan
 — aluvial, (Col) alluvial fan
 — de desecación, (geol) talca fan, alluvial
 fan
 — espontáneo, bug blower
 abastecimiento, supply
 — de la demanda interior, domestic sup-
 ply
 abasto, supply
 abertura, aperture; opening; cleft, crevice,
 fissure; hemlock
 — de la boca de una llave inglesa, span
 of wrench jaw
 — de chispa, spark gap
 abigarrada, mottled, motley, variegated
 abiosis, (geol) abiosis; absence of organic
 life
 abiótico, abiotic
 abisal, abyssal
 abismo, (geol) steep face, abyss; abysm
 ablación, ablation
 abridor de agua, water sifter
 abocardar, to counterbore
 abocardado, (shop) countersink
 abocardado de fondo plano, counterbore
 abridor de tubos, tube expander
 abrasión, abrasion
 abrasivo, abrasive
 ahumadera, clamp; clip; clevis; cleat; clasp,
 buckle; capuchine
 — contra fugas, leak clamp
 — de anclaje, anchor clamp
 — de la barra de suspensión, rod hanger
 clamp
 — de caldera, belly brace
 — de cables, angled hoop
 — de evaluación para varillas de
 tracción, combination pull-rod clamp
 — de correa, belt clamp
 — de eje, axle clamp
 — de golpeo, drive clamp
 — de muñeca, trunnion brace
 — de pariel, prop clamp, prop strap

— de rebote, rebound clip
 — de soldar, welding clamp
 — de tirante, tie-rod clamp
 — de tornillo, adjusting clasp
 — de tubería de revestimiento, casing
 clamp
 — de unión, coupling clamp
 — de unión para tubería, pipe-joint
 clamp
 — giratoria, revolving or swivel clamp
 — graduable, adjusting clamp
 — interior de alineamiento, (p) inside
 line-up clamp
 — limpiadora de lodo, mud wiper, mud
 saver
 — para cable de acero, wire-ropes grab
 — para cable de perforación, wire-line
 clamp
 — para silla, (mech) saddle clamp
 — para tubo, pipe clamp
 — (s) de empaquetadura, packing
 clamps
 — (s) del vástago pulido, (pump)
 polished-rod clamps
 — (s) para cerrar fugas en soldaduras,
 weld leak clamps
 — (s) para reparar tuberías, repair
 clamps
 — (s) para varillas de tracción, pull-rod
 clamps
 ahrietubo, swedge
 — acanalado, fluted swedge
 — de rodillo, roller swedge
 abreviatura, abbreviation
 abrir y cerrar el pozo intermitentemente
 para aumentar la presión, to rock a
 well, to activate a well
 abacia, abacia
 absoluta, a, absolute
 absorbchoque, shock absorber
 absorbedor, absorber
 absorbente, absorbent
 absorber, to absorb
 absorción, (hyd) (elec) (chem) absorp-tion

— preferential, preferential absorption
 acobamiento de un peso, (s.g.) well completion
 acanalado, fluted
 acanalamiento, (geol) grooving
 acantilado, (n) (A) cliff; (f) steep
 acarreador, carrier
 acarreo, hauling, haul, cartage, transportation
 acarreos de glaciares, (geol) glacial drift
 acceso, access
 accesorios, fittings, accessories, appurtenances
 — de alumbrado o iluminación, lighting fixtures
 — de inserción, (mech) inserts
 — de taller, shop equipment
 — embridados, flanged fittings
 — para calderas, boiler fittings
 — para engrase alemita, alemita fittings
 — para tanques, tank fittings
 — para tubería, pipe fittings
 accidentes, accident
 acción, action
 — de desazucarar el petróleo, (ref) sweetening
 — de la gravedad, gravitational attraction
 — de palanca, leverage
 — de reparto la tubería a lo largo del trayecto, (p ln) stringing
 — elástica retardada, (geoph) lag-elastic action
 — galvánica, galvanic action
 — gravitativa, gravitational attraction
 — termal retardada, (geoph) lag-thermal action
 accionado manualmente, hand actuated
 accionado por pedal, foot actuated, foot operated
 accionado por reloj, clock-driven
 accionamiento eléctrico, electric drive
 accionar, to drive, to actuate, to operate
 aceite, oil
 — azul, blue oil
 — blanco, white oil
 — bruto, raw oil
 — craso o graso, fatty oil
 — crudo de base asfáltica, asphalt-base oil
 — crudo de base mixta, mixed base crude

— crudo cáustico, naphthene-base crude oil, asphalt-base oil
 — de aguarrás, turpentine oil
 — de aviación, aviation oil
 — de cárter, crankcase oil
 — de castor, castor oil
 — de creosota, dead oil
 — de enjuagar, oil flushing
 — de flotación, flotation oil
 — de lámpara, burning oil
 — de lutita, shale oil
 — de parafina, keros oil
 — de pata, (U) foot oil
 — de pie de vaca, neatfoot oil
 — diluible en agua, soluble oil
 — empíreamático, empyreumatic oil
 — emulsificado, emulsified oil, cut oil
 — enjuto, (ref) lean oil
 — enriquecido, (ref) fat oil
 — esencial, essential oil
 — fluidificante, flux oil
 — magro, (ref) lean oil
 — medicinal, medicinal oil
 — mezclado, compounded oil
 — mineral, mineral oil
 — mineral de foca, mineral seal oil
 — muerto, (M) dead oil
 — negro, black oil
 — neutro, neutral oil, pole oil, red oil
 — para alumbrado, illuminating oil
 — para bañar piezas recién fresadas a fin de preservarlas contra la oxidación, slushing oil
 — para caminos, road oil
 — para chumaceras de vagones, roll-road oil
 — para cilindros, cylinder oil
 — para cortar, cutting oil
 — para husillos, spindle oil
 — para lana, wool stock
 — para limpiar, cleansing oil
 — para lubricar muelles y taladros neumáticos, air drill oil
 — para motor, motor oil
 — para pulir, buffing oil
 — para señales, mineral seal oil
 — para temple, quenching oil
 — para transformadores, transformer oil
 — para válvulas y cilindros de locomotora, railway valve oil
 — parafínico, wax oil, paraffin oil
 — penetrante, penetrating oil

— pobre, (ref) lean oil
 — residual, residual oil (b.s. oil)
 — sin parafina, wax-free oil
 — soluble en agua, water soluble oil
 — viscoso, viscous oil
 — volátil, volatile oil, essential oil
 acelerera, oil can
 — de goteo, drill oiler
 aceitoso, oily
 aceleración, acceleration
 — centrífuga, centrifugal acceleration
 acelerador, accelerator
 — de pedal, foot throttle
 — de pis, foot accelerator
 acelerante, accelerating
 acelerar, to accelerate
 acenafileno, acenaphylene
 acepilliz, see cepillar
 aceptación, (com) acceptance
 acero, steel
 — acanalado, channel steel
 — ácido, acid steel
 — al carbono, carbon steel
 — al cobre, copper-bearing steel
 — al crisol, crucible steel
 — al cromo, chromium steel
 — al molibdeno, molybdenum steel
 — austenítico, austenitic steel
 — Bessemer, (met) Bessemer steel
 — de aleación, alloy steel
 — de arado, plow steel
 — de construcción, structural steel
 — de herramientas, tool steel
 — de horno eléctrico, electric steel
 — de proceso básico, basic steel
 — de resortes, spring steel
 — dulce, mild steel, soft steel
 — estructural, structural steel
 — extraduro, extra hard steel
 — forjado, forge steel
 — inoxidable, stainless steel
 — para balistas, spring steel
 — prensado, pressed steel
 — recocido, annealed steel
 — resistente a la corrosión, corrosion-resisting steel
 — resistente al calor, heat-resisting steel
 — tungsteno, tungsten steel
 acereniquel, nickel steel
 acetato, acetate
 — butílico, butyl acetate
 acético, acetic

acetileno, acetylene
 gas —, acetylene gas
 quemador de —, acetylene burner
 acetonas, acetone
 achicador, bailer
 — de arena, sand bailer, sand pump
 — de dardo, dart bailer
 — de lodo, mud socket
 — hidrostático, hydrostatic bailer
 — sellado con uniones enroscadas o flans, flush-joint sectional bailer
 achicar, to bail, to drain
 achique, (drig) bailing
 achique de activación, (oil well) swabbing
 achique de excitación, (oil well) swabbing
 ácido, acyclic
 acicular, acicular
 ácido, acidity
 acidificar, to acidify
 ácido, acid
 — acético, acetic acid
 — acrílico, acrylic acid
 — adipico, adipic acid
 — ascórbico, ascorbic acid
 — barbitúrico, barbituric acid
 — benzoico, benzoic acid
 — benzosulfínico, benzolsulphinic acid
 — bórico, boric acid
 — butírico, butyric acid
 — caprílico, caprylic acid
 — carbólico, carbonic acid
 — carbónico, carbon dioxide
 — cianico, cyanic acid
 — clorhídrico, hydrochloric acid
 — crómico, chromic acid
 — crónico, citronic acid
 — de contacto, contacting acid
 — esteárico, stearic acid
 — fluorhídrico anhidro, anhydrous hydrogen fluoride acid, anhydrous hydrogen fluoride
 — fórmico, formic acid
 — fosfórico, phosphoric acid
 — itálico, phthalic acid
 — fumárico, fumaric acid
 — gálico, gallic acid
 — glicérico, glyceric acid
 — glicólico, glycolic acid
 — halóideo, haloid acid
 — hidrocórico, hydrochloric acid
 — isobutírico, isobutyric acid

— láctico, lactic acid
 — láurico, lauric acid
 — lebulínico, lebulinic acid
 — libre, free acid
 — linoléico, linoleic acid
 — linéico, linoleic acid, linolic acid
 — málico, maleic acid
 — málico, malic acid
 — malónico, malonic acid
 — mesotartárico, mesotartaric acid
 — muriático, muriatic acid
 — naptéico, naphthenic acid
 — nicotínico, nicotinic acid
 — nítrico, aqua fortis, nitric acid
 — Nordhausen, oleum
 — oléico, oleic acid
 — oxálico, oxalic acid
 — palmítico, palmitic acid
 — pírico, picric acid
 — piroantúrico, fuming acid
 — regenerado, recovered acid
 — salicílico, salicylic acid
 — sebáico, sebacic acid
 — silícico, silicic acid
 — succínico, succinic acid
 — suelo o lodoso, sludge acid
 — sulfanílico, sulphanilic acid
 — sulfónico, sulphenic acid
 — sulfúrico, sulphuric acid
 — sulfúrico humeante, oleum
 — tánico, tannic acid
 — toluensulfónico, toluenesulphonic acid
 — tricloroacético, trichloroacetic acid
 — úrico, uric acid

acidulación, acidifying
 acidular, to acidulate
 acilínico, acilinic
 acmilla, acmille
 acodadura, (cable) (Spain) lay
 acombada, bent, warped, bellied
 acondicionador de lodo, mud conditioner
 acoplada, (n) (A) trailer; (U) tow of barges
 — de cuatro ruedas, (A) four-wheel trailer
 — en tandem, (A) tandem trailer
 acoplador, coupler, a coupling
 — de tubo a máscara de aire, air coupling
 — hidráulico, hydraulic coupling
 — o ajustador para bombeo, pumping adjuster

acoplamiento, coupling, splice, joint, connection; (A) clutch
 — API, API joint
 — a ras, flush joint
 — a ras con manguito, coupling flush joint
 — con collar a soldadura, collar weld joint
 — con collar a tope, butt welded joint
 — cóncavo, conical seal joint
 — de inserción, inserted joint
 — de inserción a soldadura, insert weld joint
 — de mangrera, (A) hose coupling
 — de rosca, threaded joint
 — de rosca larga con manguito, long threads and coupling joints
 — de varillas, pull-rod coupling
 — de varilla de bombeo, sucker-rod coupling
 — directo, (mech) direct drive
 — extrafuerte de recalado exterior, upset full strength joint
 — para el cilindro de la bomba, working-barrel coupling
 — semi-ras con manguito, semi-flush joint coupling
 — semi-ras de recalado exterior, upset semi-flush joint

acoronado, beveled, stool clad
 acortarse, to shrink
 acotación paralela, parallel contouring
 acotamiento, (rd) (M) shoulder; setting boundary monuments; dimensioning
 acre, (n) acre; 40.47 areas; (a) sour
 acreedor, (com) creditor
 acrepé, acre-foot
 actinolita, (geol) actinolite
 activación, (catalizer) activation
 activar el pozo, to rock a well, to activate a well
 activador de gas, gas activer
 activación de la arcilla, (red) clay activation
 activa, (n) (com) assets; (a) active
 azaque, aquaque
 acueducto, aqueduct
 acuerdo, (com) agreement, resolution, decree
 aculeosa, (geol) (A) aculeado
 acuífera, (geol) acuífero
 acuífaga, (geol) acuífago
 acumulación, accumulation; gathering

— diuvial, alluviation, alluvial accumulation
 acumulador, (elec) storage battery, storage cell; accumulator
 acumular, to accumulate
 acuchamiento, (n) (geol) wedge out, wedging
 acucharse, (geol) (v) to thin out, to wedge out
 acuoso, aqueous
 acústico, a, acoustic
 adaptador, (mech) adapter; (p) transition piece, fitting
 — para bomba, pump adapter
 — para el colocador de tubería revestidora de fondo, liner-setter adapter
 — para tubería de revestimiento, casing adapter
 adelanto, progress, advance; (com) advance payment
 adelfotipo, (paleo) adelfotype
 adelgazamiento, thinning
 adelgazamiento del estrato, pinching of strata
 adelgazarse, (geol) (v) to thin out
 adelgazarse discordantemente, (geol) to pinch out
 adelgazador del lodo, mud thinner
 adherido, stuck
 adherir, to adhere
 adhesión, adhesion, bond; (w) freezing
 adiabático, a, adiabatic
 alijamientos, fittings
 aditivo, additive
 administración, administration, management
 — unificada, unit operation
 administrador, manager
 admisión, admission
 admisor de aire, air inlet
 adsorber, to adsorb
 aduana, customhouse
 adularia, adularia
 ad valorem, ad valorem
 aerador, aerator
 aerador, cerator
 aerar, to aerate
 aéreo, aerial; (radic) aerial
 — expreso —, air express
 aerificar, aerify
 aerodinámico, streamlined
 aerofotografía, aerial photograph, aerial photography
 aerofotogrametría, aerial mapping

aerogacolina, aviation gasoline
 aerolita, (geol) aerolite
 aerómetro, aerometer, hydrometer
 aeroplano, aeroplane
 aerofono, aerophone
 alacitico, alacitic
 afiladora, grinder, sharpener, grindstone, whetstone
 — de bolas, ball grinder
 afilar, to sharpen; (bit) dress; (drig) to prepare drilling tools
 aflojar, to loosen, to slack; to release
 afloramiento, face, exposure, outcrop
 aflorar, to crop out
 afuente, influx, abundance
 afluyente, affluent, copious, abundant; (n) tributary, affluent
 alforador, gager; appraiser, (mech) stream gage
 — de aduana, customs inspector
 alforar, to gage, to measure; to appraise
 agaradora, handle, grip; clamp; grouser
 — del vástago pulido, polished-rod grip
 agarador del revestidor auxiliar, (drig) liner catcher
 agarador de tubo de producción, tubing catcher
 agarrar, to grip
 agarrar tubo de fondo, (drig) liner catcher
 agarre, (mech) (revet) grip
 ágata, agate
 — musgosa, moss agate
 agencia, agency
 — de cobras, (com) collection agency
 agente, agent
 — aduanal, customs agent
 — catalítico, catalytic medium
 — de fletes, (com) forwarding agent
 — de fletes, (oil companies) landman
 — dispersador, (chem) dispersing agent
 — expeditor, forwarding agent
 — flocculador, flocculating agent
 — mezclante, (oil) blending agent
 — refinador, (process) refining agent
 — vendedor, salesman
 agitación, agitation
 agitador, agitator, stirrer
 — con una sola paleta, single paddle stirrer
 — tipo de hélice, propeller type agitator
 — tipo tanque, tank type agitator

agitar, to agitate
 aglomerado, agglomerate
 aglomerante, (ad) binder; (chem) mass
 agnostolico; Agnostolite, Algonkian Pro-
 tozoic
 aglomerante, (geol) impounding
 agotador, exhaust
 agotamiento, (oil well) depletion
 agotar, (M) (oil) to strip, to stabilize oil
 being refined; to drain off; to exhaust
 agredación, (geol) aggradation
 agredamiento, enlargement
 a granel, (com) in bulk
 agregado, (geol) aggregate
 — cristalino, (geol) crystalline aggregate
 agrimensor, surveyor
 agrimensura, surveying
 agrilo, sour
 agrupar, to assemble, to group, to bank
 agua, water
 — amoniacal, aqua ammonia
 — artesisana, artesian water
 — blanda o suave, soft water
 — connata, (A) connate water
 — de cal, lime water
 — de expulsión, water of compaction
 — de fondo, bottom water
 — de gravedad, (A) meteoric water, vadose water
 — densa, (physics) heavy water
 — destilada, distilled water
 — dulce, fresh water
 — brúica, surface water
 — innata, connate water
 — intermedia, intermediate water
 — intersticial, (A) connate water
 — meteórica, meteoric water, vadose water
 — neutralizada, neutralized water
 — pelicular, pellicular water
 — potable, drinkable water, potable water
 — regia, aqua regia
 — rejuvenecida, rejuvenated water
 — salada, salt water, brine
 — salobre, brackish water
 — subterránea, connate water
 — subterránea, ground water
 — subterránea endicada, perched ground water
 — subterránea fija, fixed ground water
 — superficial, surface water

— telúrica, telluric water
 — (s) marginales, edge water
 aguantar, to resist, to hold firm, to support
 to buck up; (s) to hold firm, to buck
 up
 agullón, boom; gib
 agulla, (packer) string
 aguja, needle; (inst) hand; (const) shot,
 spreader; (hyd) needle beam; (carp)
 brad; (fish) gait; (min) small
 branch vein
 — de calibración, metering pin
 — de medición, metering pin
 — de rebote, (mech) (U) bouncing pin
 — indicadora, (mech) bouncing pin
 — magnética, magnetic needle
 agujero, hole
 — de hombre, (U) manhole
 — desviado, (dril) deflected hole
 ahorquillado, forked
 ahogado, tapered
 ahusamiento, tapering
 ahumar, to laper
 aire, air
 — arrastrado, entrained air
 — atmosférico, free air
 — comprimido, compressed air
 — de admisión, intake air
 — puro, fresh air
 — viciado, bad air
 acondicionamiento de —, air conditioning
 colchón de —, air cushion
 compresor de —, air compressor
 condensador de —, air condenser
 densidad del —, air density
 depurador de —, air filter, air purifier
 embrague de —, air clutch. See embrague
 neumático
 enfriado por —, air cooled
 enfriador de —, air cooler
 eyector de —, air ejector
 gas de —, air gas
 grifo de —, air cock
 horno de —, air furnace
 inyección de —, (prod) air flooding; air
 injection
 secado al —, air dry
 aislador, electric insulator, insulator
 — de carrito, (elec) insulator spool
 — de las placas de un acumulador,
 plate separator
 aislamiento, insulation, insulator, isolation

— contra el calor, heat insulation
 — de asbesto, asbestos insulation
 — de vibraciones, vibration insulation
 — térmico, thermal insulation
 aislar, to isolate; to insulate
 ajustable, adjustable
 ajustadora, marlinespike
 ajustado, tight; adjusted; fitted; exact;
 adapted
 ajustador, adjuster; (mech) (carpentry) ad-
 juster, adjusting tool; machinist fitter
 — del freno, brake adjuster
 — de ventaja de válvula, valve stem
 adjuster
 — o acoplador para bombeo, pumping
 adjuster
 ajustar, to adjust, to fit, to make true,
 (surv) to balance; to regulate
 ajuste, adjustment
 — de cabos de cable, splice
 — de instrumentos, instrument calibration
 — del freno, brake adjustment
 ala, (geol) limb; (inst) limbo; (árbol) rama;
 (bidg) wing; leaf of a hinge
 alabastro, (geol) alabaster
 álabe, (mech) wiper
 álabe director, (turbine) gate
 álabe giratorio, (turbine) gate
 a la intemperie, exposure
 al aire, subaerial
 alambique, still, alembic
 — acorazado, shell still
 — al vacío, vacuum still
 — de asfalto, asphalt still
 — de coque, coke still
 — de coraza, shell still
 — de cracking, cracking still
 — de despojamiento, (ref) stripping still
 — de petróleo, petroleum still
 — de presión, pressure still
 — de torre, tower still
 — de tubo, tube still, pipe still
 — para destilación primaria, reducing
 still
 — para destilar la nafta del petróleo
 desparafinado, dewaxed oil stripper
 — para redestilación, (ref) rerun still
 — despegador, (ref) stripping still
 — deshidrator, (M) sweetening still
 — desulfurador, sweetening still
 alambiquero, stillman
 alambre, wire

alambre, (elec) jumper
 — de disparo, shooting cable; (seis) shot
 line
 — de soldadura, welding wire
 — de tungsteno, tungsten wire
 — de wolfram, tungsten wire
 — disparador, (seis) shot line
 — eléctrico, electric wire
 — para imanes, magnet wire
 — que conecta el explosivo con el de-
 tonador, firing line
 — transmisor del instante de explosión,
 (seis) shot moment line
 — (s) estátométrico, stadia hairs
 — (s) roles que se proyectan hacia
 afuera, (wire cable) wicker
 alambre-carril, (A) aerial tramway, terry
 cable
 alanita, allanite
 alargado, oblong
 alarma, alarm
 ábaco, bucket of a water wheel
 a la vista, (com) at sight
 albayalde, white lead
 albayalde rojo, red lead
 albertita, albertite, asphalt rock
 albiense, albian
 albina, albite
 alcadieno, alkadiene
 alcadieno, alkadiyne
 álcali, alkali
 álcali cáustico, caustic alkali
 alcalímetro, alkalimeter
 alcalinidad, alkalinity
 alcalina, alkaline
 alcalino-cal, calc-alkali
 alcance, reach; ran; e
 alcorno, alcorn
 alcohol, alcohol
 — amílico, amyli
 — dibromopropilo, dibromopropyl alco-
 hol
 — etílico, ethyl alcohol; grain alcohol
 — neutro, neutral alcohol
 — propílico, propyl alcohol
 al contado, (com) paid in cash
 alcotana, pick
 aldaba de goma para candado, hasp
 safety hinge
 aldehído, aldehyde
 al detalle, (com) retail
 aleación, (m) alloy, alloyation

— de hierro colado, alloy cast iron
 — de plata y aluminio, aluminum-silver alloy
 — de platino e iridio, platinum-iridium alloy
 — dura para chapear o refrentar, hard-facing alloy, hard-surfacing alloy
 — ferrosa, ferrous alloy
 — metálica, metal alloy
 — no ferrosa, nonferrous alloy

alero, (bird) wing
 alsa, (dam) wing; (mech) lug, fin, gill; (turbine) vane, wicket; (hinge) leaf

alata amortiguadora, damping vane
 alata desviadora, deflecting blades

alfa, alpha
 alfa-metilnaphthaleno, alpha methyl-naphthalene
 algas, algae

algonkiano, Algonkian
 alíceo, alliceous
 alibaceno, alkybenzene, phenylpropene
 alicates, pliers, pincers, tongs

— de electricidad, electrician's pliers
 — de expansión, slip joint pliers

alidada, alidade
 — de piñala o mira abierta, open sight alidade
 — telescópica, telescopic alidade

alifático, -a, aliphatic
 diolefinas —(as), aliphatic diolefins
 aligerar, to lighten

alilacetileno, allylacetylene, pentenyne
 alimentación, (elec) (bo) feed
 — automática, (mech) automatic feeder
 — de combustible, fuel feed
 — por gravedad, gravity feed

alimentador, feeder
 — de aceite, oil feeder
 — de sustancias químicas, chemical feeder

alineación, alignment
 — automática, self centering
 — o alineamiento de las ruedas, wheel alignment

alineador del vástago pulido, polished-rod liner

alineamiento, alignment
 alineamiento automático, self centering
 — o alineación de las ruedas, wheel alignment

alinearse, to line, to line up, to align

alivio, (pressure) relief
 alizarina, alizarin
 aljibe, (C) tank
 aljibes, aljibes
 almacén, storeroom, warehouse, store

— storage house, depot, shop
 — de ventas a granel, bulk station
 almacenaje, (com) storage charge
 — subterráneo, underground storage

almacenamiento, storage
 — del petróleo, oil storage
 almacenar, to store, stock

almacenería, warehouseman
 alma de cáñamo, hemp center
 almódica, sledge hammer

almacón, almondite
 almájal, (geol) marsh
 almaraga, litharge

almirez, (lab) mortar
 almohadilla, friction block
 — de un neumático, tire cushion

almohadón, squab, cushion; lowest vous
 soir in a semicircular arch

alocromático, (geol) allochromatic
 aló-tone, (geol) strange, allochthonous
 alógeno, (geol) allothogenic

alotriomorfo, allotriomorphic, xenomorphic
 alotrópico, allotrope
 alpinas, Alpine

alpino, Alpine
 al por mayor, (com) in bulk, wholesale
 al por menor, (com) retail

alquilación, alkylation
 — catalítica, (ref) catalytic alkylation
 — con ácido sulfúrico, (ref) sulphuric acid alkylation process

alquilato, alkylate
 alquilar, alkylene
 alquilar, (n) tent

alquilo, alkyl
 alquimia, alchemy
 alquitrán, tar, pitch. The English words tar and pitch are no longer used in the petroleum terminology.

— de buña, coal tar
 — de petróleo, oil tar

alta frecuencia, (elec) high frequency
 altar de hornella, bridge wall, fire bridge

alterar, to alter, to change
 alteración, alteration
 alterno, -a, alternating

altímetro, altimeter

altiplano, (geol) plateau
 altipano, (geol) plateau
 altitud, altitude, elevation, height
 alto, -a, (a) high
 — horno, blast furnace

al trobolillo, staggered
 altura, height, altitude, elevation
 — bajo el nivel del mar, subsea elevation

— de aspiración, (pump) lift
 — debida a la velocidad de un fluido, (fluid) velocity head
 — hidrostática, hydrostatic head

— interior, interior height
 — negativa, negative elevation
 — positiva, positive elevation

alumbrado, (n) light, lighting; (a) lighted; treated with alum

alumar, to light; to treat with alum; (ground water) to emerge

alumbre, alum
 alumina, alumina
 aluminio, aluminum, aluminium

alundo, alundum
 alunita, alunite, alum stone
 aluvial, alluvial

aluvión, alluvium
 al vacío, in vacuo
 alveo, river bed, channel

alsa, (n) lift, rise; shin; (hyd) flashboard
 alzaprima, bar, crowbar, lever pinch bar

alutubos, pipe jack
 aluvial, tappet
 amalgama, amalgam

amargo, -a, bitter
 amarillo, yellow
 amarre, anchorage, mooring; splice, tie, lashing; (masonry) (M) (P) bond; binder

amarsia, amethyst
 ámbar, amber

amante, amianthus, asbestos, earth flax
 amigdaloides, (geol) amygdaloidal
 amilacetileno, amylocetylene, heptyne

amibaceno, amylbenzene, phenylpentane
 amileno, mylene, pentene
 amilhelescosano (II-amilhelescosano), II-amylhelescosane

amilo, amyl
 amina, amine
 amina orgánica, organic amine

amoladora, grinding machine, grinder

— de botones, to dresser
 — de bolas, ball grinder
 — neumática, pneumatic grinder
 — portátil, portable grinder

amolado, to grind, to sharpen
 amoniaco, ammonia
 — anhídrido, anhydrous ammonia
 — seco, anhydrous ammonia

amoníaco, ammonia
 amonita, ammonite
 amononar, to stock

amorfo, -a, amorphous
 amortiguador, (mech) shock absorber; dash pot; damper; softener; (auto) snubber

— de ruido, sound damper
 — de vibraciones, vibration dampener, pulsation dampener

— de vibraciones para indicadores, gage pulsation dampener

amortiguamiento, (mech) absorption; (sound) deadening
 — crítico, critical damping
 — electromagnético, electromagnetic damping

amortiguar, to damp, to dampen
 amortización, (com) amortization

amortisar, (v) to amortise
 a motor, engine driven

amovible, detachable, removable
 amperaje, (elec) ampereage
 amperímetro, ammeter

amperio, ampere
 — vuelta, ampere turn

amperio-hora, ampere hour
 ampliar, to amplify, to enlarge, to extend

amplificación, magnification; amplification
 — dinámica, dynamic magnification

amplificador, amplifier
 amplificar, to amplify

amplitud, amplitudo
 ampolla, (lamp) bulb; blister; decanter

— de decantación, (lab) decanter
 anocinal, anocinal
 anaeróbico, anaerobic

analisis, analysis
 — del gas del suelo, soil gas analysis
 — de mineral, ore assaying
 — de muestras o testigos, (geol) core analysis
 — de Orsat, Orsat analysis
 — de tierras, soil analysis

— por titulación, titration
 — fraccionario, fractional analysis
 — volumétrico, titration
 analista, analyst
 analítico, analytical
 analizador, analyzer; (person) analyst
 anamorfismo, (geol) anamorphism
 anamorfosis, anamorphosis
 anaqueel, shell
 ancha, anafase
 ancho, breadth, width
 ancho de vía, (rr) gage, gauge
 ancla, (naut) (mech) (str) anchor
 — de bomba, bottom hold-down
 — de contraviento, guy-line anchor
 — del tubo de producción, tubing anchor
 — de tubería, (p ln) river clamp
 — para cable contraviento, guy line anchor
 — para varilla, rod anchor
 andalusita, andalusite
 andarivel, aerial tramway, ferry cable
 andesita, andesite
 andesita, andesite
 andradita, andradite
 anemómetro, anemometer
 anfíbol, (geol) hornblende; amphibole
 anfíbola, amphibolite
 anillo de moraine, moraine belt
 angilista, angilite
 angosto, narrow
 angostura, (top) gap, defile
 angstrom, angstrom
 angular, angular
 ángulo, angle
 — agudo, acute angle
 — crítico, critical angle
 — crítico de incidencia, critical angle of incidence
 — de asiento de válvula, angle of seat
 — de buzamiento, (geol) angle of dip
 — de desfaseamiento, phase angle
 — de deslizamiento, (geol) angle of slide
 — de elevación, (surv) angle of elevation
 — de emergencia, (geol) angle of emergence
 — de empalme, joint angle
 — de hierro, angle iron
 — de inclinación, (geol) angle of dip
 — de incidencia, (geol) angle of incidence

— de oscurecimiento, (geoph) extinction angle
 — de polarización, angle of polarization
 — de reflexión, angle of reflexion
 — de refracción, angle of refraction
 — de reposo, angle of repose
 — de retraso de fase, phase angle
 — de rumbo, (geol) angle of strike
 — de talud natural, angle of repose
 — de torsión, torsion angle
 — de la visual, angle of sight
 — direccional, (geol) angle of strike
 — o concidencia de asiento de válvula, angle seat
 — óptico, optic angle
 — recto, right angle
 angulosidad, angularity
 anhídrido, anhydride
 — acético, acetic anhydride
 — fósforo, phthalic anhydride
 — sulfuroso, liquid sulphur dioxide
 anhídrita, anhydrite
 anhídrico, anhydrous
 anilina, aniline
 anillo, a. ring, hook, collar, rim
 — de estopas, junk ring
 — de excéntrica, eccentric strap
 — de expansión, expansion ring
 — de guarnición, ring gasket
 — de platón, (A) piston ring
 — de refuerzo de una rueda dentada, shroud
 — de relén, junk ring
 — de retenido, (mech) guy ring
 — de soporte o de sostén, support rim
 — de suspensión, casing spider bolt
 — de tubería de producción, tubing rim
 — empaquetador, packing ring
 — fiador de la empaquetadura, packing retainer ring
 — fiador rosca de la empaquetadura, threaded packing retainer
 — guía, guiding ring
 — portabolas, (machy) cage
 — protector, grommet
 — protector para conexiones soldadas, chill ring
 — sellador del casco, bonnet seal ring
 — y caña de suspensión, spider and slips
 — (-s) raschig, raschig rings

anomalía, anomaly
 anisométrico, anisometric
 anisotrópico, anisotropic
 anisotropo, anisotropo
 ankerita, ankerite
 anodo, anode
 anomalía, anomaly
 — combinada de aire libre y Bouguer, free air and Bouguer anomaly
 — de aire libre, free air anomaly
 — de Bouguer, Bouguer anomaly
 — de intensidad, (geoph) intensity anomaly
 — de latitud, latitude anomaly
 — de marea, tidal anomaly
 — gravimétrica, gravity anomaly
 — isostática, isostatic anomaly
 — local, local anomaly
 — magnética, magnetic anomaly
 — magnética horizontal, (geoph) horizontal magnetic anomaly
 — magnética negativa, magnetic low
 — magnética positiva, magnetic high
 — magnética vertical, (geoph) vertical magnetic anomaly
 — negativa, minimum gravity
 — regional, (geol) regional anomaly
 — residual, residual anomaly
 — topográfica, topographic anomaly
 anormal, abnormal
 anorogénica, (geol) nonorogenic
 anortita, anorthite
 anotaciones cronológicas de la perforación, logging
 antena, (radio) aerial
 antepais, (A) (geol) foreland
 antepozo, (A) (oil well) basement, (A) (dril) cellar
 anticlinal, (n) anticline; (a) anticlinal
 — abierto, (geol) nose
 — asimétrico, asymmetric anticline
 — compuesto, anticlinorium
 — fallado, faulted anticline
 — fracturado, breached anticline
 — regional, geoanticline
 — simétrico, symmetrical anticline
 inclinación del —, pitch of anticline
 — plunge of anticline
 anticlinorio, anticlinorium
 anticohesor, anticoheser
 anticongelante, antifreeze
 — de tipo glicol, glycol type anti-freeze

antimonio, antimony
 antimonita, stibnite
 antiparras, goggles
 antofilita, anthophyllite
 antorcha, torch
 — de oxiacetileno, oxyacetylene torch
 — para soldar, welding torch
 antraceno, anthracene
 antracita, anthracite
 antracítico, anthracilous
 antraconita, anthraconite
 anual, annual
 anualidad, annuity
 anular, (a) annular; (v) to cancel; to annul
 anuncio, (com) advertising; announcement; advertisement; notice
 anverso, obverse
 añadir tramos suplementarios, (p ln) loop
 año fiscal, fiscal year
 apagado al aire, air-slaked
 apagar, to extinguish, to quench; to blow out
 aparato, apparatus, appliance, device
 — contra incendios, fire fighting apparatus
 — de cementación a varios niveles, multiple stage cementing tool
 — para prueba de detonación, (caso line) knock-testing apparatus, C.F.S. fuel-testing unit
 — perforador, perforator, perforating gun
 aparejo, (mech) purchase; block and fall; chain block; tackle, rigging; (masonry) bond; (masonry) laying out
 — a engranaje, geared hoist
 — de cadenas, chain hoisting block
 — de perforación, (M) rig
 — de poleas, tackle
 — para herramientas, tool crane
 apatita, apatite
 apéndice del revestidor de fondo, (r) (dril) tail pipe
 apoo, a survey; timbering, shoring; cutting of trees
 apero, (n) outfit, tools, equipment
 ápice, apex
 apisonar, to tamp
 apizarrado, (geol) slaty
 aplanadora, (construction) roller; grader; beater; dresser
 apilamiento, (p ln) eggshelling; flattening

of the pipe by excessive pressure on the wrenches
 a pleaa flulo, upon flow
 apilita, apilitic rock
 apoderado, (leg) holder of a power of attorney, trustee
 apófila, (geol) apophysis
 apoyo, support, bearing, cradle
 -- de expansión, expansion bearing
 -- inferior del entubamiento, tubing tail piece
 --(s) del motor, engine supports
 apretado, (mech) tight
 apretador, tightener
 -- de herramientas, tool tightener
 -- de herramientas tipo palanca y cadena, bar-and-chain tool tightener
 apretadora para tubo flexible, pinchcock
 aprobar, to approve
 aprovechar, to make use of, to profit by
 a prueba de ácido, acidproof
 a prueba de aire, air proof
 a prueba de explosión, explosion proof
 a prueba de fuego, fireproof
 a prueba de fugas, leak proof
 a prueba de intemperie, weatherproof
 a prueba de polvo, dustproof
 aptense, Aptian
 apuntalar, to shore, to brace, to prop
 aragonita, aragonite
 araña, spider
 -- centradora de la tubería de revestimiento, casing landing spider
 -- para tubería de producción, tubing spider
 -- partida, split spider
 arancel, tariff
 arandela, washer, gasket; burr; collar plate; rivet plate
 -- acopada, cup washer
 -- de cuero, leather washer
 -- de escape, bronze thrust washer
 -- de feltro, felt washer
 -- de presión, lock washer; spring washer
 -- de resorte, spring washer
 -- de seguridad, lock washer
 -- plana, flat washer
 -- suplementaria, filler washer
 árbol (botany) tree; (mech) axle, shaft; (naut) spindle; drill; (naut) mast; (mech) upright post

-- de bañista en un torneo, turning arbor
 -- de cambio de marcha, (mech) reversing shaft
 -- de cambio de velocidades, (mech) shifting shaft
 -- de conexiones, (prod.) Christmas tree
 -- de conexiones de dos ramas, (prod.) double wing Christmas tree
 -- de eje, axle shaft
 -- de mando, propeller shaft
 -- de Navidad, (prod) (M) Christmas tree
 -- dentado, notched beam
 -- giratorio, revolving beam
 -- motor, crankshaft
 arborescente, arborescent
 arcadiense, Arcadian
 arcálico, Archaean
 arcifinito, arcifinital
 arcillita, (V) claystone
 arcilla, clay
 -- activada, activated clay, activated shale
 -- blanqueadora, bleaching earth
 -- de alfarero, brick clay
 -- de filtro, filter clay
 -- decolorante, Fuller's earth
 -- esquistosa bituminosa, bituminous shale
 -- ferruginosa, clay-ironstone
 -- infusible, fire clay
 -- nativa, (geol) native clay
 -- natural, natural arch
 -- o barro neutralizador, neutralizing clay
 -- plinto-bituminosa, alum earth
 -- regenerada, (ref) restored clay
 -- restaurada, (ref) restored clay
 -- sapropel, sapropel clay
 arcilloso, argillaceous, argillous
 arco, arc; (elec) arc
 -- Beaman, (surv) Beaman stadia arc
 -- fallado, (geol) faulted arch
 -- natural, natural arch
 -- topométrico, stadia arc
 arcón, bin, bunker; caisson
 arcosa, arkose
 arder, to burn
 área, area
 -- de fracturación, (geol) fracture zone
 -- de inundación, (A) flood plain

-- perturbada, (geol) disturbed area
 areal, areal
 arena, sand
 -- cuarzoa, quartz sand
 -- de escape, thief sand
 -- gasífera, gas sand
 -- impregnada de brea, tar sand
 -- ladrona, (V) thief sand
 -- movediza, (geol) quicksand, drift sand
 -- negra, (geol) black sand
 -- petrolífera, oil sand
 -- productiva, (geol) pay sand
 -- seca, dry sand
 -- suelta, (oil well) float sand
 arenáceo, arenaceous
 arenel, sand bank, sand bar, sand pit
 -- ocaon bar, deposit of sand
 arenilla, fine sand; grit
 arenisca, sandstone
 -- arcillosa, argillaceous sandstone
 -- asfáltica, asphaltic sandstone
 -- coralina o coralígena, coral sandstone
 -- gruesa, coarse sandstone
 arenoso, gritty; sandy, arenaceous
 argamasa, (masonry) mortar
 argenta, (geol) argente
 argilita, argillite
 argilita, claystone
 argílica, (geol) argillite
 argolla, ring, staple, shackle
 -- de remolque, tow ring
 argón, argon
 arido, arid
 arista, apex; ram; water hammer
 -- empacquetador, (packing) ram
 -- hidráulico, water hammer, hydraulic ram
 -- moldeador de barrenas, bit ram
 arista ensanchadora, reaming edge
 arkansense, (geol) Arkansan
 armadura, (n) framework; (magnet) armature; erection, assembly; (V) concrete forms (construction) mounting
 -- de un león artificial, keeper
 armar, to assemble, to erect, to frame; to reinforce; to truss
 arazón, framework, frame, skeleton, chassis; (V) concrete reinforcement
 arazón - A, A-frame
 -- de poleas, skid frame
 armilla, staple; eyebolt

-- del volante pulido, (pump) polished rod eye
 are, hook, ring; (auto) tire rim
 -- de acero, steel ring
 -- de compresión, piston ring
 -- de empuje de la parte posterior de un aríete, ram-ear steel ring
 -- de émbolo, piston ring
 -- de remolque, tow ring
 -- de resorte, snap ring
 -- de rodillos, (bearing) cage
 -- en dos mitades, (mech) split ring
 -- partido, (mech) split ring
 -- dividido, (cracking tower) partition ring
 aromático, aromatic
 arpón, spear
 -- de disparo, trip spear
 -- de pesca para percutoras, (n) down spears
 -- pescador desprendible y de circulación, (fishg) releasing and circulating spear
 -- pescatubos, (fishg) bulldog; casing spear, tubing spear
 -- pescatubos hueco, hollow casing spear
 -- pescaválvulas, valve spear
 arqueano, Archaean
 arqueozoico, Archeozoic
 arreblo, (A) chilled casting
 arrencador, (elec) startingbox; starting compensator; (auto) starter, self-starter; grabber, ripper, (V) (oil prod) well servicer
 arrencar, to start; to pull, draw; to root out
 arrencasondas, (A) drill extractor
 arrencas automático, self starter
 arrencarriles, (road machy) tooler
 arastrar, to haul, move, pull, draw, drag; (hyd) to scour, wash out; (river) to carry in suspension; (hyd) (chem) to entrain
 arastre, dragging; hauling; washout, drag mill; (chem) (hyd) entrainment
 -- de émbolo, (mech) piston drag
 arcoleta, reef
 -- coralígena, (geol) coral reef
 -- costero, (geol) fringing reef, shore reef
 -- de barra, (geol) barrier reef
 arreglo, arrangement
 -- disperso, (geoph) split setup

arrendador, (com) lessor
 arrendar, to lease, to let, to rent
 arrendatario, (com) lease holder, lessee
 arresador de chispas, spark arrester
 arresto-lamas, engine arrester, flame arrester
 arriba, overhead, above, on high; upstairs
 arriño de tubería a la torre, (rotary drig) tailing-in
 arrollado del estator, stator winding
 arrollamiento, winding
 arroyo, stream, brook, creek
 — consecuente, (geol) consequent stream
 — obsecuente, (geol) obsequent stream
 — subglaciario, glacial stream
 — subsecuente, (geol) subsequent stream
 — superpuesto, superposed stream
 — resacuente, (geol) ressequent stream
 arroyuelo, creek
 arrugamiento, (geol) crenulation; corrugation, wrinkling, crumpling; (geol) minute folding
 arrugas de doblaz, (p) upset wrinkles
 arsénico, arsenic
 arsenopirita, arsenopyrite
 artefacto, appliance, fixture
 artesa, (C) (geol) basin; tray; trough
 — para el lodo, mud box, mud crib
 artesiano, artesian
 artesonado, (geol) troughing
 articulación, joint, hinge, articulation, knee joint
 — de rótula, balljoint union
 — esférica, socket joint; ball joint; ball and socket joint
 asa, handle, haft; tah, bail
 asas del elevador, elevator balls
 asbesto, earth flax, asbestos
 ascenso, promotion, rise; (geol) uplift
 asegurador, (inst) underwriter; fastener, anchor; insurer
 asegurador de correa, belt fastener
 asentador preliminar, (prod) water leg
 asentamiento de la parafina, (ref) cold setting
 asentamiento por gravedad, gravity settling
 asentarse, to settle; (masonry) to bed
 asfaltano, asphaltent
 asfáltico, -a, asphaltic
 asfaltina, asphaltent
 asfaltita, asphaltite

asfalto, asphalt; asphaltum
 — de penetración, penetration asphalt
 — diluido, cutback asphalt
 — emulsionado, emulsion asphalt
 asfixiar, asphyxiate
 asideritas, (geol) asiderites
 asiento, seat; (va) seat
 — corredizo, sliding seat
 — de cuñas, slip seat
 — del resorte, (va) spring seat
 — de resorte de válvula, valve spring seat
 — de válvula, valve seat
 — de válvula insertado, valve insert
 — para chaveta, (mech) key seat
 asimétrico, -a, asymmetric, asymmetrical
 asimilación, assimilation
 asimilar, to assimilate
 asísmico, aseismic
 asociación, association
 asomo, (A) (geol) outcrop
 asperón, (V) coarse sandstone
 aspiración, draft, suction
 — del émbolo, plunger lift
 aspirador, exhauster, aspirator
 asquístico, (geol) aschistic
 asquisto, (A) aschistic rock
 asta, mast
 estático, astatic
 astatización, (geoph) astatization, astatizing
 astatizar, (geoph) to astatize
 astilla de piedra, (geol) spall
 astillarse, to spall, to splinter
 A.S.T.M. (Sociedad Americana para Prueba de Materiales), A.S.T.M. (American Society for testing Materials)
 astronómico, -a, astronomical
 atacar, (blasting) to tamp, to ram, to stem
 atacarga, load binder
 atador de carga, load binder
 atadura, (n) tie
 ataguía, (hyd) cofferdam; (mech) guides
 atajo, dike; (A) cofferdam, (M) cutoff wall
 atar, to fasten
 atascar, (v) (machy) to stall; to stop up; to obstruct
 atasco por gas, (pump) gas lock
 aterrajador de tubos, pipe threader
 atizador de correa, belt stretcher
 atizador, poker
 atómico, atomic
 atomizador de pintura, paint gun

atomizar, to atomize, to pulverize
 atmósfera, (meteorology) atmosphere; (unit of atmospheric pressure) atmosphere
 — absoluta, absolute atmosphere
 atmosférico, -a, atmospheric
 atol, (geol) atoll
 atomización, atomization
 atomizador, atomizer
 atomizar, to atomize
 átomo, atom
 — de carbono terciario, (chem) tertiary carbon atom
 atornillar, to screw to bolt
 atracción, attraction
 — de la gravedad, gravitational attraction
 — magnética, magnetic attraction
 atropador de mandibulas, alligator grab
 atropadera de agua, steam scrubber, steam trap
 atrapadora de arena, sand hog
 atrapamuecos, (dril) U core catcher
 atrapatestigos, (dril) core catcher
 atraso de la chispa o del encendido, (mot) retard of spark
 a través, across
 atrio, (geol) atrio
 audifono, earphone
 audiodrecuencia, audiotfrequency
 auditor, (com) comptroller, auditor
 auganita, (geol) augonite
 augita, (geol) augite
 aumetador de presión, pressure booster
 aumentar, to magnify, to increase, to augment
 aumento de temperatura, temperature rise
 aureola, (geol) aureole, contact zone
 articular, earphone
 austenita, (geol) austenite
 autígeno, (geol) authigenic, authigenous
 autógeno
 autocatalítico, autocatalytic
 autoclásico, autoclastic
 autoclave, autoclave
 autóctono, autochthonous, indigenous
 automático, -a, automatic, self acting
 centralización —, self centering
 de alineación —, self-centering
 de compensación —, self equalizing
 de igualamiento —, self equalizing
 autometamorfismo, autometamorphism
 automóvil, automobile

— o camión del topógrafo, (cals) surveyor's truck
 automultiplicación de fuerza, self energizing
 auto-patrol, road patrol
 autopotencial, self-potential
 autuniesse, Autunian
 auxiliar, (a) auxiliary; (v) to help, to assist
 avalancha, avalanche, (A) flood; (earth) slump
 evaluar, to evaluate
 avalúo, appraisal, valuation
 avance, (p n) roading; (mech) lead, advance; (fun) heading; (rr) lead, frog distance; (elec) lead, pitch
 — de la chispa, (mot) spark advance
 — del escape, exhaust lead
 — de fase, phase displacement, phase difference, phase lead
 — del encendido, early spark
 avanzada de onda, (geoph) front wave
 avanzar, to advance
 avellanado, -a, countersunk
 avellanador, (shop) countersink
 avellamar, to countersink
 avenamiento radial, (oil pool) radial drainage
 avería, (insurance) average; damage
 aviación, aviation
 avión, airplane
 por —, by airplane, by air
 aviso, advertisement; notice, announcement; warning
 avoidupois, avoidupois
 axanita, axinite
 ayudante de perforador, tool dresser, roughneck
 azada, spade, hoe
 azadón, large spade
 azimut, azimuth
 — de epicentro, azimuth of epicenter, bearing of epicenter
 azogue, quicksilver
 azoico, azoic
 azuela, adze, blocker
 azufre, sulphur, sulfur
 — fundido, brimstone
 — elemental, elemental sulfur
 — puro, elemental sulphur
 — vivo, brimstone
 azulado, -a, blueish
 azurita, azurite

B

- babbit, bearing metal
 bacteria, bacteria
 bahía, bay
 baja frecuencia, low frequency
 baja presión, low pressure
 bajada o descenso de temperatura, temperature drop
 bajada pluvial, downspout, leader
 balamar, (sea) low-water mark; low-tide, ebb tide
 bajante, low water, leader, downspout; (p) riser, standpipe
 bajar el nivel de un líquido, subside
 bajo, sand bar, shoal; lowland; barrier beach
 bala, (n) sand bar, shoal; (m) footwalk; (a) low
 — cera, subzero
 — el agua, subaqueous
 — el nivel del mar, subsea
 — escurrimiento, (geol) underthrust
 bajoceñense, Bajoccean
 bajoescurrimiento, (geol) underthrust fault
 bakalita; bakelite
 bala, bullet
 balance, (com) balance
 — de calor, heat balance
 — de energía, energy balance
 balancear, to wobble; (mech) (accounting) to balance
 balancía, working beam, balance beam; rocker arm, walking beam; boom of scale; pump jack
 — de la brújula, gimbal
 — de perforadora inicial, spudding beam
 — de válvulas, (mech) rocker arm
 — tiracable para la barrera inicial, spudder arm
 balanza, scale, balance
 — analítica, analytical balance
 — de contrapeso para medir la densidad del lodo, beam balance
 — de gas, gas balance
 — de precisión, analytical balance
 — de torsión, torsion balance
 — de torsión de brazo doble, double beam torsion balance
 — de torsión de Eotvos, Eotvos torsion balance
 — de un solo brazo, single beam torsion balance
 — magnética, magnetic balance, magnetometer
 balboa, balboa (B. or B.); Panamanian coin equivalent to 1 U. S. dollar
 balconcillo astillero, monkey board, fourble board, threeble board
 balconcillo elevado, walkway
 baldes, bucket, pail
 baldosa, (floor) tile
 ballnera, (V) roller bearing
 baliza; buoy; (nav) pole; marker; beacon
 balón Engler, (lab) Engler flask
 bálsamo, balsam
 — del Canadá, Canada balsam
 bambolear, to wobble
 banco, (com) bank; (geol) stratum; (river) sand bar; (carpentry) bench; (lap) level ground
 — coralígeno, coral reef
 — de arena, sand bank, sand bar, shoal
 — de cola fija, bench mark
 — de descanso, (derrick) lazy bench
 — submarino, ocean bar
 banda, belt, band
 — de amarre, tie band
 — de freno, brake band
 bandeja, tray
 — de aceite, oil pan, oil sump
 — de burbujeo, (ref) bubble deck, bubble plate
 — de inmersión para pruebas, test tube and immersion tray
 — de sudación, sweating pan
 banquina, (M) shoulder
 banquisa, (A) pack ice
 baño, bath; bathtub; bathroom; (paint, etc) coating
 — ácido, acid washing
 — congelador, freezing bath
 — de aceite, oil bath
 baranda, railing, guard rail
 baranza, (geol) barchan
 barcaza, barge
 — insubmersible, floating barge

- perfectamente sumergible, submersible barge
 barco, boat, ship
 barlo, barrow
 barisfera, (geol) barysphere
 barita, baryte
 barilina, barite
 barniz, varnish
 — aislador, electric varnish
 barlovento, windward
 barométrico, -a, barometric
 barómetro, barometer
 — aneróide, aneroid barometer
 barógrafo, barograph
 barra, bar, rod; sand bar
 — abreviadas, (p) sticker
 — chata, (steel) strap
 — de apoyo, bearing bar
 — de cambio de velocidades, gearshift rail
 — de dirección, drag link
 — de fijación, (mech) locking bar
 — de lastre, (dril) sinker bar
 — de perforación, (A) drill pipe
 — de peso, (dril) sinker bar
 — de punta cuneliforme, wedge point crowbar
 — de sección cuadrada, (A) (dril) polished rod
 — de sondeo, (A) drill pipe
 — de suspensión, (pumping sock) hanger, beam hanger, rod hanger
 — de tiro, drawbar
 — dentada, toothed bar
 — equilibradora, equalizer arm
 — igualadora, equalizer arm
 — lisa, (pump) polished rod
 — llave, (p) sticker
 — moestra, (dril) (A) drill collar
 — o varilla de empuje de válvula, valve pushrod
 — para desconexión, (dril) breakout post
 — portaválvulas, carrier bar
 — punta de escoplo, pinch point crowbar
 — sacacavos, wrecking bar
 — (a) portatubos, carrying bars
 bananco, (a, top) gap; cliff, bluff, gorge, ravine
 barrera, (dril) bit, drill
 — adamantina, adamantite drill
 — afilado a máquina, machine-dressed bit
 — cola de pescada, fish-tail bit
 — cortante, (shop) jobbers' drill
 — corta de mano, (shop) jumper
 — de arastre, drag bit
 — de cesta, basket bit
 — de circulación de agua para perforaciones geológicas, geophysical jetting bit
 — de cuatro alas, four-wing rotary bit
 — de cuatro frezas, four-wing rotary bit
 — de cruz, star bit
 — de diamante, adamantite drill
 — de discos, disc bit
 — de espiga cilíndrica, (shop) straight shaft drill
 — de expansión, expansive bit
 — de extensión, extension bit
 — de fricción, drag bit
 — de mano, (shop) hand drill
 — de pulista, Mether Hubbard bit
 — de pecho, breast auger
 — de perforación lateral, lateral formation drill
 — de punta de diamante, diamond point rotary bit, diamond drill
 — de rotillos, roller bit
 — espiral, auger bit
 — espiral de espiga cilíndrica, straight shank twist drill
 — excéntrica, eccentric bit
 — glorieta de disco, rotary disk bit
 — para centrar, (shop) center drill
 — para esclusa tieles, (shop) bonding drill
 — para boyas de poste, post hole auger
 — para macho, (shop) tap drill
 — para perforación de disperso, shot hole drill
 — para perforaciones de voladura, blast hole drill
 — para perforadora rotatoria, rotary bit, rotary drill
 — para roca, (rot sq) rotary rock bit
 — para taladro de chicharra, ratchet drill
 — para taladro de trinquete, ratchet drill
 — percusivos, (str) U cable drilling bit
 — piloto, pilot bit
 — principaldera, spudder
 — rotatoria o giroterla, rotary bit, rotary drill

— *pacasuestrat*, annular, boxer, core drill; (dril) core bit, core drilling bit
 — *seranúcleo*, core drill
 — *seranúcleo a cable*, wire-line core drill
 — *vacatostiga*, core drill
 — *tapada*, plugged bit
 — *tipo escoplo para perforación inicial*, spudding bit
 — *tiradora*, drill-bit bit
barreno de fondo de pozo, (dril) rathole
barra, barrier
barreta, pinching bar
barrido de gases de combustión, scavenging
baril, [br., bta.], barrel, [bbi.]
barro, mud, clay, silt, sludge; adobe; (petroleum) mud, slush; loam
 — *con silicato de sodio*, sodium-silicate mud
 — *de perforación*, (V) drilling mud
 — *vitificado*, vitrified clay
basal, basal
basáltico, *a.* basaltic
basalto, basalt
 — *analítico*, analitic basalt
 — *prismático*, (geol) columnar basalt
basamento, (geol) basement, basal complex, substratum
basanita, basanite
base, basis; (all senses) base; rail flange
 — *de acero*, steel base
 — *de electrodo*, electrode basis
 — *de la soldadura*, (w) root of weld
 — *de triangulación*, base line, triangulation line
 — *establecida*, (surv) established base
 — *para instalar un motor*, motor mounting
 — *vidiosa del pórfido*, (geol) ground-mass, matrix
básico, *a.* basic
basitas, (A) basic rocks
bastidor, frame, bedframe
 — *de carretera*, (V) skid frame
 — *de motor*, engine frame
 — *tipo caja*, box frame
batea, trough, launder; tray, mortar tub; (V) paved ditch; (V) paved ford
 — *de aceite*, (V) oil pan, oil sump
batería, battery
 — *de acumuladores*, (elec) storage bat-

— *ter*; accumulator battery
 — *de pila seca*, dry-cell battery
 — *de tanques*, tank battery
 — *de tubos de convección*, convection
 — *seca*, dry-cell battery
batail, bathal
batailith, (geol) batholith
bauxita, bauxite
benzino, benzene
benzocetileno, benzylacetylene
benzina, benzine
espíritu de —, benzoline
bertrita, bentonite
benzol, benzol, benzole
berbiquil, winble; carpenter's brace; (U) crankshaft
 — *de herrero*, breast drill
 — *y barraza*, brace and bit
berilio, beryl
betún, wurtillite; bitumen, pitch
biacetal, biacetal
bicarbonato, bicarbonate, soda
biciclodecano-(0, 4, 4), bicyclodecane-(0, 4, 4)
biciclohexano, bicyclohexane
biciclononano-(0, 3, 4), bicyclononane-(0, 3, 4)
bicloruro, bichloride
 — *de etileno*, ethylene dichloride
bicromato, bichromate
bidón, (lab) beaker
biela, (mec) connecting rod, pitman
 — *(s) gemela*, twin pitman
bienes nacionales, property of the state
birración, (geol) forking; branch
bigornia, anvil
binario, binary
binocular, binocular
biolita, (geol) biolith
biósfera, biosphere
biotita, (geol) biotite
dióxido de carbono, carbon dioxide
bióxido, dioxide
bi polo, dipole
birefringencia, (geoph) birefringence
biagra, hinge, butt hinge
 — *al tope*, butt hinge
 — *de poleas*, strap hinge
 — *en T*, too hinge
bisecar, (V) to bisect
bisiel, bevel
biselar, to bevel
bisectrix, bisector, bisectrix

— *aguda*, acute bisectrix
 — *obtusa*, obtuse bisectrix
bismuto, bismuth
bituluro, disulfide
bitumen, (A) bitumen
bituminoso, *a.* bituminous
 — *caliza* —, bituminous limestone
 — *carbón* —, bituminous coal
bivalente, (chem) bivalent
blanco, (n) (mach) gear blank; target; (com) blank (of white
 — *para registros*, recording chart
blando, *a.* soft
blaqueo, bleaching
blastoporfirico, blastoporphyrific
blindado, shielded; armored, ironclad
bloque, (geol) block; block
 — *de cilindros*, cylinder block
 — *de corona*, (demick) (V) crown block
 — *de desenganche*, knock off block
 — *de impresión*, impression block
 — *de motor*, engine block
 — *hueco*, (V) (building) tile for interior of walls. See *losa celular*
 — *magnético*, magnetic block
bobina, (elec) coil
 — *de chispa*, spark coil
 — *de Helmholtz*, Helmholtz coil
 — *del inductor*, field coil
boca, mouth
 — *de inspección*, manhole
 — *inferior de llave*, wrench jaw
 — *para tomar muestras*, (U) thief hatch
bocina, horn
bodega, warehouse, storehouse; (naut) hold; cellar; storeroom
bodeguero, warehouse man
bola, ball
 — *y asiento*, (va) ball and seat
bolitas de cojinetes, bearing balls
bolívar (B., Bs.), bolivar (B., Bs.); Venezuelan coin equivalent to 0.295 U.S. dollar
bolsa, sack, bag; pocket; (com) stock exchange; (min) pocket of rich ore
boleón, boleon
bomba, pump; bomb; (V) equip
 — *a chorro*, ejector pump
 — *a motor*, power pump
 — *a motor para el lado*, power driven mud pump
 — *acelerante*, accelerator pump
 — *alimentadora de agua*, feed-water pump
 — *alternativa*, reciprocating pump
 — *aspiradora*, exhausting pump
 — *aspirante*, lifter pump, suction pump
 — *auxiliar*, donkey pump, auxiliary pump
 — *centrífuga*, centrifugal pump
 — *centrífuga de una etapa*, single stage centrifugal pump
 — *común*, common pump
 — *con engranajes reductores de la velocidad del motor*, gear-reduction pumping unit
 — *de acción directa*, direct acting pump
 — *de acción simple*, single-acting pump
 — *del aceite*, oil pump
 — *de aceleración*, accelerating pump
 — *de aire*, air pump, air pressure pump
 — *de agua*, water pump
 — *de arena*, sand pump
 — *de aspiración*, suction pump
 — *de balancín*, walking beam pump
 — *de cable de acero*, wire-line pump
 — *de cadena*, chain pump
 — *de caja doble*, double case pump
 — *de cilindro corredizo*, traveling barrel
 — *de cilindro entuerto*, introduced con el tubo de producción, full-size tubing pump
 — *de cilindro fijo*, stationary barrel pump
 — *de cilindro interior*, liner-barrel pump
 — *de cilindro interior seccionada*, sectional liner-barrel pump
 — *de cilindro móvil*, traveling barrel pump
 — *de circulación*, circulating pump
 — *de cronómetro*, time bomb
 — *de cubo*, bucket pump; vertical type pump with a valve in the plunger
 — *de doble acción*, double-acting pump
 — *de doble efecto*, duplex pump
 — *de émbolo*, piston pump
 — *de émbolo bajo*, plunger pump
 — *de engrase*, grease pump
 — *de inflar neumáticos*, tire pump
 — *de inserción*, insect pump
 — *de inyección del combustible*, fuel injector pump
 — *de inyección de lodo*, slush pump
 — *del lodo*, mud pump
 — *de lubricación*, lubricating pump

- de madre de barril, liner-barrel pump
- de mano, hand pump
- de poro petrolifera, oil well pump
- de presión de vapor Reid, tipo de inmersión, Reid vapor pressure bomb, immersion type
- de producción por la tubería de revestimiento, casing pump
- de profundidad, (A) deep well pump
- de prueba, testing pump
- de temperatura de fondo, bottom hole temperature bomb
- de tres cilindros, triplex pump
- de turbina, turbine pump
- de vacío, exhausting pump, vacuum pump
- de varillas, rod pump
- de varillas con cilindro exterior, stationary full-barrel rod pump
- de varillas con cilindro exterior móvil, traveling full-barrel rod pump
- de varillas con cilindro interior móvil, traveling liner-barrel rod pump
- dosificadora, proportioning pump
- eléctrica, electric pump
- eléctrica sumergible, submersible electrical pump
- graduada a tiempo, time bomb
- introducida en la tubería de producción, tubing pump
- inyectora de chorro de vapor, steam-jet pump
- mecánica, power pump
- medidora de presión de fondo, bottom pressure bomb
- montada en cojinetes, bearing pump
- para agua de alimentación, feed-water pump
- para barro de circulación, slush pump
- para chorro de agua, jet pump
- para gas, gas pump
- para pozos profundos, deep well pump
- para la solución eliminadora de suciedad, foul solution pump
- portátil, portable pump
- recíproca, reciprocating pump
- recogedora, pick-up pump
- Reid para medir la presión del vapor, (lab) Reid vapor pressure bomb
- reforzadora, booster pump
- rotatoria, rotary pump
- triple, triplex pump
- volcánica, volcanic bomb
- adaptador para —, pump adapter
- bombador, pumper
- bombazo, pumping
 - hidráulica, hydraulic pumping
 - neumática, (A) gas lift
- bombazo, firemon
- bombilla eléctrica, electric bulb
- bono, (com) bond; bonus
- boquilla, (V) manhole
 - con válvula piloto, pilot nozzle
 - de engrase, lubricant fitting
 - del carburador, carburetor nozzle
 - del quemador de la llama de prueba, test flame burner tip
 - de resaca, spray nozzle
 - de velocidad sin carga, idling nozzle
 - embudada, flanged nozzle
 - mezcladora, mixing nozzle
 - para barrenas, drill sleeve
 - para la extracción de productos líquidos, nozzle for liquid product removal
 - resaca, threaded nozzle
- boracita, boracite
- bórax, borax
- borde, border; edge; dike, levee
 - continental, continental fringe
 - de la soldadura, toe of weld
- bordeador de tubos, tube beader
- bordeador de tubos de caldera, flue beader
- borne, (elec) terminal
 - de conexión, (elec) terminal
- bornita, bornite
- boro, borium, boron
- bosque, wood
- bostonita, bostonite
- botador de válvula, valve tappet
- botaguana, (bldg) water table
- botadura, (V) (surv) bench mark; derrick boom
- bote, boat
- botella, bottle
 - de efluente, effluent bottle
 - de efluente, effluent bottle
- botiquín de primera cura, emergency kit
- botón, button
 - colador, (drig) (V) button screen
 - de contacto, push button
 - de control para el quemador y la llama de prueba, (lab) shutter and

- test flame control knob
- de presión, push button
- bóveda del hogar, furnace arch
- brazo, arm; leg of an angle; branch of a stream; branch of a tree; (V) pitman
 - de carga, loading arm
 - de gobierno, (mech) control arm
 - de mar, arm of the sea
 - de palanca, lever arm
 - de sostén, holdover post
 - muerto, (geol) (A) oxbow lake
 - oscilante, (mech) rocker
 - trabador, locking arm
 - volado, cantilever arm
- brea, pitch, tree
- brea mineral, maltha
- breccia, breccia
 - brecha, trail; breach; opening; crevasse; (geol) breccia
 - volcánica, volcanic breccia
- bida, litter
 - ciega, blind flange
 - con ganchos o torniquetes de anclaje, tiedown flange
 - corrediza, (w) welding slip on flange
 - de cojinete, bearing flange
 - de collar, collar flange
 - de cuello, (w) welding neck flange
 - de hierro fundido, cast flange
 - de la cámara de intercambio, (heat exchanger) channel flange
 - de metal maleable, malleable flange
 - de obturación, blank flange
 - o rebordo de orificio, orifice flange
 - para conexión a soldadura, welding flange
 - sostenedora de la tubería de revestimiento durante la inserción de ésta en el pozo, casing landing flange
 - gemelas, companion flange
 - (a) gemelas con ganchos o torniquetes de anclaje, tiedown companion flange
- brigada, gang, party, squad
- brightstock, brightstock
- brillo, luster
- briqueta (carbón) briquet
- broca, (Col) bit
- brocha, brush
- broche, fastener
- broche para correa, (A) belt clamp
- bromar, to brominate; to introduce bromine into an organic molecule
- bromación, bromination; introduction of bromine into an organic molecule
- bruma, bromine
 - número —, bromine number
- bromofenol, bromophenol
- bromofoma, bromoforn
- bronce, bronze
 - de aluminio, aluminum bronze
 - fosforado, phosphor bronze
 - Tobia, Tobin bronze
- broncitis, bronchitis
- brookite, Brookite; titanium dioxide named after J. Brooke
- brotador, (A) seepage
- brotar, to emerge; to crop out
- brucita, brucite
- brújula, compass
 - Brunton, Brunton compass
 - de inclinación, (inst) dip needle
 - de tangente, tangent galvanometer
- bujá, bushing sleeve
 - al ras, flush bushing
 - de cojinete, bearing bushing
 - de eje, axle bushing
 - de pasador de émbolo, piston pin bushing
 - de reducción para grapa de anillos, casing bushing
 - de resalto, shoulder bushing
 - de transmisión, drive bushing
 - de vástago de válvula, valve stem bushing
 - maestro, master bushing
 - principal, master bushing
 - (a) del pasador, pin bushings
- bujía, spark plug
- bulón, bolt
- bulto, (com) package, parcel
- buna S, buna-S
- burbuja, bubble
- burel, marlinespike, lid
- bureta, burette
- butadieno (1, 2-butadieno), butadiene (1, 2-butadieno)
 - butadieno (1, 3-butadieno), butadiene (1, 3-butadiene), diacetylene
- butano, butane
 - normal, n-butane
- butano-n, n-butane
- butening (3-buten-1-ol), butynone (3-buten-1-ynol), vinylacetylene
- buteno, butene, butylene

butilacetileno, butylacetylene, hexyne
 butilbenzeno, butylbenzene
 — secundario, sec-butylbenzene
 — terciario, tert-butylbenzene
 butilicosano (5-butilicosano), butyldeca-
 sano (5-butyldecosano)
 butilicosano (5-butilicosano), butyldeca-
 sano (5-butyldecosano)
 butileno, butylene, butene
 — isomérico, isomeric butylene
 butilicosano (5-butilicosano), butyldeca-
 sano (5-butyldecosano)

butimono, butimono
 butino (1-butino), butyne (1-butyne), ethyl-
 acetylene
 butino (2-butino), butyne (2-butyne) diamethyl-
 acetylene
 buzamiento, (geol) dip, inclination, hade
 — de falla, fault dip
 — empinado, steep dip
 — inicial, initial dip
 — regional, (geol) regional dip
 buzar, (geol) to dip

E

caballote, (mech) saddle; trestle bent, A
 frame; trusa; sawhorse; ridge of a
 roof; (va) yoke (carp) horse
 — de mando por debajo, under-pull jack
 — de bombeo, pumping jack
 — portapoleas, (derrick) crown block
 caballos de fuerza, (a.d.f.; h.p.), horse
 power, [h.p.]
 caballos de fuerza al freno, brake horse-
 power
 caballos de fuerza efectiva, actual horse-
 power, effective horsepower
 caballos de fuerza en la barra de tiro,
 drawbar horse power
 cabeza, (column of fluid) (rivet, bolt, nail,
 motor) head; (girder) flange
 — de barrena, cutter head
 — de circulación, (drig) circulating head
 — de descarga, flowhead
 — de émbolo, piston head
 — de empaque, (V) stuffing box
 — de la torre de perforación, mast head
 — de sacacúculos o sacatostigos, core
 head
 — de seguridad, safety head, relief head
 — de tope, landing head
 — de tubería de producción, tubing head
 — de tubería de revestimiento, casing
 head
 — de tubo, tube header
 — de un pliegue terraplenado o mono-
 cúbil head
 — de válvula, valve head
 — flotante, (heat exchanger) floating
 head

— giratoria, (drig) (A) swivel
 cabezadas, (prod) by heads
 cabezal, cap, header, lintel; bridge; head-
 brick
 — con prensacostas, bradenhead
 — de balancín, (pump) beam head
 horse head
 — de cementación, cementing head
 — de perforar, (mech) boring head; drill-
 ing head
 — de seguridad para tubería de revesti-
 miento, control casing head
 — de tubería de revestimiento, casing
 head
 — de tubos, tube header
 — en U, header box, return bend
 — obturador, packing head, packoff head
 — obturador de control, control head
 packer
 — para inyección de ácido, acid treating
 head

cabilla, spoke
 cabina, cab; elevator car
 cable: cable, rope, line; (elec) cable
 cablegram
 — acorazado, armored cable
 — blindado, armored cable
 — contraviento, guy line
 — de acero, wire-line, wire-ropé
 — de acero delgado, wire, thin wire
 cable
 — de acero desnudo, bright rope
 — de alambre, wire line, wire cable,
 wire rope
 — de arrastre, dragline

— de la barrena, drilling line
 — de cubrestante, auxiliary, catline
 — de colocado o tendido a la derecha,
 right-lay cable
 — de cachareo, (drig) sand line
 — de draga, aerial spud
 — de empalme, jumper lead
 — de enroscar y desenroscar, tuberto,
 spinning line
 — de las llaves, (ro) (sq) jerk line
 — de Manila, Manila cable
 — de medición de profundidad, (drig)
 measuring line
 — del freno, brake cable
 — del malacate, bull rope
 — de las poleas, (drig) wire-line
 — de retenida, guy line
 — del torno de herramientas, bull rope;
 bull wheel
 — de torpedo, torpedo line
 — de la tubería de revestimiento, casing
 line
 — eléctrico, electric cable
 — elevador del tornillo alimentador,
 temper-screw elevator rope
 — flexible de empalme, jumper
 — muerto, (block) dead line
 — para perforación rotatoria, rotary drill-
 ing line
 — para tubería de producción y var-
 illas de bombeo, tubing and sucker
 rod
 — para tubería de revestimiento, casing
 line
 — sin fin, endless line
 — tensor, (A) guy line
 — (s) conductores, welding leads
 cablecarril, cableway, aerial tramway
 cablegrafar, (com) wire
 cablegrama, (com) cablegram, cable
 cabo, (geog) cape; rope strand; foreman;
 end
 — de Manila, Manila cable
 cabotaje, coastwise shipping
 cabrestante, winch, capstan, crab; A frame,
 breast derrick, house derrick
 — auxiliar de servicio en una torre de
 perforación, handy hoist
 cabrestantero, (Col) cathod man
 cabria, winch, capstan, crab, windlass;
 crane; derrick; A frame, house der-
 rick (V) rig; gin; breast derrick

— transportadora de troncos, logging
 arch
 cabriada, (A) (pila hammer) leads
 caceraña, pitting
 cadena, chain; (geol) range, chain
 — A.P.I., A.P.I. chain
 — de amarre, binding chain
 — de doblar, bending chain
 — de eje del torno auxiliar, line shaft
 drive chain
 — de hidrocarburos, carbon chain
 — de montañas, mountain chain
 — de rodillos, roller chain
 — de rodillos de ancho doble, cable
 width roller chain
 — de rodillos de ancho cuadruple,
 quadruple width roller chain
 — de rodillos de ancho sencilla, single
 width roller chain
 — de rodillos de ancho triple, triple
 width roller chain
 — de transmisión, transmission chains
 — intermediaria de transmisión, inter-
 mediate rotary chain
 — para engranaje, sprocket chain
 — primaria de transmisión del tambor,
 drum drive chain
 — silenciosa, silent chain
 — sin fin, endless chain
 — transmisora de la mesa rotatoria,
 rotary chain
 — de neumática, tire chains
 caída, fall
 — de agua, water fall
 — de la presión, pressure drop
 — de temperatura, (U) temperature drop
 — libre, free fall
 caimán, Stillson wrench; (V) relief man;
 (M) ore chute
 caja, box, case; car body; (carp) mortise,
 recess; (mach) housing, casing;
 (elec) outlet box, junction box; (com)
 cash; safe, cashbox; cashier's office
 — de acumulador, battery box
 — de cambio de velocidades, gear shift-
 er housing
 — del catalizador, catalyst case
 — del cigüeñal, crankcase
 — de chumacera, pillow block, bearing
 — de cojinete de la cruceta, crossbear-
 ing box
 — del colador, strainer body

— del diafragma, diaphragm case
 — de eje, axle housing
 — de eje trasero, rear axle housing
 — de embrague, clutch housing, clutch case
 — de engranajes, gear case
 — de engranajes de cambio, speed-reduction unit, gear box
 — de estopas, stuffing box
 — del freno, brake box
 — de grasa o engrasadora, grease box
 — de herramientas, tool box
 — de humos, (boil) smokebox
 — de inspección, look box
 — delantera, (paños de arrastro) apron
 — de prensastopa, (A) packing gland
 — de recocer, annealing box
 — de la transmisión, transmission case
 — esférica, ball housing
 — principal, main case
 — refrigerante, condenser jacket
 cajera del eje, pillow block
 cajero, cashier
 cañón, (geol) gorge, canyon; packing case; caisson; bin; skip, scaplan; car body drawer
 — del lodo, mud box, mud crib
 cal, line
 cala, (naut) hold
 calafateadura, calking, caulking
 calafateos, (v) caulk, calk
 calafateo, calking, caulking
 calamina, calamine
 calamita, (geol) lodestone
 calaverita, calaverite
 calcáreo, calcareous
 calcedonia, chalcedony
 cálcico, calcic
 calcinar, calcine
 calcio, calcium
 calcita, calcite
 — bituminosa, anthraconite
 calco, (geol) cast
 calcopirita, chalcopyrite
 calcosita, chalcocite
 calculista de sismógrafo, seismograph computer
 calculador de sismógrafo, seismograph computer
 cálculo, calculation, computation, estimate
 calda, heating, (steed) a heat
 — a martillo hidráulico, (w) hammer roll,

forge welding, blacksmith roll
 — de herrero, (w) hammer roll, forge welding, blacksmith roll
 calentar, to heat; to wield; (w) to hammer roll, forge welding
 caldera, (volcanology) caldera; (mach) boiler
 — de calor de desecho, waste-heat boiler
 — de campo petrolero, oil-field boiler
 — de grasa, grease kettle
 — de tubos, water-tube boiler
 — de vapor, steam boiler
 caldaro de colada, melting ladle
 caledonense, Caledonian
 calentador, heater
 — alimentador de agua para calderas, boiler feed-water heater
 — con calefacción a ambos extremos, double end heater
 — con fuego por un solo lado, single-end heater
 — de agua a fuego directo, direct fire water heater
 — de aire a fuego directo, direct fire air heater
 — de la carga, con gas o con vapor de escape, exhaust feed heater
 — del gas, gas heater
 — de tubos, tube heater
 — mediante vapor de sangría, (red) blow-down heat exchanger
 calentamiento, heating
 — por ácido, (ref) acid heat
 calata, cove, small bay, inlet
 calibración, calibration
 — de instrumentos, instrument calibration
 — de medidores, meter calibration
 calibrador, gage, calipers; shifting gage; (n) clearance template; sizer
 — de alambre, wire gage
 — de barrenas, bit gage, drill gage
 — de espigas, pin template
 — de exteriores, outside calipers
 — de filatos de tornillo, thread gage
 — de interiores, inside calipers
 — de macho, plug gage
 — de machos, (V) drill gage
 — de paso de rosca, screw pitch gage
 — de branzas, (A) drill gage
 — para herramientas, tool gage

— Stubb para alambres, Stubb's wire gage
 — para planchas, plate gage
 calibrar, to calibrate, to gage, to caliper
 calibre, gage, caliber, bore; (inst) gage, jig, calipers
 — a rosca, screw gage
 — de espesor, thickness gage
 — de nonio, vernier caliper
 — deslizable, slide gage
 — normal, end measuring rod
 calibriscopio, borescope
 caliche, (min) caliche
 calidad, quality
 caliente, warm; hot
 caliza, limestone
 — asfáltica, asphaltic limestone
 — bituminosa, bituminous limestone
 — cavernosa, cavernous limestone
 — coralina, coral limestone
 — cristalina, crystalline limestone
 — dolomítica cristalina, crystalline dolomitic limestone
 calizo, limy, calcareous
 calor, heat
 — al rojo oscuro, black-red heat
 — de combustión, combustion heat, heating value
 — de fusión, fusion heat
 — específico, specific heat
 — latente, latent heat
 — perdido, waste heat
 — rojo, red heat
 — sensible, sensible heat
 caloría, calorie
 calorímetro, heat prover, calorimeter
 calzo (calza, calce), wedge, chock; shim; (mach) shoe; foot block; friction block
 cama de eje, litter
 cama de roca, (geol) shelf
 camada, (geol) (A) layer
 cámara, (auto) tire tube, inner tube chamber; room; camera
 — exterior de borno, plenum chamber
 — de aceite, (mech) oil reservoir
 — de aire, air vessel, air chamber
 — de alta presión, high pressure chamber
 — de amortiguamiento, cushioning chamber
 — de baja presión, low pressure chamber

— de la arcilla, (ref) clay chamber
 — de catalización, catalyst chamber
 — de combustión, combustion chamber
 — de comercio, (com) chamber of commerce
 — de destilación por expansión instantánea, (ref) flash chamber, flash drum, flash tower
 — de emanación, emanation chamber
 — de escape, exhaust chamber
 — de expansión para destilación al vacío, knockout chamber
 — de fusión, (ref) mufla; combustion chamber
 — del freno, brake chamber
 — de inflamación, inflammation chamber
 — de reacción, (ref) socket, reaction chamber
 — de resudación de parafina, wax sweater
 — de separación primaria, primary separating chamber
 — de separación secundaria, secondary separation chamber
 — de válvula, valve cage, valve chamber
 — de válvula fija, standing valve cage
 — fotográfica, camera
 — lucida, camera lucida
 cambiador, (elec) switch; (ref) exchanger
 — de calor, (ref) heat exchanger
 — intermedio de temperatura, intercooler
 — (es) de líquido a líquido, liquid-to-liquid exchangers
 cambio, (com) exchange; change
 — de facies, (geol) change of facies
 — de fase, phase shift
 — de velocidades, gear shifting
 — diario, diurnal change
 — secular, (geoph) secular change
 cámbria, Cambrian
 camino, road
 camión, motor truck
 — de disparo, (geoph) shooting truck
 — de instrumentos registradora, (geoph) recording truck
 — o automóvil del topógrafo, (sola) surveying truck
 — de plataforma, flat truck
 — tanque, tank truck
 — volcador, tilting truck
 camionero, truckman

- canchales (mech) sleeve, bushing; drill chuck; jacket, logging
 — de agua, cylinder water packet, water jacket
 — de caldera, boiler jacket
 — de cilindros, cylinder sleeve, cylinder liner
 — de eje, axle bushing
 — de válvula, valve jacket
 — en contacto con el agua, wet sleeve
 campana, bell
 — corrugada para pesca, (fish 't) corrugated socket
 — de aire, (Ch) air receiver, tank for compressed air
 — de burbujeo, bubble cap
 — de pesca, (drig) fishing socket
 — de pesca circular con aletas, full-circle socket slip
 — de pesca combinada, combination socket
 — de pesca con aletas, slip socket
 — de pesca con cuñas, slip socket
 — de pesca con cuñas circulares, full-circle socket slip
 — de pesca sencilla, con aletas, regular socket slip
 campo, (all senses) field; mining camp
 — de gas, gas field
 — de gravedad, (geoph) gravitational field
 — eléctrica, electric field
 — electroestático, electrostatic field
 — electromagnético, electromagnetic field
 — geomagnético, (geoph) geomagnetic field
 — magnético, magnetic field
 — magnético de componente vertical, (geoph) vertical component magnetic field
 — magnético terrestre, earth's magnetic field
 — petrolero, oil field
 — petrolero, (geol) oil field
 Caracteres, Canadian
 canal, canal, channel, gullet, chute, flume, race
 — de erupción, (geol) chimney, pipe
 — de inyección, (drig) (A) mud trough
 — del todo, (drig) mud trough
 — de tanque, tank flume
 canchales, (quolins) knocking
 canchales, (geol) (A) bouldery ground
 cascada, padlock
 canera, (Col) barrel
 canfeno, camphene, trimethylbicycloheptene
 canfeno, camphene, methyloxadimethylbicycloheptene
 cangrajo, pascantubes, casing spear, bull-dog spear
 cantalita, pitchstone, cantalite
 canteador, -a, edger
 cantera, (geol) quarry
 cantidad, quantity; amount
 caniller, cantilever
 canita, edge; thickness of a board; ash-lard stone; boulder pebble
 — de la polea de remolque, band tug rim
 — rodado, boulder
 — rodado mediano, cobble
 canastra, (Spain) angle iron
 cañada, (geol) dell
 cañada, (A) cañon
 cañería, pipe, piping, conduit
 — cañaladora, (A) casing
 — de entubación, (A) casing
 — de fabricación, (A) oil line
 — reforzada, extra strong pipe
 caño, pipe, conduit; gutter; run; leader; small stream
 — de agua, water pipe
 — del combustible, (A) fuel pipe
 — de descarga, (A) down pipe, discharge pipe
 — de perforación, (A) drill pipe
 — filtro, (drig) (A) perforated liner
 — para vástago de perforación, (A) drill pipe
 — punzonado, (A) perforated pipe
 caño-espanta de manguera, (A) standpipe
 cañón, gully; gorge, canyon; barrel of an arch; (Col) tree trunk; (V) (drig) gun perforator; cannon
 — perforador, (V) perforator, perforating gun
 capa, (geol) stratum, layer; ply; (painting) coat (min) seam, vein; (apparel) care coat
 — acuífera, aquifer
 — basáltica, (geol) basaltic layer
 — continental, continental layer
 — de agua subterránea, (geol) water plane

- de arcilla, debajo de una capa de carbón, underclay
 — de arcilla roja, (geol) red bed
 — de comparación, (geol) key bed, key horizon
 — de desgaste, (rd) blanket
 — de fuerza, (mech) facing
 — de velocidad, (geoph) speed layer, velocity layer, velocity bed
 — freática, aquifer
 — gasífera, gas cap
 — inferior, substratum
 — interfacial, interfacial film
 — intrusiva, (geol) sill
 — o capas superpuestas por el proceso de transgresión, (geol) transgressive overlap
 — preservativa de asfalto, asphalt coating
 — refractaria, ganister lining
 — superficial, (geoph) weathered layer
 — superpuesta, (geol) superimposed layer
 — (s) de contactos paralelos, (geol) conformable beds
 — (s) perturbadas, (geol) disturbed beds
 — (s) plegadas, folded strata
 capacidad, capacity
 — calculada, (mech) design capacity
 — colorante, tinting strength
 — de calcinación, char value
 — de carga, rate of charge
 — estimada, (mech) rated capacity
 — nominal, (mech) rated capacity
 — normal, (mech) rating
 comparación, (geol) (A) sheli
 capataz, boss, foreman
 capilar, capillary
 capilaridad, capillarity
 capillo de prensas, packing gland
 capitán, (Col) foreman; captain
 — de puerto, port captain
 capó, (auto) hood
 caporal, (V) foreman
 capsula, capsule; (blasting) cap, exploder
 captación, (geol) capture; (hyd) impounding, catchment; diversion; (geoph) detection of waves by recording instrument
 captación on abanico, (seis) arc shooting
 cara, face; (sheet) side
 — de la soldadura, face of weld
 — de una válvula, valve face
 — triturada de la barrena, crushing face of the bit
 característica, (chem) (physics) property, characteristic
 característica de detonación, (gasoline) detonation characteristic, octan number
 carbón, leiche
 carbón, carbene
 carbón, coal; charcoal; carbon
 — amorfo, amorphous carbon
 — antracita, (A) bone coal
 — antracita, anthracite coal
 — argiláceo, bone coal
 — de ampelita, cannel coal
 — de balsa, cannel coal
 — de madera, charcoal
 — de piedra, coal
 — en polvo, blacking
 — estable, fixed carbon
 — libre, free carbon
 — menuda, (coal) slack
 — vituminoso, vituminous coal
 carbonato, carbonate
 — de amonio, ammonium carbonate
 — de sodio calcinado, soda ash
 — sódico, sodium carbonate
 carbonífero, carboniferous
 — inferior, Miss'ssippian, lower Carboniferous
 carbonización, carbon formation, carbonization
 carbono terciario, (chem) tertiary carbon
 carbonoso, carbonaceous
 carburo, carbide of silicon, carborundum
 carburador, carburetor
 — de corriente descendiente, down draft carburetor
 carburar, to carburate
 carburo, carbure, carbide
 — aromático, aromatic hydrocarbon
 — de níquel, nickel carbide
 carcava, (geol) (A) gully; ditch, gutter
 cárcel, clamp, cramp; vise
 cardán, universal joint
 careta antigás, gas mask
 careta de mano, (w) face shield
 carga, load, loading; (elec) (re) (bo) charge; (hyd) load; freight; cargo, lading
 — accidental, live load
 — de calor, heat load

— de gasolina, gasoline charge
 — de reciclaje, (ref) recycle stock
 — de repaso, (ref) recycle stock
 — de velocidad, velocity head
 — excéntrica, eccentric load
 — excelsiva, overcharge
 — explosiva, torpedo, explosive charge
 — máxima, peak load
 — muerta, dead load
 — útil, useful load
 — viva, live load
 — virgen, (ref) fresh feed
 cargamento, cargo
 cargar, to load
 — en cuenta, (v) (com) charge
 carnalita, carnallite
 carpas, tent, canvas house
 carpeta de asfalto, (V) (rd) blanket
 carrera, strongback, waler, stringer, ringer; (Col) girder; (carp) wall plate; purlin; girt; highway; (Col) avenue; (mach) stroke, throw, travel
 — ascendente, upstroke
 — de admisión, (pump) admission stroke; (plunger) intake stroke
 — de compresión, compression stroke
 — del émbolo, piston stroke
 — de escape, exhaust stroke
 — de expansión, expansion stroke
 — de impulsión, power stroke
 — de retroceso del émbolo, back stroke
 motor, power stroke
 — o recorrido de una válvula, valve travel
 carreta de pantano, marsh buggy
 carreta, reel, coil; spool; (elec) coil
 — del cable de la cuchara, (drig) sand reel
 — de cucharas, (drig) sand reel
 — para el alambre del torpedo, torpedo reel
 — para la cuerda de medición de profundidad, well-measuring reel
 carretel, a reel, spool
 — a motor, power driven reel
 — manual, hand powered reel
 carretera, highway, road
 carretilla, wheelbarrow; hand truck; small cart
 — de rodillos, dolly
 — para tubería, casing wagon

carro, car; wagon, truck, cart; automobile
 — de mano, hand cart
 — de plataforma, (rr) flat car
 — de remolque, trailer
 — tanque, tank car
 carta, chart, map; letter, document
 — circular, (com) circular letter
 — de crédito, letter of credit
 — de crédito permanente, revolving letter of credit
 — de puntos, dot chart
 — de registro, recording chart
 — dinamométrica, dynamometric card
 cartabón, (carp) square; gage, gauge
 cartel, bill board
 castar, crankcase
 cartografía, mapping, cartography
 — aérea, airplane mapping
 cartográfico, -a, cartographic
 cartucho de nitrocelulosa, squib
 cartucho de voladura, blasting cartridge
 casa, house, building
 — de máquinas, engine house
 — de motores, power house
 — en secciones, sectional house
 — portátil, portable house
 cascada, water fall
 cascoteo, gravel; quarry waste; grit; (A) cobbles
 cascara, (drig) (V) mud cake
 casco, (mech) shell; casing; (nav) hull; (p) shell
 — de encastró, socket; bowl
 — de radiador, radiator shell
 — protector, (hedgegear) head shield
 — protector para el soldador, welding shield
 casta, (drig) dog house
 — de los contadores, meter house
 — del perforador, dog house
 casilla, post-office box; shed; small building; (E) water closet
 — de la correa, belt house
 casillero, (p) rack
 casillería, casilleries
 caso fortuito, (log) act of God, contingency
 casquete, cap; shell; helmet
 — de burbujeo, (ref) (U) bubble cap
 — de bicar, (pila) drive cap
 — de soldador, welding helmet
 — de la válvula, valve bonnet
 casquillo, (ata) cable basket; gland; for-

rule; sleeve, bushing; socket; (min) blasting cap
 — de electrodo, electrode tip, electrode point
 — del empuje, packing follower
 — del prensastopos, (mach) gland, stuffing-box gland
 — de protección, driving cap
 — roscado, cap nut
 cataclástico, (geol) cataclastic
 catalina, (C) sprocket; flying wheel
 catalista, catalysis
 catalítico, -a, catalytic
 catalizador, catalyst
 — de gel de óxido de cromo, chromic oxide gel catalyst
 — de lecho fijo, fixed-bed catalyst
 — de óxido metálico, metal oxide catalyst
 — del tipo de óxido metálico, (ref) metallic oxide type catalyst
 — regenerado, regenerated catalyst
 — sintético, synthetic catalyst
 — sólido, solid catalyst
 — sólido de ácido fosfórico, solid phosphoric acid catalyst
 — usado, spent catalyst
 catálogo, catalog
 catálogo de piezas, parts catalog
 catamorfismo, (geol) katomorphism
 atarata, water fall
 catarata, (geol) katarzone
 caño, prospecting, exploration, sampling
 catión, cation
 catódico, -a, cathodic
 cátodo, cathode
 cauce, river bed, channel
 — de un río, river bed
 caucho, rubber
 — sintético, synthetic rubber
 caústico, -a caustic
 caudal, soldering iron
 cavar, to dig, to excavate
 cava, (geol) (A) rill
 caverna, cavern
 cavernoso, -a, cavernous
 cavidad, (w) blow hole, (w) gas pocket
 — cavity
 cazo de fundir, smelting pot
 cebador, (pump) priming cap; (auto) choke
 — ajustable, (mot) adjustable choke
 celda, cell; bin

celda fotoeléctrica, photoelectric cell
 célula, cell; cubicle
 celulosa, cellulose
 cementación, lustrar, cementation, cementing
 — de tipo presión, sq.-size cementing
 — forrada, squeeze cementing
 — por la boca de fondo de la tubería, full-hole cementing
 cemento, cementite
 cemento, cement
 — a inyección forrada, squeezed cement
 — armado, reinforced concrete
 — de alumina de fragado rápido, Lumnite
 — portland, portland cement
 — refractaria, refractory cement
 cenagal, bog, swamp
 cenicera, ash pit
 ceniza, ash, cinders
 — de soda, soda ash
 — volcánica, volcanic ash
 cenamantense, Cenomanian
 cenozoico, Cenozoic
 centavo, (moneda) cent [c]
 centigrado (C.), centigrade (C., Cent)
 centigramo (cg.), centigram [cg.]
 centímetro (cl), centimeter [cl.]
 centímetro (cm), centimeter [cm.]
 — cuadrado, (cm²), square centimeter
 centímetro-gramo-segundo [c.g.s.], centimeter-gram-second [c.g.s.]
 centimo (c.), centimo [c.]
 centinela, watch, watchman, guard
 centípode, centipede [cp.]
 centisíete, centisiete
 centrados, centralizer
 — de la tubería de revestimiento, casing centralizer
 central, (a) central; (n) plant, station; powerhouse; sugar mill; telephone exchange
 — de bombas de escape de fuerza mecánica, central geared power
 — de energía, power house
 centralización automática, self centering
 centrar, (p) (v) to stab; to center; to align
 centrífugo, -a, centrifugal; (n) centrifuge
 centro, center
 — de gravedad, center of gravity
 cepillar, to plane; to brush; to polish
 cepillo, brush; joint brush

— de alambre, wire brush
 zapa, waler, ranger, ribbon, stringpiece
 shell of a tackle block, stock of an
 anvil, stock of an anchor
 cera, wax
 — amorfa, amorphous wax
 — de parafina, paraffin wax
 corcha, rib of an arch center; (U) truss
 (Col) template; acetone
 cerecina, ceresin
 — de petróleo, petroleum ceresin
 cero, zero
 — absoluta, absolute zero
 — normal, datum
 — o punta caba, null point
 cerrado, a closed, shut, (curve) sharp; (a)
 shut down; lock
 cerradura, lock
 — de resorte, snap lock
 cerrar, to close; to fasten; to lock; to seal
 — con llave, to lock
 cerrojo, door bolt, bolt of a lock; latch
 — de la trampa del raspapalos, (p in)
 scraper trap closure
 — o seguro de la caja de la transmis-
 sión, transmission lock
 cerro sepultado, buried hill
 certificación, certification
 certificado de origen, (com) certificate of
 origin
 certificado de seguro, certificate of insur-
 ance
 cerusita, cerusite
 cesio, Caesium
 cesta, basket
 — de pesca, (drig) fishing basket
 — de pesca para despoles, (drig) junk
 basket
 cesto, basket
 — de barrena, bit basket
 — de cementación, cementing basket
 cetano, cetane, hexadecane
 número — cetano, number
 cianita, cyanite, kyanite
 ciclo, (elec) (mech) (chom) cycle
 — de Carnot, Carnot's cycle
 — de cuatro tiempos, four-stroke cycle
 — de erosión, cycle of erosion
 — de funcionamiento, operating cycle
 — de Otto, Otto cycle
 — de perforación, drilling cycle
 — de Rankine, Rankine's cycle

cicloalcano, cycloalkane
 ciclobutano, cyclobutane. See tetrametileno
 ciclobutano, cyclobutane
 cicloheptano, cycloheptane
 cicloheptatrieno (1,3,5-cicloheptatrieno),
 3,5-cycloheptatriene
 cicloheptano, cycloheptane
 ciclohexano, cyclohexane. See hexametileno
 ciclohexeno, cyclohexane. See tetrahidro-
 hexano
 cicla, torado, cyclone
 ciclooctadieno (1,3-ciclooctadieno), 1,3-cyclo-
 octadiene
 cicloocteno, cyclooctene
 ciclooctadieno (1,3-ciclooctadieno), 1,3-
 cyclooctadiene
 ciclopentano, cyclopentane. See pentano-
 ileno
 ciclopenteno, cyclopentene
 ciclopropano, cyclopropane
 ciclopropeno, cyclopropene
 ciclización, (ref) cyclization
 ciego, blind
 cielo de hogar, (bo) crown sheet
 cieno, sludge; mud; silt
 — endurecido, mudstone
 cierre, (n) shut down; closure, sealing,
 locking
 — antilinal, antilinal closure
 — de aceite, oil seal
 — de agua, water seal
 — de la curva de nivel, (geol) closure
 — hidráulico, (centrifugal pumps) water
 seal
 cigüeña, crank; sweep; winch, windlass,
 copstan; (Cuba) handcar, automobile
 on a railroad track
 cigüeñal, crankshaft
 — hueco, hollow crankshaft
 cilindrada, (mech) piston displacement, cyl-
 inder capacity
 — de símbolo, piston displacement
 cilindro, cylinder; roller, roll
 — de bomba, pump barrel
 — del símbolo de una bomba, working
 barrel
 — del freno, brake cylinder
 — exterior, (mech) outer barrel
 — insertado, (mech) insert barrel
 — interior, (pump) liner barrel
 — maestro, master cylinder

— maestro del freno, brake master cy-
 linder
 — móvil de bomba, working barrel
 — para coagulación, oil-caking drum
 — principal, master cylinder
 — (a) fundidos en bloque, block cast cy-
 linders
 cima, crest, summit, peak, top
 cimbra, (drig) (V) jar
 cimiento, foundation
 — de la torra, derrick foundation
 — sedimentario, (geol) bottomsets
 cinabrio, cinnabar
 chisel, chisel, cutter, graver
 — de calcetín, cutting chisel
 — de recalcar, calking chisel
 — de vaciador, drove chisel, bolster
 burr
 — o forma dentado, ripping chisel
 cinética, (n) kinetics
 cinta, belt; tape; strip; waler; ribbon; (str)
 girt
 — aisladora, electric tape
 — de freno, brake band
 — de medición, (oil tanks) gaging tape
 — métrica, measuring tape
 — para medir, (oil tanks) gaging tape
 — (a) estratigráficas de arena, (geol)
 shoestring sands
 cintaada, (A) (geol) streak
 cinturón, belt
 — de seguridad, safety belt
 — moránico, (geol) moraine belt
 — salvavidas, safety belt
 cinc, zinc
 ciprita, cyprite
 circo, (geol) cirque
 — glaciático, corrie, cory
 — glaciario, glacial cirque
 circon, zircon
 circuito, circuit
 — a tierra, (elec) grounded circuit
 — de control de volumen, volume con-
 trol circuit
 — de entrada, input circuit
 — de filtro, (geoph) circuit channel
 — de mezcla, mixing circuit
 — de resonancia, resonant circuit
 — de salida, output circuit
 — eléctrico, electric circuit
 — en puente, bridge circuit
 — sismográfico, filter circuit

circulación, circulation
 — del reactivo, reciprocal circulation
 — inversa, reverse circulation
 — normal, normal circulation
 circular, (v) circulate; (a) circular; (com) (a)
 circular
 circunferencia, circumference
 cisco, coal dust, cula, slack
 cisterna, cistern
 cristales, bench; shams
 cizallamiento, (n) shearing; shearing stress
 clarificador, clarifier
 — centrífugo, centrifugal clarifier
 clarificar, clarify
 clara, (color) light; clear
 clareolina, caroline
 clasificación S.A.E., S.A.E. (Society of
 Automotive Engineers) classification
 cláusula, clause
 clave, code; key, keystone, (concrete)
 bounding key; (leg) código
 clavija, lynch pin; pin, peg, dowel, drift
 bolt; plug; pinfile
 — de eje, axle pin
 — headida, cotter pin
 clavo, nail
 — largo, spike
 cliente, customer, client
 clima, climate
 climático, a climatic
 clinógrafo, clinograph
 clinómetro, clinometer
 cleve, (min) slaty cleavage
 — de flujo, (geol) flood cleavage
 — de fractura, (geol) fracture cleavage
 cloaca, sewer
 cloro, chlorax
 cloración, chlorination
 clorita, chlorite
 cloritoide, chloritoid
 cloro, chlorine
 clorocetona, chloracetone
 clorocianina, chlorocyaniline
 cloroforno, chloroform
 cloruro, chloride
 — de aluminio anhídrico, anhydrous al-
 uminum chloride
 — de calcio, calcium chloride
 — de calcio anhídrico, anhydrous cal-
 cium chloride
 — de hidrógeno anhídrico, anhydrous hy-
 drogen fluoride

— de aisc, zinc chloride
 coagulación, coagulation
 coagulador, coagulator
 cobalita, cobaltite
 cobalto, cobalt
 cobliadura, (A) (geol) overthrust
 coblenzense, Coblenzian
 cobre, copper
 — bruto, anode copper
 — desoxidado, deoxidized copper
 cobre contra entrega, (com) cash on delivery [C.O.D.]
 cobros, (com) collections
 cochada, coction; batch of oil put through a refinery
 co-bura, (ref) batch; coction; boiling
 cocodrilo, rope grab
 codinero, codumer
 codo, (p) elbow, bend; crank; knee
 — compensador, expansion bend
 — de árbol cigueñal, crank throw
 — de 45°, 90°, etc., 45° elbow, 90° elbow, etc.
 — de 180°, return bend
 — de hierro, quill
 — de palanca, (mech) quadrant; crank
 — de soporte de 90°, 90° base elbow
 — macho y hembra roscado, street elbow, street ell
 — marca, (A) street elbow, street L
 — o curva de tubería, pipe bend
 coeficiente, coefficient; module
 — de dilatación lineal, coefficient of linear expansion
 — de elasticidad, coefficient of elasticity
 — de expansión, coefficient of expansion
 — elástico, elastic coefficient
 coexistentes, coexistent; (geol) concurrent
 cogedero, grip handle; bail
 cogenestras de las paredes del estrato, wall sampler
 cohesión, cohesion
 cohete, squib; rocket
 cojin, squab; cushion; pad; pillow block; bearing
 collete, bearing; pillow block; journal box; bushing; (threads) die
 — a bolillas, (A) ball bearing
 — a bolilla de auto-alineación, (A) self-aligning ball bearing

— bipartida, split bearing
 — central, center bearing
 — con buje de bronce, bronze bush-
 bearing
 — de agujas, needle bearing
 — de fricción, antifriction bearing
 — de biela, connecting rod bearing, pu-
 man bearing
 — de bolas, ball bearing
 — de bolas de alineación automática, self-aligning ball bearing
 — de bolas radiales, radial ball bearing
 — de bolas radio-axial, radial-thrust ball bearing
 — de brazo, (V) wrist-pin bearing
 — de bronce, brasses
 — de cola, (V) tail bearing
 — de doble hilera, double row bearing
 — de empuje, thrust bearing
 — de empuje, a rodillos, thrust roller bearing
 — de empuje, de bolillas, (A) thrust ball bearing
 — del gorrón del pie de biela, wrist-pin bearing
 — de guía, pilot bearing
 — de latón, brasses
 — del pasador de articulación, wrist-pin bearing
 — de poleas de corona, crown block bearing
 — de rodillos, roller bearing
 — de rodillos cónicos, tapered bearing
 — de rodillos de alineación automática, self-aligning roller bearing
 — del árbol de levas, camshaft bearing
 — del contravástago, tail bearing
 — del eje del piñón, pinion shaft bearing
 — del pasador de la cruzeta, crosshead pin bearing
 — en dos mitades, split bearing
 — principal, main bearing
 — principal de la mesa rotatoria, table main bearing
 — principal delantero, front main bearing
 — principal trasero, main rear bearing
 — reforzado con metal blanco, babbitted bearing
 medio —, (mech) half bearing
 cok, coke

cola de ratón, (drig) (Col) taper top
 colada, (met) a melt; (concrete) a pour, a lift; (concrete) a batch
 — de lava, (A) lava stream
 — homogénea, (cons) lift
 colado en moldes de arena, sand casting
 colador, strainer
 — de fondo, (drig) perforated liner
 — de lodo, (drig) mud screen, mud shaker
 — sacudidor del lodo, (drig eq) shaker, mud shaker, mud screen
 — vibratorio, shale shaker, vibrating mud screen
 — trepidante para el lodo, vibrating mud screen
 colas, (min) tailings
 colchado, (n) (Cable) lay
 — a la derecha, (cable) right lay
 — a la izquierda, (cable) left lay
 colchadura, (cable) lay
 colchón, cushion, mattress
 colector, collector; catch basin, trap; (elec) commutator; (elec) collector
 — de aceite, oil pan, oil sump
 — de aire, air trap
 — de agua, steam trap
 — de barro, mud trap
 — de condensación, drip pocket, drill well, gas trap
 — de emanaciones o gases, fume hood
 — de gas, gas trap, gas stack
 — de lodo, (rotary table) mud ring
 — de solución, solution sump
 — del condensado, drip accumulator
 colgadero, hanger; beam hanger
 — del ómbolo buzo, plunger hanger
 — o suspensor de varillas de bomba, sucker-rod hanger
 — para varillas usado a la cabeza del balancín, multi-head hanger
 — (a) o suspensores del tubo de producción, tubing hangers
 colgador de dos tirantes para tubería, double-strap hanger
 colgante, (const) hanging tie; undoraling
 colimación, collimation
 colimador, collimator
 colina, (geol) hillock
 collar, (mech) collar; collar
 — de cementación, cementing collar
 — de flotación, (drig) floating collar

— de flotación para cementar, cement float collar
 — de perforación, drill collar
 — giratorio para cementar, whirler cementing collar
 — obstructor, baffle collar
 — para circulación de lodo, mud collar
 — para fugas en tuberías, collar-leak clamp
 collar-terrazza hueciforme, straight taper rotary drill collar
 collarín de dados, die collar
 colocación de la tubería de revestimiento, casing setting
 colocar, to place, to locate, to set; to invest
 coloidal, colloid; colloidal
 color, color, colour
 — de recocido, annealing color
 columbina, columbite
 columna, column; (ref) tower, column
 — aisladora, (A) oil string; water string
 — conductora, (A) surface pipe
 — de agua amortiguadora, water cushion
 — de fluido, fluid column
 — de lavado químico, (ref) caustic wash tower
 — estratigráfica, (geol) columnar section
 — geológica, (map) geologic column, geologic section
 — reguladora, (hyd) standpipe
 columnar, (geol) columnar
 columpio graduador de carrera, pendulum stroke multiplier
 columpio multiplicador del largo de la carrera, pendulum stroke multiplier
 comancheo, comancheon
 comba, warp, bulge; comb; (rc) crown
 (P) maul, sludge
 — inferior de un monoclinial, foot of monocline
 — superior de un monoclinial o terrapla, head of terrace
 combado, warped
 combarse, to bend
 combinación, combination
 combustible, fuel
 — candidato, antiknock fuel
 — de norma, reference fuel
 — para cocina, stove oil
 — para estufas, stove oil
 — para motores, motor fuel

combustión, combustion
 — espontánea, spontaneous combustion
 — interna, internal combustion
 combustóleo, fuel oil
 — de calefacción, furnace oil
 — de cocina, stove oil
 — de estufas, stove oil
 — de tractores, tractor oil
 — para barcos, bunker fuel
 comercial, commercial
 comercio, trade, commerce, business
 comisión, (com) commission; (com) broker;
 age; mandate; party, commission
 — de geólogos, exploration crew, ex-
 ploración party
 — de sismólogos, seismograph crew,
 seismograph party
 cubierta estratigráfica, (A) bedding plane
 compactación, compaction
 — diferencial, (geol) (Ch) differential
 compaction
 — por gravedad, (geol) gravitational
 compaction
 compañía, (Cia.) company [Co.]
 — afiliada, (com) branch office
 comparación, comparison
 compas, compass, dividers, callipers
 — de puntas secas, dividers
 — interior, inside callipers
 compensación, compensation
 — automática, self equalizing
 — isostática, isostatic compensation
 — termométrica, temperature compensa-
 tion
 compensador de vibraciones, (geoph) bar-
 omic balancer
 competencia, competition
 competente, competent
 competidor, competitor
 complejo, (a) complex, intricate; (n) (geol)
 complex
 — basal, basal complex, basement
 — de falla, fault complex
 — petróleo-gas, (geol) oil and gas com-
 plex
 componente, component
 — horizontal del campo magnético,
 (geoph) horizontal component mag-
 netic field
 comportamiento, behavior
 composición, composition
 compuesto, (mech) (elec) compounding

compra, (n) (com) purchase
 comprador, (com) purchaser
 compresibilidad, compressibility
 compresión, compression
 — tangencial, tangential compression
 compresor, a, compressor
 — accionado por correa, belt-driven
 compresor
 — a motor, engine driven compressor
 — con motor a expansión de gas ex-
 pander driven compressor
 — de aire, air compressor
 — de amoníaco, ammonia compressor
 — de tipo angular, angle type compres-
 sor
 — portátil, portable compressor
 comprobar, to check, to verify, to prove
 — el terreno, (surv) to trace
 compuerta, (hyd) gate
 — de cierre total, ram gate
 — de tiro, furnace damper
 compuesto, (n) (chem) preparation, com-
 pound; (mech) compound; composed;
 repaired
 — aromático, aromatic compound
 — cristalino, crystalline compound
 — para lubricar engranajes, gear com-
 pound
 — para preservar cables de acero, cable
 coating compound
 computación gráfica, graphical computation
 computista, (geoph) computer
 — de sismógrafo, seismograph computer
 cómputo, computation
 — de orificio, orifice computation
 comunicación, communication
 — radioeléctrica en dos direcciones,
 two-way radio communication
 cóncavo, concave
 concentración, concentration
 concentrado, (n) (chem) concentrate; (a)
 concentrated
 concéntrico, concentric
 concesión, concession; (land) lease, conces-
 sion
 concesionario, (log) grantee; (com) licensee
 concha, shell; casing; boiler scale; (V) mill
 scale
 — de coque, bearing shell; bearing
 cup
 concordancia, conformity
 concordante, (geol) conformable, concordant

concreción, (geol) concretion
 concreto, concrete
 — asfáltico, asphaltic concrete
 — reforzado, reinforced concrete
 concurrente, (geol) concurrent
 condensado, (M) distillate
 condensación, condensation
 — equilibrada, equilibrium condensation
 — retrógrada, retrograde condensation
 condensado, condensate
 condensador, condenser
 — a chorro, ejector pump
 — albrécht, albrécht condenser
 — atmosférico, atmospheric condenser
 — barométrico, barometric condenser
 — de aire, air condenser
 — de baja temperatura, subcooling con-
 denser
 — de caja, box condenser
 — de chorro, jet condenser
 — de superficie, surface condenser
 — de vapor, steam condenser
 — eléctrico, electric condenser
 — sumergido, submerged condenser
 condensar, to condense, to thicken
 condiciones, (com) terms
 — superatmosféricas, superatmospheric
 conditions
 condroita, chondroite
 conducción, transportation; conduction;
 carriage; (auto) driving
 — de corriente eléctrica, electrolytic
 conduction
 — electrolítica, electrolytic conduction
 — electrónica, electronic conduction
 conductibilidad, conductivity
 conductibilidad térmica, thermal conduc-
 tivity
 conductividad, electric conductivity
 conducto, conduit; aqueduct; flume; duct;
 slug; chute
 — de cable, wire conduit
 — de ventilación, fume duct
 — en forma de hoja de trébol, clover
 leaf duct
 — portables, electric conduit
 conductor, (elec) conductor; (auto) driver;
 conveyor; (w) lead
 — del lodo, mud conveyor, mud line
 conectar, (mech) (elec) to connect
 — tubos reccidos, (p) stabbing
 conexión, hookup; connection, joint

— articulada, knee joint
 — de barra, (V) (std) U sub
 — de brida, flange connection
 — de estrella, Y connection
 — de tacil desengancha, knock-off joint,
 hook-off joint
 — de manguera, hose coupling
 — de orejas, wing connection
 — de una de las ramas del árbol de
 conexiones, wing union
 — embridada, flange connection
 — en circuito, (elec) loop
 — en U, return bend, U bend
 — en Y, Y connection, two-way branch
 clevis
 — giratoria para tubería de reves-
 timiento, casing swivel
 — macho cónica, (sta) filets, swedged
 pin
 — sin rosca y a fricción, ground-in
 joint, ground joint
 — (es) de rosca, screw connections
 — (es) de soldar, welding fittings
 — (es) macho y hembra, (p) box and pin
 — (es) para tubería, pipe fittings
 — (es) para tubo atornillado, grooved
 pipe fittings
 confirmación, confirmation
 confirmar, (v) to confirm
 congelador, freezing
 — de parafina, wax chiller
 congelar, to freeze
 conglomeración, conglomeration
 conglomerada, (n) conglomerate; (a) con-
 glomeratic
 — basal, (geol) basal conglomerate
 — cruzado, (geol) cross-bedded conglom-
 erate
 — de canto, (geol) dogwise conglom-
 erate
 — de cantos rodados, (geol) boulder con-
 glomerate
 — de granulos, granule conglomerate
 — estratificado, (geol) bedded conglom-
 erate
 — de peñas, (geol) (V) cobble conglom-
 erate
 cónico, a, conical
 coalificación del agua, (geol) water coning
 conjunto, (mech) assembly; (mech) unit
 — de bloques de cilindros, cylinder block
 assembly

— de embrague, clutch assembly
 — de estratos (geol) sedimentary complex
 — de estratos superpuestos, (geol) over-thrust mass
 — de freno, brake assembly
 — de manivela y contrapeso, crank and counterbalance assembly
 — de motor y generador, engine generator set
 — magnético, magnetic system
 conmutador, (elec) commutator, switch
 cono, cone
 — aluvial, (geol) apron
 — de barrena, bit cone, bit cutters
 — de desorción, (geol) talus fan, alluvial fan
 — de embrague, clutch cone
 — de erupción, (volcano) eruption cone
 — de explosión, explosion cone
 — de fricción, friction cone
 — radiante, radiating cone
 conocimiento de embarque, (com) bill of lading
 conservación, upkeep, maintenance, conservation
 — de la presión, pressure maintenance
 conservadora de caminos, (mach) road maintainer
 consignación, (com) consignment
 consignador, consignee
 consignatario, (com) consignee
 consistencia, consistency
 consola volante, shaft hanger
 consolidación, (geol) differential compaction, (prod) utilization
 consolidada, consolidated
 constante, constant
 — de conversión, conversion constant
 — de la densidad de la viscosidad [CDV], viscosity gravity constant [VGC]
 — de gravitación, (geoph) gravitational constant
 — de instrumento, (geoph) instrument constant
 — dieléctrica, dielectric constant
 — elástica, elastic constant
 construcción, construction
 — enteramente soldada, all welded construction

constructor, constructor, maker, builder
 construir, to build, to construct, to erect
 consumidor, consumer
 contabilidad de costos, (com) cost accounting
 contacto, contact
 — con la arcilla, (ref) clay contacting
 — gas-petróleo, gas-oil contact
 — externa, external contact
 — petróleo-agua, oil-water contact
 contactor, (elec) contactor
 contactor de chorro, jet contactor
 contador, accountant; (elec) (gas) (water) meter
 — de agua, water meter
 — de desplazamiento de gas, gas displacement meter
 — de desplazamiento positivo, positive displacement meter
 — de flujo, meter flow
 — de gas, gas meter
 — de orificio, orifice meter
 — de petróleo, oil meter
 — eléctrico, electric meter
 — integrador, integrating meter
 — integrador tipo orificio, integrating orifice meter
 — rotativo, rotameter
 — tipo de desplazamiento, displacement meter
 — Venturi, Venturi meter
 contaminación, pollution, contamination
 contaminar, to contaminate
 contemporáneo, contemporaneous
 contener, to contain, to hold; to comprise, to include, to embrace; to check, to curb, to restrain, to stop
 contenido, content
 — químico, platinic content
 textura, structure; (geol) texture
 continental, continental
 continuo, a. continuous
 contorsión, contorsion; (geol) fold
 contrabalanza, balance bob
 contrabando, contraband
 contracción, (geol) shrinking; contraction
 contrachapal, gib
 contracorrientes, opposed flow, countercurrent; counterflow
 contrórtica, inflected curve
 contrórtico, countershaft
 — de embrague, clutch countershaft

— de la transmisión, transmission countershaft
 contraexplosión, (mol) back firing
 contraerse, to shrink, to contract
 contrafuerte, (top) abutment; (geol) spur; counterfort, buttress
 — facetado, faceted spur
 — labrado en facetas, faceted spur
 contragolpe, lash back
 contrapelo, (slaus) riser
 contrapesar, to balance
 contrapeso, balance, weight, counterweight
 — antivibratorio, (geoph) harmonic balancer
 — de cola del balancín, tailboard counterbalance
 — del cigüeñal, crank disk
 — graduable del balancín, adjustable beam weight
 — para varillas de tracción, rod line counterbalance
 — rotatorio, (pump) rotary counterbalance
 — sinton, grasshopper counterbalance
 contrapresión, back pressure
 contrario a las agujas del reloj, anticlockwise
 contrario al orden cronométrico, counterclockwise
 contrarremachador, dolly
 contratista, contractor
 contrato, contract
 — de perforación, drilling contract
 contra todo riesgo, (com) against all risks
 contratuerca, lock nut, jam nut, check nut
 contraviento, a guy; wind bracing
 contribución, (com) tax, contribution
 control, control
 — a motor, motive control
 — al vacío, vacuum control
 — de la amplitud, amplitude control
 — de diafragma, diaphragm control
 — de la perforación, drilling control
 — del freno, brake control
 — de nivel de líquidos, liquid level control
 — de la presión sobre la barrena rotatoria, rotary-lued control
 — de tiro, draft control
 — de las válvulas, valve control
 — de volumen, volume control
 — primario, primary control

— termostática, thermostatic control
 convección, convection
 convenio, (com) agreement
 convergencia, convergence
 conversión, conversion
 — de la carga por cada recorrido a través de la torre de reformación, (ref) conversion per pass
 — del carbón amorfo en grafito, graphitization
 convertible, convertible
 convertidor, converter
 convexo, convex; beilled
 coordenada, (math) coordinate
 — triangular, triangular coordinate
 — trilineal, triangular coordinate
 — (a) polares, polar coordinates
 ejes de — (a), (math) coordinate axes
 copa, cup, (sub) boater
 — de culeta, seating cup
 — de cuero sintético, (pump) composition cup
 — de válvula, valve cup
 — porosa para la extracción de sustancias en solución, extraction thimble
 copia, copy
 — azul, blue print
 — halográfica, blue print
 copilla aceitera, oil cup
 copilla grasa, (A) grease cup
 copolimerización, copolymerization
 cobre, cobalt
 — bearings, cojinetes de cobre
 — catalista, catalizador de cobre
 coprolitos, (geol) coprolites
 coque, coke
 coquificación, coking
 — de petróleo, petroleum coke
 coquina, coquina
 coral, coral
 coralina, coral
 coraza, armor, shell, protective covering
 — del autoclave, autoclave shell
 correa de caucho, hemp center
 correa, (drig) extraer núcleos o tealigas
 corcho, cork
 cordado, cordage
 — de Manila, Manila cordage
 cordillería, cordilleria
 cordillera, cordillera
 Córdoba, Córdoba; Neogranada coin equivalent to 1 dollar

corda, cord, strand of rope; belt lacing;
 (str) cord; flange; (w) board; (p) spigot
 end
 — de acabado, (w) finishing board
 — de obturación, seal weld, board weld
 — (s) estratigráfica, (geol) shoestring
 sands
 coriáceo, leathery
 corindón, corundum, corindon
 corner, esquina
 cornisa, cornico
 — de la torre, derrick combs
 correa, annular space; ring gear; (elec)
 corona; (dam) crest; (auto) rim; tubular
 drill bit halo
 — cortante, (dril) boring head
 — dentada, ring gear, sprocket
 — dentada de la mesa rotatoria, table
 ring gear
 corrosión, (geol) corrosion
 correa, belt, strap, pulrin, girt
 — articulada, link belt
 — de balata, balata belt
 — de caucho con borde enástico, raw
 edge rubber-covered belt
 — de lona pespuntada, canvas-stitched
 belt
 — en V, V-belt
 — o banda para roldanas de acanalado
 múltiple en V, multiple V-belt
 — plana sin fin, endless flat belt
 — sin fin, endless belt
 — trapezoidal, V-belt
 correaje, belting
 corrección, correction
 — al nivel de referencia, datum correc-
 tion
 — barométrica, barometric correction
 — cartográfica, cartographic correction
 — combinada de Bouguer y aire libre,
 Bouguer and free air correction
 — de aire libre, free air correction; grav-
 imetric anomaly corresponding to
 changes in altitude
 — de alturas, (surv) elevation correction
 — de base, magnetometer correction
 (gravimetric surv) base correction
 — de curvatura, correction for curvature
 — de deriva del gravímetro, drift correc-
 tion
 — de fase, phase correction
 — de latitud, latitude correction

— de longitud, longitude correction
 — de temperatura, temperature correc-
 tion
 — isostática, isostatic correction
 — para tomar en cuenta la desuadación
 de la capa superficial, weathering
 correction
 — por flotabilidad, buoyancy correction
 — por la profundidad de la explosión,
 shot hole correction
 — superficial, surface correction
 — topográfica, topographic correction
 correcto, accurate, correct
 corredor, track, slide; skid, slide valve;
 (surv) target; (inst) cursor, slide; dock
 hanger; (naut) log line; coulisse
 — de cambio de velocidades, gearshift
 rail
 — para el cable de perforadora lateral,
 spudding shoe
 corredor, (com) jobber, broker
 correlación, correlation
 — continua, continuous correlation
 — discontinua, (geoph) spot correlation
 — estratigráfica, stratigraphic correla-
 tion
 correlacionar, to correlate
 corriente, (geol) (A) current
 corriente, (M) streamlined
 correo, (n) mail, post, post office
 — aéreo, air mail
 enviar por —, to mail
 corriente, (n) current, course; tendency; (a)
 current; running, flowing; present
 (month); instant; plain; common;
 standard, regular; general
 abajo, downstream
 — alterna, (elec) alternating current
 (a. c.)
 — arriba, upstream
 — continua, (elec) direct current
 — de gases y productos de evaporación,
 overhead gas stream, overhead prod-
 ucts
 — de lava, (A) lava flow; lava stream
 — eléctrica, electric current
 — laminar, (geol) laminar flow
 — local, (geoph) local current
 — pulsatoria, (elec) pulsating current
 — radial, radial flow
 — telúrica, (elec) telluric current

— (s) naturales, (A) (geoph) earth cur-
 rents
 — parásitas, eddy currents
 — (s) terrestres, (geoph) earth currents
 de línea —, (mach) streamlined
 continente, (V) (geol) thrust, overthrust
 — horizontal, (A) (geol) horizontal thrust
 correo, to corrode
 corrosión, corrosion
 — causada por ácidos, acid corrosion
 — en forma de empelne, ring-worm cor-
 rosion
 corrosivo, corrosive
 corrugado, corrugated
 cortacables, rope chopper; wire-line cutter;
 wire-rope knife
 cortacircuito, electric fuse, electric switch
 — de solenoide, solenoid switch
 cortadora, cutter, cutting machine
 — de cables, wire-line cutter
 — de correa, belt cutter
 — de tubos de vidrio, glass tube cutter
 — manual, hand cutter
 — rotatoria de metales, milling cutter
 cortadura con soplete, flame cutting
 cortador, cold chisel
 — con punta rombica, diamond point
 chisel
 — ramador, cape chisel
 cortaplumas, pocketknife
 cortatubos, casing cutter, pipe cutter
 — hidráulica, hydraulic pipe cutter
 — biselador, pipe-beveling cutter
 — por el exterior, external drill-pipe
 cutter
 corte, (maps) cross section; (ref) cut; a
 petroleum fraction; cutting edge;
 shearing stress; a section; (w) kerf
 — con arco metálico, (w) metallic arc
 cutting
 — con gas, (w) gas cutting
 — final, (ref) (A) end
 — geológico de peso, well log
 — lateral, (U) side-cut stream
 — Bykano final, (ref) light end
 — pesado final, (ref) heavy end
 — transversal, cross section
 — (s) cerrados, (ref) narrow cuts
 — (s) estrechos, (ref) narrow cuts
 corteza terrestre, earth's crust
 cortina enrollada, roll up-curtain
 corto, short

cosmogénica, cosmogenetic
 costa, coast
 — acantilada, steep coast
 costa-playa, low coast
 costado, side; side place
 costa, cost
 — seguro y flete, cost, insurance and
 freight [c. l. f.]
 contra, crust; scale; (dril) mud cake
 — de lod, mud cake, filter cake
 — porosa, porous crust
 costura, (p) seam
 costura de la correa, belt lacing
 cota, (top) number indicating the elevation
 of a point above datum
 costura, mortise
 cotto, (paleo) cotype
 cotización, (com) quotation
 covellita, covellite
 cracking, cracking
 — catalítico, catalytic cracking
 — catalítico fluido de un solo paso,
 single stage fluid catalytic cracking
 — Gyro, (ref) Gyro cracking process
 — por el método de fase de vapor,
 vapor-phase cracking
 — térmico, thermal cracking. See
 disociación térmica.
 — termocatalítico, thermocatalytic crack-
 ing. See disociación termocatalítica.
 crackear, (ref) to crack. The verb desin-
 tegrar is preferable.
 crackeo, (ref) cracking. In Spanish the word
 cracking is preferable to crackeo.
 See desintegración.
 — catalítico, catalytic cracking. In Span-
 ish, the expression cracking catalítico
 is preferable. See desintegración cata-
 lítica.
 craso, fatty
 crater, crater
 — de explosión, explosion crater
 — parasitaria, (geol) parasitic crater
 crédito, (com) credit
 creciente, (N) flood; tide; (A) growing
 cremallera, rack, rack rail, cograil; gear
 rack
 cresol, cresol
 cresta, crest
 — de un catclinal, anticlinal crest, anti-
 clinal ridge
 cresta, (top) crest; (geol) outcrop

creta, chalk
 cretáceo, (n) Cretaceous, (a) Cretaceous
 criadero, (oil) pool; (min) seam, vein, deposit
 criadero de petróleo, oil pool
 criba del lodo, (dril) mud screen
 cric o gato de cremallera, rock lock
 criolita, cryolite
 criocristalino, cryocrystalline
 crisol, chrysolite
 crisol, melting pot, smelting pot, crucible
 — de horno, hearth
 — de porcelana, porcelain crucible
 — para acero, skillet
 crisotilo, (geol) chrysotile
 cristal, crystal
 — de seguridad, safety glass
 — incastillable, safety glass
 — mineral, mineral crystal
 — objetivo, objective lens
 — (es) de cuarzo, quartz crystals
 cristalino, crystalline
 cristalización, crystallization
 cristallizar, to crystallize
 cristalloblastea, crystalloblastea
 cristalloblástica, crystalloblastic
 cristalografía, crystallography
 cristográfico, crystallographic
 crocetano, crocetane. See tetrametilazodocano
 crocolita, crocolite
 cromada, (a) chrome plated
 cromel, chromel
 cromita, chromite
 cromo, chromium, chrome
 cromoforo, chromophore
 cromómetro, chromometer
 cronógrafo, chronograph
 cronolito, chronolite
 cronómetro, chronometer
 croquis, diagram
 croscala, (wheel) spider; crossarm, crosshead; crosspiece
 — para tubería de revestimiento y de producción, casing and tubing spider
 crudo, (oil) crude; (a) raw
 — agría, (A) sour crude
 — de base naturalica, naphthene-base crude; oil, asphalt-base oil
 — descabazado, (A) topped crude, reduced crude
 — dulce, sweet crude

— naturalico, asphalt base oil, naphthene base oil
 — reducido, reduced crude, topped crude
 — virgen, raw crude
 cruz, cross; (prod) (V) Christmas tree
 cuadrante, quadrant; dial of an instrument
 cuadrilla, (geol) party, crew; gang, squad
 — de geólogos, exploration crew
 — de hombres, gang; party; squad
 — de sismólogos, seismograph party, seismograph crew
 — de leñadores de tubería, pipe gang
 cuadrado, square; (math) square
 cuadro, (n) square; table of figures, tabulation; timber frame
 — esquemático del flujo, schematic flow sheet
 — de membranas, (A) draw works
 cualidad, quality
 cuantitativo, a quantitative
 cuarcífero, quartziferous
 cuarza, (geol) quartzite
 cuarentena, (n) quarantine
 cuarteadura, a crack, split
 cuartera, to quarter
 cuarto, quarter, fourth
 — de galón, quart
 cuarto nordeste 1/4 NE1, north by east
 cuarzo, quartz
 — ahumado, smoky quartz
 — diorítico, dioritic quartz
 — fundido, fused quartz
 — monzonítico, monzonite quartz
 — rosado, rose quartz
 cuarzosos, quartzose
 cuaternario, Quaternary
 cubata, (geol) (A) basin, bucket, pail; tub; keg
 — de colnate, bearing cup
 — marítima, (geol) (A) sea basin
 — sedimentaria, (A) (geol) trough, sedimentary basin
 cubierta, cover, covering, lid; roof, roof covering; (haul) deck; (str) cover plate; (mech) casing, hood; (A) (U) tire shoe; (excavation), (M) overburden; face slab
 — de seguridad, safety cover
 — de ventilador, fan shroud
 — o tapa de resorte de válvula, valve spring cover
 cubierto o revestido de acero, steel clad

cúbico, cubic
 cubilote, (lab) beaker
 — de vertedera, (lab) beaker with lip and spout
 cubo, (wheel) hub; pail, bucket
 — de cuñas dentadas, tubular spider
 — de garras, (dril) spider
 cubre neumáticos, tire cover
 cuchara, (mason) trowel; (dril) bailer, achicador
 — estricadora, (laundry) flute
 — limpiaporos, cleanout bailer
 — vertedera de cemento, (dril) cement dump bailer
 cucharero, (dril) (A) hauling
 cuchara de aristas, (n) scraper
 cucharón de colada, melting ladle
 cucharón de fundición, ladle
 cuchilla, (geol) hogback
 — dentada, saw-tooth ridge
 — irreversible, nonreversible blade
 cuello, neck; (p) collar
 — de boquilla, nozzle neck
 — de ojo, shaft collar
 — de perforación, (V) drill collar
 — de pozo de visita, manhole neck
 — de la soldadura en ángulo, throat of fillet weld
 — de tobera, nozzle neck
 — de tubería vertical, (dril) drill collar
 — volcánica, volcanic neck
 cuenca, basin, drainage area, watershed
 — cerrada, (geol) closed basin
 — de falla, fault through, graben fault
 — de represa, (geol) barrier basin
 — marítima, ocean basin
 — sedimentaria, (geol) sedimentary basin; (geol) trough
 cuenta, (com) account, bill, invoice
 — abierta, (com) open account
 — corriente, (com) current account
 cuentaboladoras, sticks counter
 cuentagotas de engrase visible, sight-feed lubricator
 cuentapasos, (aily register, pace counter, odometer
 cuentavueltas, (mech) counter revolution
 cuerda, cuerda; land measure of about 1 acre; cord, line, rope; chord; cord of wood; (grider) flange; (M) screw thread; (E) beam, joint
 — de alce, alce rope

cuero, leather
 — de bomba, cup
 — de émbolo, (pump) plunger cup
 cuerpo, body
 — del prensastopos, stuffing box body
 — de pasador, pin shank
 — estirado, (geol) extensive body
 — elíptico, elliptic body
 — ígneo, igneous body
 — magnético, (geol) (A) boss
 — (a) extraños incluidos, (geol) included bodies
 cuesta, grade, slope, hill; (geol) cuesta
 — arriba, uphill
 curso, cave
 culata, butt, branch, yoke
 — del cilindro, cylinder head
 — removible, (cylinder) removable head
 culombio, coulomb
 cultura, culture
 cumeno, cumene. See isopropilbenzeno
 cumulativo, cumulative
 cumulo, cumulus
 cumulo físico, cumulo physics
 cuneta de desagüe, ditch, trench
 cuña, wedge, chock; key, gib, god; paving stone; frog of a plane; (dril) slip
 — de corredora, leather key
 — de cuarzo, quartz wedges
 — para excéntrica, eccentric key
 — para tubería de revestimiento, casing slip
 cuota, quota
 cúpula, dome, cupola
 — gasífera, (A) gas cap
 — salina, (geol) salt dome
 — salina achatada, shallow salt dome
 — salina profunda, (geol) deep salted salt dome
 curso, stroke, throw, course, travel
 curva, a curve, bend
 — compensada, smoothed curve
 — de amplitud, amplitude curve
 — de contacto, contact curve
 — de declinación, decline curve
 — de desfloración, distillation curve, true-boiling point curve
 — de dilatación, (p) expansion bend, expansion loop
 — de elevación, elevation curve

— de equilibrio termodinámico, equilibrium curve
 — de escape, exhaust curve
 — de expansión, (n) expansion curve, expansion loop
 — de gravedad, gravity curve
 — de nivel, contour
 — de nivel cerrada, closed contour
 — de nivel de la estructura, (geol) structural contour
 — de nivel de referencia, contour datum, datum plane
 — (s) de nivel equidistantes, equispaced contouring
 — nivel isoclinal, isoclinal curve
 — de potencia, power curve
 — de porcentaje medio, mid per cent curve
 — de producción, production curve
 — de punto de flexión, curve of flexure point
 — de rendimiento, efficiency curve
 — de retorno, (U) return bend
 — de selector de frecuencia, (sele) filter curve
 — de solubilidad, solubility curve
 — de tensión eléctrica, voltage curve
 — de la velocidad, velocity curve
 — de viscosidad, viscosity curve
 — cronocrónica, (geoph) distance-time curve
 — elipsoidal, ellipsoidal curve
 — gravimétrica, gravity curve
 — isoclinal o isoclinica, isoclinal curve
 — isogama, gravity contour
 — plana, flat curve
 curvabombas, pipe bender
 curvatura de la cara de la polea, crowning of pulley
 curva, a curve; aduncous
 cúspide, cusp, crest, apex, vortex
 challán, bevel, chanfer, bearding
 chalfinar, to bevel
 chalán, (M) barge
 — de perforación, (M) drilling bore

champlainsense, Champlainic
 charmoscar, flame priming
 chango, (drig) (Col) derrick man
 chapa, sheet plate; veneering
 — de metal, sheet metal
 — metálica, sheet metal
 — o placa de identificación, name plate
 — protectora, (mech) apron
 chaparrón, cloudburst, downpour
 chapear la punta de una barra, to tip
 charnela, hinge, knuckle, articulated joint, turning joint
 — anticlinal, (geol) crest line of an anticline, trough line, crest line
 charpar, (carp) to scarf
 chasis chassis
 charveta, collar, key, gib, wedge, place
 — con cabeza, gib-head key
 — de pasadores, pin key
 — hendida, (mach) split pin, cotter pin
 chicana, bañile
 chicharra eléctrica, (U) electric buzzer
 chiller, enfriador
 chimenea, chimney, stack, fireplace; shaft; (volcán) chimney; smoke stack
 — entera, integral stack
 — integral, integral stack
 chirrido, squeak
 chispa, spark
 — avanzada, early spark
 — retardada, late spark
 chispero, engine arrester, flame arrester (V) spark arrester
 choque, shock, impact, collision, crash
 chorro de arena, sand blasting
 chubasco, shower
 chumaca, a, journal bearing, pillow block, journal bar; rowlock
 — del malacate de herramientas, tool wheel bearing
 — del malacate de la tubería de producción, coil wheel bearing
 — posterior del poste de la rueda motora, jack box
 chupador, (V) (oil well) swab

dedo, die; (masonry) small pier, capstone; (M) jackbit
 — de toucas, tong die
 — para torreta de tubos, pipe dies
 — (s) de torreta, bolt dies
 — (s) para filetes de pernos, bolt dies
 dactila, dactile
 danense, Danlon
 dardo, dart
 — obturador que se inserta en el pozo por medio del fluido inyectado a bomba, pump-down dart plug
 dato, datum; (plural) data
 — (s) críticos, critical data
 datolita, datolite
 decadieno (1, 3-decadieno), 1, 3-decadiene
 decadilino (4, 6-decadilino), 4, 6-decadiene
 decalador de fase, phase shifter
 decalino, decalin. See biclodecano
 decano, (chem) decane
 deceno, decene
 decilacileno, decylacetylene. See dodecino
 decino (1-decino), 1-decane
 declinación magnética, magnetic declination
 declive glaciar, glacial tilt
 — de un río, fall of a river
 decremento, decrement
 de doble efecto, double-acting
 de enfoque exterior, exterior focusing
 defectos de fábrica, mill defects
 deflación, (geol) deflation. See denudación
 — eólica
 desfogador, separator
 deformación, deformation; strain; distortion
 — elástica, elastic deformation
 — mecánica, mechanical strain
 de funcionamiento neumático, air-operated
 degradación, (chem) (geol) degradation
 degradador, (chem) (geol) to degrade
 delgado, (a) thin; (sheet) light
 delineador, draftsman
 delineante, draftsman
 delinear, to design, to draw
 del medio, median
 delta, delta
 — lobulada, (geol) lobate

delatado, delatad
 de lujo, (com) de luxe
 demanda, (com) (n) demand
 — del comercio interior, domestic demand
 demulsificación, demulsification
 dendrítico, dendritic
 densidad, density
 — crítica, critical density
 — del agua, water density
 — del aire, air density
 — de pozos, well density
 — eléctrica, electric density
 — específica, specific gravity
 — óptica, optical density, true density
 — verdadera, true density, optical density
 densímetro, densimeter
 denso, a dense, heavy
 denudación, (geol) weathering
 — eólica, (geol) deflation. See deflación
 de oeste a este (O a E), westcast (W E)
 departamento, department
 — de compras, (com) purchasing department
 — de ventas, sales department
 depleción, (A) depletion
 deposición, (geol) deposition
 depositado, (a) (geol) depositional; deposited
 depositario, (n) depository, trustee, receiver; consignee; (a) related to a depository
 depósito, deposit; s. bodega, warehouse; store; bin; tank; reservoir; sediment; precipitate; (a) (n) deposition
 — aluvial, alluvial deposit
 — auxiliar de combustible, emergency fuel tank
 — de almacenamiento, storage bin
 — de gasolina, gasoline storage
 — de grasa, grease reservoir
 — de residuos, residual deposit
 — de sedimento orgánico, organic deposit
 — de sedimentos marinos, marine deposits
 — de ventanero, (geol) till

despejo, (mach) clearance
 despeñadera, (geol) escarp face, abyss
 despenalizador, depentimizer
 despenalizar, (ref) to depentimize
 desperdicio, waste
 despolvador del catalizador, (ref) cataly-
 st stripper
 despolvador del catalizador usado, (ref)
 eq) spent catalyst stripper
 desplazamiento, displacement (U) change
 of line; (tr) relocation; (surv) offset;
 (geol) displacement
 — de fase, phase displacement, phase
 difference
 — lateral, (geol) lateral offset, horizon-
 tal offset
 — vertical de una falla, (geol) throw
 despliegue, unfurling, unfolding; spread-
 ing out; (military) deployment
 — de detectores, (geoph) detector spread
 — en abanico, (geoph) fan shooting, fan
 spread; the geophones are distrib-
 uted in the form of a fan
 — en cruz, (geoph) cross spread
 — en L, (geoph) L spread
 — en T, (geoph) T spread
 despolvo de montaña (A) landslide
 despolvadora, (M) (ref) stripper tower
 despojos, debris, rubbish, spoil
 — de plantas, plant debris
 — piroclásticos, pyroclastic debris
 desprendimiento, landslide; slough; slip;
 loosening
 despropañador, (ref) depropantizer
 desrecalentador, (ref) desuperheater
 desemplar, (v) (me) to anneal
 destilación, distillation
 — al vacío, vacuum distillation
 — a vapor, steam distillation, steam
 stripping
 — azeotrópica, azeotropic distillation
 — de norma A.S.T.M., A.S.T.M. distilla-
 tion
 — estabilizadora, (ref) stripping
 — fraccionada, fractional distillation
 — inicial, (ref) topping, skimming
 — por cochadas, (ref) batch distillation
 — por expansión instantánea, (ref) flash
 distillation
 — primaria inicial, (ref) skimming, top-
 ping
 — relámpago, (ref) (V) flash distillation

destilado, distillate
 — a presión, pressure distillate
 — a presión atmosférica, straight-run
 distillate. See destilado íntegro
 — a presión sin tratar, (ref) raw pres-
 sure distillate
 — de cracking, cracked distillate. See
 destilado reformado
 — de filtro prensa, pressed distillate,
 paraffin distillate
 — de parafina, paraffin distillate,
 pressed distillate
 — fraccionario, fractional distillate
 — íntegro, straight-run distillate. See des-
 tilado a presión atmosférica
 — parafínico, wax distillate
 — para motores, engine distillate
 — reformado, cracked distillate. See
 destilado de cracking

destiladora, (M) a still
 destilar, to distill
 destilería, (A) refinery; distillery
 destornillador, screwdriver
 destrabador, (dir) bumper jar
 destrucción, destruction

— de desperdicios, desechos o basura,
 waste disposal

destufar, (gasoline) to sweeten
 desulfurar o desazufar el petróleo, to
 sweeten oil or gasoline

desulfuración, (ref) desulfurization
 — catalítica, catalytic desulfurization

desviación, deviation, deflection; oblique
 direction; deviation from the north
 direction; variation of the magnetic
 needle

— de la vertical, plumb-line deviation,
 deviation from the vertical

del hoyo, (dir) sidetracking; devia-
 tion of the hole

del hoyo con herramienta de unión
 articulada, (dir) hole deflection with
 knuckle joint

— de una falla, (geol) shift of a fault

desviador, deflector, baffle; diversion dam,
 (dir) whipstock; (furnace) baffle

— anular, (furnace) ring baffle
 — de admisión, inlet deflector
 — de cabeza flotante, floating hood
 baffle

— de canal, channel baffle

— de seguridad para el todo, safety
 mud baffle

— de vapor, vapor baffle
 — (ca) horizontales alternos escalonados,
 (cracking tower) side-to-side para-
 allel horizontal baffles

desviar, to deflect; to divert; (tr) to switch
 desviarse, to deviate, to branch off

desvío, by-pass; detour (tr) siding; spur;
 diversion; (p-in) loop; (hyd) (furnace)
 baffle; deviation

— suplementario, (p in) loop

desviómetro, drift meter

desvillista, (com) retail dealer
 detector, detector

— con amortiguamiento de aceite,
 (geoph) oil-damped detector

— de amortiguamiento electro-magné-
 tico, electromagnetically damped de-
 tector

— de gas, gas detector
 — de huacos, (p) holiday detector

— de llama, flame detector
 — múltiple, multiple detector

— piezoeléctrico, piezoelectric detector
 — térmico, hot-wire detector

detener, to stop, to detain, to check, to ar-
 rest; to keep back; to detain, to re-
 serve; to tarry, to stay, to stop over,
 to halt; to pause

detenido, wear and tear
 determinación, determination

— de azufre, sulfur test
 — teórica, (lat.) blank determination

detonaciones sísmográficas realizadas en
 pozos profundos, well shooting

detonador, (sois) shooting box; detonator;
 blaster

detonancia, (gasoline mot) knocking
 detritico, detrital

detritus, detritus
 devanado, winding

— del inductor, (elec) field winding

devoniano, Devonian
 día, day

— de fiesta, holiday
 diabasa, (geol) diabase
 dable, (p) go-devil

diacileno, diacetylene. See butadieno
 diálisis, (geol) dialysis
 — transversal, (geol) end joint
 diaesquisto, diaschistic

diatemas, (geol) diatemas
 diagénesis, (geol) diagenesis
 diagrama, diagram

— de circulación, (ref) flow diagram,
 flow sheet, flow chart

— de elaboración, (ref) (A) flow sheet
 — estereográfico, block diagram

— de Mollier, Mollier's diagram

dialileno, diallylene. See hexadieno
 diálisis, dialysis

diamagnético, (geol) diamagnetic
 diamante, diamond

diámetro, diameter
 — exterior, outside diameter (O.D.)
 — exterior constante, (p) external flush

— interior, (p) inside diameter (I.D.),
 bore

— interior de cilindro, cylinder bore

diapasón, (lab) tuning fork

diario, (a) journal, diary, log book; (a)
 daily; a daily newspaper

— del perforador, driller's log

diásporo, diaspore

diástema, diastem

diastrofismo, diastrophism

diatomea, diatom

diatómico, diatomic

diatomita, (geol) diatomite, diatomaceous
 earth

diatema, (geol) near

di axial, biaxial

dibencilo, dibenzyl. See difenilmetano
 dibujante, draftsman

dibujo, sketch, drawing
 — mecánico de curvas de nivel, me-
 chanical contouring

dibutildecano, (5,6-dibutildecano), 5,6-di-
 butyldecane
 dibutilnonano (5,5-dibutilnonano), 5,5-di-
 butylnonane
 dibutilo secundario, di-sec-butyl. See 3,4-di-
 metilhexano
 dicíclico, dicyclic
 dicromismo, (geol) dichroism
 diente, tooth
 — de engrane, gear tooth
 — de rueda, cog
 — suplementario de una rueda dentada,
 hunting cog
 diesel, diesel
 dietilbenzeno (1,2-diethylbenzeno), 1,2-diethyl-
 benzene

diethyl carbinol, diethyl carbinol
 dietildodecano (5,7-dietildodecano), 5,7-diethylododecane
 dietilhexano (3,3-dietilhexano), 3,3-diethylhexane
 dietiloctadieno (3,6-dietil-2,6-octadien-4-ino), 3,6-diethyl-2,6-octadien-4-yne
 dietiloctano (3,6-dietiloctano), 3,6-diethyloctane
 dietilpentano (3,3-dietilpentano), 3,3-diethylpentane
 dietiltetradecano (3,12-dietiltetradecano), 3-12-diethyltetradecane
 difenilacetileno, diphenylacetylene. See tolaro
 difeniletano (1,2-difeniletano), 1,2-diphenylethane. See dibencilo
 difeniletileno, diphenylethylene
 difenilo, diphenyl. See fenilbenceno
 difenilsulfona, diphenyl sulphone
 diferencia, difference
 — de base, (gravimetric surv) base difference
 — del ánodo, (w) anode drop
 — de potencial, difference in potential
 diferencial, (all senses) differential
 — cónico, bevel differential
 difracción, diffraction
 difundir, to diffuse
 difusión, diffusion
 disoamilo, disoamyl. See 2,7-dimetiloctano
 disobutilo, disobutyl. See 2,5-dimetilhexano
 disopropilo, disopropyl. See 2,3-dimetilbutano
 dilatación, (geol) dilation; expansion
 dilución, dilution
 diluido, (liquid) thin, diluted
 diluyente, diluent
 — del lodo, mud thinner
 dimensión, dimension
 dimero, dimer
 dimetilbenceno (1,2-dimetilbenceno), 1,2-dimethylbenzene
 dimetilbutano (2,2-dimetilbutano), 2,2-dimethylbutane
 dimetildecano (1,2,3-dimetildecano), 1,2,3-dimethyldecane
 dimetildietiloctano (2,7-dimetil-4,5-dietiloctano), 2,7-dimethyl-4,5-diethyloctane
 dimetildisocamildecano (2,9-dimetil-5,6-disocamildecano), 2,9-dimethyl-5,6-disoamyldecane

— de bombeo, pumping dynamometer
 dioléfinas, diolefins
 — alifáticas, aliphatic diolefins
 — grasas, aliphatic diolefins
 dióxido, dioxide
 diorita, (geol) diorite
 dióxido de sulfuro, sulfur dioxide
 dipolo, dipole
 — magnético, magnetic dipole
 dipropildecadieno (4,7-dipropil-3,7-decadien-5-ino), 4,7-dipropyl-3,7-decadien-5-yne
 dipropildecano (4,7-dipropildecano), 4,7-dipropyldecane
 dipropiloctano (4,5-dipropiloctano), 4,5-dipropyloctane
 dique, mound; dike; (geol) dike; (A) dock; (Col) (Spain) dry dock
 dirección, (auto) steering; management; (com) manager's office; board of directors; address; direction; instruction
 director de investigaciones, manager of research
 dirigido de este a oeste, etc., trending east-west, etc.
 disco, disc, disk
 — de embrague, clutch disc
 — de fricción, friction disc
 — de la tubería de producción, tubing disc
 — de mando de embrague, clutch driving disc
 — de manivela, crank disc
 — de orificio, orifice plate
 discontinuidad, discontinuity
 discordancia, (geol) unconformity, unconformity; discordance
 — angular, (geol) angular unconformity
 — local, (geol) local unconformity
 — regional, (geol) regional unconformity
 discordant, dissonant; discordant; (geol) unconformable
 diseño, design; sketch
 desagregar, to disintegrate, to separate
 disipar, dissipate
 dislocación, dislocation; (geol) fault
 — circular, (geol) fault-pit
 — periférica, (A) circular fault
 — rumboante, (geol) dip fault
 disociación, dissociation, separation

— de las válvulas, valve arrangement
 — discordante, (geol) (A) unconformity
 dispositivo, appliance, device, fixture, (mechanism) arrangement; layout
 — de distribución, (elec) switchgear
 — de paro, shut-down device
 distancia, distance
 — del detector, shot-detector distance
 — epicentral, epicentral distance
 distribución, distribution; (geoph) spread
 — de velocidades, (geoph) velocity distribution
 distribuidor, (elec) (com) distributor; (p) manifold
 distributivo, (geoph) distributary
 disturbio, disturbance; outbreak
 — electrostática, electrostatic disturbance
 disyunción, disjunction, separation; (geol) fracture
 — prismática, (geol) (A) columnar jointing
 — tubular, (geol) tubular jointing
 disyuntor, (elec) circuit breaker; disjunctive
 diurno, diurnal
 divergente, divergent
 divinilacetileno, divinylacetylene. See hexadieno
 divisoria de aguas, (geol) watershed, divide
 divorcio de aguas, drainage divide
 dobladura, bonding
 doble, double; duplex

— cabena del cierre capaular, return header (for bend connection), return bend
 doblas, a bend, a kink
 — en frío, (met) cold bend
 — en hoz, sickle bend
 — pata de perro, dog leg
 docena (dca., dnas.), dozen (doz. or dz.)
 docosano, docosane
 docoseno, docosene
 documentos contra aceptación, (com) documents against acceptance
 dodecadieno (1,11-dodecadieno), 1,11-dodecadieno
 dodecadilino (5,7-dodecadilino), 5,7-dodecadilino
 dodecano, dodecane
 dodeceno, dodecene
 dodecibenceno, dodecylbenzene
 dodecino (1-dodecino), 1-dodecino. See dodecilleno
 dohexacontano, dohexacontane
 doladera, butt howel; broadax
 dolerita, (geol) trap rock
 — traquítica, (geol) trachydolerite
 dolina, (geol) dolin, sand gall, sand pipe
 dolomía, dolomia. See dolomita
 dolomita, dolomite
 domo, (geol) dome
 — exhumado, exhumed dome
 — exógeno, exogenous dome
 — salino, (geol) salt dome
 — salino achatado, shallow salt dome
 — salino penetrante, piercement-type salt dome
 — salino profunda, (geol) deep seated salt dome

ebonita, ebonite
 ebullición, ebullition, boiling
 punto de —, boiling point
 temperatura de —, boiling point
 ebullioscopia, ebullioscopy
 ebullioscopio, ebullioscope
 echada, (geol) (M) dip
 echar a andar, (mot) to start
 echar a andar en ralentí, (mot) to idle

— salino que no rompe a través de los estratos superiores, nonpiercement type salt dome
 — salino que rompe a través de los estratos superiores, piercement-type salt dome
 dopentacontano, dopentacontane
 dosificador, proportioner, dosing apparatus; (A) batcher
 — de alimentación, flow proportioner
 doélfico, to proportion a mixture
 dotetracontano, dotetracontane
 dotriacontano, dotriacontane
 draga, (n) drag; dredge; dragline outfit
 dragado, dredging
 dragalina, dragline
 dragar, (v) to dredge; (naut) to drag
 dren, drain
 drenaje, drainage
 — acostillado, trellis drainage
 — de combustible, fuel drain
 — dendrítico, dendritic drainage
 — vertical, (geoph) vertical travel
 drusa, (geol) druse
 dúctil, ductile
 ductilidad, ductility
 duela, stave
 duna, dune
 dunita, dunnite
 dúplex, duo servo
 dúplex, duplex
 durmiente, ground sill, ground plate, sole piece, mudsill; (hyd) gate sill; (n) tie, cross tie
 — inferior, subsill
 — longitudinal, (derrick) stringer
 duro, a. hard

E

echar a andar en vacío, (mot) to idle
 eclímetro, eclimeter
 eclogita, eclogite
 eco, echo
 ecología, ecology
 ecómetro, echometer
 economic geology, geología económica
 economizador, (mech) economizer
 — de combustible, fuel economizer

— de todo, mud economizer
 — de petróleo, oil economizer
 ecuación, equation
 edad, (geol) age
 — del hielo, ice age
 — geológica, geologic age
 edatología, edatology
 edificio, building
 — de estructura de acero, steel building
 educación, education, discharge
 efecto, effect
 — binocular, (geoph) binocular effect
 — de Janin, Janin effect
 — del esfuerzo aplicado, strain
 — superficial, (elec) skin effect
 eficiencia, efficiency
 — del tiempo consumido por un ciclo, cycle time efficiency
 — térmica, thermal efficiency
 — volumétrica, volumetric efficiency
 eflorescencia, efflorescence
 eflorescente, efflorescence
 eflorescer, to effloresce
 efluente, effluent
 eflusión, effusion; (geol) extrusion
 efusivo, effusive; (geol) extrusive
 eicosadieno (1,19-eicosadieno), 1,19-eicosadieno
 eicosadilino (1,19-eicosadilino), 1,19-eicosadilino
 eicosano, eicosane
 eicoseno, eicosene
 eicosino (1-eicosino), 1-eicosyne
 eje, axis; shaft, axle, sheave pin; core
 — accesorio, accessory shaft
 — acodado, dropped axle
 — anticlinal, (geol) anticlinal axis
 — cardán, (auto) propeller shaft
 — de cambio de velocidades, shifter shaft
 — de contramarcha, reversing counter-shaft
 — de embrague, clutch shaft
 — de hélice, (naut) propeller shaft
 — delantero, front axle
 — de la rueda motora, band wheel shaft
 — de la soldadura, axis of a weld
 — del freno, brake shaft
 — del malacate de herramientas, bull wheel shaft
 — del malacate de las tuberías de producción, call wheel shaft

— del pistón, piston shaft
 — del tambor auxiliar, line shaft
 — de propulsión, (auto) propeller shaft
 — de transmisión, transmission shaft, line shaft
 — enteramente flotante, full floating axle
 — flotante, floating axle
 — maestro, main shaft
 — motor, drive shaft, transmission shaft, main shaft
 — muerto, dead axle
 — óptico, optic axis
 — oscilante, rock shaft
 — partido, split shaft
 — principal, main shaft
 — principal de la transmisión, transmission mainshaft
 — propulsor, axle shaft
 — real o imaginario, axis
 — sísmico, seismic axis
 — trasero, rear axle
 inclinación del —, axle tilt
 ejecución, workmanship; execution, performance
 ejemplar, specimen
 ejemplo, example
 elaboración hasta el coque residual, (ref) rerunning to coke
 elaborar, to elaborate, to process
 elasticidad, elasticity; resilience, resiliency
 elástico, elastic
 elástico igualador, (A) equalizing spring
 elaterita, elaterite, anthraxolite
 ele, (p) ell
 — articulada, ell swivel
 electricidad, electricity
 electricista, electrician
 eléctrico, a. electric
 electrodinámica, (n) electrodynamic
 electrodo, electrode
 — compuesto, composite electrode
 — de alta tensión, high tension electrode
 — de carbono, carbon electrode
 — de energización, energizing electrode
 — de expansión, expanding electrode
 — de línea, line electrode
 — de mercurio, mercury electrode
 — de potencia, power electrode
 — de punto, point electrode
 — de vaso poroso, porous pot electrode

— desuado, bare electrode
 — despolarizante, depolarizing electrode
 — explorado, search electrode
 — explorador, exploring electrode
 — impolarizable, nonpolarizing electrode
 — no polarizado, nonpolarizable electrode
 — para soldar, welding electrode
 — potencial, potential electrode
 — primario, primary electrode
 — revestido, coated electrode
 — secundario, secondary electrode

electroestático, electrostatic
 electrofiltración, (geoph) electrofiltration
 electrogalvánico, a, electrogalvanic
 electroimán, electromagnet
 electrólisis, electrolysis
 electrólito, electrolyte, battery acid
 electrolítico, a, electrolytic
 electromagnético, electromagnetic
 electrometalurgia, electrometallurgy
 electrometro, electrometer
 electrón, electron
 electronegativo, electronegative
 electrónica, (n) electronics
 electrónico, electronic
 electroosmosis, electroosmosis
 electropirómetro, electropyrrometer
 electropositivo, electropositive
 electroquímica, (n) electrochemistry
 electroquímico, electrochemical
 electroscópico, a, electroscopic
 electroscopio, electroscopes
 electrotécnica, electrotechnical
 elemento, (chem) (elec) (math) (mech) element

— filtrante, filter medium
 elevación, elevation
 — lateral, (dirt) side elevation
 — sobre el nivel del mar, above sea level elevation
 elevador, elevator
 — a mordazas, para tubería de revestimiento, slip casing elevator
 — de araña, (dirt) eq) lifting spider
 — de cierre central, central latch elevators
 — de cierre lateral, side door elevator
 — de manga de succión, suction hoist
 — de niple, (dirt) eq) lifting nipple
 — de potencial, (elec) booster
 — doble para vástago perforador, Kelly

connection elevator
 — neumática, air hoist
 — para barras de bombeo, socket rod elevator
 — para tubería de perforación, drill pipe elevator
 — para tubería de producción, tubing elevator
 — para tubería de revestimiento, casing elevators
 — para varillas de succión, socket rod elevator
 — (es) de las varillas de bombeo, sucker rod elevators
 — (es) tipo caña, slip type elevators
 — (es) de tubo de producción, tubing elevators

eliminación del agua salada, (prod) water disposal, salt water disposal

elipse, ellipse
 — de polarización, polarization ellipse
 elipsoidal, ellipsoidal
 elipsoide, ellipsoid
 — de referencia, reference ellipsoid
 — de revolución, rotation ellipsoid
 — internacional, international ellipsoid

elíptico, a, elliptic, elliptical
 elongación, elongation
 elutriación, elutriation
 eluvial, (geol) alluvial
 emanación, emanation
 emanómetro, emanometer
 embalaje, (com) packing
 embalse, (A) (geol) embayment
 embarcadero, loading platform; wharf; ferry; ferry slip

embarque, shipment
 emblema, emblem, symbol
 embobinador del cable, line spooler
 embolita, embolite
 émbolo, embolus; something inserted, as a wedge
 — auxiliar de compresión, (pump) displacer
 — de bomba de desplazamiento, displacement plunger
 embotado, a, blunt
 embragar, (mech) to engage; to throw in a clutch; to sling
 — a mandíbulas, (A) jaw clutch
 embrague, a clutch
 — cónico de fricción, friction cone clutch

— corredizo, sliding clutch
 — de aire, air clutch. See embrague neumático
 — de banda, band clutch
 — de disco múltiple, multiple disc clutch
 — de disco seco, dry disc clutch
 — de fricción, friction clutch
 — de fricción con expansión lateral, expanding friction clutch
 — de fricción de disco, friction disc clutch
 — de fricción del tipo de tambor, friction drum clutch
 — de mando de la masa rectoria, rotary drive shaft
 — de marcha atrás, reverse clutch
 — de mordaza, jaw clutch
 — de platillo único, single plate clutch
 — maestro, master clutch
 — maestro, de fricción, master friction clutch
 — neumático, air clutch
 — positivo, positive clutch
 — reversible, reversible clutch
 embudo, tolva, tunnel; leader head; (U) (M) hopper
 — de explosión, (geol) (A) maar
 — separador, separating tunnel (lab) separator funnel
 emergencia, emergence; (geol) emergence; emergency, accident
 emisor de chorro de vapor, steam-jet blower
 empacar, to package, to crate
 empalmar, to abut, to join, to couple, to connect
 empalmes, (p) connection, joining; (carp) skeing, lay, scarf, joint, assemblage; (rr) junction
 — de alineación automática, self-aligning coupling
 — de eje, shaft coupling
 — de manguera, hose coupling
 — de transmisión, transmission coupling
 — de un cable, splice
 — en bucles, (elec) loop
 empaque, (dirt) packing; (com) packing
 — con láminas, sheet packing
 — de anclaje para tubería de revestimiento, casing anchor packer
 — laminado, sheet packing
 — moldeado, molded packing
 empaquetadura, packing, gasket

— anular, ring gasket
 — a presión, pressure packer
 — con coraza rellena de asbesto, single shell asbestos filled gasket
 — con nervadura de asbesto, asbestos ribbed gasket
 — con nervadura interior de asbesto, inner lap asbestos ribbed gasket
 — con nervio de asbesto y borde interno enrollado, asbestos ribbed gasket with inner lap
 — con sello de plomo, lead seal packer
 — contra grasa, grease seal
 — corrugada doble, duplex corrugated gasket
 — de asbesto, asbestos packing
 — de corcho, cork gasket
 — de cuero, (pump) leather gasket, leather cup
 — de fibra, fibre gasket, fibre packing
 — de goma, rubber gasket
 — del ómbolo buzo, plunger cup
 — del limpiavástago, oil wiper packer
 — de lino, flax packing
 — del lodo, mud seal
 — del pistón de la bomba de lodo, slush pump rod packing
 — de material plástico, plastic packing
 — de plancha de metal corrugada, corrugated metal gasket
 — elástica, resilient packing
 — hidráulica, hydraulic packing
 — limpiadora de tubería de producción, tubing stripper
 — limpiadora de varillas de bombeo, sucker-rod stripper, oil saver
 — metálica, metallic packing, metallic gasket
 — para el ancla del entubamiento, anchor packing
 — semimetálica, semimetallic gasket
 empaquetar, (mach) to pack; to stuff
 emparejar, to grade, to level off; to even up a surface
 emparrillado, grillage, grating, grato, grid
 emparrillado para placa, floor grating
 empernar, to bolt
 empinado, steep
 emplear, (com) to hire
 empotrado, (geol) embedded; (beam) fixed
 empresa de transporte de servicio público, common carrier

empulsora niveladora, bulldozer
 empular, to push
 empuje, thrust, push, pressure; (pivot or pin) bearing
 — hidrostática, (prod) water drive
 — lateral, (geol) lateral thrust
 — longitudinal, (geol) end thrust
 — por gas en solución, gas drive, gas solution drive
 — por gas libre, (prod) gas cap drive
 — radial, radial thrust
 emulsión, emulsion
 — asfáltica de rotura lenta, emulsified slow breaking asphalt
 — asfáltica de rotura media, emulsified medium breaking asphalt
 — asfáltica de rotura rápida, emulsified quick breaking asphalt
 — de aceite en agua, oil-water emulsion
 — de petróleo, oil emulsion
 — estable, hard emulsion, stable emulsion
 — fresca, fresh emulsion
 emulsionador, emulsifier
 emulsivo, emulsive
 energía, enargite
 encajadora de la tubería de revestimiento, casing snubber
 encaje de cojinetes, bearing cage
 encajado de almacén, (A) warehouse man
 encargado de depósito, warehouseman
 encastrado, (geol) embedded
 encastre, groove; socket; insert
 encauzamiento de gases en las bandejas de burbujeo, channeling
 encenderse, to ignite
 encendido, (mot) ignition
 — anticipado, preignition
 — atrasado o retardado, delayed ignition, retarded ignition, late ignition
 — por acumulador, battery ignition
 — prematuro, preignition
 encerrado, oil cloth
 encerrado, enclosed
 enchaquetado, jacketed
 encharquetado, (dril) key-seating
 enchufacollas, collar socket
 enchufacuello, collar socket
 enchufar, to telescope, to nest; to mesh; to plug in
 enchufe, bell end of a pipe; bell-and-spigot

joint, (alec) socket, plug, (cable) socket
 — aborquillado, (fish U) hair-pin socket
 — de campana, (fish U) bell screw
 — de campana provisto de cuñas dentadas, (fish U) bell socket
 — del cable de acero o de las poleas, wire-line socket
 — de empuje, drive-down socket
 — de lodo, mud crib, mud box
 — de mandril, mandrel socket, swivel socket
 — de peaca, overshot, fishing socket, bell screw
 — de peaca de fricción y corrugada, corrugated friction socket
 — excéntrico de pesca, eccentric re-leasing overshot
 — giratorio, swivel socket
 — para tubería de revestimiento, casing socket
 — para varilla de bombeo, sucker-rod socket
 — pescatubo, tubing socket
 — que agarra la varilla de bombeo por la unión, sucker-rod joint socket
 — rígido, stiff-neck socket
 — sólido para cable, stiff-neck socket
 en corriente, (ref) (U) on-stream
 encorvadura, bending; curvature; aduncity
 — en ángulo recto, right-angle bend
 encostramiento, (dril mud) caking
 encualladero, (dril rig) (V) finger board, loublo board, thrible
 encuallador, (V) derrick man
 entonado de piezas por medio de machos o dados, coaking
 enderezadora, pipe straightener
 enderezador de vástago, stem straightener
 enderezar, to line, to straighten
 endicamiento, (geol) (A) impounding
 endogénico, (geol) endogenous, endogenous
 endógeno, -a, (geol) endogenous, endogenous
 endomórfico, endomorphic
 endomorfismo, endomorphism
 endosar, (com) to endorse
 endoso, (com) endorsement
 endotérmico, endothermic
 endulsar el petróleo, to sweeten
 endurecido, indurated

energía, energy, power, force
 — clásica, kinetic energy
 — libre, free energy
 — mecánica, mechanical energy
 — neta en caballos, effective horsepower, actual horsepower
 — química, chemical energy
 — radiante, radiant energy
 — térmica, heat energy, thermal energy
 en escalón, en echelon
 en especie, (com) in kind
 en existencia, (com) in stock
 en forma de lúnula, crescentic
 en forma de U, U-shaped
 en forma de V, V-shaped
 enfriador, cooler
 — de agua, water cooler
 — de aire, air cooler
 — del catalizador, catalyst cooler
 — de gas, gas cooler
 — de motor, engine cooling unit
 — de serpiente en caja, coil-in-box condenser, coil-in-box cooler
 — de tubos doble, double pipe chiller
 — intermedio, intercooler
 enfriamiento, (n) cooling
 — de las válvulas, valve cooling
 — por agua, water cooling
 — por aire, air cooling
 entrar, to cool
 en funcionamiento, on-stream
 enganchar, (mech) hitch
 engastar, to groove; to make a male-and-female joint
 enganarse, (oil) to gum
 engranaje, gear
 — compensador, equalizing gear
 — cónico, bevel gear
 — cónico-helicoidal, spiral bevel gear
 — corredizo, sliding gear
 — de alta velocidad, high speed gear
 — de arranque, starting gear
 — de baja o primera velocidad, low gear
 — de cambio de marcha, speed change gear
 — de distribución del encendido, timing gear
 — de espigas de arraque, herringbone gear
 — de espuela, spur gear
 — de marcha atrás, reverse gear
 — de piñón, pinion gear
 — de piñón de mando, drive pinion gear
 — de primera velocidad, starting gear
 — de reducción, reduction gear
 — de reducción en el eje trasero, rear axle reduction
 — de rueda helicoidal, worm wheel gear
 — de tornillo sin fin, worm gear
 — doble helicoidal, herringbone gear
 — en ángulo, bevel gear
 — en bisel, bevel gear
 — espinazo de pescado, herringbone gear
 — helicoidal, helical gear, spiral gear
 — intermedia, intermediate gear
 — inversor o de inversión de marcha, reversing gear
 — loco, idler gear
 — principal, main gear
 — recto o de dientes rectos, spur gear
 — regulador de encendido, (mot) timing ring gear
 — reductor de velocidad, speed reducing gear
 — secundario, idler gear
 — sin o distancia libre en los dientes de un —, gear clearance
 engranarse, (v) to mesh
 engrasador a presión, grease gun
 engrasadora, grease box; grease gun; grease cup; oiler
 engrasarse, to swell
 enjagador de tubería vástago o cable, (prod) stripper, stripper tower
 enlace, (n) crossover; ladder track
 enlace final, (ref) terminal bond
 enlazar, (ref) to loop; to join, to connect
 en operación, (ref) on-stream
 enrejado, grille, lattice
 enroscar, to thread; to screw up
 — tubería, (p) make-up pipe
 ensambladura machihembrada, tongue-and-groove joint
 ensamblar, to abut, to join, to couple, to connect
 — a cola de milano, to dovetail
 ensanchador, expander, enlarger, reamer
 — de agujeros, (dril) hole enlarger
 — hueco, (dril) hollow reamer
 ensanchar, (v) ream
 ensanchatubos, pipe expander
 ensayador, (person or instrument) tester

— de la formación por la tubería vástago, drill stem tester
 ensayo, a test, an assay
 — de emulsión, emulsion test
 — de fuerza de tracción, pull test
 — de reacción exotérmica por ácido, (A) acid heat test
 ensenada, (geol) embayment; cove, small bay
 entallado, enstattle
 entalpia, enthalpy
 entarizo, self-contained; in one piece, solid, integral
 entrada, entrance; (hyd) intake; (com) cash receipts; (mech) the point of a reamer or similar tool; (min) entry
 — de hombre, (U) manhole
 — de admisión de combustible, (mot) fuel inlet
 — de alimentación, feed inlet
 en tránsito, (com) in transit
 entrega, delivery
 entregar, to deliver
 entrelazado, -a, interlocking
 entropía, entropy
 entubación, pipe setting, piping, tubing, well casing
 en zigzag, staggered
 eoceno, Eocene
 eólico, aeolian, eolic
 eolito, eolian, eolic
 eozóico, Eozóic
 epicentro, epicenter
 epicontinental, (geol) epicontinental; neritic
 epidota, epidote
 epigenético, (geol) epigenetic
 epigénesis, epigenesis
 espiroca, (geol) spirocks
 espiroca, (geol) spirocks
 época, epoch
 — (e) interglaciales, interglacial epochs
 ecuatorial, radial, radio ecuatorial
 equilibrio, equilibrium, balance
 — dinámico, dynamic equilibrium, dynamic balance
 — entre sólido y líquido, solid-liquid equilibrium
 — inestable, false equilibrium, unstable equilibrium
 — verdadero, true equilibrium
 equipo, (n) equipment
 — congelador por intercambio, chilling

machine exchanger
 — de combinación, (drig) combination rig
 — de limpieza de pozos, well servicing
 — de perforación, drilling equipment, rigging
 — de perforación con motogeneradores, motor generator rig
 — de perforación a percusión, (drig) standard rig
 — de perforación para hoyos de diámetro reducido, slim-hole rotary drilling rig
 — de perforación portátil, portable drilling rig
 — de producción, production equipment
 — de servicio, service equipment
 — de servicio y reparaciones de pozos petroleros, (drig) pulling unit
 — de tratamiento, beneficio o elaboración, processing equipment
 — motogenerador, engine generator set
 — motor frontal, front-end power unit
 — para boca de pozo, well head equipment
 — para cementación por etapas, stage cementing equipment
 — para perforaciones de diámetro reducido, slim-hole rig
 — para perforación lateral, sidelay machine
 — para probar muestras de formaciones, (geol) core-testing equipment
 — para terminación de pozos, drilling unit
 — registrador del sismógrafo, seismograph recording unit
 equivalente, equivalent
 — anilínico, aniline equivalent
 — anilínico cero, zero aniline equivalent
 — anilínico negativo, negative aniline equivalent
 — anilínico positivo, positive aniline equivalent
 era, (geol) era
 ergio, erg
 erosión, (A) weathering
 — diferencial, (geol) differential erosion
 — mecánica, mechanical erosion
 errático, erratic
 error, error; inaccuracy
 — de cierre, (contour) error of closure

— probable de cierre, (contour) probable misclosure
 erupción, (geol) extrusion; eruption
 eruptivo, eruptive, volcanic
 escala, ladder; (drawing) scale; gage, part of call
 — de cinta, tape gage
 — de ebullición limitada, (ref) narrow boiling range
 — de intensidades, (geoph) scale of intensities
 — de Reaumur, Reaumur's scale
 — de tiempo, time scale
 — natural, natural scale
 — normal de gasolina, normal gasoline range
 — vertical exagerada, (geoph) vertical scale exaggerated
 escalador, climber
 escalera, stairway, ladder
 — de extensión, extension ladder
 — de la torre, derrick ladder
 — de tijera, step ladder
 escalón, step, rung, stair, tread; (geol) step; (min) slope
 — de fractura, (geol) (A) fault scarp
 escama, scale, flake
 escamoso, flaky
 escape, (pump) slip; leak; outlet; exhaust; (M) (rr) siding
 — libre, open exhaust
 escapollita, scapolite
 escarador, reamer
 — de fondo, bottom hole scraper
 — hueco, (drig) hollow reamer
 — piloto, pilot reamer bit, pilot reamer
 — holo, larger reamer
 escarar, (v) roam
 escarificador, ripper
 escarpa, (geol) escarpment, scarp; bluff
 — de fractura, fault scarp
 escisión, (atom) splitting
 escleroscopio, scleroscope
 esclusa, sluice; air lock; navigation lock
 escobilla, brush; (elec) brush
 escobillón, (p) swab; boiler flue cleaner; push broom
 escofina, rasp
 — mediacaña, half round rasp
 escoger, to sort, to choose
 escollo de oración, (A) stock
 escopeta, shot gun

escopla, chisel, socket chisel, framing chisel
 escoria, scoria, clinker, slag
 escotadura, indentation
 escotilla, (elevator) shaft; hatchway, trap door
 — de aloro, thief hatch, gage hatch
 escrope de empule, (M) bulldozer
 escrúpulo, pennyweight
 escuadra, (carp) square
 escuadra plegable, bevel
 escudo, shield; (A) guard
 — brasileño, (geol) Brazilian shield
 — continental, (geol) continental shield, continental core. See núcleo continental
 esexita, esoxite
 esfera, sphere; dial of a gage
 esférico, spherical
 esferoide, spheroid
 esferómetro, spherometer
 esferulitas, spherulites
 esfuerzo, stress; effort
 — cizallante, shear stress, shearing stress
 — cortante, shear stress, shearing stress
 — de flexión, bending stress
 — de ruptura, ultimate stress
 — de tensión, tensile strain, tension stress
 — de torsión, torque
 — interno, (physical) strain
 — mecánica, mechanical stress
 — por compresión, compression stress
 — restante, (w) residual stress
 eslabón, link
 — compensador, offset link
 — de cambio rápido, quick-change link
 — de elevador, elevator link
 — de repuesto, repair link
 — de rodillo, roller link
 — extra, (chain) offset link
 — giratorio, swivel link
 — maestro, master link
 — grillete, end clevis
 — o estribo de elevador de tubería, pipe elevator link
 eslinga, sling
 esmalte asfáltico, asphalt enamel
 esmalita, smaltite
 esmeralda, emerald
 esmeril, emery
 esmerilladora, emery grinder, emery wheel

— de bolas, ball grinder, emery wheel
 to grind balls
 — de válvulas, valve grinder
 — portátil, portable grinder
 espaciado, spacing
 — de pozos en forma triangular, triangular spacing pattern
 espaciador, spacer, separator, packing block
 — de empaquetadura de émbolo base, cup spacer
 — del balancín, (pump) beam spacer
 — de electrodos, electrode spacer
 espacio, to space
 espacio, space
 — anular, annulus
 — libre de una válvula, valve clearance
 — libre o las del émbolo, piston clearance
 espaciador de aceite, oil slinger
 espantainsectos, (rig) bug blower
 espárrago, stud bolt
 espátula, spatula
 especies, species
 especificación, specification
 — (es) A.S.M.E., A.S.M.E. (American Society of Mechanical Engineers) specifications
 — (es) A.S.T.M., A.S.T.M. specifications
 — (es) Eriq para tubos, Briggs' standard
 — (es) de la Comisión de Comercio Interestatal, E.U.A., IOC specifications
 espécimen, specimen
 espectro, spectrum
 espectrométrica, spectrometric
 espectrómetro, spectrometer
 — colorido, mass spectrometer
 — global, mass spectrometer
 espectroscopio, spectroscope
 espejo, mirror
 espejos de fricción, (geol) (A) slickensides
 espesamiento, thickening
 espesar, to thicken
 espesartita, spessartite
 espeso, thick, dense; curdy; heavy
 espesor, thickness; (sheet) gage; (slab) depth
 — laminado, (A) laminated sheet
 — o potencia de un estrato, (geol) thickness of a stratum
 espículas de esponja, sponge spicules
 espiga, pin, shank, spike, dowling pin, etc.

stem; tang; (p) spigot
 — del gancho, (drig) hook shank
 — o cola de una herramienta, tang
 — roscada, dowel screw
 espina, spine
 espiral, (n) coil, spiral; (a) spiral
 espirero, spirifer
 espíritu de petróleo, white spirits
 espita, cock, faucet, spigot
 esporúnea, sporumene
 esponja, spongin
 espuma, foam, froth
 — aporadora, fire foam, foamite
 — contra incendios, foamite
 esqueleto, (stationery) blank; crate; (air) frame, skeleton
 esquema gráfico, graph
 esquisto, schist
 — aluminoso, alum schist
 — cuarcoso, quartz schist
 — lútilo, shale-like schist
 esquistosidad, schistosity
 — transversal, (geol) (A) slaty cleavage
 esquistoso, (geol) slaty
 esquizoitos, (geol) vein accompaniments
 esudeste, east southeast
 estabilidad, stability
 estabilizador, stabilizer
 — de manómetro, pressure gage stabilizer
 — preliminar, preliminary charge stabilizer, pre-flash tower
 estabilizador, (ref) stripper tower
 estabilizar, to stabilize
 establecer, to establish
 estaca de sostén para varillas de tracción, pull-rod hold-up
 estaca para contravientos, guy line stakes
 estación, station, plant; (surv) station; station
 — auxiliar de bomba, booster pump station
 — central de bombeo, central pumping station
 — de base, (surv) base station
 — de bomba, pump station
 — de cierre, (surv) control station
 — de control, (surv) control station
 — de gasolina, service station, gasoline station
 — de gravímetro, gravity station
 — del péndulo, (surv) pendulum station

— de referencia, (surv) reference station
 — de servicio, service station
 — gravimétrica, gravity station
 — recolectora, (prod) gathering station
 — sísmologica, seismological station
 — terminal, terminal
 estacionario, stationary
 estadal, (surv) (M) level rod; a measure of length about 3.3 meters; square measure about 11.2 sq. m.
 estadia, stadia
 estadística, statistics
 estado natural, natural state
 estado virgen, natural state
 estalactita, stalactite
 estalagmita, stalagmite
 estampa, dolly; swage; rivet set; stamp
 estanco, watertight, airtight, weathertight
 estanco al gas, gastight
 estanco al vapor, vapor tight
 estándar, standard
 estandarización, standardization
 estandarizar, to standardize
 estano, tin
 estanque, reservoir, basin
 etapa, stage
 estática, static
 estator, stator
 estaurolita, staurolite
 este, east
 — cuarta al nordeste, east by north
 — cuarta al sudeste, east by south
 — del norte, east of north
 — nordeste, east northeast
 ester, ester
 — de ácido hidrolizable, hydrolysable acid esters
 esterilita, esterilita
 estereograma, block diagram
 estéril, (oilwell) dry, unproductive; barren
 estiaje, (river) low-water mark
 estibita, stibnite
 estibita, stibnite
 estilo, style
 estilolita, (geol) atyolite
 estipulación, stipulation
 estrado en frío, (met) cold drawn
 estrador, stretcher
 — de correa, belt stretcher, stretcher jack
 — estiramiento por presión, (geol) extrusion

estrina, styrene
 estopa, oorum, corking yarn; (Cuba) cotton waste
 — de plomo, lead wool
 estopora, (li) stuffing box
 estrangulador, choke; flow nipple, bean, flow plug; choker; throttle valve
 — de fondo, bottom choke
 — de tipo positivo, positive type choke
 — graduable, adjustable choke
 estrangular, to throttle; to choke
 estratificación, (geol) bedding, stratification
 — cuneiforme, (geol) lentil, lensing
 — entravada, (geol) wind made cross-bedding
 — regresiva, (geol) repressive overlap
 estratificado, (geol) bedded, stratified
 estratigrafía, stratigraphy
 estrato, (geol) stratum, layer
 — arenoso, sand bed
 — carbonífero, coal bed
 — filtrante, filtering bed
 — guía, (geol) key bed, guide formation
 — huecido, joint bed
 — impermeable, impervious bed
 — impermeable de basamento, (geol) basement rock
 — impermeable de cobertura, (geol) cap rock
 — índice, key bed, key horizon
 — labuso de lutita, shale break
 — invertido, (geol) overturned strata
 — productivo, reservoir rock
 — (s) frontales, (geol) foreset beds
 — (s) perturbados, disturbed beds
 estrecho, narrow
 estrella para tubería de producción, tubing spider
 estrella polar, Polaris
 estria, (geol) flute, (geol) stria; a groove, fluting
 — de lubricación, oil groove
 estricción, striation
 estriado, fluted
 estribación, counterfort; (top) spur, foothills
 estribo, (auto) running board; (reinforcement) stirrup abutment; buttress; (building) jet hanger
 — de la biela, (cable tools) pitman stirrup
 estrocnualta, stromantite
 estructura, (geol) structure

— abajo, down structure
 — arriba, upstructure
 — concéntrica, (geol) concentric structure
 — de cono entre cono, (geol) cone-in-cone structure
 — gneílica, gneissic structure
 — magnética, magnetic structure
 — microscópica, microtexture
 — petrolífera, oil-bearing structure
 — pseudoporfírica, pseudoporphyritic structure
 estuario, (geol) estuary
 estuche, box, case, kit
 estudio, (n) survey; study, consideration; designing, planning
 — dinámico de un pozo, dynamometric well survey
 — geo-eléctrico, geoelectric survey
 — geológico, geological survey, geological study
 — o investigación gravimétrica, gravity survey
 — por registros eléctricos, electric logging
 — sísmográfico, seismograph survey
 estufa, stove, heater
 — de resudamiento de parafina, wax-sweating stove
 etano, ethane
 etanoato de etilo, ethyl acetate
 etanol, ethanol
 — en la operación de extraer el solvente de un producto, extract stripping stage
 etano, ethene
 éter, ether
 — acético, ethyl acetate
 — de petróleo, petroleum ether
 etilacetileno, ethylacetylene
 etilbenceno, ethylbenzene
 etilciclohexano, ethylcyclohexane
 etildecano (3-etildecano), 3-ethyldecane
 etilacetileno, ethylacetylene
 etileno, ethylene
 etilheptano (3-etilheptano), 3-ethylheptane
 etilhexano (3-etilhexano), 3-ethylhexane
 etilnonano (4-etilnonano), 4-ethylnonane
 etilo, ethyl
 — cloroacetato, ethyl chloracetate
 etilododecano (3-etilododecano), 3-ethylododecane
 etiloctano (3-etiloctano), 3-ethyloctane

etilpentano (3-etilpentano), 3-ethylpentane
 etilpenteno, ethylpentene
 etiltridecano (3-etiltridecano), 3-ethyltridecane
 etilundecano (4-etilundecano), 4-ethylundecane
 etino, ethyne
 eudiómetro, eudiometer
 eutéctica, (met) eutectic
 evacuación, evacuation
 evacuum, to evacuate
 evaluación, evaluation
 evaporable, evaporable
 evaporación, evaporation
 — instantánea en equilibrio, flash equilibrium evaporation
 evaporador, evaporator
 — al vacío, vacuum evaporator
 — de efecto múltiple, multiple effect evaporator
 evaporarse, to evaporate
 evaporita, evaporite
 evaporómetro, evaporimeter, atmometer
 evolución, evolution
 exactitud, accuracy, precision
 exacto, accurate, exact
 exagonal, hexagonal
 examen, examination; survey
 excavadora, excavator
 — de arrastre, dragline
 — mecánica, power shovel
 excedente de ganancias, excess profit
 excentricidad, eccentricity
 excéntrico, eccentric; offset
 exceso de utilidades, (com) excess profits
 excitador, excitator, exciter
 excitar, to excite, to stir up, to rouse; (oil well) to swab
 excitatriz, exciter, excitator
 excoaración, excoaration
 excoarar, to excoarate
 excrecencia, excrescence
 exención, exemption
 exento de toda avería, (com) free of all average
 exfoliación, (geol) exfoliation, foliation
 exfoliarse, (geol) to exfoliate
 exhalación, exhalation
 exhalar, to exhale
 existencia, (com) in stock; existence; occurrence
 exógena, -o, (geol) exogeneous

exogénico, exogenous
 exomórfico, exomorphic
 exomorfismo, exomorphism
 exotérmico, exothermic
 expandible, expansible
 expandidor de tubos, (A) tube expander
 expansión, expansion
 — adiabática, adiabatic expansion
 — interna, internal expansion
 — isotérmica, isothermal expansion
 — politrópica, polytropic expansion
 expansor, expander
 expedición de sismólogos, seismograph party, seismograph crew
 experimento, experiment
 explícito, (com) to expire
 exploración, (geol) exploration
 — por el método de radioactividad, radioactive prospecting
 — sísmica, seismic exploration
 explorador, explorer
 explosímetro, explosimeter
 explosión, explosion, (min) blast
 — amortiguada por aire, air shot
 — atrasada o retardada, delayed explosion
 — generadora de ondas, wave-generating explosion
 explosivo, -a, explosive
 explosor eléctrico, electric blaster
 explotar, to operate, to work; to exploit, to develop; to explode
 exponente, exponent
 exportación, export
 exportador, exporter
 expresión topográfica, topographic expression
 expreso, express
 — aéreo, air express
 expulsamúcleos, (dril t) core pusher
 expulsatestigos, (dril t) core pusher
 expulsión, expulsion
 extender, (com) renew; to stretch; to lay out, (note) to extend; (document) to draw
 extensómetro, extensometer
 exterior, exterior, external
 externo, external, exterior
 extinguidor o extintor, extinguisher
 — a base de CO₂, CO₂ extinguisher
 — de fuego, fire extinguisher
 — de incendios, fire extinguisher
 extracción, extraction

— artificial por gas, gas lift
 — de aire, air extraction, (mec) air-bleed
 — de cado por la recirculación de gas, rotation gas lift
 — de la tubería de un pozo junto con las varillas de succión, stripping
 — por aire, (prod) air lift
 — por gas en varias etapas, multistage gas lift
 extracto, extract
 extractor, (shop) puller; gear puller
 — a contracorriente de etapas múltiples, multi-stage counter-current extractor
 — de asientos de válvula, valve seat puller
 — de bujes, bushing extractor
 — de camisa de cilindro, (shop) liner puller
 — de chavetas o cuñas, key puller
 — de estrangulador de fondo, bottom hole choke extractor
 — de garrones de pie de biela, wrist-pin puller
 — de herramientas, tool extractor
 — de muestras, sampler
 — de neblina o aceite, mist extractor
 — de neblina, mist extractor
 — de núcleos o testigos, core extractor
 — de pasadores de articulación, wrist-pin puller
 — de testigo, core extractor
 extrapolar, to extrapolate
 extremo, end; (ref) final fraction, final cut
 — de aspiración o succión de una bomba, suction end of pump
 — de descarga de una bomba, discharge end of a pump
 — expulsor de una bomba de lodo, mud end of pump
 — móvil, (heat exchanger) expansion end
 — roscado, (p) screwed end
 — superior, mast head
 — trasero, rear end
 extrusión, (geol) (A) extrusion
 extrusivo, (M) extrusive
 exudar, to exude
 eyector, ejector, eductor
 — a vapor, steam ejector
 — de dos etapas, two stage ejector
 — de vapor para eliminar gases, steam-jet ejector
 — simple, single ejector

- fábrica, factory, mill, shop
 — de gas, gas plant
 — o planta de parafina, wax plant
 fabricado a la orden, custom built
 fabricante, manufacturer, maker
 fareta, facet
 facies, (geol) facies
 — lacustre, (geol) lacustrine facies, limnetic facies
 — marina, (geol) marine facies
 factor, factor
 — constante de equilibrio, equilibrium constant
 — constante de gas, gas constant
 — de compresión, compression factor
 — de contracción, (prod) contraction factor
 — de fricción, friction factor
 — de potencia, power factor
 — de seguridad, safety factor
 — físcal constante, physical constant
 factura, (com) invoice, bill
 — consular, consular invoice
 — pro forma, (com) pro forma invoice
 faja, belt, strip
 falla, (geol) fault, fracture; failure, breakdown
 — axial, longitudinal fault
 — compleja, (geol) complex fault
 — compresional, (geol) compression fault, buried fault
 — con ángulo abierto, right fault
 — con ángulo cerrado, low-angle fault
 — cruzada, traverse fault
 — cuneliforme, keystone fault, wedge fault
 — de ángulo menor, low angle fault
 — de bajo escurrimiento, underthrust fault
 — de buzamiento, dip slip fault
 — de confinamiento, thrust fault
 — de cuña, wedge fault, keystone fault
 — de escurrimiento, thrust fault
 — de pivote, pivotal fault
 — de rumbo, strike-slip fault, transcurrent fault
 — de sobrescurrimiento, overthrust fault
 — del subsuelo, buried fault
 — de visagra, hinge fault
 — diagonal oblique fault, (A) diagonal fault
 — diagonal de buzamiento, dip-slip diagonal fault
 — diagonal de rumbo, strike-slip diagonal fault
 — diagonal oblicua, oblique-slip oblique fault
 — en clave de arco, (geol) keystone fault
 — epimélica, epianticlineal fault
 — estratigráfica, bedding fault
 — giratoria, rotational fault, hinge fault
 — gran angular, high angle fault
 — inferida, probable fault, inferred fault
 — inversa, reversed fault
 — invertida, reverse fault
 — longitudinal, strike fault
 — longitudinal de buzamiento, dip-slip strike fault
 — longitudinal de rumbo, strike-slip strike fault
 — longitudinal oblicua, oblique-slip strike fault
 — múltiple, multiple fault
 — normal, normal fault
 — oblicua, oblique-slip fault
 — paralela al buzamiento y rumbo del estrato, bedding fault
 — paralela al rumbo del estrato, strike fault
 — pivotal, o giratoria, scissors fault, rotational fault
 — por bamboleo, (drig) wobble failure
 — por gravedad, gravity fault
 — por rotación, rotational fault
 — probable, inferred fault, probable fault
 — ramificada, branching fault
 — transversal, transverse fault
 — transversal de buzamiento, dip-slip dip fault
 — transversal de rumbo, strike-slip dip fault
 — transversal oblicua, oblique-slip dip fault

- vertical, vertical fault
 —(s) al tres bolillo, echelon fault, staggered fault
 —(s) conformes, (geol) conformable beds, conformable faults
 —(s) escalonadas, in echelon faults; distributive faults, (A) step faults
 —(s) marginales, boundary faults
 —(s) paralelas, parallel faults
 —(s) periféricas, radial faults
 —(s) por desgarramiento, tear faults
 —(s) radiales, radial faults
 faja escuadra, bevel
 conglomerado, (geol) conglomerate
 lango, mud, muck, silt; sludge
 — mineral, (min) sludge
 langoso, cory, muddy
 lero, (M) derrick man
 lero, (M) (drig) derrick; lighthouse; lamp
 lero de perforación, (M) derrick
 larol lateral, side lamp
 fase, phase, aspect; (ast) (elec) phase
 — continua, continuous phase
 — de la coda, coda phase
 — final, coda phase, final phase
 lasómetro, phase meter
 latta, (met) fatigue
 — del metal causada por la corrosión, corrosion fatigue
 — ocasionada por las mellas, notch fatigue
 fauna, fauna
 fecha, date
 federal, federal
 feldspato, feldspar
 feldspatoide, feldspathoid
 felita, (geol) felsite
 fenatreno, phenanthrene
 fenestra, (geol) (A) faller
 fenilacetileno, phenylacetylene
 fenilbenzeno, phenylbenzene. See átomo
 fenilbutadieno (2-fenil-1,3-butadieno), 2-phenyl-1,3-butadiene
 fenildecano (2-fenildecano), 2-phenyldecane
 fenilileno, phenylethylene, styrene
 fenilhexadieno (1-fenil-1,3-hexadieno), 1-phenyl-1,3-hexadiene
 fenilmetano, phenylmethane. See etilbenzeno
 fenilnonano (1-fenilnonano), 1-phenylnonane
 fenilpentadieno (5-fenil-1,2-pentadieno), 5-phenyl-1,2-pentadiene
- fenilpentano (1-fenilpentano), 1-phenylpentane. See amilbenzeno
 fenilpropeno (3-fenil-1-propeno), 3-phenyl-1-propene
 fenilpropino (3-fenil-1-propino), 3-phenyl-1-propyne
 fenilundecano (2-fenilundecano), 2-phenylundecane
 fenocristales, phenocrysts
 fenol, phenol
 — anhídrido, anhydrous phenol
 fenolftaleína, phenolphthalein
 fenómenos de contacto, (geol) contactation
 fenómenos electrolíticos, electrolytic phenomena
 fenómenos electroquímicos, electrochemical phenomena
 fenómenos tectónicos, (geol) tectonics
 fermentación, fermentation
 ferrate, ferrate
 ferretería, hardware
 férrico, ferric
 ferrita, -a (chem) ferrite
 ferrocarril, railroad
 ferrogusita, ferrousite
 ferromagnésico, ferromagnetic
 ferromagnético, ferromagnetic
 ferroso, ferrous
 fador, fastener, retainer; catch; (com) bondsman, surety
 — atravesada, toggle
 — de embrague, clutch dog
 — del freno, brake dog
 fianza, (com) bond; (leg) bail, guarantee, security, surety
 fibra, fibre
 — de torsión, torsion fiber
 fieltro, felt
 fijo, stationary, fixed
 filástica de plomo, lead wool
 filete, (p) (acrow) thread; fillet
 — acme, acme thread
 — de tubo, pipe thread
 fileteado, threaded
 filita, (geol) phyllite
 filo, cutting edge; (top) ridge
 — de montañas paralela al rumbo del estrato, strike ridge
 filogenia, (geol) phylogeny
 filón, (min) streak, vein, seam, lode

— intrusivo, (geol) igneous rock
 — metalífero, (min) ore vein
 filtración, filtration; seepage, creep, percolation
 filtración a través de arcilla, (ref) clay filtration
 filtración de petróleo, oil seep
 filtrado, (n) filtrate
 filtrar, to filter, to percolate
 filtro, (p) (A) perforated pipe; filter
 — al vacío, vacuum filter
 — de aire, air cleaner, air filter
 — de arena a presión, press-type sand filter
 — de aceite, oil filter
 — del combustible, fuel filter, fuel strainer
 — de entrada, input filter
 — de hojas, leaf-type filter
 — de pedregullo, (drg) (A) sand screen
 — de salida, output filter
 — intermedio, interstage filter
 — percolador, percolating filter
 — prensa, filter press
 focalización de un pozo, (drg) well completion
 finos, fines; fine dust
 finura, fineness; grain
 fiord, (geol) fiord
 firmante, undersigned
 fisco nacional, national treasury
 física, (n) physics
 fisiografía, physiography
 fisiográfico, physiographic
 fisura, fissure, seam
 — de falla, fault fissure
 fianco, side, slope of a wall, limb; flank
 — de anticlinal, limb of anticline
 — del púeque, limb of fold
 flecha, arrow; (mech) shaft, axle; (wagon) pole; deflection sag
 — de eje, axle shaft
 fleje, band, iron strap, hoop
 — de fondo, (tanks) apron ring
 flete, freight
 — ferreo, railroad freight
 — fluvial, river freight
 — marítimo, (com) ocean freight
 flexible, flexible
 flexión, bending, flexure; (geol) fold
 floculación, flocculation
 floculento, flocculent

logopita, phlogopite
 flora, flora
 floridina, floridin
 flotabilidad, buoyancy
 flotador del carburador, carburetor float
 fluctuación, fluctuation
 fluctuar, to fluctuate
 fluencia elástica, elastic flow
 fluidos, fluidity
 fluidez cero, zero pour
 fluido, (n) fluid; (a) fluid; (geol) fluidal, (geol) fluxional
 — perfecto, perfect fluid
 flujo, flow, flux; (met) creep; ebb
 — de barro, fango o lodo, mud flow
 — de lava, lava flow
 — isotermo, isothermal flow
 — plástico, (geol) plastic flow
 — turbulento, turbulent flow
 — viscoso, viscous flow
 fluorescencia, fluorescence
 — del petróleo, bloom of oil, cast of oil
 fluorina, fluorine
 fluorita, fluorite
 flus, (bc) flus
 fluvial, fluvial
 fluviomarino, fluviomarine
 fluvoglacial, fluvoglacial
 fluxion, (math) fluxion, differential
 local, local
 foco, focus
 — eléctrico, floodlight
 fogonero, (bc) fireman
 foguista, (U) stillman; fireman, stoker
 fomentar, to promote
 fomento, development
 fondo, (geoph) trough or valley of observed reflection; bottom, far end, base, bed; fund; depth
 — de roca, thread root
 — falso, false bottom
 — y primer anillo, (tanks) apron ring
 fonolita, phonolite
 foraminífero, -a, foraminifera (a) foraminiferal
 forja, forge
 forjado bruto, (met) blackwork
 forjadura, forging
 forjadura a martineté, drop forging
 formación, formation
 — flotante, outcropping formation
 — compacta, tight formation

— de arena extraviada, (geol) stray sand
 — geológica, geological formation
 formaldeído, formaldehyde
 formón, wood chisel, socket chisel
 fórmula, formula
 — empírica, empirical formula
 formulario, (com) blank
 forrado, lined
 forno, (oil well) casing; (cylinder) liner; lining; lagging, sheathing; bushing
 — aislante en secciones, sectional insulation
 — de caldera, boiler jacket
 — de cilindros, cylinder sleeve, cylinder liner
 — de embrague, clutch lining
 — del freno, brake lining
 — de tela de vidrio para tubería, glass mat
 — tejido para frenos, woven brake lining
 fosa, grave; pit; drain; (met) sow
 — causada por un hundimiento, (geol) sink hole
 — de hundimiento en forma de embudo, (geol) sink funnel
 — de peñascos, (geol) boulder graben
 — marginal, (A) (geol) trough, sedimentary basin
 — tectónica, fault through, graben fault, (geol) downthrown block, sunken block
 fosfato, phosphate
 fosforita, phosphorite
 fósforo, phosphorus
 fósil, fossil
 — indicador, index fossil
 fosilífero, fossiliferous
 foso, ditch, trench, pit
 — de acondicionamiento, conditioning pit
 — de desperdicios, shale pit
 — del lodo, mud pump
 — del lodo de perforación, slush pit
 — de mojar, mixing pit
 — del riño, shale pit
 — de succión, suction pit
 — para lodo, sump hole
 — para trampa de raspapulos, (p. ln) scraper trap pit
 fotocalcas, to blue print
 fotocolor azul, blue print

fotocolor, to blue print
 fotocelctrico, photoelectric
 fotografía, photograph, photograph
 — aérea, aerial photograph
 fotómetro, photometer
 fracción, fraction
 — de alta ebullición, (ref) boiling fraction
 — derivada del petróleo, cut, fraction
 — final, (ref) (A) end
 — liviana de petróleo, light fraction
 — pesada, (ref) heavy fraction
 fraccionación, (ref) fractionation, cracking; (ref) rectification
 fraccionadora, (ref) fractionating column, fractionating tower, stabilizing column, fractionator
 fraccionamiento, fractionation
 fractura, fracture, rupture, breaking
 — cóncava, (geol) concoidal fracture
 — curvilínea, (geol) conchoidal fracture
 — escalonada, (A) step faults
 — de extensión, (geol) extension fracture
 fracturado, fractured
 fracturar, to fracture, to break
 frágil, fragile, brittle
 fragmentación, fragmentation
 fragmento, (n) fragment, (a) fragmental
 fragua, forge; blacksmith shop; (cement) setting
 — para barrenas, bit forge
 fraguado, forging; (cement) setting
 franco a bordo (F.A.B.), free on board (F.O.B.)
 franco al costado del buque (F.A.S.), free alongside ship (F.A.S.)
 franco de comisión, (com) free of brokerage
 franja, a strip, a band; (geog) zone; (geol) strao
 — capilar, capillary fringe
 franklinita, franklinite
 franquear, to span, clear
 frasco, flask
 fratacho, (A) mason's float
 frecuencia, frequency
 — de oscilación, frequency of oscillation
 — intermedia, intermediate frequency
 frenos, braking
 frenos, braking
 frenita, phenite
 freno, brake
 — automático, automatic brake

— de alta tensión, hi-tork brake
 — de banda, band brake
 — del cabrestante de la cuchara, (std t) back brake
 — de cinta, band brake
 — de doble efecto, double-acting brake
 — de embrague, clutch brake
 — de emergencia, emergency brake
 — de expansión, expansion brake, expanding brake
 — de mano, hand brake
 — dinámico, dynamometric brake
 — de reserva, duo servo brake
 — hidroautomático, hydromatic brake
 — neumático, air brake
 caballos de fuerza al —, brake horsepower
 caja del —, brake box
 cámara del —, brake chamber
 cilindro maestro del —, brake master cylinder
 cinta del —, brake band
 control del —, brake control
 eje del —, brake shaft
 fiador del —, brake dog
 freno del —, brake lining
 igualador del —, brake equalizer
 palanca del —, brake lever
 pedal del —, brake pedal
 potencia al —, brake horsepower
 revestimiento del —, brake facing, brake lining
 sector dentado del —, brake quadrant
 sistema de empalme del —, brake link-cage
 tambor del —, brake drum
 varilla del —, brake rod
 —(s) en cuatro ruedas, four-wheel brakes
 frente a un glaciar, engiacial
 frente de onda, (geoph) wave front
 frente de pliegue, (geol) brow, crown
 freza, bit, milling tool, (A) countersinking bit, milling cutter
 — de barrena, bit cutter
 — de cuchillas extensibles para tubería de revestimiento, expanding casing mill
 — de fondo plano, flat bottom rotary milling tool
 — de punta redonda, round nose rotary milling tool
 — rectificadora, gage cutter

frezadora, milling machine, milling tool
 — para formaciones duras, hard formations cutter head
 friable, friable
 fricción, friction
 frío, -a, (a) cold
 fríasamiento, (geol) (A) chilling effect
 fritura, (A) (geol) chilling effect
 frontal, frontal
 frontero, frontal
 frontón, (min) pediment
 ftalato dibutílico, dibutyl phthalate
 fuego, fire
 — espontáneo, breathing fire
 fuelle, bellows, blower
 — de fragua, large flower
 fuente, (A) water well
 — artesiana, (A) artesian well
 — termal, (A) hot spring
 fuerte, strong; (grade) heavy; (curve) sharp
 fuerza, strength, force, power
 — centrífuga, centrifugal force
 — compensadora o estabilizadora, (geoph) restoring force
 — compresora, compressive strength
 — de adherencia, soil stress
 — de arrastre con cable, line pull
 — de astatización, astatizing force
 — de flotación, buoyant power
 — de labilización, labilizing force
 — de ruptura, yield strength
 — dieléctrica, dielectric strength, disruptive strength
 — electromotriz, electromotive force
 — magnética, magnetic force
 — motriz, (mech) power
 — tangencial, tangential force
 — total del magnetómetro, magnetometer force
 automultiplicación de —, self energizing
 fuga, leak
 fulcro, growler, fulcrum
 fulgurita, (geol) fulgurite
 fulminación, gun cotton
 fulminante, blasting cap
 — de dinamita, dynamite cap
 — eléctrico, electric blasting cap
 fulconense, Fullonian
 fumarola, (volcano) fumarole
 función sencilla, single duty
 funcionamiento, (mech) operation; function-
 log, performance, running

fundamento, foundation
 fundente, (a) molting; (n) welding compound, flux
 fundición, smelting works; foundry; casting
 — en bloque, block casting
 — endurecida, chilled casting
 fundir, to cast; to melt; to smelt; (fuse) to blow out
 furtiva?, furtural
 furgonada, car load, truck load

fuselada, streamlined
 fusible, (a) fuse; (n) fusible; (mech) liquefiable
 — de cinta, (elec) link fuse
 — eléctrica, electric fuse
 fusil, gun
 fusión, fusion, melting
 fuste, shaft of a column; shank of a river; stem of a bit
 — de pasador, pin shank

G

gabarra, (V) barge
 — de perforación, (V) drilling barge
 gabbro, (geol) gabbro
 gafas protectoras, goggles
 gal, gal: unity of gravimetric acceleration
 galactita, Fuller's earth
 galena, galena
 gálbica, template, jig; straightedge; clearance diagram
 gálbica de polea, crowning of pulley
 galleto, (V) sucker rod hook
 galón, (gal, gals), gallon [gal, gals.]
 galones por cada mil pies cúbicos, gallons per thousand feet [g.p.M.]
 galones por minuto, gallons per minute [g.p.m.]
 galvanizado, -a, galvanized
 galvanómetro, galvanometer
 gamma, gamma
 ganancia, (com) gain, profit
 gancho, hook; gab
 — centrador de barrena, wall hook
 — de aparejo para tubería de revestimiento, casing hook
 — de pared, wall hook
 — de perforación para rotatoria, rotary drilling hook
 — de pesca, (drig) fishing grab
 — de seguridad, pinile hook, safety hook
 — de tornillo, screw hook
 — de varillas de succión, sucker rod hook
 — para el cable de las llaves o tensores, long-line hanger

— para centrar la barrena en el hoyo, wall hook
 — para entubamiento, tubing hook
 — portabarreras, bit hook
 —(s) de maniobra para tubería de producción, tubing hooks
 ganga, (min) matrix, gangue
 garantía, (n) guaranty
 garantizar, to guarantee; to vouch for
 garfio, hook
 — del freno del malacote de las herramientas, (drig) brake staple for bull wheel
 — del freno del malacote de tuberías, (drig) brake staple for call wheel
 garganta, (top) gap; (mech) groove, channel; (saw) gullet
 gargol, (corp) gain, groove, notch
 garriancha, spade
 garriera, (mech) grip, clutch, catch, claw; (cable) riddle
 — de correa, belt clamp, belt grip
 —(s) roscaadas, (fishg t) wicker
 garrucha, sheave, pulley
 — de la cuchara, scum-sheave pulley
 — de engranaje, geared hoist
 gas, gas
 — absorbido, occluded gas
 — acetileno, acetylene gas
 — azul, blue or blue gas
 — combustible, fuel gas
 — comprimido en botellas, bottled gas [L.P.G.]
 — de absorción, absorption gas
 — de aire, aerogens gas, producer gas

air gas
 -- de alambiques de cracking, cracking still gas
 -- de aspirador, exhauster gas
 -- de barrido, sweep-gas
 -- de carbón, coal gas
 -- de chimenea, flue gas
 -- de desecho, (ref) waste gas
 -- de desperdicio, (ref) waste gas
 -- de expulsión, (ref) purge gas
 -- de pantano, marsh gas
 -- extraño, extraneous gas
 -- grisú, fire damp
 -- húmedo, wet gas casinghead gas
 -- inerte, inert gas
 -- inerte al estrato, formation gas
 -- inofensivo, innocuous gas
 -- libre, (A) free gas
 -- licuado de petróleo, liquefied petroleum gas (L.P.G.)
 -- natural, natural gas
 -- natural húmedo, wet natural gas
 -- natural seco, dry natural gas
 -- oculto, (A) occluded gas
 -- pobre, aerogéneo gas, producer gas
 -- portador, (ref) carrier gas
 -- residual, residual gas
 -- seco, dry gas
 -- (-es) del escape, exhaust gases
 inyección de --, (prod) air flooding; gas injection
 gasa, gauze
 gaseoso, gaseous
 gasificar, to gasify, to aerify
 gasoducto, gas pipe line
 -- troncal, trunk pipe line for gas
 gasógeno, gas generator
 -- de acetileno, acetylene generator
 gas oil, (fl) gas oil
 gasóleo, gas oil
 gasolina, gasoline
 -- bruta, raw gasoline
 -- cruda, raw gasoline
 -- de alta gravedad, light gasoline
 -- de aviación, aviation gasoline, aviation fuel
 -- de cracking, cracked gasoline. See gasolina reformada
 -- de destilación a temperatura límite, end point gasoline
 -- destilada a presión atmosférica, straight run gasoline

-- estabilizada, stripped gasoline
 -- íntegra, straight-run gasoline
 -- natural, (ref) casinghead gasoline, natural gasoline
 -- no estabilizada, wild gasoline
 -- polímera, polymer gasoline
 -- reformada, cracked gasoline
 -- tratada, (ref) sweetened gasoline
 gasómetro, gas holder, gasometer
 gasto no medido, (meter) slippage
 gasto no registrado, (meter) slippage
 gastos fijos, (com) overhead
 gastrolito, gastrolith
 gatillo, trigger
 gato, jack
 -- de bombeo, pumping jack
 -- de cremallera circular, jack and circle
 -- de cremallera y palanca, rack and lever jack
 -- de palanca, lever jack
 -- de tornillo, screw jack
 -- de trinquete, ratchet type lifting jack
 -- hidráulico, hydraulic jack
 -- mecánico, lifting jack
 -- o Eric de cremallera, rack jack
 -- para tubería, pipe jack
 -- para tubería de revestimiento, casing jack
 -- rodante, (auto) dolly
 Gauss, Gauss, gauss
 geiser, geyser
 geiserita, geyserite
 gel, (drig) gel
 gelatinoso, gelatinous
 gemelo, (a) twin, duplex, double; (n) shackle
 generador, generator
 -- a turbina, turbine-driven generator
 -- de acetileno, acetylene generator
 -- de agua dulce, water softener
 -- de energía eléctrica, electric generator
 -- de vapor de tipo intercambiador, exchanger type steam generator
 género, genus
 genotipo, (paleontology) genotype
 geoda, (geol) geoda
 geodesta, geodesy
 geodético, geodetic
 geofísica, geophysical
 geófono, geophone, detector
 -- detector, seismometer, seismograph

hux o despliegue de --(-s), geophone spread
 geogénesis, geogeny
 geología, geology
 -- física, geophysics
 geográfico, a, geographic
 geoidal, geoid
 geoides, geoid; (geol) geoids
 geológica, geology
 -- estructural, structural geology
 -- superficial, areal geology
 geológico, a, geologic, geological
 edad --, geological age
 formación --, geological formation
 estudio --, geological survey, geological study
 levantamiento de planos --(-s), geological survey, geological study
 reconocimiento --, geological study, geological survey
 geólogo, geologist
 -- petrolero, oil geologist
 geometría, geometry
 geométrico, geometric
 geomorfología, morphological geology, geomorphology
 geoquímica, geochemistry
 georgiana, Georgian
 geosinclinal, geosyncline
 geotérmico, geothermal, geothermic
 gerente, manager
 giba, (geol) hump
 gibsitita, gibbsite
 girado, (com) drawee
 girador, (com) drawer; (a) revolving
 girar, to spin
 -- sobre un punto o eje, to slue
 giro, (com) draft; revolving, sluing; (mach) revolution
 giro a la vista, sight draft
 giro bancario, bank draft
 giroscopio, gyroscope
 glaciación, (geol) glaciation
 glacial, (a) glacial
 glaciar, glacier
 -- alpino, Alpine glacier
 -- colgante, hanging glacier
 glaucanita, glaucantite
 gleba, (geol) heave, heaved block
 gleba tectónica, (geol) fault block
 glicol, glycol
 -- dietileno, diethylene glycol
 glúptolita, ventifact

glúptolitas, glyptolites
 globo, globe
 globo terrestre, earth
 globulitas, globulites
 glóbulo, globule
 glomeroporfirítico, glomeroporphyritic
 gneisa, gneiss
 gobernador, (leg) governor; (mech) control, governor, regulator, controller
 gobierno, (mech) control; government
 -- de la amplitud, amplitude control
 -- del freno, brake control
 gollo, gulf
 gollito, gullet; neck, spout
 gollito de botella, bottlenose
 golpe, blow, shock, stroke; (C) throw
 -- de retroceso del símbolo, (A) back stroke
 -- seco, dead blow
 goma, rubber; a rubber tire; gum
 -- laca, shellac
 -- sintética, artificial rubber, synthetic rubber
 gomoidad, (n) quality of gummy
 gomoso, gummy
 gondola, (V) atthey wagon, (tr) gondola car
 goniómetro, goniometer; angle meter
 gónon, (mach) toe
 -- de manivela, crankpin
 gorronera, journal box, journal bearing
 gota, drop
 goteras calcáreas, (A) (geol) sinter deposits
 gotero, pipette
 grabar, to emboss, to engrave, to carve
 grabenosa tectónica, (Col) graben fault
 gradiente, gradient
 -- de la gravedad, gravity gradient
 -- de temperatura, temperature gradient, geothermal gradient
 -- geotérmico, temperature gradient
 -- gravimétrica, gravity gradient
 -- lateral de la velocidad, horizontal velocity gradient, lateral velocity gradient
 -- local, (geoph) local gradient
 -- magnética, magnetic gradient
 -- real, actual gradient
 -- recíproco, reciprocal gradient
 -- recíproco de temperatura, geothermal gradient
 -- regional, (geol) regional gradient
 -- térmico, thermal gradient, temperature

gradient
 gradómetro, gradiometer
 grado, (mach) stage; (math) degree;
 grade, class, rate
 — de octavo, octane rating
 grados Fahrenheit, Fahrenheit (°F.)
 graduación, graduation
 — celánica, celane rating
 — del magnetómetro, magnetometer
 escala división
 gradual, gradational
 graduar, to grade (aggregate); to classify;
 to graduate; (mech) to index, to gage
 gráfica, (n) diagram, graph; graphica
 — de presión-volumen, P-V diagram
 — de tiempo y distancia, time-distance
 graph
 — representativa de la tierra sin las
 capas superiores, curve for the
 stripped earth
 gráfica, graphic
 grafita, wad, graphite
 grabamita, grahamite, asphalt
 gramil, (carp) marking gage; router; shift-
 ing gauge
 gramo, gram
 grampa, clamp, clip, cramp; staple
 — cabeza, (V) blowout preventer
 — de electrodo, electrode clamp
 — para cables, wire-rope clip
 — U, U bolt
 granate, garnet
 granítica, granitic
 granito, granite
 — con predominio de alúmina, quartzite
 granito
 grano, (weight) grain; (lumber) grain
 — elástico, elastic grain
 — de arena, sand grain
 — fino, fine grained
 — (s) de cuarzo, quartz grains
 — (s) semiangulares, subangular grains
 granoblastica, granoblastic
 granodiorita, granodiorite
 granofítica, granophytic
 grano-mol, grain-mole
 granulación, granulation
 granular, granular
 granulita, granulite
 gránulo, granule
 granuloso, -a, granulose
 grapa, clip, clamp, cramp; staple

— angular, corner clamp
 — tapafugas para cañería, emergency
 pipe clamp
 — (s) para cable de acero, wire-cable clip
 grasa, grease
 — con base de cal, lime base grease
 — de engranajes, gear compound
 — de grafito, graphite grease
 grassera, grease cup, grease nipple, lubri-
 cator fitting
 — de copa, (U) grease cup
 — tipo botón, button head fitting
 grata, free of charge
 gravaca, graywacke
 grava, gravel
 — de cantos rodados grandes, (Col) boul-
 der gravel
 — de cantos rodados medimos, (Col)
 cobble gravel
 — gujarrosa, (Col) pebble gravel
 — gujosa, (Col) grit, granule gravel
 — gruesa, coarse gravel
 gravamen, tax
 gravedad, gravity
 — aparente, apparent gravity
 — absoluta, absolute gravity
 — A.P.L., A.P.I. gravity
 — Baumé, Baumé gravity
 — de la base, (gravimetric surv) base
 gravity
 — específica, specific gravity
 — normal, normal gravity
 — terrestre, earth's gravity
 gravilla, (V) (Col) granule gravel, grit
 — de desierto, lag gravel
 gravímetro, gravimeter, gravimeter, grav-
 ity meter
 — dinámico, dynamic gravimeter
 — vertical, vertical gravimeter
 período del —, gravimeter-period
 gravitación, gravitation
 gravitativo, gravitative
 graywacke, graywacke
 greda, marl
 gresio, labor union
 grea, greisen
 grieta, crack, seam; chink; (tool) joint
 crevice
 — de grietas, crevasses, diacles
 — en capa de la pintura preservativa,
 (P) holiday
 — (s) producidas por el sol, sun cracks

grila, faucet, cock, bibb; tap; spout
 — de aire, air cock
 — de cinco pasos, five-way cock
 — de cinco vías, five-way cock
 — de confrontación, water gage cock
 — de desague, drawoff valve
 — de drenaje, drain cock
 — de manómetro, water gage cock,
 boiler gage cock
 — de prueba, try cock
 — de purga, purging cock
 — de la válvula, valve cock
 — indicador de nivel de agua, water
 gage cock
 grilete, shackle; socket; clevis
 grosularita, grossularite
 grúa, crane; derrick; hoist
 — con montaje en patín, skid hoist
 — de brazo, jib crane
 — de cadena, chain hoist
 — móvil, walking crane
 — para herramientas, tool crane
 — rodante, walking crane
 — viajera, traveling crane
 gruesa, (n) gross; (a) fat, thick
 grueso, (a) thick, bulky, corpulent; coarse,
 dense; heavy; (n) density, thickness
 grupo, group, (mech) unit
 — de falla, fault bundle
 — de ondas, (geoph) wave train
 — electrógeno diesel, diesel electric
 unit
 — moto bomba, (A) power pumping unit
 guano, guano
 guantes, gloves, mittens
 guarda, (man) guard
 — de oleoductos, line walker
 guardabarro, (auto) fender
 guardacabo, wire-rope thimble
 guardacuerpo, (safety) railing
 guardaderrumbes, cave packer
 guardainfo, dashboard
 guardamesa, table guard
 guardaoleoductos, (man) line walker

guardarroca, thread protector
 guardavolante, flywheel guard
 guarda, (man) guard; protection
 guardaleña, packing; (mech) insert; (car-
 pentry) trim
 — de colinete, bearing insert, bearing
 sleeve
 — de culata de cilindros, cylinder head
 gasket
 guasa, (V) (va) call and seat, (V) washer
 guata, gauge inside tool
 guía, (mech) guide; (geol) branch vein;
 (min) leader; (rr) waybill; slide bar;
 pilot
 — del cable de las poleas, wire-line
 guide
 — del enchufé de perca, overshot guide
 — de herramientas, tool guide
 — de válvula, valve guide
 — de las varillas de bombeo, sucker-
 rod guide
 — para plomada de vástago de barrena,
 auger sinker-bar guide
 — que distribuye uniformemente el cable
 al enrollarse éste en el tambor,
 spooler
 — separadora del cable, (draw works)
 divider drum
 — (s) de cruceta, crosshead guides
 — (s) del martinete, leads
 guábarona, (drig) whipstock
 guíador, guiding ring; guide
 guíasondas, (A) whipstock
 guija, (V) granule
 guillotina, shear
 guinche, (A) (U) hoisting engine, winch,
 windlass; crane
 — a engranaje, (A) geared hoist
 — de mano, (A) windlass
 gumba, gumbo; kind of gelatinous block
 mud or sludge
 gunta, gunite
 guamillo, gimlet, twist drill
 guamillo de roca, thread file

H

hacer girar, to spin
 hacer perforaciones sísmográficas para
 efectuar la correlación geológica,
 (geol) correlation shooting
 hacha, axe
 — de dos filos, double bit axe
 hachuela, blockaxe
 hachuras, (drilq) hachures, hatching
 hacia el afloramiento, a-cropping
 hacienda nacional, national treasury
 hacer, to stack
 halita, halite
 halo, halo
 halógeno, halogen
 haluro, halide
 — metálica, metal halide
 harina fósil, diatomaceous earth
 haz, bundle; fogot
 — o despliegue de geófonos, geophone
 spread
 — de tubería en pie, (drilq rig) stand of
 pipe, pipe setback
 — de tubos, tube bundle
 heces, sludge
 hechura, workmanship, making
 hectárea, hectare
 hectárea-metro, hectare-meter
 hedemburguita, hedembergite
 helero, glacier
 hélice, helix, propeller
 hélico, helical
 helicoidal, helical
 helio, helium
 heliografía, blueprint, sun print
 helvético, Helvetican
 hemátita, hematite
 hemera, (geol) hemera
 hemimelliteno, hemimellitene. See trimetil-
 benzeno
 hemipelágico, (geol) hemipelagic
 hendible, fissile
 hendidura, (geol) rift; split crack, crevice;
 (min) cleat; cleavage
 henelcozano, henelcozane
 henelcozosa, henelcozose
 henheptacozano, henheptacozane
 henitracozano, henitracozane
 hentriacozano, hentriacozane

heptacoseno (1-heptacoseno), 1-heptacosene
 heptadecadilino, (7, 10-heptadecadilino), 7,
 10-heptadecadilene
 heptadecano, heptadecane
 heptadeceno, heptadecene
 heptadientino, (1, 5-heptadien-3-ino), 1, 6,
 heptadien-3-yne
 heptadieno (1, 2-heptadieno), 1, 2-heptadiene
 heptadilino (1, 3-heptadilino), 1, 3-heptadiene
 heptahexacozano, heptahexacozane
 heptano, heptane
 hepteno, heptene
 heptatriacozano, heptatriacozane
 heptatrieno (1, 3, 5-heptatrieno), 1, 3, 5,
 heptatriene
 heptonino (1-hepton-3-ino), 1-hepton-3-yne
 heptino, (1-heptino), 1-heptyne. See amlla-
 cilleno
 hermético, -a, hermetical, air tight, air proof
 — al aceite, oiltight
 — al gas, gastight
 — al vapor, vapor tight
 herraje, ironwork, hardware
 — de aparejo, rig irons
 — de cabria, rig irons
 — de perforadora, rig irons
 — para torre de perforación a percusión,
 standard-rig irons
 herramienta, tool
 — alisadora de rebordes, (s) shoulder-
 dressing tool
 — alisadora del rebordo de uniones de
 tubería vástago, tool-joint shoulder
 dressing tool
 — con ranura de enchufe en forma de J,
 J tool
 — de ajuste, setter, setting tool
 — de albañilería, masonry tool
 — de carpintería, wood-working tool
 — de empacar el prensaestopas, packing
 tool
 — de empalmar, splicing tool
 — de fresar, milling tool
 — de inserción y ajuste, setting tool
 — de mano, hand tool
 — de mecánico de automóviles, automo-
 tive tool
 — de pesca, (drilq) fishing tool

— de rescate, pick-up tool
 — de salvamento que sirve para recoger
 pedacos pequeños de hierro, roca y
 otros desperdicios, del fondo del pozo,
 mouse trap
 — desviadora, sidetracking tool
 — eléctrica para cortar roscas hembras,
 tapper
 — mecánica, machine tool
 — para colocar tubería revestidora de
 fondo, liner-setting tool
 — para desviar, sidetracking tool
 — para insertar accesorios en pozos,
 setting tool
 — rotatoria de pesca, rotary fishing tool
 — (s) a prueba de chispa, nonsparking
 tools
 — (s) de cable, (drilq) cable tools
 — (s) de taller, machine tools
 — (s) para perforación a percusión,
 cable drilling tools

herrero, blacksmith
 horrubro, rust
 hervidero, (bo) water leg
 hervidor, boiler, boot-leg, water leg; small
 boiler
 heterogéneo, heterogeneous
 he ulandita, he ulandite
 hexacozano, hexacozane
 hexacosano, hexacosane
 hexacoseno (1-hexacoseno), 1-hexacosene
 hexadecadileno, (1, 15-hexadecadileno), 1,
 15-hexadecadilene
 hexadecadilino (1, 15-hexadecadilino), 1, 15,
 hexadecadilene
 hexadecano, hexadecane
 hexadeceno, hexadecene
 hexadecino (1-hexadecino), 1-hexadecyne
 hexadientino (1, 5-hexadien-3-ino), 1, 5-hexa-
 dien-3-yne. See divinilacetileno
 hexadieno (1, 2-hexadieno), 1, 2-hexadiene
 hexadilino (1, 3-hexadilino), 1, 3-hexadiene
 hexaetilbenceno, hexaethylbenzene
 hexágono, hexagon
 hexahexacozano, hexahexacozane
 hexametilbenceno, hexamethylbenzene
 hexametileno, hexamethylene. See ciclo-
 hexano
 hexametiletano, hexamethylethane. See 2,
 2, 3, 3-tetrametilbutano
 hexametiltetracosano (2, 6, 10, 14, 18, 22-
 hexametiltetracosano), 2, 6, 10, 14, 18,

22-hexamethyltetracosane
 hexano, hexane
 — normal, n-hexane
 hexatriacozano, hexatriacozane
 hexatrieno (1, 3, 5-hexatrieno), 1, 3, 5-
 hexatriene
 hexenino (1-hexen-3-ino), 1-hexen-3-yne. See
 dialileno
 hexeno, hexene
 hexildocosano (7-hexildocosano), 7-hexyl-
 docosane
 hexilelcosano (7-hexilelcosano), 7-hexylelc-
 osane
 hexino (1-hexino), 1-hexyne. See butilacetil-
 eno,
 hialopílitico, hyalopilitic
 hiato, (geol) hiatus
 hidatógeno, (geol) hydrotogenic
 hidratación, hydration
 hidratador, hydrator
 hidrato, hydrate,
 — de amoníaco, aqua ammonia
 hidráulica, (n) hydraulics
 hidráulico, -a, (a) hydraulic
 hidrindano, hydrindane. See bicliclononano
 hidrindeno, hydrindene
 hidrocarburo, hydrocarbon
 — anular, cyclic hydrocarbon, ring hy-
 drocarbon
 — clorado, chlorinated hydrocarbon
 — de cadena ramificada, branched-chain
 hydrocarbon
 — de cadena recta, (chem) straight-chain
 hydrocarbon
 — de doble enlace, double bonded hy-
 drocarbon
 — de enlace, (chem) straight-chain hy-
 drocarbon
 — de enlace de cadena lateral, (chem)
 side-chain hydrocarbon
 — de etileno, ethylene hydrocarbon
 — gaseoso, gaseous hydrocarbon
 — no contaminado, technical hydrocar-
 bon
 — no saturado, unsaturated hydrocarbon
 — olefínico, olefin hydrocarbon
 — pesado, (ref) heavy hydrocarbon
 — puro, technical hydrocarbon
 — terciario, (chem) tertiary hydrocarbon
 — (s) cicloolefínicos, cycloolefins
 — (s) cicloparafínicos, cycloparaffins
 — (s) diolefinicos, diolefin hydrocarbons

— (a) *nafténica*, naphthenic hydrocarbons
hidrodinámica, (n) hydrodynamics
hidrodinámica, (U) streamlined
hidrófilo, hydrophilic
hidroformación, hydroforming
hidrogenación, hydrogenation
hidrógeno, hydrogen
 — *atómico*, atomic hydrogen
hidrografía, hydrography
hidrólisis, (geol) hydrolysis
hidrómetro, gasoline tester; stream gage
hidrosfera, (geol) hydrosphere
hidrosilicata, hydroalkate
hidrostática, hydrostatic
hidrotérmico, hydrothermal
hidróxido, hydroxide
 — *de potasio*, potassium hydroxide
hielo, ice
 — *seco*, dry ice
hierro, iron
 — *angular*, angle iron
 — *angular de refuerzo*, gusset
 — *carbónico*, iron carbonyl
 — *cementada*, iron-case hardened
 — *colado*, cast iron
 — *de canal*, channel iron
 — *de fundición gris*, gray iron
 — *de soldar*, soldering iron
 — *dulce*, wrought iron, ingot iron
 — *dulce Armco*, Armco iron
 — *en lingotes*, pig iron
 — *en T*, T-iron
 — *en U*, channel iron
 — *forjado*, wrought iron
 — *fundido*, cast iron
 — *gris*, gray iron
 — *gris de fundición*, gray iron
 — *magnética*, magnetite
 — *malleable*, malleable iron, ductile iron
 — *para remaches*, rivet steel
 — *quebrado al rojo*, red short iron
 — *templado*, chilled iron
 — *U. U.*, iron
 — *hoja*, strip iron
hierro de —, iron ore
óxido de —, iron oxide
hidrotermal, hydrothermal
hilo de estado, state cross wires, state
 wires
hincavaca, awl

hiperesteno, hypersthene
hiperesteno, hypersthene
hipocentro, hypocenter
hipoclorito, hypochlorite
hipocristalino, hypocrySTALLINE
hipofosforoso, hypophosphorous
hipótesis, hypothesis
 — *de Avogadro*, Avogadro's hypothesis
hipsómetro, hypsometer
hístéresis, hysteresis
histograma, histogram
 — *radioactivo de un pozo*, radioactive well logging
hito, survey monument; guidepost
hoja, leaf; sheet; ply; blade; (glass) pane, light; window sash; leaf of a door; leaf of a spring
 — *cortante*, knife edge
 — *del colador*, strainer screen
 — *de filtro*, filter leaf, filter screen
 — *de palastro*, iron sheet
 — *delgada de metal*, foil
 — *niveladora de empuje*, (rd machy) bulldozer
 — *o cuchilla magnética*, (magnetomotor) magnetic blade
hojalata, tin plate
hogar, firing chamber, fire box, furnace
 — *de forja*, hearth
hollín, lampblack, soot
holoceno, holocene
holocristalino, holocrystaline
holohialino, holohyaline
hololeucático, hololeucatic
holotipo, (paleo) holotype
hombriño, (rd) (V) shoulder
hombro, (w) shoulder
homoclineal, homocline
homogeneidad, homogeneity
homogéneo, uniform, homogeneous
hondonada, (top) basin, low land; (U) saddle, depression; (top) gap
honorarios, (com) fee
hora, hour
horario, schedule
horizontal, horizontal
horizonta, horizon (geol) stratum
 — *acústico*, acoustic horizon
 — *de baja velocidad sísmica*, (geoph) weathered layer
 — *de correlación*, (geol) correlation horizon

retracción, (geoph) retraction horizon
 — *geológico*, geologic horizon
 — *guía*, datum horizon, (A) guide formation
 — *imaginario*, phantom horizon
 — *llave*, (geol) key horizon, key bed
 — *petrolífero*, (drig) oil zone
hornigón, (const) concrete
hornigón armado, reinforced concrete
horablada, (geol) hornblende
hornear, to bake
horniela, (geol) hornfels
hornilla, (bo) duck nest; (A) brick kiln; furnace fire pot
hornillo de soldar, fire pot
horno, oven
 — *cuadrado para carburación*, carburizing box
 — *de aire*, air furnace
 — *de calcinación*, calcining furnace
 — *de crisol*, crucible furnace
 — *de descostrar*, scaling furnace
 — *de fundición*, blast furnace
 — *de gas*, gas furnace
 — *de recocer*, annealing box, annealing furnace
 — *de refinaria*, refinery heater furnace
 — *de resudación*, sweating oven
 — *de reverbero*, reverberatory furnace, draught furnace
 — *de secar*, dry oven, kiln
 — *eléctrico*, electric furnace
 — *para planta de reformación térmica*, cracker furnace
 — *para recocer*, annealing furnace, annealing box
 — *para tratamiento térmico*, heat-treating furnace
 — *secador de aire*, air oven
 — *Siemens-Martin*, open hearth furnace
alto — *blast* furnace
hornsteno, hornstone
horquilla, fork
 — *de desacople de embrague*, clutch

release fork
 — *de cambio de velocidades*, gearshift fork, shifter fork
horst (Col) horst fault
horsteno, chert, hornstone
hoya, (geol) basin; drainage area, watershed
 — *de falla*, fault trough, graben fault
 — *glacial*, (geol) kettle hole
 — *hidrográfica*, water shed
boyo, pit
 — *abajo*, (drig) down hole
 — *del soldador*, (w) bell hole
 — *inicial de un pozo*, surface hole
 — *o pozo de la explosión*, (seis) shot hole
hueco, (n) a void, hollow, cavity; (c) hollow (n) (P) hole, well; (P) (drig) drill hole
hueco del descanso, (drig) (V) rathole
huelga, desc
huelga, stair, tread, run; trail, track, rut; width of tread of a vehicle
 — *de derrumbe*, (geol) land scar
 — *de riachuelos*, rill mark
huérfano, (geol) huertano
hueso, bone
hule, oilcloth, oilskin; (M) rubber
hulla, coal
humedad, moisture, humidity
 — *absoluta*, absolute humidity
 — *relativa*, relative humidity
humedecer, humidify
húmedo, humid, wet, moist, damp
humero, (furnace) flue; breaching; smoke jack
 — *interno*, internal flue
húmido, humid
humo, smoke
humus, (geol) humus
hundimiento, subsidence
hundimiento de un eje de plegue, (geol) pitch
hundir, to sink
hundirse, subside
huracán, tornado
huronense, Huronian

iceberg, iceberg
 identificación, identification
 igneo, igneous
 ignífugo, fireproof
 igualador del freno, brake equalizer
 igualamiento antisísmico, (del) soil equalizing
 ilmenita, ilmenite
 iluminación, illumination
 iluminación de indicador de nivel de agua, water gage illuminator
 imagen, image
 imán, magnet
 imantar, magnetize
 imbibición, imbibition
 imbricación, (geol) imbrication
 imbricado, imbricated
 impacto, impact
 impedancia, impedance
 impermeable, waterproof, impervious; water-tight
 ímpetu, impetus, impulse
 ímpetu previo, (geoph) forerunners
 imprevisiones, (drilg) blowout preventor
 — de arte, ram-type blowout preventer
 — tipo de diafragma, diaphragm-type blowout preventer
 — tipo de inserción, insert-type blowout preventer
 importación, imports, importation
 impregnaciones de petróleo, show of oil
 impregnado, impregnated, saturated
 impregnar, to impregnate
 impresión de ola, (sea) wave mark
 impresión azul, blue print
 imprimador, (paint) primer
 impresión, (geol) mold, cast
 impenetrable, impenetrable
 impulso, lax
 — de explotación, exploitation tax
 — de timbre, seal tax
 impulsión por cuatro ruedas, four-wheel drive
 impulso, impulse
 impulso elástico, elastic impulse

impulso eléctrico, electric drive
 impulsor, impeller, actuator
 impureza, impurity
 impurezas en suspensión, suspended in particles
 incandescente, incandescent
 incidencia, (geoph) incidence
 — normal, normal incidence
 — oblicua, oblique incidence
 incineración, incineration
 inclinación, (geol) dip, rake, inclination, tilting
 — de anticlinal, plumb-line deviation of an anticline, pitch of anticline, plunge of anticline
 — magnética, magnetic inclination, magnetic dip
 — principal, (geol) primary dip
 — y convergencia, (geol) pitch and gath-
 er
 inclinómetro, dipmeter
 inclusión, (geol) inclusion
 inconveniente, inconvenient, troublesome, trouble, difficulty
 incrustación, (bo) scale, incrustation; sinte-
 — de sílice, siliceous sinter
 incrustaciones, incrustations
 indeno, indene
 indicador, indicator
 — de azul de bromotol, bromophenol blue indicator
 — de cero, null instrument
 — de desviación, drift indicator
 — de diafragma, diaphragm gage
 — de dos plumas, two-pen gage
 — de fuerza de torsión, torque gage, torque indicator
 — de gas, gas indicator, gas meter
 — de golpes, (mech) bouncing pin
 — de montaje ajusto al carretel de la cuerda de medición, (drilg) well meas-
 uring meter
 — del nivel de aceite, oil gage
 — del nivel de aceite tipo bayoneta, bayonet gage
 — del nivel de aceite lubricante, oil level indicator
 — de nivel de agua, water-level gage

water gage cock
 — de nivel de combustible, fuel gage
 — de nivel de líquidos, liquid-level gage
 — de nivel de tanques, tank gage
 — de peso, weight indicator
 — del peso del lodo, mud weight indi-
 cator
 — de pH, pH indicator
 — de la presión del aceite, oil gage
 — de la presión del lodo, mud-pressure indicator
 — de la presión en la bomba para lodo, mud pump pressure gage
 — de presión de neumáticos, tire gage
 — de presión del vapor, steam-pressure gage
 — de tubo en U, U-tube gage
 — de vacío, vacuum gage, vacuum in-
 dicating gage
 — de velocidad, tachometer, speed in-
 dicator
 — térmico, temperature indicator
 índice, index
 — de ácidos, acid number
 — de base, (chem) base number
 — de dureza según la escala Brinell, Brinell hardness number
 — de mezcla, mixing index
 — de productividad, productivity index
 — octano, octane index
 — de refracción, (geoph) refraction in-
 dex
 — de viscosidad, viscosity index
 índices de petróleo, show of oil
 inducción, induction
 — eléctrica, electric induction
 — magnética, magnetic induction
 inducido, (elec) armature
 inductancia, inductance
 inductor terrestre, (geoph) earth inductor
 inercia, inertia
 inestabilidad, instability
 inestabilidad termodinámica, thermodyna-
 mic instability
 inestable, unstable
 inexactitud, inaccuracy
 inflador de neumáticos, tire pump
 inflamable, inflammable
 inflexión, inflection
 informe, (n) report
 — de estado de cuentas, (com) financial statement

— geológico, geologic report
 — gráfica, (enla) graphic log
 inscrito, undersigned
 insubstancial, pyrrous
 ingeniería, engineering
 ingeniería de yacimientos, reservoir en-
 gineering
 ingeniero, engineer
 — de comportamiento de yacimientos, reservoir engineer
 — mecánico, mechanical engineer
 — químico, chemical engineer
 — refinador, processing engineer
 ingrediente, ingredient
 ingresión, ingressión
 inhibidor, inhibitor
 — de ácido, acid inhibitor
 inhomogeneidad, inhomogeneity
 iniciador, starter
 iniciar la perforación de un pozo, (drilg) to spud
 iniciar el flujo en un pozo por medio de gas o aire comprimido, (prod) to kick-off
 inmersión, immersion
 incompatible, immiscible
 inorgánico, inorganic
 insecticida, insecticide
 insertador de tubería, (n) (drilg) snubber
 insertador de tubería contra presión, (drilg) snubber
 in situ, in situ
 insulación, insulation
 insoluble, insoluble
 insondable, abyssal; fathomless
 inspector, inspector
 — de aduana, customs inspector
 instalación, (mech) installation, assembly, plant
 — eléctrica, wiring
 — para refinar por contacto con ácido sulfúrico, sulphuric acid contact plant
 instalar, install, to erect, to place
 — un cabria, rig up, rigging
 — un equipo de perforación, rig up, rigging
 instante de la explosión, (seis) shot break, shot instant
 Instituto Americano del Petróleo, American Petroleum Institute [A. P. I.]

Instituto Británico de Normas, British Standard Institute (B. S. I.)
 Instrumento, instrument
 — (a) magnética, magnetic instruments
 Insuflador, bellows, blower
 — centrifugo, centrifugal blower
 — de chimenea, stack blower
 Integración, integration
 Integrador múltiple, multiple integrator
 Intensidad, intensity
 — de campo, (geoph) field strength
 — magnética, magnetic intensity
 — magnética horizontal, (geoph) horizontal magnetic intensity
 — magnética vertical, (geoph) vertical magnetic intensity
 Intercalación, intercalation
 Intercalado, intercalated
 Intercambiable, interchangeable
 Intercambiador de calor con vapor, vacuum vapor heat exchanger
 Intercambio, trade
 — de calor, (ref) heat-exchange
 Intercambiador de líquido a líquido, liquid to liquid exchanger
 Interceptor, (oil) trap
 — al vacío, vacuum trap
 — de agua, steam scrubber, steam trap
 — de cubo invertida, inverted bucket trap
 — termostático de agua, thermostatic steam trap
 Interés, interest
 Interestratificación, interstratification
 Interestratificada, (geol) interbedded
 Interferencia, interference
 Interferencia, interferometer
 Interferencial, interferential
 Intergranular, intergranular
 Inter laminada, interlaminated
 Interno, internal
 Interpolación, interpolation
 Interpretación, interpretation
 Interpretación de Reynolds, Reynold's criterion
 Interrupción, interruption; (elec) break
 — de la alimentación, (electric) feed
 — de botón, push-button switch
 Interruptor, electric switch, interrupter
 — automática, electric circuit breaker
 — de botón, push-button switch

— de corto circuito, (elec) shorting switch
 — de cuchillo, knife switch
 — de retroceso, reversing switch
 — de solenoide, solenoid switch
 — o conmutador de mercurio, mercury switch
 — por cortocircuito del encendido, ignition shorting switch
 Intersección, intersection
 — soldada con metal de base, (mach) toe
 Intersticial, interstitial
 Intersticio, interstice
 Intervalo, interval
 — entre curvas, (surv) contour interval
 — entre las ondas, (geol) S-P interval
 — vertical, (geoph) vertical interval
 Interyacente de lutita, shale break
 Intralaminar, intralaminar
 Intrusión, influx
 Intrusión, (geol) encroachment, (geol) intrusion
 — de agua, water encroachment
 Intrusivo, intrusive
 Intumescencia, (geol) swelling, intumescence
 Inundación, (n) overflow
 Invar, invar
 Investigación, research
 Investigación sísmográfica, seismograph survey
 Inversión, reversal; (com) investment
 — estratigráfica, stratigraphic interval
 Invierno, winter
 Inyección, injection, grouting; (A) drilling mud
 — de aire, (prod) air flooding; air injection
 — de agua, water flooding
 — de cemento en la formación geológica, squeeze job
 — de gas, (prod) air flooding; gas injection
 — directa, direct injection
 — sin aire, solid injection
 — sólida, solid injection
 Inyector, injector
 — de ácido, acid jet gun, acid gun
 — de agua de caldera, feed-water injector
 — de casquetes, tap jet
 — del combustible, fuel injector

— de lodo, mud gun
 — mezclador de lodo, mud-mixing gun
 — para calderas, boiler injector
 Iones intercambiables, exchange ions
 Ionización, ionization
 Irradiación, (heat) radiation
 Irrevocable, (com) irrevocable
 Isla, island
 Isobaras, (geol) isobar lines
 Isobatas, (geol) isobath lines
 Isóbatos, Isobath
 Isobutano, isobutane. See 2-metilpropano
 Isobuteno, isobutene. See metilpropeno
 Isobutileno, isobutylene
 Isocarbónica, (n) Isocarb; line showing equal carbon content
 Isoclinal, isoclinal
 Isocora, isochore: the curve obtained by plotting the pressure temperature of a gas at a constant volume.
 Isócrona, isochrone: line joining points having the same time co-ordinates
 Isocronismo, isochronism
 Isodina, (geol) isomagnetic line
 Isodinámico, isodynamic
 Isododecano, isododecane
 Isogala, isogal: line representing equal gravimetric intensity
 Isogama, isogam
 Isogeoterma, isogeotherm
 Isogiras, isogyres
 Isógono, -a, (geol) isogonic contour
 Isogónica, isogonic
 Isograma, isogram
 Isoheptano, isoheptane. See 2-metilheptano
 Isohexano, isohexane. See 2-metilpentano

Isolieta, -a, (geol) Isohyet, (n) isohyeta
 Isolpaca, (surv) contour lines
 Isomérica, isomeric
 Isomerización, (chem) isomerization
 Isómero, isomer
 Isométrica, isometric
 Isomorfismo, isomorphism
 Isomorfo, isomorphism
 Isooctano, isooctane. See 2-metiloctano
 Isooctano, isooctane. See 2-metilheptano and 2, 2, 4-trimetilpentano.

Isocteno, isooctene
 Isopaca, isopachous
 Isoparafina, isoparaffin
 Isopático, (A) isopachous
 Isopentano, isopentane. See 2-metilbutano
 Isopluvia, (geol) isohyetal, isopluvial
 Isopreno, isoprene
 Isopropanol, isopropanol
 Isopropilbenzeno, isopropylbenzene. See cumeno
 Isopropilciclohexano, isopropylcyclohexane
 Isopropilhexadecano, (7-isopropylhexadecano), 7-isopropylhexadecane
 Isopropilheptano, (4-isopropylheptano), 4-isopropylheptane
 Isostasia, (geol) isostasy
 Isoterma, isotherm
 Isotérmico, isothermic
 Isotermo, (a) isothermal
 Isótopo, isotope
 Isotriacantano, isotriacantane. See melizano
 Isótropo, (geol) isotropic
 Ismia, ismian
 Istmo, isthmus, land bridge
 Itinerario, itinerary, schedule

J

Jabalcón, (structural) prop
 Jabón de aluminio, oil pulp
 Jade, jade
 Jalón, milepost, milestone; (surv) rod, pole, range pole
 Jalón de mira, (surv) level rod
 Jape, jaspit
 Jasperoide, jasperoid
 Jaspilita, jaspillite
 Jaula, (shaff) cage; cattle car; (V) crib

— de la bola de la válvula de una bomba, pump cage
 — de válvula, valve cage
 — portabolas de cojinete, ball bearing cage
 Jefe, boss; (shop) (fields) foreman; chief, head man
 — de carga, loading master
 — de cuadrilla, (p. h) spread man

(geoph) crew chief, party chief; labor foreman
 -- de cuadrilla de perforadores, tool pusher
 jornada, working day; stage, journey, travel, trip
 jornadas, wages
 juego, (n) set, (mach) throw; (mach) play, clearance; back lash
 -- de eses, shuffling
 -- de herramientas para perforación, string of tools
 -- de llaves de cebra, joint wrench set
 -- de planillas para resaca, screw pitch gauge
 -- de váculas de cabesal de pozo, (prod.) Christmas tree
 -- longitudinal, end play
 junta, connection, joint, splice; gasket; (com) board, council, commission
 -- abochinada, flared joint
 -- a ras, flush joint
 -- a tope, (w) butt joint
 -- biselada, (carp) scarf joint
 -- charpada, scarf joint
 -- compuesta, (w) composite joint
 -- con abrazadera o manguito de expansión, sleeve expansion joint
 -- de bisagra, hinged joint
 -- de bola, ball union

-- de canto, (w) edge joint
 -- de cardan, cardan joint, universal joint
 -- de codillo, loggie joint
 -- de dilatación, expansion joint
 -- de doble bisel, saddle joint
 -- de anchafo acompañado, slip-joint casing
 -- de inserción para tubería de revestimiento, inserted joint casing
 -- de seguridad, safety joint
 -- de solapa, (w) lap joint
 -- de tubería vástago, de diámetro igual al del boyo, full-hole tool joint
 -- esférica, balljoint union
 -- esquinada, (w) corner joint
 -- Kelly, Kelly joint
 -- lisa, flush joint
 -- machihembrada, groove-joint union, tongue and groove joint
 -- mayor, master joint
 -- Perkins, Perkins joint
 -- principal, (A) master joint
 -- remachada, riveted joint
 -- soldada, soldered joint, welded joint
 -- soldada en ángulo, fillet welded joint
 -- universal, universal joint, gimbal joint, cardan joint
 jurásico, Jurassic

K

kansaniense, (geol) Kansan
 kaolín, kaolinite
 kaolinita, kaolinite
 karst, karst topography
 kerogéneo, kerogen
 kerosina, kerosene, coal oil
 cetona, ketone

kilolitro, kiloliter [kilo.]
 kilogramo, kilogram [kg, kilo]
 kilográmetro, kilogrammeter
 kilómetro, kilometer [km.]
 kilovatio, kilowatt [kw.]
 -- horas, kilowatt hours [k. w. h.]
 kimeridgiense, Kimeridgian

L

labio, lip
 -- de falla, (geol) fault limb
 laboratoria, laboratory
 labradorita, labradorite

laca, lac, gum lac, lacquer
 -- aromática, aromatic lacquer
 lacolito, (geol) laccolith
 lacustre, lacustrine

ladera, foothills
 lado, side
 -- de la soldadura en ángulo, (w) leg
 -- de filete, fillet weld
 ladrillo, brick
 -- abalano, insulating brick
 -- angular, arch brick
 -- cuadrículado, checkered brick
 -- laqueado, checkered brick
 -- para tabiques interceptores, baffle tile
 -- refractario, insulating brick
 ladrón de aceite, (V) oil thief
 lago, lake
 -- de circo, (geol) tarn
 -- de fractura, (geol) tectonic lake
 -- endicado, (geol) barrier lake
 -- salado, salt lake
 laguna, lagoon
 laja, (n) flagstone, slab; layer; stratum of rock, spall, (geol) ledge
 lámina, (geol) lamina
 -- acuífera, (geol) water table
 -- corrugada de metal, corrugated sheet metal
 -- de acero, steel sheet
 -- de hierro, iron sheet
 -- de plomo, sheet lead
 -- (s) de calzar, shims
 laminación, lamination
 laminación de acero, hot roll
 laminado, lamellar; laminated; platy
 laminado en frío, (met) cold rolling
 laminar, (iron) to laminate
 laminilla, (rust) scale
 lámpara, lamp, bulb
 -- de soldar, blowtorch
 -- eléctrica de extensión, electric drop light
 -- proyectante, floodlight
 lancha, boat
 -- remolcadora, tug boat, tow boat
 lanchón, barge
 lanchón-tanque, tank-barge
 lanza para remolque, wagon tongue
 lanzar, to throw, to dart, to hurl, to fling; to launch; to throw up
 lapilli, (geol) lapilli
 lápiz, pencil
 -- termométrico, Thermistick
 largo, long
 -- plazo, (com) long term
 larguero, stringer, girt, purlin; waler, rang-

er, strongback; sill; skid; pile cap
 -- arcanalado, side channel
 -- de oriente del motor, engine pony sill
 -- del torno de herramientas, bull wheel girt
 -- sub-arxidlar, (drilling rig) sand-reel tail sill
 lasca, a spall
 lastre, ballast
 lastre de tubería, (p. h) river clamp
 lata, can
 laterita, (geol) laterite
 laterización, (geoph) laterization
 latita, (geol) latite
 latitud, latitude
 latón, brass
 laurentiense, Laurentian
 lava, lava
 -- cordada, (A) pillow-lava
 -- elipsoidal, pillow-lava
 -- de gas, gas scrubber
 lavadora de faldas, slope wash
 lavaje, (geol) (A) denudation; (A) washing
 lana, wool
 -- de plomo, lead wool
 -- de roca, rock wool
 -- de vidrio, glass wool
 -- pétrea, rock wool
 lavar, to wash
 lazo, (n) loop, tie
 lecho, river bed, stratum; (min) floor
 -- de un arroyo, stream bed
 -- de crecientes, (geol) flood plain
 -- mayor, (geol) flood plain
 lectotipo, (paleo) lectotype
 letra de cambio, (com) bill of exchange
 lectura frontal, (surv) foresight
 lectura gravimétrica, gravity reading
 lempira, lempira (monetary unit of Honduras)
 leucita o nefelinita, nephelinite or leucite
 lengua de tierra o arena anida a la costa, (n) (geol) spit
 lengüeta calibradora, thickness gage
 lente, (inst) lens; (geol) lens
 -- objetivo, objective lens
 lenticular, (geol) lenticular
 leñoso, (geol) ligneous
 lepidolito, lepidolite
 lemordeste, east northeast
 lehal, leihal
 leucita, leucite

leucófilo, leucitophyre
 leucocrático, leucocratic
 leva, pawl, dog, catch; cam, (mech) wiper
 — de admisión, inlet cam; admission cam
 — de eje, lifter
 — de eje giratorio, lifter cog
 — o cama de un eje o árbol, lifter
 levantado, (geol) up-thrown
 levantamiento, (geol) uplift, (geol) emergence; (surv) land surveying; (geol) upheaval; raising, lifting
 — a plancheta, plane table surveying
 — con método eléctrico, electric survey
 — de mapas geológicos, (map) geologic mapping
 — de planos, mapping, surveying
 — de planos geológicos, (surv) geological survey, geological study
 — geofísico, geophysical mapping
 — topográfico, plane table surveying
 — trigonométrica, trigonometrical survey
 levantar, to raise, to lift
 levantaválvulas, tappet, push rod, valve lifter, valve tappet
 levante, (A) lift; raising, hoisting
 levigación, (A) elutriation
 levigador, (A) elutriation apparatus
 ley, law
 — de Avogadro, Avogadro's law
 — de Boyle, Boyle's law
 — de Charles, Charles' law
 — de Dalton, Dalton's law
 — de distribución, (geoph) distribution law
 — de Henry, Henry's law
 — de Hooke, Hooke's law
 — de Joule, Joule's law
 — de Kirchhoff, Kirchhoff's law
 — de Ohm, Ohm's law
 — de Pascal, Pascal's law
 — de Raoult, Raoult's law
 lama, silt
 — de marcer, bercliet silt
 libra, pound
 — esterlina, sterling pound
 libra-pés, foot-pound
 libro, book
 libro, book
 licuable, licuable
 licuable, (geol) liquable
 licuación, liquation

licuación, liquation
 lidita, chert, hornstone
 liga, league, coalition; (met) alloy, alligation
 ligador, (rd) binder
 ligadura, a tie, lashing; a rail bond
 ligazón, (masonry) bond; tie, fastening
 ligero, (velocity) fast; (weight) light; (a) light, thin
 lignito, (geol) lignite
 lina, file; hip or valley of a roof
 — ahusada, tapered file
 — cilíndrica, gullet
 — cuadrada, square file
 — media caña, half round file
 — plana, flat file
 — plana diagonal, mill file
 — rabo de rata, rat-tail file
 — redonda, round file
 — triangular, cant file, three square file
 limador, (hyd) spillway; (elec) limiter; (auto) fuel or speed regulator (mech) a stop
 límite, boundary, limit
 — de ebullición, boiling range
 — de resistencia, (mech) endurance limit
 — elástico, elastic limit
 limnita, (geol) limnic
 limnología, (geol) limnology
 limo, ooze, mud, silt
 limo de derrubios, (geol) (A) boulder clay, tillite
 limonita, allstone
 limonita, (geol) limonite, bog iron ore
 limonitizado, (geol) limonitic
 limoso, muddy, oozy, silty
 limpiador, wiper, cleaner
 — del cable, (drig) line wiper
 — de rosca, thread cleaner
 — de tubos de caldera, flue cleaner, boiler tube cleaner
 limpiadora, (min) sluice
 limpiaparabrisas, wiper
 limpiar, to clean
 — con loco o diablo, (p. in) pigging
 — un poz, swabbing, cleaning of a well
 limpiatubo, tube cleaner, pipe wiper, swab, casing swab, (bc) scraper, go-devil
 — o escobillon para tubería de producción, tubing swab
 limpiar, stripping, clearing, cleaning

— con chorro de agua, flushing
 — con escobillon, (oil well) swabbing
 — de loco, cleanout
 — en seco, dry cleaning
 linder, boundary, limit
 línea, line, track
 — adiabática, adiabatic line
 — agónica, aqonic line
 — axial, axial line
 — costanera, (geol) shore line
 — costera, coast line
 — de base, (top) base line
 — de Becke, Becke line
 — de centro, (rotary table) center line
 — de energía eléctrica, power line
 — del gas combustible, gas-fuel line
 — de mira, (surv) line of sight
 — de montaje, assembly line
 — de oleaje, swash line
 — de plomada, plumb line
 — de registro, (suis) trace
 — de tiempo, (geoph) time line
 — divisoria de aguas, drainage divide
 — isobata, (surv) isobath line
 — isodinámica, isodynamic line
 — isogeotérmica, isogeotherm line
 — isopaca, isopachous line
 — isostata, (A) isostatic line
 — isoterma, isotherm line
 — lobal, (geol) (A) suture
 — magnética, magnetic line
 — que sigue una falla, fault line
 — (a) de igual anomalía magnética, magnetic iso-anomaly lines
 — (a) isócronas, isotime lines
 — (a) isogamas, magnetic iso-anomaly lines
 — (a) isosísmicas, isosismal lines
 — (a) isostáticas, isostismal lines
 lineal, linear
 ligadura, (V) joint of pipe
 ligote, frog
 lino, flax
 linterna, lantern
 — eléctrica, electric lantern
 liparita, liparite
 liquidación, (com) liquidation
 liquidar, (com) to liquidate; to liquefy; (com) to settle
 líquido, (n) (a) liquid
 — del freno, brake fluid
 — enfriador o refrigerante, coolant

— higroscópico, hygroscopic liquid
 — no corrosivo, noncorroding liquid
 — abrasador, sealing liquid
 — sobrenadante, (chem) supernatant liquid
 lista de embalaje, (com) packing list
 lista de precios, (com) price list
 litargirio, litharge
 litico, lithic
 litificación, lithification
 litificado, lithified
 litoclasa, (geol) lithoclase
 litofaurus, lithofytrac
 litogénesis, (geol) lithogenesis
 litología, lithology
 litológico, lithologic
 litoral, coast, shore; (geol) littoral
 litósfera, (geol) lithosphere
 litostardita, (geol) lithostardite
 litro, liter [L.]
 liviano, (a) light
 lixivación, (geol) lixiviation, leaching
 lixiviar, to leach
 lóbulo, (geol) lobe
 local, local
 localización, location
 lodo, slush
 — a base de agua, water-base mud
 — a base de petróleo, (drig) oil base mud
 — coloidal, (drig) colloidal mud
 — con base de petróleo, (drig) oil base mud
 — de circulación, (drig) mud-laden fluid
 — de emulsión de petróleo, (drig) oil emulsion mud
 — de perforación, drilling mud
 — parafínico, paraffin dirt
 loesa, loess
 logarítmico, logarithm
 lomo, (mech) boss; (geol) hogback; ridge; shoulder of a road; back of a saw
 — de machihembrado, guide rib
 — de montaña, ridge
 — de perro, (geol) hogback
 lona, canvas
 longitud, longitude
 — de onda, (geoph) wave length
 — de tubería tendida, laid length
 — local, local length
 longitudinal, longitudinal
 losa celular, (building) tile for interior of walls

lote, lot; (V) (Col) *hacha*, a land measure—
 about 100 hectares in Mexico and
 about 400 hectares in Argentina; lot;
 abare, part; batch of oil put through
 a refinery
 L para soldar, welding oil
 L soldable, welding oil
 lubricación, lubrication
 — automática, self lubrication, self-oiling
 — a presión, pressure lubrication, force-
 feed lubrication
 — por atomización, *atomada*, force-feed
 lubrication
 — por salpique, splash lubrication
 lubricador, oil feeder, lubricator
 — de alimentación *atomada*, force-feed
 lubricator
 — de goteo visible, (A) sight-feed lubrica-
 tor
 — de lodo, mud lubricator
 — de tubería de vapor, steam-line lubri-
 cator
 — transparente, sight-feed lubricator
 — visible, sight-feed lubricator
 lubricante, lubricant
 — consistente, (U) grease
 — consistente a la cal, (U) lime base
 grease
 — para chasis, chassis lube
 — para máquinas frigoríficas, ammonia
 oil
 — para el mecanismo de transmisión,
 transmission lubricant
 — (a) terminadas, finished lube oils
 lucha por las divisorias, (leg) fight among
 streams, stream piracy
 ludiano, Ludian
 lunar, moon
 lupa de acero, steel pig
 lustre, luster
 lutecioso, (geol) Lutetian
 lutita, (geol) shale
 — aluminosa, alum shale
 — bituminosa, bituminous shale, oil shale
 — carbonífera, black stone, black shale
 — diatomácea, diatomaceous shale
 — Eska, clay shale
 — lutosa, (geol) shale break
 lutita, shaly
 lutolita, mudstone

luz, light; (mech) clearance
 — de la válvula, valve clearance
 — del ómbolo o espacio libre, piston
 clearance
 — del levantaválvula, valve
 clearance
 — del sol sin luz
 — entre dientes de engranajes, lash-
 back
 — o distancia libre en los dientes de un
 engranaje, gear clearance
 llama, flame
 — del quemador Bunsen, Bunsen flame
 — de retorno, return flame
 — oxiacetilénica, oxyacetylene torch
 llana, plasterer's trowel
 llana de madera, wood float
 llanta, iron tire, tire rim; tread; rubber tire
 — acumulada, drop center rim
 — acumulada del malacate de las tu-
 berías de producción, call wheel rim,
 del malacate de las tuberías de pro-
 ducción, call wheel cant
 llanura, flat land
 — costanera, coastal plain
 — de lodo, mud flat
 — troncal, (A) peneplain
 llave, (lock) key; (mech) key, wedge; valve,
 cock, bibb, faucet; (masonry) header;
 keystone; (elec) key, switch; (p)
 wrench; (drig) U tongs
 — acodada, bent wrench
 — cerrada, box wrench
 — ciega, blank key
 — con mango en ángulo, bent wrench
 — de aguante, (drig) (p) buck up tongs
 — de boca, end wrench
 — de boca sencilla, end wrench
 — de boca tubular, joint wrench
 — de broches, (V) ratchet wrench
 — de cadena, boll-weevil tong, chain
 tong
 — de cadena para tubería, pipe-fitting
 tongs
 — de cadena para tuberías de revesti-
 miento, y perforación, casing and drill
 pipe tong
 — de ceba, vent cock
 — de cierre, stopcock
 — de contrahuera, backup tong
 — de copa, socket wrench
 — de desarmosque, (drig) lead tongs

— de doble curva, S wrench
 — de fuerza de torsión limitada, torque-
 limiting wrench
 — de gancho, hook wrench
 — de grifos, box wrench
 — de herramientas, tool wrench
 — de herramientas enteriza de disco con
 cremallera, built-in tool wrench
 — de horquilla, fork wrench, pin wrench
 — de mordaza, alligator wrench
 — de muelle, socket wrench
 — de paso, stopcock
 — de purga, purging cock, potcock
 — de respiración, vent cock
 — de roquete, ratchet wrench
 — de triquete, ratchet wrench
 — de tubos, pipe wrench, joint wrench
 — de tuercas, wrench
 — de varilla de succión, snap-on wrench
 — dentada, alligator wrench
 — en S, S wrench
 — espiñera, cock wrench
 — inglesa, monkey spanner, monkey

wrench, shifting wrench
 — inglesa regulable o graduable, ad-
 justable wrench
 — para espita, cock wrench
 — para tornillo de ajuste, set screw
 wrench
 — para tornillo de presión, set screw
 wrench
 — para tuercas circulares, hook wrench
 — para tubería de revestimiento, casing
 tong
 — para varilla de bombeo, sucker-rod
 wrench
 — reversible de triquete, reversible
 ratchet wrench
 — semifija, (V) adjustable wrench
 — tesedor, fork wrench, pin wrench
 — tubular, socket wrench
 — (a) o tornos de montaje, make-up
 wrench
 legada, arrival
 llenador de aceite, oil filler
 lluvia, rain, shower

M

maar, (geol) maar
 macadam, macadam
 — asfáltico, asphaltic macadam
 macho, (n) dowel; pinile; mandrel, shaft,
 journal, spindle; gudgeon; sheave
 pin; sledge hammer; pier, buttress;
 (a) (mech) male
 — de pesca, (drig) fishing tap
 — de terraja plegable, collapsible tap
 — fusiforme con tres escalones, three
 steps rotary taper tap
 — para roscar tuercas, tapper tap
 — rotatorio, (fish t) rotary tap
 machuelo arrancabarrena, screw grab
 machuelo arrancasondas, (M) tapered tap,
 screw grab
 machuelo cónico, tapered tap
 macizo, (n) bulk; mass; (geol) main moun-
 tain range; (a) massive, solid, heavy
 — de anclaje, deadman
 — intrusiva, (geol) boss
 macroclástica, (geol) macroclastic
 macroscópico, macroscopic

macroclástico, (geol) macroclastic
 madera, wood, lumber
 — dura, hardwood
 — laminada, plywood
 madures, maturity
 magdaleniense, (geol) Magdalenian
 magma, (geol) magma
 magma básico, basic magmas
 magmático, (geol) magmatic
 magnesio, magnesium
 magnetita, magnetite
 magnético, -a, magnetic
 magnetismo, magnetism
 — inducido, induced magnetism
 — terrestre, terrestrial magnetism,
 (geoph) earth magnetism
 magnetita, (geol) magnetite, lodestone
 magnetizar, to magnetize
 magneto, magneto
 magnetófono, magnetophone
 magnetómetro, field balance, magneto-
 meter, magnetic balance, magnetic
 variometer

— Schmidt, Schmidt's magnetometer
 magnitud, magnitude
 malacate, hoisting engine, winch, hoist, crab
 — de herramientas, (std t) (M) bull wheel
 — de las tuberías de producción, (M) call wheel
 malaquita, malachite, chrysocolla
 maleable, malleable, ductile
 malecón, mound, sea wall
 malla, (n) mesh
 manadero de petróleo, seepage
 manak, manak
 manantial, spring
 — de falla, (geol) fissure spring
 — termal, (geol) hot spring
 mancha, stain
 manchita, speck
 mandado por correa, belt driven
 mandil, (mech) apron;
 mando, drive, control, operation
 — Bendix, Bendix drive
 — de cadena, chain drive
 — de las válvulas, valve actuation, valve control
 — de ventilador, fan drive
 — directo, (mech) direct drive
 — hidráulico, hydraulic drive, hydraulic transmission
 — o impulsión por transmisión, transmission drive
 — por correa, belt drive
 — rotatoria, (drig) rotary drive
 — tipo Hotchkiss, Hotchkiss drive
 mandril, mandrel, (lathe) chuck; spindle, drill pin; boring tool, reamer
 — de bordear tubos, tube beader
 — de expansión, tube expander
 — para enchufe de cable giratorio, mandrel for swivel rope socket
 — para portacable giratorio, mandrel for swivel rope socket
 — para revestir cilindros, relining mandrel
 — para tubería de revestimiento, casing swedge, casing mandril
 — trasero expulsor, ejector tailgate
 — universal, universal chuck
 manecilla, (inst) hand
 manganeso, manganese
 mango, handle, grip, shank, haft
 — de barrena, auger handle

— de herramienta, end of a tool
 manguera, hose
 — de aire, air hose
 — de bombero, fire hose
 — de cementación, cementing hose
 — de inyección, (drig) (A) mud hose
 — del lodo, (drig) mud hose
 — de soldar, welding hose
 — para perforadora rotatoria, rotary drilling hose
 — para vapor, steam hose
 manguito, (p) nipple, boot, coupling, sleeve; bushing; small handle; chuck, thimble
 — de reducción, swedge, swedged nipple
 — reductor, reducing nipple
 — tarraja, die nipple
 manivela, crank; handle
 — de arranque, starting crank
 — de bombeo, pumping crank
 — de contrapeso, counterbalance crank
 — (-s) gemelas, twin cranks
 mano, hand
 — de alfileres, (lab) postle
 — de obra, workmanship
 — de pintura, coating, coat
 — de pintura protectora, protective coating
 manómetro, manometer, steam gage; pressure gage; oil gage
 — de diafragma, diaphragm gage
 — de neumáticos, tire gage
 — diferencial, differential gage
 — en U, U-tube gage
 — indicador, indicating meter
 — para gas, gas gage
 — para gomas, tire gage
 — para la presión controlada, controlled pressure gage
 — para neumáticas, tire gage
 — para tubo de producción, tubing gage
 — registrador, recording gage
 mantenimiento, upkeep, maintenance
 manto, (geol) (A) nappe; overthrust mass; (geol) mantle rock; (geol) stratum
 — de arena, sand blanket
 — de sobreescurrimiento, (A) (geol) overthrust
 — estalvo, extrusive sheet
 — sobreescurrido, nappe, overthrust mass
 manual de instrucciones, instruction book
 manufacturero, manufacturer
 — de equipo, supply company

manutención, maintenance
 mapa, map
 — acotado, contour map
 — de referencia, base map
 — del subsuelo, subsurface map
 — geognóstico, geognostic map
 — isogénico, isogonic map, isogonic chart
 — isopaco, isopachous map
 — topográfico, relief block
 máquina, (n) machine, engine
 — biseladora, beveling machine
 — compound, compound engine
 — cortadora de tubería, pipe-cutting machine
 — de barnizar tubería, dope machine
 — de chafonar, chamfering machine
 — de enroscar, pipe and bolt machine
 — de envolver tubería, wrapping machine
 — de expansión, expansion engine
 — de ladrillos, brick machine
 — de limpiar tubos, pipe-cleaning machine
 — de roscar, threading machine
 — de roscar pernos, bolt threading machine
 — de servicio y reparaciones, (drig) servicing unit, pulling unit
 — de tracción, pulling machine
 — de vapor, steam engine
 — de vapor a expansión, expansion engine
 — dobladora, bending machine
 — enfriadora, chilling machine
 — esmeriladora, refacer
 — para empalmes a la fuerza, (p) bucking-on machine
 — para enderezar tubos, pipe straightener
 — rebordadora, flanging machine, flanger
 — taladradora de tubería bajo presión, tapping machine
 — (-s) de servicio, utility units
 maquinista, engineer
 mar, sea
 — antiguo, relic sea
 — de lodo, surf
 — de leva, surf
 — del shell, epicontinental sea
 — epicontinental, epicontinental sea

nivel del —, sea level
 marca, (n) mark, brand
 — de fábrica, trade mark, brand
 — o ranura labrada por las cubas de agarre, slip mark
 marca y modelo, make and model
 marcado con líneas, lined
 marcador, (hyd) (inst) gage, gauge
 — paralela, surface gauge
 marcacita, marcasite
 marcha atrás, reverse
 marco, frame; yoke; mark (German coin)
 marco base del portapeleas de corona, (derrick) water table
 marea, tide
 marea menguante, ebb tide
 marca, trail; loam
 margen de seguridad, margin of safety
 marino, marine
 mariposa, (va) butterfly; (M) wing nut; (auto) throttle
 — del carburador, carburetor throttle
 marisma, salt lake
 marjal, (geol) (A) marsh
 marmita, small boiler, small furnace, tar kettle, pot, autoclave
 — de gigante, (geol) (A) pothole
 — de grasa, grease kettle
 — de mezclar, compounding kettle
 mármol, marble
 martillo, hammer
 — de bola, ball-peen hammer
 — de carpintero, nail hammer
 — de forja, blacksmith hammer
 — descastrador, pitting hammer
 — grande de madera, maul
 — neumática, air hammer
 martinete, drop hammer, drop press, pile driver
 — a vapor, steam hammer
 masa, mass; bulk; (elec) ground
 — inerte, steady mass,
 máscara antigás, gas mask
 máscara contra el polvo, respirator, dust mask
 mastilla, (V) mast
 mástil, mast
 — de extensión, telescoping mast
 — en A, A-mast
 — o torre de extensiones ocultas, telescoping mast
 — plegable, telescoping mast

-- portátil, portable mast
 mástique, mastic
 -- asfáltico, asphaltic mastic
 matar, to kill
 -- un pozo, to kill a well
 materia, matter
 -- prima, (ref) charge stock; raw material
 materia, matter
 -- saponificable, saponifiable matter
 -- (a) en fusión, molten matter
 material, material
 -- aislante, insulation material
 -- de base, (ref) base stock
 -- de carga, (ref) charge stock
 -- desértico, detrital material
 -- para láminas de calzar, shim stock
 matraz Erlenmeyer de boca angosta, Erlenmeyer narrow mouth flask
 matriz, (n) die, mold, form; matrix; (a) main, principle; (mech) female
 -- de estampa, stamping die
 máximo, maximum
 -- de gravedad, gravity maximum
 -- gravimétrica, maximum gravity
 -- magnético, magnetic maximum, magnetic high
 maxwell, maxwell
 mayorista, wholesale dealer
 maza, drop hammer, pile hammer; stamp; mallet
 -- de vapor, (A) steam hammer
 -- y rayos de una rueda, wheel spider
 mazo, maul, sledge, beetle, mallet; hammer
 -- de mortero, (lab) pestle
 meandros, (geol) meander
 mecánica, mechanics
 mecanico, mechanical, mechanic
 mecanismo, mechanism
 -- de arranque, starter
 -- de control, (elec) switchgear
 mecha, (V) bit; wick
 -- espiral de espiga cólica, (shop) taper shank twist drill
 -- racha, (V) roller bit
 mechero, burner
 -- de acetileno, acetylene burner
 media suela, (p) half sole
 mediación guladora, (fish t) half skirt
 mediación escaridora, (std t drlg) side rasp
 mediano, -a, median, medium
 medición a distancia, telemetering

medida, measure, measurement; rule, measuring tape
 -- con hilo de alambre, steel line measurement (S.L.M.)
 medidor, meter, gage; batcher; sizer
 -- de agua, water meter
 -- de caudal, fluid meter, flow meter
 -- de deformación, strain gage
 -- de desplazamiento de aire, air displacement meter
 -- de evaporación, evaporation gage
 -- de gas, gas indicator, gas meter
 -- de neumática, tire gauge
 -- de orificio, orifice meter
 -- de pH, pH meter, petrology meter
 -- de petróleo, oil meter
 -- de profundidad con cable de alambre, wire-line depth measurer
 -- eléctrico, electric meter
 -- venturi, Venturi meter
 medio, (n) middle, mean; (a) half, mean; (n) medium
 -- ambiente, environment
 -- cojinete, (mech) half bearing
 medir, to measure
 -- a pasos, pacing
 -- la tubería a medida que se la extrae, para determinar la profundidad del pozo, (drlg) measure out
 -- la tubería a medida que se inserta para determinar la profundidad del pozo, (drlg) measure in
 mediterráneo, (geol) mediterranean
 megohmio, megohm
 meláfero, (geol) melaphyre
 melanocrático, melanocratic
 melisano, mellisano. See isotriacitano
 melita, mellite
 mena ore vein
 mena ferruginosa, lodestone
 mene, (V) seepage
 menisco, meniscus
 mensula, bracket, corbel; column cap; haunch
 -- de garrucha, sheave bracket
 mentol, menthol
 mercancía de contrabando, smuggled goods
 mercado, market
 -- de exportación, export market
 mercaptano, mercaptan
 mercaptida, mercaptide

mercurio, mercury, quicksilver
 -- dibutilico normal, di-n-butyl mercury
 -- dibutilico secundario, di-sec-butyl mercury
 -- dimetilo, dimethyl mercury
 meridiano, meridian
 meridiano magnético, magnetic meridian
 mesa, table; (geol) mesa, plateau, tableland; stair landing; wall plate
 -- de ensayos, test bench
 -- giratoria, turntable
 -- glaciarica, glacier table
 -- rotatoria, (drlg) rotary table
 meseta, mesa, plateau, tableland; stair landing
 mesitileno, mesitylene. See trimetilbenzeno
 mesorocas, (geol) mesorocks
 mesotérmico, mesothermal
 mesozoico, Mesozoic
 mesorona, (geol) mesorocks, mesozone
 metacristal, metacryst
 metafosfórico, metaphosphoric
 metafosforoso, metaphosphorous
 metal, metal
 -- alcalino, alkali metal
 -- Almirantazgo, Admiralty metal
 -- antifricción, antifriction metal
 -- blanco, bearing metal, babbitt, (A) metal de cojinete, white metal
 -- corrugado, corrugated metal
 -- de antifricción, antifriction metal, babbitt
 -- de campana, bell metal
 -- de cojinetes, box metal
 -- estrado por presión, extruded metal
 -- everdur, everdur
 -- laminado, sheet metal
 -- monel, monel metal
 -- Muntz, Muntz metal
 metálico, metallic
 metalúrgico, metallurgical
 metamorfismo, metamorphism
 -- cáustico, caustic metamorphism
 -- de carga y descarga, general metamorphism, load metamorphism
 -- de contacto, contact metamorphism
 -- de dislocación, dynamic metamorphism
 -- dinámico, dynamic metamorphism
 -- dinámico-estático, dynamic-static metamorphism
 -- estático, static metamorphism

-- general, general metamorphism
 -- hidrotérmico, hydrothermal metamorphism
 -- local, contact metamorphism
 -- plástica, flowage
 -- regional, (geol) regional metamorphism, dynamic-static metamorphism
 -- térmico, thermal metamorphism
 metano, methane, marsh gas
 metanol, methanol
 metasedimentaria, metasedimentary
 metasomplama, (geol) metasomatism
 metasomatosis, (geol) metasomatosis, metasomatism
 metatipo, (paleo) metatype
 metaxita, metaxite
 meteorita, meteorite
 meteorización de las rocas, weathering
 meteorización diferencial, (geol) differential weathering
 metilacetileno, methylacetylene. See propeno
 metilbenzeno, methylbenzene. See tolueno
 metilbutano (2-metilbutano), 2-methylbutane. See isopentano
 metilbutilbenzeno, (1-metil-2-butilbenzeno), 1-methyl-2-butylbenzene
 metilciclobutano, methylcyclobutane
 metilciclobuteno, methylcyclobutene
 metilcicloheptano, methylcycloheptane
 metilciclohexano, methylcyclohexane
 metilciclopentadecano, 3-methyl-1-cyclopentadecene
 metilciclopentano, methylcyclopentane
 metildecano (4-metildecano), 4-methyldecane
 metildodecano (5-metildodecano), 5-methyl-dodecane
 metileno, methylene. See nafteno
 metileno-dimetilbiccicloheptano (3-metileno-2,2-dimetilbiccicloheptano-1,2,2), 3-methylene-2,2-dimethylbicycloheptane-1,2,2. See canlano
 metilmetilbenzeno (1-metil-2-etilbenzeno), 1-methyl-2-ethylbenzene
 metilmetildodecano (3-metil-7-etildodecano), 6-methyl-7-ethyl-dodecane
 metilmetilketona, methyl-ethyl-ketone
 metilmetilpentadieno (4-metil-2-fenil-2,3-pentadieno), 4-methyl-2-phenyl-2,3-pentadiene
 metilheptadecano (7-metilheptadecano), 2-

mojado, wet
 mojón, monument, landmark; milestone;
 (A) hub, transit point
 mol, mol
 molal, molal
 molasa, (geol) molasse
 molde, (geol) mold, (foundry) cast
 moldear, to cast, to mold
 moldeo, moulding
 moldura, moulding
 molécula, molecule
 moléculagrama, mol
 molecular, molecular
 moladora, grinder
 molibdenita, molybdenite
 molibdeno, molybdenum
 molinete, (A) crab; current meter; turnalle;
 winch head, gypsyhead, niggerhead
 molino, mill
 — glaciático, o glaciario, ice mill, pot-
 hole
 moluscos, mollusca
 momentáneo, transient
 momento, moment, momentum
 — de inercia, moment of inertia
 — de torsión, torsion moment
 — magnética, magnetic moment
 — o impulso de rotación, torque
 monadnock, (geol) monadnock
 moneda corriente, currency
 moneda legal, legal currency
 moneda nacional (m/n), national money
 monocilíndrico, single cylinder
 monoclinal, monoclinical, monocline
 — fallado, faulted monocline
 monoclinico, monoclinic
 monocromático, monochromatic
 monovalencia, monovalence
 monovalente, monovalent
 montacargas, elevator, windlass
 — de cadena, chain hoist
 — tipo palanca con trinquete, ratchet
 lever hoist
 montado sobre orugas, crawler-mounted
 montaje, (mech) assembly, installation
 montante, upright, post, stud, jamb, guide;
 stiffener of a girder; side piece; cash
 bar; transom
 montaña, mountain
 — de cobijadura, (A) overthrust moun-
 tain
 — de dislocación, (geol) dislocation

mountain
 — sobreescurrida, overthrust mountain
 — truncada, truncated mountain
 montar, to assemble, to erect, to mount, to
 set
 monte, jungle
 — aislado, (geol) island mountain
 — festiga, (geol) monadnock
 montículo de erosión, (geol) island moun-
 tain, island mount
 monto, total amount
 montón, (n) stack, pile
 montura, saddle; mounting, setting, erec-
 tion, assembly
 — de motor, engine setting
 monzonita, monzonite
 monzonítico, monzonitic
 mordaza, clamp, jaw grip
 — o garra para tubería, pipe grip
 — de una morsa, vise grips
 morena, (geol) moraine
 — central, medial moraine
 — de fondo, (geol) basal moraine
 — frontal, (geol) frontal moraine, ter-
 minal moraine
 — lateral, (geol) lateral moraine
 — superior, (geol) surface moraine
 — terminal, (geol) terminal moraine,
 frontal moraine
 morfología, morphology
 morro del subsuelo, buried hill
 morsa, (U) vise
 morsa-yunque, anvil vise
 mortero, (lab) mortar
 mosaico, mosaic
 — aerofotográfico, (photo) mosaic
 moscovita, muscovite
 moleado, mottled
 motita, speck
 metobomba para lodo, power driven mud
 pump
 motogasolina, motor fuel
 motón, block, pulley
 — de combinación, (V) snatch block
 — de gancho, hoisting block
 — de seguridad para tubería, safety
 tubing block
 motonave, motor ship
 motonevadora, motor grader, elevating
 grader
 motor, motor, engine

— a combustión, fuel-oil motor, fuel-oil
 engine
 — a gas, gas engine, gas motor
 — a gasolina, gasoline engine
 — a kaita, (A) gasoline engine
 — auxiliar, donkey engine, auxiliary en-
 gine, servomotor
 — convertible, convertible engine
 — de aire, air motor
 — de anillos conductores, slip-ring motor
 — de arranque, starter, starting motor
 — de arranque del tipo de acople a
 pedal, manual shift type starting mo-
 tor
 — de butano para perforación, butane
 drilling engine
 — de combustión interna para equipo
 perforador, internal combustion drill-
 ing engine
 — de devanado compuesto, (elec) com-
 pound engine
 — de explosión, explosion engine
 — de gasolina, gasoline motor
 — de inducción, induction motor
 — de perforación, drilling engine
 — diesel, diesel engine
 — eléctrico, electric motor
 — enfriado por aire, air-cooled motor,
 air-cooled engine
 — enfriado por agua, water-cooled en-
 gine
 — marina, marine engine
 — multicitlindrico, multicylinder engine
 — primario, prime mover
 — primordial, prime mover
 — vertical, vertical engine
 mover con corriente de agua, to sluice
 movable, movable
 móvil, movable
 movimiento, motion, movement
 — alternativo, reciprocating motion, al-
 ternating motion
 — armónico, (geoph) harmonic motion
 — autático, (geol) autatic movement
 — baucular, oscillation
 — epigenético, (geol) epigenetic
 movement
 — eustático, (geol) eustatic movement
 — paulatino del terreno, (geol) creep
 — periódico, periodic motion

— retrogrado, (geol) regression
 muelle, wharf, dock, quay, mole, pier;
 loading platform; spring
 — de carga, loading dock
 — de hojas, flat spring
 — igualador, equalizing spring
 — libre, (shipping) free dock
 muerto, -a, dead
 muesca, notch, mortise, groove, dop, gap
 — de chaveta, keyway
 — de engrane, engaging scarf
 — (s) de tornillo, chape
 muestra, sample, specimen; (dril) core
 — compuesta, (dril) all levels sample
 — de acero, coupon, steel sample
 — de gasolina sin tetraetilo de plomo,
 unleaded sample
 — de liberación, borings
 muestrador, oil thief, sampling thief
 mufa, (n) muffle
 múltiple, (p) (mot) manifold; (math) multiple
 — de admisión, intake manifold
 — de agua, water intake
 — de doble admisión, dual inlet man-
 ifold
 — de escape, exhaust manifold
 — para distribución de vapor, steam
 manifold
 multiplicación, multiplication
 multiplicador, multiplier
 muñequita del cigüeñal, crankpin
 muñón, gudgeon, journal, pivot, trunion
 — de brida, flanged gudgeon
 — del cigüeñal, crankpin
 — del malacate de herramientas, ball
 wheel gudgeon
 — esférico, ball gudgeon
 — (es) del malacate de las tuberías de
 producción, call wheel gudgeons
 muñonera, journal box, journal bearing
 muralla, wall
 murato, muriate
 muro, (geol) sole; wall, (min) footwall
 — colgante, (fault) footwall; (geol) hang-
 ing wall
 — contra incendio, fire wall
 — de base, (geol) foot wall
 — de detención, safety earth wall
 — de sostén, retaining wall
 musgo, moss

naxta, naphtha
 — bruta, crude naphtha
 — de alta gravedad, light naphtha
 — de punto seco, (A) end point gasoline
 nftaleno, naphthalene
 nftálico, naphthene
 nfteno, methylene, naphthene
 napa de agua subterránea, (geol) water
 plane
 napa freática, water table
 nariz, (geol) nose; nose
 — araguada anticlinal, anticlinal bow-
 ing nose
 natrolita, natrolite
 natural, natural
 navegación, navigation
 neblina, mist, fog
 nebraskense, Nebraskan
 nefelina, (geol) nepheline, nephelite
 nefelina o leucita, nephelinite or leuci-
 tite
 negativo, negative
 negro, a, black
 — de humo, carbon black, lampblack
 negrohumo, lampblack, carbon black
 nels, gneiss
 neocomense, Neocomian
 neohexano, neohexane. See 2,2-dimetilbu-
 tano
 neolítico, neolithic
 neopentano, neopentane. See 2,2-dimetil-
 propano
 neosolco, Neosolc
 neptuna, neptunium
 nerítica, (geol) neritic
 nervadura, rib, counterfort; purlin; (min)
 leader
 nervio, rib, counterfort; purlin; stay; web
 nota, (com) net
 neumática, (a) pneumatics
 neumático, a, (a) pneumatic; (n) a pneu-
 matic tire
 — de aire —, air drill
 — de embrague —, air clutch
 — de taladro —, air drill
 neumáticolegra, (geol) pneumatolytic
 neumáticolegro, (geol) pneumatolytic
 neutral, neutral

neutralizar, to neutralize
 neutrón, neutron
 nevada, snowstorm
 nevadita, nevadite
 nevado, (M) snow-capped mountain
 nevado, snowstorm, (A) blizzard
 nevada, blizzard
 niagareño, Niagaran
 nicolita, niccolite
 niebla, mist; (ref) mist
 nieve, snow
 — pendiente, snow pinnacles
 nife, (geol) nife
 nipple, (p) nipple
 — corto, short nipple
 — cuello de botella, swedge nipple,
 swage nipple
 — de asiento, seating nipple
 — de botella, bell nipple, swage nipple
 — de campana, bell nipple, swage nip-
 ple
 — de largo mínimo, close nipple
 — de varilla, (V) (pump rods) sub
 — elevador, (drig eq) lifting nipple
 — largo, long nipple
 — para tubería de revestimiento, casing
 nipple
 — reductor, reducing nipple
 níquel, nickel
 nitrato, nitrate
 — de plata, silver nitrate
 nitroalgodón, nitrocellon, gun cotton
 nitrobenzina, nitrobenzene
 nitrocelulosa, nitrocellulose
 nitroglatina, nitroglatin
 nitrogenada, nitrided
 nitrógeno, nitrogen
 nitrogliserina, nitroglycerin
 nitroaftalina, nitronaphthalene
 nitroparafina, nitroparaffin
 nivel, (ins) level; grade, elevation, level
 — de agua, water level
 — de agua freática, (geol) water table
 — de banco, bench level
 — de burbuja, spirit level
 — de burbuja de aire, air level
 — de a caballo, striding level
 — de caldera, (bo) gage glass

— de comparación, datum
 — de cuerda, line level
 — de erosión local, local base level,
 base level
 — de mano, hand level
 — del mar, sea level
 — de referencia, (gravimetric surv) base
 level, reference level, datum plane,
 datum level
 — de ruidos, noise level
 — fractura, water table
 — hidráulica, piezometric level
 — piezométrica, piezometric level
 nivelada de atrás, (surv) back-sight
 nivelados, levelman; levelling, man;
 (mach) grader
 niveladora, (mach) grader, road scraper
 — de empuje angular, angle-dozor, bull-
 grader
 niveladora-elevadora, elevating grader
 nivelar, to level, to grade; (surv) to run
 levels
 no amortiguado, undampened
 no calcáreo, noncalcareous
 no consolidado, (geol) unconsolidated
 no metálico, nonmetallic
 no poroso, nonporous
 no selectivo, nonselective
 no tónico, nontoxic
 nodular, nodular
 nódula, nodule
 noduloso, (A) (geol) spotted
 nogal, walnut
 nómina de paga, payroll
 nomograma, nomograph
 nonacosano, nonacosane
 nonadecano, nonadecane
 nonadeceno, nonadecene
 nonadecino (1-nonadecino), 1-nonadecyne
 nonadecino, (1,3-nonadecino), 1,3-nonadecyne
 nonadilino (1,8-nonadilino), 1,8-nonadilene
 nonatriacotano, nonatriacotane
 noneno, nonene
 noneno, (1-noneno-3-ino), 1-noneno-3-yne
 nonilnonadecano (10-nonilnonadecano), 10-
 nonylnonadecane

normal (1-normal), 1-normal
 normal, vernier
 nordeste (NE), northeast
 nordeste cuarto al norte, (E) 1/4 of NE
 nordeste by north
 norma, a standard; a unit
 normal, normal
 — óptica, optic normal
 normalización, normalization
 noroeste (NW), north-west
 noroeste (WNO), north-west
 noroeste cuarto de este, (E) 1/4 of NW, north
 east by east
 nororiental (NE), northeast
 norte, north
 — geográfica, true north
 — magnética, magnetic north
 — verdadera, true north
 notario, (leg) notary public
 novaculita, novaculite
 nube, cloud
 nublado, cloudy
 núcleo, nucleous, (dirig) core
 — continental, (geol) continental shield,
 continental core; igneous mass form-
 ing the core of a continent
 — de cáscamo, hemp center
 — del inducido, (elec) armature core
 — de pasta, (cable) wire rope filler
 — de un tornillo, nucleus of a screw
 — independiente de cable de acero, in-
 dependent wire rope center
 — orientado, orientad core
 — o torcedora en el cable de acero,
 wire-rope kink
 — (a) lateral, wall core
 número, number
 — atómico, atomic number
 — octano, octane number
 — de emulsificación a vapor, S. P. num-
 ber (steam emulsification number)
 steam emulsification, steamification
 test
 — octano, octane number
 — mineral, (geol) mineral

— paralela, parallel orientation
 orificio, orifice
 — bilabrado, grommet
 — de alivio, (mech) relief fitting
 — de escape, exhaust port; (mech) relief port
 — de limpieza a mano, hand hole
 — de purga, drain opening
 origen, origin
 — del tiempo, time datum
 orilla, bank, shore
 orla, rust
 orla, orle
 — continental, continental fringe
 — frástica, capillary fringe
 orogénesis, (geol) orogenesis
 orogenia, orogeny
 orogénico, (geol) orogenic
 ortoclasea, (geol) orthoclase
 ortoclástica, orthoclastic
 ortófito, (geol) orthopyre
 ortofosforoso, orthophosphorus
 ortogénesis, (geol) orthogenesis
 ortorrómbico, orthorhombic

P

patilla, wick
 peyador, (com) paymaster
 pago, payment
 pago al contado, cash with order
 pago contra documentos, (com) documents against payment
 pago en efectivo, (com) cash payment
 paila, small boiler
 — enchamuscada, jacketed kettle
 pala, spade, shovel
 — cuadrada de mango de asa, D handle square point shovel
 — cuadrada de mango largo, long handle square point shovel
 — de arastro, (rd) scraper, drag scraper
 — lengua de buey, drag spade
 — mecánica, back hoe, power shovel
 — redonda de mango de asa, D handle round point shovel
 — redonda de mango largo, long handle round point shovel
 — santandera de mango de asa, D han-

dlasa, orthosa
 oruga, (tractor) (A) track; caterpillar mounting, crawler tread
 oscilación, oscillation
 — amortiguada, damped oscillation
 oscilador, oscillator
 oscilar, oscillate; to wobble, to wobble
 oscilógrafo, oscillograph
 osciloscopio, oscilloscope
 ostracoides, (fossils) ostracoids
 otorgante, (leg) grantor
 oxalacileno, oxalacetylene
 oxidación, oxidation
 oxidar, to oxidize
 óxido, oxide
 — de difenilo, diphenyl oxide
 — de hierro, iron oxide
 — carbónico, carbon monoxide
 — silíceo, siliceous oxide
 oxígeno, oxygen
 ozocerita, ozokerite
 ozono, ozone
 osoquerita cruda, oder wax

— de chispa, spark lever
 — de desacople de embrague, clutch release lever
 — de embrague, clutch lever
 — de leva, cam lever
 — del freno, brake lever
 — de manejo del malacate de la charra, sand-reel handle
 — de presión del malacate de la charra, sand-reel lever
 — de válvula, valve lever
 — óptica, optical lever
 palastro, plate steel sheet metal; steel slab
 paleobiología, paleobiology
 paleobotánica, paleobotany
 paleoceno, Paleocene
 paleofitología, paleophytology

paleogeografía, paleogeography
 paleontología, paleontology
 — microscópica, microscopical paleontology
 pal-ontólogo, paleontologist
 paleosólo, Paleozoic
 paleozoología, paleozoology
 palaeta, trowel; blade tamper; paddle; small shovel; (turbine) wicket, vane
 — de ventilador, fan blade
 — directriz, (turbine) gate
 palma, palm
 palomilla, wall bracket; bearing, journal box
 palúdica, paludal
 pampa, pampa
 panel, panel; bay of a window
 pantalla, screen; (elec) shield; (inst) sunshade, (hyd) core wall, cutoff wall, face slab
 pantano, swam, marsh, bog; everglades
 papel, paper
 — cuadrículada, profile paper, coordinate paper
 — cuadrículado para escala logarítmica, log-log
 — de estraza, kraft paper
 — de lija, sand paper, emery paper
 — de tornasol, litmus paper
 — esmeril, emery paper
 — hallográfico, ferro-prussiate paper
 paño de filtro, filter cloth
 papilla, (V) slurry
 paquete, (com) package
 — de estratos, (A) sedimentary complex
 — de mantos sobresecurido, (geol) (A) overthrust mass
 par, (elec) cell; (bldg) rafter; (math) couple; (com) pair; pair
 par térmico, thermocouple
 parabrisa, windshield
 paraclasa, (geol) paraclase
 parada, (rr) stop
 parado, (mach) shut; steep, standing
 parafina, paraffin, wax
 — amarilla, amorphous wax
 — bruta, slack wax
 — cruda, slack wax
 — para labores, match wax
 — semirefinada, scale wax
 — sólida, paraffin wax
 paragénesis, paragenesis

paragolpes, bumper, bulbar
 — del capó, hood bumper
 — equiteros o laterales, side bumpers
 paralela, parallel
 paralelas de cruceta, (A) crosshead guides
 paralela, parallel
 — de latitud, parallel of latitude
 paralelograma, parallelogram
 parálisis, (geol) paralic
 parallamas, flame arrester
 paramagnético, (geol) paramagnetic
 paramorfismo, (geol) paramorphism
 pararrayos, lightning arrester
 paratipa, (pulv) paratype
 parcela, (a) lot, plot, parcel
 parche, patch (p) boot
 pared, wall
 — de material refractorio, refractory wall
 — desviadora, baffle wall
 paredón, (M) cliff
 parejo, even, flush, uniform
 paroxismo, (volcanol) paroxysm
 parte, part
 — posterior, back
 —(e) contráctiles, (leg) contracting parties
 parteaguas, (geol) (M) divide
 partícula, particle
 — alfa, alpha particle
 — elemental, (geoph) elemental particle
 —(e) beta, beta particles
 —(e) gamma, gamma particles
 pasador, pin, cotton door bolt; track bolt; tie rod; cribbolt
 — cónica, wedged pin
 — de aldaba, latch pin
 — de atorn, (mach) split pin
 — de anclaje, anchor pin
 — de articulación, wrist pin
 — de la barra de tiro, drawbar pin
 — de bisagra, hinge pin
 — de brasa, (V) wrist pin
 — del brazo trabador, locking arm pin
 — de tubo, marlin spike
 — de cruceta, crosshead pin
 — de eje, axle pin
 — de émbolo, piston pin
 — de eslabón complementario, offset link pin
 — del gancho, hook pin
 — de manivela, crank pin

— de la soldana, sheave pin
 — guía del casquete, bonnet guide pin
 — hendido, collar pin
 pasar el cable por las poleas, to reeve
 pasar la cuenta, to bill, to invoice
 pasillo, catwalk, walk
 pasivo, (com) liability
 paso, step, pace; passage; stair tread, run;
 (top) pass; ford; (mech) pitch, lead;
 (cabinet making) tuck
 — alternado, chordal pitch
 — del engranaje, pitch, circle gear
 — de roca, thread pitch
 — de cadena, chain pitch
 pasta, paste
 — mineral, (geol) (A) groundmass, mortar
 — líquido de relleno de roca, thread filler
 — para pulir o esmerilar válvulas, valve-grinding compound
 — vitrea, (geol) glass paste
 — para correa de transmisión, belt dressing
 pataca, snatch block
 pata, leg
 patente, patent; grant; permit, license; concession
 patín, shoe, brake shoe; contact shoe; skid;
 slide; runner; base of a rail; (M) flange
 — de cruceta, crosshead shoe
 — (es) de tubos, pipe skids
 patio, yard
 patio de tanques, tank farm, tank station
 patrón, standard; template, pattern, fig;
 employer; (Col) foreman
 patrulladora de camión, road patrol
 pavimentadora, paver, paving machine
 pavimento, pavement
 pechblenda, (geol) pitchblende, uraninite
 pectolita, pectolite
 pedal, pedal
 — del acelerador, accelerator pedal
 — de embrague, clutch pedal
 — del freno, brake pedal
 pedernal, chert; flint
 pedido, (com) order
 pedregallo, (U) gravel
 pedregal, (geol) bouldery ground
 pegado, stuck
 pegajoso, gummy

pegmatita, (geol) pegmatite
 peladura, (geol) window
 pedáneo, (stairs) stop
 película, pellicle; film
 — de aceite, oil film
 — fluida, fluid film
 — interfacial, interfacial film
 — iridiscente, iridescent film
 pelita, (geol) pelite
 pelotilla, pellet
 pendiente, (geol) (A) hanging wall; (n) slope, grade, gradient; downgrade; (min) hanging wall; (a) hanging; (com) pending
 — del buzamiento, dip slope
 — estructural, dip slope
 — magnética, magnetic slope
 menor —, (geol) back slope
 péndulo, pendulum
 — astático, astatic pendulum
 — de Kater, Kater's pendulum
 — de tripode, tripod pendulum
 — invertido, inverted pendulum
 — mínimo, minimum pendulum
 — horizontal, horizontal pendulum
 penetración, penetration
 penillanura, (geol) peneplain
 — escandada, dissected peneplain
 península, peninsula
 pensilvaniano, (geol) Pennsylvanian
 pensilvanense, (geol) Pennsylvanian
 pentacíclico, pentacyclic
 pentacontano, pentacontane
 pentadecadino (5,9-pentadecadino), 5,9-pentadecadiene
 pentadecano, pentadecane
 pentadecano, pentadecane
 pentadeciloctadeceno (3-pentadecil-2-octadeceno), 3-pentadecyl-2-octadecene
 pentadecino (1-pentadecino), 1-pentadecyne
 pentadieno (1,2-pentadieno), 1,2-pentadiene
 pentadino (1,3-pentadino), 1,3-pentadiyne
 pentágono, pentagon
 pentametileno, pentamethylene
 pentametilheptano (2,2,4,5,6-pentametilheptano), 2,2,4,5,6-pentamethylheptane
 pentano, pentane
 pentanol, pentanol
 pentatetracontano, pentatetracontane
 penteno (1-penteno-4-ino), 1-penten-4-yne
 See alilacetileno
 penteno (1-penteno), 1-pentene. See amileno

pentilbencico (3-pentil-bencico) (3-pentyl-benicosane)
 pentino (1-pentino), 1-pentyne. See pretil-acetileno
 pentriacontano, pentriacontane
 pentriaconteno (17-pentriaconteno), 17-pentriacontene
 peña, (geol) (V) cobble
 peñascal, (geol) (V) cobble gravel
 peñasco, (A) stack; cliff, large rock
 peñón, (geol) (V) boulder; mass of rock
 peñonal, (geol) (V) boulder graben
 percha, rack
 percolación, percolation. See seepage, creep, filtration
 percolación de agua, water leaching
 percusor, jar
 — de perforación, jar
 — de pesca, (st tools) lifting jar
 — (es) de carreta corta, short stroke drilling jars
 — (es) para equipo de cable, cable-tool jars
 — (es) para pesca, (rot eq) rotary jars
 pérdida, loss
 — de remolino, eddy loss
 — por evaporación, evaporation losses
 — por fricción, friction loss
 — por salpicadura, (w) splatter loss
 perfil, profile, section; a rolled steel shape; (geol) (geoph) log
 — de equilibrio, (gravimetric surv) base levelled profile
 — de gradientes, gradient profile
 — de perforación, well log
 — de retracción, (geoph) retraction profile
 — eléctrico, (drilg) electric log
 — geológico de pozo, well log
 — gravimétrico, gravity profile
 — magnético, magnetic profile
 — sísmográfico, seismograph profile
 — T. Taron
 — (es) completos de retracción, (geoph) reversed profiles
 — (es) de acero, (U) structural steel
 — (es) invertidos, (geoph) reversed profiles
 perfilado, streamlined
 perfilaje continuo, continuous profiling
 perfilaje eléctrico, (A) electric logging, electric well survey, electric survey

perfilaje eléctrico, electron logging
 perforable, drillable
 perforación, perforation, well, hole
 — a múltiples zonas, multizone completion
 — bajo agua, submarine drilling
 — con contrapresión del lado, pressure drilling
 — de cable, boring, exploratory hole
 — de correlación, structural drilling
 — de desviación controlada, controlled directional drilling
 — de dirección controlada, directional drilling
 — de ensayo, wildcat
 — de estudio estructural, structural drilling
 — de poca profundidad, shallow hole
 — de reconocimiento, boring, exploratory hole
 — guiada, (A) controlled directional drilling
 — para prueba estratigráfica, stratigraphic test
 — para voladura, blast hole
 — submarino, submarine drilling
 perforador, cork borer
 perforador, (workman) drillor
 — a bala, (drilg), (A) gun perforator, perforating gun
 — en jefe, (drilg) tool pusher
 perforadora, drilling rig
 — de hoyo para explosivo, shot hole drill
 — de hoyos para trabajos de cámara, seismograph driller
 — de tubería de revestimiento, casing perforator
 — inicial, spudder
 — para exploración, prospecting drill
 — para pozos de agua, water-well drill
 — rotatoria de propulsión directa, direct-driven rotary
 perforar a bala un tubo de revestimiento, (drilg) gun perforating
 peridotita, (geol) peridotite
 peridoto, (geol) peridot, olivine
 perilla, knob
 perímetro, perimeter
 período, (mech) (elec) period; cycle; stage
 — amortiguado, damped period
 — de admisión, (pump) admission stroke

- de asentamiento, settling period
- de contacto, time of contact
- de funcionamiento, operating cycle, operating period
- del gravímetro, gravimeter period
- de inductiva, induction period
- del péndulo, pendulum period
- de traslado, transfer period
- geocrático, (geol) geocratic period
- perilla, peacrite
- permeabilidad, permeability
 - magnética, magnetic permeability
- permeable, permeable
- permiense, Permian
- permiso, Permian
- permit, permiso
- permocarbonífero, Permian-Carboniferous
- permonofosforoso, permonophosphorous
- perno, bolt, stud, spike, pin
 - arponado, jag bolt, ragged bolt
 - cabeza de cuña, wedge bolt
 - ciego, blank bolt
 - común, machine bolt
 - de anclaje, anchor bolt
 - de argolla con pasador, eyebolt and key
 - de brida, flange bolt
 - de cabeza esférica, ball bolt
 - de cierre o de seguridad, locking pin
 - de cuello cuadrado, carriage bolt
 - de expansión, bolt expansion
 - de gancho, hook bolt
 - de montaje, mounting bolt
 - de pivote, king pin
 - de presión, cap screw
 - de seguridad, pinch pin
 - de seguridad de las mesas rotatorias, table lock pin
 - maestro, bolster bolt
 - ordinario, machine bolt
 - prisionero, stud bolt (M) anchor bolt
 - remachado, anchor bolt
 - rompió de seguridad, shear pin
 - U, U bolt
 - vertical de charnela de dirección, knuckle pin
 - (s) de anclaje de las cimentaciones, foundation bolt
- perpendicular, perpendicular
- perro, (V) standing valve; (mech) dog, pawt; (Cuba) cable clip
- persiana, (window) shutter
- persiana de radiador, radiator shutter
- perspectiva, (n) prospect; perspectiva; outlook
 - en paralelo, parallel perspective
- pérgola, perch
- perturbación (geol) disturbance
 - de la brújula por la presencia de hierro, local attraction
 - ocasionada por la explosión, shot hole disturbance
 - regional, (geol) regional disturbance
- pesa, a weight; a counterweight
 - de balanza de precisión, weight for analytical balance
 - de contrapeso, counterbalance weight
- pesado, -a, heavy; dense
- pesca, (dril) fishing; recovery of lost tools in the hole
 - campana de —, (dril) fishing socket
 - cesta de —, (dril) fishing basket
 - enchufe de —, (dril) fishing socket
 - gancho de —, (dril) fishing grab
 - herramienta de —, (dril) fishing tool
 - macho de —, (dril) fishing tap
 - pescabarroca de media vuelta, half-turn socket
- pescaque, rope spear
- pescaquechara, (fish U) latch jack, boot jack, boot socket
- pecca, deapojos, (fish U) mouse trap
- pecaudo, (dril) fish
- pecaudor, -a, fishing tool
 - de aceite, (V) oil thief
 - de caimán, (V) alligator grab
 - de cuello, (V) overshot
 - de cuña, (V) slip socket
 - de cuña para tubos, trip spear
 - de roca, (V) tapered tap
 - de gancho, center spear
 - de pasador, (fish U) latch jack, boot jack, boot socket
 - de tubo roscador, liner catcher
- pequeñeces, pin socket
- pequeñeces abocinadas, horn socket
- pequeño, boom, jib, crane; davit; the cab of a truck; driver's seat
- pequeño, (dril) to fish
- pequeños, (dril) (A) overbot; (M) socket
 - de enchufe, slip socket
 - de fricción corrugado, (fish U) (A) corrugated friction socket

- pequeño, stall, stable
- peso, weight; (monetary unit) peso
 - atómico, atomic weight
 - avoirdupois, avoirdupois weight
 - bruto, gross weight
 - de joyería, troy weight
 - molecular, molecular weight
 - muerto, dead weight
 - sobre la unidad giratoria del cable de las varillas de succión, (pumping) watermelon
- petate, flange, rib, shoulder; fluke of an anchor; (auto) tire rim; lip
- petateadora, flanging machine, flanger
- petillo, latch, catch; bolt of a lock
 - de cerradura, hasp
 - de fricción de la palanca del freno, brake-lever friction latch
- petrificado, -a, lithified, petrified
- petificar, to petrify
- petrogénesis, petrogenesis
- petrografía, petrography
- petrográfico, petrographic
- petrolato, petrologium
- petróleo, petroleum, oil
 - con base asfáltica, asphalt base petroleum
 - crudo, crude oil
 - crudo intemperizado, weathered crude petroleum
 - crudo pesado, (M) weathered crude petroleum
 - crudo sulfuroso, sour crude
 - de exportación, export oil
 - de horno, furnace oil
 - de primera extracción, primary oil recovery
 - de repaso, recycle stock
 - de segunda extracción, secondary oil recovery
 - desasfaltado, deasphalted oil
 - descabezado, (ref) tops
 - despojado de fracciones livianas, denuded oil, stripped oil
 - húmedo, wet oil
 - limpio, pipe-line oil
 - muerto, (A) dead oil
 - parafínico, paraffin base oil
 - recuperado, recovered oil
 - sin gas, dead oil
- petrolero, oil operator, oil producer
- petrolífero, petroliferous, oil bearing
- petrolina, petrolina
- petrolizar, to petrolize
- petrología, petrology
- pez, pitchstone, pitch, tar; fish
- picacho, peak
- picadura, (mech) pitting; bite, sting
- picar, to pick; to break; to chop; (rust) to pit; to sting; to lick
- picena, picena
- picnómetro, pycnometer, pycnometer
- picot, pick, pickax; peak; spout; nozzle; tip; beak; (min) sledge
 - de punta y pala, pick mattock
 - de reflexión, (seis) peak of observed reflexion
 - rogado, spray nozzle
- picota, pick
- pie, foot (measure) foot; 12"
 - de cabra, crowbar
 - de montaña, piedmont
 - de rey, foot rule, gage, slide gauge
 - de tabla, board foot (1 B.F.)
 - difusor, (prod) footpiece
 - (s) derechos de la torre de perforación, derrick legs
- pie-acre, acre-foot
- pedra, stone, rock
 - angular, quartz
 - asfáltica, asphaltic rock, asphalt
 - azul, bluestone
 - de cámara, alum stone
 - de molino, grindstone
 - esmeril, emery stone
 - guijarros; (geol) cobble stone
 - limón, magnetite, lodestone
 - pez, pitchstone, cantalite
 - púmea, pumice stone
- pieza, (inst) (tools) part, piece, member, room
 - de acero en U, steel channel
 - de aleación fundida, alloy casting
 - de hierro en U, U iron
 - de inserción, (mech) insert
 - de recambio, (A) repair part
 - de repuesto, repair part, spare part
 - forjada, forging
 - soldada, weldment
 - (s) accesorios, attachments
 - (s) de acero fundido para camaron, cast-steel screwed fittings
 - (s) fundidas de metal no férreo, metal castings

— regeneradora de ácidos, acid restoring plant
 — restauradora de ácidos, (A) acid restoring plant
 — semicomercial, semiplant scale
 plantilla, template, pattern, fig; screed; subgrader; (M) invert
 plantilla normal, standard gauge
 plasticidad, plasticity
 plástico, plastic
 plast tipo, (pat) plastotype
 plata silver
 plataforma, platform; roadbed; (M) (tr) flat-car
 — sillero, monkey board, fourble board, threeble board; (drig rig) finger board
 — colgante, safety cage
 — de corona, (derrick) crow's nest
 — del encuallador, (drig rig) (V) finger board, fourble board, thrible
 — de seguridad, (drig) (A) crow's nest, safety platform
 — del torero, (drig rig) (V) finger board, fourble board, thrible; monkey board
 — epicontinental, (geol) schelf, continental shelf
 plataforma-castillero para el entubamiento, tubing board
 platea, (hyd) apron
 plato de burbujas, bubble plate
 platino, platinum
 plato, plate, disk; web of a wheel
 — de burbujas, (ref) bubble plate, bubble deck, bubble tray
 — calentador, heating plate
 playa, beach, playa
 — antigua, (geol) abandoned beach
 pleamar, flood tide
 plegable, folding
 plegadizo, folding; collapsible
 plegamiento, (geol) fold, folding; (geol) plication
 — anticlinal, (geol) anticlinal fold
 — entrecruzada, (geol) cross-folding
 — imbricada, (geol) imbricate folding
 pleistoceno, Pleistocene
 pleistoceno, Pleistocene
 plena presión, full pressure
 pleocromismo, pleochroism
 pleocromatismo, pleochroism
 pliega, (steel) a flat; flange; tie plate
 pliego, (geol) fold; ply, sheet; bond, fold

— abovedado, dome fold
 — acostado, (geol) recumbent fold
 — anticlinal, anticlinal fold
 — armónico, (geol) competent fold
 — asimétrico, asymmetrical fold
 — burato, (geol) dip fold
 — cerrado, (geol) closed fold
 — competente, (geol) competent fold
 — concéntrico, (geol) concentric fold
 — de arrastre, drag fold
 — de flujo, flowage fold
 — diaptra, (geol) intrusive fold
 — en abanico, fan fold
 — inclinado, inclined fold
 — incompetente, (geol) incompetent fold
 — isoclinal, isoclinal fold
 — normal, (geol) normal fold, upright fold
 — parado, (geol) normal fold, upright fold
 — perforante, (geol) intrusive fold
 — profundo, (geol) deep seated fold
 — recto, (geol) symmetrical fold
 — recumbente, (geol) (Col) recumbent fold
 — simétrico, (geol) symmetrical fold
 — terraplanado o monoclinal, foot
 — yacente, recumbent fold
 — (a) escalonados, en echelon folds
 — (a) laminados, similar folds
 — (a) paralelos, (geol) parallel folds
 — (a) supratenuados, supratenuous folds
 — (a) semejantes, similar folds
 plioceno, Pliocene
 plisamiento, (A) (geol) minute folding
 plomada, plumb bob
 plomografía, graphite
 plomo, lead
 — en láminas, sheet lead
 — laminado, sheet lead
 — tetraetilo, tetraethyl lead
 — tetraetilo, tetraethyl lead
 pluma, pen; (crane) boom; (dat) gin pole; (Col) (V) water service connection; feather
 — de corona, gin pole
 plutónico, (geol) plutonic
 plutonio, plutonium
 plutonismo, vulcanism
 poceta, sump, pool
 poder, (n) (leg) power of attorney; (v) to be able, can, may

— calorífico, calorific power, calorific value
 podsol, (geol) podsol
 polea, (measurement) pole
 polaridad magnética, magnetic polarity
 polarización, polarization
 — de electrodo, electrode polarization
 — elíptica, elliptic polarization
 — espontánea, spontaneous polarization
 polarizador, polarizer
 polea, pulley; sheave
 — acanalada, grooved pulley
 — de la cuchara, sand-pump pulley
 — de diámetro regulable, expanding pulley expansion pulley
 — de guía, idler pulley
 — de las herramientas, (std U) crown pulley
 — del malacate de herramientas, bull wheel lug
 — de manobra, snatch block
 — de remolque o arrastre, tug pulley
 — de transmisión, (A) band wheel
 — de la tubería de revestimiento, casing pulley
 — de ventilador, fan pulley
 — lateral de la rueda motora, tug pulley
 — local, loose pulley
 — local de cadena, chain idler
 — móvil, traveling block
 — muerta, idler pulley
 — para el cable de las tenazas o llaves, (drig) tong-line pulley
 — tensora, idler pulley
 — viajera, traveling block
 poligonal, polycyclic
 poligonal, polygonal
 polígono, polygon
 polimerización, polymerization
 polimerizado, polymerized
 polímero, polymer
 polimetileno, polymethylene
 polimorfismo, (geol) polymorphism
 pala, roller, skid
 — (us) de tubos, pipe skids
 polipasto, tackle, block and fall, rigging, block and tackle
 — de cadena, chain hoisting block
 polisinético, polysynthetic
 polisulfuro, polysulphide
 polo, pole
 — geográfico, geographic pole

— magnético, magnetic pole
 — magnético atráido al norte, magnetic north-seeking pole
 — magnético atraído al sur, magnetic south-seeking pole
 — norte magnético, magnetic north pole
 — positivo, anode
 — sur magnético, magnetic south pole
 polvo, dust
 — blanqueador, bleaching powder
 — de roca, rock meat
 — impalpable, impalpable powder
 — pólvora, gunpowder, powder
 — negra, black powder
 — para voladura, blasting powder
 — sin humo, smokeless powder, ballistite
 pontazo, (com) bridge toll
 puente, to bridge
 pontón, pontoon
 porcelana, porcelain
 porcentaje, percentage
 — de mol, mol per cent
 por ciento (%), per cent (%)
 poro, pore
 porfídico, -a, porphyritic
 porfido, porphyry
 — augítico, augitophyre
 porfiritita, (geol) porphyrite
 porfiritico, -a, porphyritic
 por hora, per hour
 por minuto, per minute
 poros de esponja, sponge spicules
 poroso, porous
 — efectiva, effective porosity
 porosa, -a, porous
 portacumulador, battery carrier
 portabarreras, drill chuck, drill holder, bit holder
 portabroca, drill chuck, pad
 portabureta, burette clamp
 — doble, double burette clamp
 portacable tipo, stiff neck socket
 portaconos, bit head
 portacurbilán, (bit) cutter head
 portador, (com) carrier; bearing; porter; holder
 portaelectrodo, welding electrode holder
 — electrodo holder
 portafresas, bit head
 portaherramientas, tool holder
 — de perforadora, boring chuck
 portal, (geol) rock arch; portal gate

portamecha. (V) drill holder.
 portamira. (sury) rodman.
 portamuestras cerrada, closed type sample container.
 portabombillo, tire carrier, tire holder.
 portabomba, nosepiece.
 portapalo, (drill) crown block.
 portaprobador, test tube holder.
 portátil, portable.
 portatrócano. (A) drill holder.
 portavástago. (small) drill chuck.
 portavuelo de limpieza, cleanout door.
 portavuelo del muestrador, thief hatch.
 portavuelo de acero, thief hatch.
 portlandiense, (geol) Portlandian.
 portón, gate.
 -- de glaciar, (geol) (A) glacier outlet.
 posición neutral, neutral position.
 positiva, positive.
 posta, post.
 -- aguantia tubos, jack board, jack post.
 -- amortiguador, bumper post.
 -- de ascia, (dead cable) tailpost.
 -- de la barra de desenganche, (pumping rods) bar-type knockoff post.
 -- de desenganche, (pumping rods) knockoff post.
 -- del malacate de herrameantas, bull wheel post.
 -- del malacate de las tuberías de producción, call wheel post.
 -- de retención, (drilling rig) backup post.
 -- de rodillos, (pumping rods) rolling post.
 -- de la rueda motora, jack post.
 -- de tope, (pumping jack) (drig) head-ache post.
 -- grúa, gin pole.
 -- maestro, samson post.
 -- posterior de apoyo, (sid t drig) tail-post.
 postpaid, (geol) back land.
 postrefrigerador, (ref) aftercooler.
 potasa, potash.
 potasio, potassium.
 potencia, (mech) power; (math) power.
 -- al freno, brake horsepower.
 -- asignada, rating power.
 -- calorífica, calorific power, calorific value.
 -- de inflamación, ignition quantity.
 -- de régimen, rated horse power.

-- efectiva, (mech) effective output, brake horsepower.
 -- eléctrica, electric power.
 -- térmica, nominal horsepower.
 potencial, potential.
 -- de electrificación, (geoph) electrofifitation potential.
 -- de gravitación, (geoph) gravitational potential.
 -- litofra, boundary, potential.
 potenciómetro, potentiometer.
 pozó, well; pit shaft.
 -- a alta presión, high pressure well.
 -- a bomba, pumping well.
 -- ahogado, drowned well.
 -- artesiano, artesian well.
 -- brotante, flowing well, gusher.
 -- a dos zonas simultáneamente, dual-zone well.
 -- casi agotado, stripper well.
 -- de acceso, manhole.
 -- de agua, water well.
 -- de alivio, relief well.
 -- de avanzada, outpost well, extension wave.
 -- de cateo, wildcat.
 -- del compensador, (mot) accelerating well.
 -- de explotación, development well.
 -- de extensión, extension well.
 -- de gas, gas well.
 -- de inyección, input well.
 -- de inyección de gas, gas input well.
 -- de petróleo, oil well.
 -- de recogida, sump.
 -- de surgencia natural, flowing well.
 -- de visita, manhole.
 -- descubridor, discovery well.
 -- exploratorio wildcat well.
 -- fuera de control, wild well.
 -- marginal, edge well.
 -- mermado, stripper well.
 -- muerto, dead well.
 -- petrolífero, oil well.
 -- productivo, producing well.
 -- productor de gas, gasser.
 -- saltante, (M) flowing well.
 -- seco, dry well, dry hole.
 -- semioexploratorio, semiwildcat, outpost well.
 -- somero, shallow hole, shallow well.
 -- surgente, (A) flowing well, gusher.

-- u hoyo de la explotación, (oil) shot hole.
 práctico, (of) practical, manual, dry pilot.
 precalentador, preheater.
 -- de agua para calentar, (boiler) heater.
 precámbrico, pre-Cambrian.
 precio, price.
 -- corriente, standard price.
 -- normal, standard price.
 precipitación, precipitation.
 precipitador eléctrico, electric precipitator.
 precipitante, precipitant.
 precipitar, to precipitate.
 precisión, precision, accuracy.
 precursor, (A) preliminary seismic wave.
 prefiltro, prefilter.
 prensa, press.
 -- de contacto, (w) contact jaw.
 -- de terralla, vise.
 -- hidráulica, hydraulic press.
 prensa-guarnición, (mach) gland follower.
 prensado en frío, (met) cold pressing.
 prensaestopas, stuffing box.
 presa, weir; dam; (M) reservoir.
 -- de lodo, sump hole.
 preservación, preservation.
 preservativo, preservative.
 presidente, president.
 presión, pressure.
 -- absoluta, absolute pressure.
 -- atmosférica, atmospheric pressure.
 -- crítica, critical pressure.
 -- de bombeo, pumping pressure.
 -- del flujo, flowing pressure.
 -- de fondo, (drig) bottom hole pressure.
 -- de roca, (geol) rock pressure.
 -- de trabajo, operating pressure.
 -- de la tubería de producción, tubing pressure.
 -- de vapor, vapor pressure.
 -- diferencial, differential pressure.
 -- dirigida, directed pressure.
 -- efectiva, working pressure, operating pressure.
 -- encerrada, shut in pressure.
 -- en el interior de la tubería de revestimiento, casing pressure.
 -- estática de fondo, static bottom hole pressure.
 -- fluctuante, fluctuating pressure.
 -- hermética, shut in pressure.

-- hidráulica, effective head.
 hidroestática, hydrostatic pressure.
 interior de la tubería de revestimiento, casing pressure.
 -- manométrica, gage pressure.
 -- normal, normal pressure.
 -- específica, specific pressure.
 -- radial, thrust.
 -- real, effective pressure.
 -- atmosférica, atmospheric pressure.
 -- primaria, primary.
 primavera, spring.
 primer lapso, (met) preliminary test.
 -- ale, drive.
 primer separador, first stage separator.
 primera tubería de revestimiento, surface casing, conductor pipe, drive pipe, surface pipe.
 primeros auxilios, first aid.
 prioridad, priority.
 prisionero, screw-seal.
 prismas, prism.
 -- de cuarzo, quartz wedge.
 -- de nicol, nicol prism.
 prismático, prismatic.
 probador, (man or instrument) tester, sampler.
 -- cerrado Penak-Martens, Penak-Martens closed tester.
 -- Cleveland con cubeta descubierta, Cleveland open cup tester.
 -- de absorción, absorption tester.
 -- de acumuladores, battery tester.
 -- de bujías, spark plug tester.
 -- de fondo, bottom sampler.
 -- de orificio para gases de gas, orifice well tester.
 -- de tubería de revestimiento, casing tester.
 -- Tag cerrado, Tag closed tester.
 probeta, test tube.
 -- con pico, plain cylinder with spout.
 -- graduada, (lab) graduate.
 -- graduada, con pico, (lab) graduated cylinder with spout.
 -- graduada, con tapón, graduated cylinder, stoppered.
 -- sin pico, (lab) plain cylinder without spout.
 procedimiento, process, method, procedure.
 -- de cracking, cracking process.

— de desulfuración con cloruro de cobre. (ref) copper sweetener process
 — poliforme. (ref) polyform process
 — para formar cristales gemelos. twinning
 proceso, process, processing
 — ácido. (steel) acid process
 — Bessemer. (mol) Bessemer process
 — con fenolato. phenolate process
 — de absorción. absorption process
 — de aromatización. aromatization process
 — de asentamiento rápido. quick-settling process
 — de descomposición térmica Gyro. (ref) Gyro cracking process
 — de deshidratación de gas. gas dehydration process
 — de extracción. extraction process
 — de fase mixta. mixed-phase process
 — para extraer aceite de parafina emulsionándola con agua. emulsion wax deoiling process
 — para purificación del gas. gas purification process
 — Siemens-Martin. open-heart process
 producción, production; yield
 — a toda la capacidad del tubo. (oil well) open flow production
 — acumulada. accumulated production, cumulative production
 — afluenta. (oil well) flush production
 — de coque por calentamiento externo de la cámara. external coking method de zona múltiple. multizone production
 — diaria inicial. initial daily production
 — en bruto. gross production
 — final. ultimate production, ultimate recovery
 — intermitente por gas. intermittent gas lift
 — neta. effective output, net production
 — por acre. per-acre yield
 — potencial. potential production
 — secundaria. (prod) secondary recovery
 productividad, productivity
 producto, product
 — (-s) de evaporación. overhead products
 — (-s) petrolíferos sensibles. sensitive stocks
 producir de petróleo. (man) oil producer

profundidad. depth
 — de la explosión. (seis) shot depth.
 — en placa. (dril) footage
 — local. local depth
 profundo. deep
 programa. schedule
 promediar. to average
 promedio. average
 — general. general average
 promontorio. promontory, headland, foreland
 promover. to promote
 propadieno. propadiene
 propagación. propagation; (seis) difusión
 propano. propane
 propeno. propene, propylene
 propiedad. (chem) (physics) property; (com) property, ownership
 — antidetonante. antiknock property
 — nacional. property of the state
 — particular. private property
 propiedades electroquímicas. electrochemical properties
 propilacetileno. propylacetylene, pentyne.
 propildecano (4-propildecano). 4-propyldecane
 propilacetileno. propylacetylene, heptadiene
 propilidodecano. (5-propilidodecano). 5-propylidodecano
 propileno. propene, propylene
 propileno. propylethylene
 propilheptano (4-propilheptano). 4-propylheptane
 propilización. (geol) propylization
 propilnonadecano (4-propilnonadecano). 4-propylnonadecane
 propilnonano (5-propilnonano). 5-propylnonane
 propilodieneno (5-propil-1 5-octadien-3-ino). 5-propyl 5-octadien-3-yne
 propilundecano. (5-propilundecano). 5-propylundecane
 propino. propyne, methylacetylene
 proporcional. proportional
 propuesta. (com) proposal, application
 propulsión directa. (mech) direct drive
 propulsor. impeller
 prorrateo. proration
 prórroga. (com) time extension, renewal
 prórroga. (com) to renew, extend
 prospección eléctrica. electric prospecting

prospección sísmica. seismic prospecting
 prospección radiactiva. radioactive prospecting
 protección catódica. cathodic protection
 protector. protector
 — de asiento de válvula. seat protector
 — de indicador. gage protector
 — de radiador. radiator protector
 — de la roca de unión de la tubería vástago. (dril) tool-joint protector.
 — del tornillo de la escopetadura. packing screw protector
 — de la tubería de revestimiento. casing protector
 protozoico. protozoic, agnatozoic
 protomielita. (geol) protomylonite
 protón. proton
 protuberancia. (mech) boss; protuberance
 — anticlinal. anticlinal bulge
 proveeduría. commissary
 provincia geológica. province
 proyección. projection
 — isométrica. isometric projection
 — vertical. vertical projection
 proyecciones polihédricas. polyhedral projections
 proyecciones polihédricas. polyhedral projections
 proyecto. project
 — o plan de disparos para estudios sísmográficos. (geoph) shooting program
 prueba. (n) test; test piece
 — ácida en caliente. acid heat test
 — a la ebullición. boiling point test
 — alcalina. alkali test
 — al freno. (mech) break test
 — con tira de cobre. (chem) copper strip test
 — de acidez. acidity test
 — de la circulación del agua. water shut off test
 — de antidetonancia. anti-knock test
 — A.S.T.M. A.S.T.M. test
 — de asentamiento. slump test
 — de choque Charpy. Charpy impact test
 — de colorido. color test
 — de combustión. burning test
 — de congelación. cold test, freezing test
 — de consistencia. viscosity test, softening point test, dropping point test

penetration test, consistency test
 — de contenido de ceniza. ash content test
 — de corrosión. corrosion test
 — de corrosión al cobre. copper corrosion test
 — de desfogación. flash point test
 — de destilación. distillation test
 — de destilación Engler. Engler distillation test
 — de detección. (gasoline) knock-rating test
 — de detonancia. (fuel) detonation test
 — de demulsibilidad. demulsibility test
 — de dobles. bend test
 — de ductilidad. ductility proof
 — de emulsificación a vapor. steam emulsion test, S. E. number, demulsification test
 — de envejecimiento. aging test
 — de envejecimiento acelerado. accelerated aging test
 — de evaporación. evaporation test
 — de flexión. (w) bend test
 — de flexión con plantilla. (w) guided bend test
 — de flotabilidad. float test
 — de fluidez. pour point test
 — de fluidez a baja temperatura. (lab) pour test
 — de fusión. melting point test
 — de humedad. gum test
 — de intemperismo. weathering test
 — de media. nick-break test
 — de mercurio. (ref) mercury test
 — de opacidad. cloud point test
 — de plegada. (mol) bending test
 — de pliegue en frío. (test) cold-bending test
 — del punto de combustión. fire point test
 — de sulfonación. sulfonation test
 — de viscosidad. viscosity test
 — doctor. (ref) doctor test
 — en platillo de cobre. copper dish test
 — media. middle sample test
 — negativa. negative test
 — para determinar la calidad de la muestra. (ref) quality test
 — para determinar el contenido de azufre. sulphur test
 — para determinar el contenido de plomo

braafítico, tirasibyl acid test
 — para determinar el contenido de sedimentos, sediment test
 — para determinar la gravedad, gravity test
 — para determinar el índice de saponificación, saponification number test
 — para determinar la proporción y contenido de azufre en el petróleo, sulfur test
 — para determinar residuos de carbón, carbon residue test
 — para determinar los residuos no sulfonados, unsulfonated residue test
 — para determinar la temperatura de combustión, fire test
 — para los puntos de opacidad y fluides A.S.T.M., A.S.T.M. cloud and pour point
 — positiva, positive test
 — Saybolt de viscosidad, Saybolt viscosity test

pruebasubos, (driq) casing tester
 psamitas, (geol) psammiles
 pesfita, (geol) peephite
 psicrómetro, psychrometer
 psicrómetro giratorio, sling psychrometer
 palomelano, pallomelane
 pueblo, village, town
 puente, bridge

— de trabajo, safety cage
 — grúa, traveling crane
 — natural, natural bridge
 puerta, door, gate
 — de horno de caldera, fire door
 puerto, port

— libre, free port
 pulgada, [pulg. "L inch (" in.)
 — cuadrada, square inch (sq. in.)

pulidor, a. buffer, polisher
 pulir, to polish, to grind, to burnish
 pulpa de aceite, oil pulp
 pulsador, pulsator, push button
 pulso, (geol) pulse
 pulverizador, pulverizer; (paint) sprayer;
 atomizer

pulverizar, pulverize
 púmica, pumice
 punta de la aguja, needle point
 puntal, shore, strut, prop, spur; dredge
 spud; (nautical) depth of hold

puntero, (gage) hand; stonecutter's chisel;
 bullpoint
 — de vapor, (U) steam-jet blower
 punto, point
 — artificial, artificial point
 — cedente, yield point
 — crítico, critical point
 — de anilina, aniline point
 — de apoyo de la palanca, bearing
 — de atadura, deadman
 — de burbujeo, (ref) bubble point
 — de cambio, turning point
 — de comprobación, (surv) control point
 — de congelación, freezing point
 — de control, (surv) control point
 — de desintegración, (ref) flash point
 — de deformación, yield point
 — de derretimiento, melting point
 — de ebullición verdadero, (P.E.V.), true boiling point [T.B.P.]
 — de escurrimiento, (A) melting point
 — de la explosión, (seis) shot point
 — de fusión, melting point
 — de goteo, drop point
 — de humo, smoke point
 — de imagen, image point
 — de inflamación, (ref) flash point. See punto de desintegración
 — de inflexión, inflection point
 — de opacidad, (lab) cloud point
 — de origen, focus, focal point
 — de purga, bleed point
 — de reblandecimiento, softening point
 — de referencia, (top) (surv) bench mark
 — de rocío, dew point
 — de vaporización, vaporizing point
 — inicial de ebullición, initial boiling point
 — medio, median; middle point
 — medio de ebullición, mid-boiling point
 — medio de un tiempo, mid stroke
 — mínimo de fluides, setting point, pour point
 — muerto, neutral point, (trat) dead center
 — muerto inferior, bottom dead center
 — nodal, nodal point
 — seco, (temperature) (A) end point, dry point
 — verdadero de ebullición, true-boiling point
 — (-s) de concentración del esfuerzo,

stress concentration points
 punzalo selectivo, (driq) (A) gun perforating
 Lig
 punzón, punch, bullpoint; gadding pin;
 (va) needle; pile spud; stylus
 — para carreas, belt punch
 — bolador, pin punch
 — centrador, center punch
 — mandril, drift punch
 — roma, solid punch
 punzonador, (A) perforator, perforating gun
 — de tubería de revestimiento, (A) casing perforator
 punzón, (driq) (A) to perforate pipe,
 to punch
 purga, draining; venting; blowoff
 grifo de —, bleeder, bleeding valve

quebrada, (A) water gap; brook; gully,
 ravine, draw; gorge
 queja, (com) complaint
 quemadero, burning pit
 quemador, burner, (Col) plumber's torch
 — Bunsen, Bunsen burner,
 — de aceite, oil burner, oil heater
 — de acetileno, acetylene burner
 — de arcilla, clay burner
 — de gas, gas burner
 — de gas y petróleo, combination oil
 and gas burner
 — piloto, pilot burner
 quemar, to burn
 quetzal, (Guatemalan coin) quetzal
 quilonera, (mach) step bearing; socket,

radiación, (heat) radiation
 — electromagnética, electromagnetic radiation
 radiador, radiator
 radián, radian
 radiante, radiant
 radical, (math) (chem) radical,
 — alcohilo, alkyl radical

orificio de —, drain opening
 punto de —, bleed point
 topón de —, drain plug
 purgador, blowoff, drain cock, mud valve,
 petcock, bleeding valve, drain plug,
 drainoff, steam trap
 — de vapor, steam drain
 purificación, purification
 purificado, purified
 purificador, purifier
 — centrífugo, centrifugal purifier
 — de aire, air cleaner, air purifier, air
 filter
 purificar, to purify
 puro, (puro)
 putrefacción, putrefaction

(derrick) foot-block casting
 quebra, crack, fracture; gaping fissure;
 loss, damage; (com) bankruptcy;
 (geoph) time break
 quillada, jaw
 — con aldaba, (wrench) latch jaw
 — con uña de cierre, (wrench) latch lug
 jaw
 — (-s) de tornillo, chops
 química, chemistry
 químico en jefe, chief chemist
 quinolina, quinoline
 — alquímica, alkyl quinoline
 quinta, hundredweight
 quitacostra, scale remover
 quitaherrumbre, rust remover

— libre, free radical
 radio, radió; radius
 — de viraje, turning radius
 — polar, polar radius
 — receptores, transmitters portátiles
 walkie-talkie
 radiograma, radiogram
 radiolario, radiolaria

radiolarita, radiolarite
 radón, radon
 raedura, scraping
 raer, to abrade
 raíz, (p) dutchman; a piece of threaded pipe caught inside a joint
 rail rates, (com) tarifa de embarques por ferrocarril
 rajatabos, (fish t) casing splitter; splitter
 ralo, (a) thin, sparse, not dense
 ramal, branch, arm; strand of rope
 ramal de falla, branch fault
 rampa, ramp
 ranura, socket; step bearing, pivot bearing; (derrick) fool-block casting
 ranura, spline
 — de válvula, valve groove
 — taca para llave, dummy keyway
 — para la circulación del aceite lubricante, oil groove
 — (s) de estator, stator slots
 ranurada, -a, grooved, slotted
 rápidos, (river) rapids
 rasgador, ripper
 raspa de dos caras, (fish t) two-way rasp
 raspador, palm scraper
 — de la parafina, paraffin scraper
 — de media caña, scraper-fluted
 raspadura, scraping
 — ligera, scratch
 raspatabos, casing scraper, (bo) scraper
 rasqueta, (carp) scraper
 rastros de petróleo, show of oil
 ratonera, (drilg) rathole
 raudas, (river) (A) rapids
 rayada, (a) scored, fluted, ribbed
 rayadura ligera, scratch
 rayo, ray, beam; spoke of a wheel; thunderbolt, stroke of lightning; radius
 — alfa, alpha ray
 — Becquerel, Becquerel ray
 — catódico, cathode ray
 — de rueda, spoke
 — sísmico, seismic ray
 — (s) beta, beta rays
 — (s) de la rueda del masticado de las tuberías, call wheel arms
 — (s) gamma, gamma rays
 rayos X, X-ray
 reacción, reaction
 — al estirno aplicada, strain
 — de cadena, (chem) chain reaction

— por combinación, (chem) reaction by combination
 — por sustitución, reaction by substitution
 — química, chemical reaction
 zona de —, reaction zone
 recondicionar, to recondition, overhaul
 reactancia, reactance
 reactivo, (chem) reactive; (n) reagent
 reactor, (ref) reactor, reaction chamber
 realisar, sharpen
 reanudar, renew, resume
 rebaba, (w) flash, (w) fin; beard
 rebaja, (com) discount, rebate; diminution, deduction
 rebajar, to reduce, to lower, to cut down, to abate, to lessen, to diminish; (com) to discount, to reduce
 rebato, pisset, groove, recess, rabbet; boarding
 rebarbadura, fettling
 rebatido, (w) peening
 reborde, flange; edge; dike
 — de llanta, dish
 — de tambor, (draw works) spooling flange
 — o brida de orificio, orifice flange
 rebosadero, weir
 rebosamiento, overflow
 rebosar, (v) overflow
 rebote, rebound, resilience
 recalentamiento, overheating, superheat
 recalentar, superheat
 recarga de precto, (com) overcharge
 recebo, (rd) road gravel, screenings, hoggin, binder
 receptáculo de enchufe a golpes, (st tools) jar socket
 rechazar, to reject
 rechazo horizontal, (geol) (A) shift
 rechazo vertical, (A) throw
 rechinar, squeak
 recipiente, container, vessel
 — de petróleo, (geol) (A) oil reservoir
 recirculación de gas, (prod) cycling, recyding
 reclamación, reclamation; (com) complaint, claim
 reclame, (com) claim
 recobramiento, recovery
 recobro secundario, (V) secondary recovery
 recocer, (v) (met) annealed

recocido, (met) annealed
 recogerrumbes, cave catcher
 recogemuestras del conóculo del fondo del pozo, rathole formation tester
 recogemuestras de estrato, (drilg) drill-stem formation tester, rathole formation tester
 reconocimiento, (surv) reconnaissance; inspection, survey; recognition; acknowledgment; gratitude
 reconocimiento geológico, geological study, geological survey
 reconstrucción, reconstruction; (oil well) re-completion
 recopilador de trabajos de sísmo, seismograph recorder
 recorrer el afloramiento de un estrato y cartografiarlo, (geol) to walk a bed
 recorrido, route, path, travel, run
 — a carrera de una válvula, valve travel
 recortadora, (saw mill) trimmer
 recorte, (w) kerf
 recristalización, recrystallization
 rectángulo, rectangle
 rectificadora, (ref) stripper tower, (mech) (elec) rectifier; (t) tool dresser, grinder
 — de tubería de revestimiento, casing roller
 rectificadora, hone
 — de válvulas, valve grinder
 rectificar, to rectify; (cylinder) to rebore; to true; up
 recto, straight
 recuesto, (min) dip
 recuperación, recovery
 — primaria de petróleo, primary oil recovery
 — secundaria de petróleo, secondary oil recovery
 recuperación del petróleo, (A) oil recovery
 recuperador de acetita, oil reclaiming
 red, network
 — de triángulos, triangulation net
 redaza, beaker
 redondo, round
 reducción, (all senses) reduction; reducer; step-down
 — del diámetro de una tubería, bottlenecking
 — de doble engranaje, double gear reduction

— de engranajes, gear reduction
 — doble, double reduction
 — (es) macho y hembra, (p) box and pin substitute
 reducir, to reduce
 reductor, reducer, choker
 — ahusado, tapered reducer
 — concéntrico, concentric reducer
 — cóncavo excéntrico, eccentric tapered reducer
 — de la presión, pressure reducer
 — de presión en dos etapas, two-stage pressure reducer
 — excéntrico, eccentric reducer
 reembolso, (com) reimbursement
 reemplazable, removable
 reemplazo, replacement
 refinación, refining
 — a base de solventes, (ref) solvent extraction process
 — a tubo y tanque, tube-and-tank refining process
 — ácida, acid refining
 — con ácido, acid refining
 — con furfural, furfural refining
 — de petróleo, petroleum refining
 — de residuo de petróleo, sludge conversion process
 — por el método de fase de vapor, vapor-phase refining
 — por lotes, (ref) batch distillation
 refinado, raffinate
 refinar, to refine
 refinaria, refinery
 refujo, ebb, obb tide
 reformar, to reform; to mend, amend, improve; to reorganize, reconstruct
 reforzadas, (mech) booster
 refracción, refraction
 refracción doble, (geoph) double refraction
 refractario, apyrous, refractory, fire-resistant
 refractividad, refractivity
 refractómetro, refractometer
 rebrador de válvulas, valve grinder
 refrigerador, cooler
 refrigerante, refrigerant, cooling mixture
 refringencia, refringency, refringency, refractivity
 refuerzo, reinforcement; (top) abutment
 backing, bracing, castings, aide
 — (s) de las patas de la base de perforación

cita, relay
 regalía, royalty
 regar, to spray
 regeneración, regeneration
 — de la solución doctor, regeneration of doctor solution
 regenerador, regenerator
 régimen de carga, rate of charge
 región, region, area
 — con yacimientos de petróleo comprobados, proven area
 — fronteriza, (V) foreland
 — petrolífera, oil zone
 regional, regional
 registrar, (drilg) logging; to register; to record, to enroll
 registrador, (mech) recorder
 — de flujo, flow recorder
 — de gravedad, gravity recorder
 — de oxígeno, oxygen recorder
 — de tiempo, timer
 — de tiro, furnace damper, draft recorder
 registro, search, inspection, examination; registry, census, registration; record, enrolment, entry; log book; record book; register book; (mech) air hole, furnace register
 — de mano, handhole
 — de tiro, draft damper
 — eléctrico, (drilg) electric log
 — electrográfico de un pozo, electric well survey
 — electrónico, electron logging
 — fotográfico, photographic recording
 — galvanométrico, galvanometric registration
 — gráfico del subsuelo, well log
 — o informe diario de perforación, well log
 — Schlumberger, Schlumberger log
 — sísmico, seismic; recording
 — sísmográfico, seismograph log, seismic recording
 regla, rule, scale; straightedge, level board, screed board
 — de cálculos, slide rule
 — de las fases, phase rule
 — de medir, measuring rule
 regla, (geol) dip stick
 regresión, (geol) regression
 regresivo, retrogressive

regulación de las válvulas, valve timing
 regulador, regulator, governor, controller; throttle valve
 — automático, automatic controller
 — centrífugo, (A) ball governor, centrifugal regulator, centrifugal governor
 — de agua de alimentación, boiler feed water regulator
 — de alimentación de combustible, fuel control
 — de bolas, ball governor
 — de combustible, fuel regulator
 — de contrapesos esféricos, (A) ball governor
 — de contrapresión, back-pressure regulator
 — del enfriamiento, cooling control
 — de flujo, flow controller
 — de intensidad de luz, dimmer switch
 — de la llama de prueba, test flame regulator
 — de nivel para líquidos, liquid level controller
 — del oxígeno, oxygen regulator
 — de la presión, pressure regulator, pressure controller
 — de la presión del gas, gas-pressure regulator
 — de temperatura, temperature regulator
 — de tiro, (furnace) damper, draft damper
 — de la velocidad de la bomba, pump governor
 — de velocidad del motor, engine speed governor
 — de voltaje, voltage regulator
 — de volante, fly-wheel governor
 — hidráulico, hydraulic regulator
 — reductor de la presión, pressure reducing regulator
 — registrador neumático, air-operated recording regulator
 regular, (v) to adjust, to regulate, to govern; (a) regular, methodical, orderly; ordinary, fairly good
 rehabilitar, to recondition, overhaul
 rehervidor, (mech) reboiler
 rejilla, grid; grill; grating; rack; bar screen
 rejilla protectora de radiador, radiator screen
 rejuvenecimiento, (geol) rejuvenation

relación, ratio, relation; report
 — ácido-petróleo, acid oil ratio
 — de amplitudes, amplitude ratio
 — de la caída de potencial, potential drop ratio
 — de carbono, carbon ratio
 — de compresión, compression ratio
 — de engranaje, gear ratio
 — de expansión, expansion ratio
 — del reciclo, (U) (ref) recycle ratio
 — de reposo, (ref) recycle ratio
 — de velocidades del eje tracción, rear axle ratio
 — gas-petróleo, oil-gas ratio
 relai, relay, electric relay
 relaves, (min) tailings
 relevador, electric relay
 relevamiento, (A) survey
 — de mapas o planes, mapping
 relevo, a relief, a shift; relief man
 relieve, (n) (mech) relief
 rellenamiento de huecos redondeados en una roca, segregation
 relleno, (w) pad, filling, (n) backfill
 — de cascajo, (drilg) gravel packing
 rellenar, to backfill
 reloj de bolsillo, watch
 reloj de segundos muertos, stop watch
 reluctancia, (geoph) reluctance
 reluctancia magnética, magnetic reluctance
 remachado en caliente, hot riveting
 remache, rivet
 remanente, remanent
 remanso, backwater
 remate de la tierra, mast head
 remate de la perforación, (n) (std & drilg) tailing-in
 remendar, to patch, repair
 remesa, (com) remittance
 remoción de la tubería, (derrick) laying-down pipe
 remolcador, tow boat, tug boat
 remolcar, to tow
 remolino, eddy, whirlpool; whirlwind; (min) pocket of ore; swirl
 remolque, towing
 — de cuatro ruedas, four-wheel trailer
 — de plataforma baja, lowboy truck
 — de tirante, pole trailer
 — en tandem, tandem trailer
 — para tubería, pipe trailer
 — tipo oruga, track-type trailer

removable, removable
 rendimiento, yield, duty, output, efficiency; revenue, earnings
 — de calor, heat duty
 — de viscosidad, viscosity yield
 — térmica, thermal efficiency
 — total, overall efficiency
 renovable, renewable
 renovación, renewal, replacement
 renovar, renew
 renta, rent
 resaca, rheocha; separation, repair; reparation
 separar, rework, repair
 separar, to recondition, overhaul
 repase, (ref) recycle, recycling, reciclo; revision, re-examination; review (of a lesson)
 reparación, work-over job
 repetición, (lab) repeatability
 — de los capos, (geol) repetition of beds
 reposición, replacement
 represa, reservoir
 representante, representative
 representar, to represent
 represión, (A) repressuring
 reproducción, (lab) reproductibility
 repuesto, repair part, spare part
 repulsión magnética, magnetic repulsion
 resaca, (A) surf
 resaca, projection, salient; offset; (hyd) deflector sill; (surv) offset, (mech) (carp) shoulder
 resaturar, resaturate
 resbalamiento, (pulley) slippage
 resbalar, slip
 reserva, reserve
 resguardo, (inst) (n) guard; shelter; (com) collateral, clearance
 resguardado del aceite, oiltight
 residual, residual
 residuo, residue, sludge; residuum, residue
 — bottoms
 — corto, (ref) short residuum
 — de fondo, bottom product
 — de resudación, sweet residue
 — surtido, (ref) long residuum
 —(s) de fondo de tanque, (petroleum) bottom settlings [h.s.]
 —(s) de fondo de la tierra, lower bottoms
 resina, resin
 resinoso, resinous, gummy

- resistencia, resistance, strength, (mech) resistance, resistor, ballast; (mech) endurance
- al cisallamiento, shearing strength
 - al corte, shearing strength
 - al flajo, (steel) creep strength resistance
 - a la presión en frío, (va) cold working pressure [CWP]
 - a la rotura, breaking strength
 - a la tensión, tensile strength
 - a la transmisión de calor causada por la suciedad, fouling resistance
 - al viento, (derrick) wind load capacity
 - de electrodo, electrode resistance
 - eléctrica, electric resistance
 - específica, specific resistance
 - magnética, magnetic resistance
 - tensora, (M) tensile strength
- resistente, strong, resistant.
- resistividad, resistivity
- de la tierra, soil resistivity
 - eléctrica, electric resistivity
- resolución, resolution, decree
- resorte, (steel) spring
- de embrague, clutch spring
 - de válvula, valve spring
- respiradero, vent valve, breather, air inlet, air valve
- de tanques, tank vent
- respirador, respirator
- restaurar la presión en un yacimiento, repressuring
- resustitución, replacement
- restos orgánicos, organic remains
- resudamiento de la parafina, (ref) wax sweating
- resumidero, sump
- retarda, retardation
- retén, retainer, pawl, catch, dog, fastener, (magnet) keeper
- de aceite, oil seal
 - de cojinete, bearing retainer
 - de grasa, grease retainer
- retención, retention
- retenedor de aceite, oil retainer
- retenedor de cemento, (dry) cement retainer, cementer, cementing packer, cementing tool
- retén de a guy
- retículo, (surv met) cross hairs
- retinilla, resinlike
- retiro de la tubería, (derrick) laying down pipe
- retoria, retort
- retractable, retractable
- tranca, brake
- retardo, retardation
- de fase, phase lag
- retrator, to photograph
- retroactivo, retroactive
- retrolectura, (surv) back sight
- retrotaponamiento, the plugging back of an oil well
- retrotaponar, (oil well) to plug back
- retrovisual, (top) back sight
- seventón, (dry) blowout; explosion; (geol) (min) outcrop
- reversible, reversible
- revestido, lined
- de metal, metallized, metal lined
 - o cubierto de acero, steel clad
 - con cemento, cement lined
- revestidor, (dry) casing, liner
- auxiliar, (dry) liner
 - auxiliar ciego, (dry) blank liner
- revestimiento, (mech) facing
- de cuero, leather facing
 - de embrague, clutch lining, clutch facing
 - de fricción, friction facing
 - de gualta, gunite lining
 - del freno, brake facing, brake lining
- revestimiento, (-a), laggins
- revestir, to line, to face, to surface, to coat
- la punta de una l'arra, to tip
- revolución, (geol) revolution; (mech) revolution
- (-os) por minuto, revolutions per minute, R.P.M.
- revólver, gun
- revoque, (dry) filter cake, mud cake
- resumadero de petróleo, oil seep
- ría, (geol) ria
- ribera, shore, beach; riverbank
- riesgo, risk
- de incendio, fire hazard
- rigidez, rigidity
- rigolera, rigolone
- rio, river, stream
- antecedente, antecedent stream
 - abate, downstream

- riolita, rhyolite
- ripio, drill cuttings
- risco, cliff, crag, bluff
- roca, rock, stone
- ácida, acid rock
 - alterada, altered rock
 - apartada, outlier
 - asfáltica, asphaltic rock, albertite
 - atapada, (geol) horse
 - autoclástica, autoclastic rock
 - clásica, clastic rock
 - cristalina, crystalline rock
 - de basamento, (geol) basement rock
 - de concha, shell rock
 - determinante, (geol) key rock
 - extrusiva, extrusive rock
 - esquistosa, schistose rock
 - extraña, outlier
 - filoniana, (geol) dike rock
 - fresca, (Col) (geol) ledge
 - ígnea, igneous rock
 - intermediaria, mesosilicic rock
 - intrusiva, intrusive rock
 - madre, (geol) parent rock, country rock
 - metasedimentaria, metasedimentary rock
 - plutónica, plutonic rock, abyssal rock
 - productiva, reservoir rock
 - sedimentaria, sedimentary rock
 - superficial, extrusive rock
 - trapeciana, trap rock
 - virgen, (geol) (M) ledge
 - viva, (geol) ledge
 - volcánica, volcanic rock
- (-a) abiscales, abyssal rocks, plutonic rocks
 - (-a) de origen eólico, eolian rocks
 - (-a) extrusivas, extrusive rocks
 - (-a) mesosilicicas, mesosilicic rocks
 - (-a) metágneas, metaigneous rocks
 - (-a) metamórficas, metamorphic rocks
 - (-a) petrolíferas, source rocks
 - (-a) productivas de petróleo, source rocks
 - (-a) protogénicas, protogenic rocks
 - (-a) vecinas, adjoining rocks, country rock, wall rock
- rocalla, (A) stratified pebbles
- rociada, (n) spray
- rociador, sprayer

- rocia, (n) spray
- rodajas, (A) (geol) gravel
- rodaja, castor; sheave
- rodilla, knee; (V) ball joint
- rodillo, a roller
- sin costura, seamless roller
 - tensor de cadenas, chain idler
 - (-a) laminadores, laminating rollers
 - (-a) para tubería de revestimiento, casing dollies
 - (-a) transportadoras, carrying rollers
- rodocrusita, rhodochrosite
- rodolita, rhodonite
- rojo, red
- de pulcr, crocus
- rol, (M) jolly
- roldana, pulley, sheave; washer; spool insulator; (C) tackle block
- aisladora, (elec) insulator spool
 - a polea de acanalado múltiple en V, multiple V-belt sheaves
 - de mazobra, snatch block
 - de poleas de corona, (derrick) crown sheave
 - libre, dangling sheave
 - para correa trapezoidal V-belt sheave
- rombohedro, rhombohedral
- rompecollares, collar bustler
- rompecuellos, collar bustler
- rompeolas, breakwater, jolly
- romper, to break
- en pedajas, shatter
- rosca, thread; nipple; (M) nut; (Spain) (Col) arch ring
- cruzada, crossthreading
 - de ángulo agudo, sharp thread
 - de paso izquierdo, left hand thread
 - derecha, right hand thread
 - de tubería, pipe thread
 - en dos series, (dry pipe) tow-alter thread
 - redonda, round thread
 - roscado, threaded
- rosca de tubo, pipe threader
- rosadora, pipe and bolt machine
- de tubo, pipe-threading machine
- rotación, rotation
- rotar, rojar
- en circuito corto, (elec) squirrel cage
 - o inducido de lazo, (elec) squirrel cage
- rotura, breaking, fracture, rupture

separator
 — de agua, steam scribber, steam trap
 — de gas, gas separator
 — de gas y petróleo, gas-oil separator
 — de las placas de un acumulador, battery plate separator
 — de viscosidad, (ref) viscosity breaker
 septa, (geol) septum
 sequera, (geol) geost
 séquito de filón, (geol) vein accompaniment
 sereno, watchman
 sericita, sericite
 serie, serial, series
 — aromática, aromatic series
 — cíclica de hidrocarburos, cyclic series of hydrocarbons
 — de disparos basamento arriba, (geoph) up-dip shooting
 — dioléfinica, diolefin series
 — homóloga, homologous series
 — nafténica, naphthene series
 — olefínica, olefin series, ethylene series
 — parafínica, paraffin series
 serpenteo, (p in) slack
 serpentín, (p) coil
 — calentador provisto de camisa de agua, water-jacketed coil heater
 — de enfriamiento, chilling coil
 — de expansión, expansion coil
 serpentina, serpentine
 serranía, (A) ridge
 serrucha, saw
 — calador, coping saw
 — común, hand saw
 — de punta, compass saw
 — para ojo de cerradura, keyhole saw
 servicio, service; duty
 — de barco volandero, (com) tramp service
 — de conservación, preparación o mezcla del lodo, mud handling service
 — de transporte por expresa, express service
 servidumbre de para, right-of-way
 servomotor, servomotor
 sesgado, skew
 usage bias, obliqueness, slope, skew
 pseudomorfismos, pseudomorphs
 pseudostratificación, pseudostatification

pseudomorfismos, pseudomorphs
 pseudomorfismo, (geol) pseudomorphism
 shonkilita, shonkinitite
 stal, (geol) stal
 sicilense, (geol) Sicilian
 siderita, siderite
 sienita, (geol) syenite
 sienita nefelina, nepheline syenite
 sierra, (l) saw; (geol) a mountain range
 — caladora, jig saw
 — circular, circular saw
 — circular de torno, bench saw
 — de calados, fret saw
 — de contornear, sweep saw
 — para metales, hacksaw
 — sin fin, band saw; belt saw
 sifón, siphon (p) trap
 — cuello de cisne, geosneck siphon
 — de purga, siphon bleeder
 sigilaria, sigillaria
 signo óptico, optic sign
 signos convencionales, (maps) legend, conventional signs
 silenciador, sound damper, muffler
 — de motor, exhaust arrester, engine muffler
 — de la válvula de escape, exhaust silencer
 silenciar el escape, to muffle
 silicato, silicate
 sílice, silica
 silíceo, siliceous
 silicio, silican
 sillimanita, sillimanite
 silla, (V) (va) valve seat; (p in) welding saddle
 — para mantener a nivel instrumentos medidores, meter levelling saddle
 — soldable, welding saddle
 silleta para tubos, pipe saddle
 siluriano, (geol) Silurian
 silúrico, (geol) Silurian
 símbolo, symbol
 simétrico, symmetric
 simple, simplex, single
 simultaneidad, synchronism
 sinclinal, (a) synclinal, (n) syncline
 — compuesto, synclinorium
 sinclinatorio, synclinorium
 sincrónico, synchronous
 sincronismo, synchronism

sincronización, synchronization, timing
 — de las válvulas, valve timing
 sincronizador, timer
 sindicato obrero, labor union
 sinéptico, (geol) syngenetic
 sinquía cristalográfica, crystallization systems
 síntesis, synthesis
 síntesis orgánica, organic synthesis
 sintético, synthetic
 sin variación, (geoph) zero slack
 sísmica aplicada, (A) seismic recording
 sísmico, seismic
 sísmo, (A) earthquake
 — de dislocación, (A) tectonic earthquake
 — de foco somero, shallow focus earthquake
 — final, (A) after-shock
 — preliminar, (seis) fore-shock
 — precursor, (A) preliminary seismic wave
 — tectónico, (A) tectonic earthquake
 sísmógrafo, seismograph
 — de dos componentes, two-point seismograph
 — eléctrico, electric seismograph
 — electromagnético, electromagnetic seismograph
 — para movimientos fuertes, strong-motion seismograph
 — sísmométrica, seismometer seismograph
 sísmograma, seismograph log, seismogram, seismographic record
 — (s) de temblores lejanos, teleseismic records
 sísmología, seismology
 sísmólogo, seismologist
 sísmómetro, seismometer
 sistema, system
 — estático, astatic system
 — de cable, (drig) cable system
 — de circulación, circulation system
 — de cloración, chlorination system
 — de conexión, hookup, linkage
 — de disolvente para la extracción de parafina, oil-wax-solvent system
 — de electrodo de expansión, expanding electrode system
 — de empalme del freno, brake linkage
 — de enfriamiento, cooling system
 — de falla, fault system
 — de inyección de agua a cuatro pozos por medio de un quinto, (prod) "five spot" flooding system
 — de inyección de agua a seis pozos por conducto de un séptimo pozo, con el fin de producir el petróleo por presión hidráulica, seven-spot flooding system
 — de mecanismo móvil en un gravimetro, moving system
 — de oleoductos recolectoros, loop-gathering system
 — de perforación a percusión, percussion system of drilling, drilling with cable tools, drilling with standard tools, cable drilling system
 — de regeneración del catalizador, catalyst regenerating system
 — de tubería que recoge en serie la producción de un grupo de pozos, loop-gathering system
 — hidrográfica, river system
 — métrica, metric system
 — múltiple de bombeo de pozos, multiple well pumping system
 — para descarte del cisne, sludge disposal process
 — ternario, (math) ternary system
 situar, to locate
 smithsonita, smithsonite
 sobrecalentamiento, (U) overheating
 sobrecalentar, superheat
 sobrecarga, overcharge, overburden, overload; surcharge; (A) live load
 — de un acumulador, battery overcharge
 sobrecebado, overprimed
 sobremango de flaca, (p) mope
 sobremedida, oversize
 sobrepeas, excess weight
 sobresaturado, supersaturated
 sobrestante, boss, foreman
 socavamiento, (geol) undermining, washout
 socavar, to undercut, to undermine
 socavón, tunnel
 socio, member, partner
 soda, soda
 soda cáustica, caustic soda
 sodafita, sodalite
 sodio, sodium
 — plúmbico, sodium plumbite
 sol, sun; (Paraguay coin) sol

solapada, (geol) overlapped
 soldadura, lap
 soldar, (n) lot, lot
 soldador, welder; soldering iron
 -- eléctrico, electric welder
 -- de cobre, soldering copper
 soldadura, welding; soldering; solder;
 welding compound, a weld; (geol) co-
 alcescence
 -- al arco, arc welding
 -- al arco con corriente continua, direct
 current arc welding
 -- al arco de carbón, carbon arc weld-
 ing
 -- al arco de carbón protegido, shielded
 carbon arc welding
 -- al arco metálico, metal arc welding
 -- al arco metálico protegido, shielded
 metal arc welding
 -- a estufa de tubo de estufa, (p in) stove
 piping
 -- a giratubo, roll welding
 -- al martillo, hammer welding
 -- a presión, pressure welding
 -- a puntos o puntada, tack welding
 -- a ras, flush weld
 -- al sego, scarf weld
 -- a solapa, lap weld
 -- a tope, butt weld
 -- a tope, de resistencia y por recalzen-
 tamiento, resistance flash butt weld-
 ing
 -- autógena, autogenic soldering, (U)
 oxyacetylene welding
 -- automática, automatic welding
 -- con acetileno, acetylene welding
 -- con latón, bronze, brazing
 -- con oxiacetileno, oxyacetylene weld-
 ing, gas welding
 -- cóncava, concave fillet weld, convex
 fillet weld
 -- continua, continuous weld
 -- convexa, convex fillet weld
 -- de acetileno, gas welding
 -- de aluminio, aluminum solder
 -- de bisel, bevel weld
 -- con oxiacetileno, oxyacetylene weld-
 ing, gas welding
 -- de chafón, bevel weld
 -- de chafón cuadrado, square groove
 weld
 -- de chafón en L, I groove weld

-- de chafón en U, U groove
 -- de costura, seam weld
 -- de cuña, plug weld
 -- de fusión, fusion weld
 -- de impacto, percussive welding
 -- de obturación, seal weld, bead weld
 -- de puntada, tack weld
 -- de puntos, spot weld
 -- de ranura doble, double groove weld
 -- de ranura sencilla, single groove
 weld
 -- de recalentamiento, flash weld
 -- de resalto, projection weld
 -- de resistencia, resistance welding
 -- de retroceso, back-step welding
 -- de rodeo, (w) bell-hole welding
 -- de sold. poke welding
 -- de tapón, plug weld
 -- de tejido, (w) weaving
 -- de termita, thermit welding
 -- de tope, jam weld
 -- de tubería en secciones de dos juntas,
 double jointing
 -- de tubería junta a junta, (p in) stove
 piping
 -- de un solo cordón, stringer bead,
 bead weld
 -- de urdimbra, (w) weaving
 -- eléctrica, electric welding
 -- en ángulo, concave fillet weld, con-
 vex fillet weld
 -- en ángulo, intermitente y alternada,
 staggered intermittent fillet weld
 -- fuerte, brazing
 -- fuerte al arco, arc brazing
 -- fuerte eléctrica, electric brazing
 -- intermitente, intermittent weld
 -- manual, manual welding
 -- oblonga, slot weld
 -- oxiacetilénica, acetylene welding
 -- oxidídrica al arco, atomic hydrogen
 welding
 -- por puntos, spot welding
 -- preliminar en la que se suelda la
 unión en varios puntos para comple-
 tar la soldadura más tarde, tack
 welding
 -- puntada, tack weld
 -- semiautomática al arco metálico,
 semi-automatic metal arc weld
 -- sin presión, non-pressure welding
 soldar, to weld, to solder, to braze, to sweat

537
 -- a puntos, spot welding
 -- con latón, to braze
 -- en fuerte, to braze
 solera, sill, solepiece; (carp) wall plate;
 (hyd) invert; a steel flat (M) floor
 tile; (rd) curb
 -- de frente, nose sill
 -- inferior, (const) sill, soleplate
 sollicitación, (mech) stress
 sollicitar, (v) to apply
 sollicitud, (com) application
 sólido, solidity
 sólido, solid
 solidificación, solidification
 solifusión, solifluction
 soltar, release, to loosen, let go.
 solubilidad, solubility
 soluble, soluble
 solución, solution
 -- a mínimos cuadrados, least square
 solution
 -- coloidal, colloidal solution
 -- de aceite para cilindro, cylinder stock
 solution
 -- de almidón para indicador, starch in-
 dicator solution
 -- de iodato potásico, potassium iodate
 solution
 -- de jabón, soap solution
 -- doctor, (rel) doctor solution
 -- jabonosa, (A) soap solution
 -- normal, normal solution
 soluto, (n) solute
 solvente, solvent
 -- neutro, solvent neutral
 sombreado, (drawing) hatching, shading;
 hatchures
 sombrear, (drawing) to shade
 sombrerete, (mech) bearing cap; (va) bon-
 net; hood; cap; coping; cowl; driving
 cap for piles
 sombrero protector, protective hat, safety
 hat
 somero, shallow
 sonda, (geog) sound; (drig) (A) drill, bit;
 -- sounding rod, sounding line
 sondeo, a boring; a sounding; (A) (U) drill-
 ing; (A) (U) a well
 -- acústica, (geoph) echo sounding
 sonógrafo, sonograph
 soplador, blower
 -- centrifugo, centrifugal blower
 -- de chorro, jet blower
 -- de tréquad, large blower
 soplete, blowtorch, welding torch, blow-
 pipe
 -- cortador, cutting torch
 -- de aire, blowtorch
 -- de pintura, (U) paint gun
 -- eléctrico, electric blow-pipe
 -- oxiacetilénico, oxyacetylene blow-
 pipe, acetylene torch
 -- para soldar, (A) welding torch
 soplete inverso, blow-back
 soporte, stand; support; bearing, standard
 -- cilíndrico, shaft hanger
 -- del tambor de manobras, (A) call
 wheel post
 -- para tubos, tube support
 -- universal, (lab) ring stand
 -- el del balancín, center irons
 sordina, sound damper
 soda, soda
 sostén, support
 -- de barra de desenganche, (pumping
 rods) bar-type knocker post
 -- de cojinete, bearing bracket
 -- de fricción, (pumping rods) rub post
 -- de oscilación graduable, adjustable
 swing
 -- de pared, wall hook
 -- de rodillo, roller type rod line carrier
 -- del termómetro, thermometer clamp
 -- de varillas de tracción, pull-rod car-
 rier
 -- de ventilador, fan bracket
 -- oscilante, swing
 -- suspendido para varillas de tracción,
 pull-rod hold-down
 sótano, basement; (oil well) basement
 sotavento, leeward
 estándar, standard
 suavando, (V) swabbing
 suavear, (V) (oil well) to swab
 suavizador, (cable) dope
 suavizador de agua, water softener
 subcapilar, subcapillary
 subestrato, (A) (geol) sole
 subestructura, substructure
 subgerente, assistant manager
 subida del metal al castarse, scattering
 sublimación, sublimation
 submarino, submarine
 subproducto, by-product

subyacente, underlying
 subsecuente, subsequent
 subacuera, subcill
 subsuelo, subsoil, subsurface
 substancia química para regenerar el agua, water-treating chemical
 saturación no saturada, unsaturated
 substitución, substitution, replacement
 substitución metamórfica, (geol) metamorphism
 subyacente, underlying
 succión, suction
 sucre, (coin) sucre
 sucursal, (com) branch office
 sudeste (SE), southeast
 sudoeste (SO), southwest
 sudoeste cuarta al oeste (SO ¼ al O), southwest by west
 sudoeste cuarta al sur (SO ¼ al S), southwest by south
 sudeste cuarta al este (SE ¼ al E), southeast by east
 sudeste cuarta al sur (SE ¼ S), southeast by south
 suelda, salary
 suidara, (str) dolly
 sulche, electric switch
 sujetador, fastener, clip, clamp, anchor
 — de la bomba de inserción, insert-pump anchor
 — de cable ajustable, slack holder
 — del cable de acero al balancín, wire-line-type beam hanger
 — de guía para soldar collares en tubos, collar welding jig
 — del tipo de estaca o de cable, link-type beam hanger
 — de las varillas de bombeo al balancín, (pumping jack) beam hanger
 — hecho de cable de acero, (pumping jack) wire line hanger
 sulfato, sulphate
 — de cobre, copper sulphate, bluestone
 — de dialcilo, dialkyl sulfates
 — de sodio, sodium sulphate
 — dimétilo, dimethyl sulfate
 sulfonación, sulfonation
 sulfuración, sulphuration
 sulfúrico, sulphuric
 sulfuro, sulfide
 — alquílico, alkyl sulphide

— de butilo-a (butilo normal), n-butyl sulfide
 — de propilo-a (propilo normal), n-propyl sulfide
 sulfuroso, sulphurous
 suma, sum, total
 — total, total amount
 sumario, summary
 sumergido, underwater, submerged
 sumersión, submergence, immersion
 sumidero, sink hole; sump, catch basin, cesspool
 suministro, supply
 superalimentador, supercharger
 supercalor, superheat
 supercapilar, supercapillary
 supercarbúranos, antiknock fuels
 supercompresor, supercharger
 superficial, superficial
 superficie, surface, face, area
 — de caldeo, heating surface
 — de cojinete, bearing surface
 — de desgaste, wearing surface
 — de dislocación, fault plane
 — de fracturación, (geol) fracture plane
 — del símbolo, piston area
 — de nivel, niveau surface
 — de resudación, sweating surface
 — equipotencial, equipotential surface
 — isotérmica, isothermal surface
 — terrestre, earth's surface
 — (a) de deslizamiento, (geol) (A) slickensides
 superfraccionamiento, superfractionation
 superfraccionador, superfractionator
 supergas, (A) (U) liquefied petroleum gas
 superintendente, superintendent
 superior, upper
 superposición, superposition, (geol) overlap
 — de estratos, (geol) superposition of strata
 superpuesto, superimposed, imbricated
 supersaturación, supersaturation
 superplata, (V) shims
 — para llave de herramientas, tool-wrench liner
 supresor, suppressor
 — de ácido, acid inhibitor
 sur, south
 surcamento, (geol) furrowing
 surco, furrow
 surcos, (A) (geol) rills

sur cuarta al sudeste (S ¼ al SE), south of east
 sur cuarta al sudoeste (S ¼ al SW), south by west
 sur-oriente, southeast
 sursudoeste (SSE), south southeast
 sursudoeste (SSO), south southwest
 surtidor, jet, spray nozzle, spout; filling station
 — auxiliar del carburador, (mot) accelerating well
 — de gasolina, service station
 susceptibilidad, susceptibility
 susceptibilidad magnética, magnetic susceptibility
 susozilo, sussexile

T con salida lateral, side-outlet T
 T con toma auxiliar lateral, side-inlet T
 T de reducción, reducing tee; reducing T
 T para soldar, welding tee
 tabique, partition
 — de baldosa para desviación, tile baffle
 — desviador para calderas, boiler baffle
 — interceptor, baffle wall
 tabla, a board; table, tabulation
 — ajustadora del vástagos pulido, adjuster board
 — de conversión, conversion table
 — de dibujar, drafting board
 tablero, lumber
 — tablero, (ins) board; switchboard; (carp) panel
 — de avisos, bulletin board
 — de control, control board
 — de dibujar, drafting board
 — de instrumentos, instrument panel, panel board, dashboard
 tabular, (s) tabular, tabulate
 tachuela, tack
 taco, wad; plug, bung; chock, (blasting) stemming, tamping
 — de limpiador, pig; pigging
 — de rienda, (A) deadman
 tacómetro, tachometer

suspensión, suspension
 — en tres puntos, three-point suspension
 — macroscópica, macroscopic suspension, coarse suspension
 suspensor, hanger; beam hanger
 — de tubería de revestimiento, casing suspender
 — de tubo, tube hanger
 — o colgador de varillas de bombeo, sucker-rod hanger
 — para varillas cónicas a la cabeza del balancín, mule-head hanger
 — (es) del tubo de producción, tubing hangers
 sutura, (geol) suture

T

tajamar, breakwater, jetty; (Ch) sea wall;
 (A) basin
 tajataboa, casing ripper
 taladro, to tap
 taladro, drill, auger, bit; drilled hole, bore;
 (Col) rig
 — de pecho, breast drill
 — eléctrica, (shop) electric drill
 — para explosivos, blast hole
 talcita, talcite
 talco, talc
 taller, shop, mill, workshop
 — de laminación, rolling mill
 — mecánica, machine shop
 talud, slope, batter, talus
 — de corte, (rd) back slope
 — exterior de la cuneta, (rd) back slope
 tambaleo, wobble
 tambor, barrel; drum, reel
 — de cable de perforación, bull reel
 — del cable del sacatestigo, (drig) casing reel
 — del cable de la tubería de producción, call reel
 — de cable de la tubería de revestimiento, casing reel
 — de la cinta de registro gráfico, chart drum
 — de frenaje, (mech) snubber
 — del freno, brake drum

- del malacate de horquillas, bull wheel spool
- de mandobra, (A) call wheel
- de perforación, (A) bull wheel
- doble, double drum
- para el cable de la cuchara, sand-balling reel, sand-line reel, sand-line spool
- simple, single drum unit
- tanda, (rel) batch, turn, rotation, task, gang of men
- tangencial, tangential
- tanque, tank, reservoir
- aseptador, settling tank
- compensador, volume tank, surge tank
- con heno, (prod) hay tank
- con techo de expansión, expansion roof tank
- con techo de pontones, pontoon roof tank
- con techo flotante, breather roof tank
- de acero empunado, bolted steel tank
- de acero remachado, riveted steel tank
- de aire comprimido, air receiver, tank for compressed air
- de almacenamiento, storage tank
- de almacenamiento de presión, pressure storage tank
- de asentamiento, gun barrel
- de captación, flow tank
- de compensación, floating tank, surge tank, balance tank
- de equilibrio, surge tank
- de fondo cóncavo, dish-bottom tank
- de lodo de vuelta, mud return tank
- de medición de petróleo, oil gage tank
- de crear, (rel) (M) flash drum
- de prueba, test tank
- de radiador, radiator tank
- de techo flotante, (U) pontoon roof tank
- de tratamiento, treating tank
- depurador de aire, scrubber
- igualador, balance tank, floating tank, surge tank
- inyector de ácido, (rel) acid tank, acid blow case
- medidor, gage tank

- evajado para almacenar ácidos, acid case, acid tank
- para gas, gas holder, gasometer
- receptor de aire, air receiver, tank for compressed air
- aséptico, septio tank
- (s) de petróleo, oil storage tank
- tanque, tank
- tapa lid, cover, cap, cylinder head; (p) cap
- de cojinete, bearing cover, bearing shell
- de depósito, tank cap
- de embrague, clutch cover
- de galleta, filler cap
- de galleta de radiador, radiator filler cap
- de la cabeza flotante, (heat exchanger) floating head cover
- de radiador, (auto) radiator cap
- de seguridad, safety cover
- flotante, floating head
- guardapolvere, dust cup
- o cubría de resorte de válvula, valve spring cover
- tapadero, plug, stopper
- tapar, to cover, to plug
- un pozo, to cap a well
- tapón, stopper, plug; bulkhead, stopple
- ciego, bull plug
- de cementación, cementing plug
- de dardo insertado por medio del fluido, pump-down dart plug
- de drenaje, drain plug
- de elevadores, elevator plug
- de evacuación, drain plug
- de huevo, (V) bull plug
- de purga, drain plug
- de retención para tubería de revestimiento, casing bridge plug
- de seguridad, safety plug
- de tubería de revestimiento, casing plug
- flotante, floating plug
- fundible de seguridad, fusible plug, soft plug
- hexágono, fuse plug
- hexagonal cuadrado, hexagon head plug
- intermedio, (drlg) bridge plug
- para pozo improductivo, dry-hole plug
- puente inferior, lower bridging plug

- puente superior, upper bridging plug
- tapar, to clog, to plug
- taquímetro, speed indicator, speed recorder, stadia
- tarifa, (n) tariff, rate
- área, (com) air rate
- de flete marítimo, ocean rates
- de fletes, freight rates
- de oleoductos, pipe-line rates
- tarifa, (drlg, p) rack
- para tuberías, pipe rack
- tasa, valuation, rate, rating
- tasación, (com) appraisal
- taxitas, (geol) taxites
- taza de enchufe, socket bowl
- tarzo, bowl
- de agarre, (fishg t) catch bowl
- de combustible, (rel) fuel bowl
- de pañeta, insert bowl, spider, slip bowl
- de mordaza, (fishg t) catch bowl
- de pesca, catch bowl
- techo, roof
- en arco suspendido, suspended arch roof
- flotante, floating roof
- levadizo, (tanks) lifting roof
- técnico, technician
- teclitas, (geol) tektites
- tectónico, tectonic
- tehríta, tephrite
- teja, roof tile
- tejido de alambre, screen wire
- tejuelo, pillow block
- teja, cloth, fabric
- de asbesto, asbestos cloth
- esmeril, emery cloth
- metálica, screen wire, wire cloth
- metálica del colador sacudidor, shaker screen
- teleclímetro, teleclinometer
- telegrafar, (com) to wire
- telegrama, (com) wire, telegram
- teleindicador, telegage, telegauge
- telemetro, telemeter
- teleregistrador, remote recorder
- neumático, air-actuated remote recorder
- telescopio, telescope
- telúrico, telluric
- telúrico, tellurium
- tumbler, earthquake

- a poca profundidad, shallow earth-quake
- de tierra, tremor
- local shallow earthquake
- tectónica, tectonic earthquake
- (es) cercanos, nearby shocks
- (es) previos, (geoph) fore-shock
- tempo de hielo, iceberg
- temperatura, temperature
- absoluta, absolute temperature
- crítica, critical temperature
- del vapor, vapor temperature
- de reacción, (chem) reaction temperature
- de salida, outlet temperature
- de vaporización, vaporization temperature
- final de destilación, end-point
- límite, end point
- media, mean temperature
- normal, normal temperature
- pulsatoria, pulsating temperature
- tempestad o perturbación magnética, magnetic storm
- templa, (P) batch
- templado al aceite, oil tempering
- templado de barrenas, hardening of bits
- templar, to temper, quench
- temple, temper, tempering, hardening
- temple superficial, case-hardening
- tenacillas o pinzas para cápsulas, (lab) crucible tongs
- tenacillas o pinzas para vasos, (lab) beaker tongs
- tenazas, tongs, pliers, cutters, nippers, pin-cers
- a cadena, ball-weevil tongs, chain tong
- o llaves de montaje, make-up wrench
- o llave para tubería de producción, tubing tong
- para estabamiento, tubing tongs
- para perforación rotatoria, rotary tongs
- para transportar tubería, carrying tongs
- para tubería, pipe tongs
- tandel, chait line; bed of mortar, mortar joint
- tendencia, tendency; trend, drift
- tendencia directiva horizontal, (geoph) horizontal directive tendency

ténder, (tr) tender
 tensión, tension
 — de vapor, (A) vapor pressure
 — electrostática, electrostatic stress
 — electromagnética, electromagnetic stress
 — interfacial, interfacial tension
 — mecánica, mechanical stress
 — superficial, surface tension
 tensor, tumbuckle
 teñir, to tinge, to dye; to stain
 teodolito, theodolite, transit
 teorema, theorem
 — de Bernoulli, Bernoulli's theorem
 teoría, theory
 teoría del rebote o reacción elástica, elastic rebound theory
 terciario, tertiary
 termal, thermal
 térmico, thermal
 terminación a dos zonas, (driq) dual completion
 terminación de pozos en varias zonas, multiple zone well completion
 terminal, terminal
 termita simple, (w) plain thermal
 termoclinal, thermocline
 termocupla, (A) thermocouple
 termodinámica, thermodynamics
 termófono, thermophone
 termómetro, thermometer
 — a resistencia eléctrica, electric resistance thermometer
 — con tubo de vidrio graduado, etched stem glass thermometer
 — de máxima, (A) maximum thermometer
 — de mínima, (A) minimum thermometer
 — de prueba, test thermometer
 — eléctrico, electrothermometer
 — máximo, maximum thermometer
 — mínimo, minimum thermometer
 — para bajas temperaturas, low range thermometer
 — para el aceite, oil thermometer
 — para el baño, bath thermometer
 termopermutador, (ref) (V) heat exchanger
 termosisión, thermosiphon
 termóstato, thermostat
 termo-regulador, thermo-regulator
 torreta, pipe and bolt machine, threader
 — de trinqueta, ratchet stock and die

— manual, hand operated threader
 — mecánica, threading machine
 — para roscar madera, devil
 — y dadas, tap and dies, stock and dies
 — y lehras de roscar, tap and dies
 terraplón, (geol) terreplain, terrace; mound; ombankment; earth fill, earthwork
 — aluvial, alluvial terrace
 terraza, (geol) terrace
 — cortada por la acción desgastante de las olas del mar, wave-cut terrace
 — formada por la acumulación de sedimentos traídos por las olas del mar, wave-built terrace
 terremoto de foco profundo, deep focus earthquake
 terreno, land, ground, soil, terrain
 — con posibilidades de petróleo, prospective oil land, prospective area
 — con yacimientos de petróleo comprobados, proved oil land
 — desigual, unlevelled land
 — desnivelado, unlevelled land
 terrestre, terrestrial
 territorio, territory
 teschomacherita, teschermacherite
 teschenita, teschenite
 tesorería, treasury
 tesorería nacional, national treasury
 tesorero, treasurer
 testigo, (geol) sample, specimen; (surv) a reference point; (leg) witness
 — lateral, (driq) wall core
 tetracíclico, tetracyclic
 tetractoruro de carbono, carbon tetrachloride
 tetracosano, tetracosane
 tetradecadieno (1,4-tetradecadieno), 1,4-tetradecadiene
 tetradecadino (6,8-tetradecadino), 6,8-tetradecadiene
 tetradecano, tetradecane
 tetradeceno, tetradecene
 tetradecino (1-tetradecino), 1-tetradecyne
 tetraetilo, tetraethyl
 — de plomo, tetraethyl lead
 tetraogonal, tetragonal
 tetrahexáctano, tetrahexactane
 tetrahidrobenceno, tetrahydrobenzene, cyclohexene
 tetrahidrodifenileno, (1,2,3,4-tetrahydrodiphenyl), 1,2,3,4-tetrahydrodiphenylene

tetrametilbutano (2,2,3,3-tetrametilbutano), 2,2,3,3-tetramethylbutane, tetramethyl-ethane
 tetrametildodecano (2,6,7,11-tetrametildodecano), 2,6,7,11-tetramethyldodecane
 tetrametilicosano (4,8,13,17-tetrametilicosano), 4,8,13,17-tetramethylicosane
 tetrametileno, tetramethylene
 tetrametilileno, tetramethylethylene
 tetrametilheptano (2,2,3,3-tetrametilheptano), 2,2,3,3-tetramethylheptane
 tetrametilhexadecano (2,6,11,15-tetrametilhexadecano), 2,6,11,15-tetramethylhexadecane, crocelane
 tetrametilhexano (2,2,3,3-tetrametilhexano), 2,2,3,3-tetramethylhexane
 tetrametiloctano (2,2,7,7-tetrametiloctano), 2,2,7,7-tetramethyloctane
 tetrametildimetilheptadecano (2,6,11-16-tetrametilo-9-(2,6-dimetiloctil) 9-heptadecano), 2,6,12,16-tetramethyl-9-(2,6-dimethyloctyl) 9-heptadecane
 tetrametilpentano (2,2,3,3-tetrametilpentano), 2,2,3,3-tetramethylpentane
 tetrapentacotano, tetrapentacotane
 tetratetracontano, tetratetracontane
 tetraatriacontano, tetraatriacontane
 tetravalencia, tetravalence
 tetraivalente, tetravalent
 textura, (met) grain; (geol) texture
 — pegmatita, (geol) pegmatite texture
 — fluidal, (geol) (A) flow-structure
 tiempo, time; (atmosphere) weather; (motors) cycle
 — consumido en la extracción de testigos, (driq) coring time
 — de intersección, (geoph) intercept time
 — de origen en el foco, (geoph) focal out time
 — de propagación, (geoph) propagation time, running time, (seis) travel time
 — de propagación calculada, calculated travel time
 — de propagación de las ondas sísmicas, time of transmission of earth waves
 — de reacción, (ref) soaking time
 — de retardo, time delay
 — de viaje, (naut) turnaround time
 — fluidal, (log) fluidal time
 — observado, observed time
 — vertical, (geoph) vertical time

— vertical en el punto de diagra, (geoph) uphole time
 — (s) de propagación observada, observed travel times
 tienda de campaña, canvas house, tent
 tiesto, bell facing
 tierra, ground, earth, soil, land, dirt (elec) ground; (geog) globe, earth
 — absorbente, absorbent earth
 — adámica, (geol) adamic earth
 — baja, lowland
 — de aluvión, bottom land, alluvia, (geol) estuarine deposit
 — de Fuller, Fuller's earth
 — de la soldadura, welding ground
 — diatomosa, (geol) diatomaceous earth, diatomite
 — firme, (geol) land mass
 — floja, loose earth
 — pantanosa, fen land
 teso, (cable) tight, taut, stiff
 tizera, (A) (driq) jar; shear; sawbuck; small ditch
 — de pesca, (A) (at tools) lifting jar
 — de holatazo, snipe
 — golpadora, jar bumper
 tilita, (geol) tillite, boulder clay
 timbre fiscal, fiscal stamps, government stamps
 timón, steering wheel
 tinguaita, tinguaite
 tinella, tinolite
 tinta de dibujo, India ink
 tinte, dye
 tiofeno, thiophene
 tiofeno, thiophene
 tiorizador, thionizer
 tiosulfato, thiosulphate solution
 tipo, type
 — de descuento, (com) discount rate
 — de pulverizador, nodulizer
 tirabuzón, corkscrew
 tirafonda, lag screw
 traque, (mech) draft
 trazo, (mech) brace, stay, tie rod, truss rod; (at) drawing, pulling, drawn, kept; stretched; straddled; (geol) pressing
 tra, (mech) draft; (surv) (A) course; (bauling) shot
 — de extracción, exhaust drive

— de chimenea, stack draft
 — forzada, forced draft
 — hacia abajo, down-draft convection
 — inducido, induced draft
 titanita, titanite
 filtración, filtration
 título, (leg) title to property; professional degree; (com) certificate, bond; head-line, caption; title
 título de propiedad, title
 tiroterapia, tyrotherapy
 tiza, chalk
 tuba, (A) tuff; sinter
 — calcárea, (geol) travertine
 — de cenizas, vitric tuff
 tolueno, toluene, diphenylacetylene
 tolerancia, (mech) allowance, clearance, permissible discrepancy; tolerance
 tolueno, toluene, methylbenzene
 — crudo, toluol
 — sin refinar, toluol
 tolva, hopper, bin
 toma, (elec) outlet; water tap; intake
 — de fuerza, power take-off
 tomafuera, power take-off
 tomamuestras, oil thief
 tómbola, (geol) tombolo
 tonelada, ton
 — bruta, gross ton
 — larga, long ton, (L.T.) [L.n.], gross ton
 — métrica, metric ton
 tonelaje, tonnage
 topacio, topaz
 tope, (n) (mech) stop; butt; lug; bumper, buffer; butt end
 topografía, topography
 topográfico, topographic
 topógrafo, surveyor
 topógrafo estamográfica, stamograph surveyor
 topotipo, (paleo) topotype
 torca, (geol) sand gill
 torcedura, twist
 — o nudo en el cable de acero, wire-ropo kink
 — de un cable, kink
 torcido, (n) strand; lay; (a) twisted; warped
 torzalento, warp
 tormenta de nieve, snowstorm
 tormenta magnética, magnetic storm
 tornado, tornado
 torallanca, bridge wall

torapunta, spreader, braco, strut, spur
 — (a) del poste del molacote, bull wheel braces
 — de los postes de la rueda motora, lock braces
 tornillo, screw, bolt; vise
 — alimentador del arrete, ram locking screw
 — alimentador o regulador, temper screw, feeding screw
 — cabeza cónica, flat head screw
 — de ajuste, adjusting screw; setscrew
 — de anclaje, anchor bolt
 — de Arquimedes, Archimedean screw
 — de avance, (A) (drig) temper screw
 — de banco, vise
 — de banco para tubos, pipe vice
 — de cabeza, capscrew
 — de cabeza cilíndrica, fillister head screw
 — de cabeza embutida, countersunk head screw
 — de cabeza fresada, countersunk head screw
 — de cabeza redonda, round head screw
 — del compás de alfiler, gradienter screw
 — de empaquetadura, packing screw
 — de fijación, holder clamp; lock screw, staybolt, setscrew
 — de máquina, machine bolt
 — de mariposa, wing-screw
 — de presión, lock screw
 — de retia, setscrew
 — de separación y refuerzo, staybolt
 — graduador, setscrew
 — para madera, wood screw
 — para metales, machine screw
 — remachado, anchor bolt
 — sin fin, screw conveyor, endless screw, worm
 — tangente de alidada, tangent screw
 — tralado, lag screw
 — transportador, screw conveyor
 torniquete, turnbuckle; turnstile
 torno, (drig) cathead; drum, reel; lathe, hoist, hoisting engine; (A) vise
 — auxiliar, cathead
 — auxiliar automático, automatic cat-head
 — auxiliar de enrosque y desenrosque, (drig) spinning cathead

— del cable del aplicador, (drig) hauling reel, sand reel
 — de las laves, (drig) washout cat-head
 — de las tuberías de producción, (drig) cat-head wheel
 — mecánico, engine lathe
 torpedeambrío, torpedoing, dynamiting (sala) shooting
 — o dinamitación de un poste, shooting a well
 torre, tower; (ref) tower, column; (drig) derrick
 — de absorción, absorption tower, absorption column
 — de burbujas, (ref) bubble tower, bubble column
 — de contacto, (ref) contactor column
 — de destilación empacada, (ref) packed tower
 — de destilación fraccionaria, (ref) fractionating column, fractionating tower, stabilizing column
 — de destilación por expansión instantánea, (ref) flash chamber, flash drum, flash tower
 — de destilación primaria preliminar, (ref) preliminary charge stabilizer, pre-flash tower
 — de destilación relámpago, (ref) (V) flash tower, flash drum, flash chamber
 — de desviadores, baffle tower
 — de enfriamiento, cooling tower
 — de expansión primaria, primary flash tower
 — de extensión, telescoping derrick
 — de extensiones enchufadas, telescoping derrick
 — de fraccionación, stabilizing column, fractionating column
 — de fraccionamiento, fractionating tower
 — de lavado con agua, water wash tower
 — depuradora, wash tower
 — desgasificadora, degasser tower
 — desisobutanizadora, deisobutanizer tower
 — desmetanizadora, demethanizer tower
 — empacada, packed tower
 — enfriadora, (ref) cooling tower

— estabilizadora, stabilizing column, fractionating column
 — evaporadora, evaporator tower
 — plegadiza, telescoping derrick
 — portátil de perforación, portable drilling rig, portable derrick
 — retiracadora, (ref) stripper tower
 — torres, derrick man
 — torreta, turner, twist, torque
 — vertical, vertical
 — (sala) shooting
 — total, total, sum
 — total de crecidas en tránsito, (com) general average
 tráfico, traffic
 traba, lock
 traba de vapor, vapor lock
 trabajadora, (drilling rig) finger board
 trabaja, work
 — pesada, heavy duty
 trabar, (wheel) to lock
 trabazón, (str) the wed of a truss; (masonry) bond
 tracción, (n) traction, pull; hauling; (mech) tension, tensile stress
 tractor, tractor oil
 — de remolcador, tow tractor
 — grúa, pipe layer, boom tractor
 — guinche, (A) boom tractor
 — aruga, caterpillar tractor
 — flotatubo, (tractor) pipe layer, boom tractor
 tractorina, tractor oil
 tráfico, traffic
 traganie, (fumace) flue; smoke breaching
 trailla, (rd) scraper
 — acarreadora, carryall scraper
 — de arrastre, drag scraper
 — volcadora de arrastre, (road machy) roll-over scraper
 tramo, bay, span, panel; (stairs) flight; (boll) strand; (tr) block; a length, stretch
 — suplementaria, (p in) loop
 trampa, (geol) trap; (p) trap
 — con flotador de bota, ball float trap
 — de agua, steam trap, drainator
 — de agua de expansión, expansion steam trap
 — de arena, sand trap
 — de gas, gas trap

— de bombas. (A) engine arrester, flame arrester
 — del raspapubos. (p ln) scraper cap
 — de vapor. (U) steam scrubber, steam trap
 — depuradora de gases de horno, blast trap
 — estratigráfica. (geol) stratigraphic trap
 — tipo cubeta, bucket trap
 transferencia de calor, heat transfer
 transformación amoclástica. (geol) deformation without shearing
 transformador, transformer
 — eléctrico, electric transformer
 transgresión. (geol) transgression
 transgresivo. (geol) overlapping
 tránsito, transit, traffic
 translúcido, translucent
 transluciente, translucent
 transmisión, transmission
 — de contramarcha, reverse drive
 — de contramarcha o retroceso, reversing transmission
 — de engranaje interno, internal gear transmission
 — de inversión, reversing transmission
 — de marcha atrás, reversing transmission
 — en ángulo recto, right angle drive
 — por cadena, chain drive
 — por correa en V, V-belt drive
 — sin multiplicación, even step transmission
 transmisiones, shifting
 transmisor, (elec) transmitter
 — del momento de torsión, torque converter
 — de torsión, torque converter
 transmitir, transmit
 transmisor de la fuerza que causa el movimiento de torcedora, torque converter
 transparente, transparent
 transportador. (drawing) protractor
 — de ángulo, bevel protractor
 — mecánico, conveyor
 transporte, transportation
 transversal, transverse
 transverso, transverse
 tranvía, tramway, street car
 — aéreo, aerial tramway
 traquita, trachyte

traquita, trachyte
 traza, (geol) trace
 tratado al calor, heat-treated
 tratado con un solvente, solvent treated
 tratamiento, treatment
 — ácido-amoniacal de la madera, acetol-ling
 — al calor, heat treating
 — con ácido, acid treatment
 — doctor, (ref) doctor treating
 — hipoclorítico, hypochlorite treatment
 — por el método de fase de vapor, vapor-phase treating process
 — térmico, heat treating
 — térmico para reducir los esfuerzos, stress relief heat treatment
 tratar, to treat
 travertino. (geol) travertine
 travesaño, cap, header, spreader, batten, crosspiece, bolster; (C) crosstie; cross-rail of a planer, floor beam of a bridge; (chain) stud bolt
 — de cadenas, stud bolt
 travesero alzapostas, gin pole
 traviesa, crosstie; batten, cap, header, sill; crossarm
 trayectoria, trajectory
 — de la onda sísmica, path of seismic ray
 — de tiempo mínima, minimum time path
 — braquisto-croalca, (geoph) brachistochronic path
 — lineal, linear travel
 trazado, line, route, location; traverse
 — de un poligonal, traverse survey
 trazar, to plan, to locate, lay out, design, draw
 traza. (n) (drawing) trace
 trébedes. (lab) ring tripod
 tremolita, tremolite
 tren rodante, running gear
 trenzado, (cable) (M) lay
 trepadora, climber
 trépano, (A) bit
 — de extensión, (A) extension bit
 triacotano, triacotane, myricyl
 triacoteno, triacotene
 triangulación, triangulation
 triangular, triangular
 triángulo, triangle; (elec) mesh
 triásico, Triassic

tribunal, tribunal
 tributario, (geol) tributary
 tricíclico, tricyclic
 triclinico, (crystallography) anorthic, triclinic
 tricosadileno (10, 13-tricosadileno) 10, 13-tricosadilene
 — sadiene
 tricosano, tricosane
 triceno, tricosene
 tridecano, tridecane
 tridecadieno (1, 12-tridecadieno) 1, 12-tridecadiene
 trideceno, tridecene
 trideceno (2-trideceno), 2-tridecene
 trielitetradecano (5, 7, 8-trielitetradecano) 5, 7, 9-trielitetradecane
 trimestre, quarter
 trimetilbenzono (1, 2, 3-trimetilbenzono) 1, 2, 3-trimethylbenzene, hemimellit-hene
 trimetilbenzono (1, 2, 4-trimetilbenzono) 1, 2, 4-trimethylbenzene, pseudocumene
 trimetilbenzono (1, 3, 5-trimetilbenzono) 1, 3, 5-trimethylbenzene, mesitylene
 trimetilbicicloheptano (1, 7, 7-trimetilbicicloheptano) (1, 1, 3)heptano-1) (1, 7, 7-trimethylbicyclo-(1, 1, 3)heptane-1, a-pinene)
 trietilbicicloheptano (1, 7, 7-trimetilbicicloheptano-(1, 2, 2)), (1, 7, 7-trimethylbicycloheptane-(1, 2, 2)). See camphene
 trimetilbutano (2, 2, 3-trimetilbutano) 2, 2, 3-trimethylbutane; triptane
 trimetildecano, (2, 5, 8-trimetildecano) 2, 5, 8-trimethyldecane
 trimetildodecano (2, 6, 10-trimetildodecano) 2, 6, 10-trimethyldecane
 trimetilheptano (2, 2, 3-trimetilheptano) 2, 2, 3-trimethylheptane
 trimetilhexadecano (4, 8, 12-trimetilhexadecano) 4, 8, 12-trimethylhexadecane
 trimetilhexano (2, 2, 3-trimetilhexano) 2, 2, 3-trimethylhexane
 trimetilisobutildodecano (2, 6, 11-trimetilisobutildodecano) 2, 6, 11-trimethyl-9-isobutyldecane
 trimetiloctano, (2, 3, 7-trimetiloctano) 2, 3, 7-trimethyloctane
 trimetilpentano (2, 2, 4-trimetilpentano) 2, 2, 4-trimethylpentane, isocane
 triqueso, pawl, dog; ratchet, trip finger
 triplo, triplex

trípoda, tripod
 triptano, triptane, 2, 2, 3-trimethylbutane
 tetracotano, tetracotane
 tetracoteno, tetracotene
 trituradora, crusher, shredder
 trocha, tread
 trompa, (V) (casing) swedge nipple
 trozo, squib
 troquel, die
 truncamiento. (geol) truncation
 tsunami, tsunami
 tubería, pipe; piping; tubing
 — acodada en la fábrica, factory bend pipe
 — adaptada, fabricated piping
 — de adorno, (M) casing
 — de barro vitrificado, vitrified glazed clay pipe
 — de la bomba a los tanques, lead line
 — de carga, penstock
 — de costura espiral, spiral-welded casing
 — de disparo, (V) tubing, flow pipe
 — de expansión, expansion line
 — de flujo, flow pipe
 — de perforación para enroscar en ca-liente, shrink thread drill pipe
 — de producción, (drig) tubing; flow line
 — de revestimiento, casing
 — de revestimiento de acero sin costura, seamless-steel casing
 — de revestimiento de junta Box, flush-joint casing
 — de revestimiento de junta tipo Boston, Boston inserted-joint casing
 — de revestimiento del hoyo lateral de un pozo, (drig) surface pipe
 — de revestimiento Real, (drig) water string, oil string
 — de revestimiento intermedia, intermediate casing, water casing
 — de revestimiento sin rosca, plain-end casing
 — de transporte, pipe line
 — intermedia de revestimiento, intermediate casing string
 — antipresión, extra heavy pipe
 — para gas, gas line
 — para productos refinados, products pipe line
 — plástica, plastic pipe

-- prefabricada, prefabricated piping
 -- sin costura, seamless tubing
 -- soldada, welded pipe
 -- usada, used pipe, reclaimed pipe
 -- vástago, drill pipe, griet slam
 tubo, pipe, tube
 -- abollado por el uso impropio de las
 cañas de acero, slip-crushed pipe
 -- acodado, elbow pipe
 -- aislante para cables eléctricos,
 electric wiring conduit
 -- alimentador de gas, gas feeding line
 -- al vacío, vacuum tube
 -- ascendente, ascending pipe, riser
 -- ascendente del respiradero, vent riser
 -- Bourdon, Bourdon tube
 -- cacarandado, pitted pipe
 -- caído, (fish) collapsed pipe
 -- calado, (V) perforated liner, perfor-
 ated pipe, screen pipe, slotted pipe;
 (V) (drilg) sand screen
 -- colador, screen pipe, slotted pipe, per-
 forated pipe, (drilg) liner; (drilg) sand
 screen
 -- colador revestidor de fondo, perforat-
 ed liner
 -- colador rodeado de grava para evitar
 que la arena se filtre en el poro
 gravel-packed liner
 -- condensador, condenser tube
 -- conducto, electric conduit
 -- conductor, (drilg) conductor pipe
 -- conductor del aceite lubricante, oil line
 -- con extremos exteriores de mayor
 espesor, (p) external upset ends, ex-
 ternal upset pipe
 -- del aceite, oil-line tube
 -- de admisión, intake pipe
 -- de agua, water pipe
 -- de aleación, alloy pipe
 -- de alimentación, feed inlet
 -- de alimentación de combustible, fuel
 feed pipe
 -- de aspiración, (furnace) draft tube;
 (pump) suction pipe
 -- de bajada, down pipe, downspout
 -- del colector de gas, boot vent
 -- del combustible, fuel line
 -- de convección, convection tube
 -- de cuarzo, quartz tube
 -- de descarga, eduction pipe
 -- de espacio, test tube

-- de entrada, penstock
 -- de escape, exhaust line, eduction pipe
 -- de estufa, stove pipe
 -- de expulsión, eduction pipe
 -- de extremos lisos, plain-end pipe
 -- de fondo, tail pipe
 -- de fuego, boiler tube
 -- del gas, gas line
 -- de inmersión, dip pipe
 -- de la manguera, (drilg) standpipe
 -- de lavado, (fishg. U) wash pipe
 -- del lodo, mud line, mud conveyor
 -- de perforación orientada, oriented
 drill pipe
 -- de porcelana, porcelain tube
 -- de rebosa, overflow duct
 -- de recalcado interior, internal upset
 pipe
 -- de resalte interior, internal upset pipe
 -- de seguridad, thistle tube
 -- de sobrealimentación, supercharging
 pipe
 -- de subida, riser
 -- de succión, suction pipe
 -- de vapor, steam line
 -- distribuidor, distribution line, manifold
 -- embudado, thistle tube
 -- empalmado con soldadura al tope,
 butt-welded pipe
 -- en E, gooseneck
 -- en U, U tube
 -- flexible, flexible pipe
 -- indicador, (bo) gage glass
 -- interior, (auto) tire tube
 -- macarrón, macaroni tubing
 -- múltiple, manifold
 -- múltiple de la bomba del lodo, slush
 pump manifold
 -- mullado por las tenazas o llaves,
 tong-crushed pipe
 -- perforado en el taller, (drilg) shop-
 perforated pipe
 -- Pitot, Pitot's tube
 -- productor, tubing
 -- rayado, rifled pipe
 -- rectangular de ventilación, air box
 -- reductor de inserción, bean
 -- relevado con nervaduras, fluted tube
 -- revestidor, (drilg) liner
 -- revestidor auxiliar perforado, perforat-
 ed liner
 -- revestidor de fondo, (drilg) liner

-- revestidor de la ratonera, rat-hole pipe
 -- revestidor sin perforaciones, (drilg)
 blank liner
 -- separador de gas, flume
 -- sin costura, seamless pipe
 -- sin perforaciones laterales, blank pipe
 -- sin punzadura, (drilg) blank pipe
 -- sin soldadura, seamless pipe
 -- soldado en espiral, spiral pipe, spiral-
 welded pipe
 -- venturi, Venturi tube
 -- vertical, standpipe
 -- (s) radiantes, radiant tubes
 tuboscopio, (inspection instruments) tuby-
 scope
 tubular, tubular
 fuerza, nut; (p) lock nut
 -- castillo, castellated nut
 -- ciega, acorn nut
 -- con salientes, horned nut
 -- cuadrada, square nut
 -- de ajuste de cojinete, bearing adjust-
 ment nut
 -- de ajuste del vástago, stem adjusting
 nut
 -- de aletas, wing nut
 -- de corona, castellated nut
 -- de eje, axle nut

-- de la espiga, shank nut
 -- de alas, wing nut
 -- de seguridad, jam nut, lock nut
 -- estrizada, knurled nut
 -- hexagonal, hexagonal nut
 -- mariposa, wing nut, butterfly nut
 -- ovalada, acorn nut
 tufa, tuff
 tumor, (geol) (A) dome
 túnel, tunnel
 tungsteno, tungsten, wolframite
 tungsteno fundido, cast tungstene
 turba, (geol) turf, peat
 turbera, (geol) peat bog
 -- emergida, (geol) upland moon
 -- en forma de domo, (geol) upland moon
 turblera, turbidity
 turbina, turbine
 -- de engranaje, gear turbin
 -- de vapor, steam turbine
 turbión, (A) shower
 turboacelerador, turboaccelerator
 turbocompresor, turbocompressor
 turbogenerador, turbogenerator
 turbonital, turbonite, oil shale
 turbosoplador, turboblower
 turbulencia, turbulence
 turulingense, Thuringian
 turmalina, (geol) tourmaline

U

ubicación, location
 ubicación dentro del área probada del
 campo, inside location
 ubicar, (well) to locate
 último filete de una rosca, last-engaged
 thread
 -- ultramicrometro, ultramicrometer
 umbral continental, (geol) (A) swell
 una revolución de 180 grados, half-turn;
 180°-revolution
 undecano, undecane
 undecadecimo, (l. 10-undecadecimo), l. 10-
 undecadecimo
 undecadecimo (l. 10-undecadecimo), l. 10-un-
 decadecime
 undeceno, undecene
 un giro de 180 grados, half-turn; 180°

revolución
 unidad, unifacial
 unidad, a unit
 -- C.F.R., C.F.R. fuel-testing unit
 -- combinada, (mot) compounding unit
 -- de bombeo a motor, power pumping
 unit
 -- de bombeo con balancín, beam pump-
 ing unit
 -- de bombeo con cadenas reductoras
 de la velocidad, chain-reduction
 pumping unit
 -- de bombeo contrapesada neumática-
 mente, air-balanced unit
 -- de bombeo con poleas reductoras de
 la velocidad, belt-reduction pumping
 unit

— de conversión, conversion unit
 — de cuadrante, dial unit
 — de destilación al vacío, vacuum distilling unit
 — de enfriamiento, cooling unit
 — de fuerza, power unit
 — de perforación de control automático, automatic drilling-control unit
 — de potencia, power unit
 — de repaso a presión para destilados, (ref) pressure distillate rerun unit
 — Eotvos, Eotvos unit
 — gravimétrica, gravimetry unit
 — para redestilación, (ref) rerun unit, rerun plant
 — térmica, thermal unit
 — térmica británica, British thermal unit [B.T.U.]

unificación, unification; (mech) (prod) unification

unificar, to unify; (mech) (prod) to utilize

uniformar, to standardize

uniforme, uniform

uniformidad, uniformity

unión, joint, coupling, connection; (p) union

— abocerdada de tubería vástago, counterbored tool joint

— a brida, flanged union

— acodada, (p) elbow

— acodillada, toggle joint

— articulada, knuckle joint

— con borde de bronce, bronze-flanged fitting

— de brida, flange union

— de calor, heat unit

— de charnela, hinged joint

— de circulación, circulating joint

— de diámetro exterior a ras para tubería de perforación, external flush tool joint

— de diámetro interior a ras para tubería de perforación, internal flush tool joint

— de espiga y caja, tongue-and-groove-joint union

— de instalación rápida, quick-change union

— de lavado, wash joint

— de quillapúa, cutoff coupling

— de reducción, reducing coupling

— de rosca, threaded joint

— de rosca para tubería de revestimiento, casing coupling

— de tubería vástago, tool joint

— de tubería vástago de diámetro exterior a ras, external flush tool joint

— de tubería vástago de diámetro interior a ras, internal flush tool joint

— de tubería vástago de diámetro interior uniforme, (dril) full hole tool joint

— de tubería vástago de doble conexión macho, double pin tool joint

— de tubería vástago empalmada en caliente, shrunk on tool joint

— desprendible, release couple, backoff joint

— embridada, flanged union

— esférica, ball union

— en T, T-joint

— flexible, flexible coupling

— giratoria, swivel

— giratoria para perforadora rotatoria, rotary swivel

— o acoplamiento de tubos, pipe coupling

— piloto, pilot joint

— provista de orejas para ajuste a martillazos, hammer-lug union

— pulimentada, ground-in-joint, ground-joint

— rectificada, ground-in-joint, ground-joint

— rosca, threaded joint

— soldada, welded joint

— sustituta, sub

— sustituta para tubería de producción, tubing sub

— sustituta para vástago de válvulas, valve rod sub

— T, T-joint

— universal, universal joint

uña, claw, paw, grouser, lug; fluke of an anchor; tang

utíl, tool

utilidad, profit

vaciadero, (foundry) gate; sluiceway; dump; well; slop sink

vacar, to empty; to cast, to pour; to dump

vacío, void, vacuum, empty

vacuo, vacuum

vacuómetro, vacuum gage

vagón, car, freight car

— tanque, tank car

vaguada, car load, truck load

vaguada, (A) (river) talveg; channel, water-course

valencia; valence

valía, valuation, value, worth

válido, valid

valla, fence, barricade; hurdle; barrier

valle, valley

— antecedente, (geol) epigenetic valley

— colgante, (geol) (Col) hanging valley

— de drenaje, (geol) water gap

— de fractura, tectonic valley

— de el desierto, desert valley

— en un desierto, (geol) desert valley

— epigenético, epigenetic valley

— senil, old-age valley

— subsecuente, subsequent valley

— tectónico, tectonic valley

— transversal, transverse valley

valor, value

— de gravedad en la estación de base, (gravimetric surv) base value

— de la referencia a la base, (top) base

Ue

— neutralizador, neutralization value

valva, (of a mollusc) (A) shell

válvula, valve

— accionada por un flotador, float-operated valve

— acodillada, angle valve

— a la culata, valve in head

— amortiguadora, damping valve

— angular, angle valve

— apagadora de solda, muffler

— atornillada, screwed valve

— con cámara de vapor, steam-jacketed valve

— controladora de la circulación, (dril) circulating head

— de abate, (V) standing valve

— de acción rápida, quick-opening valve

— de admisión, admission valve, intake valve

— de aguja, needle valve

— de aire, air valve

— de aletas, butterfly valve

— de alivio, pressure relief valve, safety valve, relief valve

— de alivio a resorte, spring loaded relief valve

— de alivio de la presión, pressure relief valve

— de altas presiones, extra heavy valve

— de arranque, (gas lift) kick-off valve

— de arriba, (V) traveling valve

— de asiento chato, flat seat valve

— de asiento plano, (U) poppet valve

— de bola y asiento, ball-and-seat valve

— de boya, float valve

— de campana, cup valve

— de caba, (pump) priming valve

— de charnela, swing check valve, flap valve, hanging valve

— de cierre, stop-check valve

— de cierre automático, cutoff valve

— de cierre para emergencia, emergency stop valve

— de coda, angle valve

— de compoundaje, compounding valve

— de compuerta, (dril) collar control gate, sluice gate valve

— de contrapresión, back pressure valve

— de control, control valve, blowout preventer, master gate, control head

— de control tipo de diafragma, diaphragm control valve

— de copa, cup valve

— de corona, crown valve

— de corredera, piston valve, slide valve

— de cruz, cross valve

— de dardo, dart valve

— de derivación, by-pass valve

— de drenaje, sluice gate valve, draw-off valve

— de desahogo, relief valve

— de descarga, discharge valve, flow valve, exhaust valve, blowoff valve

— de descarga con pasados rompihilo

- abear-relief valve
 de derivación, bypass valve
 de diafragma, diaphragm valve
 de disco con movimiento vertical, poppet valve
 de disparo, pop valve
 de doble asiento, double seat valve
 de escape, exhaust relief valve, blow-off valve, relief valve
 de esclusa, (U) gate valve
 de estrangulación, throttle valve
 de expansión, expansion valve
 de gase, hanging valve
 de hierro de barras, bar stock valve
 de jaula, crown valve
 de lengüeta, feather valve
 de maniobra, pilot-operated valve
 de manómetro, gage valve
 de mariposa, butterfly valve
 de movimiento vertical, lift valve
 de obturador de manguito, mushroom valve, poppet valve
 de paso, line valve, shut off valve, flow valve
 del pito, whistle valve
 de punta de aguja, needle point valve
 de purga, blowoff valve
 de purga de la bomba del lodo, mud pump release valve
 de purga para la tubería de producción, tubing bleeder
 de reducción, reducing valve
 de relevo, compounding valve
 de retención, check valve
 de retención a bisagra, swing check valve
 de retención a bola, ball check valve
 de retención acodillada, angle check valve
 de retención de la empaquetadura, packing check valve
 de rosca, screwed valve
 de salida, outlet valve
 de seguridad, pressure relief valve, safety valve, relief valve
 de seguridad con resorte descubierta, exposed spring pop safety valve
 de tapón, plug valve, kelly cock
 de tapón suelto, drop valve
 de tres pasos, three-way valve
 de vástago hueco, hollow stem valve
 de la zapata de cementación, bridge ball
 embreadada, flanged valve
 en la culata, valve-in-head
 esclusa, sluice gate valve
 esclusa de emergencia, emergency gate valve
 esclusa de vástago estacionario, non-rising stem gate valve
 esférica, globe valve
 excitadora, kick-off valve
 excitadora de presión, actuating pressure valve
 fija, standing valve
 flotante para tubería de perforación, drill-pipe float
 gibratoria, butterfly valve
 intermitente, intermitter valve
 intermitente de la bomba de fondo de pozo, bottom intermitter
 intermitente de control, surface-controlled intermitter
 maestra, (A) master valve
 maestra, (drig) control valve, blowout preventer, master gate, control head
 móvil, traveling valve
 para combinación de bombas en serie, compounding valve
 para soldar, welding rod
 piloto, pilot valve
 plana de cuchara, flat valve batter
 reductora, reducing valve
 reductora de la presión, pressure reducing valve
 reguladora de flujo, flow valve
 reguladora de vacío, vacuum relief valve
 soñadora de la empaquetadura, packing release valve
 viajera, traveling valve
 caliente insertado de —, valve insert
 vanadio, vanadium
 vano, opening
 vapor, steam, vapor
 de agua, water vapor
 de escape, exhaust steam
 desaperforante, (ref) stripping vapor
 recalentado, superheated steam
 vivo, live steam
 vaporizante, vaporimeter
 vaporización, vaporization
 en el instante de equilibrio, equilib-

- brisa flash vaporization
 instantánea, (ref) flash vaporization
 por cocheras, (ref) batch vaporization
 relámpago, (V) (ref) flash vaporization
 vaporizante, vaporizer
 vara, a rod, pole, staff
 o palo de medir la profundidad penetrada por la barrena, (drill measuring stick)
 variable, variable
 variación, variation
 lateral, (geol) lateral variation
 magnética, magnetic variation
 normal, normal variation
 oscilar, (geoph) oscilar variation
 textural, textural variation
 (es) admisibles, (surv) permissible variations
 (es) diurnas, (geopt) diurnal variations
 (es) proporcionadas, proportionate variations
 variador, variator
 varilla, rod, bar, stem
 antraválvula, Garbutt rod
 corta, pony rod
 del acelerador, accelerator rod
 de bombeo, sucker rod, See varilla de succión
 de bombeo sustituta, sucker-rod sub
 de succión, (pump) sucker rod
 de empuje, push rod
 del freno, brake rod
 de mando, operating rod
 de mando del freno, brake actuating rod
 de tracción, (pumping system) pull rod
 de válvula, valve rod
 excéntrica, eccentric rod
 Garbutt, Garbutt rod
 graduada, gauging pole,
 medidora, (oil tanks) gaging pole
 varo, varve
 vaselina, vaseline, petroleum jelly
 vasija, receptacle, vessel
 de combustión, (lab) combustion boat
 de filtro, (ref) filter bowl
 vaso, basin, reservoir; vessel, receptacle
 abierto, (lab) open cup
 cóncavo con verdadero y pico, conical beaker with lip and spout
 de succión, graduated beaker with lip and double spout
 pistón, stem, shank, rod, spindle
 de barrenos, auger stem, drill stem
 del pistón, piston rod
 del pulcra de la cuchara, sand-reel teach
 de válvula, valve stem
 pulido, (pump) polished rod
 varímetro, watt meter
 vatio, watt
 vector magnético, magnetic vector
 vector principal de gravedad, gravity gradient
 vega, (geol) (A) arbor take
 vegetación, vegetation
 vejez, old age
 velocidad, speed, velocity
 aparente, apparent velocity
 aparente basamental, abate, (geoph) down-dip apparent velocity
 baja sin carga, idle speed
 crítica, critical velocity
 de agitación, stirring speed
 de intervalo, (geoph) interval-velocity
 del cable, line speed
 del flujo, flow rate
 de penetración, rate of penetration
 de perforación de la barrena, cutting rate
 de propagación, (geoph) propagation velocity
 instantánea, instantaneous velocity
 intermedia, intermediate speed, intermediate gear
 lineal, linear velocity
 media, average velocity
 periférica, peripheral speed
 promedio, mean velocity
 sísmica, seismic velocity
 verdadera, true velocity
 velocímetro, speed indicator, speedometer
 venenoso, (com) to become due
 vencimiento, (com) expiration
 vendedor, seller, salesman
 veneno, poison
 venenoso, poisonous
 venoso, (mining) pay seam
 venilacileno, vinylacetylene. See butelino
 venilciclopenteno (1-venil-1-ciclopenteno), 1-vinyl-1-cyclopentene

venta, (com) sale; selling; marketing; road side inn
 — a granel, bulk sale
 — al contado, (com) cash sale
 — al por mayor, bulk sale
 — al por menor, retail sale
 ventana, (geol) inlier; window
 ventanilla, window
 — u orificio de inspección, inspection port
 ventilación, ventilation
 ventilador, fan; blower; ventilator
 — a fuerza motriz, power blower
 — aspirador, exhaust fan
 — de radiador, radiator fan
 — educador, exhauster
 — eléctrico, electric fan
 — extractor, exhaust fan
 ventisquero, glacier, snow-capped mountain, wind gap
 ventosa al vacío, vacuum relief valve
 venturímetro, Venturi meter
 verano, summer
 verdadera, true
 vereda, path, footpath, trail; sidewalk; (rr) platform
 verificador del contenido de una formación geológica, formation tester
 verificador de pared, side hole cutter
 vermiculita, vermiculite
 vernier, vernier
 vertebrado, vertebrate
 vertedero, (hyd) apron, spillway, wear; dump; stop sink; moldboard
 vertical, vertical
 vértice, vertex, crest, peak
 — de una curva, summit of a curve
 vertiente de un dique, fall of a dike
 vesicular, vesicular
 vesículas, vesicles
 vestido, dress; (v) dressed
 — de asbestos, asbestos dress, asbestos clothing
 vestigios de hidrocarburos, show of oil
 vesuvianita, vesuvianite
 veta, (min) streak; vein, seam; grain of wood
 vía de peatana, ganqway
 viaducto de caballete, trestle
 vial, trip, voyage; (Cuba) bevel, chamfer, skew
 — de ida y vuelta, round trip

vibración forzada, forced vibration
 vibrar, to oscillate
 vidrio, glass
 — de nivel, (bol) gage glass
 — poroso, sintered glass plate
 — pyrex, pyrex glass
 — volcánico, volcanic glass, obsidian
 viento, wind; a gey
 viga, beam; girder, joist
 — acartelada, cantilever beam
 — angular, angle beam
 — de separación, (frame) spreader
 — en forma de caja, box beam
 — en T, T-beam
 — en U, structural channel
 — I de eje, I beam axle
 — voladiza, cantilever beam
 — (s) de asiento del motor, engine mud sills

vigia, watch, watchman
 vigilancia, watch
 vigilia, watch
 vigaleta, beam, joist, purlin; (C) rafter
 — de canal, channel iron
 — de sección en I, I beam
 — en T, T-beam
 vinilbenceno, vinylbenzene. See feniloleno
 virgación, (geol) virgation
 virola, collar, hook, rim, ferrule, burr
 viruta de hierro, iron boring
 viruta de perforación, drill cuttings, borings
 visa consular, (com) consular visa
 viscosidad, viscosity
 — absoluta, absolute viscosity
 — cinemática, kinematic viscosity
 — dinámica, dynamic viscosity
 — relativa, relative viscosity
 — Saybolt, Saybolt viscosity
 viscosímetro, viscosimeter, viscosity meter
 — Albrecht, Albrecht viscosimeter
 — Engler, Engler viscosimeter
 — Redwood, Redwood viscosimeter
 viscoso, viscous
 visera, vizor
 visibilidad, visibility
 vista adelante, (surv) foresight
 vista lateral, (drig) side elevation
 visual, (surv) sight; (a) visual
 — adelante, (surv) foresight
 — inversa, (top) backsight
 vitriolo azul, blue vitrol
 voladura, a blast, blasting; (drig) shot

voladura en el fondo del pozo para crear headaduras, (prod) well shooting
 volante, steering wheel, flywheel; (auto) driving wheel
 — manubrio, hand wheel
 volar, to blast; to project; to fly
 volátil, volatile
 volcán, volcano
 — apagado, extinct volcano
 — de lodo, mud volcano
 — en embrión, embryonic volcano
 volcánico, volcanic
 volframita, wolframite
 voltaje, voltage
 — del flujo del arco, (w) arc-stream voltage

voltampere, volt-ampere
 volteador de la tubería de producción, tubing rotator
 voltímetro, voltmeter
 volta, volt
 volumen, volume
 — de cracking por recorrido, crack-panels
 — de materia prima tratada, throughput
 — de producción, output
 — medido por contadores, meter runs
 volumétrico, volumetric
 vulcanismo, vulcanism
 vulcanización, vulcanization
 vulcanizar, vulcanize
 vuelta, (cable) bight; turn

W

wollastonita, wollastonite
 wool, lana

wurilita, wurzilite

X

xileno, xylene. See dimetilbenceno
 xenolita, xenolith

xerolítica, xerophytic
 xenomorfo, xenomorphic. See alotriomorfo

Y

yacente, (geol) (A) hanging wall, (geol) (A) sole
 yacimiento, bed, deposit
 — petrolifero, (geol) oil reservoir, oil deposit, oil bearing formation, oil pool, oil field
 yesita, gibbsite
 yeso, gypsum, plaster of Paris
 yesoide, gypsum
 yoda, iodine
 yoduro, iodide

yugo, yoke
 yugo de cuello de ganso, geese-neck yoke
 yunque, anvil
 — con sajeción para afilar barrenas, anvil block for dressing bits
 — de toralla, anvil vise
 — tipo puente, bridge anvil
 yute, jute
 yuxtaposición, juxtaposition; (geol) accretion; superposition

zafiro, sapphire
 zahones, overalls
 zampada, (hyd) apron
 zanja, trench, ditch
 — o canal del lodo, mud ditch
 zanjadora, ditching machine
 zapapica, pick mattock
 zapata, shoe, brake shoe, brake block;
 tread (well) set shoe (min) head tim-
 ber; (carp) foot block
 — cortatubos, (rot eq) rotary milling shoe
 — de cementación, cementing shoe, set
 shoe, casing shoe
 — de cementación de la tubería de
 revestimiento, casing shoe, cementing
 shoe
 — de contrapeso, counterbalance shoe
 — de la cruzeta, crosshead shoe
 — de flotación para cementar, cement
 float shoe
 — del freno, brake shoe
 — de hilar, drive shoe
 — de la tubería de revestimiento, cas-
 ing shoe
 — flotadora, (driq) float shoe
 — fresadora, milling shoe
 — giratoria, whirler shoe
 — guía para cementar, cement guide
 shoe
 zapatilla, (leather) washer, gasket; (carp)
 foot block
 — de cuero, leather gasket
 zapatos de seguridad, safety shoes

zaranda, (A) (V) mud screen
 — vibratoria, (A) (V) vibrating screen
 zeolita, zeolite
 zinc, zinc
 zócalo, base
 — de motor, engine base
 zolita, zeolite
 zona, zone
 — batial, (geol) bathyal zone
 — de aereación, zone of aeration, zone
 of suspended water
 — del agua en suspensión, zone of
 aeration, zone of suspended water
 — de calor, (ref) hot spot
 — de cementación, (driq) bell of cemen-
 tation
 — de desgaste, (geol) belt of weathering
 — de deslizamiento cortante, (geol) shear
 zone
 — de fallas, fault zone
 — de metamorfismo por contacto, (geol)
 contact metamorphic zone
 — de reacción, reaction zone
 — de saturación, zone of saturation
 — múltiple, (geol) multizone
 — petrolífera, oil zone
 — porosa, porous zone
 — sombreada, (seis) shadow zone
 zumbador, buzzer
 zumbador eléctrico, electric buzzer
 zunchar, to strap, to band, to hoop
 zuncho, band, hoop, iron strap



DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.

"PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

THE HOISTING-SYSTEM

ING. ERNESTO REGUERA ROA
DICIEMBRE, 1985

AN INTRODUCTION

The HOISTING SYSTEM is one of the major components of the rig. Its primary function is to support the rotating system in "drilling the well" by providing the appropriate equipment and working areas needed for lifting and lowering, as well as suspending the tremendous weights used in the rotating system. The hoisting system consists of two major sub-components: 1) the supporting structure (popularly called a "rig"); and 2) the hoisting equipment.

- 1) The SUPPORTING STRUCTURE (RIG) is the steel framework assembled over the drilling site that supports the assemblage of equipment used by the rotating system to "drill the hole."
- 2) The HOISTING EQUIPMENT is the specialized equipment that lifts, lowers and suspends the drill stem (drill pipe, drill collars, etc.) and bit in the well bore.

THE HOISTING SYSTEM ✓

THE SUPPORTING STRUCTURE (RIG)

The SUPPORTING STRUCTURE (RIG) is located directly over the selected drilling site. The supporting structure (rig) includes the following:

- DRILLING TOWER (Derrick or Mast)
- SUBSTRUCTURE
- RIG FLOOR

The supporting structure (rig) provides the appropriate working space required for using the specialized hoisting equipment.

THE HOISTING EQUIPMENT

The HOISTING EQUIPMENT is located in specific areas of the supporting structure and includes:

- DRAWWORKS
- OVERHEAD TOOLS
 - Crown Block
 - Traveling Block
 - Hook
 - Elevators
- DRILLING LINE

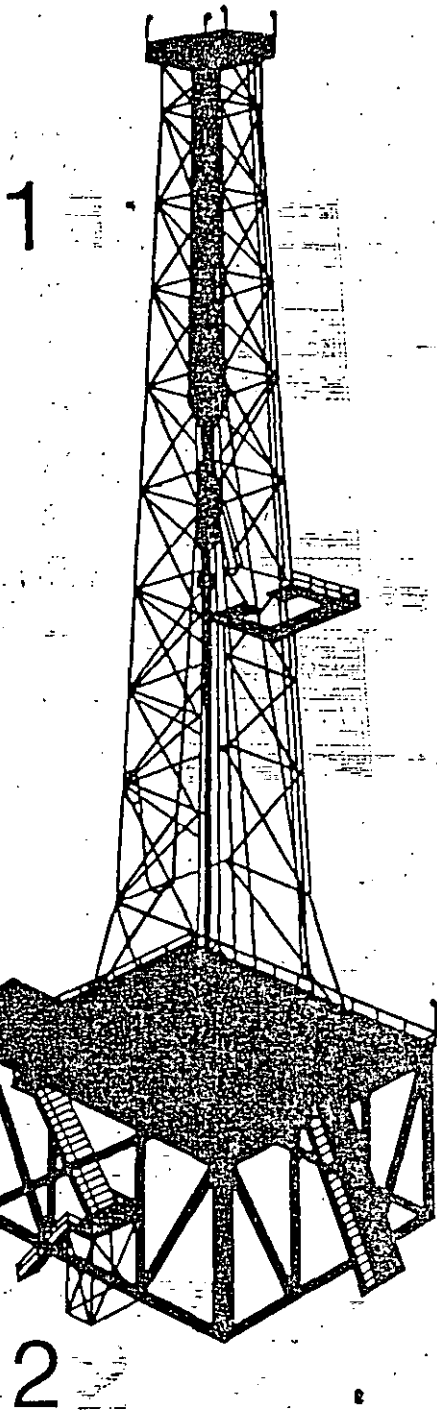
The hoisting equipment is the "connecting link" within the hoisting system.

To develop a better understanding of each of the important components in the hoisting system, turn to the next two-page display.

THE HOISTING SYSTEM

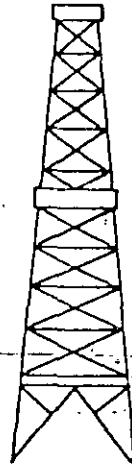
THE SUPPORTING STRUCTURE (RIG)

The supporting structure (rig) is a tower-like framework placed over the drilling site which supports the assemblage of tools and equipment used in the rotary drilling process. The supporting structure (rig) consists of: 1) a substructure; 2) a covering placed over the substructure frame called the "rig floor"; and 3) a drilling tower that rises above the rig floor and substructure. There are two basic types of drilling towers: 1) the derrick and 2) the mast.



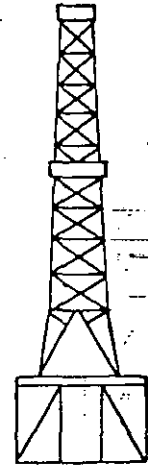
BASIC DRILLING TOWER TYPES

THE DERRICK



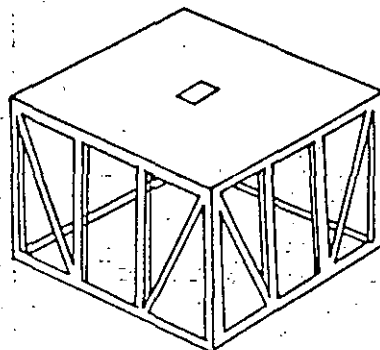
Derricks have been used for wells on land, but now are most commonly used on offshore locations. The derrick is larger than a mast and is erected and dismantled piece by piece. The entire rig floor is enclosed under the derrick framework, providing a large working area.

THE MAST



The mast has all but replaced the derrick on most land rigs because of its portability. It can be pre-assembled, erected and moved more efficiently from one site to another than a derrick. The mast is narrower, usually mounted toward the back and near the pipe ramp (or V-ramp side) enclosing only part of the rig floor.

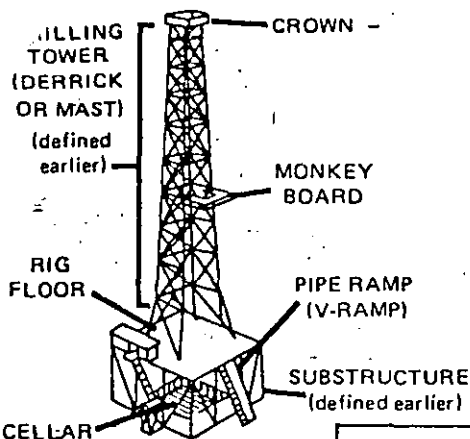
2 THE SUBSTRUCTURE



The substructure is a large steel framework that is assembled directly over the drilling site. The substructure provides work space for equipment and men on and below the rig floor. Its height is determined by rig type and blowout preventer stack height. The substructure is capable of supporting tremendous weights, including the derrick or mast, hoisting equipment, the rotary table, the drill stem (drill pipe, drill collars, etc.) and casing load.

THE SUPPORTING STRUCTURE

SUPPORTING STRUCTURE TERMINOLOGY



CROWN — a platform located at the top of the derrick or mast where the crown block is placed.

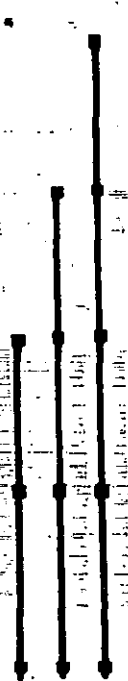
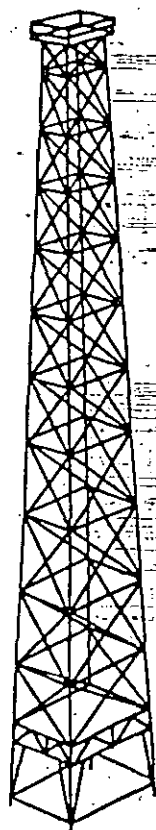
MONKEY BOARD — a working platform located on the side of the derrick or mast and above the rig floor, where the derrickman racks stands of drill pipe and drill collars during the operation known as a "trip."

RIG FLOOR — a covering placed over the substructure frame, providing a working platform for drilling operations.

PIPE RAMP — (also called the "V-ramp") — the ramp to the front of the derrick or mast where pipe is laid out to be lifted onto the rig floor when adding sections to the drill stem or for laying down drill pipe and drill collars.

CELLAR — a pit in the ground located under the rig floor which provides additional height between the rig floor and the casing (well) head to accommodate the blowout preventers. Not all rigs have a cellar.

GENERAL CHARACTERISTICS



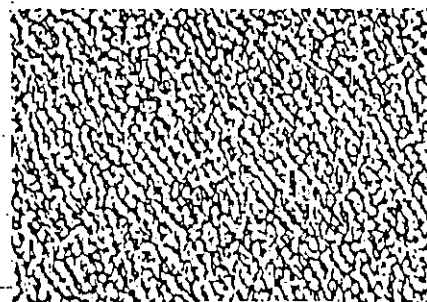
HEIGHT
Derricks and masts vary in height from 66 to 189 feet. The most common is 142 feet. Height is an indicator of the ability to handle drill stem sections. The sections, called "stands" (with Range 2 pipe), are referred to as "doubles" — containing 2 sections approximately 60' long; "trebles" — containing 3 sections approximately 90' long; and "fourbles" — containing 4 sections approximately 120' long. Some joints or sections may be longer (Range 3). The higher the derrick or mast, the fewer connections required during "tripping" operations.

LOAD CAPACITY
Derricks and masts are rated in terms of the vertical load they can suspend. This rating, called the "rigs capacity," is the total weight it is designed to carry. Rigs are referred to as "light," "heavy-duty," etc., based upon this capacity. The most common rating is about 250 tons with some rigs being rated at 750 tons. Substructures are designed to carry weights in excess of the maximum estimated drill stem and casing weight.

WIND LOAD RATING
Derricks and masts are rated in terms of how much wind they can stand from the side while suspending a fully loaded drill stem without the need of external (guy) wires that anchor the tower to the ground. This rating is called "rig loading." Most rigs can stand 100 to 130 mph winds. The most common rating is 75 mph with drill pipe standing in the derrick or mast and 115 mph or higher without.

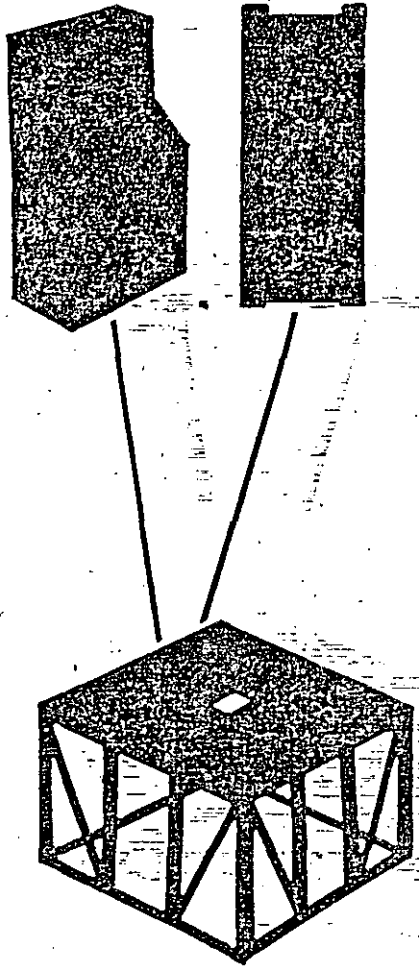
SELF-CHECK COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS:

- List the three basic parts of a supporting structure.
1) _____ 2) _____ 3) _____
- List the two basic types of drilling towers.
1) _____ 2) _____
- Describe the major function of the supporting structure.

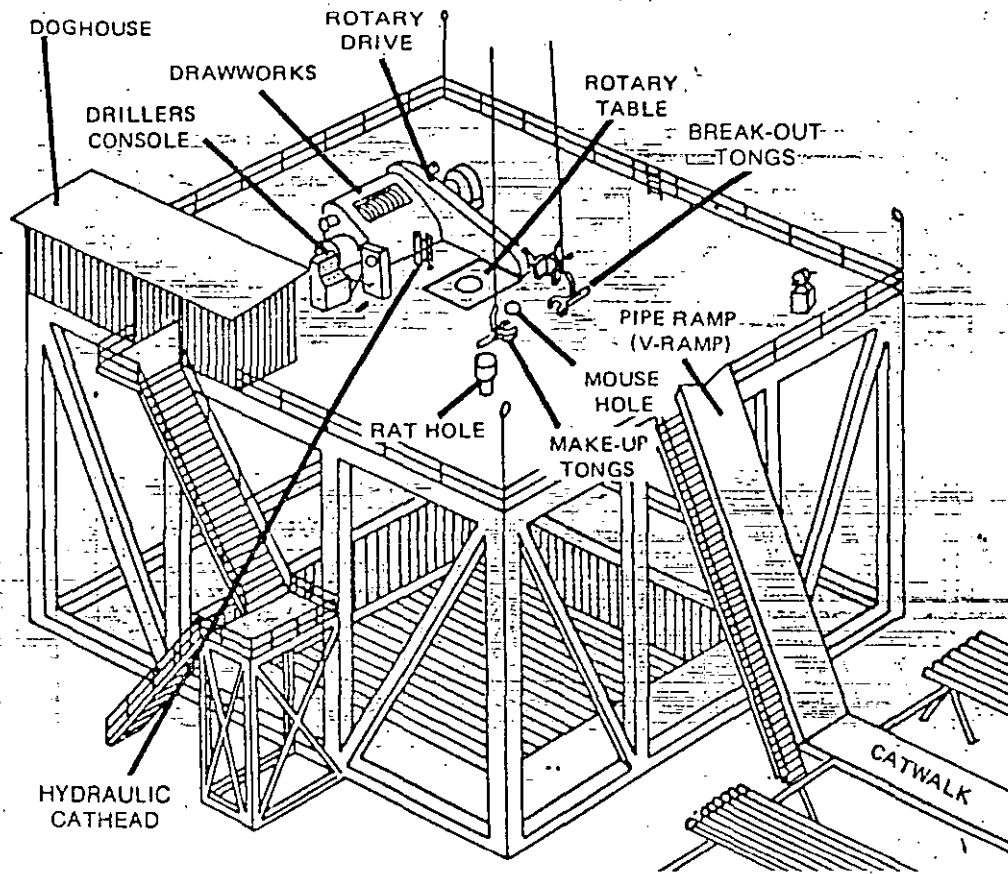


THE RIG FLOOR

Is the covering placed over the substructure framework that provides a working platform for most drilling operations. The platform performs two major functions: 1) it supports needed equipment and tools and 2) provides required work space. The major items found on the rig floor are: 1) the rotary table, 2) the drawworks, 3) the rotary drive, 4) the driller's console, 5) the make-up and break-out tongs (which are suspended just above the floor), 6) the rat hole, 7) the mouse hole and 8) the dog house. Each item is carefully placed. A typical arrangement is diagrammed below with a brief description of each component.



A TYPICAL RIG FLOOR ARRANGEMENT



RIG FLOOR TERMINOLOGY

ROTARY TABLE — Rotates and can suspend drill stem (drill pipe, collars, etc.), which turns the bit on the bottom, in the well bore.

ROTARY DRIVE — Transmits power from drawworks to rotary table.

DRAWWORKS — Hoisting mechanism on rotary drilling rig.

DRILLER'S CONSOLE — Instrumentation center of rotary drilling rig.

MAKE-UP AND BREAK-OUT TONGS — Large wrenches used to rotate sections of drill pipe, collars, casings, etc. to connect or disconnect sections.

MOUSE HOLE — Cased hole next to rotary table in rig floor where a joint of drill pipe is placed for connection to the kelly and drill stem.

RAT HOLE — Cased hole near derrick or mast leg in rig floor where kelly is placed while making a "trip."

DOG HOUSE — Small shed used as driller's office and to store small items.

PIPE RAMP (V-RAMP) — Sloped ramp on V-door side of substructure where pipe is placed prior to lifting to rig floor.

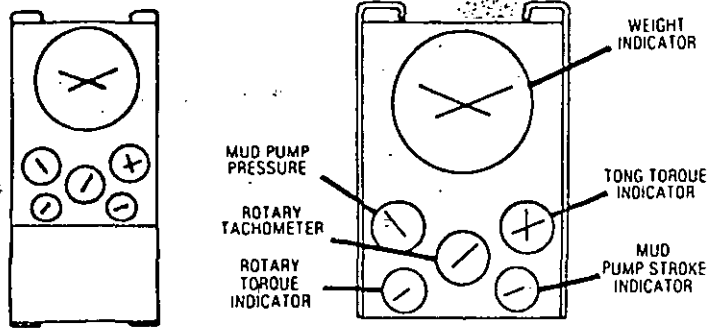
CATWALK — A walkway between pipe racks at base of pipe ramp, next to the rig, where pipe is laid out prior to placement against pipe ramp.

HYDRAULIC CATHEAD — Used to make and break connections when large drill pipe or drill collars are added to drill stem or removed during "trips" in or out of well bore.

THE RIG FLOOR

THE DRILLERS CONSOLE

A TYPICAL INSTRUMENTATION PANEL



The driller's console is located on the rig floor, usually near the drawworks. The console is the "heart" of the rig instrumentation system. The console provides the driller with a comprehensive view of what is happening in each of the major subsystems. The console's gauges usually provide information on: 1) mud pumps, 2) pump pressure, 3) rotary torque, 4) rotary speed, 5) tong torque, and 6) suspended weight (weight indicator). The major gauges are described below:

MUD PUMP STROKE INDICATOR

Measures circulation rate by recording the number of strokes or cycles being produced by the mud pumps each minute. Point of measurement originates on side of mud pump. This can be converted to the circulation rate in gallons per minute (GPM) by the driller.

MUD PUMP PRESSURE

Measures pressure on pipe. Point of measurement originates on mud pump discharge manifold and stand pipe. Also referred to as the "pump pressure" or "stand pipe pressure."

ROTARY TACHOMETER

Estimates relative rotary speed. Point of measurement originates on the drawworks or rotary drive. Also referred to as "bit RPM" or "rotary RPM."

ROTARY TORQUE INDICATOR

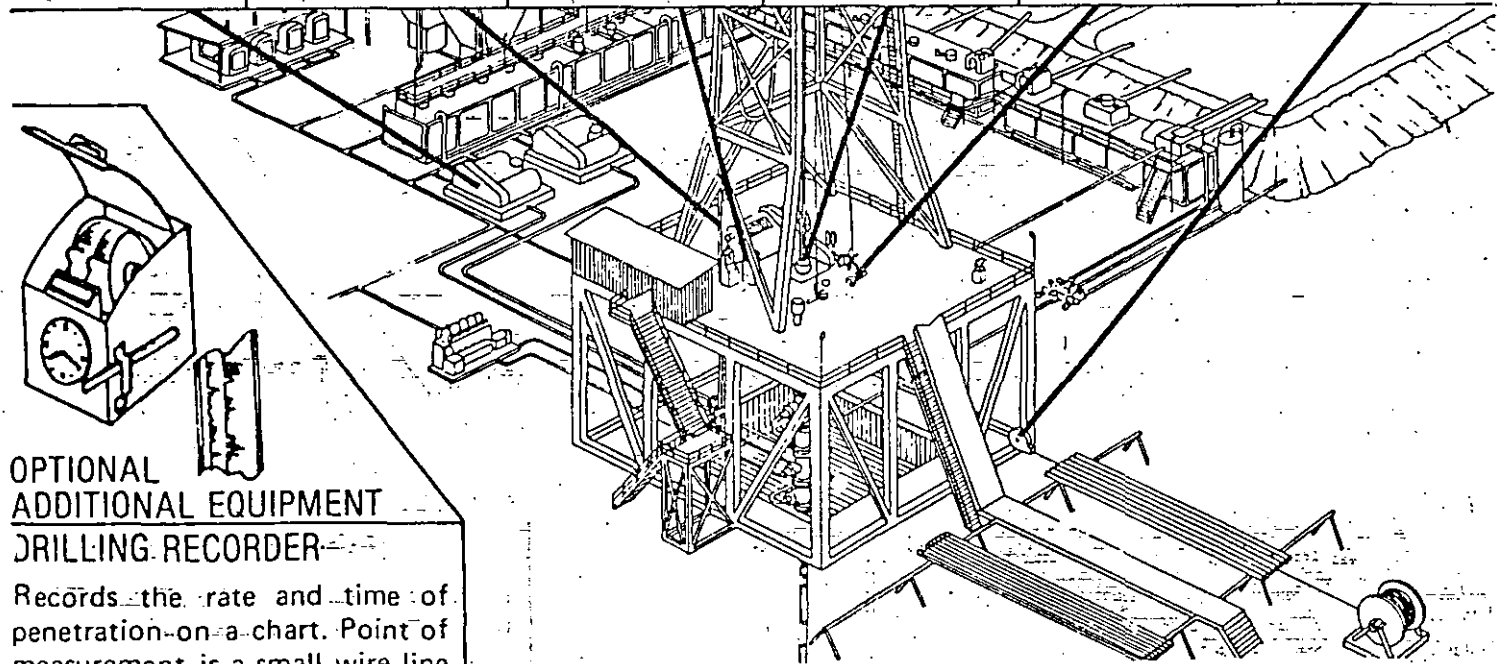
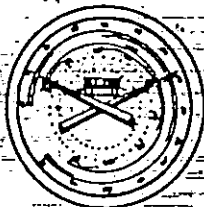
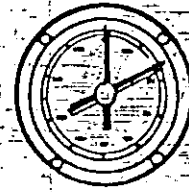
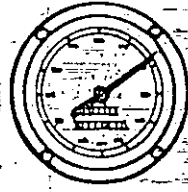
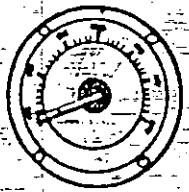
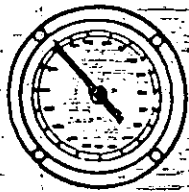
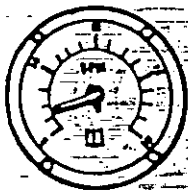
Measures relative torque being applied by the rotary table. Point of measurement originates under the rotary drive chain electronically. This is watched by the driller to indicate any downhole problems.

TONG TORQUE INDICATOR

Measures relative line pull being applied by the cathead. Point of measurement originates from either tong or tong line. This is watched by the driller to be sure that the drill string connections are made properly.

WEIGHT INDICATOR

Measures weight of the drill stem suspended and weight being applied to the bit. Point of measurement originates at the dead line anchor. During drilling operations, this is referred to as "WOB" (weight on bit). During "fishing" operations, it shows total pull on the drill pipe.



OPTIONAL ADDITIONAL EQUIPMENT DRILLING RECORDER

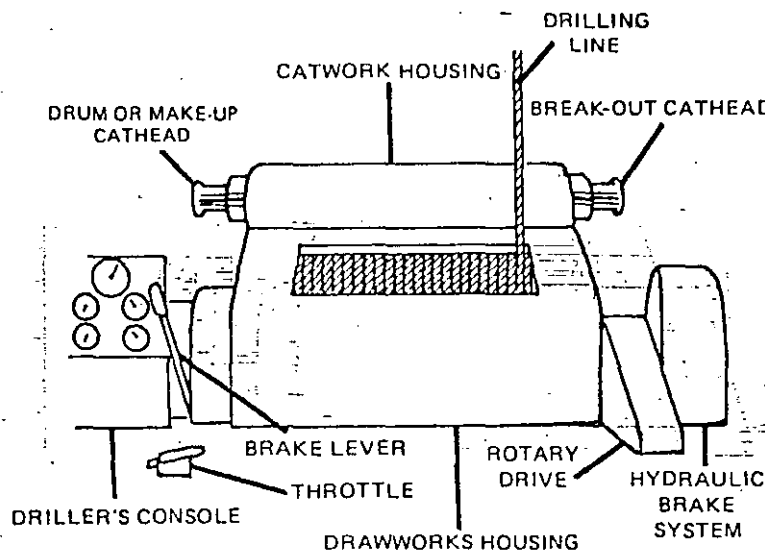
Records the rate and time of penetration on a chart. Point of measurement is a small wire line leading near the crown block and anchored to the traveling block. This unit also shows hole depth.

THE HOISTING SYSTEM

THE DRAWWORKS

The drawworks is a powerful hoisting assembly (a specialized winch) usually located near the rotary table on the rig floor. The hoisting assembly consists of: 1) a large revolving drum, 2) manual, hydraulic or electric brakes, 3) a series of shafts, 4) chains and gear drives and 5) a set of small, spool-shaped devices known as "catheads." The drawworks is rated by its ability to lift, lower or suspend a given size and weight pipe at a given depth. The total load lifted includes the traveling block and the entire drill stem with the weight varying up to 500 tons — mostly rated by input horsepower. The drawworks also controls the weight on the drill bit.

BASIC DRAWWORKS COMPONENTS



The drawworks consists of four basic components:

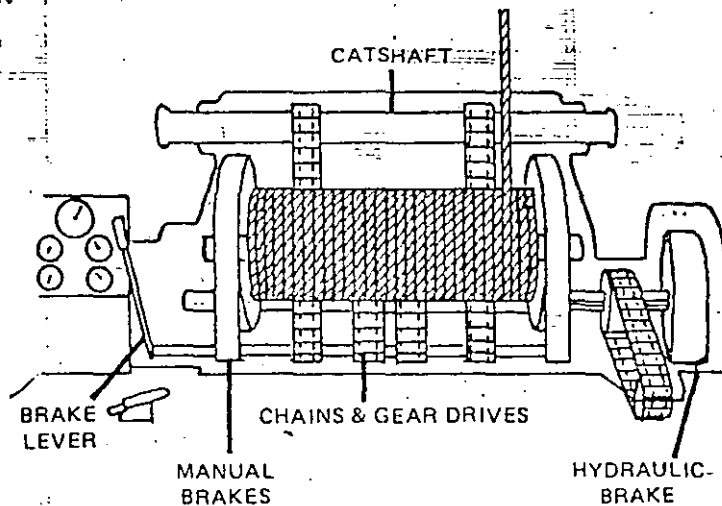
REVOLVING DRUM — A grooved drum that spools off or takes up drilling line.

BRAKING SYSTEM — Consists of a mechanical main brake and an auxiliary hydraulic or electric brake used to slow down or stop drilling line movement.

ROTARY DRIVE — Transmits power from drawworks to rotary table on most rigs.

CATHEADS — Small, spool-shaped attachments used to hoist or pull small loads on rig floor, or to make-up or break-out connections (explained later).

BRAKING SYSTEM



The drawworks has a main and an auxiliary brake.

The **MAIN MECHANICAL BRAKE** is probably the most important single unit in the hoisting system. It has the ability to bring the entire work load to a full stop.

The **AUXILIARY BRAKE** is a hydraulic device that supports and relieves the mechanical brakes on deeper wells when working with heavier loads. The hydraulic brake is used to control descent speed, but alone, cannot bring the load to a complete stop.

MAJOR DRAWWORKS FUNCTIONS

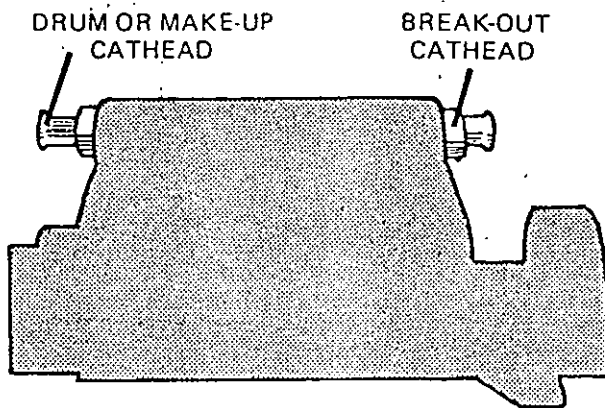
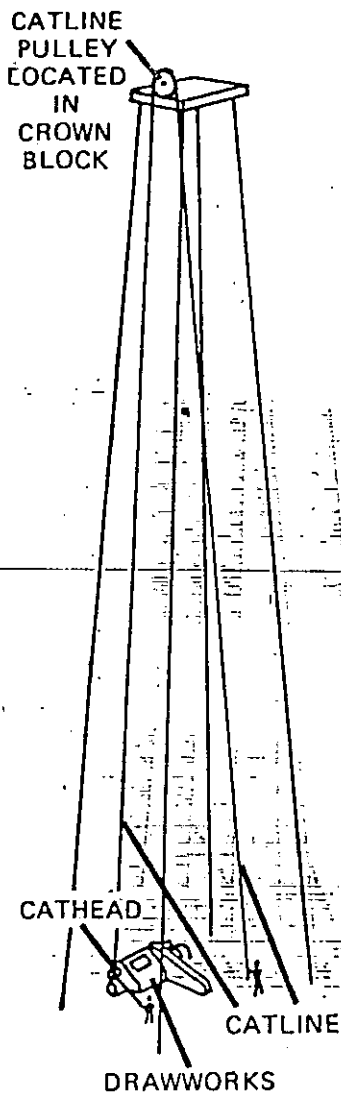
The drawworks is one of the more important components of the hoisting system. Its major functions are to:

- Transmit power from prime movers (power system) to drill stem during lifting and lowering operations on a rotary drilling rig. These lifting and lowering operations are known as a "trip in," "trip out" or just "tripping."
- Transmit power from prime movers (power system) to rotary drive sprockets on most rigs. [Newer rigs often have separate engines (motors) to do this.]
- Transmit power from prime movers (power system) to catheads for connecting (making up) or disconnecting (breaking out) drill stem sections.

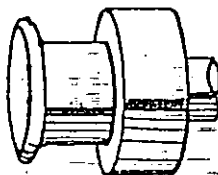
THE DRAWWORKS

THE CATHEADS & ACCESSORIES

CATLINE ARRANGEMENT

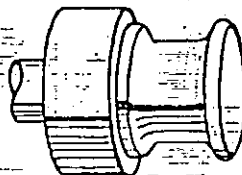


The cathead assembly is a sub-component of the drawworks and consists of two spool-shaped catheads, the DRUM OR MAKE-UP CATHEAD (located on the driller's side of the drawworks) and a BREAK-OUT CATHEAD (located on the opposite side.) These catheads are used in making and breaking connections. However, their most common use is for lifting light tools with a catline. A typical catline arrangement can be seen to the left. On most modern rigs, the work of the catheads has been replaced by automatic catheads and air-powered hoists. Each is described in greater detail below.



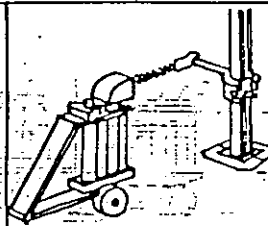
DRUM OR MAKE-UP CATHEAD

The drum or make-up cathead is known as an "automatic," "spinning" or "friction" cathead. It is used to tighten ("spin-in" or "tong up") a drill string connection. The spool is also used to hoist small loads by wrapping catline (fiber rope) several times around the head until rope tension creates enough friction to develop the required pull to hoist or lift the load.



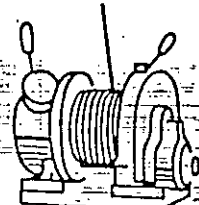
BREAK-OUT CATHEAD

The break-out cathead is primarily used to break or loosen connections on drill stem sections. This cathead is used mostly to tighten connections on large drill collar strings and for hoisting small loads.



HYDRAULIC CATHEAD

Hydraulic Catheads are operated by hydraulic assistance. These are used in making and breaking connections. On many modern rigs, they have been used as a back-up or replaced the spool-shaped catheads in performing the make-up and break-out functions.



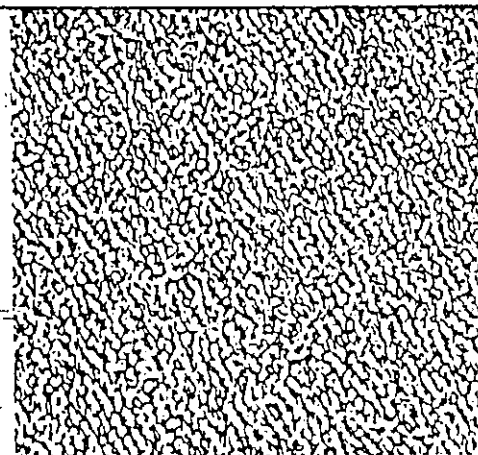
AIR-POWERED HOIST

Separate, small air-powered hoists are used on modern rigs to replace hoisting functions traditionally done by a spool cathead. These units are separate from the drawworks assembly, easier to use and safer.

SELF-CHECK

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS OR QUESTIONS:

- The covering placed over the substructure frame is called the r _____ f _____.
- List the two major functions performed by the above:
 - 1) _____
 - 2) _____
- The d _____ c _____ is the "heart" of the rig instrumentation system.
- The d _____ is a powerful hoisting assembly which is located on the rig floor.
- The drawworks is one of the m _____ i _____ c _____ of the hoisting system.

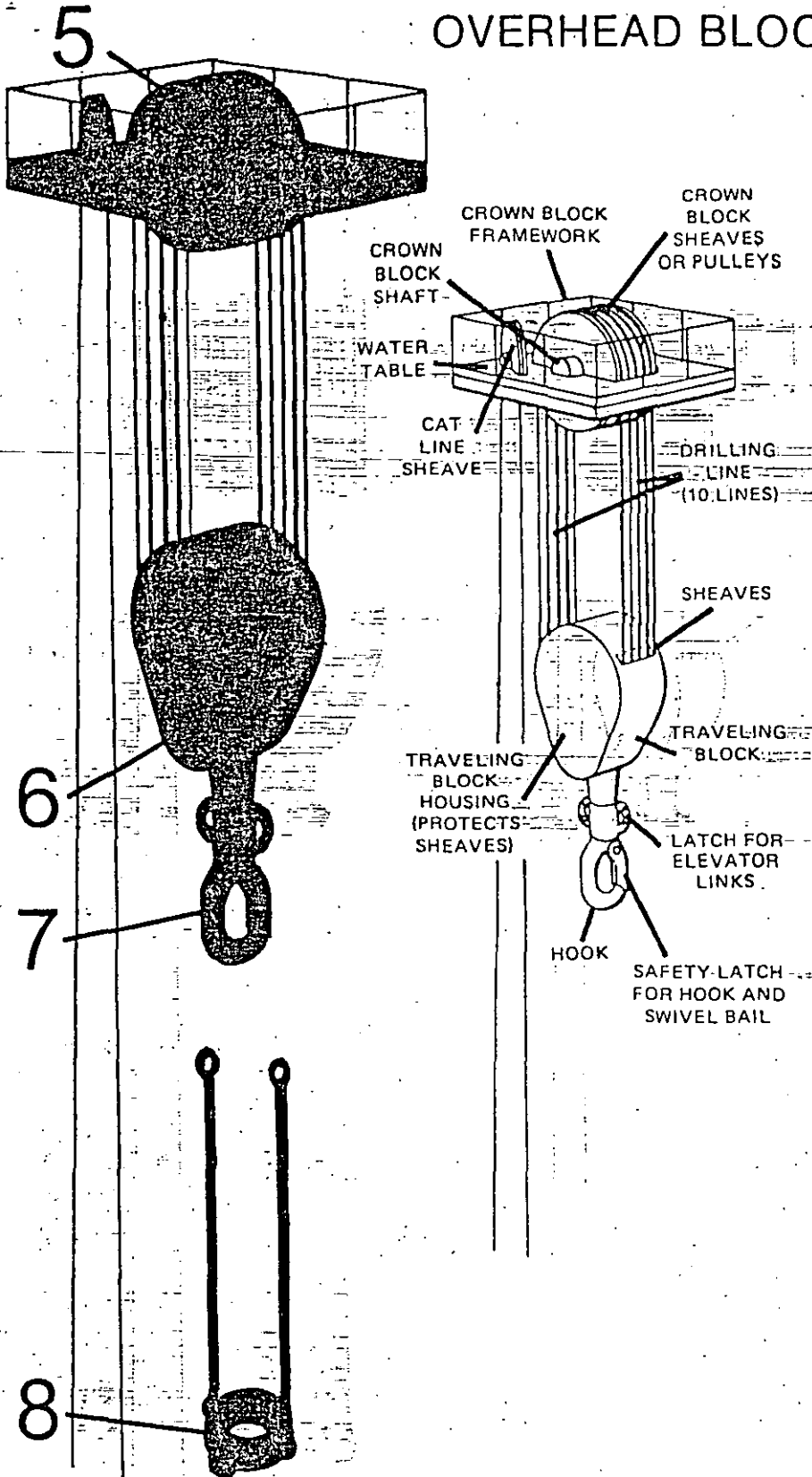


THE HOISTING SYSTEM

THE OVERHEAD TOOLS

The overhead tools are the "connecting links" within the hoisting system. They consist of the following components: 1) the crown block, which is located at the top of the mast or derrick; 2) the traveling block; 3) the hook, under which 4) the elevators are suspended. They connect the supporting structure and drawworks with the drill stem, which is to be raised or lowered into the drilled hole or well bore. Each component is designed, selected and assembled for the specific lifting requirements that are designed for the rig. Capacity varies from 50 tons to over 600 tons.

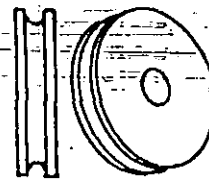
OVERHEAD BLOCKS TERMINOLOGY



5 CROWN BLOCK

CROWN BLOCK - An assembly of pulleys (called "sheaves") which is located on a framework at the top of the mast or derrick. Drilling line is threaded ("reeved") over the sheaves of the crown block and under the sheaves of the traveling block. This is done alternately during the "string-up" of the drilling line in order to make the hoisting system operational.

SHEAVE GROOVE SIZE



Sheave (pulley) grooves come in different widths and depths in order to accommodate drilling line of specific diameter.

6 TRAVELING BLOCK

TRAVELING BLOCK - An arrangement of sheaves through which drilling line is reeved. This allows the block to travel up and down while suspended below the crown block and above the rig floor.

STRING - The number of drilling line sheaves that are threaded. For example, an "8-line string" means that 4 sheaves on each block are alternately threaded. The number of sheaves required on the crown is one greater than the number to be strung. This extra sheave is for the dead line, which is anchored to the substructure base.

STRENGTH OF THE REEVING SYSTEM - The load capacity, which is determined by the drilling line diameter and the number of strings.

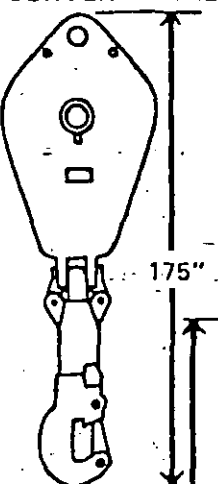
7 HOOK

HOOK - A large, hook-shaped device located beneath the traveling block, from which the swivel and drill stem are suspended during drilling operations. It contains a spring inside, which helps absorb shock and also "jumps" the pin out of the box when the connection is broken. The elevator links (or Bails) are latched to the hook for use during hoisting operations. Hooks are rated by the maximum weight they can carry. The range is from 50 tons to over 600 tons, matching the block.

THE OVERHEAD TOOLS

BASIC TRAVELING BLOCK TYPES

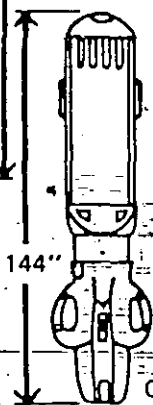
CONVENTIONAL



There are two basic types of traveling blocks:

CONVENTIONAL BLOCK & HOOK — Used on derricks where heavier loads are required for drilling deeper wells.

COMBINATION BLOCK & HOOK — Smaller and more compact than conventional block and hook. The combination block and hook is generally used on a mast where space is at a premium. Although not designed for the heaviest loads, some are rated at over 500 tons. All blocks are usually designed with few parts extending out from the housing.

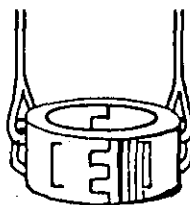


COMBINATION

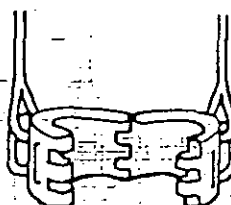
8

ELEVATORS

CLOSED CENTER-LATCH TYPE*



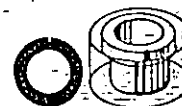
OPEN



The elevators are extremely rugged, heavy-duty clamps that grip drill pipe and drill collars in sections so that they can be lowered into or pulled out of the hole. The elevators are suspended by elevator links, which are attached to the side of the traveling block or hook. There are two basic types of elevators: 1) the **BOTTLE-NECK**, which is used for most drill pipe; and 2) the **COLLAR-LIFT**, which is used on square shouldered pipe or collars.



BOTTLE-NECK



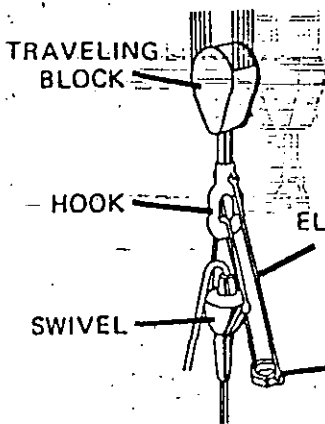
COLLAR-LIFT

(Square Shoulder)

* Sometimes called "Front Door Type." In addition, slip-type elevators are used for heavy casing strings.

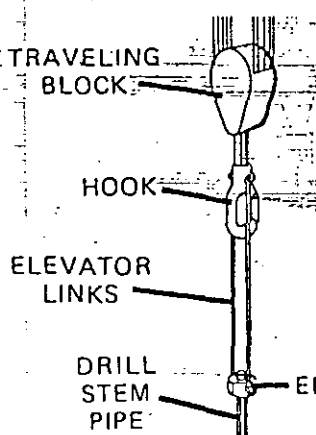
ELEVATOR POSITION

NON-WORKING POSITION



When not in use, the elevators (attached to the traveling block) rest out of the way against the side of the swivel during drilling operations.

WORKING POSITION



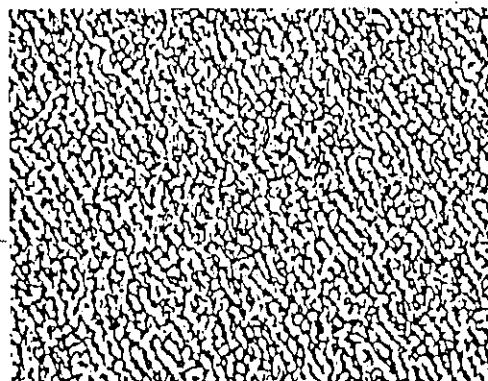
When preparing the elevator for use:

- The drill stem is suspended in the rotary table slips.
- The swivel and kelly are placed in the rat hole, allowing the links and elevators to swing freely below the hook.
- The elevator can then raise or lower the drill stem.

SELF-CHECK

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS OR QUESTIONS:

1. The overhead tools are the "_____ L _____" within the hoisting system.
2. List the four major overhead tools and indicate where they are located:
 - 1) _____
 - 2) _____
 - 3) _____
 - 4) _____

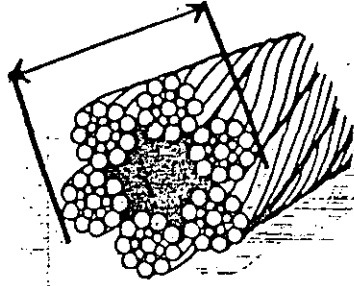
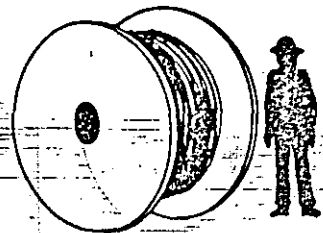
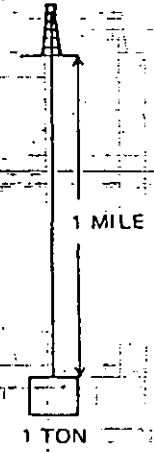


THE HOISTING SYSTEM

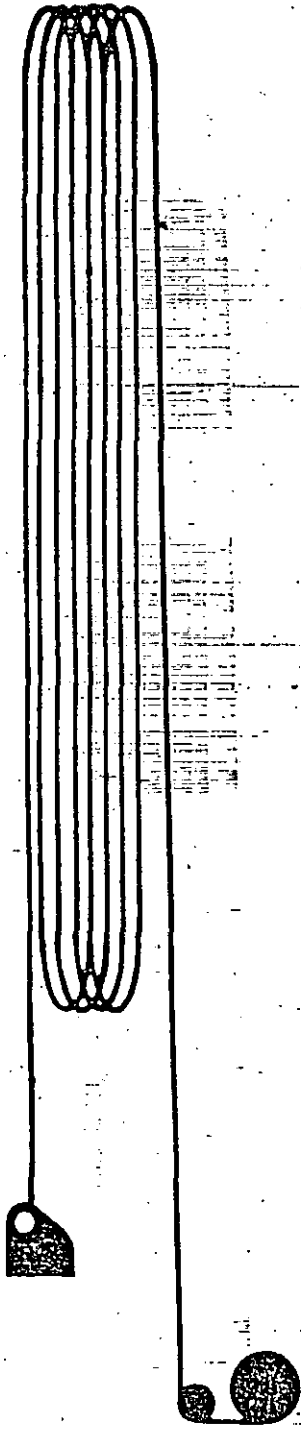
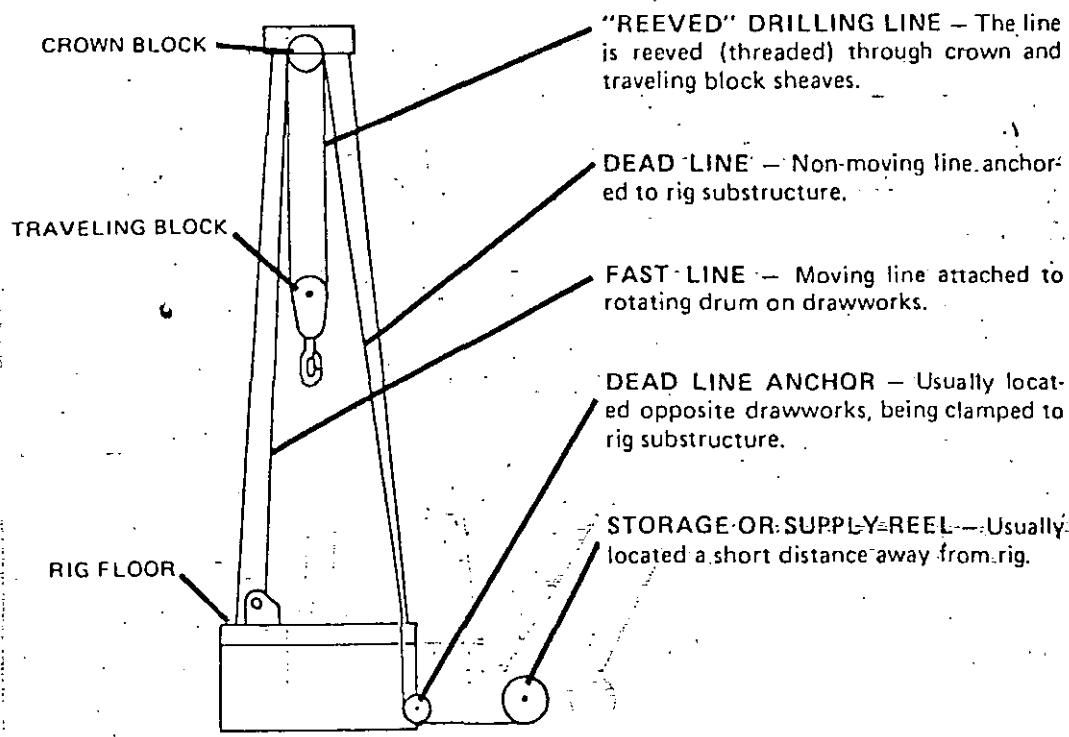
THE DRILLING LINE

The drilling line is a heavy-duty wire rope made out of six strands of improved plow steel. Each major strand contains many smaller strands over a main "core." The strands are carefully fitted together by slowly rotating them to form the drilling line. This rugged steel wire rope ranges from 1 inch to 1 3/4 inches in diameter and is stored on large spools in lengths of 1500 to 7500 feet. The drilling line connects all components in the hoisting system as it is reeved (threaded) alternately over the crown block pulleys and through the traveling block sheaves. Then it is spooled onto the rotating drawworks drum. The drilling line is one of the major cost items in the rotary drilling operation, thus requiring careful inspection and maintenance to prolong service life.

DRILLING LINE CHARACTERISTICS

SIZE OR DIAMETER	LENGTH	SERVICE
 <p>Putting the individual strands of drilling line together by rotation is called "preforming" or "crimping" the strands so they fit carefully together. The diameters of the preformed steel cable range from 1 inch to 1 3/4 inches. Wire rope diameter is measured as shown above.</p>	 <p>Length of drilling line required is dependent on three basic variables:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Derrick height; • Number of lines strung; and • Well depth; <p>plus a reserve for use in a "slip and cut program" (explained on page 33).</p>	<p>A TON MILE OF SERVICE</p>  <p>Drilling line service is measured in TON-MILES, meaning that when a line has moved a ton of load over a mile in distance, it is said to have provided 1-ton-mile of service. Careful drilling line service records are kept in order to ensure even wear, maximum life and safety.</p>

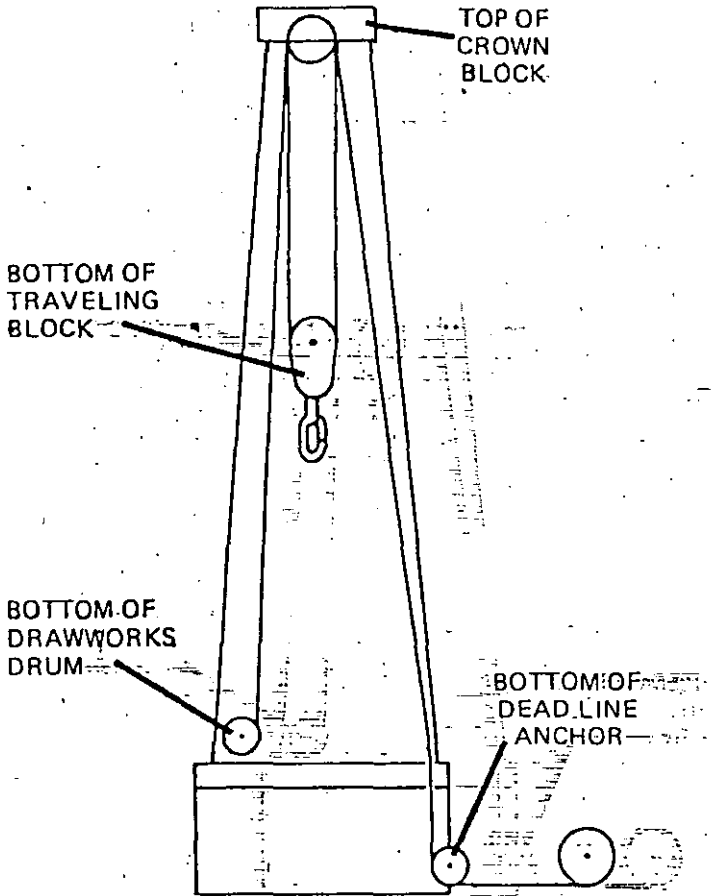
TYPICAL DRILLING LINE ARRANGEMENT



THE DRILLING LINE

DRILLING LINE STRESS POINTS

Drilling line must be selected to properly fit the pulley (sheave) grooves on a rig. If it is too wide or large for the groove, it causes undue abrasion. If it is too narrow or small, it tends to flatten. However, even properly selected drilling line is subjected to tremendous stress at certain critical points, as shown below:



SLIP AND CUT PROGRAM

The stress points on drilling line create a need to periodically move (slip) the line, and then remove (cut) previously used sections. The service provided by drilling line can be measurably increased if a sound "slip and cut program" is carried out.

SLIPPING THE LINE— Changing the location of those drilling line sections that were located at major stress points to less critical areas. This moving of the line by spooling it on the drawworks drum is called "slipping the line." In the oil fields today, slipping the line is not done very often.

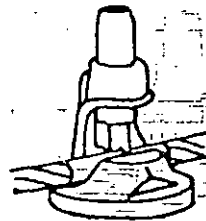
CUTTING THE LINE— After one or more slips, the extra line on the drum must be removed. This is called "cutting the line." Where the line is to be cut, it must be seized. This means binding the line so that it will not unravel after it is cut. The line is then cut by either mechanical or hydraulic means.

SEIZING A LINE

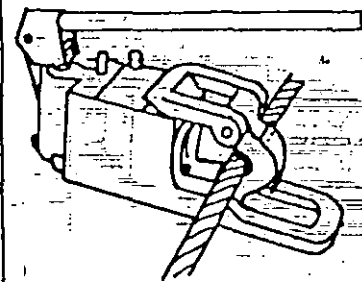
Sometimes babbitt is used instead of seizing a line. The babbitt is melted and poured over line end. It solidifies when cool.



MECHANICAL CUT



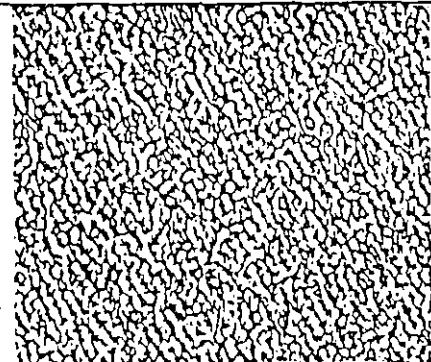
HYDRAULIC CUT



SELF-CHECK

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS OR QUESTIONS:

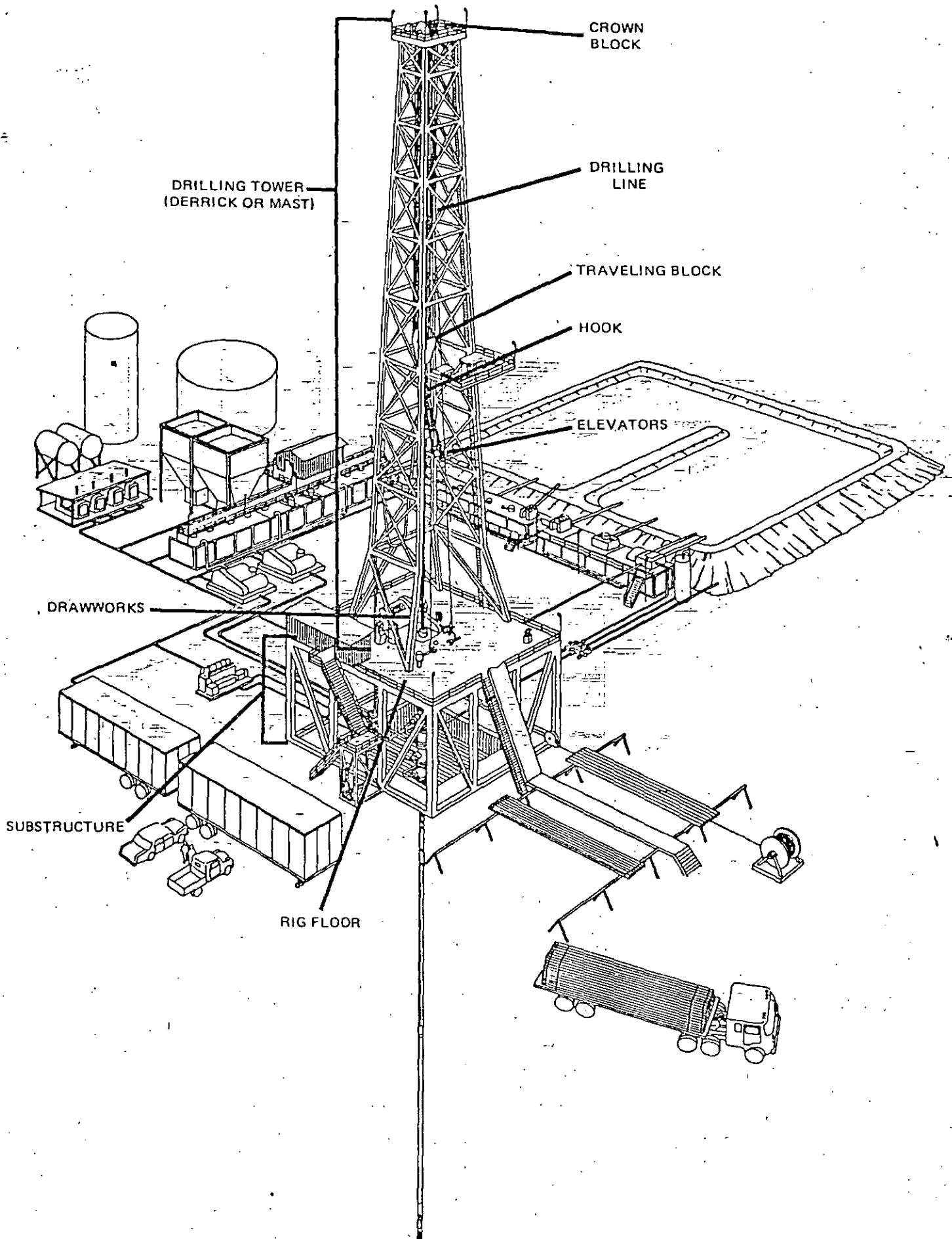
- The drilling line is made of h _____ d _____
w _____ r _____.
- The drilling line c _____ all major components of the hoisting system.
- Drilling line service is measured in t _____ m _____.
- The service provided by drilling line is measurably increased if a sound "s _____ and c _____" program is carried out.
- The moving of a line to relieve stress is called "s _____" the line.



When you are ready to review this section, turn to the next display.

AN INITIAL REVIEW

HOISTING SYSTEM COMPONENTS



THE HOISTING SYSTEM

THE HOISTING SYSTEM IS ONE OF THE MOST IMPORTANT RIG COMPONENTS.

Its primary function is to support the rotating system in "drilling the well" by providing the appropriate equipment and working areas needed for lifting, lowering and suspending tremendous weights.

- The hoisting system consists of two major sub-components: 1) the supporting structure (rig), and 2) the hoisting equipment.

THE SUPPORTING STRUCTURE (RIG) — A steel framework assembled over the drilling site. The supporting structure includes the following:

- **DERRICK DRILLING TOWER** or — A tower-like framework which is assembled piece-by-piece over the well site, above the substructure. This framework covers the entire rig floor and supports the assemblage of tools and equipment used in modern rotary drilling.
- **MAST DRILLING TOWER** — A tower-like framework which is constructed from prefabricated sections which are assembled on the ground and then raised to an upright position above the substructure. This framework covers part of the rig floor and supports the assemblage of tools and equipment used in modern rotary drilling.
- **SUBSTRUCTURE** — A large steel framework assembled over the drilling site which is the base and support for the mast whose height is determined by the BOP requirements, providing work-space above and below the rig floor.
- **RIG FLOOR** — The covering placed over the substructure framework which provides a working platform for most rotary drilling operations.

The supporting structure provides the appropriate working space required for using the specialized hoisting equipment.

THE HOISTING EQUIPMENT — The specialized equipment that lifts, lowers and suspends the drill stem and bit in the well bore. The hoisting equipment includes:

- **DRAWWORKS** — A powerful hoisting assembly (specialized winch) located near the rotary table on the rig floor.
- **OVERHEAD TOOLS** — The "connecting links" within the hoisting system. They include:
 - **CROWN BLOCK** — An assembly of sheaves located on a framework at the top of a mast or derrick.
 - **TRAVELING BLOCK** — An arrangement of sheaves that is suspended below the crown block and above the rig floor.
 - **HOOK** — A large hook-shaped device beneath the traveling block from which the swivel and drill stem are suspended during drilling operations.
 - **ELEVATORS** — Extremely rugged, heavy-duty clamps attached to the side of the traveling block or hook, by means of elevator links. They are used to lower or raise drill stem sections in and out of the hole.
- **DRILLING LINE** — Heavy-duty steel wire rope that connects all components in the hoisting system.

IN-DEPTH REVIEW

Having completed the initial review of the information in this section, review each two-page display again carefully as an in-depth review. When you are ready to check your mastery of the information contained in this section, complete the initial and the in-depth Information Mastery Self-Checks that follow.

SELF-CHECK

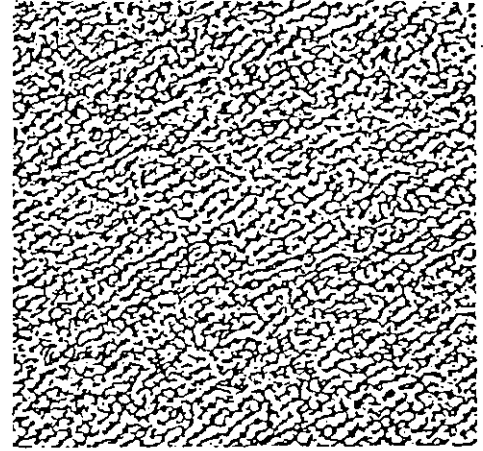
PART 3 COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS OR QUESTIONS:

12. List the three components of the supporting structure

- 1) _____
- 2) _____
- 3) _____

13. List the four overhead tools used in the hoisting system:

- 1) _____
- 2) _____
- 3) _____
- 4) _____



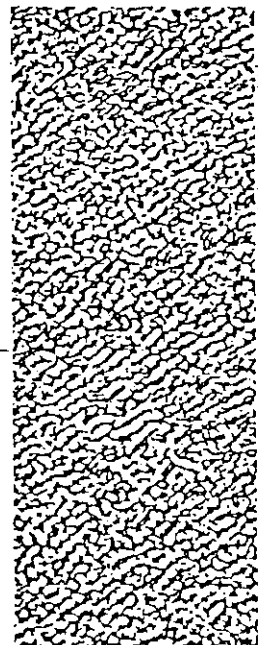
PART 4 Match the correct description in Column B by placing the letter in front of the component in Column A.

COLUMN A COMPONENTS

- ___ 14. Drilling Tower
(Derrick or Mast)
- ___ 15. Substructure
- ___ 16. Rig Floor
- ___ 17. Drawworks
- ___ 18. Crown Block
- ___ 19. Traveling Block
- ___ 20. Hook
- ___ 21. Elevators
- ___ 22. Drilling Line

COLUMN B DESCRIPTION

- A. Device attached below traveling block
- B. Covering placed over substructure
- C. Heavy-duty clamps
- D. Tower-like framework
- E. Arrangement of sheaves suspended above rig floor
- F. Large steel framework assembled over drilling site
- G. Heavy-duty steel wire rope
- H. Powerful hoisting assembly
- I. Assembly of sheaves located at top of mast



IN-DEPTH INFORMATION MASTERY

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS:

THE SUPPORTING STRUCTURE

DERRICK AND MAST

1. A _____ is larger than a mast and is erected and dismantled on site piece by piece. The entire _____ is enclosed under a derrick framework, providing a large working area.
2. A _____ can be preassembled and moved to a new site more easily and efficiently. It is _____ and encloses only part of the rig floor.
3. _____ are most commonly used for offshore rigs and _____ for land rigs.

SUBSTRUCTURE

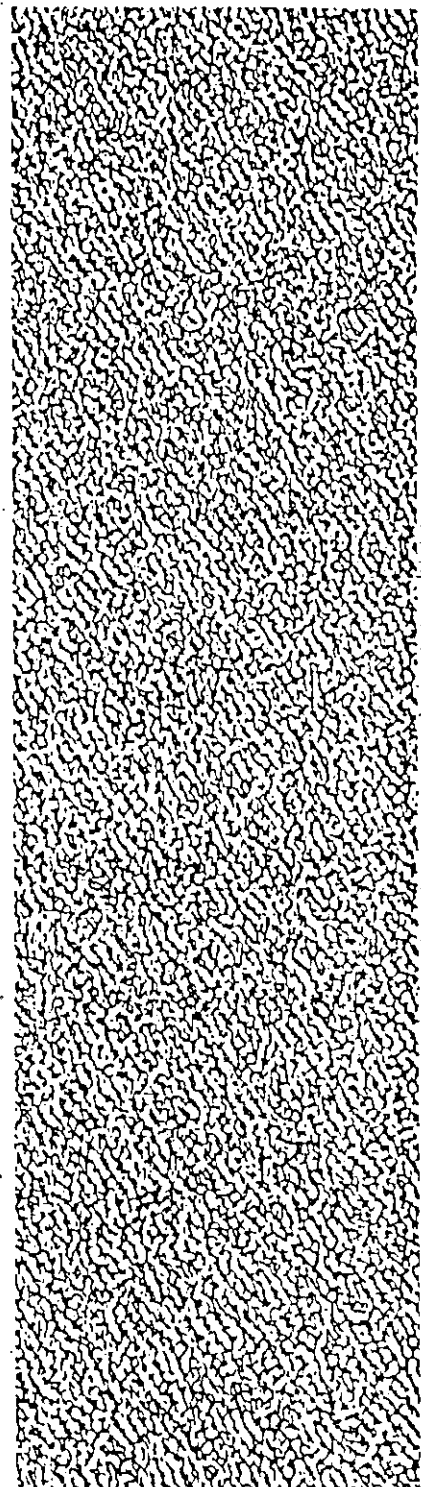
4. The substructure is the large steel _____ that is assembled directly over the _____.
5. Its major function is to provide _____ for equipment and men on and below the _____.
6. The height of the substructure is determined by the _____ and _____ height.

RIG TERMINOLOGY

7. The _____ is a platform at the top of the derrick or mast where the crown block is placed.
8. The "_____ " is a working platform on the side of the derrick or mast and above the rig floor where the _____ racks stands of drill pipe and drill collars during a "trip."
9. The _____ is a covering placed over the substructure frame providing a working platform for drilling operators.
10. The _____ located to the front of the derrick or mast is where pipe is laid out to be lifted onto the rig floor when adding sections to the drill stem.
11. The _____ is a pit in the ground under the rig floor which adds height between the rig floor and the casing (well) head to accommodate the _____.

RIG CHARACTERISTICS

12. Derricks and masts vary in height from _____ to _____ feet, with the most common being _____.
13. Rig height indicates the rig's ability to handle _____ sections; with the primary advantage of higher rigs being fewer connections are required during "_____ " operations.
14. A rig's _____ is the total weight the rig is designed to carry (or vertical load it can suspend). The most common rating is about _____ tons.
15. Rig _____ or the _____ rating is the amount of wind a rig can stand from the side while suspending a fully loaded drill stem without the need of external or _____ wires.



SELF-CHECK

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS:

THE RIG FLOOR

1. The two major functions of the rig floor are to: support needed _____ and _____ and provide required _____ for the rig crew.

RIG FLOOR TERMINOLOGY

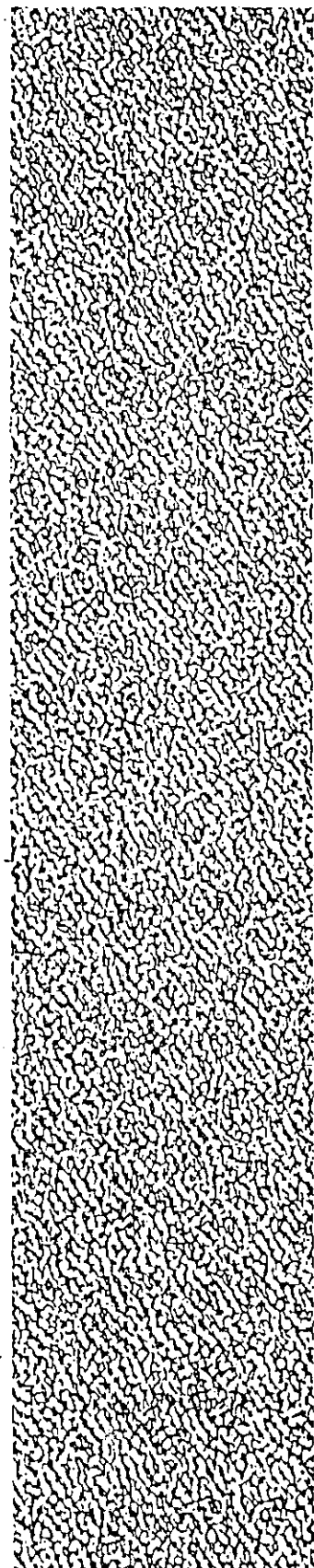
2. The _____ rotates the _____ on the bottom of the well bore and can suspend the drill stem.
3. _____ means the transmitting of power from the _____ to the rotary table.
4. The _____ is the powerful hoisting mechanism on a rotary drilling rig.
5. _____ and _____ tongs are large wrenches to rotate sections of drill pipe, collars, casing, etc. in order to connect or disconnect the sections.
6. The _____ is a cased hole next to the rotary table in the rig floor where a joint of _____ is placed for connection to the kelly and drill stem.
7. The _____ is a cased hole near the derrick or mast leg where the _____ is placed during a trip.
8. The _____ is a walkway between pipe racks at the pipe ramp base, next to the rig.
9. An _____ is a device used to make and break connections when collars or drill pipe are added or removed from the drill stem on some rigs.

THE DRILLER'S CONSOLE

10. The driller's console is the "_____ " of the rig's instrumentation system and provides the _____ with a comprehensive view of what is happening in each of the major subsystems.
11. The driller's console is usually located on the rig floor near the _____.

CONSOLE INSTRUMENTATION

12. The _____ indicator measures the circulation rate. Its point of measurement is at the _____ or _____ of the mud pumps.
13. The _____ gauge measures the pressure on the pipe. Its point of measurement originates on the mud pump discharge manifold and the _____.
14. The _____ measures the relative rotary speed. Its point of measurement originates on the _____ or _____.
15. The _____ indicator measures the relative torque being applied by the rotary table. Its point of measurement originates under the _____ chain.
16. The _____ indicator measures the relative line pull being applied by the cathead. Its point of measurement originates from either _____ or _____.
17. The _____ measures the weight of the suspended drill stem and the weight being applied to the bit. Its point of measurement originates at the the _____ anchor.
18. The _____ records the rate and time of penetration on a chart. Its point of measurement originates in a small wire leading near the _____ block and anchored to the _____ block.



IN-DEPTH INFORMATION MASTERY

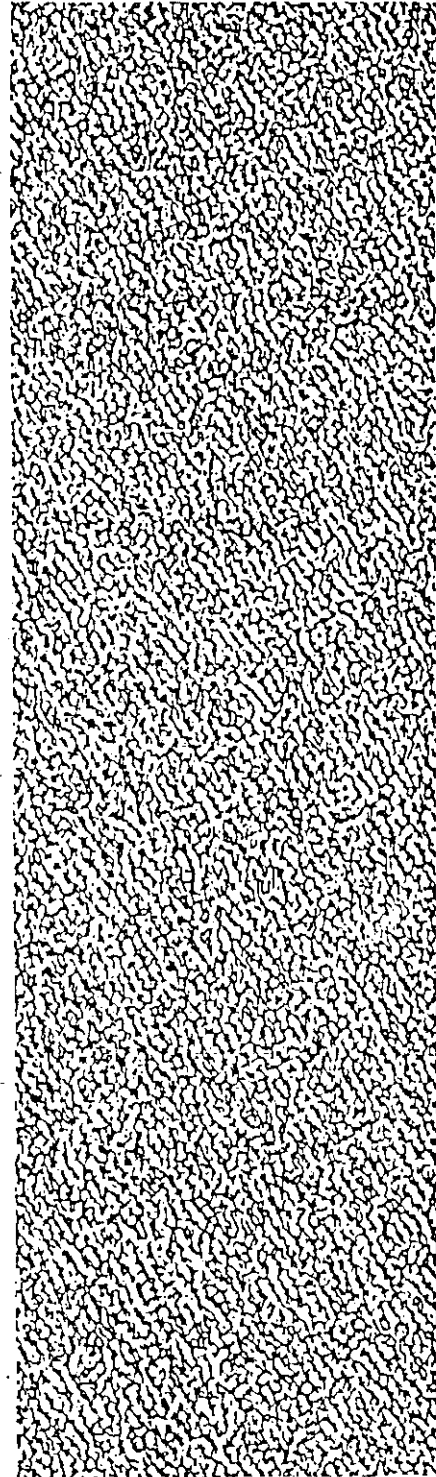
COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS:

THE DRAWWORKS

1. The drawworks is the powerful _____ usually located near the _____ on the rig floor.
2. The drawworks is rated by its ability to _____ or _____ a given size and weight of pipe at a given depth.
3. The total load lifted by the drawworks includes the _____ and the entire _____.
4. The _____ is the grooved drum that spools off or takes up drilling line.
5. The braking system of a drawworks consists of a _____ main brake and an auxiliary _____ or _____ brake which is used to _____ or _____ drilling line movement.
6. The _____ is probably the most important single unit in the hoisting system because it can bring the entire work load to a complete halt.
7. The _____ supports and relieves the main brake in deeper wells when working with heavier loads. It is used to control the _____ speed, but it cannot bring the load to a _____ stop alone.
8. The _____ drive is the device that transmits power from the _____ to the _____ on most rigs.

THE CATHEADS

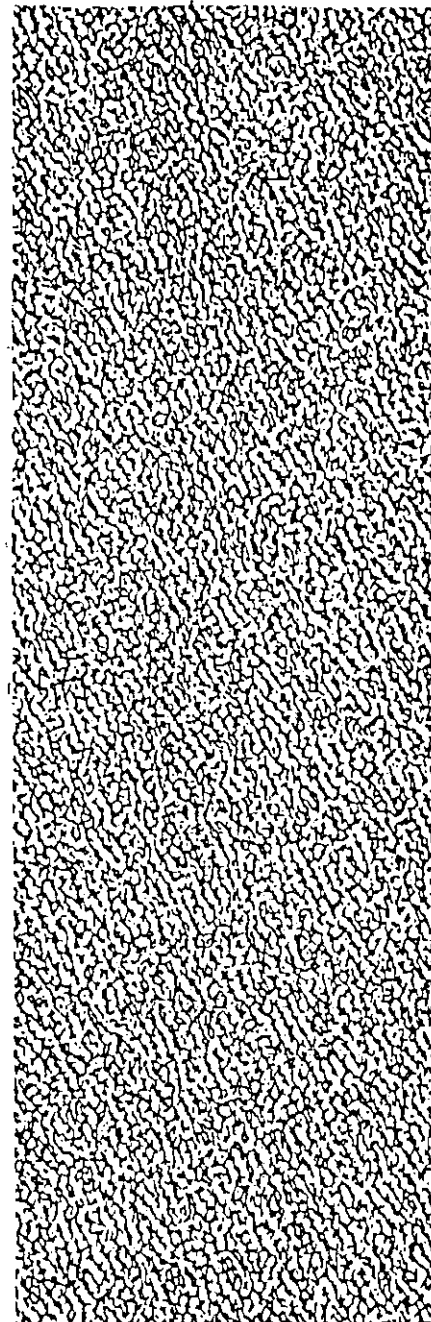
9. The "catheads" are small _____ attachments located on the drawworks and are used to _____ or _____ small loads on the rig floor as well as to _____ or _____ connections.
10. The three main functions of the drawworks are to transmit power from the prime movers to the _____ during trips, to the _____ drive sprockets, to the _____ for making up and breaking out drill stem sections.
11. A cathead assembly consists of two subcomponents: The _____ or _____ cathead and the _____ cathead.
12. The make-up or drum cathead is known by several other names, including the _____ or _____ cathead.
13. The primary task of the drum or make-up cathead is to _____ a drill stem connection.
14. The most common function of the make-up and break-out catheads are used to lift light _____ with a catline.
15. The primary task of the break-out cathead is to _____ connections on drill stem sections.
16. Drawworks catheads have been replaced on many modern rigs because _____ catheads and _____ hoists are separate from the drawworks and are easier and safer to use.



SELF-CHECK

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS: THE OVERHEAD TOOLS

1. The overhead tools consist of the _____ and the _____.
2. The load capacity range of the overhead tools is generally _____ to over _____ tons.
3. The _____ is an assembly of pulleys located on a framework at the top of a derrick or mast.
4. _____ are another name for pulleys.
5. The _____ is an arrangement of sheaves through which the drilling line is reeved.
6. _____ the drilling line means to thread the line. Drilling line is alternately reeved _____ the crown block sheaves and _____ the traveling block sheaves.
7. A _____ refers to the number of drilling line sheaves that are threaded.
8. The purpose of an extra sheave in the crown is used for the _____ which is anchored to the _____.
9. The strength or load capacity of drilling line is determined by the _____ of the drilling line and the _____ of strings.
10. The hook is a large hook-shaped device located _____ the traveling block. During drilling operations it suspends the _____ and the _____. In addition during hoisting operations the hook holds the _____.
11. The two basic kinds of traveling blocks are the _____ and the _____.
12. The _____ block and hook are used on derricks when heavier loads are required for drilling deeper wells.
13. The _____ block and hook are used on a mast when space is at a premium.
14. _____ are rugged, heavy-duty clamps that grip drill pipe and drill collars in sections to be lowered into or pulled out of the hole.
15. Elevators are attached to the traveling block or hook by _____.
16. There are two basic types of elevators: _____ elevators used for most drill pipe and _____ elevators used on square shouldered pipe or collars.
17. A third type of elevator is the _____ type which is used for heavy casing strings.
18. There are two basic elevator positions: _____ and _____.

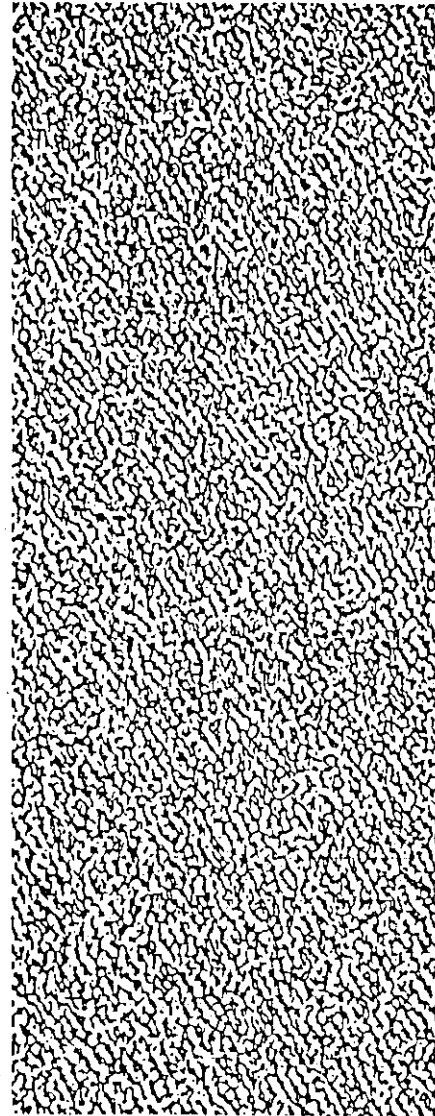


IN-DEPTH INFORMATION MASTERY SELF-CHECK

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS:

DRILLING LINE

1. Drilling line is heavy duty _____ rope made out of six strands of improved plow _____
2. Each strand of drilling line contains many _____ strands wrapped around a main _____
3. _____ or _____ the strands is the process of putting the single strands of drilling line together by rotation.
4. The diameter range for drilling line is _____ to _____
5. The required length of drilling line needed at a specific well is determined by _____, number of _____ and _____
6. A reserve length of drilling line is used for a _____ and _____ program.
7. A "_____ of service" refers to drilling line that has moved a ton of load over a mile in distance.
8. Records of drilling line service are kept to ensure even _____ maximum _____ and _____ of the drilling line.
9. The _____ is a moving line attached to the rotating drum of the drawworks.
10. The _____ is usually located opposite the drawworks and clamped to the rig substructure.
11. The _____ or _____ reel is normally located a short distance away from the rig.
12. If drilling line does not properly fit the pulley grooves of a particular rig it can cause undue _____ if too wide or large and _____ if too small or narrow.
13. The purpose of a "slip and cut program" is to move the line from _____ major _____ points to less critical areas and to _____ the extra line from the drum.
14. A line must be _____ or _____ before it can be cut to prevent it from unraveling after it is cut.
15. Drilling line is usually cut by _____ or _____ means.
16. _____ can be used to prevent unraveling of drilling line instead of seizing the line.



You should now have a general understanding of the hoisting system. If you incorrectly answered any of the questions in the Information Mastery Self-Checks that you have just completed, go back over the section until you clear up any lack of understanding you may have. Then proceed to the audio-visual review of this section of the training program.

Turn on Audio Tape 2, Side 1 and the microfiche reader (or slide projector) and continue where you left off.

When you have completed your self-checks and the audio-visual review, this section is completed.



DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.

"PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL
8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985

THE CIRCULATING SYSTEM

ING. ERNESTO REGUERA ROA
DICIEMBRE, 1985

THE CIRCULATING SYSTEM

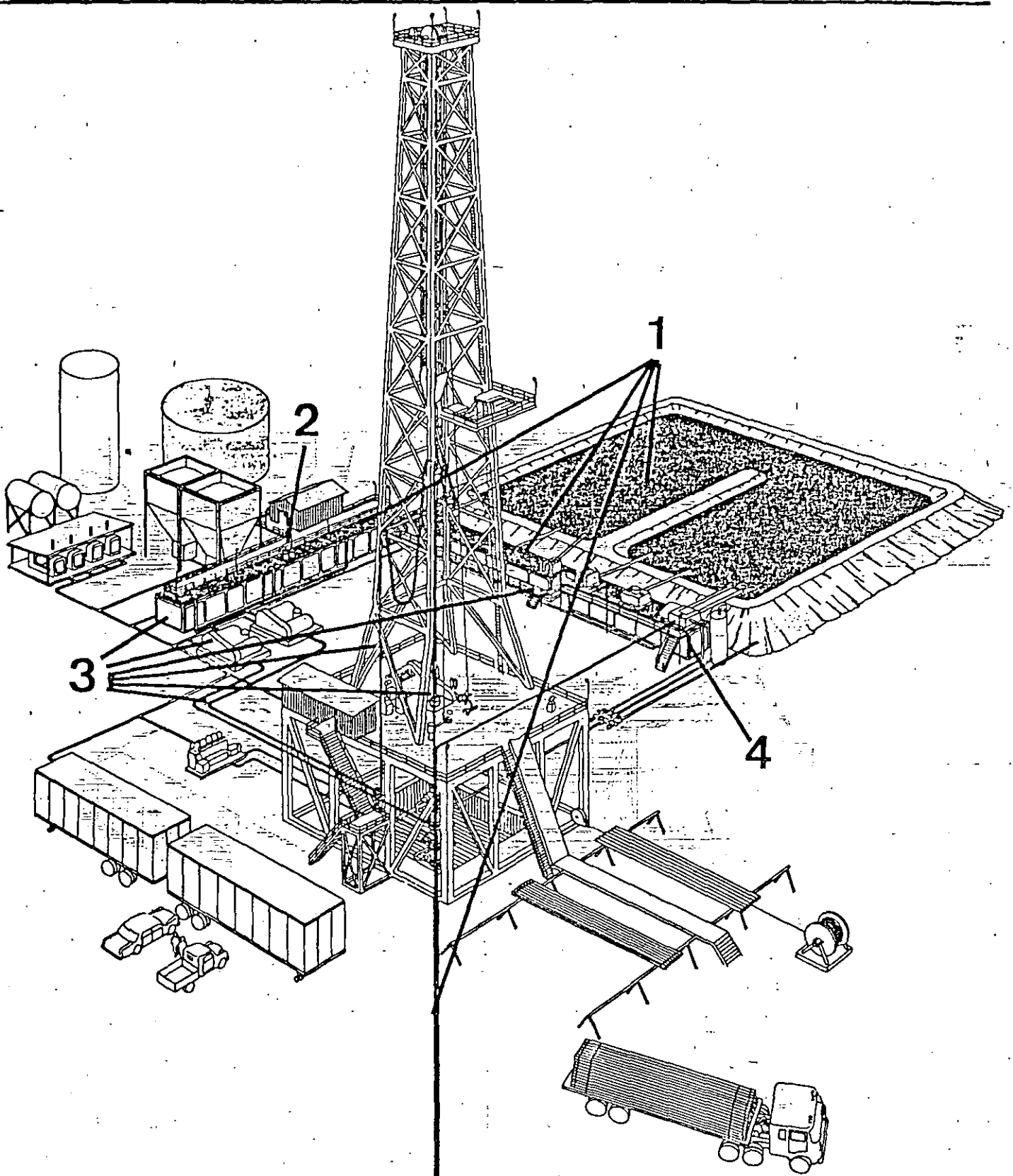
PROGRAM OBJECTIVES

Upon completion of this section, you should be able to:

- Identify and locate the major components in the circulating system; and
- Describe their major functions and characteristics.

When you are ready to begin your study, open this section.

THE CIRCULATING SYSTEM



THE CIRCULATING SYSTEM KEY

- 1 DRILLING FLUID
- 2 PREPARATION AREA

- 3 CIRCULATING EQUIPMENT
- 4 CONDITIONING AREA

AN INTRODUCTION

The CIRCULATING SYSTEM is another of the major components of the rig. Its primary function is to support the rotating system in "drilling the well" by providing the appropriate equipment, materials and working areas needed to prepare, maintain and revise the "lifeblood" of rotary drilling — the drilling fluid. The circulating system consists of four major sub-components: 1) the drilling fluid, 2) the preparation area, 3) the circulating equipment, and 4) the conditioning area.

- 1) The DRILLING FLUID is the special liquid mixture that is circulated down into the well bore, which assists the bit in drilling the hole and then helps control conditions within the well bore. The drilling fluid is commonly referred to as "mud."
- 2) The PREPARATION AREA is the area where the drilling fluid is initially prepared, maintained or altered, depending on the conditions that exist in the well bore.
- 3) The CIRCULATING EQUIPMENT is the specialized equipment that physically moves the drilling fluid from the preparation area, in and out of the well bore to the conditioning area, then returns it to the preparation area for recirculation.
- 4) The CONDITIONING AREA is the area where the drilling fluid is "cleaned up" after it has been brought up out of the well bore.

THE CIRCULATING SYSTEM

THE DRILLING FLUID

There are three basic types of drilling fluid: 1) water-based; 2) oil-based; and 3) air or gas-based. The drilling fluid performs five major functions:

- Provides hydraulic horsepower to the bit for cleaning the bottom of the well bore;
- Transports cuttings out of the hole;
- Supports the well bore walls;
- Prevents entry of formation fluids into the well bore; and
- Cools and lubricates the bit and drill stem.

THE PREPARATION AREA

The preparation area is located at the start of the circulating system near the "mud pumps." The area contains the following:

- MUD HOUSE
- STEEL MUD PITS/TANKS
- MIXING HOPPER
- CHEMICAL MIXING BARREL
- BULK MUD STORAGE BINS
- WATER TANK
- RESERVE PIT

THE CIRCULATING EQUIPMENT

The circulating equipment is located at strategic places around the rig compound. The equipment includes:

- DISCHARGE and RETURN LINES
- STAND PIPE
- ROTARY HOSE
- MUD PUMPS
- SPECIAL PUMPS and AGITATORS
- STEEL MUD PITS/TANKS
- RESERVE PIT

THE CONDITIONING AREA

The conditioning area is located near the rig and includes:

- SETTLING TANKS
- MUD-GAS SEPARATOR
- SHALE-SHAKER
- DEGASSER
- DESANDER
- DESILTER

To develop a better understanding of each of the important components in the Circulating System, turn to the next two-page display.

1 THE CIRCULATING SYSTEM

THE DRILLING FLUID

The drilling fluid is a liquid mixture of various components; which can include: water (fresh or salt), oil, clay, chemical additives, gas, air, mist, foam, or soap. In the drilling field, it is called "mud." Although the term "mud" is historically accurate, it is no longer appropriate because of the special properties that characterize most modern drilling fluid. Drilling fluid has five major functions: 1) it transmits hydraulic horsepower (HHP) to the bit for cleaning the bottom of the well bore; 2) it transports cuttings to the surface; 3) it supports the well bore wall (preventing cave-ins); 4) it prevents entry of formation fluids; and 5) it cools and lubricates the drill bit. Monitoring and control of drilling fluid is one of the most important and complex aspects of modern rotary drilling operations as well as one of the primary tasks of the drilling crew.



DRILLING FLUID COMPOSITION

The drilling fluid composition used in a given well bore is determined by down-hole conditions and the types of formations being drilled. The final composition is a compromise, much like proper bit selection. A trade-off must be made since two major factors complicate the selection decision. They are:

- The lighter and thinner the drilling fluid, the faster the rate of penetration; and
- The thicker and heavier the drilling fluid, the better the control over the effects of certain down-hole conditions. Such as the intrusion of formation fluid under high pressure into the well bore (known as a "kick"). If left uncontrolled, these conditions can cause a disaster known as a "blowout" (discussed later in the Blowout Prevention Section).

BASIC DRILLING FLUID TYPES

There are three basic types of drilling fluid: 1) water-based, 2) oil-based, and 3) air or gas-based.

WATER-BASED DRILLING FLUIDS

The most commonly used drilling fluids (98%) are water-based. Drilling fluid composition of various combinations and amounts of fresh or salt water, clay and chemical additives is determined by the down-hole conditions. The general operational rules are:

- **SURFACE DRILLING OPERATIONS** — Where large quantities of water are available, natural mud with few additives is most commonly used.
- **HARD SUBSURFACE DRILLING OPERATIONS** — When penetrating hard formations (having low porosity), thinner, less dense drilling fluids may be used.
- **SOFT SUBSURFACE DRILLING OPERATIONS** — When penetrating high pressure formations (having high porosity), heavier drilling fluids are used to control formation pressures that may cause a "kick".

Water-based drilling fluid is the most common type. It is used primarily because it is cheaper to maintain, easier to use, and forms filter cake to protect the hole. However, it may contaminate sensitive subsurface formations.

OIL-BASED DRILLING FLUIDS

Oil-based drilling fluids are used to drill water soluble formations; deep, hot holes; to areas subject to differential pressure sticking; drilling troublesome shale formations, etc. They are more expensive to make and maintain, but they do not affect water-sensitive formations and they minimize drill string corrosion, etc.

AIR OR GAS-BASED DRILLING FLUIDS

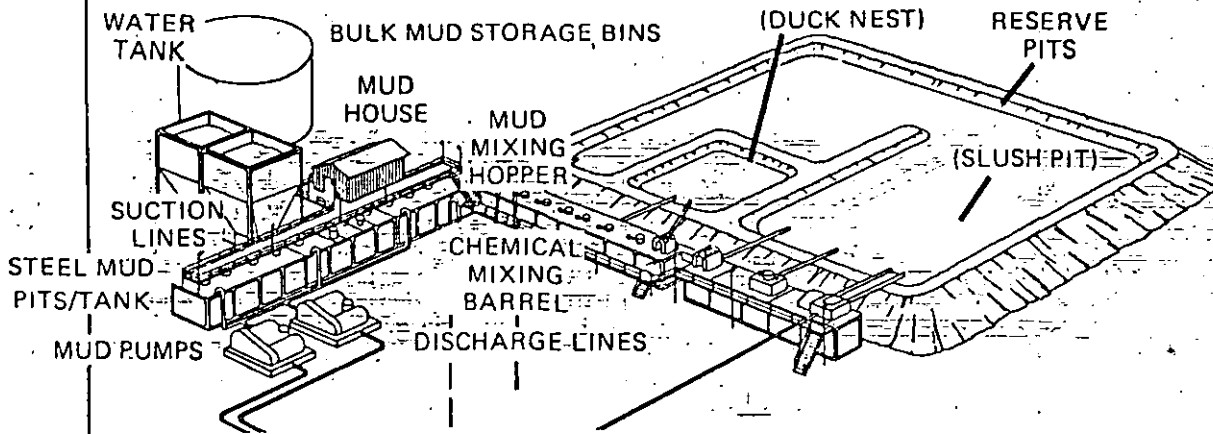
Only about 1% of all drilling fluids are air, air-mist or gas-based. (Remember that both air and gas are compressible fluids.) The primary advantage of air or gas-based drilling fluid is that a faster penetration rate is achieved. In addition, compressors are used, requiring less equipment and space.

2 THE CIRCULATING SYSTEM

THE DRILLING FLUID PREPARATION AREA

The drilling fluid preparation area is located at the head (start) of the circulating system. This is the area where drilling fluid is initially prepared as well as maintained, or later altered, depending on the conditions that exist within the well bore. Alterations may be necessary in order to maintain a stable well bore, provide a fluid that tolerates higher fluid densities and weights, allow penetration of soluble formations, and provide protection to producing zones (when reached). Drilling fluid preparation and maintenance is absolutely essential to any successful drilling operation. There are four major drilling fluid preparation routines carried out by the crew. They are: 1) initial preparation; 2) weight-up (increasing the drilling fluid's weight); 3) water-back (reducing the drilling fluid's weight); and 4) break-over (conversion, which is a change in the chemistry of the drilling fluid). These operations are carried out in an area similar to the one shown below:

DRILLING FLUID PREPARATION AREA ARRANGEMENT



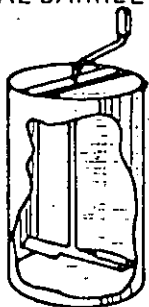
The drilling fluid preparation area consists of an assembly of specialized equipment that is carefully arranged to facilitate preparation or treatment of drilling fluid. The area generally includes:

- MUD HOUSE — Storage shed for additives.
- STEEL MUD PITS/TANK — Steel containers that facilitate the handling of drilling fluid at the surface.
- MIXING HOPPER — Device used to rapidly add additives to the drilling fluid.
- CHEMICAL MIXING BARREL — Device used to add chemicals to the drilling fluid.
- BULK STORAGE BINS — Large bins used to facilitate the handling of additives used in large quantities.
- WATER TANK — Storage container for water used in preparation area. Water wells are drilled in some locations, i.e. arid areas.
- RESERVE PIT — A large earthen pit used to hold cutting wastes from well bore, and sometimes excess drilling fluid for emergencies. The pit is divided into two areas: the slush pit and the duck nest. Each is described in greater detail in the next section.

ADDING MATERIALS TO DRILLING FLUID

CHEMICAL BARREL

Required materials are physically added to the drilling fluid by several basic methods:



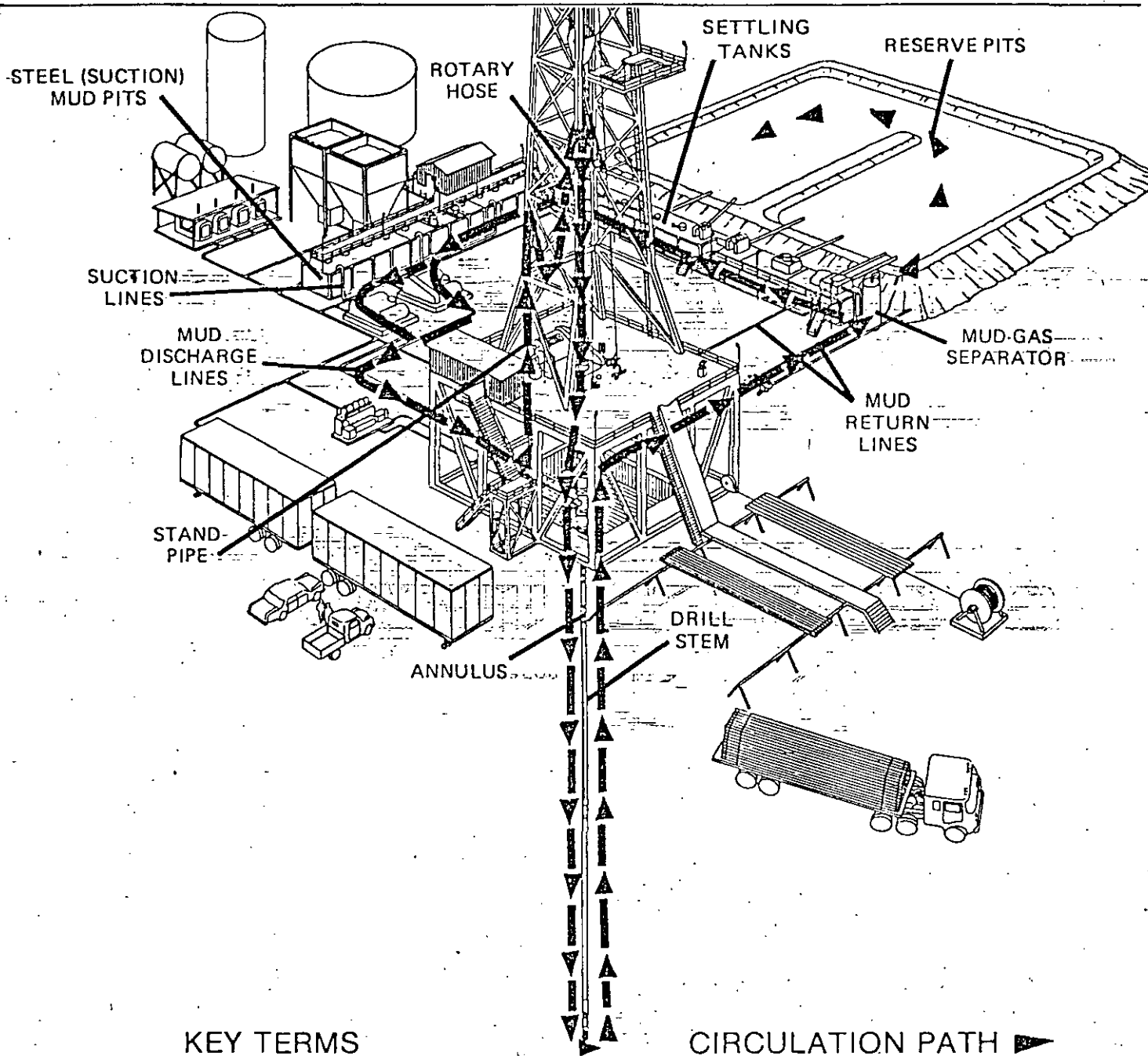
- Through the mixing hopper;
- Through the chemical barrel (illustrated at left);
- Directly to the open mud pits (seldom done); or
- By any combination of the above methods.

3 THE CIRCULATING SYSTEM

CIRCULATING EQUIPMENT

The circulating equipment is one of the major components in the circulating system. The equipment physically moves the drilling fluid. This fluid is moved from the preparation area, down the drill stem, and up the annulus where it is transported at the surface to the conditioning area before being placed back into the mud pits for recirculation. The circulation equipment consists of several specialized components. They are: 1) the mud pits, 2) the mud pumps, 3) pump discharge and return lines, 4) a stand pipe; and 5) rotary hose. These components, when connected to the rotary systems drill stem, provide the means by which the rotary system's "lifeblood" (drilling fluid) is circulated.

CIRCULATING SYSTEM



KEY TERMS

DISCHARGE AND RETURN LINES — Essential connecting lines that transport drilling fluid under pressure to and from the well bore. The discharge line carries fresh or reconditioned drilling fluid to the drill stem. The return lines carry drilling fluid by gravity from the well bore that contains cuttings and gases to the conditioning area.

ANNULUS — The space between the outside of the drill stem and the well bore wall. It acts as the passageway for drilling fluid and cuttings to return to the surface.

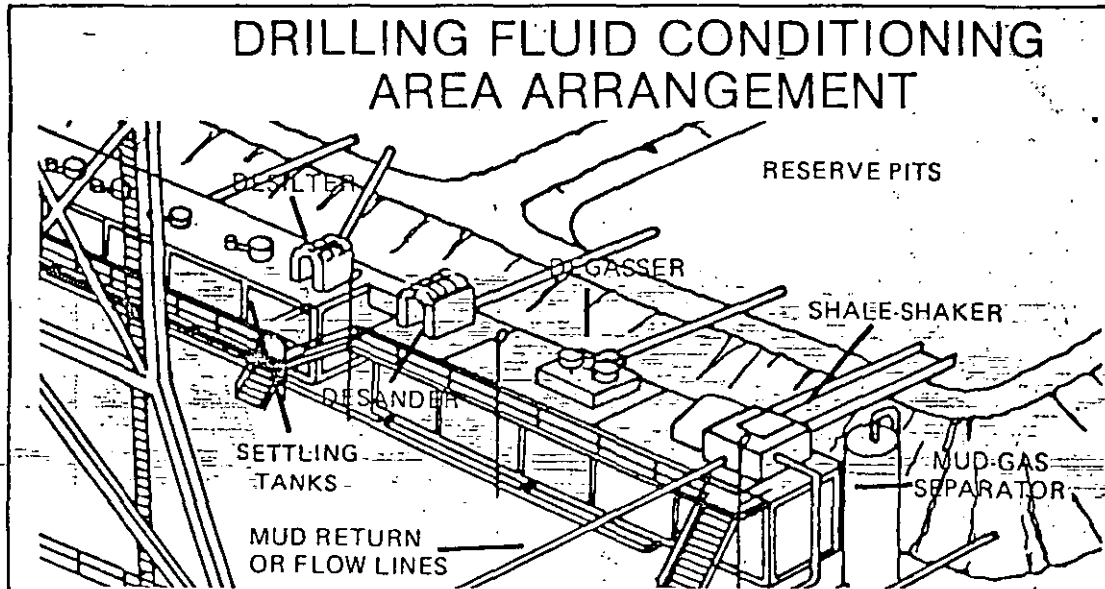
CIRCULATION PATH

1. Drilling fluid is treated in preparation area.
2. Drilling fluid, under pressure from mud pumps, is sent toward well bore.
3. Drilling fluid is transported up stand pipe to swivel.
4. Drilling fluid is transported down drill stem and up annulus.
5. At surface, drilling fluid flows to conditioning area.
6. Conditioning equipment removes cuttings and gases.
7. Drilling fluid is placed back in mud pits to await recirculation.

4 THE CIRCULATING SYSTEM

THE DRILLING FLUID CONDITIONING AREA

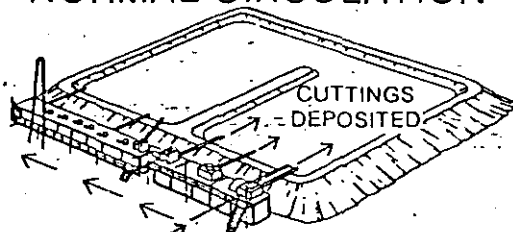
The drilling fluid conditioning area is located near the rig. The area includes specialized equipment used to "clean up" the drilling fluid after it has been brought up from the well bore. The specialized equipment includes: 1) the shale-shaker, 2) the degasser, 3) the desander, 4) the desilter, and 5) the mud pits called "settling tanks." The primary function of this area is to remove unwanted cuttings and any entrained gases that might have entered the drilling fluid. There are two basic methods of removing the cuttings and gases. The first uses gravity as the fluids are sent through the shale-shaker and settling tanks. The second is mechanical where the remaining specialized equipment mounted on the steel mud pits removes the unwanted cuttings and gases. The drilling fluid conditioning area is shown below.



The drilling fluid conditioning area consists of the following components:

- SETTLING TANKS** — Steel containers (mud-pits) used to hold drilling fluid during conditioning. (see detailed description in the drilling preparation area subsection).
- RESERVE PITS** — Large earthen pits used to hold cutting wastes from the well bore and sometimes excess drilling fluid for emergencies.
- MUD-GAS SEPARATOR** — A device that removes larger quantities of entrained gases that have entered the drilling fluid.
- SHALE-SHAKER** — A device that removes large cuttings from the drilling fluid.
- DEGASSER** — A device that continuously removes entrained gases from the drilling fluid.
- DESANDER** — A device that removes granular waste from the drilling fluid.
- DESILTER** — A device that removes the finest formation particles from the drilling fluid.

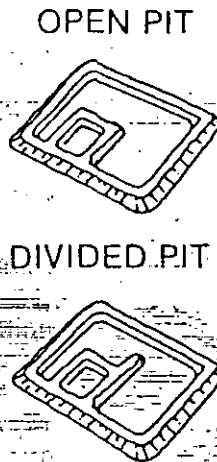
NORMAL CIRCULATION



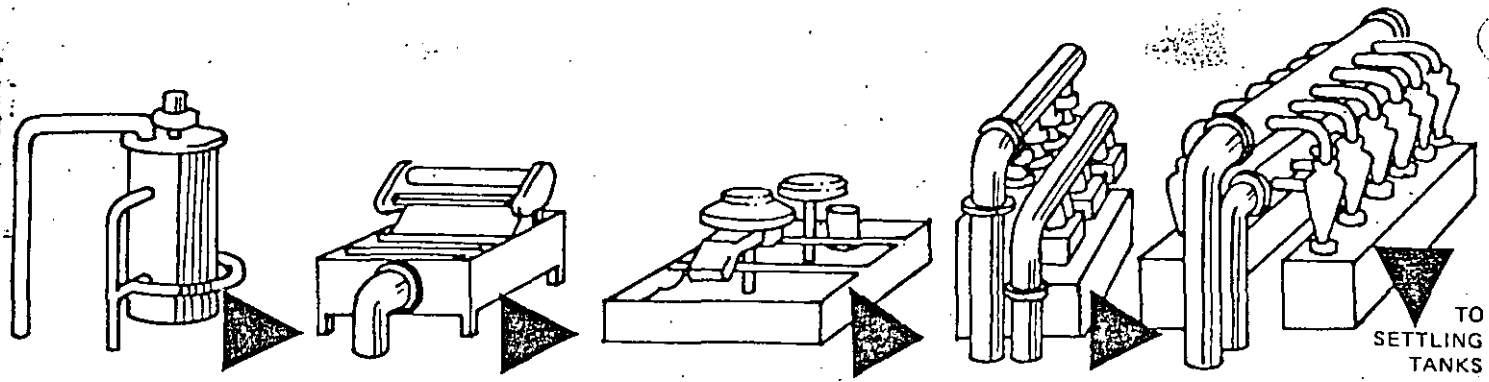
During normal drilling operations, the drilling fluid is circulated through the specialized equipment in the conditioning area, with waste materials being removed and deposited into the reserve pits.

RESERVE PIT ARRANGEMENT

The reserve pit is a large earthen pit located away from the drilling rig. The pit is often divided into two parts: 1) the slush pit, where cuttings, waste materials, etc. are stored, and 2) a duck nest, where excess drilling fluid is stored for emergency use. Two common reserve pit arrangements are shown at the right.



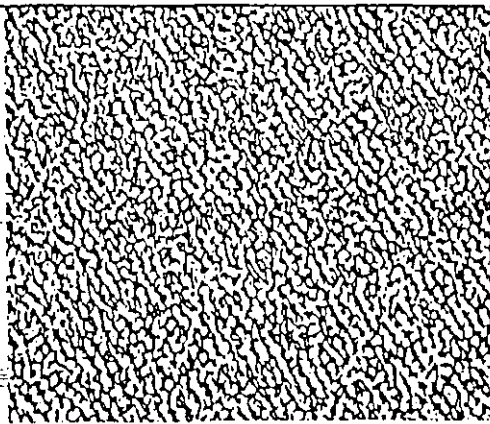
DRILLING FLUID CONDITIONING AREA CONDITIONING EQUIPMENT



MUD-GAS SEPARATOR	SHALE-SHAKER	DEGASSER	DESANDER	DESILTER
<p>The mud-gas separator (sometimes called the "gas-buster") is mounted on the outside end of the conditioning equipment, next to the shale-shaker. It is usually a vertical (sometimes horizontal) tank-like container that is attached to the choke manifold by high pressure lines. Its primary functions are to: 1) eliminate larger quantities of free gas entrained in the drilling fluid; 2) save any usable drilling fluid by returning it to the degasser; and 3) pipe any flammable and/or poisonous gases to a safe distance away from the rig.</p>	<p>The shale-shaker is usually mounted on the end of the first mud pit (called the "shaker pit"). The drilling fluid comes directly to the shale-shaker from the well bore. Its primary function is to remove larger cuttings and broken formation pieces from the drilling fluid. This is done by moving the drilling fluid over vibrating screens that separate the unwanted cuttings. These cuttings are undesirable and damaging to the circulating system if not removed. In addition, the cuttings would fill up the pits if they were not removed.</p>	<p>The degasser is usually mounted on the mud pits. Its primary function is to continuously remove entrained gases from the drilling fluid. The gases must be removed because they: 1) reduce drilling fluid density; 2) reduce the hydrostatic pressure the drilling fluid exerts on the well bore walls; and 3) increase drilling fluid volume. All of these conditions are undesirable. If great amounts of gases are allowed to enter the well bore, a kick may occur, which can lead to a blow out.</p>	<p>The desander consists of a number of cone-shaped cylinders that remove smaller solid particles that pass through the shale-shaker screens. The drilling fluid is forced through the cylinder under pressure with the heavier particles being removed and discharged through the bottom by centrifugal force.</p>	<p>The desilter is similar to the desander in operation and function except that the desilter can remove very minute formation particles from the drilling fluid. Effective use of the desilter and desander significantly reduce mud pump wear. Reduced amounts of formation solids in the drilling fluid affect the entire system, i.e. less additives and chemicals are needed, resulting in increased penetration rates; etc.</p>

SELF-CHECK COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS OR QUESTIONS:

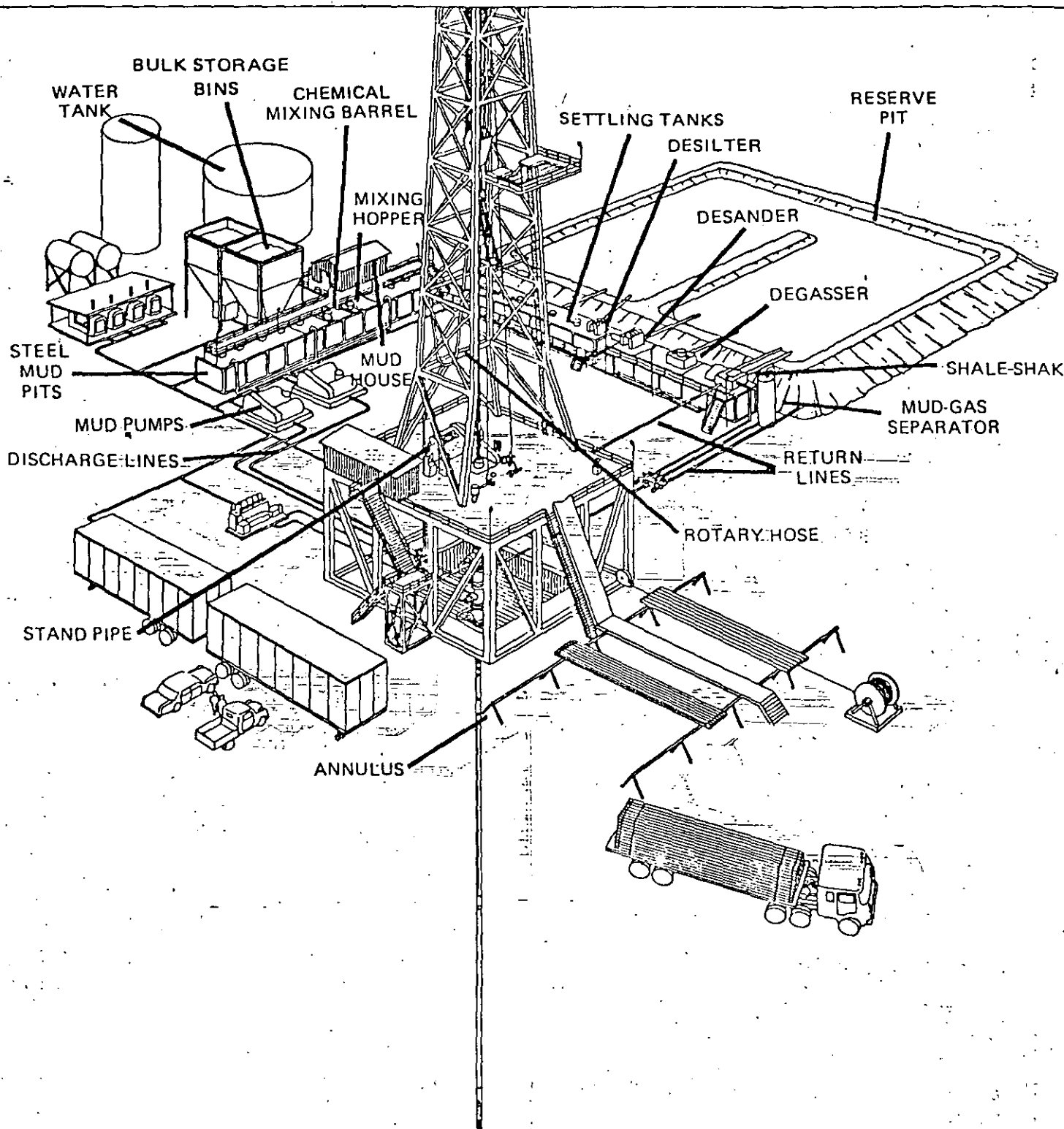
- The drilling fluid conditioning area is located n _____ the rig.
- The area includes specialized equipment used to c _____ -u _____ the drilling fluid after it has been brought up from the w _____ b _____.
- The five basic pieces of specialized equipment are:
 - _____
 - _____
 - _____
 - _____
 - _____
- There are two basic methods of removing cuttings and gases. They are by g _____ or m _____ means.
- The r _____ p _____ is a large earthen pit located away from _____ the rig used to hold cuttings and wastes.



When you are ready to review this section, turn to the next display.

AN INITIAL REVIEW

CIRCULATING SYSTEM COMPONENTS



THE CIRCULATING SYSTEM IS ONE OF THE MOST IMPORTANT COMPONENTS IN THE RIG.

- Its primary function is to support the rotating system in "drilling the well" by providing the appropriate equipment, materials and work areas needed to prepare, maintain, and revise the "lifeblood" of rotary drilling operations—the drilling fluid (popularly called "mud").
- The circulating system consists of four major sub-components: 1) the drilling fluid, 2) the preparation area, 3) the circulating equipment and 4) the conditioning area.

THE CIRCULATING SYSTEM

DRILLING FLUID

The drilling fluid is the special liquid mixture that is circulated down into the drilled hole, assisting the bit in drilling the hole, and then helping control conditions within the well bore. There are three basic types of drilling fluid: 1) water-based; 2) oil-based; and 3) air or gas-based. Drilling fluid performs five major functions. It:

- Provides hydraulic horsepower to bit for cleaning bottom of well bore;
- Transports cuttings out of the hole;
- Supports well bore wall;
- Prevents entry of formation fluids into well bore; and
- Cools and lubricates bit and drill stem.

PREPARATION AREA

The preparation area is the area located at the start of the circulating system near the "mud pumps," where drilling fluid is initially prepared, maintained or altered, depending on well bore conditions. The area contains:

- MUD HOUSE — A storage shed for additives.
- STEEL MUD PITS / TANKS — Steel containers that facilitate handling of drilling fluid at surface.
- MIXING HOPPER — A device used to rapidly add additives to drilling fluid.
- CHEMICAL MIXING BARREL — A device used to add chemicals to drilling fluid.
- BULK MUD STORAGE BINS — Large bins used to facilitate handling additives used in large quantities.
- WATER TANK — A storage container for water used in preparation area.
- RESERVE PIT — A large earthen pit used to hold wastes from well bore.

CIRCULATING EQUIPMENT

The circulating equipment is the specialized equipment that physically moves the drilling fluid from the preparation area in and out of the well bore, to the conditioning area, then returns it to the preparation area for recirculation. The equipment includes:

- DISCHARGE and RETURN LINES — Connecting lines that transport drilling fluid to and from the well bore.
- STAND PIPE — A steel pipe clamped vertically to the derrick or mast, connecting the drilling fluid discharge lines to the rotary hose.
- ROTARY HOSE — A strong, flexible rubber hose that connects the stand pipe with the swivel.
- MUD PUMPS — Powerful pumps that physically move the drilling fluid during circulation.
- SPECIAL PUMPS AND AGITATORS — Devices used to mix or assist in mixing the drilling fluid.
- STEEL MUD PITS / TANKS — Additional steel containers that facilitate the handling of drilling fluid.
- RESERVE PITS — Large earthen pits used to hold wastes from the well bore.

CONDITIONING AREA

The conditioning area is the area where drilling fluid is "cleaned-up" after it has been brought up out of well bore. The area includes:

- SETTLING TANKS — Steel containers (mud pits) used to hold drilling fluid used during conditioning.
- MUD-GAS SEPARATOR — A device that removes larger quantities of entrained gases that have entered the drilling fluid.
- SHALE-SHAKER — A device that removes large formation cuttings from the drilling fluid.
- DEGASSER — A device that continuously removes entrained gases that have entered the drilling fluid.
- DESANDER — A device that removes granular particles from the drilling fluid.
- DESILTER — A device that removes the most minute formation particles from the drilling fluid.

IN-DEPTH REVIEW

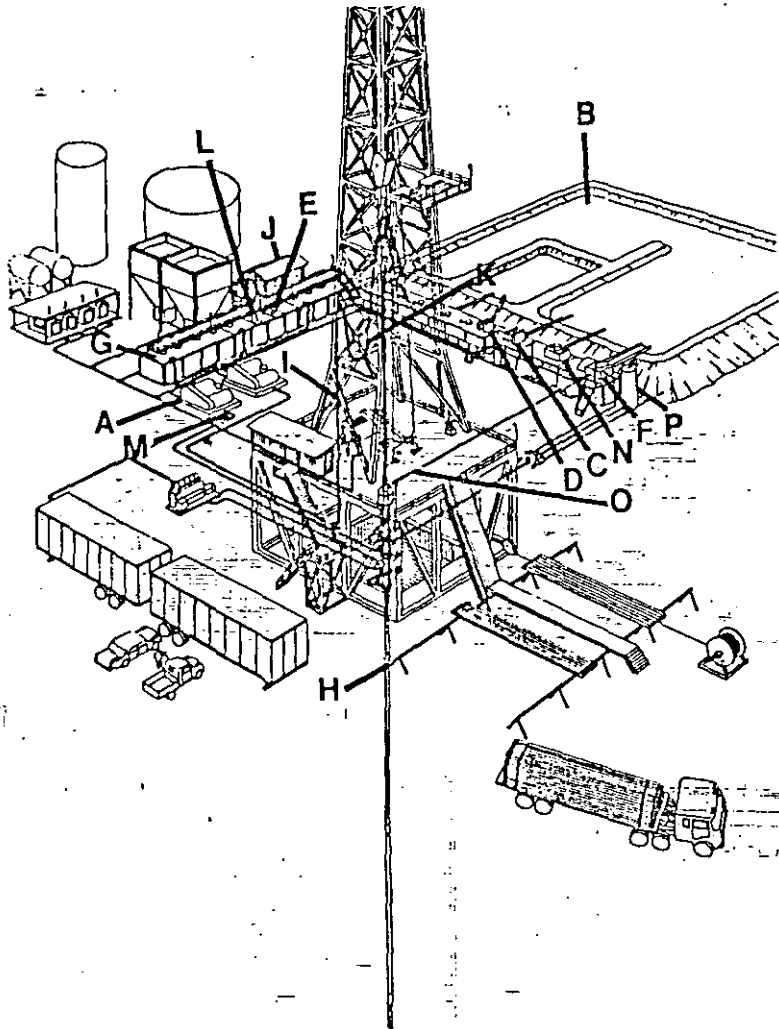
Having completed the initial review of the information in this section, review each two-page display again carefully as an in-depth review. When you are ready to check your mastery of the information contained in this section, complete the initial and the in-depth Information Mastery Self-Checks that follow.

INITIAL INFORMATION MASTERY

COMPLETE THE FOLLOWING SECTIONS AS DIRECTED

PART 1 Locate the major circulating equipment below by placing the letter from Column A next to the matching component in Column B.

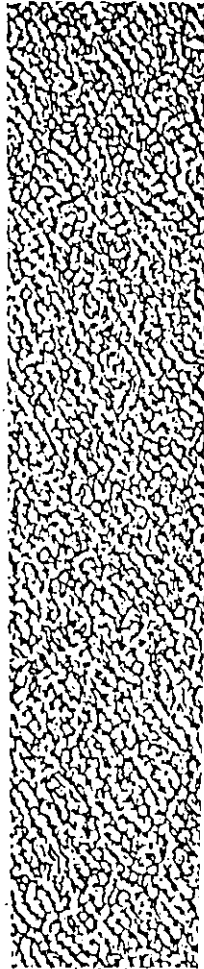
COLUMN A



COLUMN B

CIRCULATION SYSTEM COMPONENTS

- _____ 1. Mud House
- _____ 2. Steel Mud Pits
- _____ 3. Mixing Hopper
- _____ 4. Chemical Mixing Barrel
- _____ 5. Reserve Pit
- _____ 6. Mud Pumps
- _____ 7. Stand Pipe
- _____ 8. Annulus
- _____ 9. Mud-Gas Separator
- _____ 10. Shale-Shaker
- _____ 11. Degasser
- _____ 12. Desander
- _____ 13. Desilter
- _____ 14. Rotary Hose
- _____ 15. Discharge Lines
- _____ 16. Return-Lines



PART 2 ANSWER THE FOLLOWING QUESTIONS

17. Identify the primary function of the circulating system. _____

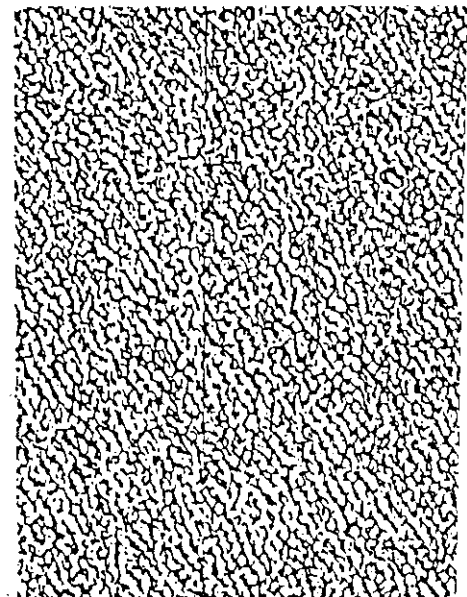
18. List the four major components of the circulating system:

1) _____ 2) _____

3) _____ 4) _____

19. Name two devices used to mix or assist in mixing drilling fluid:

1) _____ 2) _____



SELF-CHECK

PART 3. COMPLETE THE FOLLOWING QUESTIONS

20. List the five major functions performed by drilling fluid.

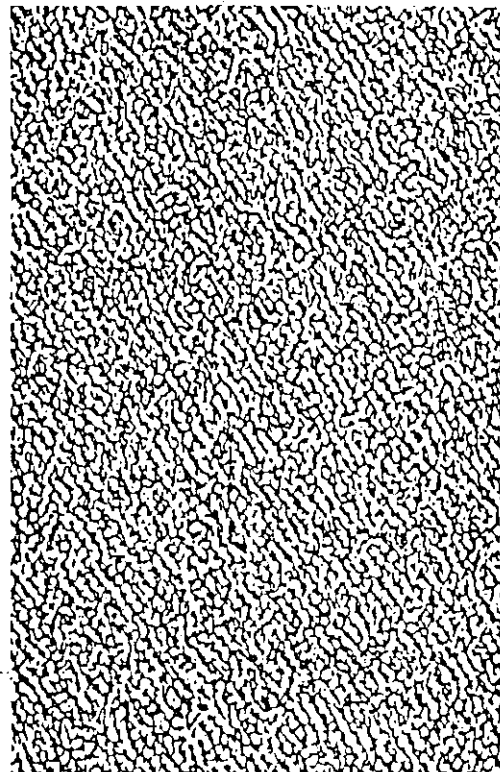
- 1) _____
- _____
- 2) _____
- _____
- 3) _____
- _____
- 4) _____
- _____
- 5) _____
- _____

21. The drilling fluid general testing program consists of two tests. They are:

- 1) _____
- 2) _____

22. Name two mud pit monitoring instruments:

- 1) _____
- 2) _____



PART 4. Match the correct description of function in Column B by placing the letter in front of the component in Column A.

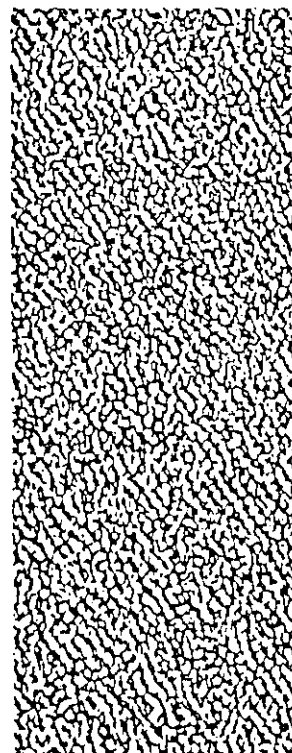
COLUMN A COMPONENTS

- ___ 23. Mud House
- ___ 24. Steel Mud Pits
- ___ 25. Chemical Mixing Barrel
- ___ 26. Bulk Mud Storage Bin
- ___ 27. Reserve Pit
- ___ 28. Discharge Lines
- ___ 29. Rotary Hose
- ___ 30. Stand Pipe
- ___ 31. Mud-Gas Separator
- ___ 32. Shale-Shaker
- ___ 33. Degasser
- ___ 34. Desander
- ___ 35. Desilter

COLUMN B

FUNCTION/DESCRIPTION

- A. Large earthen pit
- B. Strong, flexible rubber hose
- C. Storage shed
- D. Device that removes granular particles
- E. Device that removes large cuttings
- F. Used to hold large quantities of additives
- G. Device that removes finest particles
- H. Device that continually removes entrained gases
- I. Used to add additives to drilling fluid
- J. Steel pipe clamped on mast or derrick
- K. Connecting lines
- L. Steel containers to hold drilling fluid
- M. Device that removes larger amounts of entrained gases

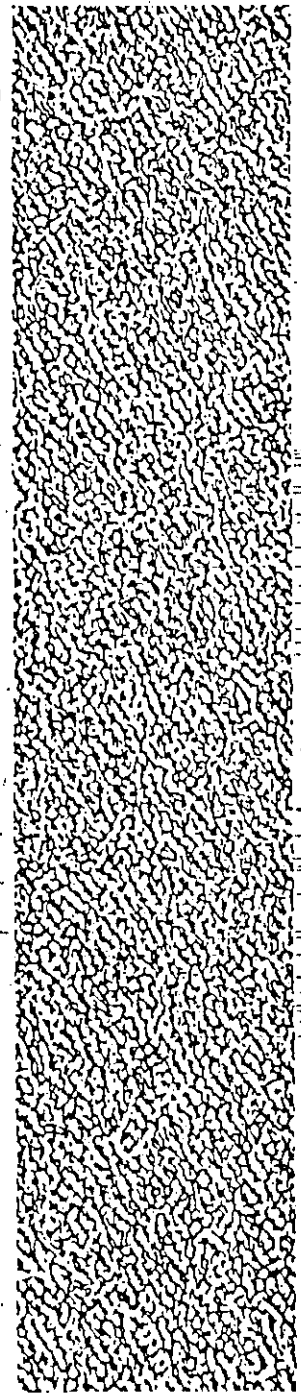


SELF-CHECK

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS:

TESTING AND EVALUATION

1. Optimum conditions are maintained in the well bore as different subsurface formations are encountered by frequent _____ and _____ of the drilling fluid.
2. _____ (or thickness) is the term used to describe drilling fluid's resistance to flow.
3. _____ is the drilling fluid's ability to solidify when not in motion.
4. Gel strength determines the ability of the drilling fluid to hold _____ in suspension.
5. When gel is added to drilling fluid viscosity _____.
6. Increased viscosity enables the drilling fluid to bring _____ out of the well bore.
7. The _____ or _____ test is used to measure the weight of the drilling fluid in pounds per gallon.
8. The purpose of increasing the weight or density of the drilling fluid is to help _____ down-hole pressure in order to prevent formation fluid from entering the well bore.
9. Viscosity, weight and water loss of drilling fluid is controlled with the use of _____.
10. _____ is the most commonly-used additive to increase density or weight.
11. _____ is the additive to control and stabilize.
12. _____ is the additive that is used for special lubricating problems.
13. The _____ has the overall responsibility for monitoring, testing and revision of the drilling fluid.
14. During routine drilling operations, the _____ has the responsibility for the condition of the drilling fluid.
15. The two tests that comprise the general testing program are the _____ test and the _____ test.
16. The _____ test measures the rate of flow which indicates the drilling fluid's true viscosity.
17. The _____ test converts a measured amount of drilling fluid into pounds per gallon.
18. The _____ indicator measures any loss or gain in the volume of drilling fluid in the hole.
19. The _____ stroke indicator provides a measurement of the circulation rate of the drilling fluid by recording the number of strokes produced each minute by the mud pumps.
20. The _____ meter measures drilling fluid flow through the pipe from the well bore.
21. _____ sensors measure the flow of drilling fluid from the mud flow or discharge line.





DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.

"PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

GENERALIDADES.

ING. ERNESTO REGUERA ROA
DICIEMBRE, 1985

MENTE Y CON TODA OPORTUNIDAD LAS VALVULAS QUE EN UN MOMENTO DADO DEBEN CONTROLAR BROTES IMPORTANTES DE GASES, ACEITE, AGUA O VAPOR.

DENTRO DE ESTE SISTEMA DE VALVULAS DE PREVENCION, TAMBIEN SE CUENTA CON LINEAS PARA EL CONTROL DE LOS FLUIDOS PROVENIENTES DE LAS ROCAS PRODUCTORAS.

EN LA GRAFICA DE LA PAGINA 24 Y 25 APARECE EN CONJUNTO Y DEBIDAMENTE COLOREADAS CADA UNO DE LOS SISTEMAS COMPONENTES DE UN EQUIPO DE PERFORACION DEL TIPO ROTATORIO.

PAGINA 27 Y 28

A PARTIR DE LA HOJA 27 EN ADELANTE SE VA A HACER UNA DESCRIPCION DETALLADA DE CADA UNO DE LOS SISTEMAS COMPONENTES DEL CONJUNTO MECANICO QUE FORMAN EL TIPICO EQUIPO DE PERFORACION DEL TIPO ROTATORIO.

SISTEMA DE LEVANTE (THE HOISTING SYSTEM)

COMPONENTES:

1. - LA TORRE QUE PUEDE SER INTEGRAL O EL MASTIL DE ABATIMIENTO.
2. - LA SUB-ESTRUCTURA
3. - EL PISO DE LA MESA ROTATORIA
4. - EL MALACATE
5. - LA CORONA O SEA LA MESA DE POLEAS DE LA PARTE SUPERIOR.
6. - LA POLEA VIAJERA
7. - EL GANCHO
8. - LOS ELEVADORES
9. - EL CABLE DE PERFORACION.

OBSERVESE CADA UNO DE ESTOS NUMEROS QUE APARECEN CON TODA CLARIDAD EN LA FIGURA DE LA PAGINA 29.

EN FORMA GENERALIZADA EL SISTEMA DE LEVANTE SE SUBDIVIDE, POR SUS FUNCIONES, EN LA PARTE ESTRUCTURAL DE SOPORTE DE LA PARTE DE LEVANTE QUE TIENE MOVIMIENTO PARA IMPULSAR TODAS LAS HERRAMIENTAS NECESARIAS EN LA PERFORACION.

LA PARTE DE SOPORTE CUENTA CON UNA ESTRUCTURA DE ACERO, QUE SE CONSTRUYE ADEMÁS DE SER DE FÁCIL DESMANTELAMIENTO Y ARMADO, CON ACEROS DE ALTA CALIDAD PARA SOPORTAR GRANDES CARGAS. SOBRE ESTA SUBESTRUCTURA SE APOYA LA TORRE DE PERFORACION QUE PUEDE SER DE TIPO INTEGRAL O SEA CUYOS MIEMBROS DE CARGA SE ARMAN PIEZA POR PIEZA A BASE DE TORNILLOS O BIEN EL TIPO DE MASTIL QUE SE ARMA SECCIONADA EN FORMA HORIZONTAL Y QUE SE LEVANTA O SE BAJA POR MEDIO DEL ABATIMIENTO DE MECANISMOS QUE LO PERMITEN EN UN SOLO MOVIMIENTO. ENTRE LA SUBESTRUCTURA Y LA TORRE O MASTIL SIEMPRE EXISTE UN PISO DE TRABAJO QUE SIRVE PARA QUE LAS CUADRILLAS QUE OPERAN LOS EQUIPOS TENGAN UN AREA DE TRABAJO QUE PERMITA LA OPERACION DE LAS HERRAMIENTAS DE USO CONTINUO, ASI COMO LOS DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD EN PREVENCION DE ACCIDENTES PERSONALES.

TODOS LOS EQUIPOS SE CONSTRUYEN CON UNA CAPACIDAD DE SOPORTE Y DE LEVANTE ADECUADO A LA POTENCIA DE DISEÑO Y SE FABRICAN EQUIPOS EN LOS RANGOS DESDE 100 H.P. HASTA 6,000 H.P. DEPENDIENDO DE SUS PROPIAS DIMENSIONES.

EL EQUIPO DE LEVANTE O DE IMPULSO TIENE COMO PRINCIPAL ACCIONADOR DE LA POTENCIA EL MALACATE EL CUAL POR MEDIO DE UN CABLE DE ACERO QUE SE ENROLLA EN UN CARRETE QUE FORMA LA PARTE CENTRAL DEL MALACATE PARA DARLE IMPULSO AL SISTEMA DE POLEAS FORMADO ENTRE LA CORONA Y LA POLEA VIAJERA LA CUAL LLEVA INTEGRADO UN GANCHO QUE SE CONSTRUYE PARA RECIBIR TODAS LAS HERRAMIENTAS DE PERFORACION ENTRE LAS CUALES DESTACAN LOS ELEVADORES QUE SIEMPRE VIAJAN APARTE DEL GANCHO Y LA POLEA VIAJERA.

EN LAS HOJAS 32 Y 33 EN FORMA ESQUEMATICA PERO MUY CLARA DESCRIBE LO DICHO ANTERIORMENTE, LA FIGURA No. 1 QUE DESTAGA LA TORRE SOBRE LA SUBESTRUCTURA, LA FIGURA No. 2 QUE PRESENTA UNA SUBESTRUCTURA CARACTI

- CELLAR - CONTRA POZO
- RIG FLOOR - PISO DE ROTARIA
- DRILLING TOWER - TORRE O MASTIL DE PERFORACION

LAS TORRES DENTRO DE SU CONSTRUCCION SE MIDEN POR EL NUMERO Y EL LARGO DE TUBOS QUE SON CAPACES DE MANEJAR HAY TORRES CUYA ALTURA PERMITE LA ACCION DE "PARADAS" DE 2 TUBOS, HASTA "PARADAS" DE 4 TUBOS, ESTAS ALTURAS TAMBIEN POR CONSTRUCCION SON REFERIDAS A LARGOS DE TUBERIAS DE RANGOS No. 1, 2, Y 3 LO CUAL PERMITE A LOS MASTILES SE CONSTRUYAN EN ALTURAS QUE VAN DESDE 30 HASTA 130 PIES.

ASI MISMO LAS CAPACIDADES DE CARGA OSCILAN DESDE 10 HASTA 1,000 TONS. ESTOS SON FACTORES DE SEGURIDAD PARA SOPORTAR VIENTOS QUE VAN DESDE LOS 30 HASTA LAS 130 MILLAS POR HORA DEPENDIENDO DE LAS CONDICIONES CLIMATOLOGICAS DONDE SE LOCALICEN LOS POZOS.

HOJA 34

"RIG FLOOR" PISO DE ROTARIA

LA FIGURA DE LA HOJA 34 EN FORMA ESQUEMATICA PRESENTA UN TIPICO ARREGLO DEL AREA DE LA MESA ROTARIA QUE ES SOBRE EL CUAL OPERAN LAS CUADRILLAS DE PERFORACION. SOBRE ESTE PISO SE ENCUENTRAN LOS MECANISMOS QUE A CONTINUACION SE DESCRIBEN:

"ROTARY TABLE" MESA ROTATORIA

QUE ES LA QUE SE ENCARGA DE SOSTENER LAS SARTAS DE PERFORACION ASI COMO DE APLICAR EL TORQUE QUE IMPULSA EL MOVIMIENTO CIRCULAR A TODAS LAS HERRAMIENTAS.

"ROTARY DRIVE" TRANSMISION

QUE IMPULSA EL MOVIMIENTO ROTATORIO A LA MESA Y CUYA TOMA DE FUERZA ES DEL MALACATE, EN ESTA TRANSMISION, DESTACA QUE EL MOVIMIENTO CIRCULAR VERTICAL SE TRANSFORMA EN CIRCULAR HORIZONTAL.

"DRAWWORKS" MALACATE

QUE CONSISTE EN UN TAMBOR DE PERFORACION CUYO MECANISMO LEVANTA TODOS LOS DISPOSITIVOS CON LOS QUE SE PERFORA EL POZO.

"DRILLERS CONSOLE" CONSOLA

ES UNA CONSOLA EN LA CUAL SE ENCUENTRAN TODOS LOS INSTRUMENTOS DE MEDICION QUE INTERVIENEN EN LAS DIVERSAS OPERACIONES.

"MAKE UP AND BRAKE OUT TONGUES"

SON LAS MORDAZAS CON LAS CUALES SE APRIETAN O DESCONECTAN LAS ROSCAS CONECTORAS DE TODOS LOS COMPONENTES DE LAS SARTAS.

"DOWN-HOLE" AGUJERO

ES UN AGUJERO QUE SE PERFORA Y SE ENTUBA ESPECIFICAMENTE PARA COLOCAR LA "FLECHA KELLY" QUE ES LA QUE RECIBE EL IMPULSO ROTATORIO.

"RAT HOLE" AGUJERO AUXILIAR

ES OTRO AGUJERO AUXILIAR QUE SE PERFORA Y SE ENTUBA ESPECIFICAMENTE PARA COLOCAR LOS TUBOS DE PERFORACION PARA FACILITAR LAS MANIOBRAS.

"DOG HOUSE" CASETA

UNA PEQUEÑA CASETA PARA PROTECCION DE DOCUMENTOS Y HERRAMIENTAS DE LAS CUADRILLAS.

"PIPE RAMP" RAMPA DE TUBERIA

RAMPA INCLINADA SOBRE LA CUAL SE DESLIZAN LOS TUBOS PARA FACILIDAD DE MANIOBRAS.

"CATWALK"

TIENE LA MISMA FINALIDAD QUE LA ANTERIOR SOLO QUE NO ES INCLINADA

"HYDRAULIC CATHEAD" RETORNO

QUE POR MEDIO DE CARRETES DE ACCION MECANICA TENSAN LOS CABLES DE LAS MORDAZAS CON LOS CUALES SE APRIETA O SE DESCONECTAN LAS ROSCAS DE LAS HERRAMIENTAS DE PERFORACION.

HOJA 35

PARA LA PERFORACION SE HACE NECESARIO UNA MEDICION CONTINUA Y CERCANA AL PERFORADOR QUE MANEJA EL EQUIPO DE PERFORACION, LOS INSTRUMENTOS INDISPENSABLES QUE ESTAN EN LA CONSOLA SON:

- "MUD PUMP INDICATOR" - EL INDICADOR DEL NUMERO DE EMBOLADAS DE LA BOMBA DE LODOS.

"MUD PUMP PRESSURE" - UN MANOMETRO QUE MIDE LA PRESION A LA CUAL CIRCULAN LOS FLUIDOS DE PERFORACION.

"ROTARY TACHOMETER" - UN TACOMETRO PARA MEDIR EL NUMERO DE REVOLUCIONES POR MINUTO A LA CUAL GIRA LA MESA ROTATORIA.

"ROTARY TORQUE INDICATOR" - TORQUIMETRO DE MORDAZAS, QUE MIDE EL PAR DE FUERZAS CON EL CUAL SE APRIETAN LAS ROSCAS DE LAS HERRAMIENTAS LAS CUALES EN SUS DIFERENTES DIAMETROS Y TIPOS ESTAN CODIFICADAS POR EL A.P.I.

"WEIGHT INDICATOR" - INDICADOR DE PESO O BASCULA, CON LA CUAL SE CONOCE EL PESO DE LAS HERRAMIENTAS SOLAS O EN SU CONJUNTO EN LAS DIVERSAS SARTAS?

HOJA 36

"THE DRAWWORKS" - EL MALACATE

EN LA FIGURA DE LA HOJA 36 SE VEN CLARAMENTE SUS PRINCIPALES COMPONENTES LOS CUALES SON:

"REVOLVING DRUM" - QUE ES UN CARRETE QUE SE LOCALIZA EN EL CENTRO PRINCIPAL DEL MECANISMO EN EL CUAL SE ENROLLA EL CABLE DE PERFORACION.

"BREAKING SYSTEM" - SISTEMA DE FRENOS QUE TIENE UN SISTEMA MECANICO QUE FRENA CON BALATAS Y QUE SIEMPRE ES AUXILIADO POR UN SEGUNDO FRENO QUE PUEDE SER HIDRAULICO O ELECTROMAGNETICO.

"ROTARY DRIVE TRANSMISION" - ES UNA TRANSMISION A BASE DE CADENAS PARA IMPULSAR LA MESA ROTATORIA.

"CATHEADS" RETORNOS - QUE ADEMÁS DE IMPULSAR LOS CABLES DE LAS MORDAZAS POR SU POTENCIA MECÁNICA SIRVEN PARA LEVANTAR PIEZAS PESADAS POR MEDIO DE CABLES DE MANILA QUE SE ENROLLAN SOBRE ESTOS RETORNOS Y SE IMPULSAN A BASE DE FRICCIÓN.

DE LOS COMPONENTES DEL MALACATE LOS SISTEMAS DE FRENOS SON LOS DE MAYOR IMPORTANCIA YA QUE MANEJANDO CARGAS PESADAS DEBEN TENER LA POTENCIA SUFICIENTE PARA QUE TODAS LAS HERRAMIENTAS BAJEN A UNA VELOCIDAD DESEABLE, EN LA FIGURA DE LA HOJA 36 REFERIDA A "BREAKING SYSTEM" (SISTEMA DE FRENOS) SE PUEDE OBSERVAR QUE HAY UNA FLECHA DE IMPULSO LLAMADA "CAT-SHAFT" QUE ES LA QUE SE ENCARGA DE CONTROLAR LA VELOCIDAD CON LA CUAL SE ENROLLE O DESENROLLE EL CABLE DE PERFORACIÓN.

"BREAK-LEVER" - CINCHO METÁLICO ES UN CINCHO METÁLICO QUE AUMENTA O DISMINUYE LA FRICCIÓN CON LA CUAL ACTÚAN LAS BALATAS.

"CHAINS AND GEAR DRIVES" - CADENAS Y CATARINAS - QUE RECIBEN LA POTENCIA DE LAS FUENTES DE PODER Y LA APLICAN AL TAMBOR DEL MALACATE.

"HYDRAULIC BRAKE" - FRENO AUXILIAR QUE PUEDE SER HIDRÁULICO O ELECTROMAGNÉTICO Y QUE SIRVEN TODO EL TIEMPO PARA DAR MAYOR POTENCIA AL FRENO.

HOJA 37.

LAS FIGURAS DE LA HOJA 37 SEÑALAN EN FORMA MUY SIMPLE LA POSICIÓN Y EL USO DE LOS RETORNOS (CATHEADS)

EN LA FIGURA DE LA PARTE SUPERIOR IZQUIERDA SE EXPLICA COMO OPERA EL CABLE DE MANIOBRAS (CAT LINE) QUE TIENE COMO SOPORTE UNA POLEA INSTALADA EN LA CORONA CON LÍNEA DE CABLE HASTA EL RETORNO (CATHEAD).

EN LAS OTRAS FIGURAS SE SITUAN EL RETORNO IZQUIERDO QUE SIRVE PARA DAR APRIETE A LAS HERRAMIENTAS, ASÍ COMO EL RETORNO DERECHO QUE SIRVE PARA DESCONECTAR LOS TUBOS, EN DICHAS FIGURAS SE VE EL DETALLE DE AMBOS RETORNOS Y ADEMÁS SE PRESENTAN 2 DISPOSITIVOS DE MANIOBRAS LOS CUALES SON INDEPENDIENTES MECÁNICAMENTE AL MALACATE, UNO QUE ES EL (HYDRAULIC CAT-

HEAD) TORQUE DIRECTO EL CUAL HIDRAULICAMENTE PUEDE TENSIONAR LAS MORDAZAS CON TORQUES SUPERIORES A LOS QUE SON CAPACES LOS RETORNOS DEL MALACATE, ASI TAMBIEN SE VE LA FIGURA DE UN MALACATE NEUMATICO (AIR-POWERED HOIST) CONOCIDO EN EL LENGUAJE DE PERFORACION COMO EL "RONCO" Y EL CUAL SIRVE PARA EL IZAJE DE HERRAMIENTAS DE HASTA APROXIMADAMENTE 3 TONELADAS QUE SE HAGAN NECESARIO MOVILIZAR DENTRO DEL PISO DE ROTARIA O BIEN DESDE LAS RAMPAS.

TODOS ESTOS DISPOSITIVOS SON LOS MECANISMOS QUE SIRVEN PARA EL FACIL MANEJO DE LAS HERRAMIENTAS LOS CUALES SE USAN CONTINUAMENTE Y EN FORMA COMBINADA.

HOJA 38 Y 39

THE OVERHEAD TOOLS

THE OVERHEAD TOOLS - APAREJOS

ESTOS APAREJOS QUE ESTAN FORMADOS POR LOS POLIPASTOS Y LOS DISPOSITIVOS DE CARGA Y DE ENLACE CON LAS SARTAS DE PERFORACION. LOS POLIPASTOS TRABAJAN A BASE DE POLEAS FIJAS DE LA CORONA "CROWN BLOCK" No. 5 Y LA POLEA VIAJERA "TRAVELING BLOCK" No. 6 COMO DISPOSITIVOS DE ENLACE ESTAN EL GANCHO "BLOCK-HOOK", ASI COMO LAS PIERNAS COMO ES CONOCIDO EN EL LENGUAJE DE PERFORACION Y QUE INCLUSO SE LLAMAN "LINKS", ESTAS PIERNAS SIRVEN PARA ENLACE CON LAS SARTAS DE PERFORACION POR MEDIO DE LOS ELEVADORES FORMANDOSE ASI EL APAREJO DE LEVANTE PARA LAS DIFERENTES SARTAS Y HERRAMIENTAS DE PERFORACION.

EN LA HOJA 39

SE OBSERVAN 2 TIPOS DE POLEAS VIAJERAS CON GANCHO LAS CUALES PUEDEN SER EN DOS FORMAS, CONVENCIONAL "CONVENTIONAL" EN LA CUAL LA POLEA VIAJERA Y EL GANCHO SON FABRICADOS EN FORMA INDEPENDIENTE, Y EL OTRO TIPO COMBINACION CONOCIDO EN ESPAÑOL COMO "INTEGRAL" EN LA CUAL LA POLEA Y EL GANCHO SE FABRICAN DE UNA SOLA PIEZA.

SE OBSERVA TAMBIEN UN DETALLE DE LOS ELEVADORES QUE SIRVEN DE ENLACE CON LAS TUBERIAS DE PERFORACION LOS CUALES TIENEN 2 DISPOSITIVOS PRINCIPALES QUE ES LA BISAGRA PARA PODERSELE ABRIR EN DOS PARTES, ASI COMO UN MECANISMO DE CIERRE CON CANDADO DE PROTECCION, ESTOS ELEVADORES SE CONSTRUYEN EN TODAS LAS MEDIDAS Y TIPOS DE JUNTAS DE LOS TUBOS DE PERFORACION Y QUE PUEDEN SER PLANO "SQUARE SHOULDERS" O MECANICOS "BOTTLE-NECK".

LAS FIGURAS DE LA PARTE INFERIOR EXPLICAN LA POSICION DE LOS ELEVADORES CUANDO SE PERFORA O CUANDO SE HACE UN VIAJE DE TUBERIA.

HOJA 40 Y 41

THE DRILLING LINE" EL CABLE DE PERFORACION

QUE SE ENROLLA EN EL MALACATE Y QUE ES EL QUE SOSTIENE TODAS LAS PARTES Y HERRAMIENTAS DE PERFORACION SE CONSTRUYE CON HERRAMIENTAS DE ACERO FORMANDO UN TRENZADO DE TORONES ALREDEDOR DE UN NUCLEO COMO LO PRESENTA LA FIGURA "SIZE OR DIAMETER". DE FABRICACION ESTOS CABLES SALEN EN CARRETES ESPECIALES DE TAL MANERA QUE SE PUEDE IR COBRANDO TODO EL CABLE QUE SE DESHECHA POR DESGASTE.

ESTE DESGASTE SE LLEVA CUANTIFICADA DE ACUERDO A LAS DIFERENTES OPERACIONES Y SE MIDE EN TON-MILLAS, EN LA MISMA HOJA 40 SE PUEDE OBSERVAR LA POSICION DE LOS CABLES, EN LA FIGURA DE LA IZQUIERDA SE OBSERVA LA POSICION DEL CABLE CON UN EXTREMO QUE VA AL CARRETE DEL MALACATE (LADO IZQUIERDO DE LA FIGURA).

EL EXTREMO DERECHO DEL DEVANADO QUE VA A LA ANCLA DE LA LINEA MUERTA, EN LA FIGURA INFERIOR DERECHA "TYPICAL DRILLING LINE ARRANGEMENT" PRESENTA EL DEVANADO DEL CABLE DESDE EL TAMBOR DEL MALACATE PASANDO A LA CORONA Y A LA POLEA VIAJERA "REEVED DRILLING LINE" HASTA LA LINEA DE CABLE MUERTO "DEAD LINE ANCHOR", TAMBIEN SE PUEDE OBSERVAR EL EXTREMO DEL CABLE ENROLLADO EN EL CARRETE DE FABRICACION.

EN LA HOJA 41 SE OBSERVAN LOS PUNTOS DE RESISTENCIA A LOS CUALES EL CABLE ESTA SUJETO A LAS MAXIMAS FATIGAS. Y COMO EL CABLE ES UN CONSUMO DE ALTO COSTO SE PRESENTAN LAS HERRAMIENTAS CON LOS CUALES SE HACEN LOS CORTES PARA EVITAR DETERIOROS LONGITUDINALES, SE OBSERVAN 2 HERRAMIENTAS DE CORTE UNO MECANICO Y OTRO HIDRAULICO, ASI TAMBIEN LA FIGURA "SEIZING LINE" QUE EXPLICA COMO DEBE PROTEGERSE LOS CABLES PARA HACER EN SU CENTRO LOS CORTES.

PAGINA 42

COMO COROLARIO DEL PRESENTE CAPITULO EN LA FIGURA DE LA PAGINA 42 SE ENUMERAN LOS PRINCIPALES COMPONENTES DE LA PARTE QUE HEMOS DENOMINADA "SISTEMA DE LEVANTE" (HOISTING SYSTEM) EN ESTA FIGURA SE SEÑALAN EXCLUSIVAMENTE:

- 1.- LA TORRE O MASTIL
- 2.- LA SUB-ESTRUCTURA
- 3.- EL PISO DE LA MESA ROTATORIA
- 4.- EL MALACATE
- 5.- LA CORONA
- 6.- LA POLEA VIAJERA
- 7.- EL GANCHO
- 8.- LOS ELEVADORES
- 9.- EL CABLE DE PERFORACION.

LA MESA ROTARIA

LA MESA ROTARIA ES EN EXTREMO UN PELIGROSO Y PODEROSO MECANISMO ROTATORIO QUE ESTA SITUADO DENTRO DEL PISO DE PERFORACION DIRECTAMENTE BAJO EL TRANSVERSO PORTA POLEA Y SOBRE EL AGUJERO. LA MESA ROTARIA CONTIENE UNA PLACA MONTADA QUE, CUANDO ES USADA CON ACCESORIOS SELECCIONADOS (BUJE MAESTRO Y EL BUJE DE LA FLECHA KELLY) TRASMITE ESFUERZO DE TORSION (TORCIENDO O ROTANDO MOVIMIENTOS) AL KELLY Y AL VASTAGO DE LA BARRENA. CUANDO ES USADO CON TROS ACCESORIOS (LAS CUÑAS) ESTAS PUEDEN SUSPENDER AL VASTAGO DE LA BARRENA EN EL AGUJERO CUANDO AÑADIENDO O REMOVIENDO LA SECCION DEL VASTAGO DE LA BARRENA DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION (COMO UN VIAJE)

LA ROTARIA

FUNCIONES PRINCIPALES DE LA ROTARIA

EL VASTAGO ROTARIO ES UNO DE LOS MAS IMPORTANTES COMPONENTES DEL SISTEMA DE CIRCULACION.

ROTAR EL VASTAGO DE LA BARRENA DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION, Y

SOSTENER O SUSPENDER EL VASTAGO DE LA BARR ENA CUANDO LAS SECCIONES SE MUEVAN O AGREGUEN.

EN ADICION, LA CUADRILLA USUALMENTE PASA MAS TIEMPO TRABAJANDO ALREDEDOR DEL ROTARIO Y SUS ACCESORIOS QUE NINGUN OTRO COMPONENTE SENCILLO DE LA PERFORADORA.

ARREGLOS BASICOS DEL PODER ROTARIO

LA MEDIDA ROTARIA Y LA CAPACIDAD DE CARGA VARIA DE 100 A 600 Ton. LA VELOCIDAD DE LA ROTACION DE PERFORACION VARIA DE 35 A 200 Rpm EN UNA DIRECCION DE IZQUIERDA A DERECHA.

LA VELOCIDAD ES VARIADA POR EL PERFORADOR DEPENDIENDO DEL TIPO DE BARRENA SIENDO USADA Y LA FORMACION SIENDO PERFORADA.

LA POTENCIA ES ABASTECIDA A LA MESA ROTARIA POR 2 ARREGLOS BASICOS:
UNA TRANSMISION POR CADENA CONECTADA AL MALACATE, O
UNA CONEXION DIRECTA DEL MOTOR PRIMARIO.

CONEXION DEL MALACATE

LA CONEXION DEL MALACATE ES PROBABLEMENTE EL ARREGLO MAS COMUN. LA MESA ROTARIA ESTA IMPULSADA POR UNA TRANSMISION POR CADENA DE UNA RUEDA DENTADA CONECTADA AL MALACATE.

CONEXION DIRECTA

LA CONEXION DIRECTA DEL MOTOR PRIMARIO ES OTRO ARREGLO. ESTA PERFORACION INDEPENDIENTE PROVEE GRAN FLEXIBILIDAD EN LOCALIZAR EL MALACATE, MAS CONTROL PRECISO DE LA ROTARIA Y MAS ENERGIA PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DE OTROS SISTEMAS OPERATIVOS (POR EJEMPLO: CIRCULACION).

ACCESORIOS DE LA ROTARIA

HAY 3 ACCESORIOS IMPORTANTES DE LA ROTARIA QUE SON USADOS CON LA MESA ROTARIA, Y ELLOS SON:

- 1) EL BUJE MAESTRO, EL CUAL ES INSERTADO DENTRO DE LA PLACA ROTARIA.
- 2) EL BUJE DE LA FLECHA "KELLY", EL CUAL CUANDO ENGRANA EN EL BUJE MAESTRO PROVEE EL MOVIMIENTO ROTATORIO DURANTE LA PERFORACION, Y
- 3) CUÑAS, LAS CUALES ESTAN INSERTADAS DENTRO DEL BUJE MAESTRO SUSPENDIENDO EL VASTAGO DE LA BARRENA.

ADICIONANDO DOS JUEGOS DE LLAVES LAS DE APRIETA Y QUEBRAR, LAS CUALES SON USADAS PARA QUEBRAR O APRETAR LOS COMPONENTES DEL VASTAGO DE LA BARRENA.

BUJE MAESTRO

EL BUJE MAESTRO

EL BUJE MAESTRO ES UN ARTEFACTO REMOVIBLE QUE SE AJUSTA DENTRO DE LA

ABERTURA EN LA MESA ROTARIA. ESTE PROVEE UN LUGAR LIGADO A CUALESQUIERA UNO DE LOS ACCESORIOS ROTARIOS IMPORTANTES. EL BUJE DE LA FLECHA "KELLY" O LA CUÑA.

ARREGLOS BASICOS DE LOS ACCESORIOS ROTARIOS

EL ARREGLO DEL BUJE DE LA FLECHA "KELLY".

CUANDO EL BUJE DE LA FLECHA "KELLY" ESTA FUNCIONANDO DURANTE LA PERFORACION, ESTE TRANSMITE UN IMPULSO DE ROTACION (MOVIMIENTOS DE TORSION O ROTACION) DE LA MESA ROTARIA AL BUJE DE LA FLECHA "KELLY" Y AL VASTAGO DE LA BARRENA. ESTA ROTACION ES LA BASE DEL COMPLETO SISTEMA ROTARIO DE PERFORACION.

ARREGLOS DE PERFORACION

EL "KELLY" ESTA INSERTADA DIRECTA AL BUJE DE LA FLECHA "KELLY"; EL BUJE MAESTRO Y LA MESA ROTARIA, ASI EL MOMENTO DE ROTACION (MOVIMIENTOS DE ROTACION O GIRATORIOS) ES TRANSFERIDO DE LA PLACA ROTARIA A LA LLAVE "KELLY" Y EL VASTAGO DE LA BARRENA MAS ABAJO.

EL ARREGLO DE LAS CUÑAS

CUANDO LAS CUÑAS SON INSERTADAS DENTRO DEL BUJE MAESTRO, ELLAS SON USADAS PARA SUSPENDER EL VASTAGO DE LA BARRENA DURANTE LA ADICION O TRASLADO DE LAS SECCIONES DEL VASTAGO DE LA BARRENA.

ARREGLOS DE CONEXION

LAS CUÑAS ESTAN INSERTADAS DENTRO DEL BUJE MAESTRO ALREDEDOR DE LA SECCION DEL VASTAGO DE LA BARRENA SUSPENDIENDO EL MISMO EN EL DIAMETRO DEL POZO.

LOS ACCESORIOS

EL BUJE MAESTRO

HAY DOS TIPOS BASICOS DE BUJE MAESTRO:

- 1) EL TIPO SOLIDO, Y
- 2) EL DE DOS PIEZAS, O EL TIPO HENDIDURA.

EL TIPO SOLIDO DEL BUJE MAESTRO ES EL MAS COMUN EN EL USO COTIDIANO DE LAS OPERACIONES DE PERFORACION.

EL TIPO HENDIDURA DEL BUJE MAESTRO ES EL MAS COMUN EN EL USO PARA EL LARGO CUELLO DE PERFORACION Y TUBERIA DE REVESTIMIENTO.

BUJE DE LA FLECHA KELLY

ESTE ES UN ARTEFACTO QUE ESTA OCUPADO EN EL BUJE MAESTRO Y TRANSMITE IMPULSOS DE ROTACION (MOVIMIENTOS DE ROTACION O GIRATORIOS) AL KELLY Y AL VASTAGO DE LA BARRENA DURANTE LAS PERFORACIONES DEL DIAMETRO DEL POZO (AGUJERO). HAY DOS TIPOS BASICOS DE BUJES DE FLECHA KELLY:

- PINON

HAY CUATRO PINONES QUE SON INSERTADOS DENTRO DE LA PARTE SUPERIOR DEL BUJE MAESTRO.

FLECHA

TIENE UNA ESCUADRA SIMPLE QUE ESTA INSERTADA DENTRO DEL BUJE MAESTRO.

CUNAS

LAS CUNAS TIENEN DIENTES COMO ELEMENTOS QUE ASEGURAN EL REMACHE DE LA SECCION DEL VASTAGO QUE ESTA CONECTADO O DESCONECTADO.

HAY DOS TIPOS DE CUNAS:

- 1) EL MANUAL, EL CUAL ES FRECUENTEMENTE MAS USADO Y
- 2) EL DE POTENCIA, EL CUAL TODAVIA NO ESTA EN USO COMUN EN TIERRA O VIEJAS PERFORADORAS. HAY VARIACIONES DE AMBOS DE ESOS TIPOS DEPENDIENDO EN SI ESTARAN SEGUROS EN LA TUBERIA VASTAGO Y EL CUELLO DE PERFORACION.

ESTAS VARIACIONES PUEDEN SER DISCUTIDAS EN LA UNIDAD III, "OPERACIONES DE LA PERFORADORA".

DE LA 72 A LA

THE TRANSITION ZONE

7

ADITAMENTOS DE LA SARTA

LOS ADITAMENTOS DE LA SARTA SON HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS QUE SON USADAS EN EL EQUIPO PARA FONDO DEL POZO DEL VASTAGO DE LA BARRENA. EQUIPO PARA FONDO DEL POZO ES UNA FRASE QUE HA VENIDO SIENDO ACEPTADA CUANDO DESCRIBE LA COMBINACION DE LOS CUELLOS DE PERFORACION Y VARIOS CONTACTOS DE LA PARED Y HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS EN LA BAJADA DE 120 PIES DEL VASTAGO DE LA BARRENA.

ESTAS HERRAMIENTAS SON USADAS PARA INFLUENCIA DEL COMPORTAMIENTO DE LA BARRENA DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION.

HAY 3 TIPOS IMPORTANTES DE ADITAMENTOS DE LA SARTA ESPECIALIZADA:

- 1) ESTABILIZADORES
- 2) RIMAS, Y
- 3) AMORTIGUADORES

POR EJEMPLO, SON LAS HERRAMIENTAS USADAS MAS EFECTIVAS PARA GUARDAR UN

AGUJERO TAN VERTICAL (RECTO) COMO SEA POSIBLE.

EL EQUIPO PARA FONDO DEL POZO SON USADOS TAMBIEN PARA CONTROLAR LA DESOCIACION DEL AGUJERO, CUANDO LA LOCALIZACION DEBA SER CAMBIADA.

ESTABILIZADORES

LOS ESTABILIZADORES SON USADOS EN EL AGUJERO PARA FONDO DEL POZO PARA ESTABILIZAR LA BROCA Y CUELLO DE PERFORACION EN EL HOYO DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION. LOS ESTABILIZADORES SON USADOS GENERALMENTE PARA LOS PROPOSITOS SIGUIENTES:

PARA AUMENTAR LA PENETRACION, LOS ESTABILIZADORES SOPORTAN EL CUELLO DE PERFORACION PERMITIENDO MAYOR PESO PARA SER COLOCADO EN LA BROCA (BARRENA) LOS CUALES AUMENTAN VELOCIDADES DE PENETRACION.

PARA REDUCIR FATIGA EN LAS CONEXIONES DEL CUELLO DE PERFORACION LOS ESTABILIZADORES REDUCEN LA DOBLADURA DEL VASTAGO DE LA BARRENA EL CUAL DECRECE EL ESFUERZO EN LAS CONEXIONES DEL CUELLO DE PERFORACION.

PARA PREVENIR EL PEGARSE LA HERRAMIENTA EN LA PARED LOS ESTABILIZADORES SOSTIENEN LA SUPERFICIE DEL CUELLO DE PERFORACION ALEJADO DEL HOYO DE LA PARED.

PARA INCREMENTAR EL ANGULO DE APOYO LOS ESTABILIZADORES PREVIENEN CAMBIOS RAPIDOS EN EL ANGULO DEL HOYO.

PARA MEJOR ALINEACION DEL POZO LOS ESTABILIZADORES GUARDAN AL CUELLO DE PERFORACION CENTRADO EN EL HOYO Y MINIMIZA LA DESVIACION DEL DIAMETRO DEL POZO.

TIPOS BASICOS DE ESTABILIZADORES

ESTABILIZADOR DE CAMISA MOVIL NO ROTATORIO

UN ESTABILIZADOR DE CAMISA MOVIL QUE PUEDE SER USADO EN CUALQUIER MEDIDA DE AGUJERO EN FORMACIONES DURAS DE PIEDRA PARA CENTRALIZAR LOS CUELLOS DE PERFORACION Y REDUCIR EL IMPULSO DE ROTACION.

LA CAMISA ACTUA COMO UN BUJE EL CUAL ROTA AL VASTAGO DE LA BARRENA, MINIMIZANDO DAÑOS MECANICOS EN LA PARED DEL AGUJERO.

RIMAS

LAS RIMAS SON HERRAMIENTAS USADAS EN LAS OPRACIONES DE PERFORACION PRIMARIAMENTE PARA MANTENER EN CALIBRE LAS MEDIAS DE LOS AGUJEROS O PARA ALARGAR EL AGUJERO PERFORADO. EN ADICION ELLOS ASISTEN EN CENTRALIZAR EL CUELLO DE PERFORACION Y CUIDAN EL INCREMENTO DE LA VIDA DE LA BARRENA PARA MANTENER CONSISTENCIA EN LA MEDIDA DEL AGUJERO.

HAY 3 TIPOS BASICOS DE CUERPOS DE RIMAS

3.- DE UN PUNTO DE APOYO

PROPORCIONA LA DETERMINACION DEL CENTRO DEL CUELLO DE PERFORACION Y MANTIENE LOS AGUJEROS EN GRADUADOR PARA REMOVER BORDES Y OTRAS OBSTRUCCIONES EN LA PARED.

6.- DE APOYO EN EL FONDO

3.- DE APOYO EN EL FONDO

USADO ENTRE EL CUELLO DE PERFORACION Y LA BARRENA PARA ASEGURAR MENOS ENSANCHAMIENTO ATRAS CON UNA NUEVA BARRENA PARA GUARDAR EL HOYO FUERA DE MEDICION,

AMORTIGUADORES DE LA SARTA.

TIPOS BASICOS DE AMORTIGUADORES:

- AHULADOS
- METALICOS
- HIDRAULICO.

LOS AMORTIGUADORES DE LA SARTA (TAMBIEN LLAMADOS AMORGIDUADORES DE FONDO) SON HERRAMIENTAS LAS CUALES ESTAN SITUADAS EN LA SECCION BAJA DE LA ARMADURA DEL CUELLO DE PERFORACION PARA ABSORBER VIBRACIONES Y CUALQUIER CHOQUE DE CARGAS QUE PUEDAN SER PRODUCIDAS POR LA ACCION DEL CORTE DE LA BARRENA CUANDO PERFORANDO ROCA DURA, ROMPIENDO FORMACIONES E INTERMITENTES FORMACIONES DURAS Y SUAVES REDUCIENDO POSIBLE (PELIGRO) DAÑO AL VASTAGO DE LA BARRENA Y AL EQUIPO DE LA PERFORADORA.

LOS AMORGIDUADORES DEL TIPO AHULADO TIENEN TEMPERATURA Y OIL-IN-MUD LIMITACIONES MIENTRAS QUE EL HIDRAULICO Y EL METALICO NO TIENEN LIMITACIONES.

LAS PRINCIPALES FUNCIONES DE LOS AMORTIGUADORES SON PARA REDUCIR:

- FATIGA Y PERDIDA EN LA CONEXION DEL CUELLO Y CAÑO DE PERFORACION.
- CHOQUE DE CARGAS EN LA BARRENA, PROTEGIENDO LOS DIENTES Y COJINETES,

Y

- POSIBLES DAÑOS EN EL EQUIPO DE LA SUPERFICIE.

ESTOS RESULTADOS EN VELOCIDADES RAPIDAS DE PERFORACION PORQUE EL PESO OPTIMO Y LA VELOCIDAD DE ROTACION EN LA BARRENA PUEDE SER MANTENIDA Y OBTENER UNA VIDA MAS LARGA DE LA BARRENA.

LASTRABARRENAS CUADRADAS

EN ADICION CON TAL QUE EL PESO AUMENTE A LA REBAJA DEL VASTAGO DE LA BARRENA LAS LASTRABARRENAS CUADRADAS SON USADAS COMO "ESTABILIZADORES ESPECIALIZADOS HACIA EL FONDO" PROVEYENDO MAXIMO CONTACTO DE PARED PARA ESTABILIZACION. LA DESVENTAJA DE USAR LAS LASTRABARRENAS CUADRADAS ES QUE CUANDO LA PARED CONTACTA AREAS GASTADAS POR ROZAMIENTO ELLAS SON MUY CARAS DE REPARAR (INSTALAR) EN UN TALLER DE MAQUINARIA.

EL VASTAGO DE LA BARRENA

LA BARRENA

LA BARRENA ES EL DISPOSITIVO QUE ACTUALMENTE CORTA O PERFORA EL HOYO (DIAMETRO DEL POZO) EN UNA OPERACION DE PERFORACION ROTARIA.

- LASTRABARRENAS
- HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS DE FONDO
- BARRENAS

EL VASTAGO DE LA BARRENA ACTUA COMO UN EJE DE MANDO EL CUAL ROTA LA BARRENA.

LA BARRENA

LA BARRENA ESTA CONECTADA AL FONDO DEL VASTAGO DE LA BARRENA Y "HACER AGUJEROS"

LA ROTARIA

LA ROTARIA ES UNA POTENTE ARMADURA ROTATORIA QUE ESTA LOCALIZADA EN EL PISO DE PERFORACION DIRECTAMENTE SOBRE EL TRAVESERO PORTA POLEA Y DIRECTAMENTE SOBRE EL AGUJERO. LA ARMADURA ROTARIA CONSISTE DE.

- 1.- LA MESA ROTARIA.
- 2.- EL BUJE PRINCIPAL, Y
- 3.- UNO DE DOS ACCESORIOS IMPORTANTES

(EL BUJE DE LA FLECHA KELLY) USADA PARA ROTAR EL VASTAGO DE LA BARRENA. O EL DESLIZAMIENTO ROTARIO (USADO PARA SUSPENDER EL VASTAGO DE LA BARRENA) LOS COMPONENTES DE LA LLAVE EN EL SISTEMA ROTATORIO ES LA MESA ROTARIA.

TERMINOLOGIA BASICA DE LA MESA ROTARIA

- CAJA DE TRANSMISION DE LA ROTARIA.- UNA FORMA RECTANGULAR MONTADA QUE PROTEGE LA PLACA MONTADA.
- FLECHA DE TRANSMISION.- EL EJE DE TRANSMISION EL CUAL TRANSMITE MOCION ROTATORIA DE LA FUENTE DE PODER A LA PLACA (POR VIA DE LA CADENA ROTATORIA Y RUEDA CADENA U OTROS MEDIOS.
- PISO ROTARIA

EL TOPE DE LA PLANCHUELA DE LA CAJA ROTARIA ESTE TIENE USUALMENTE UN PATIN CONTRA EQUILIBRIO PARA SEGURIDAD DE LA CUADRILLA.

LA BARRENA ESTA SUSPENDIDA EN EL FONDO DEL VASTAGO DE LA BARRENA.

TODOS LOS COMPONENTES, FUNCIONES Y OPERACIONES EJECUTADAS EN LA PERFORADORA ESTAN RELACIONADAS DIRECTA O INDIRECTAMENTE PARA PERFORAR EL DIAMETRO DEL POZO.

ESTO ES REFERIDO POR VARIOS NOMBRES COMO: PERFORANDO EL HOYO, PERO EL TERMINO MAS POPULAR APLICADO ES "HACIENDO AGUJERO".

SISTEMA DE CIRCULACION

LA ROTARIA

LA ROTARIA ESTA LOCALIZADA EN EL PISO DE PERFORACION DIRECTAMENTE ABAJO DE LA CORONA.

LAS OPERACIONES DE LA ROTARIA REQUIEREN DEL USO DE LO SIGUIENTE:

- MESA ROTARIA
- BUJE MAESTRO
- BUJE DE LA TUBERIA (KELLY)
- CUÑAS
- LLAVES DE APRIETE Y DE QUEBRAR

LA MESA ROTARIA, BUJE MAESTRO Y EL BUJE DE LA TUBERIA (KELLY) SON USADOS JUNTO PARA ROTAR EL VASTAGO DE LA BARRENA.

LA MESA ROTARIA, EL BUJE MAESTRO Y LAS CUÑAS SON USADAS PARA SUSPENDER EL VASTAGO DE LA BARRENA EN EL AGUJERO MIENTRAS AGREGANDO Y MOVIENDO SECCIONES DE LA TUBERIA VASTAGO CON LA ASISTENCIA DEL ENROSQUE Y DESENROSQUE DE LAS LLAVES.

EL VASTAGO DE LA BARRENA

EL VASTAGO DE LA BARRENA ESTA SUSPENDIDA DEBAJO DEL GANCHO Y LA POLEA VIAJERA. ESTE SE EXTIENDE ENTRE LA ROTARIA DONDE ES SUEPENDIDO EN EL AGUJERO (HOYO) (DIAMETRO DEL POZO).

EL VASTAGO DE LA BARRENA ESTA SUSPENDIDO POR DEBAJO DEL GANCHO Y LA POLEA VIAJERA POR EL:

EL GRILLETE DE LA UNION GIRATORIA Y LA UNION GIRATORIA.

EL VASTAGO DE LA BARRENA INCLUYE LOS SIGUIENTES COMPONENTES:

- FLECHA KELLY
- SUBSTITUTO DE PROTECTOR DE LA FLECHA KELLY
- TUBERIA DE PERFORACION



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

"PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL
8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

THE ROTATING SYSTEM

ING. ERNESTO REGUERA ROA
DICIEMBRE, 1985

THE ROTATING SYSTEM

PROGRAM

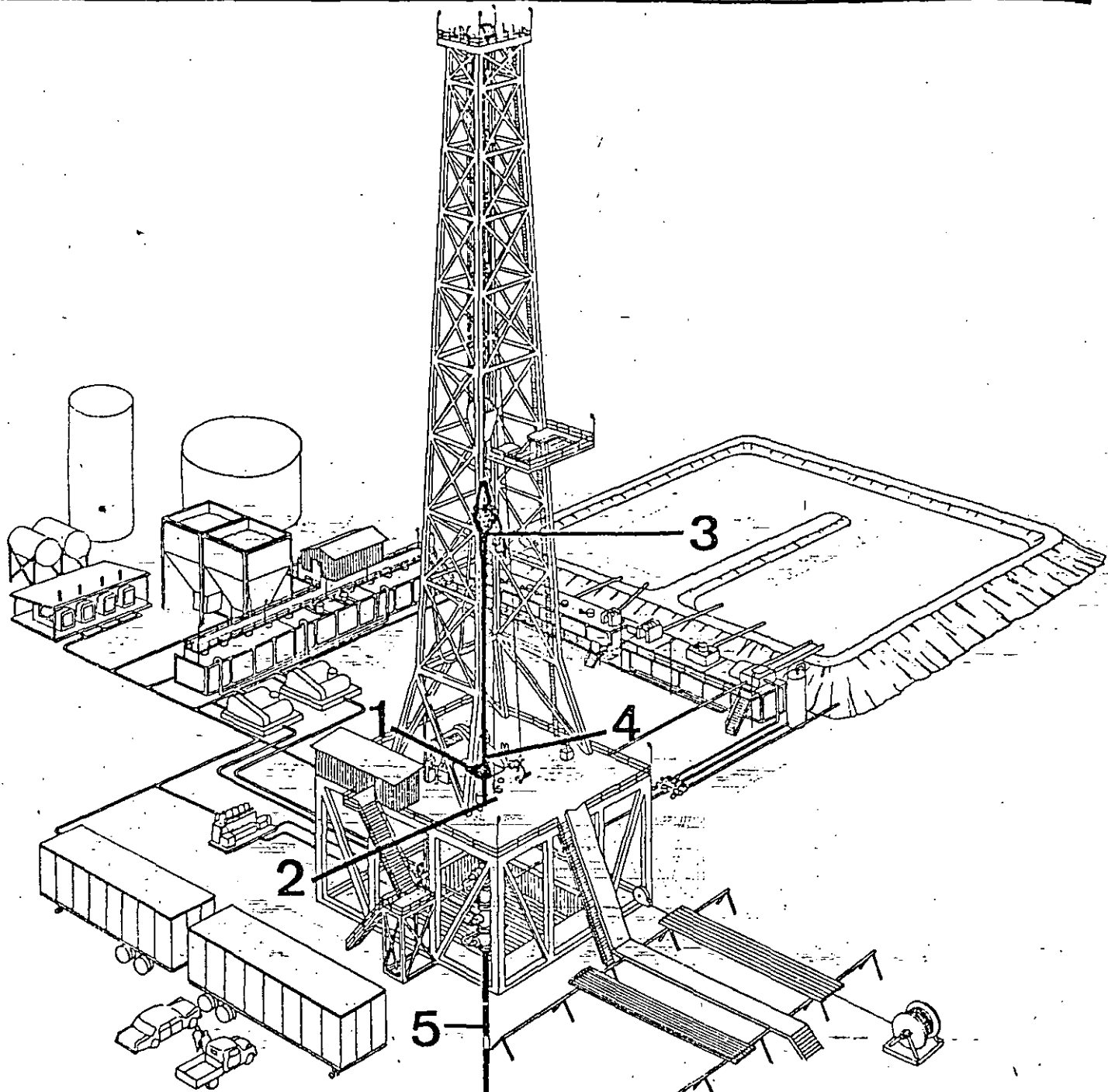
OBJECTIVES

Upon completion of this section, you should be able to:

- Identify and locate the major components in the rotating system; and
- Describe their major functions and characteristics.

When you are ready to begin your study, open this section.

THE ROTATING SYSTEM



THE ROTATING SYSTEM KEY

- 1 THE ROTARY
- 2 ROTARY ACCESSORIES
- 3 THE SWIVEL
- 4 THE KELLY
- 5 KELLY SAVER SUB

- 6 DRILL PIPE
- 7 DRILL COLLAR
- 8 SPECIALIZED DOWN-HOLE TOOLS
- 9 THE BIT

AN INTRODUCTION

The ROTATING SYSTEM is one of the major components of the rig. Its primary function is to rotate the drill stem and provide weight to the bit to drill the hole. The rotating system consists of three major sub-components: 1) the rotary assembly, 2) the drill stem, and 3) the bit.

- 1) The ROTARY ASSEMBLY is the powerful rotating assembly that:
 - Rotates the drill stem during drilling operations; and
 - Suspends the drill stem from the rotary table and slips in the hole (well bore) when adding or removing sections of drill pipe.
- 2) The DRILL STEM is the connecting link from the swivel to the bit. It:
 - -Lowers and raises the bit;
 - Places weight on the bit for penetration;
 - Transmits torque (turning movement) to the bit; and
 - Conducts fluid under pressure to the bit.
- 3) The BIT is the device that actually cuts (bores) the hole in a rotary drilling operation.

THE ROTATING SYSTEM

THE ROTARY

The rotary is located in the rig floor directly beneath the crown. Rotary operations require the use of the following:

- ROTARY TABLE
- MASTER BUSHING
- KELLY BUSHING
- ROTARY SLIPS
- MAKE-UP AND BREAK-OUT TONGS

The rotary table, master bushing and kelly bushing are used together to rotate the drill stem.

The rotary table, master bushing and rotary slips are used to suspend the drill stem in the hole while adding and removing sections of drill pipe with the assistance of the make-up and break-out tongs.

THE DRILL STEM

The drill stem is suspended beneath the hook and traveling block. It extends through the rotary where it is suspended in the hole (well bore).

The drill stem is suspended beneath the hook and traveling block by the:

- SWIVEL BAIL AND SWIVEL

The drill stem includes the following components:

- KELLY
- KELLY SAVER SUB
- DRILL PIPE JOINTS
- DRILL COLLARS
- SPECIALIZED DOWN-HOLE TOOLS

The drill stem acts as a drive shaft which rotates the bit.

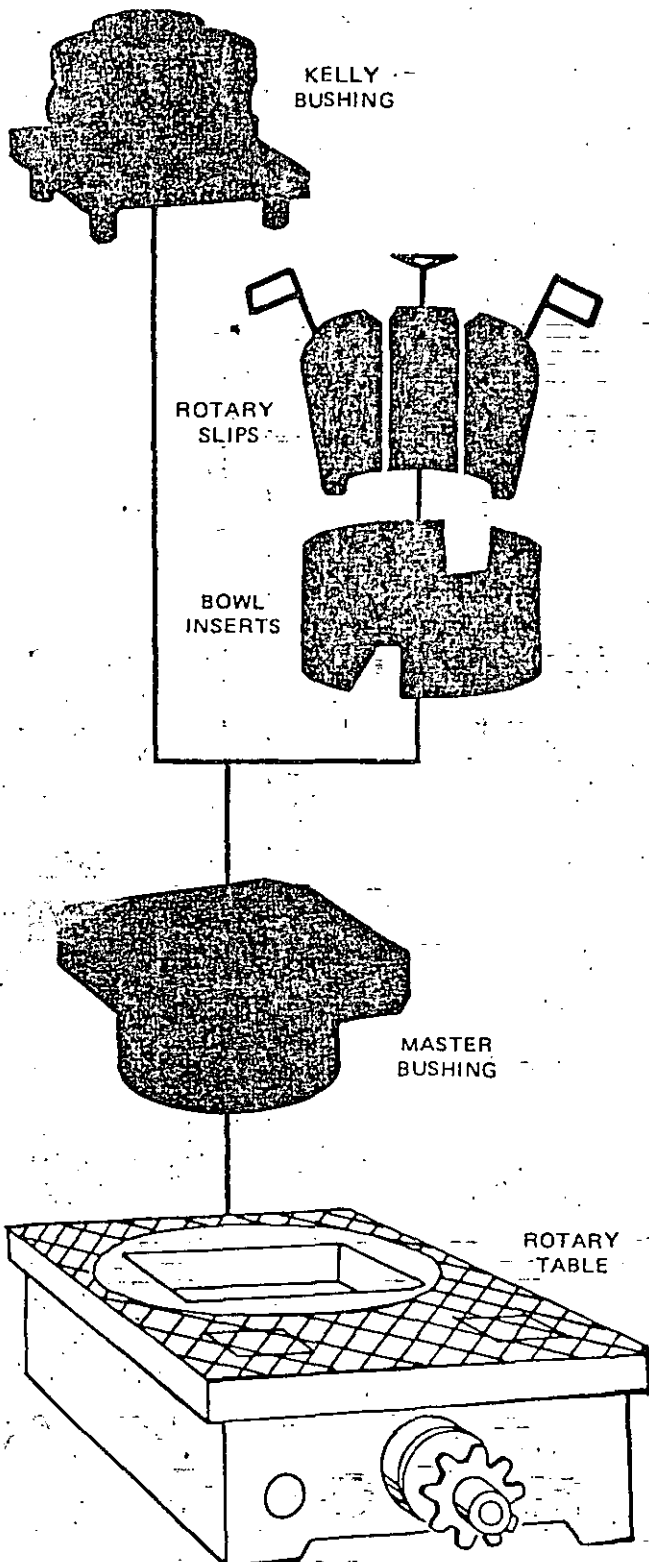
THE BIT

The bit is attached to the bottom of the drill stem and "makes hole."

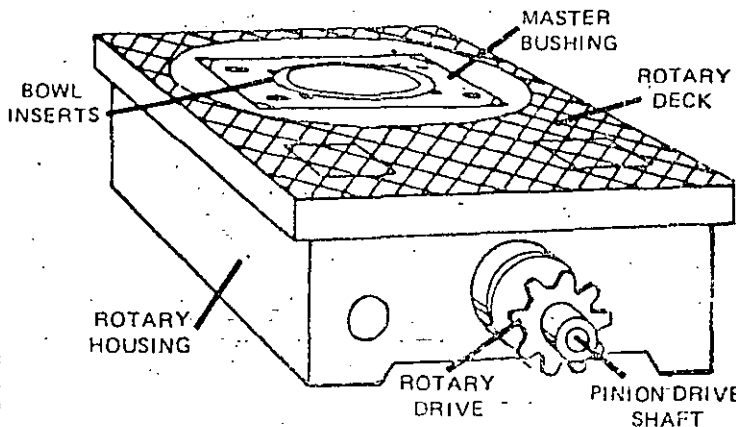
THE ROTARY

THE ROTARY

The rotary is a powerful rotating assembly that is located in the rig floor directly under the crown block and directly over the hole. The rotary assembly consists of: 1) the rotary table, 2) the master bushing, and 3) either of two important accessories — the kelly bushing (used for rotating the drill stem) or the rotary slips (used to suspend the drill stem). The key component in the rotary system is the rotary table, which is discussed below.



BASIC ROTARY TABLE TERMINOLOGY



ROTARY HOUSING

A rectangular-shaped-assembly that protects the turntable assembly.

PINION DRIVE SHAFT

The drive shaft which transmits rotary motion from the power source to the turntable (by way of the rotary chain drive and sprocket, or other means).

ROTARY DECK

The flat top of the rotary housing. It usually has skid-proof footing for crew safety.

THE ROTARY TABLE

The rotary table is an extremely rugged and powerful rotating device that is placed into the rig floor directly under the crown block and directly over the hole. The rotary table contains a turntable assembly that, when used with selected accessories (the master and kelly bushings), transmits torque (turning or rotating movement) to the kelly and drill stem. When used with other selected accessories (the rotary slips), it can suspend the drill stem in the hole when adding or removing sections from the drill stem during drilling operations (such as a "trip").

THE ROTARY

MAJOR ROTARY FUNCTIONS

The rotary assembly is one of the most important components of the rotary system. It:

- Rotates the drill stem during drilling operations; and
- Holds or suspends the drill stem when adding or removing sections.

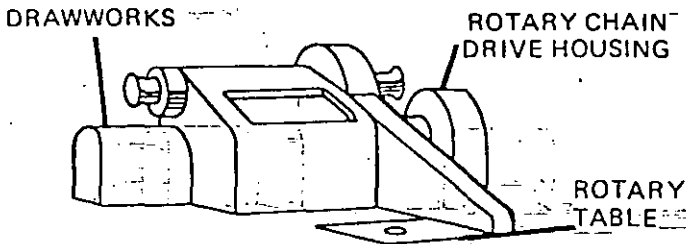
In addition, the crew usually spends more time working around the rotary and its accessories than any other single rig component.

BASIC ROTARY POWER ARRANGEMENTS

Rotary size and load capacity vary from 100 to 600 tons. Drilling rotation speeds vary from 35 to 200 rpm in a clockwise direction. The speed is varied by the driller depending on the type of bit being used and the formation being drilled. Power is supplied to the rotary table by two basic arrangements:

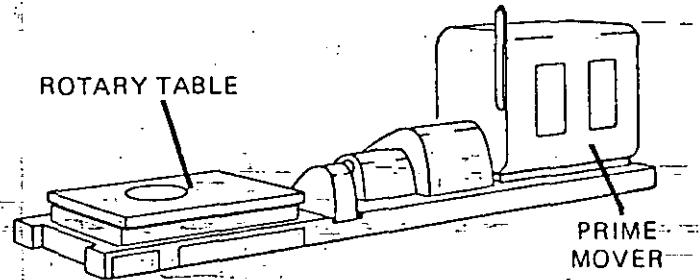
- A chain drive connection to the drawworks; or
- A direct connection to a prime mover.

DRAWWORKS CONNECTION



The drawworks connection is probably the most common arrangement. The rotary table is powered by a chain drive from a sprocket connected to the drawworks.

DIRECT CONNECTION



The direct connection to a prime mover is another arrangement. This independent drive provides greater flexibility in locating the drawworks, more precise control of the rotary and more power for improving the efficiency of other operating systems (i.e. circulating).

SELF-CHECK — COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS OR QUESTIONS:

1. Describe where the rotary table is located on a rig.

2. List the two major functions performed by the rotary.

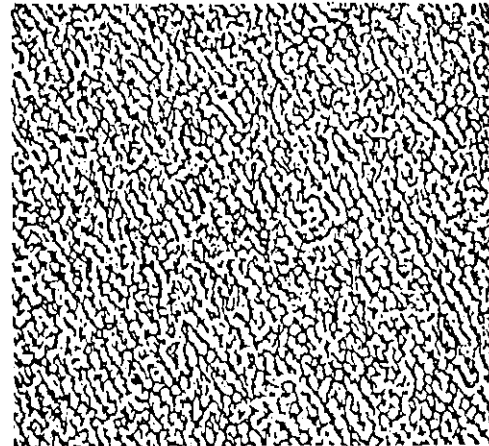
1) _____

2) _____

3. List the two basic rotary power arrangements found on most rigs:

1) _____

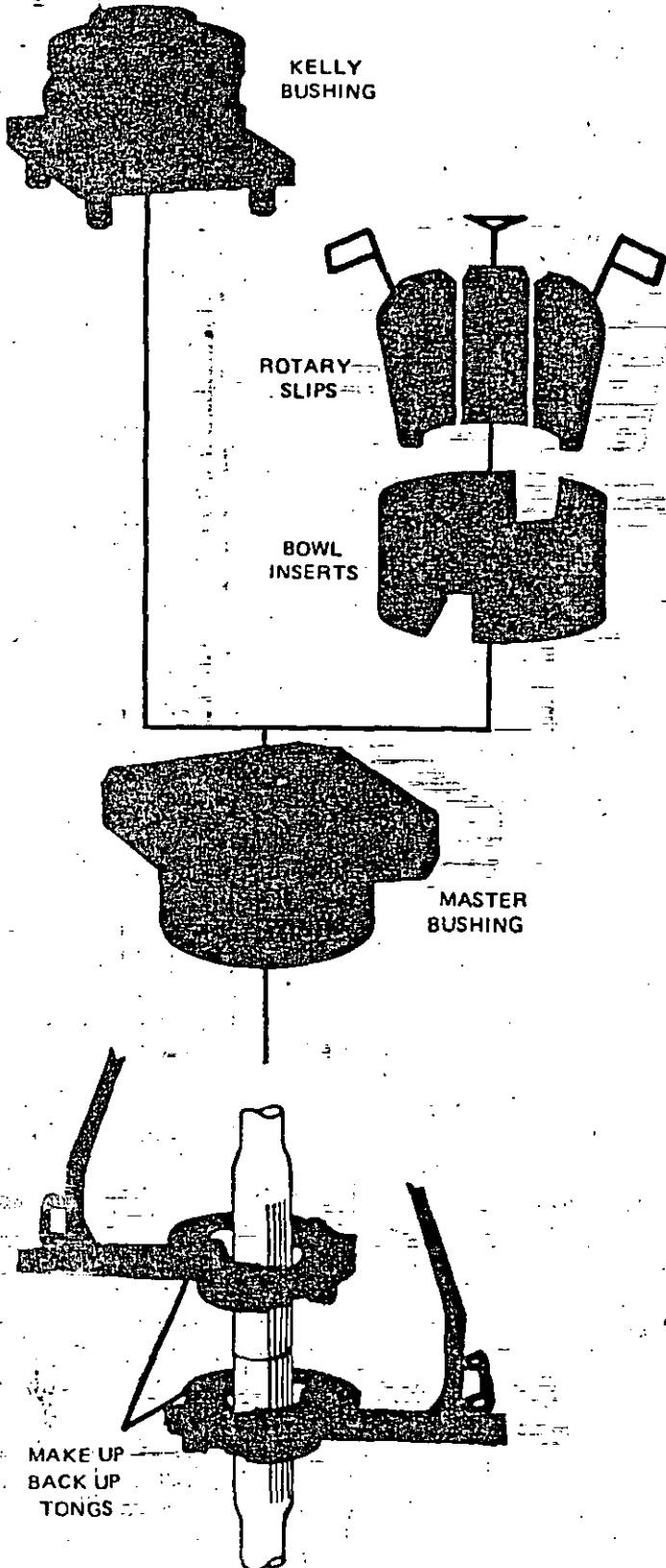
2) _____



THE ROTARY

ROTARY ACCESSORIES

Here are three major rotary accessories that are used with the rotary table. They are: 1) the master bushing, which is inserted into the rotary turntable; 2) the kelly bushing, which, when engaged in the master bushing, provides the rotary motion during drilling; and 3) the rotary slips, which are inserted into the master bushing suspending the drill stem. In addition, two sets of tongs — the make-up and break-out tongs — are used to make-up or break-out drill stem components.



ROTARY ACCESSORIES

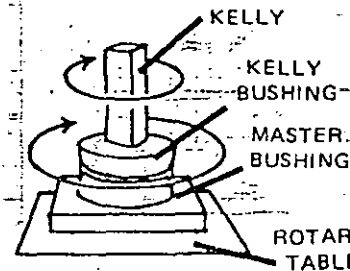
MASTER BUSHING

The master bushing is a removable device that fits into the opening in the rotary table. It provides a place to attach either of two important rotary accessories: the kelly bushing or the rotary slips.

BASIC ROTARY ACCESSORY ARRANGEMENTS

The Kelly Bushing Arrangement: When the kelly bushing is engaged during drilling, it transmits torque (turning or rotating movement) from the rotary table to the kelly and drill stem. This rotation is the basis of the entire rotary drilling system.

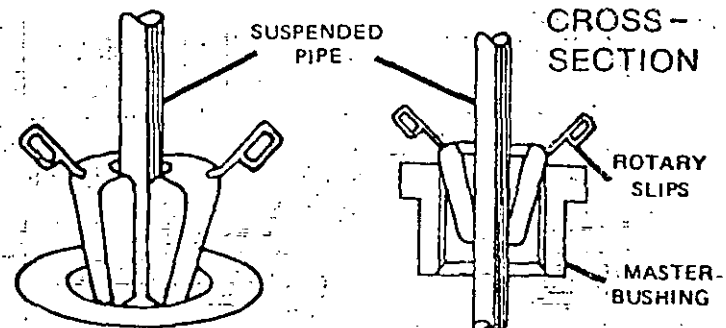
DRILLING ARRANGEMENT



The kelly is inserted through the kelly bushing, master bushing and rotary table. Then torque (turning or rotating motion) is transferred from the rotary turntable to the kelly and drill stem below.

The Rotary Slip Arrangement: When the rotary slips are inserted into the master bushing, they are used to suspend the drill stem during the addition or removal of sections of the drill stem.

A CONNECTION ARRANGEMENT



The slips are inserted into the master bushing around the drill stem section suspending the drill stem in the well bore.

ROTARY ACCESSORIES

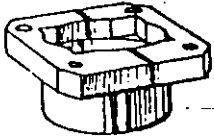
THE ACCESSORIES

MASTER BUSHING

There are two basic types of master bushings: 1) the solid type, and 2) the two-piece, or split type.

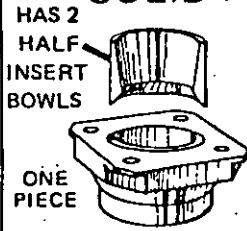
BASIC TYPES OF MASTER BUSHINGS

SPLIT



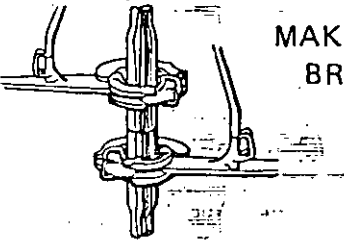
The split type master bushing is the most common in use for large drill collars and casing.

SOLID



The solid type master bushing is the most common in use for routine drilling operations.

Insert Bowls are metal inserts placed inside the master bushing to adjust to varying hole gauge requirements.



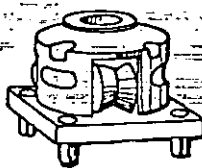
MAKE-UP AND BREAK-OUT TONGS

These are large wrenches that are suspended above the rig floor near the rotary table. They are latched onto sections of the drill stem in order to make or break a connection. They are the break-out or lead tongs and the make-up or back-up tongs. Power tongs are also available.

KELLY BUSHING

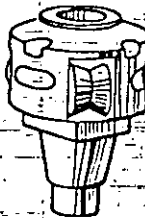
This is a device that is engaged in the master bushing and transmits torque (turning or rotating movement) to the kelly and drill stem during the drilling of a well bore (hole). The opening through which the kelly passes matches the shape of the kelly in use, being either square or hexagonal. There are two basic types of kelly bushings:

PIN DRIVE



Has 4 pins that are inserted into the top of the master bushing.

SQUARE DRIVE

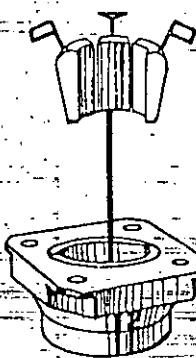


Has a single square drive that is inserted into the master bushing.

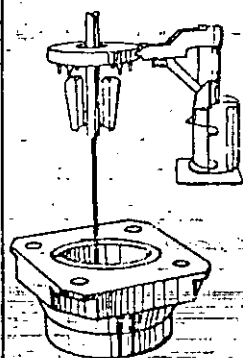
ROTARY SLIPS

These are a set of tapered steel gripping devices that are placed inside the master bushing around a section of the drill stem, suspending the stem in the hole when a connection is made. The slips have tooth-like elements that securely grip the section of the stem to be connected or disconnected. There are two types of slips: 1) manual, which is most frequently used, and 2) power, which is not yet in common use on most land or older rigs. There are variations of both of these types depending on whether they will secure drill collars or drill pipe. These variations will be discussed in Unit III, "Rig Operations."

MANUAL



POWER



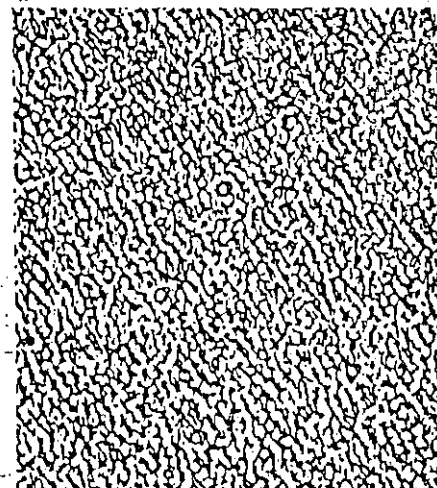
SELF-CHECK

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS:

- List the three major rotary accessories:
 1) _____ 2) _____
 3) _____
- Describe the major function of the master and kelly bushings during the drilling operations. _____

- Describe the major function of the master bushing and rotary slips when making or breaking a pipe connection. _____

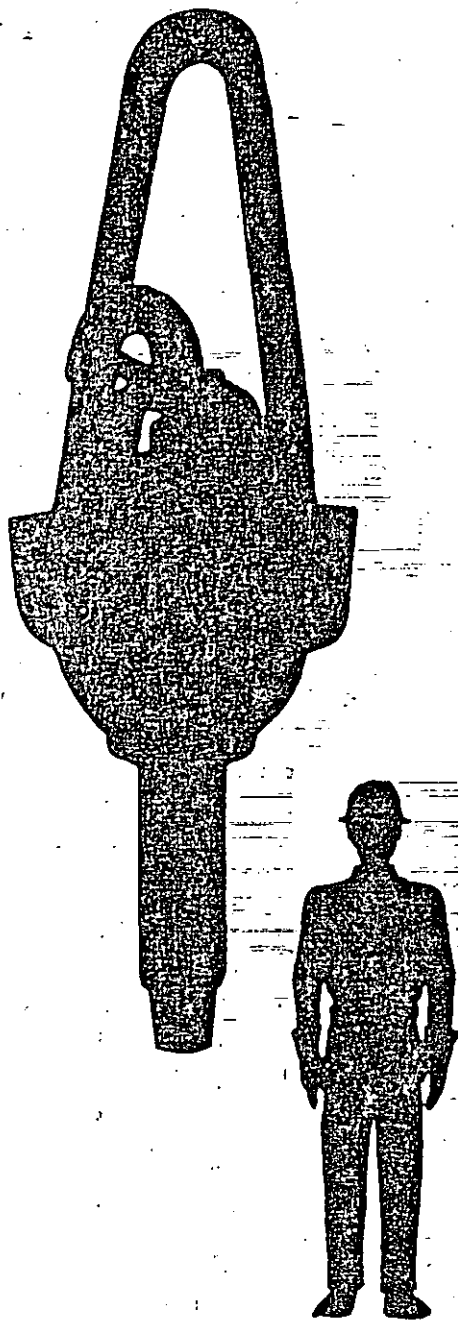
- Name the large wrenches that are used with the rotary accessories.
 1) _____ 2) _____



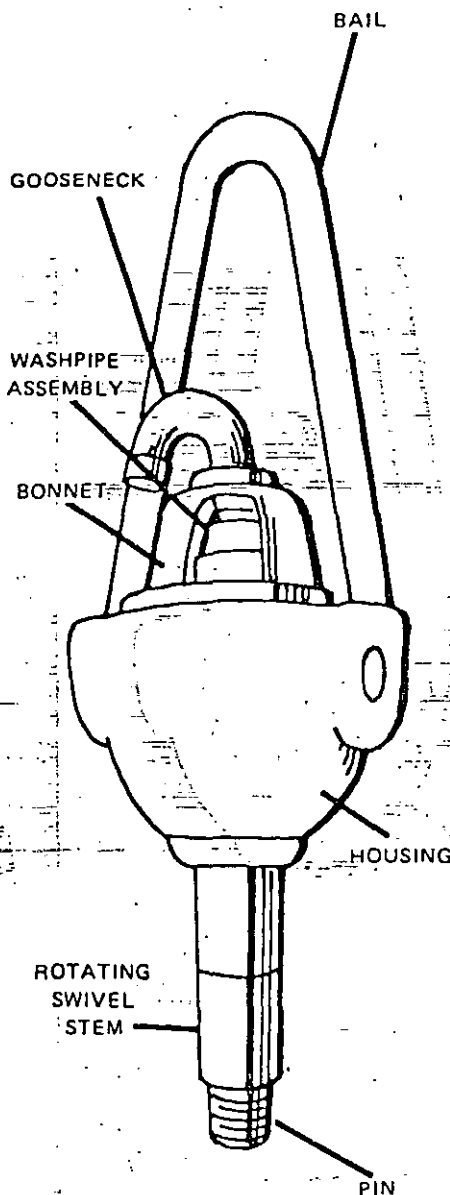
THE DRILL STEM

THE SWIVEL

The swivel is a uniquely shaped tool that is hung from the rotary hook, attached beneath the traveling block, which is attached to the upper kelly valve and kelly supporting the entire weight of the drill stem while rotating. The swivel is at the head (top) of the drill stem and permits the kelly and drill stem to rotate freely during drilling operations. In addition, it provides a connection for the drilling mud to enter from the rotary hose and a passageway for the flow of the drilling fluid downward into the kelly and drill stem below.



BASIC SWIVEL PARTS



BAIL — the half-loop shaped upper portion of the swivel that is latched to the hook under the traveling block.

GOOSENECK — The U-shaped, curved pipe at the top of the swivel to which the rotary hose is attached.

WASHPIPE ASSEMBLY (internal) — A pressure-tight sealed assembly (located in the upper swivel bonnet) that connects the rotary hose (from the gooseneck) and the rotating swivel stem. The washpipe assembly can be removed for cleaning and maintenance.

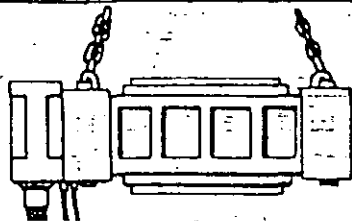
BONNET — The metal covering that protects the washpipe assembly.

HOUSING — the cast-steel, bowl-shaped form of the swivel that houses the rotating stem assemblies.

ROTATING SWIVEL STEM — The rotating bearing shaft that extends through the swivel.

PIN — The exposed threaded connection at the bottom of the swivel to which the upper kelly cock is connected. This connection has left-hand threads.

KELLY SPINNER

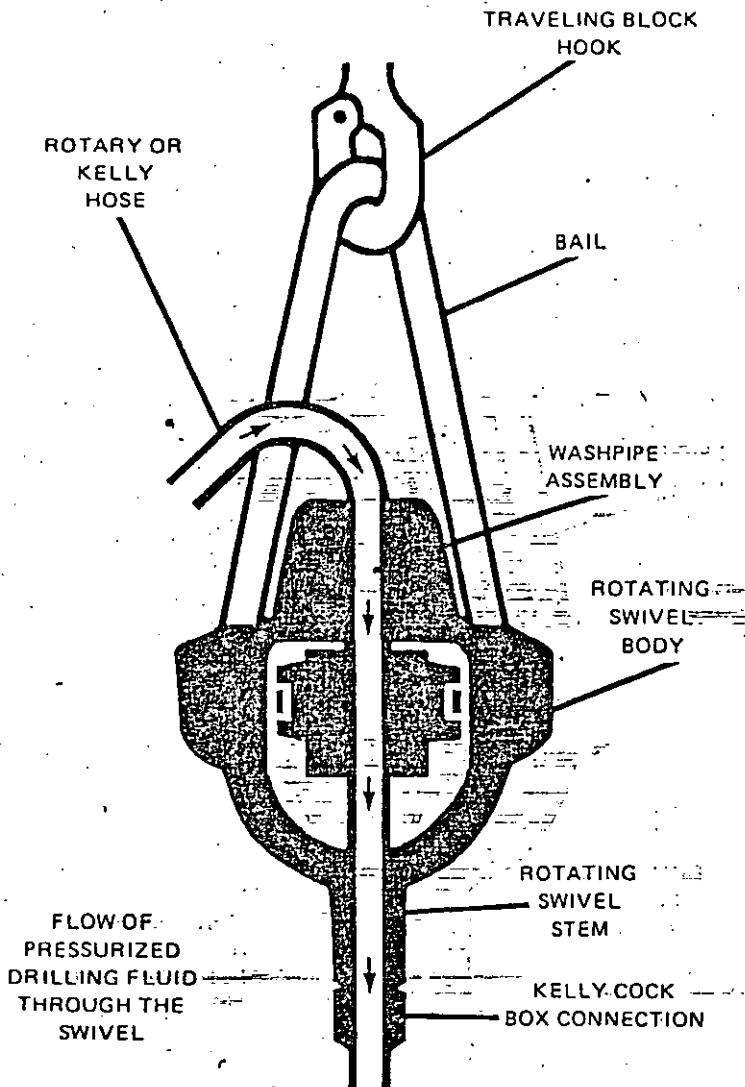


The kelly spinner is a power device used on some modern rigs that is attached to the lower part of the swivel stem. It is used to quickly make connections in the rat-hole when the kelly is to be added to or removed from the drill stem. The kelly spinner promotes improved operating efficiency and safety since it, along with power tongs, eliminates the need for using the traditional spinning chain.

THE SWIVEL

MAJOR SWIVEL FUNCTIONS

CROSS-SECTION OF SWIVEL INTERIOR



The swivel is one of the strongest and most durable components in the rotating system. It must be able to withstand the abrasive wear of the drilling fluid, pressures of up to 4,500+ PSI, stress of rotating at speeds up to 200 RPM, and support weights of over 500 tons.

The major functions of the swivel are to:

- 1) **CONNECT (LINK) THE DRILL STEM TO THE HOISTING SYSTEM.** The swivel is attached to the hook on the bottom of the traveling block by the swivel bail. It supports the entire weight of the drill stem during drilling operations. The weight may go over 500 tons in deep wells.
- 2) **ALLOW THE ROTARY SYSTEM TO ROTATE (TURN) THE DRILL STEM.** The swivel housing does not rotate, but supports the rotating swivel body attached to the kelly and drill stem below. The swivel body, attached kelly, and drill stem are turned by the rotary at speeds from 35-200 RPM.
- 3) **PROVIDE A PRESSURE-TIGHT PASSAGE (WAY FOR DRILLING FLUID TO ENTER THE DRILL STEM.)** Pressurized drilling fluid from the rotary (or kelly) hose passes through the swivel's gooseneck, washpipe assembly, and swivel body into the kelly and drill stem below.

SELF-CHECK COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS:

1. Describe where the swivel is located.

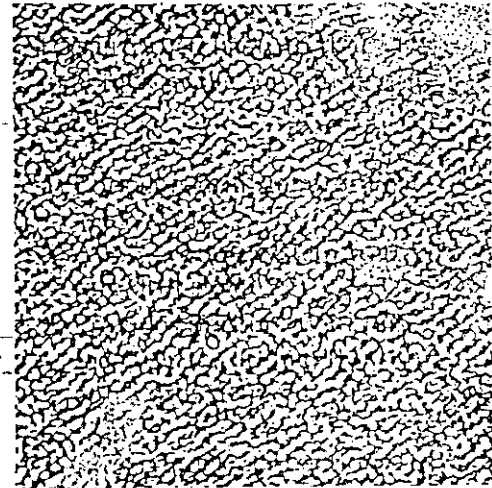
2. List the three major functions of the swivel.

1) _____

2) _____

3) _____

3. Why is the kelly spinner used?

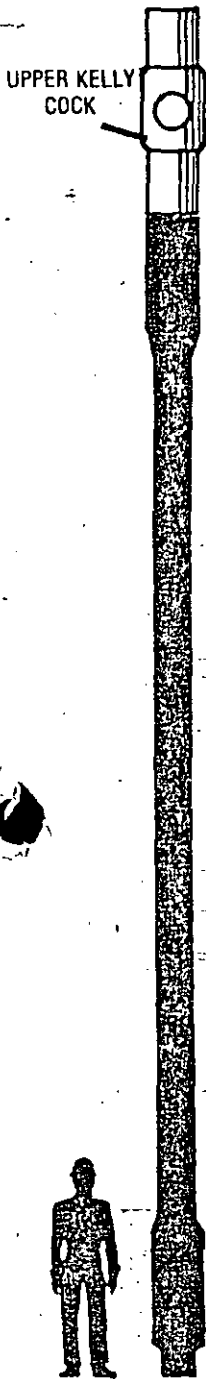


THE DRILL STEM

THE KELLY

The kelly is a square, triangular, or hexagon-shaped heavy steel pipe that is suspended from the swivel, passes through the opening in the rotary, and is connected to the drill stem below. The kelly is the only component of the drill stem that is both above and below the rotary simultaneously during drilling operations.

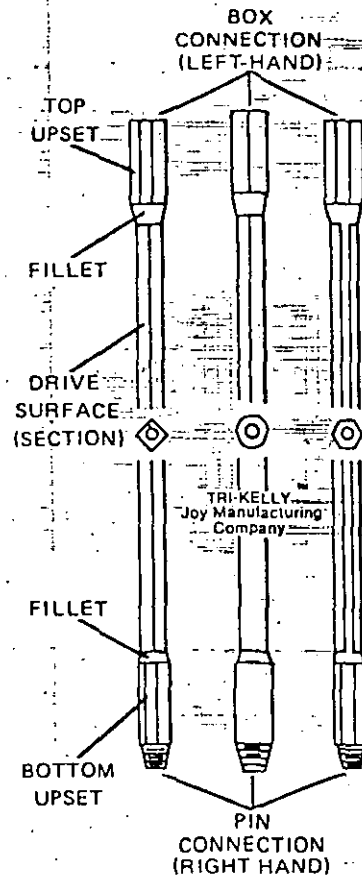
The **Upper Kelly Cock** - is a valve installed between the swivel and the kelly. Its major function (when closed) is to keep pressure off the swivel and rotary hose when a high pressure backflow begins downhole.



UNDERSTANDING KELLY PARTS

BASIC KELLY STYLES AND PARTS

The three basic styles of kellys are square, triangular, and hexagonal in shape. The most common style in use is the square.

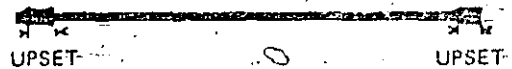


DRILL PIPE TERMINOLOGY

Although discussed in greater detail on the next two-page display, a brief description of drill pipe ends is included here because they are similar to kelly ends, except for the box threading at the upper end of the kelly.

UPSETS:

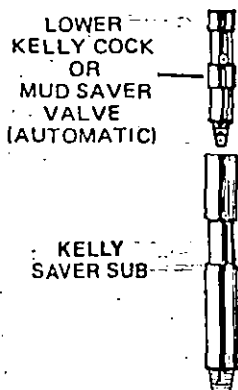
All drill pipe is strengthened at each end where the greatest stress occurs. This strengthened area is called an "upset."



PIPE CONNECTIONS

In order to connect pipe, each end is threaded. At the bottom of each joint of pipe, there is an exposed threaded connection, a "pin," which is inserted into an enclosed threaded connection at the top of another joint of pipe, the "box."

The kelly differs from other drill pipe in its strength, surface shape (square or hexagonal) and its top threaded connection. The top box connection is left-hand threaded (unlike drill pipe) so that it will not unscrew from the swivel as it rotates with the swivel. The pin connection is right-hand threaded so that as the kelly turns clockwise, it maintains the tightness of the right-hand connection to the drill stem below.



Lower Kelly Cock or Mud Saver Valve - Has an automatic or manual valve that holds the drilling fluid in the kelly when making a connection, thus avoiding "mud spills." It is used by many drilling companies in place of the Kelly Saver Sub.

KELLY SAVER SUB

The kelly saver sub is a short device connected to the bottom of the kelly. The major function of the kelly saver sub is to save wear on the threads of the more expensive kelly. During the course of drilling operations, as additional drill pipe is added to the stem, the kelly is continually being connected and disconnected. The kelly saver sub is an economical way to prevent extreme wear on the threads of the kelly and keep the expensive kelly operational.

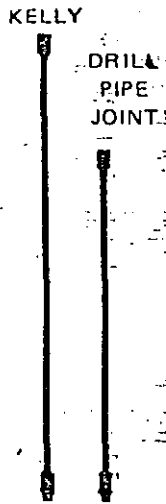
THE KELLY

MAJOR KELLY FUNCTIONS

The kelly is another of the important components of the rotating system as it is in continuous use during all drilling operations. It is also one of the most sturdy components. It must be strong enough to support the entire weight of the drill stem and be capable of absorbing the continuous stress and shock of sustained drilling operations. Its major functions are to:

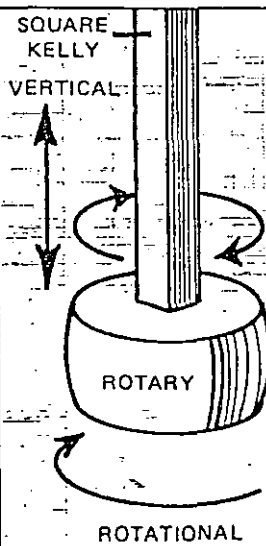
- Attach the swivel to the drill stem permitting the drill stem to be lowered, raised, and rotated;
- Transmit torque (rotating motion) from the rotary to the drill stem;
- Permit the drill stem to move vertically (downward) during drilling; and
- Permit drilling fluid to flow from the swivel to the drill stem below.

LENGTH



The kelly is the longest single section of the drill stem (about 40' but also comes in 43', 46' and 54' lengths). It must be longer than any single joint of pipe (which is about 30" in length) since the added joint of pipe must raise part of the kelly back above the rotary. This provides space to drill down the new joint of pipe.

MOVEMENT



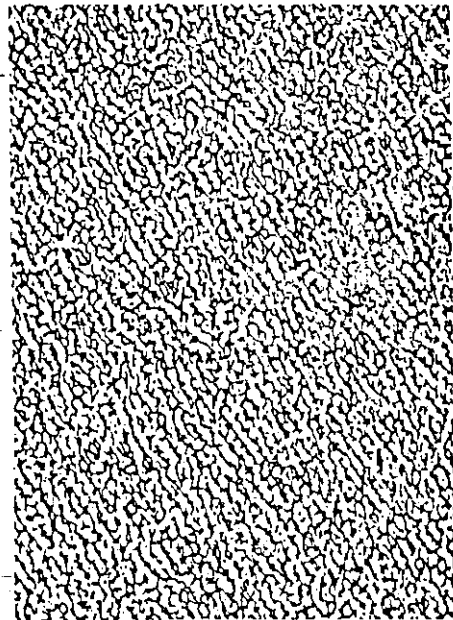
The kelly moves in two directions simultaneously during the drilling of a hole: rotationally and vertically.

ROTATIONAL MOVEMENT — the square or hexagonal kelly passes through a correspondingly shaped opening in the drive bushing. As the rotary turns, torque (clockwise rotary motion) is transmitted to the kelly, which in turn rotates the drill stem.

VERTICAL MOVEMENT — the kelly also moves freely up or down through the rotary, permitting the drill string to move downward during drilling.

SELF-CHECK COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS OR QUESTIONS:

- What are the two basic styles of kellys.
1) _____ 2) _____
- List the four major functions of the kelly.
1) _____
2) _____
3) _____
4) _____
- List the two directions that the kelly moves in simultaneously during drilling operations.
1) _____ 2) _____
- The primary function of the kelly saver sub is to p _____
the threads of the kelly.



THE DRILL STEM

DRILL PIPE

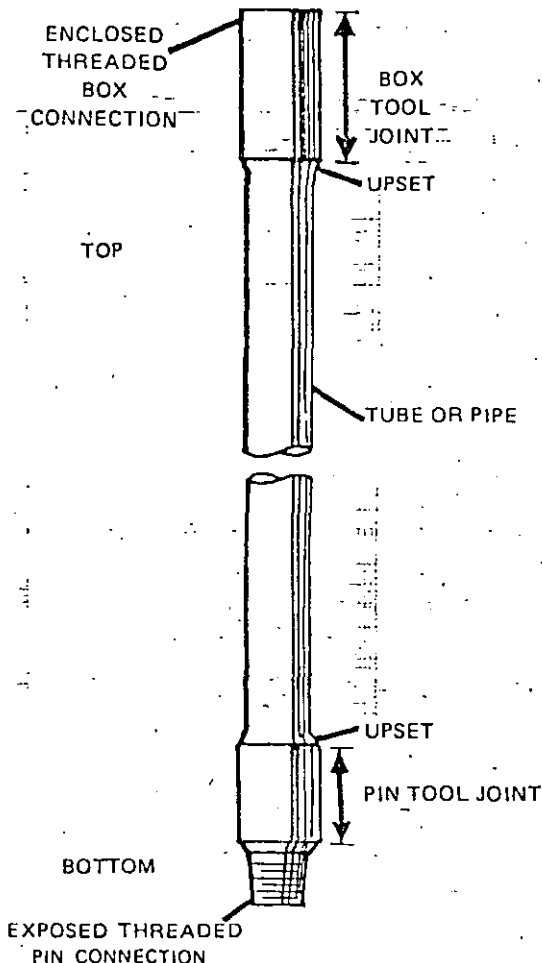
Joints of drill pipe are cylindrical, hollow, heavy steel connecting tubes that are suspended below the kelly. Drill pipe is used in the upper and middle sections of the drill stem, providing a connecting link to the drill collars and bit below while allowing the drill stem to be lengthened and rotated. It also provides a passageway for drilling fluid to flow uninterrupted from the swivel to the bottom of the well bore.



DRILL PIPE TERMINOLOGY

BASIC DRILL PIPE JOINT PARTS

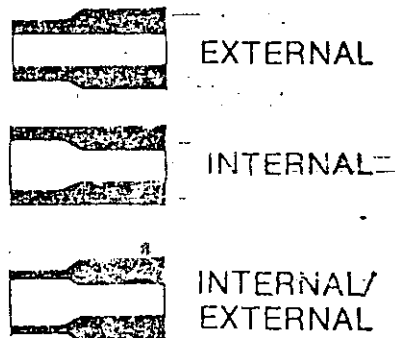
Each section or joint of standard drill pipe has three basic parts: the tube and a tool joint attached at each end.



DRILL PIPE TERMINOLOGY

All drill pipe is strengthened at each end where the greatest stress occurs. This strengthened or thickened area is called an "upset." The three basic types of upsets are shown below:

BASIC UPSET TYPES



The upset ends provide added thickness for special threaded fittings called "tool joints" to be attached to the ends of the pipe. These tool joints are devices that are used to connect lengths of drill pipe together.

In order to connect drill pipe together, each end is threaded the same except that the threading is internal on the box and external on the pin.

BOX CONNECTION — At the top end of each pipe joint, there is an enclosed threaded connection called a "box."

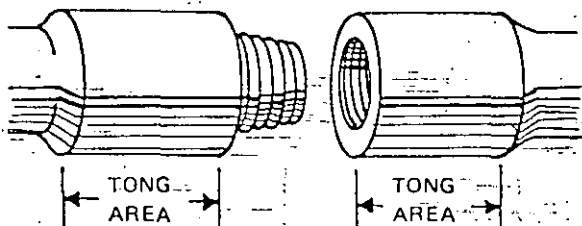
PIN CONNECTION — At the bottom end of each pipe joint, there is an exposed threaded connection called a "pin."

When a connection is made, the pin is inserted (or stabbed) into the box connection and tightened with special devices (tongs) that are latched on the tong areas on each half of the joint.

TOOL JOINT

The tool joint consists of two types of connections:

PIN CONNECTION **BOX CONNECTION**



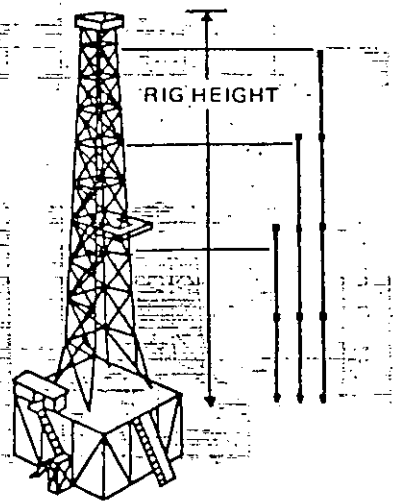



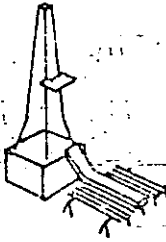
DRILL PIPE

MAJOR DRILL PIPE FUNCTIONS

Drill pipe is an essential component in any drilling operation. It is an indispensable "connecting link" within the hoisting, rotating and circulating systems. It performs several major functions:

- Connects the kelly to the drill collars and bit at the bottom of the hole.
- Lengthens the drill stem allowing deeper penetration.
- Permits the drill bit to be raised and lowered.
- Transmits torque (rotating motion) from rotary table to bit.
- Provides passageway for drilling fluid to flow from swivel to bit.

DRILL PIPE CHARACTERISTICS

BASIC TYPES		SIZE AND LENGTH	STANDS	STORAGE
There are two basic types of drill pipe, by weight:		Drill pipe is available in various sizes, weights, strengths and lengths. The standard lengths are classified into ranges:	Drill pipe joints are usually connected and disconnected from the drill stem in sections, easing wear and saving time. These sections are called "stands." The number of joints in a stand is determined by rig height and whether Range 2 or Range 3 drill pipe is used.	Drill pipe joints are stored, when not in use, in two pipe rack areas on and near the rig.
STANDARD	HEAVYWEIGHT	RANGES		RIG STORAGE —When disconnected from the drill stem, drill pipe joints are temporarily placed in a pipe rack on the inside of the mast (derrick) during a trip or when testing.
 <p>STANDARD DRILL PIPE is used from the surface to the top of the drill collars. The normal arrangement is drill pipe followed by drill collars above the bit.</p>	 <p>HEAVYWEIGHT DRILL PIPE is used in special situations in place of drill collars where differential wall sticking, transition zone, or other down-hole problems are encountered.</p>	<p>1 18' - 22'</p> <p>2 27' - 30'</p> <p>3 38' - 45'</p> <p><small>* (Now Obsolete)</small></p>		NEAR-RIG STORAGE —Prior to use, drill pipe joints are usually stored on racks next to the rig.
				

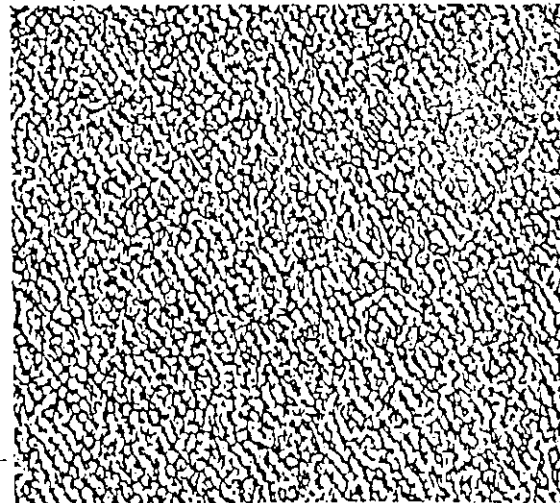
SELF-CHECK

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS OR QUESTIONS:

- Where is the drill pipe located on the drill stem?

- How are joints of drill pipe attached?

- List three of the five major functions of drill pipe.
 - _____
 - _____
 - _____
- The standard lengths of drill pipe are classified into _____ of which there are _____ in number.



THE DRILL STEM DRILL COLLAR

Drill collars are round, heavy, thick-walled steel connecting tubes through which drilling fluid can pass. They are placed at the bottom of the drill stem, just above the bit. Their primary purpose is to add concentrated weight to the bit for more effective penetration of a formation.

DRILL COLLAR CHARACTERISTICS

DRILL PIPE AND COLLAR DIFFERENCES

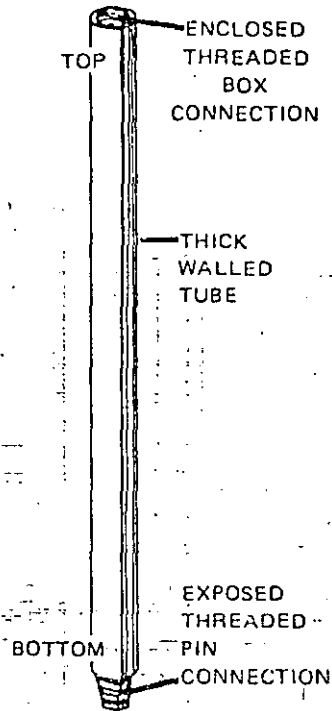
DRILL PIPE

DRILL COLLAR



The most notable differences between drill pipe and drill collars are their shape, weight and strength. As can be seen above, drill collars do not have attached tool joints since drill collar walls are thick enough for threads to be cut directly into the collar wall itself.

STANDARD DRILL COLLAR PARTS



SIZE

DRILL COLLARS:

- Are usually 30' long. They also come in shorter sizes that are used for proper spacing of specialized down-hole tools.
- May have walls 3½" thick or more.
- May weigh over 3 tons.
- Strings of 2-60 drill collars may be used at the bottom of the drill stem.

BASIC DRILL COLLAR TYPES

STANDARD SPIRALLED ZIPPED

There are three basic types of drill collars:



SLIP RECESS

ELEVATOR RECESS

STANDARD DRILL COLLARS have a straight, smooth surface with a box connection at the top and a pin connection at the bottom.

SPIRALLED DRILL COLLARS have grooves machined in a spiral around the outside of the collar. They are used in special situations to help prevent differential wall sticking by equalizing pressure.

ZIPPED DRILL COLLARS have recesses at the box end of the collar. There are three basic types: 1) elevator recess only, 2) slip recess only, and 3) slip and elevator recesses (see diagram at left). Slip and elevator recesses are designed to cut drill collar handling time. Although available, they are not in common use on all rigs.

In addition, there is a **SQUARE DRILL COLLAR**, which is used as a specialized down-hole stabilizing tool (see next 2-page display).



DRILL COLLARS

MAJOR FUNCTIONS OF THE DRILL COLLAR

Drill collars are another essential component in any drilling operation and perform several major functions. They are to:

- Provide concentrated weight to the bit, resulting in more efficient penetration of formations;
- Support and stiffen the lower drill stem during drilling operations; and
- Keep drill pipe in tension by providing all the bit weight, thereby reducing drill pipe failure caused from being run in compression.

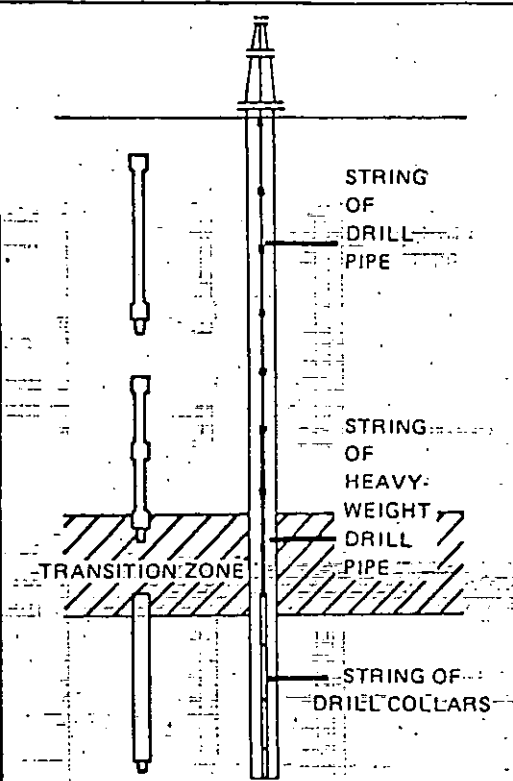
DRILL STEM OR DRILL STRING

A considerable amount of confusion exists when the terms "drill stem" and "drill string" are used. The standard definitions are provided below, even though these terms are often used interchangeably in the field.

DRILL STEM — refers to the entire rotating assembly including the kelly, drill pipe string and drill collars.

DRILL STRING — refers to a grouping of drill pipe together contained in the drill stem, i.e. a string of several joints of drill pipe together.

THE TRANSITION ZONE



The transition zone in a drill stem is the area located directly above a string of weighted drill collars. Vibration occurs throughout the entire drill stem. However, in this area, the two types of vibration are: 1) drill pipe from above and 2) bit bounce and collar slap from below. To minimize the effects of this problem, heavy weight drill pipe may be used in this transition zone as it can:

- Minimize this strain;
- Link the drill pipe above with the weighted drill collars below; and
- In effect, create a transition area of graduated stiffness in the drill stem.

SELF-CHECK

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS OR QUESTIONS:

1. List two of the three ways drill collars differ from drill pipe.

1) _____ 2) _____

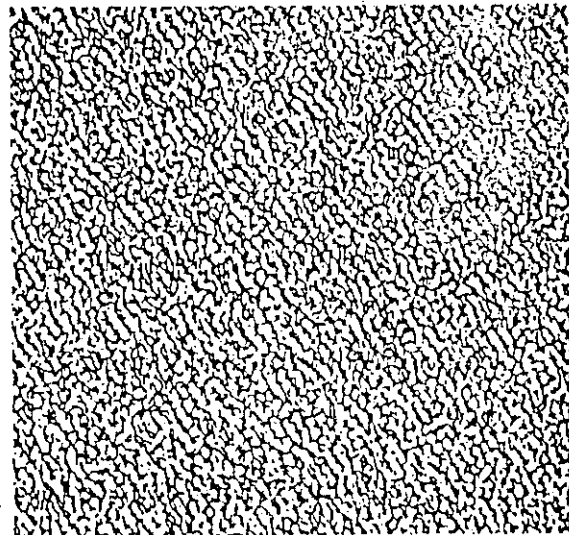
2. List the three major functions of drill collars.

1) _____

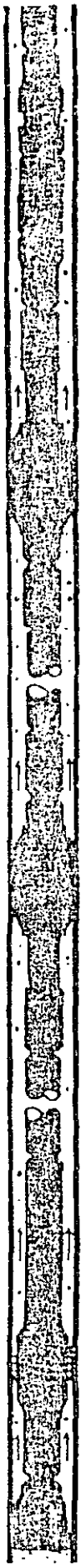
2) _____

3) _____

3. Where is the transition zone in a drill stem located?



SPECIALIZED DOWN-HOLE TOOLS



SHOCK SUB

STABILIZER

30' DRILL COLLAR

STABILIZER

30' DRILL COLLAR

REAMER

BIT

Specialized down-hole tools are specialty tools that are used in the "bottom hole assembly" of a drill stem. The "bottom hole assembly" is a phrase which has become accepted when describing the combination of drill collars and various wall contact and specialty tools in the lower 120 feet of the drill stem. These tools are used to influence the behavior of the bit during drilling operations (tool selection is discussed later in unit III). There are three major types of specialized down-hole tools: 1) stabilizers, 2) rotary reamers and 3) shock absorbers (shock subs). For example, stabilizers are the most effective tools used to keep a hole as nearly vertical (straight) as possible. Down-hole tools are also used to control hole deviation when hole location must be changed, i.e. sidetracking around a "fish" an (undesirable object in the well bore), to "straighten" a crooked hole or to move the BHL (bottom hole location, or target location) to some point other than directly under the surface location. In addition, square drill collars are used as a specialized down-hole stabilizing tool. A description of each follows:

STABILIZERS

STABILIZERS are used in the "bottom hole assembly" to stabilize the bit and drill collars in the hole during drilling operations. Stabilizers are generally used for the following purposes:

- FOR INCREASED PENETRATION - stabilizers support the drill collars allowing greater weight to be placed on the bit which increases penetration rates.
- TO REDUCE FATIGUE ON DRILL COLLAR CONNECTIONS - stabilizers reduce the bending of the drill stem which decreases stress on drill collar connections.
- TO PREVENT WALL STICKING - stabilizers hold the surface of the drill collar away from the hole wall.
- TO INCREASE LOWER DRILL COLLAR ASSEMBLY STIFFENING EFFECT - stabilizers prevent rapid changes of the hole angle.
- FOR BETTER HOLE ALIGNMENT - stabilizers will keep drill collars centered in the hole and minimize well-bore deviation.

There are four basic types of stabilizers: 1) non-rotating sleeve type stabilizers, 2) sleeve type rig repairable stabilizers, 3) replaceable wear pad rig repairable stabilizers and 4) blade stabilizers.

BASIC STABILIZER TYPES

NON-ROTATING SLEEVE TYPE STABILIZER



A sleeve type stabilizer that can be used in any size hole in hard rock formations to centralize drill collars and reduce rotary torque. The sleeve acts as a bushing thru which the drill stem turns, minimizing mechanical damage to the hole wall.

SLEEVE TYPE RIG REPAIRABLE STABILIZER



A sleeve type stabilizer on which the sleeve can be conveniently changed and replaced at the drilling site. In addition to the above, all stabilizers: 1) reduce fatigue in connections, 2) prolong bit life, 3) increase penetrations rates, and 4) help prevent a crooked hole from being drilled. This results in savings in time, cost and down-hole problems.

REPLACEABLE WEAR PAD RIG REPAIRABLE STABILIZER



A stabilizer that helps to produce a smooth bore, full-gauge hole free of dog-legs with excellent wall contact and providing superior stabilization. The major advantages are: 1) only wear pads need to be replaced instead of a whole sleeve or the entire tool; and 2) it assists in placing full weight on the bit, reducing dog-leg problems. This results in savings in time, cost and down-hole problems.

BLADE STABILIZER

INTEGRAL BLADE



WELDED BLADE



A stabilizer designed to center the drill collars in the hole, provide better alignment in the hole being drilled, and maximum circulation passage. There are two basic types: 1) integral blade and 2) welded blade. The welded blade type is especially effective in soft formations.

SPECIALIZED DOWN-HOLE TOOLS

ROTARY REAMERS

Rotary reamers are tools used in drilling operations primarily to maintain full-gauge hole sizes or to enlarge the drilled hole. In addition, they assist in centralizing the drill collars and tend to increase bit life by maintaining consistency in hole size. There are three basic rotary reamer body types:

BASIC ROTARY REAMER BODY TYPES

3-POINT STRING TYPE

Provides centering of drill collars and keeps hole in gauge by removing ledges and other wall obstructions.

6-POINT BOTTOM HOLE TYPE

Provides more stabilization and greater reaming capacity when used in "crooked hole country." Helps in preventing sharp changes in hole angles in very hard or abrasive formations.

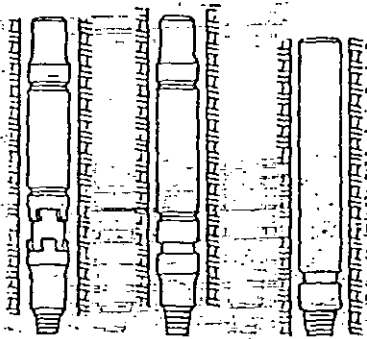
3-POINT BOTTOM HOLE TYPE

Used between drill collar and bit to insure less reaming back to bottom with a new bit by keeping the hole out to gauge.

SHOCK ABSORBERS

BASIC SHOCK ABSORBER TYPES

RUBBER SPRING TYPE STEEL SPRING TYPE HYDRAULIC TYPE



Shock absorbers (also called "shock subs") are tools which are placed in the lower section of the drill collar assembly to absorb vibrations and any shock loads that may be produced by the cutting action of the bit when drilling hard rock, broken formations, and intermittent hard and soft formations, thus reducing possible damage to the drill stem and even the rig itself. Rubber spring type shock absorbers have temperature and oil-in-mud limitations while the hydraulic and steel spring types have no limitations. The primary functions of shock absorbers are to reduce:

- Drill collar and drill pipe connection fatigue and failure;
- Shock loads on the bit, protecting teeth and bearings; and
- Possible damage to surface equipment.

This results in faster drilling rates because optimum weight and rotary speed on the bit can be maintained, and longer bit life achieved.

SQUARE DRILL COLLARS

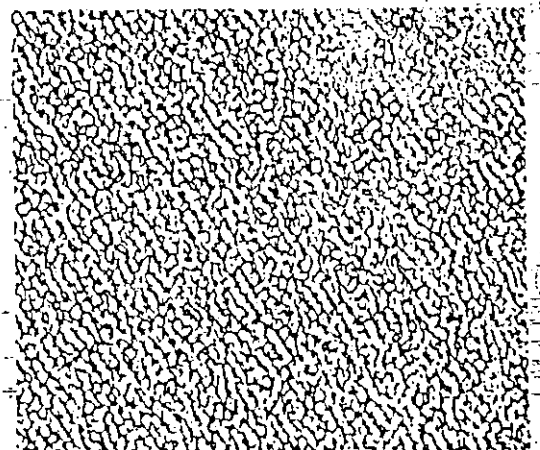


In addition to providing increased weight to the lower drill stem, square drill collars are used as "specialized down-hole stabilizers" providing maximum wall contact for stabilization. The disadvantage of using the square drill collar is that when the wall contact areas wear down they are very expensive to have repaired (built-up) in a machine shop.

SELF-CHECK

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS OR QUESTIONS:

1. The specialized tools used at the bottom of the drill stem are called "d _____ h _____" tools.
2. These specialized tools are usually used in the lower _____ feet of the drill stem.
3. Their primary function is to i _____ the b _____ of the bit.
4. There are three major types of down-hole tools. List them.
 - 1) _____
 - 2) _____
 - 3) _____
5. Specialized down-hole tools are the most effective means used to keep a hole as v _____ as possible.



THE DRILL STEM

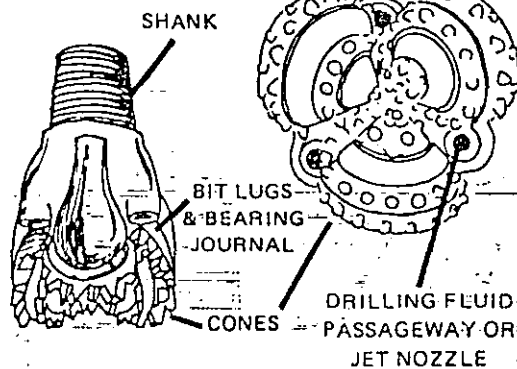
THE BIT

bit is the device that actually cuts or bores the hole (well bore) in a rotary drilling operation. The bit is suspended at the bottom of the drill stem. All components, functions, and operations performed on the rig are directly, or indirectly related to drilling the well bore. This is referred to by many names, such as "drilling the hole," but the most popular term applied is "making hole."

BIT PARTS

SIDE VIEW

BOTTOM VIEW



SHANK — A threaded pin that is inserted into the lower box connection on bottom collar or bit sub below collar.

BIT LUGS — An assembly that supports the bearing journal and cones.

CONES — Rotating cutting devices on the bit.

FLUID PASSAGEWAY (JETS) — Exit points for drilling fluid from bottom of bit.

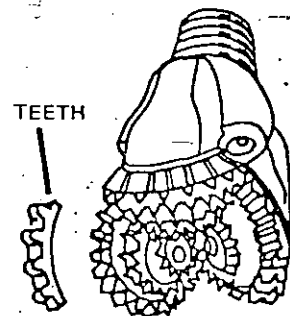
BASIC BIT TYPES

There are two basic types of bits: 1) roller-cone or rock bits and 2) diamond bits.

ROLLER-CONE OR ROCK BITS

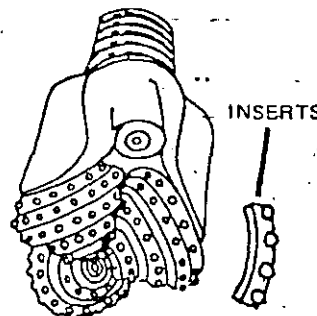
These are the most important and common drill bits in use today. Two basic types are shown below:

STEEL TOOTH BIT



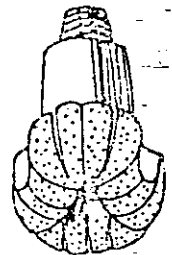
One of the most commonly used bits, it is characterized by cutting teeth that are formed by milling or cutting from the cone.

INSERT BIT



The teeth are made of tungsten carbide which is resistant to wear. Usually, insert bits are used on the hardest and most abrasive formations.

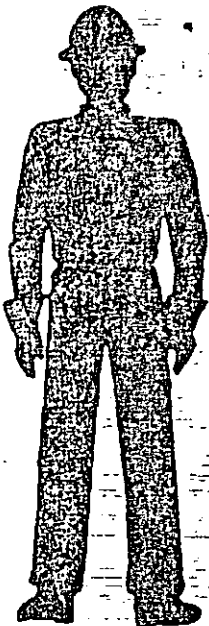
DIAMOND BITS



Called "diamond" bits because diamonds are embedded into the bottom and sides of the bit. This type of bit is expensive, but depending on the type of formation being penetrated, it may "make more hole" faster than other types. They are also used for coring operations (described in Unit III).

BEARINGS

Bits also vary as to the type of bearings used. There are three types: 1) non-sealed roller bearings, 2) sealed roller bearings and 3) journal type bearings. The journal type gives maximum rotating hours.



THE BIT

BIT SELECTION

The key to any successful drilling operation is effective and efficient bit performance (lowest cost per foot). This optimum performance is the result of a series of compromises that must be made when a bit is selected.

THE MAJOR OBJECTIVE of bit selection is to obtain the maximum drilled footage at the least cost per foot.

THE PROBLEM, unfortunately, in drilling a well is that the bit must penetrate many different subsurface formations.

Ideally, when a formation is encountered:

- An appropriate bit is selected;
- The proper weight is applied;
- The correct rotation speed is maintained; and
- The optimum circulation pressure is sustained and the maximum penetration rate is achieved.

THE COMPROMISE is necessary because the ideal almost never occurs — bit selection is an economical decision and it is not practical to change the bit every time a new formation is encountered.

THE REALITY is that the proper bit becomes a compromise — it is the one that performs reasonably well under most of the conditions it must meet until it is worn out. However, the final analysis in judging a successful drilling operation is the overall cost per foot, including all costs associated with "tripping" etc.

MAJOR BIT FUNCTIONS

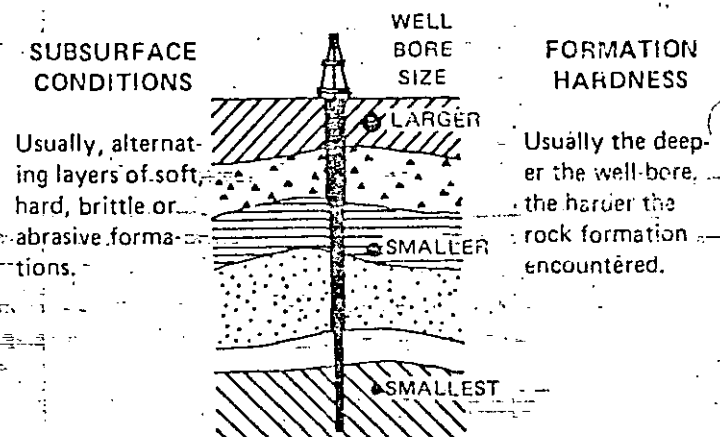
The bit is the "essential component" in any rotary drilling operation — it is the one component that actually makes the hole.

THE MAJOR FUNCTION OF THE BIT IS TO DRILL OR MAKE THE WELL BORE. THIS IS ACCOMPLISHED BY THE BIT BREAKING, DISLODGING OR FRAGMENTING A ROCK FORMATION.

The bit is one of the most refined and sophisticated of the rotary tools. It is available in more styles than any other tool used on the rig.

DRILLING GENERALIZATIONS

The following generalizations can be made about anticipated subsurface conditions, formation hardness, and well bore sizes. Knowing these general conditions helps in the selection of bits during drilling operations.



SELF-CHECK

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS OR QUESTIONS:

1. Describe the major function of the bit.

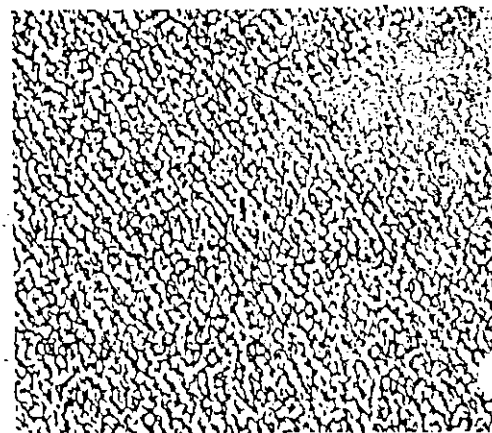
2. Name the two basic types of bits:

1) _____

2) _____

3. What type of bit is used most often in drilling operations?

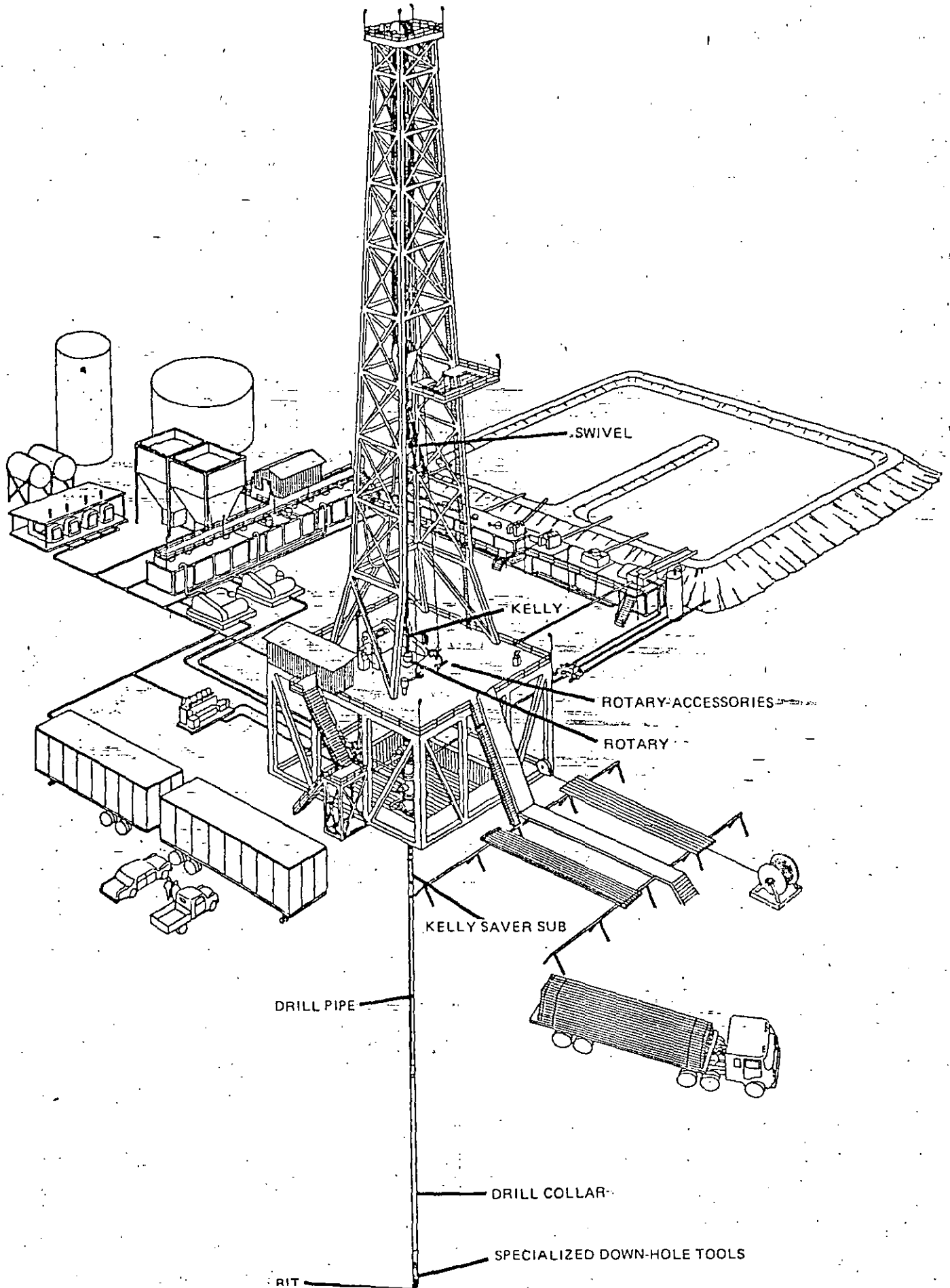
4. Describe the major objective of bit selection.



When you are ready to review this section, turn to the next display.

AN INITIAL REVIEW

ROTATING SYSTEM COMPONENTS



THE ROTATING SYSTEM

THE ROTATING SYSTEM IS ONE OF THE MOST IMPORTANT COMPONENTS IN THE RIG.

- Its primary function is to rotate the drill stem and bit which drills the hole.
- The rotating system has three major sub-components: 1) the rotary, 2) the drill stem, and 3) the bit.

THE ROTARY

The rotary is located in the rig floor beneath the crown and over the hole. Rotary operations require the use of the following: the rotary table, master bushing, kelly bushing, rotary slips, and make-up and break-out tongs.

The rotary table, master bushing and kelly bushing are used together to rotate the drill stem.

The rotary table, master bushing and rotary slips are used to suspend the drill stem in the hole while adding and removing sections of drill pipe with the assistance of the make-up and break-out tongs.

THE DRILL STEM

The drill stem is suspended beneath the hook and traveling block. It extends through the rotary where it is suspended in the well-bore. The drill stem is suspended beneath the hook and traveling block by:

- THE SWIVEL BAIL AND SWIVEL, located above the drill stem, allowing the drill stem to rotate.

The drill stem includes:

- THE KELLY is a square or hexagon-shaped pipe suspended beneath the swivel that passes through the rotary and transmits torque from the rotary to the drill stem.
- THE KELLY SAVER SUB is connected to the bottom of the kelly to save wear and tear on the lower kelly connection threads.
- DRILL PIPE JOINTS are round, hollow steel tubes with tool joints attached, located in the upper and middle sections of the drill stem. They are used to lengthen the stem and act as a connecting link to the drill collars and bit.
- DRILL COLLARS are thick-walled, heavy steel tubes placed at the bottom of the drill stem to provide concentrated weight to the bit.
- SPECIALIZED DOWN-HOLE TOOLS are tools used in the lower 120 feet of the drill stem to influence the behavior of the bit.

MAJOR DRILL STEM FUNCTIONS

- To raise and lower the bit;
- To place weight on the bit;
- To transmit torque (turning movement) to the bit; and
- To conduct fluid under pressure to the bit.

THE BIT

The bit is the tool that actually cuts or bores the hole at the bottom of the well bore.

IN-DEPTH REVIEW

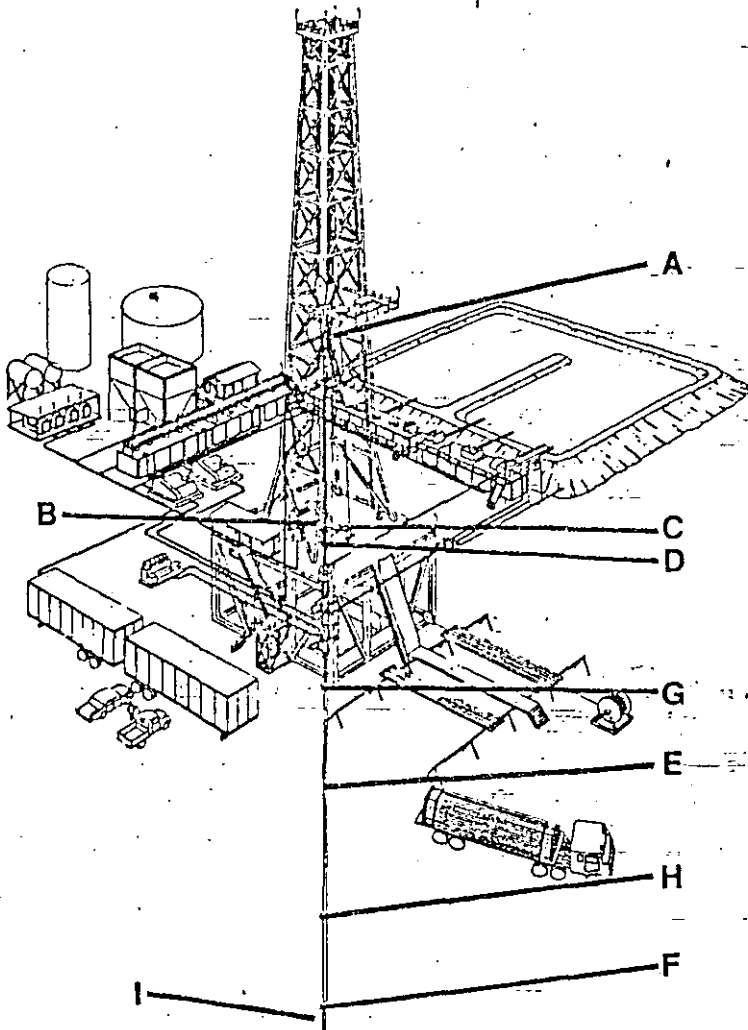
Having completed the initial review of the information in this section, review each two-page display again carefully as an in-depth review. When you are ready to check your mastery of the information contained in this section, complete the initial and the in-depth Information Mastery Self-Checks that follow.

INITIAL INFORMATION MASTERY

COMPLETE THE FOLLOWING SECTIONS AS DIRECTED

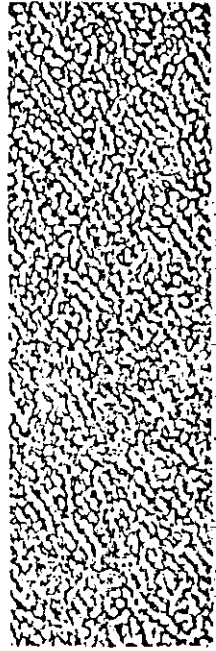
PART 1 Locate the major components of the Rotating System below by placing the letter from Column A next to the matching component in Column B.

COLUMN A



COLUMN B
ROTATING SYSTEM
COMPONENTS

1. Rotary
2. Rotary Accessories
3. Swivel
4. Kelly
5. Kelly Saver Sub
6. Drill Pipe
7. Drill Collar
8. Specialized Down-Hole Tools
9. Bit

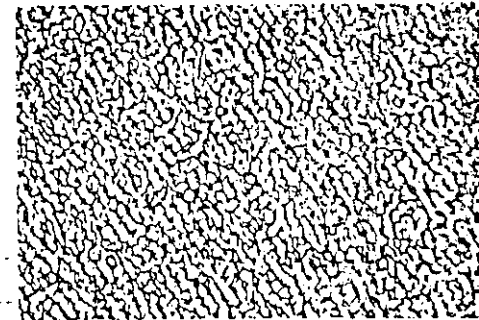


PART 2 ANSWER THE FOLLOWING QUESTIONS

9. Identify the primary function of the rotating system.

10. List the three major sub-components in the rotating system.

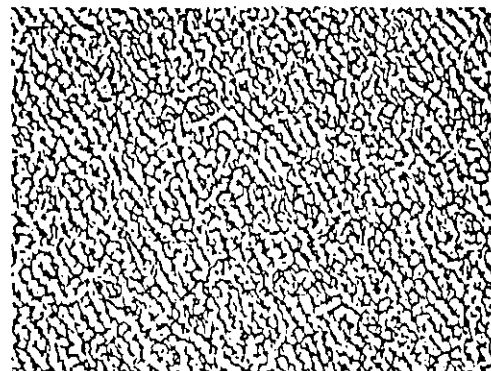
- 1) _____
- 2) _____
- 3) _____



SELF-CHECK

PART 3 COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS OR QUESTIONS:

1. List the two major functions of the rotary.
- 1) _____
- 2) _____
12. List three of the four major functions of the drill stem.
- 1) _____
- 2) _____
- 3) _____

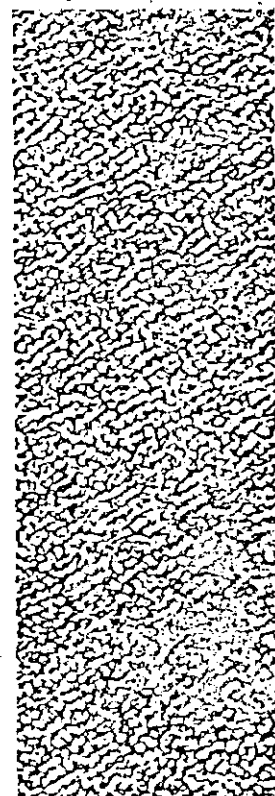


PART 4 Match the correct function in Column B by placing the letter in front of the component in Column A.

COLUMN A COMPONENTS

COLUMN B FUNCTION

- | | |
|-------------------------------------|--|
| ___ 13. Rotary Table | A. Used to add weight to the drill stem |
| ___ 14. Master Bushing | B. Transmits torque to master bushing |
| ___ 15. Kelly Bushing | C. Used with rotary table and master bushing to suspend drill string in the hole |
| ___ 16. Rotary Slips | D. Cuts (bores) the hole |
| ___ 17. Swivel | E. Protects the kelly threads |
| ___ 18. Kelly | F. Used to lengthen the drill stem |
| ___ 19. Kelly Saver Sub | G. Transmits torque to the kelly |
| ___ 20. Drill Pipe | H. Allows drill stem to rotate |
| ___ 21. Drill Collar | I. Transmits torque to the kelly bushing |
| ___ 22. Specialized Down-Hole Tools | J. Transmits torque from the rotary to the drill stem |
| ___ 23. The Bit | K. Used to influence the bit. |



IN-DEPTH INFORMATION MASTERY

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS:

THE ROTATING SYSTEM

1. The _____ is a powerful rotating assembly.
2. The basic components of the rotary assembly are: the _____
_____ and _____

THE ROTARY TABLE

3. The _____ is a rectangular assembly that protects the turn table assembly in a rotary table.
4. The _____ is the drive shaft that transmits rotary motion from the power source to the turn table.
5. The _____ is the flat top of the rotary housing and usually has a _____ surfacing for crew safety.
6. The rotary table is a rugged and powerful _____ device set in the rig floor. When used with the _____ and _____ bushings, it transmits torque to the kelly and drill stem. When used with the _____ it suspends the drill stem in the hole when adding or removing drill stem sections.
7. Rotary size and load capacity range from _____ to _____ tons.
8. The rotary drilling rotation speed range is from _____ to _____.
9. There are two basic rotary power arrangements: the _____ connection and the _____ connection with the most common being the _____ connection.
10. A _____ connection is a basic rotary power arrangement in which the rotary table is powered by a _____ connection to the drawworks.
11. A _____ connection is a basic rotary power table that is powered by a direct connection to a _____.
12. The major advantage of a direct connection is that it provides greater flexibility in _____ the drawworks, and more precise _____ of the rotary and more _____ for increased efficiency.

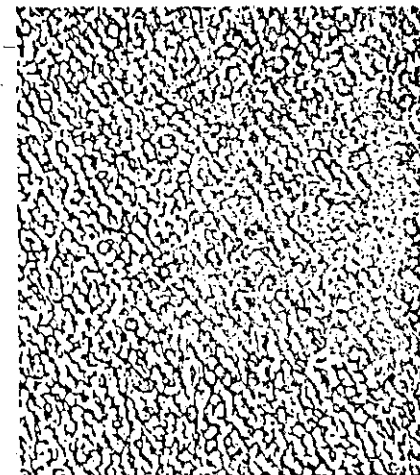
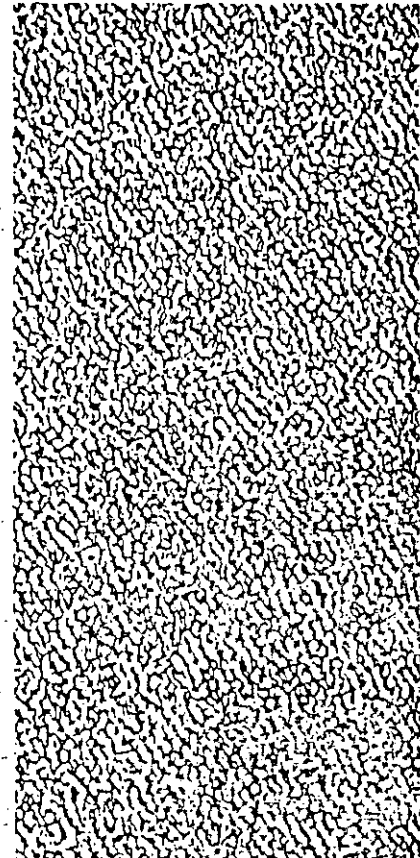
THE ROTARY TABLE ACCESSORIES

THE MASTER BUSHING

1. The master bushing is a _____ device that fits into the rotary table opening.
2. The major function of the master bushing is to provide a place to attach either the _____ or the _____.
3. The two basic types of master bushings are the _____ type and the _____ type.

THE KELLY BUSHING

4. The kelly bushing is a device that is engaged in the _____ during drilling operations.
5. The major function of the kelly bushing is to _____ torque to the _____ and _____ during drilling operations.
6. The two basic types of kelly bushing are the _____ and the _____ type.



SELF-CHECK

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS:

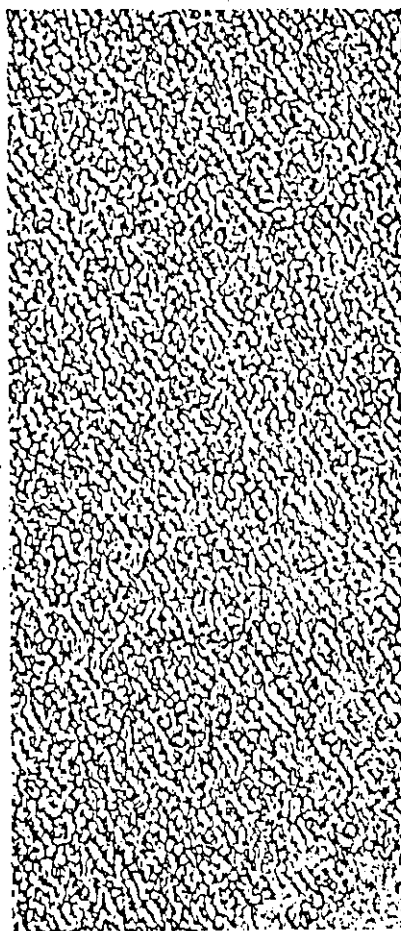
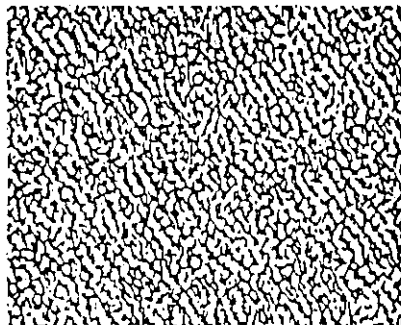
THE ROTARY TABLE ACCESSORIES (CONTINUED)

THE ROTARY SLIPS

7. The rotary slips are a set of tapered steel _____ devices that are placed inside the _____ around a section of the drill stem.
8. The major function of the rotary slips are to _____ the _____ in the hole when a connection is made.
9. The two basic types of rotary slips are the _____ type and the _____ type.
10. In addition to the master bushing, kelly bushing and rotary slips, _____ and _____ tongs are used in making or breaking a connection.

THE SWIVEL

1. The swivel is a uniquely _____ tool which hangs from the traveling block _____ by a swivel _____.
2. The _____ is the half-loop shaped upper swivel portion that is latched to the traveling block hook _____.
3. The _____ is the u-shaped, curved pipe at the top of the swivel which attaches to the rotary hole _____.
4. The _____ is the pressure tight sealed assembly that connects the rotary hose from the _____ to the rotating swivel _____.
5. The _____ is the metal covering that protects the washpipe assembly _____.
6. The _____ is the cast steel, bowl-shaped form of the swivel that houses the rotating swivel stem assembly _____.
7. The rotating _____ is the rotating-bearing shaft that extends through the swivel _____.
8. The _____ is the exposed _____ threaded connection to which the upper kelly cock is _____.
9. The _____ is a powerful device used on some modern rigs to quickly make connections in the _____ when the kelly is to be added or removed from the drill stem _____.
10. The swivel is one of the strongest and most durable components in the rotating system, as it must be able to withstand the abrasive wear of the _____, the stress of rotating at _____ and must support _____ of over 500 tons _____.
11. The three major functions of the swivel are: 1) to connect the _____ to the hoisting system, 2) to allow the rotating system to _____ the drill stem and 3) to provide a pressure-tight passageway for the _____ to enter the drill stem _____.



IN-DEPTH INFORMATION MASTERY

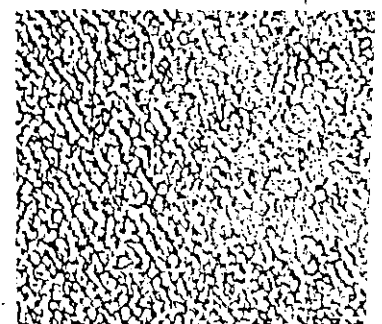
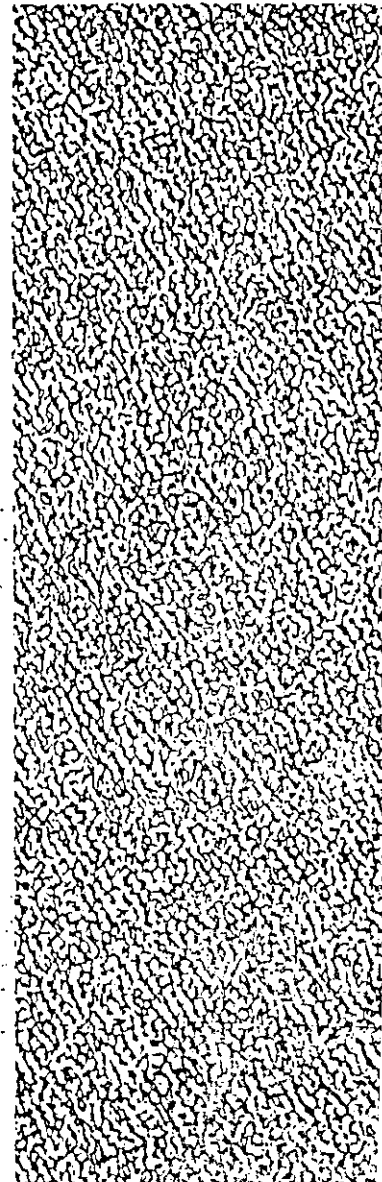
COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS:

THE KELLY

1. The kelly is a _____ or _____ shaped heavy steel pipe that is suspended from the swivel, passes through the opening in the _____ and is connected to the drill stem below.
2. The _____ is a valve used to keep pressure off the swivel and rotary hose if a high pressure back-flow begins down hole.
3. The most common shaped kelly in use is the _____ shaped kelly.
4. An _____ is the strengthened area at the end of a drill pipe where the greatest stress occurs.
5. Drill stem components, such as the kelly, drill pipe joints and drill collars are connected together by inserting an exposed threaded connection called a "_____" into the top of another joint which has an enclosed connection called a "_____".
6. The kelly differs from the drill pipe in _____ and its top threaded connection is _____ threaded.
7. The kelly box connection is left-hand threaded so the kelly will not _____ from the swivel as it rotates with the swivel.
8. The "_____" is a short device connected to the bottom of the kelly. Its purpose is to save _____ wear on the expensive kelly and keep it operational.
9. The _____ is an automatic or manual valve that holds drilling fluid in the kelly while making and breaking connections.
10. The four major functions of the kelly are: 1) it attaches the _____ to the drill stem; 2) transmits torque from the _____ to the drill stem; 3) permits the drill stem to move _____ during drilling and 4) permits _____ to flow from the swivel to the drill stem below.
11. The kelly is _____ than any single joint of pipe, since it must extend above the rotary after drilling a length of pipe. In addition, it moves both _____ and _____.
12. The kelly passes through a correspondingly _____ opening in the drive bushing. As the rotary turns, _____ is transmitted to the _____ which in turn rotates the _____.

DRILL PIPE

1. Drill pipe are cylindrical, hollow, heavy _____ or _____ connecting tubes that are suspended below the kelly.
2. Joints of drill pipe are used in the _____ and _____ drill stem sections to connect the drill collars and bit below.
3. Drill pipe provides a passageway for _____ to flow uninterrupted from the _____ to the bottom of the _____.
4. Drill pipe has three basic parts: the _____ and _____ attachments at each end.



SELF-CHECK

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS:

(DRILL PIPE CONTINUED)

5. The purpose of an upset is to provide added _____ for attaching tool joints to the ends of the drill pipe and giving _____ to the area most subject to stress.
6. _____ are devices located at each end of a joint of drill pipe and are used to _____ lengths of drill pipe together.
7. The _____ is an enclosed threaded connection at the top of each drill pipe joint.
8. The _____ is an exposed connection at the bottom of each drill pipe joint.
9. Connections are made using the _____ and _____ tongs.
10. There are two basic types of drill pipe: _____ and _____.
11. _____ drill pipe is used from the surface to the top of the drill collars in most wells.
12. _____ drill pipe is used in special situations in place of drill pipe where differential wall sticking, transition zone, or other down-hole problems are met.
13. Range 2 drill pipe is from _____ to _____ feet long and range 3 drill pipe is from _____ to _____ feet long.
14. A _____ of drill pipe is a section of two or more connected joints of drill pipe. The number of joints is determined by the _____ height and the drill pipe range used.
15. Drill pipe is stored in two areas: 1) _____ storage is where drill pipe is stored _____ of the mast or derrick during "trips" in and out of the hole and 2) _____ storage where drill pipe is stored _____ to the rig just prior or after its use.

DRILL COLLARS

1. Drill collars are round, _____, _____ walled connecting tubes through which _____ can pass.
2. Drill collars add concentrated _____ to the bit for more effective _____.
3. The most notable difference between drill collars and drill pipe are their different _____ and _____.
4. Drill collars do not have attached _____ since the drill collar walls are _____ enough to make threads cut directly into them.
5. Drill collars are usually _____ feet in length, but come in shorter sizes.
6. They may have walls _____ inches thick or more and may weigh over _____ tons.
7. A string of from _____ to _____ drill collars may be used at the bottom of the drill stem.
8. There are three basic types of drill collars: 1) _____, 2) _____ and 3) _____.
9. In addition, there is a specialized _____ drill collar.
10. _____ drill collars are used under normal conditions.

IN-DEPTH INFORMATION MASTERY

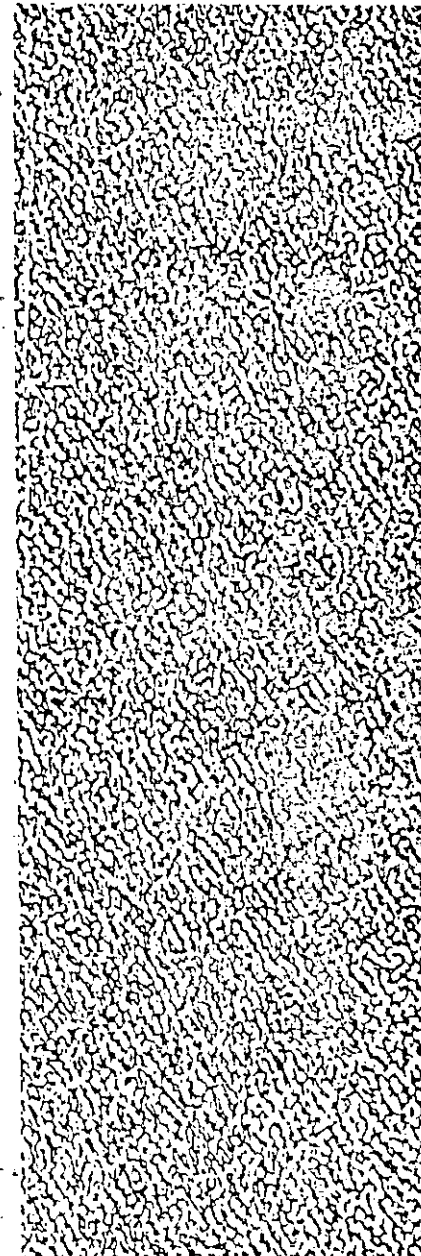
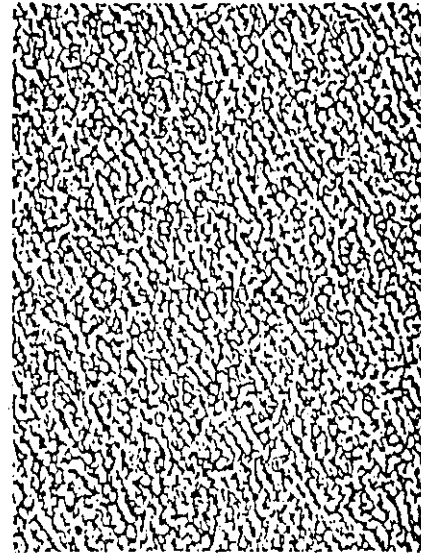
COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS:

DRILL COLLARS (CONTINUED)

11. _____ drill collars are used when differential wall sticking is a problem.
12. _____ drill collars are used to reduce handling time.
13. The _____ refers to the entire rotating assembly which may include the kelly, drill pipe string, drill collars and specialized down-hole tools.
14. The _____ refers to a grouping of drill pipe together contained in the drill stem.
15. The _____ is the area located directly above a string of drill collars where severe vibration in the drill stem occurs.
16. The two causes of vibration that occur throughout the drill stem are: 1) _____ from above and 2) _____ and _____ bounce from below.
17. In the _____ heavyweight drill pipe is recommended because it _____ the strain from the drill stem vibration and creates an area of graduated _____ in the drill stem.

SPECIALIZED DOWN-HOLE TOOLS

1. Specialized down-hole tools are _____ tools used in the lower _____ feet of the drill stem.
2. A _____ assembly is a phrase which refers to the combination of drill collars and various specialty tools in the lower 120 feet of the drill stem.
3. There are three basic types of specialized down-hole tools. They are _____ and _____.
4. There are four basic types of stabilizers. They are: 1) _____ type, 2) _____ type, 3) _____ replaceable, 4) _____ wear pad rig replaceable and 5) _____ type.
5. Stabilizers are used for five basic purposes: 1) for increased _____, 2) to reduce _____ on drill collar connections, 3) to prevent wall _____, 4) to increase lower drill collar assembly _____ and 5) to provide for better hole _____.
6. There are two basic types of blade stabilizers. They are: 1) _____ blade type and 2) _____ blade type.
7. _____ sleeve type stabilizers act as a bushing through which the drill stem turns.
8. The major advantage of replaceable wear pad rig repairable stabilizers is that only the _____ needs to be replaced instead of the whole tool.
9. _____ are cutting tools used to maintain full gauge hole sizes or to enlarge a drilled hole.
10. There are three rotary reamer body types. They are: 1) _____ string type, 2) _____ hole type and 3) _____ hole type.
11. _____ are tools placed in the lower drill collar assembly to absorb vibrations and any shock loads produced during drilling.
12. There are three basic types of shock absorbers. They are: 1) _____ type, 2) _____ type and 3) _____ type.
13. _____ shock absorbers have temperature and oil-in-mud limitations.
14. The three primary functions of shock absorbers are to prevent 1) _____ fatigue and failure, 2) _____ loads on the bit and 3) damage to _____ equipment.
15. _____ drill collars sometimes used as a specialized down-hole stabilizer.

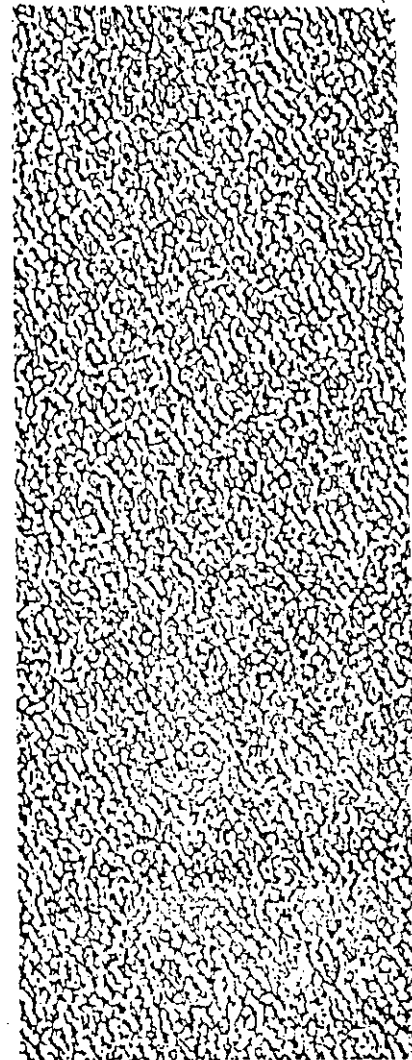


SELF-CHECK

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS:

THE BIT

1. The bit is the tool that actually _____ the hole.
2. The _____ is the threaded pin inserted into the lower box connection of the bottom _____ or the bit sub below the collar.
3. _____ are assemblies in the bit that support the bearing journal and cones.
4. _____ are the rotating cutting tools on the bit.
5. Drilling fluid _____ or _____ are the exit points for the drilling fluid from the bottom of the bit.
6. Cutting teeth in steel tooth bits are _____ from the cone, while cutting teeth in insert bits are _____ into the bit.
7. If you were drilling through the hardest and most abrasive formation, you probably would select a _____ bit.
8. There are three types of bit bearings. They are 1) _____ bearings, 2) _____ bearings and 3) _____ type bearings.
9. The key to any successful drilling operation is to have _____ and _____ bit performance and the _____ per foot drilled.
10. The four "ideal" guidelines to a successful drilling operations are: 1) _____ an appropriate bit, 2) _____ proper weight, 3) _____ correct rotation speed and 4) _____ optimum circulation pressure to achieve a maximum penetration rate.
11. The proper bit is the one that will _____ reasonably well under _____ conditions until it is _____.
12. A bit drills the hole by _____, _____ or _____ a rock formation.
13. Subsurface conditions usually have _____ layers of soft, brittle, hard or abrasive formations.
14. In general, the deeper the well bore, the _____ the well bore diameter.
15. Usually, the deeper the well bore is drilled, the _____ the rock formations that are encountered.

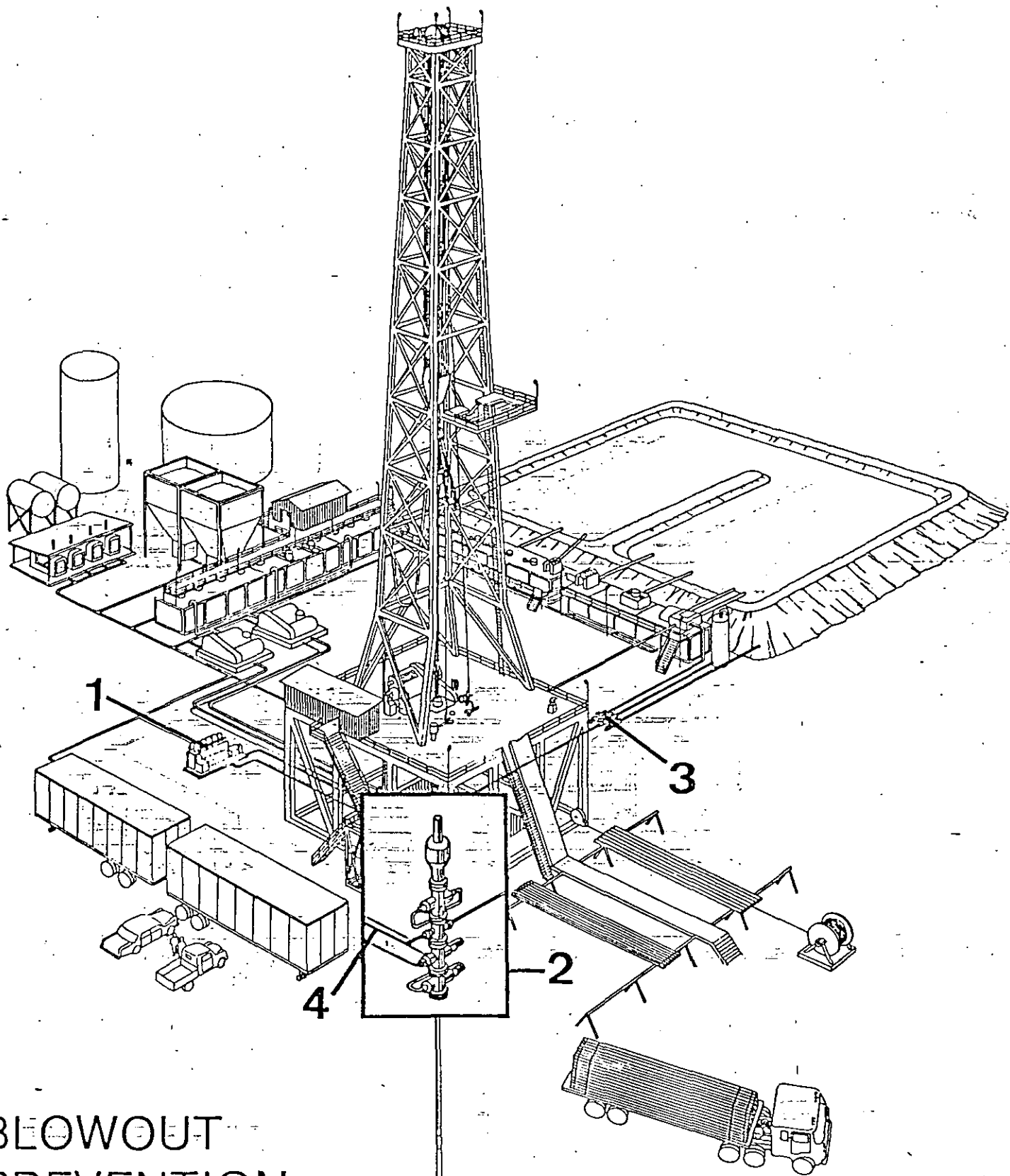


You should now have a general understanding of the rotating system. If you incorrectly answered any of the questions in the Information Mastery Self-Checks that you have just completed, go back over the section until you clear up any lack of understanding you may have. Then proceed to the audio-visual review of this section of the training program.

Turn on Audio Tape 2, Side 2, and the microfiche reader (or slide projector) and continue where you left off.

When you have completed your self-checks and the audio-visual review, this section is completed.

THE BLOWOUT PREVENTION SYSTEM



BLOWOUT PREVENTION SYSTEM KEY

- 1 ACCUMULATOR UNIT
- 2 BOP STACK
- 3 CHOKE MANIFOLD
- 4 KILL LINE

AN INTRODUCTION

The BLOWOUT PREVENTION SYSTEM is the final major component of the rig. Its primary function is to control an imminent "blowout." A blowout is an uncontrolled flow of formation fluid to the surface. A blowout usually begins as a "kick," which is an intrusion of any high pressure subsurface formation fluid into the well bore. This intrusion may lead to a blowout if it is not immediately handled by the crew. In order to stop a "kick" from becoming a blowout, the blowout prevention (BOP) system is used. The blowout prevention system consists of two major sub-components: 1) the blowout preventer (BOP) stack and accumulator, and 2) the supporting choke and kill system.

1) The BOP STACK and ACCUMULATOR is an assembly of special pressure-sealing devices that are designed to:

- Seal off the well bore (annulus) when a blowout is imminent.

2) The SUPPORTING CHOKE AND KILL SYSTEM is strategically located and is designed to:

- Restore control over the drilling fluid and well bore so drilling operations can safely resume.

THE BLOWOUT PREVENTION SYSTEM

THE BOP STACK AND ACCUMULATOR

The blowout preventer (BOP) stack is located at the casing or well head directly under the rotary table on the rig floor. The BOP stack is an assembly of special devices that may include:

- ANNULAR PREVENTER
- PIPE RAM PREVENTER
- DRILLING SPOOL
- BLIND RAM PREVENTER
- CASING HEAD

The accumulator unit is usually located some distance from the rig for safety reasons. Its primary function is to rapidly close any one or more of the valves on the BOP stack in an emergency.

THE SUPPORTING SYSTEM

The BOP stack and accumulator are supported by the choke and kill system. This system consists of:

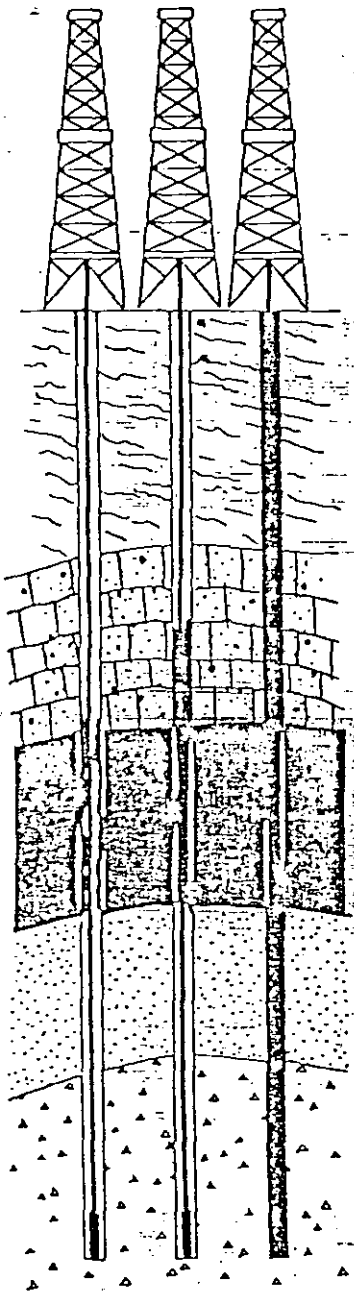
- CHOKE MANIFOLD
- KILL LINE

To develop a better understanding of each of the important components in the Blowout Prevention System, turn to the next two-page display.

THE BLOWOUT PREVENTION SYSTEM

THE BLOWOUT PREVENTION SYSTEM

The blowout prevention system on a rotary drilling rig is a pressure control system designed specifically to control "kick". The system consists of four components: 1) the blowout preventer (BOP) stack, 2) the accumulator unit, 3) the choke manifold and 4) the kill line. The BOP system has two major functions: 1) to seal off the well bore when a "kick" occurs; and 2) to maintain sufficient back pressure in the well bore to prevent further intrusion of formation fluids while steps are being taken to restore the well to a balanced condition so drilling can safely continue. Back pressure is released through the choke manifold.



BLOWOUT PREVENTION AND CONTROL

BLOWOUT PREVENTION

The best prevention against possible blowout is a sound drilling fluid program. A sound drilling fluid program means that the well bore contains drilling fluid that is properly weighted and has the correct density so that sufficient hydrostatic pressure is exerted against the well bore walls. This prevents any formation fluids from entering (fluid intrusion) the well bore.

FORMATION FLUID INTRUSION — A KICK

When large quantities of formation fluid under high pressure enter the well bore and begin rising to the surface, it is called a "kick". There are a number of observable warning signs when a "kick" occurs:

- An unexplained change occurs in drilling rate and decrease in circulating pressure;
- The mud flow indicators show an unexplained increase in drilling fluid volume;
- The drilling fluid is still being expelled from the well bore into the mud pits (in the conditioning area) AFTER the pumps are shut down; and
- The drilling fluid level in the mud pits begins to rise rapidly. This is caused by rapid expansion of the gases, or high pressure salt water flow, which increases the drilling fluid volume. At a given level, the pit volume totalizer alarm signals will activate.

ALL OF THE ABOVE ARE INDICATORS OF FORMATION FLUID INTRUSION INTO THE WELL BORE. IF LEFT UNCONTROLLED, A BLOWOUT WILL OCCUR.

A BLOWOUT

A blowout is an eruption of uncontrolled fluid (oil, water or gas) under high pressure from a subsurface formation that enters the well bore and displaces all of the drilling fluid. The occurrence of a blowout is a drilling disaster. Lives may be endangered, drilling operations and schedules are upset; severe damage may occur to the rig and the surrounding environment. If the escaping fluids ignite, a blowout can be spectacular as well as a threat to human life and an economic catastrophe.

CONTROLLING FORMATION FLUID INTRUSION

REGARDLESS OF THE TYPE OF BLOWOUT PREVENTION (BOP) SYSTEM ON A RIG, THE MAINTENANCE AND SUPERVISION OF THE SYSTEM IS EXTREMELY IMPORTANT. IN EFFECT, THE FINAL "SAFETY SYSTEM" IS THE RIG CREW WHO MUST MONITOR AND OPERATE THE BOP SYSTEM WHEN A PROBLEM OCCURS.

MINOR INTRUSION CONTROL — If the intrusion of formation fluid is minor, it can be handled by directing the circulation of drilling fluid through the conditioning equipment, which will assist in expelling the entrained gases more rapidly.

SEVERE INTRUSION CONTROL — If the intrusion of formation fluid is severe, the blowout preventers are activated. This action is called "shutting-in" the well. The choke manifold is used to control the back pressure when a "kick" occurs by limiting the escape of fluid from the well bore, as well as preventing any further intrusion. Once the intrusion is stopped by back pressure, heavy drilling fluid is brought in by the kill line, preventing any further intrusion and returning control over the well bore.

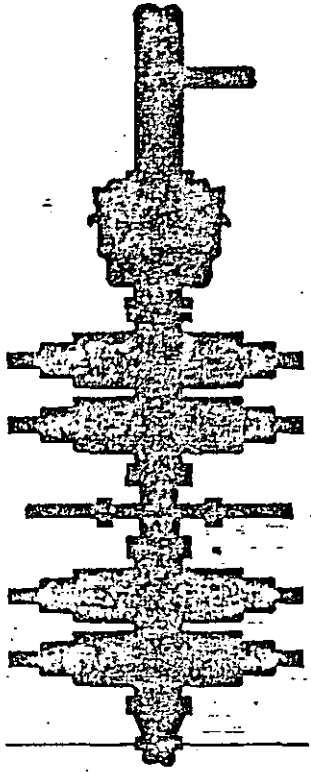
2 THE BLOWOUT PREVENTION SYSTEM

MAJOR COMPONENTS

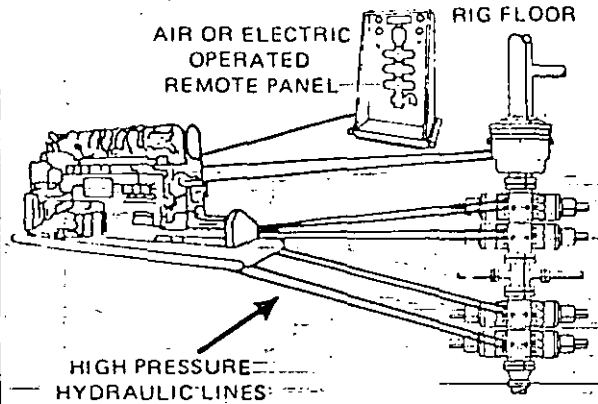
The major components of the blowout prevention system are: 1) the blowout preventer (BOP) stack, and 2) the accumulator.

BLOWOUT PREVENTER (BOP) STACK — An assembly of high pressure valves designed to contain well bore pressure in the event of a "kick."

ACCUMULATOR — A hydraulic pressure unit which keeps liquid under pressure in tanks. In an emergency, the rig crew can use the accumulator controls to close any or all of the BOP's in the stack.



BLOWOUT SYSTEM COMPONENTS



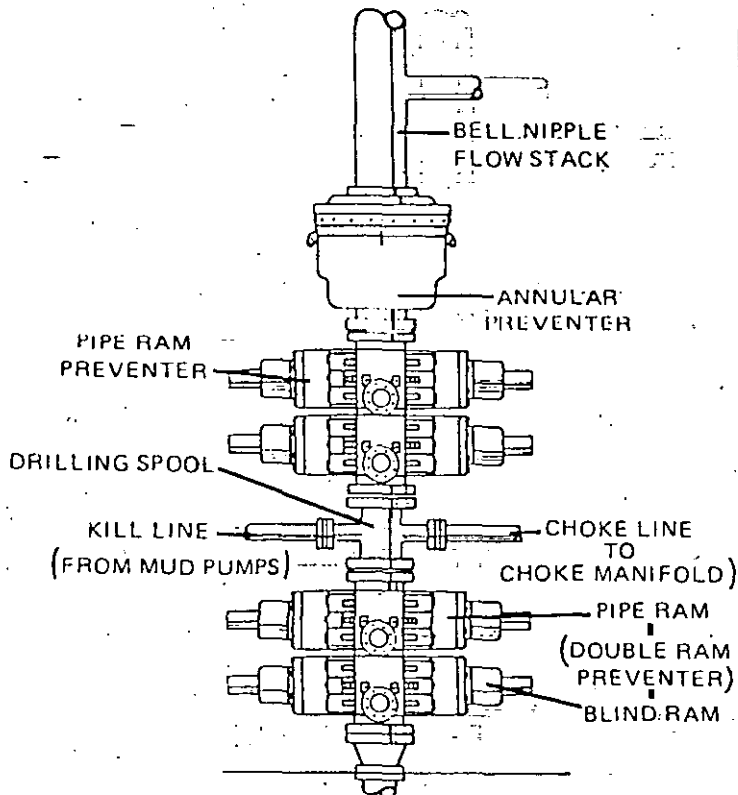
BOP STACK

The blowout preventer (BOP) stack is the key component in the system as it seals off ("shuts in") the well bore. This is accomplished by a number of devices which are described below.

ACCUMULATOR UNIT

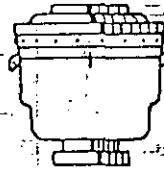
The accumulator unit is activated in an emergency to expedite the closing of any part of the BOP stack. The unit can be activated from the remote panel on the rig floor or from the accumulator panel on the unit itself in case the crew must evacuate the rig floor.

A TYPICAL BOP STACK ARRANGEMENT



BOP STACK COMPONENTS

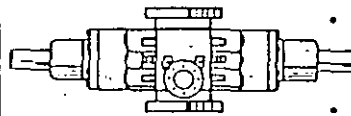
ANNULAR PREVENTER



The annular preventer is located at the top of the BOP stack assembly. It contains a steel-reinforced rubber packing element that closes to seal on drill pipe, Kelly or an open hole. For this reason, it is called a "universal preventer."

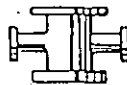
RAM PREVENTER

Ram preventers close only on specific sizes of pipe, tubing or on an open hole. They are designated as:



- PIPE RAMS — Which close only on that size pipe, for which they are matched;
- BLIND or BLANK RAMS — which close only on an open hole; and
- SHEAR RAMS — which cut the drill pipe and seal the resulting open hole (used primarily on offshore floating rigs).

DRILLING SPOOLS



Drilling spools are spacers between preventers. They provide hookups for the choke line (which circulates the "kick" out of the well bore) and the kill line (which pumps in heavy drilling fluid). The ram blowout preventers have side outlets which may be used for the same purpose.

CASING HEAD

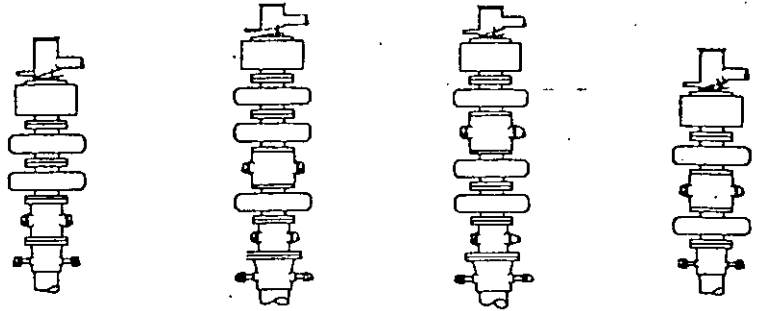


The casing head (or well head) is an attachment at the top of the casing on which the BOP stack is engaged.

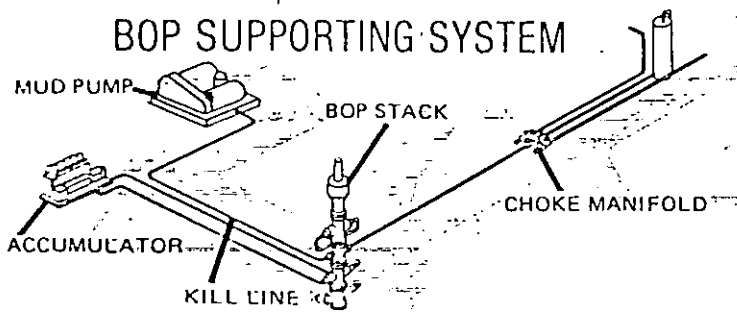
BLOWOUT PREVENTION SYSTEM COMPONENTS

BLOWOUT PREVENTOR (BOP) STACK VARIATIONS

The blowout preventer (BOP) stack can be assembled in any number of arrangements. The specific arrangement is usually dictated by the potential problems that are anticipated at a particular drilling site.



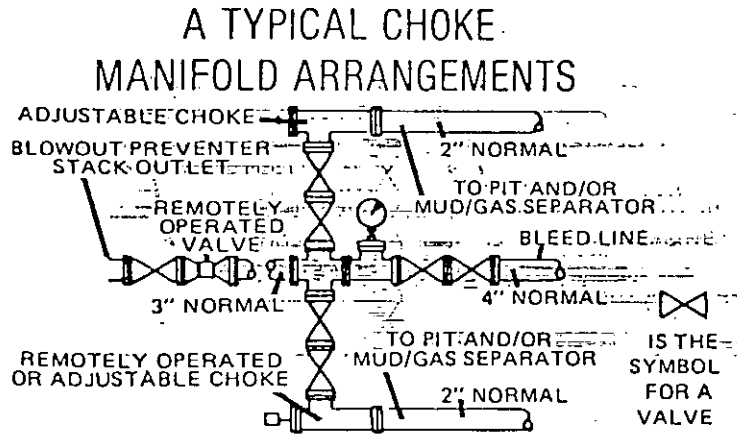
SUPPORTING SYSTEM



The supporting choke and kill system consists of two components: 1) the choke manifold and 2) the kill line. These components are described below:

CHOKE MANIFOLD

The choke manifold is an assembly of high pressure flanged pipe fittings with several lateral outlets controlled by manual and/or automatic valves. It is attached to the blowout preventer (BOP) stack by a high pressure line called the "choke line." When activated, the choke manifold assists in maintaining sufficient back pressure in the well bore to prevent any further formation fluid intrusion. The drilling fluid can then be diverted from the BOP stack to a series of valves (which restrict the flow and direct it to the reserve pits), the mud-gas separator or the mud-conditioning area. Back pressure is maintained until the well bore is again under control (in balance).



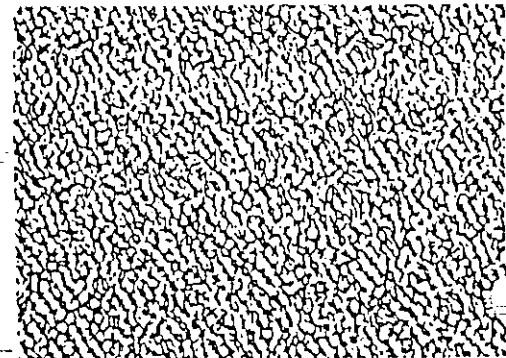
KILL LINE

The kill line is attached to the blowout preventer (BOP) stack, usually directly opposite the choke manifold (and choke line). Heavyweight drilling fluid is pumped through the kill line into the well bore until balance has been restored (which occurs when sufficient hydrostatic pressure is again exerted against the well bore walls to prevent any formation fluid intrusion).

SELF-CHECK

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS OR QUESTIONS:

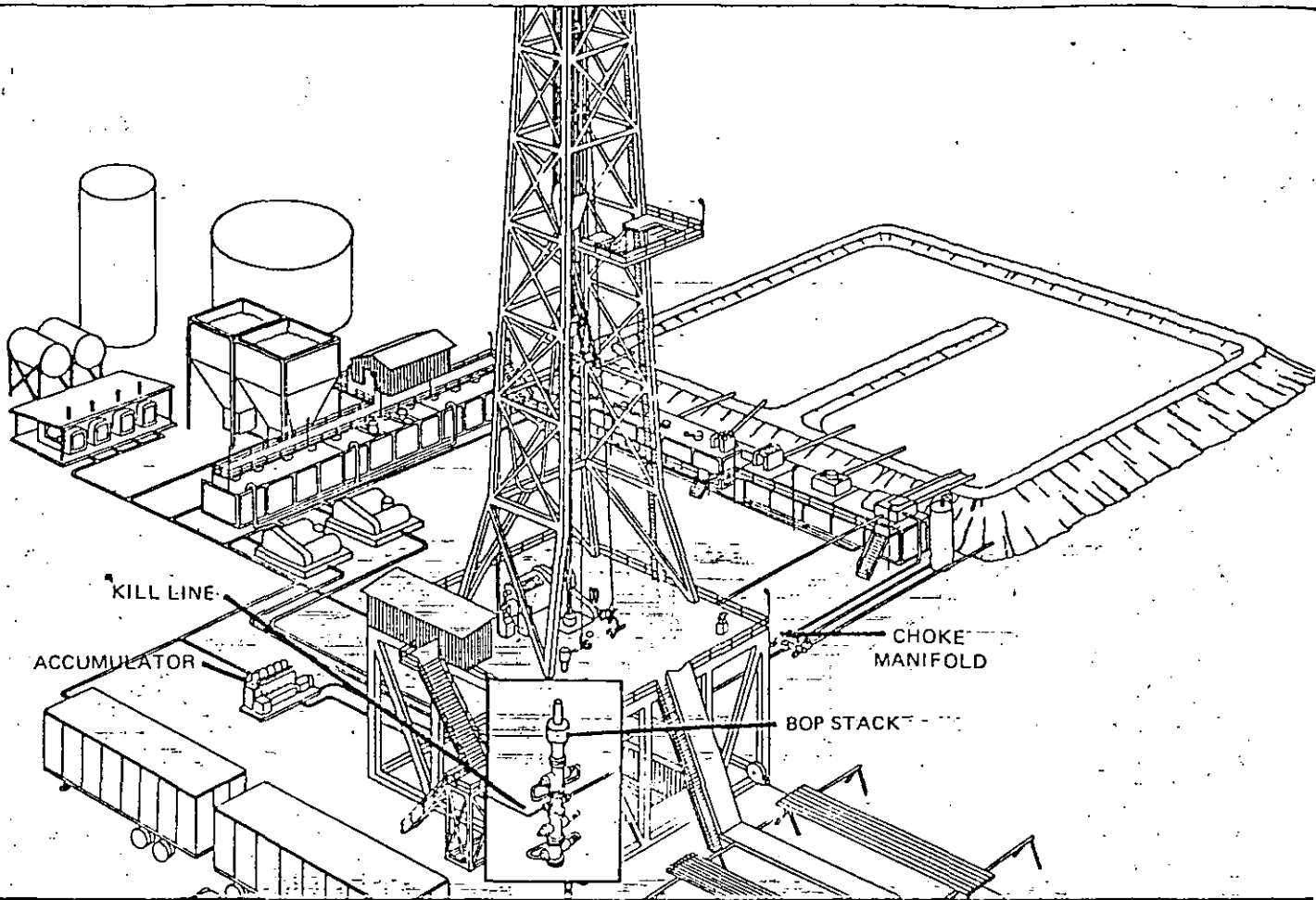
- The two major components of the blowout prevention system are the B s and a a u.
- Name the two components that comprise the BOP support system.
1) _____ 2) _____
- The B s is the key component in the system as it s o the well bore.
- The BOP stack is made up of a number of valves called p _____.
- The choke manifold is an assembly of h p _____ flanged p f _____ with lateral o _____ and controlled by both m _____ and/or a v _____.



When you are ready to review this section, turn to the next page.

AN INITIAL REVIEW

BLOWOUT PREVENTION SYSTEM COMPONENTS



THE BLOWOUT PREVENTION SYSTEM IS THE FINAL MAJOR COMPONENT OF THE RIG.

- Its primary function is to control a "kick" which can lead to a "blowout" which is an eruption of uncontrolled fluid under high pressure from a subsurface formation that enters the well bore and displaces all of the drilling fluid.
- The blowout prevention (BOP) system consists of two major sub-components: 1) the blowout preventer (BOP) stack and accumulator, and 2) the supporting choke and kill system.

THE BOP STACK

The BOP (blowout preventer) stack is an assembly of high pressure valves designed to contain well bore pressure in the event of a "kick."

THE SUPPORTING SYSTEM

The supporting choke and kill system is strategically located near the rig and includes:

- **CHOKE MANIFOLD** — An assembly of high pressure flanged pipe fittings and lateral outlets used to maintain sufficient back pressure in the well bore during a "kick." It also can restrict and direct the flow of drilling fluid to the reserve pits, the mud-gas separator or the mud conditioning area.
- **KILL LINE** — A line connected to the BOP stack, usually directly opposite the choke manifold (and choke line). It permits heavyweight drilling fluid to be pumped into the well bore to restore balance (control) to the well.

IN-DEPTH REVIEW

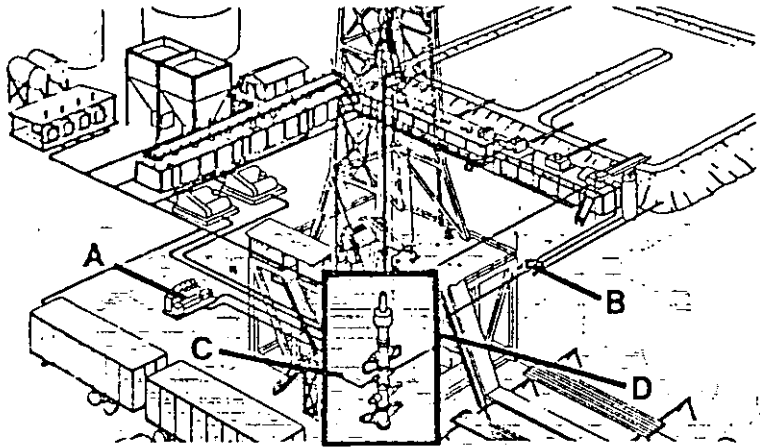
Having completed the initial review of the information in this section, review each two-page display again carefully as an in-depth review. When you are ready to check your mastery of the information contained in this section, complete the initial and the in-depth Information Mastery Self-Checks that follow.

INITIAL INFORMATION MASTERY SELF-CHECK

COVER THE REVIEW TO THE LEFT BEFORE YOU ATTEMPT THIS SELF-CHECK, AND COMPLETE THE FOLLOWING SECTIONS AS DIRECTED

PART 1 Locate the major components of the Blowout Prevention System below by placing the letter from Column A next to the matching component in Column B.

COLUMN A



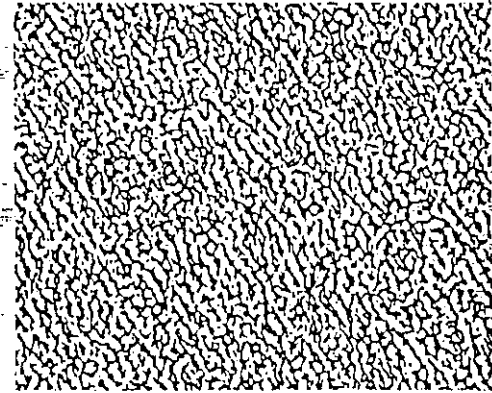
COLUMN B
COMPONENTS

- ___ 1. BOP Stack
- ___ 2. Accumulator
- ___ 3. Choke Manifold
- ___ 4. Kill Line



PART 2 ANSWER THE FOLLOWING QUESTIONS

5. When formation fluid enters the well bore and begins rising to the surface, it is called "f f i ," or more commonly, a "k ."
6. Identify the primary function of the BOP system: _____
7. An eruption of uncontrolled formation fluid under pressure that enters the well bore and displaces the drilling fluid is a b .
8. What is the BOP's "final safety system?" _____



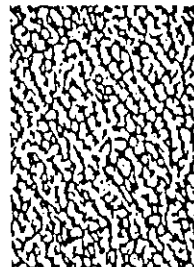
PART 3 Match the correct description of function in Column B by placing the letter in front of the component in Column A.

COLUMN A
COMPONENTS

- ___ 9. BOP Stack
- ___ 10. Accumulator
- ___ 11. Kill Line
- ___ 12. Choke Manifold

COLUMN B
FUNCTION/DESCRIPTION

- A. Permits pumping of heavyweight drilling fluid into well bore
- B. An assembly of high pressure flanged pipe fittings
- C. Emergency unit that closes BOP valves
- D. An assembly of high pressure valves designed to contain well bore pressure

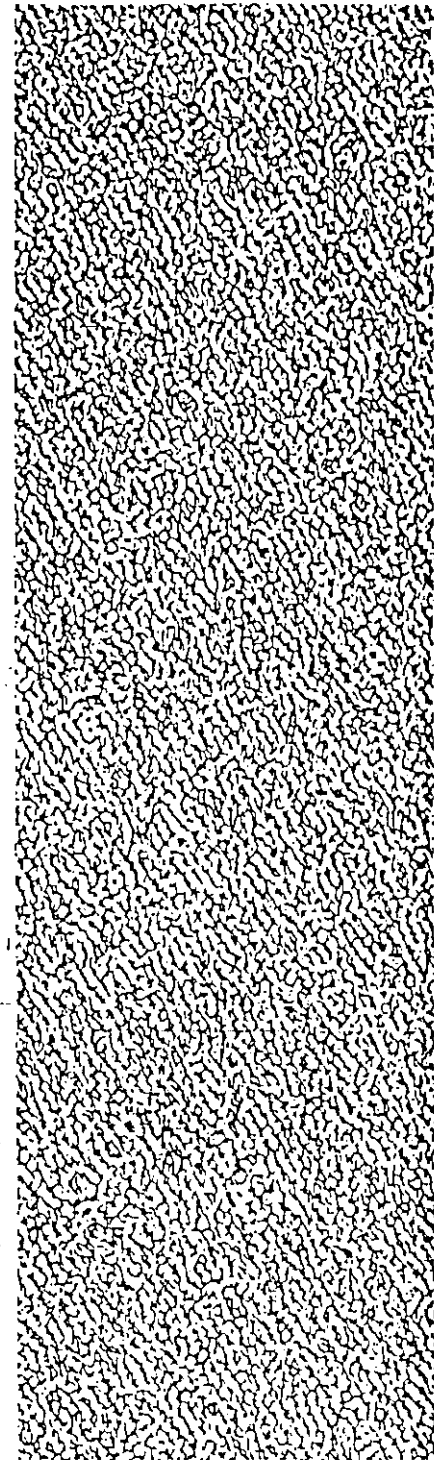


IN-DEPTH INFORMATION MASTERY

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS:

THE BOP SYSTEM

1. The primary function of the "blowout prevention system" is to control a "_____ " which if left uncontrolled can develop into a "_____ ".
2. The best prevention against a possible blowout is a sound _____ program.
3. A sound drilling program consists of properly _____ drilling fluid of correct _____ in order to maintain sufficient _____ against the well bore walls to prevent any formation fluid intrusion.
4. A "kick" is the intrusion of large quantities of _____ fluid under _____ into the well bore.
5. When a "kick" occurs several "warning signs" can be observed. They are 1) the drilling rate changes and _____ pressure decreases, 2) there is an unexplained increase in drilling fluid _____, 3) drilling fluid continues to be expelled from the well bore _____ the pumps are shut off and 4) a rapid rise of the drilling fluid level occurs in the _____.
6. A "blowout" is an _____ of uncontrolled fluid under _____ from a subsurface formation that enters the well bore and _____ all of the drilling fluid.
7. The final BOP "safety system" is the _____ who must monitor and operate the system when a problem occurs.
8. Minor intrusions of formation fluid can be handled by directing the drilling fluid through the _____ equipment which will help remove the _____ gases more rapidly.
9. When a severe formation fluid intrusion occurs the _____ are activated to "shut-in" the well. The _____ controls back pressure by restricting the escape of fluid from the well bore, which can also prevent any further intrusion.
10. Once back pressure has stopped the intrusion, _____ drilling fluid can be pumped into the well bore through the _____ which prevents any further intrusion and returns control over the well bore.
11. The _____ is usually placed about _____ feet from the rig and it is attached to the _____ stack by high pressure hydraulic lines.
12. The major function of the accumulator unit is to rapidly close the _____.
13. In addition to the accumulator unit, additional remote controls are located on a panel on the _____.
14. The BOP stack is located at the _____ under the _____.
15. The primary function of the BOP stack is to seal off the _____ in the event of a kick. _____



SELF-CHECK

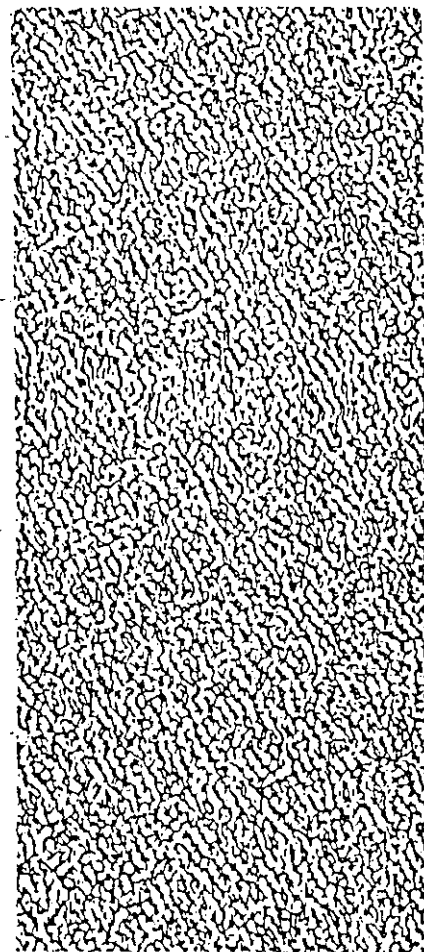
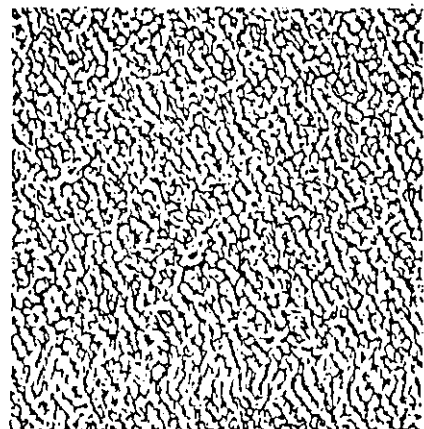
COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS:

(THE BOP SYSTEM CONTINUED)

16. The _____ is located just beyond the rig substructure and it is attached to the BOP stack by a high pressure line.
17. The major function of the choke manifold is to _____ drilling fluid in the event of a kick.
18. The "_____" extends from the mud pump and attaches to the BOP stack—usually directly opposite the _____ line.
19. The major function of the kill line is to allow _____ drilling fluid to be pumped into the wellbore in order to restore _____.
20. Blowouts can result in endangered _____, upsetting drilling _____ and _____, and severely damaging the _____ and the surrounding _____.

THE BOP SYSTEM SUBCOMPONENTS

1. The BOP stack is an assembly of high pressure _____ designed to contain well bore _____ in the event of a kick.
2. The _____ is a hydraulic pressure unit which keeps liquid under pressure in tanks, that when activated close any or all of the _____ in the BOP stack.
3. The _____ is located at the top of the BOP stack and it can seal off _____, a _____ or an _____ hole.
4. Another name for the annular preventor is the _____ preventor.
5. The three basic types of ram preventers are 1) _____ ram, 2) _____ ram and 3) _____ ram preventors.
6. A _____ ram preventor can cut the drill pipe and seal open hole.
7. A _____ ram preventor can close only on the size pipe to which it is matched.
8. A _____ ram preventor will close only on an open hole.
9. The _____ ram preventor is used primarily on offshore floating rigs.
10. "_____" are spacers placed between preventers on the BOP stack which provide _____ for the choke and kill lines.
11. The _____ is an attachment located at the top of the casing on which the BOP stack is engaged.
12. The specific arrangement of the BOP stack is determined by the potential _____ anticipated at the specific drilling _____.
13. The _____ diverts drilling fluid from the BOP stack to a series of valves which can move the drilling fluid to the _____ separator or the _____ area.
14. Heavyweight drilling fluid, pumped through the kill line, exerts increased _____ against the well bore walls preventing further formation fluid intrusion.



You should now have a general understanding of the blowout prevention system. If you incorrectly answered any of the questions in the Information Mastery Self-Checks that you have just completed, go back over the section until you clear up any lack of understanding you may have. Then proceed to the audio-visual review of this section of the training program.

Turn on Audio Tape 4, Side 1 and the microfiche reader (or slide projector) and continue where you left off.

When you have completed your self-checks and the audio-visual review, please take the post-test for this unit.

When you have completed and scored the post-test, this unit is completed.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

"PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

THE POWER SYSTEM

ING. ERNESTO REGUERA ROA
DICIEMBRE, 1985

THE POWER SYSTEM

PROGRAM

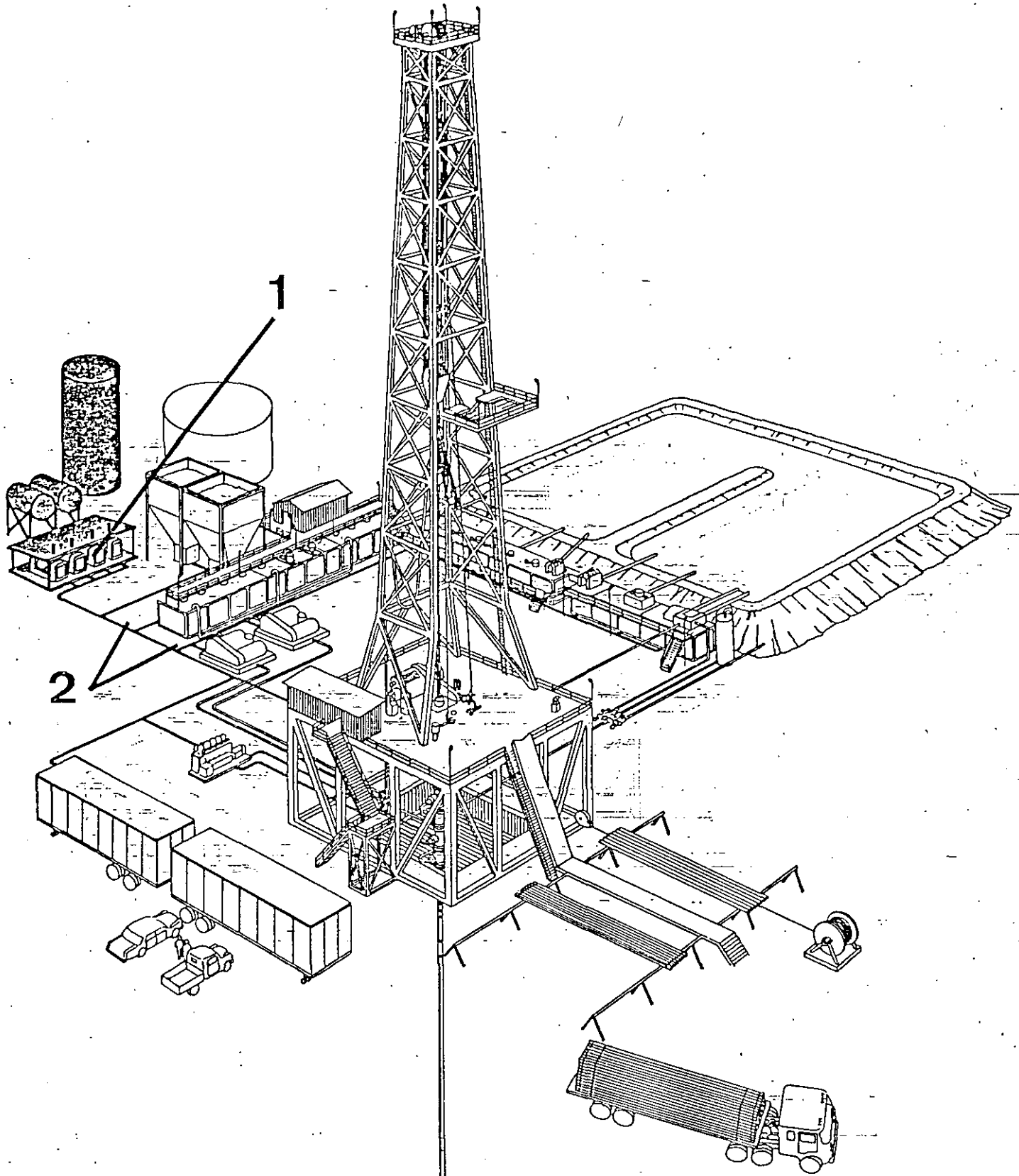
OBJECTIVES

Upon completion of this section, you should be able to:

- Identify and locate the major components in the power system; and
- Describe their major functions and characteristics.

When you are ready to begin your study, open this section.

THE POWER SYSTEM



THE POWER SYSTEM KEY

- 1 THE PRIME-MOVERS
- 2 POWER-TRANSMISSION SYSTEM

AN INTRODUCTION

The **POWER SYSTEM** is another major component of the rig. Its primary function is to support all of the other systems by providing a source for the energy requirements of modern rotary drilling operations. The power system consists of two major sub-components: 1) the primary power source and 2) the power transmission system.

- 1) The **PRIMARY POWER SOURCE** for a rotary drilling complex is usually provided by large internal combustion engines called the "prime movers."
- 2) **POWER TRANSMISSION** from the prime movers to the major working systems is accomplished by one of two methods, depending on the type of engines being used. The two methods are:
 - Mechanical transmission
 - Electrical transmission

THE POWER SYSTEM

THE PRIMARY POWER SOURCE

- The prime movers required to drill a well will vary in number depending on their size and the anticipated requirements of a given well.
- They are usually assembled in a single location, which may be under the rig, on the rig floor, next to the rig or away from the rig.

POWER TRANSMISSION

- A modern rotary drilling complex cannot operate unless there is sufficient power available and distributed to the appropriate locations.
- Power is transmitted either by mechanical or electrical means. The method of transmission will, in large measure, determine how a rotary rig complex will be physically arranged.

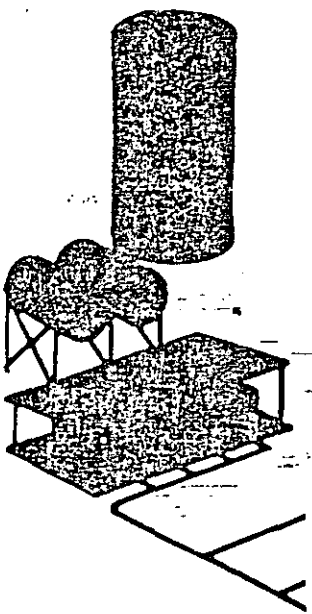
THE POWER SYSTEM

THE POWER SYSTEM

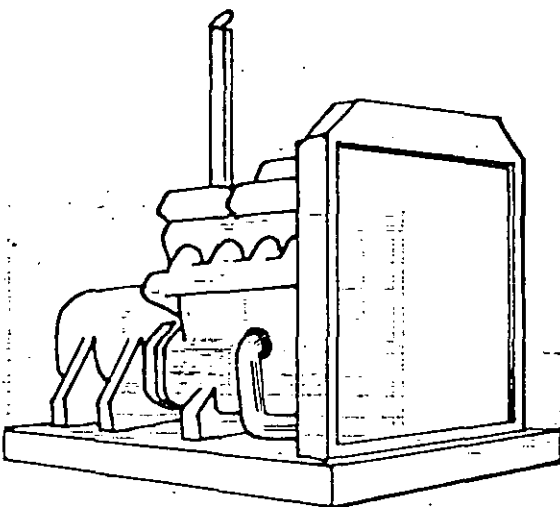
The power system in the modern rotary drilling operations has two basic components:

- Power supply equipment, which is made up of large engines called "prime movers" and
- Distribution (transmission) equipment, which sends needed power to different areas of the rig complex. This transmission is accomplished either by a mechanical or electrical transmission system.

The success of all drilling operations is dependent upon how well power requirements are met.

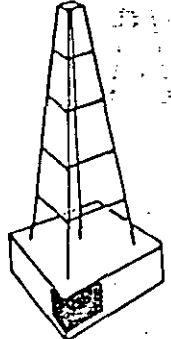
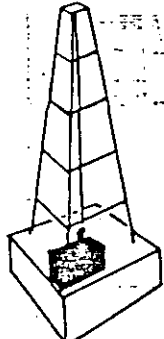
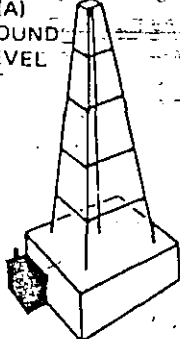
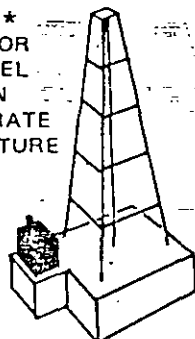
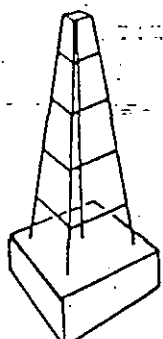


PRIME POWER UNIT



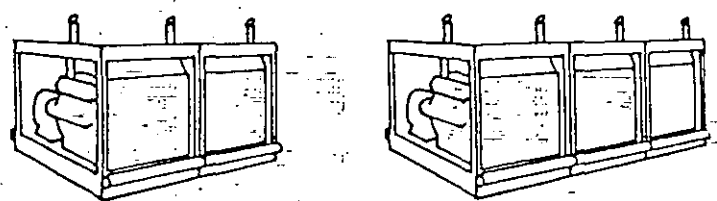
The primary engines that supply power to a rotary drilling complex are the prime movers. Almost all rigs use internal combustion engines. Rigs are classified as being either gas, diesel or diesel-electric. The number of engines used is determined by the anticipated power requirements at the well, based on the casing program and well depth. These engines range from 500 to 5,000 horsepower. Their location is dependent on many factors: 1) the power transmission system employed, 2) availability of space, etc. Some typical locations are shown below.

PRIME-MOVER LOCATIONS

UNDER RIG	ON RIG FLOOR*	NEXT TO RIG		AWAY FROM RIG
		<p>(A) GROUND LEVEL</p> 	<p>(B)* FLOOR LEVEL ON SEPARATE STRUCTURE</p> 	
<p>* The two most common prime mover arrangements are: 1) on the rig floor and 2) at floor level next to the rig.</p>				

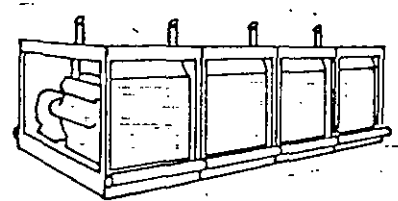
UNIT REQUIREMENTS

TWO OR THREE



Most drilling operations require two or three engines.

FOUR



Deeper wells have greater power requirements and may need up to 4 engines.

2 THE POWER SYSTEM

POWER TRANSMISSION

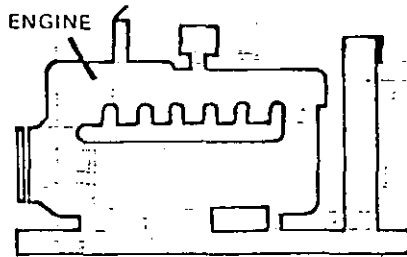
Once power is generated by the prime mover(s), it must be transmitted to the major drilling rig working systems. Major components of the hoisting, rotating, and circulating systems require power. The following chart indicates some of these systems.

MAJOR SYSTEM	COMPONENT-POWER-NEEDS
Hoisting System	drawworks/driller's console/etc.
Rotary System	rotary table
Circulating System	mud pumps/centrifugal pump/degas-ser/etc.

This power transmission is accomplished by one of two methods:

- Mechanical Power Transmission
- Electrical Power Transmission

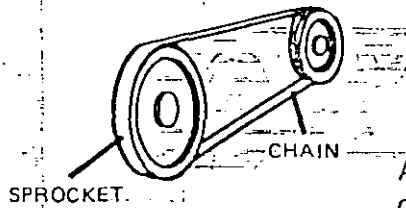
MECHANICAL POWER TRANSMISSION



Mechanical power transmission means that the power generated by the engines must be mechanically transmitted. This process is accomplished in the following manner:

Once power has been generated by a prime mover, it must be linked together with other engines in order to deliver adequate amounts of power. This is done with hydraulic couplings (torque converters), which are linked together (compounded).

SPROCKET & CHAIN ARRANGEMENT

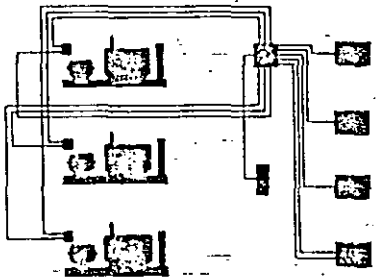
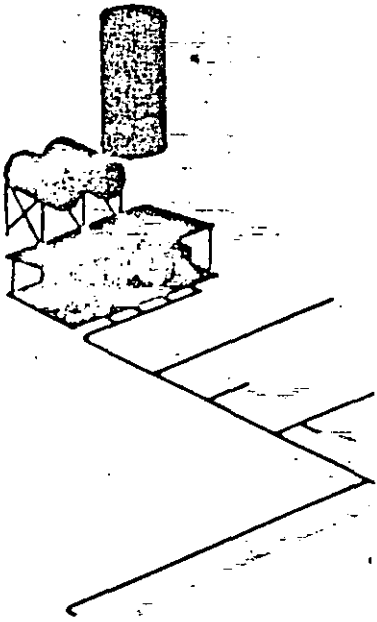
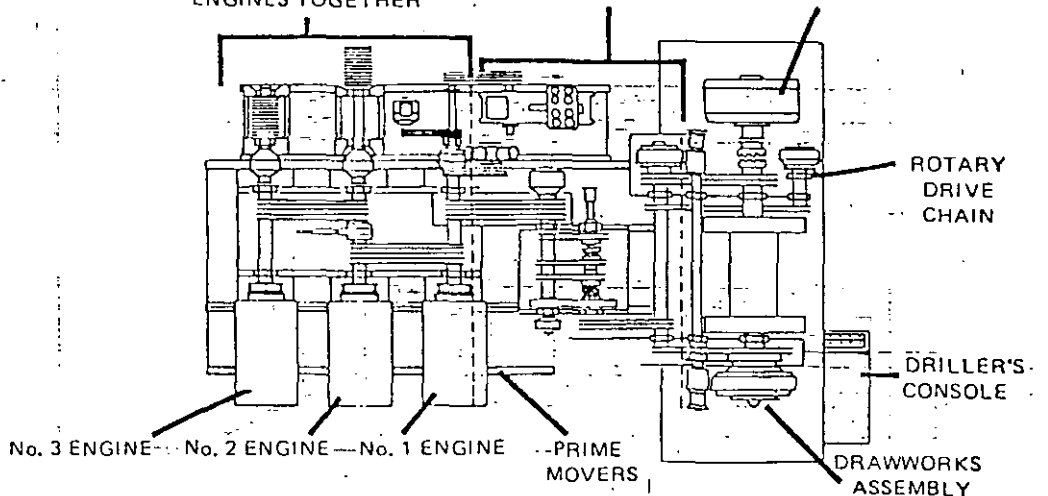


This power is then transmitted through an elaborate sprocket and chain linking system which physically distributes needed power to the appropriate units.

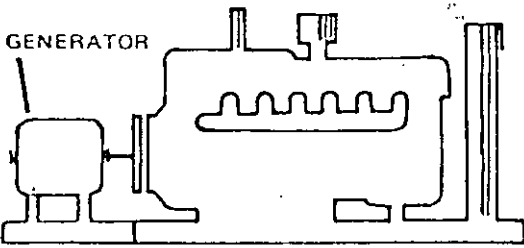
Although historically this was the dominant method of power transmission, this system is being replaced by electrical means.

MECHANICAL POWER TRANSMISSION ARRANGEMENT

A COMPOUND - CONSISTS OF LINKING OF SEVERAL ENGINES TOGETHER SPROCKET & CHAIN ARRANGEMENT ELECTRIC OR HYDRAULIC BRAKE

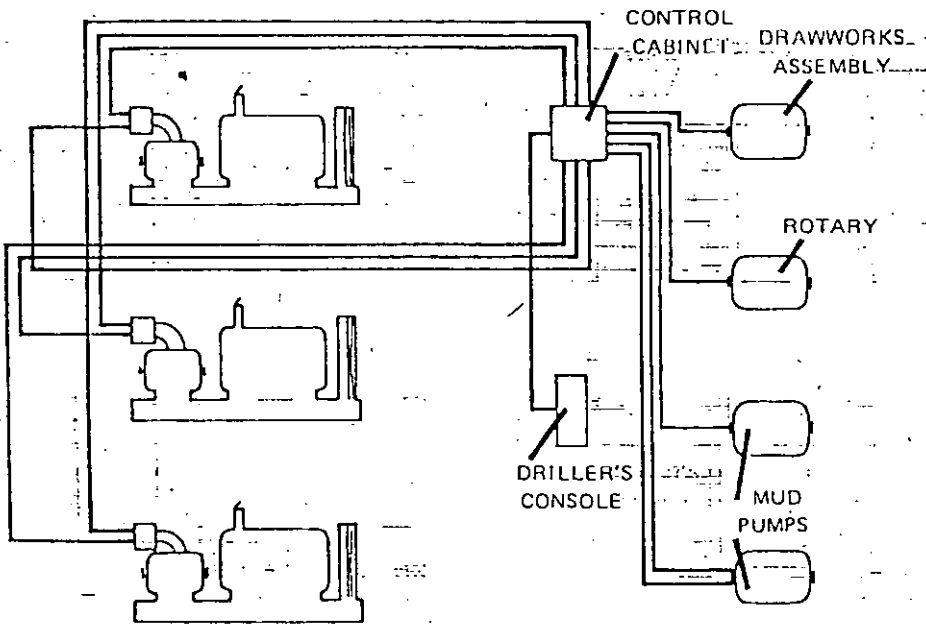


ELECTRIC POWER TRANSMISSION



On most modern drilling rigs, diesel-electric and other electrical power units deliver current through cables. In a diesel-electric system, the diesel engine drives an electrical generator, which is mounted on the front of the block. The generators produce electricity that is sent through cables to a control cabinet. From the control cabinet, the electrical power is transmitted through additional cables to electric motors that are directly connected to the system's equipment.

ELECTRIC POWER TRANSMISSION ARRANGEMENT



MAJOR ADVANTAGES

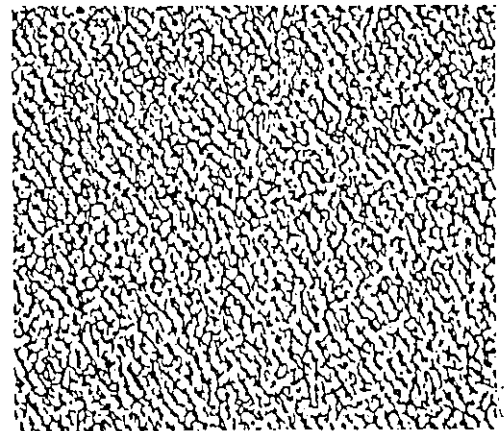
Diesel-electrical transmission systems have four major advantages over mechanical systems. They--

- Provide greater flexibility in positioning units;
- Eliminate the complicated compound and chain-drive assembly of a mechanical system;
- Experience few alignment problems; and
- Are generally more compact and portable.

SELF-CHECK

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS OR QUESTIONS:

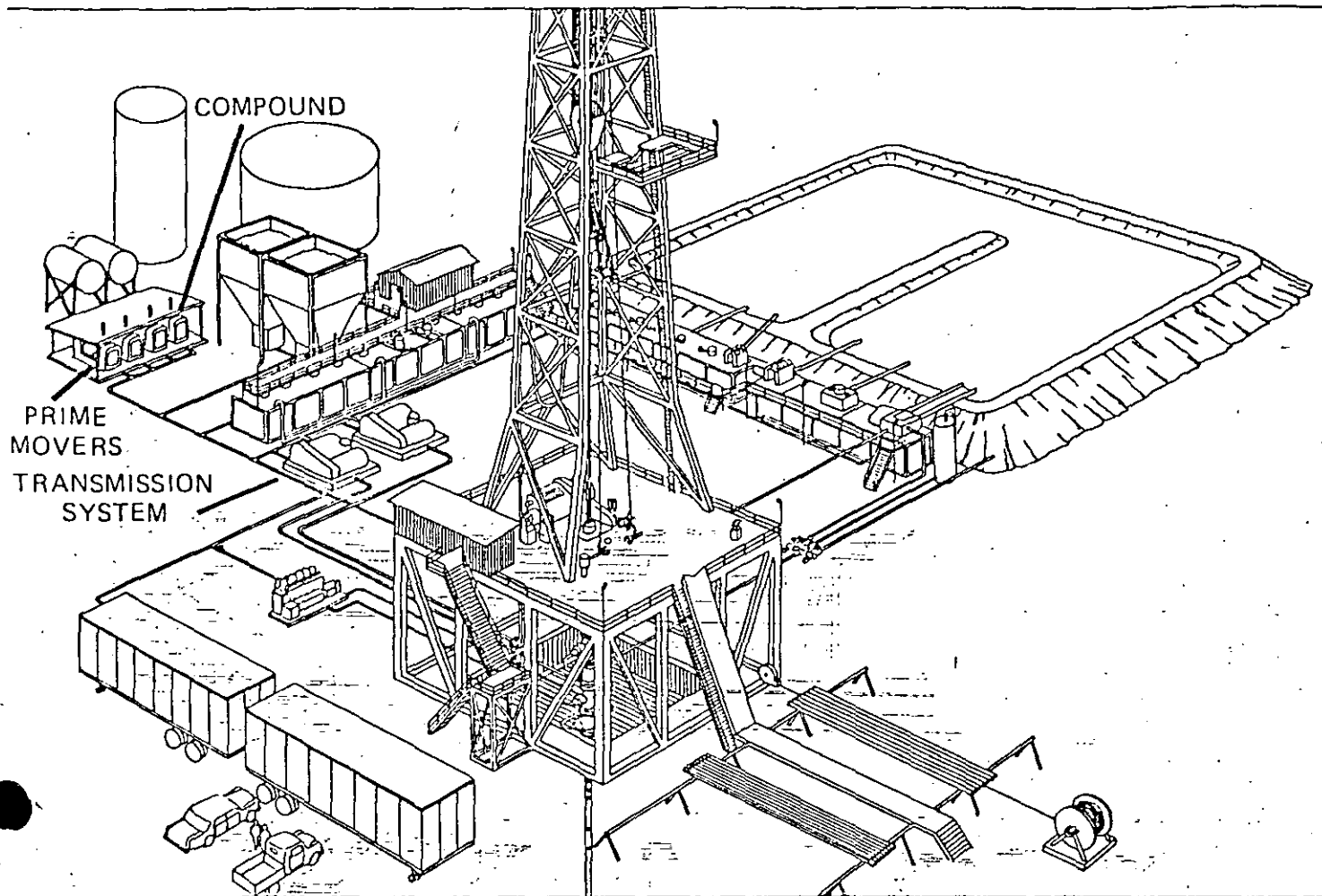
- List the key piece of equipment from each system:
 - 1) hoisting system - d / d c
 - 2) rotating system - r
 - 3) circulating system - m p
- Power is transmitted by two methods. They are: m and e
- A mechanical power transmission system is based on s and c arrangements.
- On most modern drilling rigs, d e units deliver current through cables.



When you are ready to review this section, turn to the next page.

AN INITIAL REVIEW

POWER SYSTEM COMPONENTS



THE POWER SYSTEM IS ANOTHER MAJOR COMPONENT OF THE RIG.

- Its primary function is to support ALL of the other systems by providing a source for the energy requirements of modern rotary drilling operations.
- The power system consists of two major sub-components: 1) the primary power source and 2) the power transmission system.

THE PRIMARY POWER SOURCE

The primary power source for a rotary drilling complex is provided by prime movers. Prime movers are large internal combustion engines that are arranged into a compound. (grouping of two or more engines). The engines may be with or without generators.

THE POWER TRANSMISSION SYSTEM

The power generated by the prime movers is distributed to the appropriate locations on a rig complex by mechanical or electrical means.

- MECHANICAL TRANSMISSION uses an elaborate gear and chain arrangement requiring careful alignment.
- ELECTRICAL TRANSMISSION uses a system of cables providing greater flexibility and efficiency.

IN-DEPTH REVIEW

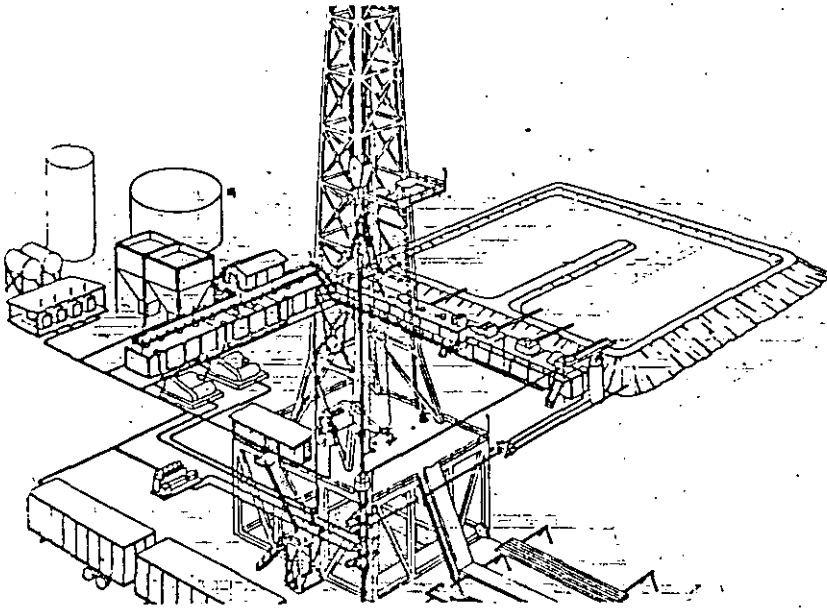
Having completed the initial review of the information in this section, review each two-page display again carefully as an in-depth review. When you are ready to check your mastery of the information contained in this section, complete the initial and the in-depth Information Mastery Self-Checks that follow.

INITIAL INFORMATION MASTERY SELF-CHECK

COVER THE REVIEW TO THE LEFT BEFORE YOU ATTEMPT THIS SELF-CHECK
AND COMPLETE THE FOLLOWING SECTIONS AS DIRECTED

PART 1 Locate the major components of the power system by placing the letter from Column A next to the matching component in Column B.

COLUMN A



COLUMN B
POWER SYSTEM
COMPONENTS

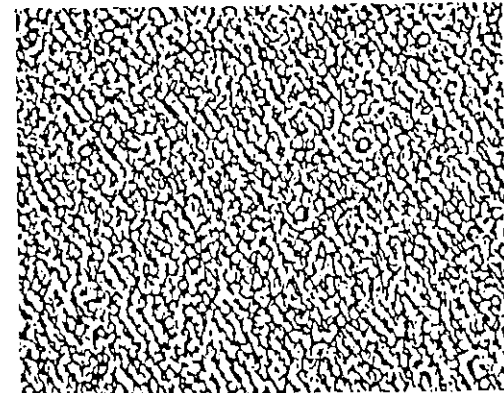
- ___ 1. The Compound
- ___ 2. A Prime Mover
- ___ 3. Transmission System

PART 2 ANSWER THE FOLLOWING QUESTIONS

4. Identify the primary function of the power system.

5. Identify the type of engines used as prime movers.

6. List the two means by which power is distributed throughout the rig complex.
1) _____ 2) _____



IN-DEPTH INFORMATION MASTERY SELF-CHECK

COMPLETE THE FOLLOWING STATEMENTS:

THE PRIME MOVERS

1. There are three rig classifications of prime movers: they are _____, _____ and _____.
2. The number of engines on a rig is determined by anticipated _____ requirements at the well based on _____ and the _____ program.
3. Prime movers range in horsepower from _____ to _____ hp.
4. The two major factors that determine the location of prime movers are the power _____ system used and the availability of _____.
5. The two most common prime mover locations are 1) on the _____ and 2) at _____ next to the rig.
6. _____ wells have greater power requirements, requiring up to _____ engines.
7. The most common type of internal combustion engine in use in the rig's power system are _____ engines.
8. Diesel engines do not have a _____ system which frequently malfunctions. In addition, engine efficiency _____ as power decreases. It also converts more _____ into energy.
9. The three areas that use most of the power generated by the prime movers are the _____, _____ and _____.
10. Power is also needed for other areas of the rig such as rig _____, _____ and _____ equipment, rig _____ and _____ fans, etc.

POWER TRANSMISSION

11. There are two basic types of power transmission used on a rig: _____ and _____.
12. Power generated by prime movers is transmitted by _____ means. A prime mover must be _____ with other engines. The power is transmitted through a _____ and _____ linking system which physically distributes the required power to each rig component system.
13. A "_____ " is the name given to several engines that are linked together.
14. Many modern rigs use _____ power units with the power being transmitted through _____.
15. The major advantage of a diesel-electric transmission system is 1) greater flexibility in _____ units, 2) _____ of complex compound and chain drive assemblies, 3) fewer _____ problems and 4) units are usually more _____ and thus more portable.

You should now have a general understanding of the power system. If you incorrectly answered any of the questions in the Information Mastery Self-Checks that you have just completed, go back over the section until you clear up any lack of understanding you may have. Then proceed to the audio-visual review of this section of the training program.

Turn on Audio Tape 3, Side 2, and the microfiche reader (or slide projector) and continue where you left off.

When you have completed your self-checks and the audio-visual review, this section is completed.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"
MATERIA: FLUIDOS DE PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS.
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE
ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, Y EL INSTITUTO
DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

MEXICO, D. F.

RHEOLOGIA

QUIM. ROSA DE JESUS
HERNANDEZ ALVAREZ.

Diciembre, 1985.

adoras de ropa y montajes químicos. La eliminación de los disolventes y la polimerización del agente de unión se realiza en túneles y hornos, calentados por los métodos convencionales o por lámparas de infrarrojo. Los grandes tanques de almacenamiento edificados sobre tierra y los harcos se calientan haciendo circular de modo continuo una corriente de aire caliente o gas inerte en el interior del tanque aislado.

Las dispersiones son suspensiones de partículas de resina finamente dividida en un medio adecuado que no disuelve el sólido que une el material a temperatura ambiente. En el mercado circulan muchas variedades de sustancias de revestimiento por dispersión. En esencia todos son sistemas de dos fases, siendo una fase el dispersado y la otra la que permanece insoluble en la fase dispersada. Las principales clasificaciones comerciales son dispersiones, emulsiones, organosoles, plásticos y latex. Su aceptación se debe principalmente a la facilidad con que se aplican, al poco olor durante el secado y a la gran ventaja de que los tipos dispersados en agua (latex) pueden eliminarse rápidamente de los utensilios con que se aplicaron con un simple lavado con agua.

Revestimientos subterráneos. La relativa importancia de los factores que influyen en la corrosión subterránea son difíciles de evaluar, a pesar de que son relativamente simples las teorías que se han establecido sobre este tema. Algunas de las causas que se admiten como productoras de la corrosión subterránea son: los ácidos y las bases que existen en el subsuelo; las variaciones en los terrenos en diferentes puntos de contacto; las corrientes eléctricas errantes; las sustancias extrañas que se presentan en el suelo; la unión de metales dispares, y la abrasión del terreno. La teoría electroquímica de la corrosión se ha reforzado por el notable incremento del tiempo de servicio que se obtiene en los oleoductos a los que se da una protección catódica. El sistema de revestimiento elegido depende de la relativa importancia que se da a los diversos factores y al tiempo de servicio que se desea. Normalmente se aplica una imprimación anticorrosiva, seguida de una composición de fibra que la envuelve o de una capa gruesa de una sustancia bituminosa.

La industria de las pinturas protectoras es de un volumen enorme, habiendo alcanzado la cifra de mil quinientos millones de dólares en 1955. Esto supone un aumento de más de un 100% en menos de diez años. Su complejidad ha dado lugar a un desdoblamiento completo estadístico extremadamente difícil. Por ello no se dispone de cifras detalladas. Los siguientes valores aproximados ofrecen un excelente cuadro del importantísimo consumo de materias primas que hace la industria de las pinturas protectoras.

Materia prima	Valor en millones de dólares
Resinas	220
Colores, pigmentos	220
Disolventes, plastificantes	102
Aceites, ácidos grasos	90
Productos químicos, aditivos, etc.	63

ARCHIE J. WEITH

Véase también: Metales, Corrosión, Disolventes, Diluyentes, Barnices, Plásticos, Aceites secantes, Selantes, Ésteres, Polimerización, Pinturas.

RHEOLOGIA (rheology)

La ciencia de la rheología es la que estudia la fluencia o deformación de la materia. Es impresionante el conjunto de respuestas de deformación que presentan los diferentes materiales: la movilidad de los líquidos ordinarios, el comportamiento de las masas y pastas, las propiedades de alimentos tales como los jarabes, jaleas, mantequilla y queso, la extensibilidad de una banda de caucho, el flujo de la pintura cuando se aplica con una brocha sobre una superficie y la moldeabilidad de la masilla de un cristalero, son todas diversas manifestaciones del fenómeno de fluencia o deformación. El estudio de las características de fluencia de los diferentes materiales y el desarrollo de las teorías y fórmulas matemáticas que permiten predecir y explicar el comportamiento de la materia en estas condiciones constituyen el campo de la ciencia de la rheología.

La rheología es comparativamente joven como ciencia separada e independiente. Aun cuando algunos de los fenómenos en que se ocupa se han estudiado desde hace muchos años, únicamente se empezó a utilizar el nombre de rheología en 1929. En aquella época se organizó una Sociedad de Rheología que desde entonces ha estado creciendo. La gran importancia de la rheología, que trata de problemas de alcance científico y técnico, asegura la continuidad de su desarrollo.

Puede llegarse a adquirir un concepto claro acerca de la importancia de la rheología, derivada de su gran número de aplicaciones, si se tiene en cuenta que sus principios se aplican al estudio de fenómenos tan variados como el estudio de la fluencia de materiales tan diversos como las fibras sintéticas, los revestimientos superficiales, las tintas de imprenta, la tecnología del caucho, la lubricación, la perforación de pozos petrolíferos, los adhesivos, la biología, los alimentos, la fluencia y fallos de los materiales estructurales, los plásticos de todas clases, el trabajo para el endurecimiento de metales por tratamiento mecánico y otros muchos campos.

En años recientes la rheología ha alcanzado gran importancia como consecuencia de sus aplicaciones en la industria de la aviación. Las grandes velocidades que hoy se alcanzan conducen a la aparición de tensiones extraordinariamente grandes sobre los miembros estructurales de los aviones. Más importante aún es el hecho de que la velocidad de aplicación de estas tensiones es extraordinariamente grande. Mediante la aplicación de los principios rheológicos se ha logrado obtener el equipo capaz de resistir estas tensiones, integrado por materiales estructurales, adhesivos, etc. En verdad, el desarrollo de la información necesaria exigió la puesta a punto de nuevos equipos experimentales, con el fin de investigar las propiedades rheológicas de los materiales a velocidades extraordinariamente grandes de aplicación de la tensión.

Se dice que fue Newton el primero que ofreció un modelo o teoría de la fluencia viscosa. Supuso que la intensidad del rozamiento entre dos láminas paralelas separadas por una delgada película de líquido era proporcional a la fuerza de rozamiento tangencial aplicada a las láminas. El factor de proporcionalidad recibe el nombre de coeficiente de viscosidad. El coeficiente de viscosidad se de-

fine más concretamente como la fuerza de rozamiento por unidad de área que produce una intensidad unidad de rozamiento.

El modelo de Newton no pudo someterse a ensayo en el laboratorio como consecuencia de las dificultades experimentales. Muchos años más tarde Poiseuille (1846), estudiando el flujo de los líquidos a través de tubos capilares, descubrió que la velocidad del flujo era directamente proporcional a la presión aplicada al líquido. Combinando los resultados de la ley de Poiseuille con la teoría de Newton, se desarrolló una ecuación que permite describir el flujo de los líquidos a través de los capilares. Esta ecuación es conocida como ecuación de Poiseuille y adopta la siguiente forma:

$$\frac{V}{t} = \frac{\pi R^4 P}{8L\eta}$$

en que $\frac{V}{t}$ = flujo de volumen por segundo

R = radio del tubo

P = presión del líquido

L = longitud del tubo

η = coeficiente de viscosidad del líquido.

La ecuación de Poiseuille define adecuadamente el comportamiento de gran número de materiales durante el proceso de fluencia, entre ellos de muchos líquidos y disoluciones. Tales sistemas se dice que presentan flujo newtoniano, pues obedecen a la ley de Newton.

Otros materiales presentan características de flujo o deformación que son completamente diferentes cuando se someten a una tensión. Particularmente se notan diferencias en cuanto a la forma de responder a las diferentes velocidades de aplicación de la fuerza deformadora o de tensión. Este hecho da origen a muchas formas diferentes de flujo y proporciona la base sobre la que definir los distintos tipos de comportamiento reológico. Probablemente, la forma más instructiva de ilustrar estos diferentes tipos de comportamiento durante el flujo es la que consiste en representar gráficamente la intensidad de la deformación o tensión en función de la fuerza aplicada. Los gráficos que se obtienen reciben el nombre de curvas de consistencia. En la práctica actual se suelen escoger parámetros adecuados para realizar la representación, tales como las medidas obtenidas mediante el tipo particular de instrumentó o reómetro utilizado. Por ejemplo, si se realizan las medidas mediante un viscosímetro rotacional puede representarse las RPM del copa o disco utilizado en forma de ordenada y el par aplicado sobre la copa o disco como abscisa. Cuando las medidas se realizan mediante tubos capilares se puede representar la presión aplicada sobre el líquido en función de la velocidad con que éste efluye de aquéllos.

Hablando ampliamente, pueden dividirse las curvas de consistencia de los diferentes materiales en dos grandes grupos: en el primero la curva de consistencia es una línea recta que se inicia en el origen. Estos materiales son los mismos que anteriormente hemos denominado newtonianos. La intensidad de la deformación es, en ellos, proporcional a la tensión deformadora. La fig. 1 representa gráficamente el comportamiento de un líquido newtoniano. La cotangente del ángulo α es

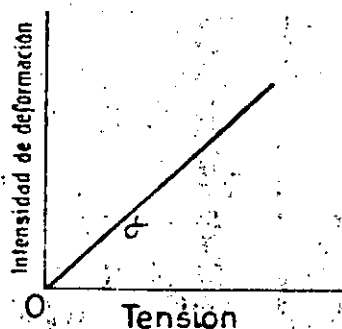


FIG. 1. Flujo newtoniano.

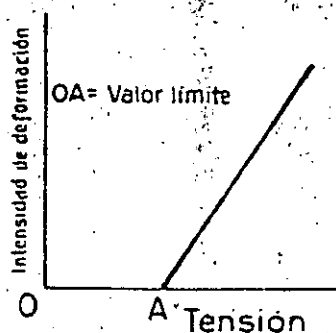


FIG. 2.

proporcional al coeficiente de viscosidad del material.

El segundo grupo abarca aquellos sistemas cuyas intensidades de deformación no son directamente proporcionales a la intensidad de la fuerza deformadora. Pueden desviarse de la proporcionalidad directa por varias circunstancias. Como quiera que no cumplen con la ley de Newton, reciben la denominación de cuerpos no newtonianos. Este tipo de comportamiento reológico no presentan un gran número de materiales de importancia comercial. A continuación describiremos algunos de los tipos más importantes de flujo no newtoniano.

Flujo plástico. Algunos materiales, como la masilla ordinaria, se caracterizan por no presentar ninguna deformación hasta que la tensión aplicada supera determinado valor crítico. Después se produce su flujo o fluencia. Estos cuerpos se denominan de Bingham, en recuerdo de E. Bingham, que fue el primero en describir y caracterizar este tipo de flujo. Este comportamiento reológico recibe el nombre de fluencia plástica. El valor crítico de la tensión necesaria para iniciar la fluencia se denomina valor límite. La fig. 2 corresponde a una representación típica de comportamiento de un sistema plástico. En los sistemas que presentan este comportamiento, puede suceder que el flujo que sobreviene después de superado el límite sea newtoniano o no newtoniano.

Es conveniente no confundir el calificativo «plástico», que se refiere al comportamiento que hemos descrito, con la palabra «plástico» que se aplica a un grupo de productos fabricados a partir de resinas artificiales y productos análogos. En

3

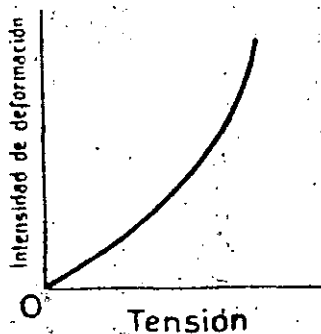


FIG. 3. Flujo pseudoplástico

realidad, la mayor parte de los materiales denominados plásticos comercialmente no presentan una fluencia plástica en el sentido reológico. Además, no se debe suponer que un cuerpo presenta comportamiento plástico a partir de una inspección casual de sus características de deformación cuando está sometido a una tensión. Algunos materiales, entre los que se encuentran particularmente los vidrios y productos bituminosos, no presentan comportamiento plástico (reológico), aun cuando presenten aparentemente cierto valor límite. Cuando se someten a investigación cuidadosa mediante un reómetro adecuado se encuentra que los productos bituminosos son de comportamiento pseudoplástico y los vidrios son de comportamiento newtoniano. Sólo a causa de su viscosidad muy elevada es por lo que parece

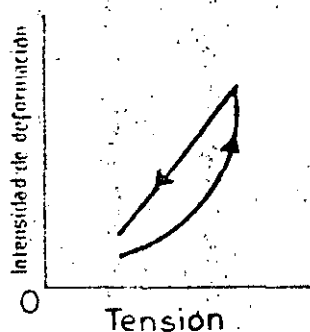


FIG. 4. Flujo tixotrópico

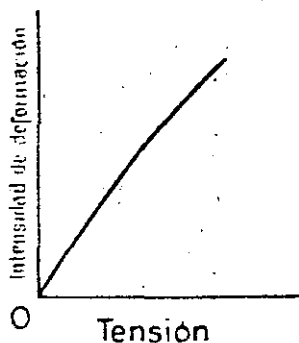


FIG. 5. Flujo dilatante

que una tensión deformadora pequeña no produce ningún flujo. Sin embargo, si se deja que la pequeña tensión actúe durante un tiempo suficientemente largo, se observará que, desde luego, se produce un flujo. En el caso de un cuerpo verdaderamente plástico, no se produciría ningún flujo o deformación, por largo que sea el tiempo durante el que actúa la pequeña tensión, a menos desde luego, que el valor de la tensión aplicada fuera mayor que el valor límite antes definido.

Seudoplasticidad. Un gran número de substancias o sistemas, particularmente las disoluciones de ésteres celulósicos y muchas de las resinas sintéticas, dan curvas de consistencia que no son lineales, aun cuando pasen por el origen. La curva de consistencia de este tipo de sistemas se presenta con forma cóncava hacia el eje de las tensiones. La fig. 3 reproduce una de estas curvas. Debe notarse que la velocidad de la deformación o flujo crece más rápidamente que la tensión aplicada. Dicho de otra forma, la viscosidad aparente de uno de estos sistemas decrece a medida que aumenta la intensidad de la deformación o la tensión. Tal sistema no posee ninguna viscosidad verdadera dando una serie de valores de la viscosidad que dependen de los detalles de manipulación e instrumentales utilizados en la realización de las medidas. Un sistema que presente este tipo de fluencia se dice que es pseudoplástico. Cuando uno de estos sistemas se somete a medida mediante un viscosímetro rotacional en el que se pueda incrementar continuamente la velocidad de rotación de uno de los cilindros coaxiales, y después se hace decrecer también continuamente, se observa que las curvas de aumento y disminución coinciden. Evidentemente, es imposible llegar a especificar cuál sea el valor de la viscosidad de uno de estos sistemas, puesto que depende de la velocidad de la deformación.

Tixotropía. La tixotropía describe el comportamiento de un sistema caracterizado por el hecho de que la viscosidad «aparente» decrece cuando se somete el sistema a una perturbación mediante agitación, etc. La ruptura tixotrópica se manifiesta en forma de cambio reversible. Un sistema pseudoplástico, tal como lo hemos descrito anteriormente, difiere de uno tixotrópico en un aspecto muy importante: cuando se determina la curva de consistencia de un sistema tixotrópico utilizando los viscosímetros convencionales de rotación, se observará que la gráfica obtenida al aumentar la velocidad de giro es cóncava hacia el eje de las tensiones, de la misma forma que si se tratase de un cuerpo pseudoplástico; sin embargo, la curva descendente está formada, esencialmente por una línea recta y, desde luego, no coincide con la ascendente. La fig. 4 representa la curva de consistencia para un sistema tixotrópico. Entre los sistemas tixotrópicos se presentan ciertos hidrosoles formados por óxidos metálicos y la bentonita. Existen algunos más.

Recientemente se han descrito sistemas que poseen propiedades anti-tixotrópicas. Se dice que una disolución diluida de ácido polimetacrílico aumenta de viscosidad aparente después de haber estado sometida cierto tiempo a una tensión. También presenta esta propiedad el poliisobutileno disuelto en tetrahidronaftaleno.

Dilatancia. Se dice que un sistema es dilatante cuando la velocidad de incremento de la intensidad

de deformación decrece a medida que aumenta la tensión deformante aplicada. La curva de consistencia presenta su concavidad hacia el eje en que se representan las tensiones. Entre los sistemas mejor conocidos que presentan esta propiedad se encuentran las masas pastosas, las pinturas muy cargadas de pigmentos y otros muchos materiales de importancia industrial. Realmente, el fenómeno de la dilatación suele estar asociado, con las suspensiones, sobre todo con aquellas que contienen concentraciones elevadas de materiales en suspensión. El fenómeno puede observarse sometiendo a agitación el pigmento sedimentado en el fondo de un bote de pintura. Es posible extraer una espátula o cuchilla de enmasillar embebida en el pigmento casi sin tensión si la extracción se hace lentamente. Pero si se intenta extraer la espátula rápidamente, se necesita una fuerza considerable para lograrlo. Dicho con otras palabras, al aumentar la velocidad de aplicación de la tensión aumenta la dificultad del flujo.

En el breve espacio de que disponíamos no hemos podido hacer más que un esbozo de algunas de las áreas cuyo estudio corresponde al reólogo. No hemos podido presentar una discusión de los estudios de gran importancia acerca de la fluencia de los sólidos y de las tensiones de relajación de diferentes materiales. Tampoco ha podido abordarse la cuestión de la elaboración mecánica de metales mediante aplicación de tensiones. A pesar de estas limitaciones, creemos haber dado una idea de la amplitud del área general que corresponde a los problemas reológicos.

GALE F. NADEAU

Véase también: *Estado líquido, Tixotropía.*

RHESUS, véase FACTOR RHESUS

RICHARDS, THEODORE WILLIAM (1868-1928)

Este gran químico norteamericano nació en Germantown, Pa. con una herencia artística, pues su padre era pintor y poeta su madre. No es muy conocido el hecho de que T. W. Richards, el artista de la experimentación química, también escribió poemas, era aficionado a la música y pintaba exquisitas miniaturas que muchos de sus amigos, incluso el autor de este esbozo, tuvieron el privilegio de disfrutar. Richards estudió en Harvard bajo las directrices de Josiah Parsons Cooke, quien le asignó el tema de redeterminar el peso atómico del oxígeno (15,869 = 0,0017) con respecto al hidrógeno. Este trabajo constituyó su tesis doctoral en 1888. Después de posteriores estudios en Alemania, volvió a Harvard en 1894 como profesor adjunto, puesto avanzado hacia el de catedrático, que alcanzó en 1901 cuando Harvard contrarrestó una oferta de la Universidad de Göttingen.

En los 27 años siguientes, con ayuda de muchos alumnos del doctorado y colegas, y particularmente con la de Gregory P. Baxter, desarrolló los métodos y medidas de mayor exactitud para la determinación de pesos atómicos y los valores térmicos correspondientes a los calores de neutralización y combustión. Comenzó su labor en 1913

comparando los pesos atómicos del plomo procedente de los depósitos ordinarios de minerales y de la desintegración radiactiva del uranio, e investigó a continuación muchos elementos de diferente edad geológica. Le concedieron el premio Nobel en 1914 como reconocimiento de la demostración de los errores incluidos en las determinaciones de los pesos atómicos del sodio y del cloro realizadas por Stas.

La determinación de los pesos atómicos por métodos químicos con precisión hasta la tercera cifra decimal condujo, un poco paradójicamente, al resultado de que los pesos atómicos no eran constantes absolutas, sino las medias de varias especies isotópicas del mismo elemento, tal como se puede determinar actualmente con toda rapidez mediante las determinaciones absolutas realizadas con el espectrógrafo de masas. Las determinaciones del peso atómico del oxígeno realizadas por Richards con toda precisión en 1929, que demostraron que era una mezcla de isótopos, constituyeron el prelude de la predicción de la existencia del hidrógeno pesado (deuterio). El Comité Internacional de Pesos Atómicos, creado en la época de Richards, subsiste todavía con el carácter de una agencia de cooperación científica internacional.

Los logros científicos de T. W. Richards fueron alentados de forma extraordinaria por el amplio campo a que dedicó su actividad y por la felicidad de su vida en el hogar. Uno de sus hijos, W. T. Richards, es un químico eminente por derecho propio y una hija se casó con James B. Connant, químico distinguido, presidente de la Universidad de Harvard y embajador en la Alemania Occidental.

G. L. CLARK

Véase también: *Átomos, Oxígeno, Isótopos.*

RICHTER, JEREMIAS BENJAMIN (1762-1807)

A Jeremias Benjamin Richter se le conoce principalmente por sus experimentos cuantitativos sobre la neutralización de los ácidos y las bases. Determinó las cantidades (en peso) de ácido necesario para neutralizar cierta base y viceversa, y llegó a la conclusión de que las cantidades de los distintos ácidos que neutralizan la misma cantidad de determinada base son equivalentes. Esto constituyó la primera manifestación de la equivalencia estequiométrica. Aunque se publicaron sus resultados, no fueron muy conocidos en su época, debido a que sus escritos no eran brillantes y Richter todavía era partidario de la teoría del flogisto después que los famosos experimentos de Lavoisier habían persuadido a la mayor parte de científicos de la falsedad de aquel concepto. Richter nació en 1762 en Hirschberg, Silesia. Después de haber trabajado como oficial minero en Breslau, fue designado en 1800 asesor del departamento de minas y químico en la fábrica de porcelana real en Berlín. Murió en esta ciudad en 1807. Sus publicaciones comprenden: *Anfangsgründen der Stoichiometrie oder Messkunst chemischer Elemente*, 1792-1794 y *Über die neueren Gegenstände in der Chemie*, una serie de artículos publicados entre 1792 y 1802.

BERNARD JAFFE



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".

MATERIA: FLUIDOS DE PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS.

DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE
ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE ENERGIA, LA
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y EL
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

INSTRUMENTAL TECHNIQUES FOR THE RHEOLOGICAL
CONTROL OF COATINGS

QUIM. ROSA DE JESUS
HERNANDEZ ALVAREZ.
Diciembre, 1985.

Instrumental Techniques for the Rheological Control of Coatings*

by

E. H. ERENDRICH and R. E. VAN DOREN**

Introduction

This paper describes part of the work of a continuing research programme in our laboratory. The programme has as its goal the development of relatively simple measurements which will allow the prediction and quantitative evaluation of the rheological properties of coatings systems. One of these properties, settling tendencies of pigments in paint, will be explored in this paper.

Pigment suspension appears to be one of the many areas in coatings technology in which knowledge is lacking. In a simple system, involving the sedimentation of spherical particles, the variables are well understood. Although much empirical work has been done with actual paints, the connection between the real and the model system has not been established.

One approach taken in our laboratory to gain a better understanding of pigment settling is to develop methods which relate suspension to a measurable physical parameter. To date, we have applied our newly developed methodology to a limited number of systems, and so this paper represents an interim report of a continuing programme.

Pigment Suspension

Pigment suspension is often the poor relative of other paint properties. First, deficiencies in flow, levelling and film formation tend to be more visible than settled pigments in the paint can. Second, pigment suspension is no problem in many systems because the viscosity necessary for sag control is often high enough to alleviate settling. However, in many of these paint systems, long-term storage in warehouses, paint stores or even the purchaser's home may result in severe settling problems.

In paint systems in which the viscosity is low, pigment settling can occur rapidly, as might be so with traffic paints with coarse pigments, or with low viscosity systems such as industrial spray paints, aerosols or wood stains. A recent issue of (American) Consumer Reports highlighted the settling problem in an evaluation of latex stains. One of the products tested was reported to be still non-homogeneous after vigorously mixing on a paint shaker. The economic impact of pigment settling is difficult to quantify, but it surely involves some paint which must be discarded, as well as causing lost repeat sales because a user remembers the settling problem.

There are several types of pigment settling. The worst type is when a pigment forms a compact, dense cake on the bottom of the can (Figure 1). The problem with this type of sediment is that it can only be reincorporated into the paint with a great deal of difficulty.

HARD



Figure 1

FLUFFY

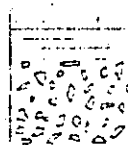


Figure 2

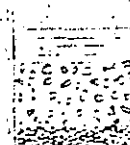


Figure 3

CLEAR
FLUFFY
HARD

In many cases, the dense cake cannot be stirred back in to give a smooth, grit-free paint. On the other hand, a voluminous, fluffy sediment (Figure 2) is not so objectionable. In small containers reincorporation is usually no problem and homogenous grit-free paints can easily be obtained.

*Presented at the Pacific Paint OCCAA Convention, Canberra, 1977.

**National Lead Industries, U.S.A.



Eric Erenrich — After receiving his Ph.D. in physical chemistry from Cornell University in 1972, he spent 3 years with Rohm & Haas where he did research on coatings and textile chemicals. He is currently a group leader in the Coatings Application Laboratories, Industrial Chemicals Division, NL Industries. His research interests concentrate on coatings rheology and rheological additives.

R. E. Van Doren, the speaker — After receiving his B.Science (Chemistry) Degree in 1965 from Pennsylvania State University, he worked in analytical research for two years for the US Government. In 1967 he joined NL Industries, Titanium Pigment Division, as a technical service representative for latex and industrial coatings. Since 1974 he has been Technical Service Manager, Coatings and Chemicals Group, Industrial Chemicals Division, NL Industries. His current work in technical service is primarily on corrosion inhibition and the rheological control of coatings.

Methods of Assessing Settling

Over the years, many methods have been proposed to measure pigment settling. In simple systems, a visual observation in a transparent container can provide reliable information about the rate and degree of settling. Often, three distinct regions can be observed (Figure 3): a region of clear supernatant liquid on top, a middle region of turbid suspension, and a cake of densely packed pigment on the bottom. In many simple systems, the intermediate region eventually disappears and all of the pigment forms a densely packed cake on the bottom. A more sophisticated variation of this technique is to actually monitor the turbidity throughout the sample by photometric means at various times. This method works well only for relatively simple systems where the supernatant liquid is fairly clear.

Other techniques are necessary to evaluate pigment settling in paints; many are described in the literature. One of the most sophisticated attempts to mimic the visual observation is by the use of an X-ray beam which scans the paint can from top to bottom. The differences in absorption at different heights can then be related to the amount of pigment at those heights. The X-ray measurement, while useful in certain situations, can be used only under limited conditions because the equipment needed is not really suitable for routine work. Changes in specific gravity as measured by a hydrometer have been used as a basis for discussion of pigment settling rates; and, while this is also a useful method, it does not really describe the nature of the hard-packed sediment on the bottom of the can.

Several methods have been used to examine the sediment itself. Temple Patton described a pigment settling gauge (Figure 4) which measures the weight necessary to force a probe through the sediment. The probe is forced through the paint and sediment by the addition of weights. The weight needed to achieve a certain degree of penetration is then a measure of the amount and type of sediment.

Perhaps the most common way of describing pigment settling in the can is to probe it with a spatula. A standard way of quantifying the sediment has been

suggested by ASTM in standard Method D-869 (Table 1). This rating scale, from zero to 10, relates five different variables in determining the rating.

*Australian Standard AS 1580, Method 211.1 is similar; Method 211.2 is also relevant — *Editor's Note.*

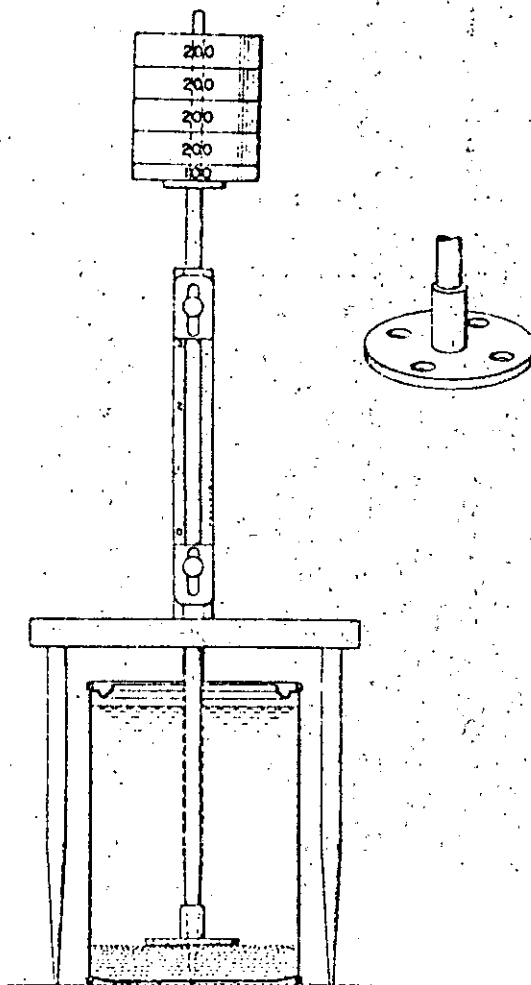


Figure 4

Table 1
Relation of an Arbitrary Number Scale to Qualitative Terms
Used to Describe Pigment Settling

ASTM Number Rating	Penetration of Spatula through Sediment under Own Weight (45 g)	Resistance Offered by Sediment to Movement of Flat- Tipped Spatula		Quality of Deposit Brought up by Spatula	Difficulty Encountered in Reincor- porating Sediment
		Sidewise	Edgewise		
10		Perfect suspension			
8		Not significant*		Slight	
6	Complete	Definite		Coherent cake	Remixes easily
4	Incomplete	Difficult to move	Slight		
2		Very difficult	Definite		Can be remixed
0			Very firm cake		Cannot be reincorporated

*Definite feeling of settlement

Centrifuging has been used to increase the rate of settling, but of course, the danger here is that structures which greatly reduce settling will be broken up under the higher forces experienced, and misleading results may be obtained. Another commonly used method of accelerated testing is by oven-aging the samples. There are many variations of time and temperature possible to suit the needs of various systems. For example, in the work presented here, paints aged at 140°F for one week showed settling which is quite close to that of the paints which had been aged under ambient conditions for about two months.

A further refinement of the oven-aging, as well as a standardised technique, has been suggested in ASTM D-1309 in which a prescribed schedule of heating and cooling over a two-week period is described. This method is reported to be the equivalent of six months of room temperature aging. However, this is a rather severe test about which there has been much debate. As we understand it, ASTM is currently seeking to modify and to improve the test.

Factors Involved in Settling

There are several physical parameters involved in pigment settling. For a dilute suspension of non-interacting spheres, the rate of settling is described by Stokes law (Equation 1). The velocity of settling is proportional to the gravitational force (which is usually constant, except in the accelerated centrifuge settling tests), to the radius squared of the particle, and to the difference in density between the solid particle and the suspending liquid. The rate of settling is inversely proportional to the viscosity of the medium. The more viscous the medium, the more slowly the pigments settle. In the very extreme case, in which the viscosity is infinite, the pigment will not settle at all. This is equivalent to the system having a yield value, i.e., if less than a certain amount of force is applied, there is no motion. In those cases in which viscosity is at very high levels, but not infinite, the spherical particles will eventually form a compact and dense sediment (ignoring Brownian Movement).

Equation 1

$$V \propto \frac{Gr^2(\rho_s - \rho_{liq})}{\eta}$$

G Gravity
 $\rho_s - \rho_{liq}$ Δ Density
 r Particle Size
 η Viscosity

When studying settling in a complex paint system, while Stokes law applies, there are other factors which must also be considered (Table 2). One of the most important of these is pigment flocculation. A small amount of a controlled flocculation is often deliberately introduced to achieve a fluffy sediment, but by increasing

Table 2
Settling Paints

Variable	Type
Viscosity, η	Compact & Dense
Yield Value, T_0	None
Flocculation	Fluffy
Surfactant	
Colloidal Structure	

the effective particle size, the rate of sedimentation is actually increased.

The nature of settling in actual paints includes not only the types seen for the simple systems, but also the fluffy type mentioned earlier. The fluffy type sediment can result from pigment particle flocculation, in which the irregularly shaped agglomerates cannot pack well, leaving voids which are filled with liquid. Of course this deliberately induced flocculation, in addition to promoting faster settling, can also lead to problems such as decreased gloss and loss of hiding.

Another way of achieving the fluffy sediment is through the use of various surface-active agents. Various wetting agents coat the pigment and through electrical or steric interactions, force the particles to maintain a certain distance from each other, thus prohibiting the dense packing. A third way of achieving this fluffy, voluminous sediment is by the incorporation of rheological additives, which form a colloidal structure throughout the slightly sedimented pigment. This network may then induce a yield value supporting the pigmentary material and keeping it from settling further.

Viscosity Profile

So far we have used the word "viscosity" with an intuitive feel for what we mean. It seems perfectly reasonable that the heavier the consistency of a paint, the slower the rate of settling, and this is correct as far as it goes. However, this thinking ignores the shear rate. The shear rate-viscosity relationship is best examined by looking at what we call a viscosity profile. We define viscosity profile as simply the plot of viscosity as a function of the applied shear rate. In Figure 5 we see the viscosity profile of a typical alkyd gloss enamel. Note that this is plotted on a log-log scale so that each axis covers a tremendous range: five orders of magnitude in viscosity and seven orders of magnitude in shear rate.

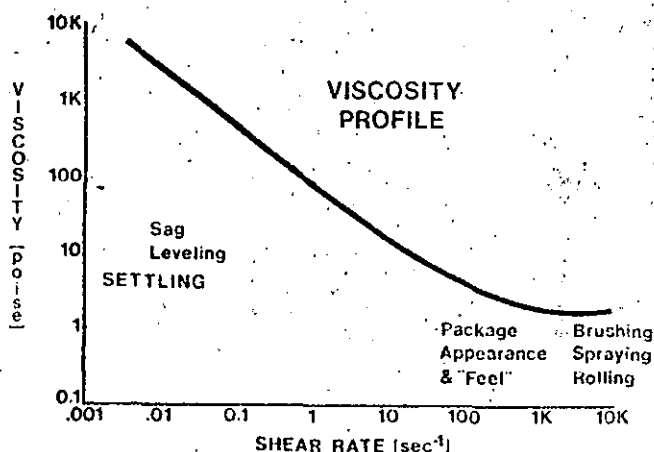


Figure 5

It is well known that different shear rate ranges apply to the various aspects of coatings applications.

Referring to Figure 5, when a coating is applied, whether by brush, roller or spray, it undergoes very high shear rates. For example, under a brush or roller, a very thin paint film is formed at a fairly high rate of speed, so that the overall shear rate is quite high. Based on estimates of film thickness and brush velocity, this shear rate has been calculated to be about $10,000$ to $20,000 \text{ sec}^{-1}$. Viscosity measurements in this region give a good idea as to the brush drag which the painter will experience. An excessively high viscosity will lead to a high resistance to brushing and a large amount of work expended in painting. A high shear rate viscosity which is too low, on the other hand, will lead to inadequate film build.

When we speak of package viscosity, or how does the paint feel when stirred, we are usually talking about shear rates in the intermediate region of approximately 10 to several hundred sec^{-1} .

At the low end of the shear rate scale are such things as flow and levelling and the sag of the paint from a vertical surface under the influence of gravity. These involve much slower movements of the coating, and consequently much lower shear rates. These shear rates are generally calculated at 0.001 to 0.01 sec^{-1} , or in the ultra-low shear rate range. The correct balance of sag versus flow and levelling can be discussed in terms of the thixotropy or time dependence of the recovery after shear. However, this aspect is not relevant for our discussion of pigment settling and will not be explored here.

The shear rate involved in pigment settling is very low. A rapidly settling pigment particle may be moving at a rate of 10^{-3} cm/sec which results in the shear rate of less than 0.1 sec^{-1} ; a more slowly settling particle probably approaches 10^{-3} sec^{-1} .

Measurement of Viscosity at Different Rates of Shear

In general, this wide range of shear rates from $20,000 \text{ sec}^{-1}$ to 0.001 sec^{-1} cannot be covered by a single instrument which is available to the paint technologist. In our laboratory we collect the data necessary for the construction of the viscosity profile by using several instruments. In the high shear rate range we use an ICI cone and plate viscometer which operates at a fixed shear rate of $10,000 \text{ sec}^{-1}$.

At intermediate shear rates we use a Wells-Brookfield cone and plate viscometer which fills in the range from about 2 to 400 sec^{-1} . For conventional paints this is usually in the viscosity range of the model RVT or HVT Wells-Brookfield. Note that we use the Brookfield cone and plate viscometer (Figure 6) since the more common Brookfield spindle instrument does not give a very precisely defined shear rate.

For the region below two sec^{-1} , which is the lowest shear rate available on the RVT viscometer, we use the spring relaxation method developed by Temple Patton. The Brookfield cone and plate viscometer is used with the spring relaxation method, but with the motor shut off. With the sample cup removed, and the cone

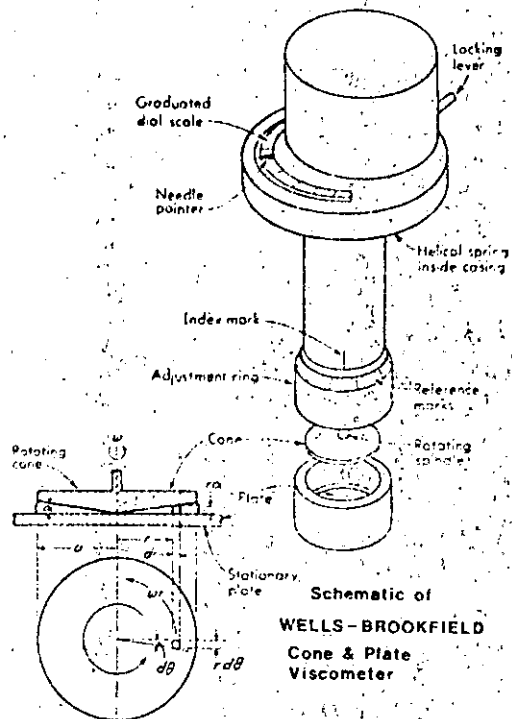


Figure 6

attached to the shaft, the cone is turned by hand so that the indicator points to a full scale reading of "100". The indicator is locked in place by depressing the clutch. It can be kept depressed by a rubber band. The sample is then loaded into the cup and the cup is attached to the instrument. A stopwatch is started as the clutch is released and scale readings are taken at suitable time intervals. Typical data collected are shown in Table 3.

Table 3

Time	S-Obs
0.25	75.50
0.50	57.00
0.75	43.00
1.00	33.00
1.50	19.50
2.00	12.00
3.00	5.20
4.00	3.00
5.00	2.20
6.00	1.90
7.00	1.70

The speed with which the spring relaxes depends upon the viscous drag on the plate and thus on the viscosity of the paint. For viscous paints, the pointer returns to zero very slowly; for thin paints, more rapidly. Also, since the applied torque from the spring is proportional to the displacement from zero, the cone is slowing down as the spring relaxes. Therefore the shear rate is constantly decreasing.

These concepts are quantified by the following procedure: A plot is made of the log of the scale reading versus time (Figure 7), and tangents are constructed at various points on the curve.

The viscosity is then related to the slope of the tangent by Equation 2 (see Figure 7), in which K is a constant which is dependent upon the geometry of the cone and plate and the force constant of the spring. The shear stress τ is simply proportional to the scale reading (Equation 3) (see Figure 7) and the proportionality constant depends on the cone/plate geometry and the spring constant. For the case of the Brookfield RVT cone and plate viscometer, the proportionality constant for τ is 2.5. The shear rate, $\dot{\gamma}$ (Equation 4) (see Figure 7) is then the ratio of the shear stress to the viscosity. In the example shown, the tangent is drawn at a scale reading of 26, which leads to a viscosity of 100 poise, a shear stress of 67 dynes per cm² and a shear rate of 0.67 sec⁻¹. This gives one data point in a complete viscosity profile.

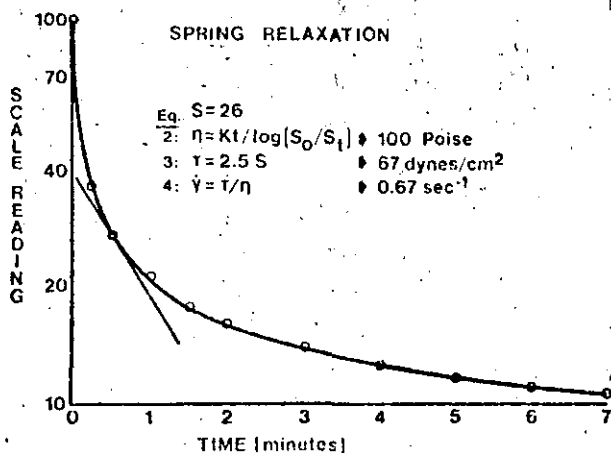


Figure 7

Until now there has been a problem in applying this technique to studying pigment suspension as such. The difficulty is apparent when one tries to measure the low shear rate viscosity of low viscosity systems. The shear rate obtained with the spring relaxation technique depends upon how quickly the spring is relaxing; and, for the low viscosity systems the pointer

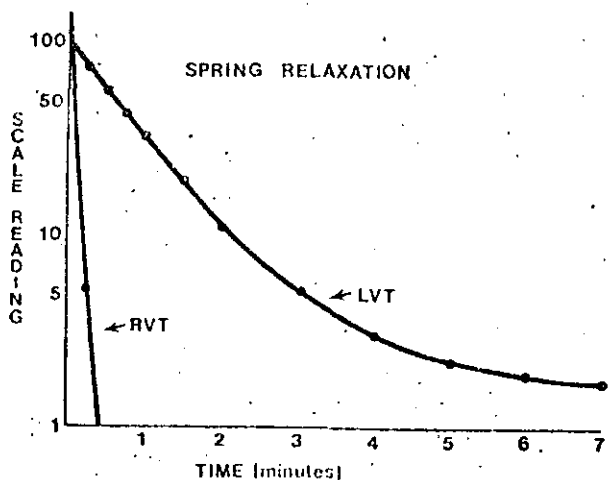


Figure 8

returns to zero very quickly. This is shown in the plot of $\log S$ versus time using the Brookfield RVT viscometer for an alkyd gloss enamel with no rheological additive (Figure 8). This data is useless since the cone is rotating so rapidly that the lowest shear rate achieved overlaps with that from the viscometer when used in the conventional manner. Thus, in the past, we have been unable to make the kinds of measurements needed to determine the ultra-low shear rate viscosity of systems in which pigment settling is most frequently a problem.

However, we have recently extended the range of low shear rate measurement by using a Wells-Brookfield LVT cone and plate viscometer. This instrument is similar to the RVT, except that it has a much weaker spring, with a torque at full scale of 673 dynes/cm², which is about one order of magnitude less than the RVT. Thus, the restoring force is greatly reduced and the entire relaxation takes a significantly longer time (Figure 8). In terms of the viscosity profile, the shear rate range can be extended as shown by the dotted line (Figure 9). We now have the instrumentation and techniques to extend the ultra-low shear rate measurements for low viscosity systems.

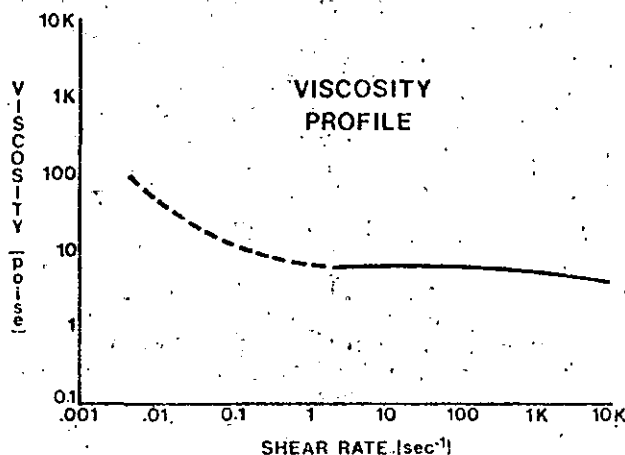


Figure 9

We would like to point out that all of the viscosity profiles in this paper are the actual curves obtained from real paints.

As part of the mechanics of our procedure for reducing and plotting the data from the four different instruments, we have developed a computer programme which accepts all of our raw data as input. For the ICI and Brookfield viscometers used in the conventional driven mode, this is fairly straightforward, in that the scale readings at the various speeds are plugged in and all the relevant constants are stored in the programme. The data treatment for the spring relaxation is a little more complicated. The scale readings as a function of time are read into the computer. The programme then fits the data to a four parameter curve-fitting equation (Equation 5) and analytically calculates

Eq. 5

$$\log S = A + B \log t + C (\log t)^2 + D (\log t)^3$$

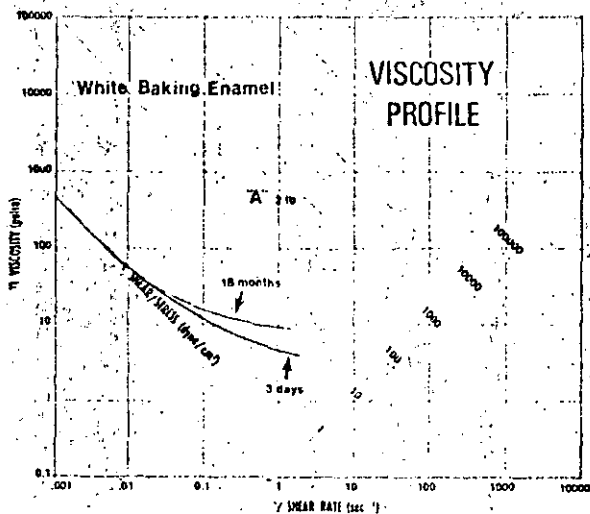


Figure 16

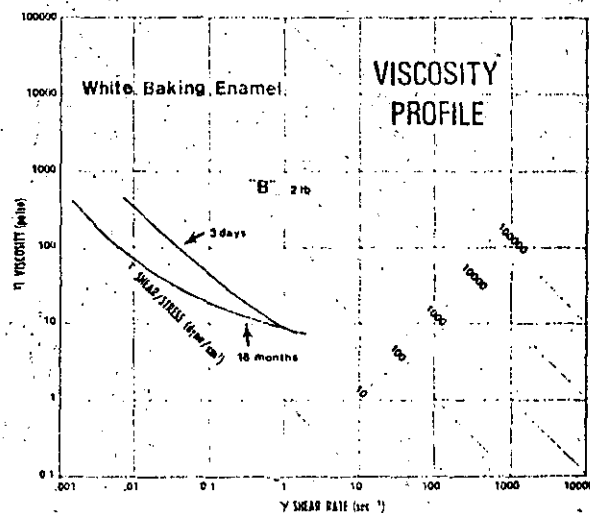


Figure 17

this difference in low shear viscosity comes about due to a decrease as the sample ages. However, we must keep in mind that these data were collected from two different paints which were made with different lots of raw materials. So far the settling behaviour of the freshly made paints is similar to that of the older ones.

Summary

First, we have significantly extended the low shear rate measurement range of the spring relaxation method for low viscosity systems. This has been done using inexpensive equipment and straightforward techniques. We have seen some interesting differences in low shear rate profiles — between the fresh and aged white baking enamel systems. Although we have not yet related these to differences in applications properties, we feel that this additional data is giving us potentially valuable information about the paint.

Second, we have shown that very real differences in pigment suspension do not readily show up as low shear rate viscosity differences, at least in our preliminary experiments.

Our findings lead to many new questions which we plan to pursue. The colloidal structure necessary for pigment suspension is probably a very weak one, and we may be destroying it with a moderate shear before reaching the low shear rate region. Perhaps we should be examining only the portion of paint where the fluffy sediment has built up, rather than reincorporating the pigment to give a smooth paint. The present data also indicates that perhaps we should be developing methodology to enable us to study the pigment surface and surface energetics. We certainly plan to pursue many of these aspects to determine the mechanism by which present commercial and experimental anti-settle agents function to allow the development of more effective ones and to allow the formulator better insight into the solution of difficult suspension problems.

Acknowledgement

We would like to acknowledge the generous assistance of Judy Hahn and Paul Fournier with many aspects of the work in preparing this paper.

BIBLIOGRAPHY

1. R. L. Eissler, R. Zogl, and J. A. Stolp, *J. Paint Technology*, **42**, 483 (1970).
2. G. Landon, *JOCCA*, **46**, 555 (1963).
3. T. C. Patton, *Paint Flow and Pigment Dispersion*, Interscience Publishers, New York, 1964.
4. T. C. Patton, *J. Paint Technology*, **38**, 387 (1966).
5. T. C. Patton, *J. Paint Technology*, **38**, 659 (1966).
6. S. G. Ward, *JOCCA*, **38**, 9 (1955).

A New Method for the Viscosity Measurement Of Paint in the Settling, Sagging, Leveling And Penetration Shear Rate Range Of .001 to 1.0 Reciprocal Seconds Using a Cone/Plate Spring Relaxation Technique

By TEMPLE C. PATTON
Baker Castor Oil Company*

A new method for quantitatively measuring the rheological properties of paint in the settling, sagging, leveling and penetration shear rate range of .001 to 1.0 reciprocal seconds is described in detail based on a cone/plate viscometer and a novel spring relaxation technique. For the first time, a relatively inexpensive and routine method for developing precise shear stress, shear rate, and viscosity data in the ultra-low shear rate region becomes available to the paint technologist.

Proper methods of plotting the ultra-low shear information to render it informative are discussed and there is shown how the complete flow profile of a paint can now be established. Two new concepts are introduced, as side contributions, a *working yield* value as opposed to an *ultimate yield* value and a new and more precise definition of thixotropic index.

INTRODUCTION

Prior to converting to the solid state, liquid paints are normally subjected to conditions involving viscosity extremes.¹ Thus, during application (such as brushing, roller coating, spraying), shear rates of over 10,000 seconds⁻¹ are invariably encountered, whereas during storage (settling) and immediately after paint application (sagging, leveling, penetration) shear rates are encountered that are on the order of .001 to 10.0 seconds⁻¹.

The paint industry has presently solved the problem of measuring paint viscosity at high application shear rates by taking advantage of the high shear rate viscometers that have come on the market in recent years. In particular, one of these instruments, termed a Brushometer,² designed specifically for the measure-

ment of paint viscosity in the shear rate range of 22,000 sec⁻¹, is presently available at a nominal price of several hundred dollars. It should also be noted that the viscosity parameters within which a paint should generally be formulated at brushing shear rates have also been well delineated (.5 to 1.0 poise for latex or emulsion paints; 1.0 to 2.5 poise for conventional solvent type paints) and pertinent background data has been reported on in detail in a recent paper.³

On the other hand, the positive measurement of viscosity at ultra-low shear rates has been woefully neglected. This is due mainly to the fact that no viscometer for obtaining low shear viscosity has ever been made available in the past to the paint industry at a reasonable cost or for that matter at any cost. It is the purpose of this paper to submit a positive method for measuring viscosity in the ultra-low shear rate range that is accurate, rapid, and relatively inexpensive. It represents a quantification of an earlier idea reported on by Kreider.⁴ However, the geometry of the viscometer assembly that was used in his work was such that quantification would have been impractical if not impossible. In the present paper, Kreider's general concept of a "spring relaxation" to obtain a viscosity has now been applied to a cone and plate viscometer assembly. By so doing, this has permitted the quantification of the relaxation method to yield a precise and basic rheological measurement of viscosity in the shear rate range of from .001 to 1.0 sec⁻¹.

CONE/PLATE VISCOMETER GEOMETRY

The proposed ultra-low shear rate procedure for measuring viscosity was worked out by adapting an

Presented at the 44th Annual Meeting of the Federation of Societies for Paint Technology in Washington, D. C., November 4, 1966.

* 40 Avenue A, Bayonne, N. J. 07002.

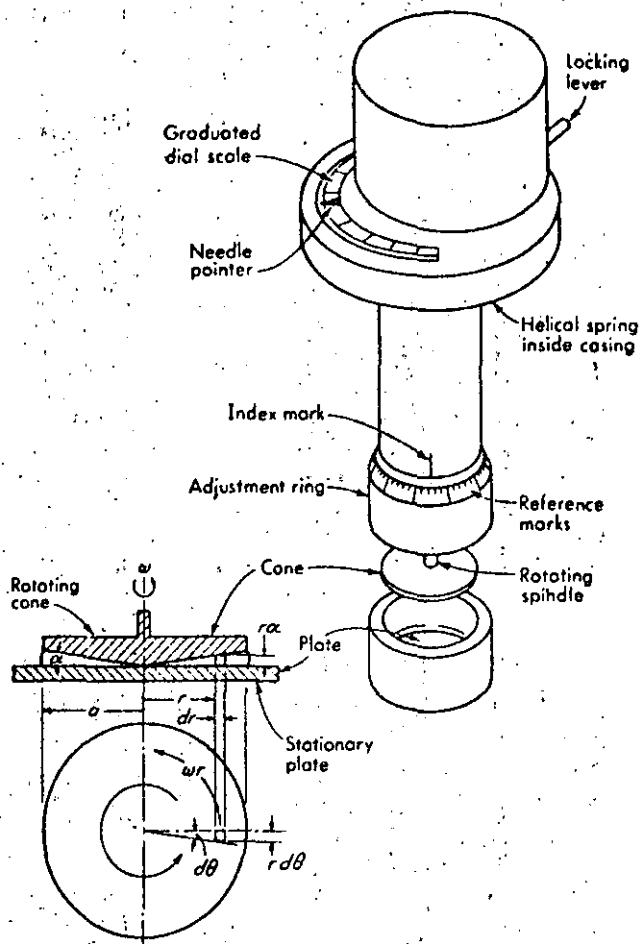


Figure 1—Schematic view of Wells-Brookfield Cone/Plate Viscometer

industrial cone/plate viscometer⁵ (schematically shown in Figure 1) to provide the necessary system for developing the basic viscosity data.

The cone/plate (C/P) viscometer principle has been well reviewed in the literature.¹ Basically, it calls for the rotation of a flat cone (the rotor) over a plane surface (the plate). In the conventional method of operating a C/P viscometer the rotor is revolved at constant speed over the plate with the fluid under test being sandwiched in between the two confining surfaces. Viscosity is measured in terms of the resistance offered by the test fluid to flow under constant rotation conditions, the viscous fluid resistance being opposed by a counterbalancing torque that is provided by a helical spring connected to the rotor shaft (torque registered by a pointer passing over a graduated scale). For details of the instrument design and its conventional use, reference should be made to the manufacturer's literature⁵ and also to an extensive discussion by Wells, *et al.*,⁶ on the geometry and mechanical elements of this C/P viscometer assembly.

Constant rotation, however, is not specified for the present procedure but rather a simple relaxation or unwinding of the instrument's helical spring. Hence, no motor is required nor is any electrical connection necessary for this relaxation procedure. The

maximum torque of the helical spring of the viscometer used in the present work was reported by the manufacturer to be 7,187 dyne-cm (corresponding to a maximum reading of 100 on the graduated scale over which a pointer connected to the spring assembly rotates). This torque value was accepted as correct and has been used in all numerical calculations.

It should be stressed that the C/P viscometer has a geometric configuration that makes it a fundamental instrument.¹ By introducing torque relaxation information into basic viscosity equations it will be presently shown that a plot (or curve) of the scale readings versus time that are observed during a relaxation of the helical spring can be related to the absolute viscosity of the test fluid confined between the cone and plate of the viscometer head.

TESTING PROCEDURE (RELAXATION METHOD)

In general, the placement of the test fluid (about ¼ teaspoonful) between the cone and plate for running the relaxation test procedure follows exactly along the lines of a conventional rotational procedure. However, there is one important interpolation, namely, that prior to the introduction of the test fluid and while the assembly is apart, the helical spring of the viscometer is rotated manually to a position where it exerts its maximum torque value (as registered on the graduated scale by a reading of 100). It is then locked in this position. The spring "wind up" rotation is accomplished by gently twisting the cone at the bottom of the shaft to give a 100 scale reading. Locking of the spring in this position is accomplished by depressing the lock lever of the instrument and then stretching an elastic band or other device over the lever to keep it depressed until such time that the lever is released later for the actual viscosity run.

Once the C/P assembly with confined test liquid between is set up for testing (with helical spring locked at the 100 graduation position), the following routine procedure is scheduled: With a stop watch set at zero, the lever that holds the helical spring at the 100 scale reading is released and simultaneously the stop watch is started. Scale readings are then taken at convenient intervals (say 10 to 15 second readings at the start and half minute readings at the end) for a period of about seven minutes, at which time the test is discontinued. The test is also discontinued if, and when, the readings run below a reading of 1 on the scale.

The data obtained in this way are next plotted on semi-log paper, the scale readings being plotted against the log scale (two cycles) and the time readings against the uniform scale. For this plotting work, it is recommended that resort be made to Keuffel & Esser graph paper coded No. 46-4970.

A template (to be discussed later) consisting of a series of straight viscosity lines radiating from a com-

mon-center (printed on a clear piece of plastic) is now placed against the smooth curve drawn through the plotted curve and points of tangency of these straight viscosity lines with the curve at conveniently separated points along the entire length of the curve are noted. A notation at each selected curve point is made of the viscosity η of the straight line to which it is tangent.

The shear stress τ corresponding to each viscosity point on the curve is then obtained by drawing a horizontal straight line to the left from each noted curve point to intersect the log scale. The reading at this point of intersection is proportional to the shear stress τ and can be converted to a shear stress value in dynes/cm² by multiplying by an appropriate constant. Knowing the viscosity η and shear stress τ , it is a simple matter of division to obtain the shear rate $\dot{\gamma}$ ($\dot{\gamma} = \tau/\eta$). The method for constructing the viscosity template and for computing the shear stress/scale reading constant will be taken up after the theory of the relaxation method for obtaining viscosity has been developed in the following section.

THEORY AND DERIVATION OF EQUATIONS USED IN MEASURING A CONE/PLATE RELAXATION VISCOSITY

The indicating pointer of the helical-spring-type viscometer registers with good fidelity the torque M of the helical spring that acts to rotate the rotor cone about the flat plate that lies beneath. Thus, the scale reading S is proportional to the spring torque value M . This torque in turn applies a shear stress τ to the test liquid confined between the rotating cone and the stationary plate. The applied shear stress τ can be computed from the torque value M by means of equation (1) where r is the cone radius.¹

$$\tau \text{ (shear stress)} = 3M/2\pi r^3 \quad (1)$$

Let the maximum torque value that can be exerted by the viscometer helical spring (corresponding to a maximum scale reading of 100) be denoted as M_{100} . Then, the torque at any other scale reading S is given by equation (2) since a direct proportion exists between M and S .

$$M_s = (S/100) M_{100} \quad (2)$$

Substituting this value of M_s in equation (1) leads to equation (3) where τ_s is the shear stress exerted on the test liquid when the scale reading is S .

$$\tau_s = 3 (S/100) M_{100}/2 \pi r^3 \quad (3)$$

Consider the case where the pointer has been previously locked in position at a scale reading of S_0 at the beginning of some given time period. At this stage the rotor cone is under a twisting tension but is prevented from untwisting (rotating) by the locking device.

At this point the cone rotor is above the flat plate (with only its apex in touch contact) and between the two confining surfaces there resides the fluid under test. At some starting time ($t = 0$), let the rotor be released. Immediately the rotor commences to turn to relieve the spring tension. Let the incremental distance moved over by the pointer in the incremental time dt be dS . The corresponding incremental angle $d\theta$ (in radians) that is moved over by the pointer in time dt is then given by equation (4). C (a constant) is the reading that would be given if the viscometer scale were extended around the scale periphery so as to meet itself at its zero starting point.

$$d\theta = (dS/C) 2\pi \quad (4)$$

Obviously C will be greater than 100 if the 0 and 100 graduation markings on the viscometer circular scale are not coincident. For the instrument used in the present investigation, an added distance of 15.5 graduations was found necessary in order to make the scale long enough to meet itself and cover the complete scale periphery ($C = 115.5$).

The angular rotational speed of the pointer in radians/second at any time is given by $\omega = d\theta/dt$. Substituting the value for $d\theta$ given by equation (4) in this expression leads to equation (5).

$$\omega = d\theta/dt = (dS/dt) (2\pi/C) \quad (5)$$

From the geometry of the C/P viscometer it has been shown that the shear rate $\dot{\gamma}$ is related to the angular rotational speed ω and the cone/plate angle α by equation (6).¹

$$\dot{\gamma} = \omega/\alpha \quad (6)$$

Substituting the value for ω given by equation (5) in equation (6) gives equation (7).

$$\dot{\gamma} = (dS/dt) \cdot (2\pi/C\alpha) \quad (7)$$

The shear stress necessary to provide this shear rate is given by the fundamental viscosity equation (8).

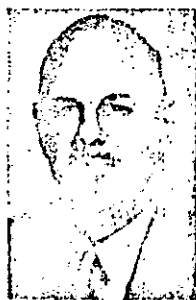
$$\eta \text{ (viscosity)} = \tau \text{ (shear stress)} / \dot{\gamma} \text{ (shear rate)} \quad (8)$$

Substituting the value for $\dot{\gamma}$ given by equation (7) in equation (8) and rearranging terms gives equation (9).

$$\tau/\eta = (dS/dt) (2\pi/C\alpha) \quad (9)$$

By further substituting the value of τ_s given by equation (3) in equation (9) there results equation (10).

$$3(S/100) M_{100}/2\pi\eta r^3 = (dS/dt) \cdot (2\pi/C\alpha) \quad (10)$$



TEMPLE C. PATTON was graduated from M.I.T. with a B.S. Degree in Chemistry and a M.S. Degree in Chemical Engineering. He is Manager of the Technical Service Department of the Baker Castor Oil Co. where he supervises three application laboratories and does technical writing. Mr. Patton is the author of "Alkyd Resin Technology" and "Paint Flow and Pigment Dispersion."

By rearranging terms, equation (10) can be rewritten as equation (11).

$$\frac{dS}{S} = (3M_{100} C_a/2^2\pi^2r^3 100\eta) dt \quad (11)$$

Equation (11) can be immediately integrated to give equation (12).

$$\ln S = (3M_{100} C_a/2^2\pi^2r^3 100 \eta) t \quad (12)$$

Expressing equation (12) in terms of viscosity η , using the limits of $t = 0$ to $t = t$, the corresponding scale reading limits of S_0 to S_t , and converting natural logarithms to logarithms to the base 10 gives equation (13).

$$\eta = (3M_{100} C_a/2^2\pi^2r^3 100 \cdot 2.3) t/\log (S_0/S_t) \quad (13)$$

All values within the parentheses are constant for any given viscometer and hence equation (13) can be expressed by the simpler equation (14) where $K = 3M_{100}C_a/100 \cdot 2^2\pi^2r^3 \cdot 2.3$

$$\eta = Kt/\log (S_0/S_t) \quad (14)$$

The constant K for the industrial viscometer used in the present project worked out to be .54.

$$\begin{aligned} M_{100} &= 7.187 \text{ (dyne-cm)} \\ r &= 2.4 \text{ cm (} r^2 = 13.82 \text{ cm}^2) \\ C &= 115.5 \text{ (scale graduations/circumference)} \\ a &= (1.57/360) 2\pi = .0274 \text{ (radians)} \\ K &= 3 \cdot 7.187 \cdot 115.5 \cdot .0274/100 \cdot 2^2 \cdot 3.14^2 \cdot 13.82 \cdot 2.3 = .544 \end{aligned}$$

Once the constants of equation (14) are established, there becomes available a relatively simple expression for determining viscosity. In the present study, equation (15) with a K value of .54 was used to develop the experimental data.

$$\eta = .54 t/\log (S_0/S_t) \quad (15)$$

PRACTICAL APPLICATION OF THE C/P RELAXATION METHOD TO MEASURING ULTRA LOW SHEAR VISCOSITIES OF PAINT SYSTEMS

Equation (14) is such that a plot of the log of the graduation readings versus time gives a straight line relationship for Newtonian fluids (constant η). For accurate work and to increase the precision generally, a series of readings should normally be taken at convenient time intervals (up to seven minutes) so that a plot of the observed data can be made on semi-log paper (2 cycles for log scale). K. E. graph paper No. 46-4970 is ideal for the purpose. If the fluid is Newtonian, a straight line will be found to exactly pass through the plotted points. From this straight line, some suitable point can then be selected to substitute in equation (14) to obtain the viscosity of the test fluid.

For example, a sample of castor oil in this study was placed in the C/P viscometer (K value of .54) with the cone locked in position at a scale reading of 100. The cone was released and 20 seconds later the scale reading was 2.0 (value read off from point on

plotted straight line). From this data the castor oil viscosity was computed to be 6.4 poise.

$$\begin{aligned} \eta \text{ (castor oil)} &= .54 \cdot 20/\log (100/2) \\ &= 10.8/1.70 = 6.4 \text{ poise} \end{aligned}$$

The above method for determining the viscosity of a Newtonian fluid is straightforward and poses no problems. However, paints are rarely Newtonian in their flow behavior (especially at low shear rates). Hence, instead of obtaining a straight line relationship, a plot of the observed readings versus time on semi-log paper for non-Newtonian fluids gives a curve, convex to the two scales, that tends to flatten out with time and asymptotically approach a straight line parallel to the uniform time scale. Offhand, this curved relationship of semi-log graph paper might appear somewhat difficult to reduce to useful form in a routine manner. However, it will now be shown that by the use of a clear template overlay, it is a simple matter to translate this curve into fundamental viscosity data.

For any point on the curve, two quantities are immediately ascertainable, namely, the scale reading S and the curve slope $d \log S/dt$. The scale reading S is determined by simply drawing a straight line (parallel to the uniform time scale) from the point on the curve to intersect the log S scale. The point of intersection is the required scale reading S. The shear stress τ is calculated from the S reading by equation (16). This equation is simply an alternate form of equation (3) that has been rewritten both to emphasize the proportionality of τ and S and to bring the several constants of the equation into a single parenthesis.

$$\tau = (3M_{100}/100 \cdot 2\pi^2r^3) S \quad (16)$$

For the viscometer used in this investigation, the constant of proportionality worked out to be 2.5 leading to equation (17).

$$\tau = (3 \cdot 7.187/100 \cdot 2\pi^2 \cdot 2.4^3) S = 2.48 S \text{ (or } 2.5 S) \quad (17)$$

The slope of the curve ($d \log S/dt$) at the given point on the curve is obtained graphically. This is done by drawing a straight line tangent to the point in question. The slope is then calculated from two separated points on this tangent line. From this slope value, the fluid viscosity is readily calculated since η is inversely proportional to the slope $d \log S/dt$ as given by equation (14).

Recognition of the straightforward relationship between line slope and viscosity suggested that a considerable saving of time and calculation effort could be effected by resorting to the use of template. The template is made to fit over the graph paper and has drawn thereon a family of straight sloping lines radiating downward from a common center (upper left hand corner) for which viscosities are already established. This lined template is placed over the subject curve, and adjusted back and forth (coordinate scales maintained parallel) until a straight viscosity line on the template becomes lined up exactly tangent to

some point on the curve. Interpolation is rarely necessary in selecting a set of viscosity values for alignment against the curve at different points.

To illustrate the method, a typical plotting of relaxation data given by one of the test points that was evaluated in this study has been graphed in Figure 2. The viscosity slope template designed for the scales of this graph is given in Figure 3. On the curve of Figure 2, two points have been noted together with the corresponding viscosities values that were derived by a fitting of the template over the curve. To the far left, stress values for these two points are shown on the log S scale. In the actual run some 6 to 10 points would be lined up routinely on the curve so that the paint viscosity is tracked and evaluated over a wide span of shear rates. The use of multiple points also lends accuracy to the final results.

Only two significant figures have been retained in most of the numerical work since it was felt that a higher degree of precision could not be justified, based on the nature of the testing equipment and the general procedure. However, when it is considered that the viscosity and shear values of a paint normally vary over a number of decades, this precision is deemed fully adequate for all practical purposes. It is also

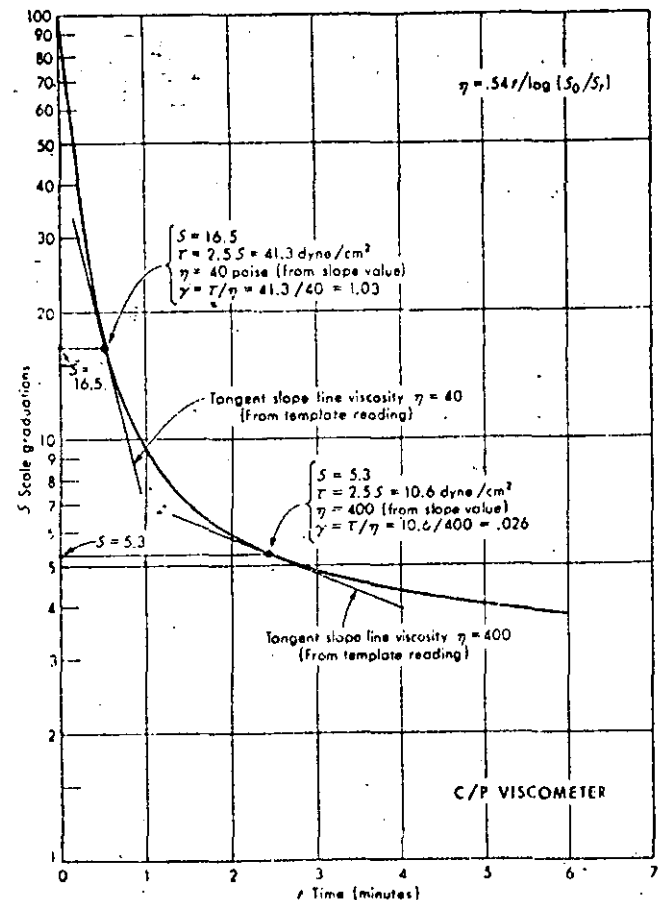


Figure 2—Relaxation data for paint from C/P viscometer plotted as a curve on semi-log paper

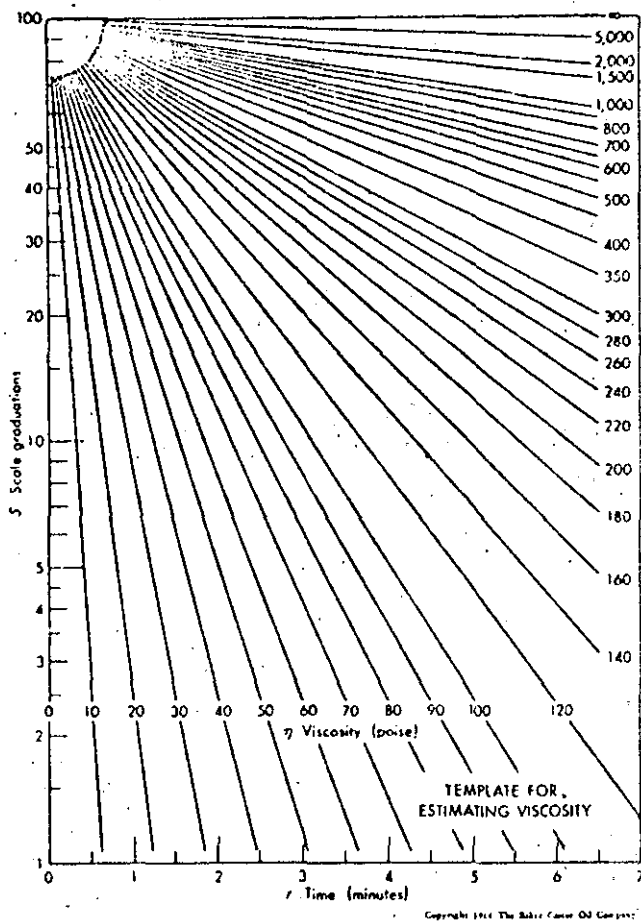


Figure 3—Viscosity template for overlay on semi-log paper plot to establish viscosity slope for points on relaxation curve

doubtful whether even the most sophisticated and costly instrumentation available today is capable of yielding rheological data with any greater degree of accuracy in this ultra-low shear rate range.

PLOTTING OF VISCOSITY AND SHEAR DATA

Rheological data becomes much more meaningful when properly graphed. Unfortunately, the choice of scales for plotting viscosity and shear data has all too often been limited to uniform coordinate scales. This questionable scale selection may have been excusable in the past, when limited instrumentation capabilities and meager viscosity information called for nothing better. However, with current fundamental viscometers and the development of viscosity data for shear rates ranging from (say) .001 to 20,000 sec⁻¹, coordinate log scales become almost a necessity for picturing the given rheological information in an intelligent fashion.

To illustrate this contention, three sets of rheological data are give in Table 1 for a Newtonian, a pseudoplastic, and a dilatant fluid system, respectively. This information, in turn, has been graphed in four possible ways (see Figures 4, 5, 6 and 7). This plotting, of course, does not exhaust the graphing possi-

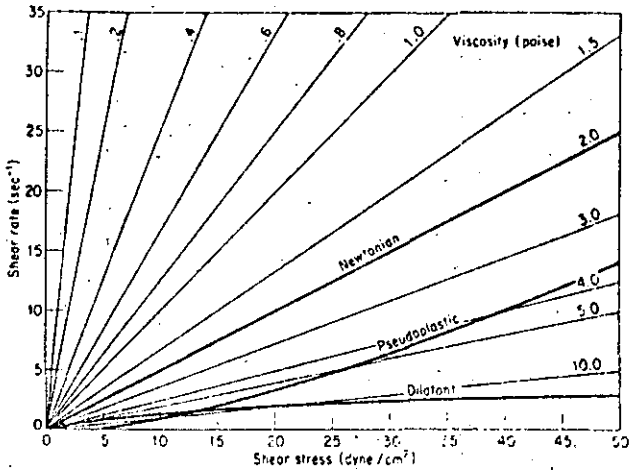


Figure 4—Graph of rheological data of Table I for a Newtonian, pseudoplastic, and dilatant fluid system, respectively, using uniform shear stress/shear rate scale

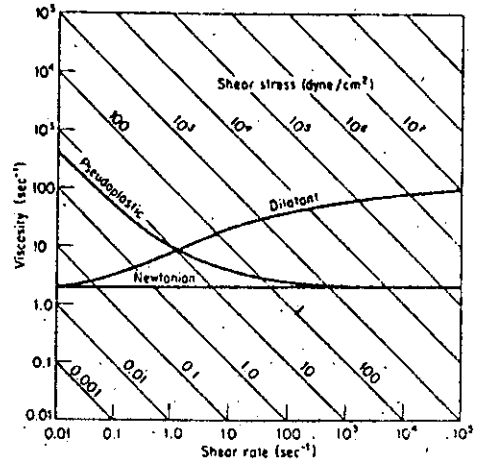


Figure 7—Graph of rheological data of Table I for a Newtonian, pseudoplastic, and dilatant fluid system, respectively, using log viscosity/log shear rate scale.

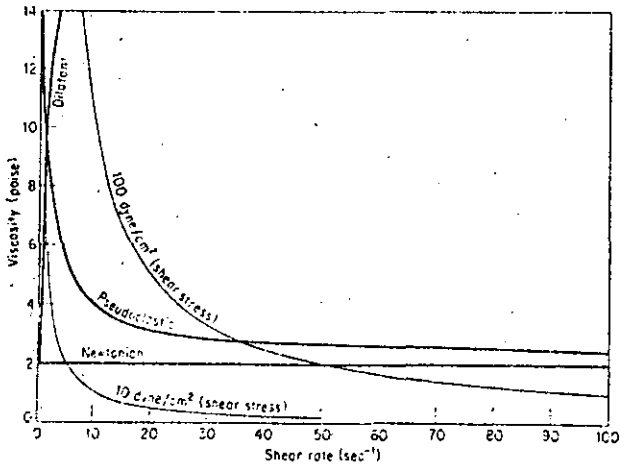


Figure 5—Graph of rheological data of Table I for a Newtonian, pseudoplastic, and dilatant fluid system, respectively, using uniform viscosity/shear rate scales

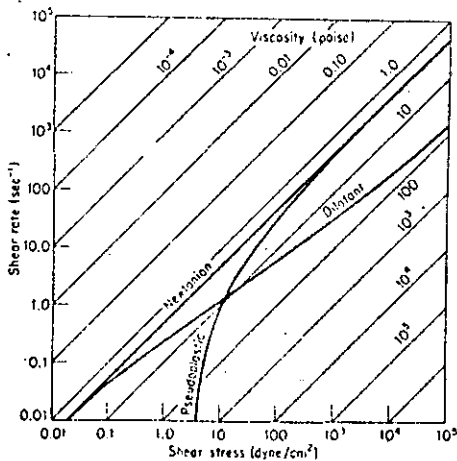


Figure 6—Graph of rheological data of Table I for a Newtonian, pseudoplastic, and dilatant fluid system, respectively, using log shear stress/log shear rate scales.

bilities, but it does show that uniform scales are completely incapable of portraying full rheological information. Most of the data would either have to be squeezed into a microscopic section of the uniform scale (an impossibility) or the scale would have to be extended for say several hundred feet (completely impractical) to encompass the complete range of information.

Of the two illustrative log-log plots, the one employing log shear rate/log shear stress coordinate scales was selected as best suited for presenting paint rheological data in the most informative fashion.

COMPLETE FLOW PROFILE OF A PAINT

A complete rheological profile for one of the test paints studied in this investigation was established by using the C/P relaxation procedure for determining the viscosity of the paint in the ultra-low shear rate range; the conventional C/P rotational procedure for

Table 1—Rheological Data Covering an Extensive Shear Rate Range for a Newtonian, Pseudoplastic, and Dilatant Fluid System, Respectively

Shear Rate (sec ⁻¹)	NEWTONIAN		NON-NEWTONIAN			
	Shear Stress (dyne/cm ²)	Viscosity (poise)	Shear Stress (dyne/cm ²)	Viscosity (poise)	Shear Stress (dyne/cm ²)	Viscosity (poise)
0.01	0.02	2.0	4.0	400.0	0.02	2.0
0.1	0.20	2.0	5.0	50.0	0.30	3.0
1.0	2.0	2.0	10.0	10.0	8.0	8.0
10.0	20.0	2.0	40.0	4.0	2.0x10 ²	20.0
1.0x10 ²	2.0x10 ²	2.0	2.5x10 ²	2.5	4.0x10 ²	40.0
1.0x10 ³	2.0x10 ³	2.0	2.0x10 ³	2.0	6.0x10 ³	60.0
1.0x10 ⁴	2.0x10 ⁴	2.0	2.0x10 ⁴	2.0	8.0x10 ⁴	80.0
1.0x10 ⁵	2.0x10 ⁵	2.0	2.0x10 ⁵	2.0	1.0x10 ⁵	100.0

* Paint

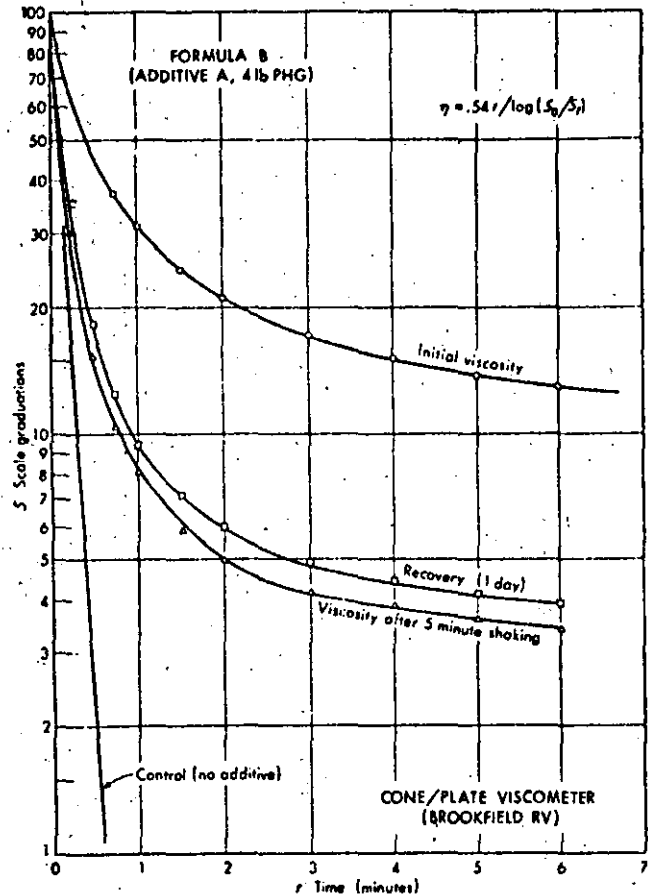


Figure 8—Plot of relaxation data for a test paint with and without thixotropic additive present (both before and after agitation on a paint shaker)

obtaining the paint viscosity in the low to moderate shear rate range; and a concentric cylinder viscometer (Brushometer) for pinpointing the viscosity of the test paint at the high shear rate of 22,000 sec⁻¹. Whereas, alternate fundamental viscometers might have been employed to yield the desired rheological data above a 1 sec⁻¹ shear rate, it is believed that only the new relaxation procedure as discussed in this paper is presently capable of giving, with good accuracy, the required rheological data for the ultra-low shear rate range, at least using a technique that is simple in its working and based on a relatively inexpensive viscometer.

Relaxation data obtained for the test paint with a thixotropic additive present are tabulated in Table 2 and plotted in Figure 8. Three stages in the history of this paint are considered: (a) the paint as received; (b) a condition after the paint has been subjected to five minutes of agitation on a paint shaker; and (c) a condition after one day of subsequent shelf storage. Also included in the study is a control comprising the test paint with no thixotropic additive present.

Using the viscosity template and the outlined graphical procedure, the relaxation curves were converted to numerical rheological data. These, in turn, were plotted using log shear rate/log shear stress co-

Table 2—Rheological Data Developed for a Test Paint Obtained with a Conc/Plate Viscometer (Relaxation and Rotational Test Procedures) and a Concentric Cylinder Brushometer Viscometer

(C/P RELAXATION VISCOSITY)
(Thixotropic Agent Present)

Viscosity (η) (poise)	Scale Graduations, Shear Stress, and Shear Rate								
	As Received			After Shaking (5 Minutes)			Recovery (1 Day)		
	S	τ	γ	S	τ	γ	S	τ	γ
20	—	—	—	26	65	3.3	35	63	3.1
50	62	154	3.1	13	32	.66	15	37	.74
100	35	87	.87	8.0	20	.20	9.0	22	.22
200	26	65	.33	6.0	15	.075	7.0	17	.085
500	18	45	.090	4.5	11	.022	5.0	12	.024
1,000	13	32	.032	4.0	10.0	.010	4.5	11	.011
2,000	12	30	.015	3.5	8.7	.0044	4.0	10	.0050

τ (dyne/cm²) = 2.5 S; γ (sec⁻¹) = τ/η

Control. (no thixotrope) $\eta = 10$ poise; $S = 1.0$; $\tau = 2.5$; $\gamma = .25$; values for control were the same before and after shaking.

C/P ROTATIONAL METHOD

	As Received			After Shaking* (5 minutes)			Control†		
	τ	γ	η	τ	γ	η	τ	γ	η
110	1.8	61	63	2.1	30	33.0	4.0	8.2	
120	3.6	33	92	4.0	23	140.0	20.	7.0	

The Brushometer viscosity of the test paint was essentially the same with or without thixotrope present, and both before and after agitation of paint on paint shaker ($\eta = 5.0$ poise at 22,000 sec⁻¹).

* Values substantially the same after one day recovery.

† Values unchanged after shaking for control with no thixotrope present.

ordinate scales as shown in Figure 9. In this graph, the data for the ultra-low shear range has been tied into the data for the low, moderate, and high shear rate ranges, provided by the C/P rotational viscometer method and the Brushometer viscometer, to give a complete flow profile. As expected and as can be seen by inspection of Figure 9, as high shear rates are approached, structural viscosity is essentially lost. Hence all paint conditions converge to a common viscosity value at extreme high shear rates.

COMPARISON OF GRAPHS SHOWING THE FLOW PROFILE OF A TEST PAINT

It is informative to compare the flow profile for the test paint of Table 2 using plots based on log-log and uniform shear stress/shear rate scales, respectively.

Since uniform scales can only delineate a portion of the total rheological information with any degree of accuracy, uniform scale ranges covering a central

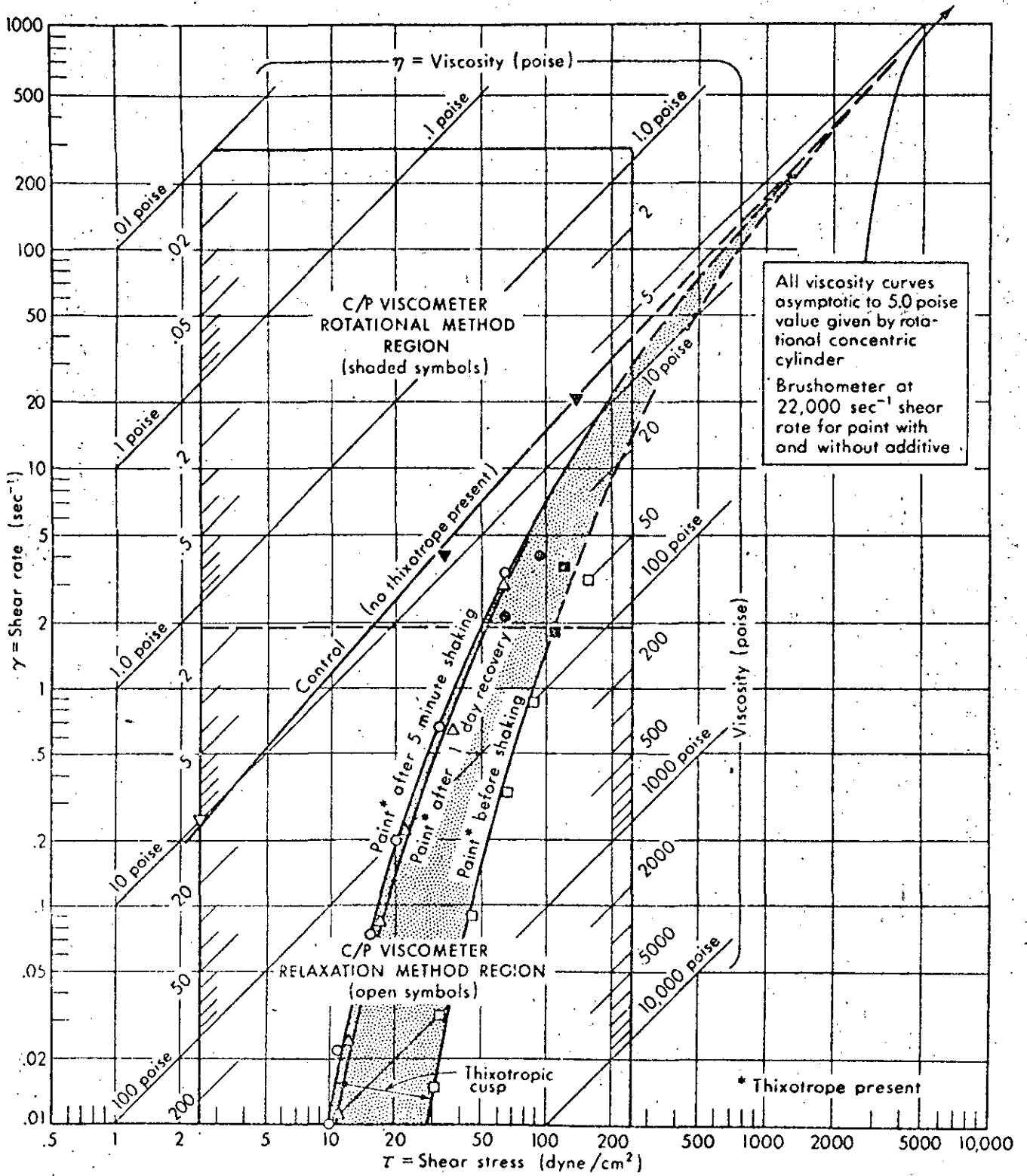


Figure 9—Complete flow profile for paint with and without thixotropic additive present (both before and after agitation on a paint shaker) using log shear rate/log shear stress coordinate scales

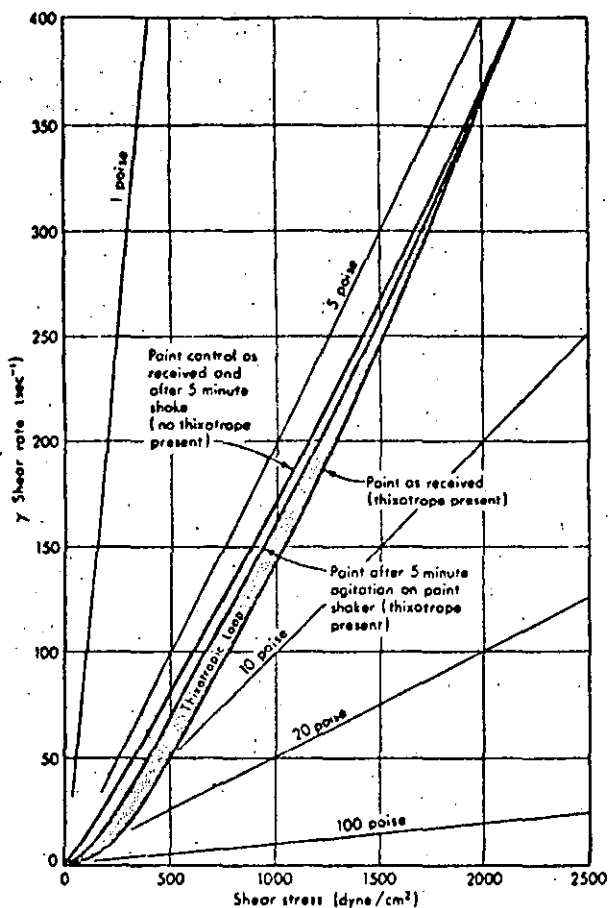


Figure 10—Limited flow profile for paint with and without thixotropic additive present (both before and after agitation on a paint shaker) using uniform shear stress/shear rate coordinate scales

portion of the overall flow information of Table 2 were arbitrarily selected for the plotting. This has been done in Figure 10, where the uniform scales run from 0 to 400 sec^{-1} for the shear rate and 0 to 2500 dyne/cm^2 for the shear stress.

The resulting graph is typical of a plot that is commonly found in rheological texts and current literature. The characteristics of this classic plot have been extensively discussed.^{1,2} In the case of thixotropic systems, an index to degree of thixotropy has been proposed based on this graph. Thus, the amount of thixotropy is stated to be proportional to the extent of the area enclosed between the ascending and descending viscosity curves that are given by viscometer readings taken at increasing and then decreasing rates of shear. The area embraced by such up and down curves is termed a thixotropic loop and this loop area has been long regarded as a measure of the thixotropic breakdown that is due to mechanical working (shear stressing).

Attention is now directed to the sharp inward bend of the thixotropic loop at the bottom of the graph (towards the graph origin). This sharp bend is typical for thixotropic, pseudoplastic or Bingham liquids and will invariably be found when uniform

scales are used to plot the flow data. Selecting another portion of the over-all range of rheological data for plotting generally does not alter the essential lower configuration of Figure 10.

Three items will be found noteworthy on inspecting the sharp loop turn at the lower left corner. In the first place, the bend is invariably squeezed into a tiny corner area that comprises but a small part of the total graph. Secondly, the bend dips down into the high viscosity region that is of major importance to paint workers. Thirdly, the curves, if carefully drawn, tend to aim at the origin and approach the lower shear stress scale almost asymptotically. Yet somewhere in this compressed region there is usually an intercept of the viscosity curve with the shear stress scale corresponding to a yield value (the shear stress at a zero shear rate, i.e., yield value = τ_0 when $\dot{\gamma} = 0$) where such a yield value exists (as it does in most paints).

Faced with the above unsatisfactory plotting technique (using uniform scales), it is understandable that little headway has been made in developing useful viscosity information at low shear rates. In fact, because the viscosity curve on this type of plot bends inward so sharply at the origin, it has even been argued that the whole yield value concept is erroneous and that no intercept of a viscosity curve with the stress scale actually exists.

Turning now to Figure 9 where the viscosity plot is based on log-log scales, there is portrayed a completely different delineation of the data. The total span of rheological data is now adequately encompassed, with each portion being assigned equal precision. By adopting this log-log plotting technique, the total paint profile, including the low shear rate region, becomes opened up for detailed inspection and interpretation. The former thixotropic loop of the uniform scale plot now takes on the configuration of a thixotropic cusp. And, whereas the lower end of the thixotropic loop with its uniform scales became compressed into a tiny and essentially useless region, the lower and enlarged region of the thixotropic cusp (log-log scales) actually appears to expand to assist the paint man to pinpoint the essential rheological data that he so vitally needs to assess the settling, sagging, leveling and penetration properties of a paint.

The opening up of the ultra-low shear rate region to workers in the field of rheology, based on this new but fundamental approach to viscosity measurement, means that some reorientation in thinking may become necessary to take full advantage of the low shear data that can now be routinely developed. Some proposed new ideas are discussed in turn for consideration.

YIELD VALUE

An inspection of Figure 9 confirms in rather dramatic fashion the existence of a yield value, for when the lower portion of a viscosity curve finally parallels the shear rate scale, the shear stress at this

point automatically reaches its minimum value. Lower shear stresses produce no shear rate at all. A lower shear stress may be applied but no flow will result.

It is true that in the case of the viscosity curves of Figure 9, the viscosity lines have not yet reached the point of being parallel with the shear rate scale (at the point where they intersect the shear stress scale) but this will occur one or more decades further down. Other systems reach the parallel condition at much higher shear rates.

This gradual paralleling of the viscosity curve and shear rate scale suggests that it might be expedient to introduce a new idea to supplement the yield value concept, namely, a differentiation between an ultimate and a working yield value. Thus, the present concept of a yield value would be retained as before to represent an ultimate yield value. In this case, τ_0 defines the shear stress that applies to zero shear rate. It corresponds to the stress value for the viscosity curve when the curve exactly parallel the shear rate scale (rheological data plotted using log shear stress/log shear rate coordinates). On the other hand a working yield value would be defined as the shear stress for an arbitrarily selected ultra-low shear rate. For paint work, it is proposed that the standard shear rate choice be .01 sec⁻¹. Thus, a working paint yield value would be defined as the shear stress required to produce a shear rate of .01 sec⁻¹. It would be designated by the symbol $\tau_{.01}$. The advantage of adopting this working yield value concept is that it involves a quantity that is now readily obtainable whereas an ultimate yield value can still fall in a shear rate region of less than .001 sec⁻¹, an area where precise measurement is presently impossible. The use of a working yield value also eliminates the necessity for estimating the critical shear stress value at the point where the parallel viscosity curve/shear rate scale condition first occurs.

For all practical purposes, a working paint yield value should be fully adequate for the paint industry. It is true that fluid flow has not been fully arrested when a shear stress slightly below the working yield value of $\tau_{.01}$ is applied, but it does mean that the shearing rate will be less than .01 sec⁻¹. Presented in terms of sagging, a .01 sec⁻¹ shear rate corresponds to a downward surface movement of .18 inch for a 5 mil wet film during the period of an hour (assuming no evaporation of solvent or other change in the wet film characteristics).

An ultimate yield value can also be derived from a plot of C/P viscometer relaxation data such as tabulated in Table 2 and plotted in Figure 8. An estimate is made of where the relaxation curve becomes parallel to the shear stress coordinate scale (if and when this occurs). A backward extension of this parallel line to intersect the graduation scale at a reading S gives a value that can be converted to a shear stress value equation (16). This stress is also a yield value since no further movements occur below this stress value.

THIXOTROPIC INDEX

Whereas prior methods for determining thixotropy have necessitated considerable movement (shear stressing) of the test fluid in order to evaluate the "before touching" state, the C/P relaxation technique practically eliminates any gross movement of the test fluid prior to and during the test. This means that the full thixotropic structure that is initially resident in the fluid system is almost completely available and measured by the C/P relaxation procedure.

With rheological values in the ultra-low shear range now ascertainable, a more rational index to thixotropy is possible. For example, it is proposed that a new thixotropic index be established for fluid systems based on working yield values. Thus, for paints, a thixotropic index $I_{.01}$ could be defined as the ratio of $\tau_{.01}$ (before mechanically) working to $\tau_{.01}$ (after mechanically working as on a paint shaker) as given by equation (18).

$$I_{.01} = \tau_{.01} \text{ (before)} / \tau_{.01} \text{ (after)} \quad (18)$$

Such a thixotropic index $I_{.01}$ is readily determined. In the case of the thixotropic test paint of Figure 9, the thixotropic index would be 2.9 ($I_{.01} = 29/10 = 2.9$).

It is felt that this proposed measurement for thixotropy offers a simplified approach to the evaluation of this elusive property. It certainly permits coming to grips with thixotropic conditions by a straightforward method of measurement and provides a rational expression for any thixotropy that exists.

Paint Property	Schematic Diagram of Physical Relationships	Equation for Shear Stress	Equation for Velocity (or Time)
Before Application Settling		$\tau = \frac{(\rho_1 - \rho) r \sin \theta g}{3}$	$v = \frac{2(\rho_1 - \rho) r^2 g}{9\eta}$
After Application Sagging		$\tau_s = \rho g r_0$	$r_0 = \frac{\rho g X^2}{2\eta}$
Leveling		$T_{max} = \frac{248 \sigma \lambda X}{\lambda^3}$	$t = \frac{1^2 \eta \lambda^3 \log (Z_0/Z_1)}{\sigma X^3}$ *t = .0044
Penetration		$T_{max} = \frac{\sigma \cos \theta}{l}$	$v = \frac{\rho \sigma \cos \theta}{4(\eta)}$

Figure 11—Schematic diagram of the physical relationships for settling, sagging, leveling and penetration together with applicable equations for shear stress and flow rates

Table 3—Set of Typical Paint Data for Substituting Into Equations of Figure 11 to Establish Shear Stress And Flow Rate Values that Commonly Apply to Settling, Sagging, Leveling, and Penetration Conditions

Property	Symbol	Typical Value
Paint (or Vehicle)		
Density	ρ	1.0 g/cm ³
Viscosity	η	1.0 and 100. poise
Surface tension	σ	32 dyne/cm ²
Pigment		
Density	ρ_p	3.0 g/cm ³
Radius	r	20 μ (.002 cm)
Wet Film		
Thickness	X (or x)	3.0 mil (.0076 cm)
Wave length (brush mark)	λ	.10 cm (10 μ /cm)
Wave amplitude	Z	.10 mil (.00025 cm)
Capillary		
Length	L	.10 cm
Radius	R	20 μ (.002 cm)
Gravitational Acceleration		
	g	980 cm/sec ²
Angle		
	θ	
For spherical particle assume $\theta = 90^\circ$; $\sin 90^\circ = 1.0$		
For capillary wetting contact angle assume $\theta = 0^\circ$; $\cos 0^\circ = 1.0$.		

Table 4—Calculation of Shear Stress and Flow Rate Values Based on the Typical Paint Data of Table 3 and Equations of Figure 11

($\eta = 1.0$ poise except where noted otherwise)

Settling

$$\tau_{max} = \frac{(3.0 - 1.0) \cdot .002^2 \cdot 980}{3} = 1.3 \text{ dyne/cm}^2$$

$$v = \frac{2(3.0 - 1.0) \cdot .002^2 \cdot 980}{9 \cdot 1.0} = .0017 \text{ cm/sec (58 inch/day)}$$

For $\eta = 100.0$; $v = .000017 \text{ cm/sec (58 inch/day)}$

Sagging

$$\tau = .0076 \cdot 1.0 \cdot 980 = 7.5 \text{ dyne/cm}^2$$

$$v_s = \frac{1.0 \cdot 980 \cdot .0076^2}{2 \cdot 1.0} = .028 \text{ cm/sec (.66 inch/minute)}$$

For $\eta = 100.0$; $v = .00028 \text{ cm/sec (.0066 inch/minute)}$

Leveling

$$\tau = \frac{248 \cdot 32.0 \cdot .00025 \cdot .0076}{.103} = 15 \text{ dyne/cm}^2$$

$$t = \frac{.0044 \cdot 1.0 \cdot 10^4 \cdot .301}{32.0 \cdot .0076^2} = .0094 \text{ second (to halve Z)}$$

For $\eta = 100.0$; $t = .94 \text{ second (to halve Z)}$

Penetration

$$\tau_{max} = \frac{32 \cdot 1.0}{1} = 32 \text{ dyne/cm}^2$$

$$v = \frac{.002 \cdot 32.0 \cdot 1.0}{4 \cdot 1 \cdot 1.0} = .16 \text{ cm/sec (3.8 inch/minute)}$$

For $\eta = 100.0$; $v = .0016 \text{ cm/sec (.038 inch/minute)}$

ORDER OF MAGNITUDE OF SHEAR RATES AND VELOCITIES

Paint settling, sagging, leveling and penetration all involve low to ultra-low shear stresses and shear rates. Hence, it is important to be able to probe into this region of low paint flow with precision. To establish the order of magnitude of the variables involved, there is given in Figure 11 a schematic diagram of the physical relationships involved in settling, sagging, leveling and penetration, together with applicable equations for calculating shear stress and flow rates.

Table 3 lists a set of typical paint data for substituting into these equations, so that numerical values can be developed for comment. Substitution of the typical data in the several equations has been carried out in Table 4. Note that two viscosities have been used, namely, 1.0 and 100 poise with the latter value representing the more normal value for the low shear rates involved. Note that the calculated shear stress values of 1.3, 7.5, 15 dyne/cm² for the settling, sagging, and leveling conditions respectively fall in a shear stress range that is nicely covered by the C/P relaxation procedure (see Figure 9). Also by referring to the plotted test paint viscosity curves of Figure 9, it can be seen that for practical purposes, paint flow phenomena in the ultra-low shear rate range falls generally in the region that is precisely delineated by the C/P relaxation method.

It is outside the scope of the present paper to discuss in any detail how the rheological data that can be now developed for a paint at ultra-low shear rates can be applied to practical paint problems. The only reason for introducing the material contained in Figure 11 was simply to show that a proper region for the study of settling, sagging, leveling, and penetration is being encompassed by the C/P relaxation viscosity technique. It is felt that by opening up viscosity measurement in this region of ultra-low shear rate to the paint researcher on a routine basis, a new approach to low-flow-rate paint phenomena can be taken, and that one more step towards placing paint technology on a scientific basis can be made. ♦

References

- (1) Patton, T. C., "Paint Flow and Pigment Dispersion," John Wiley & Sons (Interscience), New York, 1964.
- (2) "The Brushometer," Precision Engineering Co., (Inquiries can be placed through Gardner Laboratories, Inc., Bethesda, Md. 20014).
- (3) Patton, T. C., "A Modern Approach to the Measurement and Evaluation of Brushability."
- (4) Krieger, R. W., "Factors Controlling Latex Paint Rheology and Their Measurement," *Official Digest*, 36, No. 478, 1243 (1961).
- (5) Wells-Brookfield Micro Viscometer, RVT Cone Plate Model, Brookfield Engineering Laboratories, Stoughton, Mass.
- (6) Wells, R. E., et al., "Measurement of Viscosity of Biologic Fluids by Cone Plate Viscometer," *J. Lab. Clin. Med.*, 57, No. 4, 645-656, (1961).
- (7) Fischer, E. K., "Colloidal Dispersions," John Wiley & Sons, New York, 1950.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"
MATERIA: FLUIDOS DE PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS.
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE
ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO,
LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, Y EL
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.
MEXICO, D. F.

FLOW CHARACTERISTICS AND GEL STRENGTH

QUIM. ROSA DE JESUS
HERNANDEZ ALVAREZ.
Diciembre, 1985.

4 flow characteristics and gel strength

During any drilling operation it is vitally important to control the physical properties of the mud. The properties are controlled at such values that the mud gives optimum performance. Two of the most important properties to control are viscosity and gel strength. Viscosity and gel strength are related to: (1) removal of cuttings (2) holding cuttings and weight material in suspension when not circulating (3) releasing cuttings at the surface (4) reducing to a minimum any adverse effect upon the well bore and (5) providing information about formations penetrated.

Viscosity is defined as resistance to flow, and routinely, field measurements are made with a Marsh funnel. The Marsh funnel viscosity is an accepted field measurement. It is timed rate of flow and measured in seconds per quart or in metric units, seconds per 1000 ml. No one funnel viscosity can be taken to represent a correct value for all muds. What works well in one area may fail in another; but, in general, a rule of thumb may be applied. The funnel viscosity of most muds is controlled at (1) four times mud weight (lb/gal) or less or (2) one half the mud weight (lb/cu. ft.) or less. There are exceptions, such as where high viscosity muds are necessary as in the Mid-Continent area.

More meaningful information concerning viscosity and its control can be obtained with a rotational viscometer. These instruments measure viscosity in centipoise and are capable of determining the reason for abnormal viscosity. They are also used to measure gel strength, another important property of the drilling fluid. Gel strength is a measure of the gelling or thixotropic property of the mud under static conditions and is generally reported in pounds per hundred square feet (lb/100 sq ft).

Viscosity and gel strengths increase during drilling. Penetration of the formations by the bit contributes active solids, inert solids and contaminants to the system. This can cause increased viscosity and/or gel strength to levels which may not be acceptable. In general, when these increases occur, water or chemicals or both may be added to control them. When abnormal viscosities and gel strength develop, many drilling problems can occur, such as:

1. Use of excessive pump pressure to break circulation, or higher pressures required to circulate the mud.
2. Lost circulation, as a result of pressure surges.
3. Entrainment of gas in the mud which may promote a blow-out.

4. Swabbing of gas or salt water into the hole.
5. Sand and cuttings being carried in excessive amounts contributing to abrasive action on rig parts.
6. Swabbing of shale into the bore hole.

The Marsh funnel can be used to determine if the viscosity is in the proper range. If, however, the viscosity is not correct, the instrument is of little value in determining the cause. The funnel is incapable of measuring gel strengths which can be of major importance. Using the Fann rotational viscometer, the cause of variations in viscosity can be determined and these variations related to the corrective treatment needed. In addition to determining mud treatment, viscometer values are used: (1) to determine the type fluid flow (2) for determining system pressure losses (3) for determining flow profiles (4) for determining slip velocities (5) for determining effective viscosities and (6) for determining equivalent circulating densities.

RHEOLOGY

Rheology is the science of deformation and flow of matter. By making certain measurements on a fluid we can determine how this fluid will flow under a variety of different conditions. With this information we can design a circulating system which will accomplish certain desired objectives.

Shear Stress — Shear Rate

When a fluid is flowing, a force exists in the fluid which opposes the flow. This force is known as the shear stress. It can be thought of as a frictional force which arises when one layer of fluid slides by another. Since it is easier for shear to occur between layers of fluid than between the wall of a pipe and the first layer of fluid, the fluid in contact with the wall does not flow. The velocity of each successive layer progressively increases from the wall to the center of the pipe. The rate at which one layer is moving past its neighbor is the shear rate.

This shear rate/shear stress relationship is illustrated in Figure 1. Two layers of fluid are fixed between two planes, one stationary, the other capable of movement.

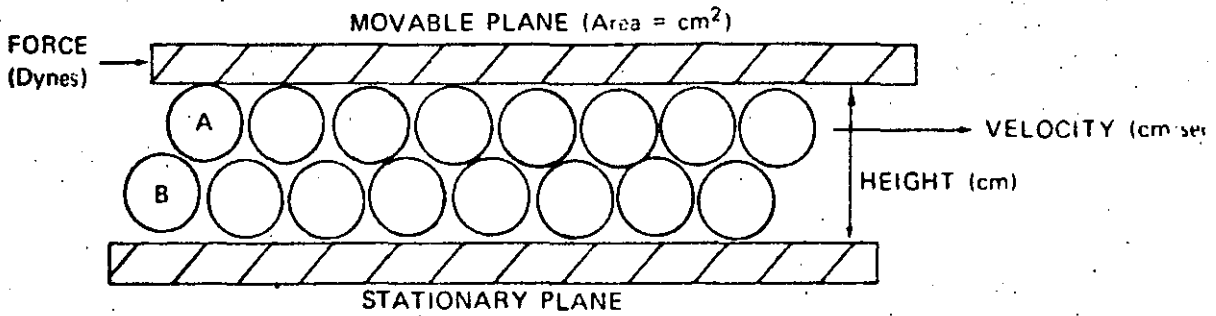


Figure 1. Shear Stress/Shear Rate Relationship

When a force (dynes) is applied to the movable plane of known area (cm^2), this plane moves at some velocity (cm/sec). The fluid layers cannot move across their adjacent planes, instead fluid layer A slides over fluid layer B. Fluid layer A then has a velocity (cm/sec) greater than fluid layer B. Shear stress is a measure of the frictional drag that occurs between fluid layers A and B and is expressed as force per unit area (dynes/cm^2). Shear rate is the velocity (cm/sec) that layer A moves across layer B at some known distance (cm).

As the shear rate is increased the shear stress increases. The shear stress is a function of pressure and the shear rate is a function of geometry and average velocity of the fluid. The relationship between shear rate and shear stress for a fluid defines how that fluid will flow.

NEWTONIAN FLUIDS

The most simple class of fluids is called Newtonian. Water, glycerin and light oil are examples of Newtonian fluids. In these fluids, the shear stress is directly proportional to the shear rate as shown in Figure 2. When the shear rate is doubled the shear stress will also be doubled or when the circulation rate is doubled the pressure required to pump the fluid will be doubled.

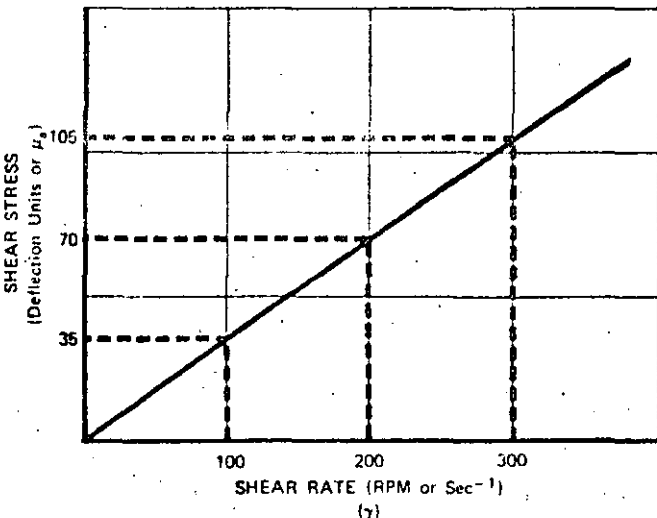


Figure 2. Newtonian Fluid

For example, at 100 rpm the shear stress is 35 deflection units and doubling the shear rate doubles the shear stress to

70 deflection units, etc.

Fluid flowing in a cylindrical pipe in laminar or streamline flow moves in concentric layers, Figure 3-A. A typical velocity profile for a Newtonian fluid flowing in a pipe is shown in Figure 3-B. Note that the flow profile is in the form of a parabola or bullet shaped.

The rate of change of velocity with distance (shear rate) is the slope of the velocity profile at any point in the pipe. Note that the slope of the velocity profile is maximum at the wall of the pipe and decreases to zero at the center of the pipe. In other words, the shear rate is a maximum at the wall and zero at the center of the pipe. A line having a slope which is 45 degrees with the horizontal would have a slope of one; if it is parallel to the horizontal, the slope is zero (Figure 3-B). Consequently, the shear stress will also be a maximum at the wall.

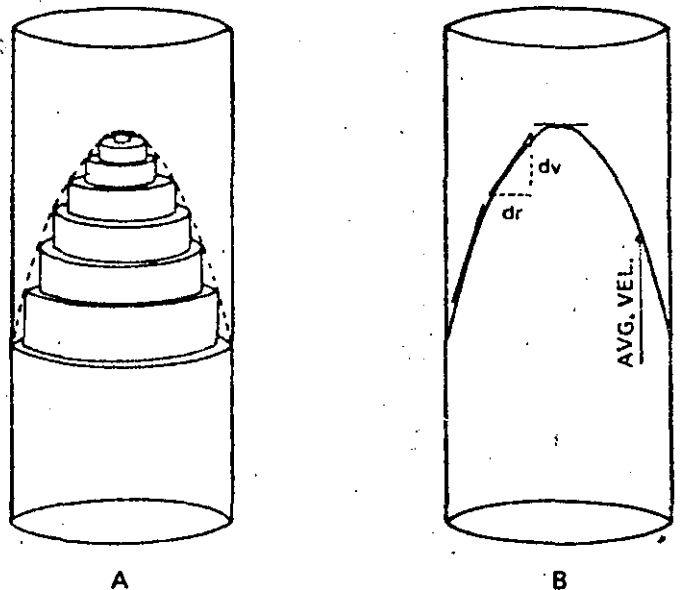


Figure 3. Newtonian Velocity Profile (Laminar Flow in Cylindrical Pipe)

Shear rate has the dimensions of $\frac{\text{ft/sec}}{\text{ft}}$ or $\frac{1}{\text{second}}$

This is called reciprocal seconds and usually written sec^{-1} .

With the Fann viscometer, shear rate is expressed in rpm. Rpm are converted to reciprocal seconds by the constant 1.703.

$$\text{rpm} \times 1.703 = \text{sec}^{-1}$$

Thus, 600 rpm corresponds to a shear rate of 1022 sec^{-1} and 300 rpm is half of this or 511 sec^{-1}

The shear rate (sec^{-1}) at the wall of a cylindrical pipe may be calculated with the following equation:

$$\text{wall shear rate} = \frac{8V}{D}$$

Where: V = average fluid velocity in the pipe in ft/sec
D = pipe diameter in ft.

This calculation is somewhat different in the case of concentric annuli, i.e., in a well bore with drill pipe in the hole, Figure 4. Here, the fluid is flowing around the drill pipe and inside either cased or uncased hole.

The annular shear rate (sec^{-1}) for concentric pipes is calculated with the following equation:

$$\text{wall shear rate} = \frac{12V}{D}$$

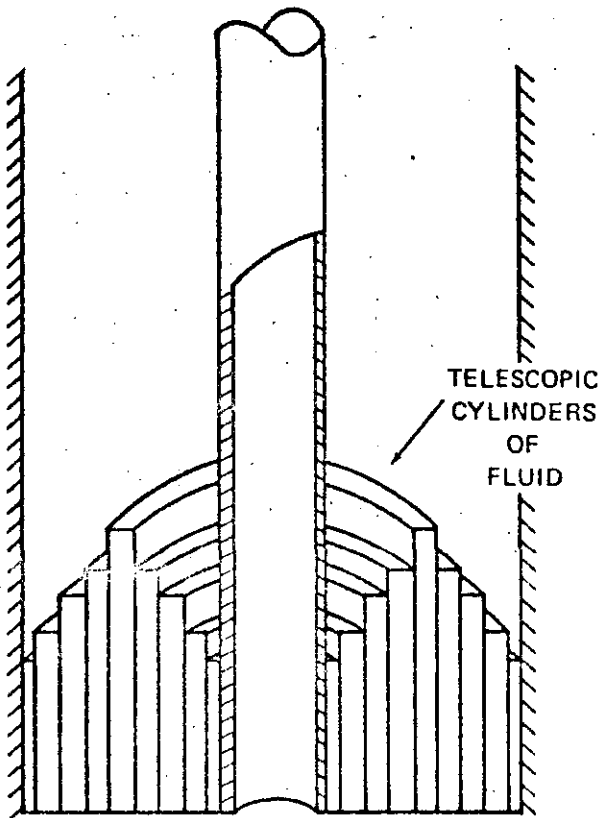


Figure 4. Newtonian Velocity Profile
(Laminar Flow in Concentric Pipes)

In order to characterize the flow properties of a fluid, the shear stress at various shear rates must be measured. Since the shear stress is directly proportional to the shear rate for a Newtonian fluid, only one measurement is neces-

sary. From this measurement the shear stress at any other shear rate can be calculated from the following equation:

$$\tau = \mu\gamma$$

Where: τ = shear stress
 γ = shear rate
 μ = coefficient of viscosity

Solving for μ gives:

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma}$$

The coefficient of viscosity, μ , is defined as the viscosity of the fluid and is simply the ratio of shear stress to shear rate. The viscosity of a Newtonian fluid completely describes the flow characteristics of that fluid, since it is constant at all shear rates.

Shear stress is defined as force per unit area (dynes/cm^2) and shear rate is defined as the rate one fluid layer is moving past an adjacent fluid layer (cm/sec). The coefficient of viscosity can be re-expressed as (from Figure 1):

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} = \frac{\frac{F}{A}}{\frac{V}{h}}$$

Where: μ = Viscosity, poise
F = Force, dynes
A = Area, cm^2
V = Velocity, cm/sec
h = Height or distance; cm

The units of viscosity are $\text{dynes} \cdot \text{sec/cm}^2$ or, more commonly, poise. Because the poise is a very large number, viscosity is usually expressed in centipoise. (100 centipoise = 1 poise.)

However, in oil field units we normally measure shear stress in $\text{lb}/100 \text{ft}^2$. On a Fann viscometer the dial reading times 1.067 is the shear stress in $\text{lb}/100 \text{ft}^2$. In order to obtain the viscosity in centipoise, the shear stress in $\text{lb}/100 \text{ft}^2$ must be multiplied by 478.8 and then divided by the shear rate in sec^{-1} .

$$\mu = \frac{478.8 \times \tau}{\gamma} \text{ or } \frac{478.8 \times 1.067 \times \text{Dial Reading}}{\gamma}$$

$$= \frac{511 \times \text{Dial Reading}}{\gamma}$$

since $511 \text{ sec}^{-1} = 300 \text{ rpm}$

$$\mu = \frac{300 \times \text{Dial Reading}}{\omega}$$

Where:

ω = Fann speed, rpm

NON-NEWTONIAN FLUIDS

When a fluid contains clays or colloidal particles, these particles tend to "bump" into one another increasing the

shear stress or force necessary to maintain a given flow rate. If these particles are quite long compared to their thickness, the interparticle interference will be quite large when they are randomly oriented in the flow stream. However, as the shear rate is increased, the particles will "line up" in the flow stream and the effect of particle interaction is decreased. This causes the velocity profile in a pipe to be different from that of water. In the center of the pipe, where the shear rate is low, the particle interference is high and the fluid tends to flow more like a solid mass. The velocity profile is flattened as shown in Figure 5. This flattening of the velocity profile increases the sweep efficiency of a fluid in displacing another fluid and also increases the ability of a fluid to carry larger particles.

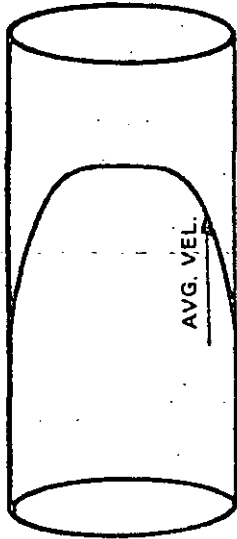


Figure 5. Non-Newtonian Velocity Profile (Laminar Flow).

If the particles are electrically attracted to each other the effect is quite similar. At low shear rates the particles link together increasing the resistance to flow, but at high shear rates the linking bonds are broken and the fluid becomes more like water. Fluids which have flow characteristics such that the shear stress does not increase in direct proportion to the shear rate are called non-Newtonian fluids. Most drilling fluids are of this type.

An example of the shear stress-shear rate relationship for one type of non-Newtonian fluid is shown in Figure 6. The ratio of shear stress to shear rate is not constant but different at each shear rate. This means that a non-Newtonian fluid does not have a single viscosity which describes its flow behavior at all shear rates. An effective viscosity at some given shear rate can be defined as the ratio of shear stress to shear rate at that shear rate.

The effective viscosity for any shear stress/shear rate relationship can be determined by the following equation:

$$\mu_e = \frac{300 \times \text{Dial Reading}}{\omega}$$

Where: μ_e = effective viscosity
 ω = Fann-RPM

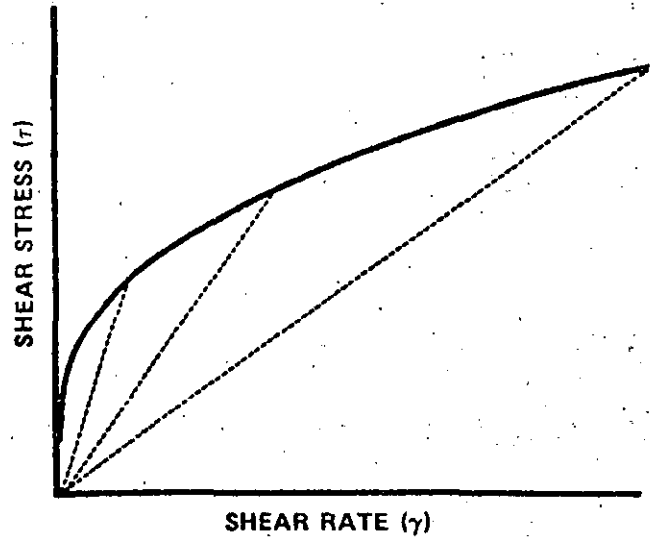


Figure 6. Non-Newtonian Fluid

The effective viscosity at some shear rate can be illustrated as the slope of a line drawn from the shear stress at that shear rate to the origin as shown in Figure 6.

In the example shown in Figure 7 the effective viscosity decreases as the shear rate increases.

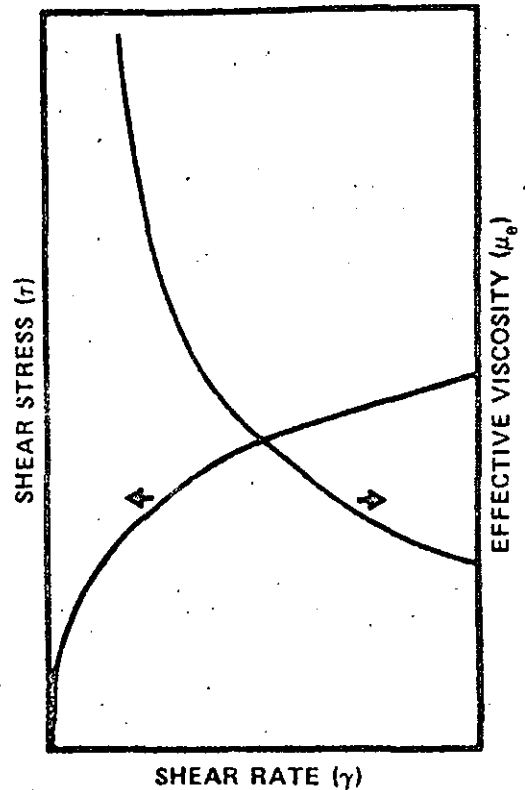


Figure 7. Shear Thinning Effect in Non-Newtonian Fluids

The mud engineer is concerned with the flow patterns of these non-Newtonian fluids. Referring to Figure 8 it is noted that as soon as shear begins, the fluid will begin to flow for

both the pseudoplastic and dilatant fluids. However, the pseudoplastic fluid gets thinner at increasing shear rate whereas the dilatant fluid gets thicker and more viscous. For the plastic fluid, a definite force must be applied before any flow or movement begins (Figure 8). This is demonstrated by the consistency curve intersecting the stress line at some point other than the origin.

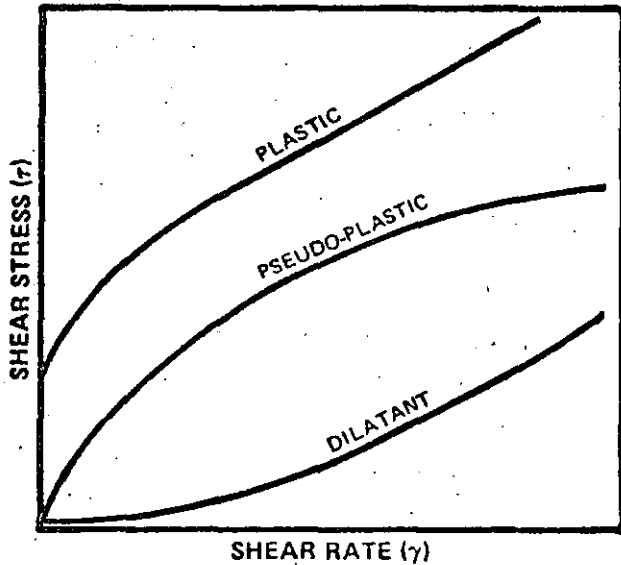


Figure 8. Consistency Curves for Non-Newtonian Fluids

Since the classical (Bingham Plastic) definition of viscosity is not sufficient to describe the flow characteristics of a non-Newtonian fluid, there has been a number of mathematical models developed to describe the shape of the shear stress—shear rate curve. The use of these models requires measurements of shear stress at two or more shear rates. From these measurements, the shear stress at any other shear rate can be calculated.

BINGHAM PLASTIC MODEL

The model which has been used most often to characterize the flow properties of drilling muds is the Bingham plastic model. This model describes a fluid in which a finite force is required to initiate flow and which then exhibits a constant rate of increase of shear stress with increasing shear rate. The equation for the Bingham plastic model is:

$$\tau = \tau_y + \mu_p \gamma$$

Where: τ = shear stress
 τ_y = shear stress at zero shear rate
 μ_p = rate of increase of shear stress with increasing shear rate
 γ = shear rate

τ_y is commonly called the yield point and μ_p is called

the plastic viscosity. When using the Fann viscometer the equation becomes:

$$\Theta = YP + PV \frac{\omega}{300}$$

Where: Θ = dial reading and ω = Fann speed in rpm

If Θ is measured at 600 and 300 rpm, $PV = [\Theta_{(600 \text{ rpm})} - \Theta_{(300 \text{ rpm})}]$ and $YP = [\Theta_{(300 \text{ rpm})} - PV]$. The units of plastic viscosity are centipoise and the units of yield point are lb/100 ft².

If a consistency curve for a drilling mud is made with a rotational viscometer, a non-linear curve is formed that does not pass through the origin. The phenomenon causing the intercept to occur at some point other than the origin is due to the minimum force required to start the flow because of the gel properties of the mud. As this force is increased, flow increases and there is a transition from plug to viscous flow, up to the Bingham yield point. After the Bingham yield point is exceeded, equal increments of stress will produce equal increments of shear, and the system assumes the flow pattern of a Newtonian fluid. (Figure 9)

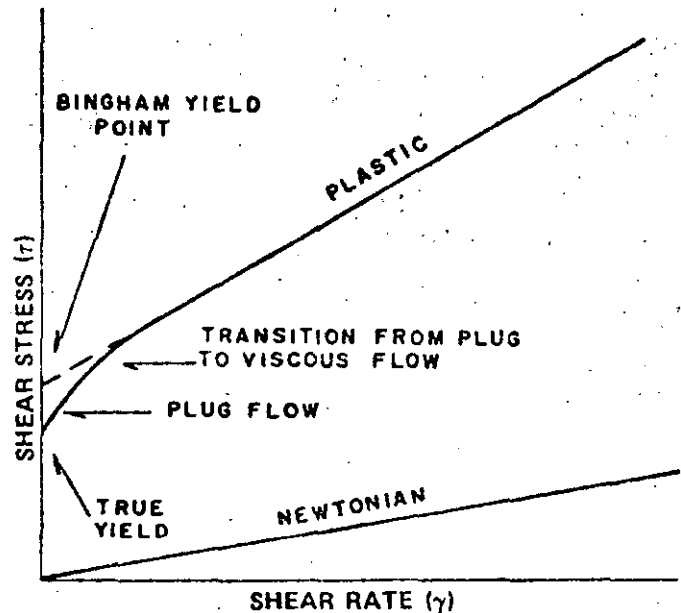


Figure 9. Flow Diagram for Newtonian and Plastic Fluids

A typical flow curve for a drilling mud taken on the Fann VG meter is illustrated in Figure 10. The slope of the straight line portion of the consistency curve is proportional to plastic viscosity. Instrument constants have been built in so that plastic viscosity and yield point are obtained from dial readings for two rotor speeds, 300 and 600 rpm. Plastic viscosity in centipoises is equal to the 600 reading minus the 300 reading. The yield point in lb/100 sq ft is equal to the 300 reading minus the plastic viscosity.

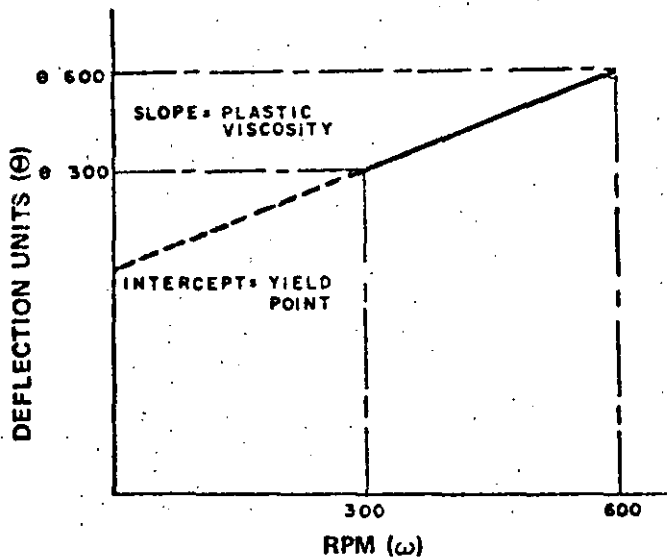


Figure 10. Typical Flow Curve of Mud (Bingham Model)

In addition to determining the flow characteristics of drilling mud, other test data are obtained. Apparent viscosity (Effective Viscosity at 600 rpm) can be determined by dividing the 600 reading by 2.

The components of flow, plastic viscosity and yield point, are absolute flow properties. They reflect the colloidal and surface active behavior of solids present in drilling fluids. Both properties affect apparent viscosity as measured by the Marsh funnel and the Fann VG meter. Measurements of plastic viscosity and yield point are extremely useful in determining the cause of abnormal viscosities in drilling fluids.

Plastic Viscosity

Mud is composed of solids that contribute to apparent viscosity. By definition, plastic viscosity is the shearing stress in excess of yield point that will induce a unit rate of shear. Plastic viscosity is that part of flow resistance caused by mechanical friction. This friction occurs (1) between the solids in the mud, (2) between the solids and the liquids that surrounds them, and (3) with the shearing of the liquid itself. For practical field purposes, however, plastic viscosity depends upon the concentration of mud solids.

The plastic viscosity curve shown in Figure-11 represents a suggested operating range. The plastic viscosity curve is plotted versus mud weight and as shown increases with mud weight. The values are not considered to be exact but will be found extremely useful for control of a drilling fluid. By establishing practical operating limits for plastic viscosity and yield point, the cause of viscosity variation can be obtained and proper treatment made.

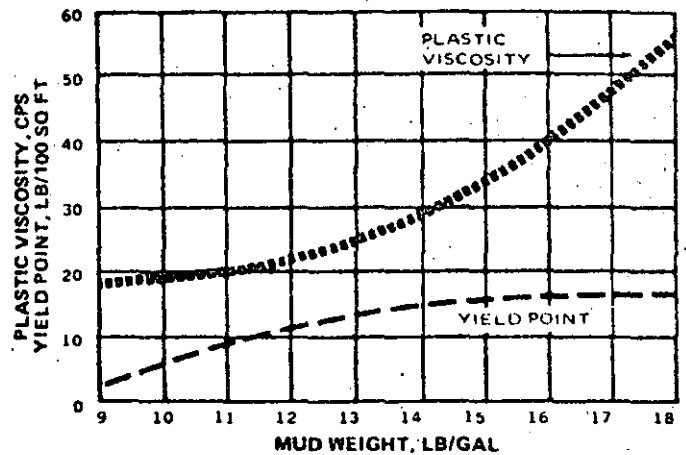


Figure 11. Suggested Operating Range for Plastic Viscosity and Yield Point (Field Muds)

The solids present in drilling mud fall into two classes; active solids and inert solids. These, in turn, can still further subdivide into desirable and undesirable solids. The desirable solids are those added purposely to the mud to perform specific functions, such as bentonite, barite, starch, CMC, etc. The undesirable solids are those solids which contribute little or no value to the mud, such as sand, shales, limestone, dolomite, etc. Primarily, the incorporation of these undesirable solids into the mud is one of the main factors causing the apparent viscosity to rise.

In muds containing high solids by volume, the friction between the particles is increased. Under this condition, plastic viscosity is increased with an accompanying increase in apparent viscosity. Decreasing the size of the solids at constant volume also increases the plastic viscosity. There is a net effect of increasing surface area, and consequently, friction. In all drilling fluids, there is an increase in surface area of the particles due to the grinding action of the bit.

There are several methods of lowering the solids concentration in drilling mud, which in turn lower the plastic and apparent viscosities.

1. Dilution—in most cases, water is added to dilute the solids concentration, which in turn lowers the apparent viscosity and plastic viscosity by decreasing friction between the particles.
2. Shaker Screen—Running the mud over the shaker screen removes the larger particle-size solids. Running water on the shaker screen washes fine cuttings into the mud and should be avoided.
3. Centrifuge or Cyclone Separator—These machines mechanically separate solids by their size and mass. This in turn reduces the total solids concentration.
4. De-sander or De-silter—These machines mechanically remove solids or sand from the mud, which reduces the solids concentration.

Plastic viscosity is also a function of the viscosity of the

fluid phase. As the viscosity of water decreases with temperature, the Plastic Viscosity will decrease proportionally. Figure 23 is designed to correct the Plastic Viscosity for some temperature other than that at which the measurement was taken.

The Fann retort is used in conjunction with the VG meter to verify evidence of high solids. The chart is Figure 12 shows the approximate operating range for percent solids by volume at which most field muds are successfully run. Approximately two times the mud weight (lb/gal) is the upper limit of solids concentration for weighted muds. For non-weighted muds, this rule of thumb is much too high.

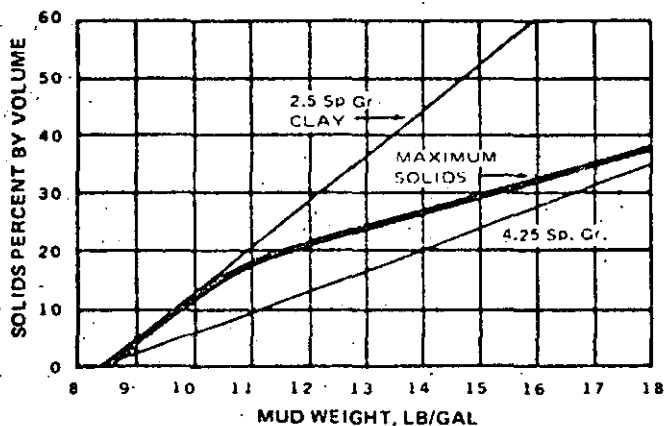


Figure 12. Approximate Range of Solids Percent by Volume (Field Muds)

Frequently, erratic and erroneous results are obtained when determining percent solids by volume from the distillation test. This is particularly true with low solids muds and for some unweighted muds. Since practically all of the formation solids drilled and the commercial clays added to these systems have an average specific gravity very close to 2.6, it is practical, quicker and more accurate to calculate the solids from the mud weight.

If oil is present in these low weight and low solids systems, run a distillation test to determine the percent oil by volume, but do not report the solids obtained. It is also necessary to determine the density of the water phase. This can be obtained from the salt concentration. With both the percent oil and weight of the water phase known, these values can be substituted in an equation and the volume percent solids calculated. Remember: the solids can only be calculated on muds containing no barite. The equation for calculating the percent low gravity solids may be found on Page 11, Chapter 2.

There are a very few who know or fully appreciate the amount of water required to maintain proper levels of solids in a mud while drilling. For example, in a 15 inch hole, the volume is 21.7 bbl/100 ft. If formation shale has a specific gravity of 2.5 and weighs 875 lb/bbl, then 100 ft of hole drilled will produce 19,000 lb of shale. If one half of this or 9500 lb goes into suspension, it is necessary to add one barrel of water for each 120 lb of shale drilled in order to maintain a 9.8 lb/gal mud weight. In a 15 inch hole, 80 bbl of water

would be required for each 100 ft drilled. In the Gulf Coast area, 800 to 900 ft/tour is not uncommon. Seven hundred twenty barrels of water would be required per tour to keep up with just the solids picked up from the formation.

The control of solids is very important in controlling viscosity. High plastic viscosity reflects increased friction due to the introduction of solids into the system and/or grinding of the particles to smaller size. High viscosity, however, is not caused by plastic viscosity alone, but also by yield point.

Yield Point (lb/100 sq ft)

Yield point, the second component of resistance to flow in a drilling fluid, is a measurement of the electro-chemical or attractive forces in a mud. These forces are a result of negative and positive charges located on or near the particle surfaces. Yield point is a measure of these forces under flow conditions and is dependent upon: (1) the surface properties of the mud solids, (2) volume concentration of the solids, and (3) the electrical environment of these solids (concentration and types of ions in the fluid phase of the mud). High viscosity, resulting from high yield point or attractive forces is caused by:

1. Introduction of soluble contaminants such as salt, cement, anhydrite, or gypsum, which neutralize the negative charges of the clay particles. Flocculation and increased yield point result.
2. Breaking of the clay particles by the grinding action of bit and drill pipe creates new residual forces (broken bond valences) on the broken edges of the particle. These forces tend to pull the particles together in disorganized form or flocs.
3. Introduction of inert solids into the system increases the yield point. This results in the particles being moved closer together. Because the distance between each particle is not decreased, the attraction between particles is increased.
4. Drilled hydratable shales or clays introduce new active solids into the system increasing attractive forces by bringing the particles closer together, and by increasing the total number of charges.
5. Insufficient or overtreatment with chemicals increases the attractive forces.

Yield point is that part of resistance to flow which may be controlled by proper chemical treatment. As the attractive forces are reduced by chemical treatment, the yield point will decrease. Reduction of yield point will also decrease the apparent viscosity. Yield point may be lowered by the following methods:

1. Broken bond valences, caused by grinding the clay particles, may be neutralized by adsorption of certain negative ions at the edge of the clay particles. These residual valences are almost satisfied completely by such chemicals as tannins, lignins, complex phosphates, ligno-

sulfonates, etc. The attractive forces that previously existed are satisfied by the chemicals and the basic negative charge of the clay particle predominates so that the solids now repel each other.

2. In the case of contamination from calcium or magnesium, the ion causing the attractive force is removed as an insoluble precipitate thus decreasing the attractive force and yield point.
3. Water can be used to lower the yield point—but unless the concentration of solids is very high, it is relatively ineffective and can be expensive. Water alone may undesirably alter other properties of the mud. This is particularly true of weighted muds by increasing fluid loss, and lowering mud weight (necessitating weighting up again).

Gel Strength (lb/100 sq ft)

Gel strength measurements denote the thixotropic properties of the mud. They are a measure of the attractive forces under static or non-flow conditions. Yield point on the other hand is a measurement of attractive forces under flowing conditions and should not be confused with gel strength. However, since both gel strength and yield point are a measure of the force of flocculation, as yield point decreases the gel strength will usually decrease. A low yield point does not necessarily indicate a condition of O/O gels. Additional deflocculant may be needed to reduce gel strength, but without any appreciable reduction in apparent viscosity.

Gel strengths are usually classified as progressive (strong) or as fragile (weak) type gels. (Figure 13) A progressive gel may be described as one that may start low initially, but consistently increases with time. This type gel strength is strong or firm, and hard to break. The progressive gel often occurs because of a high concentration of mud solids. Progressive gels are undesirable because they may create problems such as excessive pump pressures to break circulation, lost circulation, hole swabbing, etc.

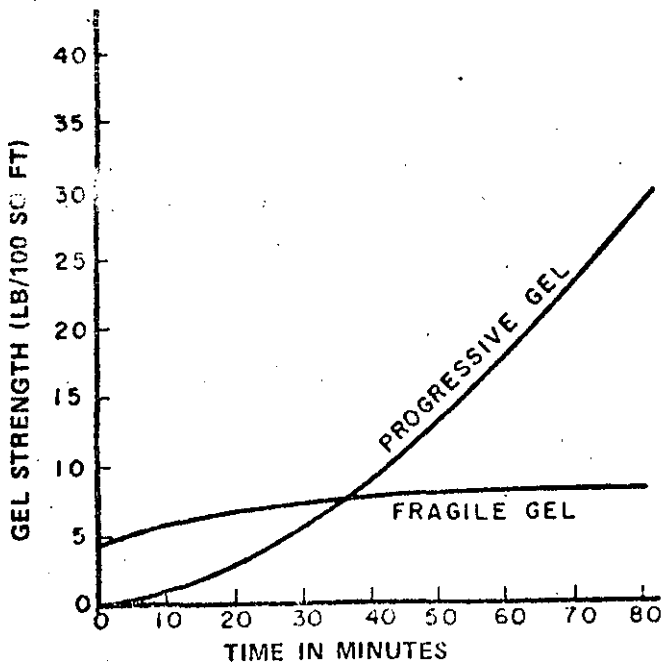


Figure 13. Fragile and Progressive Gel Strength

The fragile gel may start with a high initial gel and only increase slightly with time. Usually this type gel strength is very easily broken. This would indicate lower pump pressure requirements to break circulation and fewer problems.

Power Law Model

The Power Law model is a more versatile approach to describe the flow properties of a non-Newtonian fluids. This model describes a fluid in which the shear stress increases as a function of the shear rate mathematically raised to some power. The equation for the Power Law model is:

$$\tau = k\gamma^n$$

- Where: τ = shear stress
 k = consistency index
 γ = shear rate, sec^{-1}
 n = power index

The coefficient k and exponent n are constants representing characteristics of a particular fluid. k is a consistency index indicative of the pumpability of the fluid; n is the power index indicating the degree of non-Newtonian characteristics. As a fluid becomes more viscous, k increases; as a fluid becomes more shear thinning, n decreases.

If in the foregoing equation we assume a value of one (1) for n , the equation may be solved for k ;

$$k = \frac{\tau}{\gamma}$$

Recalling also that:

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma}$$

We can relate k to effective viscosity. In fact, k is defined as the viscosity of a fluid at a shear rate of one (1) sec^{-1} . The units of k are commonly given as poise. The unit of $\text{lbs-sec}/100 \text{ ft}^2$ is also used to describe k . k may be calculated from the following equation:

$$k = \frac{5.11 \Theta_{300}}{511^n} = \text{poise}$$

dividing poise by 4.788 gives k in the units of $\text{lbs-sec}/100 \text{ ft}^2$.

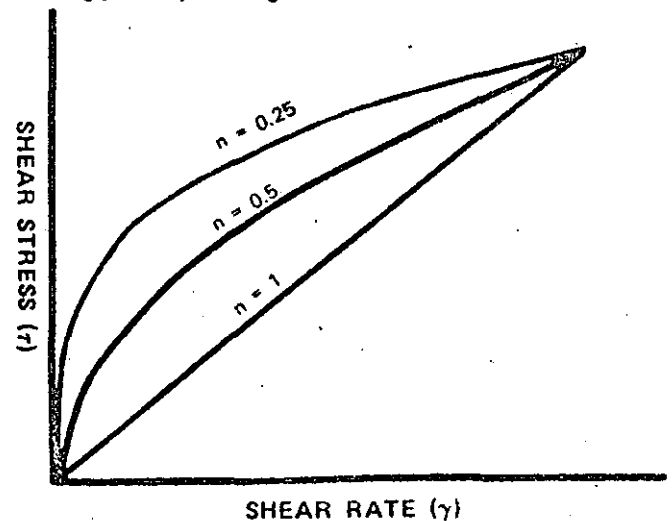


Figure 14. Power Law Fluids

The relationship of the n constant in the Power Law

model is illustrated in Figure 14. When $n = 1$, the fluid is Newtonian and as n decreases the fluid becomes progressively more shear thinning. In other words, the shear stress—shear rate curve is a straight line at $n = 1$ and becomes more and more curved as n decreases in numerical value. As the shear stress—shear rate curve takes on greater curvature the rate of decrease of effective viscosity with increased shear rate becomes greater. Consequently, the fluid is said to be more shear thinning. n may be calculated by the following equation:

$$n = \frac{\log_{10} \frac{\Theta 2\omega}{\Theta \omega}}{0.301}$$

Where: Θ = dial reading

ω = rpm

Or for example, when using two speed viscometer data:

$$n = \frac{\log_{10} \frac{\Theta_{600 \text{ rpm}}}{\Theta_{300 \text{ rpm}}}}{0.301}$$

The relationship of k and n to fluid behavior is best illustrated by examining a more-or-less typical shear rate—shear stress plot on log-log paper, based on data obtained from a six-speed viscometer, Figure 15.

A plot of this type offers a simplified graphical solution for determining k and n and demonstrates their respective roles. Note that there are three straight line segments connecting the data points.

Consider line segment "a" which describes fluid behavior at higher shear rates. The fact that this line has slope shows that the fluid is shear thinning. By comparison, line "d" (a Newtonian fluid) has zero slope and illustrates that its viscosity is unaffected by shear rate. The slope of line segment "a" represents a value " $n-1$ ". Thus there would be three values of n on this plot since there are three line segments (a, b, and c) each having a different slope. There will also be three values of k one factor for each of the line segments.

Had the data been drawn as a curve, there would be an infinite number of values for n . The graphical solution for n would then be the slope of a tangential line to the effective viscosity curve constructed at the intersect of a particular shear rate.

The graphical solution for k is the projection of such a tangential line (or line segment) to read centipoise viscosity at one (1) sec^{-1} . Thus, there would be three values for k on this particular plot described in Figure 15 or an infinite number of k 's in the case of a curve.

k and n only have real relevance when associated with a specific shear rate. However, where a fluid curve is described by a finite number of measurements, k and n are described by the line segments described by those particular measurements. We can relate shear rate to velocity of fluid movement in the various geometrical configurations of the well bore. In general, average shear rate ranges in the mud circulating system can be described as follows:

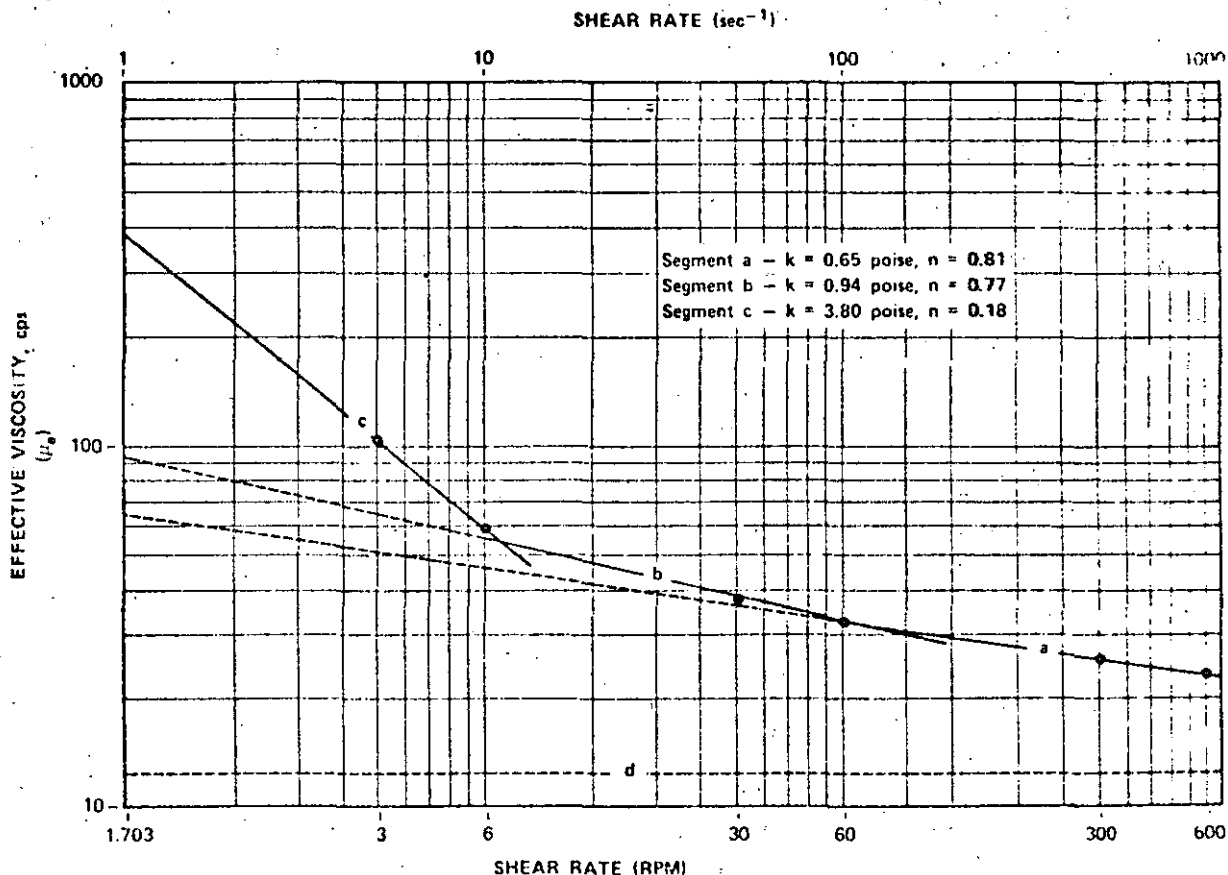


Figure 15. Effective Viscosity Curve Using 6 Data Points

Drill Pipe	100 to 500 sec ⁻¹
Drill Collars	700 to 3000 sec ⁻¹
Bit Nozzles	10,000 to 100,000 sec ⁻¹
Annulus	10 to 500 sec ⁻¹
Mud Tanks	1 to 5 sec ⁻¹

hole-cleaning characteristics, annular pressure drops, type of flow and penetration rate.

RELATING (k, n) TO (PV, YP)

The k coefficient is affected by both the plastic viscosity and yield point of the mud as shown in Figure 16. Three cases are shown: (1) solids build-up (2) decreasing solids and (3) flocculation due to contamination.

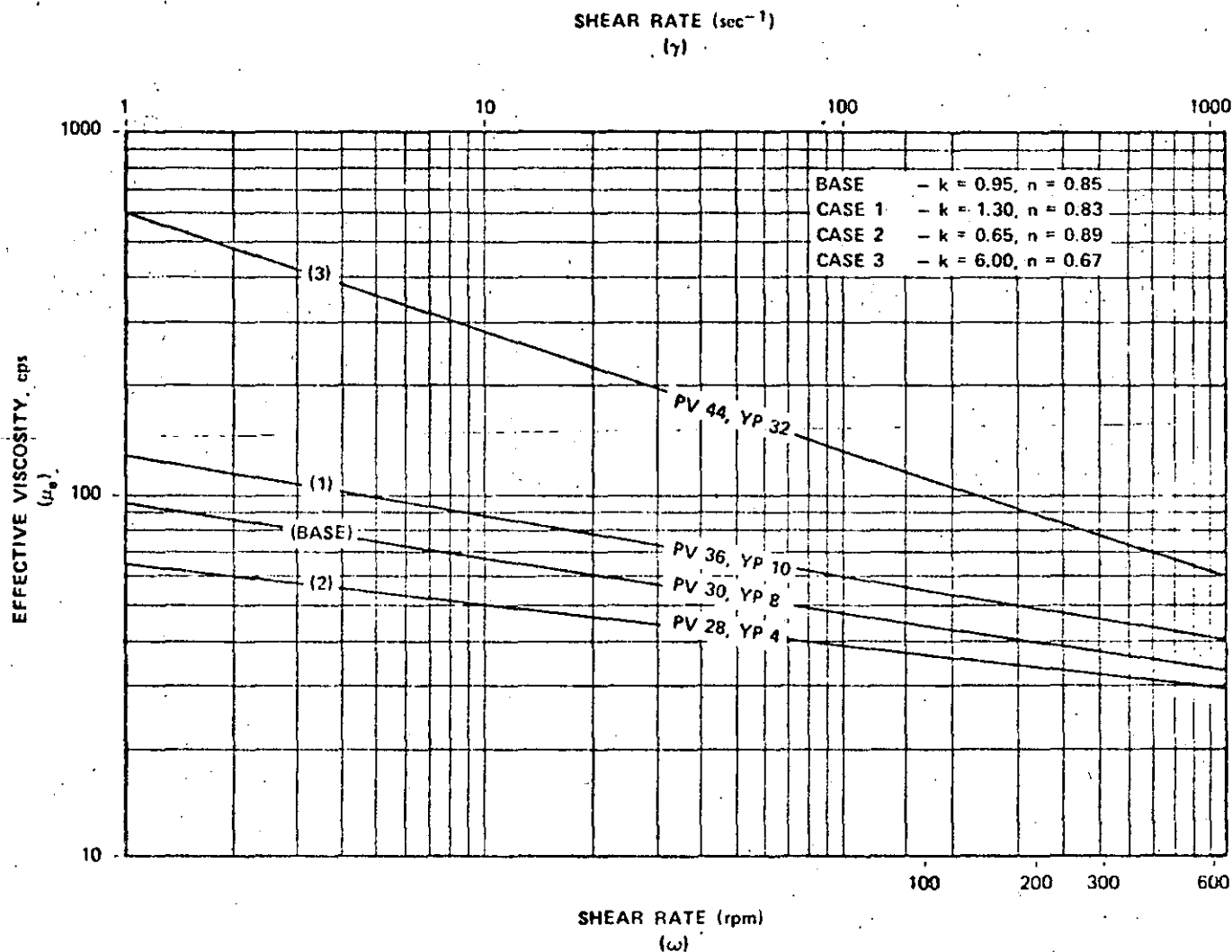


Figure 16. k, n Relationships to Plastic Viscosity and Yield Point.

Case 1: Plastic viscosity has increased over that of the "base" due to solids increase with very little change in yield point. The viscosity curve is essentially parallel to the base curve, thus there is little change in n . The overall viscosity has increased, therefore, k is a higher number.

Case 2: Plastic viscosity decreased due to solids removal; yield point also reduced. As with Case 1, the viscosity curve is essentially parallel and there is little change in n . k decreases due to decrease in overall viscosity.

Case 3: Yield Point and Plastic Viscosity increased due to contamination and solids increase. The ratio of

YP to PV is greatly affected by the resultant flocculation; n , the slope of the viscosity curve, decreased in value. k increases as a function of the changed slope (n) and the overall increase in viscosity.

CONCLUSIONS

These mathematical models usually do not completely describe real fluids, but are merely approximations that describe the fluid properties over a rather limited range of shear rates. Examples of Bingham Plastic and Power Law shear stress—shear rate curves are shown in Figure 17 compared to a more typical shear stress—shear rate curve for a mud. In general, the Bingham Plastic model will predict shear

stresses which are too high in both the low and high shear rate ranges. The Power Law model will predict values in these ranges which, although are low, are generally closer to actual fluid behavior.

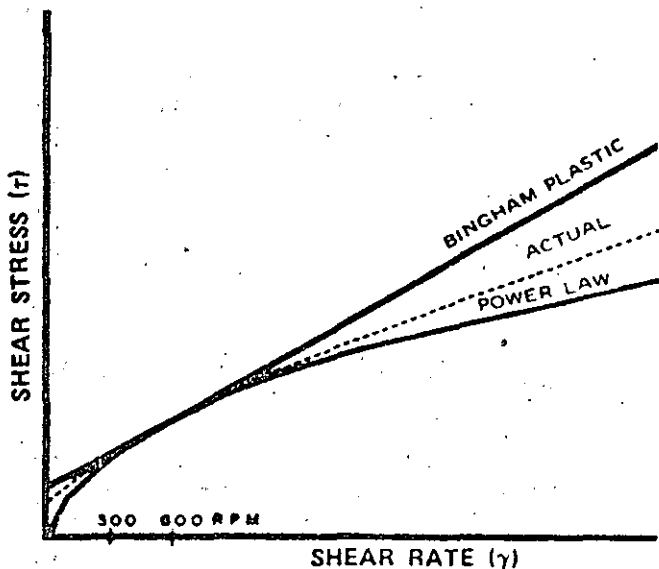


Figure 17. Flow Profile Comparison Actual vs Bingham and Power Law Models

The plastic viscosity is actually indicative of an effective viscosity at a high shear rate. If a line is drawn through the origin and parallel to the Bingham Plastic line on a shear stress—shear rate diagram, it will intersect the true shear stress—shear rate curve of a mud at a high shear rate. This is illustrated in Figure 18. The slope of this line is the effective viscosity of the mud at the shear rate where it intersects the true shear rate—shear stress curve and is equal to the slope of the Bingham Plastic line which is the plastic viscosity of the mud. This means that the plastic viscosity will be affected only by those things which affect the effective viscosity of a mud at relatively high shear rates. Since electrical interactions of solids is not a major contributing factor to high shear rate viscosities, it would not be a major contributing factor to plastic viscosity. In other words, treating chemically to reduce the linking tendency of clay particles should not reduce the plastic viscosity.

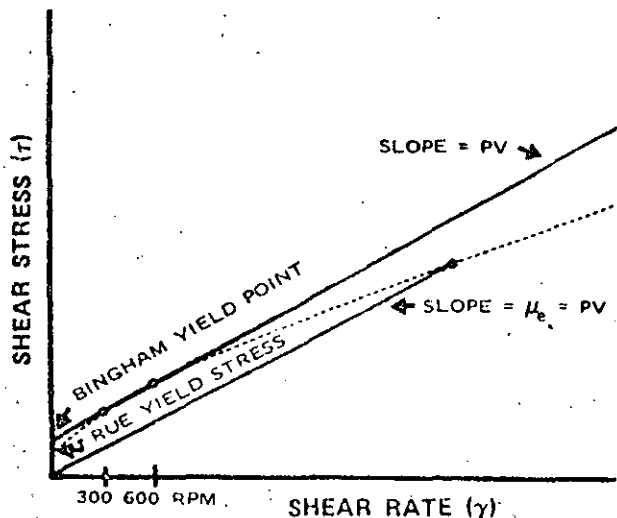


Figure 18. Plastic Viscosity Relationship to True Yield Stress

The calculated Bingham yield point is not the true yield stress of a mud but a value somewhat higher. It will change as the true yield stress changes. In other words, anything which causes the true yield stress and the low shear rate viscosities to either increase or decrease will also cause the yield point to increase or decrease. Chemical treatment to reduce the linking tendency of clay particles should cause the yield point to decrease. A typical effect of chemical treatment with a deflocculant is shown in Figure 19.

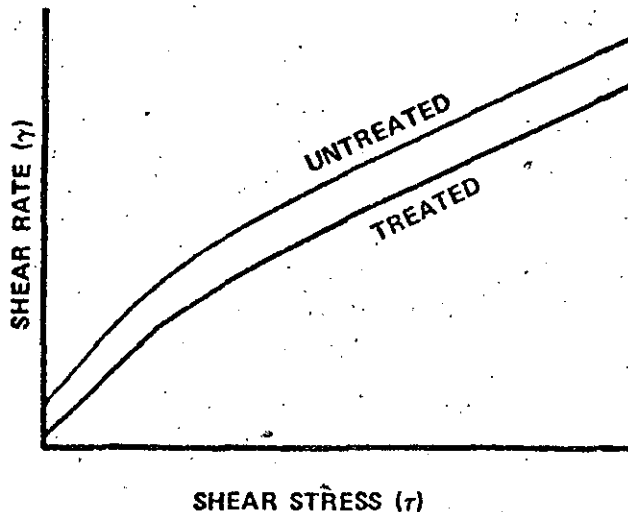


Figure 19. Effect of Chemical Treatment

THREE PARAMETER MODEL

If we are interested in flow behavior in only a narrow range of shear rates, we may make our measurements in the middle of this range and predict shear stresses over the remainder of the shear rate range with good accuracy using either the Bingham Plastic or Power Law model.

If we wish to cover a shear rate range of more than a ten fold change in shear rate, we must use a three parameter rheological model which is more complicated than either of these two parameter models. One three parameter model which seems to describe most drilling fluids quite well is the Power Law with yield stress model. The equation for this model is:

$$\tau = \tau_{\gamma} + k_{\gamma} \gamma^n$$

Where τ_{γ} is the initial gel or shear stress necessary to initiate flow. Since there are three parameters in this model, three data points are needed to evaluate them. Fann readings at 600 and 300 rpm and the initial gel can be used. The equation then becomes:

$$\Theta = \Theta_{\gamma} + (\Theta_{300} - \Theta_{\gamma}) \left(\frac{\omega}{300} \right)^n$$

where: Θ = dial reading at ω rpm
 Θ_{γ} = initial gel
 Θ_{300} = dial reading at 300 rpm

$$n = \frac{\log_{10} \frac{\theta_{600} - \theta_{\gamma}}{\theta_{300} - \theta_{\gamma}}}{0,301}$$

THIXOTROPIC BEHAVIOR OF MUDS

Thixotropy is the property exhibited by some fluids of forming a gel structure when allowed to stand and then becoming fluid again after stirring. Most water-base muds exhibit this property due to the presence of electrically charged particles which link together to form a rigid matrix. The strength of the gel which is formed is a function of the amount and type of solids in suspension, time, temperature, and chemical treatment. In other words, anything which promotes or prevents the linking of particles will increase or decrease the gelation tendency of a mud.

The property gives a fluid a memory of its past history and must be taken into account in making meaningful flow property measurements. If a fluid has been allowed to stand for a period of time before making a measurement of shear stress at some shear rate, there will be a period of time necessary to shear the fluid at that shear rate before an equilibrium shear stress can be measured. All of the bonds between particles, which can be broken at that shear rate, must be broken or the measured shear stress will be higher than the true equilibrium shear stress. When attempting to measure the shear stress of a mud at 600 rpm on a Fann viscometer, several minutes may be required before the indicated shear stress reaches an equilibrium value. The length of time required will depend on the degree of gelation that has occurred in the sample.

After a measurement has been made at 600 rpm and the shear rate is slowed to 300 rpm, the mud tends to remember its past shear history at 600 rpm. A period of time is required for certain bonds between particles, which can exist at the reduced shear rate, to re-form before a true equilibrium shear stress can be measured. The indicated shear stress will be too low at first and will gradually increase to an equilibrium value.

The first indicated value of shear stress at any shear rate is a function of the immediate shear history of the sample. If the initial gel strength of a mud is measured immediately after shearing the mud at 600 rpm the indicated value will be less than the true yield stress of the mud. This accounts for the fact that the initial gel strength of a mud is often measured as zero.

Since the formation or breakdown of a gel structure is time dependent, many different shear stress-shear rate paths can be taken in moving from one shear rate to another. This is illustrated in Figure 20. The solid curve represents the equilibrium shear stress-shear rate relationship. If we start at point A at an equilibrium value of shear stress at 600 rpm and suddenly decrease the shear rate to zero, the shear stress

will follow a curve which is at all points less than the equilibrium curve. Upon standing, a gel strength build-up will occur until point B is reached in some period of time.

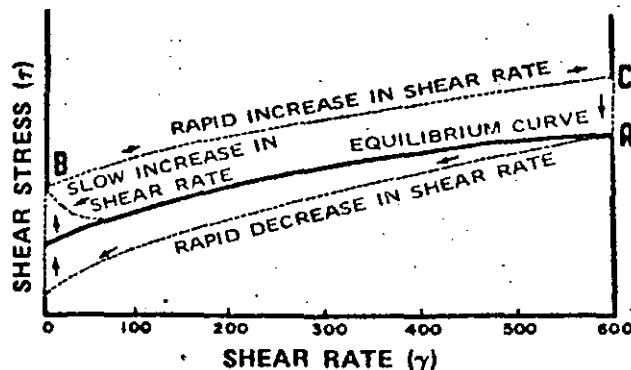


Figure 20. Thixotropic Behavior

For example, if the mud were allowed to stand 10 minutes, point B would represent the 10 minute gel strength. If the shear rate is suddenly increased to 600 rpm, the shear stress will follow a path from point B to point C which is at all points higher than the equilibrium curve. If this were to occur in a circulating system, very high peak circulating pressures would result. Finally with time, the shear stress will decrease from point C to the equilibrium value at point A. If the shear rate is slowly increased after the mud has gelled to point B, the shear stress will decrease at first and then follow the equilibrium curve to point A. In a circulating system, this path represents the smallest buildup of a circulating pressure.

PRINCIPLES OF CHEMICAL TREATMENT

As stated previously, viscosity is due to frictional as well as electrical forces existing in a mud system. As drilling progresses, solids are incorporated into the drilling mud. Unless these solids are removed from the system, they will be ground and broken into very fine particles. This will cause an increase in the viscosity of the mud. Drilling various contaminants will also cause viscosity to increase. Intelligent use of the V-G meter will enable the mud engineer to quickly determine the cause of trouble and determine proper treatment for viscosity control. Water is effective for reducing viscosity if solids are high, but it is not the most economical treatment if abnormal viscosity is caused by high yield point. There are organic and inorganic treating agents which can be used to effectively reduce the yield point of the drilling fluid.

The primary effect of viscosity-reducing chemicals is believed to be a neutralization of residual broken-bond valences. The mechanism of this action in water-clay suspensions is to reduce that portion of viscosity due to attractive forces between the particles, without substantially affecting that portion of viscosity due to hydration of the clay minerals. Viscosity-reducing agents are adsorbed on the edges of the clay particles to satisfy the residual broken-bond valences. Chemicals commonly used for the treatment of drilling mud include the complex phosphates, the plant

tannins, the humic-acid lignins, and the lignosulfonates. This adsorption changes the balance of forces acting on the clay particle from an attractive force to a repulsive force. Instead of being drawn together, the particles repel, or tend to avoid contact with one another.

Chemical treating agents reduce the yield point of drilling fluids by one or more of the following mechanisms.

1. Removing the contaminant by precipitation.
2. Reducing the effects of the contaminant.
3. Substituting favorable for unfavorable ions on the clay particles.
4. Forming a protective film around the clay particle.

PHOSPHATES

Four complex phosphates have had considerable use in drilling mud control.

1. Sodium Acid Pyrophosphate (SAPP) pH of 4.8
2. Sodium Hexametaphosphate pH of 6.8
3. Sodium Tetrphosphate (Magcophos) pH of 8.0
4. Tetra Sodium Pyrophosphate (TSPP) pH of 10.0

The most widely used phosphates are Sodium Acid Pyrophosphate (SAPP) and Sodium Tetrphosphate (Magcophos). These phosphates are powerful dispersants and very little is required to give maximum viscosity reduction. The amount of treatment for simple dispersion rarely exceeds 0.2 lb/bbl. This means that for a 1000 barrel system, 200 lb/tour would be maximum treatment. The phosphates can be added directly through the hopper or from the chemical barrel. If added from the chemical barrel, approximately 50 pounds of phosphate is mixed with a barrel of water. The solution is then added directly to the mud uniformly over one circulation.

The phosphates are applied principally to low pH muds. They are able to lower viscosity in two ways: (1) neutralizing attractive forces by being adsorbed on the surface of solids, and (2) by sequestering or tying up calcium or magnesium. Their ability to remove calcium makes them an excellent treating agent for cement contamination. The phosphates are seldom used by themselves in mud treatment; rather, they are used to supplement control along with caustic soda and an organic thinner. If SAPP (pH - 4.8) was used continuously by itself, the mud would become acidic. This would be bad because of corrosion and because viscosity would increase. The more neutral pH of Magcophos (pH-8) makes it more applicable for mud treatment than the other phosphates.

The application of phosphates for treatment is limited. The materials cannot be used at high temperatures. If the

mud temperature is much in excess of 175° F, the phosphates revert to orthophosphates. As orthophosphates, they become flocculants rather than dispersants. This does not rule out the application of phosphates for sequestering calcium, however, the orthophosphates still have the ability to decrease calcium, although their thinning power is decreased. The phosphates do not perform effectively at high salt concentration.

TANNINS

The most commonly used tannin for mud control is quebracho. MC Quebracho (pH - 3.8) is an acidic material and must be used with enough caustic soda to at least neutralize the acid. In field use, the ratio of caustic to quebracho will range from 1:4 to 1:1; i.e. 25 pounds of caustic per 100 pounds of quebracho to 100 pounds caustic per 100 pounds of quebracho. The amount of caustic to use will vary for different type muds. Additions can be made either through the chemical barrel or mud hopper. Quebracho performs best at high pH, performing exceptionally well as a dispersant in lime muds. It can be used in low pH muds, but with reduced efficiency. Quebracho treated muds have exceptionally good walling properties, producing a very tough thin-wall cake. It is good for lowering viscosity of cement contaminated, low pH muds.

Quebracho does not effectively reduce viscosity and gel strengths at high levels of salt contamination. It is also less effective in high calcium contamination. For these reasons Quebracho is seldom used in salt water, gyp, or T-8 muds.

LIGNINS

The basic lignin used for viscosity control is TannAthin (pH - 3.2). To be effective, caustic soda must be added with the material. In field use, the ratio of caustic soda to TannAthin will range from 1:6 to 1:1. The lignins are best added through the mud hopper. TannAthin performs best at low pH, but works well at any pH. In addition to being an effective dispersant, TannAthin also improves mechanical emulsions.

Emulsite is a pre-reacted caustized lignite used primarily for low pH muds. It is alkaline because it has been reacted with caustic soda. Being a pre-reacted compound it is much more soluble than lignin, thus more effective. Emulsite is used primarily in low pH muds and additions can be made either through the chemical barrel or mud hopper. Like TannAthin, Emulsite is also a good mechanical emulsifier.

XP-20 (pH - 10) is a pre-reacted chrome lignite used primarily in conjunction with Spersene (Magcobar's chrome lignosulfonate compound). It complements the performance of Spersene in Magcobar's lignosulfonate mud system (XP-20/Spersene). As an integral part of the XP-20/Spersene mud system, XP-20 is a drilling fluid stabilizer and emulsifier; it decreases fluid loss and contributes to the inhibitive properties of the mud. The application of XP-20 is not limited only to XP-20/Spersene mud, but can also be

used in a regular low pH fresh water mud.

The lignite materials are not effective at high calcium concentration and only moderately effective at high salt concentration.

LIGNOSULFONATES

The lignosulfonates include Kembreak (pH - 7) and a complex chrome lignosulfonate Spersene (pH - 3.5). Kembreak is a calcium lignosulfonate and its application is primarily confined to control lime and T-8 muds. The material also serves as an emulsifying agent in these type systems. Kembreak additions are generally made through the mud hopper.

Spersene is a much more versatile material and has application in all water base muds. It works well at all levels of alkaline pH and can be used at all levels of salt up to saturation, and at any level of calcium normally found in drilling fluids.

Caustic soda should be added along with Spersene. The amount of caustic will vary according to the type mud being run, but usually at one part caustic for four parts Spersene. It not only reduces viscosity and gel strength, but when used in sufficient quantities reduces water loss and provides an inhibitive environment. For these reasons, Spersene is a very versatile mud treating agent. Additions of Spersene are generally made through the hopper.

Application

Figure 21 is a graphic description demonstrating the changes of viscosity which occur when plastic viscosity and yield point values are altered. By varying material additions to promote changes, then interpreting V-G meter values, the data can be analyzed to determine the effect on both the funnel and V-G meter apparent viscosities. Whether measured in seconds/quart with the funnel, or in centipoise with the V-G meter, the apparent viscosity is composed of two variables: (1) solids content and nature of these solids, and (2) the electro-chemical attraction between the solids.

As contaminants are introduced and/or the solids content is changed, the viscosity generally changes. If the Marsh funnel apparent viscosity increases, then the V-G meter apparent viscosity must also increase. It is also true that if one decreases, the other must decrease. However, if only the apparent viscosity is measured, this value is of no use for mud control. Plastic viscosity and yield point values are the important factors. Studying Figure 21 then:

A. Introducing 1/2 lb/bbl cement caused flocculation to occur due primarily to the calcium ion contamination. Both the funnel apparent viscosity and the V-G meter apparent viscosity were raised. Examination of the graph reveals that this viscosity change was brought about by increasing the yield point (increased attractive forces). Little or no change was experienced in plastic viscosity because plastic viscosity is due primarily to solids.

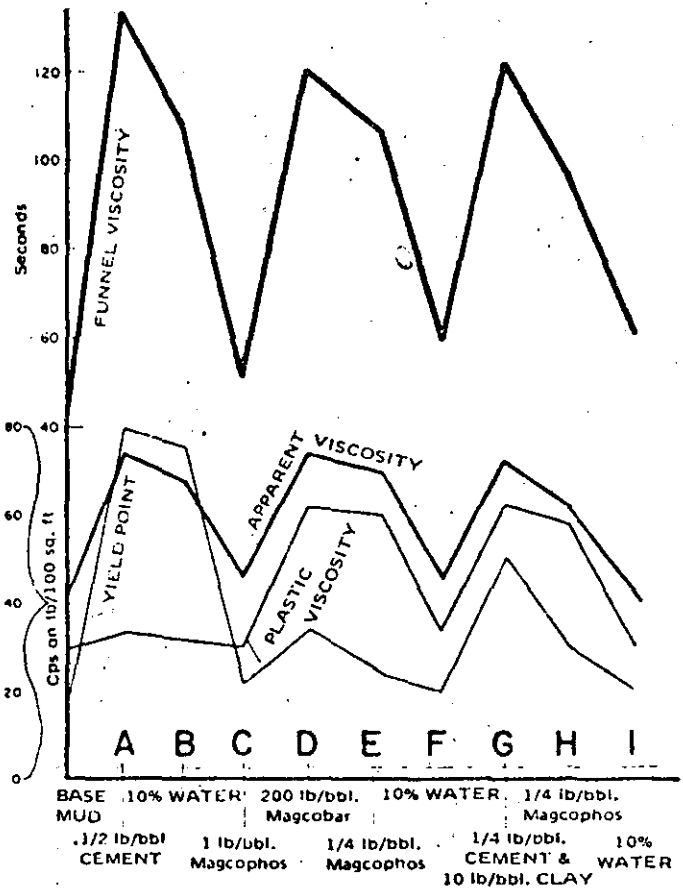


Figure 21. Principles of Mud Treatment

- B. Ten percent water was added to demonstrate that water has little effect on yield point. Water does not remove calcium which is the cause of flocculation or high attractive forces. All it can do is separate the solids, but does not alter yield point appreciably
- C. The addition of 1 lb/bbl Magcophos (chemical for treating calcium) produces a tremendous decrease in both the funnel and apparent viscosity. This was brought about by lowering the yield point. The yield point was reduced because the phosphate ties up the calcium and disperses the clay particles. It is also shown that this addition of chemical had little or no effect upon plastic viscosity.
- D. The second viscosity increase (D) was caused by the addition of inert solids to increase mud weight. The apparent viscosity change is almost the same as before, but for an entirely different reason. This viscosity change resulted from raising plastic viscosity. The addition of more solids increased the friction between solids because the total surface area of the solids increased. Yield point increased only slightly because the solids are closer together. Any attractive force will be more effective because the distance between particles is reduced. However, the funnel and apparent viscosity increased primarily because of increased plastic viscosity. The correct mud treatment here would be to add water.

- E.** To demonstrate that a slight reduction in viscosity can be obtained by lowering the yield point, and to show also that chemical alone will not reduce the apparent viscosity considerably in this case, $\frac{1}{4}$ lb/bbl of Magcophos was added. The viscosity remained high even after the chemical was added.
- F.** The correct treatment to reduce viscosity is the addition of water. Ten percent by volume water was added and the plastic viscosity was reduced. Both the funnel and apparent viscosity decreased because they are a function of plastic viscosity. The yield point decreased only slightly. The lower yield point resulted from the particles being moved further apart, thus decreasing the attractive forces.
- G.** The third viscosity increase is caused by an increase in both yield point and plastic viscosity. The $\frac{1}{4}$ lb/bbl of cement increased the yield point as in part (A). Plastic viscosity was increased for the same reason as in part (D) by the introduction of solids. There is, however, one great difference. The solids are clay solids, and as such they hydrate and take up water. With less free water available—the friction is increased considerably with only a relatively small amount of solids. For a unit volume of solids, hydratable drill solids will always increase viscosity more than inert solids. The correct treatment here is the addition of both chemical and water to lower both plastic viscosity and yield point.
- H.** Addition of chemical lowered viscosity for the same reason as in part (C).

1. Addition of water lowered viscosity for the same reason as in part (F).

The following generalization can be made for the most economic control of flow properties to obtain optimum conditions:

1. An increasing yield point, accompanied by little or no changes in the plastic viscosity, may be reduced or controlled by the addition of chemicals.
2. An increasing plastic viscosity, accompanied by little or no changes in yield point, may be reduced or controlled by water or the use of a mechanical classifier to discard undesirable solids.
3. Simultaneous large increases in both yield point and plastic viscosity can be reduced or controlled by both of the above.

REFERENCES

1. Chisholm, Fred and Kohen, Sam: Measurement of Plastic Flow Properties of Drilling Mud. *Petroleum Engineer*, April 1954.
2. Melrose, J. C. and Lilienthal, W. B.: Plastic Flow Properties of Drilling Fluid—Measurement and Application. *Petroleum Transaction*, Vol. 192. 1951.
3. Chaney, P. E., Oxford, W. F. Jr., and Chisholm, Fred: The Chemical Treatment of Drilling Fluids (2 parts). *World Oil*, Jan. and Feb. 1, 1954.

Example: The Plastic Viscosity is measured as 40 cps at 115°F; what would it be at 140°F?

Align measured PV at 115°F (1) with temperature of interest (2). Read corrected PV of 32 cps at 140°F (3).

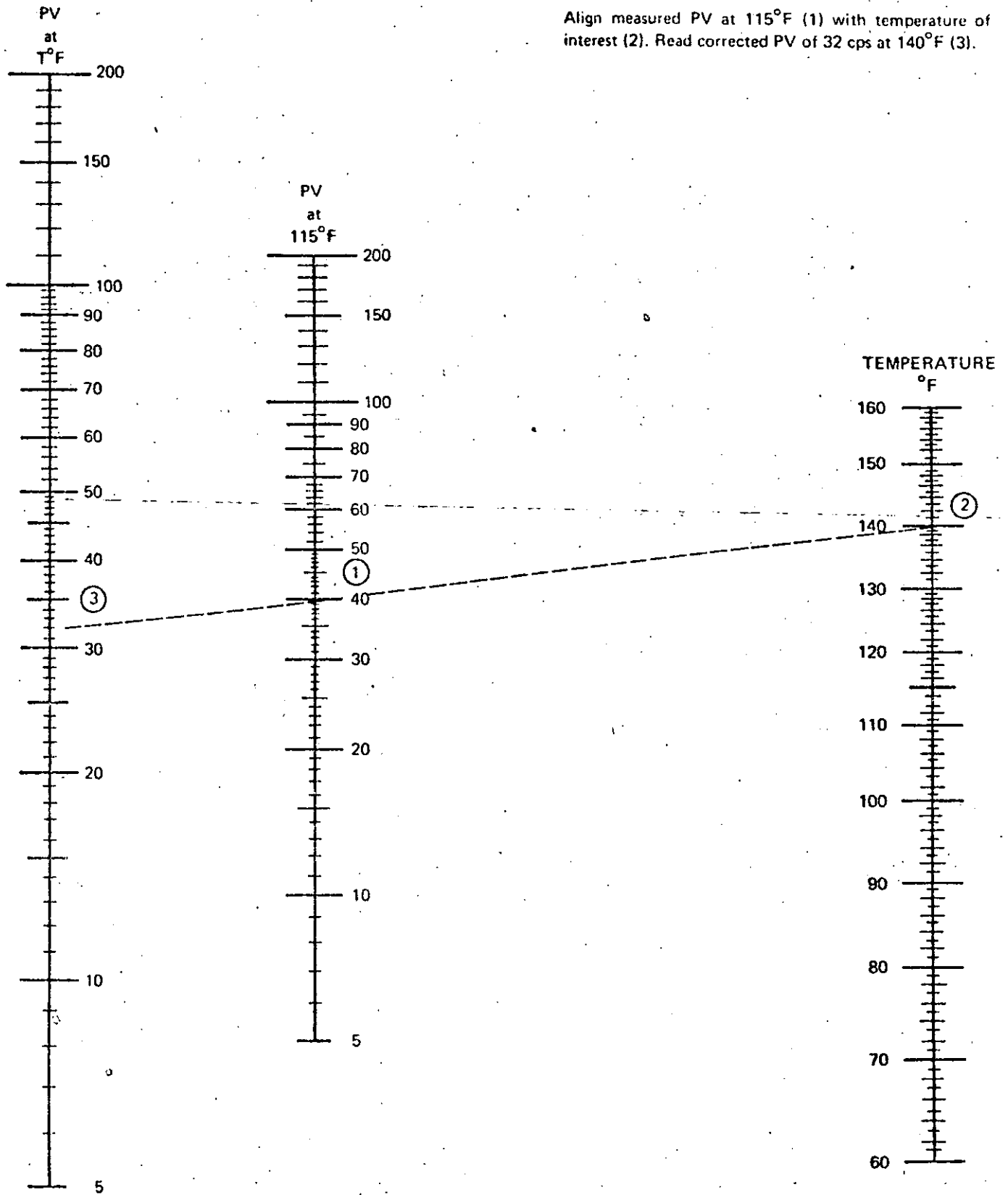


Figure 22. Temperature Correction for Plastic Viscosity

RECOMMENDED RANGE OF PLASTIC VISCOSITY
IN VARIOUS WEIGHT MUDS

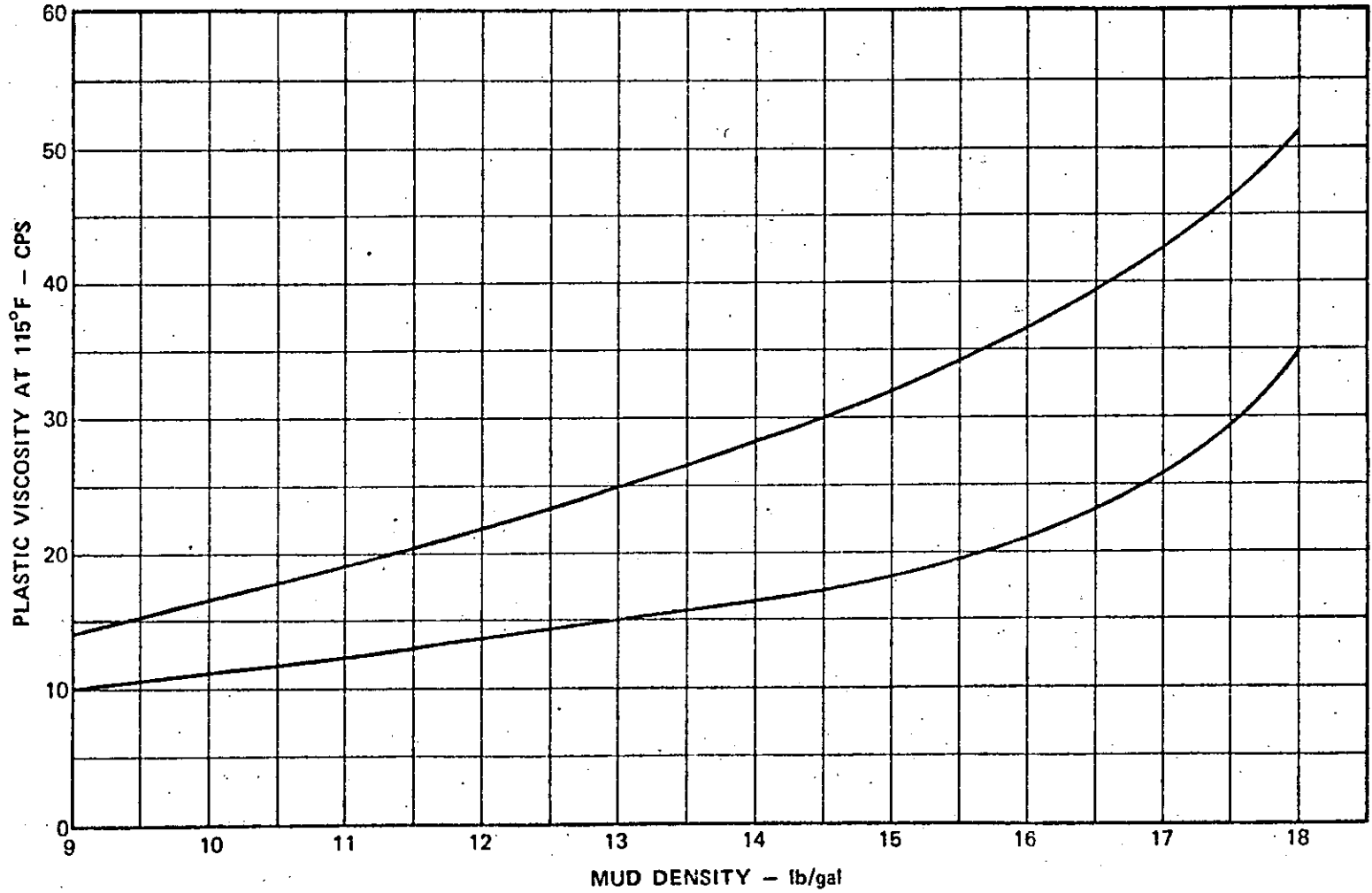


Figure 23. Plastic Viscosity at 115° F



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".
MATERIA: FLUIDOS DE PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS.
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE
ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO,
LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, Y EL
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

MEXICO, D. F.

SOLUCION DE ECUACIONES DE BALANCE DE MATERIAS

QUIM. ROSA DE JESUS
HERNANDEZ ALVAREZ.
Diciembre, 1985.

SOLUCION DE ECUACIONES DE BALANCE DE MATERIAS

La Ecuación de Balance de Materias se utiliza para calcular los volúmenes y densidades cuando se entremezclan dos o más materias, y es la siguiente:

$$V_1W_1 + V_2W_2 + \underline{\hspace{2cm}} = V_FW_F \text{ donde } V_1+V_2 + \underline{\hspace{2cm}} = V_F$$

V_1 = Volumen de uno de los materiales por mezclar

W_1 = Densidad del anterior material

V_2 = Volumen del segundo material por mezclar

W_2 = Densidad del segundo material (V_2)

V_F = Total de los volúmenes entremezclados

W_F = Densidad de V_F (densidad promedia proporcional de todos los volúmenes mezclados)

NOTA: Cuando se colocan números en la ecuación, todos los volúmenes y las densidades deben ser expresados en la misma unidad, es decir: lb/gal, peso específico, barriles, galones, etc.

MEZCLA DE DOS LODOS

ECUACION DE BALANCE DE MATERIAL

Meacle 200 bbl de un lodo de 16.0 lb/gal con 500 bbl de un lodo de 18.0 lb/gal. Calcule la densidad final de la mezcla. Por primero escriba la ecuación y todos los valores conocidos que deban colocarse en ella:

$$V_1W_1 + V_2W_2 = V_FW_F \qquad V_1 + V_2 = V_F$$

V_1 = 200 bbl

W_1 = 16.0 lb/gal (la densidad de V_1)

V_2 = 500 bbl

W_2 = 18.0 lb/gal (la densidad de V_2)

V_F = suma de los volúmenes que deben entremezclarse, V_1 y V_2

V_F = $V_1 + V_2 = 200 + 500 = 700$ bbl

W_F (incognita) esta es la densidad final que se debe calcular.

Establezca la ecuación y los valores que deben substituirse a los símbolos:

$$V_1W_1 + V_2W_2 = V_FW_F \qquad V_1 + V_2 = V_F$$

$$V_1 = 1000 \text{ bbl}$$

$$W_1 = 12.5 \text{ lb/gal}$$

V_2 (incógnita: este es el volumen de BAROID® que se busca)

$$W_2 = 35.4 \text{ lb/gal (la densidad de BAROID®)}$$

$$V_F = V_1 + V_2 = 1000 + V_2$$

$$W_F = 13.5 \text{ lb/gal (la densidad deseada)}$$

$$V_1W_1 + V_2W_2 = V_FW_F$$

$$(1000)(12.5) + V_2(35.4) = V_F(13.5)$$

Esto deja la ecuación con dos incógnitas y no es posible resolverla como tal.

Siendo V_F igual a $1000 + V_2$, este puede substituirse dejando una sola incógnita -- V_2

$$1000(12.5) + 35.4 \times V_2 = (1000 + V_2) 13.5 = 1000(13.5) + V_2(13.5)$$

$$12,500 + 35.4 V_2 = 13,500 + 13.5 V_2$$

Ahora es necesario colocar todos los números en un lado de la ecuación y todos los V_2 en el otro. Reste 12,500 de cada lado de la ecuación:

$$12,500 - 12,500 + 35.4 V_2 = 13,500 - 12,500 + 13.5 V_2$$

$$0 + 35.4 V_2 = 1000 + 13.5 V_2$$

Reste $13.5 V_2$ de cada lado de la ecuación:

$$35.4 V_2 - 13.5 \times V_2 = 1000 + 13.5 V_2 - 13.5 V_2$$

$$21.9 V_2 = 1000 + 0$$

$$\frac{21.9 V_2}{21.9} = \frac{1000}{21.9}$$

$$V_2 = 45.7 \text{ bbl de BAROID®}$$

45.7 bbl de BAROID® deben convertirse a sacos: 1 bbl de BAROID® contiene 14.9 sacos

$$(45.7 \text{ bbl})(14.9 \text{ sk/bbl}) = 680 \text{ sacos}$$

(redondeando al saco más próximo)

FORMULA

Resuelva el problema precedente por medio de la fórmula:

$$\begin{array}{l} \text{Sacos de BAROID®} \\ \text{por 1000 bbl de lodo} = 1490 \end{array} \quad \frac{W_2 - W_1}{35.4 - W_2}$$

$$W_1 = \text{densidad inicial del lodo} = 12.5$$

$$W_2 = \text{densidad final deseada} = 13.5 \\ \text{del lodo}$$

1490 y 35.4 son constantes

$$\text{Sacos/100 bbl} = 1490 \quad \frac{13.5 - 12.5}{35.4 - 13.5} = 68.0 \text{ sacos/100 bbl}$$

Se deben densificar 1000 barriles así que se necesitará 10 veces más de los 68 sacos calculados para los 1000 barriles: 68(10) o sea 680 sacos en total.

REGLA EMPIRICA - APROXIMACION

Peso deseado del lodo x 5 = sacos de BAROID por 100 bbl de lodo para conseguir un aumento de peso del lodo de 1 lb/gal

$$(13.5) \times (5) = 65 \text{ sacos/100 bbl}$$

$$65 \times 10 = 650 \text{ sacos}$$

AUMENTO DE PESO DEL LODO MANTENIENDO EL MISMO VOLUMEN

BALANCE DE MATERIAS

Aumente el peso de 200 bbl de un lodo de 12.0 lb/gal a 15.0 lb/gal y mantenga exactamente el volumen de 200 barriles. Cuanto BAROID® se necesitará y cuanto lodo se deberá deshechar?

$$V_1 W_1 + V_2 W_2 = V_F W_F \quad V_1 + V_2 = V_F$$

$$V_1 = (200 - V_2) \quad W_1 = 12.0$$

$$(200 - V_2)12 + 35.4 V_2 = 15(200)$$

$$2400 - 12 V_2 + 35.4 V_2 = 3000$$

$$23.4 V_2 = 600$$

$$V_2 = ?$$

$W_2 = 35.4$ (la densidad de BAROID® en lb/gal)

$$V_2 = \frac{600}{23.4}$$

$$V_2 = 25.6 \text{ bbl of BAROID®}$$

$$V_1 = 200 - 26 = 174 \text{ bbl de lodo}$$

Debiendose agregar 26 barriles de BAROID® es necesario deshechar inicialmente 26 barriles de lodo.

Un barril de BAROID® corresponde a 14.9 sacos, así que la cantidad de sacos de BAROID® que deberá agregarse es = $26(14.9) = 381$ sacos.

DILUCION DE UN LODO CON AGUA

BALANCE DE MATERIAS

Calcule la cantidad de agua necesaria para reducir la densidad de 1500 bbl de un lodo de 15.0 lb/gal bajandola a 14.5 lb/gal. Calcule el volumen final.

$$V_1 W_1 + V_2 W_2 = V_F W_F \quad V_1 + V_2 = V_F$$

$$(1500) \times (15) + 8.33 V_2 = (1500 + V_2) 14.5$$

$$22,500 + 8.33 V_2 = 21,750 + 14.5 V_2$$

$$6.17 V_2 = 750$$

$$V_2 = 122 \text{ bbl de agua}$$

$$V_1 + V_2 = V_F$$

$$1500 + 122 = 1622 \text{ bbl volumen final}$$

- $V_1 = 1500 \text{ bbl}$
- $W_1 = 15.0 \text{ lb/gal}$
- $V_2 = \text{incognita agua}$
- $W_2 = 8.33 \text{ lb/gal}$
- $V_F = 1500 + V$
- $W_F = 14.5 \text{ lb/gal}$

FORMULA

Resuelva el problema precedente por medio de la fórmula:

$$\begin{aligned}
 \text{Agua necesaria} & \\
 \text{para reducir} & \\
 \text{peso bbl} & = \text{Volumen lodo} \times \frac{W_1 - W_2}{W_2 - 8.33} \\
 & \text{ bbl} \\
 & = (1500) \times \frac{15.0 - 14.5}{14.5 - 8.33} \\
 & = 122 \text{ bbl de agua}
 \end{aligned}$$

- $W_1 = \text{peso original del lodo}$
- $W_2 = \text{peso deseado del lodo}$

DILUYA UN LODO Y MANTENCA EL MISMO VOLUMEN

BALANCE DE MATERIAS

Diluya 300 bbl de lodo de 16.0 lb/gal reduciendolo a 14.0 lb/gal y consiga un volumen final de exactamente 300 barriles. Cuanta agua se debe agregar y cuanto lodo se debe deshechar? El agua agregada y el lodo deshechado tendrán el mismo volumen.

$$V_1W_1 + V_2W_2 = V_FW_F$$

$$(300 - V_2)16.0 + V_2 8.33 = (300)(14.0)$$

$$V_2 = 78 \text{ bbl de agua}$$

que es también la cantidad de lodo que debe deshecharse

$$V_1 = 300 - V_2$$

$$W_1 = 16.0$$

$$V_2 = ?$$

$$W_2 = 8.33$$

$$V_F = 300$$

$$W_F = 14.0$$

MEZCLA DE UN VOLUMEN EXACTO DE LODO A BASE DE AGUA

BALANCE DE MATERIAS

Calcule las cantidades de agua y de BAROID® que se deben mezclar para conseguir exactamente 500 barriles de un lodo de 14.0 lb/gal.

$$V_1W_1 + V_2W_2 = V_FW_F$$

$$V_1(8.33) + V_2(35.4) = 500(14.0)$$

(Substituya V_1 en terminos de V_2 o viceversa)

$$V_1 + V_2 = V_F$$

$$V_1 = V_F - V_2$$

$$V_2 = V_F - V_1$$

$$V_2 = (500 - V_1)$$

$$V_1 = \text{incognita agua}$$

$$W_1 = 8.33 \text{ lb/gal}$$

$$V_2 = \text{incognita BAROID}$$

$$W_2 = 35.4 \text{ lb/gal}$$

$$V_F = 500 \text{ bbl}$$

$$W_F = 14.0 \text{ lb/gal}$$

$$V_1(8.33) + (500 - V_1)35.4 = 500(14.0)$$

$$8.33 V_1 + 17,700 - 35.4 V_1 = 7000$$

$$27.1 V_1 = 10,700$$

$$V_1 = \frac{10,700}{27.1}$$

$$V_1 = 395 \text{ bbl de agua}$$

$$V_2 = 500 - 395 = 105 \text{ bbl de BAROID®}$$

$$105(14.9) = 1565 \text{ sacos de BAROID®}$$

CALCULO DE PESO ESPECIFICO PROMEDIO

BALANCE DE MATERIAS

Calculese el peso específico promedio de los sólidos de un lodo de 14.0 lb/gal con el siguiente análisis de retorta:

agua dulce	65%	(S.G. = .83 de gravedad específica) o peso específico
petróleo	5%	
sólidos	30%	

$V_1W_1 + V_2W_2 + V_3W_3 = V_FW_F$	$V_1 + V_2 + V_3 = V_F$	$V_1 = 65\%$
$65(1) + 5(.83) + 30 W_3 = (100)(.168)$		$W_1 = 1 \text{ S.G.}$
$65 + 4.15 + 30 W_3 = 168$		$V_2 = 5\%$
$30 W_3 = 99$		$W_2 = .83 \text{ S.G.}$
$W_3 = \frac{99}{30}$		$V_3 = 30\%$
$W_3 = 3.30$		$W_3 = \text{incognita}$
		$V_F = 100\%$
		$W_F = 14.0 \text{ lb/gal o}$
		1.68 S.G.

NOTA: Este problema ha sido resuelto en términos de peso específico. Se hubiera podido resolverlo también en términos de lb/gal y convertir el resultado a peso específico (S.G. en inglés):

lb/gal x 0.12 = S.G.

(S.G. Specific Gravity)
(en Español: Peso Específico)

AVERAGE SPECIFIC GRAVITY OF THE SOLIDS IN A HIGH SALINITY MUD

Calculate the Average Specific Gravity of the solids in the following mud:

- Water: 78%
- Solids: 3% (.84 S.G.)
- Solids: 19%
- Density: 12.0 lb/gal 1.4 S.G.
- Salinity: 250,000 ppm

Handwritten calculations:

$$\begin{aligned}
 & 7.8 \times 1 = 7.8 \\
 & .3 \times .84 = .252 \\
 & \text{Solids } 5.948 \quad 5.948 \\
 & 10 \times 1.4 = 14.000 \\
 & \text{Total } 8.052
 \end{aligned}$$

The first step is to find the volume and weight of the salt. There are 250,000 grams of salt in 1,000,000 grams of salt and water. The following equation is used to determine the number of grams of salt in the 10 ml retort sample.

$$\frac{250,000}{1,000,000} = \frac{X}{7.8 \text{ g of Water} + X}$$

(X = g. of NaCl)

$$2.5 = \frac{X}{7.8 + X}$$

2.5 grams in 10 ml of mud

$$\begin{aligned}
 (7.8 \times 2.5) + .25X &= X \\
 19.5 &= X - .25X \\
 19.5 &= .75X \\
 \frac{19.5}{.75} &= X \\
 26 &= X
 \end{aligned}$$

Now go to the Figure entitled Volume Percent of Salt in the Mud (p 14) and find the volume percent salt in the mud phase of the mud. 250,000 ppm NaCl requires about 15.2 ml of silver nitrate solution (ml = 0.01 G Cl). From the graph the salt occupies about .8 percent.

Specific Gravity of the dissolved salt is: $\frac{2.6}{.8 \text{ ml}} = \text{S.G. of Salt}$

We can write the following material balance equation for the Average Specific Gravity of the solids:

From the ml solids, and since the retort shows the salt as solids, it must now be taken out.

$$V_1 = 1.9 - .8 = 1.1$$

$$V_1 W_1 + V_2 W_2 + V_3 W_3 + V_4 W_4 = V_F W_F$$

$$1.1 + .3(.84) + 1.1(W_3) + (.8)\frac{2.6}{.8} = 10(1.4)$$

3.04 A.S.G. of the solids

$$w_{ps} = \frac{ws}{1.1}$$

- $V_1 = 7.8 \text{ ml}$
- $W_1 = 1.0 \text{ S.G.}$
- $V_2 = .3 \text{ ml}$
- $W_2 = .84 \text{ S.G.}$
- $V_3 = 1.1$
- $W_3 = X$
- $V_4 = .8$
- $W_4 = \frac{2.6}{.8}$
- $V_F = 100$
- $W_F = 1.4$

If the filtrate of the mud contains 90,000 ppm chloride the following corrections are necessary:

-10-

1. From Figure 7:

% by volume salt = 3

2. The salt appears on the retort analysis as solids. Therefore, the corrected mud composition is

water, % by volume	58
oil, % by volume	10
solids, % by volume	29
salt, % by volume	3

3. The average specific gravity of solids can be calculated as follows:

- a. $1.2 \times 15.0 = 18.0$ gm mud/10 ml mud
- b. $1 \times 5.8 = 5.8$ gm of water/10 ml mud
- c. $0.8 \times 1 = 0.8$ gm of oil/10 ml mud
- d. $0.3 \times 2.85 = 0.85$ gm of salt/10 ml mud
- e. $5.8 + 0.8 + 0.85 = 7.45$ gm of salt and liquid
- f. 18.00 gm of mud
- 7.45 gm of salt and liquid
- 10.55 gm of solids

$$g. \text{ Average specific gravity of solids} = \frac{10.55}{2.9} = 3.64$$

* Assumed specific gravity for NaCl in solution.

The concentration of drilled solids and barite can be determined as follows:

1. lb/bbl total solids = 10.55×35 , or 369.25 lb/bbl

2. bbl low gravity solids/bbl of mud = $\frac{0.29 (4.2 - 3.64)}{1.7} = 0.09$ bbl

3. lb/bbl low gravity solids = $0.09 \times 875 = 78.75$ lb/bbl

4. lb/bbl barite = $369.25 - 78.75 = 290.5$

In the above case, the changes effected by considering the salt content of the mud are moderate. The procedure should be used, however, any time the salt (NaCl) content exceeds 20,000 ppm.

APPROXIMATION OF SOLIDS % BY VOLUME IN LOW SOLIDS, UNWEIGHTED MUDS

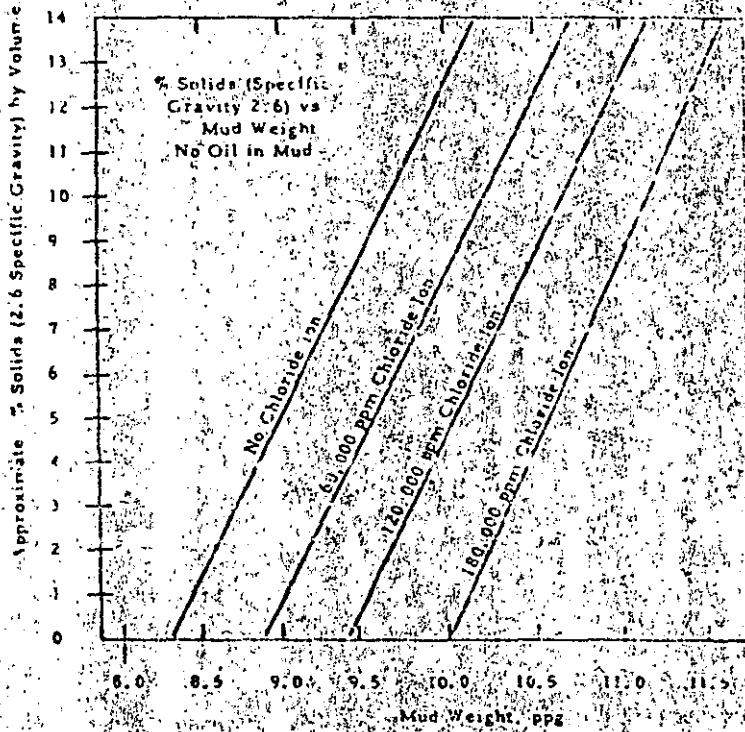
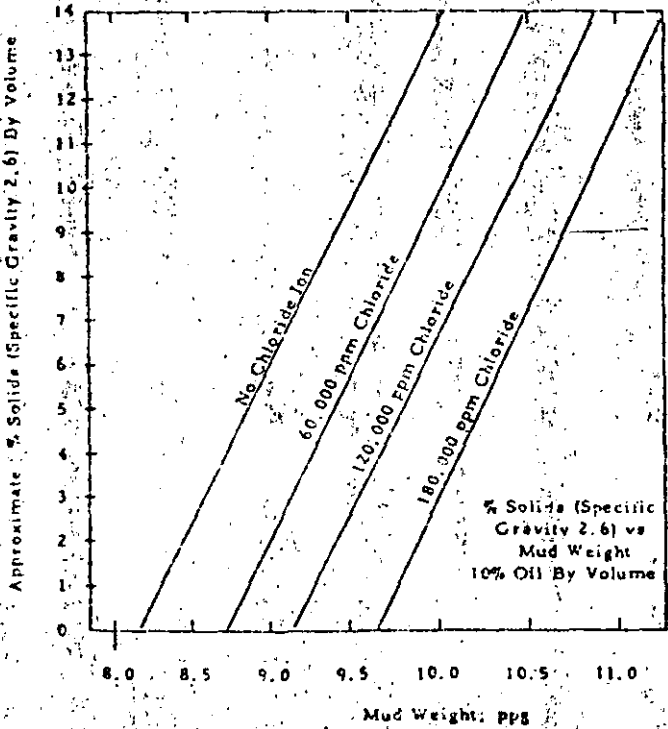
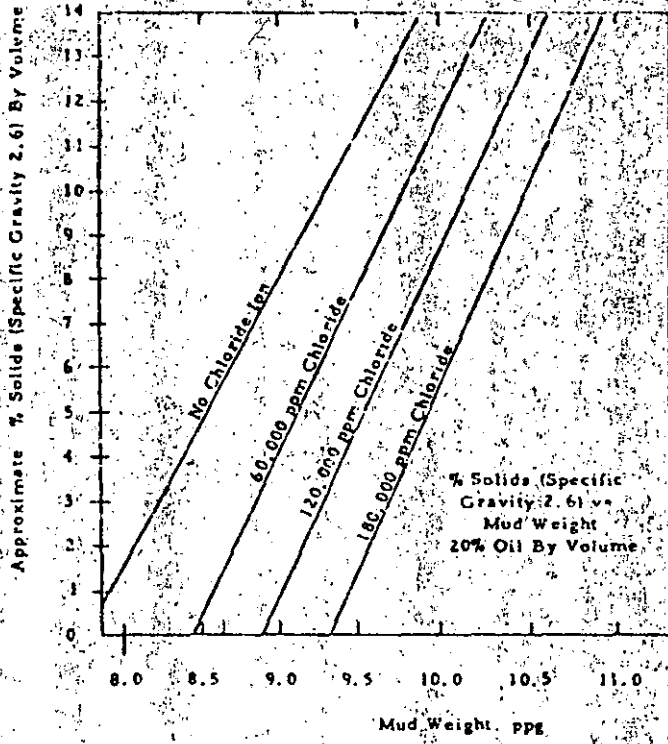
When a retort analysis is made on a low solids emulsion mud, error may be introduced by the low solids content and by the presence of dissolved salt in the mud. The charts presented in Figure 8 can be used to determine, with reasonable accuracy, the approximate solids content (% by volume) of a low solids unweighted mud by knowing the mud weight, oil content, and chloride content.

The charts were prepared assuming a specific gravity of solids of 2.6, specific gravity of oil 0.8, and that all dissolved salt is sodium chloride. The chloride ion concentration values are for titrated chloride and should not be corrected for density of solution. The charts are not valid for muds which contain barite.

EXAMPLE: Assume a mud weight of 10.2 ppg, oil content of 8% by volume and titrated chloride ion content of 80,000 ppm.

1. Use the chart for nearest oil content. In this case, it would be the chart for 10% oil by volume.
2. Since 80,000 ppm is one-third of the way between 60,000 and 120,000, imagine a line parallel to the 60,000 line, one-third of the way toward the 120,000 line.
3. Intersect the imaginary line with a vertical line drawn through 10.2 ppg.
4. Draw a horizontal line from the point of intersection to the vertical axis.
5. Read approximate % by volume solids.

FIGURE 3





**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"
MATERIA: FLUIDOS DE PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS.
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE
ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO,
LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, Y EL
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

MEXICO, D. F.

NUEVOS DETERGENTES DISMINUYEN LOS COSTOS DE
PERFORACION

QUIM. ROSA DE JESUS
HERNANDEZ ALVAREZ.
Diciembre, 1985.

7

NUEVOS DETERGENTES DISMINUYEN LOS COSTOS
DE PERFORACION.

Por Kinder M. Chambers. Traducido Ing. Edén L. Huacá.
EL PLAN, VER.

Durante años, varios tipos de detergentes, surfactantes y jabones han sido usados en flúidos de perforación. Mientras su panorama no fué siempre satisfactorio, la causa radicó en la aplicación impropia o inadecuada de esos productos.

Los detergentes ofrecen éstas ventajas para mejorar el rendimiento de perforación.

Prevención contra pegaduras de tubería, así como las trabarrenas y embolamientos de barrenas. El uso de detergentes ha tenido casi un 100% de casos exitosos en un área de Illinois donde alrededor de los 2200 ft de profundidad eran muy comunes las pegaduras de tuberías. La práctica usual es emplear de 20 a 25 gal. de detergente de perforación por pozos. El tratamiento se inicia con la perforación y se continúa, muy especialmente cuando se pasa la zona donde es más factible la pegadura.

Reducción de la tensión superficial de bajas concentraciones de sólidos.

Mejorar el enjarre del filtrado de lodo.

Mejor control de las pérdidas del flúido.

Emulsificación de aceite libre o mejoramiento de la emulsión existente.

Jabones y detergentes son poderosos limpiadores y emulsificantes. Usualmente reducen la tensión superficial y son materiales aniónicos.

Puesto que los jabones son sales de metales alcalinos de ácidos grasos, ellos forman jabones insolubles en flúidos que contienen otros iones como calcio, magnesio y otros iones minerales comúnmente encontrados en aguas no tratadas.

Consecuentemente, ellos no reaccionan con algunos flúidos

dos de perforación y son considerados como materiales ineficaces para reducir la tensión superficial. Sin embargo detergentes descritos como materiales sintéticos de superficie activa usualmente derivadas del petróleo son competentes en todas las aguas y lodos de perforación.

Algunos detergentes considerados en ésta categoría son sulfatos alkil-arílicos de sodio que no son afectables por sal, cemento, yeso, calcio, cloruros y otros electrolitos contaminantes de los lodos.

Datos de campo muestran que los records de perforación, estabilidad del lodo, aspecto hidráulico y costo del lodo son mejores con lodos que contienen detergentes reductores de tensión superficial que con lodos con tensión superficial normal.

MEJORAMIENTO EN LA REALIZACION DE LA PERFORACION.

Mientras se está efectuando la perforación, es frecuente la dificultad para obtener una formación premojada (anterior al contacto con la barrena) Esto es debido a que casi instantáneamente se sella nuevamente la superficie de formación expuesta, por el enjarre del filtrado formado debajo de la columna del lodo por efecto de la presión hidrostática. Una baja tensión superficial del fluido nos dará una mejor estabilidad, premojando los recortes delante de la barrena y reduce la tendencia de los recortes a persistir en el lugar. De esta manera los recortes son fácilmente removidos por la acción de los chorros que salen de la barrena. Las ventajas son:

Los recortes son despejados rápidamente y exponen la formación virgen a la barrena. El exceso de recortes es eliminado y la viscosidad por sólidos es disminuida a un mínimo.

Los recortes son hidratados lentamente y pasan sobre el vibrador como pizarras largas, mejor preservadas y como muestras geológicas limpias en lugar de residuo o sobrante en el sistema del lodo.

Esta actividad humectante más rápida no significa --- que se haya aumentado la pérdida de fluido; sino que la misma--- cantidad de filtrado puede hacer el trabajo de mojar la forma--- ción próxima a la barrena en menos tiempo. De hecho, los deter--- gentes en perforación usualmente bajan ligeramente la pérdida --- del fluido, especialmente si en la formación hay presión de --- aceite.

La baja tensión superficial del fluido produce no só--- lo un avance más rápido en la perforación; ya que los detergen--- tes son materiales de superficie activa es de creer que hay --- -absorción de material sobre la superficie de los recortes, que va a satisfacer las cargas eléctricas de los recortes y facili--- tan el rápido removimiento por la acción de los chorros de la--- barrena.

Los detergentes como agentes reductores de tensión --- superficial han sido usados como desespumantes por muchos años. Pero al mismo tiempo tenemos que recordar que los detergentes --- de perforación, producen espuma a altas concentraciones. Esto --- es especialmente verdadero en lodos con baja concentración de --- sólidos (1-6%) Por ésta razón los detergentes de perforación --- son usados en pequeñas cantidades.

Afortunadamente, pequeñas cantidades resultan satis--- factorias. Cantidades menores de 0.1% por volumen disminuyen la tensión superficial del agua fresca, agua con yeso y agua sala--- da, casi como el aceite diesel.

Una fuerte reducción en la tensión superficial por los detergentes de perforación, produce muchos beneficios en la per--- foración especialmente en agua clara o en agua con bajo conteni--- do de sólidos. En perforaciones superficiales los detergentes --- de perforación proveen un método para reducir la tensión super--- ficial en agua limpia, casi como el aceite diesel, para mejorar el régimen de perforación.

Los beneficios derivados del uso de los detergentes--- de perforación queda de manifiesto en el siguiente hecho:

En Smith Country Texas fueron perforados cuatro pozos idénticos. Los tres primeros pozos fueron perforados con los mismos programas. El cuarto pozo fué perforado con el mismo programa, pero -- añadiendo detergente de perforación al lodo. Los primeros tres -- pozos fueron perforados de 21 a 25 días y se usaron de 19 a 22 -- barrenas. El cuarto pozo fué perforado en 15 días y se usaron 14 barrenas. El régimen de perforación se incrementó desde 292 pies por día a 450 pies por día.

Estabilidad del lodo. En muchos casos, los detergentes son empleados, no para aumentar la velocidad de perforación di-- rectamente sino para bajar y estabilizar la viscosidad y fuerzas de gel. Usualmente, los campos en que esto sucede tienen arcillas sólidas o secciones de pizarra que tienden a dispersarse en los -- flúidos de perforación, requiriendo continua dilución para el -- control de viscosidad y fuerzas de gel resultantes del exceso de sólidos.

En lodos de alto peso, mientras el fenómeno de tensión superficial es mínimo, el carácter surfactante de los detergentes viene a proveer estabilidad al lodo. Esto es particularmente notable a altas temperaturas.

Hidráulica. Los flúidos de perforación tratados con de-- tergentes transmiten más potencia desde las bombas hasta la ba-- rrena con un mínimo de pérdida de potencia debido a la fricción. Por lo tanto se requiere menor presión de bombeo con el mismo ca-- ballaje instalado en la bomba. En algunos casos, la introducción del detergente en el lodo de perforación puede causar que se in-- cremente la presión de bombeo por el aire contenido en él, y el detergente es usado como desespumante. Por ejemplo, cuando un -- detergente de perforación fué usado como un desespumante en un -- control de lodo en Louisiana Sur la presión de bombeo se incre-- mentó en 300 psi y la espuma fué eliminada.

Otros beneficios. Los detergentes de perforación son -- buenos agentes emulsificantes. Su uso en el campo dá excelentes -- resultados para emulsificar aceite libre o para mejorar las --

emulsiones existentes.

La adición de 25 galones de detergente de perforación al sistema del lodo de un pozo en Louisiana Sur mejoró una emulsión de aceite. La emulsión disminuyó el enjarre del filtrado y la pérdida de agua disminuyó de tres a dos ml. El uso de reactivos para disminuir la pérdida de agua y el uso de emulgificantes, resulta más costoso que el empleo de detergentes. Lodos con bajos pH que normalmente son eficientes para perforar hasta 9000 ó 10 000 ft, mediante la adición de detergentes se puede aumentar su estabilidad y eficiencia hasta los 13 000 y 14 000 pies.

Resumiendo, los detergentes nos producen los siguientes beneficios: Reducen la tensión superficial del fluido de perforación y del filtrado. Incrementan la velocidad de perforación y vida de la barrena. Ayuda al operador a obtener mejores muestras de recorte. Estabiliza el agujero y ayuda a controlar los sólidos de perforación. Reduce la fricción en el agujero. Estabiliza el fluido de perforación y reduce el mantenimiento químico. Reduce la posibilidad de que se taponen la barrena. Protege contra la corrosión a la tubería de perforación y partes de la bomba. Mejora el aspecto hidráulico.

/egv.-



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"
MATERIA" FLUIDOS DE PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS.
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE
ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO,
LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, Y EL
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

MEXICO, D. F.

FLUIDOS NEUMATICOS DE PERFORACION.

QUIM. ROSA DE JESUS
HERNANDEZ ALVAREZ

Diciembre, 1985.

Perforar con aire, niebla o espuma es bastante común en áreas donde hay formaciones duras y que contienen relativamente poca cantidad de fluidos de formación. Este tipo de fluido de perforación también es útil en áreas donde la pérdida de circulación es un severo problema. Como su nombre lo dice el fluido de perforación es aire, una niebla, una espuma o en algunos casos gas natural.

Las ventajas del uso de este tipo de fluido incluye una gran rapidez de perforación, alarga la vida de la barrena, mejor control en las áreas de pérdida de circulación, ~~daño~~ daño mínimo (usualmente) a formaciones productoras e inmediata y continua evaluación de los hidrocarburos.

El hecho de que la sarta de perforación siempre estará sobre el fondo cuando el gas sea encontrado es una ventaja en el control del pozo.

PERFORACION CON AIRE

El aire es un fluido muy bajo en densidad. Los recortes son removidos por la presión del fluido. Aunque hay muchas ventajas en este tipo de perforación, también hay requerimientos únicos de equipo y problemas con el pozo perforado. El problema más grande al perforar con aire parece ser la relación de agua de la formación.

La proporción de flujo que puede ser manejado depende de la operación. Si la proporción excede lo que puede ser manejado por la velocidad del aire sobre un periodo extenso de tiempo, la niebla, la espuma o lodo aireado debe ser usado. Otra desventaja incluye las formaciones blandas, formaciones fangosas (lodozas), y lo más serio la posibilidad de fuegos o explosiones en el fondo del pozo.

La roca delante de la barrena es causada a fallar o fracturarse debido a la presión aplicada por la barrena al perforar.

Los recortes son un chorro dentro de la corriente de aire y son llevados a la superficie. En la superficie los recortes son más parecidos a un polvo fino, esto es por el efecto de pulverización de las velocidades de golpeo de los recortes con la sarta de perforación, con otras partículas, con la pared del pozo. Esto y la velocidad del aire implica el uso necesario de perforación rotatoria (ver fig. 1) y en muchos casos un paño de polvo suprime a los recortes por un momento de perforación.

De los tipos de compresores disponibles a proveer volúmenes adecuados de aire que son también portátiles el más comúnmente usado es uno de desplazamiento positivo, doble acción, unidades de dos o tres períodos.

Este tipo ofrece un ancho rango de proporciones, tamaños y presiones. El número de compresores que se usen dependerá del volumen de aire requerido. Un compresor de desplazamiento positivo es proporcionado de acuerdo al tamaño del pistón, el rendimiento dependerá de la altitud o presión ambiental. Las figuras 2 y 3 ilustran los sistemas normales de este tipo de operación de perforación. Muestra receptores especiales de recortes y detectores de gas, que también es requerido con este tipo de operación.

Una causa de los problemas en perforación con aire es debido a volúmenes insuficientes de aire usados para limpiar el pozo bajo condiciones variadas de perforación. Una buena regla para indicar si suficiente aire es usado para limpiar el pozo, es, parar la perforación y medir el tiempo requerido para parar el polvo al fin de la línea. ^{blowte=?} El tiempo requerido para limpiar el pozo no debe exceder 1 min/1000 ft. de profundidad.

La presión adicional que será necesaria para operaciones de perforación con niebla o espuma o el choque de la sarta suelta debido al fango que pueda ser encontrado. En algunos casos ésta presión adicional puede prevenir pegamiento (atoramiento). Para prevenir la sarta de perforación de pegamientos debido al empujamiento y empaquetamiento de recortes secos, es recomendado que la sarta nunca sea empujada sin circulación de aire. El aire conservará los recortes en movimiento y permitirá el trabajo y paso de la sarta.

En el pozo el arrastre y el torque pueden ser minimizados mediante el uso de grafito como lubricante. Inyectores químicos secos son usados para la inyección de grafito directamente en el sistema de aire.

Los fuegos y explosiones en el fondo el pozo es lo más ~~concerniente~~ concerniente con este tipo de perforación. Hay tres cosas que pueden causar ignición, cuando el gas es encontrado durante operaciones de perforación con aire. Estas son:

- 1.- Un anillo de lodo (sello entre el pozo perforado y la sarta de perf.)
- 2.- Chispas en el fondo del pozo y
- 3.- hoyo pequeño en la sarta de perforación.

En el primer casos ...un anillo de lodo. La ignición ocurrirá cuando el propio aire a razón de combustible es producido cuando este sello es formado alrededor del ensamble de perforación.

Un aro (anillo) de lodo es causado por los recortes y la humedad. Después que ha sido formado la circulación de aire cesa y el gas se acumula e

3-

una cámara de presión (igual como en la cámara de ignición de una máquina--diesel). La ignición ocurrirá en esta cámara cuando la relación gas-aire es en el rango de 5 a 15% (ver fig. 4). Con un sellante lejos de la circulación de aire y el enriquecimiento de la mezcla de gas, la ignición puede---ocurrir con muy pocas entradas de gas.

El segundo caso....chispas en el fondo del pozo....ocurre cuando el carburo de tungsteno de las inserciones de la barrena, el collar de perf., y las juntas de las herramientas golpean el pozo perforado, mientras se perfora arenas cuarcíferas duras. ~~Esta~~

Estas chispas tienen un origen de ignición con la propia mezcla combustible-aire.

El último caso de ignición.....un pequeño hoyo en la sarta de perforación....es debido a la creación de un sitio caliente. Ha sido demostrado--que cuando el aire bajo compresión fluye através de un punto de determinado tamaño (pequeño --pinpoint-?) del pozo, la fricción através del pozo subirá el calor de la tubería en esa área. Este sitio caliente puede ayudar a la--ignición de la mezcla justa de aire/gas.

Daños al equipo en el fondo del pozo de un fuego extenso, la desviación de operaciones usualmente es necesario en orden de (~~profundá~~) perforación---profunda. Perforar con niebla y gas natural son métodos comunes usados para prevenir un incendio cuando el gas es encontrado.

Perforación con ESPUMA y NIEBLA.

Cuando la producción de agua de la formación llega a ser un problema o cuando son encontrados los hidrocarburos es necesario perforar con espuma--o niebla. Perforar con niebla requerirá cerca de 30 a 40% más de aire y la presión en la tubería vertical (stand pipe) será grande. Al conducir una operación de perforación con niebla suficientes volúmenes de aire deben ser provistos para conservar limpio el pozo.

Si ocurre un puente y un incremento del volumen de aire no es posible, barriendo el pozo con un lingote de jabón puede ayudar. Un incremento en--la concentración de jabón puede crear un endurecimiento de espuma que puede limpiar mejor el pozo y remover los recortes pesados.

fluidos aereados de perforación.

La inyección de aire dentro de un lodo o agua reducirá la hidrostática--superior sobre las formaciones. Esta es una práctica común cuando la pérdida de circulación es un problema o en el caso de perforación con niebla, cuando

4-
el flujo de agua de la formación llega a ser demasiado grande para manejarlo.

Los volúmenes de aire usados para la aireación son pequeños, que en operaciones con espuma y niebla son previamente discutidos.

El volumen es expresado en pies cúbicos de aire por barril de lodo. El aire debe romperse fuera, en la superficie antes de alcanzar las bombas de lodo. El fluido aireado ideal combina aire y fluido dentro de una espuma estable y homogénea que no se rompe abajo, o se separa hasta alcanzar las presas (pozos) en la superficie.

IMCO FOAMANT

IMCO FOAMANT, es un agua-soluble, biodegradable, surfactante diseñado para espuma fresca (dulce), salobre o un agua saturada de sal, para el uso en perforación con aire, niebla o espuma. Es efectivo para remover el agua de formación y otros fluidos que entren al pozo durante las operaciones con aire. También espumará agua en presencia de aceite crudo y condensado.

Ha probado efectividad en el control de intrusión de agua en rangos arriba de 100 bph.

Se sugiere que 1 -2 gal. de IMCO FOAMANT sean mezclados con 8-10 bbl de agua cuando se introduzca en el sistema aireado. Incrementos o decrementos en la concentración de la mezcla puede ser determinado por la observación de la línea de flujo y la presión en la tubería vertical, y, las características de la emanación de la (bloqueo--?) línea.

Flujos repentinos de grandes cantidades de agua de formación requerirá posibles lingotes (possible slugging) con pocos galones de concentración de agente espumante.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"
MATERIA: FLUIDOS DE PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS.
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE
ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO,
LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, Y EL
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

MEXICO, D. F.

DRILLING FLUID FORMATION DAMAGE IN GEOTHERMAL WELLS

QUIM. ROSA DE JESUS
HERNANDEZ ALVAREZ.
Diciembre, 1985.

DRILLING FLUID FORMATION DAMAGE IN GEOTHERMAL WELLS

③

Dr. Robert W. Nicholson

Matrix type hot water reservoirs are highly susceptible to near well bore permeability impairment due to drilling fluid filtrate and particle invasion. The drilling fluids must be properly formulated to allow an efficient drilling operation and yet neither interact with the formation and insitu fluids nor permanently plug the formation. Examination of the unique factors in matrix type geothermal reservoirs leads to steps which can be taken to alleviate formation damage problems during drilling.

Highly productive wells are critical to the economic viability of hot water dominated reservoirs. Severe formation damage near the well bore by the drilling fluids can significantly reduce well productivity when production is primarily from matrix flow. Avoiding serious damage during the drilling operation is far more economical than trying to restore the damaged well bore. Generally, drilling fluids and drilling techniques are used which yield the most economic drilling operation, however, drilling cannot be considered successful if the resulting well is severely impaired. Proper design of the drilling fluid and implementation of good drilling procedures can limit the damage during drilling operations.

Robert W. Nicholson

The basic factors unique to matrix type hot water reservoirs which make them susceptible to drilling fluid damage are:

- A. Highly permeable formations which are usually normally pressured.
- B. Formation fluids which contain many different solutes.
- C. Temperatures usually in excess of 300°F.

Drilling fluids are formulated from a liquid phase containing dissolved solids and a solid phase which provides viscosity and fluid loss control. Since most hot water matrix type reservoirs are normally pressured (0.433 psi/ft) the pressure exerted by the mud (drilling fluid) column will be greater than the formation. This is desirable to keep the well from flowing and the formation from caving while drilling. However, this differential pressure forces particles and filtrate into the formation.

Thus, after drilling has been completed, the formation near the well bore contains drilling mud particles and filtrate. If reverse flow during production does not remove all the invaded liquid and solids, the pores will remain plugged and the well productivity will be greatly reduced.

The liquid phase which contains solutes must be compatible with the formation and formation fluids. Clay

minerals contained in the matrix may be sensitive to certain ⑤ ionic atmospheres and may disaggregate, or swell, when exposed to the liquid phase of the drilling fluid. Additionally, the formation fluids may contain anions or cations, which in contact with anions or cations from the liquid phase of the drilling fluid, may cause insoluble precipitates. For example, some formation fluids contain free barium. Sulphates in the make-up water of the drilling fluid, or chemical additives, may cause a very insoluble precipitate, barium sulphate, to be formed in the pore channels causing permeability reduction.

Clay solids are used in making up drilling fluids to increase the viscosity for hole stability and to suspend the drilled cuttings. These solids also form the filter cake to reduce filtrate invasion. The high temperatures encountered in geothermal drilling greatly effect montmorillonite type clays which have historically been used for oil and gas drilling. However, increased temperature causes suspensions of montmorillonite to form very high gel strengths (measurement of force needed to initiate flow). A reasonable gel strength is necessary to suspend cuttings when fluid circulation stops during connections and when pulling the drill string for a bit change. However, excessive gel strengths

cause very high surge pressures from the well bore to the formation when the drill string is run in the hole. Also, after the fluid has been quiescent, very high pressures must be used to initiate flow if the gel strength is very high. These high pressures cause deeper invasion and a deep damaged zone around the well bore. (6)

For drilling operations in a matrix type hot water reservoir, the following general steps should be taken to help reduce formation damage:

- A. Use drilling fluid materials which do not have adverse high temperature properties.
- B. Analyze the formation solids and fluids to formulate the liquid phase to be compatible with both.
- C. Coordinate the mud properties and drilling techniques to reduce the well bore to formation pressure differential.
- D. Flow sufficient volumes from the well as soon as possible after drilling to remove invaded particles and filtrate.

Very encouraging developments in high temperature drilling fluids have been made recently and field experience with these have been quite favorable. Sepiolite clays have replaced montmorillonite. These clay suspensions build reasonable viscosity and do not form excessive gel strengths at high temperatures. Also, these fluids are not very susceptible

to contaminants. Usually a polymer, such as sodium polyacrylate is added to increase viscosity and help reduce filtrate loss. Adequate filtration control is still a problem with many of the sepiolite formulations. (A)

Formulation of the drilling fluid liquid phase to be compatible with formation solids and liquids can be done where such data are available. However, for exploratory drilling no data exists and an inhibitive type system should be used such as potassium chloride. Reducing the invasion with low differential pressures also helps reduce the depth of any plugging due to noncompatibility.

Drilling practices in the production zone should be employed to limit the differential pressures into the formation. Circulation rates and mud properties (viscosity and yield point) should be coordinated to produce a low annulus pressure loss and still clean the hole properly. Gel strengths and yield points should be used to estimate a maximum speed of running the pipe in the hole to help reduce high pressure surges. Mud weights should be kept as low as possible utilizing all mud cleaning equipment available.

As discussed above, once a well has been completed, early flow of sufficient quantities of formation fluid will help remove filtrate and particles from the well bore and formation, reducing the possible time and temperature reactions which may cause plugging. Monitoring the produced fluids and solids can indicate when all the drilling fluids have been removed which can be removed by reverse flow.

10/1/54

NEW PLACEMENT TECHNIQUE MAY PERMIT THE USE OF HIGH TEMPERATURE
RESINS IN GEOTHERMAL WELLS

G. W. Anderson

A technique for the precise placement of small volumes of liquid plugging materials in a well bore has been developed and demonstrated. The process uses separation plugs to isolate the treating chemicals and sealing plugs for precise location of the plugging material. Several variations of downhole jobs have been designed for specific applications. All work to date has been in oil field applications using a one-step furfuryl alcohol plugging material. This furfuryl material when polymerized is hard like bakelite and will withstand over 500°F.

This technique has been used very successfully to shut off bottom water entry in wells completed with long slotted liners and is the only successful process for shutting off steam break through from a drive zone into non-pattern wells.

Possible geothermal well application include the following:

1. Zonal separation (water and steam)
2. Thief zone plugging
3. Top water plugg-off
4. Use in place of cement as a seal for tubular goods

- 97
1. Viscosificantes
 2. Gelantes
 3. Reductores de gelatinosidad
 4. Reductores de viscosidad
 5. Reductores de filtrado
 6. Materiales densificantes
 7. Antiespumantes
 8. Alcalinizantes
 9. Inhibidores de corrosión
 10. Formadores de películas impermeables
 11. Encapsuladores
 12. Bactericidas
 13. Emulsificantes
 14. Espumantes
 15. Lubricantes
 16. Obturantes
 17. Sales
 18. Salmueras
 19. Inhibidores de bióxido de carbono y ácido sulfúrico
 20. Cementos
 21. Reductores de fraguado
 22. Productos que evitan la humectación del concreto
 23. Productos que le den resistencia y plasticidad
 24. Productos que aligeren las lechadas del cemento

Breve descripción de cada uno.-

1. Viscosificante.- Propicia las fuerzas de coacción de compuestos sólidos conjuntamente con el agua, lo que incrementa su resistencia al desplazamiento (arcillas coloidales, polímeros del tipo polivinílico y acrílico, asfaltos y sólidos no coloidales).

2. Gelante.- Forma una red enmarañada por la hidratación que sufren cierto tipo de arcillas coloidales, polímeros y sales las debido a que se forman electrolitos coloidales los cuales pueden retener partículas sólidas dispersas evitando su precipitación.

91
Este producto evita que se precipiten las materias densificantes y los recortes en los fluidos de perforación. Los más usados en fluidos de perforación han sido la bentonita, atapulgita, las celulosas, almidones, polizacáridos y complejos organometálicos (bentonas).

3. Reductor de gelatinosidad.- Deshidrata al electrolito coloidal reduciendo su capacidad retentiva. Entre estos compuestos están los de naturaleza fenólica de alto peso molecular, sales y sólidos no hidratables.

4. Reductores de viscosidad.- Disminuyen las fuerzas de cohesión de los sólidos dispersos incrementando la fluidez del fluido de perforación (agentes de superficie activa), alquilbencen sulfonatos, lignosulfonatos y compuestos fosforados.

5. Reductores de filtrado.- Evitan el paso de la fase continua hacia la formación tapando los poros de la formación por acción del electrolito coloidal o mediante la formación de películas impermeables. Los reductores más usados han sido: las celulosas, almidones y lignitos.

6. Materias densificantes.- Tienen como función dar peso al fluido de perforación para que éste sostenga las paredes del agujero y se eviten flujos adversos. Sales inorgánicas y óxido de sulfato de bario, óxidos de hierro, de plomo, carbonatos y sales ionizables, cloruro de calcio, bromuro de calcio y cloruro de zinc.

7. Antiespumante.- Productos que reducen la espuma originada por el empleo de sales, jabones y detergentes. Entre estos compuestos están ácidos esteáricos, alcoholes y éteres de alto peso molecular y silanos.

8. Alcalinizantes.- Tienen por objeto mantener la alcalinidad adecuada para mantener la fluidez del lodo de perforación (hidróxidos).

9. Inhibidores de corrosión.- Evitan la presencia de óxido de hierro, de aluminio, de zinc y la pérdida de calcio.

sales en la tubería debido a la película que forman (compuestos fosfonados).

10. Formadores de películas impermeables. - Su función es aislar la fase continua de la formación para evitar que se humecte (aceites, asfaltos y derivados vinílicos).

11. Encapsulador. - Engloban las arcillas coloidales procedentes de las formaciones evitando su hidratación (compuestos vinílicos y acrílicos).

12. Bactericidas. - Evitan la presencia de bacterias las cuales pueden descarboxilar compuestos del tipo coloidal. Entre estos compuestos están el formaldehído, sosa cáustica, hidróxido de calcio y complejos cúpricos).

13. Emulsificantes. - Su función es dispersar dos fases líquidas no miscibles por efecto de tensión superficial (jabones y detergentes del tipo aniónico, catiónico, no iónico y anfotérico).

14. Espumantes. - Su finalidad es formar espumas que no se rompan por efectos de temperatura y presión (jabones y detergentes).

15. Lubricantes. - Forman películas resistentes a la fricción entre las superficies metálicas bajo condiciones de alta temperatura y presión (grasas y silicones).

16. Obturantes. - Tienen como función obstruir el paso del fluido de perforación a través de las fracturas o cavernas que se encuentran durante la perforación, las cuales van rellenando y sellando (obturantes temporales, gelatinas, carbonatos, asbesto y obturantes permanentes a base de diesel, cemento, agua y sólidos duros, fino, medio y grueso).

17. Salas. - Dar una salinidad adecuada al fluido de perforación para evitar el fenómeno de presión osmótica, evitar la disolución de sal cuando se perforen domos salinos o haya presencia de flujo de agua salada (cloruro de sodio, cloruro de calcio, cloruro de potasio y magnesio).

18. Salmueras. - Tienen por objeto disminuir el contenido de sólidos dispersos debido a material densificante (salmuera de cloruro de calcio, densidad = 1.4 g/cm³; bromuro de calcio, densidad = 1.8 g/cm³).

19. Inhibidores de bióxido de carbono y ácido sulfhídrico. - Su función es formar sales de naturaleza no tóxica, carbonatos y sulfuros. (Se emplean quelatos de fierro, aminas e hidróxidos).

20. Cémentos. - Su función es adherir tubería hueca que va aislando el agujero de las formaciones.

21. Reductores de fraguado para alta y baja temperatura y presión. - Su función es la de retardar el fraguado del cemento (sales metálicas de complejos fenólicos).

22. Productos que eviten la humectación del concreto. - Evitan que el concreto se humedezca y pierda su resistencia (silanos y derivados petroquímicos, vinílicos y acrílicos).

23. Productos que le den resistencia y plasticidad al concreto. - Incrementan sus fuerzas de cohesión haciéndolos más resistentes a la presión y temperaturas (compuestos silíceos, nylons y asfalos).

24. Productos que aligeren las lechadas del cemento. - Disminuyen la densidad de la lechada para evitar el fracturamiento de las formaciones que se van a aislar (materiales ligeros, aceites y polímeros).



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"
MATERIA: FLUIDOS DE PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS.
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE
ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO,
LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, Y EL
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

MEXICO, D. F.

COMPENDIO DE FLUIDOS DE PERFORACION

QUIM. ROSA DE JESUS
HERNANDEZ ALVAREZ.
Diciembre, 1985.

COMPENDIO DE FLUIDOS DE
PERFORACION

h/P1/72

SUBDIRECCION DE CAPACITACION

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO



DIFERENTES TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACION

Sólo son de interés para nosotros en este breve resumen los fluidos base-agua y los fluidos base-aceite.

FLUIDOS BASE-AGUA.

La mayoría de los pozos se han perforado con fluidos base-agua. Esto es resultado de la distribución universal del agua, su bajo costo, su compatibilidad con la vida humana y en general por la naturaleza satisfactoria de tales fluidos.

Estos incluyen una amplia variedad de composiciones químicas, las cuales facilitan perforar un pozo a un costo mínimo. Algunas veces, debido a diversas condiciones, es necesario adaptarlos a ser útiles disponiendo de agua de mar o agua salobre en formaciones salinas, pero esto se discutirá más adelante.

El fluido más ampliamente usado es el de agua dulce, que está formado por agua-arcilla conteniendo un porcentaje de sal menor de 1% (0 a 10,000 ppm); pero puede sustituirse por otros fluidos como resultado de las severas condiciones encontradas durante la perforación; es decir, altas temperaturas, contaminaciones debido a cemento, anhidrita, domos salinos, altas viscosidades y gelatinosidad debido a la hidratación y dispersión de las arcillas de las formaciones perforadas, o elevada viscosidad y gelatinosidad como resultado de un gran contenido de sólidos.

Estas dificultades se pueden disminuir grandemente, según se verá más adelante.

Los fluidos base-agua se clasifican de la manera siguiente:

1. Fluidos de agua dulce (con menos de 10,000 ppm. sal)
 - a). Bentoníticos sin tratamiento.
 - b). Tratados con fosfatos, p^H de 8.5
 - c). Tratados con tanino y sosa, p^H de 8.5 a 9.5
 - d). Tratados con tanino y sosa, p^H de 12.5 llamados lodos rojos.
 - e). Tratados con lignosulfonatos y sosa, p^H de 9.0 a 9.5
2. Fluidos salados.
 - a). De agua salobre (10 a 30,000 ppm de sal).
 - b). De agua de mar (aproximadamente 30,000 ppm de sal).
 - c). De agua salada saturada (aproximadamente 300,000 ppm. de sal).
3. Cálcidos, cerca de 120 ppm. de calcio.
 - a). Cálcidos tratados con lignosulfonato de calcio o con taninos.
 - b). Bajos de calcio.
 - c). Base yeso, tratados con lignosulfonato.
 - d). Base cloruro de calcio.
4. Fluidos de bajos sólidos.

De esta clasificación los de mayor interés son los que aquí usamos y éstos son los que serán objeto de discusión; pero an-

tes es necesario tener presente el efecto que sobre éstos tiene el tamaño y distribución de las partículas de arcilla,

Se ha visto antes que las partículas tienen una marcada influencia en las propiedades del fluido. Las de medida coloidal (menos de una micra) son las que originan reducciones en el filtrado con incrementos de viscosidad y gelatinosidad de acuerdo a la concentración de partículas.

Bentoníticos sin tratamiento.

Son fluidos de agua dulce sin ningún contaminante y de baja densidad, ideales para perforar a bajo costo muchos pozos. Se preparan mezclando Bentonita y agua, aproximadamente un saco de bentonita por metro cúbico de agua, aunque siempre depende de la calidad de la arcilla, y es durante la perforación cuando de las formaciones arcillosas cierto porcentaje se incorpora aumentando el volumen de fluido. Las adiciones continuas de agua dispersan las partículas arcillosas manteniendo la viscosidad requerida, si no fuese por la necesidad de mayores densidades o un control más riguroso del filtrado según el campo; estos fluidos pueden usarse en profundidades mayores de los 1,800 metros.

Bentoníticos tratados con fosfato.

El fosfato usado con buenos resultados en donde la mayor parte de las formaciones son arcillosas, es el pirofosfato tetrasódico anhidro ($\text{Na}_4\text{P}_2\text{O}_7$), soluble en agua, y pH de 9.5, en fluidos de elevada densidad tratamientos aproximados de 1.5 a 3 Kg/m^3 de fosfatos mantienen buenas propiedades. En aquellos fluidos donde no se ha agregado ningún material densificante y el peso está dado por los componentes del fluido (lutitas y arenas de las formaciones) 0.5 Kg/m^3 de pirofosfato, son suficientes para dispersar en el sistema en forma satisfactoria

el fluido, siendo más económico el control de estos fluidos de perforación con este reactivo.

Fluidos tratados con lignosulfonatos.

Las dificultades encontradas al atravesar formaciones salinas, altas temperaturas, etc., han obligado el uso de otro tipo de reactivos tales como el lignosulfonato, que ha dado buenos resultados en fuertes contaminaciones salinas y temperaturas elevadas.

El cambio de reactivo de fosfatos o taninos a lignosulfonato es relativamente simple, sobre todo cuando se ha agregado previamente como tratamiento tanino y sosa, y las propiedades de viscosidad y gelatinosidad del fluido son normales siendo el contenido de sólidos bajo, ya que si están en exceso, hay que dispersarlos con agua antes de la conversión. Una vez que se han tomado estas medidas, el tratamiento puede efectuarse en un ciclo del sistema, añadiendo el lignosulfonato por los embudos y otra parte disolviéndolo en forma diluida por los tanques de reactivo hasta alcanzar una concentración de 10 a 15 Kg/m³, la sosa cáustica se añade de 0,7 a 1.0 Kg/m³ y puede agregarse junto con el lignosulfonato, mezclándola en los tanques de reactivo o ponerse directamente al lodo en forma lenta, permitiendo la uniformidad del pH. Un análisis dará idea de las nuevas condiciones del fluido y podrá ajustarse el pH en el valor requerido. El tratamiento diario de lignosulfonato, mantendrá y mejorará cada vez más las propiedades del fluido. Cuando se llega a tener concentraciones de 25 a 30 Kg/m³ de lignosulfonato, el fluido se mantiene sin alterar sus propiedades en contaminaciones no muy fuertes de sal, de la misma manera el cemento lo afecta poco.

También se puede emulsionar con aceite hasta un 20% sin necesidad de agregar un agente emulsionante.

Hay algunos lignosulfonatos que unidos a la acción dispersante también reducen algo el filtrado,

Los fabricantes de estos reactivos recomiendan que se adicione un lignito cáustico en la proporción de un medio, de éstopor uno de los lignosulfonato; en la práctica, se sigue en forma aproximada esa indicación.

En el campo hemos experimentado que un lodo de densidad media o alta, se mantiene en condiciones estables cuando ha alcanzado una concentración de 20 a 25 Kg/m³ de lignosulfonato, de 8 a 10 Kg/m³ de lignito, de 3 a 4 Kg/m³ de sosa cáustica y de 12 a 14 de aceite Diesel; cuando por necesidad de la perforación se requiere un filtrado muy bajo. La adición de CMC o cualquier otro reductor de filtrado en pequeñas cantidades es suficiente, adiciones de bentonita en forma muy lenta, ayudan a mantener baja esa pérdida de agua también.

Cuando las propiedades del fluido empiezan a aumentar en forma constante siendo necesario tratamiento continuo durante toda la vida de la barrena, el análisis dará idea de cuál es la causa probable; por ejemplo: si el análisis hecho indica un alto contenido de sólidos, es necesario dispersarlos usando agua hasta bajar los sólidos a los valores correspondientes, según la densidad con que se trabaje. La adición de reactivo mientras se agregue el agua, sólo reducirse un poco, pues puede suceder que la concentración de sólidos esté controlada; pero la concentración de reactivo en el lodo haya disminuido debido a esa adición de agua, entonces las condiciones ecológicas continuarán inestables.

En general, la concentración en Kg/m³ de reactivos y el tratamiento dependerán de la formación perforada, la densidad del fluido, la experiencia del químico, etc.

En áreas sin gas donde las formaciones son lutitas compactas, dolomitas, areniscas, etc., se puede perforar preparando un fluido bentonítico.

Un gran número de estos fluidos se han empleado; pero esencialmente son variaciones muy pequeñas de unos u otros. El problema básico consiste en tener una viscosidad baja que mantenga en suspensión los sólidos y saque los cortes del agujero, y evitar el incremento de densidad.

Algunos de los pasos que se pueden dar para prepararlos, son:

1. El uso de floculantes para precipitar sólidos.
2. El uso de aceite y emulsificantes añadidos para obtener partículas de gran tamaño, más la viscosidad y controlar el filtrado.
3. Usar bentonita de buena calidad para controlar la viscosidad y el filtrado.
4. El uso de CMC o almidón para controlar la viscosidad y el filtrado.

Una manera de cómo se preparan puede ser la siguiente; para un sistema de 100 m^3 .

1. Agua dulce.
2. Sosa cáustica 1 Kg/m^3
3. Bentonita 100 Kg/m^3 (dependiendo de la calidad de la arcilla, experiencia del químico, etc.)
4. Diesel 10 a 15% (aproximadamente 22 m^3 de aceite)
5. CMC o almidón 2.5 Kg/m^3 .

En síntesis, dentro de los fluidos de perforación, el agua producirá los máximos avances; sin embargo, es necesario for-

mar un enjarre para proteger las paredes del agujero, por lo que se añade bentonita, ésta proporciona además de un buen enjarre, un medio de suspensión para material de peso, quedando las propiedades del flujo lo más cercano posible a las del agua. Si se aumenta más la concentración de coloide, el control de las propiedades del fluido se hace más complicado y se reduce considerablemente la velocidad de perforación elevando los costos; además, la viscosidad tiende a subir, siendo necesaria más presión de bombeo para romper circulación, y el peligro de una pérdida de circulación es mayor en zonas drenadas o porosas.

FLUIDOS BASE-ACEITE.

De los fluidos de este tipo los de interés en la presente práctica, es las emulsiones inversas; pero antes es necesario discutir la teoría de las emulsiones para entender el comportamiento de las primeras.

El método más simple de hacer una emulsión es agitar juntos a dos líquidos inmiscibles, por ejemplo: aceite y agua; pero la dispersión del aceite en el agua no es estable; pues tan pronto como se deja de agitar se separan y forman nuevamente dos capas.

En los fluidos base-agua, el medio en el cual están dispersos todos los componentes químicos (bentonita, barita, reactivos, etc.,) es el agua, cuando se añade algún aceite se dice que se está emulsionando; pero esto es debido a que las partículas finamente divididas que componen el fluido pueden actuar como emulsionantes, formándose una capa de partículas sólidas alrededor de las gotas de aceite evitando que se junten (ver fig. 1); este tipo de emulsión que se llama mecánica, es inestable, y las adiciones continuas de agua varían constantemente la proporción de aceite en estos fluidos. En aquellos don-

de se incrementa el porcentaje de aceite hasta el 20%, es necesario recurrir a la adición de agentes emulsionantes; por medio de estas sustancias se logra una estabilidad mayor,

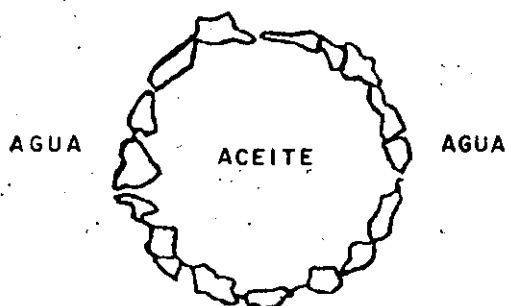


FIG. 1

Para lograr la estabilidad de una emulsión es necesaria la intervención de un agente emulsionante entre las interfaces de los líquidos. Los agentes emulsionantes están clasificados en varios grupos, de los cuales el más grande y significativo es el de los jabones y detergentes; los primeros son sales metálicas (de sodio y potasio principalmente) de los ácidos grasos, su aspecto estructural consiste en que su extremo salino es soluble en agua e insoluble en aceite, mientras que en su parte de hidrocarburo es soluble en aceite e insoluble en agua. Los detergentes se obtienen reaccionando grasas o aceites con ácidos sulfónicos, actúan en forma parecida a los jabones. Luego la característica esencial de los emulsionantes es su afinidad eléctrica por el agua y el aceite; de esta forma el emulsionante envuelve una gota de estos líquidos repletiéndose entre sí antes de chocar, confiriendo a la emulsión mayor estabilidad (figuras 2 y 3).

Se pueden distinguir dos tipos de emulsiones: aceite en agua y agua en aceite; las primeras conducen la corriente eléctrica, se pueden diluir con agua; las segundas no conducen la corriente eléctrica, se pueden diluir con aceites.

Después de esta breve exposición teórica acerca de las emulsiones, se verá la forma de preparar una emulsión inversa; en este Distrito hemos utilizado el sistema Drilex, como se conoce comercialmente, ha dado resultados satisfactorios, puesto que sus características como: filtración, enjarre, suspensión, inhibición, etc., han sido buenas; esto no quiere decir que sea el mejor fluido para perforar, pues su costo en zonas donde se esperan pérdidas de circulación, pueden no hacerlo como el más indicado. La finalidad de estos apuntes es ver su preparación y mantenimiento. De acuerdo con el instructivo dado por la Dril de México, S.A., la emulsión inversa drilex se prepara de la manera siguiente:

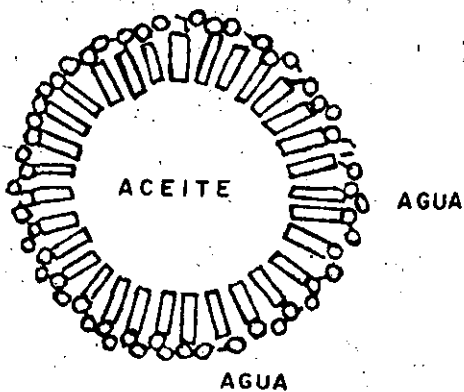


FIG. 2

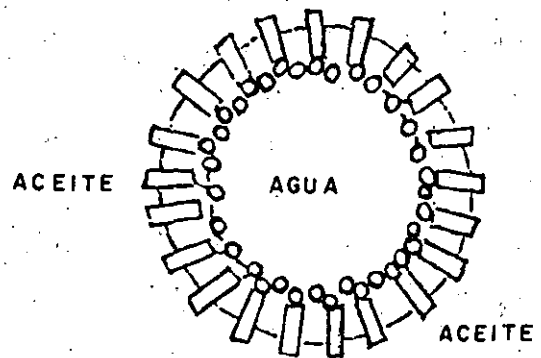


FIG. 3

Supongamos que se desean preparar 100 m^3 de fluidos de 1.30 gr/cm^3 .

Cálculos:

De acuerdo con la tabla I.

Para 1 m³ se necesitan 468 lts., de Diesel para 100 m³ serán:

$$468 \times 100 = 46,800 \text{ lts.}$$

Para 1 m³ se necesitan 25 lts. de Drilex para 100 m³:

$$25 \times 100 = 2,500 \text{ lts.}$$

Agua salada al 5% para 1 m³ 387 lts. para 100 m³
38,700 lts.

Calcular la cantidad de sal en kilos que se va a necesitar para tener el agua salada al 5%.

1 m³ necesita 50 kilos, 38,700 lts. necesitarán:

$$\frac{38,700 \text{ m}^3 \times 50 \text{ kilos}}{1 \text{ m}^3} = 1,935 \text{ kilogramos de sal.}$$

Suponiendo que cada saco sea de 50 Kg.:

$$\frac{1935}{50} = 38.7 \text{ sacos de sal molida o en grano.}$$

De Drilex se necesitan 30 Kgs. por 1 m³ para 100 m³:
3,000 Kgs.

Barita son 8.92 sacos en 100 m³ serán: 892 sacos.

Teniendo ya calculado las cantidades necesarias para preparar el fluido, se procede de acuerdo con el instructivo.

1. Se pone en las presas el volumen de Diesel calculado.
2. Se agrega el Drilex necesario (agitando vigorosamente).
3. Se agrega la mitad del agua salada preparada. Pero si no se cuenta con agua salada, se puede disolver ésta en los tanques de reactivo.

4. Agregar por los embudos el drilex (agitando vigorosamente).
5. Agregar el resto de la sal (agitando).
6. Ajustar la densidad con barita (agitando constantemente).

El mantenimiento está dado por:

1. La viscosidad; ésta debe ser alta, pues ayuda a obtener mejores propiedades de suspensión y mayor capacidad de acarreo.

Para reducirla basta agregar Diesel y para aumentarla deberá agregarse agua salada.

2. La relación aceite-agua en %, se determina con la re--
torta:

$$\% \text{ Fase Aceite} = \frac{100 L_d}{L_d + L_a} \quad L_d = \text{Lectura aceite}$$

$$\% \text{ Fase Agua} = \frac{100 L_a}{L_d + L_a} \quad L_a = \text{Lectura agua.}$$

Los valores deben ser aproximados a los que marca la tabla I, según la densidad con la que se está trabajando.

3. El filtrado A.P.I. es 0 a 30 minutos; pero es más importante el filtrado alta presión alta temperatura, hecho a 500 lbs/in² y 300 F. Los resultados de esta prueba indican de una manera clara la estabilidad del fluido.
4. La estabilidad de la emulsión se determina con un aparato llamado Emulsión-Tester; esta prueba se hace por inmersión de los electrodos en el fluido y aumentando-

el voltaje hasta que el paso de la corriente queda establecido, la lectura cuando está arriba de 120 volts se considera como buena.

El porcentaje de sólidos con que generalmente se trabaja en las emulsiones inversas es bajo, puesto que sus fases son líquidas, siendo la formación perforada eliminada en su mayor parte por el cedazo vibrador, la filtración a la formación es nula y, en caso de haberla, será aceite - disminuyendo el peligro de derrumbes; son resistentes a las presiones y elevadas temperaturas, pueden usarse como fluidos empacantes, facilitando la recuperación de tuberías, en caso necesario. La contaminación por agua dulce hasta un 20% no altera sus condiciones, salvo su densidad. Lo mismo puede decirse del agua salada, cuando la contaminación es bentonita, ésta permanece como un sólido inerte y separado en el seno del fluido; sin embargo, para que ésta llegue a afectar a la emulsión se necesitará que esté por encima de los 150 kg/m^3 de bentonita, según pruebas hechas en el laboratorio.

CANTIDADES SUGERIDAS DE REACTIVOS PARA PREPARAR 1 M³
DE LODO DRILEX RESISTENTE A 260°C. Y 15,000 LBS/PULG²

Peso Específico	Diesel Residuo lts.	DRILEX lts.	Agua Salada 20 a 25% lts.	DRILOX Kg.	Barita lts.	Barita lts.	Relación aceite/agua	Fase Líquida lts.
0.92	480	20	500	30	-	-	50-50	1000
1.00	478	22	476	30	2.14	24	51.2-48.8	976
1.05	476	23	461	30	3.46	40	52.0-48.0	960
1.10	474	23	446	30	3.82	57	52.8-47.2	943
1.15	473	24	432	30	5.08	71	53.6-46.4	929
1.20	471	24	417	30	6.46	88	54.3-45.7	912
1.26	470	25	402	30	7.22	103	55.1-41.9	897
1.60	468	25	387	30	8.92	120	56.1-43.9	880
1.35	467	26	371	30	10.36	136	67.0-43.0	864
1.40	465	26	354	30	11.44	165	58.0-42.0	845
1.45	464	27	341	30	13.	168	5.0-41.0	832
1.50	462	27	327	30	14.0	184	9.9-40.1	816
1.55	461	28	313	30	15.86	198	60.8-39.2	802
1.60	459	29	298	30	17.18	214	62.0-38.0	786
1.65	467	30	288	30	18.44	280	63.5-36.5	770
1.70	456	30	268	30	19.72	246	64.5-35.5	754
1.76	454	31	263	30	21.30	262	66.3-33.7	738
1.80	453	31	233	30	22.60	278	67.8-32.2	722
1.85	451	32	223	30	24.01	294	68.8-31.2	706
1.90	450	32	209	30	.56	309	69.8-30.2	691
1.9	448	33	194	30	9.24	325	71.5-8.5	675
2.00	47	33	179		28.52	341	7.0-27.0	659
2.05	4	34	164		30.04	357	74.5-2.5	643
2.10	444	34	160	30	31.2	372	76.0-24.0	628
2.15	442	35	135	30	32.60	38	78.0-22.0	612
2.20	411	35	120	30	33.94	40	80.0-20.0	596

1. LITERATURA, FUNCIONES DEL LODO, Fluidos de Perforación.

En los primeros días de la Perforación Rotaria, las funciones de los fluidos utilizados en la Perforación, se concretaron básicamente a transportar los cortes producidos por la barrera hasta la superficie, de esa época a la fecha ha transcurrido mucho tiempo, los yacimientos de aceite y gas se encuentran más profundos. Por tal motivo, el fluido para perforar tiene que reunir un número mayor de propiedades para poder cumplir con un número mayor de propiedades, para poder cumplir con un número mayor de funciones; cuando dicho fluido no reúne las propiedades necesarias siempre hay problemas en la perforación, un 70% del logro de los objetivos cuando se programa un pozo, están a cargo del sistema circulatorio (el lodo, las bombas y un programa hidráulico optimizado), por las razones antes expuestas, todas aquellas personas que trabajen en la industria de la perforación, entiéndase esto, como el hecho de producir el metro perforado a bajo costo, deben de tener un conocimiento muy amplio sobre los fluidos de perforación, debido a la gran necesidad que hay de interpretar un número muy grande de fallas y riesgos que están relacionados con los lodos.

1. FUNCIONES:

"Levantar los cortes y llevarlos a la superficie".

Esta fue la primer función de los lodos, en la actualidad sigue siendo la más importante de todas.

Cuando el lodo sale por las toberas produce un impacto hidráulico contra el fondo en el intento de mantener limpia el área de contacto de la barrera, para que ésta trabaje siempre sobre la formación viva y se mantenga un ritmo de penetración constante; una vez que los cortes se encuentran en el espacio anular se ven sometidos a dos fuerzas,

una de ellas es producida por la gravedad y la otra por la velocidad del flujo laminar en dicho espacio; dependiendo de la magnitud de estas fuerzas, de la forma externa del recorte y de las propiedades del flujo plástico -- que tenga el lodo, los cortes llegarán a la superficie o se quedarán acumulados en el agujero a diferentes alturas; la persona encargada del pozo deberá manejar los factores que considere necesarios para lograr la extracción de todos los cortes que produzca la barrena.

2. "ENFRIAMIENTO Y LUBRICACION DE LA BARRENA Y LA SARTA".

La sarta al estar en contacto con la pared del agujero y la barrena con el fondo generan altas temperaturas y fricciones. El fluido debe estar preparado con el fin de poderle proporcionar la vida máxima a todos estos elementos cuando se someten a operaciones normales, en el mercado se cuenta actualmente con unos lubricantes clasificados como de "presión extrema", que se han estado agregando a todos aquellos fluidos, en los cuales la barrena se trabaja a elevadas cargas y revoluciones, en la mayoría de los casos han demostrado ser muy efectivos.

Cada vez que la perforación es más profunda, la lubricación es más importante, esta es una de las razones por las cuales las emulsiones inversas se van arraigar en la perforación futura, ya que son unos excelentes lubricantes.

El fluido, además de lubricar, debe limpiar el área de la barrena que va a estar en contacto con la formación para que ésta trabaje normalmente.

3. "PROTECCION DE LAS CAPAS DE LAS PAREDES CON UNA CAPA SEMIPREMIABLE (ENJARRE)"

Un buen lodo debe producir un buen enjarre que sea capaz de proteger las formaciones y que disminuya o retarde el flujo de los fluidos a través de ella; esta propiedad de lodo se mejora agregando la cantidad adecuada de la fracción coloide (fase reactiva) y una dosificación de dispersante coloidal que mejore la distribución de las arcillas.

Cuando se desea reducir los valores del filtrado y la arcilla industrial ya no consigue este fin, se puede recurrir a otros productos que se encuentran clasificados en el grupo de reductores de filtrado, y ellos son: almidón, oypan C.M.C. (Carboximetil celulosa).

4. "CONTROL DE LAS PRESIONES QUE SURJAN DURANTE LA PERFORACION".

Durante la perforación se encuentran formaciones con gradientes de presiones normales y anormales. Las normales se pueden clasificar en altas y bajas, las de mayor peligro para el equipo y el personal son las altas; por tal motivo, se le debe manejar con mucha precaución para evitar los siniestros; cuando se tiene que atravesar una formación con presión alta, se debe calcular la cantidad de material densificante que en un determinado momento se requiera para incrementar la densidad del lodo, el lodo es el único elemento que controla las presiones de las formaciones; desde luego que no se debe menospreciar la capacidad humana y del equipo diseñado para este fin.

El gradiente de presión de una formación normal es $0.108 \text{ Kg/cm}^2/\text{M}$. el máximo gradiente de una formación de presión anormal $0.240 \text{ Kg/cm}^2/\text{M}$., la fórmula para calcular la cantidad de densificante (barita) es la siguiente:

Peso del agregador $\left(\frac{D.F. \cdot \rho_{DO}}{1 - \frac{\rho_{DO}}{\rho_{DA}}} \right) \cdot 1 = 100$ densidad del agua

DF= Densidad final,

D0= Densidad original,

DA= Densidad del agregado (Barita 4.15 Gr/Cm³)

1 = Densidad del agua,

Peso del agregado = KG/lt, o ton./M³.

5. "MANTENER EN SUSPENSION LOS CORTES Y EL MATERIAL DENSO CUANDO SE INTERRUMPE LA CIRCULACION"

Un buen lodo de perforación debe tener propiedades que le permitan acarrear los cortes durante la perforación y sopor tarlos durante el tiempo que estuvo suspendida la misma, para lograr esto se vale del punto de cedencia y la gelati nosidad; estas propiedades al igual que el resto puede ser manejadas a base de tratamiento con el fin de lograr el punto óptimo de trabajo de cada una de ellas. Todos los fluidos de perforación caen en la clasificación de los plásticos de Bingham. Los cuales tiene como principal propiedad la tixotropía, la cual nos habla de la propie dad de reversibilidad que se observa en los lodos, cuando estos se encuentran en circulación son fluidos ligeros y cuando quedan en reposo tienden a formar una estructura gelatinosa debida a las cargas electroquímicas de las fa ses reactivas, dependiendo la gelatinosidad de la magni tud de dichas fuerzas. Si un fluido de perforación no reu ne la propiedad de tixotropía, no está trabajando correc tamente; por tal motivo, se debe analizar para determinar la razón de dicha falla y corregirlo lo más pronto posi ble. La gelatinosidad puede ser frágil o progresiva; la frágil tiene valores iniciales medios y sufre pequeños in crementos en su determinación final, mientras que la pro gresiva reporta valores iniciales bajos y valores eleva dos; por lo cual se debe someter a tratamientos a base de dispersantes coloideales, con el fin de estabilizar su ge latinidad para evitar los riesgos de pérdida de circula

ción por pistoneo al bajar la _____ o alcanzar presiones de bombeo muy elevadas en el intento de romper circulación.

La arena que se encuentra en suspensión se debe de eliminar por medios mecánicos (desarenador) o por medios físicos (permitidos) (la precipitación), la arena en circulación produce desgaste en todo el sistema circulatorio y siempre se manifiesta como el enemigo número uno de las bombas; el porcentaje máximo es de 2% valores superiores a éste, tienen graves consecuencias y mucho tiempo perdido por reparaciones.

6. "PONER EN LIBERTAD LOS CORTES Y LA ARENA UNA VEZ QUE EL LODO LLEGA A LA SUPERFICIE",

El lodo debe permitir que una vez que los cortes llegan a la superficie se pueden eliminar fácilmente, bien sea mecánica o físicamente, la recirculación de los sólidos indeseables traen muchas consecuencias con la operación del equipo, las arcillas naturales requieren de una cantidad determinada de dispersante para poder trabajar sin alterar las propiedades reológicas, lo cual eleva grandemente el costo de mantenimiento de los fluidos de perforación.

7. "DISMINUIRLES TRABAJO AL EQUIPO LEVANTACARGA POR EL EFECTO DE FLOTACION".

A medida que los yacimientos se van buscando cada vez más profundos, el equipo se ve sometido a un trabajo muy grande con el fin de llevar a cabo las operaciones, una de las formas de alivianar ligeramente el trabajo del equipo es por medio del efecto de flotación, que experimentan las tuberías cuando se ven sumergidas en lodo, el efecto de flotación será mayor cuando sea más elevada la densidad

dad. Esta técnica de reducción de peso se debe aplicar con un criterio muy amplio y teniendo un completo conocimiento de las estructuras geológicas que vamos a perforar, para evitar pérdidas de lodo, pegaduras de tuberías por presión diferencial.

8. "REDUCIR EL MINIMO CUALQUIER EFECTO ADVERSO DE LAS FORMACIONES ADYACENTES AL AGUJERO".

Es importante tomar el mayor número de precauciones con el fin de que durante la perforación, las formaciones que tienen contacto con las barrenas no sufran daños que puedan acarrear consecuencias a las operaciones o al desarrollo del pozo; por tal motivo, la persona encargada de los lodos debe estar pendiente siempre, para tratar de prevenir pérdidas de circulación, flujo de agua, aceite y gas, altas filtraciones, etc., todas ellas retardan las operaciones y elevan los costos de la perforación. La protección del agujero debe ser una de las preocupaciones constantes de las personas encargadas de la perforación.

9. "PERMITIR EXTRAER LA MAXIMA INFORMACION DE TODAS LAS FORMACIONES ATRAVESADAS DURANTE LA PERFORACION".

Siempre se debe tener el mayor número de conocimiento de las formaciones perforadas con el fin de poder extraer información en cualquier momento, las formaciones de especial interés son aquellas que tienen vestigios de hidrocarburos; estas formaciones se deben perforar con mucho cuidado, para no correr el riesgo de invadir las zonas productoras y que la producción se vea disminuida por este tipo de accidentes. Los geólogos son las personas encargadas de procesar la información y determinar qué formaciones presentan condiciones económicamente explotables; dichas formaciones siempre son los objetivos fluidos de la perforación.

SISTEMAS DE TRES FASES,

La mayor parte de los lodos de perforación pueden clasificarse como lodos base-agua, comprendiendo éstos a todos aquellos fluidos que tienen como fase continua el agua, la arcilla y el material densificante se encuentra en suspensión; estos lodos se componen de tres elementos:

1. Agua (fase continua).
2. Arcilla, bentonita (fase reactiva) estas arcillas son por lo general comerciales, algunas otras se incorporan durante la perforación,
3. Sólidos inertes o baritas (densificantes), Este material se utilizó sólo cuando se desea elevarle la densidad al lodo. Sus propiedades de no reaccionar con el agua por productos químicos se deriva su comportamiento tan simple.

LODOS CALCICOS.

Los lodos cálcicos tratados son aquellos que utilizan la cal o el cemento como fuente para obtener el calcio soluble (Ca^{++}) en el filtrado, generalmente se compone de un dispersante orgánico, sosa cáustica, cal o cemento, y un reductor de filtrado. El calcio en el filtrado debe estar entre 75 y 200 P.P.M.

Se pueden emplear tres tipos de lodos cálcicos:

1. Lodos cálcicos de baja alcalinidad y bajo contenido de cal.
2. Lodos cálcicos tradicionales.
3. Lodos de alta alcalinidad y alto contenido de cal.

Estos lodos son similares y solamente varían por la alcalinidad y el contenido de cal. Por lodos cálcicos tradicionales y los lodos de alta alcalinidad son los más comunes; se usan -- tanto para contaminaciones como para perforar aquellas formaciones que aportan grandes cantidades de sólidos activos (arcilla) y que no nos damos abasto para eliminar.

Los lodos de baja alcalinidad y bajo contenido de cal son usados para cuando se perforan formaciones de alta temperatura, donde los dos lodos anteriores no dan buenos resultados.

METODO PARA CONVERTIR UN LODO CONVENCIONAL A CALCICO.

La manera más sencilla de lograr la conversión es teniendo -- nuestro lodo con un bajo porcentaje de sólidos y una viscosidad de 35 a 40 seg. Marsh . Si los sólidos son muy elevados -- antes de hacer la conversión, debemos agregar agua para diluir los y prevenir que el lodo se nos flocule al hacer el cambio. Muchas personas encargadas de los lodos aconsejan hacer el -- cambio de una sola circulada, pero otras lo hacen de dos o -- tres; el método a seguir es el siguiente; se agrega sosa cáustica, el dispersante, la cal o el cemento, simultáneamente. -- Si el lodo tiene valores muy altos de densidad se recomienda hacer la conversión en 2 ó 3 vueltas, agregando primero la so sa cáustica, después el dispersante, en seguida el cemento o la cal, y finalmente un reductor de filtrado, si es necesario.

Comúnmente la conversión a este lodo no impide que se suspenda la perforación; pero es recomendado convertir primero el lodo de la presa y del agujero revestido, con el fin de observar las variaciones bruscas en las propiedades del flujo, para tener precauciones mayores cuando se convierta el lodo que

esté en el agujero abierto,

Las cantidades de materiales usadas para la conversión, son las siguientes:

SOSA CAUSTICA DE 5 a 10 Kg/m³ de lodo,
DISPERSANTE/ORGANICO DE 5 a 10 Kg/m³ de lodo,
CEMENTO O CAL DE 10 a 20 Kg/m³ de lodo,

Un factor muy importante para la conversión es el pistoleo.

MANTENIMIENTO DE LOS LODOS DE CALCIO.

Un lodo cálcico se considera de "buena", cuando reúne las siguientes propiedades: GEL, a.O. y 10 minutos; igual A.O. LBS/100 pies y un filtrado transparente, esto indica que tenemos un lodo de buena calidad.

El debido control de los sólidos en estos lodos y la buena dispersión de ellos, nos permiten tener un lodo de una alta estabilidad, en lo que respecta a las propiedades del flujo y filtración.

Si un lodo reporta alta alcalinidad con bajo contenido de cal o viceversa, el lodo manifestará un desequilibrio, el cual se refleja en una alta viscosidad y gelatinosidad.

A un lodo que se le agrega cal y se observa que tiende a flocularse, esto se debe a que el contenido de la misma era bajo y al entrar en reacción el calcio actúa como un contaminante; pero este efecto será una vez que se alcanza el contenido necesario de cal, y por consiguiente las propiedades reológicas vuelven a normalizarse. El efecto anterior no nos debe de sorprender.

El filtrado debe de reducirse con C.M.C., se debe tener cuida

do al agregar la cal y el C.M.C. juntas, porque producen altas floculaciones.

LODOS SURFACTANTES.

Las perforaciones actualmente se realizan a grandes profundidades y en lugares donde se presentan problemas muy complejos, y en muchas ocasiones se han tenido que suspender las operaciones parcial o definitivamente por incapacidad de los lodos. Los factores que más afectan los lodos son las temperaturas, los sólidos que se incorporan durante la perforación y los contaminantes; las propiedades que más sufren son la viscosidad, Gel y el filtrado. Al tener valores altos en las propiedades anteriores se observa una secuencia de problema en las operaciones, por ejemplo: altas resistencias al sacar la tubería, inducción a pérdidas por pistoneos se facilita la gasificación del lodo, frecuentes pegaduras por presión diferencial, etc.

Lo anterior nos trae como consecuencia pérdidas de tiempo al estar pescando, al tratar de controlar el pozo, redundando en la elevación del costo por metro; y en algunas ocasiones no se logra el objetivo.

LOS LODOS SURFACTANTES SON FLUIDOS.-

Que aparecieron en la perforación con el fin de eliminar algunos de los problemas que venían asociados con las perforaciones a grandes profundidades, originalmente se desarrollaron con el fin de soportar altas temperaturas, algunas de ellas del orden de los 250°C . Sin embargo, en el campo se observa que tienen una gran capacidad para soportar sólidos, fuertes contaminaciones de sal, cemento, yeso. Reportando buenas propiedades de viscosidad, Gel. y Filtrado.

El nacimiento de los lodos surfactantes se debió a la necesidad técnica de encontrar un lodo, que viniera a sustituir a los lodos cálcicos, ya que estos a temperaturas de 150°C , se volvían muy difíciles en su mantenimiento.

Por investigaciones y las pruebas de campos permitieron desarrollar 4 tipos de lodos, cada uno de los cuales tienen propiedades específicas y se usan para atacar problemas determinados. Los lodos surfactantes son:

- 1.- Lodos surfactantes de bajos contenidos de sólidos.
- 2.- Sufactantes cálcicos.
- 3.- Surfactantes de agua salada.
- 4.- Surfactantes salados saturados.

Todos estos lodos son de floculación controlada que incorporan agentes activos Loionicos y Electrolíticos solubles en el agua.

LODOS SURFACTANTES CALCICOS.

Estos lodos tienen como principal electrolito (Ca So_4) sulfato de calcio que es un floculantes, se usa C.M.C. como reductor de filtrado. Estos lodos reportan una buena estabilidad y una ausencia de raciones de solidificación a temperatura de 150 a 170°C , estas propiedades se deben al uso de la DRISCOSA.

Al combinar los efectos de surfactantes y el calcio dan un medio parecido al de los lodos cálcicos. Las propiedades de nuestro lodo se pueden aumentar, agregando cloruro de sodio y cloruro de CALCIO junto EL SULFATO DE CALCIO.

Después de que la concentración electrolítica se ha elevado, se observa que el lodo soporta grandes concentraciones de sólidos, debido a que las arcillas naturales le es imposible hidratarse de la presencia de tantos iones de Calcio (Ca^{++})

Lodos sulfactantes de bajos contenidos de sólidos

Este lodo utiliza CLORURO DE CALCIO (CaCl_2) con electrolito y el CYPAN como reductor de filtrado, el CYPAN soporta altas temperaturas, antes de degradarse. Este lodo es usado para perforar con temperaturas 160°C ; soportan a todos los contaminantes.

LODOS SURFACTANTES DE AGUA SALADA

Estos lodos se preparan con agua salada, soportan un alto % de sólidos y tienen una baja resistividad eléctrica. Su aplicación es mayor en campos localizados en el mar y en la costa.

LODOS SURFACTANTES SALADOS SATURADOS

Estos lodos tienen su principal aplicación en la perforación de estratos salados y domos salinos. La concentración electrolítica en la fase actuará a base de CLORURO DE SODIO, estos lodos soportan una alta concentración de sólidos. Su resistividad es muy baja, por lo que se consiguen muy buenos registros eléctricos.

La expresión surfactante significa un agente desactivado de superficie, el cual actúa sobre los materiales. En los lodos de perforación los surfactantes actúan sobre las superficies de las arcillas e incrementan la capacidad para absorber agua; dichos productos también reportan una disminución en la tensión superficial de la fase acuosa. Los productos empleados en los lodos como surfactantes, son compuestos orgánicos que contienen aceites solubles que en reacción con el óxido de etileno formando cadenas moleculares muy grandes, el cual le permite al aceite una alta solubilidad.

El surfactante primario se vende en el mercado con el nombre de D.M.S. (Drilling Mud-Surfactant) y el emulsificante se vende con el nombre de D.M.E. (Drilling Mud Emulsific).

CONTAMINACIÓN DE YESO Y ANHIDRITA

El yeso ($CaSO_4$) sulfato de calcio y la anhidrita ($CaSO_4 + H_2O$), la contaminación con estos productos se puede presentar durante la perforación, los síntomas que presenta el lodo con estos contaminantes son muy parecidos a los que se observan cuando la contaminación es por cemento; se eleva el filtrado, VP, la Gel, y el P.H. la diferencia que siempre se debe hacer para determinar el tipo de contaminación es la basada en el PH; cuando la contaminación es por cemento se observa que el PH, se eleva, y cuando la contaminación es por anhidrita o yeso el PH baja, la razón de este descenso se debe principalmente que el sulfato de calcio ($CaSO_4$) se disocia el calcio y el radical sulfato ($CaSO_4$) disoció $Ca^{++} + SO_4^{=}$, los radicales de sulfato en presencia del agua se hidrolizan formando moléculas de H_2SO_4 ácido sulfurico, el cual tiende a reducir

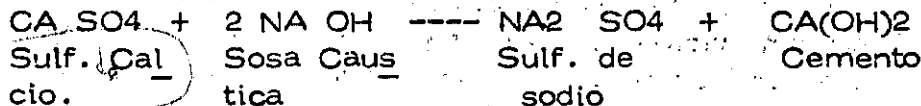
la alcalinidad de nuestra solución; pretendiendo pasarla al rango de la acidez. Si se sospecha que el contaminante sea el yeso o la anhidrita, se deben realizar pruebas que determinen la presencia del Ion Calcio y los sulfatos.

Cuando se espera perforar grandes cantidades de yeso o anhidrita, el mejor tratamiento es tener un lodo que tolere la contaminación por incorporación, y que dicho contaminante se incorpore al sistema sin producir ninguna reacción química; los lodos que aceptan dicha contaminación son los de yeso, cálcicos, sulfactantes cálcicos.

Ahora, si las cantidades de anhidrita o yeso que se van a perforar son pequeñas, el lodo se debe someter a tratamiento para precipitar los iones de calcio en solución, para que no alteren las propiedades de las arcillas.

TRATAMIENTO CON SOSA CAUSTICA Y UN DISPERSANTE ORGANICO.

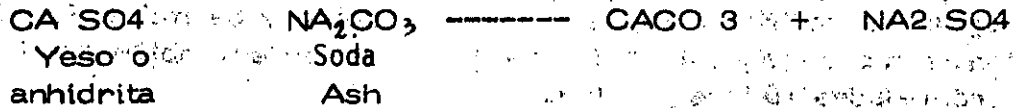
Cuando se perforan grandes cantidades de yeso o anhidrita se puede permitir que el sulfato de calcio ($Ca\ SO_4$) penetre al sistema y nosotros colaboramos para que se lleve a cabo la conversión del lodo. Para que las futuras cantidades de este material que se perfore no tenga un efecto adverso sobre las propiedades de flujo plástico y las de filtración, de las siguientes formas se puede obtener lodo de yeso, cálcico o un sulfurante calcico; dependiendo de la cantidad de sosa con la que se trate el lodo; el PH de cada uno de los lodos anteriores es muy importante, la dispersión se regula con la cantidad de dispersante necesaria, la reacción que se produce al agregar sosa cáustica a un lodo es la siguiente:



Los lodos cálcicos formados requieren de grandes cantidades de sosa cáustica para mantener el PH, por tal motivo es preferible el uso del lodo de yeso, los cuales trabajan en un PH más bajo, tanto los lodos cálcicos como los de yeso requieren de la adición de un reductor de filtrado (C.M.C. o almidón), la dosificación de dispersante debe ser permanente, se puede usar cualquier lignosulfunato o tanino.

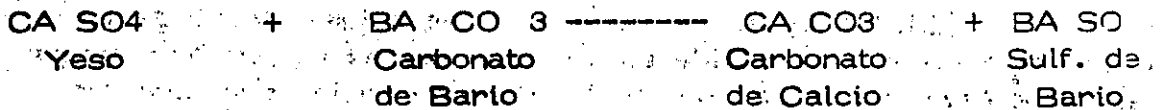
TRATAMIENTO CON FOSFATO Y SODA ASH

Cuando se perforan pequeñas cantidades de yeso y anhídrita se pueden tratar a base de fosfato y de precipitantes. El único problema es que los fosfatos no se pueden usar a grandes temperaturas. La soda ASH reacciona con el contaminante de la siguiente forma:



TRATAMIENTO CON CARBONATO DE BARIO

Este producto puede usarse en lodos que tienen un PH de 9 a 9.5, es conveniente usarlo para cantidades pequeñas de contaminante en este rango de PH, el calcio y los sulfatos se precipitan siguiendo esta reacción.



El lodo puede recibir un tratamiento previo a base de carbonato de bario, con el fin de que cuando se presente la contaminación las propiedades de nuestro lodo no varíen bruscamente. Si se van a perforar más de 1 m3 de anhídrita o yeso, el tratamiento a base de carbonato de Bario se vuelve incosteable.

Los tratamientos anteriores deben de acompañarse de un reductor de filtrado orgánico (C.M.C.)

LODOS SALADOS.- Los lodos de agua salada son aquellos que contienen arriba de 10,000 p.p.m. de cloruro de sodio; los lodos de agua dulce generalmente presentan buenas propiedades mientras no rebasan una salinidad como la anterior, una vez que se rebasa esta salinidad se tienen problemas con las propiedades de flujo, y con el filtrado. Lo más recomendable en el caso anterior es el uso de un lodo salado.

La sal se puede incorporar al lodo cuando se perfora un domo salino, estratos de sal, o cuando se presenta un flujo de agua salada. Si se perfora la sal sólida es conveniente preparar un lodo salado.

Cuando se presenta un flujo de agua salada las propiedades de nuestro lodo varían, lo primero que hay que hacer es tratar de controlar el flujo. Posteriormente el lodo recibirá un tratamiento que normalice sus propiedades; si se dificulta el control de flujo el lodo puede convertirse a un lodo que tolere concentraciones más elevadas de sal. Cuando se va a iniciar la perforación en muchas localizaciones no se dispone de agua dulce, por lo cual se puede utilizar agua salada de mar o salobre. La concentración de sal de estas aguas es de 35000 partes por m. de sodio y de mil a 250,000 de ion calcio o magnesio (dureza); estos iones también afectan las propiedades físicas del lodo.

LODOS DE AGUA SALADA Y SALOBRE:

En el agua salada y salobre siempre se encuentran sales de calcio y magnesio que tienden a disminuir el rendimiento de las arcillas (bentonita) que se usa en la preparación de los lodos de agua dulce.

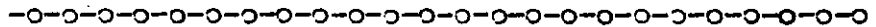
Dichas aguas requieren concentraciones variadas de arcillas para obtener viscosidades, con las cuales se puedan trabajar básicamente. La cantidad de arcilla depende de la concentración de la sal en el lodo. En el mercado existen arcillas que son capaces de hidratarse con agua salada sin importarles que concentración tengan; estas arcillas se conocen como atapulguitas. Para obtener unos buenos rendimientos se hace una mezcla de bentonita y atapulguita, se obtienen buenas propiedades de flujo, pero el filtrado en las mayorías de las ocasiones es elevado, por lo que se requiere la presencia de un reductor del mismo (coloide orgánico). La relación de bentonita, atapulguita puede ser 80/20, 70/30, 60/40 o aquellas que produzcan la mejor viscosidad si el agua contiene iones de calcio o magnesio en solución, éstas se pueden precipitar con soda ASH.

CALCULO DE TEMPERATURA

Para calcular la temperatura de cualquier pozo a la profundidad deseada, se procede de la siguiente forma:

Se multiplica la temperatura ambiente (21.1) mas la profundidad, se divide entre 35 y se obtendrá la temperatura del pozo en grados centígrados (°C)

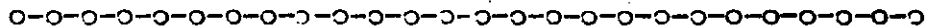
$$T = \frac{21.1 + Prof}{35} = °C.$$



VISCOSIDAD = Es la resistencia a fluir de cualquier lodo; el calor baja la viscosidad.

GELATINOSIDAD = Es el poder del lodo de suspender cualquier material dentro del pozo.

Y.P. = 6 punto de cedencia- Es donde cede la gelatinosidad y tienden a caer los recortes al fondo.

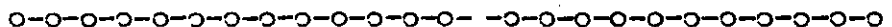


CAPACIDAD DE TUBERIAS

Para encontrar la capacidad aproximada de cualquier tubería se eleva el diámetro de la misma al cuadrado y se divide entre dos.

$$CAPACIDAD = \frac{D^2}{2} = Lts/metro$$

D en pulgadas



VOLUMEN DEL ESPACIO ANULAR

Para calcular el volumen del espacio anular de cualquier pozo, se calcula primeramente el volumen del agujero y se le resta el desplazamiento de T.P., y de D.C.

V.E.A. = Volumen del agujero- Despl. de t.p. y d.c. = Lts/m.

PRESION HIDROSTATICA

Conceptos de presión hidrostática y gradientes de presión

La mayor parte de las rocas (fallas) en proporción al peso unitario aplicado, se duplica el peso sobre la barrena; la velocidad puede duplicarse, pero la presión hidrostática hace a las rocas más fuertes y es más difícil remover los cortes.

Pruebas hechas en el laboratorio demuestran que para perforar una roca, la barrena debe superar la fuerza de la compresión de las rocas, pero si hay una gran presión hidrostática sobre la roca, esta presión hace a la roca más fuerte y la vuelve más difícil de perforar.

Para tener estos conceptos en la práctica se puede decir en forma general, que a medida que el lodo es más pesado es más difícil perforar las formaciones; por esta razón se debe tratar de perforar siempre con el menor peso posible del lodo, o sea que al estar el lodo más pesado ejercerá una mayor presión hidrostática en el pozo.

FORMULA:

Presión hidrostática es igual a densidad por profundidad sobre 10 como resultado; tenemos gramos sobre centímetros cuadrados.

$$PH = \frac{\text{Densidad} \times \text{Profundidad}}{10} = \text{Gr/cm}^2$$

CONCENTRACION DE SAL

En peso Na Cl	PPM Na Cl	Gravedad Espe- cifica . Gr/c.c.
1	10,050	1.0053
2	20,250	1.0125
6	62,480	1.0413
10	107,100	1.0707
16	178,600	1.1162
20	229,600	1.1478
26	311.300	1.1972

el agua saturada de sal contiene 26% =
11,300 ppm. Fórmula para convertir
ppm. % en peso: % (en peso) =
ppm

Grav. esp. x 10,000

FORMULAS QUIMICAS

<u>MATERIAL</u>	<u>FORMULA</u>
Barita	Ba SO4
Cal	Ca (OH)2
Yeso o Ahidrita	Ca SO4
Caliza	Ca CO3
Sosa Caustica	Na OH
Bicarbonato de sodio	Na HCO3
Sal	Na Cl
Soda Ash	Na2 CO3
Pirofosfato	Na2 H2 P2 O7

GRAVEDADES ESPECIFICAS DE MATERIALES
DE USO COMUN

Barita	- 4.0 - 4.5 Gr/c.c.	Cemento	- 3.1 - 3.2 Gr/c.c.	Sal	- 2.16 3.0 Gr/c.c.
Bentonita	- 2.3 - 2.4 "	Dolomita	- 2.8 - 3.0 Gr/c.c.	Agua	- 1.00 "
Arcilla	- 2.5 - 2.7 "	Cuarzo	- 2.65 "		
Caliza	- 3.1 - 3.2 "	Yeso	- 2.30 "		

REGLAS PARACTICAS USADAS EN EL CAMPO PARA
CONTROL DEL LODO

- I.- Viscosidad Marsh = $4 \times \text{peso del lodo en Lbs/gal.} \left(\frac{6 \text{ Lbs/pie}^3}{2} \right)$.
- II.- Yield Point = Peso del lodo en Lbs/gal.
- III.- % Sólidos (densidades arriba de 12 Lbs/gal.) = $2 \times \text{Peso del lodo en Lb/gal.}$
- IV.- % óptimo de emulsión = 24 menos peso lodo en Lbs/gal.
- V.- La diferencia entre las viscosidades en la presa de succión y la línea de flote, no debe ser mayor de 10 segundos (mayor en línea de flote).

RANGOS PARA EL MANTENIMIENTO DE LAS
PROPIEDADES REOLOGICAS DE UN LODO BASE AGUA

DENSIDAD gr/c.c.	VISCOSIDAD PLASTICA c.p.s.	PUNTO DE CEDENCIA Lb/100 ft ²	% SOLIDOS
1.20	12 - 16	2.5 - 7	10 - 12
1.25	14 - 18	3.5 - 8	11 - 13
1.30	15 - 20	4.5 - 9	13 - 15
1.35	16.5 - 22	5 - 9.5	14 - 16
1.40	18.5 - 24	5.5 - 10	16 - 18
1.45	20 - 26.5	6.0 - 10.5	18 - 20
1.50	22 - 29	6.5 - 11	20 - 23
1.55	26 - 30.5	7.0 - 12	22 - 25
1.60	28.5 - 34	7.5 - 12.5	23 - 26
1.65	29.5 - 36.5	7.5 - 13.0	24 - 27
1.70	32.0 - 38.5	8.0 - 14.0	25 - 28
1.75	35.0 - 41.5	8.0 - 14.5	27 - 30
1.80	38 - 46	9.0 - 15.5	28 - 32
1.85	41 - 48	10.0 - 16.5	30 - 34
1.90	44 - 51	10.5 - 17.5	32 - 36
1.95	16.5 - 54.5	11.0 - 18.5	33 - 37
2.00	19.5 - 57.5	12.0 - 19.5	35 - 39
2.05	52.5 - 61.5	13.0 - 20.5	36 - 40

PESO DE LODO DESEADO

Peso Inicial del Lodo	1.15	1.20	1.25	1.30	1.35	1.40	1.45	1.50	1.55	1.60	1.65	1.70	1.75	1.80	1.85	1.90	1.95	2.00	2.05	2.10	2.15	2.20
1.10	137	279	425	576	733	895	1063	1236	1417	1604	1798	2000	2210	2428	2656	2894	3141	3400	3670	3953	4250	4562
1.15		139	283	432	586	746	911	1082	1259	1443	1635	1833	2040	2255	2479	2613	2956	3211	3477	3756	4048	4354
1.20	33		141	208	440	597	759	927	1102	1283	1471	1667	1870	2081	2302	2532	2772	3022	3284	3558	3845	4148
1.25	67	25		144	293	447	607	773	944	1123	1308	1500	1700	1908	2125	2361	2587	2833	3091	3360	3643	3939
1.30	100	60	20		147	298	455	618	787	962	1144	1333	1530	1735	1948	2170	2402	2644	2898	3163	3440	3732
1.35	155	75	40	17		149	304	464	630	802	981	1167	1360	1561	1771	1989	2217	2456	2705	2965	3238	3524
1.40	107	100	60	33	14		152	309	472	642	817	1000	1190	1388	1594	1809	2033	2267	2511	2767	3036	3317
1.45	200	125	80	50	20	13		155	316	451	634	893	1020	1214	1417	1828	1849	2078	2318	2570	2833	3110
1.50	233	160	100	67	43	25	11		157	321	490	667	850	1041	1240	1447	1663	1889	2125	2372	2631	2902
1.55	267	175	120	83	67	38	22	10		100	327	500	680	867	1063	1200	1478	1700	1932	2174	2429	2695
1.60	300	200	140	100	71	50	33	20	9		163	333	510	694	885	1085	1293	1511	1739	1977	2226	2488
1.65	333	225	160	217	88	63	44	30	18	8		167	340	520	708	904	1109	1322	1545	1779	2024	2280
1.70	367	200	150	180	133	100	75	56	40	27	8		170	347	531	723	924	1133	1352	1581	1821	2073
1.75	400	275	200	150	114	88	67	50	36	25	15	7		173	354	543	739	944	1169	1384	1619	1866
1.80	433	300	220	167	129	100	78	60	45	33	23	14	7		177	362	664	756	966	1186	1417	1659
1.85	467	325	240	183	143	113	89	70	55	42	31	21	13	6		181	370	567	773	988	1214	1451
1.90	500	360	260	200	167	125	100	80	64	50	38	29	20	13	6		186	378	500	791	1012	1244
1.95	533	375	280	217	171	138	111	90	73	68	46	36	27	19	12	6		189	388	693	810	1037
2.00	567	400	300	233	186	160	122	100	82	67	54	43	33	25	18	11	5		193	395	607	829
2.05	600	425	320	250	200	163	133	110	91	75	62	50	40	31	24	17	11	5		198	405	622
2.10	633	450	340	267	214	173	144	120	100	83	69	57	47	30	29	22	16	10	5		202	415
2.15	667	475	360	283	229	183	156	130	109	92	77	64	63	44	35	28	21	15	10	5		207
2.20	700	600	380	300	243	200	167	140	118	100	85	71	60	50	41	33	26	20	14	9	4	

La mitad izquierda inferior de esta tabla indica el número de metros cúbicos de agua que deben agregarse a 100 metros cúbicos de lodo, para obtener la reducción del lodo deseado.- Por ejemplo, un sistema de 76 metros cúbicos de lodo de peso específico 1.90 debe reducirse con agua a un peso de 1.75; en la tabla vemos que para reducir de la columna izquierda a 1.75 (renglón superior), hay que agregar 20 metros cúbicos de agua a cada 100 me tros cúbicos de lodo, $676 (20/100) = 15.2$ metros cúbicos a los 76 del sistema.

La mitad derecha superior indica el número de sacos de barita (sacos de 50 Kg. cada uno y barita de 4.25 de peso específico), que deben agregarse a 100 metros de lodo para obtener el peso específico deseado. Por ejemplo, a un sistema de 125 metros cúbicos de lodo se le debe aumentar la densidad relativa de 1.35 a 1.80 - En la tabla localizamos el peso inicial, 1.35, en la columna izquierda, el peso deseado, 1.80, en el renglón superior y los sacos de barita necesarios para 100 metros cúbicos de lodo en la intersección, 1561 scs. Para 125 metros cúbicos de lodo: $(1561/100) 125 = 1951$ sacos.

PH CONCENTRACION OPTIMA DE TRABAJO DE LOS PRODUCTOS QUIMICOS PARA LODO.

PRODUCTO	pH NATURAL DEL PROD.	pH OPTIMO DE TRAB.	Conc. Optima de trab. kg/M ₃
Borofosfato tetrasodico	10.2	Natural	1 B a 7 B
Exametafosfato de sodio	5.4	Natural	1 B a 15 B
<u>Taninos y Taninos Modificados</u>			
Quebracho	5.5	12.0	5 b a 15 B
Acido Tánico Industrial	5.0	11.0	5 B a 15 B
A.T.I. Gdo. B (tanino Mod. tipo "B")	4.0	11.0 a 12.0	5 B a 15 B
Tanino Ind. Cabel	5.8	12.0	5 R a 15 B
Tanino G.T.	4.7	11.0	1 B a 15 B
Tan	9.0	8.1	7 B a 15 B
Tanino - Tan	6.9	8.0 a 12.0	5 B a 15 B
Tanatos Cabel (Tan. Mod. tipo "a")	6.1	11.0	1 B a 15 B
Supertan	7.7	9.0	5 R a 15 B
Supertan Extra		9.5 a 12.0	4 B a 15 B
Tanocesa		9.5 a 12.0	4 B a 15 B
<u>LIGNITOS CAUSTICOS</u>			
Supertain	9.4	8.3	6 R a 15 B
Lic-Mex	10.2	9.0	4 B a 15 B
Lignato- Cabel	8.3	10.0 a 11.0	7 M a 15 M
Lignex	9.3	8.5	4 B a 15 B
Lignex S.P.	7.1	8.0 a 9.0	6 B a 15 B
<u>CROMOLIGNITOS</u>			
Milcon	9.4		1 M a 4 M
Lignex A.P.T.	8.7	8.6 a 9.0	9 R a 15 R
Lignex Extra		9.0 a 9.5	4 B a 15 B
<u>LIGNOSULFONATOS</u>			
Milcal	3.3	9.0	6 R a 15 B
Super Caltex	4.5	9.0	9 R a 15 B
Super C - 18	3.0	9.0	11 R a 15 B
Super C - 18 AC	3.1	9.0 a 10.0	8 B a 15 B
Lino- Cal	3.0	9.0 a 10.0	6 R a 15 B
Super Caltex Extra	3.0	9.0 a 9.5	6 B a 15 B
<u>DETERGENTES</u>			
Brisesa			300 G/M ₃
A. T. - 50			700 G/M ₃

MATERIALES QUE CONCURREN EN EL CONTROL
DE UN LODO CONTAMINADO

LODO SALADO. (10,000 - 30,000 ppmCl)

- 1.- Salt Gel.
- 2.- Bentonita (seca ó prehidratada)
- 3.- Supercaltex.
- 4.- Sosa.
- 5.- CMC.
- 6.- Diesel.

LODO SALADO (30,000 - 100,000 ppmCl)

- 1.- Salt Gel.
- 2.- Bentonita (prehidratada con agua dulce)
- 3.- Supercaltex
- 4.- Sosa.
- 5.- Almidón (driljel o perfogel)
- 6.- Diesel.

LODO SALADO (saturado)

- 1.- Salt Gel.
- 2.- Bentonita (prehidratada con agua dulce)
- 3.- Supercaltex.
- 4.- Sosa
- 5.- Almidón (drilgel o perfogel)
- 6.- Sal en grano.
- 7.- Diesel

LODO CONTAMINADO DE CEMENTO

- 1.- Bentonita
- 2.- Supertán extra o Tanonesa
- 3.- CMC.
- 4.- Diesel
- 5.- Sada Ash

LODO CONTAMINADO DE CALCIO Y MAGNESIO

- 1.- Bentonita
- 2.- Supertán extra o Tanonesa
- 3.- Sosa
- 4.- CMC
- 5.- Diesel

LODO CONTAMINADO DE CLORURO DE CALCIO

- 1.- Bentonita
- 2.- Supercaltex
- 3.- Sosa.
- 4.- CMC
- 5.- Diesel

LODO CONTAMINADO DE SULFATOS (SO₄)

- 1.- Bentonita
- 2.- Supercaltex
- 3.- Sosa
- 4.- CMC
- 5.- Diesel

LODO CONTAMINADO DE YESO O ANHIDRITA

- 1.- Bentonita
- 2.- Supercaltex
- 3.- Sosa
- 4.- CMC
- 5.- Diesel.

LODO CONTAMINADO DE GAS HIDROCARBURO

- 1.- Bentonita
- 2.- Pirofosfato, Supertán extra o supercaltex
- 3.- Sosa (si se usa supertán extra o supercaltex)
- 4.- CMC
- 5.- Diesel

LODO CONTAMINADO DE GAS CARBONICO (CO₂)

- 1.- Bentonita
- 2.- Supertán extra o supercaltex.
- 3.- Sosa
- 4.- CMC
- 5.- Diesel

LODO CONTAMINADO DE ACIDO SULFHIDRICO

- 1.- Bentonita
- 2.- Supertán extra o supercaltex
- 3.- Sosa
- 4.- CMC
- 5.- Diesel

PROCEDIMIENTO PARA AÑADIR LOS MATERIALES PARA LODO

MATERIAL

PROCEDIMIENTO

Barita	Por los embudos
Bentonita	Por los embudos
Bicromato Sódico	Disuelto en agua (tanques de Reactivos)
CMC	Por los embudos lentamente
Cromato Sódico	Disuelto con agua (tanques de Reactivos)
Driljel (almidón)	Por los embudos lentamente
Drilex	Directo a la presa
Drilox	Por los embudos
Diesel	Directo a la presa
Lignex MC	Disuelto con agua (Tan. React.) ó por los embudos.
Lignex APT	Disuelto con agua (Tan. React.) o por los embudos.
Lignex Extra	Disuelto con agua (Tan. React.) o por embudos
Lubrisesa	Por los embudos lentamente
Lubrilex	Por los embudos lentamente (añadirse sólo cuando hay diesel en el lodo)
Milcón	Disuelto con agua (Tan, React.) o por los embudos
Obturante Granular fino	Por los embudos.
Obturante Granular Medio	Por los embudos.
Obturante Granular Grueso	Por los embudos.
Obturante Fibroso No. 8	Directo a la presa (desbaratándolo)
Obturante Callocopos	Directo a la presa
Pirofosfato	Disuelto con agua (Tan. React.) o por el embudo lentamente y solo esporádicamente.
Parfogel (almidón)	Por los embudos lentamente
Saltgel	Por los embudos
Supertán Extra	Disuelto en agua (Tan. React.) o por los embudos.
Supercaltex Extra	Disuelto en agua (Tan. Ract.) o por los embudo
Soda ASH	Disuelto en agua (Tan. React.)
Sosa Caústica	Disuelto en agua (Tan. React.) o directo a la presa (orade el tambor y meta la manguera) solo en casos extremos.
Sal Común	Por los embudos o por los Tan. React. lavando con la manguera.
Tanossosa	Disuelto en agua (Tan. React.) o por los embudos.

GRUPO	PRODUCTOS	UNIDAD
1.- Baritas	1.- Baritas	Paños 50 Kgs.
2.- Bentonitas	2.- Bentonitas	" 50 "
3.- Atapulgnitas	3.- Salt Gel	" 36.6 "
4.- Fosfatos	1.- Pirofosfato	" 50 "
5.- Taninos	1.- Acido Tanico Industrial	" 25 "
"	2.- Tanino Ind. Cabel A y B	" 50 "
"	3.- Tanino G.T.	" 25 "
6.- Taninos Modificados	1.- Q-Tan	" 25 "
"	2.- Super Tan APT y extra	" 25 "
"	3.- Químo Tan	" 25 "
7.- Lignitos Causticos	1.- Lignex	" 25 "
"	2.- Lignex "M"	" 25 "
"	3.- Tinex	" 25 "
"	4.- Lignex S P.	" 25 "
"	5.- Tinex "M"	" 25 "
"	6.- Lignatex T.A	" 25 "
8.- Cromo Lignitos	1.- Milcon	" 25 "
"	2.- Lignex A.P.T. y Extra	" 25 "
"	3.- Tinex A.P.T.	" 25 "
9.- Lignosulfonatos	1.- Unical	" 25 "
"	2.- Supercaltex	" 25 "
"	3.- L.S. C.-18	" 25 "
"	4.- L.S. C.- 18 - A.C.	" 25 "
"	5.- Quimocal X-1	" 25 "
"	6.- Supercaltex A.C. y extra	25 "
"	7.- Orolignomex .B.	" 25 "
"	8.- Supercaltex A.P.T.	" 25 "
10.- Poliacrilonitrilos	1.- DZ-37	" 25 "
	2.- Cypan	" 25 "
11.- Jabones y Detergentes.	1.- Lubrisesa	" 25 "
"	2.- Detergente OT-50	" 25 "
"	3.- Detergente Cabel	" 25 "
12.- Surfactantes	1.- Tricon	Tamb. 200 Lts.
"	2.- Nostick A.P.T.	Lata 18.925 "

GRUPO	PRODUCTOS	UNIDAD
13.- Almidones	1.- Drilgel	Saco 25 Kgs.
"	2.- Perfogel	" 25 "
14.- Carboxi-Metil Celulosa	1.- C.M.C. 208	" 25 "
"	2.- C.M.C. 108	" 25 "
15.- Emulsiones Inversas	1.- Kendrill "A"	Tamb. 200 Kg.
"	2.- Kendrill "B"	" 110 Kg.
"	3.- Kenox	Cuñete 35 Kg.
"	4.- Drillex	Tamb. 200 Kg.
"	5.- Drillox	Cuñete 50 Kg.
16.- Aceite	1.- Aceite Nat. So- luble No. 4	Tamb. 200 Lts.
"	2.- Aceite Diesel	M ³
"	3.- Aceite Crudo Es- tabilizado	M ³
"	Residuos de destila- ción	M ³
"	5.- Aceites Crudos en general	"
"	6.- Aceite Diesel 2-D	"
17.- Lubricantes P.E.+	1.- Lubrilex	Saco 25 Kg.
18.- Liberador de tube- ría.	1.- Pipe Lax	Lata 18,925
19.- Obturantes	1.- Fibroso No. 8	Saco 10 Kgs.
"	2.- Granular fino	Saco 25 Kgs.
"	3.- Granular me- dio	Saco 25 Kgs.
"	4.- Granular grue- so	Saco 25 Kgs.
"	5.- Carlita	Saco 17 Kgs.
"	6.- Cellocopos	Saco 12.5 Kgs.
"	7.- Sello Auto- matico	Saco 12.5 Kgs.
"	8.- Mica Media- na y gruesa	Saco -
+ P.E. = PRESION EXTREMA		
20.- Antiespumantes	1.- LI-7	Tamb. 18,925
"	2.- Estearatos de aluminio	

control, tenemos también el filtrado o pérdida de líquido (agua, aceite o ambos, según el tipo de fluido de control). El filtrado, es la medida de la cantidad de líquido que el fluido de control pierde hacia formaciones permeables, y para determinarlo se utiliza el filtro prensa de baja presión para la prueba API y el de presión-alta temperatura para la prueba AP-AT. Con las pruebas mencionadas, se conoce también la cantidad de enjarre depositado en las paredes permeables del agujero. Para la prueba API, se utilizan el filtro-prensa Baroid Mod. 302 o el Fann Mod. 12 A. Estando más generalizado el uso del primero, y para la prueba AP-AT los filtro-prensas Magcobar Mod. 1-777 y Baroid Mod. 387.

Contenido de aceite, agua y sólidos.

Conocer el contenido de aceite, agua y sólidos de un fluido de control de emulsión inversa, es de gran importancia para un mantenimiento adecuado, ya que los cambios en sus viscosidades están regidos por la variación en los porcentajes de los dos primeros.

La determinación del contenido de líquidos y sólidos de los fluidos de emulsión inversa se efectúa por destilación, utilizando la retorta Baroid No. 870

Relación aceite: agua

La relación aceite: agua es uno de los valores de mayor importancia para el control adecuado de un fluido de emulsión inversa, ya que sus propiedades tixotrópicas están íntimamente ligadas a esta relación.

A menor relación aceite: agua, tenemos mayores valores tixotrópicos y viceversa.

Para conocer la relación aceite: agua se utilizan los valores obtenidos con la retorta (% de aceite y % de agua) y las siguientes ecuaciones.

$$\text{Aceite} = \frac{100 L_d}{L_d + L_a}$$

$$\text{Agua} = \frac{100 L_a}{L_d + L_a}$$

En donde:

Ld = Lectura de aceite.

La = Lectura de agua.

Cuando en la preparación del fluido de emulsión inversa se ha utilizado residuo mezclado con el diesel (práctica común en el DFNE) es necesario corregir la lectura Ld en la siguiente forma:

Ld corregida = $Ld + (Ld \times \% \text{ residuo}) 10$

Propiedades reológicas

Las propiedades reológicas (viscosidad plástica, viscosidad aparente y punto de cedencia y Yield Point), no son valores muy significativos en el control de los fluidos de emulsión inversa como lo son en los fluidos base agua, pues son valores que se ven afectados por la viscosidad de los aceites utilizados, la concentración y tamaño de los sólidos, cantidad de agua presente y temperatura. No obstante lo antes dicho, es recomendable obtener estos valores y para hacerlo, se utiliza el Viscosímetro Fann VG Mod. 35 debiendo hacerse las lecturas a una temperatura aproximada de 50° C (122° F) o a la temperatura de la línea de flujo de lodo en el pozo.

Estabilidad eléctrica

La obtención de filtrados bajos de aceite en los fluidos de emulsión inversa, depende del grado de emulsión del agua en el aceite y es una indicación de estabilidad en la misma. Independientemente de lo antes dicho, es necesario medir la estabilidad de la emulsión eléctricamente, lo cual se hace por medio del Probador de Emulsiones Fann Mod. 23AS. El probador de Emulsiones es un dispositivo para medir la estabilidad eléctrica de una emulsión y consta esencialmente de dos electrodos, a través de los cuales se aplica una corriente y se incrementa el voltaje hasta que haya conducción. Al obtener flujo de corriente de un electrodo a otro, se hace la lectura del voltaje correspondiente.

Una lectura menor de 100 volts., en el probador de emulsiones puede indicar inestabilidad en la emulsión; sin embargo, esta prueba no es concluyente y debe considerarse como un dato suplementario al obtenido con el filtro-Prensa AP-AT.

Propiedades físicas característicad de los fluidos de control de emulsión inversa.

Los fluidos de control de emulsión inversa tienen algunas propiedades físicas que los caracterizan e identifican, y con un uso adecuado de los productores utilizados para su preparación, pueden ser trabajados dentro de un margen muy amplio de estas propiedades.

Densidad.- Este tipo de fluidos de control, puede trabajar perfectamente en el rango de densidades de 0.95 a 2.40 gr/cc. Para dar densidad, pueden utilizarse cualquiera de los materiales comerciales para este propósito (barita, carbonato de calcio, siderita, etc.). Cuando se utilice

carbonato de calcio, no deberá aumentarse la densidad a más de 1.80 gr/cc debido a que la gran cantidad de sólidos que entrarían en el sistema darían como resultados un excesivo incremento en la viscosidad.

Viscosidad Marsh.- La viscosidad Marsh o de embudo, es un poco mayor que en los fluidos base-agua de la misma densidad, y puede y debe ser mantenido dentro del rango de 80 a 20 veces su densidad en gr/cc., por ejemplo, para un lodo de 1.50 gr/cc., su viscosidad sería de 1.50×60 a 1.50×80 , es decir, de 90 a 120 seg.

Gelatinosidades.- Las gelatinosidades a 0 y 10 min., pueden ser ajustadas de 0 al valor que se desee, siendo característico que generalmente los valores de la de 10 min., son el doble de las 0 min.

Filtrados.- Los filtrados, son de las propiedades características principales, en la prueba API son nulos y en la AP-AT pueden variar de 0.5 a 7.0 cc., pero siempre el filtrado será aceite. Los enjarres, son generalmente mínimos, suaves y de fácil remoción.

Contenido de aceite, agua y sólidos.- Los dos primeros valores pueden ser variados según se desee, y el último varía con la densidad del fluido, pero siempre es menor que en los de base agua.

Relación aceite agua.- Esta relación puede ser variada también de acuerdo con la densidad del lodo y la viscosidad que se quiera, en el rango de 60:40 a 80:20

Propiedades reológicas.- Las propiedades reológicas, especialmente la viscosidad plástica y punto de cedencia son mayores en este tipo de fluidos que en los de base agua, por ejemplo, un lodo sódico de 1.50 gr/cc, tendría una viscosidad plástica de 22 a 29 cps, y un punto de cedencia de 6.5 a 11.0 lb/100 pies², mientras que uno de emulsión inversa de la misma densidad tiene de 37 a 44 cps de viscosidad plástica y de 10 a 20 lb/100 pies² de punto de cedencia.

Valor dieléctrico estabilidad de la emulsión.- Este valor, debe ser siempre mayor de 100 volts. para asegurar una emulsión perfecta.

Preparación de los fluidos de control de emulsión inversa.-

Para preparar un fluido de control de emulsión inversa estable, es necesario tener una buena agitación en las presas ya que la estabilidad depende grandemente del tamaño de las gotas de agua dispersas; mientras menor sea el tamaño de las gotas, mayor sea la facilidad para suspenderlas y menor la tendencia a coalescer. Por lo tanto, la agitación en las presas deberá hacerse con la presión máxima en las pistolas (250 lb/pg²).

No es aconsejable el uso de agitadores de aspas para preparar una emulsión inversa, ya que éstos causan una acción centrífuga que da como resultado emulsiones pobres y puede originar precipitación de los materiales que se utilicen para dar densidad.

Procedimiento de preparación

Con el propósito de obtener una buena emulsión se recomienda que todos los componentes sean agregados, según la cantidad calculada y en el orden siguiente:

Fase aceite. - Agregue a las presas el volumen de aceite calculado de acuerdo con la tabla No. 1. Pueden usarse aceites refinados como diesel o kerosina, o aceites crudos, recomendándose cuando se usen aceites refinados, hacer una prueba piloto para conocer si es necesaria la adición de un porcentaje de aceite crudo o residuo para mejorar su calidad.

Drilex. - Agregue el aceite la cantidad de drilex calculada agitando vigorosamente hasta homogenizar la solución. El drilex es soluble en aceite y la cantidad necesaria varía de acuerdo con el volumen final y densidad deseada, en proporción de 20 a 40 l/m³.

Agua. - Agregue una tercera parte aproximadamente del agua calculada manteniendo una buena agitación. El agua puede ser dulce salada al 5% en volumen o de mar saturada, la primera puede usarse sólo en pozos someros; la segunda todo el tiempo.

Drilox. - Una vez agregada el agua y cuando se tenga una mezcla homogénea, agregue el drilox por el embudo de mezclado. La cantidad de drilox recomendada por el fabricante es de 30 kg/m² final y es necesario para asegurar una buena emulsión y un comportamiento óptimo de la misma.

Agua. - Agregue el resto del agua calculada con agitación enérgica.

Materiales para densidad. - Agregue por el embudo el material calculado para obtener la densidad deseada y agítese por lo menos 30 min. antes de almacenarse o transportarse. Para aumentar la densidad a la emulsión, puede usarse barita o carbonato de calcio.

Recomendaciones para el control y mantenimiento de los sistemas de emulsión inversa.

Los fluidos de control de emulsión inversa, requieren de muy poca supervisión y los tratamientos para su mantenimiento son mínimos y sencillos.

En general, el mantenimiento de estos sistemas consiste en hacer cambios o correcciones en algunas de sus propiedades físicas como a continuación se indica.

Cambios de densidad. - Durante la intervención en un pozo, puede presentarse la necesidad de aumentar o disminuir la densidad del fluido, y para hacerlo, se procede en la siguiente forma:

Aumentar densidad. - El aumento de densidad, se hace agregando barita al fluido que se tiene (en la tabla No. 2, se puede ver la cantidad de sacos de 50 kg cada uno que se necesitan por m^3) y agregando la cantidad de drilex y drilox necesario de acuerdo con el volumen que incrementará (por cada m^3 de incremento, se agregan 35 lts de drilex y 30 Kgs de drilox).

Ejemplo. - Aumentar la densidad de 1.50 a 1.80 gr/cc., a 20 m^3 de lodo. En la tabla No. 2, vemos que para aumentar la densidad de 1.50 a 1.80 gr/cc., se necesitan 10.6 sacos de barita por cada m^3 ; como el volumen que se tiene son 20 m^3 , la cantidad de sacos necesarios será $20 \times 10.6 = 212$ y el volumen incrementado igual a 2.5 m^3 aproximadamente considerando que la barita tiene un peso específico de 4.15 a 4.20. Como el volumen se nos incrementará en 2.5 m^3 , será necesario agregar 88 lts. de drilex y 75 kgs de drilox.

Disminuir densidad. - Para la disminución de la densidad, se utiliza también la tabla No. 2, en la cual se indica la cantidad de lodo sin barita que es necesario agregar por cada m^3 de lodo que se tenga.

Ejemplo. - Bajar la densidad de 1.80 a 1.50 gr/cc a 20 m^3 de lodo de emulsión inversa. En la tabla No. 2, vemos que para bajar la densidad de 1.80 a 1.50 gr/cc., se necesitan 0.353 m^3 de lodo sin barita por cada m^3 de lodo actual. Por lo tanto, será necesario agregar $0.353 \times 20 = 7.06 m^3$ del lodo mencionado y eliminar el mismo volumen de lodo pesado, para obtener un volumen final de emulsión inversa de 20 m^3 con densidad de 1.50 gr/cc.

Cambios en la viscosidad Marsh. - En el mantenimiento de los fluidos de control de emulsión inversa como en cualquier otro tipo de lodo, la viscosidad, es signo inequívoco de una baja relación aceite-agua y viceversa; por lo tanto, la corrección de la viscosidad (aumento o disminución) consiste en corregir la relación mencionada y agregar los concentrados (drilex y drilox) en proporción con la adición de líquido, ver tabla No. 3. Puede presentarse el problema de una alta o baja viscosidad teniendo la relación aceite-agua correcta, debiéndose esto a la densidad ($^{\circ}$ API) del aceite que se está utilizando para preparar la emulsión; en Reynosa, son comunes las bajas viscosidades debido a lo ligero del diesel (43° API) y se corrige agregando del 5 al 12% en volumen de residuo, pudiendo agregarse también algún aceite crudo pesado.

Para disminuir la viscosidad, se agrega aceite diesel y la cantidad equivalente de concentrados drilex y drilox; para incrementarla se agrega agua y los concentrados. La adición de agua para incrementar la viscosidad debe hacerse con precaución pues un exceso de ésta debilitará la emulsión: algunas veces, podrá incrementarse la viscosidad con sólo aumentar la agitación y agregar concentrados, pues en esta forma, se incorpora el agua suelta y se obtiene mejoría en las propiedades tixotrópicas y estabilidad de la emulsión.

Cambios en las gelatinosidades.- En las emulsiones inversas las gelatinosidades aceptables son de 3 a 10 lb/100 pies² a 0 min y de 65 a 25 lb/100 pies² a 10 min. Para incrementar los valores de gelatinosidad, basta con mejorar la agitación si ésta es deficiente y agregar aceite diesel y concentrados.

Corrección de los filtrados.- Como ya se dijo, los fluidos de control de emulsión inversa se caracterizan por la ausencia de filtrado en la prueba API y por ser éste mínimo y de aceite en la de AP-AT. Si hay presencia de agua en el filtrado, es signo de inestabilidad de la emulsión y la corrección consiste en agregar drilex y drilox, y agitar en forma eficiente para reducir el tamaño de las gotas de agua en suspensión, ya que estas actúan como agentes para el control del filtrado, y su habilidad para hacerlo se mejora con los concentrados. Sintentizando, para mejorar el filtrado, se agrega agua y/o concentrados.

Disminución del contenido de sólidos,- En los fluidos de emulsión inversa, el control de sólidos no es tan crítico como lo es en los de base agua. Un lodo de emulsión inversa, tolera más sólidos que uno base agua de la misma densidad. Para disminuir el contenido de sólidos se aconseja diluir con aceite diesel, agregando también la cantidad equivalente de concentrados.

Cambios en la relación aceite-agua.- Puede decirse que el mantenimiento y control de un fluido de emulsión inversa, está basado en la relación aceite-agua ya que las variaciones en ésta, afectan tanto a las propiedades tixotrópicas como a los filtrados y estabilidad de la emulsión. La relación aceite-agua que se recomienda para cada densidad de lodo, es como se anota:

De 1.10 a 1.40 gr/cc	--	60:40
1.40 a 1.75 gr/cc	--	70:30
1.75 a 2.20 gr/cc	--	80:20

Para calcular la cantidad de aceite requerido para incrementar la relación aceite-agua, se toma el % de agua obtenido de la retorta y se divide por el % de agua final deseado; de este resultado, se sustrae el % total de fase líquida obtenido también de la retorta y tendremos el % de aceite adicional necesario (para el cálculo, todos los porcentajes de - ben convertirse a decimales).

$$\text{Fórmula } \frac{a}{af} \text{ — } fl = oa$$

En donde:

a = % de agua (de la retorta)

af = % de agua final deseada

fl = % de fase líquida (de la retorta)

oa = % de aceite adicional necesario para incrementar la relación aceite - agua.

Ejemplo.- Aumentar la relación aceite-agua a 70:30 a un lodo cuyas lecturas en la retorta fueron:

Aceite 32%, agua 22% y sólidos 46%

Fase líquida 54%

Relación aceite-agua actual 59:41

$$\frac{0.22}{0.30} \text{ — } 0.54 = 0.19 \text{ m}^3 \text{ de aceite necesarios por cada m}^3 \text{ de de lodo en el sistema.}$$

Para calcular la cantidad de agua requerida para bajar la relación aceite-agua, se tomo el % de aceite obtenido de la retorta y se divide por el % de aceite final deseado de este resultado, se sustrae el % total de la fase líquida obtenido también de la retorta y se tendrá el % adicional de agua necesario:

$$\text{Fórmula } \frac{O}{Of} \text{ — } fl = aa$$

En donde:

O = % de aceite (de la retorta)

Of = % de aceite final deseado

fl = % de fase líquida (de la retorta)

aa = % de agua adicional necesario para bajar la relación aceite-agua.

Ejemplo.- Bajar la relación aceite agua a 70:30 a un lodo cuyas lecturas

en la retorta fueron aceite 47%, agua 16% y sólidos 37%.

Fase líquida 63%

Relación aceite agua actual 75:25

$$\frac{0.47}{0.70} \text{ ——— } 0.63 = 0.04 \text{ m}^3 \text{ de agua necesarios}$$

por cada m³ de lodo en el sistema.

Variaciones en las propiedades reológicas.- Como ya se dijo, los valores de viscosidad plástica, viscosidad aparente y punto de cedencia, no son muy significativos en el control de los fluidos de emulsión inversa, como lo son en los base arcilla-agua.

En los fluidos de emulsión inversa, los valores reológicos son superiores a los de base-agua, para incrementarlos se utilizan los concentrados drilex y drilox y para bajarlos se agrega aceite diesel.

Corrección de la estabilidad eléctrica.- Este valor parece tener mérito sólo en lodos recientemente preparados, pues los sólidos ajenos que se incorporan a los materiales utilizados para control de pérdidas de circulación, originan lecturas bajas sin haber alteración en la estabilidad de la emulsión; sin embargo, cuando las lecturas sean menores de 100 volts es indicación de que la emulsión es inestable y hay la posibilidad de que aumente el filtrado y de que éste contenga agua.

Para mejorar la lectura de estabilidad eléctrica se agrega drilex y drilox hasta obtener un valor aceptable (arriba de 100 volts)

Precauciones y arreglos recomendados en los equipos, cuando se utilizan fluidos de emulsión inversa.

Partiendo de la consideración de que los fluidos de control de emulsión inversa son más altos en costo que los lodos convencionales, se verá la necesidad que existe de considerar los arreglos y medidas de precaución que a continuación se citan, con el fin de proteger y economizar este tipo de fluidos.

1.- Uso de válvulas en la flecha (Kelly) con el fin de evitar escurrimiento de lodo de la manguera cuando se desconecta la flecha para ponerla en el " hoyo de ratón ".

2.- Instalación de un recolector de lodo tipo charola debajo de la mesa rotatoria e inmediatamente arriba del niple campana para recoger todo

el lodo que pudiera tirarse al desconectar la tubería.

3.- Cierre o clausura de las líneas de agua que están conectadas al sistema de circulación, para evitar que entre ésta al lodo, pues de hacerlo, se tendrá un incremento en la viscosidad.

4.- Uso de hules sintéticos resistentes al aceite en las partes de la bomba que entran en contacto directo con el lodo.

5.- Al desplazar un fluido base agua-arcilla con emulsión inversa, deberá tomarse las siguientes medidas para evitar la contaminación.

a.- Usar un espaciador de agua o aceite

b.- Tener volumen suficiente de emulsión inversa antes de iniciar el desplazamiento.

c.- Evitar suspender el bombeo.

d.- Hacer el desplazamiento a una velocidad normal y uniforme.

e.- Tener una densidad en el fluido de emulsión inversa un poco mayor que en el que se va a desplazar.

f.- Estar el lodo del pozo en buenas condiciones para evitar canalización del de emulsión inversa:

6.- En la preparación de los fluidos de emulsión inversa, deberá respetarse el orden de adición de los materiales que entran en su composición, así como las cantidades.

7.- Siempre que se agregue concentrado drilex deberá agregarse la cantidad correspondiente de Drilox (75 kgs. de drilox por cada 100 l. de drilex).

8.- Evitar el humedecimiento del drilox y desechar el que esté húmedo.

9.- Por ningún motivo deberá agregarse sosa cáustica al lodo de emulsión inversa.

10.- Cuando se almacene o transporte el fluido de emulsión inversa, deberá ponerse cuidado que los tanques o presas para este propósito estén libres de cualquier remanente de lodos base-agua.

En el D.F.N.E. se utilizan los fluidos de control de emulsión inversa en un 80% de las intervenciones, habiéndose logrado con esta práctica reducir el tiempo-equipos por concepto de preparación y mantenimiento de lodo ya que éste, se envía preparado de la planta que se tiene para este propósito, y el mantenimiento es mínimo y sencillo.

a continuación, se citan algunas prácticas que se han adoptado en el uso de los fluidos de emulsión inversa:

Preparación.— Como ya se dijo, las emulsiones inversas se preparan en un planta de preparación y almacenamiento de lodos, la cual se opera únicamente con dos personas con categoría de ayudantes de trabajos de perforación, nivel -05, evitando con esto distraer las cuadrillas en los equipos, y logrando en esta forma una economía en tiempo y en mano de obra.

La preparación de los lodos de emulsión inversa en la planta, se hace siempre con una proporción aceite: agua de 70:30 utilizando 40 lts/m³ de drilex, 30 Kg/m³ de drilox y se agrega barita; lo anterior, con el propósito de poder en un momento dado, aumentar su densidad o variar su relación aceite-agua, sin tener que agregar concentrados drilex y drilox, teniendo en esta forma mayor elasticidad en su uso.

Planta de lodos.— Estas son construidas con el propósito de contar con un lugar adecuado para preparar y tener en existencia lodo de emulsión inversa para el inicio de cada intervención y para usarse en pérdidas o descontrol de pozos, y para almacenar y acondicionar el sobrante de las intervenciones de los equipos de Rep. y Term. de pozos.

La planta de lodos, está integrada por las siguientes partes:

- a.— 2 tanques verticales de 90 m³ cada uno, para almacenamiento de lodo preparado.
- b.— 2 tanques horizontales de 30 m³ cada uno, para almacenamiento de diesel-residuo (base de los fluidos de emulsión inversa);
- c.— 2 presas metálicas de 30 m³ cada una para la preparación y acondicionamiento del lodo.
- e.— 2 plataformas metálicas para los materiales usados en la preparación del lodo.

Además, como equipo auxiliar, se cuenta con dos autotanques de presión y vacío con capacidad de 10 m³ cada uno, para la transportación de lodos, y se tiene un proceso de instalación un silo para almacenamiento de barita a granel con capacidad para 75 toneladas. Esta planta fué construida con un costo de \$ 1.721.000.00 M.N. y con las facilidades que se tienen con ella es posible operarla con únicamente dos personas, siendo el costo de mano de obra para preparación de lodo de \$ 22.98 M.N. mientras que en los pozos es de \$ 864.16 M.N. por hora.

Recuperación.— Al terminar una intervención el fluido de emulsión in -

versa sobrante (de 70 a 85% del volumen original) es transportado a la capacidad del pozo, se les completa el volumen llevando lodo de la planta o se envía a ésta el excedente. Operando en esta forma, se obtiene una economía anual promedio de aproximadamente...\$ 3,000.000.00 M.N.

Problemas comunes.- Durante el tiempo que se han utilizado los fluidos de emulsión inversa en Reynosa, el único problema que se ha presentado es el de las bajas viscosidades que se tienen, debido a que el diesel de este Distrito es muy ligero y se solucionó utilizando de 5 a 10% de residuo mezclado con el diesel.

Ventajas ^{de} y desventajas en el uso de fluidos de emulsión inversa.-

Los fluidos de emulsión inversa al igual que los otros tipos existentes tiene sus ventajas y desventajas, pero en éste, predominan las primeras como se ve a continuación.

Ventajas.-

- a.- Filtrados bajos de aceite, que no dañan las formaciones.
- b.- Amplio rango de densidades.
- c.- Preparación y mantenimiento fáciles por tener pocos compuestos.
- d.- No es corrosivo sino lubricante.
- e.- Es recuperable y puede usarse indefinidamente.
- f.- No es inflamable.
- g.- Bajo contenido de sólidos
- h.- No contiene materiales orgánicos que puedan descomponerse.
- i.- Resiste altas temperaturas.
- j.- Es muy estable no requiere supervisión constante ni tratamiento continuo

Desventajas.-

- a.- Daños en las partes de hule que entran en contacto con él.
- b.- Descontento en las tripulaciones de los equipos por su uso, debido a lo sucio de su manejo cuando se utiliza residuo en la preparación.

CONCEPTOS FISICO QUIMICOS SOBRE EMULSIONES

Las emulsiones de aceite y agua se pueden clasificar en dos grandes grupos: DIRECTAS e INVERSAS de acuerdo con las características de la fase continua y dispersa.

EMULSION DE ACEITE EN AGUA O DIRECTA.

Es aquella cuya fase continua es agua o un electrolito y la fase dispersa un aceite o una mezcla de aceites. Estas se caracterizan porque se comportan de acuerdo con las características del agua (que es la fase continua) puesto que son iónicas, disuelven sales hidrosolubles, tiene un valor de pH, su valor dieléctrico es muy bajo, etc., en una palabra se comportan como electrolitos. Estas emulsiones son modificadas por la adición de sales hidrosolubles o por la presencia de sólidos hidrodispersables como son las gomas, polímeros, arcillas, etc., a los cuales dispersan.

EMULSION DE AGUA EN ACEITE O INVERSA.

Es aquella que tiene como fase continua aceite y como fase dispersa agua o electrolitos. Estas emulsiones se comportan en función de su fase continua es decir, como aceites, por lo que son fluidos no iónicos de alto valor dieléctrico, disuelven materiales liposolubles como grasas asfaltos, aceites pesados, etc., pero no disuelven sales hidrosolubles ni dispersan sólidos hidrodispersables como las gomas, polímeros, arcillas, etc.

SISTEMAS DE EMULSION INVERSA.

Son aquellos (sistemas) que se utilizan como fluidos de perforación y están constituidos básicamente por una emulsión con determinadas características de reología. Estos se pueden dividir en dos:

Fluidos de Emulsiones Seudo Inversas
Fluidos de Emulsiones Inversas Reales

Emulsiones Seudo Inversas

Son aquellas que se comportan como una emulsión directa (en función de la fase acuosa); es decir, son afectadas por sales de sodio, calcio,

magnesio o potasio y, en general, por las sales o por los electrolitos encontrados durante la perforación y también por los sólidos provenientes de los estratos perforados, y que (al comportarse en función de la base acuosa) reblandecen las paredes del agujero dando agujeros descalibrados; provocando derrumbes y todos los inconvenientes de un lodo base agua no inhibido.

Emulsiones Inversas Reales

Son aquellas que se comportan como una verdadera emulsión inversa; es decir, sus características están ligadas a su fase continua; aceite, que no son afectadas por sales de sodio, calcio, magnesio o potasio, encontradas durante la perforación, ni por sólidos provenientes de los estratos perforados, que no filtran agua, por tanto, no dispersan ni reblandecen las arcillas, por lo que son inhibidas y tiene todas las bondades de las mismas.

Las emulsiones seudo inversas tiene membrana (la comprendida entre las 2 interfases) PERMEABLE: las emulsiones inversas reales tienen membrana IMPERMEABLE en cualquier condición de presión y temperatura que pueda presentarse en un pozo y, por lo tanto, no se produce transferencia recíproca de materia a través de ella.

EL SISTEMA "DRILEX" ES UNA EMULSIÓN INVERSA REAL

PRODUCTOS
DEL SISTEMA "DRILEX"

EMULSIFICANTES:

Drilex.- Emulsificante Básico (líquido)

Drilox.- Emulsificante complementario (sólido)

Dril-G.- Aditivo gelante asfáltico (sólido) para mejorar las condiciones de Diesel.

Reactivos.-

En el Sistema DRILEX los reactivos son el Diesel y el electrolito usados de acuerdo a la relación (aceite/agua) y densidad requerida conforme a las tablas correspondientes.

A menor relación aceite/agua- MAYORES VALORES REOLOGICOS.

A mayor relación aceite/agua- MENORES VALORES REOLOGICOS.

METODO DE PREPARACION DE
UN LODO DRILEX

Se sugiere seguir los seis pasos indicados a continuación haciendo previamente los cálculos de acuerdo a la Tabla:

- 1.- Poner a las presas el volumen diesel DRIL-G calculado.
- 2.- Agregar el DRILEX necesario (agitando)
- 3.- Agregar la mitad del agua salada preparada del 5% de Na Cl a saturación (250,000 ppm)
- 4.- Agregar (por los embudos) el DRILOX (agitando)
- 5.- Agregar el resto del agua salada (agitando)
- 6.- Ajustar la densidad con barita (agitando siempre)

Con bombas centrífugas es fácil la emulsión en un corto período de tiempo, debido a la capacidad que tienen éstas para mover grandes volúmenes de fluido.

Para el punto (3) si no se cuenta con agua salada, la preparación de la misma es muy sencilla si se disuelve la sal correspondiente en uno o dos tanques comunes de 200 l; si se cuenta con tanques especiales para preparación de reactivo y de mayor volumen, la operación resultará - mucho mejor.

Otro método puede ser, vaciar los sacos de sal despacio directamente por el embudo; pero cuidando de acompañarlos con agua de una manguera con suficiente presión para que su dilución sea más rápida y fácil.

SUGERENCIAS PRACTICAS PARA USO EN EL CAMPO DE LOS Lodos DE EMULSION INVERSA "DRILEX"

Preparación de un Lodo Drilex para desplazar:

En la preparación de un lodo "DRILEX" previa al desplazamiento de un sistema de lodo base-agua o agua sola que se encuentre en un pozo. Y para obtener desde un principio los mejores valores reológicos y evitar viscosidades indeseablemente altas, debidas a la inevitable variación de la relación aceite/agua por el agua procedente del lodo base agua y paredes del agujero (enjarre), es indispensable preparar el lodo DRILEX siguiendo los seis pasos indicados anteriormente, pero con una relación aceite/agua, mayor en 10 a la sugerida en la tabla 1.

Ejemplo:

Preparar 1 m³ de lodo DRILEX de 1.50 gr/cc para desplazamiento de lodo base agua.

En este caso, de acuerdo con la Tabla 1, se precisan 459 lt. de Diesel Dril-G + 30 lt de Drilex + 327 lt de electrolito que dá un total de 816 lt (volumen líquido) para obtener una relación aceite/agua de 60/40 por ciento.

Como se quiere tener una relación mayor en 10, o sea, 70/30 para el mismo volumen (816 lt) SERAN NECESARIOS: 536 lt de Diesel DRIL-G + 35 lt de DRILEX + 245 lt de Electrolito para preparar el mismo M³ de lodo.

TABLA COMPARATIVA								
	DIESEL DRIL-G lt	DRI- LEX lt	ELEC- TROLI TO lt	SUMA lts	RELACION AC/AGUA	DRI- LOX KG.	BARITA KG.	DENSI- DAD, GR/cc
Lodo DRILEX normal según Tabla 1.	459	30	327	816	60/40	30	720	1.50
Lodo DRILEX para desplazamiento.	536	35	245	816	70/30	30	720	1.50

Si se cumple con lo anterior no tendrán que hacerse agregados inútiles (posteriores al desplazamiento) de mayor volumen de Aceite con sus correspondientes reactivos emulsionantes, para corregir la relación aceite/agua que lógicamente se verá alternada como antes se dijo, por el contacto del fluido procedente del lodo base agua.

OPERACIONES USUALES CON LADOS "DRILEX"

1.- DISMINUCION DE VISCOSIDAD.- Con el objeto de reducir los valores de viscosidad, hay que aumentar la relación aceite/agua para lo cual se agrega diesel Dril-G y los reactivos correspondientes indicados en la Tabla II.

2.- INCREMENTO DE VISCOSIDAD.- Cuando se hace necesario un incremento de la viscosidad basta adicionar agua salada lo que disminuirá la relación aceite/agua, agregando los reactivos correspondientes indicados en la Tabla II.

3.- AUMENTO DE VOLUMEN. Para aumentar el volumen del sistema es necesario adicionar diesel-Dril - G, agua / salada, DRILEX DRILOX y la barita correspondiente de acuerdo con las proporciones sugeridas en la Tabla 1, pudiendo hacerse esta adición simultáneamente.

4.- AUMENTO DE DENSIDAD. Al aumentar la densidad y con el objeto de evitar valores indeseablemente altos de viscosidad una vez agregadas las cantidades de barita calculadas, es necesario aumentar la relación aceite/agua a los valores sugeridos en la Tabla 1, de acuerdo a la nueva densidad, agregando diesel DRIL-G y el DRILEX- DRILOX correspondiente.

5.- DISMINUCION DE DENSIDAD.- Para disminuir la densidad se adiciona diersel DRIL-G, agua salada, DRILEX-DRILOX en las cantidades calculadas a la nueva densidad. Esta adición puede hacerse en forma simultánea o en el orden que más convenga, según el lugar de trabajo.

MANTENIMIENTO

El mantenimiento de este sistema de Emulsión inversa "DRILEX" es muy fácil de llevar, debido a que se requieren mínimas cantidades de material emulsificante, para mantener los valores deseados de acuerdo a los requerimiento de la perforación.

CONTROL

El sistema de Emulsión Inversa DRILEX es muy fácil de controlar si se toma en cuenta que sus propiedades Reológicas están íntimamente ligadas a la relación aceite/agua

a menor relación aceite/agua - mayores valores reológicos

a mayor relación aceite/agua - menores valores reológicos

Los principales puntos de control para las propiedades del sistema " DRILEX " son:

VISCOSIDADES EMBUDO MARSH:

Esta debe ser superior a la de los lodos base agua para una misma densidad. Siendo la fase continua aceite, la alta viscosidad no afecta su fluidez y sí en cambio ayuda a obtener mejores propiedades de suspensión y mayor capacidad de acarreo

Para reducir la viscosidad basta agregar diesel-Dril-G. Para aumentarla, deberá agregarse agua salada. En ambos casos serán necesarias las cantidades correspondientes de DRILEX-DRILOX de acuerdo con la Tabla II (para adicionar fase líquida al lodo)

Relación aceite/agua en %.

Este es un factor básico para la estabilidad del sistema DRILEX y su determinación es muy fácil por medio de la retorta.

$$\% \text{ FASE ACEITE} = \frac{100 L_d}{L_d + L_a}$$

$$\% \text{ FASE AGUA} = \frac{100 L_a}{L_d + L_a}$$

En donde:

L_d = Lectura del aceite

L_a = Lectura del agua.

Para mayor efectividad en el control del lodo, se recomienda mantener lo más o menor dentro de los valores de relación aceite-agua recomendados en la tabla correspondiente, según la densidad con la que se está trabajando.

TABLA III

VOLUMENES CONTENIDOS EN LITROS/METRO

AGUJEROS		TUBERIA DE REVESTIMIENTO		
Diámetro Nominal pulgadas	Capacidad lt/metro	Diámetro pulg	Peso lb/pie	Capacidad Lts/metro
4.3/4	11.30	4.1/2	15.1	7.42
5.5/8	16.03	4.1/2	13.5	7.79
6.0	18.24	4.1/2	11.6	8.11
6.1/8	19.02	5.1/2	23.0	11.05
7.1/2	28.30	5.1/2	20.0	11.56
7.5/8	29.47	5.1/2	17.0	12.12
7.7/8	31.20	5.1/2	15.5	12.42
8.1/2	36.30	5.3/4	19.5	13.70
8.5/8	37.70	6.5/8	28.0	16.99
8.3/4	38.80	6.5/8	24.0	17.70
9.0	41.00	6.5/8	20.0	18.54
9.5/8	46.60	7.0	29.0	19.30
9.7/8	49.41	7.0	26.0	20.00
10.5/8	56.80	7.0	23.0	20.70
12.1/4	76.01	8.5/8	36.0	31.00
13.1/4	88.93	9.5/8	43.5	39.00
13.3/4	93.77	9.5/8	40.0	39.50
14.3/4	109.40	9.5/8	36.0	40.00
17.1/2	155.18	10.3/4	40.5	51.18
18.0	164.17	10.3/4	51.0	59.00
22.0	245.25	13.3/8	54.5	81.00
		16.0	65.0	117.84
		16.0	75.0	130.10
Volumenes de material en l./m				
Tubería de Producción		Tubería de Perforación		Drill Collars
2.3/8" EU	0.87	2.7/8" I.F	1.82	4.1/2" 6.60
2.7/8" IU	1.20	3.1/2" I.F	2.58	4.3/4" 9.39
2.7/8" EU	1.21	4.1/2" FH	3.19	5.0" 10.10
		5" X.H.	3.75	5.3/4" 12.91
				6.1/4" 15.95
				7.3/4" 25.86
				8.0" 27.87

PERFILAJES EN LODOS DE EMULSION INVERSA.

Las principales compañías de Registros Eléctricos poseen todo el equipo necesario para el adecuado perfilaje de pozos que puede ser usado en este tipo de lodo de EMULSION INVERSA.

Para el perfilaje básico en estos lodos de aceite no conductores, se recomienda los siguientes registros.

- * INDUCCION (Conductividad - Recíproca - Normal Corta)
- * NEUTRON COMPENSADO (Rayos Gamma - Radioactividad Natural).
- * SONICO DE POROSIDAD COMPENSADA (Porosidad)
- * DOBLE LATEROLOG (resistividad verdadera)
- * DENSIDAD DE FORMACIONES
- * CALIPER

La combinación de éstos permite efectuar correlaciones, verificar profundidades y obtener valores de la resistividad para interpretaciones cualitativas y cuantitativas. El registro de rayos gamma se utiliza para hacer correlaciones en lugar del potencial espontáneo (S.P.)

El registro SONICO usado conjuntamente con los valores de resistividad del registro de Inducción, sirve como el excelente detector de zonas de gas-aceite.

El registro de Densidad de formaciones permite calcular los valores correctos de porosidad y es un excelente medio indicador de la litología. La similitud de la curva de este registro es correlativa con la del potencial espontáneo (S.P.), siendo más amplia la de densidad por su sensibilidad.

El uso de estos registros proporciona datos completos de interpretación de saturación de agua, porosidad efectiva, contenido de arcillas, calibración, zonas gas-aceite, etc.

DETECCION DE HIDROCARBUROS

La detección de hidrocarburos por medio de las muestras (cortes) se puede determinar fácilmente; si se desea eliminar cualquier impregnación de aceite procedente del sistema del lodo, basta lavarlas con un solvente o detergente concentrado.

NUCLEOS

Estas operaciones pueden ser efectuadas convenientemente ya que la invasión por filtrado (aceite) es mínima, por lo que su determinación es fácilmente lograda.

METODO PARA DETERMINAR SALINIDADES EN UN SISTEMA DE EMULSION INVERSA

CLORURO DE SODIO

OBJETIVO:

Cuantificar lo mejor y más rápidamente posible las concentraciones de electrolitos empleados en la fase acuosa de los lodos de Emulsión Inversa.

REACTIVOS NECESARIOS:

Alcohol isopropílico

Nitrato de Plata 0.028 N (AgNO_3)

Indicador Cromato de potasio (K_2CrO_4)

Solución Indicadora Fenolftaleína

Solución de Acido Sulfúrico 0.02 N (H_2SO_4)

PROCEDIMIENTO:

- 1.- Determinar la fracción % en volumen de agua del lodo en la retorta y anotarla.
- 2.- Tomar 1 cc de lodo y agitar.
- 3.- Agregar 5 cc de alcohol isopropílico (agitar)
- 4.- Agregar 5 cc de agua destilada (agitar)
- 5.- Tomar 1 cc de la muestra y agregar una pequeña cantidad de agua destilada.

Checar con Fenolftaleína (4 gotas \pm) si se observa coloración rosa (por alcalinidad), neutralizar con solución de Acido Sulfúrico 0.02 N.

- 6.- Agregar 4 gotas de Indicador cromato de Potasio y titular con solución de nitrato de Plata hasta observar coloración rojodrácula y anotar el volumen (de AgNO_3) gastado.

CALCULOS

- a).- Usar la fórmula siguiente para obtener Mg/l de NaCl

$$\text{Mg/l de NaCl} = \frac{V \text{ Ag NO}_3 \times 1000 (10 + f) 1.65}{f}$$

Donde $V \text{ Ag NO}_3$ = Volumen de Nitrato de plata gastado en cc
 f = Volumen en cc del agua presente en la retorta

b).- Si se utiliza en la gráfica No. 1 se obtiene el resultado en Mg/l de NaCl X 1000

c).- Con la gráfica No. 2 se obtiene la conversión de Mg/l a ppm de NaCl.

CLORURO DE CALCIO:

REACTIVOS NECESARIOS:

Alcohol isopropílico

Nitrato de plata 0.028 N (Ag NO_3)

Indicador de Cromato de Potasio ($\text{K}_2 \text{CrO}_4$)

PROCEDIMIENTO:

- 1.- Determinar la fracción % en volumen de agua del lodo en la retorta y anotarla.
- 2.- Tomar 1 cc de lodo y agitar
- 3.- Agregar 10cc de alcohol isopropílico
- 4.- Tomar 1 cc de la muestra y agregar una pequeña cantidad de agua destilada.
- 5.- Agragar 4 gotas de indicador Cromato de Potasio y titular con solución de Nitrato de Plata hasta observar coloración ladrillo y anotar volumen (AgNO_3) gastado.

CALCULOS

a).- Usar la fórmula siguiente para obtener Mg/lit. de CaCl_2 cuando se utiliza AgNO_3

$$\text{Mg/l de CaCl}_2 = \frac{V \text{ Ag NO}_3 \times 1000 (10 + f) 1.56}{f}$$

Donde $V \text{ Ag NO}_3$ = Volumen de Nitrato de plata gastado en cc.
 f = Volumen en cc del agua presente en la retorta.

b) - Si se utiliza la gráfica No. 3 se obtiene el resultado en Mg/l de CaCl_2 X 1000

c).- Con la gráfica No. 4 se obtiene la conversión de Mg/l a ppm de

PRUEBA No. 1 DETERMINACION DE LA DENSIDAD POR MEDIO DE LA BALANZA.

Se han fabricado balanzas con diferentes cantidades y tipos de escalas y de diversos rangos o capacidades. A continuación damos los de las balanzas más comunes.

Balanzas con dos escalas de los siguientes rangos:

De 7.8 a 18.4 libras por galón; graduaciones de 0.1 lb/gal.

De 58 a 136 libras por pie³; graduaciones de 0.5 lb/pie³

Otra balanza con 4 escalas con los siguientes rangos.

De 0.72 a 2.88 de peso específico; graduaciones de 0.01 unidades.

De 6 a 24 libras por galón; graduaciones de 0.1 lb/gal.

De 45 a 180 libras por pie cúbico; graduaciones de 0.5 lb/pie³

De 310 a 1,250 lb/pg² por cada 1,000 pies de profundidad (escala útil para calcular el gradiente de presión del lodo, en unidades del sistema inglés).

El rango de estas balanzas puede aumentarse en los dos sentidos, usando una extensión especial para pesos mayores y una tapa de mayor peso para densidades menores.

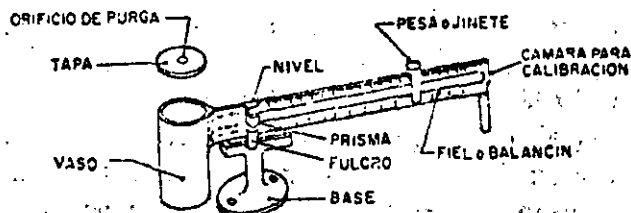


FIGURA 1

Procedimiento:

- 1.- Coloque la balanza en una superficie lisa y nivelada.
- 2.- Quite la tapa y llene totalmente la copa con el lodo que se va a pasar. Si la copa está mojada, deseche la primera porción de lodo. No deben quedar burbujas de aire atrapadas en el lodo; golpee ligeramente la copa hasta que desaparezcan.

- 3.- Coloque la tapa dándole un ligero movimiento de rotación hasta que quede firmemente sentada sobre la copa, asegurándose de que parte del lodo escape por el orificio de purga.
- 4.- Limpie de lodo el exterior de la balanza.
- 5.- Coloque la balanza sobre su base, de manera que el prisma descansa sobre el fulcro.
- 6.- Mueva la pesa hasta balancear el instrumento, ayudándose para ello con el nivel de burbuja.
- 7.- Lea el peso del lodo en el lado de la pesa más próximo al prisma.

Resultado:

Reporte el resultado hasta centésimas de gramo por centímetro cúbico. Para convertir la lectura de lb/gal a g/cc, multiplique por el factor 0.12.

Calibración.

La balanza debe calibrarse frecuentemente con agua dulce, la cual debe dar una lectura, a la temperatura ambiente, de 1.00 g/cc (8.33 lb/gal) Las balanzas se pueden ajustar quitando o poniendo municiones de plomo en el depósito especial al extremo del fiel.

VISCOSIDAD.

Viscosidad es la medida de la resistencia interna de los líquidos o de los gases al flujo. Si tenemos dos superficies paralelas en el seno de un líquido, separadas una distancia D (ver fig 2) por el mismo líquido y, a una de ellas, de área A, se le aplica la fuerza tangencial F para producir una velocidad relativa y de una superficie respecto a la otra, tenemos que la magnitud de esa fuerza es directamente proporcional al área considerada y a la velocidad relativa de las superficies, e inversamente proporcional a la distancia entre estas superficies, esto es:

$$F = \frac{Av}{d} \mu \quad (1)$$

En donde el coeficiente de proporcionalidad μ es la viscosidad.

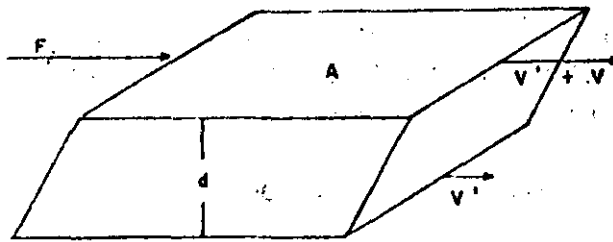


FIGURA No. 2

La unidad de viscosidad en el sistema cgs es el "poise" y se define como la viscosidad de un líquido hipotético tal, que una fuerza tangencial de una dina hace que dos superficies paralelas en el seno del líquido de un centímetro cuadrado de área y a un centímetro de distancia una de otra, se muevan a una velocidad relativa de un centímetro por segundo. En la práctica se emplea más la centésima parte del poise o "centipoise". El agua tiene una viscosidad de 0.895 cps a 25° C.

La viscosidad de los líquidos disminuye al aumentar la temperatura. Un aumento de presión produce un aumento en la viscosidad, aunque este efecto es más notable a presiones considerablemente altas.

La viscosidad de los lodos afecta la velocidad de perforación. En una misma formación y manteniendo todas las demás variables iguales, la velocidad de perforación disminuye a medida que aumenta la viscosidad. En la Figura 3 se muestra una curva promedio del efecto de la viscosidad en la velocidad de perforación, obtenida con datos de laboratorio, según Eckel (A.P.I. Drilling and Production Practices, 1954 Pág 119). De acuerdo con esta curva, la mayor reducción en la velocidad de perforación se obtiene en el rango de viscosidad de 0 a 15 centipoises y, desafortunadamente, la mayor parte de los lodos que contienen bentonita poseen viscosidades aparentes mayores de 15 cps.

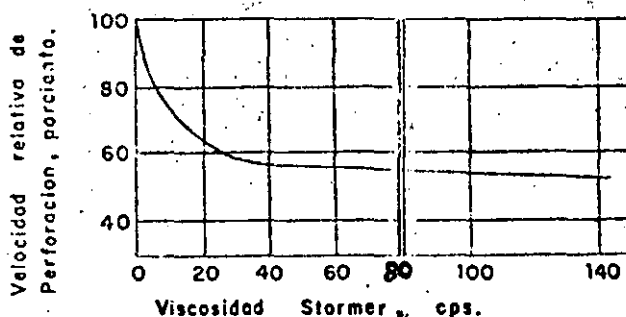


FIGURA No. 3

Este efecto de la viscosidad sobre la velocidad de perforación se debe posiblemente a una o varias de las siguientes causas: (1), al aumentar la viscosidad del lodo disminuye la eficiencia hidráulica de las bombas de lodo; (2), un aumento de viscosidad incrementa las pérdidas por fric.

ción en el circuito de lodo, lo cual significa por lo general una reducción en el volumen de lodo circulado y menor eficiencia del lodo para eliminar los cortes y evitar que la barrena los remuela; (3), los lodos con muy altas viscosidades proporcionan un colchón viscoso que disminuye la fuerza de impacto de los dientes de la barrena sobre la formación.

Si en la ecuación (1) se despeja μ y se arreglan los términos, tenemos la siguiente ecuación muy útil para el estudio reológico de los líquidos:

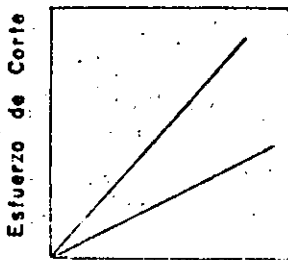
$$\mu = \frac{F/A}{v/d} \quad (2)$$

A la fracción del numerador, F/A , donde F , recordamos, es una fuerza tangencial, le llamamos "esfuerzo de corte" y a la fracción v/d , un gradiente de velocidad, le llamamos "velocidad de corte".

El estudio de la viscosidad como se indica en la fórmula (2), es decir como la relación del esfuerzo de corte con la velocidad de corte en un líquido, tiene aplicación práctica en los viscosímetros de tipo rotacional. Determinando la variación del valor del esfuerzo de corte a diferentes velocidades de corte, se pueden conocer las propiedades reológicas de los lodos de perforación y de cualquier otro líquido.

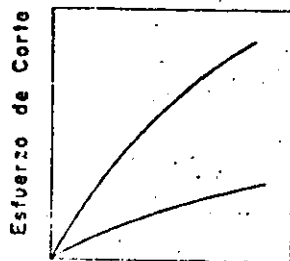
De acuerdo con la variación del valor de esfuerzo de corte al variar la velocidad de corte, se han establecido cuatro tipos o modelos ideales de fluidos, que son: los newtonianos (también llamados "verdaderos") los líquidos pseudoplásticos, los líquidos dilatantes y los líquidos plásticos de Bingham. Los tres últimos tipos de conocen también con el nombre genérico de no newtonianos. La mayor parte de los lodos de perforación son suspensiones coloidales y/o emulsiones que se comportan como fluidos plásticos o no-newtonianos, y se asemejan al modelo propuesto por Bingham, por lo que a los lodos de perforación se les denomina también líquidos plásticos de Bingham.

Líquidos newtonianos - Se caracterizan porque la relación del esfuerzo de corte con la velocidad de corte es constante; esto es, su viscosidad es constante si permanecen fijos la temperatura y la presión (ver fig. 4). Esta misma condición la cumplen también los gases y desde este punto de vista pueden considerarse como fluidos newtonianos.



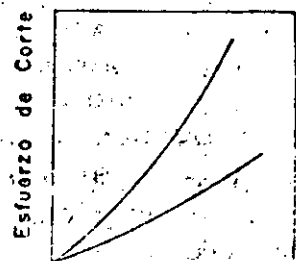
Velocidad de Corte

FIGURA No. 4



Velocidad de Corte

FIGURA No. 5



Velocidad de Corte

FIGURA No. 6

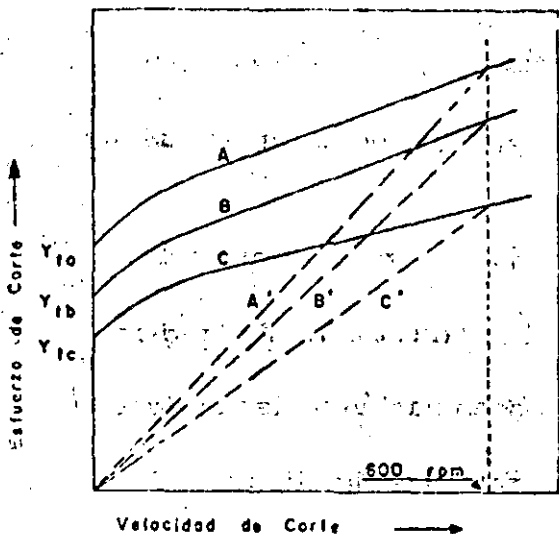
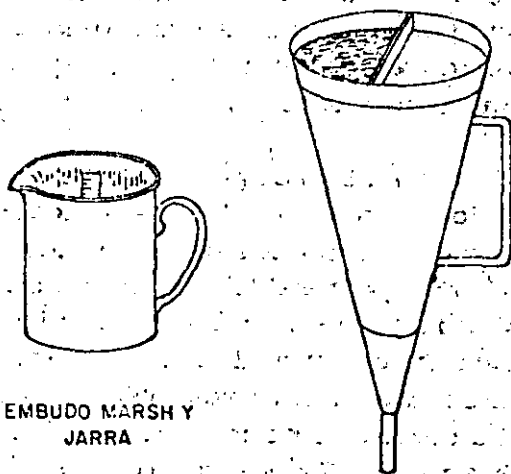


FIGURA No 8

PRUEBA N.º 2. DETERMINACION DE VISCOSIDAD CON EL EMBUDO MARSH

Este instrumento se emplea para las determinaciones rutinarias de viscosidad en los equipos de perforación y los valores que se obtienen con él son útiles como valores comparativos de control. Podemos definir la viscosidad Marsh como el tiempo, en segundos, que tarda en salir un litro de lodo de un embudo de dimensiones estándar, cuando se pusieron en el embudo 1.500 cc de lodo.

Los valores obtenidos con el embudo Marsh están influenciados por la velocidad y fuerza de gelatinosidad y por la densidad del lodo. Debido a estas variaciones, las viscosidades obtenidas con el embudo Marsh no se pueden correlacionar con las obtenidas en otros viscosímetros. El embudo tiene 6" de diámetro en la parte superior y 12" de altura (ver fig. 9). La mitad de la abertura superior está cubierta por un cedazo de malla 10 (1/16" de abertura); el orificio inferior tiene 3/16" de diámetro interior y 2" de longitud. La capacidad del embudo, hasta la marca superior, es de 1,500 cc. La jarra tiene graduaciones en centímetros cúbicos hasta un litro y en onzas hasta un cuarto de galón.



EMBUDO MARSH Y JARRA

Procedimiento:

FIGURA 9:

Procedimiento:

- 1.- Sostenga el embudo en posición vertical con el dedo índice tapando el orificio de descarga.
- 2.- Vacíe, a través del cedazo, la muestra de lodo recién tomada de la caja de la temblorina, de los canales de lodo o de cualquier punto donde el lodo esté en agitación. Llene hasta la marca en la parte inferior del cedazo.
- 3.- Inmediatamente quite el dedo índice del tubo de descarga y con un cronómetro mida el número de segundos que tarda en salir del embudo un litro de lodo. Cualquier dilación para vaciar el lodo produce resultados altos.

Resultados

Reporte de viscosidad Marsh en segundos. En algunos casos, especialmente al hacer pruebas piloto con los lodos no se dispone de un volumen suficiente para hacer la prueba en la forma indicada y es necesario reportar la cantidad de lodo que se puso en el embudo y la cantidad de lodo que salió en el tiempo reportado. Por ejemplo, 50 seg., 1.000-50 cc, indica que en el embudo se pusieron 1,000 cc de lodo y tardaron 50 segundos en salir 500 cc. Otro método usado en las pruebas piloto es determinar el tiempo que tarda en salir todo el lodo que se puso en el embudo; por ejemplo, 20 seg. 500-500 cc, indica que en 20 segundos salieron los 500 cc de lodo que se colocaron en el embudo. En estos casos se termina la cuenta del tiempo generalmente cuando empieza a gotear el lodo del embudo. La viscosidad Marsh A.P.I. es el tiempo, en segundos, que tarda en salir un cuarto de galón de lodo, cuando se pusieron en el embudo 1,500 cc.

Calibración.

Para calibrar el embudo Marsh llénese con 1,500 cc de agua dulce a 26°C de temperatura. El tiempo de salida de un litro de agua debe ser de 28 ± 0.5 segundos. El tiempo de salida de un cuarto de galón debe ser de 26 ± 0.5 seg.

PRUEBA No. 3 DETERMINACION DE LA VISCOSIDAD CON EL VIS-COSIMETRO STORMER.

Este aparato mide la viscosidad bajo condiciones de agitación, disminuyendo en esa forma el efecto de la gelatinosidad. Generalmente sirve sólo para determinar la viscosidad aparente de los lodos, así como también las gelatinosidades. Consiste de un rotor cilíndrico que gira dentro de una copa llena del lodo que se va a probar. El rotor gira por medio de engranes accionados por pesas que caen sujetan a un hilo. Las

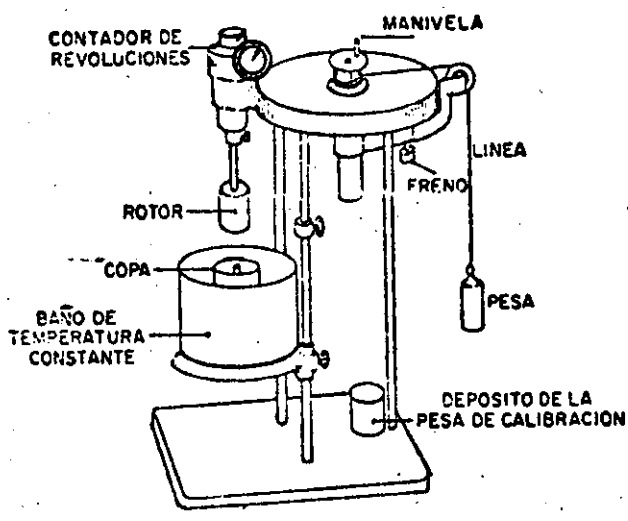


FIG. 10

revoluciones del rotor se leen en un contador de revoluciones y un cronómetro el tiempo. Por tanteos se agregan pesas a la línea hasta estabilizar las revoluciones del rotor en 600 rpm. El peso agregado, en gramos, se utiliza para obtener la viscosidad aparente del lodo por medio de una tabla o gráfica de calibración especial de cada viscosímetro. El valor obtenido es la viscosidad aparente del lodo, en centipoises, medida a una velocidad de corte correspondiente a 600 rpm del viscosímetro Stormer.

Procedimiento.

- 1.- Se atornilla el rotor en su lugar y se llena la copa con lodo hasta 1/4" del borde superior. Si el lodo contiene material obturante o cortes de la formación, pásese a través de una malla número 10 antes de vaciarlo a la copa.
- 2.- Coloque la copa en el viscosímetro. En los viscosímetros que tienen baño de temperatura constante, se conecta y se espera hasta que se establezca la temperatura a un valor predeterminado.
- 3.- Se quita el freno del rotor y se agita el lodo haciendo girar rápidamente el rotor.
- 4.- Ponga el freno y agregue pesas a la línea, calculando que hagan girar el rotor a 500 rpm (60 revoluciones en 6 segundos o 100 en 10 segundos, dependiendo de las graduaciones del indicador de revoluciones).
- 5.- Quite el freno, agite nuevamente el lodo y deje que el rotor dé unas 20 ó 30 revoluciones para que se establezca la velocidad del rotor, y entonces mida con el cronómetro los segundos requeridos para que la aguja del contador de revoluciones dé una vuelta completa.
- 6.- Si la aguja del contador da una vuelta completa en un tiempo menor del correspondiente a 600 rpm, es que colocamos pesas de más en la línea y hay que quitar algunas antes de proseguir. Si el tiempo de una revolución es mayor del que debiera, faltan pesas en la línea y debemos aumentarlas antes de repetir el paso 5. Continuamos en esa forma, quitando y poniendo pesas por tanteos, valiéndonos del tiempo, en segundos y fracciones de segundo, que tarda en dar una vuelta completa la aguja, hasta obtener exactamente 600 rpm.
- 7.- El número de gramos que representa la fuerza impulsora, determinados en el paso 6, se usan para obtener la viscosidad del lodo en centipoises, de la tabla o gráfica de calibración del viscosímetro.

Resultados.

Reporte la viscosidad aparente en centipoises (cps), junto con la temperatura a la que se hizo la determinación.

Calibración.

Estos viscosímetros deben calibrarse periódicamente, empleando soluciones de viscosidad conocida a las temperaturas de operación. Generalmente se hace la calibración con mezclas de glicerina y agua químicamente puras.

PRUEBA No. 4 DETERMINACION DE VISCOSIDAD Y DE PUNTO DE CEDENCIA CON EL VISCOSIMETRO ROTACIONAL DE VELOCIDAD VARIABLE, FANN V-G.

En todos se emplean actualmente los viscosímetros multirotacionales llamados Fan V-G y Rotámetro. En principio estos viscosímetros son semejantes al Stormer, o sea, que la medida básica es el esfuerzo de corte necesario para hacer girar un rotor sumergido en el lodo que se prueba, el cual está contenido en un vaso estacionario. El rotor está accionado por un motor eléctrico de dos velocidades, o en forma manual, por una manivela y engranes. El cambio de engranes y las dos velocidades del motor permiten obtener 6 velocidades de rotación (de 3, 6, 100, 200, 300 y 600 rpm). Las lecturas del valor del esfuerzo de corte se hacen directamente en una escala. Las lecturas del esfuerzo de corte obtenidas a 300 y a 600 rpm, forman una recta (véase fig 12) cuya pendiente es el valor de la "viscosidad plástica" o "rigidez". Podemos definir entonces la viscosidad plástica como el valor del incremento del esfuerzo de corte que produce un aumento unitario en la velocidad de corte. Las lecturas a 300 y a 600 rpm en el -

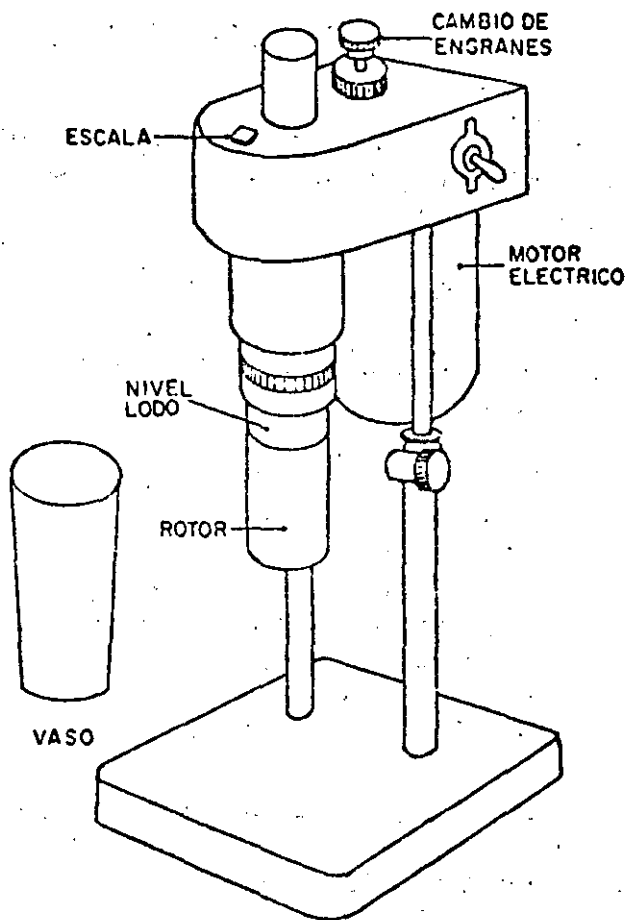


FIGURA 11

viscosímetro Fann, están normalmente dentro del régimen de flujo laminar de los lodos.

Los datos proporcionados por el viscosímetro multirotacional, están representados en la fig. 12 y se calculan en la siguiente forma:

Si llamamos V_p = viscosidad plástica, cps.

V_a = viscosidad aparente, cps.

V_B = punto de cedencia de Bingham, lb/(100 pie²)

Y_t = punto de cedencia verdadero, lb/(100 pie²)

L_{300} = valor del esfuerzo de corte en la escala del viscosímetro, a 300 rpm.

L_{600} = lectura de la escala a 600 rpm.

Entonces tenemos por definición:

$$V_p = L_{600} - L_{300} \quad (3)$$

$$V_a = (1/2) L_{600} \quad (4)$$

o también:

$$V_a = V_p + Y_B/2$$

$$Y_B = L_{300} - V_p \quad (5)$$

o también:

$$Y_B = 2(V_a - V_p)$$

$$Y_t = (3/4) Y_B \quad (6)$$

Para los cálculos de hidráulica en pozos que utilizan líquidos plásticos de Bingham, es conveniente conocer la viscosidad del lodo en condicio

nes de flujo turbulento. Esta viscosidad es una constante para cada lodo, definida en promedio por la ecuación.

$$V_t = \frac{V_D}{3.2} \quad (7)$$

donde:

V_t = viscosidad del líquido plástico medida en régimen turbulento, en centipoises.

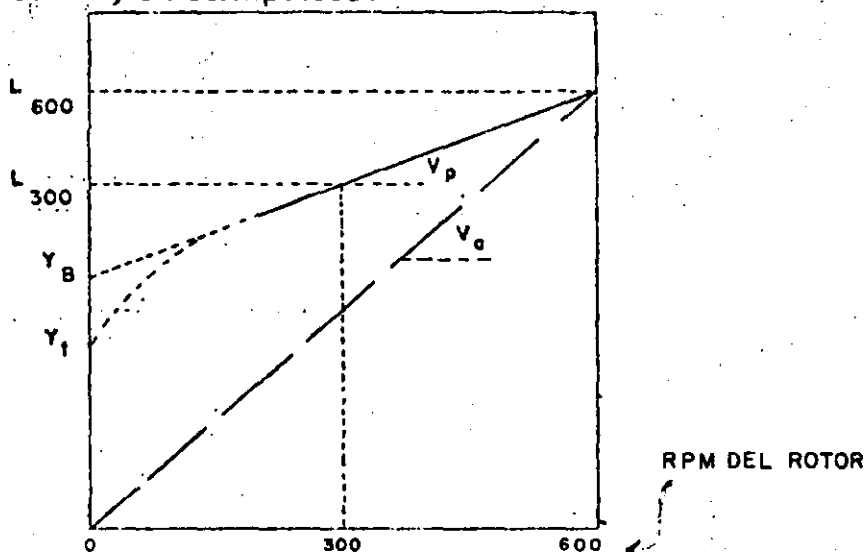


FIG. 12

Procedimiento.

- 1.- Cuando el viscosímetro es accionado por motor eléctrico, cerciórese que el voltaje disponible es el correcto.
- 2.- Póngase en el vaso una muestra representativa del lodo (pasado previamente a través de una malla 10, si contiene materiales obturantes). Coloque el vaso en su soporte y levántelo hasta que el rotor quede sumergido en lodo hasta la marca grabada en dicho rotor.
- 3.- Se conecta la corriente al motor y se hace girar el rotor a su máximo durante 5 ó 10 segundos para romper la gelatinosidad (lo mismo se hace si el viscosímetro es manual). Generalmente la velocidad máxima es la de 600 rpm, así es que una vez se establece la escala que marca el valor del esfuerzo de corte, anote la lectura L_{600} .
- 4.- Cambie la velocidad del motor y los engranes para obtener 300 rpm. Anote la lectura L_{300} .

Resultados.

Reporte la viscosidad plástica en cps, el punto de cedencia de Bingham en $lb/(100 \text{ pie}^2)$ y la temperatura de la muestra de lodo en grados centígrados.

Limpie el instrumento haciendo girar el rotor a alta velocidad sumergido en agua o en otro solvente. Quite el rotor y seque todas las partes perfectamente.

GELATINOSIDAD

La fuerza de gelatinosidad, o simplemente gelatinosidad, es el valor del esfuerzo de corte necesario para iniciar una velocidad de corte apreciable en un lodo. En una propiedad de los líquidos tixotrópicos. Las medidas se reportan generalmente como fuerza de gelatinosidad inicial (sin tiempo de reposo; algunas veces llamada también gelatinosidad a 10 seg.) y final o a 10 minutos de reposo. Estas determinaciones a 0 y a 10 minutos nos sirven también para apreciar otra propiedad de los líquidos plásticos, que es la "velocidad de galatinización"; la cual es una medida de la rapidez con que se forma un gel en un líquido tixotrópico al quedar en reposo.

En la gráfica número 13 podemos ver tres tipos diferentes, pero reales, de velocidad de gelatinización de lodos. La curva A representa un lodo con alta fuerza de gelatinosidad y alta velocidad de gelatinización; la B representa un lodo con alta fuerza de gelatinosidad y velocidad de gelatinización lenta y la curva C un lodo con velocidad de galatinización alta pero baja fuerza de gelatinosidad.

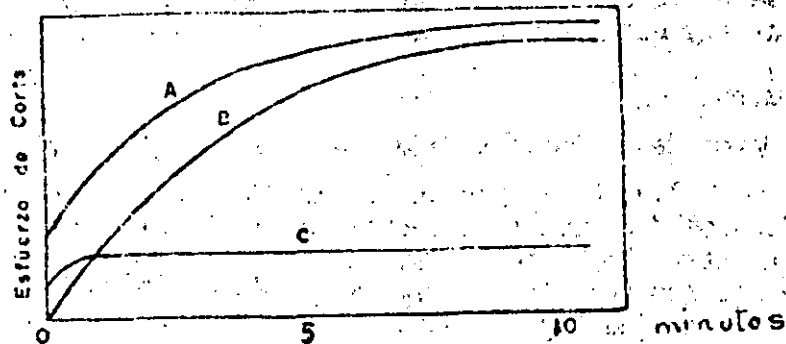


FIG. 13

Los líquidos verdaderos no tienen gelatinosidad, por muy alta que sea su viscosidad.

La fuerza de gelatinosidad inicial y el punto de cedencia verdadero en los líquidos plásticos son teóricamente iguales; sin embargo, en la práctica difieren sus valores. Las discrepancias pueden deberse a las siguientes causas: (a) los lodos de perforación no se comportan exactamente como líquidos plásticos de Bingham a bajas velocidades de corte, (b) la imposibilidad de medir el esfuerzo de corte inicial a exactamente cero segundos de tiempo de reposo. No obstante lo anterior, el valor de la fuerza de gelatinosidad tienen utilizado como dato comparativo.

PRUEBA No. 5 DETERMINACION DE LA GELATINOSIDAD CON EL GELATINOSIMETRO DE PESO MUERTO.

Este gelatinómetro sólo nos da una idea aproximada sobre los valores de la gelatinosidad y de la velocidad de galatinización de los lodos. No debe utilizarse cuando las gelatinosidades son muy bajas o muy altas.

El rango de la escala es de 3 a 70 lh/(100 pie²). Los cilindros son de aluminio, miden 3" de longitud, 1.4" de diámetro interior y deben pesar 5.0 ± 0.1 gramos.

Procedimiento.

- 1.- Humedezca el tubo de aluminio con agua y sacúdalo para eliminar el exceso.
- 2.- Vacíe en la capa lodo recientemente agitado (y calculado si contiene material obturante), llenado hasta la marca inferior de la escala; inmediatamente coloque el cilindro de aluminio tocando la superficie del lodo y suéltelo para que se sumerja por su propio peso.
- 3.- Después de un minuto, lea el valor de la gelatinosidad en la escala, al nivel de la parte superior del cilindro.
- 4.- Se saca el cilindro del lodo, se deja éste en completo reposo durante 10 minutos y se repite el procedimiento para obtener la gelatinosidad a 10 minutos. En lodos muy calientes es necesario separar la película que se forma en la superficie, antes de la determinación a 10 minutos; al hacer esto hay que tener cuidado de no mover o agitar el lodo.

Resultados.

- 1.- Reporte las gelatinosidades inicial y a 10 minutos en lh(100 pie²).
- 2.- Si el cilindro se sumerge totalmente antes de un minuto, repórtese la gelatinosidad como cero indicando también el número de segundos que tardó en caer. Por ejemplo, si al determinar la fuerza de galatinosidad inicial se sumergió totalmente en cilindro a los 52 minutos, se reportará esta gelatinosidad igual a 0/52, lh/ (100 pie²)

Calibración.

El peso de los cilindros debe verificarse periódicamente y desechar los que se salgan del rango de peso ya indicado. Los alcalis que contienen algunos lodos atacan al aluminio; por lo tanto, deben lavarse y secarse las partes del gelatinómetro inmediatamente después de cada determinación.

PRUEBA No. 6 DETERMINACION DE GALATINOSIDAD CON EL GELOMETRO BAROID.

El gelómetro da lecturas directas de la gelatinosidad, en un rango de 0 a 90 lb/ (100 pie²). El esfuerzo de corte lo da un resorte en espiral conectado a un cilindro que gira sumergido en lodo. En este gelatinómetro el lodo se mantiene tapado durante los 10 minutos de reposo y no se forma nata en la superficie del mismo.

Procedimiento.

- 1.- Vacíe una muestra de lodo recientemente agitado, hasta cubrir los mamparos en el interior de la copa. Asegúrese que el borde de la copa quede limpio de lodo.
- 2.- Coloque la tapa sobre la copa.
- 3.- Inmediatamente haga girar la parte superior del instrumento (la parte con moleteado), en el sentido de las manecillas del reloj, observando la escala. Cuando la escala empiece a moverse, anote la lectura máxima alcanzada. Esta lectura es el valor de la gelatinosidad inicial.
- 4.- Deje en reposo 10 minutos y repita el paso 3. Reporte la nueva lectura como el valor de la gelatinosidad a 10 minutos.

Resultados.

Los resultados son el lb/(100 pie²). Las lecturas del gelómetro, multiplicadas por 2, dan aproximadamente el mismo valor de la gelatinosidad Stormer en gramos (Prueba No. 7).

Al lavar el cilindro y la copa del gelómetro debe evitarse que caiga agua al mecanismo en la parte superior.

PRUEBA No. 7 DETERMINACION EN GELATINOSIDAD CON EL VISCOMETRO STORMER.

Procedimiento.

- 1.- Prepare la muestra de lodo y arme el viscosímetro en la misma forma que se hizo en la determinación de viscosidad (Prueba No. 3).
- 2.- Para determinar la fuerza de gelatinosidad inicial, estime la cantidad mínima de pesas requeridas para producir en el rotor un movimiento de un octavo de vuelta aproximadamente, o empiece la determinación sin colocar pesas en la línea. Con o sin pesas en la línea, quite el freno y agite la muestra de lodo vigorosamente con el rotor, haciendo girar con la mano la manivela en la parte superior del viscosímetro (véase Fig. 10).

3.- Coloque el freno y espere hasta que el lodo en la copa deje de tener movimiento. Quite el freno, cuidando de no arrastrar los engranes al hacerlo. Observe si el rotor gira $1/8$ de vuelta o un poco más. Si no gira, hay que repetir los pasos anteriores, agregando cada vez más pesas en la línea, hasta obtener el mínimo de peso que produzca $1/8$ de vuelta en el rotor. Anote el número de gramos empleados.

4.- Para determinar la gelatinosidad a 10 minutos, agite vigorosamente de nuevo el lodo, ponga el freno y deje en reposo durante 10 minutos. Rompa la película superficial en el lodo alrededor del eje del rotor. Quite el freno y observe si gira el rotor. Si no se mueve, ponga el freno y agregue pesas. Quite el freno y observe nuevamente si gira el rotor. Repita estas operaciones hasta tener movimiento en el rotor, incrementando cada vez 1 ó 2 gramos en la línea. Si la prueba a 10 min. tarda más de un minuto, repítase completa.

Resultados.

Reporte los pesos mínimos, en gramos, como las gelatinosidades Stormer a 0 y a 10 minutos y reporte la temperatura de la muestra en °C.

PRUEBA No. 8 - DETERMINACION DE LA GELATINOSIDAD CON EL VISCOSIMETRO FANN V-G Y CON EL REOMETRO BAROID.

Procedimiento

1.- Llene el vaso hasta la marca con una muestra de lodo recientemente agitada. Si es necesario, pase el lodo antes a través de una malla 10.

2.- Sumerja el rotor de viscosímetro en el lodo hasta la marca. Agite la muestra 10 a 15 segundos a alta velocidad para romper la gelatinosidad.

3.- Pare el motor eléctrico (o la manivela) y espere hasta que el lodo de la copa esté en reposo. Haga girar el rotor al mínimo de revoluciones (3 rpm en los modelos eléctricos; en los manuales se gira lenta y uniformemente, en el sentido de las manecillas del reloj, la manivela especial para determinaciones de gelatinosidad) . Observe la lectura máxima en la escala, antes de romperse la gelatinosidad, y anote este valor como la gelatinosidad inicial. Si la escala no regresa a cero por sí sola, déjala como quede para la determinación a 10 min.

4.- Deje en reposo durante 10 minutos y haga la determinación de la gelatinosidad en la misma forma indicada en el paso 3. Anote la máxima defiección de la escala antes de romperse la gelatinosidad.

Resultados.

Reporte las gelatinosidades inicial y a 10 minutos, en $\text{lb}/(100 \text{ pie}^2)$.

Algunos viscosímetros Fann, accionados con motor de 12 volts, no tienen engranes para obtener 3 rpm. En estos viscosímetros, después de agitar a 600 rpm durante unos 15 segundos, se cambia el engrane al punto neutro y se para el motor eléctrico; se deja el lodo en reposo 10 segundos y se hace girar a mano el rotor, en sentido contrario a las manecillas del reloj, lenta y uniformemente. La lectura máxima indicada es el valor de la gelatinosidad de $\text{lb}/(100 \text{ pie}^2)$. Se deja reposar 10 minutos y se determina en la misma forma la gelatinosidad final.

En los modelos eléctricos, siempre debe hacerse el cambio de engranes con el motor trabajando.

Al terminar las determinaciones de viscosidad y/o gelatinosidad con los viscosímetros Fann, debe limpiarse éste colocando agua u otro solvente adecuado al lodo que se empleó en la copa y hacerlo trabajar a alta velocidad por un tiempo. Después se quita el rotor haciéndolo girar un poco para librar el candado que lo sujeta y se secan todas las partes del viscosímetro.

FILTRADO O PERDIDA DE AGUA Y ENJARRE

La prueba del filtrado consiste en determinar la cantidad de líquido (fase continua del lodo) que se extrae de una muestra de lodo, por medio de un filtro prensa de área filtrante especificada, a una presión de 100 lb/pg^2 y durante un intervalo de tiempo de 30 minutos. En esta prueba debe especificarse la temperatura del lodo. El espesor de los sólidos que quedan retenidos por el papel filtro especial empleado en la prueba del filtrado, se denomina el enjarre del lodo en cuestión y se reporta en milímetros.

El objeto de esta prueba es conocer la inabilidad de los componentes sólidos y químicos del lodo para formar una película delgada y de baja permeabilidad. El valor del filtrado y el espesor del enjarre dependen de la concentración y naturaleza de los sólidos en el lodo, especialmente los de dimensiones coloidales; de la concentración y características de los líquidos emulsionados en el lodo; de la presencia de ciertos reactivos (generalmente orgánicos), que no son completamente solubles en el lodo, pero sí forman geles, tales como el amidón, la CMC, quebracho, etc., y de la distribución por tamaños de las partículas de sólidos en el lodo.

Los valores adecuados de filtrado y enjarre varían en diferentes áreas y generalmente se rigen por las características de las formaciones perforadas y de las formaciones productoras. En general, podemos decir que un filtrado alto provoca derrumbes en formaciones inestables y aumenta la invasión de las formaciones productoras. La mayoría de los reductores de filtrado aumentan la viscosidad de los lodos y, en -

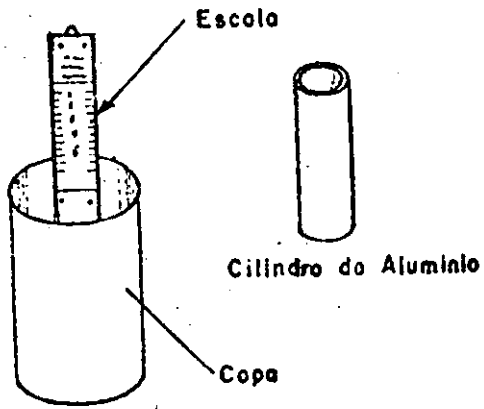


FIGURA No. 14

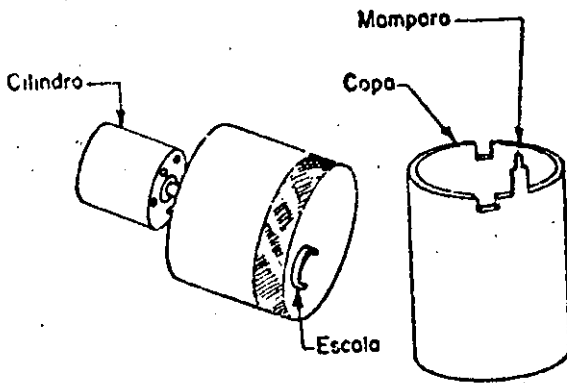
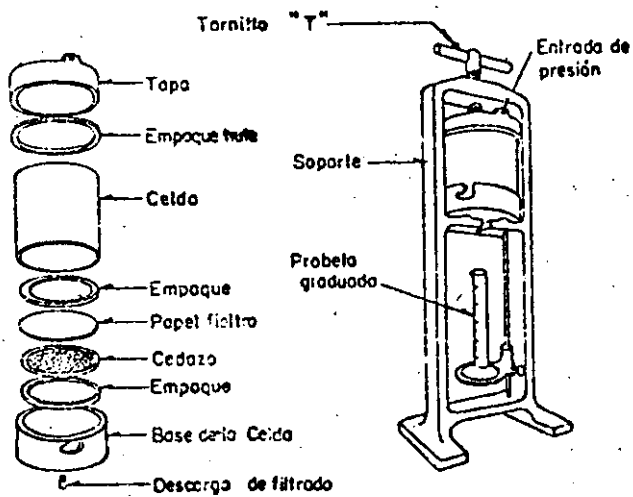


FIGURA Nº 15



general, al disminuir el filtrado se reduce la velocidad de perforación. Se ha encontrado, por ejemplo (Murray y Cunningham, " Effect of Mud Column Pressure on Drilling Rates ", Trans. AIME, Vol 204, (1955), p.196), que la velocidad de perforación no se afecta por la presión hidrostática impuesta en el fondo del pozo, si tal presión se equilibra abajo de la barrena. El agua penetra fácilmente la roca permeable abajo de la barrena, de manera que desaparece la diferencial de presión a través del pequeño elemento de roca que se perfora. En cambio, los lodos con bajo filtrado depositan casi instantáneamente una película dura de baja permeabilidad en el fondo del pozo, permitiendo que exista una diferencial de presión, o una compactación, en el delgado elemento de roca que se perfora. Además, los dientes de la barrena tienen que atravesar un enjarre duro para perforar la roca y los cortes quedan atrapados por el enjarre pastoso y se requiere mayor tiempo de circulación para limpiar el fondo. Lo anterior fue observado por los investigadores mencionados, tanto en rocas permeables como en algunas lutitas de permeabilidad extremadamente extremadamente baja. También se puede explicar con lo dicho, la ventaja de las barrenas con toberas en algunas formaciones y la ventaja de tener filtrados de lodo con bajas tensiones superficiales. En resumen, para proteger las formaciones productoras es conveniente un filtrado bajo; pero desde el punto de vista de la velocidad de perforación, no son convenientes los filtrados bajos.

Por otra parte, un enjarre grueso restringe el paso de las herramientas de perforación; dificulta las corridas de tuberías de revestimiento; puede crear un efecto de succión al sacar la tubería de perforación; puede ocasionar que se canalice el cemento al cementar tuberías aisladoras; etc.

Aunque existen filtros prensa para hacer las determinaciones de filtrado a elevadas temperaturas y presiones, la pérdida de agua determinada a la temperatura ambiente puede corregirse, en forma aproximada, por cambios de temperatura, sabiendo que el filtrado de un lodo es inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la viscosidad del líquido filtrado:

$$V_1 = V_2 \sqrt{\mu_2 / \mu_1} \quad (8)$$

en donde:

V_1 = filtrado a la temperatura T_1 ,

V_2 = filtrado a la temperatura T_2 ,

μ_1 = viscosidad de la fase líquida a T_1 ,

μ_2 = viscosidad de la fase líquida a T_2 ,

T_1 y T_2 = Temperaturas en cuestión

Los valores obtenidos con esta fórmula son correctos si no se alteran las propiedades coloidales del lodo, o sea, que la viscosidad del filtra-

do a 100 y a 5,000 lb/pg².

Es común hacer la determinación del filtrado a 7.5 minutos, multiplicar el resultado por dos y reportar este valor como el filtrado a 30 minutos. Este procedimiento no da resultados correctos y se recomienda únicamente cuando se tienen valores muy altos de pérdida de agua. Esta determinación a 7.5 minutos se basa en la ley de filtración que dice: en un mismo líquido, cuando se utiliza el mismo medio filtrante y se hace la prueba a la misma temperatura, los volúmenes filtrados son directamente proporcionales a las raíces cuadradas de los tiempos que duren las pruebas:

$$\frac{V_1}{V_2} = \sqrt{\frac{t_1}{t_2}} \quad (9)$$

donde:

V_1 = filtrado a t_1 minutos, en cc.
 V_2 = filtrado a t_2 minutos, en cc.
 t_1 y t_2 = tiempos de filtración, minutos.

La diferencia de valores en el filtrado del lodo calculado a 7.5 minutos y el determinado a 30 minutos, se debe principalmente a que en el filtro prensa queda cierta cantidad de filtrado retenido en la parte inferior del papel filtro, que no se mide. Para mayor exactitud en filtrados bajos, hágase la determinación a 30 minutos.

PRUEBA No. 9 DETERMINACION DE LA PERDIDA DE AGUA Y DE EN JARRE CON FILTROS PRENSA DE BAJA PRESION Y TEMPERATURA

Existen varios modelos de filtros prensa de baja presión y temperatura, siendo la diferencia principal entre ellos las fuentes de presión que utilizan y que pueden ser: aire o nitrógeno comprimidos, gas carbónico o presión hidráulica. El procedimiento es similar en los tres tipos de filtro.

Procedimiento.

1.- Asegúrese que todas las partes del filtro estén limpias y secas, y de que los empaques no estén gastados o deformados.

2.- Sobre la base de la celda coloque empaques cedazo, papel filtro y celda. Llene con lodo hasta 1/4" del borde superior de la celda. Arme el filtro.

- 3.- Coloque una probeta graduada seca bajo el tubo de descarga de la celda para recibir el filtrado. Cierre la válvula de escape y ajuste el regulador de presión para obtener 100 ± 5 lb/pg² en 30 segundos o menos. Comience a contar el tiempo.
- 4.- A los 30 minutos mida el volumen del filtrado en la probeta. Cierre la fuente de gas comprimido, cierre el regulador de presión y abra la válvula de escape con cuidado.
- 5.- Retire la celda del soporte, tire el lodo, desármela y obtenga el papel filtro con el enjarre. Lave el enjarre con un chorro débil de agua. Mida su espesor en milímetros.
- 6.- Lave y seque inmediatamente todas las partes del filtro.

Resultados.

Reporte el volumen del filtrado en centímetros cúbicos, aproximando a 0.1 cc, indicando la presión de filtración empleada (100 lb/pg²) y la duración de la prueba en minutos, siendo la prueba A.P.I. de 30 minutos. Reporte el espesor del enjarre en milímetros, aproximando a 0.5 mm. También pueden reportarse otras propiedades estimativas del enjarre, como dureza, textura, flexibilidad, etc.

Precauciones.

No use oxígeno como fuente de presión. En presencia de aceite o de sustancias orgánicas de oxígeno puede producir una reacción fuertemente exotérmica, con peligro de explosión.

Antes de abrir la fuente de presión, asegúrese que el regulador de presión está cerrado.

PRUEBA No. 10 DETERMINACION DE LA PERDIDA DE AGUA CON FILTRO PRENSA DE ALTA TEMPERATURA Y PRESION.

Esta determinación es muy útil para conocer el valor del filtrado de un lodo en condiciones similares, de temperatura y presión, a las encontradas durante las perforaciones de pozos profundos.

La prueba de filtrado A.P.I. para alta temperatura y alta presión, establece una temperatura de 300° F (148.9° C), una presión de 500 lb/pg² (35.16 kg/cm²) y una duración de 30 minutos.

Como la construcción de los filtros prensa para alta temperatura y presión difieren de una marca a otra, y como el más empleado en Petróleos Mexicanos es de la marca Magcobar, el procedimiento que damos abajo se refiere exclusivamente a este tipo de filtro. Bebe tenerse en cuenta que la presión máxima de trabajo de este filtro es de 1.000 lb/pg² y la temperatura máxima de 500° F. La corriente eléctrica que em

plea es de 4 amperes a 110 volts, CA o CD, o de 2 amperes a 220 volts. La capacidad de la celda de lodo es de 160 cc, con un área de filtración de 3.5 pg^2 y la capacidad para recibir filtrado es de 15 cc.

Procedimiento.

- 1.- Conecte la chaqueta de calentamiento en una fuente de corriente eléctrica adecuada y deje que el aparato se precaliente. Coloque el termómetro en su depósito sobre la chaqueta y ajuste el termostato a la temperatura deseada.
- 2.- Tome una muestra representativa del lodo (pasando a través de una malla 10, si es necesario), y precaliéntelo a 120°-130° F (48.8° - 54.4° C), agitando continuamente.
- 3.- Con la válvula de entrada, cerrada y la celda invertida, llene hasta 1/2" de la ranura para el empaque "0", para permitir expansión.
- 4.- Coloque un papel filtro en la ranura y coloque el empaque "0" arriba del papel.
- 5.- Coloque la base del papel filtro (la parte que contiene el cedazo), sobre el papel filtro y alíne las muescas del candado de seguridad.
- 6.- Uniformemente apriete, con los dedos, los tornillos (3), en la base de la celda.
- 7.- Inviértase la celda completa y colóquese dentro de la chaqueta de calentamiento con todas las válvulas cerradas. Coloque el termómetro en el depósito de la celda.
- 8.- Coloque una cápsula de CO_2 en la fuente primaria de presión y apriete la cámara de la cápsula hasta que ésta sea perforada.
- 9.- Levante el candado de anillo, coloque la fuente primaria de presión en la conexión superior y suelte el candado. La unidad de presión está lista para emplearse.
- 10.- En las pruebas en que se excedan los 200° F, use el receptor de contrapresión para prevenir la vaporización del filtrado.
- 11.- Conecte el receptor de contrapresión completo en el acoplamiento inferior haciendo operar el condado de anillo en su ranura.
- 12.- Aplique 100 libras de presión a las dos unidades de presión con las válvulas todavía cerradas.

13.- Abra la válvula de la celda cuando menos una vuelta entera. La presión mantenida disminuye la ebullición mientras la muestra se calienta.

14.- Cuando la temperatura ha llegado al valor deseado, según indique el termómetro de la celda, aumente la presión en la celda hasta 100 libras más de la presión de prueba deseada y abra la válvula de la parte inferior de la celda, cuando menos una vuelta completa. Empiece a contar el tiempo.

15.- Si la presión en la cámara que se recibe el filtrado sube de 100 lb/pg², cuidadosamente saque una porción de filtrado para mantener la presión diferencial correcta (100 lb/pg²). Mantenga la temperatura en un rango de $\pm 5^{\circ}$ F.

16.- Después de 30 minutos de filtración, cierre primero la válvula inferior de la celda y después la superior.

17.- Afloje los tornillos de los reguladores de presión y purge la presión de los dos.

18.- Desconecte el receptor de filtrado drene el filtrado a la probeta y lea el volumen.

19.- Desconecte la fuente principal de presión levantando el candado de anillo.

PRECAUCION: la celda todavía contiene presión.

20.- Mantenga la celda en posición vertical y déjela enfriar a la temperatura ambiente; descargue la presión de la celda. Se puede enfriar la celda con mayor rapidez si se coloca dentro de un recipiente conteniendo agua hirviendo, y se reemplaza esa agua por fría, agregando un pequeño chorro de agua fría de manera que no caiga directamente sobre la celda.

21.- Invierta la celda, afloje los tornillos de la tapa (empleando una llave Allen, si es necesario) y desármela. Limpie perfectamente todas las partes y séquelas antes de efectuar la siguiente prueba.

Resultados.

El volumen de filtrado botenido se multiplica por 2 y este valor se reporta, indicando siempre la temperatura y presión empleadas.

PRUEBA No. 11. DETERMINACION DEL CONTENIDO DE ARENA.

El objeto de esta prueba es prevenir el efecto abrasivo de una alta con-

centración de arena en el lodo. Las partes del equipo más expuestas a la abrasión por la arena del lodo son las bombas, la tubería de perforación y las barrenas. Un contenido alto de arena también origina enjarres gruesos y permeables, o puede asentarse en el pozo cuando se interrumpe la circulación, interfiriendo en la operación correcta de las herramientas de perforación o en la cementación de tuberías de ademe.

El contenido de arena se determina por elutriación, por asentamiento o por análisis de mallas. El más común de estos métodos en perforación, por su simplicidad es el de análisis de mallas. El volumen de la arena, incluyendo los espacios entre las partículas, se mide y se expresa como porcentaje en volumen.

El equipo para la determinación del porcentaje de arena consiste en un cedazo de malla 200, un embudo que ajusta sobre el soporte del cedazo y un recipiente de vidrio donde se miden el volumen del lodo, el volumen de agua con que se diluye el lodo y el % en volumen de arena. El rango de porcentaje más común es de 0 a 20 %.

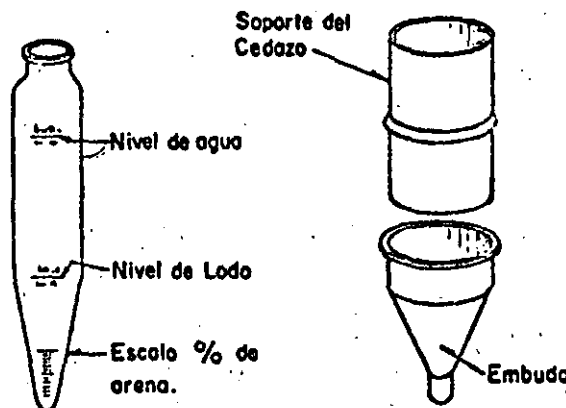
Procedimiento.

Agregue lodo (de una muestra tomada después del cedazo de la temblorina o del embudo Marsh), hasta la marca correspondiente; después agua hasta la siguiente marca. Cubra la boca del tubo y agite vigorosamente.

2.- Vacíe la muestra de lodo diluido a través del cedazo, lavando todo residuo de lodo en el tubo con agua clara. Lave la arena retenida en el cedazo hasta eliminar las trazas de lodo.

3.- Coloque el embudo sobre el cedazo e inviértalo lentamente. Con agua haga caer la arena del cedazo al tubo. Espere que se asiente la arena.

4.- En las graduaciones del tubo lea el porcentaje de arena en volumen y repórtelo, indicando, si es necesario, de qué lugar se tomó la muestra de lodo.

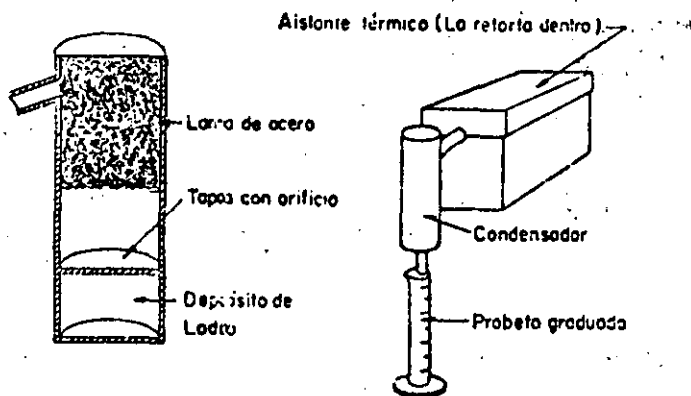


PRUEBA No. 12 DETERMINACION DEL CONTENIDO DE LIQUIDOS Y DE SOLIDOS EN EL LODO POR MEDIO DE LA RETORTA

Esta determinación nos permite conocer los porcentajes, en volumen y en peso, de aceite, agua y sólidos en un lodo. Conocer estos datos es esencial para el control de las propiedades del lodo. El contenido de sólidos nos da una idea del tratamiento a seguir para acondicionar un lodo, para mejorar sus propiedades reológicas y además tienen relación directa con la velocidad de perforación. Al aumentar el contenido de sólidos disminuye la velocidad de perforación, debido principalmente a que los sólidos aumentan la viscosidad

La determinación del contenido de aceite es necesaria para el control de los lodos emulsionados.

El aparato es propiamente una retorta de destilación (ver fig 18). Una cantidad medida de lodo se coloca en un recipiente metálico; se calienta hasta evaporar los componentes líquidos del lodo; los vapores pasan a través de un empaque de lana de acero que evita el paso de sólidos, se condensan y se recogen en una probeta graduada. Los volúmenes de los líquidos se leen directamente en la probeta, y los sólidos, en suspensión y disueltos, se determinan por diferencia.



CROQUIS DE UNA RETORTA

FIGURA Nº 18

A continuación damos un procedimiento general que puede variar ligeramente según la construcción de la retorta.

Procedimiento.

1.- Coloque una cantidad medida de lodo en la retorta. Generalmente el depósito de lodo de las retortas tiene la forma de picnómetros y retiene un volumen de lodo exactamente igual en todas las determinaciones.

Si es necesario, pase antes la muestra de lodo por un cedazo de malla 10. Empaque la parte superior de la retorta con lana de acero fina.

2.- Arme la retorta y colóquela en su soporte aislador. Ponga una probeta graduada en la descarga del condensador (el tamaño de la probeta es especial para cada marca de retorta). Agregue una gota de agente humectante a la probeta.

3.- Conecte la corriente a la resistencia eléctrica hasta que termine la destilación. Los tiempos de destilación son también variables según la marca de la retorta. En ningún caso debe calentarse la retorta. al rojo oscuro.

Resultados.

De los volúmenes de agua y aceite recolectados en la probeta y el volumen de la muestra original de lodo, se calculan los porcentajes en volumen de agua, aceite y sólidos. En algunos casos será necesario agregar otra gota de humectante para mejorar el menisco entre el agua y el aceite y facilitar la lectura.

Observaciones.

1.- Debe tomarse especial cuidado de que el volumen de lodo medido sea lo más exacto posible y de que no tenga burbujas de aire englobadas.

2.- Cuando se utiliza aceite crudo en los lodos, deben de hacerse pruebas de destilación con lodos que contengan porcentajes conocidos de dicho aceite crudo, para determinar la cantidad, en porcentos, que se recupera y de acuerdo con este dato se harán las correcciones en cada destilación subsecuente.

3.- Si durante la destilación aparecen gotas de humedad alrededor de la cámara de calentamiento, la retorta tiene fugas y los resultados serán erroneos.

4.- Después de cada determinación, debe limpiarse el lodo seco en la retorta. Debe cambiarse la lana de acero que contenga sólidos del lodo y deben limpiarse los tubos de descarga de la retorta y del condensador.

Cálculos.

sí V_a = porcentaje en volumen de aceite,
 V_w = porcentaje en volumen de agua,
 V_s = porcentaje en volumen de sólidos,
$$V_s = 100 - V_a - V_w$$

(10)

Contenido óptimo de sólidos en el lodo.

El contenido óptimo de sólidos debe determinarse para cada zona.

El volumen óptimo de sólidos en un sistema formado por agua, arcilla y barita, sin cantidades apreciables de otros sólidos, como cloruro de sodio, debe depender únicamente de la densidad del lodo, de la densidad de la barita empleada y de la cantidad máxima de arcillas que tolera, manteniendo su viscosidad plástica y punto de cedencia bajos. Esta tolerancia a las arcillas puede variar de una región a otra.

Para calcular el porcentaje óptimo de sólidos que se mantiene en los lodos de la Zona Norte, se supuso una densidad promedio de la barita de 4.25 g/cc y una concentración de arcillas (de densidad promedio de 2.50 g/cc) de 175 kilogramos por metro cúbico de lodo. Con estos datos se calculó la fórmula de trabajo (15) de la siguiente manera:

Tomando como base 100 cc de lodo, hacemos un balance de los componentes del mismo (por peso), llamando D_L la densidad del lodo, V_b el volumen de la barita, cc, V_c el volumen de arcilla, cc, y D_a la densidad del aceite:

$$100 \times D_L = 4.25 \times V_b + 2.50 \times V_c + 1.00 \times V_w + D_a \times V_a \quad (11)$$

pero $V_w = 100 - V_s - V_a$ (12)

y $V_b = V_s - V_c$ (13)

Hemos supuesto $2.50 \times V_c = 17.5 \text{ g}/100\text{cc}$ (14)

Substituyendo las ecuaciones (12), (13) y (14) en la (11), y despreciando el término de V_a :

$$V_s = (D_L - 0.88) \times 30.8 \quad (15)$$

Los sólidos totales determinados por medio de la retorta, deben de controlarse a un valor $\pm 1\%$ del contenido óptimo calculado con la fórmula (15).

Cálculo de los componentes de un lodo, en gramos por litro.

El peso específico del lodo nos representa el peso en gramos de 1 cc de dicho lodo, luego el peso de 1 litro será $1,000 \times D_L$.

Si P_w = peso del agua en un litro de lodo, en gramos.

P_a = peso del aceite en un litro de lodo, en gramos.

P_s = peso de los sólidos totales en un litro de lodo, gramos.

entonces:

$$P_w = 10 \times V_w \quad (16)$$

$$P_a = 10 \times D_a \times V_a \quad (17)$$

$$P_s = 1,000 \times D_L - P_w - P_a \quad (18)$$

Nota.- El peso específico del agua en cálculos técnicos y a temperaturas normales, lo tomaremos siempre como 1.00.

Cálculo del peso específico promedio de los sólidos contenidos en un lodo.

Si PE, = peso específico de los sólidos del lodo,

$$PE = \frac{P_s}{10 \times V_s} \quad (19)$$

El peso específico de los sólidos del lodo (arcilla, barita, arena, sales, reactivos, etc., debe estar comprendido entre los valores 2.2 y 4.5. Si el resultado calculado queda fuera de estas fronteras, puede deberse a que no se midió bien el volumen de lodo en la destilación o a que hubo fuga de vapores en la retorta. Cuando en el lodo se emplean materiales de mayor peso específico que la barita, como hematita y galena, el peso específico resultante puede ser mayor de 4.5.

Cálculo del volumen de cloruro de sodio en un lodo salado.

Cuando la concentración de sal en un lodo es mayor de 20,000 mg/lit como ión cloro, hay que descontar el volumen de la sal del volumen total de sólidos para poder determinar con mayor exactitud el contenido de arcilla y de barita de dicho lodo.

El volumen del NaCl se puede conocer fácilmente empleando gráficas que publican las compañías vendedoras de productos para lodos, como el de la casa Baroid en el folleto Drilling Mud Data Book, Section 900, pag 36, También puede calcularse con la siguiente fórmula:

$$V_{NaCl} = \frac{1.65 \times (\text{mg/lit de Cl}^-) \times V_w}{2,200,000} \quad (20)$$

donde V_{NaCl} = porcentaje en volumen de cloruro de sodio.

Cálculo del contenido de arcilla y de barita en un lodo.

Esta determinación puede hacerse en porcentaje en volumen de arcilla (V_c) y de barita (V_b) o en gramos por litro de cada componente, siendo más útil esta última forma para el control de lodos.

	% en vol.
Agua	59.8
Aceite	8.8
NaCl	0.9
Sólidos	30.5
	100.0

El cálculo algebraico se efectúa en la siguiente forma:

100 cc de sólidos de un lodo, ya corregidos por NaCl, pesas $100 \times PE_s$ gramos.

Si V_c' = volumen porcentaje de la arcilla en los sólidos, entonces $(100 - V_c')$ = volumen % de barita en los sólidos.

Peso de la arcilla en 100 cc de sólidos = $2.5 \times V_c'$

Peso de la barita en 100 cc de sólidos = $4.3 (100 - V_c')$

La suma de estos dos pesos es igual al peso de 100 cc de sólidos:

$$2.5 \times V_c' + 4.3 (100 - V_c') = 100 \times PE_s \quad (21)$$

Con el valor de V_c' de esta ecuación se puede calcular el volumen de arcilla en 100 cc de lodo:

$$V_c = \frac{V_c'}{100} \times V_s \quad (22)$$

El volumen de la barita en 100 cc de lodo serán:

$$V_b = V_s - V_c \quad (23)$$

Ejemplo:

Un lodo con un peso específico de 1.80 y con una salinidad de 20,000 mg/lit de Cl, da el siguiente análisis en la retorta:

Aceite	8.8 % en volumen		
Agua	59.8	"	"
Sólidos (por diferencia)	<u>31.4</u>	"	"
	100.0		

Calcular el análisis completo de este lodo.

El % en volumen de NaCl, calculado con la fórmula (20), es de 0.9.

Descontando de los sólidos este volumen y calculando los gramos de cada componente que hay en 1 litro de lodo:

	g/lt
(59.8 x 10)	598.0
(8.8 x 0.8x10)	70.4
(0.9 x2.2x10)	19.8
(por diferencia)	<u>1,111.8</u>
	1,800.0

El peso específico de los sólidos es:

$$PE_s = \frac{1,111.8}{10 \times 30.5} = 3.645$$

100 cc de estos sólidos pesan 364.5 gramos, y con la fórmula (21) resulta $V_c = 36.3 \%$, y con las ecuaciones (22) y (23) obtenemos

$$V_c = 11.1\%, \quad V_b = 19.4\%$$

por lo que el análisis completo del lodo es;

	% en vol.	g/lt	
agua	59.8	598.0	
aceite	8.8	70.4	
NaCl	0.9	19.8	
Arcilla	11.1	277.5	
Barita	<u>19.4</u>	<u>834.2</u>	
	100.0	1,799.9	= 1,800.0

Normalmente las arcillas en un lodo no deben de estar en una concentración mayor de 100-175 kg/m³; si la arcilla fuera bentonita de buena calidad, la concentración sería de 40 a 60 kg/m³ por lo cual, el lodo a que se refiere el ejemplo debe diluirse o centrifugarse para eliminar una parte de las arcillas. Para comparar, podemos calcular con la ecuación (15) cuál sería el porcentaje de sólidos que tendríamos normalmente en un lodo de la Zona Norte:

$$V_s = (1.80 - 0.88) \times 30.8 = 28.3 \pm 1\%$$

Junto con las retortas de destilación de lodo se proporcionan tablas, como la indicada a continuación, para hacer también el cálculo de las proporciones relativas de arcilla y de barita en el total de los sólidos de un lodo. Debe hacerse también previamente la corrección del volumen de sólidos, si el lodo contiene 20,000 mg/lit de Cl o más.

Tabla No. 1

Peso específico de los sólidos	Barita por ciento en peso	Arcilla por ciento en peso
2.6	0	100
2.8	18	82
3.0	34	66
3.2	48	52
3.4	60	40
3.6	71	29
3.8	81	19
4.0	89	11
4.3	100	0

Con el peso específico de los sólidos calculado en el ejemplo anterior (3.65), interpolamos en la tabla 1 y obtenemos que el 73.5% de los sólidos es barita y el 26.5% es arcilla. Entonces:

$$1,111.8 \times 0.735 = 817.2 \text{ gramos de barita en un litro de lodo.}$$

$$1,111.8 \times 0.265 = 294.6 \text{ gramos de arcilla en un litro de lodo.}$$

Los valores obtenidos por los dos procedimientos concuerdan con una aproximación menor del 5%. Creemos que cualquiera de los dos es útil para el control de sólidos, pero recomendamos que se utilice solamente uno de ellos en un mismo pozo. En el método algebraico se pueden alterar los pesos específicos de la barita y de la arcilla para ajustarse a valores reales en un determinado pozo,

Como ejemplo de problemas de lodos que pueden resolverse con los datos proporcionados por la retorta, tenemos el siguiente:

Si basándonos en los datos de destilación de la retorta, se obtiene un peso específico de los sólidos igual a PE_s' calcular a qué porcentaje en volumen deberá aumentarse el agua en el lodo para obtener otra densidad de sólidos PE_s'' siendo $PE_s'' > PE_s'$. Deben conservarse el mismo

peso específico del lodo y el mismo porcentaje de aceite emulsionado.

Llamando V_w'' = nuevo % de agua,

necesario para obtener un peso de sólido PE_s''

V_s'' = nuevo porcentaje en volumen de sólidos,

entonces $V_s'' = 100 - (V_w'' + V_a)$

Haciendo un balance en peso:

Peso del lodo = Peso del agua + Peso del aceite + Peso de sólidos o $100 \times D_L = V_w'' + D^a \times V_a + PE_s'' (100 - (V_w'' + V_a))$

En esta ecuación podemos calcular el valor de V_w'' .

Ejemplo. En nuestro ejemplo anterior obtuvimos un peso específico de sólidos de 3.65. Si queremos aumentar este peso a 3.75, ¿cuál será el nuevo porcentaje de agua, si se mantiene el peso del lodo en 1.80 y el porcentaje de aceite en 8.8? Peso específico del aceite 0.8.

Substituyendo valores en la ecuación anterior:

$$100 \times 1.80 = V_w'' + 0.8 \times 8.8 + 3.75 (100 - (V_w'' + 8.8))$$

en donde $V_w'' = 61.5\%$, luego el porcentaje de agua debe aumentarse de 59.8 a 61.5, el aceite quedaría en 8.8% y los sólidos totales, incluyendo el NaCl, en 29.7%.

PRUEBA No. 13 DETERMINACION DE LA TEMPERATURA DEL LODO

Esta determinación es útil como orientación para el tratamiento químico adecuado de los lodos. Por ejemplo, algunos reactivos, como los fosfatos complejos, se descomponen a altas temperaturas, perdiendo sus propiedades dispersantes y, en algunos casos originando floculación del lodo; la mayor parte de los lodos tratados con hidróxidos de calcio se solidifican a altas temperaturas.

Las lecturas de la temperatura se hacen cuando el lodo está en circulación y generalmente se hacen a la salida y a la entrada del pozo. Es útil conocer también las temperaturas obtenidas a diferentes profundidades cuando se efectúan perfilajes eléctricos, teniendo en cuenta que los valores registrados son siempre menores que las temperaturas estáticas de la formación, a las mismas profundidades. También es útil determinar en forma aproximada las temperaturas del pozo, empleando el gradiente geotérmico de la región. Este método debe emplearse

para estimar temperaturas en pozos profundos y poder desarrollar un programa de lodos adecuado. Los gradientes de temperatura varían de un lugar a otro y el inconveniente de este método es que no disponemos de los valores del gradiente en las áreas que se perfora. Como un ejemplo de las variaciones en el valor del gradiente, en el estado de Texas se han medido gradientes desde 0.55° hasta 4.01° C por cada 100 m de profundidad. Un valor promedio es un aumento de 1° C por cada 30.5 metros de profundidad, o 3.28° C por cada 100 metros.

Otro dato necesario para calcular la temperatura en un pozo a diferentes profundidades, es la temperatura media en la superficie para cada área. En la Zona Norte podemos tomar como un valor aproximado para la temperatura de la superficie, 47° C.

Por ejemplo, en un pozo de la Zona Norte programado a 4,000 m, podemos estimar la temperatura máxima, con un gradiente normal, en la siguiente forma:

$$\text{Temp. Máxima} = 47 + 4,000 (3.28/100) = 178^{\circ}\text{C}$$

factores para convertir grados Fahrenheit a centígrados y viceversa:

$$^{\circ}\text{C} = (5/9) (^{\circ}\text{F} - 32)$$

$$^{\circ}\text{F} = (9/5) (^{\circ}\text{C} + 32)$$

$$1^{\circ}\text{C} = 1.8^{\circ}\text{F}$$

PRUEBA No. 14 DETERMINACION DE TENSION SUPERFICIAL E INTERFACIAL.

Al reducir la tensión superficial de los lodos de perforación se obtienen las siguientes ventajas:

- a).- En algunos tipos de formaciones, especialmente en lutitas, se observa un aumento en la velocidad de perforación.
- b).- Es más fácil eliminar el filtrado que invade las zonas productoras cuando ese filtrado tiene tensión superficial baja.
- c).- Lodos con baja tensión superficial evitan el embolamiento de las barrenas y reducen el peligro de pegaduras diferenciales.

La atracción entre las moléculas de un líquido se manifiesta en forma especial en la superficie del mismo, donde dichas moléculas están sujetas a una fuerza no balanceada; son atraídas por las moléculas interiores y el líquido tiende a presentar la mínima área superficial. Este hecho explica varios fenómenos, como la forma esférica de las gotas

de agua, el levantamiento del nivel de agua en un tubo capilar y el movimiento del agua en contacto con papel absorbente o en suelos arcillosos

La fuerza que actúa paralela a la superficie del líquido y que tiende a disminuir su extensión, se denomina "tensión superficial". En el sistema de unidades cgs, la unidad de tensión superficial es la dina/cm. El agua destilada a la temperatura ambiente tiene una tensión superficial de unas 75 dinas/cm y los aceites derivados del petróleo de 20 a 30 dinas/cm. Diferentes sustancias disueltas en el agua pueden aumentar o disminuir su tensión superficial; sin embargo, es relativamente fácil reducir considerablemente la tensión superficial de un líquido, pero no puede aumentarse mucho. Al aumentar la temperatura de un líquido disminuye su tensión superficial, hasta llegar a ser nula a la temperatura crítica.

La tensión superficial puede medirse cuantitativamente por varios métodos, siendo el más exacto el que se basa en la altura que alcanza un líquido en un tubo capilar. Los otros métodos son: la medida de la fuerza necesaria para despegar un aro de la superficie del líquido; el peso de las gotas que se desprenden de un gotero especial y la reflexión de la luz de ondas formadas en la superficie del líquido.

La tensión superficial se determina cuando el líquido está en contacto con el aire o con sus vapores y la tensión interfacial se determina en la superficie de contacto de dos líquidos no miscibles o parcialmente miscibles.

La tensión interfacial puede definirse como la fuerza contráctil, en dinas por centímetro, que opera en el plano de la interfase de dos líquidos no miscibles, y en ángulo recto a ella. En líquidos no miscibles, es igual a la diferencia de tensiones superficiales de los dos líquidos en contacto con sus vapores saturados. En líquidos parcialmente miscibles, la solución de uno en otro puede alterar grandemente los valores de tensión superficial. La tensión interfacial se puede medir por cualquiera de los métodos indicados para la tensión superficial.

Algunas sustancias disueltas en una o en las dos fases líquidas, ocasionan grandes cambios en el valor de la tensión de interfases y en las propiedades coloidales. Se ha encontrado que los solutos que reducen la tensión interfacial, por ejemplo los jabones, se concentran en mayor cantidad en la interfase que en el cuerpo del líquido. Otros solutos están en la misma concentración tanto en la película de interfase como en el cuerpo del líquido, y no afectan la tensión interfacial, independientemente de la concentración del soluto. Finalmente, si la concentración de un soluto en la interfase es menor que su concentración en el cuerpo del líquido, la tensión interfacial aumentará. En este último caso, los solutos no tienen gran influencia en el aumento de la tensión interfacial, debido a que la mayor parte de dicho soluto está concentrada en el cuer

po del líquido donde no puede ejercer gran influencia sobre el fenómeno de interfase.

Procedimiento.

El procedimiento para determinar las tensiones superficiales e interfaciales que se describe, se basa en la medida de la fuerza necesaria para desprender un aro de alambre, empleando el tensiómetro marca Fisher, Modelo No. 20.

a).- Tensión superficial

- 1.- En una mesa libre de vibraciones nivele el tensiómetro con el nivel de burbuja en la base del instrumento y los tornillos del lado izquierdo de la base.
- 2.- Coloque una muestra de lodo o de filtrado (de preferencia éste último), en un vaso de vidrio cilíndrico que tenga una diámetro interior de 45 mm o mayor. Debe tomarse especial cuidado de que la muestra de líquido no se contamine con agua, con aceite o con cualquier otra sustancia.
- 3.- El aro de platino-iridio, perfectamente limpio, se coloca en su gancho y se pone freno al brazo de la balanza.
- 4.- El vaso con la muestra de líquido se coloca en su soporte. El soporte se mueve para colocarlo debajo del aro y se levanta, dando vueltas al tornillo en la parte inferior de dicho soporte. El aro debe quedar sumergido en el líquido a unos 3 milímetros de la superficie.
- 5.- Se quita el freno al brazo de torsión. Con el control del lado derecho del estuche, se nivela el brazo de torsión hasta que su imagen esté en línea con la marca de referenda en el espejo. Debe tenerse cuidado de que el aro se mantenga bajo la superficie del líquido durante esta operación, subiendo o bajando el soporte de la muestra.
- 6.- Con el control principal al frente del instrumento, ponga el cero del vernier con el cero de la escala exterior del indicador de tensión superficial.
- 7.- Baje el soporte de la muestra hasta que el aro está en la superficie del líquido y con el control del lado derecho del estuche mantenga el brazo de torsión nivelado con la marca de referencia en el espejo. Al bajar más la muestra la superficie del líquido estará distendida, pero el índice debe mantenerse al nivel de la marca. Continúe los dos ajustes simultáneamente, hasta que la película distendida en la superficie del líquido se rompa.

8.- La lectura de la escala exterior en este punto es la tensión superficial aparente del líquido, en dinas/cm, a la temperatura del laboratorio.

b).- Tensión interfacial de un líquido denso o uno menos denso.

1.- Se nivela el tensiómetro en la forma indicada.

2.- Se vacía el líquido más denso al vaso y se coloca en el soporte. Se pone el freno al brazo de torsión y se sumerge el aro unos 3 mm en ese líquido.

3.- Se quita el freno y se ajusta el índice del brazo y su imagen con la marca en el espejo. Manténgase el aro sumergido en el líquido durante estas operaciones. Ajuste el cero del vernier con el cero de la escala exterior.

4.- Vacíe el líquido más ligero sobre el líquido más pesado. El espesor del líquido ligero debe ser suficiente para que el aro no toque su superficie superior antes de que la película de interfase se rompa.

5.- Déjese los líquidos en reposo cuando menos 30 segundos para que se estabilice la interfase.

6.- Determine la tensión interfacial aparente, a la temperatura de los líquidos, en la misma forma que se indicó en el párrafo 7 de la medida de tensión superficial.

c).- Tensión interfacial de un líquido menos denso a otro más denso.

1.- Nivele el tensiómetro en la forma indicada.

2.- En el vaso de vidrio se vacía el líquido más denso, llenándolo hasta una altura de 10 mm o más. Encima se pone el líquido menos denso. Se coloca el vaso en el soporte. Se pone el freno al brazo de torsión y se sumerge el aro de platinoiridio, perfectamente limpio, en el líquido menos denso, hasta quedar a unos 3 mm de la interfase líquida.

3.- Se quita el freno y se nivela el índice del brazo de torsión con la marca en el espejo. Durante esta operación, el aro no debe tocar la interfase o la superficie superior del líquido más ligero.

4.- Se pone el cero del vernier con el cero de la escala interior.

5.- Se sube el soporte de la muestra hasta que el aro toque la interfase líquida; al mismo tiempo se mantienen en línea el índice del brazo y la marca en el espejo. La interfase entre los dos líquidos quedará distendida, pero el índice debe mantenerse con la línea de referencia. Conti-

núe los dos ajuste simultáneamente hasta que la película distendida en la interfase se rompa.

6.- La lectura de la escala en el punto de ruptura de la película interfacial, es el valor de la tensión interfacial aparente a la temperatura de los líquidos.

Nota. Como las tensiones interfaciales y superficiales varían con la temperatura, para trabajo de control deben de hacerse las medidas a una misma temperatura.

Cálculos.-

El tensiómetro Fisher da las tensiones superficiales e interfaciales aparentes. Para calcular la tensión superficial o interfacial verdaderas, se emplea la fórmula:

$$S = P \times F$$

en donde S = tensión verdadera.

P = valor aparente

F = factor numérico de corrección

El factor de corrección F depende del diámetro del aro y del diámetro del alambre de platinoiridio que forma el aro; de los valores de las tensiones superficiales e interfaciales aparentes y de la densidad de las dos fases. El valor de F está dado por la ecuación:

$$F = 0.7250 + \sqrt{\frac{0.01452P}{C^2 (D - d)} + 0.04534 - \frac{1.679r}{R}}$$

donde:

R = radio del aro, en centímetro ($= C/\pi$).

r = radio del alambre del aro, en centímetros (generalmente tienen un radio de 0.01778 cm),

P = valor aparente de la tensión, en dinas/cm,

D = densidad del líquido más denso, en g/cc,

d = densidad del líquido más ligero, en g/cc,

C = la circunferencia del aro, en centímetros (generalmente es igual a 6.00 cm, aunque la medida exacta se indica en el envase de cada anillo.),

0.04534 - 1.679r/R; 0.7250 y 0.01452 son constantes numéricas universales para todos los aros.

El valor del factor de corrección se usa con mayor facilidad en gráficas

basadas en la fórmula anterior.

Calibración.

El tensiómetro debe calibrarse periódicamente con líquidos de tensión superficial conocida, para asegurar la exactitud de los resultados. Deberá calibrarse cuando se le cambie el aro de platino-iridio y cuando se transporte el tensiómetro a una localización que tenga diferente valor de la aceleración de la gravedad a la que esté calibrado.

PRUEBA No. 15 CELDA PARA SOMETER LOS LODOS A ALTAS TEMPERATURAS.

La celda que se describe es de la casa Baroid y la prueba sirve para determinar las variaciones que sufren, una o varias propiedades de un lodo, cuando está sujeto a una temperatura alta en condiciones estáticas o de movimiento lento. Se puede estudiar en esta celda, en cualquier tipo de lodo, la estabilidad de los aditivos para reducir filtrado, para dispersar etc., en los lodos emulsionados se determina la estabilidad de la emulsión con la temperatura y se puede estudiar en lodos tratados con cal, el aumento de viscosidad cuando están en movimiento expuestos a altas temperaturas y su grado de solidificación cuando está estáticos.

Si se conoce la temperatura a la que esta o va a estar sujeto un lodo en un pozo, conviene aplicar esta temperatura a la muestras de lodo en el laboratorio. Generalmente se conoce sólo en forma aproximada y en estos casos es mejor aplicar a la muestra una temperatura mayor de la que se sospecha existe en el fondo del pozo. En la mayoría de las estufas eléctricas se pueden aplicar temperaturas hasta de 175° C; para mayores temperaturas, se recomienda calentar con baños de aceite.

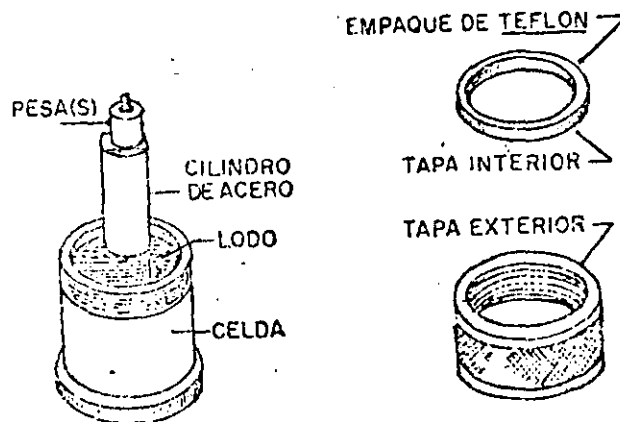


FIGURA 19

El equipo consiste en una celda don cierre hermético, dentro de la cual se coloca la muestra de lodo; de un baño de aceite con termostato a una estufa eléctrica o de aire caliente, de laboratorio.

Hay estufas que tienen rodillos giratorios, sobre los que se coloca la celda con la muestra de lodo y al mismo tiempo que se calienta ésta, se agita, simulando las condiciones en un pozo y dando mayor oportunidad de reaccionar a los componentes del lodo.

Procedimiento.

- 1.- Vacíe la muestra de lodo en la celda limpia, hasta unos 10mm del borde, aproximadamente 300 cc de lodo. Asegúrese que el borde de la celda está limpio de lodo. Coloque la cubierta interior que lleve un empaque de Teflón en buenas condiciones. Atornille a mano la tapa exterior y apriete con una llave Allen el tornillo que lleva la tapa en el centro.
- 2.- Coloque la celda en el baño de aceite o en la estufa y ajuste la temperatura al valor deseado.
- 3.- Después de haberse calentado la muestra de lodo el tiempo deseado, se saca la celda de la fuente de calor y se deja enfriar. No se destape una celda que tenga una temperatura mayor de 65° C.
- 4.- Se afloja el tornillo Allen, se desatornilla la tapa exterior y se quita la tapa interior.
- 5.- Determine la condición del lodo y reporte si está fluido, gelatinoso, plástico o solidificado. Se pueden determinar también otras propiedades del lodo, como pérdida de agua, pH, viscosidad plástica, etc. Se puede determinar también un esfuerzo de corte comparativo empleando un cilindro de acero inoxidable Baroid. Este cilindro se coloca sobre la superficie de la muestra de lodo y, si es necesario, se le colocan en la parte superior suficientes pesas para iniciar su movimiento hacia abajo. Cuando la fuerza de corte de la muestra de lodo contra la superficie del cilindro, es suficiente para soportar el peso aplicado, cesará el movimiento del cilindro. Si se pusieron demasiadas pesas sobre el cilindro y éste se sumerge totalmente en el lodo, no se aplica el procedimiento dado a continuación. Se mide la longitud del cilindro expuesta sobre la superficie del lodo y se calcula el esfuerzo de corte en lb/(100 pie²), con la siguiente fórmula:

$$S = \frac{9.18 W}{X} \quad \text{---} \quad 2.13 U$$

donde:

S = esfuerzo de corte, en lb/(100 pie²),

W = peso total sobre el cilindro, en gramos, incluyendo los 16 gramos

que pesa dicho cilindro, cuyas medidas son: longitud 3.5 pg, diámetro exterior 1.4 pg, espesor de la pared 0.008 pg.

X = longitud de la parte sumergida del cilindro, en cm. Es igual a la longitud total del cilindro, 8.89 cm, menos la longitud de la parte expuesta, en cm.

U = densidad del lodo, en g/cc.

DETERMINACION DE pH.

La determinación del pH es necesaria como guía para el tratamiento químico de los lodos de perforación, ya que algunos reactivos requieren cierto rango de pH o alcalinidad para trabajar eficientemente; los cambios en el valor de pH también indican la presencia de contaminantes, tales como cemento, cloruro de calcio, etc.

El pH se define como el logaritmo común de la recíproca de la concentración de iones hidrógeno:

$$\text{pH} = \text{Log} \frac{1}{(\text{H}^+)}$$

Esta pH es una indicación de la alcalinidad o acidez de un lodo y debe ser, en condiciones normales, siempre mayor de 7, para evitar la corrosión de las partes metálicas; además, la bentonita se flocula en medio ácido.

Hay dos métodos prácticos para determinar el pH de los lodos en los pozos y en el laboratorio con indicadores y con potenciómetro.

PRUEBA No. 16 DETERMINACION DEL pH CON INDICADORES.

Los colorantes que cambian de color o de intensidad según el pH de la solución con que se ponen en contacto, se encuentran impregnados en tiras de papel; a este papel se le llama indicador. Los rangos de papel indicadore comúnmente usados en lodos son de 1 a 11, de 10 a 14 y de 6 a 9.5

Procedimiento.

1.- Una pequeña tira de papel indicador se coloca con cuidado sobre la superficie del lodo, o se humedece con una gota del filtrado del lodo.

2.- Deje el tiempo necesario para que se humedezca bien la tira de papel y se estabilice el color.

3.- Compare el color resultante en la tira de papel con los colores de referencia que vienen con cada rollo de papel indicador.

4.- Reporte el pH del lodo aproximado a 0.5 o a 0.2 unidades, según la escala de colores del papel indicador usado.

NOTA: El papel indicador no da resultados correctos en lodos con alta concentración de sal. Emplee el método potenciométrico en lodos que contengan más de 10,000 ppm de Cl.

PRUEBA No. 17 DETERMINACION POTENCIOMETRICA DEL pH.

Esta determinación da valores más exactos del pH que el método anterior. Existen varios tipos de potenciómetros portátiles y de laboratorio cuyas partes principales son: un electrodo de vidrio, un electrodo de referencia de calomel y un amplificador electrónico del potencial eléctrico generado por los iones hidrógeno en el lodo. Un procedimiento general para la operación de ellos es el siguiente: los detalles de manejo vienen con cada marca de potenciómetro.

Procedimiento.

1.- Ajuste el instrumento empleando una solución reguladora (buffer), de pH conocido.

2.- Lave los electrodos con agua destilada y séquelos con un papel absorbente.

3.- Sumerja los electrodos en un vaso de precipitados que contenga la muestra de lodo, o de filtrado, y agítese ligeramente moviendo el vaso.

4.- Midase el pH del lodo o del filtrado de acuerdo con las instrucciones del potenciómetro. Lea el valor del pH cuando la aguja indicadora deje de moverse.

5.- Reporte el valor del pH aproximando hasta las décimas y reporte también la temperatura de la muestra en ° C.

Observaciones.

1.- Después de cada determinación de pH lávese los electrodos con agua destilada y séquelos con papel absorbente.

2.- Si el potenciómetro se usa con frecuencia, mantenganse los electrodos sumergidos en agua destilada.

3.- El potenciómetro debe conservarse en un lugar fresco, seco y libre de vibraciones.

4.- Use una muestra nueva de solución reguladora en cada calibración del potenciómetro.

5.- De preferencia, use una solución reguladora que tenga un pH aproximado al del lodo que se va a medir. Los electrodos deben sumergirse en la solución reguladora 5 minutos o más antes de ajustar el potenciómetro. Existen soluciones reguladoras con diferentes valores de pH. Las más usuales en lodos son las de pH de 7, de 9 y de 12. No emplee agua destilada para comprobar un potenciómetro. La medida exacta del pH en el agua destilada es difícil debido a la baja concentración de iones de hidrógeno.

6.- El potenciómetro debe ajustarse con solución reguladora en cada determinación o en cada serie de determinaciones. Para obtener resultados más exactos, se recomienda ajustar el potenciómetro con dos o más soluciones reguladoras, por ejemplo las de pH 7 y 12 antes de hacer las determinaciones al lodo.

PRUEBA No. 18 DETERMINACION DEL CONTENIDO DE AGUA EN LOS LODOS A BASE DE ACEITE.

Los lodos a base de aceite contienen un bajo porcentaje de agua, generalmente de 2 a 5%, y el método de la retorta de lodo no da buenos resultados con estos lodos, debido principalmente a la dificultad de leer el menisco cuando se tiene tan poca agua. Esta determinación es también por destilación, pero empleando los siguientes aparatos (ver fig 20)

Equipo necesario.

1.- Una parrilla eléctrica o un mechero de gas Bunsen

2.- Un matraz de destilación de fondo redondo y cuello corto, de 500cc de capacidad.

3.- Una trampa lateral de destilado, de 25 cc, graduada.

4.- 50 cc. de tolueno o dexileno.

5.- Tubo refrigerante con enfriamiento de agua, de una longitud no menor de 15.75", que ajuste en la trampa lateral.

6.- Perlas de vidrio.

Procedimiento.

1.- Coloque de 3 a 5 perlas de vidrio en el matraz de destilación.

2.- Con una probeta graduada mida 50 cc de lodo a base aceite y vacíelos en el matraz de destilación.

3.- Lave la probeta graduada con 2 porciones de 25 cc c/u de tolueno o xileno y agregue este solvente al matraz de destilación.

4.- Arme el aparato en la forma indicada en la figura y pruebe que no haya fugas en los tapones.

5.- Haga pasar agua por el condensador de reflujo.

6.- Aplique calor al matraz de destilación regulándolo de manera que del condensador caigan de 2 a 5 gotas por segundo.

7.- Continúe la destilación a esta velocidad hasta que no aumente la cantidad de agua en el fondo de la trampa.

8.- Los centímetros cúbicos de agua en la trampa, multiplicados por 2, es el porcentaje de agua en el lodo.

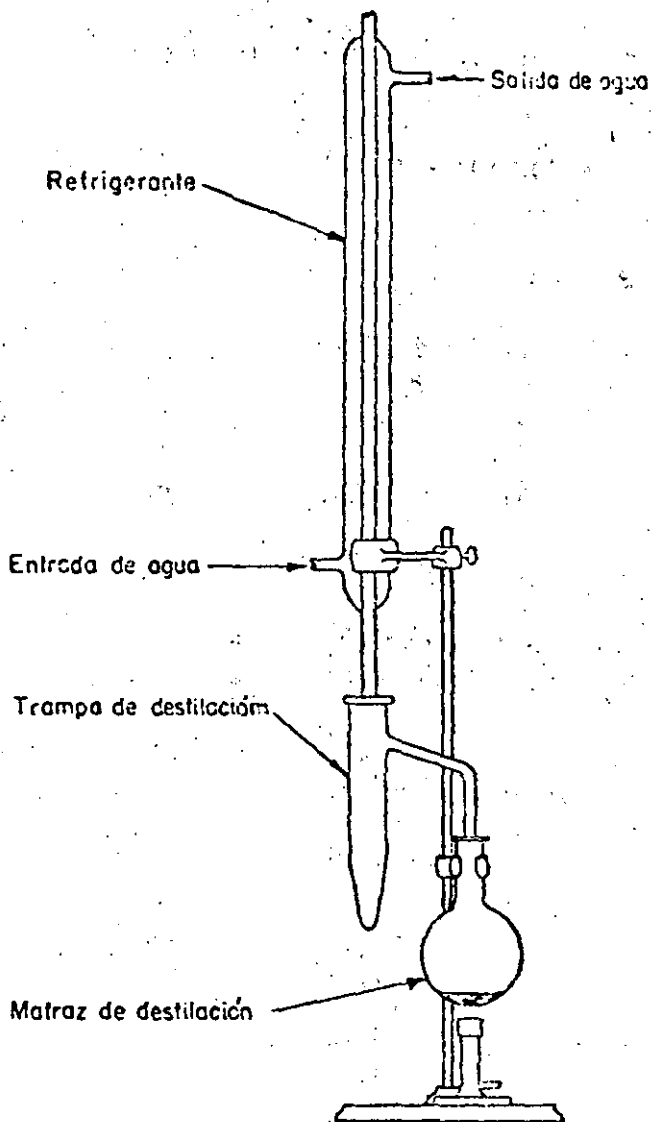


FIGURA Nº 20

PRUEBA No. 20 DETERMINACION DEL PUNTO DE ANILINA EN ACEITES.

En la preparación de lodos a base de aceite, o en emulsiones inversas, se emplean como líquidos base kerosina, aceite diesel, aceite crudo, etc., que en algunos casos requieren tener determinado valor del punto de anilina.

equipo y reactivos necesarios.

1.- Un tubo de ensaye de 25 x 200 mm, con graduaciones de 10 y de 20 cc.

2.- Un tapón de corcho para el anterior, con 2 agujeros para 2. y 4. abajo.

3.- Termómetro de rango 0° a 200° F.

4.-Agitador de alambre con un extremo doblado en forma de aro para deslizarse alrededor del termómetro y agitar la mezcla líquida. El otro extremo sobresale a través del segundo agujero del tapón .

5.- Anilina químicamente pura.

Procedimiento.

1.- Vacíe 10 cc de anilina q.p. en el tubo de ensaye. Vacíe también 10 cc. del aceite para preparar el lodo.

2.- Coloque el tubo de ensaye sumergido hasta la mitad en un recipiente con agua caliente.

3.- Con el agitador de alambre agite continuamente la mezcla de aceite y anilina. A medida que se calienta la mezcla, se hace más homogénea.

4.- Saque el tubo del baño de agua y, sin dejar de agitar, observe la temperatura a la cual la mezcla se vuelve turbia. Esta temperatura, en grados Fahrenheit, es el punto de anilina del aceite. La prueba puede repetirse varias veces, con los mismos ingredientes, para determinar con exactitud el punto de anilina.

PRUEBA No.21 DETERMINACION DE RESISTIVIDAD ELECTRICA.

La resistividad eléctrica se determina en el lodo, en el filtrado y en el enjarre. La determinación de la resistividad del lodo y del filtrado son necesarias para poder evaluar las características de las formaciones perforadas, por medio de registros eléctricos.

El procedimiento abajo indicado se refiere al medidor de resistividad

Baroid. Este medidor tiene un rango de 0.01 a 10 ohms/m²/m.

Procedimiento para el lodo y el filtrado.

- 1.- Llene la celda con el líquido, cuidando que no queden burbujas de aire atrapadas (llene y vacíe 2 ó 3 veces para humedecer completamente las paredes).
- 2.- Conecte la celda al medidor de resistividad.
- 3.- Apriete el botón negro y ajuste la aguja a la lectura máxima.
- 4.- Mientras mantiene el botón negro oprimido, oprima el botón rojo. La lectura en el medidor es la resistividad del fluido. Reporte la resistividad con la temperatura de la celda.

Notas.

Cuando se coloca lodo en la celda del medidor puede ser necesario esperar unos 5 minutos antes de efectuar la lectura, para que la temperatura del lodo se estabilice con la de la celda.

Después de la lectura, limpie la celda con agua destilada y, si es necesario, ayudándose con alambre limpiador de pipas.

Procedimiento para el enjarre del lodo.

- 1 - Elimine el exceso de agua del enjarre. Coloque en la ranura de la celda una parte del enjarre, procurando modificar lo más posible la orientación y compactación del mismo. Nivele la parte superior con una espátula.
- 2.- Apriete el botón negro y ajuste a la lectura máxima.
- 3.- Mientras mantiene el botón negro oprimido, oprima el botón rojo. La lectura en el medidor es la resistividad del enjarre. Reporte la resistividad junto con la temperatura de la celda.

Notas.

Después de cada determinación, limpie con agua destilada la ranura de la celda. No emplee solventes. No raye las paredes interiores de la celda.

Si cuando se oprime el botón negro no es posible llevar la aguja a la lectura máxima de la escala, es necesario cambiar la batería. El medidor de resistividad Baroid emplean una batería de 22.5V, modelo Burgess U-15 o similar. Asegúrese de conectar correctamente los co-

los de la batería, para evitar dañar el transistor.

La resistividad del lodo o del filtrado depende de su salinidad y de su temperatura. Existen gráficas que relacionan estos tres factores, como la publicada en la pág. 58 del folleto Drilling Mud Data Book. Section 900, de la Baroid. Con esta gráfica se puede convertir la resistividad de un lodo o filtrado, en concentración equivalente de NaCl, en ppm o en gr/gal, o se pueden hacer correcciones por temperatura a la resistividad.

La resistividad de un lodo es siempre mayor que la de su filtrado, debido a que el lodo contiene sólidos no conductores. Por la misma razón la resistividad del enjarre es mayor que la del lodo. En una forma aproximada, la relación entre estas 3 resistividades están dadas por las ecuaciones (25) y (26):

$$R_f = 0.75 R_m \quad (25)$$

$$R_e = 1.5 R_m \quad (26)$$

siendo:

R_f = resistividad del filtrado del lodo a una temperatura particular, en ohms/m,

R_m = resistividad del lodo a la misma temperatura ohms/m,

R_e = resistividad del enjarre del lodo a la misma temperatura, ohms/m.

PRUEBA No. 22 DETERMINACION DEL GRADO DE LUBRIFICACION DE LOS LODOS

Es útil conocer las propiedades lubricantes de los lodos de perforación por varias razones: algunas veces se agregan al lodo lubricantes de presión extrema (PE) para prolongar la vida de los baleros de las barrenas, principalmente en pozos profundos con alta presión hidrostática y alta temperatura; otras veces se emulsionan los lodos con altos porcentajes de aceite para reducir la fricción de la sarta de perforación con las paredes del pozo, sobre todo en pozos chuecos. Para poder determinar los mejores aceite para estas funciones y los porcentajes óptimos de emulsión; es conveniente medir el grado de lubricación relativo de los lodos.

El procedimiento que se da abajo se refiere al probador Baroid E.P., el cual da lecturs en pulgadas-libras (rango o a 450), que se pueden correlacionar con las lecturas de la máquina Timken, usada como es-

tandar por la ASTM.

Procedimiento.

1.- Limpie perfectamente la copa de prueba Timken y el block de prueba.

2.- Coloque la copa de prueba sobre el aro achaflanado situado en el extremo inferior del eje accionado por la polea. Fijela firmemente con la tuerca. El block de prueba se coloca nivelado en su soporte, localizado en la parte inferior del eje y conectado al brazo de torsión.

3.- El recipiente para la muestrase llena con unos 350 cc del lodo que se va a probar, o con una cantidad suficiente para cubrir las superficies de prueba.

4.- Una vez que están cubiertas las superficies de prueba con la muestra del lodo haga trabajar el motor eléctrico sin aplicar carga. Se deja trabajar el motor aproximadamente 30 segundos antes de aplicar carga. La lectura del amperímetro en estas condiciones debe ser de 1 a 2 amperes. Una lectura mayor de 2 amperes indica que la máquina no está en condiciones para hacer pruebas y debe revisarse.

5.- Se aplica carga con el brazo medidor del par de torsión; esto es, se da vuelta a la manivela que mueve el brazo de torsión hasta aplicar carga entre el block y la copa de prueba. Después del aflojamiento inicial de tensión en el brazo de torsión, aplique carga, aumentándola a una velocidad uniforme de 5 pg-lb por segundo. Este gradiente de carga debe continuarse hasta obtenerse un atascamiento por adherencia. Este atascamiento puede presentarse en dos formas: (a) por un rápido aumento en la lectura del amperímetro, en comparación con el aumento lento y uniforme en la región de casgas que " pasan " (b) por un rápido aumento en la lectura del amperímetro que rápidamente baja a la lectura normal que deba antes del atascamiento. Este segundo tipo de atascamiento, que es menos severo que el del caso (a), generalmente ocurre a bajas lecturas del par de torsión (250 pg- lb o menos).

Un atascamiento por adherencia indica el límite de las cualidades lubricantes del lodo.

6.- Al ocurrir un atascamiento quite inmediatamente la carga aplicada para evitar sobrecarga en el motor. Se cambia la copa de prueba; con el block de prueba se pueden hacer 3 determinaciones pero debe nivelarse nuevamente después de cada atascamiento.

La sobrecarga del motor se refleja en la lectura del amperímetro, la cual nunca debe dejarse que sobrepase 8 amperes. Una sobrecarga del motor puede resultar en un fusible fundido. Un foco piloto indica cuál fusible es el que hay que cambiar.

El motor puede trabajarse sólo por cortos intervalos arriba de su capacidad nominal de 3 amp. Si el motor se siente muy caliente al tacto, de be dejarse enfriar antes de continuar las pruebas.

7.- Se repiten los pasos de 1 al 6, con la excepción que la carga debe aumentarse hasta 50 pg-lb menos que la carga previa y mantenerse, a menos que haya un atascamiento, durante 5 minutos. Si ocurre un atas cam ien to durante el período de 5 min., se repiten los pasos del 1 al 6 reduciendo la carga otras 50 pg-lb. Continúe este procedimiento hasta obtener un "pase".

Se llama pase a una prueba de 5 minutos con carga constante en la cual no ocurren atascamientos por adherencia. Durante un pase, el block de prueba tendrá un desgaste parejo y moderado, en comparación con el desgaste áspero que se presenta después de un atascamiento.

Resultados.

Reporte el resultado de la prueba como las pulgadas-libras a las que se obtuvo un pase de 5 minutos.

Se puede reportar también el ancho de la marca que se obtiene en el block de prueba. limpiándolo y midiendo en sesenta y cuatroavos de pulgada el ancho. Con esta medida, el largo de la marca que es constante e igual a 1/8", la lectura de la carga en pg-lb y con la longitud del brazo de torsión que es constante e igual a 11/2" se puede calcular la presión en el block de prueba al terminar la prueba; esa presión, en lb/pg² está dada por:

$$P = 341 \frac{F}{w} \quad (27)$$

donde:

F = lectura de la escala, en pg-lb.

w = ancho de la marca en 1/64 de pulgada.

PRUEBA No. 23 DETERMINACION DE CLORUROS EN EL FILTRADO DEL LODO.

Es importante determinar, cuando menos una vez por día, la concentra ción de ión cloro en el filtrado del lodo por las siguientes razones:

a).- El filtrado, las propiedades coloidales de la bentonita, la viscosidad y la gelatinosidad de los lodos de agua dulce, se alteran desfavorablemente en presencia de altas concentraciones de cloruros.

b).- Para mantener una concentración apropiada de cloruro de sodio en lodos salados.

c).- Para determinar cuando hay invasión de agua salada (que puede contener, además de NaCl, cloruro de magnesio, de potasio o de calcio) cuando se perfora un domo salino, lutitas con sal, etc.

El método usado para el cuanteo de cloruros es argentométrico, llamado de Mohr, y se basa en las diferentes solubilidades del cloruro de plata y del cromato de plata, y se explica en la siguiente forma: si a una solución neutra de un cloruro se adiciona una pequeña cantidad de cromato de potasio y se titula con solución valorada de AgNO_3 , hay la tendencia a la formación de los precipitados: el AgCl (color blanco) y el de Ag_2CrO_4 (rojo); pero siendo más insoluble el primero, en tanto existan iones cloro en la solución tendrá lugar la formación de AgCl ; y sólo cuando todo el cloro ha precipitado, un ligero exceso de iones plata producirá cromato de plata, que permanece e imparte al líquido un tinte rojizo, que indica el final de la titulación.

Para facilitar los calculos, se emplean soluciones valoradas de AgNO_3 0.282N y 0.0282N. Un centímetro cúbico de solución 0.282N equivale a 0.001 g de ión cloro y un cc de AgNO_3 0.282N equivale a 0.01 g de ion Cl. Estas soluciones deben conservarse en frascos oscuros, pues la acción de la luz afecta al AgNO_3 , haciendo variar la concentración del mismo.

Equipo y reactivos necesarios.

- 1 pipeta de 1 cc,
- 1 pipeta graduada de 10cc,
- 1 cápsula de porcelana o de polietileno, de unos 140 cc de capacidad.
- 1 agitador de vidrio o de polietileno,

Solución de AgNO_3 0.0282 N ó 0.282N,

Solución de indicador de cromato de potasio (5 g. de sal pura en 100cc. de agua destilada),

Agua destilada.

Procedimiento.

1.- Si la muestra de filtrado en la que se van a determinar cloruros de alcalina, neutralícese con H_2SO_4 0.02N y fenolftaleína como indicador.

2.- Si el filtrado está fuertemente coloreado por los reactivos del lodo, es difícil ver el punto final de la reacción de AgNO_3 . Se puede decolorar la muestra agregando HNO_3 N a una cantidad medida del filtrado, hasta que el color cambie a café: Agréguese una pequeña cantidad de carbón activado libre de cloruros, agítese y fíltrese con papel filtro con agua destilada, juntando todos los filtrados y dilúyanse, con agua destilada, hasta un volumen de 50 cc. Agregue CaCO_3 q.p. en polvo, de manera que quede una parte sin disolver. La muestra queda lista para determinar cloruros, debiéndose hacer las correcciones por dilución.

3.- Si el filtrado contiene sulfuros, agréguese a una cantidad medida de filtrado 1 cc de HNO_3 N, y 2 cc de indicador cromato de potasio. Se puede eliminar la coloración como se indicó en el paso 2. Si no es necesario eliminar coloración, agregue 1 g de CaCO_3 q.p. en polvo, diluya a 50 cc con agua destilada y proceda con la determinación de cloruros.

4.- Mida con pipeta 1.-0 cc de filtrado y diluyalo en la cápsula con 40 a 50 cc de agua destilada.

5.-AGREGUE 4 ó 5 gotas de solución indicadora de cromato de potasio. Esto no es necesario si se siguió el paso 3.

6.- Agregue solución valorada de AgNO_3 con una bureta o con una pipeta, lentamente y agitando, hasta que la solución tome un color anaranjado o rojo ladrillo que no desaparece agitando.

7.- El número de centímetros cúbicos de solución de AgNO_3 empleados para obtener el punto final en 1 cc de filtrado, se multiplican por 1,000 cuando el nitrato es 0.0282 N, y por 10,000 cuando se usa nitrato 0.282 N. El resultado es en miligramos de ión cloro por litro de filtrado.

Notas.

1.- La determinación de ión cloro se hace en miligramos por litro. Se puede reportar nominalmente en partes por millón de ión cloro (ppm - Cl), que equivale a reportar mg de ión cloro por kilogramos de filtrado. Normalmente las dos formas de reportar son equivalentes, excepto cuando el filtrado tiene una densidad diferente a 1 g/cc y eso ocurre cuando la concentración de sales en el filtrado es alta. En este caso, para reportar correctamente en ppm, se dividen los mg/lit entre la densidad de la muestra, ver Tabla 2.

TABLA No. 2

DENSIDAD DE SOLUCIONES ACUOSAS DE CLORURO DE SODIO A 20° C.

PESO ESPECIFICO A 20/4° C	% NaCl en peso	NaCl g en 100 cc	Peso Especifico a 20/4°	% NaCl en peso	NaCl g en 100cc
1.0053	1	1.01	1.1009	14	15.41
1.0125	2	2.03	1.1162	16	17.86
1.0268	4	4.11	1.1319	18	20.37
1.0413	6	6.25	1.1473	20	22.96
1.0559	8	8.45	1.1640	22	25.61
1.0707	10	10.71	1.1804	24	28.33
1.0857	12	13.03	1.1972	26	31.13

2.- Para convertir los mg/lit (o ppm) de ión cloro en mg/lit (o ppm) de NaCl, multiplique los primeros por 1.65.

Para convertir las ppm de ion cloro en epm de ión cloro, divida los primeros por 35.5.

3.- Algunas veces se utiliza una muestra de filtrado en un volumen diferente de 1.00 cc, ya sea para obtener un resultado más exacto o cuando no se dispone de suficiente filtrado. En estos casos divídanse los cc de $AgNO_3$ empleados en la titulación entre el número de cc de muestra y con este resultado se calcula la concentración de ión cloro en la forma indicada en el párrafo 7 del procedimiento.

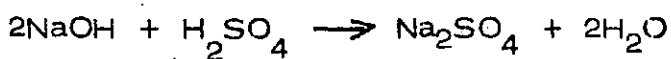
4.- Si se desea conocer la concentración de cloruros que existen en un litro de lodo, multiplique la concentración obtenida en el filtrado, por la fracción líquida del lodo, excluyendo el aceite.

PRIEBA No. 24 DETERMINACION DE LA ALCALINIDAD DEL FILTRADO.

La alcalinidad se determina en el filtrado de los lodos tratados con hidróxidos y carbonatos alcalinos y alcalinotérreos. Aunque la alcalinidad (o la acidez) del filtrado de un lodo está también indicada por su pH, las características de un lodo pueden variar, a pesar de mantener su pH constante. Esto se debe al efecto de la concentración y naturaleza de los iones presentes. Además, la escala de pH es logarítmica y pueden haber variaciones considerables en la alcalinidad sin cambios

apreciables en el valor de pH.

El método que se emplea es acidimétrico con indicador interno. Se utilizan H_2SO_4 0.02N y fenolftaleína. El cambio de color en la fenolftaleína (cuyo punto de viraje se encuentra entre pH 8.3 y 10), es manifiesta cuando todo el hidróxido y sólo la mitad del carbonato se han neutralizado, de acuerdo con las siguientes reacciones:



El bicarbonato formado de acuerdo con la segunda reacción, frente a la fenolftaleína es ácido, ya que imparte a la solución un pH de 8.2.

Esta titulación, en la forma que se efectúa en el Campo, es sólo aproximada, ya que es imposible evitar que parte del ácido actúe sobre el bicarbonato formado. Los resultados obtenidos son siempre ligeramente más altos para el hidróxido.

Equipo y reactivos necesarios.

1 pipeta de 1.00 cc.

1 pipeta graduada de 10 cc.

1 cápsula de porcelana o de polietileno, de unos 140 cc. de capacidad.

1 varilla agitadora de vidrio o de polietileno.

Solución valorada de H_2SO_4 0.020 N.

Solución indicadora de fenolftaleína (Disolver 0.4 g. de fenolftaleína en 60 cc de alcohol etílico al 95% y diluir con 40 cc. de agua destilada. Si se forma residuo insoluble, filtrar).

Agua destilada.

Procedimiento.

1.- Mida exactamente con pipeta 1 cc. o cualquier otra cantidad de filtrado de lodo recientemente obtenido y vacíela en la cápsula.

2.- Agregue 2 ó 3 gotas de indicador fenolftaleína.

3.- Si el filtrado tiene color debido a los reactivos del lodo, no se puede decolorar en la forma que se indicó en la determinación de cloruros. En estos casos ayuda diluir la muestra con agua destilada.

4.- Agregue H_2SO_4 0.020N con una bureta o con un pipeta, gota a gota y agitando continuamente, hasta que el color del líquido cambie de rojo al color original de la muestra. Si no es posible ver el punto final de la reacción debido al color del filtrado, se puede determinar ese punto final cuando el pH del líquido sea de 8.3, utilizando el potenciómetro Beckman para medirlo.

5.- El número de cc. de H_2SO_4 0.020N, dividido entre los cc. de muestra empleados, se denomina la "alcalinidad del filtrado", y se representa por P_f . Para reportar la alcalinidad del filtrado en por ciento en peso de NaOH, se multiplica P_f por 0.09.

Notas.

Después de determinar la alcalinidad del filtrado, éste queda prácticamente neutro y se pueden cuantear los cloruros en la misma muestra.

También pueden emplearse HNO_3 o H_2SO_4 de cualquier otra normalidad, pero siempre debe reportarse P_f como el número de cc. de ácido 0.020N requeridos por cc. de filtrado.

PRUEBA No. 25 - DETERMINACION DEL CONTENIDO DE CAL ($Ca(OH)_2$), EN UN LODO

Esta prueba sirve para el control de las propiedades físicas y químicas de los lodos cálcicos. Es una determinación aproximada del contenido de cal y se hace en dos etapas: en el filtrado del lodo se determina la alcalinidad debida a la sosa cáustica únicamente, ver Prueba No. 24; la segunda etapa es la determinación, directamente en el lodo, de la alcalinidad total debida a la NaOH y al hidróxido de calcio presentes. A la alcalinidad del lodo se le resta la del filtrado, tomando en cuenta la fracción líquida del lodo, y esa diferencia corresponde a la alcalinidad del hidróxido de calcio únicamente.

Equipo y reactivos necesarios.

Los mismos empleados en la determinación de la alcalinidad del filtrado, ver Prueba No. 24, y además,
1 jeringa hipodérmica de 1.00 cc de capacidad.

Procedimiento.

1.- Mida 1.00 cc. de lodo con la jeringa y vacíelo en la cápsula. Diluya la muestra con 50 cc. aproximadamente de agua destilada. Agite bien

2.- Agregue 2 ó 3 gotas de indicador fenolftaleína.

3.- Agregue H_2SO_4 0.020N con una bureta o pipeta, rápidamente y agitando, hasta que el color cambie de rojo al color del lodo.

4.- El número de centímetros cúbicos de H_2SO_4 0.020N, usados para neutralizar 1 cc. de lodo, se llama la "alcalinidad del lodo" a la fenolftaleína y se representa por P_m .

5.- El contenido de cal en el lodo se calcula como sigue:

$$\text{Cal, Kg/m}^3 = 0.74 (P_m - F_L \times P_f) \quad (28)$$

o, en el sistema de unidades inglesas:

$$\text{Cal, lb/bl} = 0.26 (P_m - F_L \times P_f)$$

en donde:

F_L = fracción de agua en el lodo. El valor de esta fracción se determina en la prueba de destilación del lodo (Prueba No. 12). También se puede calcular, en forma aproximada, a partir de la densidad y del contenido de aceite en el lodo, con la siguiente fórmula:

$$F_L = 1 - (D_L - 0.88) \times 0.308 \frac{V_a}{100} \quad (29)$$

en donde:

D_L = densidad del lodo en g/cc.,

V_a = % en volumen de aceite en el lodo.

Notas.

1.- Es necesario que el paso 3 de la determinación se haga con rapidez, para cuantear con exactitud el $Ca(OH)_2$ y el $NaOH$ en el lodo, sin la interferencia del $CaCO_3$ que normalmente existe en los lodos y que es muy soluble en medio neutro o ácido. A ello se debe que la solución que contiene el lodo vuelve a poner roja a la fenolftaleína después de titularla y dejarla en reposo unos segundos.

2.- En lugar de emplear las fórmulas que hemos indicado, se puede determinar el contenido de cal de un lodo con nomogramas como el de la fig. 21.

DETERMINACION DE LA DUREZA EN EL FILTRADO DE UN LODO O EN UNA MUESTRA DE AGUA.

Esta determinación es útil para conocer la calidad del agua de que se dispone en la localización, para la preparación de los lodos; para el control de los lodos tratados son sales de calcio y para determinar contaminaciones de los lodos sódicos con sales de calcio. Se emplean también fuera de los lodos, para el control de los ablandadores de agua con que cuentan los equipos de perforación.

Se pueden emplear las determinaciones de dureza para conocer la cantidad de ión calcio en solución, excepto en aquellas que contengan una gran cantidad de magnesio en solución.

Son dos los procedimientos que actualmente se usan en el campo para la determinación de la dureza: el método del jabón que es aproximado y el método del versenato más exacto.

PRUEBA No. 26.- METODO DEL JABON PARA DETERMINACION DE DUREZA.

Es un método rápido para determinar la dureza y, con algo de práctica, se pueden obtener resultados aproximados a 10 ó 15 ppm. de CaCO_3 , en aguas que tengan hasta 300 ppm. de dureza.

Se basa este método en la acción de los iones calcio y magnesio sobre una solución diluída de jabón en alcohol. El Ca y el Mg forman jabones insolubles que precipitan y no producen espuma; una vez que han precipitado todo el Ca y el Mg presentes, un ligero exceso de solución de jabón forma espuma permanente.

Equipo y reactivos necesarios.

1 pipeta de 1.00 cc.,

1 pipeta de 10.0 cc.,

1 probeta de 20.0 cc.,

1 frasco de vidrio o de polietileno, con tapón, de 100 a 250 cc. de capacidad.

Solución valorada de jabón con título: 1 cc, equivalente a 1 mg. de CaCO_3 .

Agua destilada

Procedimiento.

1.- Una cantidad medida de filtrado (de 1.00 a 10.00 cc.), o una muestra de agua (20.0 a 50.00 cc), se vacía en el frasco limpio. Diluya

con agua destilada hasta un volumen total de 50,0 cc.

2.- Con la pipeta de 10,0 cc. agregue porciones de 0,2 cc. de solución valorada de jabón, agitando vigorosamente después de cada adición, hasta que se forme espuma que persista durante 5 minutos, cubriendo toda la superficie del líquido, cuando el frasco se mantenga en posición horizontal.

3.- El número total de centímetros cúbicos de solución de jabón, menos el factor de espuma, se dividen por los centímetros cúbicos de muestra empleados; se multiplica el resultado por 1,000 y obtenemos la dureza total en ppm. como CaCO_3 ; o multiplicando por 20 en lugar de 1,000, obtenemos el número de equivalentes por millón (epm) de ión calcio.

Notas.

1.- El factor de espuma de una solución valorada de jabón, es el número de centímetros cúbicos de esa solución, necesarios para formar espuma que persista durante 5 minutos, a 50 cc. de agua destilada. Este factor debe anotarse en el frasco de solución estándar de jabón.

2.- Con el jabón se precipitan el Ca y el Mg presentes, pero la cantidad total de estos iones se reportan como su equivalente en Ca o en CaCO_3 . Ca si siempre el ión Ca se encuentra en mayor cantidad que el ión Mg.

3.- Interfieren en esta prueba la mayor parte de los dispersantes empleados en los lodos, el NaCl en altas concentraciones y el alto pH.

4.- Al hacer esta determinación de dureza, es frecuente notar un punto final de la reacción falso, debido a la presencia de magnesio. Para evitar error se aconseja, después de completar la titulación de la muestra, leer la cantidad de solución de jabón agregada, añadir otros 0,5 cc. de jabón y, si se tiene un punto falso, la espuma desaparecerá. La titulación debe continuarse hasta obtener el punto final verdadero.

PRUEBA No. 27 - METODO DEL VERSENATO PARA LA DETERMINACION DE DUREZA.

Este método se emplea para determinar con mayor exactitud la dureza total en una muestra de agua o de filtrado de lodo, o cuando hay sustancias que interfieran, como se señaló en la nota 3 del método del jabón. El reactivo versenato se presta tanto para cuantear la dureza total, como la debida al calcio o al magnesio por separado, ver Prueba 28.

Equipo y reactivos necesarios.

- 1 Cápsula de porcelana o de polietileno de unos 140 cc. de capacidad.
- 1 pipeta graduada de 1.00 cc.
- 1 pipeta graduada de 10.0 cc.
- 1 varilla agitadora de vidrio o de polietileno,
- Solución o sal reguladora (buffer) para dureza.
- Solución o sal indicadora para dureza.

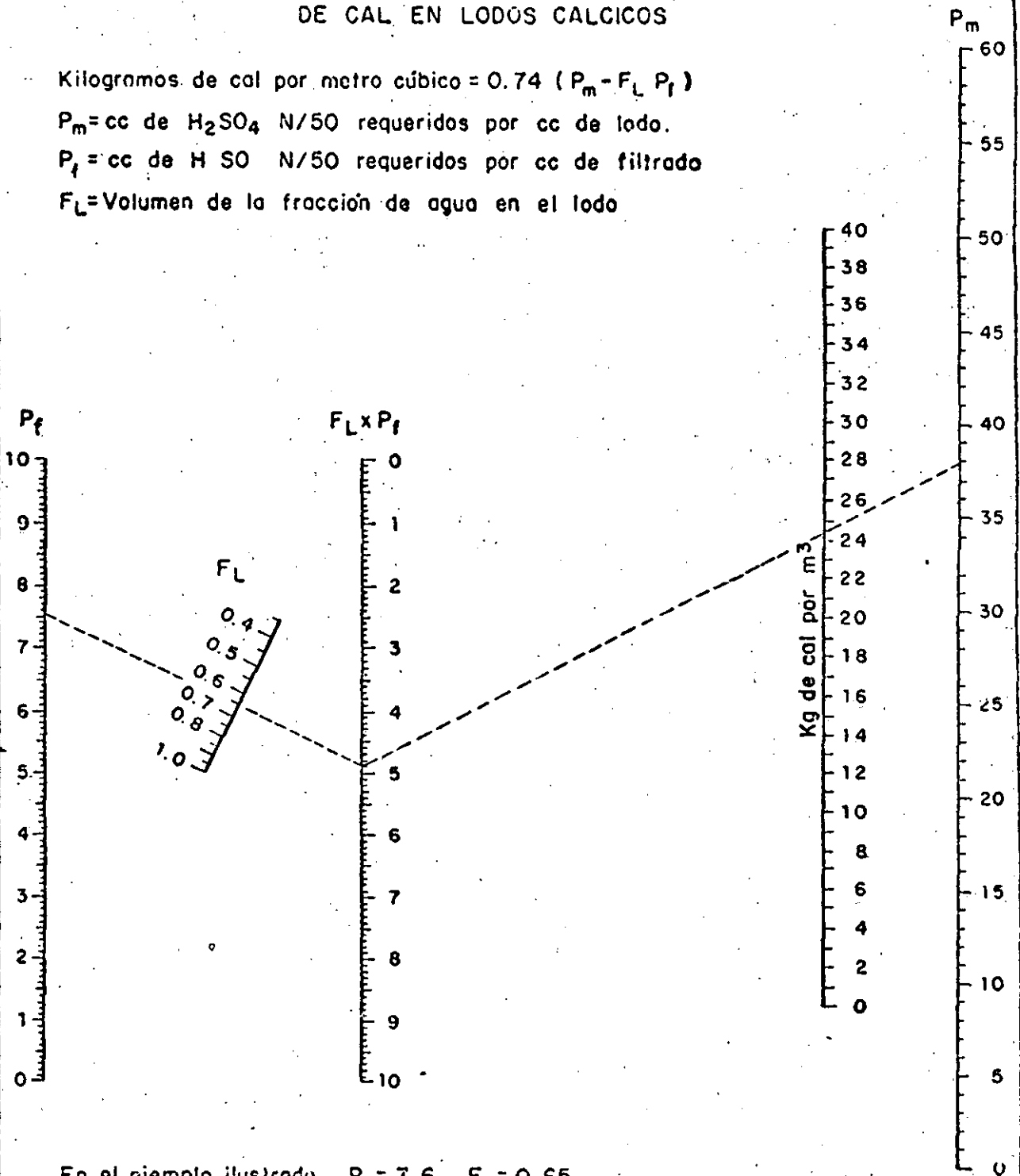
NOMOGRAMA PARA ESTIMAR EL CONTENIDO DE CAL EN LODOS CALCICOS

Kilogramos de cal por metro cúbico = $0.74 (P_m - F_L P_f)$

P_m = cc de H_2SO_4 N/50 requeridos por cc de lodo.

P_f = cc de H_2SO_4 N/50 requeridos por cc de filtrado

F_L = Volumen de la fracción de agua en el lodo



En el ejemplo ilustrado, $P_f = 7.6$, $F_L = 0.65$
y $P_m = 38.0$ Resultado, $Ca(OH)_2 = 24.5 \text{ kg}/m^3$

Figura No. 21

Solución valorada de versenato; en solución concentrada 1 cc. equivale a 20 epm (400 ppm) de ión Ca; en solución diluída 1 cc. equivale a 2 epm (40 ppm) de ión Ca. Pueden emplearse otras concentraciones, pero debe procurarse que sean semejantes a las de las muestras.

Agua destilada.

Procedimiento.

1.- Se vacían en la cápsula 50 cc. de agua destilada aproximadamente y se le agregan unos 2 cc. de solución reguladora de dureza y suficiente solución indicadora para dar un color fuerte (de 2 a 10 gotas). Si se forma un color rojo, indica la presencia de Ca o Mg en el agua destilada. Agregue solución valorada de versenato, gota a gota, hasta que el color cambie a azul. No se incluya este volumen de solución de versenato en el cálculo de la dureza de la muestra.

2.- Mida 1 o más cc. de muestra y vacíelos en la cápsula sobre el agua destilada. Si hay Ca y/o Mg presentes en la muestra, la solución tomará un color rojo o vino.

3.- Agregue solución de versenato, gota a gota y agitando, hasta que el color vire a azul o gris. Mida la cantidad de solución de versenato empleada.

4.- Cuando se emplea una cantidad de muestra diferente a 1.00 cc., divida los cc. de solución de versenato empleados por el número de cc. de muestra, antes de efectuar los cálculos como se indica en el párrafo.

5.- La dureza total se calcula como sigue:
Si se emplea solución de versenato concentrada.

cc. de versenato x 20 = epm de Ca.
cc de versenato x 400 = ppm de Ca.
cc. de versenato x 100 = ppm de Ca CO₃

Notas.

1.- La solución indicadora se deteriora rápidamente, por lo que hay que prepararla con frecuencia disolviendo 2 gramos de la sal en 40 cc. de metanol. Tanto la sal indicadora de dureza como la sal reguladora, pueden emplearse en forma sólida, empleando cucharillas que dan la medida exacta de ellas para cada determinación.

2.- En esta prueba se determina el Ca y el Mg juntos y, como en el caso del jabón, se reporta la dureza total como ión Ca.

PRUEBA No. 28 - DETERMINACION DE ION EN EL FILTRADO DE UN LODO? CON VERSENATO.

En forma cualitativa se determina si hay calcio en el filtrado de un lodo, agregando exalato de amonio a la muestra contenida en un tubo de ensaye

limpio. La formación de un precipitado blanco lechoso indica la presencia de ión calcio. Para la determinación cuantitativa del calcio se utilizan en todos dos métodos: el del versenato y el fotocolorimétrico (véase - prueba 29).

Equipo y reactivos necesarios.

1 cápsula de porcelana y de polietileno de 100 a 150 cc. de capacidad.
1 pipeta graduada de 1.00 cc.
1 pipeta graduada de 10.0 cc.,
1 varilla agitadora de vidrio o de polietileno,
Solución reguladora (buffer) Calver,
Indicador Calver en polvo.,
Solución valorada en versenato; en solución concentrada 1 cc. equivale a 20 epm de ión Ca; en solución diluída 1 cc. equivale a 2 epm de ión Ca.
Agua destilada.

Procedimiento.

1.- A unos 50 cc. de agua destilada en la cápsula de porcelana se le agrega 1 cc. de solución reguladora Calver y una pequeña cantidad de polvo indicador Calver.. Si aparece una coloración rosada indica la presencia de ión calcio en el agua destilada. Agregue solución de versenato, gota a gota, hasta que el color cambie a púrpura. No se incluya este volumen de solución de versenato en el cálculo del calcio.

2.- Mida 1 cc. o más de muestra y vacíelo en el cápsula sobre el agua destilada. Aparecerá un color rosa si hay calcio presente.

3.- Agregue solución de versenato, gota a gota, y agitando, hasta que el color cambie a púrpura. Mida la cantidad de solución de versenato empleada.

4.- El calcio se calcula como sigue:

Si se emplea solución de versenato concentrado:

$(\text{cc. de versenato} / \text{cc. de muestra}) \times 20 = \text{epm de Ca.}$

$(\text{cc. de versenato} / \text{cc. de muestra}) \times 400 = \text{ppm de Ca.}$

Si se emplea solución de versenato diluída:

$(\text{cc. de versenato} / \text{cc. de muestra}) \times 2 = \text{epm de Ca.}$

$(\text{cc. de versenato} / \text{cc. de muestra}) \times 40 = \text{ppm de Ca.}$

Nota.

Para determinar el Mg presente en la muestra de filtrado, réstense los epm de Ca determinados en esta prueba, de los epm de Ca determinados en la prueba de dureza total (prueba 27).

La diferencia son los epm de Mg.

PRUEBA No. 29 - DETERMINACION DE CALCIO CON FOTOCOLORIMETRO.

Se pueden emplear diversos modelos de fotocolorímetros; el procedimiento que damos se refiere al de la Casa Baroid, llamado Filtratester, diseñado especialmente para emplearse en el campo, y con el cual se pueden cuantear los iones que se presentan con más frecuencia en los filtrados de los lodos: calcio, magnesio, sulfato y fosfato. El sistema de operación del Filtratester es el siguiente: una pequeña cantidad de filtrado se coloca en un frasco especial, el ión que se va a cuantear se trata con reactivos que lo precipitan (por ejemplo, el Ca se precipita como oxalato de calcio, tratándolo con oxalato de amonio), dando mayor o menor cantidad de precipitado según la concentración del ión. A través del frasco de muestra se hace pasar un rayo de luz de intensidad constante que es recibido por una celda fotoeléctrica. La corriente generada por la celda fotoeléctrica se mide por un micro amperímetro. Las diferentes lecturas del microamperímetro corresponden a determinadas concentraciones del ión, de acuerdo con una calibración que se hace previamente. Esta calibración debe repetirse periódicamente para obtener resultados correctos.

Procedimiento.

- 1.- Si la muestra tiene color debido a los reactivos del lodo, prepare un blanco o muestra de control, vaciando en un frasco de prueba limpio la misma cantidad de muestra que se va a emplear. Llene hasta el cuello del frasco con agua destilada, agite y deje en reposo 5 minutos. Si la muestra no tiene color, prepare el blanco llenando el frasco con agua destilada.
- 2.- Vacíe en otro frasco de prueba limpio 1.00 cc' de la muestra; agregue 2.0 cc. de solución C-1, 1.0 cc. de solución C-2 diluya hasta el cuello con agua destilada, agite y deje reposar 5 minutos.
3. - Coloque el blanco en la celda del filtratester, conecte la corriente y con el botón del reóstato ajuste a cero la aguja del microamperímetro. Quite el blanco de la celda y coloque la muestra preparada como se indicó en el párrafo 2. Conecte la corriente y lea el valor indicado por la aguja del microamperímetro. Vuelva a colocar el blanco y, si la lectura no es cero, ajuste la aguja de nuevo y haga otra lectura con la muestra.
- 4.- La cantidad de ión calcio en la muestra se lee en la tabla de calibración del Filtratester. En esta tabla se dan las concentraciones de ión calcio contra lecturas del microamperímetro.

Resultados.

La concentración de ión calcio se reporta en miliequivalentes por litro (meq/lt), o en ppm, multiplicando los meq/lt por 20.

Notas.

- 1.- Después de cada determinación deben limpiarse los frascos de prueba con jabón y brocha. El filtro de luz debe limpiarse periódicamente.
- 2.- Cuando no es posible ajustar a cero la aguja del microamperímetro -

con el reostato del filtratester es necesario cambiar la batería del mismo. El foco del filtratester debe revisarse cada 3 meses; si se empieza a enegrecerse cambie por uno nuevo.

3.- La recalibración del filtratester debe hacerse cuando menos una vez al año, empleando reactivos químicamente puros de concentración conocida.

PRUEBA No. 30 DETERMINACION DE ION SULFATO CON FILTRATESTER.

La determinación del ion sulfato se hace en los lodos a base de agua, para identificar contaminaciones con anhidrita o con yeso. En los lodos tratados con yeso, es necesario conocer cuanto sulfato de calcio hay disponible (sin reaccionar) en el sistema y, para esta prueba, se emplea versenato como se indica en la prueba 31.

Antes de hacer la determinación de sulfato con el filtratester conviene efectuar una prueba cualitativa en una fracción del filtrado, en la siguiente forma: en un tubo de ensaye limpio se ponen 2 cc del filtrado del lodo; se agregan unos 10 gotas de solución saturada de cloruro de bario y se agita; la formación de un precipitado blanco indica la presencia del ion sulfato.

PROCEDIMIENTO

1.- Si la muestra tienen color o está turbia, se prepara un blanco poniendo en un frasco de prueba limpio la misma cantidad de muestra que se va a emplear en la determinación; diluya con agua destilada hasta unos 10 cc de solución $SO_4 - 1$ y diluya hasta el cuello del frasco con agua destilada. Agite y deje en reposo 5 minutos. Si la muestra no tiene color, prepare un blanco llenando un frasco de prueba con agua destilada.

2.- Vacíe en un frasco de prueba limpio 1.00 cc de muestra, diluya con agua destilada hasta unos 10.0 cc; agregue 1.00 cc de solución $SO_4 - 1$ y una medida de cristales $SO_4 - 2$; llene el frasco hasta el cuello con agua destilada; agite y deje reposar 5 minutos.

3.- Coloque el blanco en la celda del filtratester, conecte la corriente y con el ajuste el cero en el microamperímetro.

Quite el blanco de la celda, coloque la muestra y lea el valor indicado por la aguja en el microamperímetro. Con este valor se lee la cantidad de ión sulfato en la tabla de calibración del instrumento.

Resultado.

Reporte la concentración de ión sulfato en el filtrado en miliequivalentes por litro. Para reportar en ppm de SO_4 multiplique los meq/lt por 48.

Nota.

Puede emplearse un volumen de muestra diferente a 1.00 cc., para obtener una lectura del filtrateter dentro del rango útil del instrumento, como se indica en la tabla de calibración. En estos casos divida los meq/lt obtenidos en la tabla de calibración por el número de cc. de muestra empleados, y el resultado es la concentración real de ión sulfato en la muestra. En cualquier caso, deberá ponerse el mismo volumen de muestra en el blanco que se prepare.

PRUEBA No. 31 - DETERMINACION DEL SULFATO DE CALCIO DISPONIBLE EN UN LODO.

En lodos tratados con yeso y en lodos surfactantes cálcicos, es necesario conocer la cantidad de sulfato de calcio disponible (sin reaccionar) en el sistema.

Equipo y reactivos necesarios.

- 1 probeta graduada de 5 cc. de capacidad.
- 1 vaso de precipitados de 400 cc.
- 1 parrilla eléctrica o mechero de gas
- 1 termómetro de rango 0 a 100° C.
- 1 varilla agitadora.
- 1 probeta de 250 cc. o un matraz aforado de la misma capacidad.
- 1 filtro prensa.
- 1 pipeta de 10.0 cc.
- 1 pipeta de 2.0 cc.
- 1 cápsula de porcelana de 100-150 cc.
- Solución reguladora de versenato.
- Indicador de versenato.
- Solución valorada de versenato 1 cc. 1 = mg de $Ca CO_3$
- Agua destilada.

Procedimiento.

1.- Mida 5.00 cc. de lodo, vacíelos en un vaso de precipitados de 400 cc. de capacidad y dilúyalos con agua destilada hasta un volumen final de 250 cc. aproximadamente.

2.- Caliente de 60° a 70° C durante 15 a 20 minutos, agitando continuamente. Si no dispone de medios para calentar, agite de 30 a 40 minutos a la temperatura ambiente.

3.- Deje enfriar sin dejar de agitar. Lleve el volumen con agua destilada a 250 cc. exactamente.

4.- Filtre la suspensión en un filtro prensa, desechando la primera porción turbia.

5.- Mida 10.0 cc. del filtrado y vacíelos en la cápsula de porcelana. Agregue 1 cc. de solución reguladora de versenato y de 4 a 6 gotas de gotas de solución indicadora de versenato.

6.- Titule con solución valorada de versenato, empleando una pipeta de 2 cc.

7.- Calcule el sulfato de calcio disponible en la siguiente forma:

$$(\text{cc. de versenato}) \times 6.78 = \text{kg/m}^3 \text{ de CaSO}_4$$

PRUEBA No. 32 - DETERMINACION DE CROMATO DE SODIO EN LOS LODOS.

El cromato de sodio se agrega a los lodos de perforación con dos objetos (a) como bactericida y para inhibir la corrosión en la tubería de perforación y en las partes metálicas del equipo, producidas por la sal, el oxígeno libre, el anhídrido carbónico y el ácido sulfhídrico disueltos en el lodo; (b) como estabilizador de los lodos a altas temperaturas. Cuando el Na CrO_4 se emplea como inhibidor de corrosión, se mantiene una concentración aproximada de 2 kilogramos por metro cúbico de filtrado de lodo (alrededor de 2,000 ppm de cromato). Cuando se emplea como estabilizador a alta temperatura, la concentración óptima se determina por medio de pruebas piloto y se controla esa concentración con el análisis.

Equipo y ractivos necesarios.

1 tubo de ensaye.

2 pipetas graduadas de 1.00 cc.

Solución indicadora de almidón triture 0.5 g de almidón soluble con un poco de agua fría, hasta formar una pasta; agregue 25 cc. de agua hirviendo, prolongando la ebullición por 2 a 3 minutos más; enfríe la solución y agregue 10 g de KI. Este indicador se descompone con el tiempo y hay que prepararlo periódicamente.

HCl 6 N.

Solución 0.0371N de $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$

Procedimiento.

1.- Vacíe 1.00 cc. de filtrado en el tubo de ensaye. Agregue 5 gotas de solución indicadora de almidón.

2.- Agregue 5 gotas de HCl 6 N. Aparecerá en color azul obscuro si hay cromato presente.

3.- Con pipeta de 1.00 cc., agregue solución de tiosulfato, gota a gota y agitando, hasta que desaparezca el color azul y la muestra quede en su color original.

4.- La cantidad de cromato de sodio en el filtrado de lodo se calcula en la siguiente forma:

(cc. de tiosulfato de sodio) x 2,000 = Mg. de Na_2CrO_4 / lt. de filtrado.

DETERMINACIONES DEL EXCESO DEL SURFACTANTE "DMS" EN UN LODO.

Existen varios métodos para determinar el exceso del reactivo DMS en los lodos surfactantes. A continuación damos tres de ellos que son relativamente fáciles de efectuar en el campo. Los dos primeros (pruebas 33 y 34) son turbidimétricos y no se aplican a lodos surfactantes saturados de sal o con filtrados turbios o fuertemente coloreados. El emulsionante DME interfiere en los resultados de estas dos pruebas, ya que produce turbidez en el filtrado. El tercer método (prueba 35), es propiamente una prueba piloto que nos indica si flata reactivo DMS al lodo, así como la cantidad que debe agregarse. Esta última prueba es aplicable a lodos surfactantes saturados de NaCl o que contienen DME, pero es menos exacta que las dos anteriores.

PRUEBA No. 33 - DETERMINACION DE EXCESO DE "DMS" CON FILTRATESTER.

Equipo y reactivos necesarios.

- 1 probeta de 25 cc. de capacidad.
- 1 gotero con graduación de 1.0 cc.
- 1 filtratester.
- Reactivo DMS especial par- Filtratester
- Agua destilada.

Procedimiento.

- 1 agregue 5.0 cc. del reactivo DMS para Filtrateste, con gotero, en una probeta limpia de 25 cc. de capacidad.
- 2.- Agregue al reactivo 1.00 cc. del filtrado claro y diluya con agua destilada hasta la marca de 25 cc.
- 3.- Prepare un blanco en la misma forma indicada en 2, pero omittiendo el reactivo. DMS.
- 4.- Deje estar las soluciones en reposo durante 15 minutos.
- 5.- Llene un frasco de prueba del Filtratester hasta el cuello con el blanco y otro con la solución que se va a probar.
- 6.- Ajuste el cero del Filtratester con el frasco de prueba que contiene el blanco.
- 7.- Coloque el frasco que contiene la solución que se prueba en la celda del Filtratester y observe la lectura en la celda.
- 8.- En la tabla de calibración lea la concentración de DMS en libras por

barril. Para convertir las libras por barril a kilogramos por metro cúbico multiplique aquellas por 2.85.

Para convertir los kilogramos de DMS por metro cúbico de filtrado, a kilogramos por metro cúbico de lodo, multiplique aquellos por la fracción de agua del lodo.

Notas.

El reactivo DMS para Filtratester es muy tóxico, no debe pipetearse sino que debe emplearse gotero.

2.- Si la lectura de la escala del Filtratester excede los valores de la tabla de calibración, se toma una muestra de filtrado menor de 1 cc. tanto para preparar el blanco como la solución de prueba, y las lecturas en la tabla de calibración se dividen por el número de centímetros cúbicos empleados, en el solución de prueba, para obtener el resultado en lb/bl.

PRUEBA No. 34 - DETERMINACION DE EXCESO DE "DMS" POR COMPARACION DE TURBIDEZ.

Equipo y reactivos necesarios.

1 vaso de precipitados de 50 cc. de capacidad.

1 pipeta de 1.00 cc.

2 pipetas de 10.0 cc. de capacidad.

Solución de fenol al 2%

Solución de NaCl al 25%

a).- Procedimientos para filtrados claros sin coloración.

1.- A 2 cc. de filtrado claro agregue 8 cc. de agua destilada.

2.- Agregue 10 cc. de solución de fenol al 2%

3.- Titule con solución de Na Cl al 25% hasta el punto de nebulosidad.

4.- Lea la cantidad de DMS disponible (que no ha sido absorbida por sólidos bentoníticos), en la fig. 22, de la curva de dilución 5:1.

b).- Procedimeinto para filtrados claros con coloración.

1.- A 0.5 cc. de filtrado claro agregue 9.5 cc. de agua destilada.

2.- Agregue 10 cc. de solución de fenol al 2%.

3.- Titule con solución de NaCl al 25% hasta el punto de nebulosidad.

4.- Lea la cantidad de DMS disponible en la Fig. 22 de la curva de dilución 20:1.

PRUEBA No. 35 - DETERMINACION DE DEFICIENCIA DE "DMS" CON UNA PRUEBA PILOTO.

Como ya se indicó, esta prueba debe emplearse en lodos surfactantes saturados de sal, o en los que tienen cantidades apreciables de emulsionante DME, o también en los que dan un filtrado turbio o con mucha coloración debida a los reactivos del lodo.

Equipo y reactivos necesarios.

1 filtro prensa.

1 viscosímetro multirotacional Fann V-G

1 tasa de lodos o una probeta graduada de 500 cc.

2 probetas de 5 cc.

Agitadores del tipo Multimixer.

Reactivo para lodos DMS

Agua.

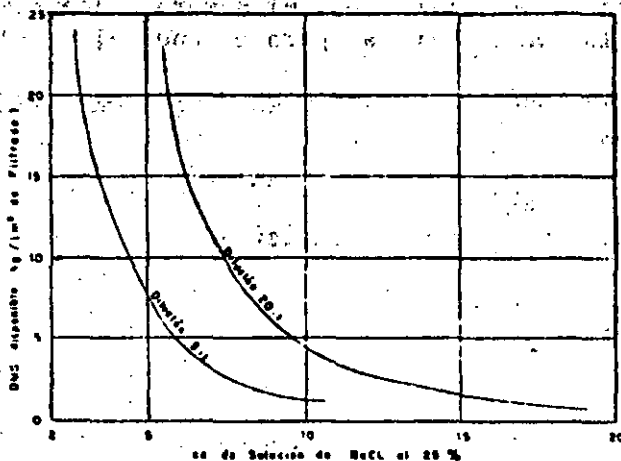


FIGURA No. 22

Procedimiento.

1.- Una muestra de 350 cc. del lodo que se prueba se agregan 2 cc. de DMS. A otra muestra de 350 cc. se agregan 2 cc de agua.

2.- Agite las dos muestras durante 10 minutos (el agitador empleado debe tener hélices sin filo y no del tipo conocido como licuadora).

3.- Deje las muestras en reposo durante 5 minutos y mida sus viscosidades plásticas y sus filtrados.

4.- Si no se observan diferencias apreciables en las propiedades de las dos muestras., el lodo original tiene suficiente reactivo DMS. Si el lodo tiene deficiencias en DMS, se observará que la muestra a la que se agregaron 2 cc. de DMS tiene menor pérdida de agua y su viscosidad plástica aumenta un poco.

5.- Si el lodo tiene deficiencia de reactivo DMS continúese las pruebas piloto para determinar la cantidad aproximada de reactivo que requiere, o sea, la cantidad mínima de DMS arriba de la cual, si se continúan las adiciones, no se observan cambios mayores en el filtrado y en la viscosidad plástica.

TABLA DE CONVERSION

Atmósfera X 1.033 = Kg/cm²

Barriles de petróleo X 159 = litros

Barriles de petróleo X 42 = gal U.S.

Barriles/día X 0.02917 = GPM

Barriles/min X 9.539 = m³/hora

Centímetros X 0.3937 = pulgadas

Cm² X 0.155 = pulg²

Cm³ X 0.061023 = pulg³

Gal (U.S.) X 3.785 = litros

Gal U.S.) X 0.2381 = barriles

Gal (U.S.) X 0.83267 = Gal Imperial

Gal Imperial X 1.20 = gal (U.S.)

Gal/min X 3.785 = l/min

Gal/min X 0.2271 = m³/hora

Gr/cc X 0.03613 = lb/pulg³

Gr/cc X 62.43 = lb/pie³

Gr/cc X 8.345 = lb/gal

Kilos X 2.2046 = libras av.

Kg/cm² X 14.22 = lb/pulg²

Kg/cm² X 10 = metros de agua

Litros X 0.2642 = gal (U.S.)

Litros X 61.023 = pulg³

Libras Av. X 0.4536 = kilos

Grado Centígrado (9/5 C + 32) = (° C X 1.8) + 32 = Grado Fahrenheit

Grado Fahrenheit 5/9 (F-32) (°F-32) X 0.5556 = Grado Centígrado.

Lb/pie³ X 0.01602 = gr/cc

Lb/gal X 0.1198 = gr/cc

Lb/pulg²/100 pies X 0.023 = gr/v

Lb/pulg² X 0.0703 = Kg/cm²

Metros X 3.28 = pies

M² X 10.764 = pies²

M³ X 35.31 = pies³

M³ X 6.29 = barriles

M/seg X 196.85 = pies/min

Pies X 0.3048 = metros

Pies² X 0.0929 = m²

Pies³ X 28.32 = litros

Pies/segundo X 18.288 = metros/min

Pies/min X 0.005 = m/seg

Pulgadas X 2.54 = cm

Pulg² X 6.452 = cm²

Pulg³ X 0.01639 = litros

Pulg³ X 16.39 = cm³

Ton cortas X 2000 = libras

Ton largas X 2240 = libras

Ton métricas X 2204.6 = libras

Ton métricas X 1.1023 = ton cortas



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"
MATERIA: FLUIDOS DE PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS.
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE
ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO,
LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, Y EL
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

MEXICO, D. F.

GEOTHERMAL ENERGY

QUIM. ROSA DE JESUS
HERNANDEZ ALVAREZ
Diciembre, 1985.

The U. S. Energy Research and Development Administration publishes a series of booklets for the general public.

Please write to the following address for a title list or for information on a specific subject:

USERDA - Technical Information Center
 P. O. Box 62
 Oak Ridge, Tennessee 37830

Dr. William W. Eaton, an independent consultant, holds a Ph.D. in physics from Yale University and is a registered Professional Engineer. He has extensive experience in industrial research and development, both in this country and abroad, and has been a Director or Trustee of numerous science-oriented organizations. He was closely involved with early applications of high-speed computers to problems of government and business.



For 3 years he served as Deputy Assistant Secretary for Science and Technology in the U. S. Department of Commerce. He has also been prominent in science affairs in Maryland. He headed formal studies on the environmental effects of nuclear power plants, both for the Governor of Maryland and for the Southern Governors' Conference

Dr. Eaton has prepared patents and articles in a number of technical fields, including several related to various aspects of energy.

Chapter 1	INTRODUCTION	ii
Chapter 2	ORIGIN AND NATURE	3
Chapter 3	HISTORY	9
	Direct Use of Heated Water	9
	Generating Electricity	13
Chapter 4	GEOHERMAL TECHNOLOGY	16
	Prospecting For Heat	17
	Drilling Technology	19
	Thermodynamics—Heat and Work ..	19
	Dry-Steam Wells	22
	Wet-Steam Wells	23
	The Secondary-Fluid Cycle	25
	Dry Hot Rock	25
	Other New Techniques	27
Chapter 5	ENVIRONMENTAL EFFECTS	30
Chapter 6	ECONOMIC CONSIDERATIONS	34
Chapter 7	FUTURE PROSPECTS	36
	Research and Development	
	Programs	36
	Legal and Regulatory Aspects	37
	BIBLIOGRAPHY	39
	APPENDIX: Basic Units Related	
	to Energy	40

U. S. Energy Research and Development Administration
 Office of Public Affairs
 Washington, D. C. 20545

Geothermal Energy

by William W. Eaton

CHAPTER 1 INTRODUCTION

Geothermal energy, which is the internal heat of the earth, is one of the most immense energy resources available to man. However, it has not been studied extensively, primarily because it exists at such great depths in most areas that it has been difficult to reach. But there is general agreement that vast and virtually inexhaustible quantities of heat would be available if one could drill far enough down into the earth at any location.

In contrast, coal, oil, and gas, which are the fossil fuels on which Americans have relied so heavily to provide the energy for their complex society, have recently become more costly and scarce. In addition, their increasing use has produced undesirable environmental effects that have proved difficult and expensive to control.

Although the U.S. has plenty of coal, there has been a growing and uncomfortable public realization that the continued dependence on the importation of large amounts of oil and gas is undesirable for economic and national security reasons.

Consequently, there has been a significant shift in the Nation's energy policy. This includes a renewed emphasis on finding, developing, and using other energy sources, which

are available domestically on a long-term basis, in order to help reach a condition of national energy self-sufficiency as soon as possible. These sources include nuclear fusion, solar energy, and geothermal energy. The Federal Government's research and development program in this broad field is the basic responsibility of the U.S. Energy Research and Development Administration (ERDA).

Although geothermal energy is already contributing to U.S. energy supplies in a small way at various locations, its development must be greatly accelerated if it is to assist in any significant fashion in meeting urgent and mounting energy needs.

This booklet contains a very brief outline of the general subject of geothermal energy, including information about its origin, nature, use, and the technological developments that must take place in order to increase its usefulness to mankind.

(In this book, metric units are given first followed by American units in parentheses. For example, 1000 square kilometers (400 square miles). Please note that all the units have in general been rounded off to the same number of significant figures. See Appendix on page 40 for a listing of basic units related to energy.)



CHAPTER 2 ORIGIN AND NATURE

The heat energy of the earth's core is evident most dramatically in volcanic eruptions. The sight of hot molten rock pouring from the earth, and the sensation, even at great distances, of its intense heat, brings a frightening realization of the fantastic quantity of energy involved.

Direct tapping and use of the heat of this molten rock, which geologists call "magma", is a fascinating possibility, but one that will require many years of study and development to bring to fruition. However, even if only a small portion of the total internal heat of the earth could be harnessed for useful purposes, there would probably be enough for centuries.

Geothermal energy is also abundantly evident in many other forms, some of which are quite spectacular, though less terrifying than a volcano. Geysers, such as "Old Faithful", result from the interaction of hot pressurized geothermal waters and underground cavities. Holes that emit vapor (fumaroles), hot springs, and bubbling mudholes are other examples of the internal heat of the earth breaking through to the surface.

Although in many areas of the world there is no perceptible evidence of geothermal heat at the surface, there is still a measurable underground flow of heat that is quite variable and depends upon geologic conditions. For example, temperatures in mines and wells usually rise with increased depth at an average rate of roughly 35°C per kilometer (100°F per mile) of depth. At the base of what geologists call the "continental crust",* the range of temperatures is $200^{\circ}\text{--}1000^{\circ}\text{C}$ ($400^{\circ}\text{--}1800^{\circ}\text{F}$). At the molten center of the earth, temperatures are believed to be in the range of $3500^{\circ}\text{--}4500^{\circ}\text{C}$ ($6000^{\circ}\text{--}8000^{\circ}\text{F}$). This internal heat is

*The continental crust is the outer 50–80 kilometers (30–50 miles) of the earth beneath the continents.



Figure 1 *The natural steam geyser called "Old Faithful" in Yellowstone National Park.*

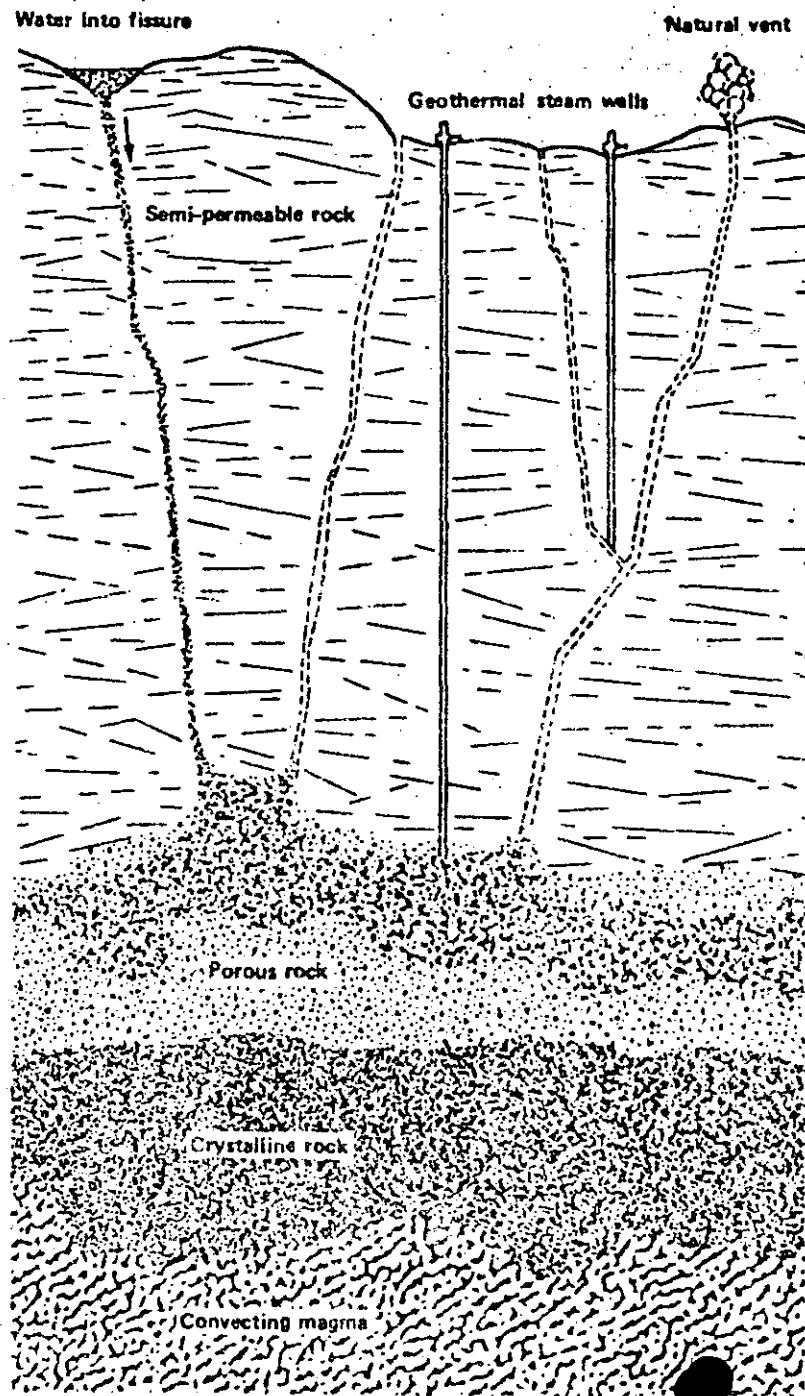
considered to be mainly the result of the natural decay of long-lived radioactive materials and thus virtually inexhaustible.

While these temperatures in the earth's crust represent average conditions, there are also significant concentrations of heat at much shallower depths—less than 3 kilometers (2 miles)—in certain locations. The energy stored in these "hot spots" can exist in solid rock, or in water and steam that fill cracks and pores in the rocks. The water and steam are sometimes at relatively high pressures, which may go above 135 atmospheres (2000 pounds per square inch) and at temperatures up to 300° C (570° F).

The geothermal energy in such a relatively shallow region is often observed as a natural hot spring or geyser and can be tapped by drilling wells at proper points. Since water under high pressure may exist as a liquid, even at temperatures far above its normal boiling point at the earth's surface, many such underground geothermal concentrations consist of liquid water rather than steam.

When the hot water in such a reservoir comes to the surface through a well, the high pressure is normally reduced and some of the water spontaneously boils, or "flashes", into steam. In this way a typical geothermal well yields a mixture of hot water and steam; the proportions depend on the temperatures and pressures at the particular location. These areas are called "wet-steam" fields. Some of the major fields of this kind are in Mexico, the Salton Sea—Imperial Valley area of California, and the Yellowstone region of Wyoming. Others are in New Zealand, Japan, the Philippines, Indonesia, Taiwan, and Turkey.

Figure 2 Magma creates heat at a geothermal site. By convection the heat moves from the magma through crystalline rock to a layer of porous rock which contains water that has percolated down from the ground. Over the porous rock is relatively impermeable rock that contains the heat. Because it is deep in the ground the water is under high pressure and is therefore liquid. It expands and rises in a natural vent. As the pressure drops, the water begins to boil and produce steam. A well can tap the vent or the porous layer.



The Salton Sea—Imperial Valley region is a good example of a potentially enormous source of geothermal energy in a wet-steam field that, if developed, could provide very important economic benefits for that section of the country. This active geothermal area covers approximately 1000 square kilometers (400 square miles), and temperatures of 300° C (570° F) have been verified at depths of only 1500 meters (5000 feet).

If this energy is to be usefully exploited, there are some serious technical problems as well as environmental, economic, and legal difficulties to overcome, which are covered in later chapters of this booklet. But if large quantities of very hot salty water could be brought to the surface, they could be partially “flashed” into steam at pressures that could be used to generate electricity. The steam would then be condensed into fresh water for many valuable uses in this arid territory. The remaining heavily mineralized water could either be returned to the ground or, under certain conditions, undergo further distillation to produce useful minerals. The development of the geothermal resources in this region could thus have a threefold benefit by yielding electricity, fresh water, and chemicals.

A relatively small number of geothermal heat concentrations produce superheated steam with practically no water. The steam from these “vapor-dominated” or “dry-steam” fields, if tapped, can be conveniently piped directly to steam turbines to generate electricity as described in Chapter 3. Only a very few of these fields are known to exist in the world at the present time. The main ones are located at Larderello in Italy and in The Geysers region in California.

In the U.S., many active geothermal areas are located near hot springs in the western states. Huge concentrations of hot water in large geologic basins are also known to lie under the Gulf Coast area of the U.S. at considerable depths. Many wells in this region have encountered large quantities of hot water under abnormally high pressures, but generally at relatively lower temperatures than those found in the wet-steam fields in the western states.

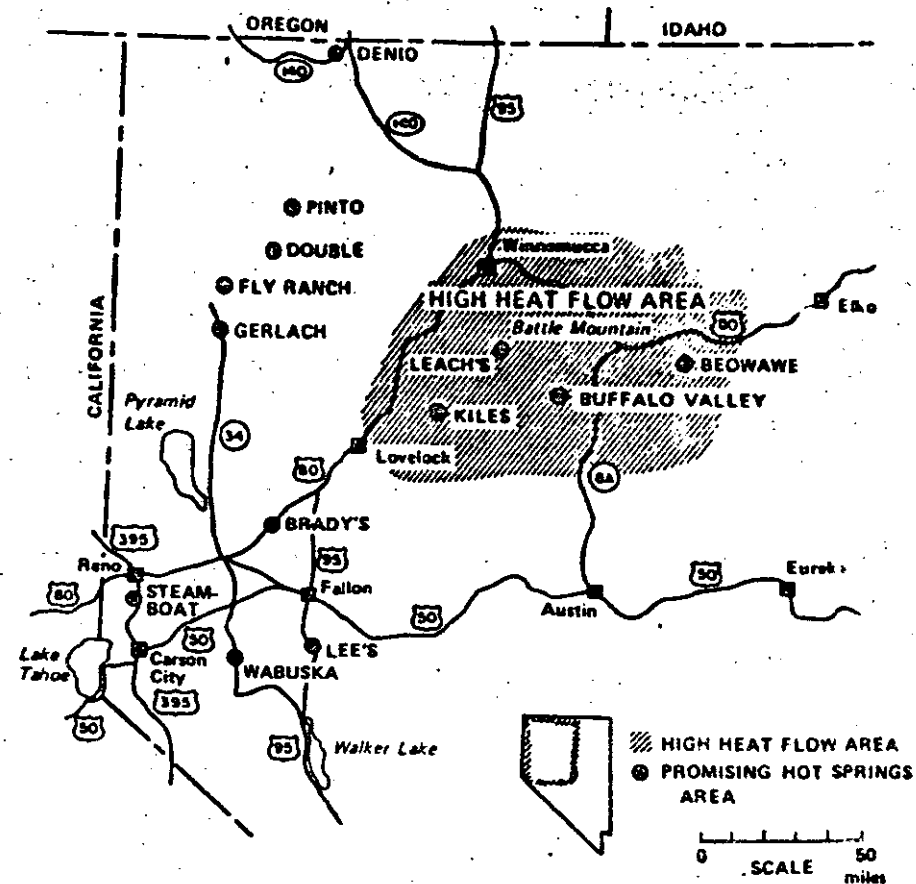


Figure 3 Hot springs area in northwestern Nevada. The shaded area is a zone of high heat flow from underground rock formations. ERDA's Lawrence Berkeley Laboratory in California is studying the feasibility of using the heat from this water to generate electricity.

Many of the hot rock masses underlying the U.S. do not come into contact with water systems at all and are therefore dry. It is generally considered that the total heat contained in these dry deposits is much greater than that which exists in wet-steam or dry-steam reservoirs. The problem of how to tap these tremendous dry heat resources, which have never been used, is discussed in Chapter 4.

There is not enough information now available to estimate accurately just how much total geothermal heat of all kinds is available in the U.S. From the information at hand, this has been calculated, down to a depth of 6 miles, to be the equivalent of burning one quadrillion (1,000,000,000,000,000) tons of coal. If made available at the surface, most of this energy could be used at least for direct heating purposes and would heat all the homes in the U.S. for thousands of centuries. It is not yet known exactly how much of it exists at high enough temperatures to be of practical use in generating electricity (for the reasons mentioned in Chapter 4 under the heading "Thermodynamics").

In Chapter 3 there are details of how the geothermal resources of the world—and particularly those in the U.S.—have been used in the past for various purposes.

CHAPTER 3 HISTORY

Hot springs, where underground geothermal water flows naturally to the surface, have been known and used since ancient times. Such watering places were developed by the Romans for recreational and medical purposes all around the Mediterranean and throughout their empire. Medical spas were also in existence in ancient Japan and elsewhere in the Far East. Hot springs are still popular as resorts in the U.S. and even more so at other locations throughout the world.

Most geothermal waters contain a variety of dissolved minerals, which are often considered to have medicinal value, and in some cases they might even be recovered economically. As an interesting illustration, the first recorded use of geothermal wells for commercial purposes occurred in 1812 in Italy and was not for heating but for the production of boric acid.

As pointed out in Chapter 2, some geothermal springs or wells yield steam in addition to hot water, and a very few produce dry steam alone. Useful applications for these various types have depended on the composition, the temperatures and pressures involved, and the geographical locations. It is convenient to discuss these applications under two general headings.

Direct Use of Heated Water

Iceland pioneered in the 1930s in using geothermal hot water for household and commercial heating purposes. An elaborate network of pipes and conduits carries hot water from more than 100 geothermal wells in the vicinity of Iceland's capital, Reykjavik, to 90% of its homes. The deepest well is about 2000 meters (7000 feet) and the temperatures of the basic geothermal reservoirs range from just under the boiling point to 150° C (300° F). The hot water is carried for distances up to 16 kilometers (10 miles) and is delivered at about 80° C (175° F).

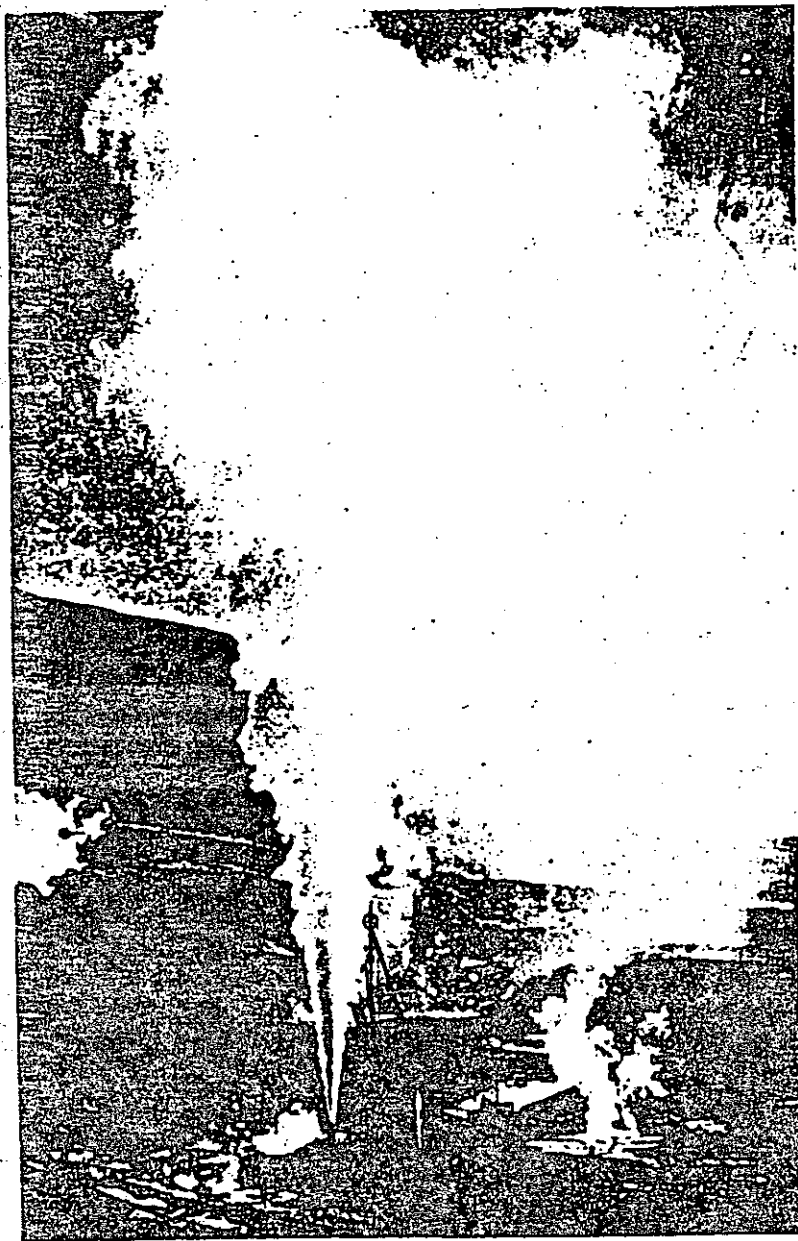


Figure 4 A steam borehole in Iceland. Most of the homes in Reykjavik, the capital city, are heated by using geothermal wells.

An additional 25,000 people in towns and villages outside the Reykjavik area will also soon receive geothermal water for a variety of direct heating applications. In addition to house heating, the water is widely used in Iceland for heating baths, swimming pools, and greenhouses, which furnish fresh vegetables throughout the year.

In the U.S., geothermal space heating has been successfully carried out for many years in southern Oregon. At Klamath Falls, for example, geothermal water from 350 wells supplies heat, either directly or through heat-exchanger systems, to pure municipal water, which is used for heating buildings.

In other parts of Oregon, geothermal waters are used for greenhouses, baths, farm buildings, schools, and resorts. Similar projects have been undertaken in Boise, Idaho, in towns in California, and in some farms and villages in other western states.

In Japan there has been extensive exploration for geothermal resources, which have been employed for a variety of direct heating applications over the last half century. The first geothermal heating of greenhouses began in the early 1920s, and this technique is still widely used today to produce many kinds of vegetables and tropical fruits. Although space heating there has not been developed as widely as in Iceland and the U.S.S.R., Japan has thousands of natural hot mineral water resorts, baths, and therapeutic spas, and probably leads the rest of the world in the use of geothermal resources for these purposes.

There are also several different kinds of industrial applications in Japan, including sulfur recovery, commercial baking, salt recovery from seawater, and experimental fish farming.

In the U.S.S.R., there has been considerable development of geothermal heating systems over a wide geographical area. At several locations, centralized municipal geothermal heating installations furnish hot water and heat houses for communities of 15,000–18,000 people. Geothermal energy is also used in the Soviet Union in an oil refinery and as a heat source for greenhouses, seedbeds, and baths. Although precise information about the total consumption of geo-

thermal energy in direct heating applications in the U.S.S.R. is not known, it is believed to be the equivalent of over 1,000,000 tons of fuel oil per year.

In Hungary, geothermal reservoirs have been found under large areas and have been widely used for space heating applications. For example, some 1200 housing units and associated municipal and commercial buildings are heated by hot geothermal water in the city of Szeged at costs well below those of conventional fuels. Geothermal heat is also used extensively in Hungary for agricultural purposes, such as heating greenhouses and farm buildings and drying crops. Such applications are expected to increase during the next decade.

New Zealand is another country in which extensive use has been made of direct geothermal heating for several different applications. At one place, natural steam from a number of wells is used to heat pure water for the generation of high quality steam, which is used directly in a number of industrial mill processes. This steam is also used to operate log-handling equipment, dry timber, and generate electricity.

In the New Zealand city of Rotorua, which has a population of 30,000, there are more than a thousand hot water wells that supply heat to commercial establishments, houses, schools, hospitals, and hotels. There is also a hotel in the city with a geothermal air-conditioning system, which has a very low operating cost. Additional direct heating applications for geothermal energy in New Zealand are in agriculture.

There are many other countries where direct geothermal heat has been used successfully and economically. Such applications are limited, however, to the immediate geographical region of the wells.

From the standpoint of distribution, a much more flexible way of using geothermal sources is through the generation of electricity, which is discussed below. But up until the present time, this has been practical with only a relatively few geothermal deposits.



Figure 5 A view of a geothermal steam field in New Zealand that is used to produce electricity.

Generating Electricity

Generation of electricity from naturally occurring steam was first undertaken in Italy at Larderello in 1904. As early as 1913, a 250-kilowatt station was established, and electricity has been generated geothermally at this location almost continuously ever since. The present level is about 365 megawatts (365,000 kilowatts). There are thirteen individual plants included in the Larderello geothermal area, which is now being used nearly to capacity.

Geothermal electricity generating stations of various sizes have also been established in various other foreign countries including New Zealand, Japan, Iceland, the U.S.S.R., and Mexico. The largest such installation, and the only one in the U.S., is located in the state of California at a geothermal steam field known as The Geysers.

The development of electric power generation has proceeded rapidly at The Geysers, which is the only operating field other than Larderello that has dry steam rather than hot

water. The first 12-megawatt turbine was installed in 1960, and since that time additional plants have brought the present capacity to over 400 megawatts. Based on a steady expansion of this field, the final total capacity now planned is almost 1200 megawatts, which will make it by far the largest complex of its kind in the world and sufficient to meet the power needs of a large metropolitan area.

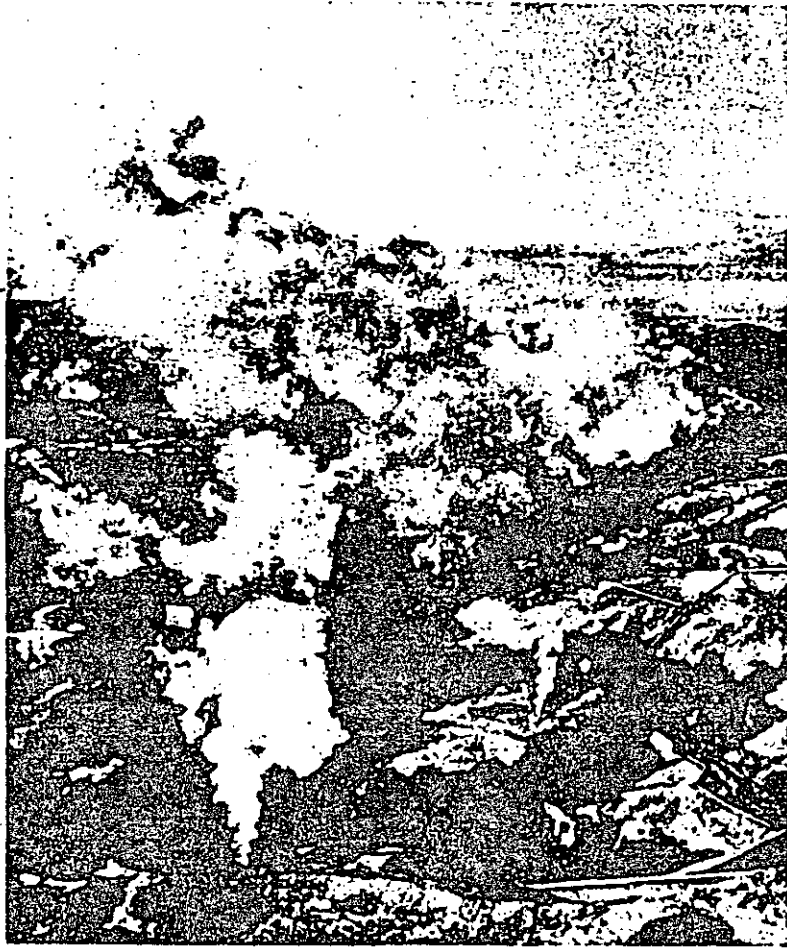


Figure 6 Venting geothermal wells and gathering pipes at the Geysers, a geothermal steam field in California.

There are various estimates of the total sustainable geothermal power available at The Geysers field. These are based on different interpretations of data concerning the extent of the field, the yield and spacing of the wells, and the total fluid stored in the reservoirs. These estimates range up to 4000 megawatts.

In The Geysers area, which is about 3 by 13 kilometers (2 by 8 miles), over 100 wells have been drilled; the deepest of these is more than 2300 meters (8000 feet). Temperatures of the reservoirs from which the heat is drawn are about 255° C (480° F). The basic source appears to be a mass of heated rocks at a depth of 5–8 kilometers (3–5 miles) and covering an area of about 250–1300 square kilometers (100–500 square miles).

CHAPTER 4 GEOTHERMAL TECHNOLOGY

Geothermal technology covers a wide range of different scientific and engineering fields. The most important of these fields are outlined briefly in this chapter.

First there are the problems of identifying and evaluating new geothermal resources. This process uses geophysical exploration instruments and techniques that are similar to those used in prospecting for petroleum or minerals.

The next problem is to reach these heat concentrations and devise satisfactory methods for bringing the heat to the earth's surface. This involves the technology of drilling geothermal wells. Facilities must then be designed and built to utilize the heat in a practical and economical manner without adverse environmental effects.

In connection with the use of heat, especially in the generation of electricity, it is important to understand the limitations imposed by some of the basic principles of thermodynamics, which is the science that deals with the relationship between heat and work. Accordingly, a brief outline of this subject is included in this chapter.

For the purpose of discussing how geothermal heat can best be used, it is convenient to divide geothermal resources into three major classes as indicated in Chapter 2:

1. Those that produce steam alone—the dry-steam field.
2. Those that yield mixtures of steam and hot water in widely varying proportions depending on different temperatures and pressures caused by geologic factors.
3. Those that consist of hot rock which has not come into contact with water and is hence in a dry condition.

Experience indicates that the geothermal sources which produce only steam are relatively rare. This is unfortunate because the technology to use dry steam has been reasonably well developed.

On the basis of present knowledge, it seems that the wet-steam areas are perhaps twenty times more plentiful than the dry-steam fields. The technology for using wet-steam fields is widely in accordance with a number of factors,

such as the proportions of steam and water, the temperatures, the impurities, the pressure, and the depth of the wells.

The technology of identifying and exploiting dry hot rock is in a very early stage at the present time. However, the total amount of heat available in such deposits is frequently estimated to be at least ten times the total heat contained in the wet- and dry-steam fields combined.

Finally, there have been some basically new and imaginative concepts recently proposed to improve the efficiency and economics of geothermal heat utilization. These are discussed briefly at the end of this chapter.

Prospecting For Heat

Geothermal heat sources must be accurately located and analyzed before they can be used. Hence it is very important that more reliable and economical geothermal prospecting techniques be developed. This is a challenge to scientists and engineers to apply all possible related knowledge to this subject. Prospecting for geothermal heat sources has much in common with prospecting for petroleum deposits. Many of the highly scientific and sophisticated prospecting techniques developed by the petroleum industry have important applications in locating and identifying geothermal resources.

In the past, geothermal exploration, using petroleum prospecting methods, has been generally confined to locations in the vicinity of hot springs. Such techniques have not been widely employed to discover and evaluate possible new geothermal fields prior to drilling, nor have new specialized methods been well developed.

One of the most important first steps is to outline broad regions where the outward flow of heat near the earth's surface is significantly greater than average. However, temperature measurements right at the surface can for various reasons be misleading, and it is therefore more reliable to measure how fast the temperature is increasing with depth at distances of 30–90 meters (100–300 feet) underground.



Figure 7 Geothermal Engineers from ERDA's Lawrence Berkeley Laboratory pour water, salt, and detergent around an aluminum electrode in a Nevada desert trench as part of a system to detect underground hot water reservoirs by measuring the earth's electric resistivity.

Aerial surveys, including those using infrared rays, can be useful but may also be affected by factors other than geothermal heat deposits. Many other heat prospecting approaches are now being investigated more thoroughly. Some of these are: measurement of the electrical conductivity (which is related to temperature) of rock masses at

various depths; magnetic, electromagnetic, and gravity measurements; and seismic methods. Chemical analysis of geothermal waters can also give information about the nature of heat concentrations.

Sometimes an explosive charge is dropped down a test well. The sound waves created by the explosion travel in various ways depending on the types of rocks and soil in the vicinity. Measurements of these waves help geologists determine the location of geologic structures that may contain petroleum, mineral deposits, or geothermal reservoirs.

Drilling Technology

At the present time, well-drilling techniques in the U.S. are adequate up to depths of about 6000 meters (20,000 feet) and temperatures around 200° C (400° F). Costs increase sharply beyond these limits, and the accuracy of information about conditions at the bottom of the well—"well-logging"—deteriorates rapidly. If it is true, as many geothermal experts agree, that vast heat concentrations lie at considerable depths under most of the U.S., then it is important that the technology of deep drilling at high temperatures be improved. Perhaps only in this way can geothermal resources eventually be made available economically to the whole nation.

In addition to improvements in well-logging instruments, it will be necessary to develop better high-temperature drilling fluids and new drilling techniques, such as electric melting penetrators and turbine drills.

Based on all available evidence, a deep-drilling research program will be essential to the accurate evaluation and utilization of new geothermal resources.

Thermodynamics—Heat and Work

Energy—the capacity to do useful work—can exist in several different forms. Heat is one form, first discovered by early man as fire and still the most important source for

many applications. Another form is kinetic energy—the energy of mechanical motion—as illustrated by a moving vehicle, a pile driver, or a steam turbine.

In the early days of history, wood was the chief substance burned to produce heat. But within the last two centuries, the largest amounts of heat energy produced by civilized man have come from burning the fossil fuels—coal, oil, and gas.

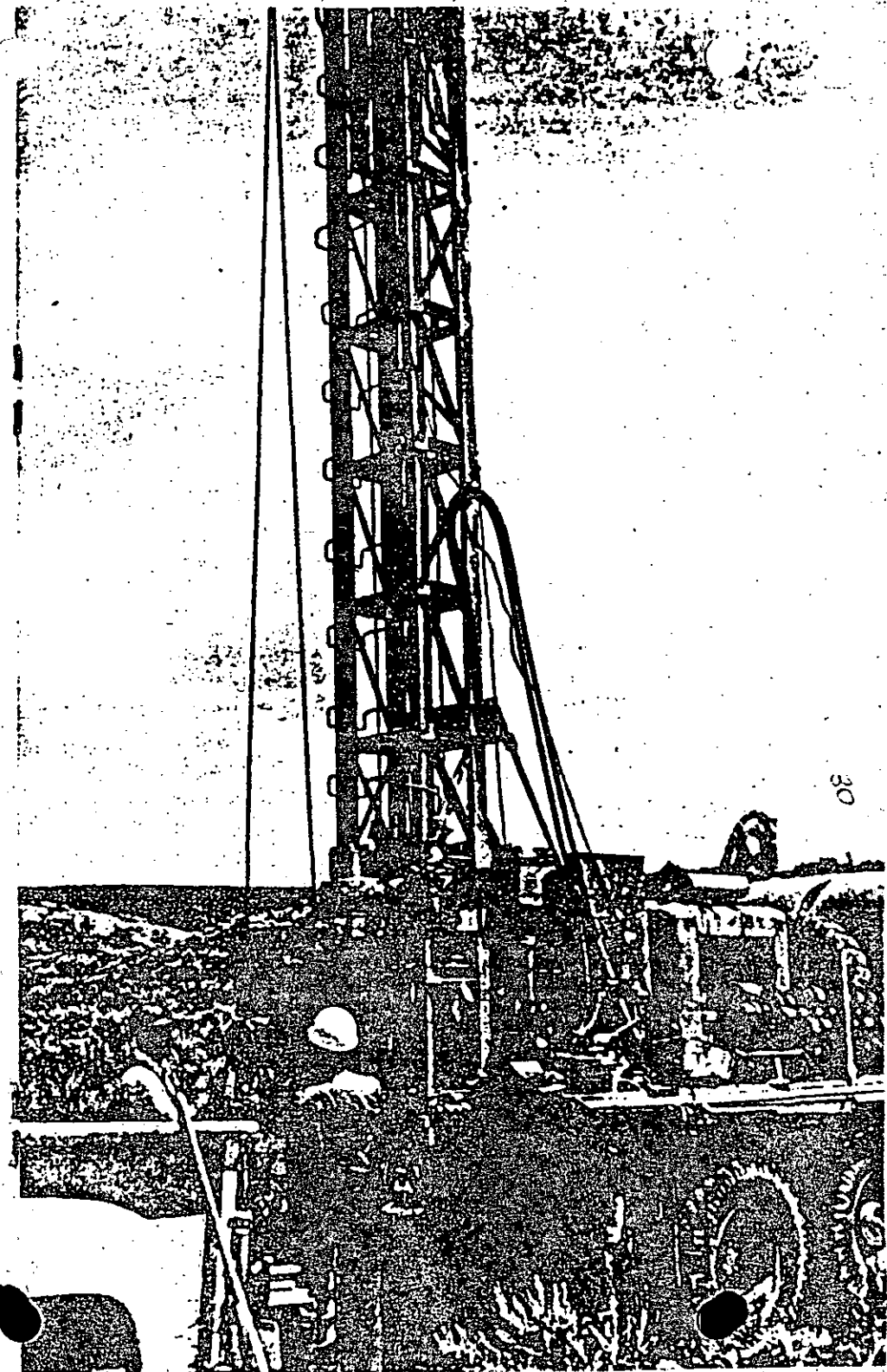
Heat energy has always been used directly for household and industrial purposes, and these direct applications still amount to 30% of all the energy consumed in the U.S. Since the discovery of the steam engine and later the gasoline engine, large amounts of heat have also been used to power machines and provide means of transportation.

Around the turn of the 20th century, heat energy began to be used extensively to generate electricity, which is still another form of energy that has unique advantages for distribution and convenient use. In the last half century, the demand for electricity has almost doubled each decade. More than 98% of all U.S. farms have electricity, and our country now consumes about 33% of all the electric power generated in the world although it has only 6% of its population.

As the name suggests, thermodynamics is the science that involves the interaction between heat and work. One fundamental principle is that a heat source cannot be used to produce mechanical work unless the heat can flow to a region of lower temperature, i.e., a “heat sink.” Furthermore, the amount of useful work that can be obtained in any kind of heat-using machine or engine depends largely on the temperature of the heat source relative to that of the heat sink.

A heat source can be compared in some ways—although not exactly—to a body of water that is confined at a specific level, such as a lake or reservoir. No matter how much water is available, it will not produce useful work unless it can flow to a lower level. Furthermore, the higher the initial level, the more work produced as the water flows to the lower level. As

Figure 8 ERDA's Idaho Operations Office is using this test hole drilling rig to determine the feasibility of harnessing geothermal water for electric power generation and for heating and agricultural purposes.



in this water analogy, the amount of mechanical work that can be extracted from a source of heat, no matter how large it may be, is limited by the difference between the temperature of the heat source and that of the region to which it flows. This is true for all kinds of engines, turbines, or other machines that convert heat into work.

In an automobile engine, for example, only 10%–20% of the energy of the burning gasoline is transformed into work. None of the original energy actually disappears, but the large fraction that is not converted to work is discharged to the environment as waste heat in the radiator and exhaust.

On the other hand, if heat energy is used to produce high-temperature steam, 30%–40% can be converted to work by turbines in order to generate electricity as in steam-electric power plants. In these cases, the remaining energy also goes to the environment—usually into large bodies of water or through cooling towers to the atmosphere.

Most geothermal sources provide heat energy that is contained in hot water and/or steam at temperatures of 150°–250° C (300°–480° F), which are much lower than those used in modern steam-electric plants. The overall efficiencies of power plants using such geothermal energy are hence correspondingly less than those of fossil or nuclear plants for the reasons given above. In those instances where geothermal waters provide heat at a temperature in the lower portion of the above range, ordinary steam turbines do not operate properly, and new technologies must be developed, such as the vapor-turbine cycle discussed later in this chapter.

Dry-Steam Wells

The technology of using dry steam from geothermal wells, which is done at The Geysers in the U.S. and at Larderello in Italy, is well developed and is analogous to that of modern steam-electric plants except for a different range of pressure and temperature.

By the time the steam from typical natural steam wells reaches the turbines, it is at a pressure of 7 atmospheres (100 pounds per square inch) and about 200° C (400° F) in contrast to pressures of 200 atmospheres (3000 pounds per square inch) and temperatures over 540° C (1000° F) for modern power generating stations using fossil fuels. Because of these lower initial temperatures, the geothermal plants have a lower efficiency—about 14%—as compared with 40% for the latest fossil plants as explained above. But after the geothermal steam leaves the turbines, which must be of special design, it is processed in the same way as in fossil plants. First it is condensed and the water containing the waste heat is then fed to cooling towers or disposed of in other ways depending on the local conditions.

Wet-Steam Wells

Much more common than the rare dry-steam wells are those yielding a mixture of hot water and steam in different proportions depending on a number of factors, mainly pressure and temperature. The steam can often be separated and used to generate electricity; the remaining hot water can be employed for many different purposes. The technology of using geothermal water for various direct heating applications is relatively simple except for problems relating to the dissolved minerals that, in many installations, foul the piping and heat exchange equipment.

Installations have been established where some of the hot geothermal water, after separation from the steam, can be distilled by its own heat using low pressures. An extension of these ideas has been proposed that would have a threefold purpose. Steam from a wet-steam well would be separated and used to generate electricity. The hot water would be fed into a desalination plant, and a portion would be used to produce fresh water. The remaining water, with an increased concentration of minerals, would be evaporated to yield those minerals. The design is still being studied.

The Secondary-Fluid Cycle

This is a relatively new process in which the hot water is brought up from a geothermal reservoir and kept at relatively high pressure throughout the process so that it does not boil and produce steam. Through a heat exchanger it gives up most of its heat and causes a secondary fluid, such as isobutane or freon, which has a lower boiling point, to vaporize. This vapor expands through a turbine to drive an electrical generator and is then condensed to a liquid before being returned to the heat exchanger to start the cycle all over again.

The original geothermal well water, still at high pressure but having lost most of its heat energy, is forced back into the ground. This procedure tends to maintain the underground pressure at a useful level and prevent subsidence (lowering) of the local ground level. At least some of the returned water may come into contact again with the basic geothermal heat source.

There are many advantages of the secondary-fluid concept. Among these are: smaller turbines, reduction of the heat losses that occur in an unpressurized well when some of the hot well water flashes into steam on the way to the surface, and reduced atmospheric pollution under certain conditions. A plant of this kind, now in operation in the U.S.S.R., uses freon as the secondary fluid. Similar plants are planned in Japan.

Dry Hot Rock

As mentioned previously, there is evidence to indicate that the total geothermal heat energy in dry hot rock is much greater than that associated with hot water and steam systems. However, there has not been any use of this resource to date, primarily because there is no technology concerning it.

The U.S. Energy Research and Development Administration's Los Alamos Scientific Laboratory in New Mexico is

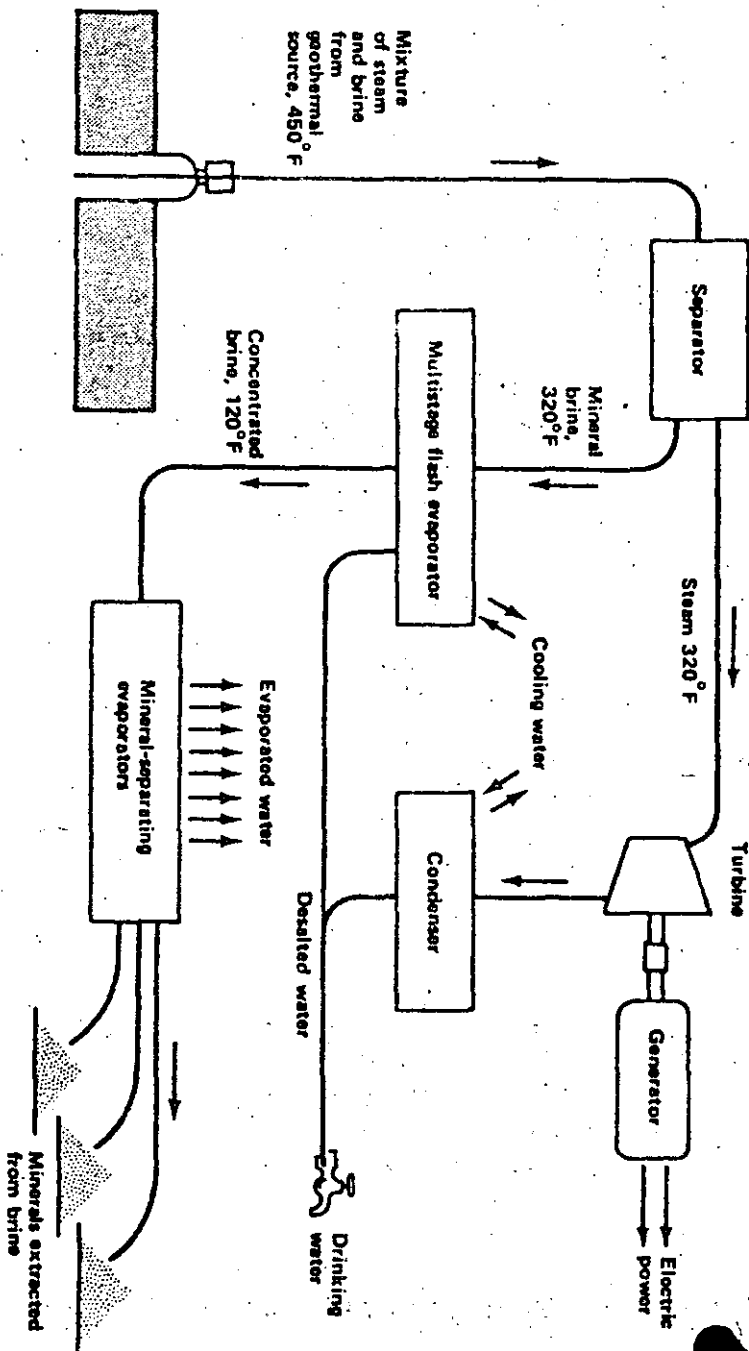


Figure 9 In this multipurpose scheme, being developed for a geothermal field in Chile, the geothermal source produces a mixture of steam and mineral-rich brine. The steam and brine are separated, and the steam drives a turbine to produce electric power while the brine is put through an evaporator that concentrates it, thereby producing desalted water. The concentrated brine goes to a separator that extracts the minerals.

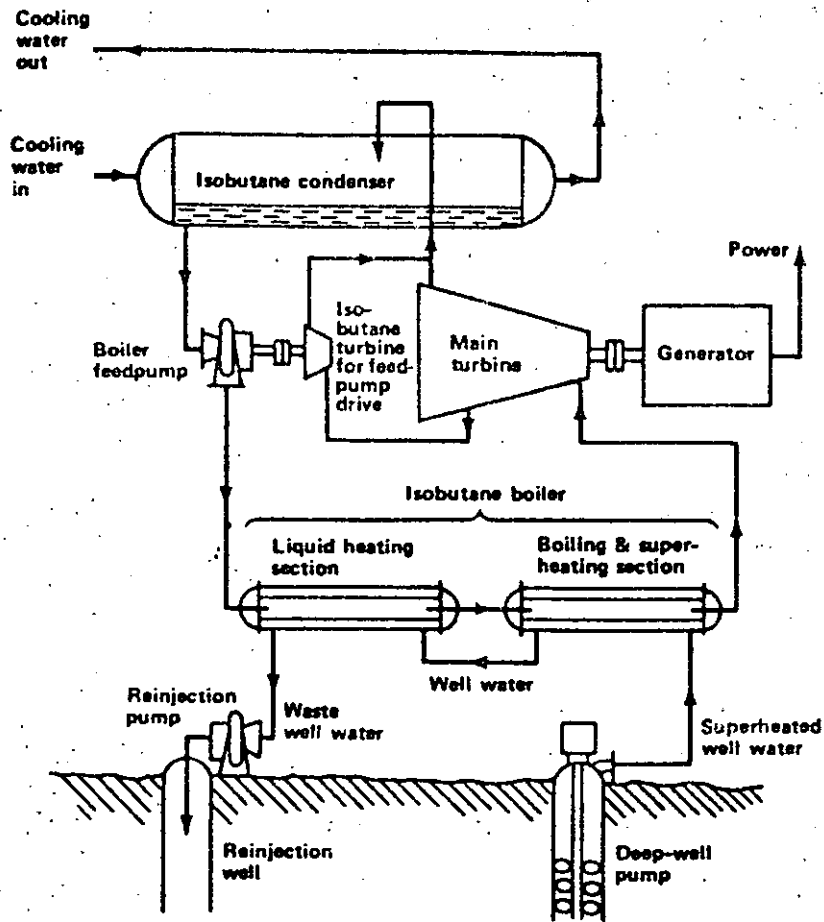


Figure 10 Diagram of a vapor-turbine cycle for geothermal power generation.

working on a new approach to this problem. The method, based on the hydrofracturing technique already extensively used in the petroleum industry, has not yet been clearly demonstrated as being practical for the kind of rock formations that contain geothermal heat deposits.

The first step is to pump water under very high pressure down into a dry hole to open a large vertical crack in hot rock, such as granite, which overlies an area of high heat

flow from the earth's interior. A second hole is drilled down to intersect the crack. Subsequently, cold water is forced down through the crack, becomes heated, and then returns to the surface to provide energy for power plants or other applications.

Recent experiments in New Mexico offer hope that some of the uncertainties regarding this proposed method can be resolved. These indicate that the granite can indeed be fractured successfully, and that the crack will retain the water tightly. It is believed, but has not yet been demonstrated, that the hot rock will tend to contract as it cools so that the initial crack will be extended to make new hot rock available for the extraction of additional heat.

Another method of using these sources of dry heat is to create large artificial cracks with explosives, and then to circulate water from the surface through the extended areas of the cracks in order to extract the heat. This technique requires further investigation because there are several major problems, such as the effect of blast waves on surface facilities, the economics of creating sufficient fresh rock surface to extract heat in useful quantities, and the limitation on how fast the rock will conduct heat to the cracks where it is being withdrawn.

Development of techniques to use dry hot rock has just begun, but the results so far are promising.

Other New Techniques

Other concepts have been proposed to advance the technology of geothermal energy use. One proposal of ERDA's Sandia Laboratories in New Mexico is to make a direct tap into molten rock or magma, possibly near a volcano, and install a collector or heat exchanger to bring the heat to a power plant on the surface. With temperatures of 1000° C (1800° F) or more, the heat would be available in almost limitless quantities. It is estimated that a cubic mile of such material contains enough heat to run several 1000-megawatt electric plants for a century. However, there are

many formidable technical problems to be solved, such as the selection of the proper materials for the heat exchanger, which must last for a reasonable period of time at the high temperatures involved, and the technology needed to bring about the required flow of the molten rock around the collector so as to maintain the necessary transmission of heat.

Another proposal, which does not appear to require such radical extensions of present technologies, has been formulated at ERDA's Lawrence Livermore Laboratory in California for application to the hot waters of the Salton Sea area in California, which contain heavy concentrations of minerals.

The basic idea is called the "total flow" concept. The object is to convert some of the thermal energy of a pressurized-steam, hot-water mixture into kinetic energy by forcing it through a converging-diverging nozzle. The resulting high-velocity jet output would be used to drive a modified hydraulic impulse turbine. Theoretically, this method should produce 60% more power than other systems, operational or proposed, for this type of application. The advantage is that the total flow is used, and this allows recovery of some energy in the liquid that would otherwise be lost. Much of the necessary technology already exists, and preliminary estimates indicate that the capital and operating costs will be attractive.

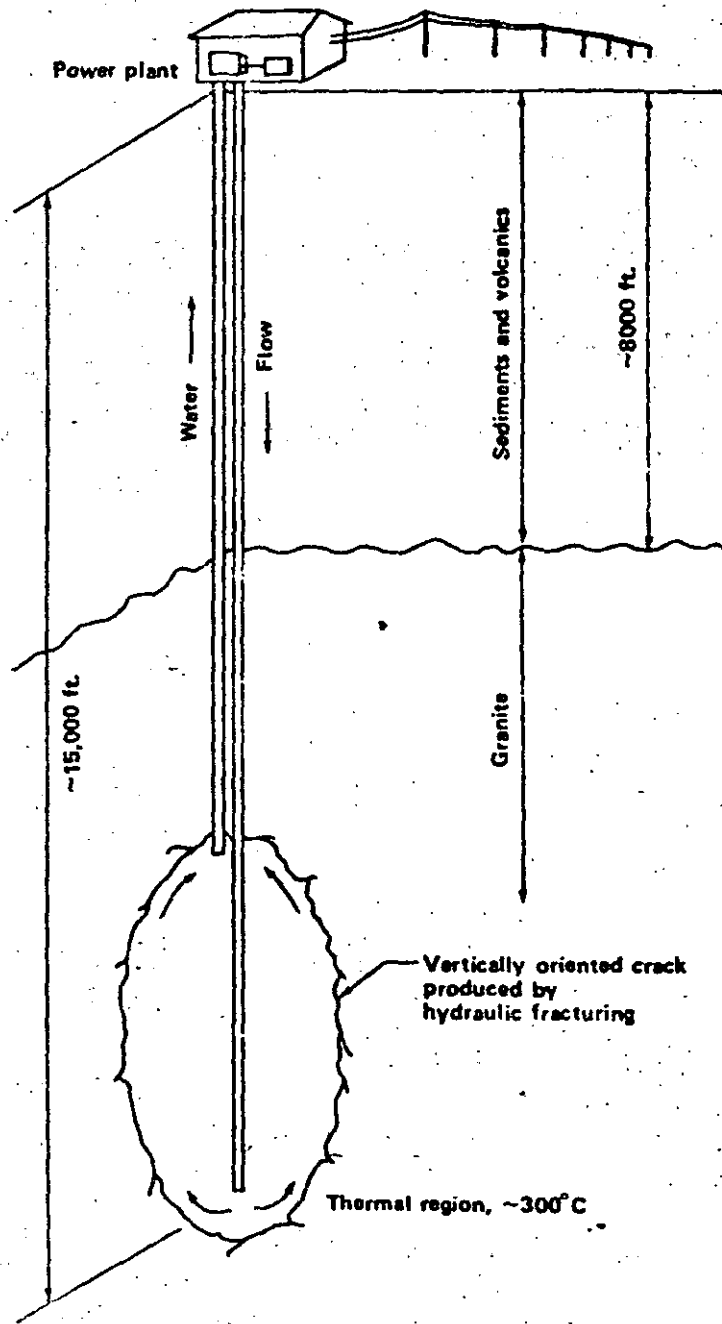


Figure 11 ERDA's Los Alamos Scientific Laboratory in New Mexico is developing this system for extracting energy from a dry geothermal reservoir.

CHAPTER 5 ENVIRONMENTAL EFFECTS

Generally speaking, the practical use of geothermal energy has some special advantages from an environmental standpoint compared with other methods of energy production or generation. One very important basic advantage is that the environmental effects associated with geothermal power generation are generally restricted to the immediate vicinity of the plants. This characteristic is in marked contrast to coal, oil, and nuclear installations, all of which involve a wide variety of environmental impacts far removed from the generating plants themselves.

In the case of coal, for instance, the mining and transportation activities, as well as the final disposition of the ash and other combustion products, are usually at some distance from the plant. For oil-fired plants, distant activities include extracting and transporting the crude oil, the refining processes, the transmission of fuel to the plant, and the disposal of undesirable combustion products. In the case of nuclear plants, some of the different essential activities undertaken at widely separated locations include mining of the ore, a complex series of industrial processes, and the ultimate disposal of the potentially hazardous spent fuel.

Another environmental advantage of some geothermal installations is that the dissolved minerals in the waste water can be separated out, and this results in fresh water that can be important in arid regions. This condition is found, for example, in the Salton Sea—Imperial Valley region of Southern California, as mentioned in Chapter 2.

Despite these advantages, the use of geothermal energy resources does present special environmental considerations that must be carefully evaluated for each installation. The more important of these are:

- Prior to the construction of a geothermal facility, the noise and other objectionable aspects of well drilling may be important depending on the specific location. Noise may also continue to be a problem after operations begin.

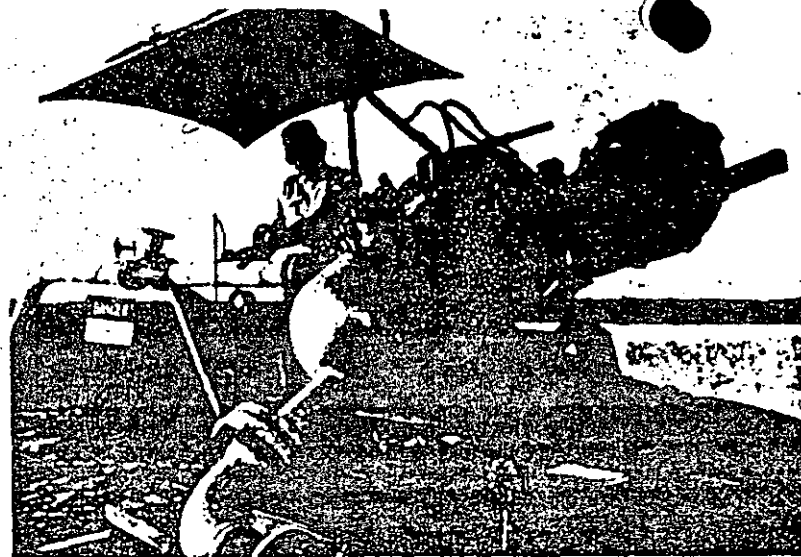


Figure 12 A pipeline channels brine from an existing geothermal well near the Salton Sea—Imperial Valley area of Southern California to ERDA's Lawrence Livermore Laboratory in a project that seeks to harness the flow of hot salt water for the generation of electricity.

- It is necessary in certain instances to provide safe disposal methods for toxic and saline liquid wastes involved in some geothermal hot water fields. Reinjection of such fluids back into the geologic formation is a possible solution, but it has not been fully investigated.
- Geothermal fluids, both liquid and steam, often carry substantial amounts of dissolved gases that are released upon loss of fluid pressure or condensation of the steam. Commonly encountered gases are carbon dioxide, hydrogen sulfide, methane, and ammonia. Although carbon dioxide is relatively harmless when discharged into the atmosphere, hydrogen sulfide and methane can be dangerous and/or objectionable depending on concentration and must be properly controlled. Ammonia occurs only infrequently and, particularly in low concentrations, is not regarded as a hazard.

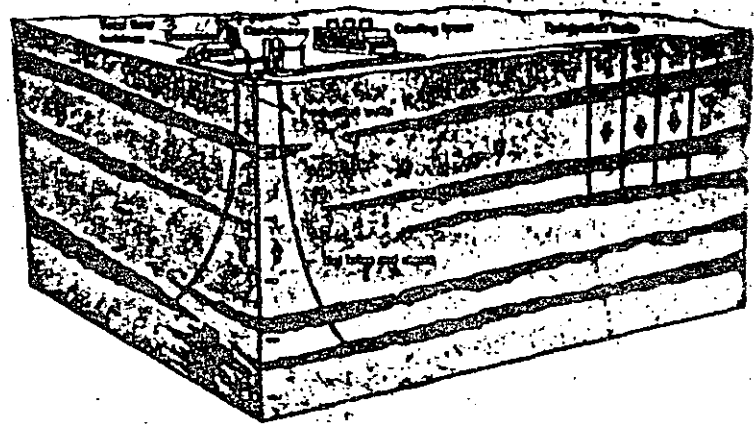


Figure 13 *Hot brine and steam are put through a turbine to produce electricity. The residue is reinjected into the ground thus eliminating the environmental problem of disposing of large amounts of salt.*

- Withdrawal of substantial volumes of fluids from geological formations over relatively long periods of time has caused extensive differential land subsidence in the Wairakei geothermal field in New Zealand and during petroleum extraction in the U.S. Land subsidence, which in the petroleum industry has been controlled by repressurization with water, is irreversible and can be damaging to irrigation, flood control, and sewer systems, as well as to structures such as railroad beds, airport runways, and foundations.
- It is even possible to trigger earthquakes by the high-pressure injection of fluids into geologic formations if they are in direct contact with seismically active faults. Present evidence indicates that such consequences can be avoided by eliminating the possibility of any hydraulic contact with a seismic fault.
- Subsurface groundwater contamination can be caused by improper well drilling and cementing procedures.
- Under atmospheric conditions, it is possible that local fogging may result from the release of large amounts of water vapor from a geothermal facility where flashing of the hot pressurized water occurs.
- For applications related to direct heating, such as for household, industrial, or agricultural purposes, the environmental impact is related mainly to the ultimate disposal of the water, which usually contains many dissolved minerals.
- In geothermal power plants using relatively low-temperature steam, there is more waste heat dissipated to the environment than from fossil or nuclear power plants of the same generating capacity that operate at much higher temperatures. This is because, as noted in Chapter 4, the overall efficiency of transforming heat into mechanical (and, in turn, electrical) energy is limited by the difference between the initial steam temperature and the final condenser temperature. For example, the electrical power output of the plants at the Geysers field in California averages about 14% of

the total heat energy of the input steam. The remaining 86% must be dissipated to the environment in some acceptable way.

- For those geothermal electrical generation systems designed to start with hot water instead of steam—as in the secondary-fluid cycle described in Chapter 4—the overall efficiencies may be even less because of still lower initial temperatures. Hence, the fraction of the extracted geothermal heat passed on to the environment via the condenser cooling water may be over 90%. However, the heat still remaining in the original geothermal water will be returned to the ground as the water is re-injected; this procedure has the additional environmental advantage of preventing subsidence.

Despite the environmental considerations mentioned above, which may or may not be problems in any particular installation, the use of geothermal energy resources appears to have environmental advantages that generally outweigh the drawbacks. Additionally, the technology to deal with these environmental effects exists, although each such facility must be considered as a special case.

CHAPTER 6 ECONOMIC CONSIDERATIONS

The most basic economic fact about geothermal energy is that once tapped, the "fuel"—the natural heat of the earth—is free. However, overall production costs associated with various kinds of geothermal energy installations are generally difficult to compile for comparative purposes because the background data and assumptions are not always available. Different tax rates and amortization periods may be involved as well as a number of hidden costs and other variables.

In direct heating applications in various foreign countries, such as Hungary, Iceland, New Zealand, and the U.S.S.R., it seems to have been clearly shown that the use of geothermal heat in agriculture, industry, and household heating is definitely less expensive than the use of other fuels for the same purposes. In Iceland, for example, the direct use of hot geothermal water for heating buildings is cheaper than providing the heat by any other means, including hydroelectric power.

Natural gas and coal have in the past been competitive in cost with geothermal energy for direct heat applications. However, gas is becoming increasingly scarce and costly, and coal produces serious environmental effects that are expensive to control in order to meet today's pollution standards.

At present, there are so few geothermal electric power plants that it is difficult to draw meaningful conclusions regarding the economics of these plants compared with fossil, nuclear, and hydroelectric plants. However, the best available information indicates that the overall cost, including capital amortization, of geothermally produced electricity—such as at The Geysers in California—is less than that for fossil and nuclear plants, but higher than for hydroelectric installations.

One economic advantage of geothermal power installations at certain locations is that they are practical even in relatively small sizes that are not economically feasible for other kinds of power plants. As an illustration, in Iceland many small noncondensing geothermal turbines are economically operated to generate electricity for villages and farms.

Some of the basic costs associated with providing geothermal energy, such as drilling costs, are well known. Other important cost elements, such as those related to the life expectancy of the "fuel", routine maintenance, and environmental control, are not known and are difficult to estimate now, but in geothermal desalination plants, they are estimated to be well below those of other methods.

With the development of multipurpose geothermal plants for several combined end products, such as electricity, hot water uses, desalination, and mineral production, the economic benefits can be expected to be correspondingly greater than for single purpose facilities. Today it is estimated that an electric plant using natural geothermal steam can be built for an expenditure far below the capital costs for a modern fossil or nuclear plant of the same capacity. On the other hand, a series of proposed demonstration geothermal power plants that will be constructed to test some of the new complex designs, such as the secondary-fluid cycle mentioned in Chapter 4, will probably cost initially at least as much as fossil or nuclear installations of comparable size. Eventual capital investment costs for such facilities cannot be forecast at this time.

CHAPTER 7 FUTURE PROSPECTS

Geothermal energy could, if more extensively developed, play a significant part in the future increase of this country's total energy resources to meet rapidly mounting demands. But quantitative forecasts by knowledgeable experts differ widely, mainly because of insufficient data and uncertainties regarding the size and success of future research efforts.

With regard to power generation, estimates of installed geothermal electrical capacity in the U.S. by 1985 range from a conservative 5000 megawatts, assuming only technology presently available or under development, to a potential 20,000-30,000 megawatts, based on an energetic and successful research and development program by both industry and the Federal Government. If this potential could be realized, it would represent about 3% of the total electrical generating capacity of the country projected for 1985.

In addition to generating electricity, geothermal heat will undoubtedly have increasingly important applications for direct use in such diverse fields as space and industrial process heating, agriculture, refrigeration, and the production of fresh water and certain minerals. Programs to promote these kinds of direct geothermal heating applications are being pursued all over the world.

Research and Development Programs

As indicated by the qualifications placed on the above estimates, the most important factor in rapidly bringing geothermal energy into a more useful role in the U.S. is the kind of research, development, and engineering programs in this field that will be undertaken in the near future. There are many broad areas in which new technological frontiers must be aggressively explored and progress achieved as outlined in Chapter 4. The most important of these can be summarized as follows:

1. Improving our knowledge of the location, size, and type of our geothermal resources. This demands significant advancement in drilling technology and exploration and prospecting techniques.
2. Investigating the feasibility of using explosives or hydrofracturing to artificially stimulate geothermal sources, such as hot dry rock deposits.
3. Advancing the technology of generating electricity with geothermal hot waters.
4. Expanding the direct use of geothermal waters as heat for a wide variety of applications.

Legal and Regulatory Aspects

In addition to the need for successful technological achievements, there is a strong requirement for a careful analysis of the multitude of laws and regulations that govern the exploration and use of geothermal energy resources.

Three-quarters of the known geothermal energy deposits lie below land owned by the Federal Government, which must assume a leading role in the overall program of geothermal development.

Recent legislation in this field has extended the authority of the U.S. Department of the Interior to establish more precise standards for what are called "known geothermal resources areas" (KGRA's). The Secretary of the Interior is empowered to formulate and carry out regulations pertaining to the competitive leasing of such lands. The exercise of the authority conferred by this legislation will have an important bearing on the future effective use of our geothermal resources.

In accordance with these statutes, federal lands were opened to private industry in early 1974 for the first time for geothermal exploration. It is clear that there is a vigorous movement to mobilize many different kinds of private and government efforts to exploit geothermal resources and to search for more in spite of the risks and technological problems involved.

BIBLIOGRAPHY

Geothermal Energy, Carel Otte and Paul Kruger, Stanford University Press, Stanford, California, 1973, 372 pp., \$17.50.

Assessment of Geothermal Energy Resources, Panel on Geothermal Energy Resources, Federal Council for Science and Technology, 1972, 100 pp., \$4.75. Available from the National Technical Information Service, U.S. Department of Commerce, Springfield, Virginia 22161.

"Geothermal Power," Joseph Barnes, *Scientific American*, 226: 70 (January 1972).

Geothermal Energy: A National Proposal for Geothermal Resources Research, Final report of the Geothermal Resources Conference, Battelle Seattle Research Center, Seattle, Washington, September 18-20, 1972, 95 pp., \$1.45. Available from the Superintendent of Documents, U.S. Government Printing Office, Washington, D.C. 20402.

Geothermal Resources, L. J. P. Muffler, U. S. Geological Survey Professional Paper 820, U.S. Geological Survey, Arlington, Virginia 22202, 1973, 722 pp., \$9.15.

NOTE: Several of these references contain detailed lists of further citations.

Present federal policy places major emphasis on a strong and continuous working relationship with the private geothermal energy industry, which it is hoped will assume an increasingly active and important role and accept a greater share of the risk as the whole national research program in this field begins to pay off. The hope is that such a basic policy will facilitate a rapid transfer of research results and achieve a substantial acceleration of the development of U.S. geothermal resources. Perhaps this development activity will become a kind of "geothermal rush", like the famous "gold rush" of 1849.

To whatever extent these developments occur as predicted, they will represent significant steps toward better use of this almost limitless domestic source of energy and a resulting increased conservation of previous fossil fuels. It is therefore vital that Government and private industry continue their cooperative efforts to develop geothermal energy for the benefit of the American public.

APPENDIX BASIC UNITS RELATED TO ENERGY

Electrical

The number of amperes in an electrical circuit multiplied by the voltage equals the number of watts of power or the rate at which energy is being consumed.

More briefly:

volts x amperes = watts
1000 watts = 1 kilowatt
1000 kilowatts = 1 megawatt
(one million watts)

The number of watts multiplied by the time in hours equals watt-hours or the total energy expended in that time.

More briefly:

watts x hours = watt-hours
kilowatts x hours = kilowatt-hours
megawatts x hours = megawatt-hours

Note: Watts can be visualized as similar to the speed (mph) of a moving automobile, whereas watt-hours are similar to the total distance the automobile travels in a number of hours (corresponding to the total energy consumed in the trip).

Example: A car doing a steady 40 mph will go 40 miles in 1 hour, 80 miles in 2 hours, etc. Similarly, an electrical device using energy at the rate of 40 watts will consume a total of 40 watt-hours in 1 hour, 80 watt-hours in 2 hours, and so on.

Heat

A British Thermal Unit (Btu) is the amount of heat energy that will raise the temperature of 1 pound of water 1° Fahrenheit.

A calorie is the amount of heat energy that will raise the temperature of 1 gram of water 1° Celsius (Centigrade Scale).

Temperature

On the Fahrenheit scale, water freezes at 32° F and boils at 212° F.

On the Celsius (or Centigrade) scale, water freezes at 0° C and boils at 100° C.

To convert a temperature from Fahrenheit to Celsius, subtract 32 and multiply by $\frac{5}{9}$.

Example:

$$\begin{aligned}86^{\circ} \text{ F} - 32 &= 54 \\54 \times \frac{5}{9} &= 30^{\circ} \text{ C} \\86^{\circ} \text{ F} &= 30^{\circ} \text{ C}\end{aligned}$$

To convert a temperature from Celsius to Fahrenheit, multiply by $\frac{9}{5}$ and add 32.

Example:

$$\begin{aligned}20^{\circ} \text{ C} \times \frac{9}{5} &= 36 \\36 + 32 &= 68^{\circ} \text{ F} \\20^{\circ} \text{ C} &= 68^{\circ} \text{ F}\end{aligned}$$

Mechanical

One horsepower (hp) is arbitrarily defined as the rate of expenditure of energy required to raise a 550-pound weight 1 foot in 1 second.

Length

1 inch	= 2.54 centimeters
1 foot	= .3048 meters
1 mile	= 1.609 kilometers
1 centimeter	= .394 inches
1 meter	= 3.28 feet
1 kilometer	= .624 mile (about $\frac{5}{8}$)

Useful Conversions

746 watts	= 1 horsepower (hp)
1 kilowatt (1000 watts)	= $1\frac{1}{3}$ hp
1 Btu	= 252 calories
1 Btu per hour	= .2931 watts
1 watt	= 3.412 Btu per hour



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS

FLUIDOS DE PERFORACION Y SU APLICACION AL CAMPO

GEOTERMICO

**ING. ROSA DE JESUS HERNANDEZ
Del 12-28 de abril, 1983**

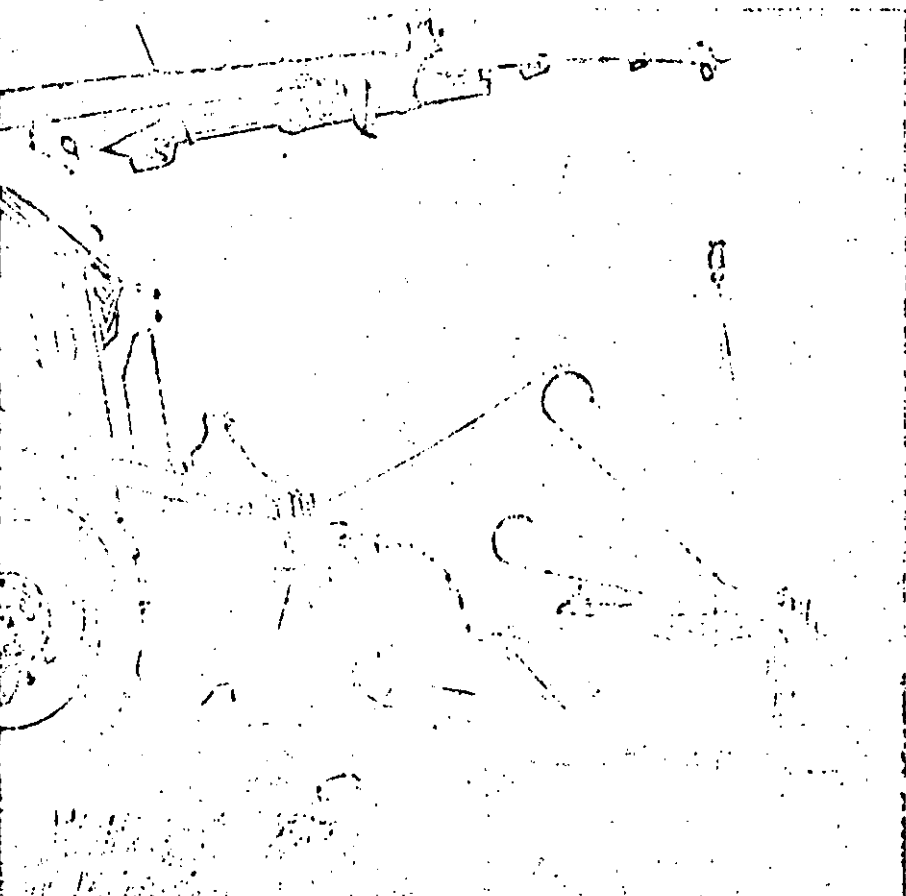


TUBERIA recubierta en fábrica se usó los cruces de arroyos y sus proximidades.

chara de 42 pg. y ataludadores laterales. Sin embargo, la alta humedad del terreno provocó que algunas zanjas se derribaran, por lo que se tuvo que usar retroexcavadoras y palas mecánicas.

La profundidad mínima fue de 4 pies, excepto en áreas especiales (como en los campos de arroz), donde se requirió un mínimo de 5 pies. Para alcanzar esa profundidad, la anchura de la zanja en su tope fue en algunos puntos entre 10 y 12 pies.

UNA GRUA hidráulica transfirió los tubos de los camiones a los vehículos de ocho ruedas.



Toda la soldadura se hizo a mano y se radiografió entre el 30 y el 50% de las mismas.

Una pequeña porción de la línea (13,5 Km.) se recubrió con esmalte de alquitrán de hulla. El resto se forró, sobre la zanja, con cinta plástica Polyken y una envoltura exterior. La tubería se bajó a la zanja inmediatamente después de recibir el forro.

La tubería recubierta en fábrica se usó en cruces de agua y sus proximidades.

Usa espuma en vez de lodo

LA PERFORACION direccional, y el uso de espuma estable como fluido de perforación, están permitiendo el desarrollo de un campo de difícil acceso, en el sur de Trinidad.

El yacimiento (ver mapa) está en la región productora de Gvaguayara. Había permanecido inactivo por más de 20 años, dada la accidentada topografía del terreno.

La perforación desviada, informa la Texaco Trinidad, ha hecho posible vencer ese obstáculo. Los pozos de desarrollo se perforan, en grupos, al borde de los acantilados casi verticales que flanquean el pequeño valle.

Si las condiciones del suelo han sido adversas, las del subsuelo no se que-

Abstracts

Foam drilling

STABLE foam has allowed development of a small oil pool located in southern Trinidad, in an area where low circulation and formation damage precludes the use of conventional muds.

Espuma de perfuração

ESPUMA estável permitiu o desenvolvimento de um pequeno campo no sul de Trinidad, em uma área onde as baixas circulações e os danos à formação não faziam possível o uso de lodos comuns.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"
MATERIA: FLUIDOS DE PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS.
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE
ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO,
LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, Y EL
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

MEXICO, D. F.

1. SUGESTIONES PARA PERFORAR POZOS CON PRESION ANORMAL
2. UN LODO A BASE DE POLIMERO XC

QUIM. ROSA DE JESUS
HERNANDEZ ALVAREZ.

Diciembre, 1985.

C O N T E N I D O

	Página
SUGESTIONES PARA PERFORAR POZOS CON PRESION ANORMAL	1-11
UN LODO A BASE DE POLIMERO XC	12-14

**TRADUCCIONES HECHAS POR EL ING. EMILIO DE LA TORRE ALDAPE,
JEFE DE LA DIVISION DE PERFORACION DEL
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO**

SUGESTIONES PARA PERFORAR POZOS CON PRESION ANORMAL

Dr. Preston L. Moore

(Resumen de artículos publicados por The Oil and Gas Journal, Nov. y Dic. 1968, y Ene., Feb., Mar., Abril 1969).

Agujero Superficial

Los problemas que se presentan al perforar el agujero superficial incluyen la pérdida de circulación y el ensanchamiento del agujero. Perforarlo rápido puede ayudar a mantener el calibre del agujero, pero también puede inducir la pérdida de circulación o -- agravar su magnitud.

Las siguientes reglas prácticas son de aplicación general:

1. No le ponga remedio a problemas que no se han presentado.
2. Si se requiere mejorar la capacidad de acarreo del lodo, flocúlelo con cemento o con cal.
3. No use reactivos dispersantes o reductores de viscosidad para lodos, porque disminuyen su capacidad de acarreo.
4. No controle el filtrado del lodo.
5. Mantenga baja la densidad del lodo, abajo de 1.08 gm/cc (10 lb/gal).

El problema de la pérdida de circulación se minimiza manteniendo en un valor mínimo la caída de presión de circulación en el espacio anular. Para disminuir ésta, basta con mantener bajas la densidad y la viscosidad del lodo. La densidad del lodo se puede mantener baja controlando su contenido de sólidos. Se deben usar la temblorina y el equipo eliminador de sólidos desde que se inicia la perforación.

Para reducir en el espacio anular la concentración de los sólidos perforados, se puede aumentar la velocidad anular o reducir el ritmo de perforación. Lo último es lo menos deseable, pero puede ser necesario en formaciones muy blandas donde la velocidad de perforación puede ser alta.

Si lo anterior no resuelve el problema de la pérdida de circulación, se le puede añadir al lodo un obturante barato o perforar sin circulación.

Al perforar el agujero superficial, no es raro que se tenga torsión debido a la acumulación de recortes en el espacio anular. Si se está perforando con la velocidad de circulación máxima posible, las únicas alternativas son el perforar más lento o incrementar la capacidad de acarreo del lodo.

Obviamente, la mejor alternativa es el incrementar la capacidad de acarreo del lodo. Esto se puede hacer añadiéndole bentonita o floculándolo. En muchos casos, se pueden requerir ambas cosas.

Si se ~~flocula~~ el lodo, su filtrado será muy alto, pero esto no debe ser problema si su ~~densidad~~ se mantiene baja (abajo de - - 1.10 gm/cc).

Intervalo del Agujero con Gradiente de Presión Normal

En el intervalo con gradiente de presión normal abajo de la T.R. superficial, el énfasis principal es el perforar rápido. El mejor fluido de perforación es el agua, pero si hay arenas sueltas (no cementadas) que prohíban su uso, se recomienda el uso de un lodo de baja densidad y baja viscosidad. Es esencial un buen programa hidráulico y una buena selección de peso sobre barrena-velocidad de rotación.

En este intervalo se requiere perforar rápido no solamente para reducir costos, sino también para minimizar los problemas inherentes al tiempo en que el agujero está descubierto y expuesto al fluido de perforación.

Los factores que intervienen en la velocidad de perforación no están confinados a un área específica. La selección de la barrena es importante. Se debe seleccionar la barrena para formación más blanda con que se pueda perforar el intervalo.

La densidad del lodo también tiene un efecto importante en la velocidad de perforación. Por ejemplo, si se puede perforar -- con un lodo de 1.08 gm/cc y se perfora con un lodo de 1.20 gm/cc, la velocidad de perforación se puede reducir hasta en tres veces.

En esta parte del agujero no es necesario controlar el filtrado del lodo, siempre y cuando se mantenga baja la densidad de éste para evitar pegaduras diferenciales.

En aquellas áreas donde se perforan lutitas ávidas de agua se deben usar lodos especiales que las inhiban, a fin de estabilizar el agujero.

Zona de Transición a Formaciones Sobrepresurizadas

La zona de transición de presión se puede definir como aquella parte del agujero donde la presión de poro varía desde normal (0.107 Kg/cm²/m) hasta aproximadamente 0.168 Kg/cm²/m. Generalmente se perfora con solamente la T.R. superficial cementada, y con el objetivo de penetrar lo más posible dentro de la zona transicional antes de cementar una T.R. protectora (T.R. intermedia).

En la zona de transición, el énfasis está en localizar el lugar adecuado donde cementar la T.R. intermedia. Un buen lugar es uno donde la densidad del lodo requerida para contrarrestar la presión anormal no resulte en pérdida de circulación en las formaciones superiores con presión normal, y donde, después de cementar la T.R. intermedia, se pueden usar lodos de alta densidad (arriba de 1.92 g/cc) sin fracturar la formación abajo de la zapata.

En esta zona, el operador debe balancear el peligro de pérdida de circulación en formaciones superiores contra el posible -- flujo de fluidos de las formaciones sobrepresurizadas.

La detección de presiones anormales.- Los registros de resistividad (inducción) y sónico de porosidad han probado ser herramientas excelentes para determinar la presión en las formaciones ya perforadas. Pero, estas herramientas proveen la información después que ya se han perforado las formaciones, lo cual no es oportuno cuando se requieren decisiones rápidas. Sin embargo, a veces estas herramientas son las que deciden dónde cementar una T.R. protectora.

En la zona de transición, el operador busca otros índices que le indiquen que el gradiente de presión de la formación va aumentando. Estos índices pueden ser el incremento en la velocidad de perforación y la disminución de la densidad de las lutitas con la profundidad.

Es bien sabido que la velocidad de perforación aumenta al disminuir la magnitud de la presión diferencial en el fondo del agujero. La presión diferencial se reduce ya sea bajando la densidad del lodo, o aumentando la presión de la formación. Si se mantiene constante la densidad del lodo, un incremento en la velocidad de perforación puede indicar un incremento en el gradiente de presión de la formación. Pero, hay otros factores que pueden incrementar la velocidad de la perforación, por lo que se tiene que confiar en la experiencia del perforador.

La práctica común es el aumentar la densidad del lodo a un valor predeterminado al aproximarse a la cima de transición de presión, y mantener constante la densidad del lodo al continuar perforando, hasta penetrarla. El peso sobre barrena, la velocidad de rotación, la hidráulica, y demás propiedades del lodo también se mantienen constantes.

Siguiendo este procedimiento, el perforador puede relacionar cualquier incremento en la velocidad de perforación a incrementos en el gradiente de presión de la formación o a cambios en la litología. Si no hay cambios en la litología, un incremento en la velocidad de perforación debe atribuirse a un incremento en el gradiente de presión de la formación.

La densidad de las lutitas ofrece otro método para detectar zonas sobrepresurizadas. La lutita es una roca porosa, casi impermeable, y compactible, y su densidad aumenta con la profundidad debido al incremento del peso de las formaciones superyacentes que la compactan. Si se observa que la densidad de las lutitas no aumenta con la profundidad, es indicativo de un incremento del gradiente de presión de la formación. Una desventaja obvia de esta técnica para detectar presiones anormales es el tiempo que transcurre desde que se perfora la lutita hasta que se transporta a la superficie.

En la zona de transición de presión, la velocidad de perforación deja de ser importante, y el problema principal es el identificar las formaciones perforadas así como sus características.

El control del lodo es muy importante. El lodo debe tener justamente la densidad necesaria. Su viscosidad debe ser la adecuada para acarrear los recortes, pero debe ser lo suficiente fluido para minimizar las presiones anulares de circulación. Se debe controlar su filtrado para evitar pegaduras diferenciales. Su calidad debe permitir evaluar correctamente las formaciones penetradas.

El riesgo a tomar al penetrar en la zona de transición de presión depende de la profundidad de asentamiento de la T.R. superficial, de los problemas que se hayan experimentado durante la perforación, y de los objetivos finales del pozo.

Para estimar la densidad requerida del lodo, es necesario tener conocimiento del área, o de áreas similares. Si el operador no tiene este conocimiento, debe ser más cauteloso de lo normal.

Profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.- El diseño de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento, para el control de presiones, se puede optimizar basándose en las presiones de formación anticipadas y en los gradientes de fractura estimados. Los factores de seguridad incorporados en el diseño dependerán de la información disponible para el área donde se opera.

Un método sugerido para optimizar el programa de profundidad de T.R.'s, para el control de presiones y para minimizar los problemas de pérdida de circulación, es el diseñar de abajo hacia arriba. En algunos casos esto puede resultar en una T.R. superficial más larga. En otros casos, se puede eliminar una T.R. intermedia.

Este método de evaluación económica no solamente introduce la posibilidad de abatir costos, sino que reducirá los riesgos inherentes al perforar pozos con presiones anormalmente altas.

Zona de Presión Anormalmente Alta

En el intervalo del agujero con presión anormal, abajo de la T.R. intermedia, nuevamente se enfatiza la velocidad de perforación. En este intervalo es donde se presentan más problemas de perforación, los cuales se agravan debido a las altas presiones y temperaturas.

Las siguientes sugerencias ayudarán a disminuir el tiempo total empleado en perforar este intervalo del agujero.

1. Perfore con peso sobre barrena y velocidad de rotación (W-N) óptimos.
2. Investigue si se puede perforar con barrenas de diamante y motores de fondo, mas no desperdicie su ventaja haciendo viajes cortos.
3. Perfore con el lodo en buenas condiciones, pero use un lodo sencillo.

Hoy en día, es una práctica común el probar la resistencia de la formación abajo de la zapata de la T.R. intermedia. Esto se hace perforando unos cuantos metros abajo de la zapata, y aplicando presión hidráulica.

La magnitud de la presión depende de las presiones de formación anticipadas. Generalmente, se prueba con una presión equiva-

lente a una columna de lodo de 0.06 g/cc menor que la densidad -- máxima de lodo que se espera usar. Si la formación no soporta esta presión se deben hacer cementaciones forzadas hasta que se obtenga la presión deseada. Esto es necesario, pues posteriormente se puede perder lodo de alta densidad, lo cual puede causar la pérdida del pozo.

Control de brotes.- Recientemente se ha desarrollado una excelente tecnología para el control de brotes. Para facilitar el control de brotes se requieren estranguladores ajustables operados hidráulicamente, separadores de gas/lodo, y personal entrenado.

Para controlar brotes con éxito, el operador debe saber el valor del gradiente de fractura del área, y la magnitud de la presión de la formación que empuja los fluidos dentro del pozo, aunque a veces esto último es difícil de obtener.

El obtener la presión de la formación es un problema si hay una válvula de contrapresión instalada en la sarta de perforación, pues la T.P. no registrará presión. En estos casos, el operador debe aplicarle presión al interior de la T.P. y registrar la presión a la que el fluido se empieza a mover. Esta no es la presión exacta que se registraría en la T.P. si no hubiera válvula de contrapresión, pero representa la mejor alternativa.

Al perforar formaciones sobrepresurizadas, el uso de válvulas de contrapresión en la sarta de perforación puede ser ventajoso o contraproducente. La desventaja principal es que si se pierde la circulación y es necesario añadirle obturante al lodo, y esto es un problema latente, se puede tapar la T.P. y esto complicaría el problema. Las ventajas son: (a) proveen protección si ocurre un brote al estar sacando tubería, y (b) permiten tener seguridad cuando sea necesario meter tubería al fondo bajo presión.

La entrada de fluidos.- Hace algunos años, cualquier problema durante la perforación causaba que el operador levantara la sarta de perforación hasta la zapata de la última tubería cementada.

Hoy en día, si se detecta un brote se recomienda que si la tubería no está en el fondo, se meta al fondo lo más rápido posible. El operador está arriesgando una pegadura de tubería contra la seguridad del pozo, con las probabilidades muy a su favor.

Para desplazar a la superficie a los fluidos que aportó la formación, la tubería debe de estar en el fondo del pozo. Teniendo la tubería en el fondo, la presión en la T.R. debe ser mayor -- que la presión en la T.P. porque los fluidos que entraron al pozo son de menor densidad que el lodo de perforación.

Si no ocurren problemas específicos cuando se detecta el -- brote se sugiere que, antes de aumentarle la densidad al lodo, se desplacen a la superficie y fuera del pozo a los fluidos que aportó la formación, usando la técnica de presión constante en la T.P. Después, aumentarle la densidad al lodo al valor requerido para -- controlar el pozo. Una vez que el pozo está controlado, continúe perforando a la mayor velocidad de perforación posible.

Perforando la zona con presión anormal.- La mayor parte de los brotes ocurren al estar sacando tubería. Por esta razón, en pozos profundos con presión anormal, es común el perforar con barrenas de diamante. La ventaja que se obtiene con esto está en la reducción del número de viajes requeridos para cambiar barrena.

A veces, los operadores pierden esta ventaja siguiendo la -- práctica de hacer viajes de limpieza (viajes cortos). Esto quiere decir que después de estar perforando durante 24 ó 36 horas, la ba rrena se levanta a la zapata y después se regresa al fondo. En la mayoría de los casos, esto se hace porque alguien recuerda que una vez la tubería se pegó cuando la barrena tenía más de 36 horas de estar perforando. Por otro lado, se han registrado varios casos -- donde la tubería se pegó justamente después de haber efectuado un viaje corto. Los viajes cortos suelen ser más perjudiciales que -- ventajosos.

El Tratamiento del Lodo al Perforar Zonas con Presion Anormal

El control de los sólidos.- En lodos de alta densidad, es indispensable controlar los sólidos de baja densidad. Los sólidos de baja densidad se pueden calcular por medio de la prueba de azul de metileno, la cual mide la capacidad del intercambio catiónico de los sólidos. Esta capacidad de intercambio catiónico después se convierte al contenido equivalente de bentonita. La montmorillonita de sodio, la arcilla hidratable en la bentonita, tiene una capacidad de intercambio catiónico de 180 miliequivalentes, comparado contra aproximadamente 20 miliequivalentes para los sólidos perforados.

Usando este tipo de análisis, los sólidos de baja densidad se convierten a un contenido equivalente de bentonita. Se sugiere un límite superior de un contenido equivalente de bentonita de 5.5%.

Los sólidos de baja densidad se pueden controlar usando eliminadores de sólidos del tipo que usan una combinación de ciclones y mallas vibratorias.

El control de la viscosidad.- En lodos preparados con agua dulce, los requerimientos de lignosulfonatos metálicos deben ser en el rango de 8.5 a 17 Kg/m³. Si se requiere una concentración mayor del reactivo, es indicativo que anda muy alto el contenido de sólidos de baja densidad, y que se debe intensificar el tratamiento mecánico y probablemente también diluir el lodo con agua.

En lodos preparados con agua de mar, los requerimientos de lignosulfonatos metálicos aumentan, y pueden llegar a 23 Kg/m³.

El control del filtrado.- Para controlar el filtrado de lodos de alta densidad, se requieren materiales que sean estables a altas temperaturas y que no tengan efectos adversos en la viscosidad del lodo. Estos requerimientos los cumplen los lignosulfonatos metálicos y las lignitas.

Las lignitas no son muy efectivas para controlar la viscosidad, pero son magníficas para controlar el gel a altas temperaturas, y son mejores que los lignosulfonatos para controlar el filtrado. Por esta razón, cuando se requieren lignosulfonatos metálicos, su concentración se debe limitar a lo que se requiera para controlar la viscosidad del lodo. Si se requiere control adicional del filtrado, use lignitas.

Es importante el saber mezclar los reactivos. Para obtener los mejores resultados, los reactivos se deben mezclar en un recipiente, de preferencia en agua conteniendo cuando menos 0.7 Kg/m^3 de sosa cáustica --más si se requiere aumentar el pH. Después añada los reactivos al lodo en ciclos completos de circulación.

Recuerde que si no hay formaciones permeables no se requiere controlar el filtrado.

La bentonita es uno de los mejores agentes para controlar el filtrado del lodo, pero se debe de prehidratar antes de añadirla al lodo.

En esta etapa del pozo, los productos para resolver la pérdida de circulación son inoperantes, y hasta pueden ser nocivos. Si hay pérdida de circulación, la mejor solución es algún tipo de tapón sólido.

Otros sólidos.-- Hay disponibles otros aditivos para usarse en esta parte del agujero, incluyendo diesel, reductores de torsión, surfactantes, inhibidores, y asfalto.

El diesel ha servido como lubricante, y su uso ha sido tan común que muchos operadores creen que se debe usar si es que se va a perforar el pozo. No hay objeciones serias contra el uso de diesel mientras que el contenido de sólidos en el lodo no sea crítico. Pero, cuando la densidad del lodo excede de 2.04 g/cc , no hay mucho espacio donde acomodar las gotas de diesel.

Para reducir la torsión de la sarta de perforación, se han obtenido buenos resultados usando mica fina o cáscara de nuez. Estos dan mejores resultados que el asfalto.

No se recomienda el uso de surfactantes en esta parte del agujero.

Lodos de emulsión inversa.- Hasta ahora, esta discusión -- acerca del control de lodos ha sido para lodos a base de agua. Ultimamente, se han reportado buenos resultados al usar lodos de -- emulsión inversa en pozos profundos con alta presión y temperatura. Se ha reportado que estos lodos estabilizan las lutitas y mantienen el calibre del agujero. Se sugiere que se use el tipo de lodo que dé mejores resultados a menor costo.

UN LODO A BASE DE POLIMERO XC

(Resumen del trabajo "New biopolymer low-solids mud speeds drilling operation", por F.H. Deily, G.P. -- Lindblom, J.T. Patton, y W.E. Holman, y publicado por The Oil and Gas Journal, junio 26, 1967).

El polímero XC es un polímero soluble en agua producido por la acción de las bacterias del género Xanthomonas sobre carbohidratos.

El biopolímero es capaz de incrementar la viscosidad al -- agua dulce, al agua de mar y al agua saturada con sal, sin ayuda - de otros aditivos.

Las viscosidades aparentes (Fann, 600 rpm) se incrementan - proporcionalmente con la concentración del polímero, independiente mente del fluido base. La viscosidad plástica aumenta con la con centración del polímero, pero es mayor a mayores concentraciones - de sal. Los puntos de cedencia son más o menos equivalentes para agua dulce y agua de mar, a las mismas concentraciones de polímero, pero un poco menor en agua saturada con sal.

El filtrado a una concentración de polímero de 1.43 Kg/m^3 - es mayor en agua saturada con sal que en agua dulce. El polímero no desarrolla gelatinosidad tan efectivamente en agua saturada con sal como lo hace en agua dulce o en agua de mar.

La viscosidad de soluciones de este polímero se puede aumen tar bastante a través de un mecanismo llamado enrejado. Esto ocu rre cuando se añaden pequeñas concentraciones de cationes metáli--cos a una solución de polímero en agua, con el pH ajustado adecua damente. El ion cromo trivalente (Cr^{+++}) es el más efectivo para "enrejar".

Con base en trabajos de laboratorio, y en experiencia de campo, se ha establecido que adiciones de cloruro crómico de 0.86 Kg/m^3 son adecuadas, cuando la solución de biopolímero contenga 80 ppm del ion calcio, y el pH de 8. En el sistema enrejado los valores de pH inferiores a 6 y superiores a 12 contienen concentraciones excesivas de H^+ y OH^- , lo cual aparentemente tiende a destruir el efecto del enrejado.

En el laboratorio, las soluciones de polímeros exhibieron menores viscosidades en la barrena que lodos bentoníticos, con o sin barita. Esto incrementa la velocidad de perforación. Además, los desarenadores separan los sólidos más eficientemente de lodos XC que de lodos bentoníticos. También, el polímero requiere menor presión de circulación que el agua, al mismo gasto. Consecuentemente, el sistema de polímero enrejado puede reducir las caídas de presión en el sistema circulatorio.

El fluido a base de biopolímero puede suspender barita con menores viscosidades y mejores propiedades reológicas que lodos convencionales. Además, se le pueden añadir sales, tales como NaCl , CaCl_2 y ZnCl_2 , con resultados satisfactorios. En el laboratorio, se han preparado lodos de 2.16 gm/cc con asentamiento casi nulo de barita después de 24 hrs. En el campo se ha probado este tipo de lodo con densidad de 1.56 gm/cc , satisfactoriamente.

El sistema de biopolímero resiste la contaminación de yeso, cemento y sal. El pH del sistema no debe subir de 11, pues se precipitará el polímero. El pretratar el lodo con Na_2CO_3 ó NaHCO_3 evitará el incremento del ion calcio.

Se le pueden añadir al sistema XC materiales como CMC, almidón, quebracho, ferrocromolignosulfonato, bentonita y diesel, si se desea ajustar las propiedades reológicas o de filtración.

En el laboratorio, el polímero XC pareció ser un buen emulsificante de diesel. Las adiciones de bentonita a lodos de biopolímero enrejado mejoran la habilidad del polímero para controlar la pérdida de agua. Esto puede ser importante cuando se usan concentraciones de XC mayores de 4.3 Kg/m^3 .

Se han perforado pozos con fluidos XC a temperaturas de fondo cerca de 300°F. En el laboratorio, se ha observado una ligera reducción de viscosidad en el rango 250°-300°F.

Los lodos a base de polímero XC requieren tratamiento con un bactericida. El "triclorofenato de sodio" exhibe la mejor combinación de eficiencia, seguridad y precio. Se recomienda una concentración en el rango 300-385 ppm.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"
MATERIA: FLUIDOS DE PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS.
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE
ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, Y EL
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

MEXICO, D. F.

DEVELOPMENT OF A LABORATORY INSTRUMENT TO MEASURE
PROPERTIES OF DRILLING FLUIDS UNDER EXTREME GEOTHERMAL
CONDITIONS

QUIM. ROSA DE JESUS
HERNANDEZ ALVAREZ.
Diciembre, 1985.

(7)

**DEVELOPMENT OF A LABORATORY INSTRUMENT TO MEASURE
PROPERTIES OF DRILLING FLUIDS UNDER EXTREME
GEOTHERMAL CONDITIONS.**

**K. I. G. Reid
R. J. Murphy
K. L. Walter**

**Department of Energy, Division of Geothermal Energy
Workshop on Geothermal Drilling Fluids**

**Albert Pick Motor Inn
Houston, Texas
May 23, 1978**

CONCEPTUAL DESIGN
FOR
GEOTHERMAL DRILLING FLUID TESTING SYSTEM

(10)

The basic purpose of the Geothermal Drilling Fluid Testing System (GDFTS) is to allow measurement of fluid properties ranging up to 700° F. and 20,000 psi. Measurement of these properties will facilitate development of new drilling fluids to withstand these extreme conditions.

Major fluid properties to be measured are rheology, filtration characteristics, density and corrosivity. Currently used drilling fluids break down as the temperature increases, and the GDFTS will monitor the effect of this breakdown upon the properties.

FIGURE 1 shows the block diagram of system components. The heart of the system is the autoclave, which contains the drilling fluid. An inert gas compression and control system maintains system pressure and also the differential pressure across the filter. The cooling system keeps external autoclave surfaces near ambient temperature, and allows conventional high pressure feed-throughs at the top and bottom of the autoclave. The controlling and recording system processes transducer signals from each of the system components into test information or control directions.

The autoclave is shown in FIGURE 2. It houses the mud bucket (below) and the metal block containing drive motors and instrumentation (above). The mud bucket will hold about two gallons of drilling fluid. The walls and block are water cooled and insulated from the hot mud bucket. Inside diameter of the autoclave is estimated to be 12 inches and length 30 inches. A pin closure would eliminate the need for a large number of restraining bolts. Conventional high pressure steel would be used.

Projecting into the mud bucket are the continuous dynamic filter (left), dispersator or agitator (center), rotary rheometer (right) and continuous corrosion sensor (not shown).

The mud is heated with immersion heater coils, and can be cooled down using a second coil through which air is blown. In order to prevent the inert gas atmosphere from influencing property measurements, a lift system slowly raises the mud bucket and forces mud to ooze from openings in the diffusion shield at a rate sufficient to minimize gas dissolving in the mud below. The suspension spider holds the diffusion shield. The drip pan collects condensate liquid from the cooling coils and directs it to the top of the diffusion shield to prevent mud caking. The dispersator continuously agitates the drilling fluid and maintains adequate circulation across heating coils.

(11)

The rotary rheometer bob and sleeve will have conventional geometry. The drive motor and torque transducer, both housed in the instrumentation block, will receive and relay electrical signals through the autoclave head. The dispersator and corrosion sensors are to be of conventional design, except for providing the drive motor and signal transducers within the metal block. It is anticipated that the density of the drilling fluid will be measured by nuclear radiation attenuation, with both source and counter external to the autoclave, provided required radiation levels are not too high.

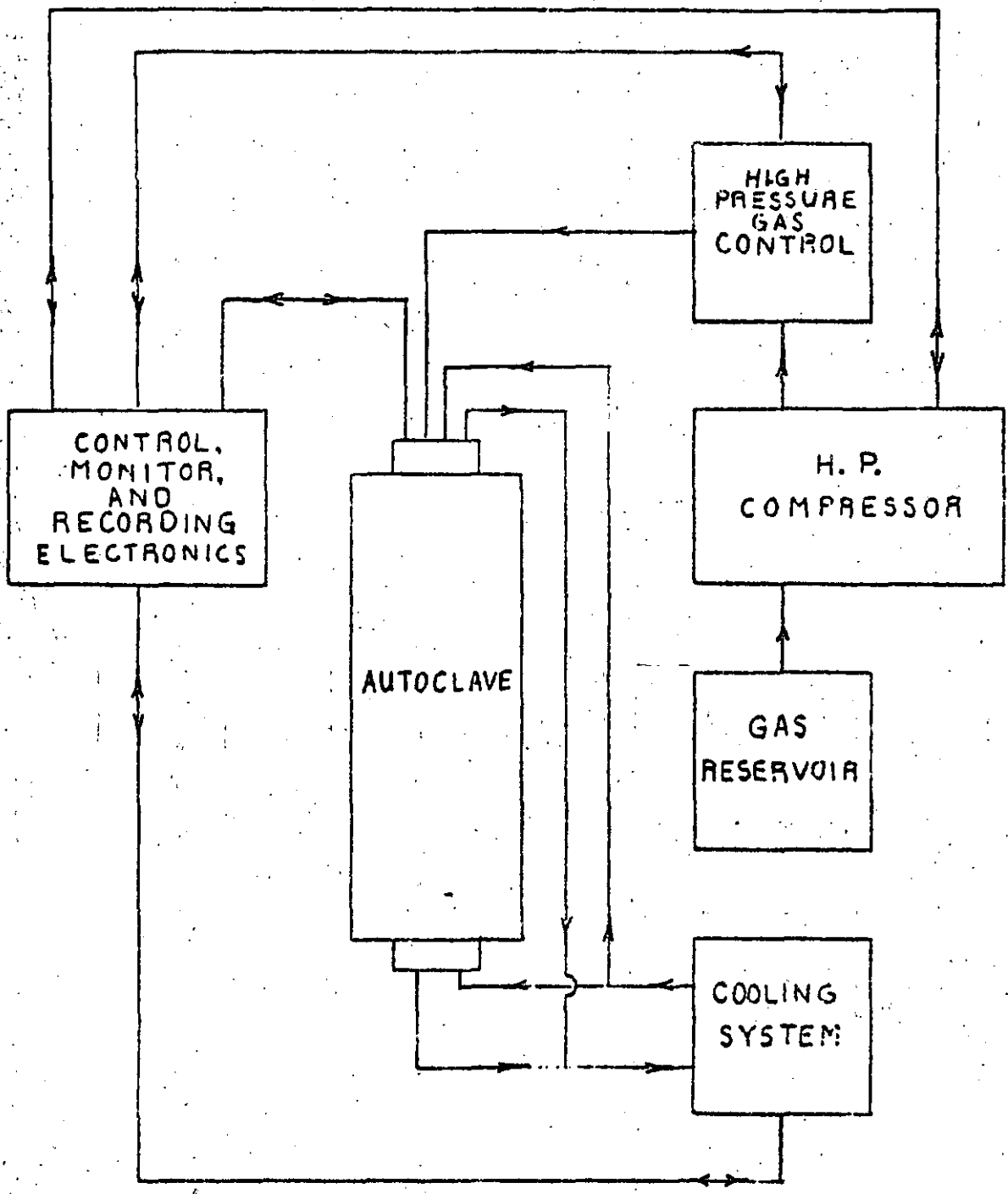
The conceptual design for the continuous dynamic filter is shown in FIGURE 3. The filter medium (yet to be determined) is supported by a perforated continuous metal belt, which moves at a speed determined by the belt drive sprocket. After passing over the idler wheel, it passes across two filtration zones of perforated metal. Filtrates from the first (spurt-loss section) and second (cake-loss section) zones are collected and weighed separately. The plate separating the two zones can be made movable to adjust for filtrate filtered primarily by the filter medium (spurt-loss) and filtrate filtered by the filter cake itself. The shearing bob regulates shear experienced by the filter cake, and can simulate drill pipe rotation. A baffle prevents shearing off of the cake after it leaves the filtration chamber.

The filter medium containing the cake is reeled up for possible later inspection. Drive motors for the belt drive sprocket, take-up reel and shearing bob are housed in the water-cooled block.

The differential pressure across the filter medium will be approximately 100 to 500 psi, and is controlled by the inert gas pressure supplied to the weighing cups and filtration chambers. It will be possible to advance the filtration medium rapidly and then stop, in order to determine a conventional filtration rate, either with or without the shear bob.

This system can be modified to add other types of control or measurement information as desired, subject to space limitations.

COPIES DELIVERED
29



GEOTHERMAL DRILLING FLUID TESTING SYSTEM

FIG. 1

CHECKED	TOLERANCE UNLESS OTHERWISE SPECIFIED
APPROVED	REVISIONS

REVISIONS

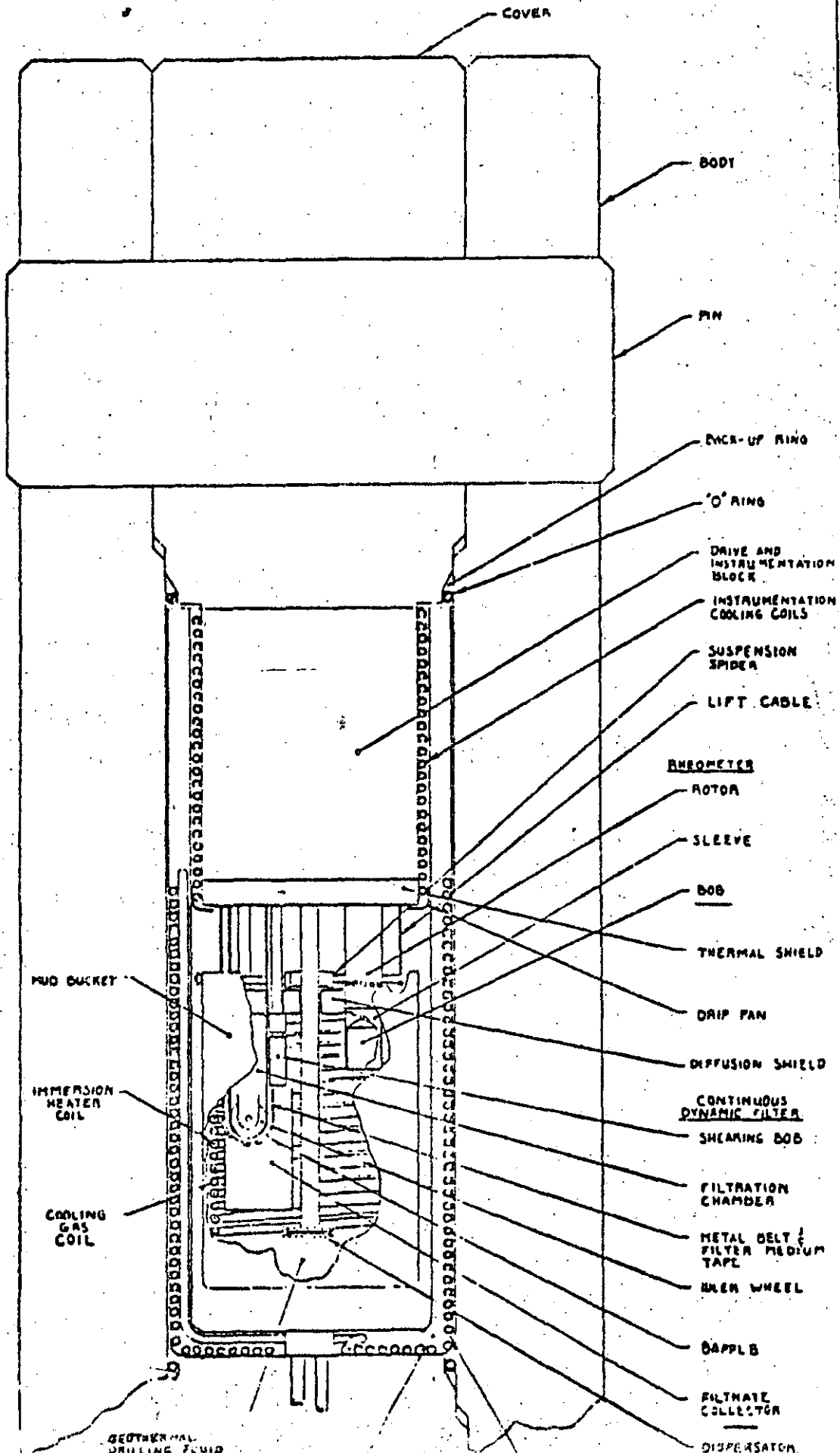


FIGURE 2

GEOTHERMAL DRILLING FLUID

(13)

DESIGNED	TOLE RANCE UNLESS OTHER WAVE SPECIFIED
APPROVED	APPROVAL IS FOR DESIGN ONLY AND NOT FOR MATERIAL

DATE _____
REVISIONS

(14)

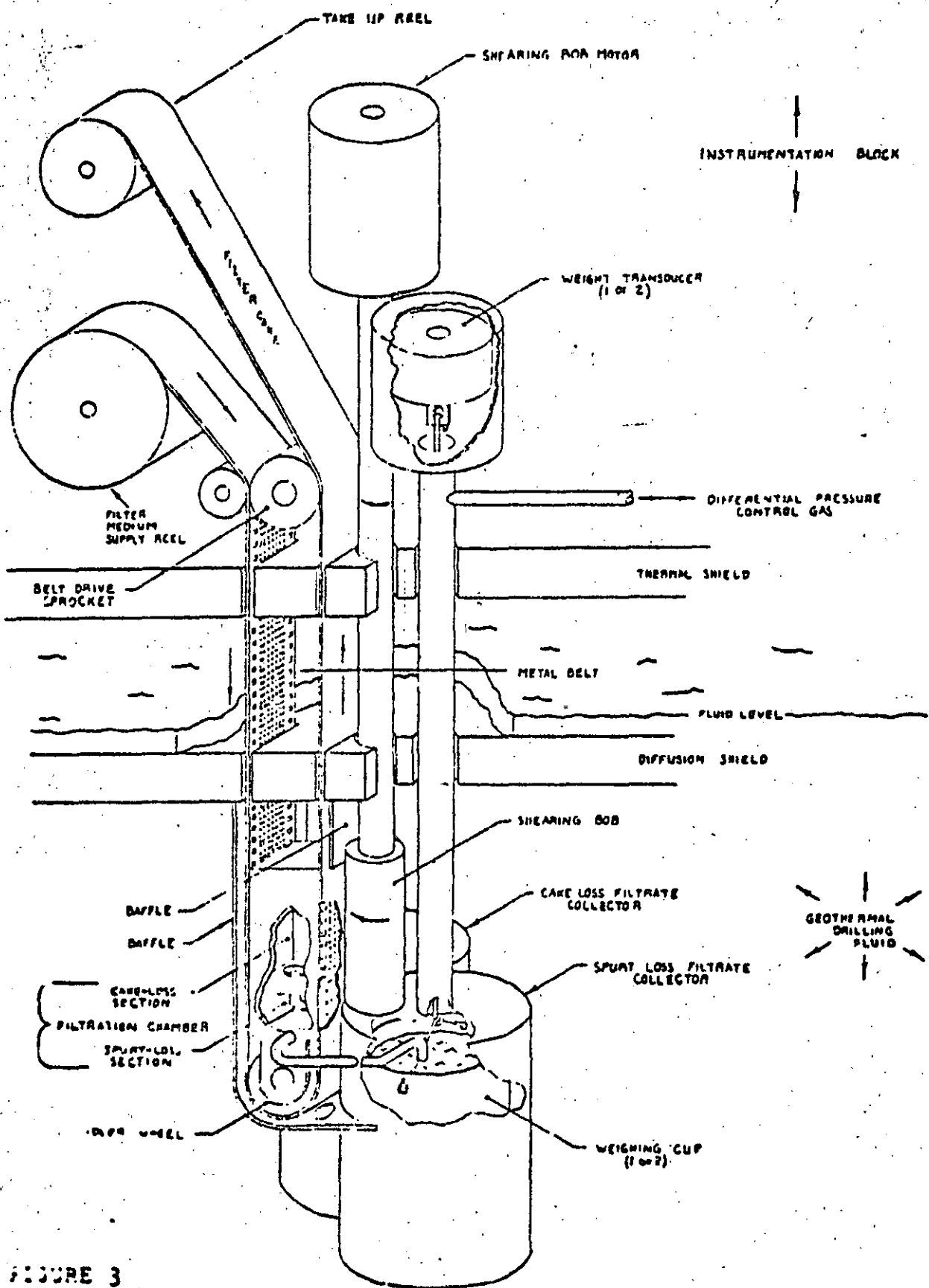


FIGURE 3

EVALUATION OF DRILLING FOAMS

L. J. Remont
W. J. McDonald

(5)

Lost circulation is frequently severe and drilling rates are normally low when water or mud is used as a drilling fluid in the hard formations found above geothermal reservoirs. Therefore it is often more economical to drill with air than to use water or mud. As formation fluids are encountered, foaming agents are added to the air stream to remove these fluids. Individual droplets appear as a mist at the blowie line, thus the term mist drilling. As the influx of formation fluids into the wellbore increases, foam drilling fluids are sometimes used to provide the necessary hydrostatic head for pressure control. These foams normally consist of fresh water thickened with bentonite and sodium carboxymethyl cellulose. Foaming agents are added slowly to the mud and the mixture is injected into the air stream.

A study has been initiated to determine the applicability of foams in geothermal drilling, to test some of these foams and to recommend a foam development program. This study is funded by DOE, Division of Geothermal Energy.

TASK 1 - SURVEY GEOTHERMAL SITES

Prospective geothermal sites will be surveyed to determine the degree of applicability of drilling foams and the environmental conditions of the boreholes.

Data to be collected in this study will include the following:

(6)

- Review wells drilled with foams
- Review problems encountered with foams on geothermal wells
- Identify candidate wells for foam use
- Establish foam characteristics needed in geothermal wells

A search of the literature on foam drilling fluids will also be conducted.

TASK 2 - TEST AVAILABLE FOAMS

Up to 20 candidate foams most likely to be usable in geothermal environments will be selected for testing. These will be commercially available blends of basic chemicals.

2.2 Conduct Testing

Candidate foams will be tested to determine temperature limitations, failure modes, characteristics for breakdown for disposal, corrosivity, toxicity, rheology, and other pertinent characteristics. Figure 1 shows a drawing Test Column for evaluating foaming agents used in mist drilling. This column meets API recommended practices for testing foams. A similar column 5 feet in height will be built in order to compare test results.

TASK 3 - RECOMMEND A DEVELOPMENT PROGRAM

(17)

Using the results obtained in TASKS 1 and 2, a development program which includes the following will be recommended:

- a. Additional testing apparatus not readily available which may be necessary to adequately test foams in geothermal environments.
- b. Characteristics of a family of foams needed to cover the range of geothermal applications.
- c. Definition of the program elements, technical approach and time scales for a program to develop the family of foams. Included will be a rank order of priorities within the family to best support near term needs in geothermal drilling.

INTRODUCCION A LA REOLOGIA DE LOS POLIMEROS

Dr. Andrés García - Rejón G.

INTRODUCCION A LA REOLOGIA

- 1) Reología: Historia y Definición
- 2) Clasificación de Materiales y ecuaciones constitutivas.
- 3) Medición de propiedades reológicas (Reometría).
- 4) Bibliografía.

1) REOLOGIA: HISTORIA Y DEFINICION

La investigación de propiedades que determinan el comportamiento mecánico ha sido una parte importante de la ciencia y la tecnología de la mayoría de los materiales, pero fue sólo en la década de 1920 que estos estudios empezaron a ser considerados como una disciplina aparte. Este reconocimiento dio origen, en 1929, a la adopción de la palabra Reología (del griego: Rheon = fluir), para designar este nuevo campo.

La reología se define como la ciencia de la deformación y el flujo de materia.

Se dice que un cuerpo es deformado cuando la aplicación de un sistema de fuerzas adecuado cambia la forma o el tamaño del mismo. Se dice que un cuerpo fluye si su grado de deformación cambia continuamente.

Desde el punto de vista fundamental o básico los objetivos de la reología son: por un lado, desarrollar técnicas que permitan establecer experi-

mentalmente las relaciones de comportamiento de un material y por el otro — sin lugar a dudas el más importante—, el establecimiento de relaciones entre esfuerzos y deformación, capaces de explicar el comportamiento de materiales complejos. Estas relaciones reciben el nombre de ecuaciones constitutivas.

Dos de las primeras ecuaciones reológicas fueron la ley de Hooke (1676), la cual representa el comportamiento de un sólido perfectamente elástico y la ley de la viscosidad de Newton (1686), que representa el comportamiento del llamado fluido viscoso de Newton. A partir de estas dos relaciones y de las ecuaciones de la mecánica clásica derivaron la teoría de la elasticidad y la teoría de la mecánica de los fluidos, dos áreas que cubren un gran número de aplicaciones. Sin embargo, entre el sólido de Hooke y el fluido de Newton existe una enorme gama de materiales reales los cuales exhiben un comportamiento que es una mezcla de las conductas elástica y viscosa. Debido a la importancia industrial que tienen estos materiales en la actualidad (en particular debido al crecimiento del uso de polímeros sintéticos) la reología ha adquirido el papel relevante que tiene en la actualidad.

Además de su importancia teórica, la reología tiene una gran aplicación práctica. En casi todas las ramas de la industria metalúrgica, del vidrio, del concreto, de los plásticos, alimenticia y otras se encuentran problemas de diseño de equipo para transportar, procesar o transformar sustancias que

no se ajustan a los modelos clásicos del comportamiento de un material. Como ejemplo, podemos citar: Fabricación y molde de vidrio, fabricación y operaciones de procesado de polímeros, procesado de materiales en la industria alimenticia (emulsiones, suspensiones concentradas), fabricación de pinturas, materiales como aceites y grasas lubricantes, suspensiones de pulpa de celulosa, lodos de perforación, etc.

El conocimiento de las relaciones existentes entre el esfuerzo y la deformación para este tipo de materiales, es un elemento importante para el diseño eficiente de equipo de proceso, así como para poder predecir el comportamiento de un material bajo condiciones de esfuerzo y deformación dadas.

ECUACIONES CONSTITUTIVAS:

2.4.) Clasificación de Materiales.

Los materiales pueden ser clasificados de manera general como sigue:

Sólido
Hookeans
(Ley de Hooke)

Materiales
Viscoelásticos

Fluido
Newtoniano
(Ley de Newton)

Los extremos de este espectro de materiales, son 2 casos ideales: sólido Hookeano y Fluido Newtoniano.

El caso de la mayoría de los materiales se encuentra entre estos 2 extremos y los podemos llamar, en general, materiales viscoelásticos.

De una manera general podemos clasificar los materiales como:

A) Fluidos

- 1) Inelásticos, independientes del tiempo.
- 2) Inelásticos, dependientes del tiempo.
- 3) Viscoelásticos.

B) Sólidos

68

- 1) Elástico (recuperación instantánea)
- 2) Viscoelástico (recuperación retardada)

C) Plasticidad.

2.4.1) Definiciones complementarias.

Fluido: Es un material que siempre fluye bajo la aplicación continua de un esfuerzo. La deformación crece, mientras el esfuerzo esté siendo aplicado.
Cuando el esfuerzo es removido la deformación permanece.

Elasticidad: Es un tipo de memoria que ocasiona que la respuesta actual del material dependa de lo que ha sucedido en el pasado.

Sólido: Es un material que es deformado bajo la aplicación de un esfuerzo, hasta que alcanza una deformación total, la cual no aumenta mientras el esfuerzo esté siendo aplicado. Cuando el esfuerzo es removido el material regresa a su configuración inicial.

Sólido Elástico: Tiene memoria perfecta, en el sentido de que cuando el esfuerzo es removido regresa instantáneamente a su configuración original.

Sólido Viscoelástico: Este comportamiento va acompañado de disipación viscosa. Esto provoca que cuando el esfuerzo es removido el regreso a la configuración original es retardado.

Fluido Viscoelástico: No tiene memoria perfecta. Esto quiere decir que deformaciones que ocurrieron en el pasado lejano no tienen tanta influencia en la respuesta actual como las más cercanas. Dado que este mat. tiene caract. de Sólido y fluido, fluye y se recupera parcialmente.

Plasticidad: Es un comp. en el cual un mat. se comporta como sólido elástico hasta una cierta deform. y luego fluye como líquido.

En las figuras 2.3 y 2.4 se demuestra el comp. de sólidos y líquidos bajo el efecto de un patrón de esfuerzos.

Analizaremos ahora con un poco más de detalle los casos extremos: Sólido hookeano y fluido newtoniano.

SOLIDOS

69

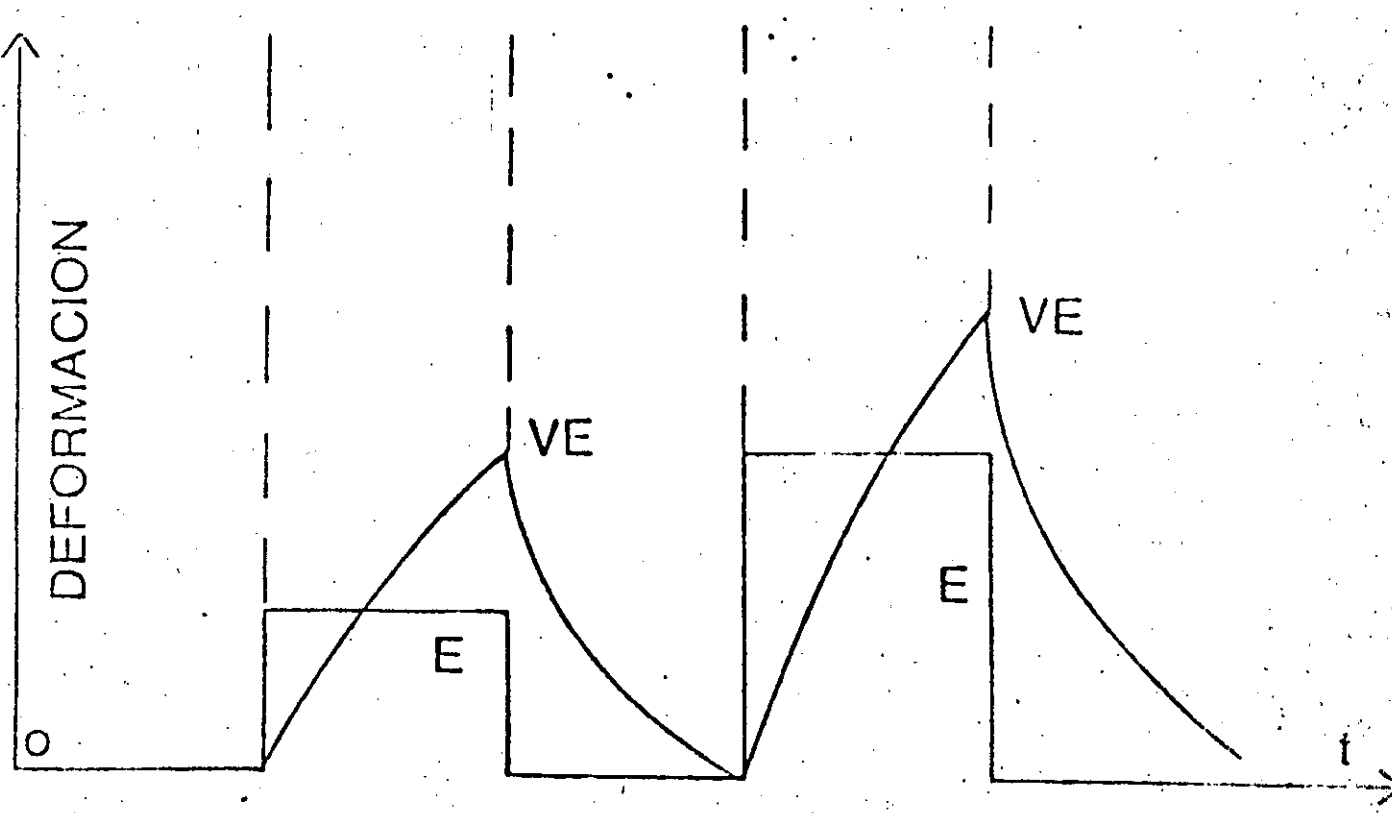
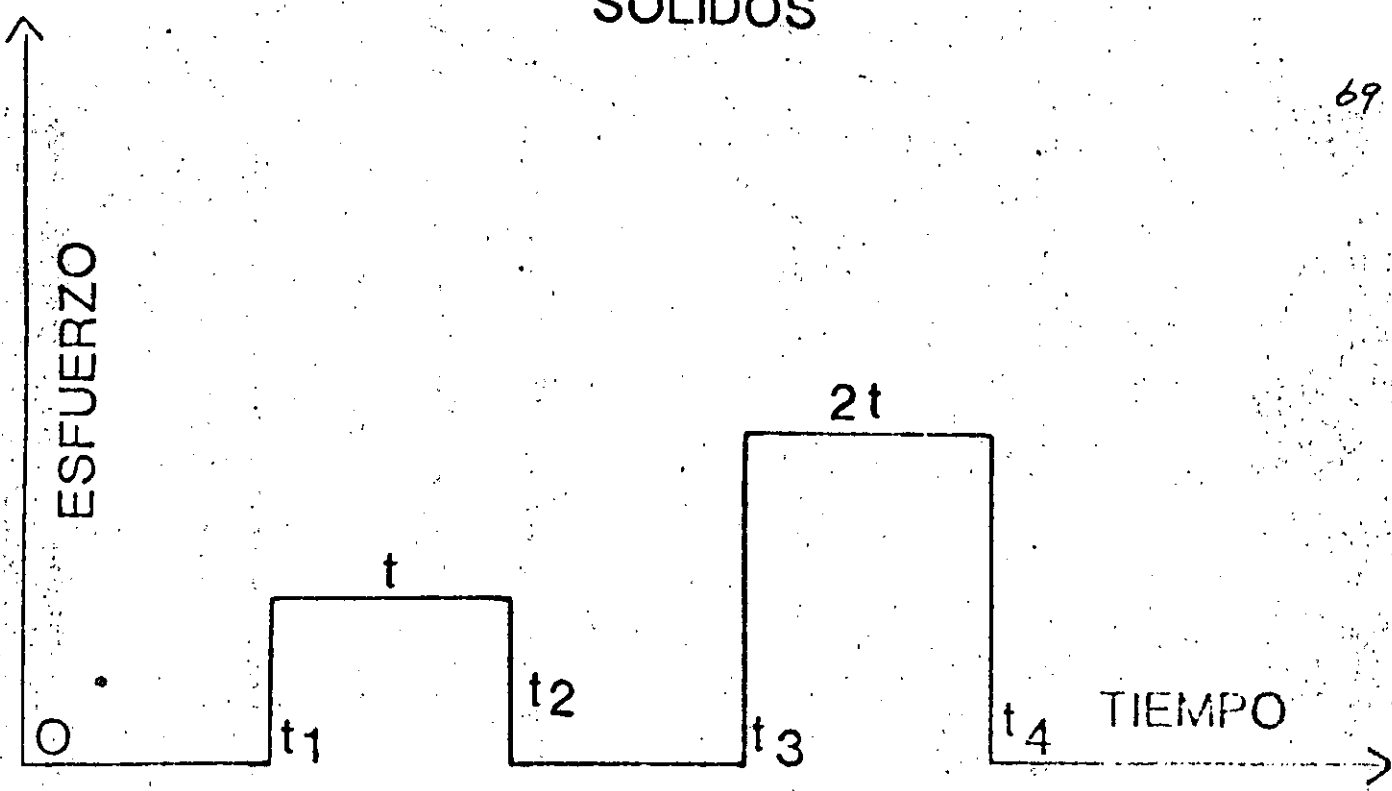


Fig. 2-3

FLUIDOS

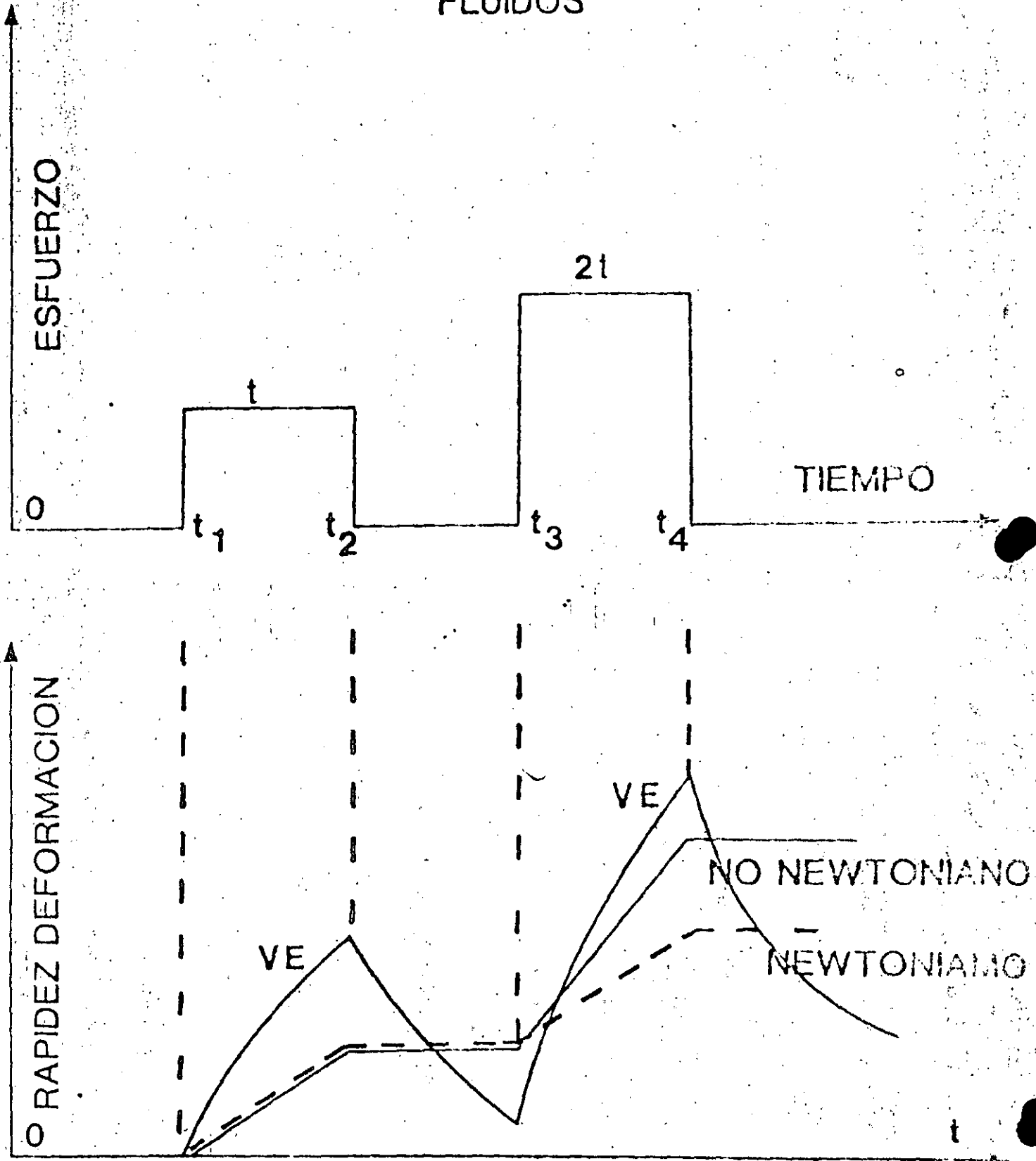


Fig. 2-4

2.4.2). - Sólido Hookeano:

Un sólido elástico hookeano es un sólido que obedece la ley de Hooke, que dice que el tensor de esfuerzo es linealmente proporcional al tensor de deformación, i. e.,

$$T_{ij} = C_{ijkl} e_{kl} \quad (2-22)$$

T_{ij} = tensor esfuerzo
 C_{kl} = tensor deformación
 C_{ijkl} = tensor de constantes elásticas (indep. de esfuerzo o deformación).
 (tensor 4o. orden con 81 elementos).

Se puede demostrar que por la simetría de T_{ij} y e_{kl} , el tensor C_{ijkl} sólo tiene 36 const. elásticas.

Por la simetría de T_{ij} , e_{kl} sólo existen 6 elementos indep. en cada uno de estos tensores.

Dado que por la ec. (1) cada elemento de T_{ij} está relacionado linealmente con e_{kl} y viceversa, existirán 6 ecuaciones con 6 const. cada una... 36 constantes en total.

Debido a la condición de simetría del material, i.e. cuando el material es isotrópico (las prop. elásticas son iguales en todas direcciones) estas const. se reducen aún más.

Se puede probar que para un material isotrópico, exactamente 2 const. elásticas independientes caracterizan al material. La ley de Hooke (ec. (2-23) queda como:

$$T_{ij} = \lambda e_{\alpha\alpha} \delta_{ij} + 2\mu e_{ij} \quad (2-23)$$

λ y μ son las constantes de Lamé.

Se debe hacer notar que T_{ij} es el tensor de esfuerzos total.

El término $\lambda e_{\alpha\alpha} \delta_{ij}$ es la parte isotrópica del tensor de esfuerzos.

El término $2\mu e_{ij}$ es la parte distorsional del tensor de esfuerzos. Es esta última parte la que se considera como la ec. constitutiva del material (parte distorsional \leftrightarrow deformación).

2.4.3 Fluido Newtoniano.

Un fluido newtoniano es un fluido viscoso para el cual el esfuerzo es linealmente proporcional a la rapidez de deformación, i.e.

$$t_{ij} = p_{ij} + D_{ijkl} V_{kl} \quad (2-24)$$

T_{ij} = tensor de esfuerzo
 V_{kl} = tensor de rap. de deform.
 D_{ijkl} = tensor de const. de viscosidad del fluido (no depende del esfuerzo ni de la rap. de deform.).
 p = presión estática.

Por los mismos argumentos que dimos en el caso de la ley de Hooke, para un material isotrópico tenemos:

$$T_{kk} = -3p + (3\lambda + 2\mu) V_{kk}$$

$$2i \frac{1}{3} T_{kk} \neq f(V_{kk}) \rightarrow (\lambda + 2\mu) = 0$$

la ec. const. a partir de (2-24) es

$$T_{ij} = -p\delta_{ij} + 2\mu V_{ij} - \frac{2}{3}\mu V_{kk} \delta_{ij} \quad (2-25)$$

El fluido que obedezca la ec. (4) se conoce como fluido de Stokes y sólo se necesita un parámetro, μ , que es el coef. de viscosidad.

Se puede demostrar que $V_{kk} \delta_{ij}$ es igual a $(V \cdot V)$. Para el fluido incompresible $(V \cdot V) = 0$ por lo tanto el último término (2-25) es igual a cero.

$$T_{ij} = -p\delta_{ij} + 2\mu V_{ij} \quad (2-26)$$

Fluido incompresible.

De nuevo: T_{ij} = tensor de esfuerzo total
 $p\delta_{ij}$ = parte isotrópica del tensor de esfuerzos
 $2\mu V_{ij}$ = parte distorsional del tensor de esfuerzos

En resumen, la ec. constitutiva para un fluido newtoniano es:

$$T_{ij} = 2\mu V_{ij} \quad (2-27)$$

La ec. constitutiva para un sólido hookeano es:

$$T_{ij} = 2G e_{ij} \quad (2-28)$$

2.4.5) Fluidos No Newtonianos.

En las secciones anteriores hemos hablando del comportamiento de materiales tanto sólidos como fluidos; El caso de fluidos es el que nos interesa más debido a que en el procesamiento de plástico este es el estado de agregación de la materia.

Los fluidos pueden clasificarse como newtonianos y no newtonianos. El fluido newtoniano, descrito en la sección anterior, es aquel en el cual el esfuerzo varía en forma lineal con la rapidez de deformación. En otras palabras, el fluido newtoniano presenta una viscosidad constante.

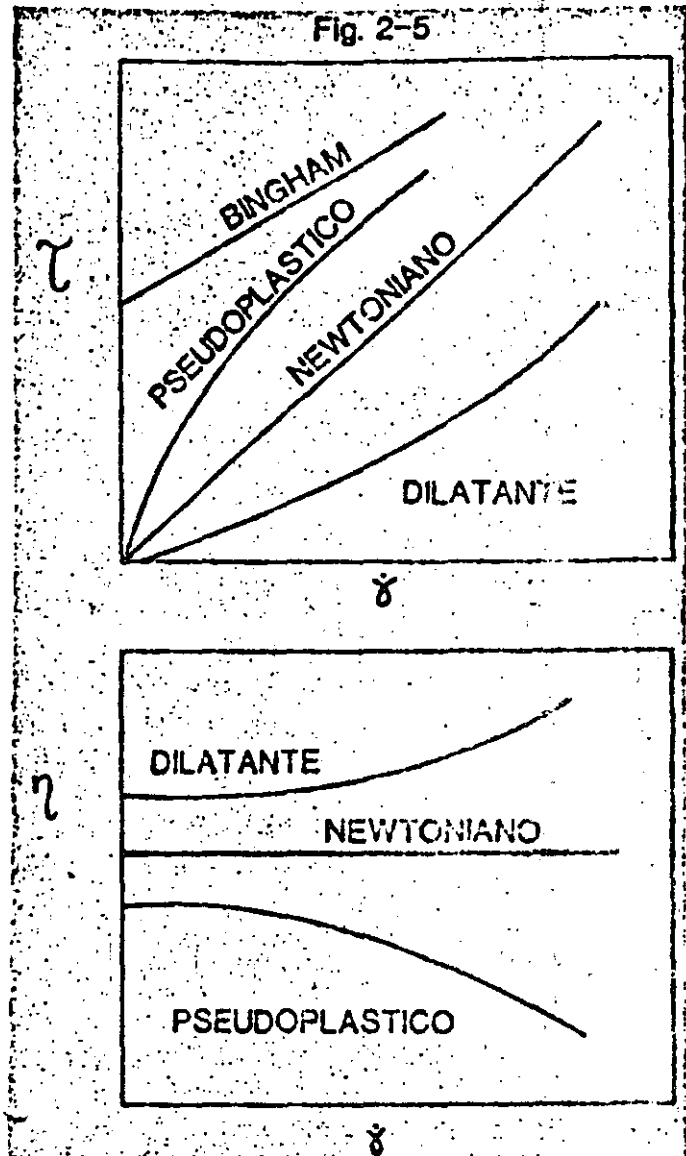
Por otro lado, los fluidos no-newtoniano son aquellos en los cuales el esfuerzo varía en forma no lineal con respecto a la rapidez de deformación; o sea que la viscosidad es una función (en el caso más general) de la rapidez de deformación y del tiempo. Estos fluidos pueden subdividirse en:

- Inelásticos, independientes del tiempo
- Inelásticos, dependientes del tiempo
- Viscoelásticos.

Los fluidos inelásticos son aquellos que no presentan carácter elástico, pero sin embargo no siguen la ley de Newton. Los independientes del tiempo son aquellos en los cuales la viscosidad depende de la rapidez de deformación únicamente. La dependencia del tiempo de estos materiales, puede deberse a la escala de tiempo durante la cual el material está siendo deformado o también a un arreglo de tipo estructural.

En esta sección nos ocuparemos básicamente de los fluidos inelásticos independientes del tiempo.

En base a datos experimentales (obtenidos en deformaciones de corte simple) la respuesta de un material a una deformación dada está representada en la figura 2.5. Cuatro comportamientos se representan. Para un fluido newtoniano, la relación entre esfuerzo y rapidez de deformación es lineal, lo cual implica un valor constante de viscosidad. Para un material pseudoplástico, la viscosidad disminuye al aumentar la rapidez de deformación. Un fluido dilatante es aquel en el cual la viscosidad aumenta al aumentar la rapidez de deformación. Un último caso, el fluido de Bingham, presenta un esfuerzo limitante, τ_0 . A valores de $\dot{\gamma} < \dot{\gamma}_0$ el ma-



terial se comporta como sólido. Cuando $\dot{\gamma} > \dot{\gamma}_0$ el material se comporta como un fluido.

Afortunadamente, para la industria de transformación de polímeros a objetos terminados para consumo, el comportamiento de la gran mayoría de materiales termoplásticos corresponde al caso pseudoplástico. En la figura 2-6 se representa el comportamiento pseudoplástico. Como se puede ver en la figura una gráfica con $\log \eta$ vs $\log \dot{\gamma}$ presenta 3 regiones bien definidas. A valores pequeños de $\dot{\gamma}$, la viscosidad es independiente de $\dot{\gamma}$. Por analogía esta región se conoce como la región newtoniana inferior. En un rango intermedio de valores de $\dot{\gamma}$ la relación entre viscosidad y $\dot{\gamma}$ sigue una expresión del tipo de ley de potencia. Final-

mente a valores altos de $\dot{\gamma}$ la viscosidad vuelve a ser independiente de $\dot{\gamma}$.

Esta zona se conoce como la región newtoniana superior.

Para representar el comportamiento pseudo-plástico tenemos un gran número de modelos de flujo.

Estos se encuentran resumidos en la tabla 2-1.

La mayoría de estos modelos son empíricos y han surgido de ajustar ecuaciones a los datos experimentales del tipo mostrado en la Figura 2-6.

a) "Ley de la potencia" de Ostwald y de Waele.

En el rango intermedio de $\dot{\gamma}$, en la figura 2-6, podemos observar que la gráfica de $\log \eta$ vs $\log \dot{\gamma}$ es una línea recta. Esta línea recta descendente puede ser representada por una ley de potencia.

$$\eta = m \dot{\gamma}^{n-1} \quad (2-29)$$

en donde m (con unidades de N_s^n/m^2) y n (adimensional) son características de cada polímero. Esta expresión es sin duda la más conocida y usada

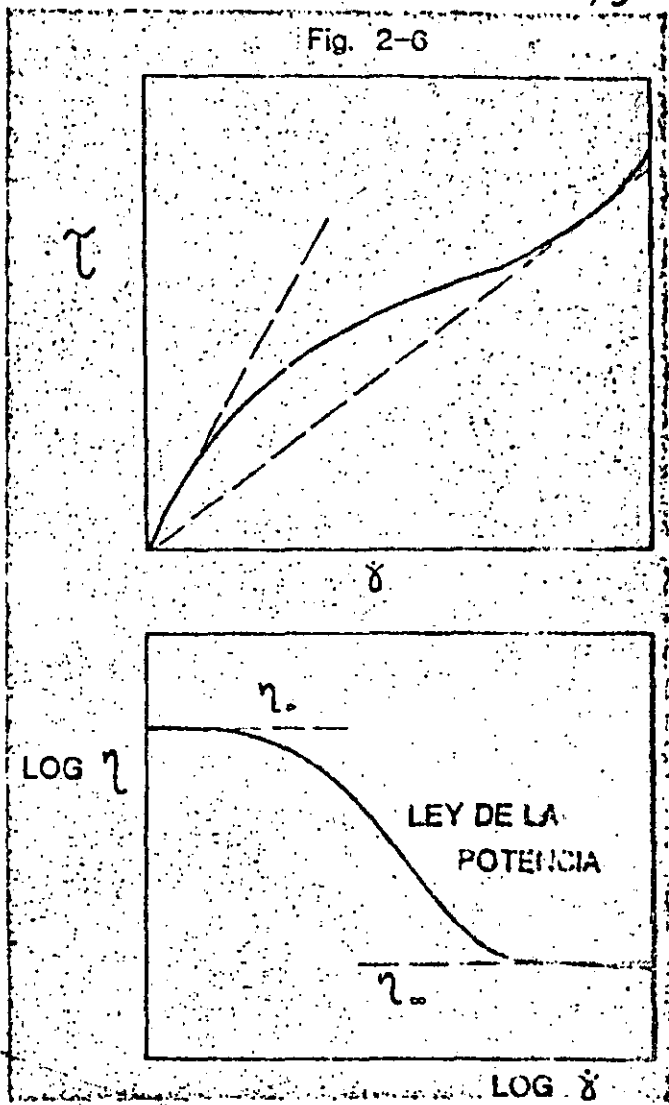


TABLA 2-1

MODELOS DE FLUJO

- A) Plásticos de Bingham realizados (presentan un valor límite).
- B) Modelos del tipo de ley de potencia
 - Ostwald de Walle
 - Ellis
 - Sisko
- C) Modelos originados de una serie de potencias
 - Ferry
 - Bird
 - Rabinowitsch
- D) Modulos originados en la teoría de relajación Powell-Eyring
- E) Otros modelos con viscosidades limitantes
 - Elliamson
 - Reiner-Philippoff
 - Otroyd.

en aplicaciones de ingeniería. Muchos problemas específicos de flujo han sido resueltos usando este modelo y los resultados han sido útiles. La ley de la potencia no puede describir la porción de la curva de viscosidad cuando $\dot{\gamma} \rightarrow 0$, pero esta región no es muy importante en el diseño ingenieril. Con este modelo tampoco es posible construir una "constante de tiempo" a partir de m y n. Esta es una desventaja importante si se quieren relacionar fenómenos a regimen permanente con fenómenos viscoelásticos transientes.

Este modelo es capaz de predecir cualitativa mente, dependiendo del valor de n, el comportamiento newtoniano, pseudoplástico y dilatante. Si

- n = 1 Newtoniano
- n < 1 Pseudoplástico
- n > 1 Dilatante

Para el caso más común, que es el pseudoplástico, este modelo presenta las siguientes desventajas:

- i) Predice viscosidad infinita cuando $\dot{\gamma} \rightarrow 0$
- ii) Predice viscosidad cero cuando $\dot{\gamma} \rightarrow \infty$
- iii) La constante m tiene unidades que dependen del valor de n .
- iv) Es incapaz de predecir fenómenos viscoelásticos.

b) "Ley de la potencia truncada" de Spriggs.

Para aprovechar la simplicidad de la "ley de la potencia" y evitar la objeción de que no se incluye dentro de los parámetros un tiempo característico, podemos escribir.

$$\eta = \eta_0 \quad \dot{\gamma} \leq \dot{\gamma}_0$$

$$\eta = \eta_0 \left(\frac{\dot{\gamma}}{\dot{\gamma}_0}\right)^{n-1} \quad \dot{\gamma} \geq \dot{\gamma}_0 \quad (2-30)$$

Este modelo tiene 3 constantes: η_0 la viscosidad newtoniana inferior, $(1/\dot{\gamma}_0)$ un tiempo característico y n el índice de flujo de la ley de la potencia. Este modelo es capaz de predecir la asíntota horizontal cuando $\dot{\gamma} \rightarrow 0$ y la asíntota de la "ley de la potencia" cuando $\dot{\gamma} \rightarrow \infty$

c) Modelo de Eyring

A partir de la teoría de procesos fuera del equilibrio Eyring demostró que

$$\eta = t_0 T_0 \frac{(\text{arc sinh } t_0 \dot{\gamma})}{t_0 \dot{\gamma}} \quad (2-31)$$

donde T_0 es un esfuerzo característico y t_0 es un tiempo característico.

Esta expresión es el resultado del primer intento para explicar desde un punto de vista molecular el comportamiento de la viscosidad para fluidos no-newtonianos. Este modelo ha sido modificado para obtener mayor flexibilidad. Los resultados han sido

$$\eta = t_0 T_0 \left(\frac{\text{arc sinh } t_0 \dot{\gamma}}{t_0 \dot{\gamma}} \right)^A \quad \text{Sutterby (2-32)}$$

$$\eta = t_0 T_0 \left(\frac{\text{arcsinh } t_0 \dot{\gamma}}{t_0 \dot{\gamma}} \right) + B \quad \text{Powell-Eyring (2-33)}$$

d) Modelo de Carreau.

Un modelo de cuatro parámetros que tiene las propiedades de la "ley de la potencia truncada" y que además tiene una primera derivada continua es:

$$\frac{\eta - \eta_\infty}{\eta_0 - \eta_\infty} = [1 + (\lambda \dot{\gamma})^2]^{\frac{n-1}{2}} \quad (2-34)$$

- donde η_0 : Viscosidad newtoniana inferior
- η_∞ : Viscosidad newtoniana superior
- λ : Constante de tiempo
- n : Índice de flujo de la "ley de la potencia"

e) Modelo de Ellis.

Los cuatro modelos anteriores son de la forma $\eta = \eta(\dot{\gamma})$. Como ejemplo de $\eta = \eta(T)$ tomamos el modelo de Ellis.

$$\left(\frac{\eta_0}{\eta}\right) = 1 + \left(\frac{T}{T_{1/2}}\right)^{\alpha-1} \quad (2-35)$$

- donde η_0 : Viscosidad newtoniana inferior
- $T_{1/2}$: Valor del esfuerzo cortante para el cual $T = T_{0/2}$
- $\alpha - 1$: Pendiente de la curva $(\eta_0/\eta) - 1$ vs $T/T_{1/2}$ en papel log-log.

f) Fluido de Bingham.

Para concluir nuestra discusión de modelos empíricos no puede faltar el modelo de Bingham para el fluido que tiene un esfuerzo límite T_0 . Si se rebasa este esfuerzo límite la viscosidad es finita.

$$\eta = \infty \quad T \leq T_0$$

$$\eta = \mu_0 + \frac{T_0}{\dot{\gamma}} \quad T \geq T_0 \quad (2-36)$$

Este modelo tiene 2 parámetros: T_0 y μ_0 . Su empleo es básicamente para pastas y suspensiones. Estos parámetros pueden ser relacionados empíricamente a la fracción en volumen de sólidos, ϕ , el diámetro de partícula D_p y la viscosidad del fluido newtoniano en el cual están suspendidas las partículas μ_s .

$$T_0 = 312.5 \left(\frac{\phi^3}{D_p^2} \right)$$

$$\mu_0 = \mu_s \exp \left\{ \phi \left(\frac{5}{2} + \frac{14}{\sqrt{D_p}} \right) \right\}$$

2.5 VISCOELASTICIDAD.

Cuando estiramos una banda elástica y luego la soltamos, esta regresará a su posición original. En este caso decimos que el hule es elástico. Aún cuando el hule es un polímero entrecruzado con entrecruzamientos químicos permanentes, puede "recordar" perfectamente su configuración inicial.

Los fluidos poliméricos también tienen elasticidad y memoria como puede observarse en experimentos de recuperación elástica. Por ejemplo, si la presión que forma el flujo en un tubo es removida, el fluido empieza a regresar en la dirección opuesta al flujo. El fluido no regresa a su posición inicial, dado que aparentemente "se olvida" gradualmente de donde venía. Para soluciones concentradas de polímeros y polímeros fundidos, esta "memoria desvaneciente" es explicable debido a que la estructura de estos fluidos está formada de entre cruzamientos temporales los cuales se forman y destruyen continuamente. Por lo tanto, si las uniones físicas tienen una vida de tiempo, t_0 , lo que se espera es que la memoria del fluido no se extienda más allá de t_0 .

En esta sección nuestro propósito es captar los conceptos de elasticidad y "memoria desvaneciente" en ecuaciones, para poder construir una ecuación constitutiva para fluidos macromoleculares. Un criterio cualitativo para poder detectar la aparición de hechos elásticos en una deformación es el número de Deborah. Este criterio se muestra en la tabla 2-2.

La necesidad de construir este tipo de ecuaciones constitutivas radica en el hecho de que los modelos descritos en la sección anterior son inca-

	Tiempo característico del material
DEBORAH =	Tiempo característico de la deformación
$De \approx 0$	Comportamiento puramente viscoso.
$0 < De < 1$	Viscoelasticidad lineal
$De \approx 1$	Viscoelasticidad no lineal
$De > 1$	Elasticidad tipo sólido.

TABLA 2-2

paces de describir fenómenos en los cuales el factor más importante es la elasticidad.

Entre estos fenómenos podemos citar: relajamiento de esfuerzos, crecimiento de esfuerzo, "creep", recuperación elástica (recoil), extrudate or die swell (hinchamiento del extrudado a la salida de la boquilla), flujos extensionales, esfuerzos normales.

Uno de los primeros intentos para desarrollar ecuaciones constitutivas para estos fluidos, llamados de ahora en adelante viscoelásticos, se debe a Maxwell y se basan en analogías mecánicas para los comportamientos elástico y viscoso.

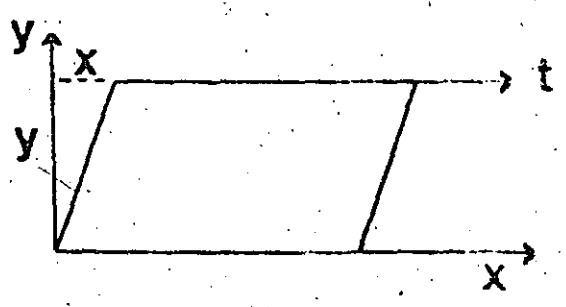
Consideraremos dos modelos:

- a) Modelo de Maxwell
- b) Modelo de Voist-Kelvin.

Estos modelos se encuentran representados en la figura 2.7.

Los elementos de estos modelos son: resortes (comp. perfect. elástico, Hooke) y amortiguadores (comp. puramente viscoso, Newton).

Supondremos que la deformación a la que sujetamos al cuerpo es aquella de corte simple.



Handwritten signature or initials

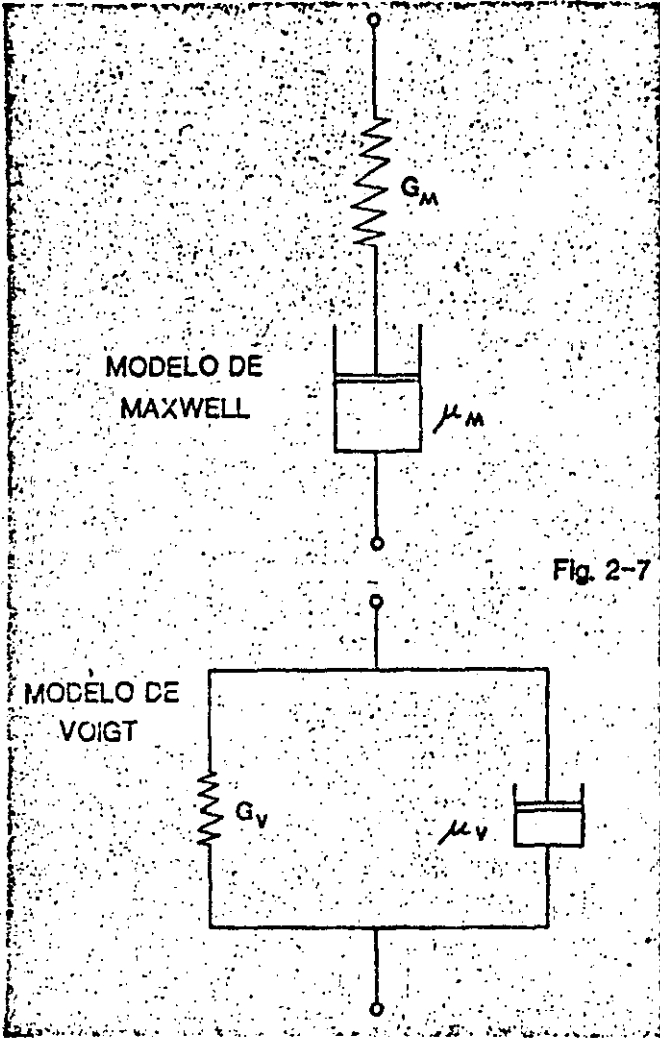


Fig. 2-7



• Para estudiar la respuesta de este modelo consideramos que la deformación es constante y • estudiamos la respuesta del esfuerzo (Exp. de relajación del esfuerzo).

$$\begin{aligned} \dot{\gamma} &= \dot{\gamma}_e + \dot{\gamma}_f \\ \dot{\gamma} &= \dot{\gamma}_e + \dot{\gamma}_f \end{aligned} \quad (2.37)$$

La respuesta elástica del modelo de Maxwell es hookeana y la viscosa newtoniana, por lo tanto.

$$\begin{aligned} T &= G \gamma \\ T &= \mu \dot{\gamma} \end{aligned}$$

$$\left\{ \begin{aligned} T &= \mu \dot{\gamma} - \frac{\mu}{G} \ddot{T} \\ T &= \mu \dot{\gamma} - \frac{\mu}{\lambda} \ddot{T} \end{aligned} \right\} \quad \text{Ec. del modelo de Maxwell} \quad (2.38)$$

$$\lambda = \frac{\mu}{g} = \text{tiempo de relajación}$$

Si la deformación es const.

$$T + \lambda \dot{T} = 0$$

(2.39)

$$\frac{dT}{dt} + \left(\frac{1}{\lambda}\right) T = 0$$

La solución de esta ecuación es

$$T = C_1 e^{-t/\lambda}$$

$$\left[\begin{aligned} \dot{\gamma} &= \frac{\partial x}{\partial y} \\ \dot{\gamma} &= \frac{\partial}{\partial t} \begin{pmatrix} g_x \\ g_y \end{pmatrix} \end{aligned} \right]$$

a) Modelo de Maxwell

Este modelo se deriva bajo la suposición de que en corte simple la deformación total, γ , en un punto en el mat, donde el esfuerzo es T , en la suma de una deformación elástica γ_e y una deformación viscosa, γ_f .

Para obtener esto consideramos al modelo de Maxwell como el sig. arreglo.

(Necesita un exp. a $\dot{\gamma} = \text{const.}$ pues si el esfuerzo $T = \text{cte.}$ este modelo fluiría indef.)

$$t = 0; T = S_0$$

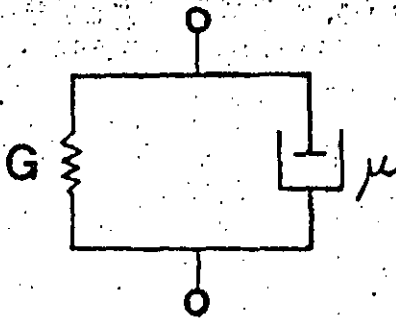
$$T = S_0 e^{-t/\lambda} \quad (2-40)$$

$$\text{Si } t = \lambda; \frac{T}{S_0} = \frac{1}{e} = 0.37$$

o sea que el tiempo de relajación representa el tiempo para que el esfuerzo decaiga en $(\frac{1}{e})$ de su valor inicial.

b) Modelo de Voigt-Kelvin.

Necesita hacer el exp. a $T = \text{cte.}$ pues si es a $\dot{\gamma} = \text{const.}$ este modelo no podría recuperarse.



Este modelo se deriva bajo la suposición que para el caso de corte simple, el esfuerzo total, T , en un punto del material donde la deformación es γ , es la suma de los esfuerzos que provienen de la elasticidad del mat. T_e y la viscosidad del mat. T_v .

$$T = T_e + T_v \quad (2-41)$$

$$\left. \begin{aligned} T &= G\gamma + \mu\dot{\gamma} \\ \dot{\gamma} &= \frac{T}{G} - \lambda\dot{\gamma} \end{aligned} \right\} \quad (2-42)$$

Si el esfuerzo es constante (Esfuerzo constante y estudiamos la respuesta de la deformación) (Creep experiment).

$$\frac{d\gamma}{dt} - \left(\frac{1}{\lambda}\right)\gamma = \frac{T}{G}; \quad \begin{matrix} T = 0 \\ \dot{\gamma} = 0 \end{matrix} \quad (2-43)$$

La sol. a esta ecuación es:

77

$$\gamma = \frac{S}{G} [1 - e^{-t/\lambda}] \quad (2-44)$$

3.- Principios de Reometría.

Un coeficiente de viscosidad constante es todo lo que se necesita para determinar el comportamiento de líquidos newtonianos incomprensibles bajo cualquier condición de movimiento y esfuerzo. La medición de este coeficiente de viscosidad requiere del uso de un "VISCOSIMETRO", definido como un instrumento para medir la viscosidad. Como ejemplos de estos instrumentos podemos citar: el viscosímetro de Ostwald, Medidor de flujo (melt indexer), Brookfield Sychro-lectric. Una excelente referencia al respecto es el libro de Van Wazer et al (1).

La viscosidad de líquidos elásticos no Newtonianos puede ser dependiente de la rapidez de deformación. Por lo tanto el viscosímetro es inadecuado para caracterizar el comportamiento de estos materiales y debe ser remplazado por un "REOMETRO", definido como un instrumento para medir propiedades reológicas.

La aparición de los Reómetros como instrumentos de medición han dado origen a lo que actualmente conocemos como "Reometría".

Dentro de la Reometría existen 2 objetivos básicos. El primero incluye el intento de determinar el comportamiento de fluidos no newtonianos en situaciones de flujo simples empleando funciones materiales adecuadamente definidas. Lo que se pretende es encontrar una correlación entre estructura molecular y comportamiento material o alternativamente entre propiedades materiales y el comportamiento observado en situaciones prácticas.

El segundo objetivo involucra la predicción del comportamiento en situaciones de flujo más complejas a partir de los resultados de experimentos reométricos simples. Los datos del reómetro son empleados para construir ecuaciones reológicas de estado (o constitutivas) las cuales pueden ser empleadas en conjunción con las ecuaciones de movimiento y continuidad para predecir el comportamiento en situaciones más prácticas. Sin embargo, para que el modelo reológico sea preciso se necesi-

ta una gran cantidad de datos experimentales. Este segundo objetivo en relación al primero es mucho más sofisticado y definitivamente más difícil.

Como se mencionó anteriormente, diferentes experimentos (isotérmicos) realizados en un fluido newtoniano nos llevan a la obtención de una sola propiedad reológica (característica del material), conocida como viscosidad.

Sin embargo, diferentes experimentos realizados en un fluido polimérico nos proporcionarían una gama de propiedades materiales. Además, a diferencia de las propiedades o funciones materiales del fluido newtoniano, los experimentos realizados en fluidos macromoleculares proporcionarían funciones materiales dependientes de la rapidez de deformación, frecuencia, tiempo, etc.

Estas funciones materiales sirven para clasificar fluidos y pueden ser usadas para determinar constantes en ecuaciones constitutivas particulares.

Debido al gran número de experimentos posibles, nos concentraremos en los 2 grupos más importantes que son:

- a) Flujos de corte
- b) Flujos extensionales.

La relevancia de estos flujos además radica en el hecho de que los flujos de corte son relevantes en la mayoría de las operaciones de procesado tales como extrusión, inyección, calandriado, etc. A su vez los flujos extensionales son de gran importancia en moldeado por soplado, termo formado, película por soplado, etc.

Flujos o deformaciones de corte.

Este tipo de flujos ha sido el más estudiado debido principalmente a 2 razones; primeramente, existen flujos de importancia práctica (tales como: flujo en tuberías circulares, secciones anulares, perfiles planos, boquillas, etc.), que son flujos de corte o pueden ser aproximados como tales y segundo las técnicas experimentales para medir estos flujos son relativamente sencillas. En la figura se muestra esquemáticamente lo que es un flujo de corte.

En este tipo de flujos es posible medir varias funciones materiales:

- a) Viscosidad, $\eta (\dot{\gamma})$
- b) Diferencia primaria de esfuerzos normales $(T_{11} - T_{22})$

PLACA SUPERIOR
SE MUEVE CON
VEL = v_0

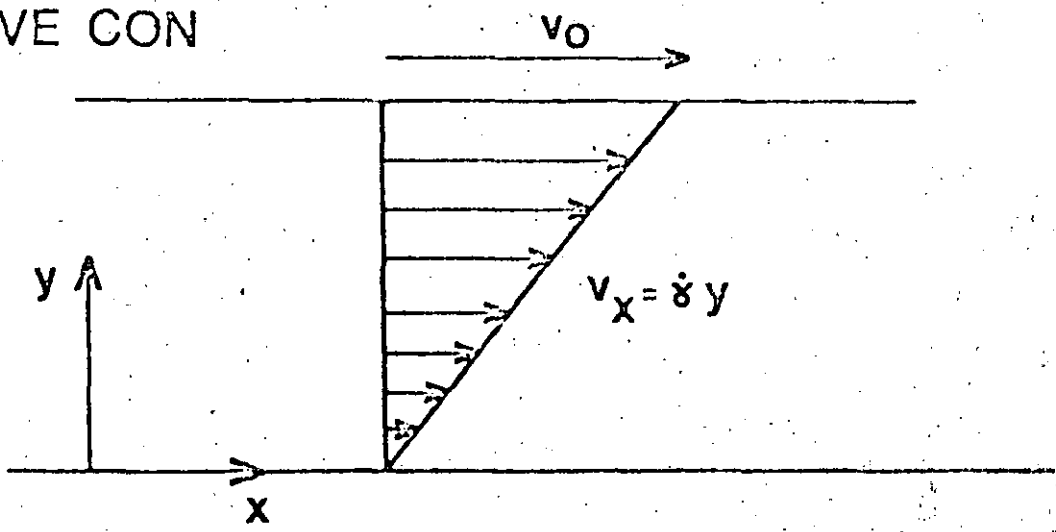


Fig. 4-1.1

FLUJO DE CORTE SIMPLE (SSSF)

- c) Viscosidad dinámica, η' (W)
- d) Módulo de almacenamiento, G' (W)

prueba se encuentre confinado por los miembros del aparato. Algunos de estos dispositivos se muestra en la figura siguiente.

Los dispositivos del tipo capilar o slit, se basa en medir la fuerza necesaria para que un fluido fluya a lo largo de un ducto de sección circular (capilar) o rectangular (slit);

De estas propiedades, la viscosidad nos representa el compartimiento viscoso del material mientras que $(T_{11} - T_{22})$, η' (w) y G' (w) representan el caracter elástico del fluido.

En la siguiente figura podemos ver datos experimentales típicos de las propiedades mencionadas anteriormente.

Desde el punto de vista experimental, existen básicamente dos tipos de reómetros.

- a) Rotacionales
- b) Capilares o Slits.

Reómetros rotacionales

Estos instrumentos son los más versátiles para medir funciones materiales de polímeros, debido a que en la mayor parte de sus geometrías son capaces de medir propiedades viscoelásticas como la viscosidad (η , propiedades viscoelásticas como son las diferencias primarias y secundaria de esfuerzo normales $(T_{11} - T_{22}, T_{22} - T_{33})$, la viscosidad dinámica (η') y el módulo de almacenamiento (G').

Estos aparatos son muy útiles si se quiere trabajar a valores bajos de la rapidez de deformación ($\dot{\gamma}$) ($10^{-5} S^{-1} < \dot{\gamma} < 1 S^{-1}$).

Otra de sus ventajas es que en la mayoría de los casos, las funciones materiales se pueden obtener

Los dispositivos rotacionales, se basan en la medición de fuerzas y torques ejercidas por el material de prueba sobre alguna de las diferentes geometrías, empleadas, tales como, conoplato, placas paralelas, placas excéntricas, etc. La deformación es aplicada al material por medio de la rotación de alguno de los miembros del aparato. Es característica de los reómetros rotacionales que el material de

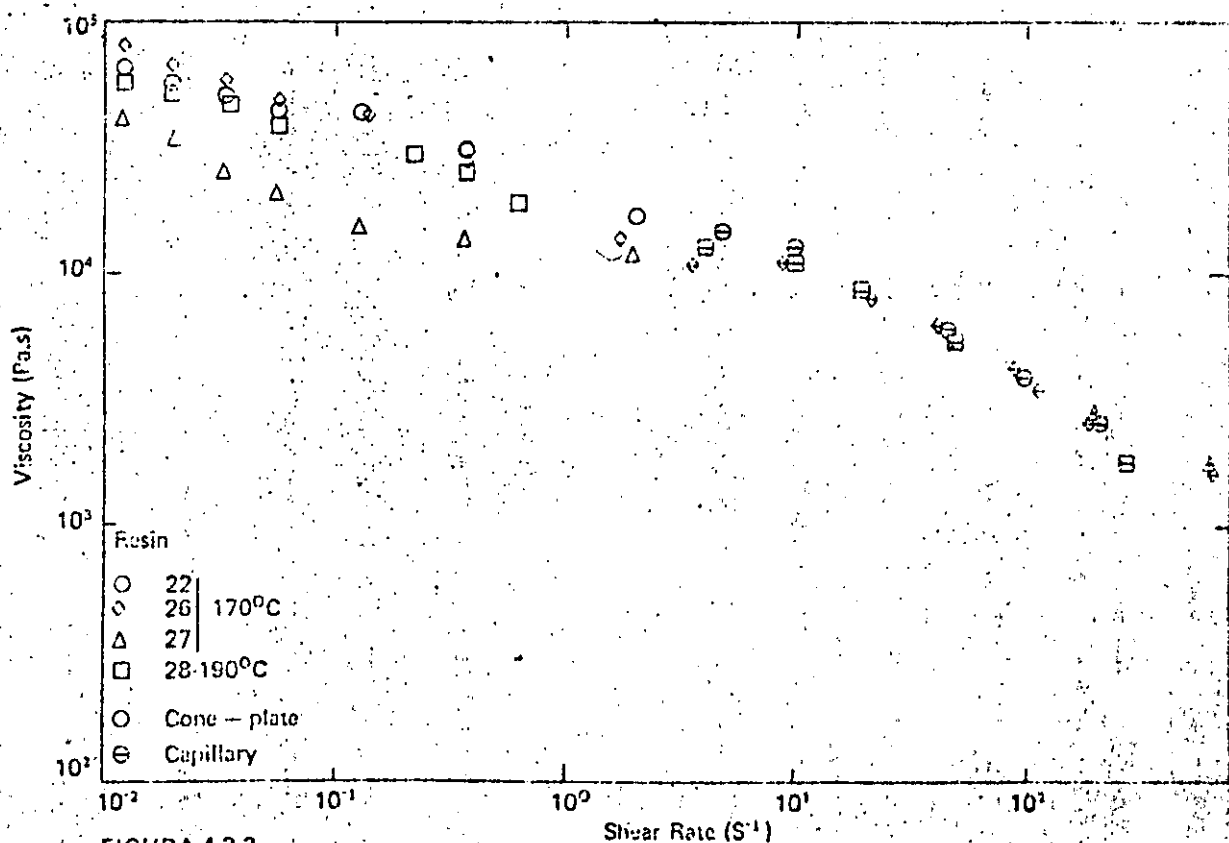


FIGURA 4.3-2

R. J. A.

FIGURA 4-3

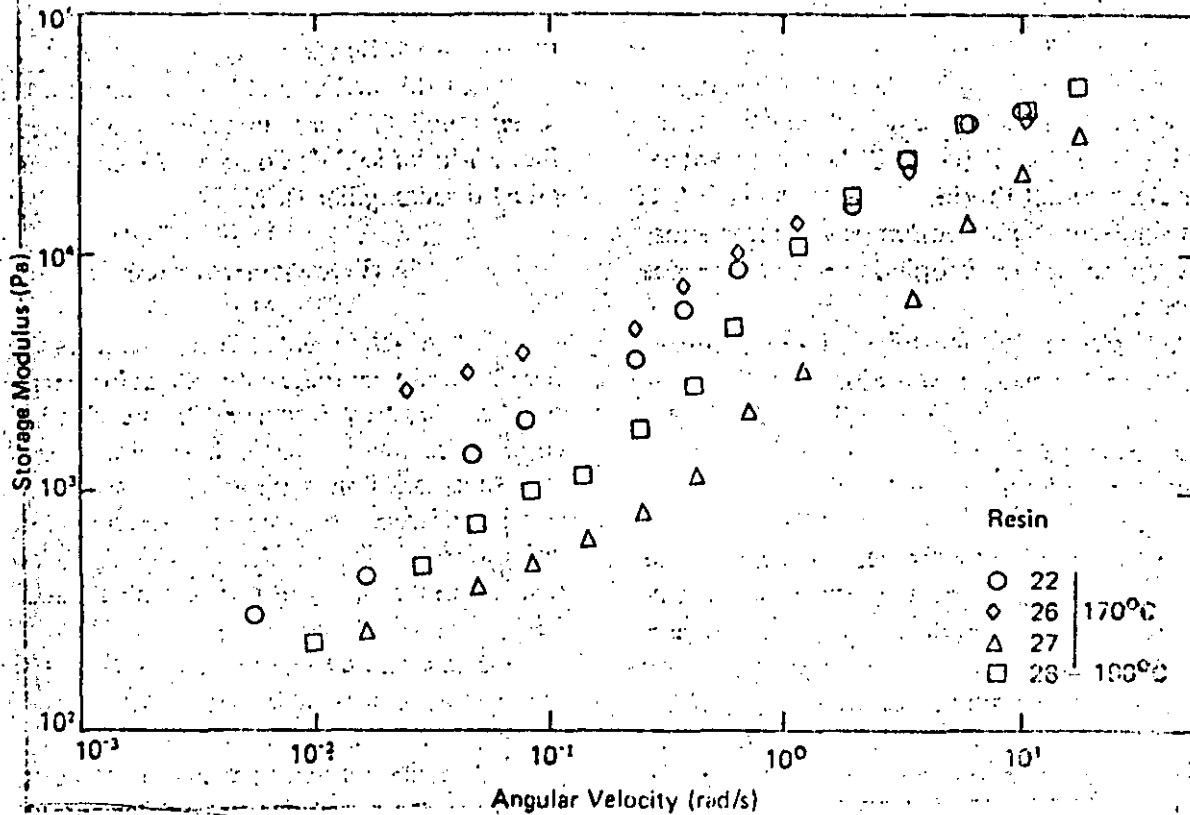
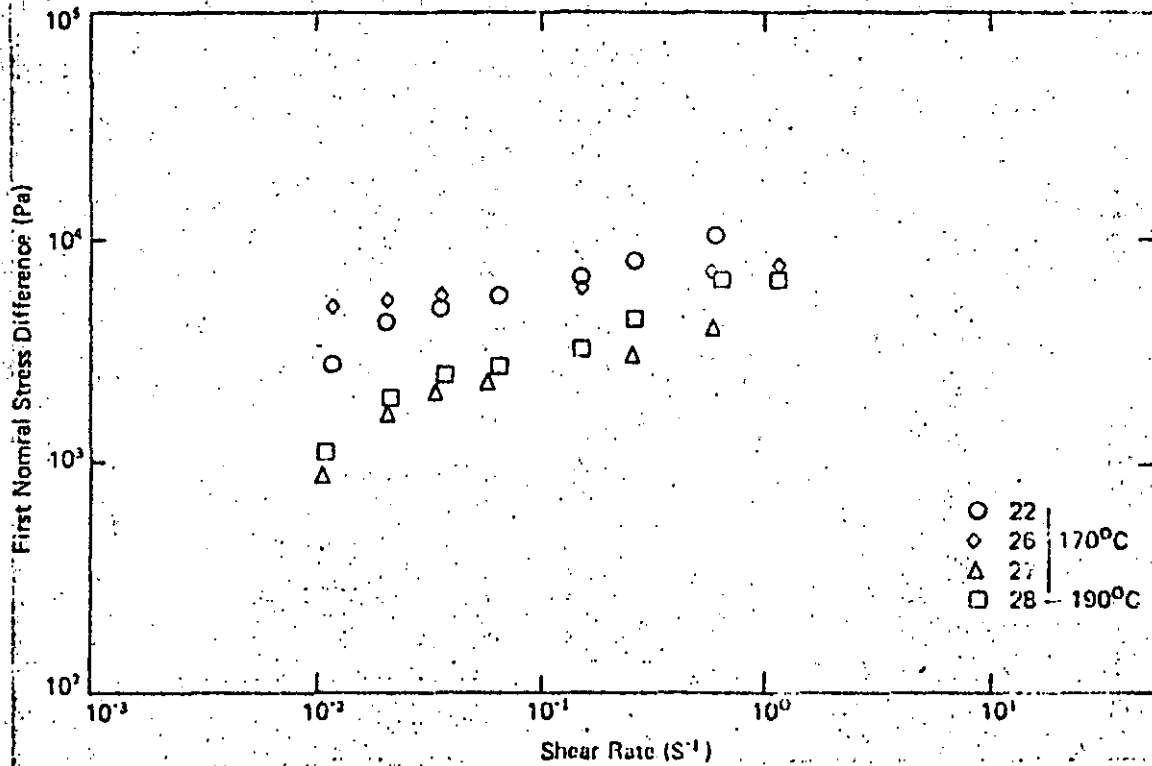
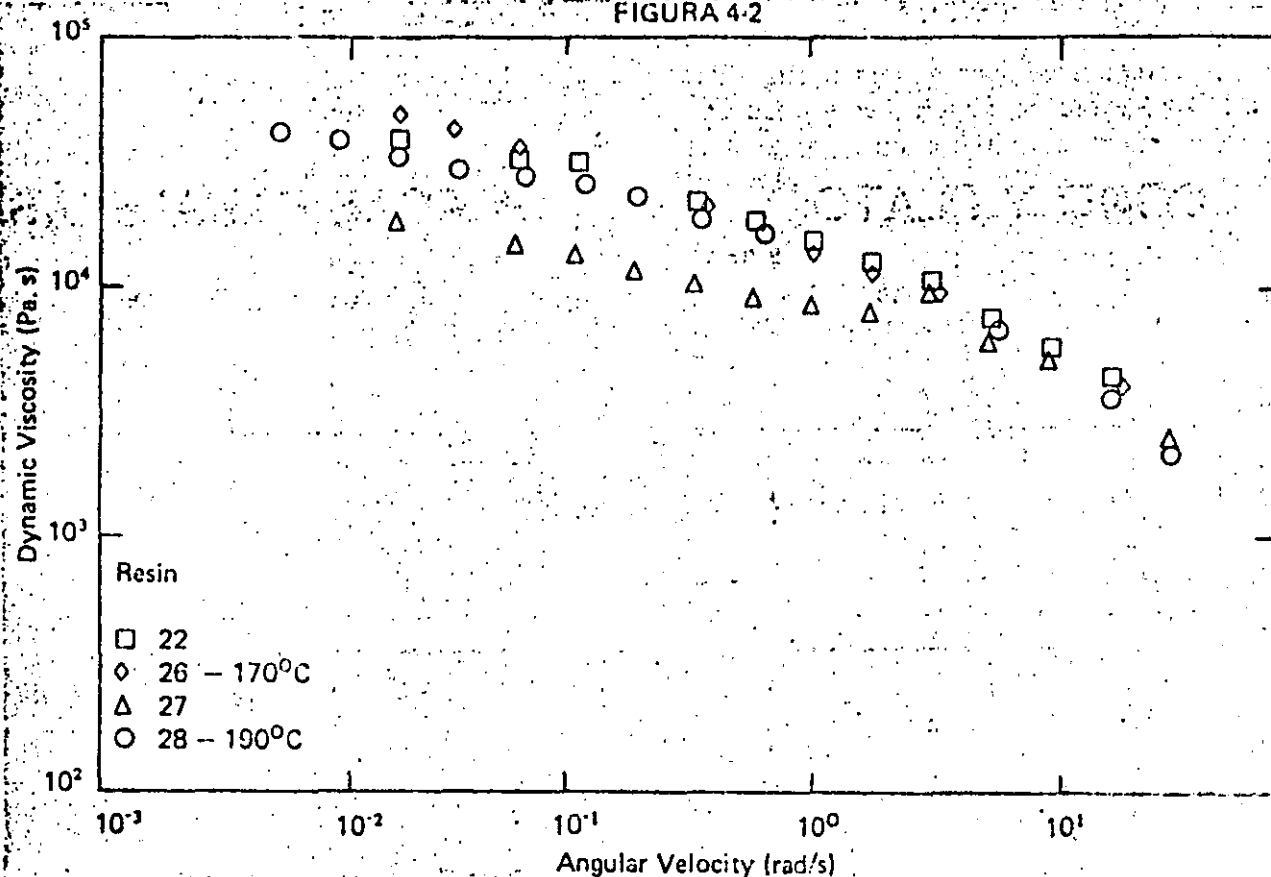


FIGURA 4.3-3



Handwritten signature

FIGURA 4-2



ner directamente de las cantidades experimentales medibles, sin la necesidad de realizar correcciones. La única limitación de estos dispositivos radica en que no pueden trabajar a valores altos de la rapidez de deformación.

En este rango, el flujo se vuelve inestable por la aparición de flujos secundarios provocados, en gran parte, por los efectos inerciales. Para el caso de polímeros fundidos el valor límite de $\dot{\gamma}$ (antes de la aparición de flujos secundarios) es $\approx 1 \text{ S}^{-1}$.

Los instrumentos comerciales de este tipo, que puedan aplicarse a polímeros fundidos son básicamente los siguientes:

- a) Rheometrics Mechanical Spectrometer
- b) Weissenberg Rheogoniometer
- c) Ferranti Cone & Plate Viscometer
- d) Haake-Rotovisco.

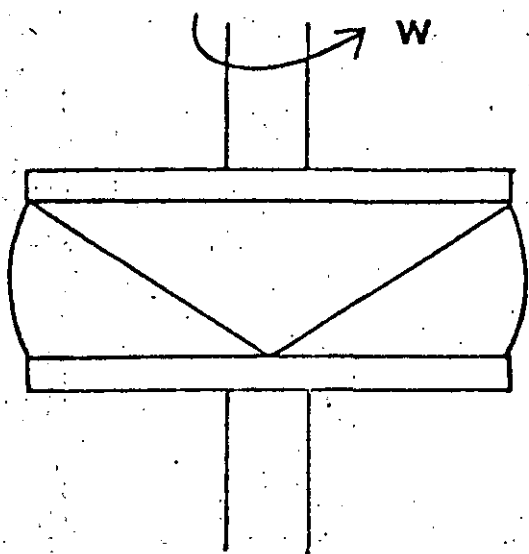
De estos, sin lugar a duda, a) es el más útil y versátil y con el diseño avanzado en todos sus componentes. Desgraciadamente es también el más caro (entre 150 000 y 200 000 DIs). Puede operar

en diferentes modos y usando una amplia variedad de geometrías incluyendo cono y plato, placas paralelas, placas excéntricas, cilindros concéntricos, etc. Ambos a) y b) tienen además la capacidad de poder separar las propiedades viscosas y elásticas, $\eta'(\omega)$, $G'(\omega)$ y medirlas como función de frecuencia y temperatura. Los equipos c) y d) están limitados a un máximo de viscosidad de 10^5 poise (a $\dot{\gamma} = 10 \text{ S}^{-1}$) y no tienen capacidad de medir propiedades viscoelásticas.

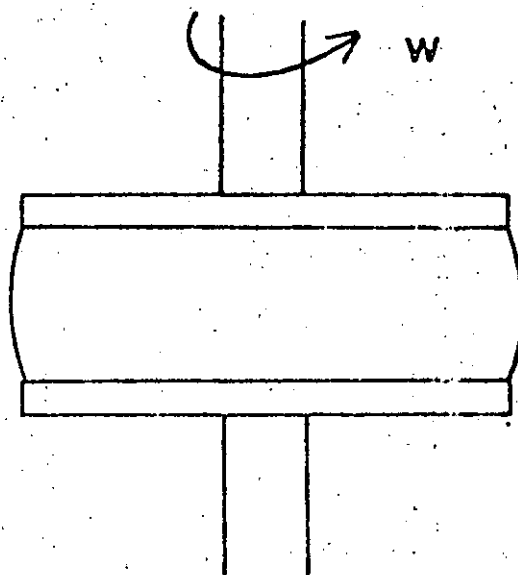
Reómetros capilares y slits.

Estos aparatos sólo son capaces de medir, en el caso de capilares, la viscosidad $\eta(\dot{\gamma})$ y en el caso de slits, la viscosidad $\eta(\dot{\gamma})$ y la diferencia primaria de esfuerzos normales $(T_{11} - T_{22})(\dot{\gamma})$. El rango de validez de estos aparatos es para valores de $\dot{\gamma} > 10 \text{ S}^{-1}$. Su empleo es bastante fácil, pero tiene ciertas limitaciones. Entre las más importantes podemos citar la necesidad de efectuar correcciones para obtener la viscosidad verdadera, el problema de degradación del material por disipación viscosa, etc.

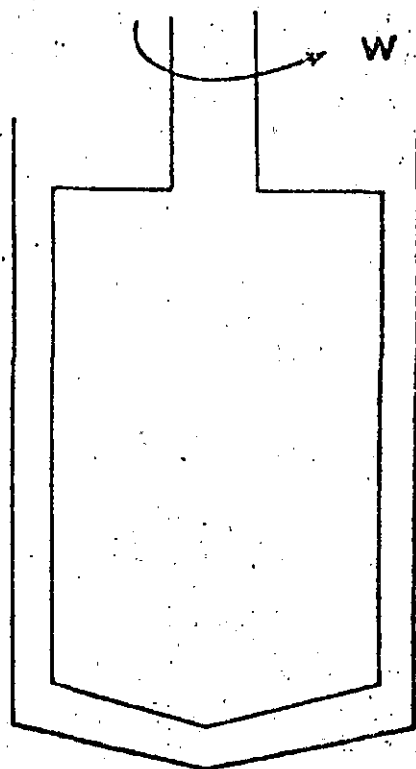
CONO Y PLATO



PLACAS PARALELAS



CILINDROS CONCENTRICOS



DISCOS ECCENTRICOS

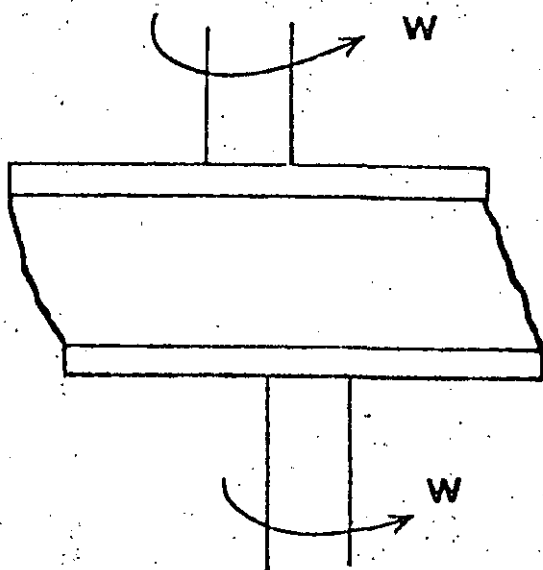
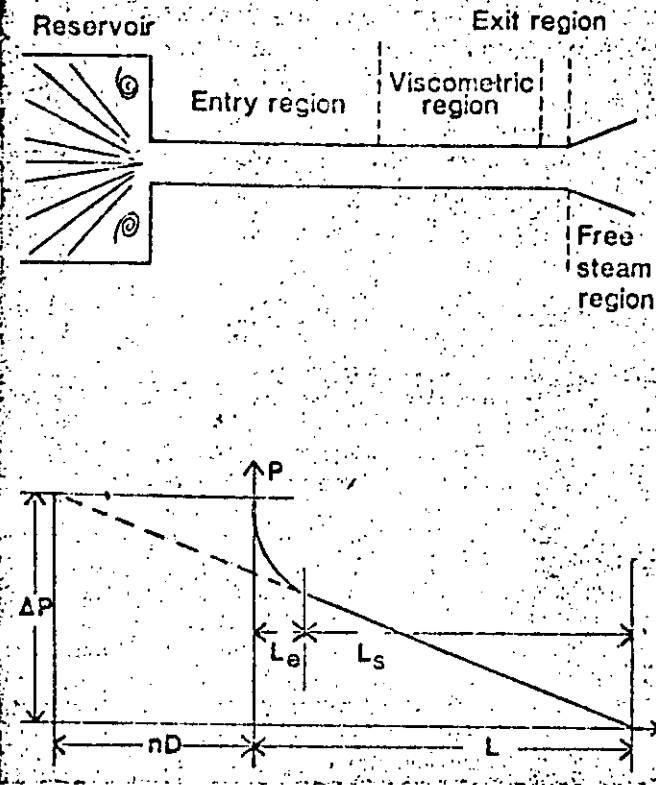


Fig. 5-1

Fig. 5-2



Dentro de los instrumentos comerciales de este tipo (capilar) podemos citar 2 categorías:

- De carga constante
- De rapidez de deformación constante

Del tipo de carga constante, el Melt Indexer (medidor de flujo) es el más empleado aún cuando tiene severas limitaciones. Se emplea mucho en la industria como instrumento para control de calidad. En este instrumento una muestra es calentada en un reservorio hasta fundirse y un émbolo bajo la acción de una carga constante fuerza al material a fluir por un capilar. El índice de flujo se obtiene del peso de material extruido en 10 min. a una cierta temperatura. Esta medición se realiza a bajos valores de $\dot{\gamma}$ ($< 20S^{-1}$), nos proporciona un sólo punto y por lo general no es una medición a regimien permanente.

Otros aparatos de carga constante, incluyen el Monsanto Capillary Rheometer y el reómetro de CIL (movido neumáticamente). Estos aparatos pueden realizar mediciones en un rango de

Los instrumentos de rapidez de deformación constante incluyen el Instror Capillary Rheometer y el Sieglaff-McKelvey Rheometer. En estos aparatos una barra móvil, desplazándose a velocidad constante, empuja un émbolo dentro de un reservorio forzando al polímero a salir a través de un capilar. La presión en la parte superior del polímero fundido en el reservorio se mide continuamente por medio de una celda sensora de fuerza.

Estos aparatos son mucho más empleados por la industria de plásticos, debido a que proporcionan información reológica (aún cuando más limitada que los rotacionales) en un rango de deformaciones compatible con el existente en las operaciones de procesado. Estos instrumentos también son más económicos (su diseño es más simple) su precio fluctúa entre \$ 30 000 y \$40 000 Dls. Un diagrama de estos aparatos se muestra en la siguiente figura

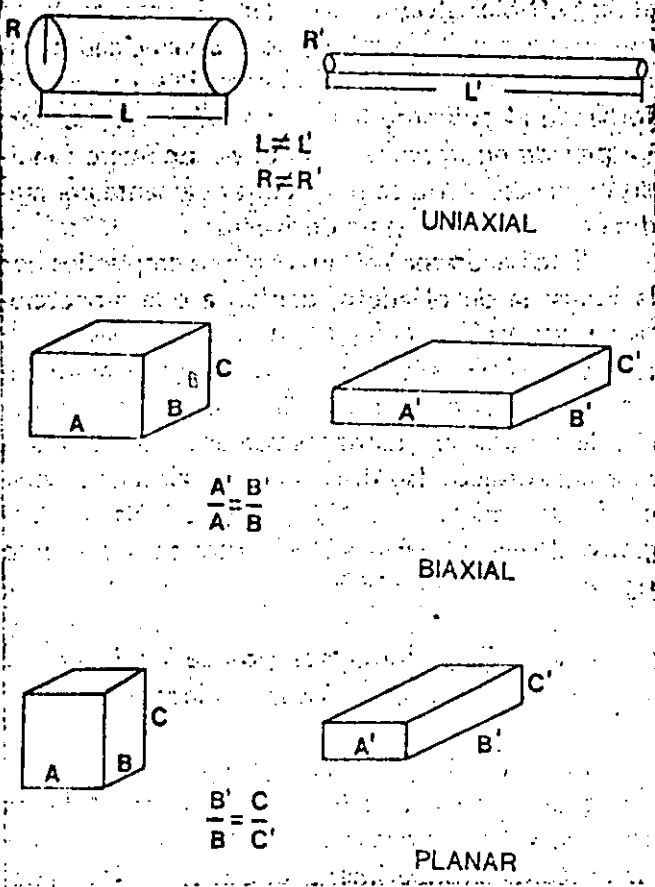
Dispositivos para la medición de funciones materiales en flujos extensionales.

Como ya se dijo anteriormente, los flujos extensionales tienen una gran relevancia en diversas operaciones de procesado. Sin embargo, debido las dificultades experimentales que se presentan para medir estas propiedades, ha sido sólo en los últimos 15 años cuando se han desarrollado aparatos para mediciones de estos flujos. En este lugar es importante mencionar algunas de las dificultades experimentales que ocurren en flujos extensionales (a diferencia de los flujos de corte).

Primeramente, la muestra debe de estar soportada de tal manera que eliminemos la fuerza de la gravedad como una posible causa de deformación y a su vez no alteremos el proceso de extensión. En el caso de polímeros fundidos esto se hace sumergiendo la muestra en un baño de aceite a temperatura controlada y con la condición de que las densidades del polímero fundido y del aceite sean las mismas.

Otro problema se origina en el cambio de forma que ocurre durante la extensión. En el caso de extensión uniaxial una muestra cilíndrica aumenta su longitud y disminuye su área transversal hasta un grado en el cual la muestra es un filamento. En este filamento el control del área transversal es sumamente difícil. Además si los medios de extensión se encuentran en los extremos de la muestra,

Fig. 4-B



la deformación máxima alcanzable estará limitada por las dimensiones del baño de aceite.

Un tercer problema, está asociado con la necesidad de aplicar una fuerza a los extremos de la muestra. Esto requiere la transmisión de un esfuerzo de tensión a través de una interfase sólido-fluido.

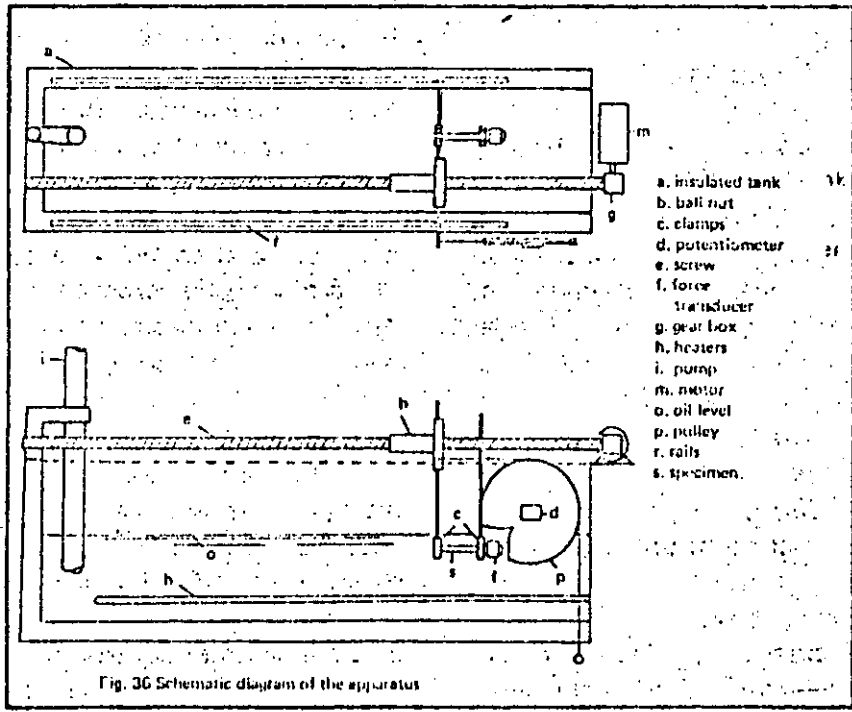
Uno de los dispositivos experimentales para medir la viscosidad uniaxial se muestra a continuación.

REFERENCIAS

- 1.- J. A. Brydson, Flow Properties of Polymer Melts, Van Nostrand Reinhold (1970).
- 2.- R. S. Lenz, Plastics Rheology, Wiley (1968).
- 3.- J. R. Van Wazer, J. W. Lyons, K. Y. Kim, and R. E. Cottrell, Viscosity Flow and Measurements, Wiley (1963).
- 4.- S. Middleman, The Flow of High Polymers, Interscience (1968).
- 5.- F. R. Eirich (ed.) Volumes I thru V, Rheology - Theory and Applications, Academic Press (1957-1969).
- 6.- G. W. Scott-Blair, Elementary Rheology, Academic Press (1969).
- 7.- W. L. Wilkinson, NON-Newtonian Fluids and Mechanics, Mixing and Heat Transfer, Pergamon Press (1968).
- 8.- J. R. A. Pearson, Mechanical Principles of Polymer Melt Processing, Pergamon Press (1966).
- 9.- P. A. Longwell, Mechanics of Fluid Flow, McGraw-Hill (1965).

FIGURA 53

Shear Rate (S⁻¹)



Handwritten signature or initials

10.- A. H. P. Skelland, Non-Newtonian Flow and Heat Transfer, Wiley, 1967.
 R. B. Bird, W. E. Stewart and E. N. Lightfoot, Transport Phenomena, Wiley (1967).
 12.- R. S. Bardky, The Phenomena of Fluid Moturs Adhesion, Wesley Publishing Co. (1967).
 13.- T. B. Drew and J. W. Hoopes, Jr., Advances in Chem, Eng. Vol. 1, Academic Press (1956) p. 79-150, by A. Metzner, "Non-Newtonian Technology Fluid Mechanics, Mixing and Heat Transfer".
 14.- N. M. Bikales, ed., "Extrusion and Other Operations", Encyclopedia Reprints Series 1971, Wiley.
 15.- A. S. Lodge, Elastic Liquids, An Introductory Vector Treatment of Finite-Strain Polymer Rheology, Academic Press (1964).
 16.- J. J. Hermans, Flow Properties of Disperse Systems, Interscienca (1963).
 17.- J. C. Jaeger, Elasticity Fractura and Flow, 2nd. Ed., Wiley (1962).
 18.- S. Timoshenko and J. N. Goodier, Theory of Elasticity, Mc Graw Hill (1951).
 19.- B. D. Coleman, H. Markovitz and W. Knoll, Viscometric Flows of Non-Newtonian Fluids - Theory and Experiment, Springer-Verlag (1966).
 20.- Flow - Its Measurement and Control in Science and Industry, Vol. 1, Parts 1, 2 and 3, Instrument Soc. of Am. (1971).
 21.- R. B. Bird, R. Armstrong and O. Hassager, Dynamics of polymeric liquids, Vol. 1 y 2, Wiley, 1977.
 22.- R. A. Mendelson, "Melt Viscosity", Encyclopedia of Polymer Science and Technology. Vol. 8, p. 597 (1968).
 23.- J. D. Ferry, Viscoelastic Properties of Polymers, Wiley, 2nd. Ed., (1969).
 M. Reiner, Deformation Strain and Flow, H. K. Lewis Publisher (London) 1960.
 25.- P.C.D. Han, "Rheology in Polymer Processing", Academic Press (1976)
 26.- W. R. Schowalter, "Mechanics of Non-Newtonian Fluids", Pergamon Pres (1977).
 27.- J. J. Aklonis, W. J. McKnight & M. Shen, "Introduction to Viscoelasticity", Wiley (1972).
 28.- A. V. Tobolsky & H. F. Mark, "Polymer Science & Materials", SPE Journal Pub., 1971, Wiley (404 pages).
 29.- K. Walters, "Rheometry", Halsted Press, a division of Wiley (1975).
 30.- L. E. Nielsen, "Polymer Rheology", Marcel Dekker, 1977.
 31.- R. S. Lenk, "Polymer Rheology, Applied Sci. Publishers, 1978.
 32.- Z. Tadmor and C. Gogos, "Principles of Polymer Processing", Wiley, 1979.
 33.- K. Walters, Rheometry, Chapman & hall, 1975.
 34.- R. W. Whorlow, Geological Techniques, Wiley, 1980. (2)

¿ COMO
 PUEDE
 DECIRLE
 A UN
 NIÑO
 HAMBRIENTO
 COMO ESTE
 QUE ESPERE ?



Miles de niños Camkianos desamparados y hambrientos como éste, están esperando que alguien los quiera y cuide. Muchos tienen hambre al esperar por una prolongada destrucción. Todos ellos necesitan comida, ropa y cubrir las demás necesidades básicas para vivir.

Aquí esta como trabajar...

Cuesta solamente 60 centavos de dólar mensualmente (\$ 15.85 pesos mexicanos aprox.), - \$ 20.00 dólares mensuales - (\$ 480.00 pesos mexicanos aprox.), dar a un desafortunado menor la oportunidad de un futuro mejor. Su patrocinio puede ayudar de varias formas, dependiendo de las necesidades del niño que usted patrocine. Para los niños, su ayuda puede significar educación, comida, ropa y atención médica. En todo caso, el niño que usted patrocine aprenderá sobre Dios y Su amor.

SI YO PATROCINARE A UN NIÑO

Prefiero un niño que viva en
 una niña Asia
 Donde la necesidad sea mayor

Entiendo que el patrocinio es de \$ 20.00 dólares mensuales, por lo menos durante un año si es posible, y que mi donativo es deducible de impuestos. Quisiera enviar mi donativo.

mensualmente trimestralmente anualmente

Adjunto mi primer donativo de \$ _____
 Nombre _____
 Dirección _____
 Ciudad _____ Z.P. _____ Estado _____





Properties of Liquids

Of the many properties of liquids, density and viscosity are of paramount importance when analyzing the mechanics of deformation and flow in a system.

The author discusses methods of defining, describing and measuring these properties.

MARTIN H. WOHL, Monsanto Company

A fluid responds to shearing or tensile stress very differently than does a solid. Indeed, the difference serves to define the two material classes. For any given stress, a solid achieves an equilibrium state of deformation while a fluid continues to deform as long as the stress is applied. With purely viscous fluids there is no deformation recovery when the stress is removed. For viscoelastic materials there may be some storage of deformation energy, which is recovered upon stress removal.

The rheological relationship for simple fluid flow was first published in 1687 by Isaac Newton who said: "The resistance arising from want of lubricity in the parts of the fluid is, other things being equal, proportional to the velocity with which the parts of the fluids are separated from one another."

Put another way, shear stress is directly proportional to shear rate.

$$\tau = \eta (d\gamma/dt) \quad (1)$$

The constant of proportionality η is called viscosity. The definition of shear stress and shear rate may be seen in Fig. 1 where a force F is applied to one of two parallel plates of area A separated by a fluid layer of thickness d , causing the layer to move with constant velocity μ . Shear stress and shear rate are then defined as:

$$\text{Shear Stress } \tau = F/A \quad (2)$$

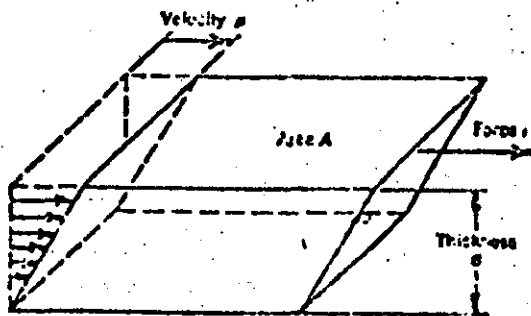
$$\text{Shear Rate } d\gamma/dt = \mu/d \quad (3)$$

A fluid has a viscosity of 1 poise if a stress of 1 dyne/sq.cm. produces a shear strain rate of 1 sec.⁻¹. In the English system, when a shear stress of 1 psi. gives a shear rate of 1 sec.⁻¹ fluid viscosity is 1 reyn. There are 6.895×10^4 poise in 1 reyn.

Another way to express the relationship of shear stress and strain is kinematic viscosity, which is defined as:

$$\nu = \frac{\eta}{\rho} \quad (4)$$

In the metric system, where viscosity is expressed in poise and density in gm./cu.cm., kinematic viscosity units are stokes.

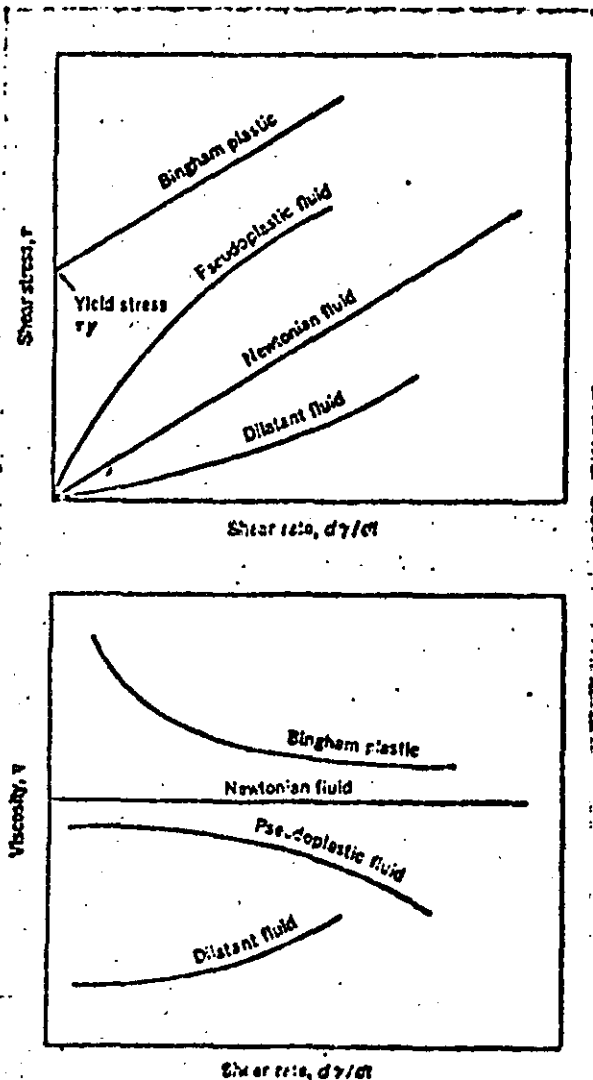


SHEAR STRESS is defined by force F acting on area A
—Fig. 1

Newtonian and Non-Newtonian

For simple Newtonian fluids, the shear rate is directly proportional to shear stress, which means viscosity is constant at a given temperature and pressure. All gases and most simple, low-viscosity liquids are Newtonian up to extremely high shear rates (10^5 sec.⁻¹). Viscosities of typical Newtonian liquids at 20 C. are: benzene, 0.00847 poise; water 0.01002 poise; and glycerine, 14.90 poise.

Many fluids of interest to chemical engineers, however, do not exhibit simple Newtonian behavior. Examples are polymers, colloids, sols, gels, thick slurries, biological fluids and macromolecule solutions. Within viscous fluids there are two subclasses: those with time-dependent properties (Boltzmann fluids) and those whose properties are not. Within the group of fluids whose properties do not vary with time, there are several types of anomalous behavior that depend only on shear stress magnitude. Typical rheograms of these materials are in Fig. 2.



RHEOGRAMS of typical non-Newtonian fluids—Fig. 2

Pseudoplastic Fluids

Fluids with shear thinning, a viscosity decrease with increasing shear rate, are called pseudoplastic. This response is the most common form of non-Newtonian behavior and may be caused by various phenomena. For instance, in polymer-thickened motor oils the random coil conformations of individual macromolecules may elongate and orient, thus reducing drag. Or in biological fluids, rigid bodies such as viruses and protein coils may orient with similar results.

Pseudoplastic fluids usually become more Newtonian at low shear rates. This behavior in low-density polyethylene is shown in Fig. 3. Dilute solutions often

Nomenclature

- A Coefficient in Eyring model
 - B Coefficient in Eyring model
 - C Coefficient in Ellis model and Williams, Landel and Ferry equation
 - D Coefficient in Reiner-Philippoff model
 - ΔE Activation energy for viscous flow
 - F Force
 - L Length
 - M Torque
 - P Pressure
 - Q Volumetric flow rate
 - R Radius of capillary, cup, bob or cone
 - R_0 Ideal gas constant
 - T Absolute temperature
 - T_g Glass temperature
 - W Expansion factor
 - α Exponent in Ellis model
 - d Plate separation
 - h Bob depth immersion of coaxial cylinder rheometer
 - m Consistency of power-law model
 - n Flow behavior index of power-law model
 - r Radius
 - u Velocity
 - α Exponent in pressure dependency equation
 - β Angle between cone and plate
 - $d\gamma/dt$ Shear strain rate
 - η Viscosity
 - η_a Apparent viscosity
 - η_p Plastic viscosity of a Bingham plastic
 - η_0 Coefficient in Ellis and Reiner-Philippoff model (Zero shear-rate viscosity)
 - η_∞ Coefficient in Reiner-Philippoff model (Infinite shear-rate viscosity)
 - τ Stress
 - τ_y Yield stress of a Bingham plastic
 - ρ Density
 - ω Angular velocity
 - ν Kinematic viscosity
 - ϵ Kinetic energy correction factor
- Subscripts
- b Bob
 - c Cup or cone
 - r Reduced state
 - w Wall
 - v Measured at constant shear stress
 - θ Measured at the glass transition temperature
 - d, dt Measured at constant shear rate

show a second Newtonian region at very high shear rates (Fig. 4).

These breaks in behavior may be explained if one supposes that at low shear rates the Brownian motion of the molecules is enough to keep them in their equilibrium state of entanglement over a range of shear rates, thus producing Newtonian behavior. At very high shear rates, on the other hand, the molecules may have achieved some maximum equilibrium orientation or disentanglement, giving rise to a second Newtonian region. The non-Newtonian region between these extremes may occur over a shear-rate range of 3 to 5 decades.

Dilatant Fluids

Fluids that show shear thickening, the opposite of pseudoplastic behavior, are called dilatant. This is usually found in slurries, where it is thought to occur when the free volume between solid particles increases during the time that shearing disrupts their packing.

As the free volume of concentrated suspensions gets larger, the liquid becomes unable to fill voids and volumetric expansion occurs (volume dilatancy). If the fluid layers are not able to adequately lubricate the particles, rheological dilatancy takes place.

There is little quantitative literature data on dilatant fluids. Metzner and Whitlock² have shown that volumetric dilatancy may occur without any rheological effect in concentrated slurries of TiO₂ in water and sucrose solutions.

Still another type of non-Newtonian response is shown by fluids that exhibit a yield stress below which no flow occurs. The discovery by Bingham and Green²⁴ in 1919 that oil paint is a plastic and not a simple liquid gave birth to modern rheology science. A Bingham plastic is one whose shear stress varies linearly with shear rate at stresses high enough for flow to occur. Slurries such as wood-pulp suspensions and drilling muds exhibit plastic behavior.

Boltzmann Fluids

Fluids that have time-dependent flow properties (Boltzmann fluids) are called either thixotropic or rheopectic. Thixotropic fluids are those whose viscosity decreases with applied stress duration because some structure is destroyed. The structure may be molecular entanglements, as in polymeric materials, or some macroscopic configuration, as in some suspensions or sols. When the stress is removed, the structure gradually reforms, raising viscosity.

The differences between the mechanisms that cause thixotropic and pseudoplastic behavior are probably merely those of time scale. Typical thixotropic materials are greases, drilling muds, paints and inks.²

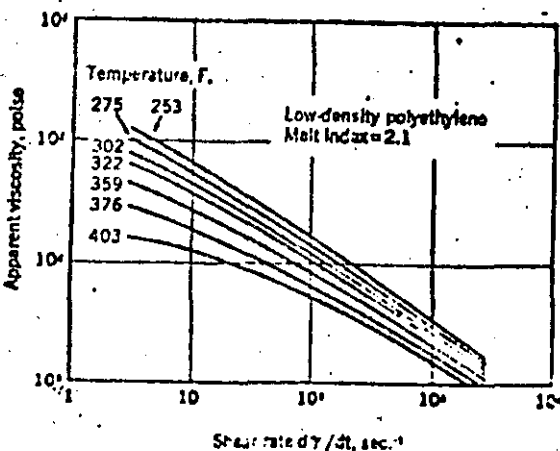
Rheopectic materials show reversible thickening with time at constant shear rate. This behavior is relatively rare, but has been observed at moderate shear rates for gypsum and bentonite suspensions.⁴

Because good quantitative data on Boltzmann fluids are lacking and because of the complexity of equations for unsteady-state flow situations, almost no practical analyses of flow problems involving these fluids have been published.²

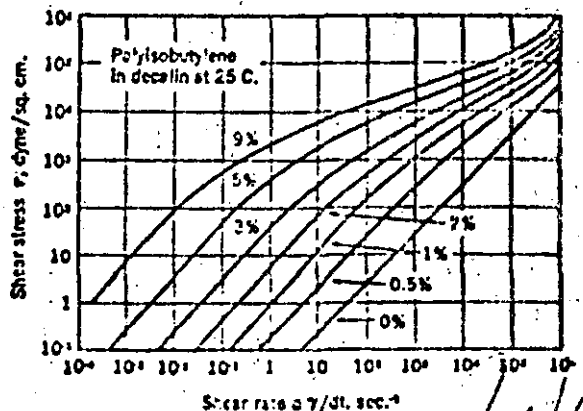
Constitutive Equations

The rheological equations of state that describe fluid response to applied stress are called constitutive equations. Eq. (1) is such an expression for a Newtonian fluid.

Authorities have proposed a great number of empirical equations for non-Newtonian fluids. None of the simple ones fit data for real materials over very wide shear-rate ranges, but some are reasonably good for the normal spread of operating conditions. The multi-parameter models that do fit the data well are virtually impossible to use in analytical solutions because of their mathematical forms. However, they are useful in solutions that may be computer programed.



AS SHEAR rate approaches zero, some fluids become more Newtonian—Fig. 3



PSEUDOPLASTICS sometime show Newtonian behavior at high and low shear rates—Fig. 4

Among equations proposed for pseudoplastics, the Ostwald-deWaele-Nutting model, or the so-called power law, is the most useful.⁸

$$\tau = m(dy/dt)^n \quad (6)$$

This equation involves two rheological parameters, the consistency m and the flow behavior index n . This is the minimum number required to describe non-Newtonian flow. The model fits almost all pseudoplastics over at least 1 decade of shear rate, and it fits many commercially important fluids over ranges of 3 to 4 decades.

If a pseudoplastic's rheological data are plotted in terms of apparent viscosity (shear stress/shear rate) versus shear rate on logarithmic coordinates, the constants of the power law equation can be determined readily. The equation is a straight line with a slope of $n - 1$ and an intercept of m when dy/dt equals 1. Newtonian fluids are a special case of the power law in which $n = 1$ and $m = \eta$.

The equation's greatest deficiency is that it predicts infinite viscosity for a pseudoplastic as shear rate approaches zero, although these materials actually level off to finite Newtonian viscosity at low shear rates. The equation can also be used for dilatant fluids. In this case n is greater than 1.

Another useful two-parameter model is of the form derived in Eyring's viscosity of liquids theory:⁹

$$\tau = A \sinh^{-1} [(dy/dt)/B] \quad (6)$$

This predicts a Newtonian viscosity of A/B as the shear rate approaches zero and pseudoplasticity at finite values of shear rate. While it thus overcomes the major failing of the power law equation, the fit of the Eyring model for most materials is good only over relatively narrow shear-rate ranges.

Many three-parameter models have been proposed to achieve good fits with experimental data over wider ranges of shear rates. The Ellis model is one of the more successful.⁸

$$dy/dt = \frac{1}{\eta_0} \tau + C\tau^a \quad (7)$$

This predicts Newtonian viscosity of η_0 at low values of shear stress and values of a greater than one, and pseudoplastic behavior for finite values of τ . Newton's law ($C = 0$) and the power law ($1/\eta_0 = 0$) are merely special cases of this model. Rabinowitsch⁹ has successfully correlated data for several polymeric materials by setting $a = 3$.

A useful model for curve fitting has been suggested by Reiner and Philippoff.¹⁰

$$\tau = \left[\eta_0 + \frac{\eta_0 - \eta_\infty}{1 + (\tau/D)^2} \right] \frac{dy}{dt} \quad (8)$$

The equation predicts Newtonian viscosities of η_0 and η_∞ at high and low values of shear rate, respectively.

The constitutive equation of a Bingham plastic may be written as:¹¹

$$\tau = \tau_0 + \eta_p (dy/dt) \quad (9)$$

The two parameters used to define this type of behavior are the yield stress τ_0 and the plastic viscosity η_p .

Temperature and Pressure Effects

Viscosity of a liquid is a function of its molecular mobility, which depends on intermolecular forces. These in turn depend on, among other things, intermolecular distances (free volume). Anything that affects free volume, such as changes in temperature or pressure, will change viscosity. The Arrhenius equation is the most widely used expression for correlating temperature effect on viscosity...

$$\eta = \eta_0 e^{\Delta E/RT} \quad (10)$$

According to Eyring's theory of viscosity, ΔE is the energy required to form a hole in the fluid and to move a molecule into that hole. For simple fluids it is related to the heat of vaporization.¹²

The value of ΔE for a given fluid depends on the boundary conditions under which it is measured. For example, it has been shown that activation energy measured at constant pressure can be an order of magnitude higher than that determined at constant volume.¹³ For non-Newtonian fluids, the activation energy measured at constant shear stress is different from that measured at constant shear rate, and they are related by the expression:

$$\frac{[\Delta E]_{\tau, dy/dt}}{[\Delta E]_{\tau, dy/dt}} = 1 - (dy/dt) \left[\frac{d\tau}{d\dot{\gamma}} \right] \quad (11)$$

The ratio is greater than one for pseudoplastics, while for dilatants it is less than one. Generally it is better to use values obtained at constant shear stress because these are relatively independent of shear stress. Values measured at constant shear rate usually vary inversely with shear rate.

Values for ΔE may be determined from the slope of a plot viscosity logarithm vs. absolute temperature reciprocal, using either shear rate or stress as a parameter for non-Newtonian materials. Usually this plot will be linear for temperature ranges of up to 100 F. Values for some commercial polymers are listed in Table I.

For glass-forming liquids one must be careful in extrapolating data to within 100 F. of the glass transition temperature. In this region, the activation energy of viscous flow changes quite rapidly. An equation from Williams, Landel and Ferry¹⁴ fits data for many such systems:

$$\ln \frac{\eta T_0 \rho_0}{\eta_r T \rho} = - \frac{C_1 (T - T_0)}{C_2 + T - T_0} \quad (12)$$

Activation energies for viscous flow—Table I

Material	Temp., C.	Shear Rate (sec ⁻¹)	ΔE kcal./g-mole
Polyethylene.....	150	0.1	12.0
".....	150	100.	8.2
".....	150	1,000.	6.9
".....	200	100.	7.0
".....	200	1,000.	5.7
Cellulose Acetate.	135	0.1	70.0

Values of 17.44 for C_1 and 51.8 for C_2 have been shown to be almost universal. However, Doolittle¹⁵ has derived a theoretical relationship that indicates C_2 should be a function of the thermal expansion coefficient.

Literature data on how pressure affects liquid viscosity are sparse. One equation commonly used to correlate data is:

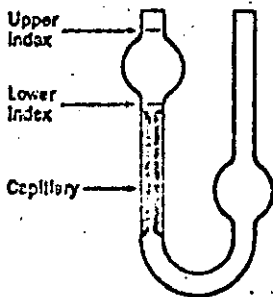
$$\eta = \eta_0 e^{aP} \quad (13)$$

A theoretical basis for this relationship, which is based on Eyring's hole theory, has been outlined by Eyring and Hirai.¹⁶ Typical values of η_0 and a as reported by Brasie¹⁷ are listed in Table II.

Viscoelastic Fluids

Viscoelastics simultaneously display dissipative and storage mechanisms when subjected to a deforming stress. This complex fluid response concerns engineers when the time derivatives of flow are not zero. For instance, this happens during process startup or shutdown, when there are fluid accelerations due to changes in channel cross-section, or when fluids flow around submerged objects.

Viscoelasticity may tend to retard turbulence at Reynolds numbers over 2,100 and to reduce the intensity of turbulence.²² The key point here is the resistance of a viscoelastic substance to "stretching." Even in viscometric flow—steady flow in which there is only one non-zero velocity component—viscoelasticity is important because it gives rise to normal stresses.



OSTWALD rheometer is simple measuring device—Fig. 5

Such radial stresses on tube walls must be considered when designing for or measuring apparent hydrostatic pressure that arises from viscoelastic flow. The diameter increase of a viscoelastic jet as it emerges from a conduit is different from that of inelastic materials.²³ This is significant in fiber spinning and profile extrusion, for example. Polymer melts and solutions are among typical viscoelastic fluids.

Ferry¹⁴ presents an excellent treatise on the many types of functions that are used to characterize viscoelasticity. The Maxwell model, a spring and dashpot in series, may be used to visualize the response of a viscoelastic fluid to stress.

Viscometers

Before carrying out meaningful design calculations for fluid flow, one must make accurate measurements of the system's rheological parameters. To do this, many viscometers have been developed and an excellent, comprehensive review has been published by Van Wazer et. al.¹⁸

In capillary-tube rheometers the relationship between shear rate and stress is inferred from measurements of pressure gradient and volumetric flow rate in a cylinder of precisely-known dimensions. All capillary rheometers have the same basic features: a reservoir, capillary tube, means for applying a driving force to the liquid, means for measuring flowrate and a temperature control.

The Ostwald glass viscometer in Fig. 5 is perhaps the simplest and most common type. The driving force is the hydrostatic head of the liquid itself. To use it, a sample of known volume is placed in the lower bulb and the unit is immersed in a temperature-controlled bath. After the liquid is sucked into the upper bulb, the operator measures the time for it to drop from the upper to lower index mark. Kinematic viscosity may be determined from the efflux time. Glass capillary viscometers may be used on Newtonian fluids with kinematic viscosities from 0.3 to 3 x 10³ centistokes.

Capillary viscometers are also available with larger driving forces that are applied hydraulically, pneumatically or mechanically. These units force fluid samples through steel capillaries at pressures measured in tens-of-thousands psi.

In the Monsanto capillary extrusion rheometer, the cross-head of an Instron tester drives a piston that

Pressure coefficients for viscosity model—Table II

Material	Temperature	Pressure Range	Coefficient	
	C.	psia.	poise	psia. ⁻¹
Hydrocarbon oil.....	0-100	0-20,000	0.01	0.6 x 10 ⁻⁶
Promatic oil.....	0-100	0-14,000	20	2.5 x 10 ⁻⁶
Polystyrene.....	225	0-2,600	2.2 x 10 ⁻⁶	3.2 x 10 ⁻⁶
Polyethylene.....	225	0-2,600	8.9 x 10 ⁻⁶	1.5 x 10 ⁻⁶

forces the sample through a steel capillary. By proper choice of capillaries this unit can be used on fluids whose viscosities are as high as 5×10^6 poise over shear rates from 1 to 12,000 sec^{-1} .

Calculating Viscosity

When calculating viscosity parameters from a capillary-tube experiment it is assumed that the flow is steady, laminar, isothermal and there are no radial or tangential flow components. Further, it is assumed that the fluid is incompressible and exhibits no slippage at the wall. A force balance on fluid flowing in a capillary of radius R and length L under a driving force of ΔP between tube ends (gravity neglected) gives this expression for shear stress at the wall:

$$\tau_w = \frac{R\Delta P}{2L} \quad (14)$$

The shear rate at the wall depends on the nature of the fluid. For isothermal Newtonian fluids the wall shear rate is:

$$(d\gamma/dt)_w = \frac{4Q}{\pi R^3} \quad (15)$$

The velocity profile across the tube is parabolic. However, for non-Newtonians the profile is different and the shear rate at the wall varies from that in Eq. (15). Rabinowitsch⁹ has derived a correction factor:

$$(d\gamma/dt)_{\text{true}} = \left(\frac{3n+1}{4n} \right) \left(\frac{4Q}{\pi R^3} \right) \quad (16)$$

Here n is the slope of a logarithmic plot of $(R\Delta P/2L)$ vs. $(4Q/\pi R^3)$. For a power-law fluid, n is the flow behavior index. The apparent viscosity, in the absence of other complicating error corrections, is given by:

$$\eta_a = \frac{\pi R^4 \Delta P}{2LQ} \left(\frac{n}{3n+1} \right) \quad (17)$$

Because the kinetic energy of the emerging fluid may account for an appreciable fraction of the pressure energy, a suitable correction term must be subtracted from the measured pressure difference. This term $(\rho Q^2/\epsilon\pi^2 R^4)$ contains a correction factor ϵ which is 1.0 for Newtonian fluids. Ref. 18 gives ϵ as a function of n for power law fluids.

One must also apply a correction for the energy losses that occur as the fluid converges from the reservoir into the capillary. For viscoelastic substances an additional elastic loss factor must be considered. These may be minimized with trumpet-shaped entries and long capillaries. Bagley²⁰ describes a correction scheme that treats entrance losses as an effective length correction.

By going to longer capillaries for very viscous materials, one runs the risk of using such high driving forces that pressure effects become significant. Klein and Duvdevani²¹ have a technique for calculating these effects. Turbulence, slip at the wall and shear heating effects are other phenomena that one must be careful to avoid. Thixotropic or rheopectic behavior also will produce errors in viscosity determination.

Rotational Rheometers

A second viscometer class is that in which the sample is subjected to uniform, or nearly uniform, shear rate for a time period during which shear stress is measured. This technique allows direct determination of viscosity and time-dependent properties. Viscoelastic responses like recoil and normal stresses can also be measured.

Coaxial cylinder rheometers of many designs are commercially available. A common one is the MacMichael unit in which a cylindrical bob is hung on a calibrated torsion wire within a close-fitting, thermostated cup (Fig. 6). While the cup is driven at the desired speed, the torque on the bob, which is transmitted through the fluid, is measured from the wire's angular deflection.

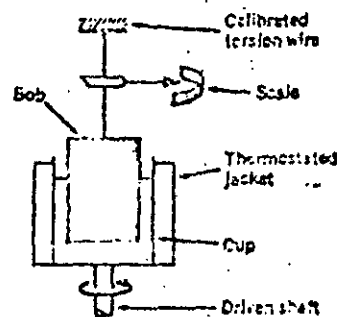
In other designs, the stress generator may be the inner member with stress measurement taken on the outer. In some devices, like the Haake Rotovisco, the bob is driven through a spring whose deflection is a measure of stress. With proper bobs and cups, rotational rheometers can measure viscosities from 5×10^{-3} to 4×10^7 poise over shear rates from 10^2 to 10^4 sec^{-1} .

Although elaborate models may cost upwards of \$5,000, Brookfield makes an inexpensive unit that, like the Haake, has its bob driven through a calibrated spring. Instead of a close-fitted cup, the bob is placed in a large enough container so that the extent of the liquid may be considered infinite. The range of shear rates developed by this arrangement makes the unit of little use in determining true viscosities of non-Newtonian fluids.

Calculations from Rotational Data

As with capillary devices, to calculate fluid viscosity in a rotational rheometer, one must use shear stress and shear rate at the same point in the unit. Shear stress is a function of the radius in a concentric cylinder viscometer:

$$\tau = \frac{M}{2\pi r^2 h} \quad (18)$$



ROTATIONAL rheometer determines time-dependent data—Fig. 6

While the shear stress is not a function of fluid properties, it can be seen from the above equation that shear rate pattern is. For Newtonian fluids it is given by:

$$d\gamma/dt = \frac{2\omega}{r^2} \left[\frac{(R_1)^2 (R_2)^2}{(R_1)^2 - (R_2)^2} \right] \quad (10)$$

These equations may be combined to express viscosity in the Margules equation for Newtonian fluids:

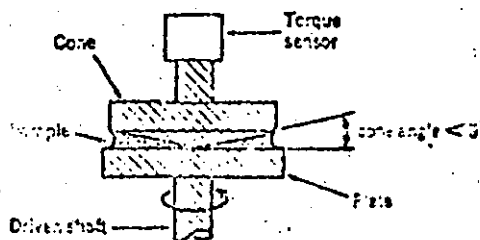
$$\eta_s = \frac{M}{4\pi Lk} \left[\frac{1}{(R_1)^2} - \frac{1}{(R_2)^2} \right] \quad (20)$$

For non-Newtonians, shear rate varies across the fluid in a more complex fashion. With sufficiently small gaps, this may be neglected and average values used. Errors that result from this kind of approximation become more severe with highly non-Newtonian materials. Krieger and Maron¹⁹ have developed complex procedures to determine shear rate and viscosity distributions in coaxial cylinder viscometers for non-Newtonian fluids.

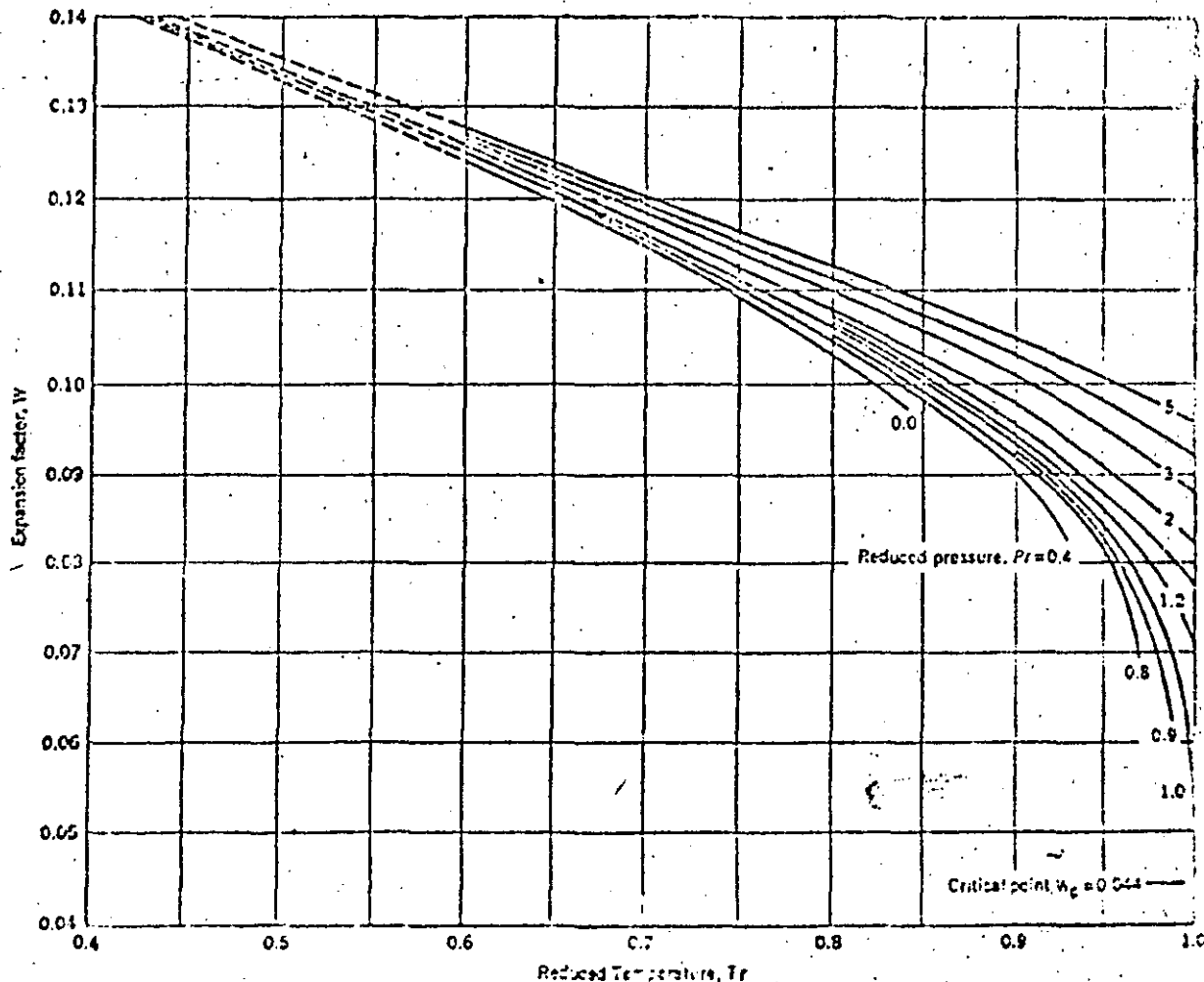
Errors that one must be careful to minimize when using rotational viscometers are: 1) those caused by

varying shear rates and stresses at the ends and corners of the bob, 2) variations in viscosity across the gap because of non-Newtonian behavior, 3) the possibility of turbulence in the fluid at high shear rate and 4) shear heating of the fluid.

The cone-and-plate rheometer illustrated in Fig. 7 is another type of rotational rheometer. It does not suffer from some of the complexities of shear rate and shear stress distribution that are common



CONE AND PLATE viscometer—Fig. 7



FACTOR for calculating density change—Fig. 8

to capillary and coaxial cylinder types. Because the gap varies directly with the radius, shear rate is constant throughout the sample, and no tedious correction schemes are needed for non-Newtonians. Shear rate and viscosity are calculated directly from the following:

$$(d\gamma/dt) = \omega/\beta \quad (21)$$

$$\eta_a = \frac{3\theta M}{2\pi (R_c)^3 \omega} \quad (22)$$

Several commercial cone-and-plate viscometers are available from \$10,000 to \$25,000. The more costly units may be driven in sinusoidal motion to measure viscoelastic properties, and may also be used to measure normal stresses.

One limitation with colloidal systems or suspensions is that the gap near the tip of the cone compares to the particle size of the dispersed phase, producing anomalous flow effects. Also, it is difficult to keep very mobile or viscoelastic fluids in the rheometer gap.

Liquid Density

The density of a material is defined as its mass per unit volume, presented in units such as gm./cu.cm. or slugs/cu.ft. Specific weight or weight per unit volume is a related property. In the English system this has units of lb./cu.ft.

Specific gravity is a third way to express density. It is the ratio of a liquid's density to that of pure water at a reference temperature. Generally, engineers use 60 F. as the standard while physicists use 4 C.

Temperatures corresponding to a specific gravity value are generally given by a fraction, the numerator being the temperature of the liquid and the denominator being the temperature of the reference, water. Thus, the term sp.gr. 80 F./60 F. refers to the ratio of the liquid's density at 80 F. divided by the density of water at 60 F. In the metric system densities and specific gravities referred to 4 C. water are numerically equal since water's density at that temperature is 1.000 gm./cu.cm.

In addition, densities are expressed in arbitrary scale units such as degrees Baume or degrees A.P.I. These scales were developed by industries in which density is the parameter generally used to specify another property, such as solution concentration. Sulfuric acid, for instance, is sold on the basis of a specific gravity specification.

Measuring Density

The simplest density measuring technique is to use a pycnometer—a flask of precisely known volume in which the weight of the liquid in question and that of water are measured and compared. The Westphal balance is the basis of a second method. Here the weight of a bob is measured when suspended in the fluid and in water at the reference temperature. Specific gravity is then the ratio of the apparent losses in weight.

Density is commonly determined with a hydrometer, a glass float that sinks in the liquid until it displaces a volume of liquid equal to its own weight. Density is then read directly from the liquid level on a calibrated stem that extends above the surface.

Temperature and pressure both change liquid density. A generalized scheme for correlating densities of many liquids with reduced temperature and pressure was proposed by Watson.²⁵ The form of the expression is:

$$\rho = (\rho_1/W_1) W \quad (23)$$

where ρ and W are the density and expansion factors of the liquid at reduced temperature and pressure T , and P . ρ_1 and W_1 are the corresponding factors at T_1 and P_1 . The dimensions parameter W may be plotted as a seemingly unique function for all liquids (Fig. 8).

One only needs to know the critical temperature and pressure of a liquid and its density at some other temperature and pressure in order to use the correlation. Predictions are usually in error by less than 5% if the reference state is chosen near the liquid's normal boiling point.

Bibliography

1. Streeter, V. L., "Handbook of Fluid Dynamics," McGraw-Hill, N. Y. (1961).
2. Metzner, A. B. & Whitlock, M., Trans. Soc. Rheol., 3, 225 (1959).
3. Metzner, A. B., in "Advances in Chemical Engineering" Vol. 1, Academic Press, N. Y. (1956) Drew, T. B., & Hoopes, J. W., (Editors).
4. Calderbank, P. H., & Moo-Young, M. B., Trans. Inst. Chem. Engrs., 33, 26 (1955).
5. Metzner, A. B., Rheol. Acta, 1, 205 (1952).
6. Ostwald, W., Kolloid-Z., 38, 261 (1926).
7. Glasstone, Laidler, & Lyring, H., "Theory of Rate Processes," McGraw-Hill, N. Y. (1941).
8. Rolner, M., "Deformation, Strain, and Flow," Interscience, N. Y. (1960).
9. Rabinowitch, B., Z. Phys. Chem., A 145, 1 (1929).
10. Philippoff, W., Kolloid-Z., 11, 1 (1935).
11. Bingham, E. C., "Fluidity and Plasticity," McGraw-Hill, N. Y. (1922).
12. Kauzmann, & Eyring, H., J.A.C.S., 62, 3113 (1940).
13. Bridgeman, P.
14. Ferry, J. D., "Viscoelastic Properties of Polymers," Wiley, N. Y. (1961).
15. Doolittle, A. K., J. Appl. Phys., 23, 418, (1952).
16. Hiral, E., & Eyring, H., J. Poly. Sci., 37, 31 (1959).
17. Brasie, W. C., Chem. Eng. Prog., 45 (1963).
18. Van Wazer, J. H., Lyons, J. W., Kim, K. Y., & Culwell, R. L., "Viscosity and Flow Measurement," Interscience, N. Y. (1963).
19. Krieger, I. M., & Maron, S. H., J. Appl. Phys., 25, 72 (1954).
20. Harley, E. B., J. Appl. Phys., 28, 624 (1957).
21. Klein, I., & Duvdevant, I. J., in "Computer Programs for Plastics Engineers," Reinhold, N. Y. (1964). Klein, I., & Marshall, D., editors.
22. Seyer, F. A., & Metzner, A. B., Can. J. Chem. Eng., 43, 121 (1967).
23. Tordella, J. P., Rheol. Acta, 1, 216 (1952).
24. Bingham, E. C., & Green, H., Proc. A.S.T.M., 19, 640 (1919).
25. Watson, K. M., Ind. Eng. Chem., 36, 398 (1943).

Meet the Author

Martin H. Wohl is group leader in charge of process development for the technical dept. of the Plastics Products and Resins Div., Monsanto Co., Kenilworth, N. J. His field of specialization has been polymer processing, with emphasis on fluid dynamics and heat transfer aspects of extrusion, film and sheet forming, and foam production. He has a B.Ch.E. from Cornell University and has done graduate work in chemical engineering and polymer science at the University of Massachusetts.



Water-soluble polymers for drilling fluids

R.V. Lauzon
NL Baroid/NL Industries Inc.
Houston

Water-soluble polymers can be classified according to their origin, structure, or utility. These classifications will be extended to include most polymers used in the petroleum industry. Examples show how their structure and functional groups control the drilling uses of the polymers.

Carboxylated polymers are widely used, and their utility varies according to the strength of the carboxyl groups.

Polymers can belong to mixed classes, such as derivatized natural polymers and synthetic copolymers. Polymers can be "designed" to perform in special uses by copolymerizing different class monomers or by making a polymer and then reacting to it insert functional groups.

Copolymerizing various monomers, at various ratios, to yield different molecular weights, can produce an infinite spectrum of copolymers.

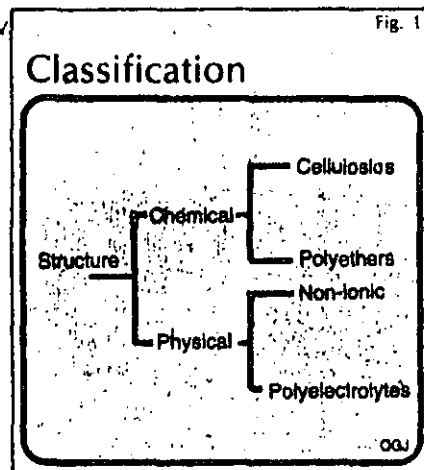
Only cost, raw material availability and imagination can limit the engineering of polymers suitable to the drilling industry.

This article reviews that portion of polymer chemistry which would be most useful to a drilling fluid user. It is limited to water base fluids and hence, water-soluble polymers. No attempt is made to cover all aspects of water-soluble polymers, but only those which can help the practicing engineer gain a good qualitative understanding of the products he uses every day.

Therefore, the emphasis is on descriptive physical chemistry of polymers rather than synthetic organic chemistry.

The mud engineer has a problem: He would like to understand the products that he uses without having to get involved with all the fundamentals of the science. Secondly, he is work-

Based on a paper presented at the 1982 Drilling Technology Conference of the International Association of Drilling Contractors, Mar. 9-11, 1982, Houston.



ing with complex formulations that also involve colloids. Thirdly, the mud scientist is approached by many chemical companies who tout their polymer knowledge without having too much experience in the fundamentals of rheology, downhole performance, and filtration of clay slurries.

This article will help bridge the gap between the fundamentalist and the mud engineer.

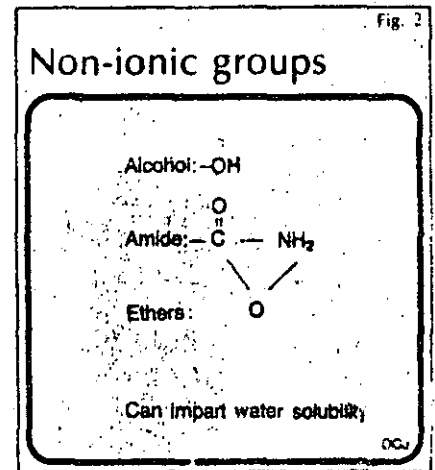
Water-soluble polymers. To do this, we will broaden our definition of water-soluble polymers to include those which may not form true solutions. These may be hydrocolloids. That is, they may swell and disperse in water rather than dissolve.

By definition, the term water soluble, is used here in a very broad sense and encompasses those polymers which are only partially water soluble. This degree of water solubility will turn out to be extremely important in determining the utility of a polymer in a drilling fluid formulation.

Classification. Polymers can be classified in many ways. We have already focused on one particular class: the water-soluble type. We will further classify according to:

- Origin
- Structure
- Utility

From an origin standpoint the polymer can be natural, modified, or syn-



thetic.

If the polymer originates in nature and no major chemical changes are made in the processing, it can be classified as natural. If some chemical modifications are performed, it should be termed modified. A completely synthetic polymer is created when one or more materials (monomers) are chemically reacted to form a completely new product. Needless to say, this classification, by origin, is not always "cut and dried."

Natural polymers are quite complex. The repeating units ("mers") may not always be known and their molecular weights may vary. In most cases they are hydrocolloids and a true molecular weight cannot be determined. Their colloidal properties are not well known either and their application has grown without this knowledge.

Starch is a good example of a natural polymer which is used in drilling fluids in sizable quantities.

Modified polymers are made from natural precursors. The modification is usually done to enhance a particular characteristic such as water solubility, salt tolerance, or temperature stability. The result is usually increased performance at high cost. Hydroxyethyl cellulose (HEC) is an example of a modified polymer which has many enhanced properties over its cellulose precursor.

Synthetic polymers are made by

reacting a monomer with itself to form a homopolymer or by reacting different monomers to form a variety of copolymers. Many different polymers can be made with well engineered properties but many times the costs are prohibitive. Polyacrylates are a class of synthetic water-soluble polymers.

Note that natural starch is less expensive than HEC, which is less expensive than polyacrylates. But as a general rule, the custom-made polymers are more effective, pound-for-pound.

Water soluble polymers can also be classified by structure (Fig. 1). There are different ways of doing this, depending on whether we use their chemical or physical structure. Even within each of these, there are various ways of subdividing. An example of a chemical class of polymers is the cellulose. This could encompass cellulose as well as its derivatives. Another example is the polyethers.

It is often simpler to classify according to physical structure such as that related to the electrical nature of the polymer. In that sense, some polymers have no electrical charge and are named non-ionic. Others are charged and resemble electrolytes. They are called Polyelectrolytes.

Alcohol, amide, and ether groups are representative of non-ionic groups which impart water solubility to polymers. These can be recognized by the molecular structures shown in Fig. 2.

Such functional groups are quite hydrophilic; i.e., they attract water. However, they do not ionize. Hence, they bear little or no electrical charge and their water solubility will not be as greatly affected by ionic strength or electrolyte content.

Polyelectrolytes have functional

groups which ionize in water and the type of charge developed can determine their utility.

They can be categorized as shown in Fig. 3.

If the polyelectrolyte contains only one type of functional group it is a simple polyelectrolyte. If there is more than one functional group, it is complex. Simple polyelectrolytes can be anionic or cationic. Complex polyelectrolytes can also be amphoteric and contain both anionic or cationic character.

Simple polyelectrolytes can be classified as shown in the diagram of Fig. 4.

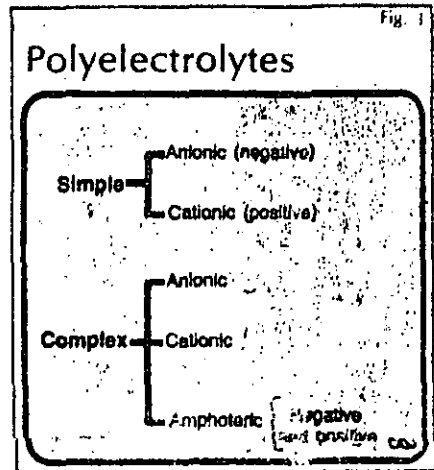
An acid (anionic) polymer can dissociate by losing a hydrogen ion to form a negatively charged polyelectrolyte. A base polymer accepts hydrogen ions to form a positively charged polyelectrolyte. The functional group can be weak or strong, depending on the ease of dissociation.

The degree of dissociation controls the charge on the polymer. Figs. 5 and 6 show this in a qualitative fashion.

If the molecular weight and polymer concentration are high enough, the viscosity profiles will resemble the polymer charge profiles.

This can be explained by examining one of the profiles such as the weak acid one. As the pH increases, the weak acid groups dissociate and the polymer becomes more negatively charged. The charged functional groups (e.g., carboxyl) repel each other and this causes the polymer chains to uncoil. The long, straightened, polymer chains can then bridge together forming a structure which raises viscosity.

Polyacrylates and hydrolyzed po-



lyacrylamides show this type of behavior.

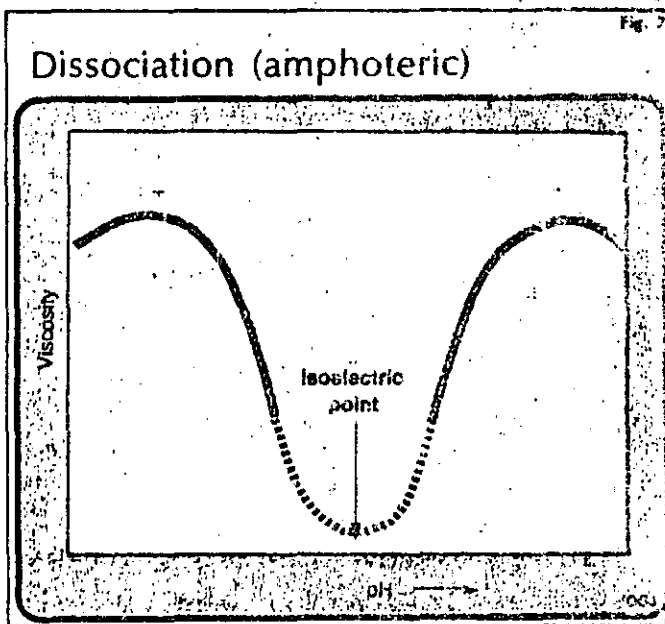
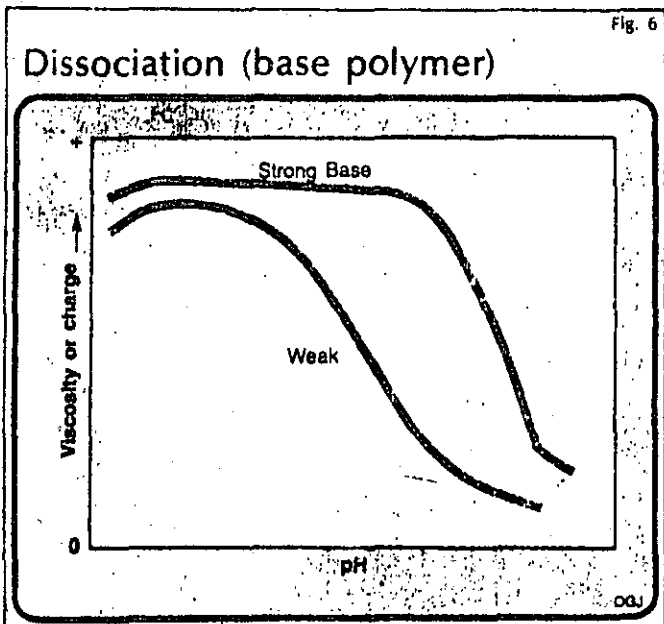
Strong polyelectrolytes, whether acid or base type, will have a flatter viscosity-pH profile showing more stability to pH.

Such polymers will also show greater salt tolerance than weak polyelectrolytes.

Amphoteric polymers. Such polymers contain anionic (negative) and cationic (positive) groups. If both groups are weak the viscosity-pH profile can look as shown in Fig. 7.

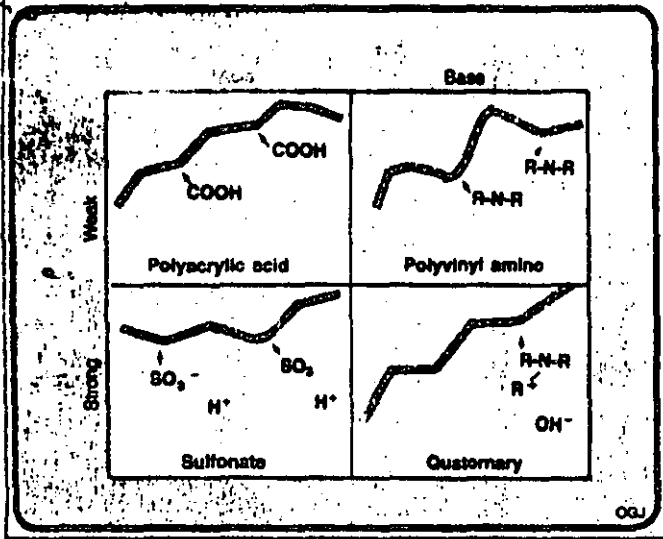
At low pH the polymer is cationic and can show high viscosity. At high pH the polymer is anionic and the viscosity is high also. This is assuming the polymer length (i.e., molecular weight) is great enough to affect viscosity.

At medium pH the viscosity will be low and the polymer may become insoluble (denoted by dashed line). At a particular medium pH, the polymer will have no charge and this pH is termed the isoelectric point. This is a term borrowed from old colloid science concepts.



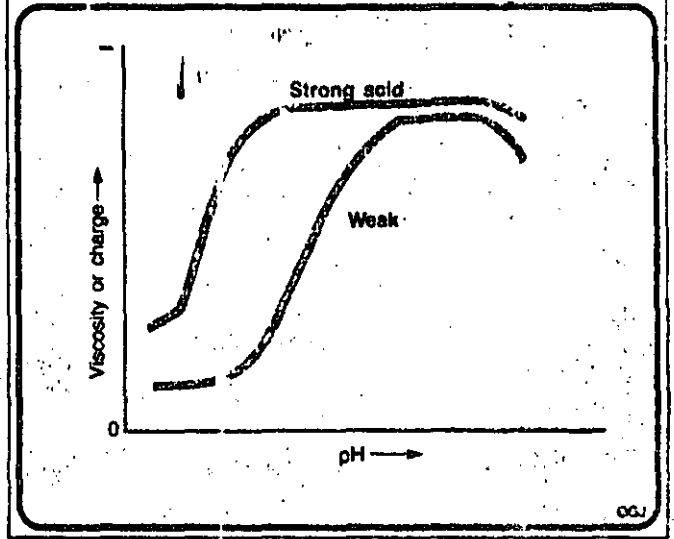
Simple polyelectrolytes

Fig. 4



Dissociation (acid polymer)

Fig. 5



These are general approaches for synthesizing complex polyelectrolytes:

1. Build functionality into the monomers and copolymerize them.
2. Make a polymer, then react it to insert functional groups.
3. Combine 1 and 2.

In this way many copolymer can be designed as shown in Fig. 8.

Utility. Returning to classification of water-soluble polymers, a third method is by utility. For instance, water-soluble polymers can be used as:

- Thickeners
- Flocculants
- Dispersants
- Filtration control
- Soil conditioners
- Adhesives
- Ion exchange resins
- Electroconductive coatings

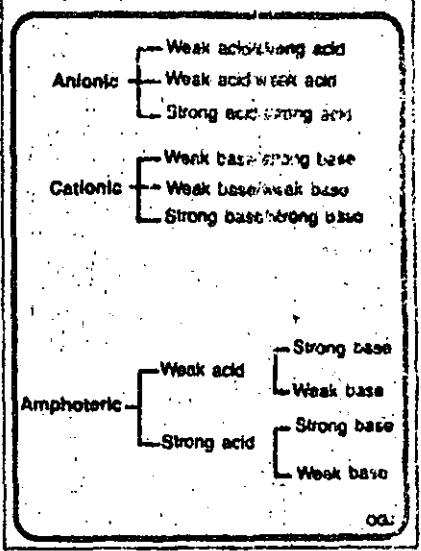
- Encapsulating agents
- Foam stabilizers
- Mold release agents
- Crystallization inhibitors
- Blood substitutes
- Drag reduction
- Membranes
- Dissolvable fibers

Such classification, however, is not specific. A polymer may function as a flocculant in one application and as a dispersant in another. Also, a polymer may function in two or three different ways, in a complex formulation. It is therefore most desirable to classify a water-soluble polymer as completely as possible. A product's trade name or utility can be misleading especially if you are screening it for a new use.

Some general uses for water-soluble polymers in the oil and gas industry are in drilling, acidizing, fracturing, and enhanced recovery.

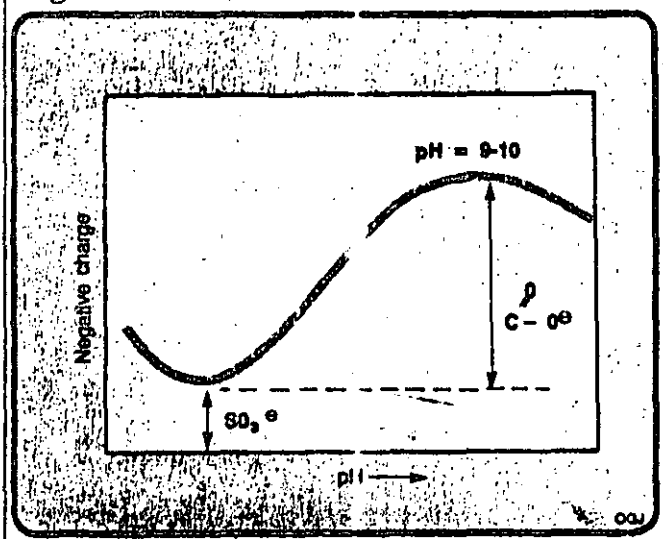
Copolymers

Fig. 6



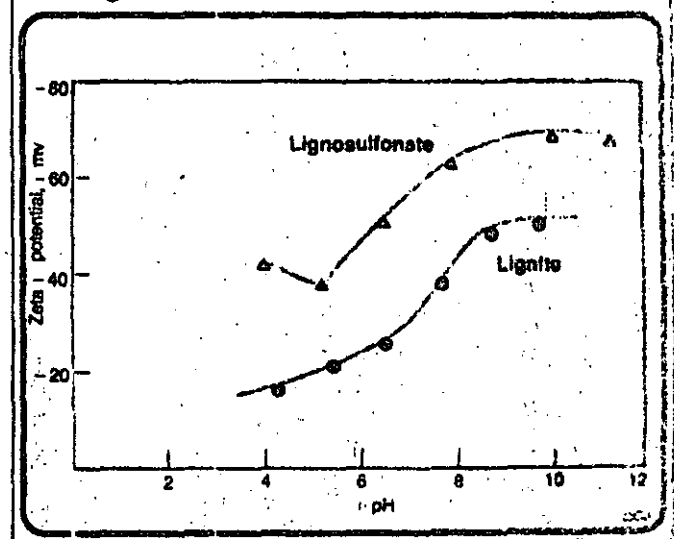
Lignosulfonates

Fig. 9



Charge characteristics

Fig. 10



In drilling fluids, water-soluble polymers can perform many functions, some of which are:

- Fluid loss control
- Increasing viscosity
- Decreasing viscosity
- Controlling shale hydration
- Flocculating drill solids
- Reducing friction and torque

Estimates for polymer consumption in drilling fluids in 1978 are shown in the following table:

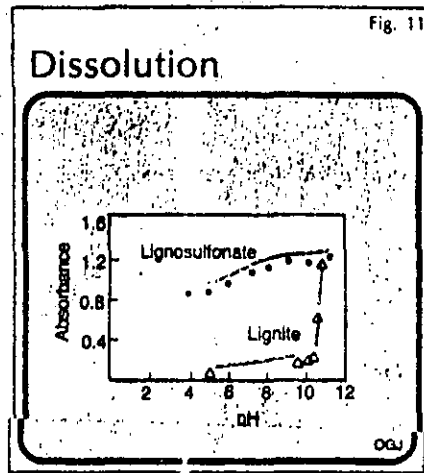
Lignosulfonates	65,000
Lignite	55,000
Sulfonates	13,000
Carboxymethylcellulose	12,000
Hydroxyethylcellulose	2,500
Acrylic polymers	2,500
Alkylene oxide polymers	2,000
Xanthan gum	1,000

Lignosulfonates. The primary use of lignosulfonates is as thinning agents. These thinners are complex polymers which are not completely soluble in water. They form a dispersed phase of colloidal dimensions and a soluble portion of lower molecular weight. They are by-products of the sulfite process for the separation of cellulose pulp from wood.

The main type used in drilling fluids today is the ferrochrome lignosulfonates. The iron and chrome come from two oxidizing agents used in manufacturing. They cause the oxidation of alcohol groups to carboxyl groups which will ionize at high pH in water.

Therefore, lignosulfonates contain a strong acid group (sulfonate: $-SO_3^-$) and weak acid groups (carboxylic: $-COOH$). The electrical charge as a function of pH will look as shown in Fig. 9.

Lignosulfonates are, therefore, colloidal polysulfocarboxylates. They adsorb on bentonite, clays and increase

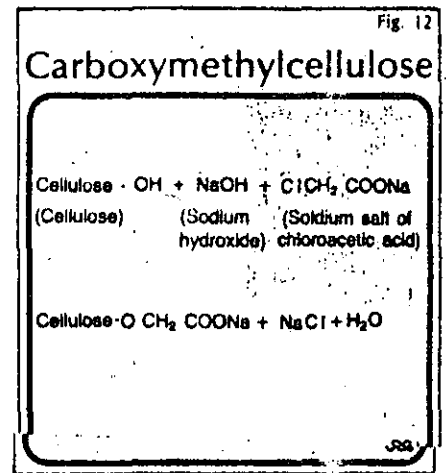


the clay surface charge at pH 9 to 10. This causes increased repulsion between clay aggregates and deflocculates clay systems to reduce low shear rate viscosity parameters such as yield point and gel strength.

Chrome lignosulfonates lose their thinning efficiency at higher temperatures, and filtration rates can be affected also (350°F.). It has been reported that thermal degradation begins at 330°F. It is possible to restore thinning with sodium chromate if no degradation has taken place.

Lignite. The type of lignite used in drilling fluids is Leonardite and contains up to 80% humic acid which is well known as a soil conditioner. Humic acids are carboxylic compounds of low molecular weight (<4000). Lignite is used as a thinner and as a fluid loss control agent.

The colloidal fraction, in lignite, has a similar charge to pH relationship as lignosulfonate with an important difference. The low pH charge is lower on lignite due to the absence of strong sulfonate groups. This carries through the whole pH range as shown

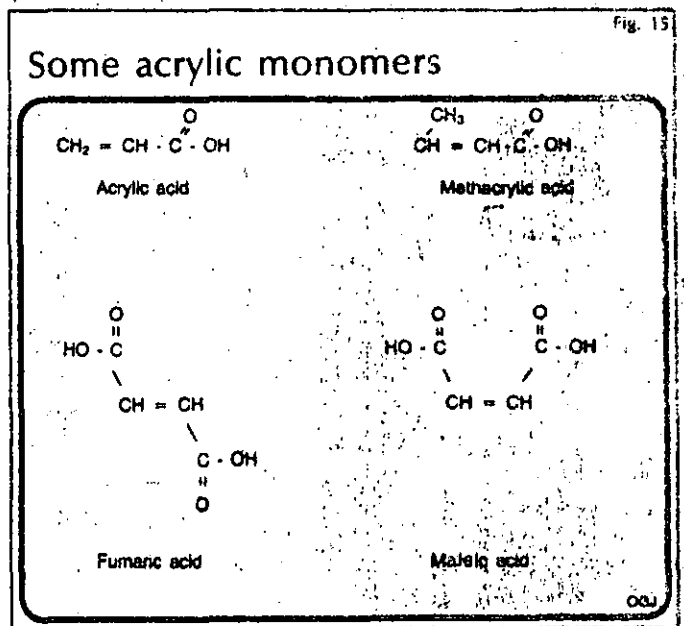
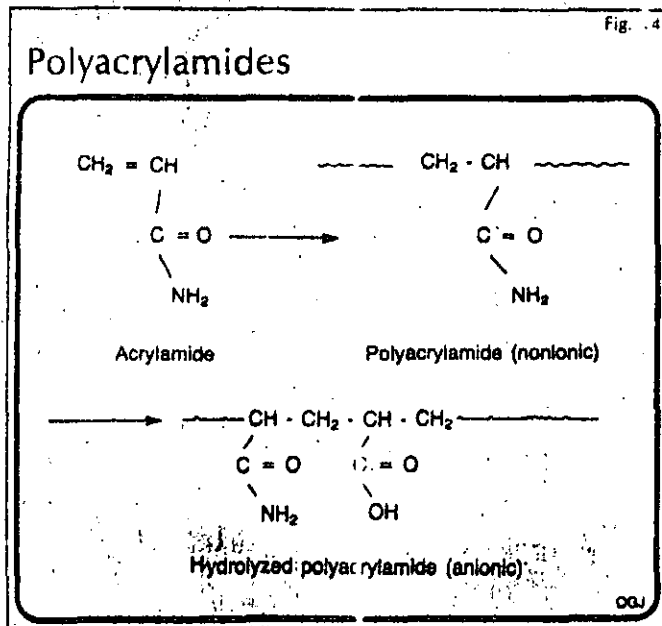


by the zeta potential diagram in Fig. 10.

Lignite needs a high pH to make it soluble in water. In Fig. 11 the curves of absorbance as a function of pH show the dissolution of lignite occurring at a specific pH of 10.5 to 11.0 while the lignosulfonate only dissolves slowly over a wide range. Complete dissolution of the lignosulfonate does not occur while the lignite does.

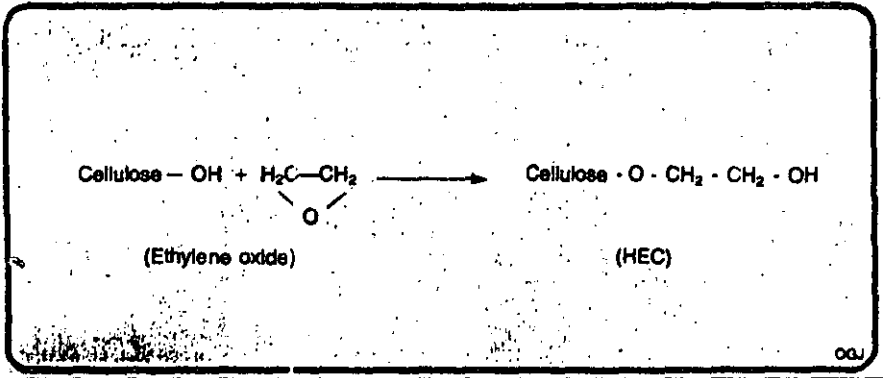
Due to the absence of strong functional groups (sulfate or sulfonate), lignite is not a good thinner for salty or calcium contaminated fluids. In fresh water muds, however, lignite maintains good fluid loss control at high temperatures. The colloidal mechanisms are not known which could explain how lignite works at high temperatures. It is possible that high temperatures favor the dissolution of lignite and enhanced absorption at the clay surface.

It may also be plausible that the lignite, at high concentrations (10-15 ppb), is itself a colloidal system which forms an impermeable gel filter cake.



Hydroxyethylcellulose

Fig. 13



The experiments need to be performed to gain better understanding.

Lignite is often used in conjunction with lignosulfonates to get synergistic effects on thinning and filtration properties. Many lignite derivatives, sulfomethylated, sulfonated, and others have been patented.

Starches. Starch is pregelatinized for use in drilling muds to help in dispersing this natural polymer. Starch is mainly used for filtration control and works well in salty muds. It is non-ionic and has good electrolyte tolerance even though calcium can cause its coagulation.

Starch has two drawbacks: it requires a biocide to prevent fermentation and it thermally degrades at temperatures above 200°F.

Starch is also used in inhibited muds. It not only provides fluid loss control but also synergizes with the main hydration inhibitor (usually KCl) to stabilize clay shales. The mechanism is called "sensitization." The clay swells less in the presence of KCl and the charge is reduced. This, in turn, enables the polymer to more effectively adsorb and flocculate the clayey material to reduce dispersion and sloughing.

Carboxymethylcellulose. This polymer is of the modified cellulosic type. It contains strong carboxyl groups which place it in the anionic poly-

electrolyte category. Carboxymethylcellulose (CMC) is produced by the reaction of soda cellulose and chloroacetic acid as shown in Fig. 12.

There are three hydroxyl groups per cellulose unit that can be reacted to give a total possible degree of substitution of three. Normally this is in the 0.5 to 0.8 range which yields enough water-loving character to the polymer to make it a water dispersible powder.

CMC is preferred to starch in lower salinity muds since it does not have a biodegradability problem in normal drilling fluid loss although it interacts strongly with bentonites to absorb and enhance the negative charge.

There are three grades available: low, medium, and high viscosity. A higher substituted version is also used in salt water muds. Temperature degradation occurs above 250°F.

This is a versatile polymer and can be made to perform differently by design.

Hydroxyethylcellulose (HEC). HEC is made by reacting alkali cellulose with ethylene oxide as shown in Fig. 13.

The hydroxyethyl functionality increases the water loving nature of the cellulose. HEC is a nonionic polymer and is one of the most stable water soluble polymers in concentrated salt or brine solutions.

Because of this it is used in brine

fluids as a viscosifier and can reduce filtration in salt solutions.

HEC is acid soluble and finds application in workover fluids to minimize formation damage and yield good return permeability.

The temperature stability of HEC can be extended to 275°F. by using magnesium oxide.

Solutions of HEC can normally be frozen and thawed, or heated to boiling, without any gelation or precipitation taking place.

Acrylic polymers. One of the most widely used synthetic polymers in the drilling fluids industry is the polyacrylamide family. The amide group is nonionic but it can be converted to carboxyl groups which are anionic. This conversion is called hydrolysis and is shown in Fig. 14.

The percent hydrolysis and the molecular weight control the end use. It has been reported that a degree of hydrolysis of 20 to 40% and a molecular weight greater than 3×10^6 gives optimum shale stabilizing activity when formulated with KCl. This is the basis of the polyacrylamide-potassium chloride mud for drilling water-sensitive shales.

There are different methods of making polyacrylamides:

1. Polymerize acrylonitrile and then hydrolyze
2. Polymerize acrylamide and hydrolyze
3. Copolymerize acrylic acid and acrylamide

Polyacrylates resemble hydrolysed polyacrylamides but they differ in that no amide groups are present. Various acrylic acid derivatives can be copolymerized also. Fig. 15 shows some examples.

Such polymers are weak polycarboxylates which can be used as low molecular weights as dispersants and scale inhibitors. At high molecular weights they can perform as thickeners and flocculants. They can be used in drilling muds as filtrate control agents although they usually exhibit low calcium tolerance.

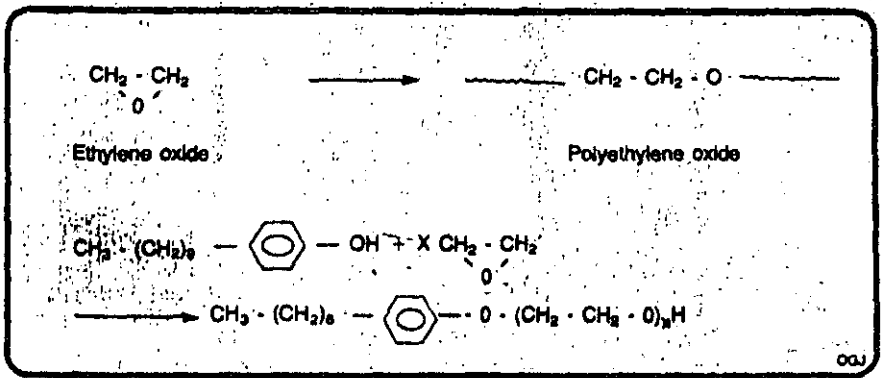
Other polycarboxylates have been used such as a copolymer of styrene sulfonic acid and maleic anhydride for controlling the rheology of high temperature clay/water fluids.

Alkyene oxide polymers. Most of these polymers used in drilling fluids are made from ethylene oxide which is a highly hydrophilic monomer. Homopolymerization yields polyethylene oxide, a highly water-soluble polymer with surfactant and foaming properties. Its nonionic character also gives it salt tolerance (Fig. 16).

Copolymerization of ethylene oxide with hydrophobic monomers containing alkyl and phenolic groups has

Nonionic surfactants

Fig. 16



The author...



Lauzon

Rod Lauzon is a senior research scientist with the marketing technology department of NL Baroid/NL Industries Inc. He holds a BA in physics and chemistry from the University of Toronto, an MS in physics from the University of Connecticut, and a PhD in colloid chemistry from the Institute of Colloid and Surface Science, Clarkson College of Technology, Potsdam, N.Y. He was involved in various management and research positions at Dow, Celanese, and Dart Industries before joining Baroid in 1978.

been the foundation of a whole polymeric nonionic surfactant industry. Fig. 16 shows an example of such a derivative.

Such nonionic surfactants, containing 30 moles of ethylene oxide, are clay flocculants and have been used as the prime ingredient in calcium surfactant muds.

Xanthan gum. This product is a modified biopolymer. It is produced by bacterial action and is in the polysaccharide family of polymers. Its structure is very complex and although it is slightly anionic in character, it has good salt tolerance. It is used as a viscosifier in water or salt solutions and displays good shear-thinning rheology.

Xanthan solutions are very stable to pH although a bactericide is needed to prevent degradation. This polymer is also used in workover and completion fluids since it causes little permeability damage.

The drawbacks to xanthan gum are cost and temperature degradation which begins at 225°F.

Summary. Many of the polymers which are used in the drilling fluid industry were initially developed for other markets such as food additives, textiles, paper, etc.

NL Baroid has recognized this fact and has been able to develop the technology to introduce new polymers by studying the oil field need, the theory, and the practical application.

Such new products will be introduced in early 1982.

Acknowledgement

The author thank NL Baroid/NL Industries Inc., for permission to publish this work.

References

1. "Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids," 4th Edition, G.R. Gray, H.C.H. Darley and W.F. Rogers, Gulf Pub. Co., Houston, Tex.

Swedish group's small-hole

Thomas Dahl
Oljeprospektering AB (OPAB)
Stockholm

Since 1977, Sweden's oil exploration group OPAB (Oljeprospektering AB) has achieved a 75% savings over conventional drilling methods in a Gotland Island project employing a specially designed small-bore drilling technique.

OPAB, a joint venture between government-controlled and private interests, has been searching for oil in Sweden since the early 1970s. Government ownership is represented by Svenska Petroleum, the Swedish state-owned oil company and the only company responsible for financing OPAB's exploration work today.

Background. OPAB's activities have concentrated on those areas of Sweden where geological surveys have shown large sedimentary deposits. These areas are most notably the districts of Skåne, Öland, and Gotland, and the southern part of the Baltic Sea (Fig. 1).

By the end of 1981, OPAB had drilled approximately 377,000 ft in 207 holes, with individual depths ranging from 650 to 8,000 ft. Several different drilling rigs have been used.

The search has only been successful on and near the island of Gotland. The first oil find was in 1974 in southern Gotland in a well drilled with a conventional U.S. rig.

This success was followed by a

continuous drilling program, mainly in the same region, between 1974 and 1976. Four more small fields were discovered.

Studies showed, however, that the costs of conventional rigs being used were unacceptably high in view of the low rate of oil output being obtained. Drilling was, therefore, discontinued in 1976.

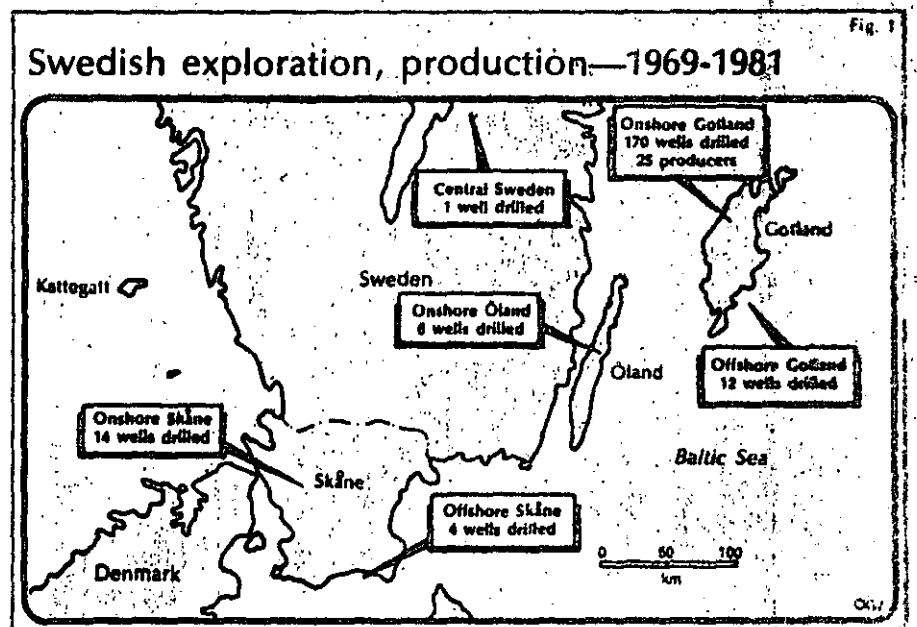
New equipment. OPAB decided that, if any more exploratory drilling was to be carried out in depths down to 1,600 ft, less expensive equipment was required, together with drilling techniques more closely matched to the task.

After a year spent looking for equipment suitable for use in the Gotland conditions, OPAB contacted TCB-Micro-drill (then known as Tung Geoteknisk Borrning AB), which was able to provide a prospecting rig of new design: the Diamec 700 model made by Atlas-Copco Craelius (Fig. 2).

The three companies agreed to share the costs of a trial drilling test to a depth of approximately 1,150 ft.

Costs and performance. Table 1 shows some performance comparisons for the rig. The small diameter and the pipe-handling methods, both new to oil exploration, brought significant savings in costs and time.

Since 1977, 93 holes have been drilled on Gotland using the Diamec-700 rig. These have resulted in the discovery of eight oil-bearing layers, and 19 production wells have been





**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

PERFORACION ROTARIA HIDRAULICA

PROF. ING. PEDRO J. CAUDILLO M.

MEXICO, D.F. DICIEMBRE DE 1985.

TEMA 1

TEMAS *
TEMA 1
EN TODAS
LAS
PORTADAS

CURSO ORGANIZADO EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION
LATINOAMERICANA DE ENERGIA, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES
ELECTRICAS

* } PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS

TEMA: TECNOLOGIA DE LA PERFORACION

PERFORACION ROTARIA HIDRAULICA
PROF. ING. PEDRO J. CABDILLO-M

MEXICO D.F., MAYO 1983

PERFORACION ROTARIA HIDRAULICA.

Este método consiste en perforar el agujero por medio de una barrena rotatoria, retirando los recortes por circulación continua de un fluido de perforación, a medida que la barrena penetra las formaciones. La barrena se coloca al final de una sarta de tubería de perforación. En el sistema convencional rotatorio, se bombea fluido o lodo de perforación a través de la tubería y sale por las toberas en la barrena. El lodo entonces fluye hacia la superficie en el espacio anular alrededor de la tubería de perforación, llevando los recortes en suspensión. En la superficie, el fluido se canaliza a una presa de asentamiento y se recupera en otra presa ya limpio de recortes.

Antes de 1920, el tipo de barrena rotatoria utilizada en perforación de pozos de agua era comúnmente llamado remolino. Este equipo utilizaba la tubería de ademe como tubería de perforación. El extremo inferior de la tubería estaba provisto de una zapata cortadora dentada, con el diámetro exterior mayor que los coples de la tubería. Los dientes de la zapata cortaban y aflojaban los materiales cuando se le daba rotación a la tubería. Se bombeaba agua bajo presión por la tubería para llevar los recortes a la superficie. Arcilla y limo se utilizaban para sellar la pared del agujero y mantener la circulación. Lodos especiales no fueron utilizados. Este método es apropiado solamente para perforar en formaciones blandas que no contienen peñascos.

En 1930, las barrenas en equipo rotatorio para perforaciones de diámetro pequeño en trabajos de sismografía de exploración petrolera, fueron utilizadas también para perforar pozos de agua de diámetro pequeño. A raíz de esta actividad, se desarrollaron perforadoras portátiles montadas en camiones, con las características requeridas para una eficiente y flexible operación en perforación de pozos de agua.

Los equipos para perforación de agujeros para disparos sismológicos, no tenían la suficiente capacidad para perforar diámetros adecuados a pozos de agua. La bomba de lodos y tubería de perforación eran generalmente muy pequeñas para el volumen de fluido de perforación que tenía que circular para permitir perforar eficientemente agujeros de 20.3 y 25.4 cm (8 y 10") de diámetro.



Fig. IV. 10

Cubeta con tijeras y casquillo portacable

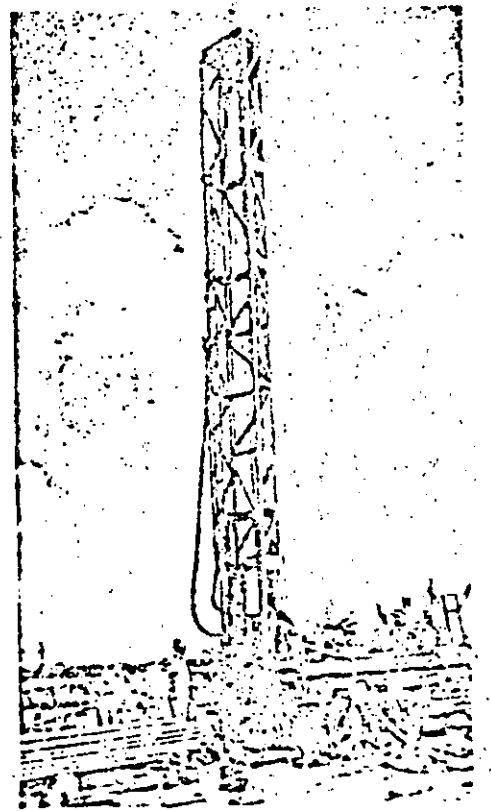


Fig. IV. 11

Equipo convencional rotatorio para perforar hasta 300 mts.

Los dos factores clave en la perforación rotaria son la barrena y el fluido de perforación. Ambos son indispensables para cortar y mantener el agujero en condiciones adecuadas. Todos los componentes del equipo de perforación rotaria están diseñados para hacer simultáneamente estas dos funciones, operar la barrena y mantener en circulación continua el fluido de perforación.

Para entender con claridad las bases de la perforación rotaria, se debe tener en mente la interdependencia de la barrena y el fluido de perforación. El conocimiento de esto es necesario para una operación adecuada de la barrena y básico para juzgar las perforaciones exploratorias y para la terminación de un pozo productor perforado con este método.

Son dos los tipos de barrena generalmente utilizados: tipo rodillo, comúnmente barrena para roca dura, y la barrena de arrastre o de alas con diseño cola de pescado o de tres alas. Las barrenas de fricción tienen hojas cortas forjadas, con aristas cortantes y revestidas con metales duros. Por toberas cortas salen chorros de fluido de perforación a las cuchillas para limpiarlas y enfriarlas. Estas barrenas cortan con rapidez en arenas y arcillas, pero no trabajan bien en grava gruesa o formaciones de roca dura.

La barrena tipo rodillo tritura y rompe, cortando formaciones duras. Los rodillos o cortadores son hechos con dientes duros de varias formas y espaciados entre sí.

Para limpiar la barrena salen de la misma chorros de fluido de perforación eliminando los cortes. La barrena cónica tiene rodillos de forma cónica en vástagos y soportes colocados en ángulo al eje de la barrena. Otro diseño tiene cuatro rodillos o cortadores, dos de los cuales están colocados en ángulo y dos normales al eje vertical.

La barrena tricónica es la más aceptada en el campo. La selección de los cortadores en cuanto a número y longitud de los dientes depende primeramente del tipo de formación que se va a penetrar.

La barrena opera en la parte inferior de la sarta de perforación, que es en esencia un eje tubular largo. Este consiste de tres partes: uno

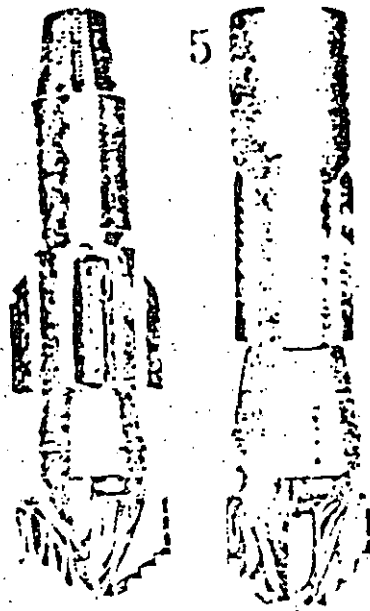


Fig. IV. 12

Barrena de alas con hojas reemplazables



Fig. IV. 13

Lasira - barrenas suministran el peso sobre la barrena

o más lastrabarrenas justo arriba de la barrena, uno o más tramos de tubería de perforación y una flecha cuadrada o hexagonal.

Cada lastrabarrena es, en efecto, un tramo de tubería de perforación de pared de espesor considerable. Uno o más de éstos se utilizan para añadir peso al sistema de perforar. Esta concentración de peso justo arriba de la barrena ayuda a mantener el agujero derecho y vertical.

La tubería de perforación es sin costura, comúnmente en tramos de 6 m (20 pies), con un piñón en un extremo y una caja en el otro. Los diámetros de la tubería para pozos de agua van de 6.03 a 11.43 cm (2 3/8 a 4 1/2") B. El tamaño indica el diámetro exterior de la tubería de producción. Es importante el diámetro porque la perforación de pozos de agua requiere un promedio alto de circulación. El diámetro adecuado reduce la fricción en la tubería y la energía requerida para la bomba. Una buena regla es seleccionar tubería de perforación con juntas cuyo diámetro exterior es aproximadamente 2/3 del diámetro del agujero; pero este promedio puede ser no práctico para perforar agujeros con diámetro mayor de 25.4 cm (10").

La flecha cuadrada (kelly) constituye la sección predominante de la columna de la tubería de perforación. Pasa a través y se acopla en la abertura de la mesa rotaria. La forma exterior puede ser cuadrada, hexagonal o redonda, con ranuras o acanalado a lo largo y en la pared exterior. El kelly es unos cuantos metros más largo que cada tramo de la tubería de perforación. Su diámetro interior es menor que el de la T.P. por el mayor espesor requerido.

La sección cuadrada, hexagonal o ranurada del kelly trabaja arriba y abajo a través de un buje de transmisión en la mesa rotaria. Con los bujes propiamente instalados alrededor del kelly, la barrena y el vástago de perforación son forzados a girar con la mesa rotaria. Mientras gira, el kelly se desliza hacia abajo para alimentar la barrena a medida que se perfora.

El extremo inferior del kelly está provisto de una junta substituta para conectarse a la T.P. La unión substituta evita el desgaste de la rosca del piñón del kelly o flecha cuadrada, que resulta de conectarse y desconectarse cada vez que se agrega o retira un tramo de T.P. El extremo superior

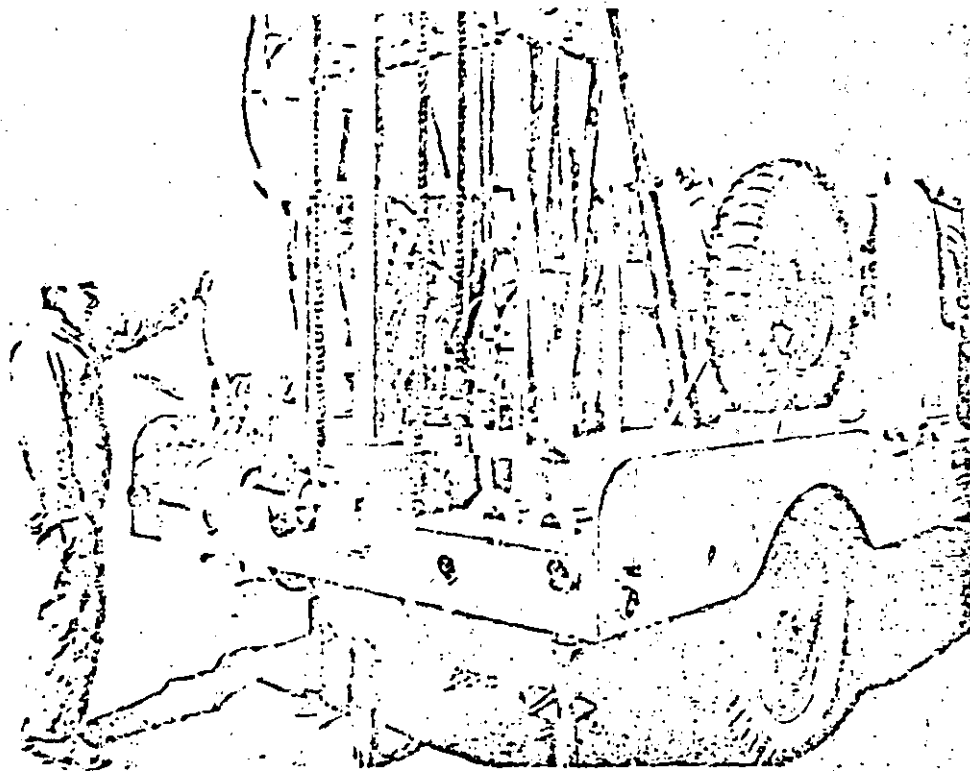


Fig. IV. 14

Se muestra componentes del equipo rotatorio, flecha cuadrada, meso rotatoria, cadenas para empuje de la barrena, repisa de controles y tambores del malacate.

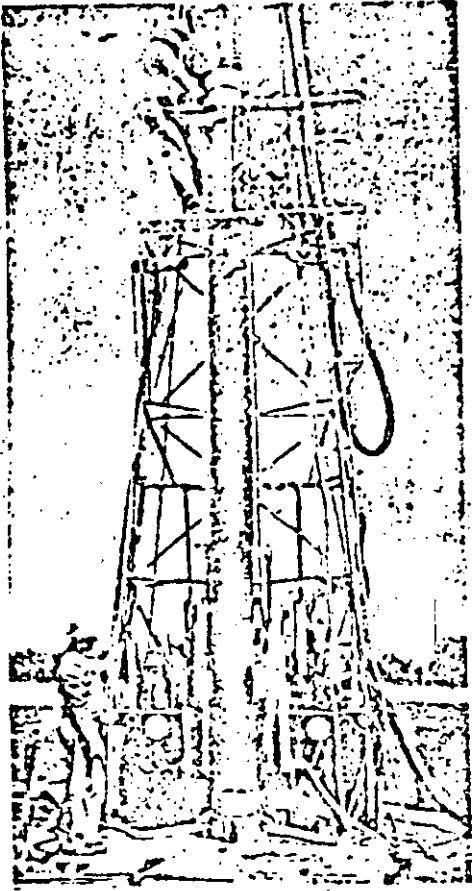


Fig. IV. 15

Corriendo el ademe en un pozo perforado por el sistema rotatorio



Fig. IV. 16

Detalle de una junta con piñón, instalada en el extremo de la T. P. con recalcado interior

del kelly se conecta a una unión giratoria por medio de una junta roscada de paso izquierdo.

La sarta de perforación completa cuelga de la unión giratoria hidráulica que está suspendida por una polea viajera de la torre. Un cojinete especial de empuje entre las dos partes de la unión giratoria soporta totalmente el peso de la sarta mientras permite que gire libremente la tubería de perforación.

FORMACION DEL ENJARRE DE LODO

Una capa de lodo (o costra) se forma en la pared del agujero a medida que la perforación progresa. Este revestimiento de lodo, arcilla y coloides se forma por el efecto de filtración originado por la presión del fluido de perforación, separando algo del agua que se filtra a las formaciones. La costra de lodo que enjarra la pared del agujero y retiene partículas sueltas de materiales, protege la pared de la erosión ocasionada por el flujo de fluido de perforación y ayuda a sellar y reducir la pérdida de fluido en las formaciones permeables.

El enjarre retiene las partículas sueltas porque es plástico y pegajoso, pero no resiste la más mínima presión originada en las formaciones que pueda dañar el agujero. La resistencia a colapso del agujero resulta de la presión hidrostática del fluido de perforación. El enjarre sirve solamente como un revestimiento flexible o membrana que transmite la presión hidráulica del lodo a la pared del pozo; algo como un globo de hule puesto en el agujero y lleno de lodo de perforación.

FLUIDO DE PERFORACION

El fluido de perforación puede ser desde agua lodosa hasta una mezcla viscosa de un material especialmente diseñado para el objetivo previsto.

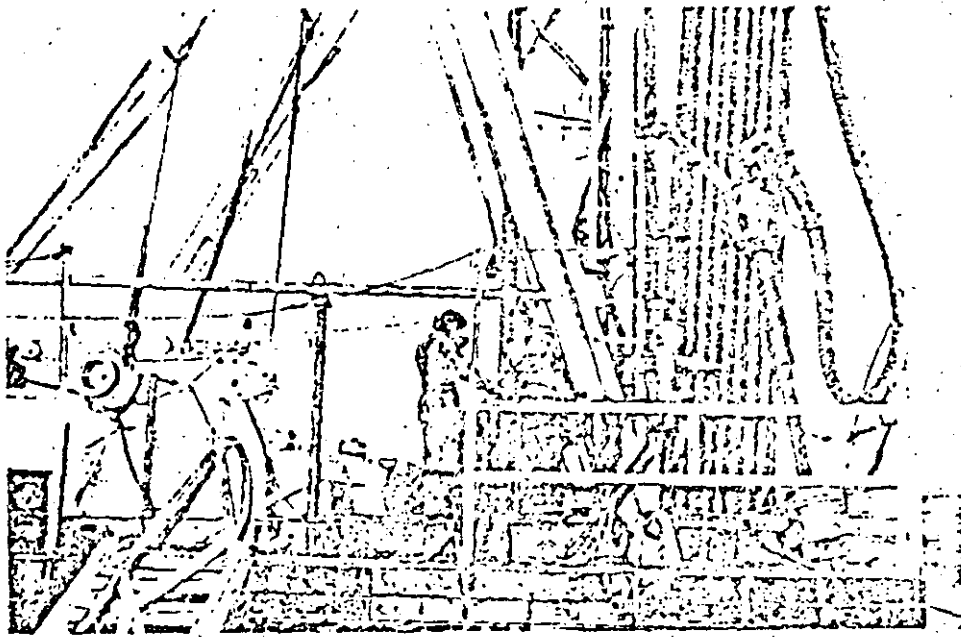


Fig. IV. 17

Equipo de perforación rotatorio para perforar pozos de agua de 1200 m. de profundidad.

Es importante entender las funciones esenciales del fluido de perforación, como son las siguientes:

1. Servir de soporte de la pared del agujero para evitar derrumbes.
2. Arrastrar los recortes del fondo del agujero hacia el exterior.
3. Sellar la pared del agujero para reducir la pérdida de fluidos.
4. Mantener en suspenso los recortes cuando se pierde la circulación.
5. Limpiar y enfriar la barrena.
6. Lubricar los baleros de la barrena, de la bomba de lodos y T.P.

El lodo de perforación soporta el agujero y previene los derrumbes, por la presión del fluido contra la pared del mismo.

El agujero se mantendrá abierto mientras la presión hidrostática del fluido es mayor que la presión de las formaciones y cualquier presión artesiana en el acuífero, que tienden a derrumbar el pozo.

La presión del lodo resulta a cualquier profundidad, del peso de la columna arriba del nivel estático de agua, más la diferencia entre el peso del lodo y el del agua abajo del nivel estático.

No existe una fórmula matemática para calcular la presión que tiende a derrumbar en diferentes formaciones y a diferentes profundidades. El peso del lodo requerido para un caso en especial no puede precisarse con exactitud. En la práctica, el perforador se confía en su pasada experiencia en la preparación del lodo. Si empieza a tener problemas de derrumbes mientras perfora, él debe agregar más bentonita o material de peso para incrementar el peso del lodo, y así desarrollar la presión en el agujero y sobreponer la tendencia al derrumbe.

El espesamiento del lodo para aumentar su peso puede llegar muy lejos. Se puede llegar al punto en que la bomba no pueda bombear el fluido a través del sistema. En tal caso, se deben utilizar materiales especiales para incrementar el peso del lodo sin aumentar su viscosidad.

La habilidad del fluido para levantar partículas aumenta rápidamente a medida que la velocidad y viscosidad se incrementan. Después de que los recortes son arrastrados a la superficie, es esencial que sean eliminados del lodo a medida que éste fluye a baja velocidad a través de la presa de asentamiento. Los resultados deseados son obtenidos controlando la viscosidad y el peso del lodo, ajustando la velocidad de la bomba y el diseño apropiado de las presas.

La cantidad de fluido que pasa a la formación y el enjarre que se forma en la pared del agujero, varían con la porosidad de la formación que se está penetrando y con las características del fluido de perforación. Estas propiedades se controlan cuidadosamente en la perforación petrolera, pero generalmente no se les dá mucha importancia en perforación de pozos de agua. La distancia de la invasión del lodo hacia los poros de la formación productora es de considerarse en ambos casos. Las arenas saturadas de agua son más permeables que las que contienen petróleo, y por esto una apreciable cantidad de lodo puede invadir la formación. Esta invasión de lodo continúa hasta que los poros de la formación se tapan. Una vez obstruidos se forma el enjarre en la pared del agujero. En arena y grava gruesa se pueden perder grandes cantidades de fluido hacia la formación antes de que la pared esté perfectamente sellada. La desventaja de esto es que todo el lodo que invade la formación debe eliminarse de los poros durante el desarrollo del pozo. De otra manera, la arena permanecerá parcialmente obturada y el pozo tendrá una baja producción.

Es necesario para perforación de pozos de agua, preparar un lodo que produzca un efecto sellante con poca invasión hacia la formación, y que no sea muy viscoso para bombearse con equipo standard. Es aconsejable usar en cierta proporción, bentonita de alta calidad, porque generalmente produce un sello efectivo y rápido antes de que se presente la invasión.

Cuando se interrumpe la circulación del fluido de perforación para agregar tubería o por otras razones, los recortes que lleva la columna de lodo tienden a caer. Si se asientan rápidamente, estos recortes pueden puentear las juntas de la T.P. y acumularse hasta cierta profundidad en la cima de la barrena. Para recuperar la circulación y mover estos recortes

puede requerirse una presión excesiva de la bomba; si no se tiene éxito, la tubería se atrapa en el agujero. Un buen lodo de perforación puede suspender las partículas en un lugar porque desarrolla una fuerza gelatinosa cuando fluye lentamente o cesa de fluir. Las propiedades gelatinosas del lodo de perforación varían, pero es relativamente fácil obtener un fluido que suspenda la mayor parte de las partículas cuando se interrumpe la circulación.

La cantidad de partículas depositadas en la filtración de agua inyectada en las paredes del pozo, varía con el tipo de arcilla y coloides del lodo. Esta propiedad de pérdida de agua del lodo y la presión diferencial del fluido en el agujero, influyen en el espesor del enjarre. Si el agua se inyecta muy rápido, se produce un enjarre muy grueso que puede interferir con el movimiento de la tubería. La pérdida de agua puede controlarse utilizando materiales apropiados para el lodo. Los chorros de fluido limpian, enfrían la barrena, ya que son enviados a altas velocidades sobre las cuchillas y el cuerpo de la barrena. El lodo de perforación, propiamente adicionado, es un excelente lubricante.

Para que el lodo cumpla su función de lubricador, los recortes y la arena deben ser removidos efectivamente a medida que el lodo circula por las presas.

CONTROL DE LODO DE PERFORACION

Las propiedades que afectan la habilidad del lodo de perforación para cumplir con sus funciones esenciales en la perforación de pozos de agua, son: densidad, viscosidad, fuerza gelatinosa, filtración y contenido de arena. Tres de éstas, densidad, viscosidad y contenido de arena, deben ser medidas durante la operación, para tener una base para el control adecuado del lodo durante la perforación.

El uso de bentonita de alta calidad como la mayor porción del contenido de arcilla del lodo, asegura una suficiente fuerza gelatinosa y baja propiedad de filtración para la perforación de pozos de agua. En tal caso

las pruebas de campo de estas propiedades se pueden omitir, excepto en operaciones críticas.

En términos de gramos por centímetro cúbico se mide la densidad del lodo, en el campo, utilizando una balanza de lodos. Este aparato tiene un recipiente en un extremo y una barra y una pesa en el otro. El recipiente es para una fracción fija de volumen de fluido. El brazo de la balanza está calibrado en gramos por centímetro cúbico. La posición de la pesa, donde se balancea la muestra del lodo, indica el peso del lodo o densidad. Para la perforación de pozos de agua, es deseable un peso de aproximadamente 1.15 grs/cm^3 (9 lbs/gal). La excesiva retención de arena en el lodo puede incrementar su peso a un nivel no deseado.

La viscosidad del lodo de perforación se mide en el campo con un embudo "Marsh". Esta prueba se hace llenando el embudo hasta el nivel (un volumen de 1500 cm^3), tomando el tiempo en segundos para que un cuarto de fluido fluya por gravedad fuera del embudo. Esto no da una medida real de la viscosidad del lodo, pero los valores relativos obtenidos son adecuados para el control cuando se interpretan junto con los resultados de otras pruebas de campo.

El agua indica una viscosidad de 26 segundos en un embudo Marsh. Un buen lodo de perforación que pesa cerca de 1.15 grs/cm^3 (9 lbs/gal), comúnmente indica una viscosidad del rango de 35 a 45 segundos en el embudo Marsh. Si el lodo tiene arena que incrementa su peso a 1.20 grs/cm^3 (10 lbs/gal), la viscosidad disminuye a 35 segundos o menos, aunque su viscosidad real cuando está libre de arena puede ser de 43 segundos. La mayor densidad de lodo con arena hace que fluya a mayor velocidad del embudo. Por el contrario, cuando se incrementa el peso del lodo por los recortes y arcillas que recoge, la viscosidad que indica el embudo Marsh podrá ser mayor que 43 segundos.

El contenido de arena del lodo de perforación se mide por volumen y se refiere a por ciento por volumen.

Un volumen de 100 cm^3 se lava con agua limpia en una malla #200, cuidando de lavar solamente el lodo. Las partículas que se quedan en la malla se pasan cuidadosamente a un tubo graduado en forma de cono. El volumen de arena indicado por los grados se expresa como % lo recomendable es de 1-2 %, menos recomendable menor de 5 %



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

GEOLOGIA DE LOS CAMPOS GEOTERMICOS

PROF. ING. PEDRO J. CAUDILLO M.

MEXICO, D.F. DICIEMBRE 1985.

TEMA 2

GEOLGIA DE LOS CAMPOS GEOTERMICOS
PROF. ING. PEDRO J. CORDILLO M.

P E R F O R A C I O N I I

TEMA I. GEOLOGIA DE LOS CAMPOS GEOTERMICOS

1) GENERALIDADES

Clasificación de las rocas:

rocas	{	Igneas Sedimentarias Metamórficas
-------	---	---

ROCAS IGNEAS

Proceden de la consolidación de los magmas en fusión.

ROCAS SEDIMENTARIAS

Aquellas que se han formado en la superficie de la tierra o en el fondo del agua. Resultan de la acción de los agentes de erosión y de transporte, de la actividad de los seres vivos, o de procesos físico-químicos, y procesos de sedimentación a presión y temperatura.

ROCAS METAMORFICAS

Son originalmente sedimentarias pero mediante un conjunto de procesos complejos sufren transformaciones en su estructura y composición mineralógica.

Ver Cuadro I.1, Escala Cronológica de la Tierra; Cuadro I.2, Rocas Igneas; Cuadro I.3, Rocas Metamórficas, y Cuadro I.4, Rocas Sedimentarias.

CUADRO No. I.1
ESCALA CRONOLOGICA DE LA TIERRA

ERAS	PERIODOS	TIEMPO ESTIMADO (en millones de años)	
CENOZOICA (Vida reciente)	CUATERNARIO	Reciente	
		Pleistoceno	2
		Plioceno	10
	TERCIARIO	Mioceno	30
		Oligoceno	40
		Eoceno	50
	Paleoceno	60	
MESOZOICA (Vida media)	CRETACEO	130	
	JURASICO	168	
	TRIASICO	200	
PALEOZOICA (Vida antigua)	PERMICO	235	
	CARBONIFERO	315	
	DEVONICO	350	
	SILURICO	375	
	ORDOVICIANO	445	
	CAMBRICO	550	
PROTEROZOICA (Vida Primera)	1 200	
ARQUEOZOICA (Comienzo de la vida)	2 000	

CUADRO No. I.2
ROCAS IGNEAS

Rocas procedentes de la consolidación de los magmas en fusión contenidos en el interior de la Tierra, bien sea en su seno, intrusivas; o en la chimenea de escape, filonianas; o en la superficie terrestre una vez que han conseguido escapar, efusivas. Las condiciones de consolidación repercuten en la estructura y composición mineralógica de las respectivas rocas.

			CARACTERES GEOLOGICOS		
			Intrusivas con estructura holocristalina Consolidadas en el interior. Cristalización perfecta.	Filonianas con estructura porfídica Consolidadas en los diques. Cristalización en dos etapas.	Efusivas con estructura porfídica o vítrea Consolidadas en el exterior. Cristalización defectuosa o nula
<p>A = Antiguas</p> <p>M = Modernas</p>					
COMPOSICION MINERALOGICA	Rocas ácidas y Leucocratas. Más de 55% SiO ₂ Colores claros	Ortosa Cuarzo Biotita	Granito	A Pórfido granítico M Pegmatita	A Pórfido cuarífero M Liparita
		Hornablenda Ortosa	Sienita	A Pórfido sienítico M Aplita sienítica	A Pórfido traquítico M Traquita
		Plagioclasa Hornablenda Nefelina	Diorita	A Pórfido diorítico M Aplita diorítica	A Porfirita; Fonolita
	Rocas básicas y melanocratas Menos de 55% SiO ₂ Colores oscuros	Plagioclasa Diálaga	Gabro	A Gabro-porfirito M Gabro-pegmatita	A Diabasa M Basalto
		Olivino Augita	Peridotita		A Picrita M Limburgita

Cuadro No. I.3
ROCAS METAMORFICAS

Rocas formadas por la acción de los agentes geológicos internos: grandes presiones provocadas por el empuje orogénico, elevación de la temperatura por expulsión de lava y gases magmáticos. Estos agentes, actuando sobre rocas eruptivas o sedimentarias, les provocan una recristalización y ordenación de los cristales, o esquistosidad, que les da nueva estructura. Forman también nuevos minerales llamados metamórficos.

Gneís	grafíticos epidóticos cordieríticos sericíticos micáceos
-------	--

Anfibolitas	granatíferas biotíticas cuarcíferas magnetíticas
-------------	---

Pizarras	cristalinas satinadas
----------	--------------------------

Cuarcitas Mármoles	cristalino
-----------------------	------------

Cuadro No. 1.4

ROCAS SEDIMENTARIAS

Rocas procedentes de la acumulación de rocas preexistentes fragmentadas por los agentes geológicos y aglutinadas por las aguas que llevaban calizas o sílice en disolución, o bien por disolución y precipitación de materias y, por último, por acumulación de restos orgánicos.			
PRECIPITADOS MECANICOS			
TOBAS VOLCANICAS Acumulación de materiales volcánicos		Tobas basálticas, acumulación de grandes fragmentos de basaltos Tobas riolíticas, acumulación de grandes fragmentos de riolitas	
		SIN CEMENTO (Fragmentos sueltos entre sí)	CON CEMENTO (Fragmentos unidos por cemento natural)
PSEFITAS Fragmentos constituyentes de gran tamaño		Cascajos Cantos rodados Gravas	Brechas Conglomerados o pudingas
PSAMNITAS Fragmentos menores que un guisante		Arenas	Areniscas Piedra de amolar o asperón Molasa
PELITAS Fragmentos finísimos		Arcillas Loess	Pizarras arcillosas Arcillas esquistasas
PRECIPITADOS QUIMICOS			
Anhidrita		sal gema	Calizas compactas Dolomitas Tobas calcáreas Travertino
Yeso	alabastro yesoso yeso fétido	sal potásica	
PRECIPITADOS ORGANICOS			
CALIZOS	SILICICOS	CARBONOSOS	FOSFATICOS
Lumaquelas Calizas coralinas Calizas nummulíticas Calizas fétidas	Tripoli Lidita	Turba Lignito Hulla Antracita	Fosforita

2). GEOLOGIA DE CAMPOS GEOTERMICOS EN ROCAS IGNEAS

ESTADOS UNIDOS DE AMERICA. CAMPO THE GEYSERS (1)

El área productora se extiende aproximadamente 2 km a lo largo de la falla Big Sulphur Creek, a un nivel de 600 a 1000 m sobre el nivel del mar y está localizada a 120 km al norte de San Francisco.

La zona productora está cubierta por una mezcla de graywacas, lutitas, basalto y serpentinas del jurásico-cretácico. La zona forma parte del grupo

Estas rocas fueron fuertemente comprimidas y empujadas por la cadena montañosa a lo largo de la costa durante el Mesozoico y a principios del Cenozoico. Al finalizar el Mesozoico, fallas normales afectaron el área en aproximadamente 40 km de largo en dirección NO, en la cual ocurre la zona termal de los geysers y 9 de las mayores minas de mercurio.

En la intersección de los trenes de fallas NO y NE, que constituye un "graben", se encuentra localizado el campo de los Geysers, con bastantes manifestaciones termales en la superficie.

La actividad volcánica ocurrió desde hace 3 millones a 50 000 años; actualmente hay evidencias superficiales en "Cobb" y en el Clear Lake.

Las rocas volcánicas de la región son riodacitas, dacitas, andesita y basalto.

Probablemente la actividad volcánica originó las fallas normales permitiendo que el calor de la masa ígnea del Pleistoceno se conectara con el campo a través de la montaña "Cobb".

Así entonces, el campo es una zona hidrotermal alterada, con manifestaciones de agua de 50 a 100°C. Las aguas son ácidas (P.H. 2-3) y la cantidad de cloruros es similar a la del agua de lluvia 2 ppm.

El vapor del yacimiento está ligeramente supercalentado y su composición es de 99.9% de H₂O. Este vapor contiene alguna cantidad de boro, el

cual se reinyecta al yacimiento sin efecto en la producción.

Los pozos tienen capacidad de producción de 100 000 a 190 000 lb/hora de vapor. La temperatura del yacimiento es del orden de 236 a 288°C. La presión del yacimiento al cierre en la cabeza es de 450 a 480 psig.

Durante 16 años que ha estado fluyendo el campo, no se ha notado declinación en la presión ni en la producción de los pozos. Cada pozo tiene un área de drene de 40 acres (radio = 200m).

Se estima conservadoramente que este campo puede producir 1200 M W, cada pozo 150 000 lb/h.

ISLANDIA

En Islandia las fuentes termales han sido empleadas como calentadores de ambiente, más bien que como generadores de electricidad, debido a su baja temperatura 80°C. Se conocen alrededor de 250 fuentes termales.

Estudios geológicos y sísmicos indican que Islandia está formada por estratos no homogéneos de basalto del Terciario, alcanzando espesores de 3 km o más, cubiertos por basaltos del Terciario, principalmente en la región central y sur de la isla.

La cadena montañosa Mid-Atlantic cruza Islandia, modificando y produciendo modernos valles volcánicos recientes, con flujos de calor.

El distrito volcánico terciario tiene menos fallas y menos manifestaciones termales de temperaturas de 150°C. El distrito cuaternario ocurre a lo largo de un valle NE-SO, que se bifurca hacia el SO. Este valle tiene manifestaciones con temperaturas de 150 a 200°C y manifiesto metamorfismo termal. Las altas temperaturas muestran una asociación con centros de erupción de sílice.

Las áreas termales superficiales están situadas en las intersecciones de estratos volcánicos, diques y fallas. Varias circulaciones artesianas son debidas al contacto con intrusiones magmáticas.

Con la perforación de pozos se sabe que gran cantidad de agua se puede extraer de profundidades relativamente someras, 450 m. La alta producción de agua caliente implica un gran almacenamiento de calor; este hecho condiciona su utilización a la presencia del agua.

Perforaciones en busca de vapor se han hecho en dos áreas, Mamafjall y Hengill. Una planta de 3 MW opera actualmente y se tiene proyectada una planta en Hengill.

JAPON

La geología general de los campos geotérmicos en el Japón está descrita por Saito e Inshikawa. El campo de Matsukawa está descrito por Nakamura; el campo de Otaka por Yamasuki.

Japón es parte de la cadena volcánica Circum-Pacific y tiene un ambiente geotérmico parecido al de Kamchatka y Nueva Zelandia. La mayoría de las manifestaciones en Japón están asociadas con volcanes cuaternarios y domos de riolita, dacita y andesita más bien que basáltica. Muchos de los campos están también altamente a fallados por volcanes del Terciario y áreas graníticas completamente independientes de los Cuaternarios. La fuente de calor de los campos geotérmicos está ligada a volcanes jóvenes, así como a profundas rocas intrusivas del Terciario y probablemente a finales del Mesozoico.

El área de Matsukawa tiene escasa manifestación en la superficie, no obstante, el área de rocas alteradas hidrotermalmente es muy amplia. Vapor y agua está atrapado en los poros de coladas piroclásticas del Terciario fracturado, lutita y areniscas; esta secuencia persiste hasta los 1700 m. Fallas escalonadas ocurridas a finales del Terciario y Cuaternario. Lavas andesíticas del Volcán Marumori del Pleistoceno que está a 1 ó 2 km del campo de Matsukawa, constituyen una capa de 160 m de espesor que cubre antiguos yacimientos de rocas volcánicas.

El sistema geotérmico en Otoke es similar al de Matsukawa, excepto en mucho mayor flujos de agua caliente y vapor en la superficie, y mayor

influencia de la intersección de las fallas en la migración de los fluidos:

A través de estudios de la alteración hidrotermal mineralógica y geoquímica, se han hecho cálculos de la cantidad de calor y reserva de energía por Hayakawa y Naguchi.

El campo de Matsukawa tiene una capacidad de 200 Mm.

La planta de Otoke en Kuysu, tiene una capacidad de 13 Mm.

De acuerdo con Naguchi, en Japón se tiene una capacidad de 8 400 Mm.

MEXICO. Campo Los Azufres⁽²⁾

El área se localiza en la parte NE del Estado de Michoacán y comprende 378 km².

La topografía está formada por la Sierra de los Azufres. En la parte centro-norte se encuentra ubicado el campo geotérmico de Los Azufres y corresponde a un macizo montañoso que define el parte aguas de los amplios valles al norte de Cuitzeo-Araró y que forma parte de la cuenca de captación del Río Lerma Santiago y al sur del Valle de Ciudad Hidalgo, cuya cuenca de captación corresponde al Río Balsas.

El conjunto de tierras está formado por rocas volcánicas del tipo efusivo, dentro del cual la prominencia más notable corresponde al Cerro de San Andrés con 3 500 m s.n.m. Morfológicamente se refleja la estructura geológica, tanto la general como aquella que dá lugar a numerosas fallas, originadas por los movimientos tectónicos ocurridos en épocas geológicas recientes.

Las rocas que constituyen esta zona están formadas por coladas de tipo andesítico, riolitas, tobas y menor proporción de algunas piroclásticas. Las más antiguas corresponden a las andesitas en sus diversas texturas y son las únicas que revelan los movimientos tectónicos acaecidos en forma de fallas orientadas de este a oeste y otras fallas perpendiculares interrumpidas

por domos de riolitas, tobas y otros depósitos más recientes.

El magma producido por la fusión de la placa Pacífico pudo haber subido por estas fracturas corticales, dando lugar a diversas cámaras magmáticas y que en la región de Los Azufres se manifestaron en forma de pilares, a veces hundidos o "grabens" y "horses".

Las rocas que afloran en el área presentan texturas que van desde la afonítica hasta la fanerítica, pasando por la porfiroide. Se pueden observar planos de flujo en las rocas ácidas, en la andesita, porfirítica, así como laseamiento a bajo grado de dinamometamorfismo en las andesitas microgranulares.

Estructuralmente la zona corresponde a uno de los extremos de un "horse" que forma el basamento de una antigua cámara magmática que posteriormente dió lugar a los derrames lávicos de que hemos hablado.

Estos derrames dieron lugar a las grandes masas de andesitas, aglomerados, riolitas, basaltos y tobas que constituyen la región y que en cierto modo reflejan las condiciones estructurales actuales.

La acumulación de vapor ocurre en capas porosas de dacita cubiertas por capas de andesita microlítica y andesita porfídica en alternancias, constituyendo así una zona impermeable que permite el entrampamiento del vapor.

El campo actualmente cuenta con 15 pozos, con los cuales se espera producir con turbinas a boca de pozo, en un futuro inmediato, 50 MW.

SAN SALVADOR. Campo Ahuachapán

La secuencia estratigráfica está clasificada en cinco unidades litológicas.

1. Formación tobaceo-lávica

Andesitas augíticas. La plagioclasa dominante es la andesina, 45% de Ca.

Toba lítica compuesta por fragmentos de andesita, densas, de textura porfirítica rodeadas de ceniza y vidrio.

2. Aglomerados jóvenes.

Formadas por aglomerados andesítico-basalto intercalados con coladas de lava. Localmente se presentan brechas piroclásticas dentro de los aglomerados.

3. Formación andesítica de Ahuachapán

Es una formación homogénea de andesitas augíticas: plagioclasas - andesina-labradorita, con contenido de Ca variable 40-60% pirorenos dominantes augita, egivina e hiperstena.

4. Aglomerados antiguos y brechas-aglomerados antiguos y lavas

Estas dos formaciones se consideran como una sola unidad estratigráfica, ya que en ambas se observan estratos aglomerados alternados con flujos de lava.

NUEVA ZELANDIA

La zona volcánica de Taupo ocurre en correspondencia con la cresta -- submarina Kermadectonga y hacia el oeste de la Falla Alpina. Numerosas manifestaciones superficiales características de zonas geotérmicas pueden observarse.

El campo de Wairakei está localizado hacia el NE de esta depresión y limitado por fallas hacia el este y oeste.

El yacimiento geotérmico ocurre en formaciones de piroclásticos y pumíticos del Mioceno inferior, conectadas con el magma por medio de fallas. Cubriendo el yacimiento y sellándolo se tienen formaciones lacústres, riolitas-Ignimbritas del Pleistoceno Medio.

La profundidad del yacimiento está entre los 600-900 m. La produc--

ción es de mezcla agua-vapor de 26 Ton/hora, con temperatura de 250-275°C, con una presión fluyendo de 75 a 85 psi para generar 192 MW.

En Nueva Zelanda, el 20% de la electricidad proviene de la geotermia.

3. CAMPOS GEOTÉRMICOS EN ROCAS SEDIMENTARIAS⁽¹⁾

ITALIA

La energía geotérmica fue usada por primera vez en el mundo en este país para producir corriente eléctrica en 1904. En Lardarello actualmente se producen 100 MW; en el país se producen 390 MW.

El país cuenta con 9 campos a lo largo de 500 Km en el lado oeste de los Apeninos, en la parte central de Italia. Lardarello y Monte Amiata están al noroeste, a 200 y 139 km de Roma, respectivamente.

La parte geológica ha sido descrita por Surgassi y Monnelli.

El campo Lardarello está en rocas sedimentarias. El vapor seco proviene de la formación Tuscan del Triásico superior al Jurásico superior.

Los estratos están formados de carbonatos y anhidritas. Estas formaciones están cubiertas por una capa de phyllite cristalina y cuarcita y cubierta por un cáotico estrato de arcilla, caliza y ophiolite. Las fallas en el basamento permiten la ascensión de los fluidos termales dentro del medio poroso de anhidrita y las arcillas impermeables actúan como en "cap-rock", sellando los fluidos y el calor del sistema geotérmico.

Las fallas profundas son pre-Cuaternarias y siguen en el Oligoceno la cronología de los Apeninos. Se supone que la fuente de calor proviene de un cuerpo magnético del Mioceno o más joven. Las últimas fallas del post-Plioceno son tensionales y asociadas con el colapso post-orogénico de la margen oeste de los Apeninos. Estas fallas forman una red que localiza la actividad geotérmica.

En la zona siempre se observaron emanaciones de gas y vapor sin agua: actualmente, muchas de estas manifestaciones han desaparecido debido a la explotación del campo de Lardarello.

El gradiente geotérmico es de 30°C por cada 100 m, es decir, 10 veces mayor que el normal.

El Monte Amiata está situado a 70 km SE de Lardarello; tiene un régimen estratigráfico y estructural similar a Lardarello, excepto por la presencia de "ignimbrites" y riolitas del volcán del post-Plioceno.

El tectonismo volcánico originó un nuevo sistema de fallas el cual controla la actividad termal, incluyendo las manifestaciones de gas en los flancos del Monte Amiata.

El gradiente geotérmico es de 10°C por cada 100 m, es decir, 3 veces el normal (3°C cada 100m).

El vapor seco de Lardarello produce 365 MW. Existen perforados 181 pozos y cada uno de ellos produce en promedio 50 000 lb/h a 150°C (2.5 MW), con

una presión al cierre de 74 psi. Las temperaturas se han incrementado con el tiempo de explotación, a excepción de algunas áreas en que la recarga meteorológica alcanza a enfriar el yacimiento.

El Travale y Monte Amiata producen conjuntamente 25 MW de 11 pozos de 78 000 Lb/h.

La capacidad total del sistema se espera de 415 MW.

MEXICO(2)

El país está aparentemente bien dotado de yacimientos geotérmicos - más de 100-zonas con manifestaciones geotérmicas.

El primer campo desarrollado fué el de Pathé, que alcanzó a producir 0.5 MW. Sin embargo, se observó que el yacimiento no tenía la suficiente potencia para sostener en forma continua la producción. El comportamiento de los pozos en cuanto a producción fué más bien intermitente.

El yacimiento en Pathé es un "graben" intensamente fracturado, constituido por andesitas del Terciario y basaltos de 1000 a 1500 m de espesor que cubren calizas del Cretácico.

Se perforaron varios pozos en este campo pero sólo de 4 fluyeron agua y vapor suficiente para generar electricidad. La razón probable de su bajo potencial es la ausencia de permeabilidad en las series volcánicas. Actualmente se tiene pensado alcanzar la caliza del Cretácico con nuevos pozos en donde se espera encontrar mayor potencial.

Cerro Prieto(2)

Está localizado a 30 km al sur de Mexicali. Geológicamente es parte integral del sistema geotérmico del Valle Imperial-Salton-Mexicali, el cual ocurre en el "graben" rellenado con sedimentos.

El campo actual de explotación está ubicado en la planicie aluvial del Valle de Mexicali, constituida en parte por sedimentos cuaternarios de pie de monte de la Sierra de los Cucapá y deltáicos depositados por las corrientes divagantes del Río Colorado, siendo la única prominencia dentro del Valle el volcán ríodacítico de Cerro Prieto, que data de hace menos de 700 000 años. Los depósitos cuaternarios están sobreyacentes a sedimentos cenozoicos metamorfizados, los que a su vez sobreyacen discordantemente sobre el basamento granítico y metasedimentario del Cretácico Superior.

Tectónica: El Campo Geotérmico de Cerro Prieto se localiza dentro del patrón tectónico denominado San Andrés, del cual se derivan diferentes ramales, siendo en el que hemos denominado Cerro Prieto (posiblemente prolongación de la falla de San Jacinto), donde se localiza la zona geotérmica de Cerro Prieto. Algunos autores le han denominado a este patrón de fallas del tipo transforme, de las que se derivan centros de dispersión, siendo la evidencia de estos centros la actividad volcánica reciente, enjambres de temblores, depresiones oceánicas y actividad geotérmica.

El sistema principal de fallas que hemos denominado Cerro Prieto, tiene rumbo general NO-SE con echadas indistintamente al oeste y este y paralelo a los grandes afallamientos como Imperial, Cucapá, Laguna Salada, Algodo

nes, San Andrés, Elsinore, Banning, Mission Creek y San Jacinto.

Casi normales al sistema Cerro Prieto se presentan fallas que hemos denominado sistema secundario Vulcano, con rumbo predominantemente SO-NE, con echados al NO y al SE. Estos sistemas de fallas combinadas han formado aparentemente una topografía escalonada con prominencias ("horst") y fosas ("graben").

Al poniente del campo, a una profundidad de 2500 m, se localiza el basamento granítico que posiblemente presenta un grado de fracturamiento muy alto, ya que la zona se encuentra tectónicamente relacionada con el sistema de fallas de San Andrés. Sobreyaciendo al basamento y aproximadamente hasta 700 m de profundidad, se encuentran capas alternadas de areniscas mal cementadas y lutitas, estando las primeras saturadas de agua a alta presión y temperatura; ésto es debido a la convección de calor por flujo de gas y vapor a altas temperaturas a través de la roca basal fracturada. Como sello hidráulico y térmico del yacimiento, se tiene desde la superficie hasta los 700 m aproximadamente, una capa de arcillas plásticas impermeables.

El yacimiento productor se localiza entre los 1300 y 2700 m.

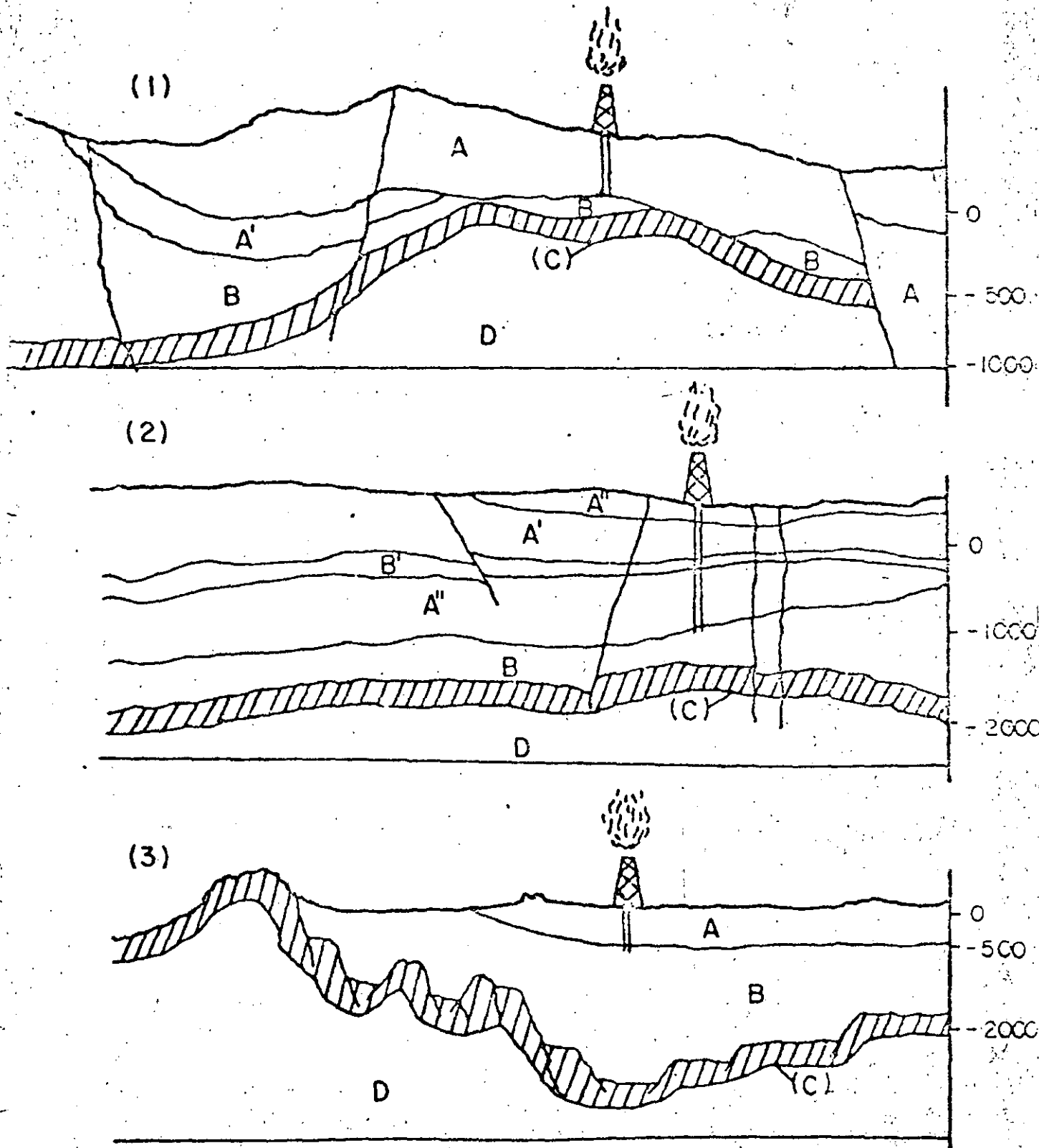
La producción de agua y vapor está relacionada con el sistema de fallas que ponen en contacto el agua (probablemente de tipo de recarga), con el magma a través de la capa de granito y de las fallas antes mencionadas.

El campo produce una mezcla de agua-vapor con relación promedio de 2.

Actualmente el campo de Cerro Prieto cuenta con 26 pozos productores, cada uno de los cuales produce un promedio de 130 Ton/h de mezcla, a una temperatura promedio de 310°C; la presión promedio de pozo fluyendo es de 175 - psig.

Actualmente produce 150 MW, se espera para 1983 producir 110 MW más y se estima una capacidad de campo de 1000 MW.

Esquemas geologicos de campos geotermicos productivos



(1)

(2)

(3)

LARDERELLO (Italia)

WAIRAKEI (N.Zelanda)

CERRO PRIETO (Mexico)

Pot. instalada (1973)

365.000 kW

170.000 kW

75.000 kW

Tipo de fluido

Vapor sobrecalentado

Vapor humedo

Agua + vapor

Capas impermeables

Formacion lacustre

A en el techo

Arcillas, Margas, etc.

Riolitas - Ignimbritas

Arcillas

del reservorio,

(neogeno)

(Pleistoceno medio)

(Cuaternario)

Reservorio permeable

B fracturado con

Serie Toscana - Permeable

Pricolastos pumiticos

circulac. convectiva

(Jurásico - Trias)

(Pleistoceno inferior)

Lutitas y areniscas

Base impermeable

C del

Zocalo cristalino

Grauvas - Esquistos

Basamento granitico

acuifero

Permo - Trias

(Permo - Jurásico)

(Pre - Terciario)

D Fuente de calor

Pluton granitico (?)

Camara magmatica (?)

Camara magmatica (?)

(Terciario ?)

(Actual ?)

(Cuaternario ?)

REFERENCIAS

- (1) Mineral Industries Bulletin (Colorado School of Mines), Volúmen 15, Enero 1972. Número 1.

- (2) Comisión Federal de Electricidad.
Alfredo Garfias Flores y Oscar Rivera Mendoza.
Los Azufres, Michoacán, 1980.

- (3) Ahuachapán. Afda Santana. Octubre 1977.
San Salvador.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

WELL - PLANNING PROGRAME GIVE

STUDENTS FIELD - LIKE EXPERIENCE

PROF. ING. PEDRO J. CAUDILLO M.

MEXICO, D. F. DICIEMBRE 1985.

TEMA 3

WELL-PLANNING PROGRAMS GIVE
STUDENTS FIELD-LIKE EXPERIENCE

PROF. ING. PEDRO ~~DE~~ J. CAJULLO '11

Well-planning programs give students field-like experience

Thomas R. Sifferman, The University of Tulsa, Tulsa, Okla., and Larry Chapman, Vice President of Marketing, Adams and Rountree Technology, Inc., Lafayette, La.

10-second summary

The University of Tulsa recently was given a package of computer well planning and drilling programs that will enable petroleum engineering students to gain valuable experience in designing well programs while still in school. Comprehensive homework assignments are now given in areas of drilling fluids programming, hydraulics, directional wells and surveying. Additional programs are scheduled for next semester.

THROUGH THE USE of a suite of computer programs, college students now are able to apply current industry technology while still in school. And, this is helping to bridge the gap between the university environment and the *real world* of field operations.

Problems that arise daily on a drilling rig can be quite costly for the contractor, operator and, eventually, the consumer. But the ability to understand the effect of these variables and to know what to change is where many people feel academic knowledge and field experience differ. To bring the two closer together, Adams and Rountree Technology, Inc., donated their Applied Drilling Services System (ADS) to the Petroleum Engineering Department at The University of Tulsa. This library of computer programs, already in use within the industry, allows users to easily manipulate variables to optimize drilling activities on a day-to-day basis.

The programs were used in drilling courses at The University of Tulsa this past spring after being loaded into the university's main Honeywell computer. Stu-

dents enrolled in the undergraduate drilling engineering course used the system consisting of five programs as listed in Table 1. The use of remote time-sharing terminals and a line printer allowed them to learn new techniques, as well as compare computer answers with work previously done long-hand. Pore pressures and

TABLE 1—Computer programs used by University of Tulsa students

Program name	Partial description
MUDPLN	Planning rheological properties for various mud weights.
HYDR	Optimizing bit hydraulics based on impact force, hydraulic horsepower, and jet velocity.
SURVEY	Determining the location of and the dog leg severity for directional wells calculated from surveys.
DWPLN	Planning a directional well based on a straight kick or "S" curve.
SWAB	Calculating swab/surge pressures for given pipe velocities.

fracture gradients also were calculated in a graduate-level drilling course using a series of log analysis and drilling programs.

The drilling fluids program (MUDPLN) was the most useful to the undergraduate students, followed closely by the hydraulics (HYDR) program. MUDPLN allowed students to enter pore pressures as a function of depth and obtain suggested mud properties at these depths.

Sample results for a gel/water-base mud system for depths from 2,000 to 15,000 ft are shown in Table 2. Mud weights increased from 8.7 to 16.0 ppg, based on a 0.2 ppg mud weight margin above pore pressure. Ranges of results for funnel viscosity, plastic viscosity, yield point and percent solids also were given for the

IMPORTANT NOTICE

NEW RUSKA PLANT MEANS BETTER DELIVERIES!

Ruska Instrument Corporation is pleased to advise that our spacious new plant and expanded production force have increased output, such that we can now offer much improved deliveries without compromising our exacting standards.

We thank you for your patience and hope that you will call us soon for our NEW DELIVERY capabilities on Pumps, PVT, Core Analysis and related instrumentation.

RUSKA

RUSKA INSTRUMENT CORPORATION

P.O. Box 36010 Houston, Texas 77236

Phone: 713 975-0547 Telex 762-404 Cable: RUSKACORP

Circle 162 on Reader Service Card

Sold!...

**in the
Classified
Section!**



You'll liquidate your inventory of surplus equipment faster and more easily by relying on the Classified Advertising Section of *World Oil*.

Minimum time, minimum effort! Let our Classified Advertising Section help turn your non-profit-making capital into hard cash!

CALL OR WRITE:
Classified Advertising Manager

World Oil

P.O. Box 2608, Houston, Texas 77001
Phone: (713) 529-4301

TABLE 2—Homework results for MUDPLN, gel/water-base drilling fluid

DEPTH, FT	MUD WEIGHT, PPG	FUNNEL VISCOSITY, SEC/CT	PLASTIC VISCOSITY, CPS	YIELD POINT, LBS/100 FT ²	SOLIDS, %
2000-0	8.7	34 - 40	4 - 5	5 - 14	1 - 4
4000-0	9.8	33 - 38	4 - 13	4 - 16	7 - 10
6000-0	11.5	35 - 40	14 - 21	5 - 17	14 - 15
8000-0	14.0	40 - 46	25 - 27	4 - 11	23 - 27
10000-0	15.0	42 - 49	29 - 33	4 - 11	26 - 30
12000-0	15.4	43 - 50	30 - 35	4 - 11	28 - 31
14000-0	15.8	44 - 50	32 - 37	4 - 11	29 - 32
15000-0	16.0	44 - 51	32 - 38	5 - 12	30 - 33

respective depths. For instance, the recommended percent solids range increased from 1 to 1% at 2,000 ft to 30 to 33% at 15,000 ft. Mud weights derived from MUDPLN then were used in the HYDR program to optimize bit hydraulics for three criteria, namely:

- Impact force
- Hydraulic horsepower
- Jet velocity

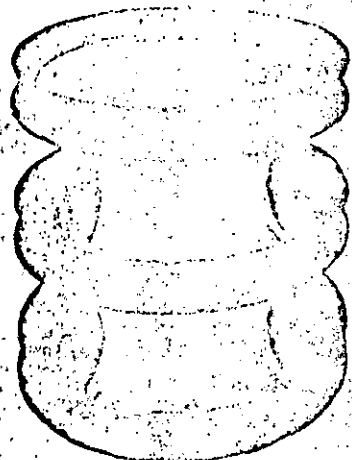
Nozzle sizes when optimized for each criterion ranged from a combination of two 1/32-in. and one 1/16-in. nozzle for impact force to three 1/16-in. nozzles when determined for jet velocity. Detailed section pressure losses inside pipe (drill pipe and drill collars), within the annulus (outside the drill collars and drill pipe) and for surface equipment also were available as optional output of HYDR.

Two directional well programs, SURVEY and DWPLN, were found the easiest to use by the engineering students. Although SURVEY allows the use of five determination methods, the drilling class used the tangential method to calculate the bottom-hole location for a 1,500-ft example well as being 408.8 ft directly north of the surface location. Dog-leg severity was 2° per 100 ft, an acceptable value for drilling and completion operations.

TABLE 3—Homework results for DWPLN, directional plan

MEASURED DEPTH, FT	DRIFT ANGLE, DEG	TVD, FT	DISPLACEMENT, FT
0	0	0	0
3000-0	0	3000-0	0
3100-0	3-0	3100-0	2-6
3200-0	6-0	3199-6	10-5
3300-0	9-0	3298-4	21-5
3400-0	12-0	3397-3	41-7
3459-1	17-6	3454-7	54-9
14678-1	17-6	14545-7	2773-5
14978-1	10-6	14642-0	2794-4
15078-1	7-8	14741-7	2810-9
15178-1	4-8	14841-1	2821-4
15278-1	1-8	14940-9	2827-5
15337-2	0	15000-0	2828-1

In planning a more complicated hypothetical well, DWPLN provided the measured depth, displacement and drift angle for a prospect with a true vertical depth

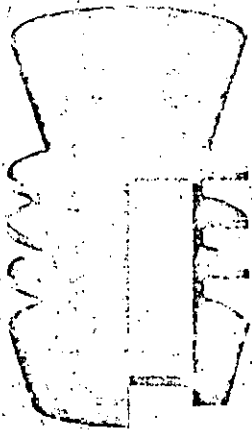


4
**NOW... Use
 Conventional
 Cementing
 Methods
 For
 Deep
 16" and 20"
 Pipe**

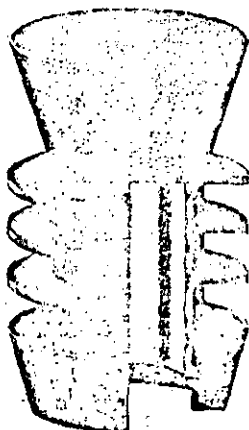
Industrial Rubber's new Aluminum Cementing Plugs give you the reliability you need down a big hole. These plugs feature three self-centering cups and wiping elements, bolted to an all-aluminum core. Differential pressure across the plug forces both cups and wiping elements firmly against the casing wall to assure a good wiping job all the way to bottom. The all-aluminum core eliminates distortion from pressure and the breakage from rough handling so common with wooden plugs. The bottom cup design gives a positive shut-off when it seats on the float. The strength of these plugs permits use of conventional cementing methods in deep holes. Field reports state these plugs drill so easily you hardly know you're drilling them. Top and Bottom Aluminum Plugs are available for 16-inch and 20-inch casing. Write or call for details.

RUBBER CEMENTING PLUGS

Industrial Rubber's rubber cementing plugs are engineered for reliability. Five wiping surfaces provide a firm wiping action all the way to bottom. The top plug has a solid core of molded plastic. The core is completely encased in the body of the plug to prevent pumpout and to insure separation of slurry and drilling fluid at the bottom of the casing. The bottom plug has a core of hollow cast aluminum. Plugs are available in sizes 2 3/4 through 9 5/8. Write or call for details.



Top Plug



Bottom Plug



OIL TOOL DIVISION

3609 S. High, Oklahoma City, Okla. 73129

Ph. 405/632-9783

Telex: 79-6032

(TVD) of 15,000 ft. Various targets were given for this S-curve well including a 3,000-ft kick-off point. Measured depth came out to be 15,337 ft for a final target that had a displacement (throw or horizontal deviation) of 2,828 ft, as shown in Table 3. This corresponds to bottom-hole target that was 2,000 ft north and 2,000 ft east of the surface location. Fig. 1 graphically shows the S-curve with a constant drift angle for much of the depth. However, at 15,000 ft TVD, the drift angle was required to be zero, as sometimes required by field operations. The SWAB program was used to calculate swab pressures for a Bingham plastic fluid at three well depths and also for three separate pipe velocities (1, 2 and 3 fps).

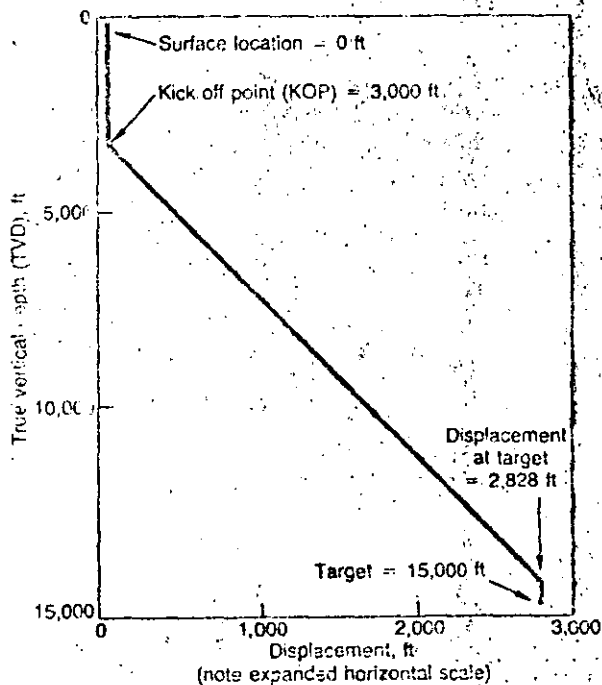


Fig. 1—Vertical section of directional well showing S-curve (Based on data in Table 3)

Next semester, the curriculum will include a senior level well-completions course that will further utilize programs from ADS. Casing and tubing design programs will be stressed as an introduction to the well-planning program, with the objective to show each student how to manipulate certain variables and design factors and to note how the actual design of the tubular string will change accordingly. Some of the design factors that can be manipulated are:

- Burst
- Collapse
- Tension
- Overpull
- Burst backup fluid
- Collapse backup fluid
- Mud weight
- Cement weight
- Pore pressures and fracture gradients

The choice of strings the user can design include surface, intermediate, intermediate when used with a churning liner, and production. The casing design pro-

ACKNOWLEDGEMENT

5

The authors thank co-workers in their organizations for help on this project. Special recognition is given to Neal Adams, Steven Rountree and Marsha Frederick of Adams and Rountree Technology, Inc., Dr. John Day of Petroleum Engineering and Sharon Wilson of the Computer Center are due special thanks at The University of Tulsa.

About the authors

THOMAS R. SIFFERMAN was a member of the petroleum engineering faculty at The University of Tulsa during the 1981-1982 school year. He taught drilling engineering and rock and fluid properties. Before that, he worked in Conoco's Production Research Division for eleven years. Currently, he is a research associate in the Drilling and Completion Group of Mobil Research and Development Corp., Field Research Laboratory, Dallas, Texas. A Registered Professional Engineer, he has been an active member of SPE, of AIME, and has six patents and several publications. Sifferman earned a BME from Marquette and MSME and PhD degrees from Purdue University.



LARRY CHAPMAN is Vice President of Marketing for Adams and Rountree Technology, Inc. A graduate of Northeast Louisiana University in 1973 with a BBA degree in Marketing, Mr. Chapman has worked both offshore and inland wells for major service companies. He has served as Assistant Director of the Petroleum Training Service at the University of Southwestern Louisiana. Additionally, he was certified and taught the U.S.G.S. required Well Control school for an international training organization.



gram prints out lengths of sections, weight and grade, couplings, overall weight and string cost.

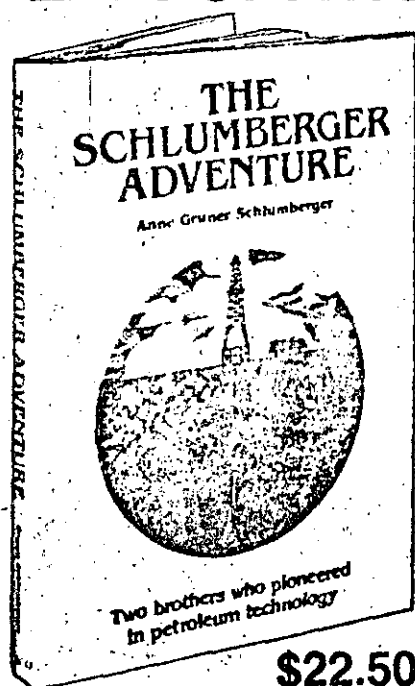
The tubing design program provides for various input options such as no packer, a packer permitting free motion, a packer permitting limited motion or a packer permitting no motion. Production strings may be designed under a number of different configurations, including initial space-out, a flowing configuration, stimulation-squeeze or a depleted formation.

Design factors that are manipulated in casing format may also be changed in the tubing design program, and these output values include OD, weight per foot, grade, clearance, drift, string weight and price. Helix pitch, neutral point, logging tool (OD), maximum length of logging tool and packer to tubing forces are also printed out.

Casing and tubing design are significant parts of the well planning program that provides several aspects of well design, including casing setting depths, cement and mud plans and an AFE (Authorization For Expenditure). The program is based on a large bank of engineering parameters, but any may be changed if specific company or personal preference requires it. The AFE is generated from a cost data base for several different geological areas. These values also may be changed if the information is not consistent with operator specifications for a certain item.

Students in the junior level drilling engineering course this school year will be doing new homework assignments based on other programs in the ADS library.

THE "BLACK BOX" THAT BROUGHT OIL EXPLORATION INTO THE 20th CENTURY



THE SCHLUMBERGER ADVENTURE

by Anne Gruner Schlumberger

Conrad and Marcel Schlumberger are the inventors of electrical oil prospecting. Their "black box" (the potentiometer) was conceived in the basement of the École des Mines in Paris and perfected at Pechelbronn, France's only oil field, where "coring" (logging) was born. Their electrical oil prospecting venture in the 20's has grown into a multinational corporation listed on the stock exchanges of New York, Paris, London and Amsterdam, and employs 85,000 people in some 78 countries.

Conrad's daughter, Anne Gruner Schlumberger, shared in this fast-paced adventure for a great part of her life and set forth to write about these men of genius and their work. It is the story of the "black box," an achievement that spread the Schlumberger method of oil and mineral exploration to the four corners of the earth.

\$22.50

Please send your order (\$22.50 per copy, plus \$1.00 per book for shipping and postage, plus applicable sales tax for N.Y., N.J., Calif.)

ARCO PUBLISHING, INC. 25 Park Avenue South, New York, N.Y. 10003
A PRENTICE-HALL COMPANY

Circle 167 on Reader Service Card

How To Predict Pore Pressure

by Dr. Preston L. Moore, *Preston L. Moore Inc., Norman, Okla.*

Experienced drilling personnel, both technical and nontechnical, often refer to the fact that a well talks. The language of the well is international. If we can understand what the well is saying and react accordingly, many of the serious problems encountered in drilling can be avoided.

The secret to understanding the well is to be sure that any talking by the well is clear enough to understand. The drilling practices program needs to be clearly understood and the results recorded accurately.

The well talks primarily through changes in monitoring devices, which include: (1) pumping pressure, (2) torque gauges, (3) pit level indicators, (4) mud properties, (5) drilling rate recorders, and (6) weight indicators. What the well says can never be clearly understood unless the cuttings below the bit are removed as they are generated. The significance of good bottomhole cleaning is shown in Fig. 1.

If cuttings below the bit are allowed to accumulate, the results are similar to trying to understand another

person trying to talk with a gag in his mouth. We know he is trying to say something, but the words are not clear enough to understand. Without understanding our reply, our actions may be directed toward solving the wrong problem. By the time we recognize our mistake, it may be too late to use what should have been the obvious solution.

For this reason, the hydraulics program plays the most important role in the total drilling practices program. For years, cleaning below the bit was considered primarily for economic reasons. Now the claim is made that cleaning below the bit may be the key to survival in deep, high-pressure wells.

All of the well talk is affected if cuttings are allowed to accumulate below the bit. This article will be limited primarily to recognizing changes in lithology and pore pressure. Lithology changes are important both to exploration and drilling personnel and often are recognized through a change in drilling rate. Recognizing changes in pore pressure also is related to changes in drilling rate.

Thus, the key to a better understanding of the well is to understand whether a change in drilling rate signals a change in lithology or a change in pore pressure. For this reason it is important that exploration personnel work closely with drilling personnel. If doubt exists and it is critical that the operator know whether the lithology or pore pressure has changed, then cuttings should be circulated to the surface before drilling continues.

It is important to recognize changes in pore pressure while drilling so that changes in mud weight can be made before problems develop. Decreases in pore pressure may signal lower fracture gradients and a high vulnerability to underground blowout. Increases in pore pressure, if not contained by quick increases in mud weight, may result in difficult-to-control well kicks and subsequent blowouts.

Stated simply, a decrease in pore pressure may be signaled by a reduction in drilling rate and an increase in pore pressure may be signaled by an increase in drilling rate. Continuing with this simple approach, these changes in drilling rate may never occur if cleaning below the bit is not adequate.

Drilling rate is affected by changes in lithology and drilling practices. Lithology changes may not be recognized immediately and it may be necessary to stop

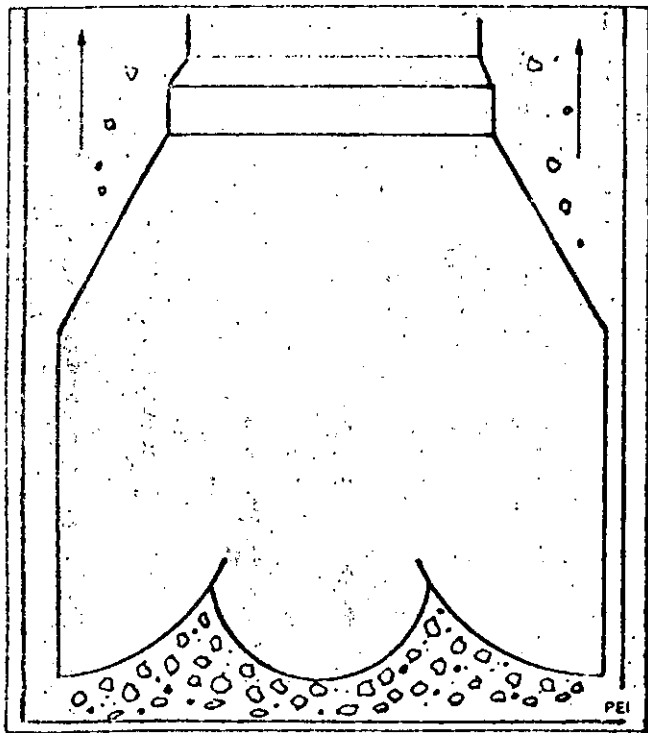


Fig. 1. Formation cuttings accumulating below the bit.

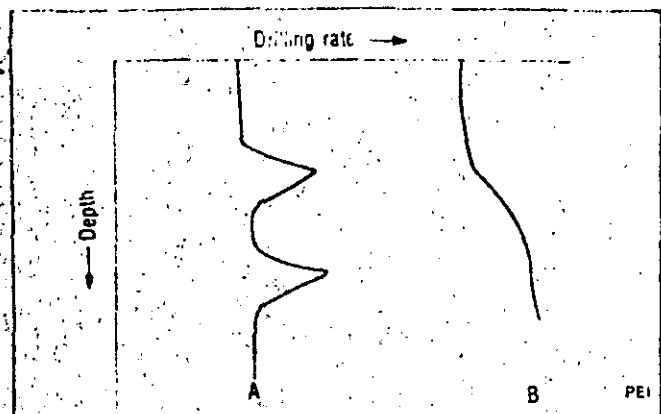


Fig. 2. Drilling versus depth.

drilling and circulate cuttings to the surface. Recognition of lithology changes may depend on experience and also on sudden changes in drilling rate (Fig. 2).

The sudden increase in drilling rate shown in Part A of Fig. 2 generally is indicative of a change in lithology, while the more gradual change in drilling rate shown in Part B of Fig. 2 generally is indicative of an increase in pore pressure. An operator's reaction to such changes will be affected by (1) his experience in the area, (2) the limitations of his ability to control the well if his interpretation is incorrect, and (3) the data he was furnished on objectives and lithology at the beginning of the well. Experience and knowledge are important; however, if doubt exists when drilling rate increases, flow checks are generally made and the operator proceeds cautiously. Remember that the top portion of many high-pressure, permeable zones has a low permeability. Thus, one flow check after 5 ft may not be sufficient.

Stories are often told about three flow checks being made, 5 ft apart, and then, after drilling 100 ft, the well kicks and serious problems develop. There will always be gray zones and stories that prove any set of practices are not sufficient. If you are not sure, never take a chance where the alternative results introduce the possibility of exceeding the limitations of your control equipment.

The rest of this article is directed toward a method to determine the change in pore pressure as a result of a change in drilling rate. In most cases, the operator's ability to use drilling rate as an indicator of a change in pore pressure is limited to drilling changes in shales. However, there is evidence that some predictions also are possible while drilling in limestone. Because data are limited for drilling in limestone, it is suggested that the following techniques be applied only to drilling in shale. It is important to note, however, that the techniques have applications in both soft and hard shales.

Controlling Kicks

One specific problem facing an operator, particularly in pressure transition zones, is the difficulty of controlling any type of kick. Part of the problem is shown in Example 1.

Example 1:

Assume: Surface casing set at 4,000 ft

Fracture gradient just below casing seat at 4,000 ft = 0.74 psi/ft

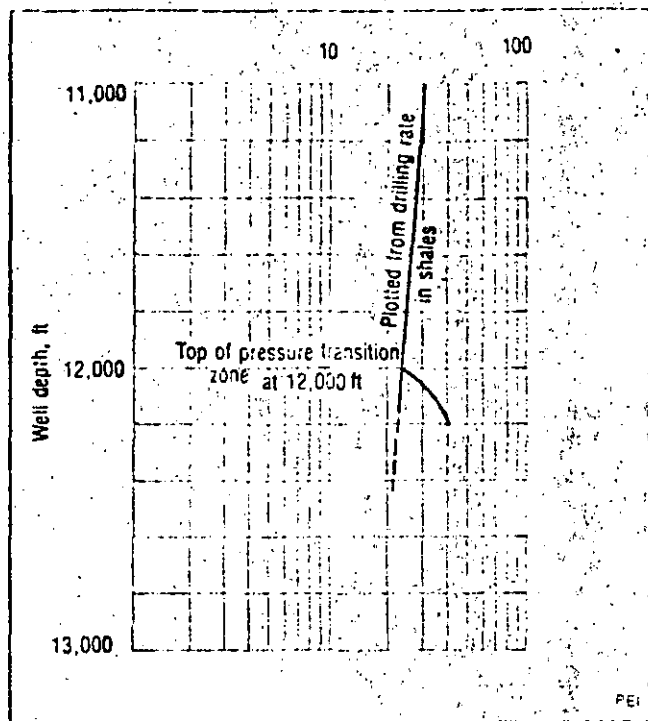


Fig. 3. Drilling rate versus depth for shales.

Drilling in soft shale in pressure transition zone at 12,000 ft

Mud weight = 13.0 lb/gal

Determine: Control limitations

Solution: Mud gradient = $\frac{13.00}{19.25} = 0.675$ psi/ft

Maximum permissible pressure that can be held at surface without losing circulation at the casing seat

$$(0.740 - 0.675) 4,000 = 260 \text{ psi}$$

Permissible underbalance on mud weight at 12,000 ft

$$\frac{(260)(19.25)}{12,000} = 0.42 \text{ lb/gal}$$

The solutions for Example 1 show that the maximum shut-in pressure at the surface is 260 psi. At 12,000 ft a differential pressure of 260 psi is equal to a mud weight of 0.42 lb/gal. Thus in the situation shown in Example 1, if a permeable formation is encountered in the pressure transition zone, the mud weight cannot be more than 0.42 lb/gal less than the equivalent pore pressure without losing control of the well. For this reason very little mud underbalance is permissible in the pressure transition zone.

To minimize mud underbalance in the pressure transition zone, drilling rate should be controlled and mud weight increased to keep the drilling rate below a normal drilling rate. Assuming good bottomhole cleaning, drilling rate increases at the top of the pressure transition zone. Drilling rate can be reduced by decreasing bit weight or rotary speed or increasing mud weight. A normal procedure would be to reduce bit weight or rotary speed to reduce drilling rate immediately, and then increase mud weight. This procedure makes it more difficult to determine with accuracy the required mud weight increase. Fig. 3 illustrates the basic problem in the pressure transition zone. (Continued)

From Fig. 3, the drilling rate in normal pressure region is extrapolated into the abnormal pressure region. With no change in bit weight or rotary speed, the mud weight increase required to reduce the drilling rate to the normal line should equal the pore pressure increase. A simple way to determine the pore pressure would be to simply keep the drilling rate on the normal line by increasing mud weight. In most cases the problem is compounded because of reductions in bit weight or rotary speed. Drilling can be normalized for changes in bit weight and rotary speed by using Eq. 1.

$$R = KWN^a \quad (1)$$

In soft shale formations $a = 1.0$ and in hard shale formations a is less than 1.0. In hard shale formations a can be determined by rewriting Eq. 1 as shown in Eq. 2.

$$\log R/W = \log K + a \log N \quad (2)$$

Thus, in field operations, R/W is plotted versus N on log paper. The line R/W versus N plot should be a straight line with a slope equal to a . One way to avoid the determination of a is to always reduce bit weight to reduce drilling rate in the pressure transition zone and keep rotary speed constant.

The procedure for controlling drilling rate and pore pressure on the pressure transition zone when changes in bit weight and rotary speed occur is shown in Example 2.

Example 2:

Assume:

Well depth at top of the pressure transition zone = 12,000 ft

$R = 25$ ft/hr at 12,000 ft

Bit weight = 5,000 lb/in.

Rotary speed = 120 rpm

Experience has shown $R = KWN^{0.8}$

Bit weight is reduced to 2,500 lb/in.

Rotary speed is reduced to 80 rpm

R at 12,200 ft and new bit weight and rotary speed = 15 ft/hr

Solution:

Fig. 4 shows a plot of the log of drilling rate versus depth for the well.

At 12,200 ft, the normal drilling rate would have been 24 ft/hr with no change in bit weight and rotary speed, the normal drilling rate should be as follows:

$$R = 24 (2,500/5,000) (80/120)^{0.8} = 8.7 \text{ ft/hr}$$

This shows the mud weight should be increased enough to reduce the drilling rate to 8.7 ft/hr. To be safe, it would be desirable to increase the mud weight enough to reduce the drilling rate to less than 8.0 ft/hr. The mud weight increase required to reduce the drilling rate to 8.7 ft/hr represents the actual increase in pore pressure. The drilling rate should be kept at or below the drilling rate line shown on Fig. 4 until the mud weight is increased to no more than 1/2 lb/gal below the equivalent fracture gradient at the last casing seat.

From a practical standpoint the above procedure has an application in any type of shale zone where pore pressures are increasing. Also the same procedure is

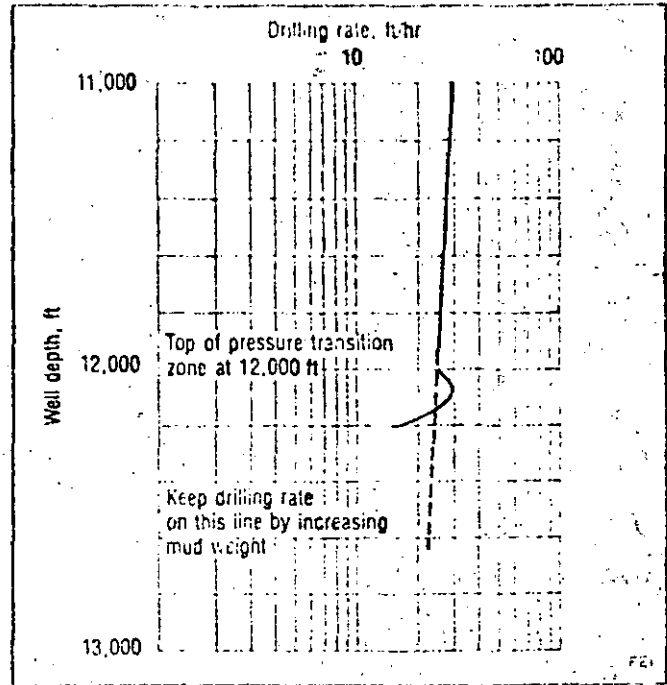


Fig. 4. Drilling rate in shales versus depth for Example 2.

applicable if the pore pressure is below normal. Mistakes are not uncommon, and if the mud weight is increased more than necessary the drilling rates will be too low. A decrease in mud weight will increase the drilling rate to the permitted level. The success of this procedure will depend on good communications with the well.

Predicting Pore Pressure

In addition to the practical method discussed above, there is a need to determine the pore pressure from a change in drilling rate. One general method used to predict pore pressure from drilling rate has been the d exponent. In addition there have been other variations based on Eq. 1. All of these methods including the d exponent do not take into consideration any change in shale compaction and for this reason have limited applications. A new method to predict pore pressure from drilling rate is shown in Eq. 3.

$$\rho_1^c \log R_1 = \rho_2^c \log R_2 \quad (3)$$

The exponent c will be dependent on the shale compaction and will need to be determined experimentally. After c is determined, Eq. 3 can be used to determine pore pressure from increases in drilling rate. Eq. 3 can be used in any formation where the compaction constant is predictable. The use of Eq. 3 is shown in Example 3.

Example 3:

Assume: Well depth = 10,000 ft

Mud weight = 9.0 lb/gal

Normal pore pressure gradient = 0.43 psi/ft

Drilling rate = 40 ft/hr

Mud weight is increased to 9.8 lb/gal

Drilling rate = 32 ft/hr

Determine: The shale compaction coefficient c .

Solution: Using Eq. 3

$$\rho_1 = 9.0 \text{ lb/gal } R_1 = 40 \text{ ft/hr}$$

$$\rho_2 = 9.8 \text{ lb/gal } R_2 = 32 \text{ ft/hr}$$

$$9.0^\circ \log 40 = 9.8^\circ \log 32$$

$$c = 0.74$$

9

The value of c can be redetermined from other changes in mud weight and drilling rate. Also the value of c can be checked after running logs to determine pore pressure. Remember c is a shale compaction coefficient and the shale compaction below the bit is related directly to the differential pressure. Thus c could be calculated on the basis of differential pressure.

For example, if the pore pressure is assumed to be equal to an equivalent mud weight of 9.6 lb/gal and 10.1 lb/gal mud is being used, the differential is 0.5 lb/gal. If later logs or tests show the formation pore pressure to be 9.0 lb/gal, the actual differential pressure was equivalent to 1.1 lb/gal and the value of c should be recalculated. This recalculation of c can be done simply by making the respective mud weights equivalent to the actual pressure differentials. Some caution would have to be used with this procedure at low mud weights because c is very sensitive and would change considerably with small changes in pore pressure. Example 4 illustrates the effect of a small change in pore pressure on the value of c .

Example 4:

Assume: Same data as Example 3, except that the pore pressure gradient increased to 0.44 psi/ft when the mud weight was increased to 9.8 lb/gal

Determine: A new value for c

Solution: The increase in pore pressure is equivalent to a change in mud weight of 0.1925 lb/gal. This increase in effective pore pressure reduces the pressure differential by the same amount as the change in mud weight. For this reason the effective mud weight is reduced from 9.8 lb/gal to about 9.6075 lb/gal. Then c is recalculated as follows:

$$9.0^\circ \log 40 = 9.6075^\circ \log 32$$

$$c = 0.95$$

At higher mud weights and greater pressure differentials the value of c will be less sensitive. Even when using equations such as the Eaton equations for the calculation of pore pressure, shale compaction needs to be considered. For example, consider Eq. 4, proposed by Eaton to calculate the pore pressure gradient for shales in the Gulf Coast.

$$P_p = \frac{S}{D} - \left(\frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) \left(\frac{C_n}{C_o} \right)^{1.2} \quad (4)$$

This equation gives good results in Pliocene and Miocene age shales. For Oligocene shales in South Texas, better results are generally obtained if the exponent takes into account the fact that older shales compact less when differential pressure is applied.

When the value of c is determined, pore pressure can be estimated using Eq. 3 and changes in drilling rate. The suggested procedure for the determination of pore pressure is shown in Example 5.

Example 5:

Assume: Drilling at 10,000 ft in shale

Mud weight = 9.6 lb/gal

Drilling rate = 30 ft/hr

Drilling rate increases to 50 ft/hr

$c = 1.1$

Determine: The increase in pore pressure

Solution: Use Eq. 3; however, in this case determine the mud weight increase that will be necessary to reduce the drilling rate from 50 to 30 ft/hr

$$9.6^{1.1} \log 50 = \rho_2^{1.1} \log 30$$

$$\left(\frac{\rho_2}{9.6} \right)^{1.1} \frac{\log 50}{\log 30} = \frac{1.699}{1.477} = 1.15$$

$$\rho_2 = 9.6 (1.15)^{0.909} = 10.9 \text{ lb/gal}$$

The equivalent increase in pore pressure is 10.9 - 9.6 = 1.3 lb/gal. At 10,000 ft the pore pressure increase in psi = $\frac{(1.3)(10,000)}{19.25} = 675 \text{ psi}$

One problem encountered with this procedure is that an increase in drilling rate may be immediately reduced by reducing bit weight or rotary speed. If bit weight or rotary speed is reduced, the drilling rate would need to be corrected as shown in Example 1. Using the corrected drilling rate, pore pressure would be determined as shown in Example 5.

Detection Crucial

We are running into problems, particularly in medium to hard rock areas, because of undetected changes in pore pressure. Drilling in abnormally high pressure areas is simplified if pore pressure continues to increase with depth. Continually increasing pore pressures can be controlled by increasing mud weight. The limit on mud weight before setting the next casing string is controlled by the fracture gradients of other exposed formations. Pore pressure reversals are difficult to handle. Reduction in pore pressure with depth may result in a loss of circulation and a well kick above the lost circulation zone.

In addition, pipe sticking problems are common where pore pressure reversals occur. These problems can be reduced by the early recognition of pore pressure changes and the use of precautionary procedures before serious problems occur. Some guessing will always be necessary; however, where possible, the guessing should be reduced by introducing facts. The purpose of this article has been to improve the foundation needed to make quick decisions in the field. If we can maintain a reasonably accurate estimate of pore pressure, supplemented by leak-off tests or fracture gradient calculations, we should be able to minimize substantially the problems of well control.

Acknowledgement. This article was adapted from a paper presented at the World Oil and Gas Show, Dallas, Tex. (Dec. 14-17, 1981).

Nomenclature

- R = drilling rate
- W = bit weight
- N = rotary speed
- a = drilling exponent, must be determined experimentally
- ρ = mud weight
- c = compactibility constant for shale, must be determined experimentally
- S = overburden gradient, psi/ft
- D =
- P_n = normal pore pressure gradient for the area
- D =
- C_n = normal conductivity reading, milli-mhos
- C_o = observed conductivity reading, milli-mhos
- ft/hr = feet per hour
- lb/gal = pounds per gallon

Graphical method predicts geopressures worldwide

Ben A. Eaton, President, Eaton Industries of Houston, Inc.

Correction . . .

This article, which first appeared on pages 51-56 of *WORLD OIL*'s May 1976 issue contained drafting and presentation errors that require correction. Because of the article's significance and to eliminate any possible confusion on the part of the reader, it is being repeated in its entirety. *WORLD OIL* regrets the error.

In 1965, a method for predicting geopressure magnitudes using resistivity and sonic log data was introduced.¹ This technique received wide acceptance even though prediction charts were based only on data concerning Gulf Coast Tertiary age sediments. At the time, it was specifically pointed out that the techniques were applicable only in areas where generation of geopressures is primarily the result of compaction in response to the stress of overburden.

In 1972, a theory explaining the effect of overburden stress gradients on geopressure prediction techniques was presented.² Since that time, enough actual well data have been published to enable formulation of equations that can be used to reliably calculate geopressure magnitudes from basic log parameters in all parts of the world.

This article introduces these new equations, presents graphical solutions to the equations, and illustrates their use with several actual well situations.

HOW GEOPRESSURES ARE GENERATED

It is generally conceded that geopressures were created during the sedimentary rock compaction process. As a rock layer becomes buried deeper in the earth's crust by overlying sediments, overburden stress on that rock layer is increased. The increased over-

burden stress causes the rock layer to compact to some degree.

(Compaction caused by overburden stress was described classically in a soil mechanics book by Terzaghi and Peck in 1948.³ Another comprehensive treatment of this theory as related to sedimentary rock compaction showed that as overburden stress is increased as a result of burial, porosity of a given rock is decreased.⁴ Therefore, some fluid that was once in the pores of a given formation was later squeezed out by compaction. In many such cases, there is no escape route for the fluid, and the fluid becomes overpressured.)

Later, a very useful relationship between electrical log properties and geopressures was developed.⁵ It was reasoned that since rocks are more resistive to electrical current than formation water, a well compacted shale containing less water (because water had escaped) is more resistive than a less compacted shale containing more water. Also, a sequence of normally compacted sediments in which water is free to escape should have a normally increasing resistivity trend as depth increases. This is substantiated by a plot of resistivity from actual well logs. Any resistivity decrease from the established normal trend indicates the presence of abnormally high-pressured zones.

Empirical data from well tests and logs were used to develop a correlation that showed pore pressure gradient is a function of the resistivity departure ratio (the ratio of actual shale resistivity and indicated normal shale resistivity). Similar empirical data were used to develop a correlation between pore pressure gradient and sonic log travel-time departure from the normal travel time trend.

Slightly different correlations were developed that more accurately predict the magnitudes of geopressures in

localized areas.⁶ However, none of the relationships properly incorporated all variables. Overburden stress has been assumed to be constant and of no consequence. This has been the case even though later work indicated that overburden stress is indeed a parameter that changes with depth.⁶

A NEW APPROACH

Recently, a table of data on this subject was published. Data included overburden stress gradients, log resistivity data, measured pore pressure gradients, respective well depths for each point and the geologic age for

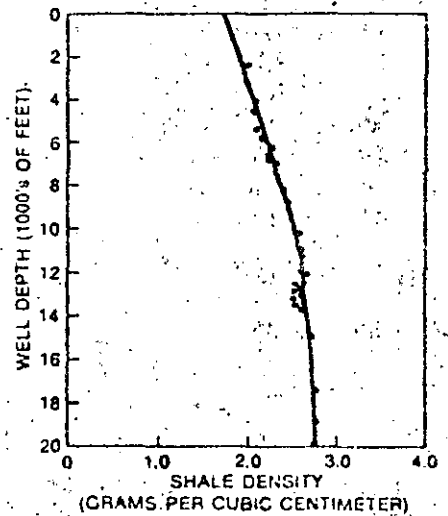


Fig. 1—Shale density determined from a density log or drill cuttings for a Mississippi wildcat were plotted versus depth for use in evaluating overburden gradient. It should be noted that shale density does not increase uniformly with depth.

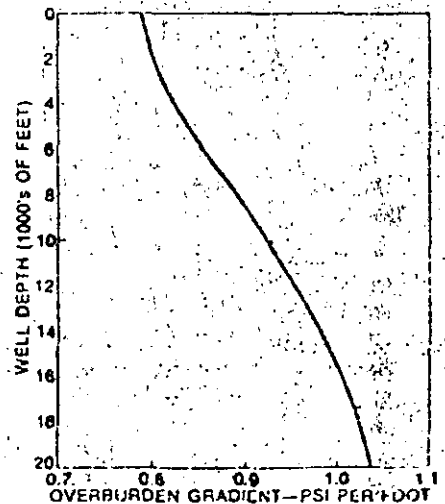


Fig. 2—Data from Fig. 1 in g/cc are converted to overburden gradient in psi per foot and plotted versus well depth for the Mississippi wildcat. Here it should be noted that overburden stress is not constant as often assumed.

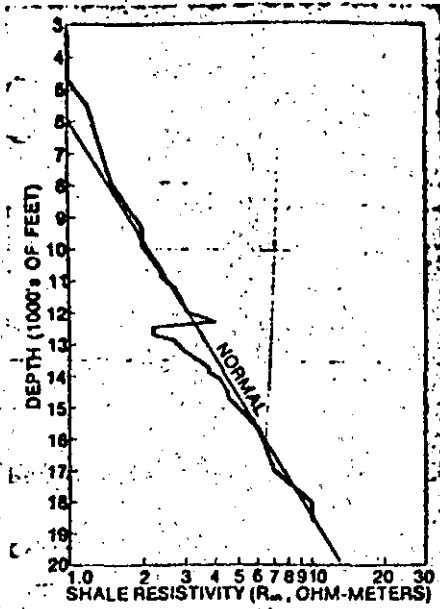


Fig. 3—Shale resistivity information for the Mississippi wildcat was obtained from a deep induction log and plotted versus depth.

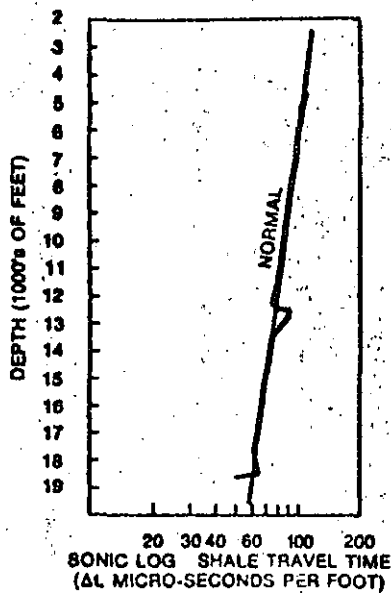


Fig. 4—Sonic travel time values for the Mississippi wildcat determined in shale intervals are plotted versus depth and the normal trend is selected.

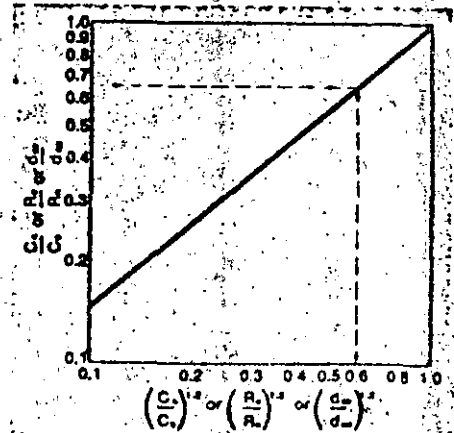


Fig. 5—This curve is used to determine the value of (C_n/C_w) , (R_n/R_w) , and (D_n/D_w) raised to the 1.2 power.

each data set. These and other data were used to develop pore pressure equations that were presented in 1975.² The theoretical development of the equations may be found in the referenced paper.

Geopressure magnitude may be calculated from log resistivity data using the following equation:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_n \right] \times \left(\frac{R_n}{R_o} \right)^{1.2} \quad (1)$$

where:

$\frac{P}{D}$ = Formation pressure gradient either normal or geopressed, psi per foot

$\left(\frac{P}{D} \right)_n$ = Normal water gradient in the area such as 0.465 in and along the Gulf of Mexico, or 0.433 in West Texas, psi per foot

R_n = Shale resistivity from normal line, ohm-meters

R_o = Shale resistivity from well log, ohm-meters

$\frac{S}{D}$ = Overburden stress gradient, psi per foot.

If log conductivity values are used directly, the equation is as follows:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_n \right] \times \left(\frac{C_n}{C_o} \right)^{1.2} \quad (2)$$

where:

C_n = Normal shale conductivity, millimhos per meter

C_o = Shale conductivity from well log, millimhos per meter.

When sonic log or seismic travel times are used, the following equation should be used:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_n \right] \times \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)^{3.0} \quad (3)$$

where:

Δt_n = Normal shale travel time, micro-seconds per foot

Δt_o = Shale travel time value, micro-seconds per foot.

Finally, drilling data are often used in geopressure magnitude calculations. Usually, the value calculated and plotted versus depth is the corrected "d" exponent, or d_c . A d_c versus depth plot is very similar to a log resistivity versus depth plot. Thus, the geopressure magnitude prediction equation using d_c is similar to Equation 1, as follows:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_n \right] \times \left(\frac{d_{c_n}}{d_{c_o}} \right)^{1.2} \quad (4)$$

where:

d_{c_n} = Normal d_c from trend line

d_{c_n} = Actual d_c calculated.

All the previous equations are the same except in the exponential term. These equations eliminate the need for different transparent overlays for pressure plots in different geographic areas. Solutions to these equations are presented in graphical form using actual well situations in the remainder of this article. However, pressure gradients can be calculated directly from equations without referring to the graphs.

EXAMPLE WELLS

The following three examples illustrate how well logs in an area may be used to calculate pore pressure gradient.

Mississippi wildcat. The problem here is to evaluate well log data and calculate pore pressure gradients in the abnormal or geopressed section of the hole. Following is the step-by-step method used:

1 Evaluate the density log and mud log to determine formation densities. Fig. 1 shows a plot of formation density versus depth for the well.

2 Density values from Fig. 1 are converted to overburden stress gradient as shown in Fig. 2. Results are reliable values of S/D for any depth.

3 Read shale resistivities from the deepest reading electric log available.

Continued

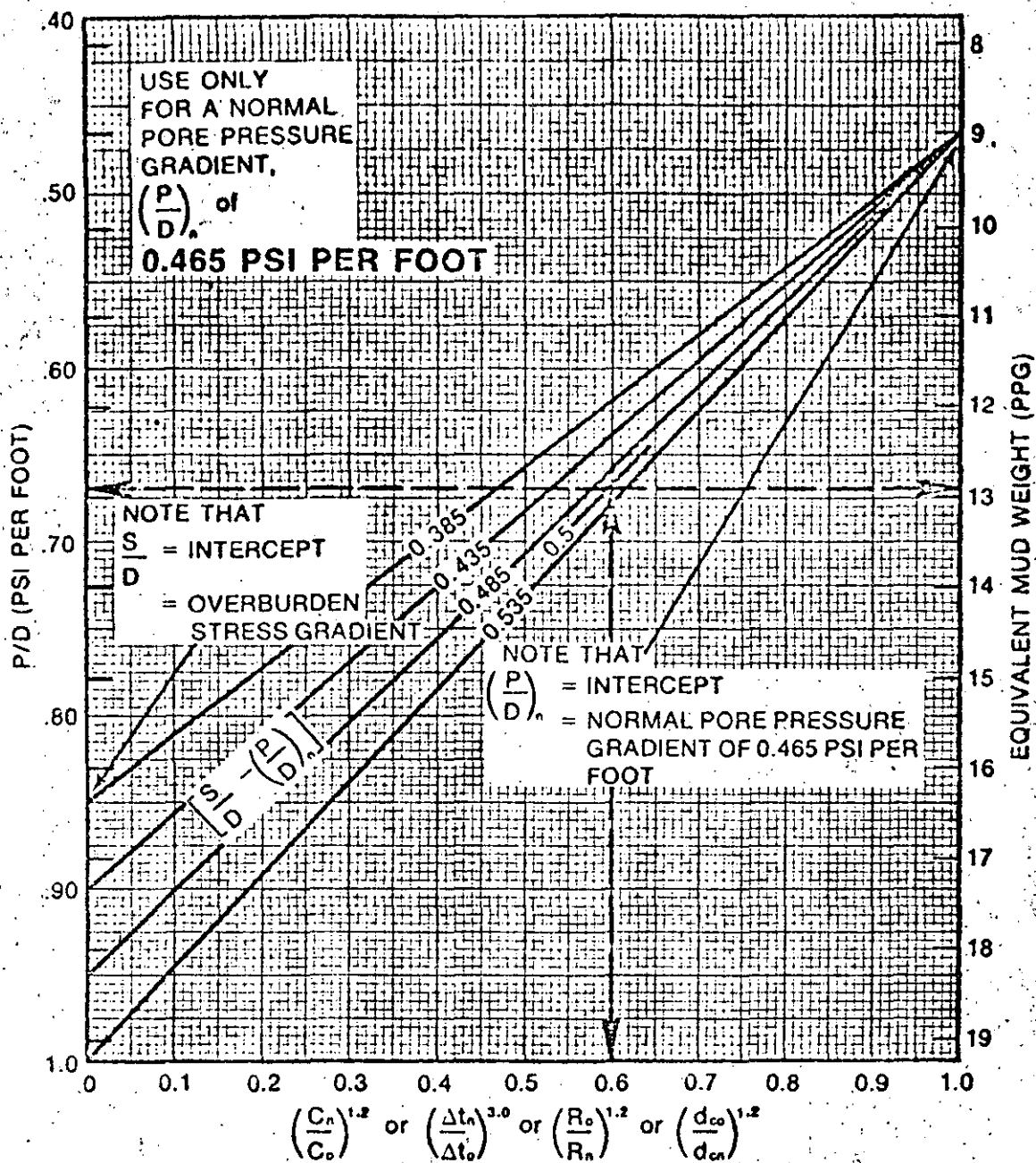


Fig. 6—This curve may be used only in areas where the normal pore pressure gradient is 0.465 psi per foot.

In this case, the deep induction log was evaluated. Shale resistivities are then plotted versus depth as shown in Fig. 3.

4 Read shale sonic travel time values and plot these versus depth as shown in Fig. 4.

5 The pore pressure gradient at any depth can now be calculated. In this case a depth of 12,700 feet has been selected. On Fig. 3 at the depth of 12,700 feet read $R_o = 2.2$ ohm-meters and $R_n = 3.4$ ohm-meters. Thus $R_o/R_n = 2.2/3.4 = 0.65$.

$$R_o/R_n = 2.2/3.4 = 0.65.$$

6 Enter Fig. 5 at R_o/R_n of 0.65 and determine that $(R_o/R_n)^{1.2} = 0.595$.

7 Determine S/D from Fig. 2 at a depth of 12,700 feet. $S/D = 0.965$ psi per foot.

8 Determine $(P/D)_n = 0.465$ psi per foot (known in this area).

9 Calculate $(S/D) - (P/D)_n = 0.965 - 0.465 = 0.50$.

10 Enter Fig. 6 with $(R_o/R_n)^{1.2} =$

0.595 and follow that vertical line upward to intersect $(S/D) - (P/D)_n = 0.50$. Interpolation between the 0.535 line and the 0.485 line is necessary. Read $P/D = 0.67$ psi per foot (left scale) or 12.9 ppg equivalent (right scale).

The preceding steps solved Equation 1 graphically. Now, the answer should be checked using sonic log data as follows:

1 Fig. 4 is used to determine that $\Delta t_o = 90$ micro-seconds per foot and

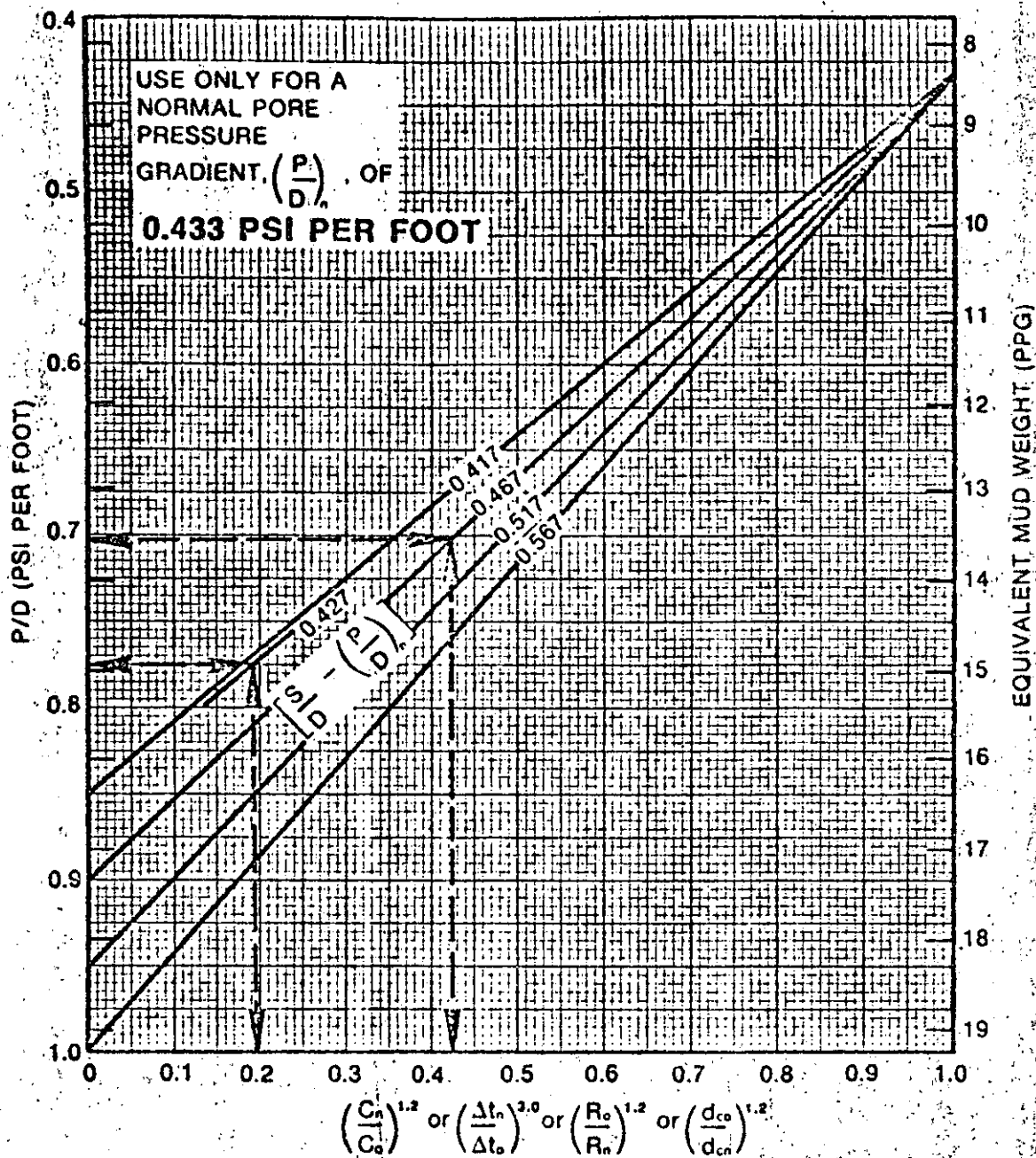


Fig. 7—This curve may be used only in areas where the normal pore pressure gradient is 0.433 psi per foot.



About the author
BEN A. EATON is president of Eaton Industries of Houston, Inc. In 1962, he received a BS degree from Marietta College in Ohio. He was awarded the Ph.D. degree at the University of Texas at Austin, 1965. Mr. Eaton has been associated with Union Oil Co. of California, Gulf Oil Corp. and Continental Oil Co.

$\Delta t_n = 76$ micro-seconds per foot at 12,700 feet.

2 Calculate $\Delta t_n / \Delta t_0 = 76 / 90 = 0.844$.

3 Determine $(\Delta t_n / \Delta t_0)^{3.0}$ from Fig. 8. $(\Delta t_n / \Delta t_0)^{3.0} = 0.60$.

4 Enter Fig. 6 again at $(\Delta t_n / \Delta t_0)^{3.0} = 0.60$. Follow the vertical line up to the interpolation point where $(S/D) - (P/D)_n = 0.50$, as before and read $P/D = 0.67$ psi per foot or about 12.9 ppg. Note that the agreement is very good in this case.

The previously described steps are used for other depths and respective pressure gradients.

South Louisiana wildcat. In this case, only an electric log was available and resistivities were plotted versus depth as shown in Fig. 10. Since no density data were available, the generalized Gulf Coast overburden stress curve, Fig. 9, was used. The problem of calculating pore pressure gradients at various depths was solved

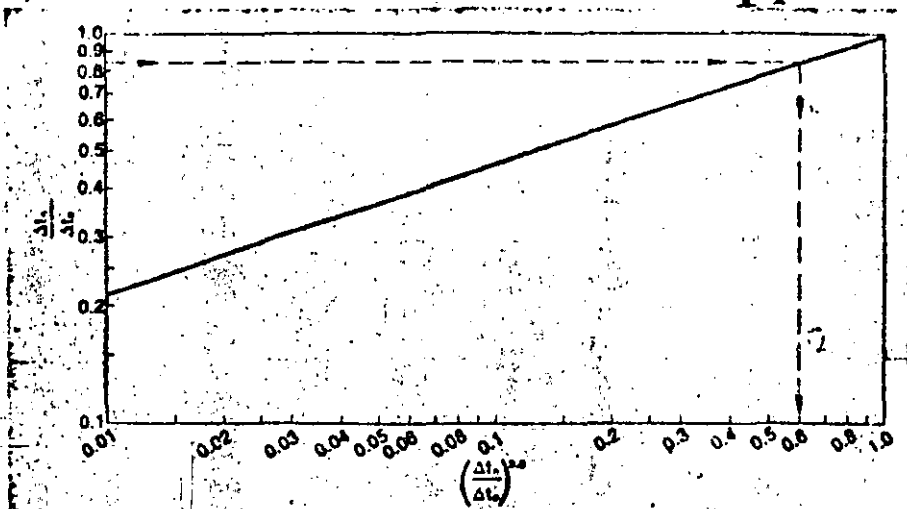


Fig. 8—The value of the sonic or seismic ratio is determined from this curve. Chart is entered at the left with the ratio of L/t . The value of that ratio raised to the third power is read from the bottom scale.

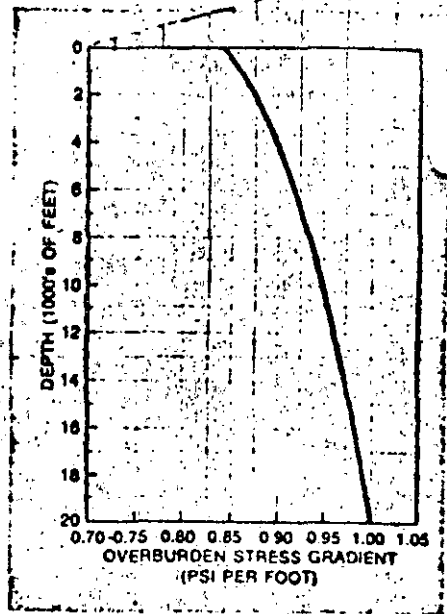


Fig. 9—No density data were available for the South Louisiana wildcat, so generalized Gulf Coast overburden stress information, shown here, was used. Curve shows the composite overburden stress gradient for all normally compacted Gulf Coast formations.

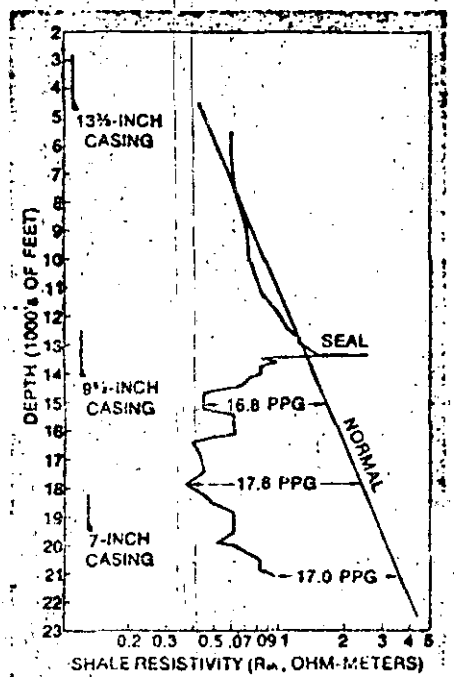


Fig. 10—Shale resistivity values for the South Louisiana wildcat were plotted versus depth and the normal trend established. Graphical techniques were used to solve for the three values of geopressure magnitude shown.

using the graphical solution previously outlined:

Results are shown for a few depths in Fig. 10. Such information is valuable in planning future wells in a given area.

Offshore Nicaragua wildcat. In this case, the only available data used to predict pore pressure gradients were sonic travel times from seismic data. There were no nearby wells. However, the seismic travel time plot shown in Fig. 11 gives a reasonable indication of the drilling situation. Note that the

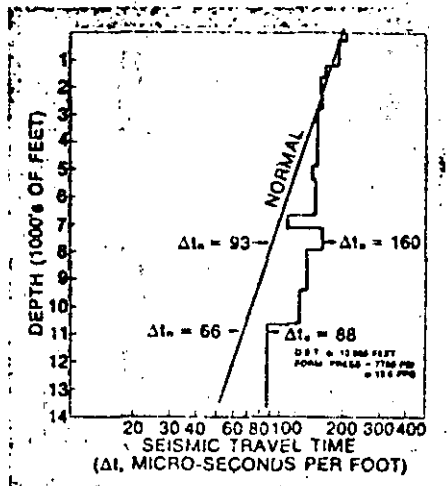


Fig. 11—Interval transit times determined from seismic data obtained near the proposed location of an offshore Nicaragua wildcat are plotted versus depth with a normal trend indicated.

Δt_s values deviate from the normal line at very shallow depths.

For this analysis, formation densities in wells far removed from the wildcat were used to determine overburden gradient versus depth. It was assumed that the formation densities were similar, an assumption that proved to be true. For example, note two depths in this well. At 7,500 feet, $(S/D) = 0.86$ and $(P/D)_n = 0.433$. At 10,996 feet, $(S/D) = 0.90$ and $(P/D)_o = 0.433$. Next, the seismic travel time plot is used to predict the geopressure magnitudes as follows:

- 1 At 7,500 feet, $\Delta t_s/\Delta t_o = 93/160 = 0.58$ from Fig. 11.
- 2 Fig. 8 gives a $(\Delta t_s/\Delta t_o)^{3.0}$ value of 0.196.
- 3 Using Fig. 7, P/D is found to be 0.776 psi per foot = 14.9 ppg.

4 At 10,996 feet $(\Delta t_s/\Delta t_o) = 66/88 = 0.75$.

5 Fig. 8 gives $(\Delta t_s/\Delta t_o)^{3.0} = 0.422$.

6 Fig. 7 gives $P/D = 0.703$ psi per foot = 13.52 ppg.

A drillstem test was run at 10,996 feet and the formation pressure was found to be equivalent to that exerted by a 13.6 ppg mud. This is excellent agreement between actual measured pore pressure gradient and that predicted using seismic data and Equation 4. However, one should not expect such good results in all cases.

It is believed that the equations given here are technically sound. Exponents shown could be slightly in error since they were derived empirically. However, the equations give excellent results provided basic data are plotted correctly.

LITERATURE CITED

Hottman, C. E. and Johnson, R. K., "Estimation of formation pressures from log-derived shale properties," *J. Pet. Tech.*, pp. 717-722, June (1965).

Eaton, B. A., "A theory on the effect of overburden stress on neo-pressure prediction from well logs," *SPE Paper 3719*.

Terzaghi, Karl and Peck, R. B., *Soil Mechanics in Engineering Practice*, John Wiley & Sons, Inc., New York, p. 466 (1948).

Hubbert, M. King and Rubey, W. W., "Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting. Part I," *Bull. USA* p. 70, February (1959).

Timko, D. J. and Fertl, W. H., "Relationship between hydrocarbon accumulation and geopressure and its economic significance," *J. Pet. Tech.*, pp. 923-933, August (1971).

Eaton, Ben A., "Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations," *J. Pet. Tech.*, pp. 1553-1560, October (1969).

Lane, Robert A. and Macpherson, Louis A., "A review of geopressure evaluation from well logs—Louisiana Gulf Coast," *SPE Paper 5033*.

Eaton, Ben A., "The equation for geopressure prediction from well logs," *SPE Preprint 5448*.

Fracture Gradient Estimates In Tertiary Basins

15

252

by P. E. Pilkington.

Senior Staff Engineer, Continental Oil Co., Houston, Tex.

A number of empirical techniques for estimating fracture gradients have been suggested and, as Pennebaker¹ noted, the stress ratio appears to be a function of the overburden gradient in tertiary basins with elastic sediments. It should be possible, therefore, to estimate fracture gradients on rank wildcats in tertiary basins containing elastic sediments.

According to Hubbert and Willis,² horizontal stress should be the least in tectonically relaxed areas with normal growth faulting and would range from a third to half the effective overburden pressure. The Hubbert and Willis equation, assuming the least horizontal stress is one-third the effective overburden, is as follows:

$$\frac{P}{Z} = \frac{1}{3} \left(\frac{S_o}{Z} + \frac{2p}{Z} \right) \quad (1)$$

where:

P = fracture pressure, psi

Z = depth, ft

S_o = overburden at depth Z , psi

p = pore pressure, psi

This is often used assuming a constant overburden gradient of 1 psi/ft ($S_o/Z = 1$) in which case Eq. 1 reduces to:

$$\frac{P}{Z} = \frac{1}{3} \left(1 + \frac{2p}{Z} \right)$$

Two assumptions have been used, but overburden gradient and stress ratio are not constant. Subsequent approaches were directed toward accounting for variations in stress ratio or changing overburden or both.

Matthews and Kelly³ found that fracture gradients varied with depth in sand-shale sequences in the Gulf Coast, and related the variation to a "matrix stress coefficient," which varies with depth and with area (Fig. 1).

The Matthews and Kelly equation is as follows:

$$F = \bar{D} + \bar{D} (K) \quad (2)$$

where:

F = fracture gradient, psi/ft

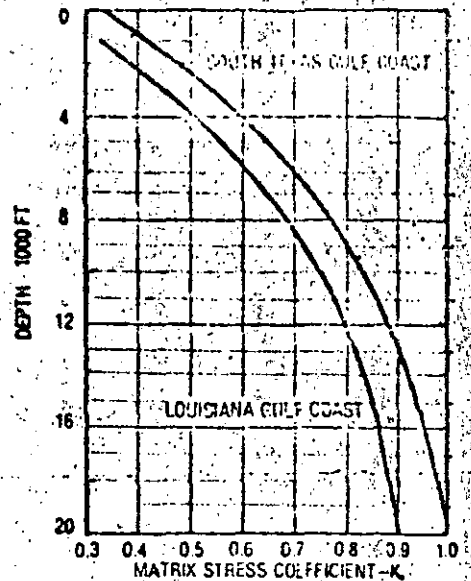


Fig. 1. Matrix stress coefficient.³

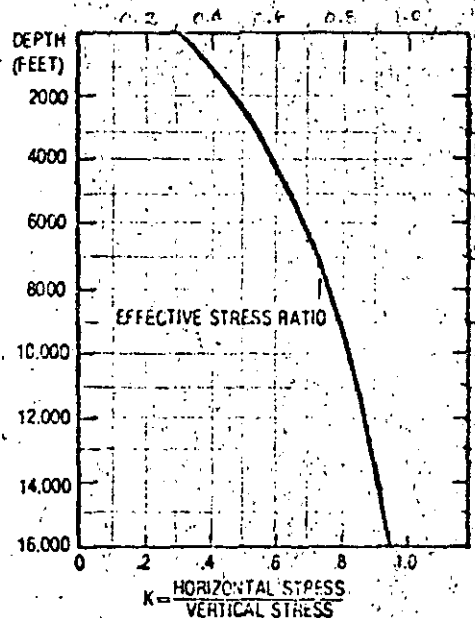


Fig. 2. Effective stress ratio vs depth.³

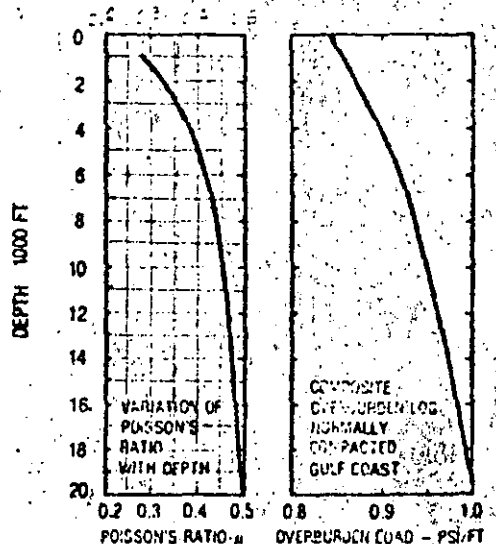


Fig. 3. Eaton's relationship for Poisson's ratio and overburden gradient.

- D = depth, ft
- p = pore pressure, psi
- $\sigma = \frac{S-p}{D}$ S = overburden, psi

The K₁ chart (Fig. 1) is used by estimating pore pressure from drilling or log parameters and calculating an equivalent depth, D_e, which is determined by:

$$D_e = \frac{(S-p)}{0.535} (D) \quad D_e = \frac{(S-p)}{0.535}$$

K₁ is read off Fig. 1 at the equivalent depth, D_e. Fracture gradient then is calculated from p (estimated) and S/D (assumed), using the value of K₁ determined at D_e. In normal pressures, D_e = D and, in the U.S. Gulf Coast, the equation simplifies to:

$$F = 0.465 + 0.535 (K_1)$$

This is based on a normal pressure gradient of 0.465 psi/ft. Trying to account for an increasing overburden gradient and a changing stress ratio with one variable limits the use of Matthews and Kelley to the Gulf Coast, yet some companies use it around the world in varying compaction trends.

Pennabaker¹ related overburden gradient to geological age and established an "effective stress ratio" relationship. Pennabaker believed that overburden gradient... is the controlling factor for stress ratio. The stress ratio curve established in his study is shown in Fig. 2.

The fracture gradient was related (by Pennabaker) to overburden gradient, pore pressure gradient, and effective stress ratio (K) as follows:

$$\text{Fracture Gradient} = K (\text{overburden gradient} - \text{pore pressure}) + \text{pore pressure} \quad (3)$$

Pennabaker's data were primarily from South Texas onshore to offshore. He also applied the technique to other areas.

Eaton², working with data from offshore Louisiana, established another relationship between overburden gradient and μ , (Fig. 3). Average overburden gradient, measured breakdown pressures and estimated pore pressures were used to back calculate Poisson's ratio, μ . Data from the Gulf Coast and the Santa Barbara Channel were used to establish average overburden gradients for these areas. The equation used to calculate fracture gradients was:

$$\frac{p_f}{D} = \left(\frac{S-p}{D} \right) \left(\frac{\mu}{1-\mu} \right) + \frac{p}{D} \quad (4)$$

where:

- p_f = fracture pressure, psi
- p = pore pressure, psi
- S = overburden pressure, psi
- D = vertical depth, ft
- μ = Poisson's ratio

A nomograph (Fig. 4) which solves Eq. 4 was presented in Eaton's paper.

Another fracture gradient study, done for the offshore California area, by Christman³ takes overburden gradients into account. The final form of the fracture gradient equation used by Christman was as follows:

$$g_f = F_{\sigma} (G_{ob} - g_p) + g_p \quad (5)$$

where:

- g_f = fracture gradient, psi/ft

- F_σ = stress ratio
- G_{ob} = overburden gradient, psi/ft
- g_p = pore pressure gradient, psi/ft

There is little difference in these equations except for the use of different letters to describe the same terms. The five equations will be summarized using the following terminology:

- P_f = fracture pressure, psi
- D = depth, ft
- S = overburden pressure, psi
- p = pore pressure, psi

Eq. 1 through 5, rewritten using these terms, are:

$$\frac{P_f}{D} = \left(\frac{S-p}{D} \right) \frac{1}{3} + \frac{p}{D} \quad (1-A)$$

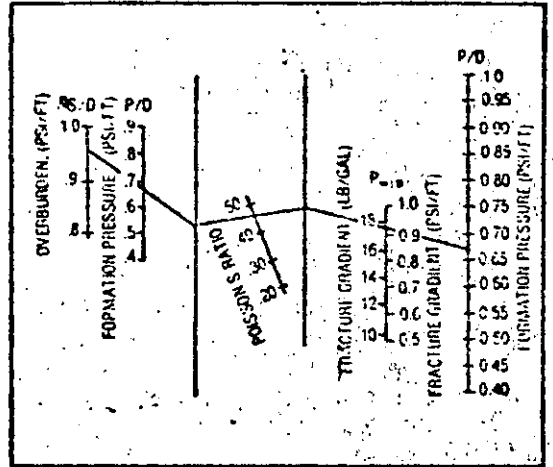


Fig. 4. Fracture gradient nomograph by Hefner.

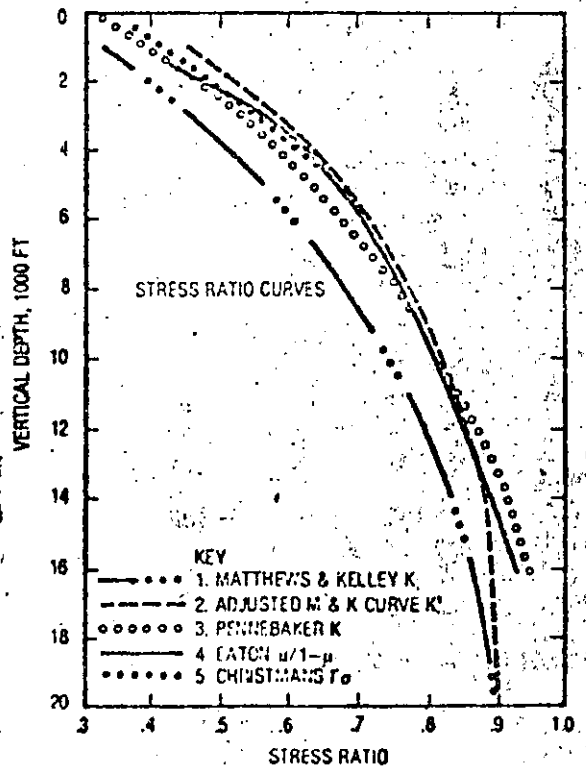


Fig. 5. Stress ratio curves from various authors.

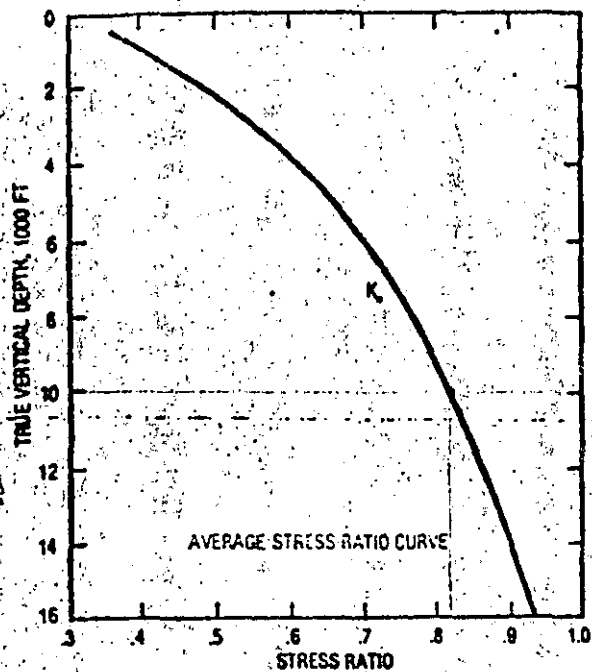


Fig. 6. Average stress ratio (K_s) curve based on Fig. 5.

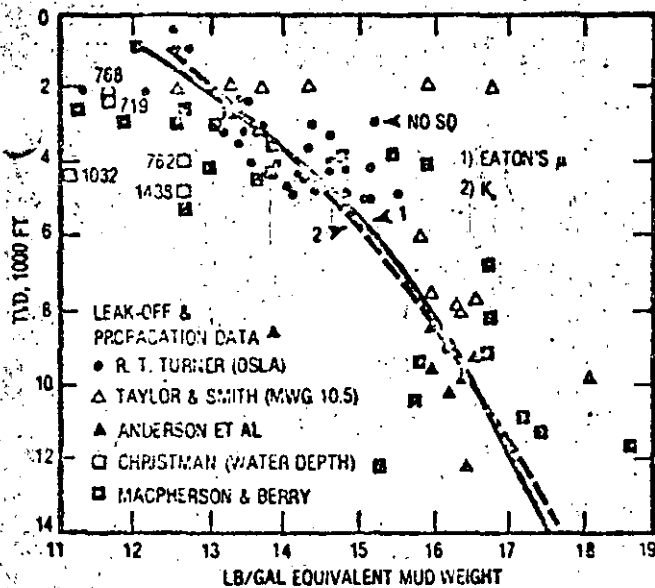


Fig. 7. Fracture gradients in normal pressure comparing estimates using K_s and Eaton's μ .

$$\frac{P_f}{D} = \left(\frac{S}{D} - \frac{P}{D} \right) K_s + \frac{P}{D} \quad (2-A)$$

$$\frac{P_f}{D} = \left(\frac{S}{D} - \frac{P}{D} \right) K + \frac{P}{D} \quad (3-A)$$

$$\frac{P_f}{D} = \left(\frac{S}{D} - \frac{P}{D} \right) \left(\frac{\mu}{1-\mu} \right) + \frac{P}{D} \quad (4-A)$$

$$\frac{P_f}{D} = \left(\frac{S}{D} - \frac{P}{D} \right) F_\sigma + \frac{P}{D} \quad (5-A)$$

Eqs. 1-A and 2-A assume a constant overburden gradient, S/D , or 1 psi/ft. The last three equations incorporate actual overburden gradients.

Pennabaker observed that overburden was the controlling factor for stress ratio. If this is true, then stress ratio curves should be similar in tertiary basins

that are tectonically relaxed. Four stress ratio curves have been presented by Matthews and Kelley; Pennabaker, Eaton, and Christman. Most published comparisons have dealt with fracture gradients estimated using the different techniques. If overburden is calculated correctly, however, and measured pore pressures are used to estimate fracture gradients, the key variable is stress ratio.

Fig. 5 compares K_s , K_s' , $K_s \left(\frac{\mu}{1-\mu} \right)$, and F curves. K_s' was calculated from Matthews and Kelley's K_s using Eaton's overburden gradient curve and the following equation:

$$K_s' = \frac{0.535 K_s}{\left(\frac{\mu}{1-\mu} - 0.465 \right)} \quad (6)$$

There is a maximum spread of 0.05 in these stress ratio curves developed in South Texas, different offshore Louisiana areas, and California. These areas are all sand/shale sequences. Curves 2 through 5 in Fig. 5 are based on actual overburden gradients. The generally good agreement of stress ratio curves from different areas tends to support Pennabaker's view that fracture gradient is primarily a function of overburden gradient. Good results may be achieved by using an average stress ratio curve. Fig. 6 is an average stress ratio curve based on lines 2 through 5 in Fig. 5. This stress ratio curve can be used in the areas covered by Pennabaker, Eaton, Christman, and Matthews and Kelley. These areas are all tectonically relaxed basins containing plastic shales with interbedded sands. None of the relationships discussed are valid in either brittle, or naturally fractured formation including limestones, dolomites and shales. Returns may also be lost in vugular formations regardless of the fracture gradient in the overlying formations.

The average stress ratio, K_s , shown in Fig. 6 can be closely approximated by the Brister equations, as follows:

$$K_s = 3.9(S/D) - 2.88 \quad (\text{for } S/D \leq 0.94)$$

and

$$K_s = 3.2(S/D) - 2.224 \quad (\text{for } S/D > 0.94)$$

These equations, derived from crossplotting K_s and S/D , yield results which are as close as can be read from Fig. 6.

Fig. 7 is a comparison of fracture gradients calculated using Eaton's μ and the average stress ratio curve (K_s) presented in Fig. 6. Leakoff and fracture propagation data from various sources are also shown on the plot. Recent leak-off data from offshore Louisiana were furnished by R. D. Turner. Christman's data from offshore California were affected by water depth (decreased overburden pressure). Other published data from MacPherson and Berry, Anderson et al, and Taylor and Smith, are affected by the following:

- These are propagation pressures measured on breakdown tests during P&A operations.
- Zones that fall more than $\frac{1}{2}$ lb/gal low to the estimate were not squeezed and retested to see if the cement job had failed.
- Low values may be caused by increased water depth.
- Many of the high readings were affected by the fact that higher mud weights (which normally

indicate lower fluid penetrability) were used to test the shoe.

Breakdown data shown are in normal pore pressures and the fracture gradient curves are for normal pore pressures (0.465 psi/foot).

Fig. 8 is a set of fracture gradient curves for the Louisiana Gulf Coast based on Eaton's overburden curve, 0.465 psi/ft normal pressure gradient, and K_s from Fig. 6. While this set of curves has been prepared for the Gulf Coast, it is based primarily on Miocene-Miocene age data, and use of this data in areas where thick Pleistocene intervals are present may cause errors. If possible, calculate the overburden gradient and see if it varies from Eaton's overburden curve shown in Fig. 3.

If actual overburden is significantly different, then use the actual overburden to determine the stress ratio and calculate the fracture gradient. This technique will be discussed under estimation of fracture gradients for rank wildcats. This chart was within ± 0.5 lb/gal on 75% of the normal pressure data and ± 1.0 lb/gal on 95%, compared to 67% and 94% respectively using a chart prepared from Eaton's data.

Fracture Gradients in Rank Wildcats

A technique used in wildcat areas since 1972 involves using an overburden-stress ratio relationship while disregarding depth. The first step is to calculate an overburden gradient curve from wireline density log data. If pore pressure is other than normal, it can be estimated from drilling and log plots. Then, it is very simple to calculate a fracture gradient with S/D, P/D, and stress ratio.

As leak-off, pore pressure, and overburden data are accumulated in an area, stress ratio data should

be compared to the curve being used. A new stress ratio curve should be prepared for any area where significant differences occur. Fig. 9 shows overburden gradient and average stress ratio. For illustrative purposes, assume that overburden gradient at a point of interest (e.g. the casing shoe) was calculated to be 0.95 psi/ft. Enter the chart at the top with 0.95 and move vertically down to the intercept of the S/D curve (step 1). Then (step 2), move horizontally from this intercept to the K_s curve. In step 3, move vertically down from the K_s curve intercept and read K_s off the bottom scale. In the example, K_s would be 0.817 for an overburden gradient of 0.95. With an estimate (or measurement) of pore pressure, fracture gradient can be quickly accomplished. The next question you may have is, "O.K., but how good is this technique?" Examples from various areas are next.

Fig. 10 shows a set of fracture gradient curves prepared while drilling a rank wildcat in the Indian Ocean. The fracture gradient estimates at the casing shoes at 5000 ft and 8100 ft agreed very well with actual breakdown pressures. The difference was less than 0.5 lb/gal in terms of equivalent mud weight.

Fig. 11 contains data from a wildcat in the South China Sea. The casing shoe tests (points 1 and 2) were not leakoff tests, only tests to a maximum anticipated mud weight. The breakdown test at

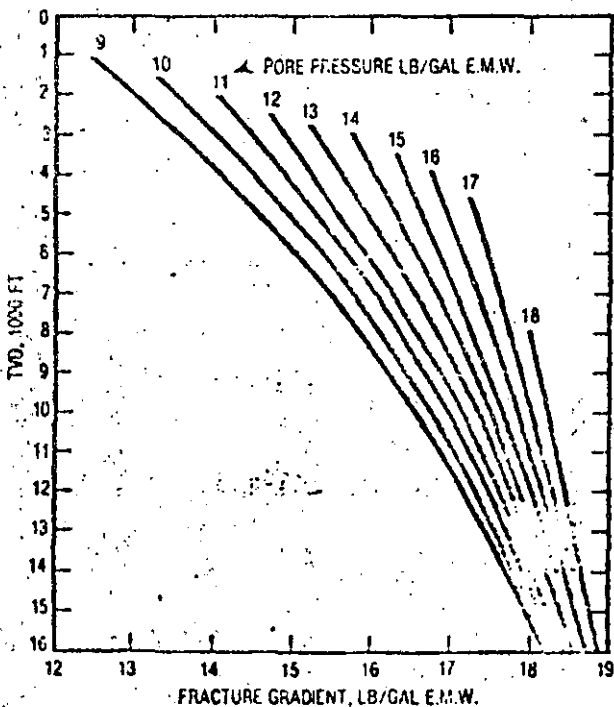


Fig. 8. Fracture gradient chart, Louisiana Gulf Coast, moderate water depth.

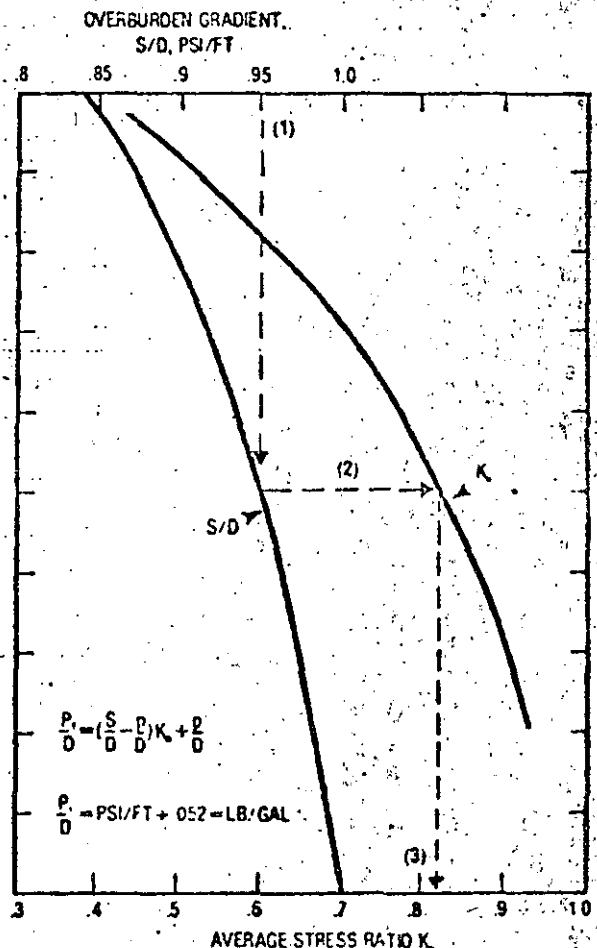


Fig. 9. K_s vs overburden gradient (S/D) for estimating fracture gradients in tertiary basins.

abandonment (point 3) was made with a weighted mud in the well which can result in a higher apparent fracture gradient.

In addition, fracture gradients estimated on one wildcat in the North Sea using this technique were within 0.5 lb/gal of actual breakdown pressures. No density log was run on the upper portion of the well so overburden gradient had to be estimated. Fracture

gradients in the North Sea frequently decrease below the 13 1/2-in. casing shoe. These lower fracture gradients sometimes occur in naturally fractured chalk and limestone and vugular or detrital limestone. In the North Sea and other areas, fracture gradient decreases can occur in elastic sand/shale sequences.

Empirical techniques based on overburden gradient have application in tectonically relaxed, elastic sediments containing plastic shales. These techniques do not apply to evaporites or brittle shales.

Empirical data from various older basins presented by Matthews and Cosmirosky clearly show that the technique discussed for estimating fracture gradients in geologically young basins does not apply to older rocks. Data from the Mesozoic and Paleozoic era formations indicate significantly lower fracture gradients in these older rocks.

In tectonically stressed areas, these techniques will yield a minimum estimate for fracture gradient, i.e., the shoe should test to a value higher than that estimated using these techniques.

At shallow depths, the vertical stress may be the least stress and horizontal fractures may occur. The fracture gradient will be approximately equal to the overburden gradient in these cases. Horizontal fractures have been well documented in Conoco's Sacatosa field in South Texas, in the San Miguel sand which ranges in depth from 1300 ft to 1700 ft. In addition, Koch notes that fracture gradients at conductor setting depths in the North Sea (Forties field area) are low and can be assumed to be equal to the density of the silt penetrated (which has a gradient of 0.65 psi/ft). Breakdown at the conductor shoe would involve lifting the overburden in this area.

The overburden gradient, stress ratio relationship has been successfully used as an initial approach in rank wildcat areas. If good leak-off test data are compiled, a stress ratio curve can and should be compiled for each area - provided overburden gradient can be calculated.

Acknowledgements. Appreciation is expressed to Continental Oil Co. for permission to publish this article. Special thanks are given to R. D. Turner for the leak-off data, W. L. Brister for his suggestions, and H. O. McLeod for his constructive comments.

References

1. Pennbaker, E. S., Jr.: "An Engineering Interpretation of Seismic Data," paper SPE 2165 (1968).
2. Hubbert, M. King and Willis, David G.: "Mechanics of Hydraulic Fracturing", *Trans. AIME* (1957) 210.
3. Matthews, W. R. and Kelley, John: "How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient from Electric and Sonic Logs", *Oil and Gas J.*, Feb. 20, 1967.
4. Eaton, B. A.: "Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations", *J. Pet. Tech.* (Oct. 1969).
5. Christman, Stan A.: "Offshore Fracture Gradients", *J. Pet. Tech.* (Aug. 1973).
6. MacPherson, L. A. and Berry, L. N.: "Prediction of Fracture Gradients from Log Derived Elastic Moduli", *The Log Analyst* (Sept.-Oct. 1972).
7. Anderson, R. A., Ingram, D. S. and Zanier, A. M.: "Fracture Pressure Gradient Determination from Well Logs", paper SPE 4195 (1972).
8. Taylor, D. B. and Smith, T. K.: "Improving Fracture Gradient Estimates in Offshore Drilling", *Oil and Gas J.*, April 13, 1976.
9. Matthews, W. R. and Cosmirosky, L. J.: "Programmed Casing Seats Can Lower Well Costs", *Oil and Gas J.*, Jan. 24, 1972.
10. Koch, Robert D.: "Forties Drilling Involves High Angles, Gumbo", *Oil and Gas J.*, Dec. 13, 1976.

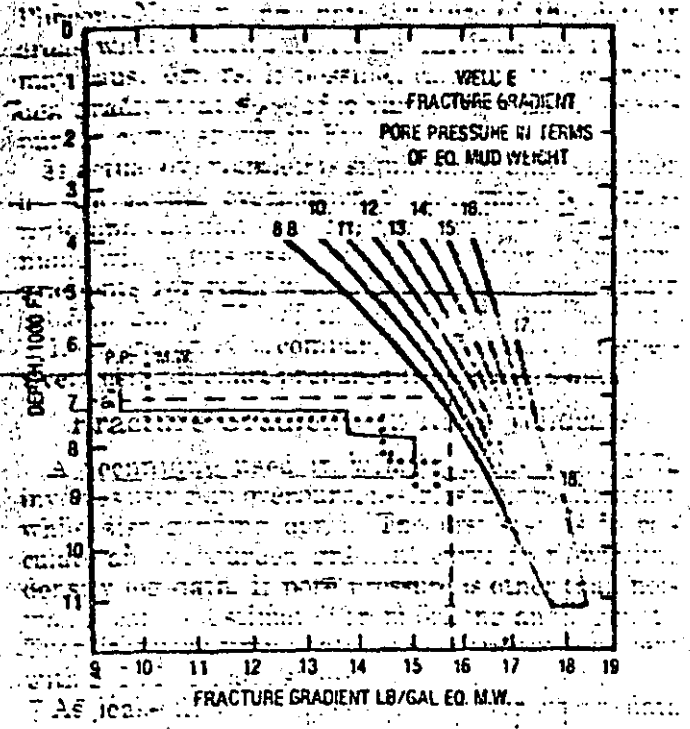


Fig. 10. Fracture gradient curves for rank wildcat, Indian Ocean.

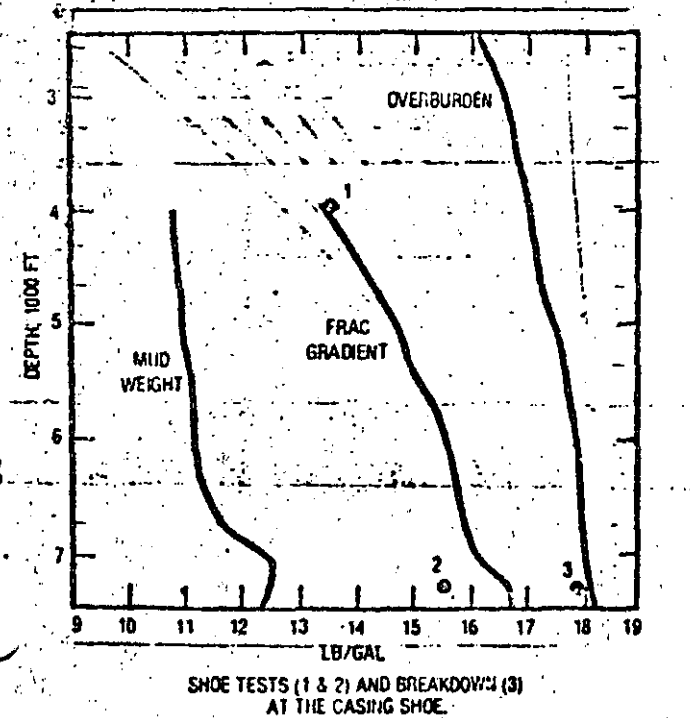


Fig. 11. Fracture gradient curve for South China Sea wildcat with shoe test data.

Matthews & Kelly $\xi_{fr} = \xi_f + (\xi_{sc} - \xi_f) \cdot k_i$

$$D_e = \frac{(\xi_{sc} - \xi_f)}{0.535} D$$

Donde ξ_{fr} = Grad. de Frac. en psi/pie

ξ_f = Grad de Formación en psi/pie

ξ_{sc} = Grad. de Sobrecarga = 1.0 psi/pie

D = Prof del punto en estudio en pies

D_e = Prof Equivalente en pies para calcular k_i (Tabla)

Ejemplo 1 Evaluar el ξ_{fr} a 10 000 pies, donde el gradiente de formación es 0.700 psi/pie = 1.617 gr/cm³ en la Costa de Luisia

$$D_e = (1 - 0.7) \times 10000 / 0.535 = 5607 \text{ pies} \therefore k_i = 0.59035$$

$$\xi_{fr} = 0.7 + (1 - 0.7) \times 0.59035 = 0.8771 \text{ psi/pie} = 2.026 \text{ gr/cm}^3$$

Ben A Eaton $\xi_{fr} = (\xi_{sc} - \xi_f) \left(\frac{\mu}{1 - \mu} \right) + \xi_f$

Donde μ = Relación de Poisson a la prof en estudio

Ejemplo 2 Evaluar ξ_{fr} para el ejemplo 1 (anterior) Prof = 10000 pies

$$\xi_f = 0.7$$

De la Tabla de ξ_{sc} v.s. Prof $\rightarrow \xi_{sc} = 0.949$ psi/pie a 10000

De la Tabla de μ v.s. Prof $\rightarrow \mu = 0.455$ a 10000'

$$\xi_{fr} = (0.949 - 0.7) \times \frac{0.455}{1 - 0.455} + 0.7 = 0.249 \times 0.83486 + 0.7 = 0.90788$$

$$\xi_{fr} = 0.90788 \text{ psi/pie} = 2.097 \text{ gr/cm}^3$$

$$1 \text{ psi/pie} = 2.31 \text{ gr/cm}^3$$

Correlación para estimar el gradiente de sobrecarga con respecto

a la profundidad Prof. (pies)	P/Burnetaker		Para Matthews & Kelly		Relación de -u
	Gradiente de sobrecarga 0.645 psi/pe	Rd. Esf. Efect 0.30	KL = Coef. Luzana 0.22	Esfuerzo de Matig Sur de Texas 0.34	
1000	0.860	0.39	0.32	0.42	0.220
2000	0.872	0.47	0.38	0.48	0.330
3000	0.885	0.53	0.44	0.54	0.360
4000	0.898	0.59	0.51	0.59	0.370
5000	0.909	0.64	0.56	0.64	0.400
6000	0.917	0.69	0.61	0.69	0.420
7000	0.926	0.73	0.65	0.74	0.435
8000	0.935	0.76	0.69	0.77	0.45
9000	0.942	0.79	0.72	0.80	0.460
10000	0.949	0.82	0.75	0.83	0.475
11000	0.956	0.85	0.78	0.86	0.480
12000	0.963	0.87	0.80	0.88	0.490
13000	0.970	0.89	0.82	0.90	0.495
14000	0.975	0.91	0.84	0.92	0.500
15000	0.980	0.93	0.85	0.94	0.505
16000	0.985	0.95	0.86	0.96	0.51
17000	0.989	0.96	0.87	0.97	0.515
18000	0.993	0.97	0.88	0.98	0.493
19000	0.996	0.98	0.89	0.99	0.497
20000	0.999	0.99	0.90	1.00	0.500

Detecting and controlling abnormal pressure

D. I. Wilkie and W. F. Bernard, Dome Petroleum Limited, Calgary, Alberta

10-second summary

The need to minimize risks in drilling offshore in the Beaufort Sea has resulted in the development of a working kick tolerance technique that has evolved over the last five drilling seasons. As a result, persistent abnormal pressures in the area have not led to serious problems. This article discusses Beaufort Sea drilling operations and how Dome's techniques for pressure prediction and detection have kept wells under control.

OFFSHORE DRILLING in the Canadian Beaufort Sea has indicated the presence of abnormal formation pressures both at deep and shallow depths. Formation pressure control is complicated by pressure gra-

dient reversals and unconsolidated formations. In addition, the presence of permafrost, gas hydrates, pressured shallow water flows and plastic clays has made the optimum setting of casing strings critical. Existing methods of abnormal pressure prediction and detection have been used but it has been necessary to augment this information with a technique known as kick tolerance. Dome has now used a practical form of kick tolerance on all wells drilled offshore in the Canadian Beaufort Sea since 1977.

The kick tolerance formula provides a means of measuring the well's ability to contain a formation fluid influx without experiencing an underground blowout. As kick tolerance lessens, tighter controls are instituted.

The advanced procedures developed by Dome for abnormal pressure detection and control in difficult drilling conditions in the Beaufort Sea have proven

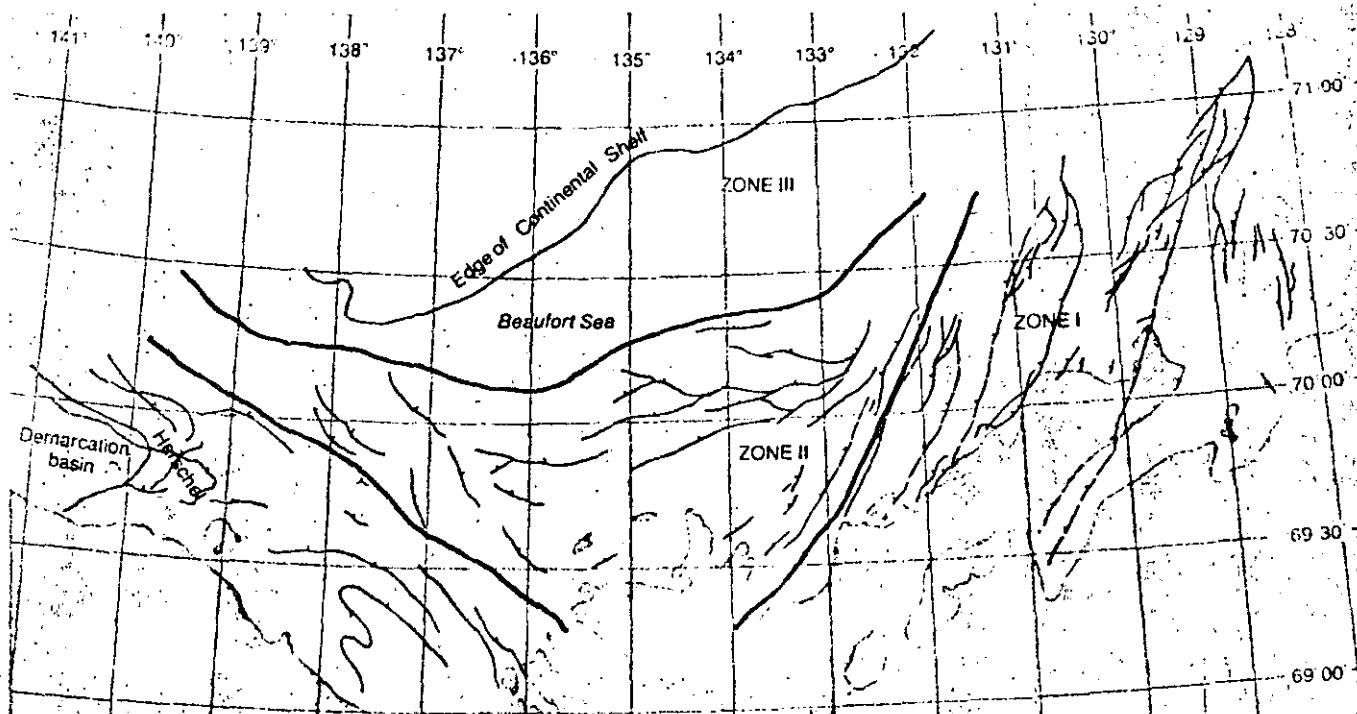


Fig. 1—Geological subdivision of the offshore Beaufort Sea shows three zones where Dome has carried out drilling operations.

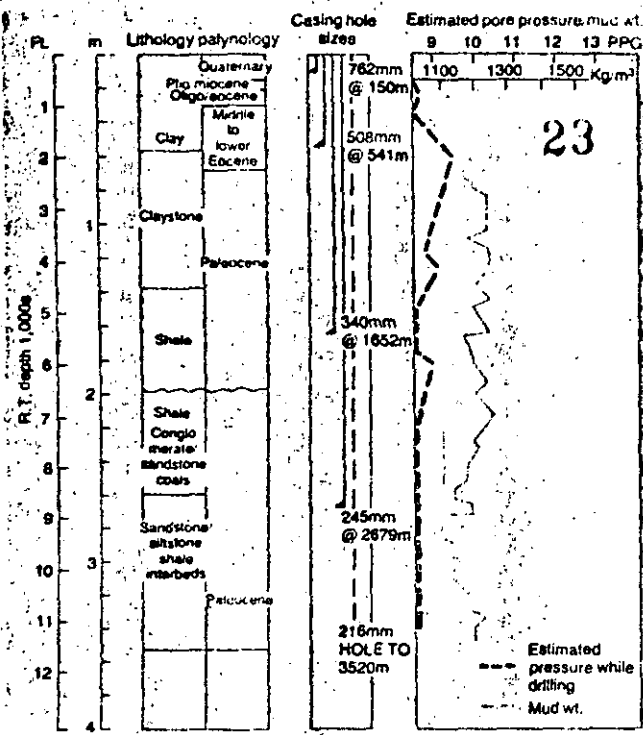


Fig. 2—Design and pore pressure plot of Well A in Zone 1 of the Beaufort Sea.

successful and provided a means of effectively finding optimum casing setting depths. This article describes the history of developing optimum pressure detection methods in Beaufort Sea drilling operations.

Geology

The Beaufort Sea region of Canada lies to the north of the Mackenzie River Delta. It is a continental shelf sea with water depths generally less than 100 meters. Geologically the area is characteristic of a major delta with a thickness of more than 10 kilometers of Tertiary and Upper Cretaceous sediments. A general geological subdivision of the area is shown in Fig. 1.

The offshore section of the basin is composed of three structural sections. Zone 1 along the southern and eastern rims of the basin contains Tertiary sediments with little post-depositional movement other than regional basinward subsidence. Wells drilled in this zone have encountered minimal geopressures as shown by well 4 in Fig. 2. The low mud weights used reflect the continuing normal pore pressures throughout the drilling of the well. Generally, pre-Cretaceous formations are encountered at much shallower depths in this zone.

Moving northward into the offshore area of the basin, Zone 2 is typically characterized by growth faults occurring within the Tertiary sediments, which bottom out in the underlying Cretaceous and Jurassic sediments. Fig. 3 shows an example of a well drilled in this zone that illustrates the relationship between the various horizons and the mud weights used to control the pore pressure in the upper portion of the hole from 5,500 to 6,500 feet (1,700m-2,000m) and to a lesser extent below 13,000 feet (4,000m). Of

significance is the magnitude of the mud weights used: up to 12.6ppg (1,500 kg/m³) on this 16,000 foot (5,000m) well.

Zone 3 in Fig. 1 is dominated by mobile shale structures. This region is the focus of Dome's offshore drilling program, the oil discoveries at Nektoralik and Kopanoar being associated with these shale swells. Fig. 4 shows a geological cross-section through Well C in this zone and the accompanying pore pressure profile associated with the structure. Dome and its partners have drilled a total of seven wells in Zone 3 deeper than 8,200 feet (2,500m). Maximum mud weights range from 14.2 to 17.5ppg (1,700-2,100 kg/m³). Abnormal pressure is thus the rule rather than the exception in this area of the Beaufort Sea.

Extensive permafrost and natural gas hydrates have also been encountered at structures within all zones. The hydrate bearing zones have been found beneath the permafrost at depths ranging from 1,640 to 4,265 feet (500-1300m), and are associated with high mud gas readings. The solution to the problem of hydrate decomposition has been to install mud cooling systems on all drillships. Systems are capable of reducing mud temperatures to a level that will minimize downhole hydrate decomposition. This temperature depends on hydrate depth, but is in the 5 to 12°C range. Each ship's mud cooling system is being redesigned to continuously handle up to 1,000 gpm (4m³/min.) of mud to lower the temperature by 2.8°C (2.2-3.1MM Btu/hr. capacity).

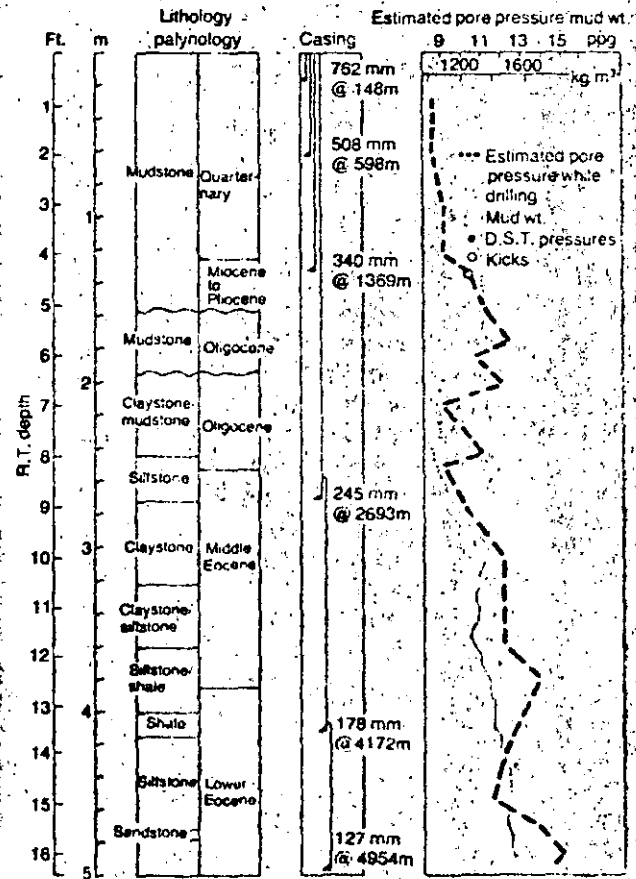


Fig. 3—Mud weight in Well B in Zone 2 ranged up to 12.6 ppg

In addition to gas hydrates, shallow abnormally pressured water bearing zones have been encountered on several wells offshore. These zones are situated below the permafrost at 1,150 to 1,970 feet (350-600m) with pressures of about 11.7 to 12.5ppg (1,400-1,500 kg/m³) equivalent mud density. Predicting the presence of these water zones has proven extremely difficult by conventional means (either seismic or on-site drilling information). However, wells have been drilled successfully by setting shallow casing strings immediately above the abnormally pressured sands.

Although both hydrates and shallow water flows have been encountered offshore in the Beaufort Sea, these subjects will not be discussed in detail in this article. Discontinuous permafrost offshore, also has been encountered on several locations within Zone 3 and techniques involving low annular velocities and viscosified sea-water are used to minimize hole erosion on shallow hole sections. Specially designed caliper logs (up to 2.1m) have been used before cementing surface pipe.

Abnormal pressure prediction

The use of seismic data to predict abnormal formation pressures has been in use for over ten years.² Its application to drilling programs has been successful, especially in frontier regions where little or no offset well information has been available.³

In the offshore areas of the Beaufort Sea, the use of interval transit time curves has similarly been used with good results. In its simplest form the technique assumes that the velocity of seismic waves will normally increase linearly with depth when plotted on log-log paper. Departure from this straight line can be for the following reasons:

1. Abnormally pressured zones containing lower than normal velocities (i.e., a shift to the right on the interval transit time curve).
2. Limestone sequences, although being compacted at the same rate as shale sequences, will be placed to the left of the normal trend line. Calcareous shales will be similarly affected, although to a lesser extent. In general, the denser the sediment the larger the deflection from the normal trend line.
3. Decreasing geological age has the effect of increasing transit time. This lateral shift of the curve to the right is to be expected as wells are drilled further northward of the basin. The presence of major unconformities will also mean lateral shifts in this compaction trend. If abnormal pressures are associated with these unconformities, the picture becomes increasingly complex.

For ease of application, overlays have been used with depth on a linear scale rather than a logarithmic scale. The overlays were derived from Gulf of Mexico data² and have been modified successfully for metric use.

Examples of before-and-after comparisons are shown for Wells A, B & C in each of the three zones. Well A's interval transit time (ITT) plot is shown in Fig. 5. It predicts the occurrence of two significant

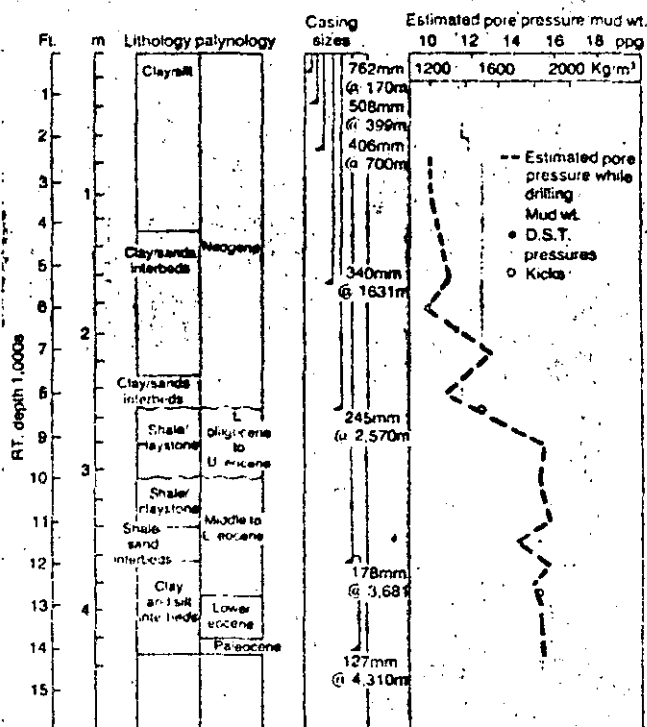


Fig. 4—Abnormal pressures encountered in Well C of Zone 3 are typical in this part of the Beaufort Sea.

sections from 6,100 to 7,700 feet (1,860-2,350m) and 8,250 to 9,400 feet (2,510-2,860m) which cause high velocities. Subsequent drilling information has shown the presence of a major unconformity at about 6,350 feet (1,935m) and that the well is normally pressured.

Predicted pore pressures were expected to be normal despite velocities being affected below the unconformity by denser sediments. Normal pore pressures were verified when drilling into these denser sediments.

Well B's interval transit time plot (see Fig. 6) prior to spud indicated the presence of an unconformity at 6,600 feet (2,010m). The pore pressure can be seen to increase below this point until a minor reversal is obtained at 10,000 feet (3,050m), where it begins to continually increase up to 16ppg (1920kg/m³) equivalent beyond this depth. Post-drill and DST data confirmed the major pressure reversal at 6,600 feet (2,010m) and the steadily increasing pore pressure after this depth.

Well C's interval transit time curve predicted the onset of abnormal pressure at about 8,000 feet (2,440m) rising up to 16.5ppg (1,980kg/m³) at 10,400 feet (3,170m). Post-drill DST data confirmed that the onset of abnormal pressure did in fact occur

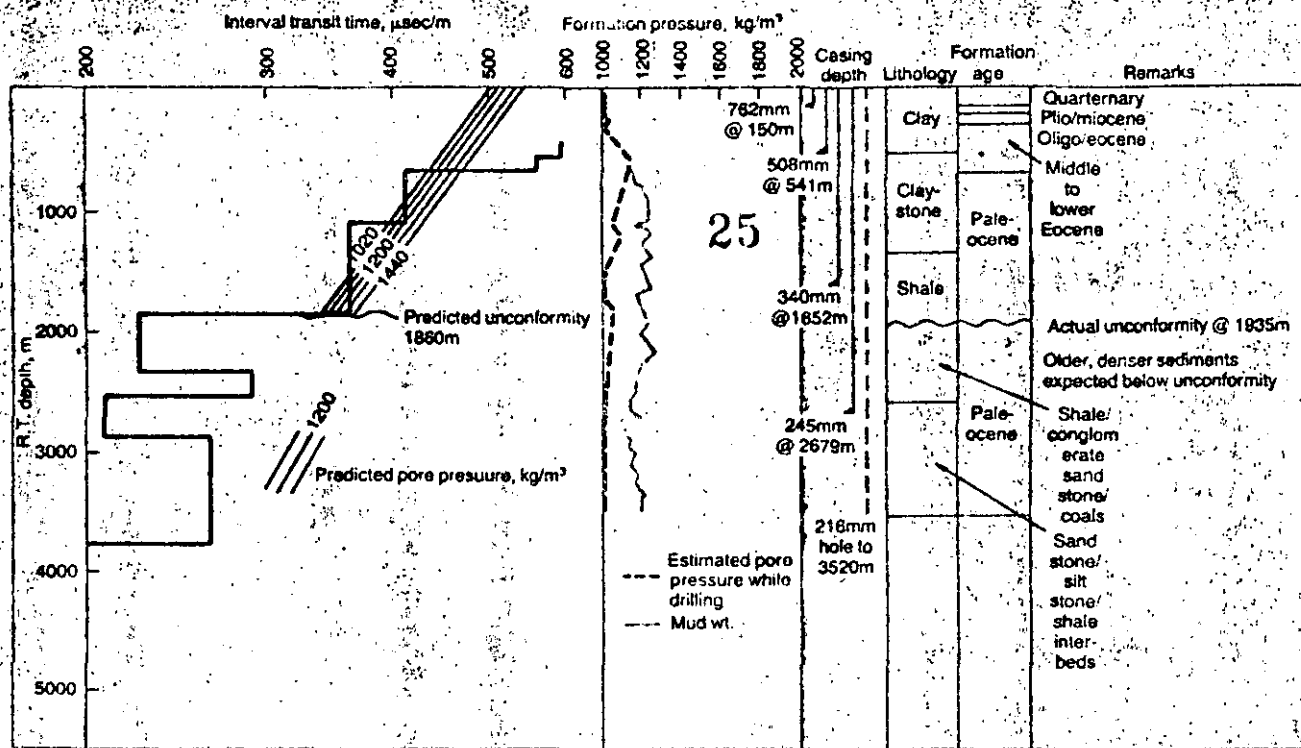


Fig. 5—Interval transit time plot for Well A in Zone 1.

below 8,000 feet (2,440m) and increased up to 15.5ppg (1,850 kg/m^3) equivalent by 10,000 feet (3,050m). Fig. 7 shows an ITT plot for this well and the corresponding mud densities and DST pressures from the same well.

The predicted reversal in pressure at 10,500 feet (3,200m) did occur but was much less than predicted. The well was suspended at 9,200 feet (2,800m), which allowed anchoring of the overlay to the correct velocity using log derived velocities. The unconformity at 10,200 feet (3,100m) does not appear to cause a major change in pore pressure.

During programming of Beaufort Sea wells, fracture gradient prediction has not generally been attempted on these offshore wells. The more usual approach has been to obtain fracture gradients at each casing or liner shoe immediately on drilling out the shoe for every casing string from 20-inch (504mm) casing on down. Highly sensitive pressure gauges for casing leak-off tests have increased the accuracy of fracture gradient measurements. Some on-site prediction has also been attempted with a high degree of accuracy.⁴ As will be discussed later, these data are critical to the kick tolerance calculations made to determine maximum lengths of open hole below each shoe.

Abnormal pressure indicators during drilling in these relatively thick, young Tertiary sediments have been in existence for some time and used widely by operators throughout the Mackenzie Delta region. They are listed as follows in the order in which they have generally been the most useful to Dome's operations.

1. Mud gas readings⁵ have proven to be excellent qualitative indicators of formation pressures relative to the mud weight in use. There have been exceptions, however, when wells did not provide either connec-

tion, trip or cuttings liberated gas; consequently, hole sections have inadvertently been drilled underbalanced.

This was confirmed in the case of Well B from DST data from 10,000 to 14,000 feet (3,000-4,300m). The lack of porosity throughout this hole section, was confirmed by wireline logs. The same well, however, provided considerable amounts of connection gas further up the hole from 3,000 to 6,000 feet (915-1830m), which was used to justify raising the mud weight over this hole section. It should also be noted that a kick was taken at 4,400 feet (1,340m) of 10.3 ppg (1240 kg/m^3) equivalent mud density, confirming underbalanced drilling.

2. Using the 'd' exponent and modified 'd' exponent^{6,7} has provided good additional data in conjunction with mud gas readings. In addition, newer forms of the modified 'd' exponent have been used as provided by the mud logging companies. However, these quantitative tools are not used in isolation since they are subject to errors caused by varying mud hydraulics, lithology changes, excessive overbalance and controlled drilling procedures. Controlled drilling procedures have the most significant effect making trend lines difficult to establish on these wells.

3. General hole conditions including torque, drag, bit balling and casing running problems have all provided good confirmatory indicators of abnormal pressures. In particular, differential sticking problems associated with pressure transition zones, have caused both casing and drill pipe sticking, some of which have only been overcome by mud weight reduction before running casing.

4. Cuttings density, shale factor, lagged flowline temperature and resistivity readings have not proven reliable indicators of abnormal pressure. Cuttings

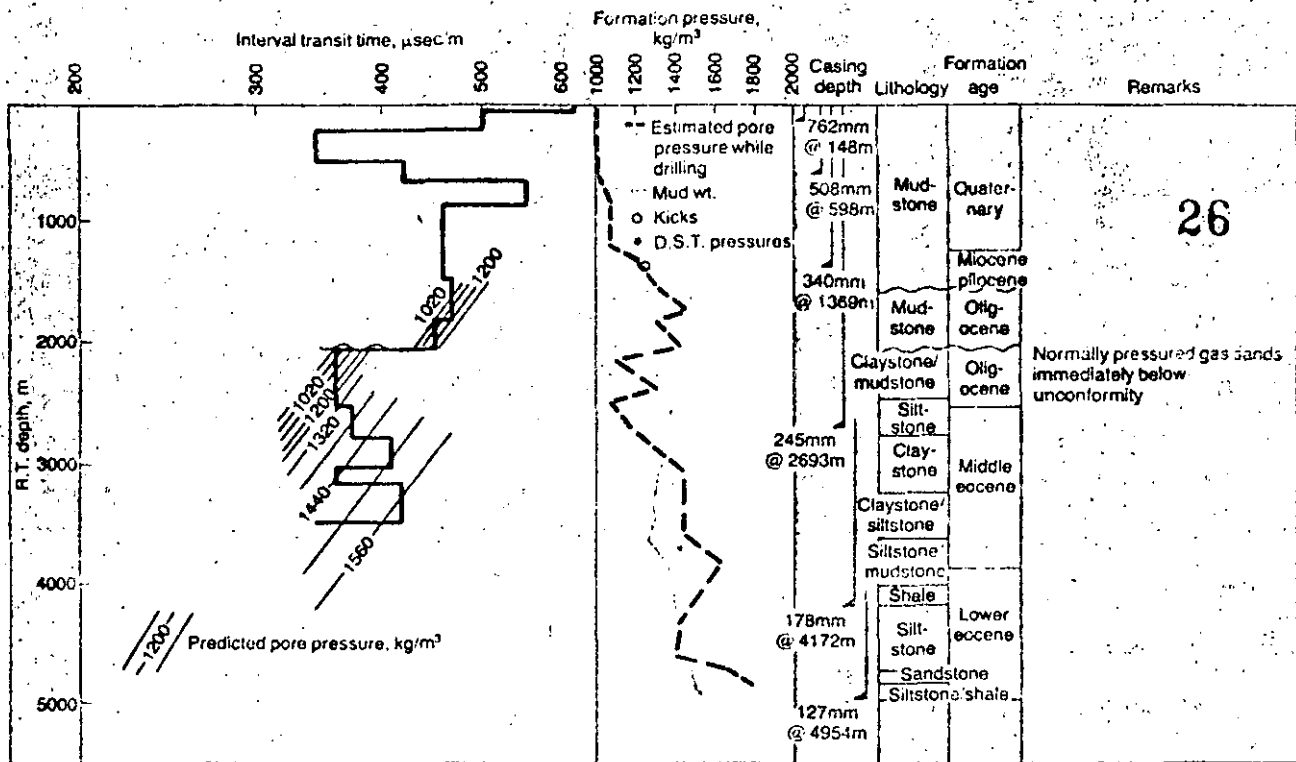


Fig. 6—Interval transit time plot for Well B in Zone 2.

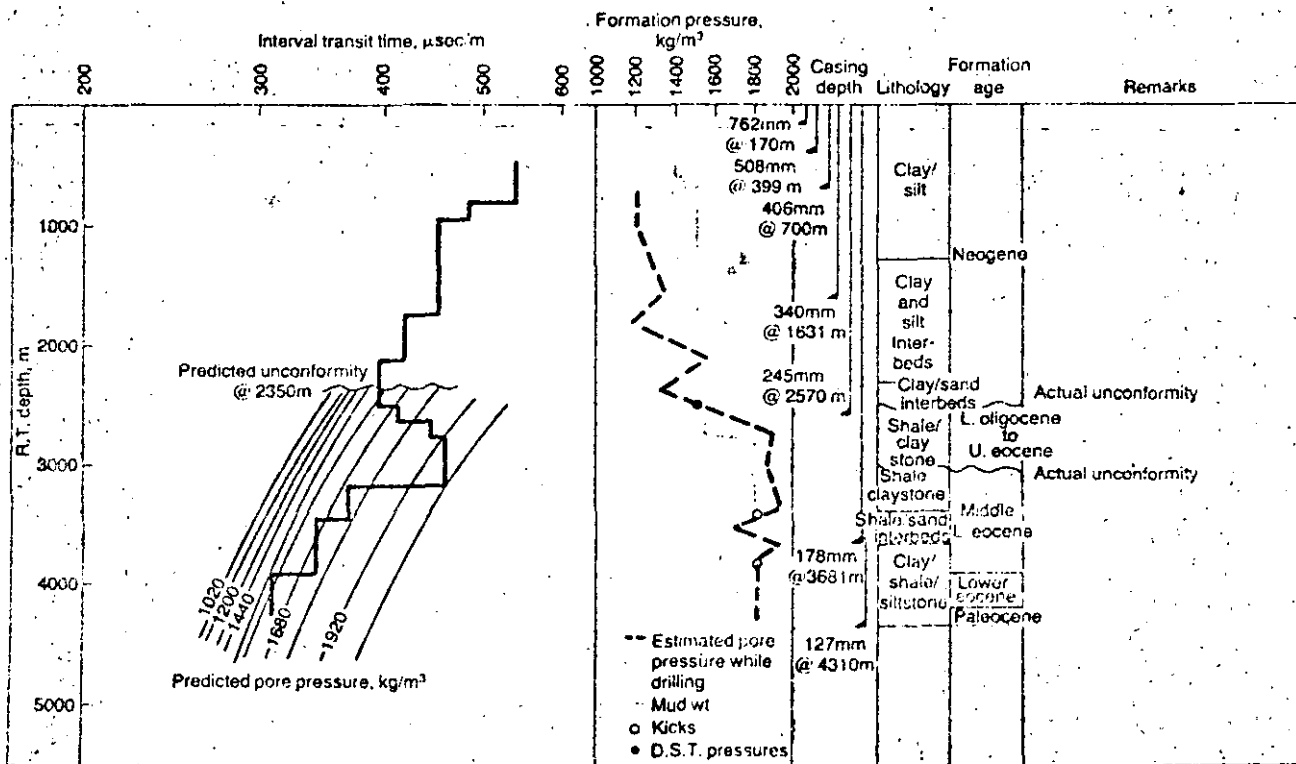


Fig. 7—Interval transit time plot for Well C in Zone 3.

density measurements are difficult to make due to unconsolidated sediments until depths of around 10,000 feet (3,000m) are reached. Hence trend lines are started late in the well and have less interpretative value. Shale factor has been used but found inconclusive due to the potassium chloride mud system (used on all wells) that alters the hydratable clays

present in bit cuttings. Lagged flowline temperature gradients are hampered by mud cooling systems used on top hole sections and by heat exchange effects from the marine risers used in cold Arctic waters. Lagged resistivity readings have been shown to be effective only as hindsight after a kick has been taken. Potassium chloride concentrations of 30,000 to 60,000 ppm

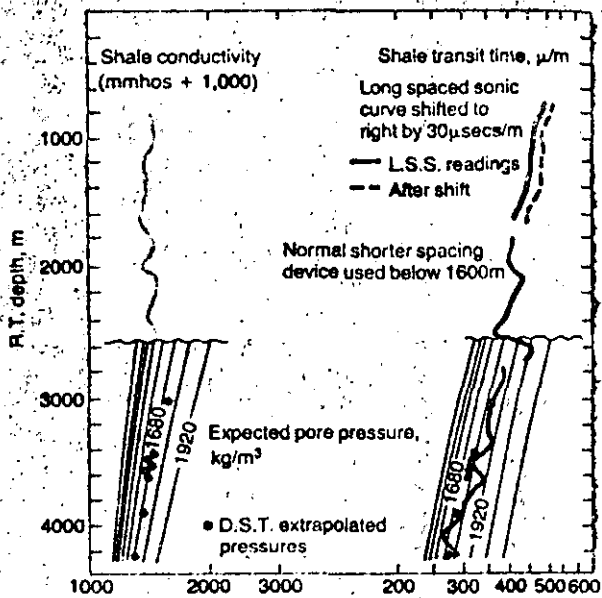


Fig. 8—Conductivity and acoustic log plots verify the abnormally pressured hole sections in Well B in Zone 2.

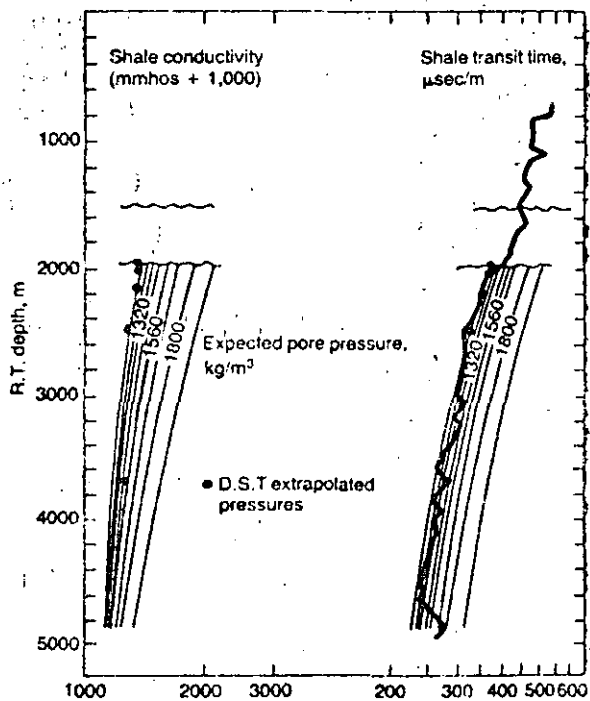


Fig. 9—Wireline log plots and DST data are given here for Well C in Zone 3.

(or even higher) are used consistently in all muds and abnormally pressured formations have proven extremely fresh, even at depth.

In summary, formation pressure detection during drilling still requires a high level of interpretative skill as used in the Beaufort Sea. But few kicks have been taken on wells in Zone 3, which must be attributed to careful monitoring of the above parameters on a foot-by-foot basis on all wells. Of significance is that although no one parameter can be used in isolation with consistent accuracy, in combination these indicators have proven to be successful in detecting abnormal pressures.

27 After drilling these formations, wireline logs and DST data have provided confirmation of the pressures encountered. Generally, the acoustic log (particularly the long spaced device that has a greater radius of investigation) has provided better verification of the existence of abnormal pressures than that obtained from wireline resistivity data.

An example of a conductivity plot and an acoustic log plot in Fig. 8 shows that both plots verify the abnormally pressured hole sections but that the conductivity plot was less accurate in predicting the magnitude of the pressures. The well was extensively drill-stem tested and the extrapolated pressures calculated are shown in the same figure. Fig. 9 shows the same parameters recorded for well C and the pressures obtained from drill-stem tests.

Use of kick tolerance

Although verification techniques have confirmed that in the majority of cases, Beaufort wells have been drilled over-balanced, the ability or tolerance of the well to safely take a kick without formation breakdown is critical to the success of the well. This ability is known as kick tolerance.

In its original form, kick tolerance can be defined as the difference between mud weight in use and formation pressure (expressed as mud weight equivalents) against which the well could be safely shut-in without breaking down the weakest formation

$$K_t = \text{Allowable formation pressure (MWE)} - \text{Mud weight} \quad (1)$$

The philosophy of establishing a kick tolerance is not a new idea to the drilling industry.⁸ Its principal use is to minimize the possibility of an underground blowout, by ensuring that a kick can be taken without losing returns at the casing shoe.

An example of an early Beaufort Sea well drilled by Dome illustrates the need for an advanced kick tolerance philosophy. The well had 13 3/8-inch (340mm) casing set at 4,000 feet (1220m) and had an established leak-off test at this shoe of 14.0 ppg (1,680 kg/m³) equivalent mud weight. Kicks were taken and successfully controlled in the 12 1/4-inch (311mm) hole section of 10.4 ppg (1,250 kg/m³) and 10.7 ppg (1,280 kg/m³) which were taken at 4,500 feet (1,370m) and 6,000 feet (1,830m) respectively. Appendix 1 shows that these kicks can be, and indeed were, safely taken and controlled due to favorable open hole length and mud weight conditions.

The 12 1/4-inch (311mm) hole section was being drilled at 10,000 feet (3,050m) with a 10.8 ppg (1,290 kg/m³) mud when a third kick was taken from a formation with a pore pressure of 11.8 ppg (1,416 kg/m³) equivalent mud weight. The kick was estimated at about 20 barrels of gas and water. Appendix 1 shows that the kick could not be taken without risking breaking down the formation close to the casing shoe. Significant problems were encountered on this well following the kick. Circulation was lost close to the casing shoe during the kill operation.

As a result, an attempt was made to implement a working formula to calculate kick tolerance on a regular basis for wellsite use. An initial example is shown in Appendix 2 of how kick tolerance could be used to warn the drilling engineer of the increasing

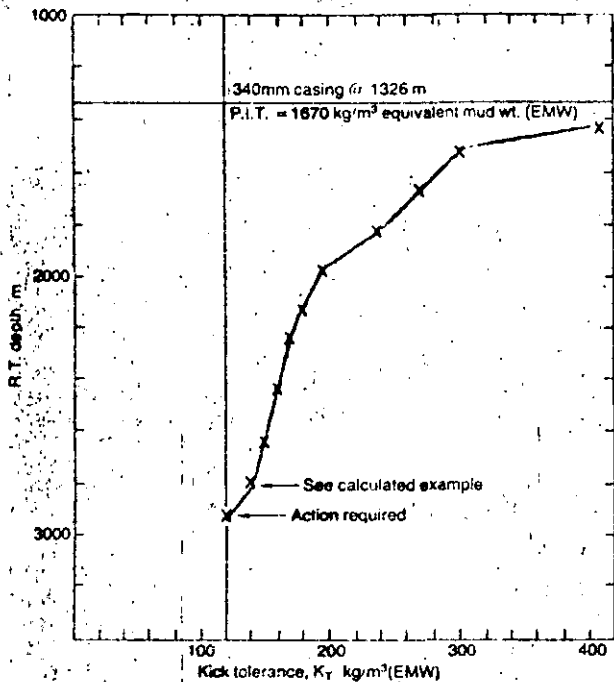


Fig. 10—Kick tolerance lessens as drilling continues below the casing shoe.

risks associated with drilling long open hole sections in areas of known abnormal pressure. The initial assumptions in designing the techniques were as follows:

- All kicks would have a pressure equivalent to one ppg (120 kg/m³) equivalent above the mud density at the time of the kick.
- All kicks would have a maximum of 25 barrels (4m³) of gas entering the well bore.
- The initial leak-off or pressure integrity test (PIT) value measured at the casing shoe at the top of the open hole section will always be the weakest part of the formation at which breakdown will occur.

The graph in Fig. 10 shows the gradual reduction in kick tolerance with depth, and suggests that when a kick can be taken from a formation with a pressure only one ppg (120 kg/m³) above the formation pressure (both expressed as equivalent mud weights), then further action should be taken, such as running intermediate logs to obtain better estimates of formation pressures.

It should be noted that the kick tolerance technique has been generally applied to intermediate and production casing strings. It has been used on 16-inch (406mm) and smaller casing sizes only. Kicks taken below 30-inch (762mm) and 20-inch (504mm) shoes would make use of the drillships diverter systems.

After the 1977 drilling season, a review of this initial kick tolerance philosophy showed it to be too rigid. Basic conclusions were:

- Several sections of hole were drilled with the kick tolerance for a 25 barrel (4m³) influx less than 0.25 ppg (30 kg/m³).
- At nearly all times the kick tolerance for a 10 barrel (1.6m³) influx was greater than 0.5 ppg (60 kg/m³).

28

Before the 1978 season a more flexible approach was initiated in which three levels of kick tolerance would be used while drilling the open hole section. Initially, Levels 1, 2 and 3 were proposed. Level 1 used the same parameters as those suggested before the 1977 season, an influx of 25 barrels (4m³) and a kick tolerance of one ppg (120 kg/m³) MWE. Level 2 proposed to use 17.5 barrels (2.8m³) and a kick tolerance of 0.5 ppg (60 kg/m³) MWE. Level 3, the most critical level, would use a 10 barrel (1.6 kg/m³) influx and a kick tolerance of 0.5 ppg (60 kg/m³) MWE.

In addition, several safety factors were also introduced prior to the 1978 drilling season after consultation with the Canadian Government and further review of necessary safety factors. These were as follows (detailed explanation and derivation of the appropriate formula is found in Appendix 3):

1. A safety factor is included in the revised formula to include an allowance for inaccurate PITs and inaccurate pore pressure detection estimates, compared to the mud weight in use. This safety factor is expressed as a pressure that increases with depth.

2. Formation fluid influx will be accompanied by a reduction in hydrostatic head (effective at the depth of kick). The fluid is assumed to be gas, with zero pressure gradient and present only in the drill collar, open hole annulus. This assumption was used prior to the 1977 season, but has been retained.

3. A surge gradient is created on restarting the mud pumps (after shut-in casing and drill pipe pressures are read) that must be overcome prior to circulating out the kick. As shown in Appendix 3, this is a function of the yield point and uses the Bingham equation⁹ to give a conservative value for surge gradient.

With the introduction of these safety features, kick tolerance was re-defined prior to the 1979 and 1980 seasons as outlined in Appendix 3.

$$K_T = \frac{(PIT D_c - 101.94SF)}{D_d} - \frac{M.W. (L_i + D_c)}{D_d} - SG \quad (2)$$

Levels 1, 2 and 3 now allow for 4, 2.8 and 1.6m³ fluid influxes with a zero kg/m³ value of kick tolerance as defined in the formula.

An example of a 1979 well drilled using this formula is shown in Fig. 11. Table 1 (taken from Dome/Canmar's drilling operations manual) shows the operational procedures that are used in ensuring well safety as drilling proceeds from Level 1 to Level 3 conditions.

Even with a flexible three level kick tolerance system, occasions arise when it is necessary to deviate from these limitations and to proceed with a kick tolerance less than that allowed under Level 3. This has rarely occurred to date, but has been necessary after lost circulation occurred or where it has been required to ensure total geological depth has been reached.

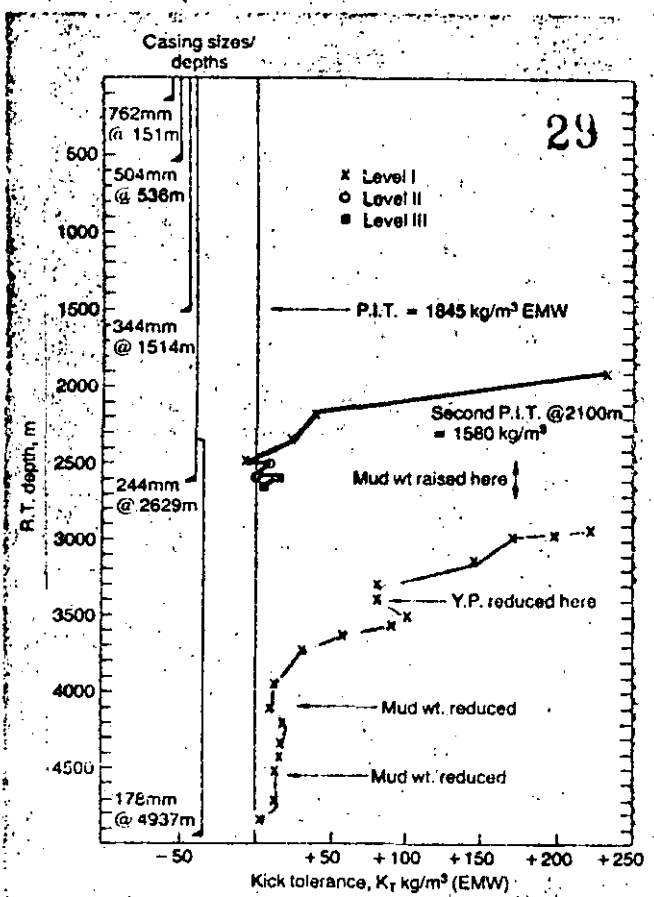


Fig. 11—Kick tolerance levels experienced while drilling a well in the Beaufort Sea.

TABLE 1—Kick tolerance, alternate levels and procedures

	Level 1	Level 2	Level 3
	V ₁ = 4,000 L, = (25 bbl)	V ₂ = 2,800 L, = (17.5 bbl)	V ₃ = 1,600 L, = (10 bbl)
K _T	Greater than zero	Greater than zero	Greater than zero

1. General safety

(a) BOP drills	Weekly (each crew)	Weekly (each crew)	Each tour
(b) Dog house safety meeting	As required	Each tour	Each tour
(c) Drilling rate	By cuttings in hole (See 3(c))	By cuttings in hole (See 3(c))	Written instruction
(d) Tripping speeds (casing and open hole)	Calculate for each trip based on swab/surge	Calculate for each trip based on swab/surge	9 meter per hour or less (See 3(c))
(e) Barite plug preparation	Pilot test Review procedures Measure chemicals	Pilot test Review procedures Measure chemicals	Calculate for each trip based on swab/surge
(f) Weather/ice conditions	Normal forecasts	Favourable forecast 24 hours	Prepare mix water; line out cement unit
			Favourable forecast 48 hours

2. Kick detection

	Normal	Reduced	Minimum
(a) Active pit volume	Normal	Reduced	Minimum
(b) PVT (while circulating)	Sensitivity ± 1800 L	Sensitivity ± 1100 L	Sensitivity ± 600 L. Man on pits continuously
(c) On drilling breaks	Flow check	Flow check	Shut in well
(d) Hole fill procedures	Follow normal hole fill/trip record procedures	Follow normal hole fill/trip record procedures	Supervisors check procedures and records during trips
(e) Mud weight	Check every 1 hour*	Check every 30 min.*	Check every 15 min.*
(f) Communications	Normal	Open from mudlogger to floor	Open from mudlogger to floor

* If mud weight out drops more than 36 kg/m³ flow check and check mud properties for possible water cutting.

3. Pressure detection

(a) General procedures	Observe normal* indicators. Report significant trends.	Observe all indicators. Report significant trends.	Observe all indicators. Report all trends.
(b) Gas units	i) Calibrate daily ii) Run degasser if necessary iii) Observe and report trends	i) Calibrate hourly ii) Run degasser to check response iii) Limit max. gas units	i) Calibrate every four hrs. ii) Run degasser iii) Limit max. gas units
(c) Cuttings in hole	Less than 30 m	Less than 18 m	Less than 9 m
(d) Wireline logs	At casing point	Approx. every 762 m or as required for overpressure confirmation (wellsite team recommendation)	Approximately every 305 m
(e) Dummy connections	As required	As required	As required; every 5 m if increasing pore pressures are indicated.

4. Other measures

(a) On tripping	Flow check after first 5 stands, at shoe and before pulling collars into BOP stack.	Flow check every 5 stands, at shoe and before puffing collars into BOP stack.	Consider increasing mud weight for tripping. Flow check every 5 stands, at shoe and before pulling collars into BOP stack.
(b) Short Trip (Dummy Trip)	As dictated by hole conditions	As dictated by hole conditions	Make 5 stand short-trip and circulate bottoms up before tripping out of hole

* Mud gas units, penetration rate, 'd' - exponent or equivalent

Conclusions

The use of conventional formation pressure prediction and detection techniques has been applied to all wells drilled by Dome and its partners throughout the last five years of operations in the Beaufort Sea. Some indicators, as outlined in this article, have proven more successful than others for formation pressure estimates.

The need to minimize drilling risks involved in this area has further resulted in the development of a working kick tolerance technique, which is now applied to all wells drilled in this region of persistent abnormal formation pressure. Consequently, the risk of an interzonal flow on taking a kick has been minimized during deep drilling operations, and has not occurred since the introduction of this technique to Beaufort operations.

Appendix 1

Case A - Kick tolerance at 1370m

- Last casing (340mm) Set at 1,220m
- Pressure integrity test
 - gradient = 1,680 kg/m³
 - pressure = 20,106 kPa (1)
- Current drilling depth = 1,370m (2)
- Current mud wt = 1,150 kg/m³ (3)
- Mud hydrostatic at casing shoe = 13,763 kPa (4)
- Maximum allowable choke pressure = 6,343 kPa (1) - (4) = (5)
- Hole size, drill collar annulus (311mm hole and 197mm collars) = 21.88m³ (6)
- Gas bubble length (3.5m³) = 77m (7)
- Remaining mud column (to T.D.) = 1,293 (2) - (7) = (8)
- Mud column hydrostatic = 14,587 kPa (8) × (3) × 0.00981 = (9)
- Allowable formation pressure = 20,930 kPa (9) + (5) = (10)
- Mud weight equivalent = 1,557 kg/m³ (10) ÷ (2) ÷ 0.00981 = (11)
- Kick Tolerance (K_T) = 407 kg/m³ (11) - (3) = (12)

Case B - Kick tolerance at 1830m

- Last casing 340mm Set at 1220m
- Pressure integrity test
 - gradient = 1680 kg/m³
 - pressure = 20,106 kPa
- Current drilling depth = 1830m
- Current mud wt = 1250 kg/m³
- Mud hydrostatic at casing shoe = 14,960 kPa
- Maximum allowable choke pressure = 5,146 kPa
- Hole size - drill collar annulus (311mm hole and 197mm collars) = 21.88 m³

- Gas bubble length (2.2m³) = 49m
- Remaining mud column (to T.D.) = 1781m
- Mud column hydrostatic = 21,840 kPa
- Allowable formation pressure = 26,986 kPa
- Mud weight equivalent = 1,503 kg/m³
- Kick Tolerance (K_T) = 253 kg/m³

Case C - Kick tolerance at 3050m

- Last casing 340mm Set at 1220m
- Pressure integrity test
 - gradient = 1680 kg/m³
 - pressure = 20,106 kPa
- Current drilling depth = 3050m
- Current mud wt = 1290 kg/m³
- Mud hydrostatic at casing shoe = 15,439 kPa
- Maximum allowable choke pressure = 4,667 kPa
- Hole size - drill collar annulus (311mm hole and 197mm collars) = 21.88 m³
- Gas bubble length (3.2m³) = 70m
- Remaining mud column (to T.D.) = 2980m
- Mud column hydrostatic = 37,711 kPa
- Allowable formation pressure = 42,378 kPa
- Mud weight equivalent = 1,416 kg/m³
- Kick tolerance (K_T) = 126 kg/m³

Note: Assumptions made in calculations:

- Gas always enters well-bore (worst case)
- Gas gradient assumed negligible
- No other safety factors included

Appendix 2

Kick tolerance as a drilling tool

1. After establishing a PIT value at the casing shoe write value on graph expressed as an equivalent mud weight at the casing shoe depth (see Fig. 12).
2. Calculate kick tolerance as the open length increases below the casing shoe. It should be calculated as outlined in the following example.
3. As the kick tolerance approaches 120 kg/m³ commit to appropriate action, such as:
 - Run wireline logs to obtain a better pore pressure estimate
 - Raise mud weight (this will lower K_T, however)
 - Set casing.

Kick tolerance calculation for graph of fig. 12

- Last casing (340mm) Set at 1,326m
- Pressure Integrity Test
 - Gradient = 1,670 kg/m³
 - Pressure = 21,723 kPa (1)
- Current drilling depth = 2,800m (2)

Current mud weight
= 1280 kg/m³ (3)

Mud hydrostatic at casing shoe
= 16,650 kPa (4)

Maximum allowable choke pressure
= 5,073 kPa (1) - (4) = (5)

Hole size - drill collar annulus
(311mm hole and 197mm collars)
= 21.88m³ (6)

Gas bubble length (4.0m³) = 87m (7)

Remaining mud column (to T.D.)
= 2713m (2) - (7) = (8)

Mud column hydrostatic
= 34,066 kPa (8) × (3) × 0.00981 = (9)

Allowable formation pressure
= 39,139 kPa (9) + (5) = (10)

Mud weight equivalent
= 1,425 kg/m³ (10) ÷ (2) ÷ 0.00981 = (11)

Kick Tolerance (K_T)
= 145 kg/m³ (11) - (3) = (12)

Appendix 3.

Derivation of current kick tolerance formulae

Considering surge gradient, fluid influx into the wellbore and a safety factor, the following expression for kick tolerance can be obtained:

$$K_T = \frac{(PITD_c - 101.94SF)}{\frac{D_d}{MW(L_i + D_c)} - SG} \quad (2)$$

Where:

- K_T = Kick tolerance, kg/m³
- PIT = Value of pressure integrity test calculated for the casing shoe*, kg/m³
- MW = Mud weight in use, kg/m³
- D_c = Last casing depth*, m
- D_d = Current drilling depth, m
- SF = Safety factor, kPa
- L_i = Bubble length, m
- SG = Surge gradient, kg/m³

* If the weakest formation is believed to be other than at the casing shoe, the PIT should be calculated for that depth, and that depth (D_{PIT}) should be substituted for D_c.

About the authors

D.I. WILKIE is a senior staff engineer employed by Dome Petroleum in its Beaufort Sea Planning and Evaluations Department. His present duties include co-ordination of formation evaluation requirements for Beaufort drilling operations. Prior to joining Dome in 1976, he worked for Conoco North Sea Inc. as a drilling engineer. He holds a B.Sc. in chemical engineering from the University of Newcastle-Upon-Tyne in England.



W.F. BERNARD is Manager of Beaufort Sea Planning and Evaluations responsible for production planning and reservoir engineering in Dome's Beaufort Sea operation. He joined Dome in 1975 as engineering manager and was previously responsible for preparation of all drilling and production testing programs for Beaufort operations. He holds a B.Sc. in mining engineering from the University of Nottingham in England.



Safety factor (SF)

A safety factor is included in the formula to allow for the following:

- Measurement of the PIT is not precise and leaves some degree of uncertainty in the calculated value.
- The need to provide some minimum margin between the mud weight in use and a higher formation pressure against which the well is shut in.

The safety factor is defined as:

- Below special conductor casing 406mm (16"), 225 kPa
- Below surface casing, normally 340mm (13 3/4"), 345 kPa
- Below intermediate casing, normally 244mm (9 5/8"), 690 kPa
- But at no time should it exceed the pressure equivalent of 60 kg/m³ calculated at D_{PIT}.

Fluid Influx (V_i)

When a kick is taken, influx of lighter density fluids (gas, oil or water) decreases the hydrostatic head, thereby decreasing the allowable formation pressure and consequently the kick tolerance. Since gas has the most dramatic effect in reducing bottom hole hydrostatic pressure, it is used in the kick tolerance equation. For this purpose, the effect of the estimated volume influx is measured around the drill collars at the bottom of the hole, with no allowance made for the density of the gas. The length of mud displaced by gas would be:

$$L_i = V_i H$$

Where:

- L_i = Bubble length, m
- V_i = Fluid influx, m³
- H = Hole geometry factor, m/m³

The length of influx cannot exceed the open hole length from D_d to D_{PIT}.

Surge Gradient (SG)

As circulation is broken after the well has been shut-in to record the SIDPP and the SICP, a small pressure surge is created. This pressure can be calculated using the simplified Bingham equation (recognizing that this value will be on the high side), as follows:

$$SG = \frac{5.33 YP D_c}{(d_h - d_p)} \times \frac{101.94}{D_d}$$

where,

- SG = Surge gradient, kg/m³
- YP = Yield point, Pa
- d_h = Hole diameter, mm
- d_p = Drill pipe diameter, mm

LITERATURE CITED

- Horn, D.R. and Motuzak, W.E., "Oil and gas potential of the Beaufort Sea", C.S.P.G., September, 1980.
- Pronotaker, E.S., "An engineering interpretation of seismic data", SPE paper 2165 (1968).
- Reynolds, E.B., "The application of seismic techniques to drilling techniques", SPE paper 4643 (1973).
- Daines, S.R., "The prediction of fracture pressures for wildcat wells", SPE paper 9254 (1980).
- Daw, R.N., Mezer, R.F., Myers, D.L., "Overpressure detection and control in Mackenzie Delta drilling", C.W.I.S., May, 1975.
- Jurden, J.R., Shirley, O.J., "Application of drilling performance data to overpressure detection", JPT, November, 1966.
- Rehns, W. and McClendon, R., "Measurement of formation pressure from drilling data", SPE paper 3601, (1971).
- Pillington, P.E. and Nicholas, H.A., "Exploding the myths about kick tolerance", *World Oil*, June, 1975.
- Rehns, W., "Pressure control in drilling", *Oil and Gas Journal*, August, 1969 to February, 1970.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors thank those engineers in Dome Petroleum Limited for their suggestions and ideas in writing this article, particularly, R.W. Taylor who helped develop the kick tolerance formulae for use in the Beaufort Sea.
This article has been adapted from a recent presentation the authors gave in March at the 1981 Drilling Technology Conference of the IADC in Calgary.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

OPTIMUM HYDRAULICS IN THE OIL PATCH

PROF. ING. PEDRO J. CAUDILLO M

MEXICO, D.F. DICIEMBRE 1985.

C. HYDRAULIC CALCULATION EQUATIONS (Continued)

20. Reynolds' number

a. Newtonian fluids

$$Re = \frac{928 \rho Vd}{\mu}$$

b. Plastic fluids (to determine "f")

$$Re = \frac{2970 \rho Vd}{PV}$$

21. Average annulus flow velocity

$$\overline{AV} = \frac{24.5Q}{(D_h^2 - D_p^2)}$$

22. Annulus critical velocity

$$V_c = \frac{1.08PV + 1.08\sqrt{PV^2 + 9.3(D_h - D_p)^2 YP\rho}}{\rho(D_h - D_p)}$$

23. Optimum annular velocity

From Fullerton

$$\overline{AV}_o = \frac{11,800}{\rho D_h}$$

24. Optimum flow rate

a. From Fullerton

$$Q_o = \frac{[385 - 10(12 - D_h)]D_h}{\rho}$$

b. From Fullerton

$$Q_o = \frac{480(D_h^2 - D_p^2)}{D_h \times \rho}$$

25. Rock chip slip velocity

a. From Stokes, laminar flow

$$V_s = \frac{8310d_c^2(\rho_c - \rho)}{\mu}$$

b. From Pigott, laminar flow, flat chips

$$V_s = \frac{3226d_c^2(\rho_c - \rho)}{\mu}$$

c. From Rittinger, turbulent flow, spherical chips

$$V_s = 155.9 \sqrt{\frac{d_c(\rho_c - \rho)}{\rho}}$$

d. From Pigott, turbulent flow, flat chips

$$V_s = 60.6 \sqrt{\frac{d_c(\rho_c - \rho)}{\rho}}$$

26. Apparent or equivalent viscosity

a. Bingham Plastic

$$\mu = \frac{S_s}{AV} + \frac{399 \overline{YP} (D_h - D_p)}{AV}$$

b. Power law viscosity

$$\mu = \frac{S_s}{S_r}$$

C. HYDRAULIC CALCULATION EQUATIONS (Continued)

c. Shear stress

$$S_s = k_i S_r^n$$

d. Annulus shear rate

$$S_r = \frac{2.4 \overline{AV}}{D_h - D_p}$$

e. Equivalent viscosity

$$\mu_e = k_i S_r^{n-1}$$

f. Consistency index

$$k_i = \frac{511(\overline{YP} + \overline{PV})}{511^n}$$

g. Power law index

$$n = \frac{\log_{10} \left(\frac{\overline{YP} + 2\overline{PV}}{\overline{YP} + \overline{PV}} \right)}{0.301}$$

27. Total system losses or pump discharge pressure

$$\Delta P_1 = \Delta P_s + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_b + \Delta P_{ca} + \Delta P_{pz}$$

D. DRILLING FLUID PROPERTY EQUATIONS

28. Effects of plastic viscosity

$$ROP_2 = ROP_1 \times 10^{.003(\overline{PV}_1 - \overline{PV}_2)}$$

29. Bentonitic clay effects

$$ROP_2 = ROP_1 \times e^{.051(\text{Vol}\%_1 - \text{Vol}\%_2)}$$

30. Total solids effects

$$ROP_2 = ROP_1 \times 10^{.0065(\text{Vol}\%_1 - \text{Vol}\%_2)}$$

31. Effects of water loss

$$ROP_2 = ROP_1 \times \frac{WL_2 + 35}{WL_1 + 35}$$

32. Oil content effects (Vol % Oil < 30%)

$$ROP_2 = ROP_1 \cdot \frac{[\sin(10.6 \text{ Vol } \%_2 - 4.83) + 10.33]}{[\sin(10.6 \text{ Vol } \%_1 - 4.83) + 10.33]}$$

33. Total drilling fluid effects (density, viscosity, solids, pressure loss)

For depths from 8000 feet to 12,000 feet

$$ROP_2 = ROP_1 e^{0.382(\rho_1 - \rho_2)}$$

34. From Fullerton, density effects

$$\log_{10} k_f_2 = .00208(\text{BHP}_1 - \text{BHP}_2) + \log_{10} k_f_1$$

Potencia Hidráulica de 2.5 a 3 hp/pg² de área del fondo. El máximo cabalaje hidráulico que puede utilizarse para barreras actuales se basa en los datos referidos a la figura No 1. Para razones de penetración mayores que 10 pies/hr, 2.5 a 3 HP/pg² es la potencia requerida.

El cabalaje que puede utilizarse a ^{velocidades} razones de penetración más altas está ^{rela} ~~en~~ ^{cionada} a la raíz cuadrada de la ^{velocidad} suma de penetración en pies/hr (4 HP para 10 pies/hr, 6 HP para 25 pies/hr. Un cabalaje hidráulico arriba de 5 HP/pg² de área de fondo puede ocasionar fallas prematuras en la barrera, también podría utilizarse solamente cuando las razones de penetración más altas puedan justificar los costos de viaje y de una barrera extra. La eficiencia hidráulica en la barrera es máxima

~~en la barrera cuando el 50% a 65% de la presión de bomba disponible ^{se consume} a través de las boquillas.~~ La figura No 2 muestra que la potencia hidráulica es mínima cuando cerca del 65% de la presión de la bomba es consumida a través de las boquillas (35% de la presión se pierde completamente en la fricción por flujo en el resto del sistema). El impacto es máximo cuando cerca del 30% (^o 49%) de la presión de bomba atraviesa las boquillas (50% se pierde en el resto de la sarta). Mientras varios autores proponen maximizarse varias funciones, los más recientes documentos confirman la experiencia de campo observada, que la perforación más efectiva ocurre en algún punto entre la máxima potencia y el máximo impacto (Figura 3).

U.S.A. Das boquillas para barreras más ^{velocidades} pesadas a ^{razones} de penetración ^{moderadas} ~~altas~~ en otras circunstancias usar tres boquillas. Aunque las fuerzas ^{se} desequilibradas hacen el uso de dos boquillas en una barrera, otros autores concuerdan que dos boquillas en ocasiones tienen ventajas significantes. Los resulta-

dos de campo y laboratorio confirman que el uso de dos boquillas puede causar que el fondo sea limpiado más efectivamente y dá -- más efectividad de penetración. Sin embargo hay indicios que -- una razón de penetración más alta, o con barrenas grandes, el -- flujo desequilibrado de recortes interferirá con la acción de un cono. Por lo tanto, comunmente se recomienda bloquear una boqui -- lla (Jet) sólo en barrenas más pequeñas que 9.5 Pg. a razones de penetración por debajo de 50 Pies/hr. Es de preferencia insta -- lar tres boquillas en las barrenas y entonces bajar un balín --- (~~estructura de la boquilla~~) para bloquear una boquilla des -- ués de haber llegado ^{la barrenas} fondo. ^{los} Si los cálculos indican el uso de dos boqui -- llas de diferente tamaño (uno de 13/32 y uno de 14/32) se ha en -- contrado práctico instalar uno de 13 y ^{dos} ~~uno~~ de 14 y confiar en el balín para tapar una de las boquillas más grandes. Una ventaja -- adicional del uso de dos boquillas es que éstas son más grandes -- y hay menor posibilidad de taponamiento, especialmente cuando de -- ba utilizarse material obturante (para pérdida de circulación). Debe mantenerse la presión de bombeo. La presión de bombeo pue -- de ajustarse por pequeños cambios en la velocidad, y es crítica -- para correcciones hidráulicas. En muchos equipos, la velocidad -- de bombeo ajustada puede cambiar la velocidad de rotaria. Un -- exámen de peso sobre la barrena-velocidad ~~es~~ de rotaria óptimos -- generalmente solo mostrará efectos de menor importancia para cam -- bios razonables en la velocidad de rotaria. Generalmente es pru -- dente llevar la bomba a velocidades que den la presión correcta, aún cuando la velocidad de rotaria resultante pueda ser menor -- que la ideal.

PROCEDIMIENTO .

Lo siguiente es una combinación de ecuaciones muy exactas y algunas aproximaciones. La mejor defensa de éste método es su mecanización. Este método tiene algo para todo como poder ayudar a conseguir un pequeño suplemento de la bomba C-350. En muchos casos, se puede sugerir presiones de bombeo más bajas y requerimiento de combustible en el equipo más bajos que otros métodos.

El conocimiento del equipo y del proyecto de perforación, específicamente; peso de lodo, dimensiones de tubería de perforación y lastrabarrenas que serán utilizadas, diámetro de barrena, presión de bombeo disponible, gastos disponibles y velocidad de penetración esperada.

~~El material de hidratos de gas se debe tener en cuenta. Cuando se trabaja con bombas de tipo C-350, el equipo debe ser adecuado. Siempre debe haber un agua de lavado para limpiar el equipo.~~

Algunas boquillas de varios tamaños y un balín.

Un lápiz y un pedazo de papel.

Las ecuaciones son dadas en el apéndice A. Un ejemplo de cálculo se da en el apéndice B.

1.- Elegido un diámetro de barrena y una velocidad de penetración esperada. ¿Puede la bomba desarrollar el gasto seleccionado? Si no es práctico este gasto con las camisas utilizadas conside--

rar diferentes camisas o un gasto alternativo. (Eq. 3).

2.- Calcular las pérdidas de presión total dentro y fuera de la sarta a éste gasto. Utilizar cualquier regla de cálculo o tablas disponibles. Esto incluye:

B).- Pérdida de presión dentro y fuera de la tubería ~~para este~~
~~este peso~~ ~~gasto arriba del~~ ~~líquido~~.

Los lodos pueden tener pérdidas de presión por fricción/^{tanto} como ~~un~~ un 30% más alto o más bajo que éstos cálculos indicados, pero si se siguen éstos procedimientos. Los factores de compensación conseguirán que sean razonablemente ^{coincidiendo} ~~los~~ los cálculos finales para programas mucho más sofisticados.

3.- Calcular la presión de ^{bombeo} ~~inyección~~ para la máxima potencia hidráulica.

Calcular la máxima potencia hidráulica utilizando la ecuación No.

4. Entonces calcular la presión necesaria para producir éste caballaje (Eq. 5).

4.- Adicionar la pérdida total de presión en la sarta a la presión en la sarta a la presión de ^{bombeo} ~~inyección~~ arriba calculada.

Si éste total es menor que la presión de bombeo disponible., ésta será la presión utilizada. No hay ventaja en llevar a la bomba a presiones altas, desperdiciar combustible y ^{pp} provocar un deterioro adicional al equipo. Saltar los pasos 5 y 6 e ir directamente a-

7. Sin embargo, si éste total está arriba de la capacidad de la bomba éste debe de ser compuesto.

el ajuste deberá ser lo bastante exacto, por ejemplo, si se reduce la velocidad de bombeo para disminuir la presión hasta un 50% ésta será bastante ^{carcana} ~~correcta~~ al 50%.

7.- Sustraer la pérdida de presión en la sarta a la presión de bombeo.

Utilice el resto a través de las boquillas. Utilice la ecuación 8 ó la ecuación 9 en el apéndice A o cualquier calculador o tablas disponibles para determinar que tamaños de boquillas se requieren.

Si la velocidad de penetración está arriba de 50 pies/día y se elige el uso de dos boquillas, un simple procedimiento es multiplicar el gasto real por 1.5. Este de tres boquillas de tamaño los cuales podrían utilizarse con un balón (fracture-diverting ball)

8.- Colocar las boquillas calculadas en la barrena, bajar el balón si es requerido, después se observar el fondo; y llevar a la bomba a velocidades las cuales den la presión correcta.

Cualquier pérdida en la velocidad de rotaria deberá en parte compensarse por un leve y se más alto sobre la barrena. Mejore la limpieza de la barrena más que compensar cualquier pérdida de la velocidad de penetración debido a velocidades de rotaria más bajas.

9.- Calcular la velocidad anular, potencia hidráulica, aspecto hidráulico, velocidad de inyección, etc., si se desea o si se requiere para reportes.

Sigue a la vuelta

Ecuaciones

$$Q_{min} = 30 \times D_b \text{ --- (1)}$$

$$Q_{max} = 50 \times D_b \text{ --- (2)}$$

$$Q_t = (35 \text{ a } 45) \times D_b \text{ --- (3)}$$

$$H_{max} = \frac{\pi}{4} \times (D_b)^2 \times \sqrt{R_a} \text{ --- (4)}$$

$$P_s = 1714 \times H_j / Q_t \text{ --- (5)}$$

$$P_t = P_s + P_t \text{ --- (6)}$$

$$\%s = 100 \times P_s / P_t \text{ --- (7)}$$

$$J_3 = 2.042 \sqrt{Q \sqrt{M/P_s}} \text{ --- (8)}$$

$$J_2 = 2.501 \left[Q \times \left(\frac{M}{P_s} \right)^{1/2} \right]^{1/2} \text{ --- (9)}$$

$$H_j = Q \times P_s / 1714 \text{ --- (10)}$$

$$V_j = 418.3 \times Q / (J_2^2 + J_3^2 + J_2^2) \text{ --- (11)}$$

$$I = Q \times M \times V_j / 1932 \text{ --- (12)}$$

$$V_a = 24.51 \times Q / (D_h^2 - D_p^2) \text{ --- (13)}$$

Donde:

D = Diámetro en pulgadas

D_b = Diámetro de barrena

D_h = Diámetro del agujero (puede ser igual a D_b)

D_p = Diámetro de la tubería de perforación

H = Caballaje hidráulico HP

H_j = Caballaje hidráulico consumido en las boquillas de la barrena

H_{max} = Caballaje Hidráulico Máximo requerido

I = Fuerza de impacto en lbs

J = Tamaño o Diámetro de boquilla en 32 avos de pulgada

J₃ = Tamaño de boquilla calculado para tres boquillas

. . . 9

- J_2 = Tamaño de boquilla calculado para 2 boquillas
- M = Densidad de lodo (peso de lodo), Lb masa/gal U.S
- P = Presión, Lb/pg²
- P_g = Caída de presión alrededor y dentro de la sarta de perforación debido a la presión hidráulica.
- P_t = Caída de presión total, presión de bombeo
- Q = Gasto, gal/min
- R_e = razón de penetración esperada, pies/hr
- V_a = Velocidad angular, pies/min
- V_{ijs} = Velocidad de inyección, pies/seg
- W_s = Porcentaje de la pérdida de presión dentro y alrededor de la sarta de perforación a la presión total.

A P E N D I C E 3

Ejemplo de cálculo:

Perforando un agujero de 9 7/8 pg a 10,000 pies con una densidad de lodo de 12 lb/gal, se espera una perforación de 15 pies/hr. El equipo cuenta con una tubería de 4 1/2 pg de 15.50 L/b/pies con juntas VII, utiliza 600 pies de drill collars de 7 pg x 2.5 pg. Una bomba National 700 con camisas de 6 pg las cuales pueden desarrollar arriba de 450 gpm a 1800 ps; máximo gasto de 600 gpm a 326 psf).

1.- Gasto

$$9 \frac{7}{8} \text{ pg} \times 35 \text{ gpm/pg} = 350 \text{ gpm} \dots \dots \dots (3)$$

Usese éste gasto siempre que esté entre la capacidad de la-

bomba.

2.- Caída de presión en la sarta de perforación a 350 gpm con un lodo de 12 Lb/Gal.

Caída de presión en la superficie (caso 3)	28 psi
Dentro y fuera de los drill collars (7 x 2 1/2) 600 pies	206 psi
Dentro y fuera de la tubería de perforación 9,400 pies	658 psi
Caída de presión total	992 psi

Estos cálculos fueron hechos utilizando un calculador hidráulico, - otras herramientas pueden dar una diferencia total despreciable.

3.- Máxima potencia hidráulica y presión de inyección.

$HP = (9 \frac{7}{8} \text{ pg})^2 \times \frac{1}{4} \times 12 \text{ pies/hr} = 265 \dots (4)$

La potencia puede estimarse como: 9 7/8 es casi 10, 10 x 10 = 100, 1/4 es cerca de 3/4 también el área del agujero es cerca de 75, 3 x 4 es 12 también 12 es cerca de 3 1/2.

$3 \frac{1}{2} \times 75 = 1298 \text{ psi} \dots (5)$

4.- Presión de bombeo total deseado

Total = 992 (sarta) + 1298 (boquillas) = 2290 psi (5)

Si la bomba del equipo es capaz de desarrollar ésta presión, ésta podría ser la presión correcta y utilizada. Una presión más alta que ésta podría incrementar los costos sin aprovechar materialmente la operación de perforación.

Pero, como 1800 psi es la máxima disponible, el ajuste que se debe hacer es maximizar la limpieza.

5.- Forcen aje de la presión utilizada en la sarta de perforación

$992 \times 100/1800 = 55\% \dots \dots \dots (7)$

este está 5% arriba del banco de 30% a 50% de la caída de presión en la sarta de perforación recomendada. Por lo tanto, el gasto debe ser reducido hasta 5% menos.

$350 - 0.05 \times 350 = 333$

Precaución: Revisar que sea seguro que éste nuevo flujo o sea menor que 30 gpm/pg. de diámetro de barrena.

6.- la caída de presión en la sarta de perforación a éste nuevo flujo de gasto de 333 gpm podría ser 900 psi ó 50% de la presión de bombeo disponible, esto no es necesario recalcularlo.

7.- Presión disponible, para los yets o boquillas

$1800 \text{ bomba} - 900 \text{ sarta} = 900 \text{ psi para yets}$

utilizando una regla de cálculo o tablas con 12 lb/Gal de densidad de lodo a 333 gpm nos muestra 2/3 los posibles tamaños desde 12/32. esto indica que se debería utilizar uno de 12 y dos de 13. La ecuación para tres boquillas nos muestra.

Tamaño de boquilla = $2.042 \sqrt[3]{333 \times 12/900} = 12.66$

o uno de 12 y dos de 13s. Cuando la razón de penetración es baja y la barrena sólo es despreciable su tamaño más grande que otras, para las cuales se han recomendado dos boquillas, el uso de dos boquillas debería considerarse. En éste caso multiplican el gasto 333 por 1 1/2 y seleccionar el tamaño de boquillas recomendado para 500 gpm. Cuando éste esté cerca de la mitad entre 15 y 16 se recomienda uno de 15 y dos de 16s y bajar un balón despues de observar el fondo.

La ecuación 9 para dos boquillas muestra.

. . . 13

Tamaño de boquilla = $2.501 \times 333 \times 12/900 = 15.51$

o sea uno de 15 y uno de 16.

8.- Utilizar las boquillas calculadas (12, 15, 13) y llevar la bomba a velocidades que nos den 1800 psi. Si la bomba rotaria está acoplada directamente a la transmisión que acciona a la bomba, la barrena rotará cerca de un 5% más bajo que la planeada, (ajaja, en vez de 60 rpm puede rotar solamente 57 rpm). Concomitante el incremento en la velocidad de perforación se debe al aumento de la lig pieza de la barrena mucho más que querer compensar los efectos de la reducción en la velocidad de rotaria.

9.- Potencia hidráulica en la barrena:

$$900 \text{ psi} \times 333 \text{ gal}/1714 = 175 \text{ (10)}$$

potencia hidráulica en la barrena (por pulgada cuadrada de la barrena): $175.76 = 2.28$.

La potencia hidráulica en la barrena podría ser incrementada para promover la disminución del gasto, pero ésta disminución sería -- más de lo que se compensaría por disminución en el impacto y en el área de flujo.

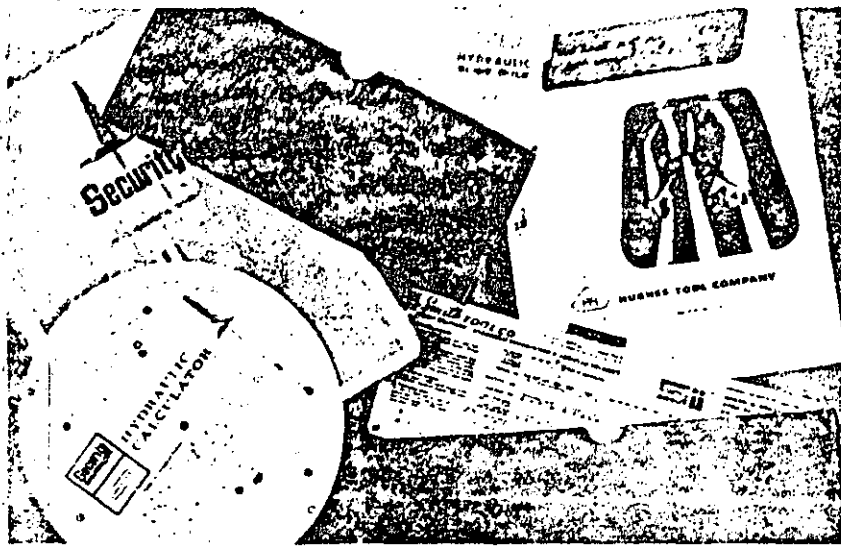
Velocidad de inyección en la barrena:

$$V_j = 418.3 \times 333 / (12^2 + 12^2 + 12^2) = 289 \text{ pies/seg (11)}$$

$$\text{Impacto} = 333 \times 12 \times 289 / 1932 = 596 \text{ Lb (12)}$$

Velocidad anular:

$$V_a = 24.51 \times 333 / (9 \frac{7}{8}^2 = 4.5^2) = 106 \text{ pies/min (13)}$$



Tools used in calculating hydraulics in the oil patch.

Optimum Hydraulics In The Oil Patch

by B. V. Randall,
Research Associate
Amoco Production Co.
Tulsa, Okla.

Amoco has developed a method which will very nearly optimize hydraulics for use in remote overseas locations often thousands of miles from available drilling programs.

This method is *not* meant to replace any of the good available computer programs. For simplicity, it makes some comparisons and assumptions, but each has been thoroughly field tested. Some warnings and limitations, which should be observed in any hydraulics program, are also included. This method is recommended when sophisticated calculations are not available. It can also be used as a check on computer methods to assure that they are calculating correctly.

Drilling fluid performs numerous functions. Most expensive and fuel consuming is the pumping of this fluid with enough energy to clean the bit and the bottom of the hole during drilling. We will not be concerned with annular or jet velocity, because if the procedures given are followed, these functions will be satisfactory.

Guidelines

Flowrate - 30 to 50 gpm/in. of bit diam. The flow must be enough to clean the bit, but too high a flow rate will damage the bit as well as erode the hole. This guideline is still considered both approximate and empirical. However, unless you have successful experience at lower flow rates, do not use less than 30 gpm/in. of bit diam. For drilling less than 15 ft/hr, try to use about 35 gpm/in. For faster penetration rates, 40 to 45 gpm/in. is preferred. Use no more than 50 gpm/in.; higher rates may damage bits and cause erosion and high pressures in the annulus.

Jet horsepower - $2\frac{1}{2}$ to 5 hp/sq in. of bottom area. Maximum jet hydraulic horsepower that can be utilized by present bits is based on published data (Fig. 1). For drilling less than 10 ft/hr, $2\frac{1}{2}$ to 3 hydraulic hp/sq in. is the maximum needed. Horsepower that can be utilized

at higher penetration rates is very close to the square root of the penetration rate in ft/hr (i.e., 4 hp for 16 ft/hr, or 5 hp for 25 ft/hr). Jet horsepower above 5 hp/sq in. of bottom area may cause premature bit failure, so should be used only when the higher drilling rates can justify extra bit and trip costs.

Maximum bit hydraulics 50% to 65% of available pump pressure across the bit jet nozzles. Fig. 2 shows that jet hydraulic horsepower is maximized when about 65% of the pump pressure is expended across the jets (i.e., 35% of the pressure is lost through flowing friction in the rest of the system). Impact is maximized when about 50% (49% \pm) of the pump pressure is across the jets (i.e., 50% lost in the rest of drill string). While various authors propose maximizing various functions, most recent papers confirm the observed field experience that most effective drilling occurs somewhere between maximum hp and maximum impact (Fig. 3).

Two jets for smaller bits at lower penetration rates; otherwise use three jets. Although the unbalanced forces of the use of two jets in a conventional bit may sometimes shorten the bit life, other authors agree that two jets often have significant advantages. Laboratory and field results confirm that the use of two jets can cause the bottom to be cleaned more effectively and give more effective drilling. However, there are indications that at high penetration rates, or with large bits, the unbalanced flow of cuttings will interfere with the cutting action of one cone. Therefore, we currently recommend blanking off one jet only in bits smaller than $9\frac{1}{2}$ -in. at penetration rates below 50 ft/hr. We prefer to install three jets in the bit and then drop a fracture-diverting ball to block off one jet after successfully reaching bottom. If the calculations indicate the use of two jets of different size (e.g., one 13/32 and

Fig. 1. Hydraulic drillability curves.

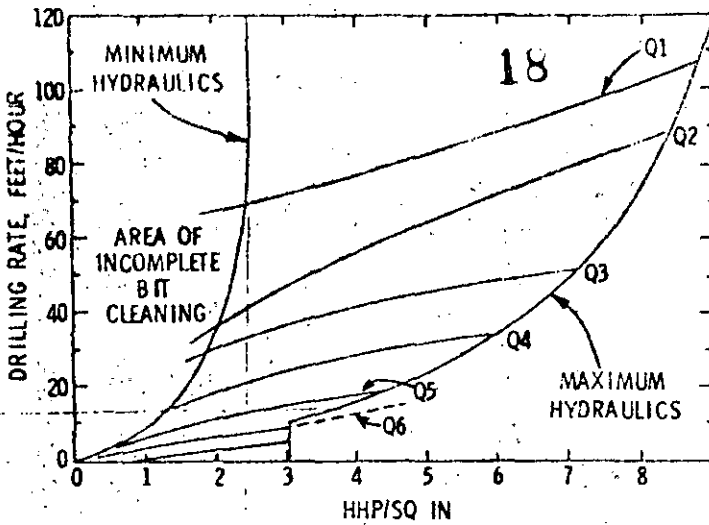
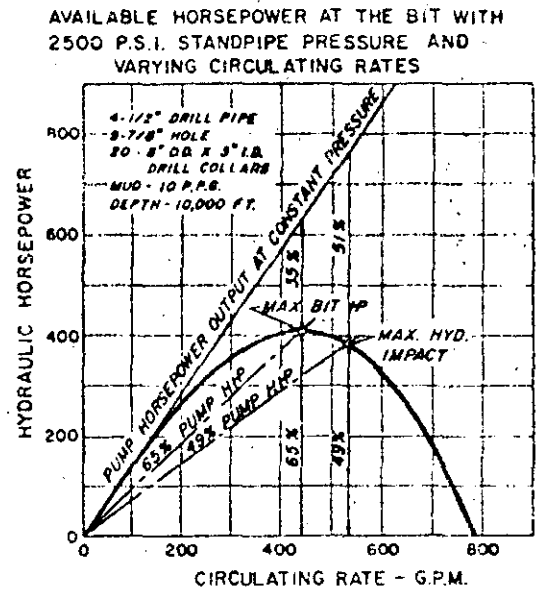


Fig. 2. Horsepower, impact curves.



one 14/32) it has been found practical to install one 13 and two 14's and rely on the fracture-diverting ball to plug one of the larger jets. A side advantage of the use of two jets is that the jets are larger and there is less chance of plugging, especially when lost circulation material must be used.

Pump pressure should be maintained. Pump pressure can be adjusted by small changes in speed, and is critical to correct hydraulics. On many rigs, pump speed adjustment may change the rotary speed. Examination of optimum bit weight rotary speeds generally will show only minor cost effects from reasonable changes in rotary speed. Generally it is prudent to run the pump at a speed that gives the correct pressure, even when the resultant rotary speed may be less than ideal.

Mud properties and flow profile in the annulus. There are numerous methods to estimate flow conditions and pressure losses in the annulus. It is almost universally recognized that laminar flow is generally desirable in the annulus. Laminar flow causes less scouring and erosion of the well bore, less fluid loss, and better cutting transport than turbulent flow. Since hole size, drill string size, mud density, and flow rate are already more or less fixed, about the only way to change conditions is to change the mud properties.

Plastic viscosity reflects the solids concentration in a mud. Water and solids removal equipment tend to decrease plastic viscosity. Chemical dispersing (thinning) agents tend to increase plastic viscosity. Plastic viscosity has only minor effects on pressure losses, but may have a very significant detrimental effect on penetration rate. Yield value (yield point) reflects forces between colloidal particles and molecules in the mud. Increased yield value, especially in low solids nondispersed muds, tends to decrease pressure losses inside the drill string (tending to increase hydraulics at the bit), and tends to cause laminar flow

and increase cutting transport in the annulus. But, high yield values will cause high pressures in the annulus and potential lost circulation. Yield value is strongly affected by chemical treatment and may be affected in an unpredictable way by bottom-hole temperature. Yield values above 3 lb/100 ft² usually will cause laminar flow in a 12¼-in. hole, and five to seven is often sufficient for laminar flow in an 8½-in. hole for dispersed and nondispersed mud respectively.

Procedure

The following is a combination of very exact equations and some very unscientific appearing approximations. Major defense of this method is that it works. This method has something for everyone as it may help get a little extra out of that C-350 pump. In many cases, it may suggest lower pump pressures and lower rig fuel requirements than other methods.

- Knowledge of the rig and drilling plan, specifically: mud weight, drill pipe size, collar sizes to be used, bit sizes, pump pressure available, flow rate available, and expected drilling rate.
- A hydraulics calculator or set of tables. Four bit manufacturers have suitable equipment. Surely the bit salesman has one in his briefcase (and may even be complimentary?).
- Some jet nozzles of various sizes and a fracture-diverting ball.
- A pencil and a scrap of paper.

Equations are given in Appendix A. An example calculation is given in Appendix B.

1. Pick a flow rate for the bit size and drilling rate expected. Can the pump deliver the chosen rate? If this rate is not practical with the liners in use, consider different liners or an alternate rate (Eq. 3).
2. Calculate the total pressure losses inside and outside the drill string at this rate. Use any available "slide rule" or tables. Include:
 - a. surface losses. (Case 3 is a good first estimate.)

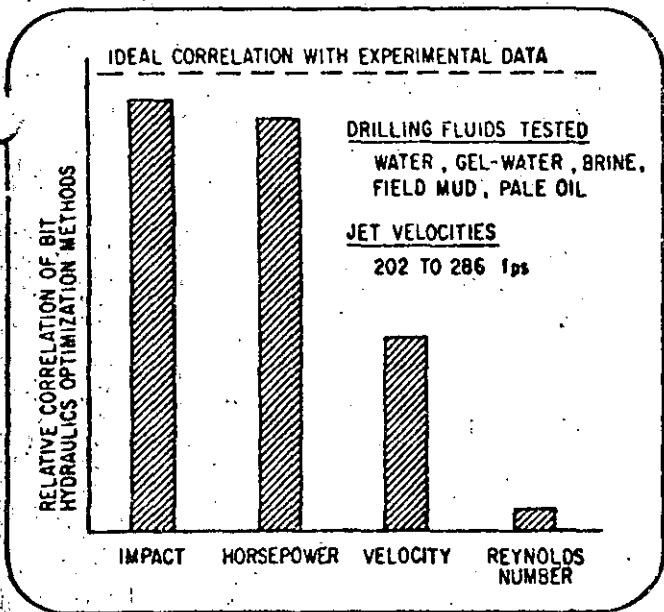


Fig. 3. Comparison of bit hydraulic optimization methods.

- b. drill pipe losses, inside and outside.
- c. drill collar losses, inside and outside.
- d. any special pipe such as a Heviwate® or slim hole string below a liner.

Real muds may have friction pressure losses as much as 30% higher or lower than these calculations indicate, but if these procedures are followed, compensating factors will cause the final results to be reasonably close to those calculated by much more sophisticated programs.

3. Calculate the jet pressure required for maximum jet horsepower.

Calculate the maximum jet horsepower utilizing Eq. 4. Then calculate the pressure needed to produce this horsepower (Eq. 5).

4. Add the total string losses to the jet pressure calculated above.

If this total is less than available pump pressure, this is the pressure to be used. There is no advantage in running the pump at a higher pressure and wasting fuel and causing additional wear on the equipment. Skip steps 5 and 6 and go directly to 7. However, if this total is above the pump capability, compromises must be made.

5. Determine what percentage of the total pump pressure is used for drill string pressure losses.

If this pressure loss is between 35% and 50% of available pump pressure, this is the flow rate to use, so skip to step 7, but if the system pressure is less than 35% of the pump pressure, increase the flow rate to increase the jet energy. Conversely, if the system pressure is greater than 50%, decrease the flow rate. The flow rate should be decreased by the same percentage the pressure rate exceeds 50% (i.e., if the system losses are 62% of the total, reduce the flow rate 12%). This will reduce the drill string losses to 50% of the pump pressure. This percentage "juggling" calculation is based on the assumption made in the bit company calculators,

19

that in turbulent flow pressure loss increases as the 1.84 to 1.86 power of the flow rate. If the above steps are followed, they give a series approximation solution. Calculate the new flow rate. Check to see that this is within the limits of 30 to 50 gpm/in. If it is within the limits, use this flow rate and its estimated pressure. See Appendix B for an example calculation. If the new flow rate is not within the limits for the bit, use the nearest limit.

6. Calculate the new drill string friction pressure loss at the revised flow rate.

If you wish, and you have the time, go back to the calculator or tables. However, the percentage of the pump pressure estimated by the adjustment will be accurate enough (i.e., if you reduced pump speed to lower the pressure to 50% it is very close to 50%).

7. Subtract the drill string loss from the pump pressure.

Use the remainder across the jets. Use either Eq. 8 or Eq. 9 in Appendix A or any available calculator or table to determine what sizes of jets are required. If the drilling rate is below 50 ft/hr and you elect to use two jets, a simple procedure is to multiply the real flow rate by 1½. This gives three jets of the sizes which should be used with a fracture-diverting ball.

8. Put the calculated jets in the bit; drop the fracture-diverting ball, if required, after washing to bottom; and run the pump at the speed which gives the correct pressure.

Any loss in rotary speed might be partially offset by slightly higher weight on bit. The improved bit cleaning will more than compensate for any loss in penetration rate due to lower rotary speed.

9. Calculate annular velocity, jet horsepower, impact, jet velocity, etc., if desired or if required for reports.

Appendix A

Equations:

$$Q_{min} = 30 \times D_b \dots\dots\dots (1)$$

$$Q_{max} = 50 \times D_b \dots\dots\dots (2)$$

$$Q_j = (35 \text{ to } 45) \times D_b \dots\dots\dots (3)$$

$$H_{max} = \pi/4 \times (D_b)^2 \times \sqrt{R_c} \dots\dots\dots (4)$$

$$P_j = 1714 \times H_j / Q_j \dots\dots\dots (5)$$

$$P_t = P_s + P_j \dots\dots\dots (6)$$

$$\%_s = 100 \times P_j / P_t \dots\dots\dots (7)$$

$$J_3 = 2.042 \sqrt{Q \sqrt{M/P_j}} \dots\dots\dots (8)$$

$$J_2 = 2.501 \sqrt{Q \sqrt{M/P_j}} \dots\dots\dots (9)$$

$$H_j = Q \times P_j / 1714 \dots\dots\dots (10)$$

$$V_j = 418.3 \times Q / (J^2 + J^2 + J^2) \dots\dots\dots (11)$$

$$I = Q \times M \times V_j / 1932 \dots\dots\dots (12)$$

$$V_a = 24.51 \times Q / (D_h^2 - D_p^2) \dots\dots\dots (13)$$

where:

D = diam, in.

D_b = diam of bit

D_h = diam of hole (may be same as diam of bit)

D_p = diam of pipe

- H = hydraulic hp
- H_j = calculated hydraulic hp expended at the jet nozzles
- H_{max} = maximum jet hydraulic hp required
- I = Impact, lb force
- J = jet size in 32nd's of an in.
- J₂ = calculated jet size for 2 jets
- J₃ = calculated jet size for 3 jets
- M = mud density (mud weight), lb mass/U.S. gal
- P = pressure, lb force/sq in.
- P_j = pressure across jets
- P_s = pressure lost in and around the drill string due to hydraulic friction
- P_t = total pump pressure
- Q = flow rate, U.S. gal/min
- R_e = rate of penetration expected, ft/hr
- V_a = annulus velocity, ft/min
- V_j = jet velocity, ft/sec
- %_s = percent of the total pressure lost in and around the drill string.

Appendix B

Example Calculations:

Drilling a 9/8-in. hole at 10,000 ft with 12 lb/gal mud. Expected penetration rate 12 ft/hr. Rig has 4 1/2-in. 16.60-lb drill pipe with XH tool joints. Using 600 ft of 7-in. x 2 1/2-in. drill collars. National K 700 pump with 6-in. liners which can deliver up to 400 gpm at 1800 psi (maximum rating 450 gpm at 2265 psi).

1. Flow rate
 9/8 in. x 35 gpm/in. ≈ 350 gpm (3)
 Since this is within the pump capabilities use it.
2. Drill string pressure losses at 350 gpm with 12 lb/gal mud

Surface (case 3)	28 psi
Inside and outside collars (7 x 2 1/2) 600 ft	306
Inside and outside drill pipe 9,400 ft	658
Total pressure loss	992 psi

 This calculation was made using a Security® Hydraulic Calculator, other tools may give a slightly different total.
3. Maximum jet horsepower and pressure
 $Hp = (9/8 \text{ in.})^2 \times \pi/4 \times \sqrt{12 \text{ ft/hr}} = 265$ (4)
 The horsepower can be estimated as: 9/8 is almost 10, 10 x 10 = 100, π/4 is about 3/4 so hole area is about 75, 3 x 4 is 12 so √12 is about 3 1/2
 3 1/2 x 75 ≈ 265
 Jet pressure = 265 Hp x 1714/350 gpm = 1298 psi (5)
4. Total pump pressure desired
 Total = 992 (drill string) + 1298 (jets) = 2290 psi (6)
 If the rig pump were capable of this pressure it would be the correct pressure to use. A higher pressure than this would increase costs without materially improving the drilling operation. But, since 1800 psi is the maximum available, adjustments must be made to maximize cleaning.
5. Percent of pressure used in the drill string

992 x 100/1800 = 55% (7)
 This is 5% above the 35% to 50% range of drill string losses recommended. Therefore, the flow rate should be reduced about 5%
 350 - 0.05 x 350 = 333

Warning: Check to be sure that this is not less than 30 gpm/in.

6. The pressure loss in the drill string at this new flow rate of 333 gpm should be 900 psi or 50% of the pump pressure, it is not necessary to recalculate.
7. Pressure available for the jets
 1800 pump - 900 string = 900 psi for jets
 Using a "slide rule" or tables with 12 lb/gal mud at 333 gpm shows 3/4 the way from 12/32 to 13/32. This indicates that one 12 and two 13s should be used. Eq. 8 for three jets shows

$$\text{Jet size} = 2.042 \sqrt{333 \sqrt{12/900}} = 12.66$$

or one 12 and two 13s. Since the penetration rate is low and this bit is only slightly larger than those for which two jets are recommended, the use of two jets should be considered. In this case multiply the flow rate 333 by 1 1/2 and pick the jet sizes recommended for 500 gpm. Since this is about half way between 15 and 16, recommend one 15 and two 16s and drop a ball after washing to bottom.

Eq. 9 for two jets shows

$$\text{Jet size} = 2.501 \sqrt{333 \sqrt{12/900}} = 15.51$$

or one 15 and one 16.

8. Use the calculated jets (12, 13, 13) and run the pump at the speed that will give 1800 psi. If the rotary table is linked directly to the transmission that drives the pump, the bit will turn about 5% slower than planned, (e.g., instead of 60 rpm it may turn only 57 rpm). Typically, increased drilling rate due to the increase in cleaning of the bit will far more than offset the effects of the reduction in rotary speed.
9. Jet hp = 900 psi x 333 gpm/1714 = 175 (10)
 jet hp/sq in. = 175/76 = 2.28
 Jet hp could be increased by further decrease in flow rate, but this increase would be more than offset by decreases in crossflow and impact.
 Jet velocity = 418.3 x 333/(12² + 2 x 13²) = 288 ft/sec (11)
 Impact = 333 x 12 x 288/1932 = 596 lb (12)
 Annular Velocity = 24.51 x 333/9/8² - 4.5² = 106 ft/min (13)

About the Author



B. V. Randall received a degree in chemical engineering from Oklahoma State University in 1949. He has been engaged in drilling mud and drilling research with Amoco for 24 years and has specialized in computer techniques related to optimized drilling since 1965.

Practical hydraulics: A key to efficient drilling

Mike Brouse, Drilling Manager, Neddrill (Nederland) B.V., Rotterdam, The Netherlands

10-second summary

A properly designed hydraulics program that can be modified as dictated by field conditions is essential for attaining optimum drilling efficiency. This article discusses key facets of a hydraulics program and presents a unique nomograph which can be used on the rig to design quickly a simple but effective program. The nomograph, along with an explanation and examples of its application can be removed easily from the magazine for use in the field.

MANY PROBLEMS ranging from inefficient, uneconomic penetration rates to lost circulation and stuck pipe can result if careful attention is not given to jet bit hydraulics. A change in only one of several operating variables can affect hydraulics and alter drilling performance.

This article defines and presents general operating guidelines for four basic parameters affecting hydraulics: Annular velocity, jet velocity, crossflow and horsepower. Also included is a nomograph that can be used to speedily calculate optimum or nearly optimum hydraulics without tedious trial and error calculations. Two detailed example problems using the nomograph are included. Understanding of these examples will enable an engineer or foreman to calculate an optimum program in less than 10 minutes.

Additional examples for determining drill string and bit pressure losses, and nozzle sizes, plus basic instructions for use are presented on the reverse side of the nomograph.

Definitions and rules

► **Annular velocity of drilling fluid**—Commonly measured in units of feet per minute (fpm).

GENERAL RULES

(A) Annular velocity for any mud or hole size should be high enough to remove cuttings from the hole to prevent fall out, yet low enough to minimize hole washout. Turbulent flow at high velocities is less desirable than laminar or plug flow at lower velocities. Turbulent flow in the annulus can cause serious hole washouts or

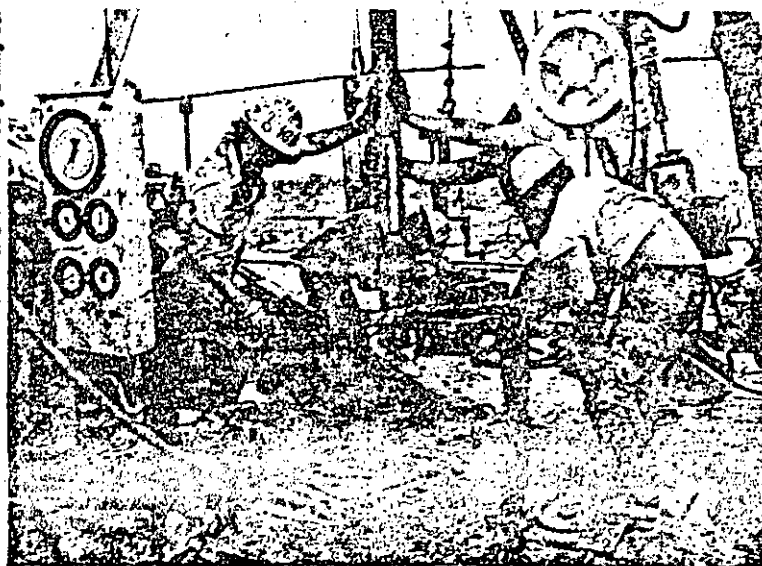
indirectly increase annular friction losses to the point that circulation is lost.

(B) Higher annular velocities can be tolerated in smaller holes through harder formations than in larger holes through softer formations.

(C) Nomograph Table B provides recommended maximum and minimum annular velocity limits for various drill pipe/hole size combinations.

(D) Critical velocity (V_c) of a fluid being circulated (mud, cement, etc.) up the annulus is the velocity at which flow changes from laminar to turbulent. V_c should be calculated for each drill pipe/hole size combination to find the maximum circulation rate that can be tolerated without reaching harmful turbulent flow conditions.

Jim Rankin for O'Connor & Young Drilling Co.



Time for a bit change

The two rule-of-thumb equations below will provide V_c values that are normally sufficiently accurate for use in the field:

$$(1) V_c = \frac{64.8 (PV + 3.04D\sqrt{YV \times MW})}{D \times MW}$$

For a quick approximation, less accurate than (1):

$$(2) V_c = 57\sqrt{YV}$$

Where V_c — Critical velocity, fpm
MW — Mud weight, ppg

- YV — Yield value or yield point, psi/100 ft²
 PV — Plastic viscosity, centipoises
 D — (Hole diameter—pipe diameter), in.

22

Example: Given MW = 12.5 ppg, YV = 25, PV = 40 and D = (12 1/4-in. - 8-in.) = 4.25 in., find V_c.
 Using equation (1),

$$V_c = \frac{64.8 (40 + 3.04 \times 4.25 \sqrt{25 \times 12.5})}{4.25 \times 12.5}$$

$$V_c = 327 \text{ fpm}$$

Using equation (2),

$$V_c = 57\sqrt{25}$$

$$V_c = 285 \text{ fpm}$$

► **Jet or nozzle velocity**—Commonly measured in units of feet per second (fps). Jet velocity should be high enough to remove drilled cuttings from beneath the bit to prevent regrinding, yet low enough to minimize nozzle or bit damage.

GENERAL RULES

(A) Attempt to maintain a jet velocity of 300 fps or above; one that is compatible with annular velocity and crossflow.

(B) Remember that high jet velocities will also create high bit pressure losses. Limit bit pressure losses to 2,000 psi, or jet velocities to no more than 500 fps.

(C) Use two jet nozzles that are equivalent in area to three jet nozzles if bit plugging is a problem.

(D) In most cases if maximum bit hydraulic horsepower is satisfied, jet velocity is usually sufficient.

(E) Jet velocity may be calculated using the equation

$$J_v = \frac{0.32 Q}{A}$$

Where J_v — Jet velocity, fps

Q — Circulation rate, gpm

A — Total nozzle area, in.²

► **Crossflow**—Sometimes expressed in units of gallons per minute per inch of bit diameter. Crossflow is the volume of fluid travelling across the bottom of the hole and is a direct function of circulation rate. It is a measure of bottom hole cleaning efficiency used to prevent regrinding already-drilled cuttings and/or damaging the bit.

GENERAL RULES

(A) Nomograph Table B presents maximum and minimum circulation rates for different hole sizes. Data are based on these empirical formulas:

$$Q_{\max} = 10d (\sqrt{d} + 1.5)$$

$$Q_{\min} = 10d \sqrt{d}$$

Where Q_{max} — Maximum circulation rate, gpm

Q_{min} — Minimum circulation rate, gpm

d — Bit diameter, in.

(B) Due to volume limitations of the mud pumps, it may be possible to drill upper sections of large holes faster than cuttings can be efficiently circulated out. This can create an annular build-up of cuttings that can lead to bit floundering, reduced drilling rates, excessive

circulating periods, stuck pipe and unnecessary loss of circulation. To eliminate these possibilities, it may be prudent to maintain maximum pump volume and calculate the maximum permissible drilling rate corresponding to the hydraulics available.

Maximum drilling rate (MDR) calculations should be made prior to drilling holes 14 3/4-in. and larger. MDR is calculated initially based on anticipated mud weight in, the maximum tolerable mud weight out including weight of cuttings, and the maximum circulation rate that can be used without exceeding critical velocity in the annulus. Annular mud weight for initial calculations should be no higher than 0.5 ppg above the mud weight in. Field experience will indicate lower or higher adjustments after drilling begins.

For field use, the following rule of thumb equation is sufficiently accurate for calculating MDR. It is valid for ranges in mud weight from 8.4 to 11.5 ppg.

$$\text{MDR} = 67 \frac{(AW - MW) Q}{D_h^2}$$

Where MDR — Maximum drilling rate, fph

AW — Annular mud weight out, ppg

MW — Mud weight in, ppg

Q — Circulation rate, gpm

D_h — Hole diameter, in.

Example: Given AW = 9.5 ppg, MW = 9.0 ppg, Q = 1,100 gpm (maximum output of two mud pumps) and D_h = 17 1/2-in., find the maximum efficient drilling rate.

$$\text{MDR} = 67 \frac{(9.5 - 9.0) 1,100}{17.5^2}$$

$$\text{MDR} = 120 \text{ fph} = \text{four 30-ft joints/hr, or three 40-ft joints/hr}$$

► **Horsepower**—Three "kinds" of horsepower are involved in considering any hydraulics problem. They are:

• **Mechanical horsepower**, the power input to the mud pump by the prime mover

• **Hydraulic horsepower**, the total energy expended as a function of total pump pressure and circulation rate

• **Bit hydraulic horsepower**, the total energy expended at the bit as a function of bit pressure loss and circulation rate. Horsepower is a measure of work and since bit cleaning and cuttings removal are the result of work being performed, bit hydraulic horsepower is of prime concern.

GENERAL RULES

(A) Bit hydraulic horsepower should be at least 4 hp per in.² of hole diameter, or greater. Values as low as 3 hp have been effective in hard rock drilling.

(B) Maximum bit hydraulic horsepower is sometimes obtained when bit pressure loss is 67% of total pump pressure when pumps are operating at maximum pressure, i.e. total surface pressure = 3,000 psi, bit pressure loss = 2,000 psi (67%), system pressure loss = 1,000 psi (33%).

(C) Bit hydraulic horsepower is calculated using the following expression:

$$B_{\text{hhp}} = \frac{P_b \times Q}{1,714}$$

where D_{hhp} — hydraulic horsepower at the bit
 P_b — Pressure drop across bit, psi
 Q — Circulation rate, gpm

Annular velocity, jet velocity, crossflow and horsepower are all interrelated and are functions of circulation rate. If the pump circulation rate changes with given conditions, the above factors also change. Other changes that affect these factors are variables such as pump pressure, drill string and surface equipment size, hole size, depth and drilling mud characteristics. All are considered in the nomograph procedure described below.

Nomograph procedure 23

A simple but effective hydraulics program can be designed in the field by using the nomograph and its associated tables. Limitations of the procedure are related to the volume/pressure relationship across the bit and through the circulating system. The system, as considered here, refers to the drill pipe, drill collars and surface equipment. Limiting factors to be noted are:

- (1) A 10% loss factor is built into the nomograph for annular losses around drill pipe and drill collars.
- (2) No individual annular losses need be calculated.
- (3) No correction factor is included for the effect of plastic viscosity on pressure losses.

Items (2) and (3) are considered insignificant for most cases because of the limited accuracy with which mud pump gauges can be read. Occasionally, depending on local conditions, specific corrections for plastic viscosity effect and hole/drill string size ratio may be necessary.

Two examples of nomograph use follow. Both show how to design an optimum hydraulics program, meaning the program will be based on maximum bit hydraulic horsepower for a pressure limited situation.

EXAMPLES

Problem A. Determine the optimum circulation rate and jet nozzle combination for the following well conditions:

- | | | |
|-------------------|---|---|
| Hole size | — | 12 1/4-in. |
| Present depth | — | 7,000 ft (tripping for bit) |
| Anticipated depth | — | 7,500 ft (on next bit run) |
| Mud weight | — | 12.5 ppg |
| Mud pumps | — | Two Natl. 1600s with 7-in. liners × 16-in. stroke. Maximum circulation rate 510 gpm each |
| Drill string | — | 7,000 ft of 5-in. XH, 19.5 ppg drill pipe and 500 ft of 8 1/2-in. × 3-in. drill collars |
| Surface equipment | — | 45 ft of 4-in. ID standpipe, 55 ft of 3-in. ID hose, 6 ft of 3-in. ID swivel, 40 ft of 4-in. ID kelly. This equipment is basis of Table C, "Surface equipment pressure loss", on back of nomograph, and is considered typical of most large rigs. |

Solution A. The first step in optimizing hydraulics for

drilling this well is to determine and minimum circulation rates for the 12 1/4-in. hole by using Table B, "Circulation rates and annular velocities," on the back of the nomograph. Using a maximum continuous pump operating pressure of 3,000 psi (the maximum pump pressure normally selected in the field to prevent excessive wear and maintenance to fluid ends of pumps), Table A, "Pressure loss distribution to obtain maximum hydraulic horsepower," also on the back of the nomograph, is consulted to determine limits of pressure loss across the bit and through the remaining circulating system. Thus:

- Step 1.** Maximum gpm — 613, Table B
 Minimum gpm — 430, Table B
 Bit loss — 2,000 psi, Table A
 System loss — 1,000 psi, Table A
 (Bit loss and system loss based on 3,000 psi pump pressure)

Step 2. Determine pressure loss through the drill pipe using nomograph lines (1) through (7).

(a) Go from the 5-in. XH point on line (1) to 613 gpm on line (2) and establish a point on Index Line (3).

(b) From the point on line (3) and a mud weight of 12.5 ppg on line (4), establish another point on line (5).

(c) Using the point on line (5) and a total footage of 7,000 ft on line (6), read a total drill pipe pressure loss of 860 psi on line (7).

Step 3. Determine pressure loss through drill collars as per above Step 2, using the 3-in. ID point on line (1) and 500 ft on line (6). Other conditions remain the same. Answer: 310 psi.

Step 4. Determine pressure loss through surface equipment. Answer: 55 psi, from Table C, "Surface equipment pressure loss," on the back of the nomograph.

Step 5. Determine total system loss by adding the answers of Steps 2-4. It should be noted that a 10% annular pressure loss factor is built into the drill string pressure losses.

- | | | |
|-----------------------|---|-----------|
| Drill pipe, 7,000 ft | — | 860 psi |
| Drill collars, 500 ft | — | 310 psi |
| Surface equipment | — | 55 psi |
| Total system loss | — | 1,225 psi |

Step 6. Determine an optimum circulation rate to fit pump limitations of Table A at 3,000 psi.

(a) Divide the total system loss of 1,000 psi (Table A) by the total system loss of Step 5.

$$\text{Correction} = \frac{1,000 \text{ psi}}{1,225 \text{ psi}} = 0.815$$

$$\text{(b) Correction factor} = \frac{1.00 + 0.815}{2}$$

$$= 0.907; \text{ use } 0.91$$

(c) Optimum circulation rate = 0.91 × 613 gpm = 560 gpm (approx.)

Note: Using the optimum circulation rate will automatically reduce proportionately all system pressure losses to equal 1,000 psi total system loss for maximum hydraulic horsepower. If field experience indicates that 560 gpm will give an annular velocity too low to effectively remove cuttings, then stop at Step 5. Use 613 gpm and a pressure loss across the bit of

1,775 psi (3,000-1,225) and determine jet nozzle combinations to use from nomograph lines (8) and (12). As a result, maximum bit hydraulic horsepower will be reduced by a few percent for additional circulating volume.

Step 7. Determine the jet nozzle combination that fits the corrected circulation rate of 560 gpm and the bit loss of 2,000 psi shown in Table A @ 3,000 psi pump pressure. Use nomograph lines (8) and (12).

(a) Go from 2,000 psi on line (8) to 560 gpm on line (9) and establish a point on Index Line (10).

(b) Connecting the point on Index Line (10) and a 12.5 ppg mud weight on line (11), read a nozzle area of 0.42 in.² on line (12).

(c) Using 0.42 in.² as the required nozzle area, go to Table D, "Jet nozzle combinations and total areas," the final table on the back of the nomograph, and determine which nozzle combination best fits this area. The closest combination is 11, 13 and 16. However, if these nozzles are not available on the rig, select the closest nozzle combination that is available and increase or decrease circulation rate to maintain 3,000 psi at the surface.

The above example eliminates the tedious trial and error methods of calculating hydraulics, yet provides optimum or near optimum conditions with a minimum of time. The next example is worked out to explain an optimum condition at a shallower depth.

Problem B. Determine the optimum circulation rate and jet nozzle combination for the following well conditions:

Hole size	— 12¼-in.
Present depth	— 4,000 ft (tripping for bit)
Anticipated depth	— 5,000 ft (on next bit run)
Mud weight	— 12.5 ppg
Mud pumps	— Same as in Problem A
Drill string	— 4,500 ft of 5-in. XH, 19.5 ppf drill pipe and 500 ft of 8½-in. × 3-in. drill collars.

Solution B. Begin the steps to optimize hydraulics for this interval (4,000 ft to 5,000 ft) by establishing circulation rate and pressure limitations as per Solution A.

Step 1. Same as in Solution A.

About the author

MIKE BROUSE attended the University of Houston and Texas A&I University, graduating from the latter with a BS degree in petroleum and natural gas engineering in 1961. From 1961 to 1965, he worked as a drilling and production engineer for Phillips Petroleum Co. in Texas and Louisiana. In January 1965, he joined Amoco International Oil Co. as a senior petroleum engineer. During 11½ years with Amoco, he held additional positions of senior drilling engineer, drilling superintendent and European drilling manager in various locations in the U.S., Europe and the Middle East. In 1976, he helped establish Oilfield Consultants International, an international oil field consulting company which works for major oil company clients worldwide. From inception he served as vice president of the concern. In May 1982, he accepted an assignment as drilling manager for Neddrill (Nederland) B.V., headquartered in Rotterdam.



Step 2. Find pressure loss through drill pipe using nomograph lines (1) through (7) as in Solution A, except use 4,500 ft of drill pipe instead of 7,000 ft. Answer: 555 psi.

Step 3. Find drill collar pressure loss by the same procedure as Solution A. Answer: 310 psi.

Step 4. Find surface equipment pressure loss as in Solution A. Answer: 55 psi.

Step 5. Determine the total system loss by adding the answers of Steps 2 through 4.

Drill pipe, 4,500 ft — 555 psi

Drill collars, 500 ft — 310 psi

Surface equipment — 55 psi

Total system loss — 920 psi

Step 6. Determine an optimum circulation rate to fit the pump limitations of Table A at 3,000 psi.

$$(a) \text{ Correction} = \frac{1,000}{920} = 1.09$$

$$(b) \text{ Correction factor} = \frac{1.00 + 1.09}{2} = 1.045; \text{ use } 1.05$$

$$(c) \text{ Optimum circulation rate} = 1.05 \times 613 \text{ gpm} = 645 \text{ gpm (approx.)}$$

Note: In Solution A, the optimum circulation rate was decreased to reduce proportionately the total system losses to equal 1,000 psi. However, in this example the optimum circulation rate was increased to enable raising system losses to 1,000 psi. This method is fine as long as circulation rate is not increased to the point of creating excessive hole erosion. Hole erosion is not likely, as annular velocity is only 126 fpm (extrapolated from Table B) in this case. Another limitation in raising the flow rate is the capability of pumps to deliver desired volumes. If the optimum circulation rate is considered too high, then retain the maximum rate (i.e. 613 gpm) and calculate jet nozzle areas based on 2,080 psi (3,000-920) and 613 gpm. By doing this, maximum bit hydraulic horsepower will be slightly reduced.

Step 7. Determine the jet nozzle combination that fits the optimum circulation rate of 645 gpm and the bit loss of 2,000 psi shown in Table A @ 3,000 psi. Using nomograph lines (8) through (12),

(a) Go from 2,000 psi on line (8) to 645 gpm on line (9) and establish a point on nozzle Index Line (10).

(b) From the point on Index Line (10) and a 12.5 ppg mud weight on line (11), read a nozzle area of 0.490 in.² on line (12).

(c) Using 0.490 in.² as the required nozzle area, go to Table C and determine which nozzle combination best fits this area. The closest combination is a 14, 14 and 16. However, as explained previously, if these nozzles are not available on the rig, select the closest nozzle combination available that will provide the nearest nozzle area.

ACKNOWLEDGMENT

The author wishes to acknowledge the contribution of H.A. Kendall of Amoco, a former business colleague, who developed the rule-of-thumb equations cited in this article.

EXAMPLE I:

Determine Drill String Pressure Loss — (Nomograph lines (1) through (7)) — Find the drill string pressure loss of 6,500 ft 5-in. XH (19.5 lb) drill pipe and 450 ft of 8-in. OD x 3-in. ID drill collars if the circulation rate is 650 gpm and mud wt. is 12.5 ppg.

— Use a straight edge or ruler —

Drill Pipe Loss:

- 1) Go from line (1) at 5 in. XH (19.5 lb) to line (2) at 650 gpm and cross Index Line (3).
- 2) Go from cross point on Index Line (3) to line (4) at 12.5 ppg and cross line (5).
- 3) Go from cross point on line (5) to line (6) at 6,500 ft and read 875 psi on line (7).

Drill Collar Loss:

- 1) Go from line (1) at 3.0-in. ID to line (2) at 650 gpm and cross Index Line (3).
- 2) Go from cross point on Index Line (3) to line (4) at 12.5 ppg and cross line (5).
- 3) Go from cross point on line (5) to line (6) at 500 ft and read 340 psi on line (7).

Total Drill String Pressure Loss — 1,215 psi

EXAMPLE II:

Determine Bit Pressure Loss — (Nomograph lines (8) through (12)) — Find the bit pressure loss with a given set of jet nozzles (15 x 15 x 15/32" — 0.518 in.²) if the circulation rate is 650 gpm and the mud weight is 12.5 ppg.

— Use a straight edge or ruler —

Bit Pressure Loss:

- 1) Go from line (11) at 12.5 ppg to line (12) at 0.518 in.² and cross Index Line (10).
- 2) Go from cross point on Index Line (10) to line (9) at 650 gpm and read 1,800 psi on line (8).

Bit Pressure Loss — 1,800 psi

EXAMPLE III:

Determine Nozzle Area (Jets) To Use — (Nomograph lines (8) through (12)) — Determine the nozzle area or jet nozzle combination needed if it is desired to have a bit pressure loss of 2,000 psi with a 650 gpm circulation rate and a 12.5 ppg mud weight.

Nozzle Area (Jet Nozzle Combination):

- 1) Go from line (8) at 2,000 psi to line (9) at 650 gpm and cross Index Line (10).
- 2) Go from cross point on Index Line (10) to line (11) at 12.5 and read 0.49 in.² on line (12).

Jet Nozzle Area — 0.49 in.²

- 3) Refer to Table D

**Jet Nozzle Combination — 2 x 18/32-in.
or — 2 x 14/32-in. & 1 x 16/32 in.**

KEY STEPS IN USING THE NOMOGRAPH AND TABLES

1. Using Table A, establish a pressure loss across the bit and a pressure loss through the system that will give maximum hydraulic horsepower relative to the maximum continuous operating pressure of the mud pumps being used.

Note: Consider that bit pressure losses much greater than 2,000 psi can be damaging.

2. Using Table B, establish maximum and minimum circulation rates (gpm) that are compatible to the hole size being drilled.

3. Using nomograph lines (1) thru (7) and Table C, calculate total system pressure losses based on the drill string and surface equipment, the interval to be drilled and the mud weight.

Note: Use the maximum circulation rate from Step 2 and the maximum depth of the interval as the criteria.

4. Total system pressure losses will either be less than, equal to or greater than the established system pressure loss of Step 1.

a) If the total system pressure loss is less than that of Step 1 then make the following correction:

$$\frac{(S_1) \text{ psi}}{(S_4) \text{ psi}} = F_1 \quad \frac{F_1 + 1.00}{2} = F_2 \quad F_2 \times \text{Maximum Circulation Rate of Step 2} = \text{Corrected gpm}$$

Note: The corrected circulation rate will automatically increase all system pressures to equal the system pressure of Step 1. As long as the corrected rate is not too much greater than the maximum rate established in Step 1, the calculation is valid.

b) If total system pressure loss is greater than that of Step 1, then make the following correction:

$$\frac{(S_1) \text{ psi}}{(S_2) \text{ psi}} = F_1 \quad \frac{F_1 + 1.00}{2} = F_2 \quad F_2 \times \text{Maximum Circulation Rate of Step 2} = \text{Corrected gpm}$$

Note. The corrected circulation rate will automatically decrease all system pressures to equal the system pressure of Step 1. As long as the corrected rate is not lower than the minimum circulation rate established in Step 2, the calculation is valid.

5. Once the corrected circulation rate has been established, use that rate and the bit pressure loss of Step 1 to determine nozzle sizes to use from nomograph lines (8) thru (12) and Table D

Table A — *Pressure loss distribution to obtain maximum hydraulic horsepower

100%	67%	33%
Pump Pressure (psi)	Bit Loss (psi)	System Loss (psi)
3,200	2,150	1,050
3,000	2,000	1,000
2,800	1,900	900
2,600	1,750	850
2,400	1,600	800
2,200	1,450	750
2,000	1,350	650

*Based on crossflow

†Equipment applicable to most big rigs

Table B -- *Circulation rates and annular velocities

Bit Size (inches)	Drill Pipe OD (inches)	gpm		fpm	
		Max.	Min.	Max.	Min.
4 3/4	2 7/8	175	104	300	178
6	3 1/2	237	147	244	151
8 1/2	4 1/2	376	248	177	117
9 7/8		458	311	145	98
12 1/4		613	430	116	81
15	5	790	565	97	70
17 1/2		1,000	735	86	63
8 1/2		376	248	195	129
9 7/8	5	458	311	155	105
12 1/4		613	430	120	84
15		790	565	99	71
17 1/2		1,000	735	88	64

Table C — Surface equipment pressure loss

Circulation Rate (gpm)	Pressure Loss (psi)				
	10	12	14	16	18
400	—	25	30	35	40
500	30	35	40	50	55
600	40	50	60	70	80
700	55	70	80	90	100
800	70	85	100	115	130
900	90	110	130	145	165
1,000	110	130	155	175	200
1,100	130	160	185	210	240
1,200	155	185	220	250	280

Table D — Jet nozzle combinations and total areas

Nozzle Combinations Sizes in 1/32-in.		Area	Nozzle Combinations Sizes in 1/32-in.		Area	Nozzle Combinations Sizes in 1/32-in.		Area	Nozzle Combinations Sizes in 1/32-in.		Area
Two	Three	Square Inches	Two	Three	Square Inches	Two	Three	Square Inches	Two	Three	Square Inches
11 12		0.20325	14 15		0.32290		11 15 15	0.43795		13 16 17	0.54763
	8 9 11	0.20402	13 16		0.32597		11 14 16	0.43949		14 14 18	0.54917
	9 9 11	0.21708		12 12 12	0.33120		12 12 17	0.44256		13 15 18	0.55070
	8 10 11	0.21859		11 12 13	0.33287	17 17		0.44332	18 20		0.55530
12 12		0.22089		10 13 13	0.33594		11 13 17	0.44409		15 15 17	0.56681
	8 9 12	0.22166		11 11 14	0.33594	16 18		0.44485		14 16 17	0.56834
11 13		0.22243		10 12 14	0.33748		14 14 14	0.45099		14 15 18	0.57141
	10 10 10	0.23010	15 15		0.34515		13 14 15	0.45252		13 17 17	0.57294
	9 10 11	0.23163	14 16		0.34668		12 15 15	0.45559		13 16 18	0.57448
	8 11 11	0.23470		11 13 13	0.35205		13 13 16	0.45559		16 16 16	0.58890
	9 9 12	0.23470		11 12 14	0.35358		12 14 16	0.45713		15 16 17	0.59058
	8 10 12	0.23623		10 13 14	0.35665		11 15 16	0.46173		14 17 17	0.59365
12 13		0.24007		11 11 15	0.35818		12 13 17	0.46173		15 15 18	0.59365
	9 11 11	0.24774		10 12 15	0.35972	17 18		0.47017		14 16 18	0.59518
	9 10 12	0.24927	15 16		0.36882		13 15 15	0.47477		13 17 18	0.59979
	9 9 13	0.25387		12 12 14	0.37122		13 14 16	0.47630	20 20		0.61359
13 13		0.25924	14 17		0.37199		12 15 18	0.47937		15 17 17	0.61589
12 14		0.26078		11 13 14	0.37276		13 13 17	0.48090		15 16 18	0.61743
	10 10 12	0.26384		11 12 15	0.37583		12 14 17	0.48244	18 22		0.61973
	9 11 12	0.26538		10 14 14	0.37736	18 18		0.49701		14 17 18	0.62050
	9 10 13	0.26845		10 13 15	0.37889		14 14 16	0.49701		13 18 18	0.62663
	11 11 11	0.27843		13 13 13	0.38880		13 15 16	0.49854		14 15 20	0.62970
13 14		0.27995		12 13 14	0.39040		13 14 17	0.50161		13 16 20	0.63277
	10 11 12	0.27995	16 16		0.39270	16 20		0.50315		16 16 18	0.64120
12 15		0.28302		11 14 14	0.39347		12 16 16	0.50315		15 17 18	0.64274
	9 12 12	0.28302		12 12 15	0.39347		12 15 17	0.50468		14 18 18	0.64734
	10 10 13	0.28302	15 17		0.39423		13 13 18	0.50775		15 15 20	0.65194
	9 11 13	0.28455		11 13 15	0.39500		12 14 18	0.50928		14 16 20	0.65348
	10 12 12	0.29759		11 12 16	0.39960		15 15 15	0.51780		17 17 17	0.66510
	10 11 13	0.29913		12 14 14	0.41111		14 15 16	0.51925		16 17 18	0.66651
14 14		0.30066		12 13 15	0.41264		13 16 16	0.52232		15 18 18	0.66958
13 15		0.30219		11 14 15	0.41571		14 14 17	0.52232		15 16 20	0.67572
	9 12 13	0.30219		12 12 16	0.41724		13 15 17	0.52385	20 22		0.67802
	10 10 14	0.30373	16 17		0.41801	17 20		0.52846		14 17 20	0.67679
	9 11 14	0.30526		11 13 16	0.41878		12 16 17	0.52846		16 18 18	0.69336
	11 11 13	0.31523	15 18		0.42108		13 14 18	0.52846		16 16 20	0.69950
	10 12 13	0.31677		13 13 15	0.43182		12 15 18	0.53152		15 17 20	0.70103
	10 11 14	0.31984		12 14 15	0.43335		14 16 16	0.54303		14 18 20	0.70563
				12 13 16	0.43642		14 15 17	0.54456		16 17 20	0.72461

Nomograph prepared by Mike Brouse, Drilling
Manager, Neddrill (Nederland) B.V., Rotterdam,
The Netherlands

World Oil

OCTOBER 1982

How to Relate Bit Weight and Rotary Speed to Bit Hydraulic Horsepower

by James H. Allen

Technical Services Director, Smith Tool

HORSEPOWER AT THE BIT is not calculated in many of the current hydraulic program calculation methods. Calculation methods that include determination of bit hydraulic horsepower or specific bit hydraulic horsepower seldom relate these values into tangible or practical quantities that can be used at the rig level.

Smith Tool has a method that is used to relate bit weight and rotary speed to bit hydraulic horsepower. After determining this WR vs BHHP relationship, the rate of penetration can be calculated by the drilling equation $ROP = k (W^d) R^e$.

Where ROP = Rate of penetration in feet per hour

W = Bit weight per inch of diameter

R = Rotary speed

d = Bit weight exponent

e = Rotary speed exponent

Over the years several general relationships between penetration rate and bit hydraulic horsepower have been suggested, proposed and investigated. Very few of these studies reached the realm of specific relationships or recommendations. Vladimir Edelberg suggested that specific bit hydraulic horsepower

$$SBHHP = \frac{\text{Bit Hydraulic Horsepower}}{\text{Sq In. of Hole Area}}$$

could be related to instantaneous penetration rate. The Edelberg chart for this relationship was and is used in some hydraulic calculation methods.

Other studies on penetration rate relationships were conducted by Nolley, Coins and Cunningham, Bobo, Wesley Moore, Esso Production Research and others.

In 1965 Mechem and Fullerton introduced a practical drilling prediction technique that related bit weight and rotary speed to bit hydraulic horsepower and penetration rate (Fig. 1). Other optimum bit weight and rotary speed prediction methods

assume that proper attention will be given to hydraulics. In 1967 Fullerton modified the bit weight-rotary speed relationships to bit hydraulic horsepower after several bit flounder tests were run. The simplified chart (Fig. 2) relates minimum bit hydraulic horsepower to prevent bit flounder to bit weight per in. of hole diameter (W) times bit rotational speed (R). Smith Tool has been using this chart for five or six years in our hydraulic calculations. In fact, the Fullerton plot is in scale form on the Smith Tool Hydraulic Calculator.

Amoco Production Research has recently published a chart entitled "Hydraulic Drillability Curves" that relates drilling rate to specific bit hydraulic horsepower (Fig. 3). Bit weight and rotary speed determinations can be calculated from a drilling equation with this information.

Either the Fullerton chart (Fig. 2) or the Amoco chart (Fig. 3) can be used at the rig level while drilling is in progress to make a bit weight, bit speed or mud pump operational changes for improvement of drilling costs.

Some contractors require the reporting of bit hydraulic horsepower in their morning reports. If bit hydraulic horsepower is calculated daily, it can be effectively utilized as illustrated in the following examples.

Example I

An 8½-in. insert bit was drilling in a hard, abrasive formation at 12,000 ft. Penetration rate was steady at 5 fph with 45 to 47,000 lb of bit weight and a rotational speed of 45 rpm. Insert breakage had been experienced in an offset well in the same formation at higher bit weights and speed. Average bit life was from 85 to 100 hours. The mud weight was 10 ppg, plastic viscosity of 12 cp and yield value of 5. The pump was a 1400P with 6-in. liners and the strokes per minute were 60. The pump discharge pressure was 2600 psi and the bit contained three 12/32-in. nozzles. A hydraulic analysis was made to determine if cost improvements could be made. This analysis revealed the following:

1. The pump volume was too high at 400 gpm.

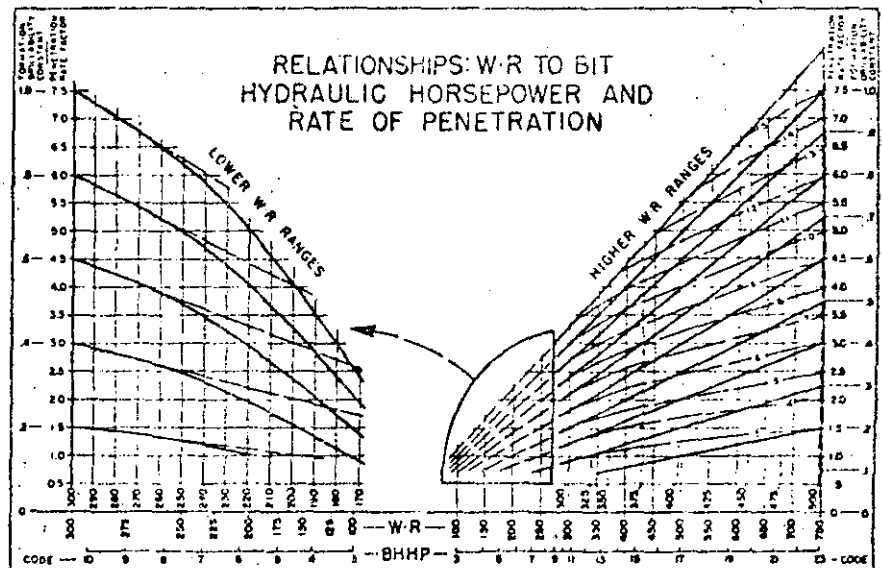


Fig. 1

MINIMUM BIT HYDRAULIC HORSEPOWER VS. W-R TO PREVENT HYDRAULIC FLOUNDER

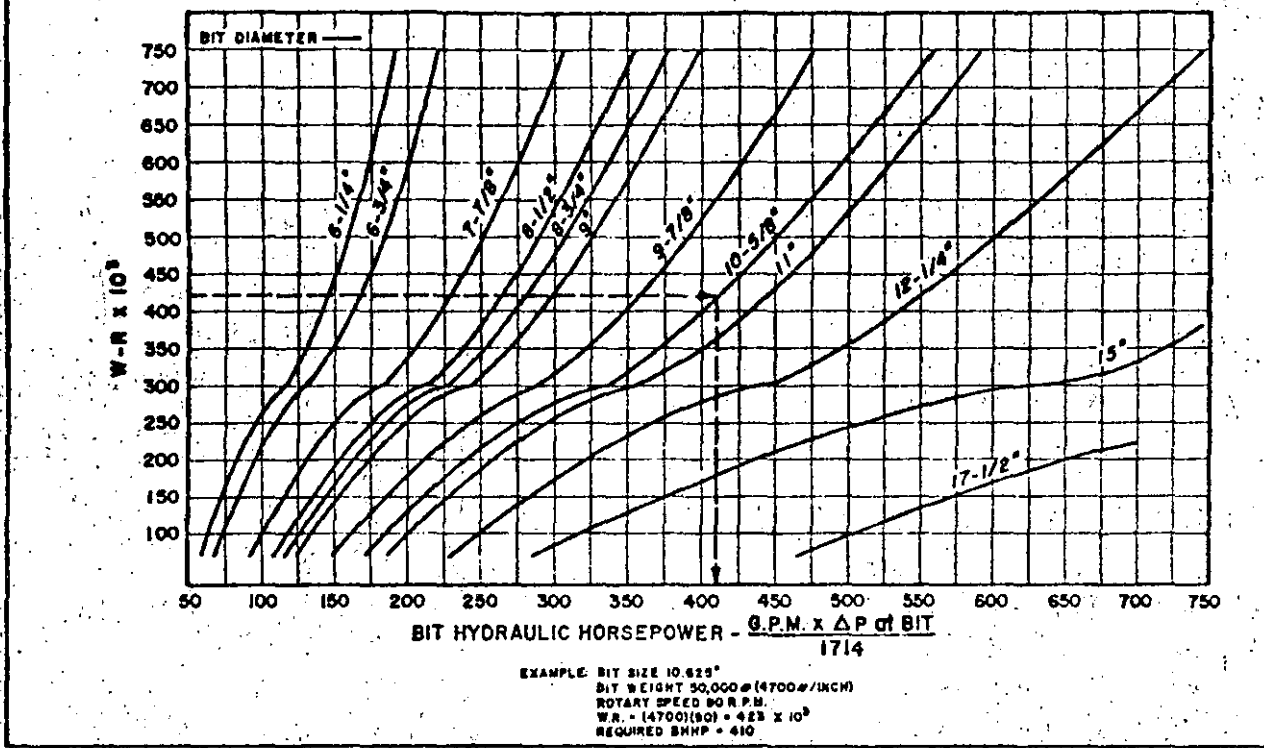


Fig. 2

2. The bit hydraulic horsepower was calculated at 330.
3. The pump input horsepower was calculated at 606.
4. The Fullerton chart (Fig. 2) was used to determine the minimum bit hydraulic horsepower requirements at the bit weight and speed being used.

included less erosion wear to the bit bearing seals and cones.

Example 2

An 11-in. section of hole is drilled from about 2500 ft to 5700 ft with mud weights ranging from 10 to 10.5 ppg. Anywhere from two to six bits are used through this section de-

pending mainly on pump operation (hydraulics) and/or bit selection. Below 5700 ft a 7 1/4-in. hole is drilled to about 12,500 ft. One drilling operation used a C350 pump with 5 1/2-in. liners to drill the 11-in. hole at 60 spm and 1200 psi pump discharge to avoid pump liner changes. The pump

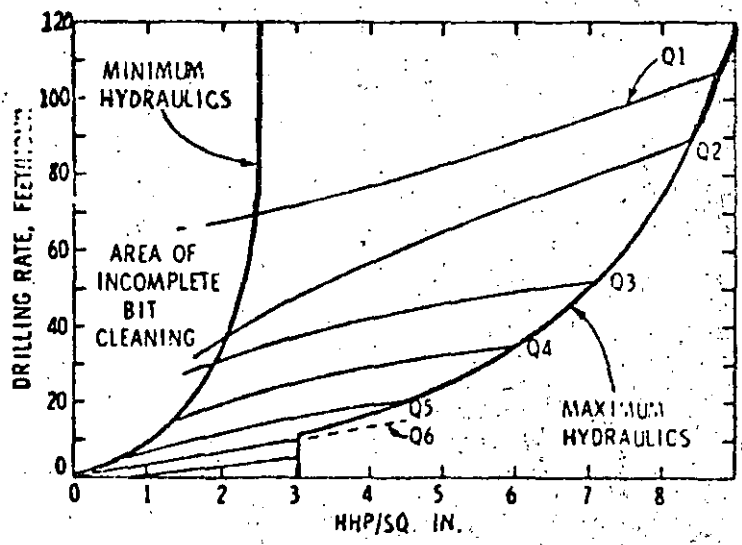
The WR product = $\frac{46,000\#}{8.5"} \times 45$
 rpm = 243,529 or WR = 244×10^3 .

From Fig. 2 it was indicated that only 170 BHHP was needed to prevent bit flounder.

5. Checking the Amoco plot (Fig. 3) the maximum usable horsepower for a penetration rate of 5 fph was 3.0 HHP/sq in. or

$\frac{\pi}{4} (8.5)^2 \times 3 = 170 \text{ BHHP.}$

Since the bit weight and rpm could not be increased for fear of breaking inserts, the pump strokes were reduced to 50 spm giving a volume of approximately 330 gpm. The pump pressure dropped to 2150 psi and the pump input horsepower was reduced from 606 to 415. Penetration rate was not altered. Indirect cost savings, in addition to less input horsepower and pump maintenance, probably



NOTE: PLACE POINT WHERE CONTROL BIT RUN IS LOCATED; USING SHIP CURVE, FIT Q-LINE BELOW POINT; MOVE SHIP CURVE UP TO POINT; EFFECT OF A CHANGE IN HYDRAULICS CAN THEN BE TRACED.

Fig. 3
 "Hydraulic Drillability Curves"

pressure was later increased to 1800 psi on the 7 7/8-in. hole. An 11-in. insert bit was used from 3750 ft to about 4450 ft. Rotating time was 64 hours with a bit weight of 45,000 lb and a rotary speed of 60 rpm. The bit was equipped with three 1 1/32-in. jets. Dull-bit grading was T8, B8, 0 1/2-in.

A hydraulic analysis made of this bit run revealed the following:

1. The circulation rate was 285 gpm which was too low.
2. The bit hydraulic horsepower was calculated to be 152.
3. From Fig. 2 the minimum bit hydraulic horsepower to prevent bit flounder was determined:

$$WR = \frac{45,000}{11} \times 60 = 245,454 = 245 \times 10^3$$

For this energy level the BHHP should be 285. The bit was floundering which probably contributed to the severe bit wear (T8, B8, 0 1/2-in.).

4. Calculations showed that the bit hydraulic horsepower would be increased from 152 to 256 by increasing the pump pressure from 1200 to 1800 psi (no liner change). From Fig. 2 a BHHP of 256 would allow a WR of 200 x

10³. The bit weight was reduced to 4000 #/in or 44,000# and the bit speed was reduced from 60 to 50. After improving the bit hydraulic horsepower and matching bit weight and rpm to bit hydraulic horsepower penetration rate was increased in offset wells as follows:

	30	Fast Operation	Offset Wells
Depth		4450'	
Footage		700	1375
Rotating hours		64	83
Penetration Rate, fph		10.9	16.5
Nozzle size		11, 11, 11	11, 11, 12
BHHP		152	256
Pump Pressure		1200	1800
Cost per ft.		\$18.00	\$11.00

References:

Müchem, O. E. and Fullerton, H. B. Jr., 1965, "Computers Invade The Rig Floor," Oil and Gas Journal, 14 p
 Fullerton, Hal B. Jr. and Fullerton, H. B. IV, 1973 "Constant Energy Drilling Sys-

tem for Well Programming," Unpublished paper

Lumus, James L., 1974, "Analysis of Mud Hydraulics Interactions," Petroleum Engineer, 60 p

The Author



James H. (Flopp) Allen returned to Texas A&M after three years of service in World War II to graduate with a B.S. degree in Mechanical Engineering. He was with Phillips Petroleum Co. for nine years in Texas and Oklahoma. After five years with Hugh B. Williams Mfg. Co. in Dallas, he was employed by Smith Tool Company as chief sales engineer, export and industrial sales. In the twelve years with Smith Tool, he has held the positions of sales manager S. E. Asia, manager of mining and industrial sales and director of technical services. For the last three years he has conducted numerous drilling schools in the United States, Europe and the Middle East.

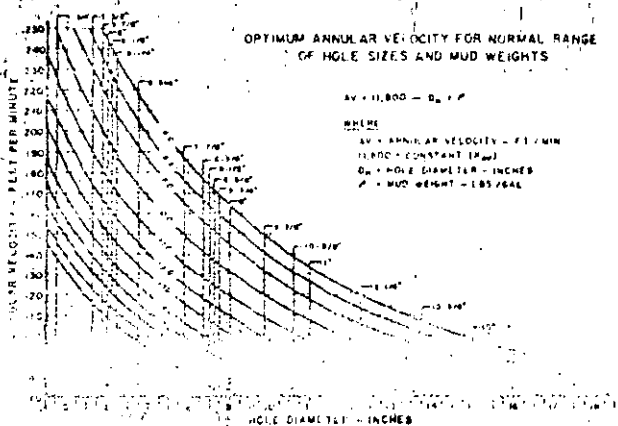


FIGURE M-1

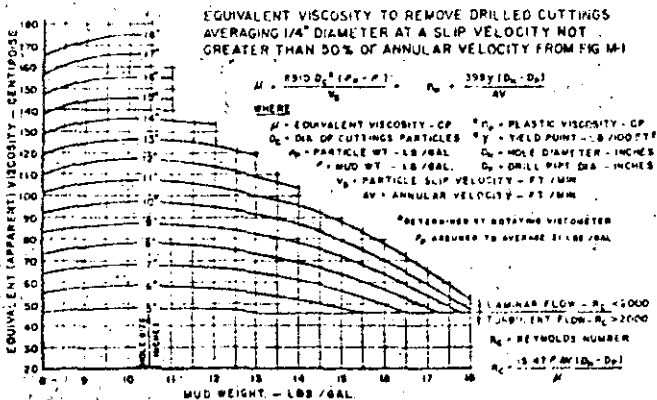


FIGURE M-2

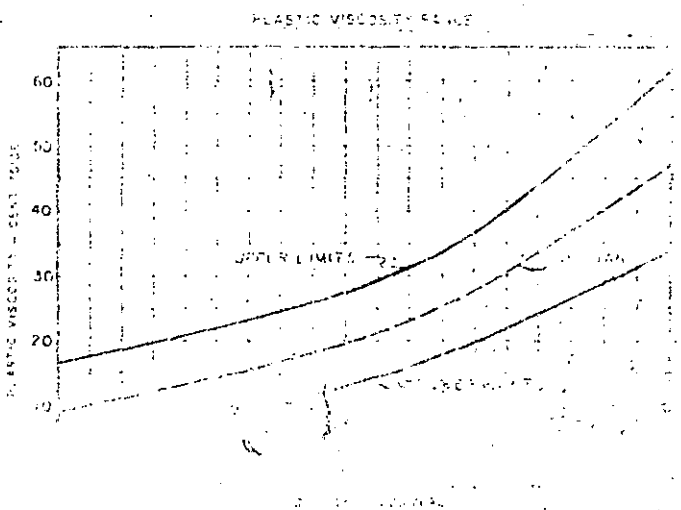


FIGURE M-3

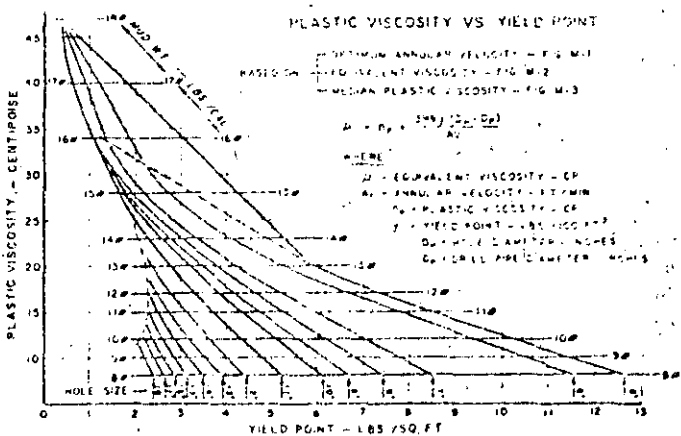
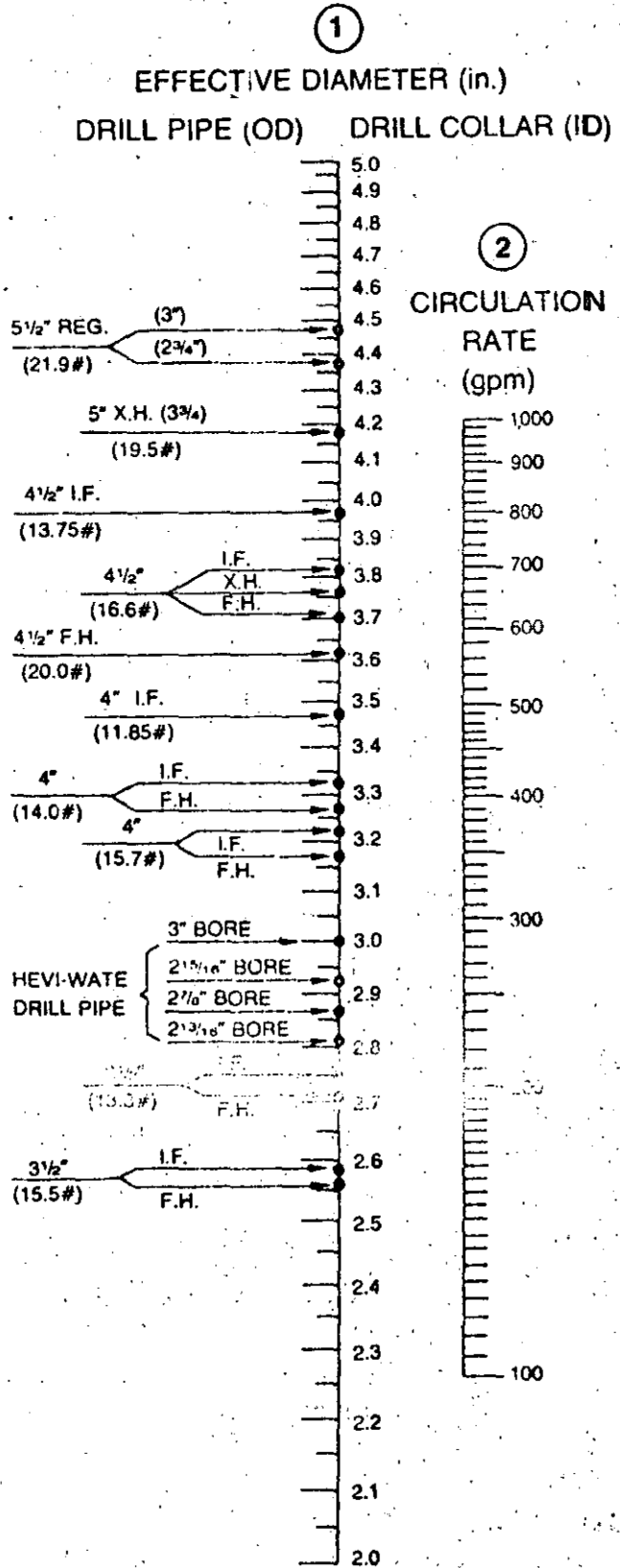


FIGURE M-4

NOMOGRAPH
 FOR
PRACTICAL HYDRAULICS

PART I



STRING PRESSURE LOSS

3

INDEX LINE

6

TOTAL LENGTH (ft)

D.P. or D.C.

5

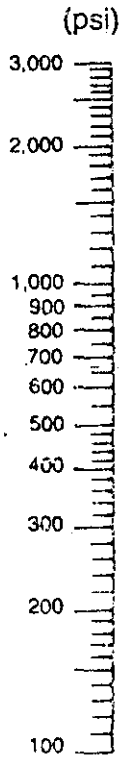
PRESSURE LOSS

(psi/1000 ft)



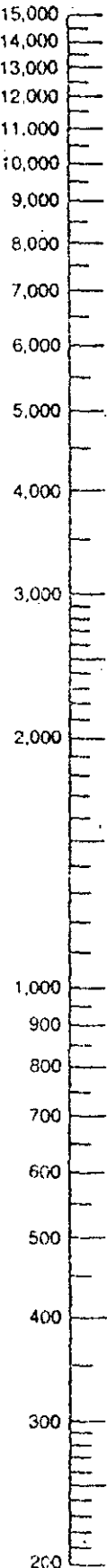
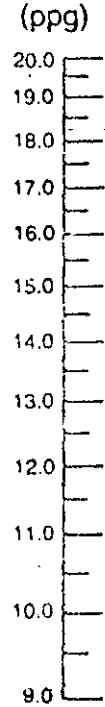
7

TOTAL PRESSURE LOSS (psi)



4

MUD WEIGHT (ppg)



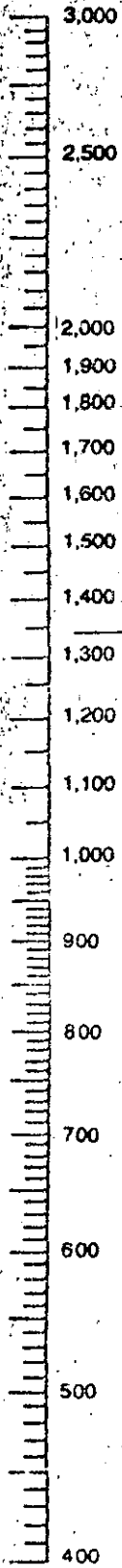
*(INCLUDES BUILT-IN 10% ANNULAR LOSS FACTOR)

PART II

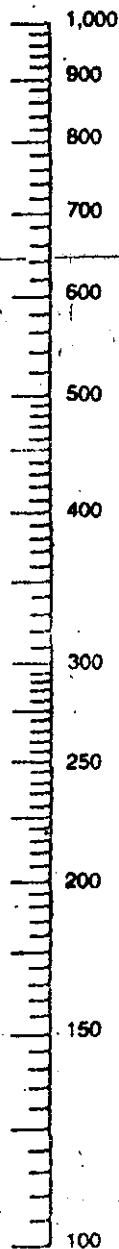
BIT PRESSURE LOSS—JET NOZZLE AREA

33

8
BIT PRESSURE LOSS
(psi)

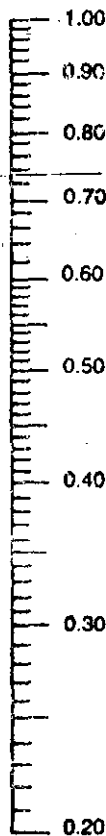


9
CIRCULATION
RATE
(gpm)

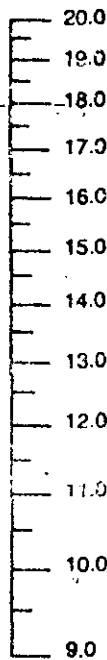


10
INDEX LINE

12
JET
NOZZLE AREA
(in.²)



11
MUD WEIGHT
(ppg)



Sequence in using NOMOGRAPH lines

LINES ① THRU ⑦

GO FROM ① TO ② AND CROSS ③
 ② TO ④ CROSS ⑤
 ⑤ TO ⑥ READ ⑦ ANSWER

LINES ⑧ THRU ⑫

GO FROM ⑧ TO ⑨ AND CROSS ⑩
 ⑩ TO ⑪ AND READ ⑫ ANSWER

Nomograph prepared by Mike Brouse, Drilling
 Manager, Neddrill (Nederland) B.V., Rotterdam,
 The Netherlands

World Oil

OCTOBER 1982



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

B A R R E N A S .

PROF. ING. PEDRO J. CAUDILLO M.

MEXICO, D.F. DICIEMBRE 1985.

TEMA 5

PROYECTO

BARRENAS ~~PROYECTO DE PERFORACION~~ COSTO
PROF. ING. PEDRO J. CAUDILLO, A.I.

TEMA: BARRENAS

CAPITULO: CARACTERISTICAS DEL DISEÑO.

En la actualidad existen diferentes tipos de barrenas para la perforación de pozos petroleros. Estos tipos difieren por su estructura de corte, por el tipo de rodamiento cuando son de conos y por los materiales utilizados en su construcción. De acuerdo con lo anterior, las barrenas pueden clasificarse de la siguiente forma:

- Barrenas Tricónicas
- Barrenas de Diamante
- Barrenas de Compactos Strata.

Las primeras, generalmente tienen tres conos cortadores que giran sobre su eje. Las hay de dientes fresados y/o insertos de carburo de tungsteno. Por el sistema de rodamiento pueden ser de balero estandar, balero sellado y chumaceras. Por el tipo de descarga del lodo o fluido circulante pueden ser de toberas o convencionales, estas últimas sólo se utilizan para casos especiales en la actualidad.

Las barrenas de diamante son cuerpos compactos (sin partes móviles) con piedras de diamante incrustadas parcialmente en su superficie inferior y lateral que tritoran las formación por fricción o arrastre.

Las barrenas de compactos Strata son de reciente aparición en el campo y son parecidas a las bnas. de diamante con la diferencia de que en vez de diamantes, se le incrustan unos compactos sintéticos de tamaño relativamente grande y que perforan por el mismo sistema de fricción o arrastre. Estas barrenas que ya se les conoce como Strata, en algunos casos aún están en fase de experimentación o pruebas de campo.

En términos generales en México se utilizan en la perforación petrolera barrenas tricónicas en más del 95% de los casos, quizá un 3 ó 4% sea de bnas. de diamante y el 1 ó 2% de bnas. Strata.

Las barrenas se fabrican para perforar cuatro diferentes tipos de formaciones en general. Estos tipos son:

Formaciones	suaves
"	medias
"	duras
"	extraduras

En lo sucesivo nos ocuparemos de las bnas. tricónicas exclusivamente, por razones obvias.

Como características generales más importantes de las barrenas están la estructura cortadora y el sistema de rodamiento

de los conos. La estructura cortadora está definida por los dientes maquinados y/o los insertos de carburo de tungsteno. La correlación entre la estructura de corte y el tipo de formación -- por perforar es la siguiente:

Dientes e Insertos grandes y espaciados	Formación Blanda
Dientes e Insertos medianos y no muy espaciados	Formación Media
Dientes e Insertos chicos y muy juntos	Formación Dura
Insertos tipo botón pequeños y juntos	Formación Extradura

Es interesante hacer notar que a medida que los dientes se hacen más pequeños el espesor de la "concha" del cono aumenta, por lo que resistirá mayores cargas sin peligro de romperse o dañarse.

Así entonces los rodamientos y chumaceras se hacen de mayor dimensión y resistencia a la carga a medida de que los dientes decrecen, esto es, cuando la barrena es para formaciones más duras.

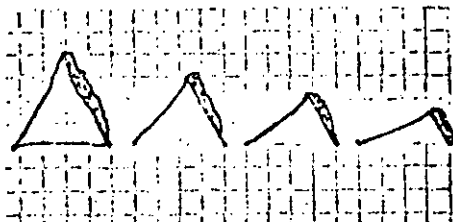
La vida útil de las barrenas depende de varios factores, dos de ellos son la estructura de corte y el sistema de rodamiento de los conos. Bajo condiciones normales esta vida útil de las barrenas está relacionada con estos dos factores de la siguiente forma:

Yendo en el orden que se indica de menor a mayor:

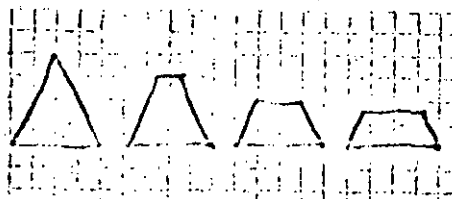
Dientes fresados estandard	100 %
" " revestidos con tungsteno	110 %
" " c/protección de calibre c/dientes T	115 %
" " " " " c/insertos	120 %
Insertos como dientes y protectores de calibre	300 a 800 %
Baleros estandard	100 %
" sellados	120 %
Chumacera estandard y sellada	300 %
Chumacera con plata y sellada	500 - 900 %

Autoafilamiento de los dientes.-

Los dientes con revestidos con tungsteno en un solo lado para propiciar su autoafilamiento durante la perforación



Diente con revest. para autoafilado.



Diente sin revest. achatado.

Clasificación de las Barrenas I.A.D.C. (Código de tres dígitos).

Para evitar la confusión entre los tipos de barrenas - equivalentes de los distintos fabricantes, la Asoc. Internacional de Contratistas de Perforación, creó el sistema de clasificación de tres dígitos. El cual funciona de la manera - siguiente:

El primer dígito identifica dos cosas: el tipo de estructura de corte y el tipo de formación:

El segundo dígito identifica el grado de dureza del tipo de formación.

El tercer dígito identifica alguna característica de diseño de la barrena.

El rango de variación del primer dígito será del 1 al 8 con el significado siguiente:

- | | | | | |
|---|---|---------------------|-----------|------------|
| 1 | - | Dientes fresados | formación | blanda |
| 2 | - | " | " | media |
| 3 | - | " | " | dura |
| 4 | - | Dientes de Insertos | formación | muy blanda |
| 5 | - | " | " | blanda |
| 6 | - | " | " | media |
| 7 | - | " | " | dura |
| 8 | - | " | " | extra-dura |

Cada tipo de formación tendrá cuatro grados de dureza por lo que el 2º Dígito variará de 1 a 4, así:

- 1 - Suave
- 2 - Media Suave
- 3 - Media Dura
- 4 - Dura

El 3er. dígito varia de 1 - 9, indicando lo siguiente:

- 1 - De toberas, para lodo
- 2 - De toberas, para aire
- 3 - Protección del calibre
- 4 - Balero Sellado
- 5 - Balero Sellado y protección del calibre
- 6 - Chumacera sellada
- 7 - Chumacera sellada y protección del calibre
- 8 - Para perforación direccional
- 9 - Otras

Ejemplificando lo anterior, se describe un tipo de barrena de tres dígitos.

- 517 - Barrena de insertos para formación blanda, suave - con chumacera sellada y protección del calibre.

De la figura 21 se puede ver que los tipos de barrena de

BIÑAS DE DIENTE DE ACERO

STEEL TOOTH BITS

ROCK BIT CLASSIFICATION	BIT TYPE	FORMATION	CUTTING STRUCTURE	OFFSET & PIN ANGLE	BEARING SIZE & CONE SHELL THICKNESS	CUTTING ACTION	
						CHIPPING CRUSHING	GOUGING SCRAPING
Soft Formation	S3S S3 S3T	Soft formations having low compressive strength and high drillability (soft shales, clays, red beds, salt, soft limestone, unconsolidated formations, etc.)	Wide-spaced long teeth for deep penetration; use of removal and interruption design for efficient cleaning and less steel on bottom resulting in fast penetration rates.	Maximum offset; pin angle designed for twisting, tearing, gouging action and fast penetration in soft formations.	Generally smaller bearings, thinner cone shell to allow for longer teeth that result in faster penetration rates.		
Medium Soft Formation	S4 S4T S4TG S6	Soft to medium formations or soft interspersed with harder streaks (firm, unconsolidated, or sandy shales, red beds, salt, anhydrite, soft limestone, etc.)					
Medium Hard Formation	M4N M4NG M4L M4LG	Medium to medium hard formations (harder shales, sandy shales, shales alternating with streaks of sand and limestone, etc.)	Medium-length teeth, closer spacing for combined tooth penetration, greater strength and resistance to breakage. Some types with removals and interruptions for less steel on bottom and faster penetration rates.	Medium offset and pin angles for combined scraping-gouging action and chipping-crushing action.	Medium bearings and cone-shell thickness, for medium heavy weights with medium length teeth.		
Hard Formation	H7 H7G H7T H7TG H7U H7UG H7SG H7TG H7G	Medium hard abrasive to hard formation (high compressive strength rock, dolomite, hard limestone, hard silty shale, etc.)	Short, stubby teeth closely spaced for crushing action with maximum resistance to breakage.	True-rolling for chipping-crushing action with no scraping on hard formation or formations with high compressive strength.	Large bearings and thick cone shells, for heavy weights, necessary to overcome harder formations.		

BIÑAS DE INSECTOS DE CARBURO

CARBIDE INSERT BITS

DE TUNGSTENO

Medium Soft Formation	S34F S35F S36F	Soft, unconsolidated, low compressive strength, high drillability, clays, shales, salts, etc. of considerable interval.	Soft Insert: Maximum extension of tooth shaped insert.	Soft insert provides scraping-crushing action.	Soft insert type provides thinner shell section and smaller bearing.	Primarily gouging, scraping—with a minimal chipping, crushing requirement.
Medium Formation	M34F M35F M36TF	Softer segment of hard formations (lime, dolomite, and hard sandy shale)	Medium Insert: Medium extension of Wedge Shaped insert.	Medium insert—slight scraping with crushing action.	Medium insert type provides thicker shell section for strength.	Mostly chipping, gouging with some crushing action.
Medium Hard Formation	M35F	Medium segment of hard formations (chert, granite, basalt, quartzite formations)				Primarily crushing with some scraping action.
Hard to Extremely Hard Formation	H34F H35F H36F	Hardest of hard abrasive formations (quartzite and hard quartzite sands)	Hard Insert: Minimum extension, conical shaped inserts with maximum strength.	Hard insert—crushing action.	Hard insert type provides large bearings with thick shell section.	Crushing and fracturing action only.

Figura 20

SECURITY ROCK BIT COMPARISON CHART



Grade	Qualification	Type	SECURITY					HUGHES					REED					SMITH								
			Standard (1)	Air (2)	Group Protected (3)	Sealed Bearing Gauge (4)	Sealed Bearing Bearing (6)	Friction Bearing Gauge (7)	Directional (8)	Other (9)	Standard (1)	Air (2)	Group Protected (3)	Sealed Bearing Gauge (4)	Sealed Bearing Bearing (6)	Friction Bearing Gauge (7)	Directional (8)	Other (9)	Standard (1)	Air (2)	Group Protected (3)	Sealed Bearing Gauge (4)	Sealed Bearing Bearing (6)	Friction Bearing Gauge (7)	Directional (8)	Other (9)
1	STEEL TOOTH SOFT	1	S3S		S33S	S33SG	S33SF	S33JD	OSC-3A		X3A	J1		MX3A	Y11		S11		Y11JD	D5		SCS				
		2	S3	S3T	S33	S33F	S33D	OSC-3	S			J2			Y12		S12	FP12		DT	DTT	SDT	FDT	8-D	MSD	
		3	S4	S4T	S44	S44G	S44F		OSC-1G			J3	J03	MX1G	Y13		S13	S13G	FP13		DC	DCG	SOG	SCGH	FOG	
		4						OSZ																		
2	STEEL TOOTH MEDIUM	1	M4N		M44N	M44NG	M44NF		DM/DM4	M		J4	J04		Y21	Y21G	S21	S21G	F21		Y2	Y2H	SV	SVH		
		2	M4						WO						Y22				F22							
		3	M4L		M44L	M44LF		DM/DM4										S23G					T2H	ST2		
		4																								
3	STEEL TOOTH HARD	1	H7	H7T	H77		H77F		W7/W7C	H		J7			Y31	Y31G	S31G	F31G	Y31-RAP	L4	L4H	SL4	SL4H			
		2							W7R-2																	
		3		H7SG		H77SG				HR																
		4		H77C		H77CF						J8	J08													
4	INSERT VERY SOFT	1										X11	J11													
		2																								
		3																								
		4																								
5	INSERT SOFT	1			S84	S84F	DS84F				X22	J22						FP61A				2G	F2	A1		
		2															S52	FP52								
		3				S86F				HH23		X33	J33				S53	FP53					3G	F3		
		4	S83A		S88	S88F	DS88												FP54							
6	INSERT MEDIUM	1				M84F			HM44		X44	J44						FP62X			4JA	4G	F4/F4S	4GA		
		2	M81A		M88	M88F	MS88F	GM88				J44G/J55R		Y82JA	Y82B	S82	FP82B	FP82			8JA	8G	F8	8GA		
		3				M85F				HH55			J55		Y83JA	Y83	S83	FP83					F8/F8T			
		4															S84	FP84								
7	INSERT HARD	1																HPMH						F6		
		2														Y72	S72	FP72								7CA
		3					M84F			HH77			J77		Y73JA	Y73	S73	FP73			Y73-RAP					
		4	M81A		M85	M85F											S74	FP74								
8	INSERT EXTRA HARD	1	H102A		H100	H100F			HM82									HPIC								
		2																								
		3	H102A		H100	H100F				HH00			J00		Y63JA	Y83	S03	FP83							F3	
		4																								

NOTE: Bit classifications are general and are to be used only as simple guides. All bit types will drill effectively in formations other than those specified. This chart shows the relationship between the specific bit types. (Since bit changes are constantly being made, check with a Security representative if you desire a certain type which is not shown.)

FIGURA 21

cada fabricante que reúne las características de una 517 son

S84 F - Security

J22 - Hughes

FP 51 A - Reed

F2 - Smith

Otro ejemplo sería el caso de una barrena tipo 1-2-1, de dientes fresados, formación blanda, media suave, estandar. Consultando la tabla de la Figura 21, los fabricantes ofrecen las siguientes barrenas que reúnen estas características.

S3 - Security

OSC - 3 - Hughes

Y 12 - Reed

DT - Smith

Selección del Tipo Adecuado de Barrena.-

Para seleccionar un tipo de barrena para reemplazar una usada (o durante la planeación de un pozo) hay muchas de donde escoger. Los factores fundamentales deben ser entonces:

a).- Características anticipadas de la formación y b).- Limitaciones mecánicas del equipo de perforación.

Las barrenas para formación blanda, requieren solamente una carga o peso mínimo para que sus dientes largos y espaciados efectúen su acción de rascado y triturado, los factores limitan-

tes de su rendimiento son la eficiencia hidráulica del equipo de perf'n. y la uniformidad de la formación. Se debe recordar que un factor muy importante en estas formaciones es la Vel. - de rotación (RPM).

Las barrenas para formaciones medias-blandas tienen una estructura de corte capaz de resistir la mayor carga unitaria para penetrar la formación y el desgaste por abrasión en el área del calibre. Por esta razón sus dientes son más fuertes y numerosos con mayor cantidad de metal en las hileras del calibre.

Las barrenas para formaciones medias-duras destruyen la formación por trituración con un mínimo de rascado. Requieren cargas unitarias altas para exceder la resistencia a la compresión de la formación, las cuales generalmente son más abrasivas que las anteriores.

Las barrenas para formaciones duras, requieren los máximos niveles de energía para vencer la alta resistencia compresiva de la formación conteniendo cantidades considerables de material abrasivo. La mecánica de perforación de estas barrenas es básicamente por cinceleo, a su vez requieren la máxima protección del calibre.

TEMA: BARRENAS

CAPITULO: CONDICIONES DE OPERACION Y SU EVALUACION.

La operación de las barrenas está básicamente definida por tres parámetros, los cuales son: Peso sobre Barrena, Velocidad de Rotación (Rotaria) e Hidráulica de la perforación. A continuación se hablará brevemente sobre estos parámetros.

Peso sobre Barrena. - (PSB) Es la carga aplicada a la barrena mediante los Mangos de perforación (D.C.) para que ésta efectúe la penetración de las capas rocosas del subsuelo, también llamadas formaciones. La penetración se logra cuando la carga aplicada sobre la barrena supera la resistencia de compresión de la formación en contacto con los dientes de la barrena.

La "respuesta" de la formación al peso sobre barrena se puede medir a través de la Vel. de perforación. De esta forma, la figura 1 ilustra la variación de la Vel. de perforación con respecto a la carga sobre la barrena (PSB).

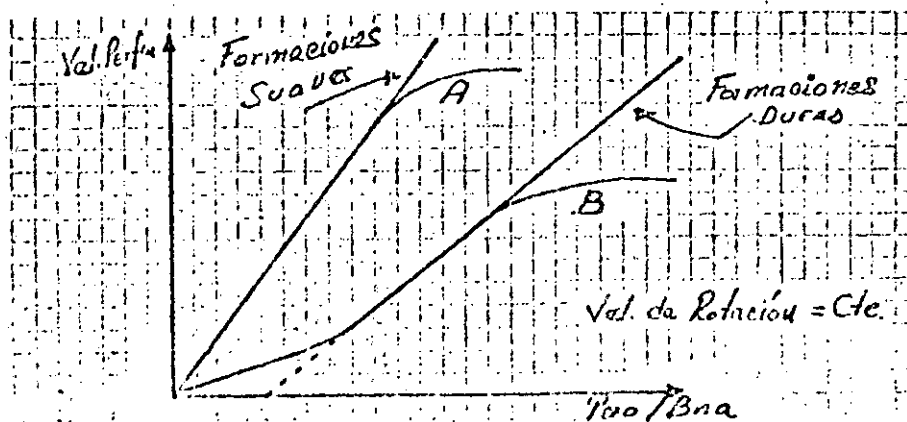


FIGURA # 1

Se observa en esta Fig. 1, que la Vel. de perf'n. se encuentra en proporción directa con el peso sobre barrena. Las secciones A y B de las curvas, muestran las zonas de limpieza pobre en el fondo que se traduce en un estancamiento marcado de la Vel. de perforación; lo cual se debe a que la barrena se está atascando (embalando) por exceso de recortes.

Vel. de Rotación (RPM)..- Generalmente se le llama "rotatoria" y es la cantidad de vueltas por minuto que la Mesa Rotatoria transmite a la sarta de perforación y ésta a su vez a la barrena.

La figura 2 ilustra la variación de la Vel. de perforación con respecto a la velocidad de rotación (RPM).

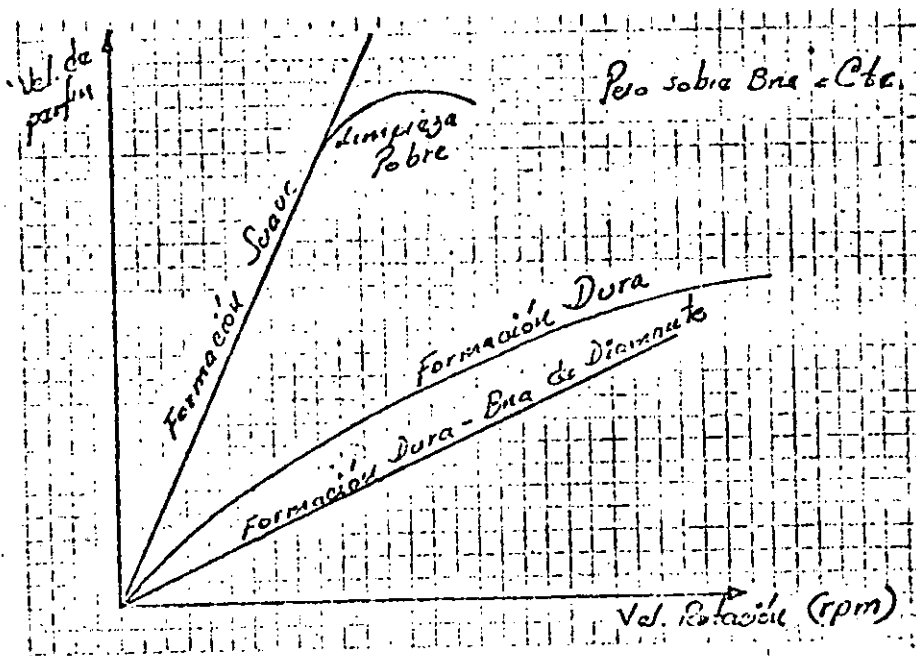


FIGURA # 2

En esta figura se ve que la Vel. de Perforación es directamente proporcional a la Vel. de Rotación (RPM) en formaciones suaves. En formaciones duras el incremento en la Vel. de Rotación, disminuye la Vel. de perforación.

Por todo lo anterior se explica el porqué en formaciones suaves es más importante la velocidad de rotación (RPM) que el peso sobre barrena (PSB). Y viceversa en las formaciones duras.

Las siguientes Tablas presentan algunos rangos de variación de estos parámetros PSB y RPM, que actualmente se utilizan en los campos en perforación de México.

T A B L A # 1

=====

R. P. M.

<u>DIAM. DE BNA.</u>	<u>FORM. SUAVE</u>	<u>FORM. MEDIA</u>	<u>FORM. DURA</u>
14 3/4 - 12 1/4	8 - 12 Tons.	12 - 16 Tons.	15 - 22 Tons.
9 1/2 - 8 1/2	6 - 10 Tons.	9 - 15 Tons.	14 - 18 Tons.
6 1/2 - 5 7/8	6 - 8 Tons.	7 - 9 Tons.	9 - 12 Tons.

T A B L A # 2

=====

P. S. B.

<u>DIAM. DE BNA.</u>	<u>FORM. SUAVE</u>	<u>FORM. MEDIA</u>	<u>FORM. DURA</u>
14 3/4 - 12 1/4	130 - 160 rpm.	80 - 110 rpm.	50 - 70 rpm.
9 1/2 - 8 1/2	120 - 150 "	80 - 110 "	50 - 75 "
6 1/2 - 5 7/8	100 - 120 "	80 - 100 "	50 - 70 "

Hidráulica de Perforación. - Es la distribución adecuada y conveniente de la potencia útil desarrollada por la bomba de lodo. Para lograr este propósito el Ing. en perforación tiene que manejar y balancear los factores involucrados en este fenómeno.

Dichos factores son: Peso específico y viscosidad del lodo, gasto y presión máxima de bombeo, diámetro de barrena, Velocidad de Perforación, profundidad del pozo y las características geométricas de la sarta de perforación. De todos estos factores, en la mayoría de los casos, solamente tres pueden ser modificados a criterio y voluntad del Ing. de Perf'n.

Para lograr la optimización de esta hidráulica, existen tres criterios conocidos como:

- 1°.- Máximo Caballaje Hidráulico en la Barrena lo cual se logra cuando $\Delta P_{bna.} = 65\%$ de la Presión de Bombeo.
- 2°.- Máxima Fuerza de Impacto en el Fondo, que se obtiene cuando $\Delta P_{bna.} = 50\%$ de la Presión de Bombeo.
- 3°.- Velocidad Mínima en Toberas.

En los últimos años se ha popularizado un criterio derivado del primero de los tres anteriores que se conoce como Índice de Caballaje en el Fondo y se expresa en HHP/pg^2 del

arca en el fondo del pozo. Y en condiciones normales se sabe que 2.5 HHP/pg^2 es suficiente para un gran número de situaciones.

Para aplicar el método de Vel. mínima en toberas se deben seguir los siguientes datos como guía:

T A B L A # 3

Diam. de Bna. en pg.	11" y Mayores	9 1/2 - 10 5/8	5 7/8 - 9"
Vel. Mínima en Tob. pies/seg.	20	22	25

Velocidad Anular. - No hay un buen criterio para definir la Velocidad Anular mínima suficiente para obtener un transporte total de los recortes. Variará con las condiciones del agujero, viscosidad del lodo, Vel. de perf'n. y tipo de formación perforada. También se ha observado que la Vel. Anular mínima aceptable varía inversamente con el diámetro del pozo. Velocidades Anulares de 90 pies/mín. y menores han dado resultados satisfactorios en agujeros de $12 \frac{1}{4}$, mientras que velocidades anulares de 300 pies/mín. y aun mayores no han sido suficientes para evitar pegadas de tubería en agujeros reducidos.

En la siguiente tabla se indican Velocidades Anulares para diferentes diámetros de agujero que parecen ser aceptables - -

aunque no necesariamente las más eficientes.

T A B L A # 4

=====

Diám.de Bna. pg	17 1/2	12 1/4	9 1/2	8 1/2	6 1/2	5 7/8
Vel.Anular pies/min.	70	80	100	110	120	130

CLASIFICACION Y EVALUACION DE DESGASTES

La clasificación y evaluación subsecuente del grado y tipo de desgaste de una barrena usada, juega un papel muy importante en el proceso de perforación. De hecho esta evaluación es particularmente crítica hoy en día debido a los altos costos de perforación y a las condiciones de perforación más severas encontradas en pozos más profundos. Existen tres objetivos principales de esta evaluación, los cuales son:

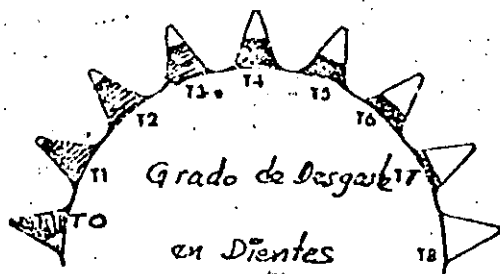
- (1) Mejorar la selección del tipo de barrena.
- (2) Para identificar aquellas prácticas operativas (PSB, RPM, Hidráulica, estabilización, etc.) que puedan alterarse para mejorar todo el rendimiento de la perforación.
- (3) Para obtener la utilización máxima de la barrena mediante la identificación de procedimientos óptimos para finalizar la vida de las barrenas.

La clasificación y evaluación del desgaste de barrenas puede dividirse en dos aspectos importantes:

- 1) Determinar el grado de desgaste material de la estructura de corte, desgaste de baleros y pérdida de diámetro (desgaste del calibre).
- 2) Análisis de las causas de naturaleza física que provocaron esa condición de desgaste.

A continuación se explican los códigos de desgaste más usados y aceptados en el campo de la perforación.

Desgaste de Dientes:



T0 = Diente Nuevo

T1 = Desgaste de 1/8 de la altura original del diente

T2 = " 1/4 " " " " " "

T3 = " 3/8 " " " " " "

T4 = " 1/2 " " " " " "

T5 = " 5/8 " " " " " "

T6 = " 3/4 " " " " " "

T7 = " 7/8 " " " " " "

T8 = " Total del Diente

Si existe un buen número de dientes rotos es conveniente hacerlo notar con las letras BT (Broken Teeth).

El desgaste en los baleros debe considerarse también en escala de octavas. Para balero nuevo B0 y para balero desgastado - 100% B8. Generalmente cuando los baleros se atraviezan en la superficie de rodamiento y traban el cono se considera B6. Cuando uno o varios rodillos se han caído se considera B8.

Esto es:	B0 =	Vida del Balero gastado	0
	B1 =	" " " "	1/8
	B2 =	" " " "	1/4 (todavía ajustados)
	B3 =	" " " "	3/8
	B4 =	" " " "	1/2 (algo flojos).
	B5 =	" " " "	5/8
	B6 =	" " " "	3/4 (muy flojos, trabados)
	B7 =	" " " "	7/8
	B8 =	" " " "	8/8 (baleros perdidos y/o conos trabados).

Para indicar el desgaste en el calibre se utilizan las letras I, cuando r
hay desgaste y 0 seguida de la cantidad de desgaste en pgs.

Ejemplo: T2-B4-I (Dientes desgastados 1/4, media vida de baleros,
algo flojos, sin desgaste en el calibre).

T6BT-B6- 0 1/2" (Dientes desgastados 6/8, dientes rotos baleros
muy flojos y diámetro reducido 1/2 pg)..

Toda la información relacionada con las barrenas utilizadas en la
perforación de un pozo se debe anotar en un formato expreso co-
nocido como Registro de Barrenas (ó Record. de Barrenas), para --
consulta inmediata y futura.

Análisis de Costos

La tendencia reciente hacia pozos más profundos y costosos ha dado por resultado el desarrollo de barrenas que estarán mayor tiempo perforando, perforarán mayor longitud y eliminarán tiempo del equipo empleado en hacer costosos viajes de tubería para cambio de bnas. Con tantas mejoras en las bnas. actuales en el mercado, el precio de éstas ha variado también mucho; así como el rendimiento obtenido de ellas. De tal manera que los factores comunes de comparación tales como horas totales de perforación, Vel. de penetración y longitud total perforada han perdido su significado. Un factor que ha retenido su validez es la comparación de costos. De aquí que el parámetro más recomendable para la evaluación de rendimientos de barrenas es el COSTO POR METRO.

La ecuación del Costo/m es la siguiente

$$C = \frac{B + R (T + t)}{M} = \text{en donde}$$

C = Costo por metro (\$/m)

B = Costo de la barrena (\$)

R = Costo de operación del equipo por hora (\$/h)

T = Hrs. totales de perf'n. (Vida de bna.) (hrs.)

t = Tiempo de viaje redondo (PCB) (hrs.)

M = Longitud perforada (Avance) (m)

TEMA V

CAPÍTULOS V.5.2 Y V.5.3

PRUEBAS DE PERFORABILIDAD

Puesto que el peso sobre la barrena y la velocidad de rotación se encuentran interrelacionados en la eficiencia de la perforación, se tratarán ambos temas juntos. Un aumento en uno de estos factores comúnmente requiere de reducción en el otro para tener los costos de perforación al mínimo.

El aumento del nivel de energía en una barrena (por aumento del peso sobre la barrena y/o velocidad de rotación), aumentará la velocidad de perforación, si es que hay suficiente energía hidráulica para limpiar el agujero. Pero el aumento en la velocidad de rotación y en el peso sobre la barrena también aceleran el desgaste de la barrena.

En formaciones suaves duplicando ya sea la velocidad de rotación o el peso sobre la barrena tendremos una duplicación de la velocidad de perforación, si tenemos suficiente potencia hidráulica en la barrena.

En formaciones duras el peso sobre la barrena debe ser suficiente para vencer la fuerza compresiva de la roca antes de que la velocidad de rotación y el peso sobre la barrena puedan aumen

tar la velocidad de penetración. Ya que se sobrepasa la fuerza compresiva de la roca, la velocidad de penetración será directamente proporcional al aumento de peso sobre la barrena.

La mayoría de las perforaciones se llevan a cabo con una velocidad de rotación constante y con pesos sobre la barrena variables.

La mayoría de las formaciones lutíticas son más sensibles a la variación en la velocidad de rotación que al peso sobre la barrena.

Las formaciones más duras tales como calizas, responden más al aumento del peso en la barrena que a la velocidad de rotación.

Para mayor duración de barrenas en areniscas se recomienda trabajarlas con bajas rpm y pesos altos.

Las mejoras, tanto en la forma como en el grado de los insertos de carburo de tungsteno durante los últimos años, han eliminado muchos de los problemas iniciales de ruptura en los mismos. Recientemente se han corrido pruebas con alta velocidad de rotación en el Mar del Norte y EE.UU., estas pruebas han demostrado que barrenas de insertos para formación suave pueden alcanzar velocidades de penetración bastante altas. Algunas barrenas se probaron con velocidades de rotación tan altas como 160-180 rpm, sin sufrir ruptura de insertos.

Los métodos más comunes usados actualmente para determinar los pesos sobre barrena y velocidades de rotación óptimos son:

- 1.- Método de perforación de energía constante.
- 2.- Método de Galle - Woods.
- 3.- Programas de computadora.
- 4.- Pruebas de perforabilidad.

Algunos auxiliares a los métodos de selección de peso sobre barrena y velocidad de rotación son:

- 1.- Peso/bna y rpm, recomendados por boletines, catálogos, artículos técnicos, catálogos de barrenas, etc.
- 2.- Registros eléctricos tales como SP que proveen información acerca del tipo y cambios de formación.

La mayoría de las casas fabricantes de barrenas tienen disponibles tablas, nomogramas y programas de cálculo para seleccionar los pesos y velocidades óptimas de rotación para usarse con las diferentes barrenas.

Un método sencillo para determinar el peso óptimo sobre la barrena en el campo, es la prueba de perforabilidad.

Prueba de Perforabilidad.- Esta prueba nos ayuda a determinar: a) Si la barrena está trabajando con demasiado peso, b) el

peso necesario para tener la mejor velocidad de perforación, c) - la resistencia límite de la formación y d) si usted está perforando una formación pseudoplástica.

El procedimiento es como sigue:

- 1.- Cargue a la barrena el máximo peso recomendado por el fabricante o catálogos de barrenas sin exceder el peso de los lastrabarrenas.
- 2.- Frene el malacate.
- 3.- Registre el tiempo, en segundos, que necesita el indicador de peso para bajar en intervalos sucesivos de 2,000 lb., grafique esos tiempos contra el peso como en las figuras V.5.2 y V.5.3.

En la figura V.5.2 hubo un cambio de formación durante la primera prueba, así es que se corrió una segunda prueba. El peso óptimo es entre 32,000 y 36,000 lb, cargas mayores nos darán una sobrecarga en la barrena; el cambio abrupto de pendiente, a 22,000 lb., nos indica el "límite" o umbral de la resistencia de la roca a la compresión. Usando pesos menores que éste nos provocará que la barrena dure muy poco y que se tengan avances muy bajos.

La primera prueba en la figura V.5.3, nos muestra un caso en que el "umbral" de resistencia a la compresión de la roca no fué alcanzado, nótese la alta pendiente de la gráfica. La gráfi

GRAFICA DE UNA PRUEBA DE PERFORABILIDAD

BNA SERIE 5.3.7.

60 RPM, 1600 Lb/pg²

PROFUNDIDADES DE INICIO					
8781 1°			8784 2°		
W	SEG.	INTV.	W	SEG.	INTV.
41			41		
40	0		40	0	
38	60	60	38	35	35
35	110	50	36	65	30
34	170	60	34	95	30
32	235	65	32	130	35
30	275	60	30	170	40
28	375	80	28	210	40
26	465	90	26	260	50
24	505	40	24	310	50
22	560	55	22	355	55
20	635	75	20	440	75
18	740	105	18	545	105
16	890	150	16	670	125

CAMBIO DE FORMACION

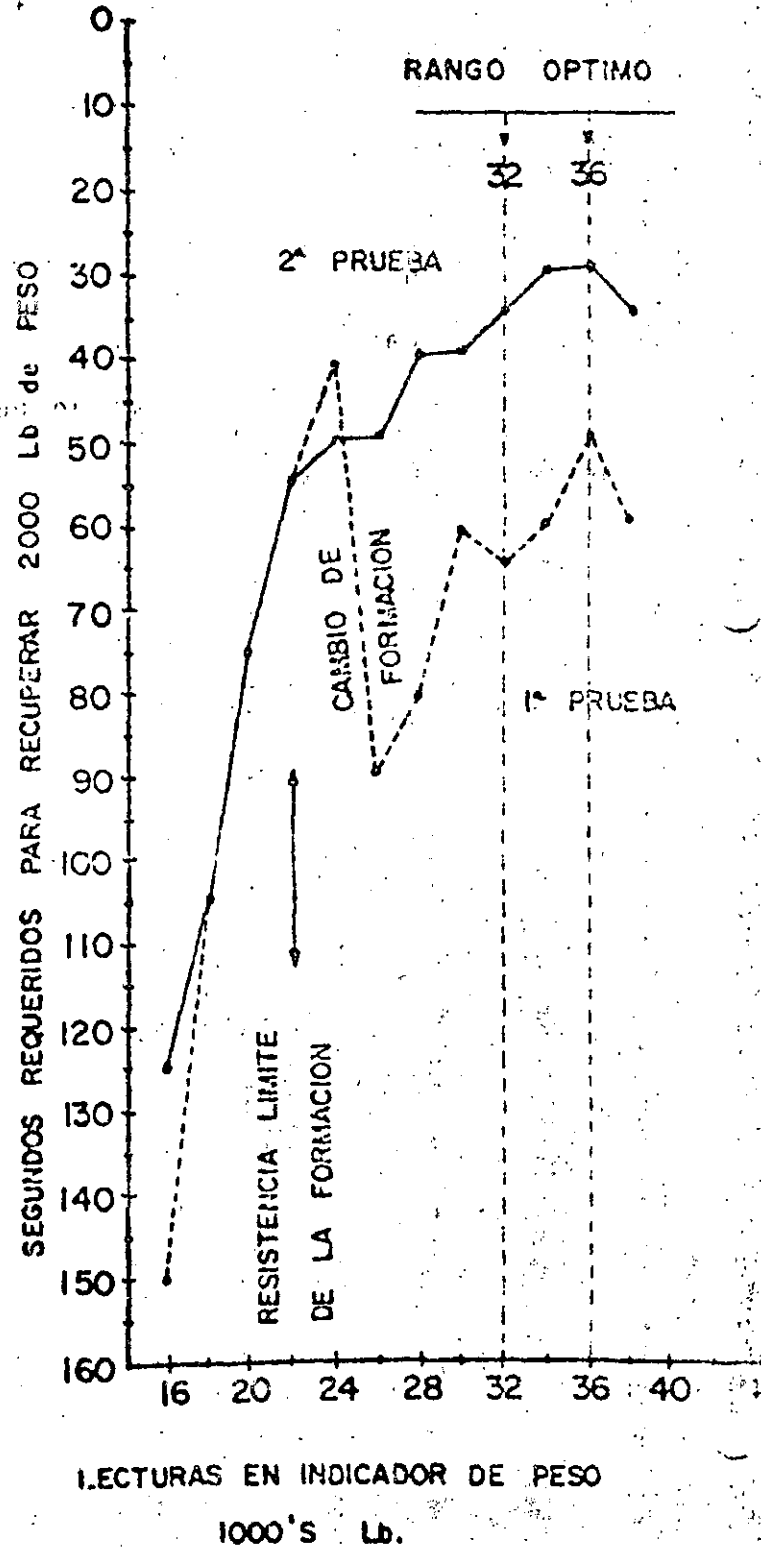


Fig. N° V-5-2

ca en línea continua muestra los resultados de una prueba corrida en una formación pseudoplástica, en la que la formación no responde a cambios de peso en la barrena. En estos casos es necesario usar barrenas con dientes más largos, para formación más suave y con los conos excéntricos, aún cuando la velocidad de perforación puede ser lenta. Formaciones abrasivas con estas características son muy dañinas, incluso para las barrenas más fuertes. El uso de pruebas de perforabilidad para variar gradualmente el peso puede romper las crestas abrasivas y extender algo la vida de la barrena.

GRAFICA DE UNA PRUEBA DE PERFORABILIDAD

BNA SERIE 6.2.7

47 RPM, 1650 Lb/Pg²

PROFUNDIDADES DE INICIO					
9459' 1 ^a			9511' 2 ^a		
W	SEG.	INTV.	W	SEG.	INTV.
40			44		
38	0		42	0	
36	65	65	40	75	75
34	125	60	38	155	80
32	205	80	36	233	78
30	310	105	34	306	73
28	440	130	32	382	76
26	565	125	30	464	82
24	715	150	28	545	81
22	935	220	26	622	77
20	1150	215	24	698	76
			22	734	86
			20	882	98
			18	997	115
			16	1127	130

CAMBIO DE FORMACION

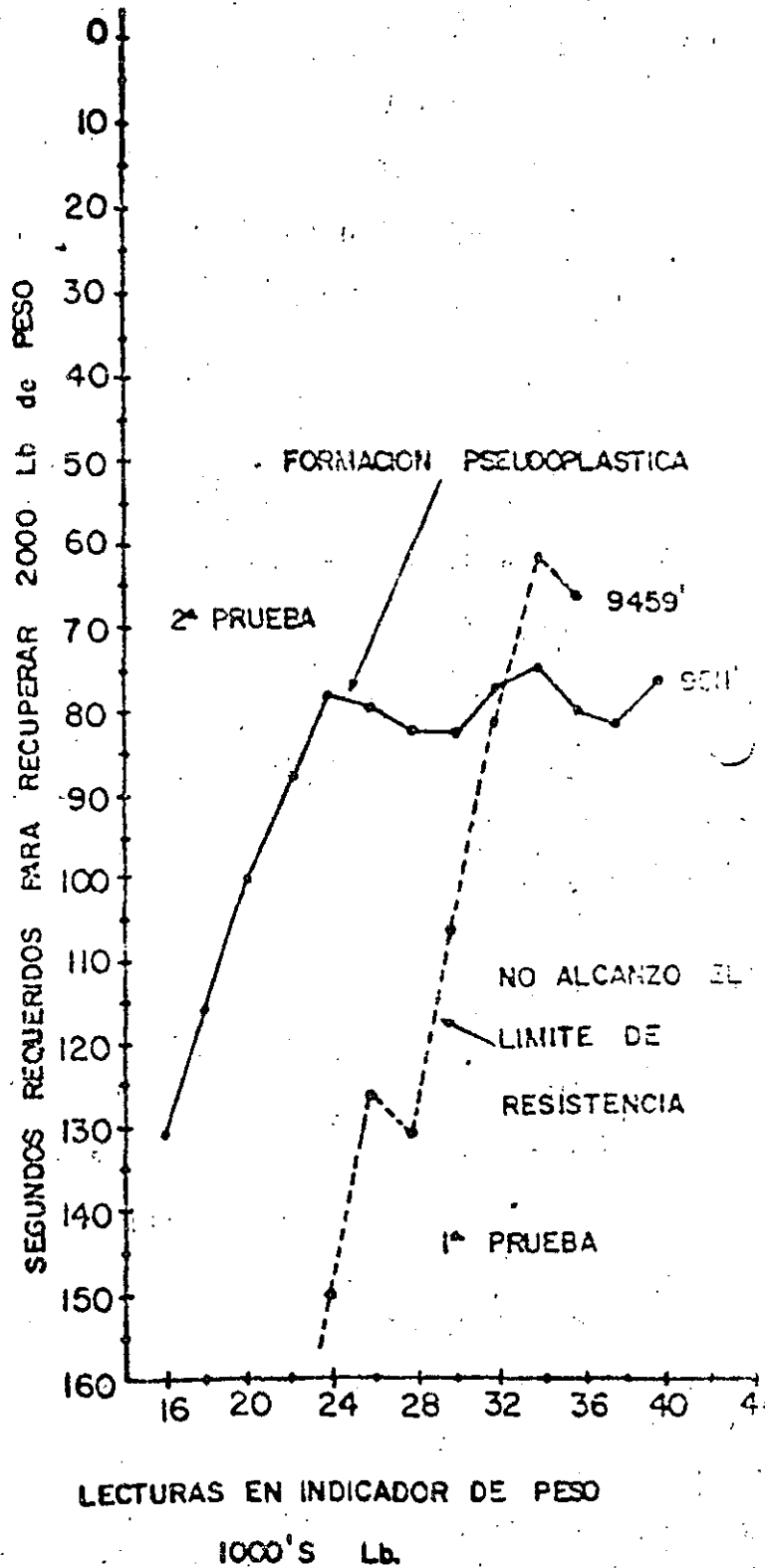


Fig. N° Y-5-3

DIAMOND BIT
GENERAL DRILLING PRACTICES

Prior to Running Diamond Bit

Cleaning the hole by running a junk sub on the last roller bit run is usually recommended before drilling with a diamond bit if the possibility of junk in the hole is suspected.

Starting Bit

The starting procedure recommended by American Coldset Corporation is to circulate and rotate at about 50 RPM to bottom and touch bottom as lightly as possible. Then pick up about two feet and circulate until all conditions are satisfactory to permit drilling. Bit then should again be lowered to touch bottom with minimum starting weight and penetration continued in this manner until about one foot is drilled or until driller is certain the shape of hole bottom matches bit profile allowing distribution of weight over full surface of bit.

Under some conditions local procedures dictate touching bottom with full pump but no rotation in order to try to crush any irregular large foreign particles on hole bottom with a minimum of bit damage.

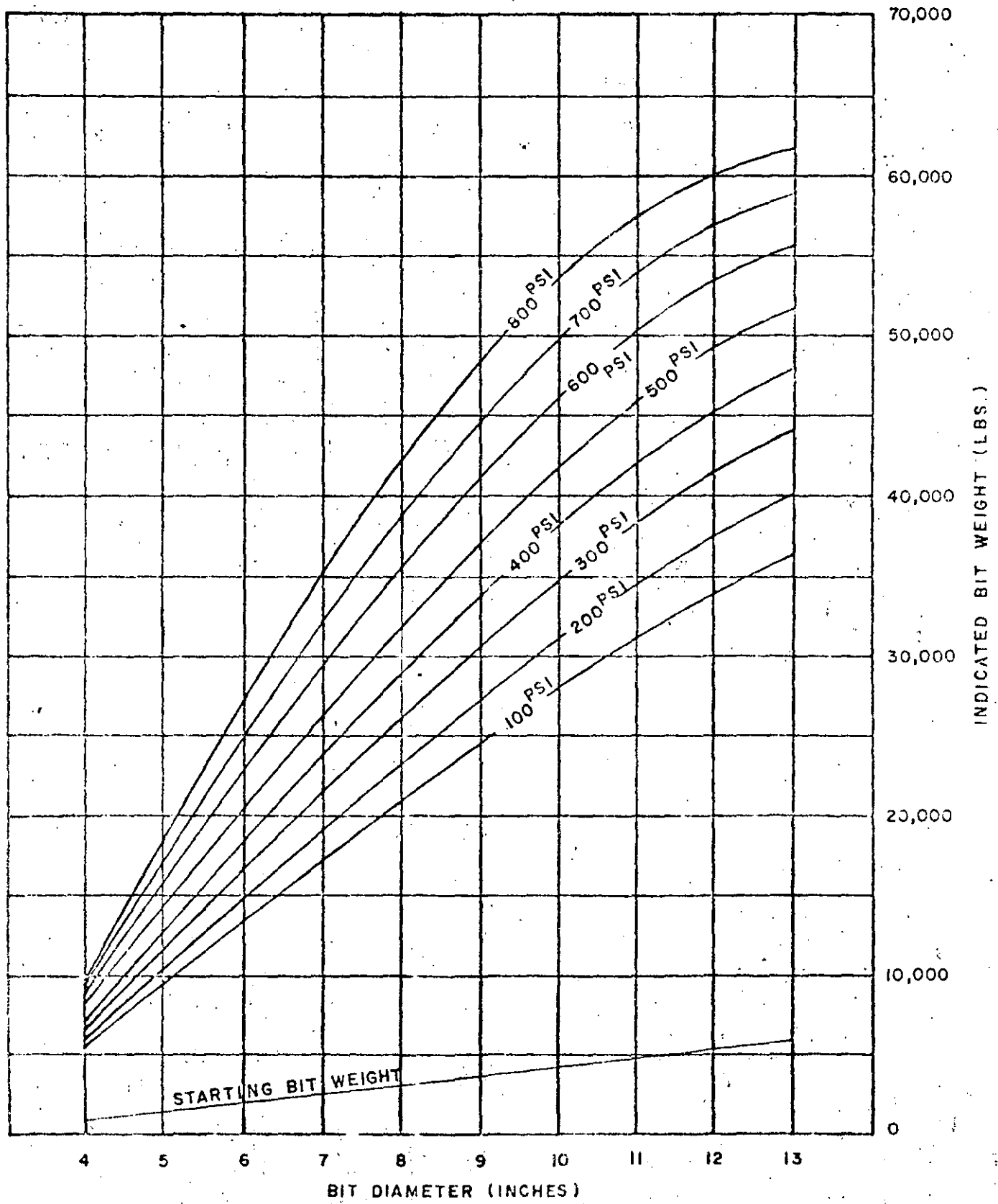
Drilling

After bit has been started rotary speed should be increased to the practical limit indicated by rig and equipment, drill pipe, hole condition and depth, etc.

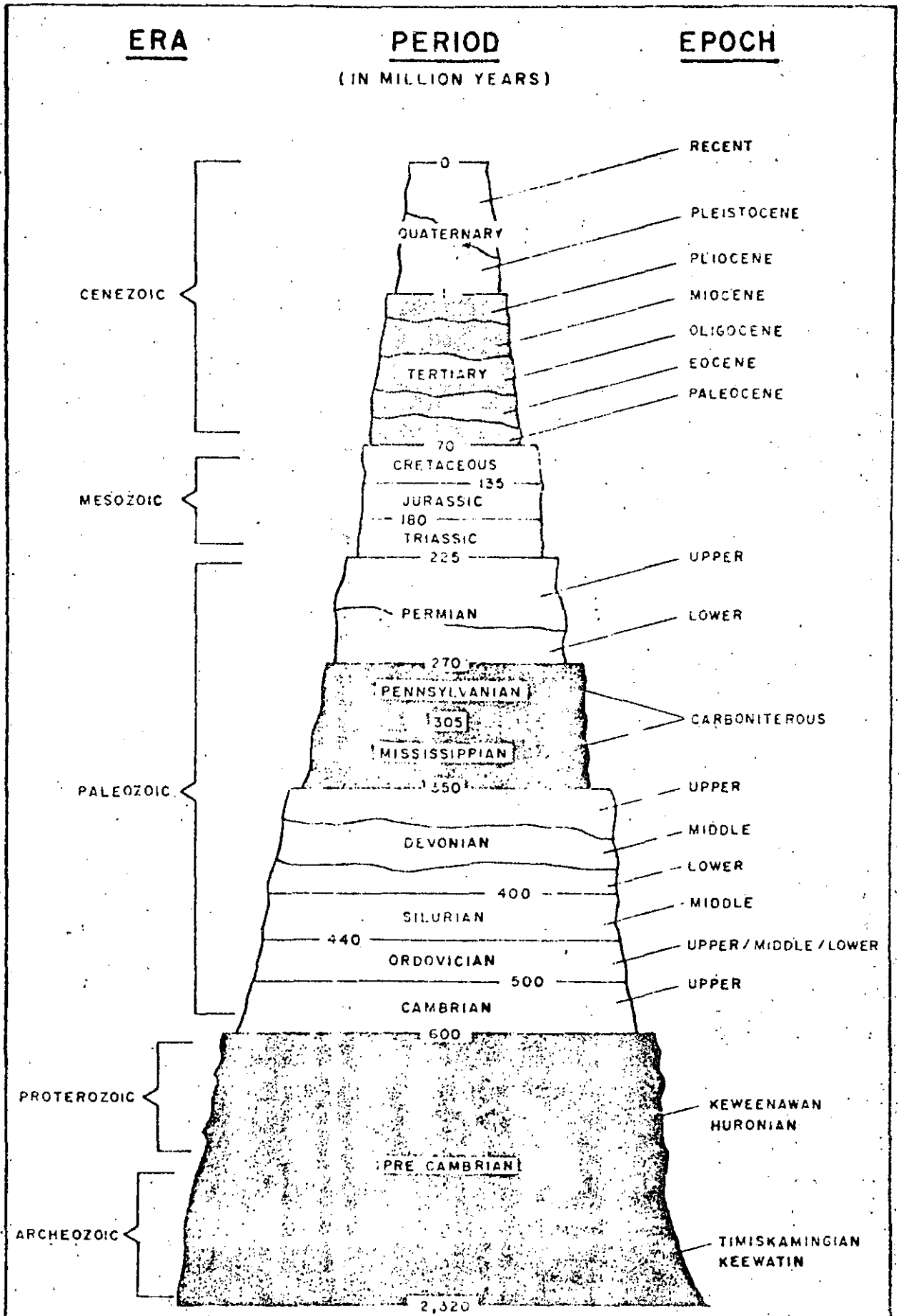
Weight should be added as smoothly as possible in about 2000 pound increments. Observations of penetration rate after each weight increase should be made carefully to avoid overloading. As long as penetration rate continues to increase with weight, then weight should be increased to value shown on curve. However, if additional weight does not increase penetration rate, then weight should be reduced 2000 to 3000 pounds to avoid packing and balling up of space between diamonds. Drilling should be continued at this reduced weight.

In very soft formations weight values approximately ten percent (10%) higher than curve may be used, but in extremely hard and abrasive formations values about ten percent (10%) lower are recommended.

BIT WEIGHT GUIDE FOR A.C.C.
DIAMOND DRILLING BITS OF
VARIOUS SIZES AND VARIOUS
FLUID PRESSURE DROPS

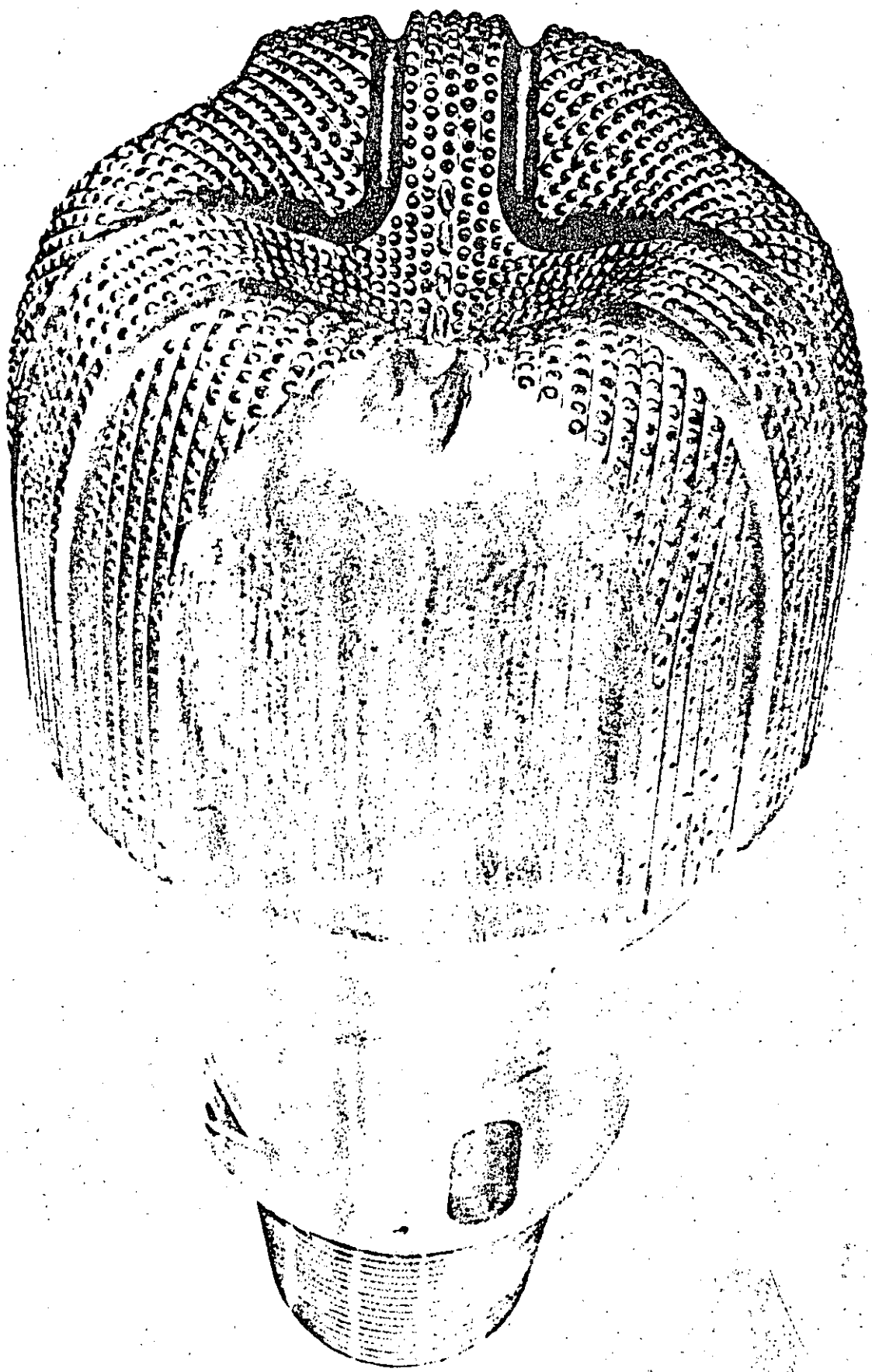


THE GEOLOGICAL COLUMN

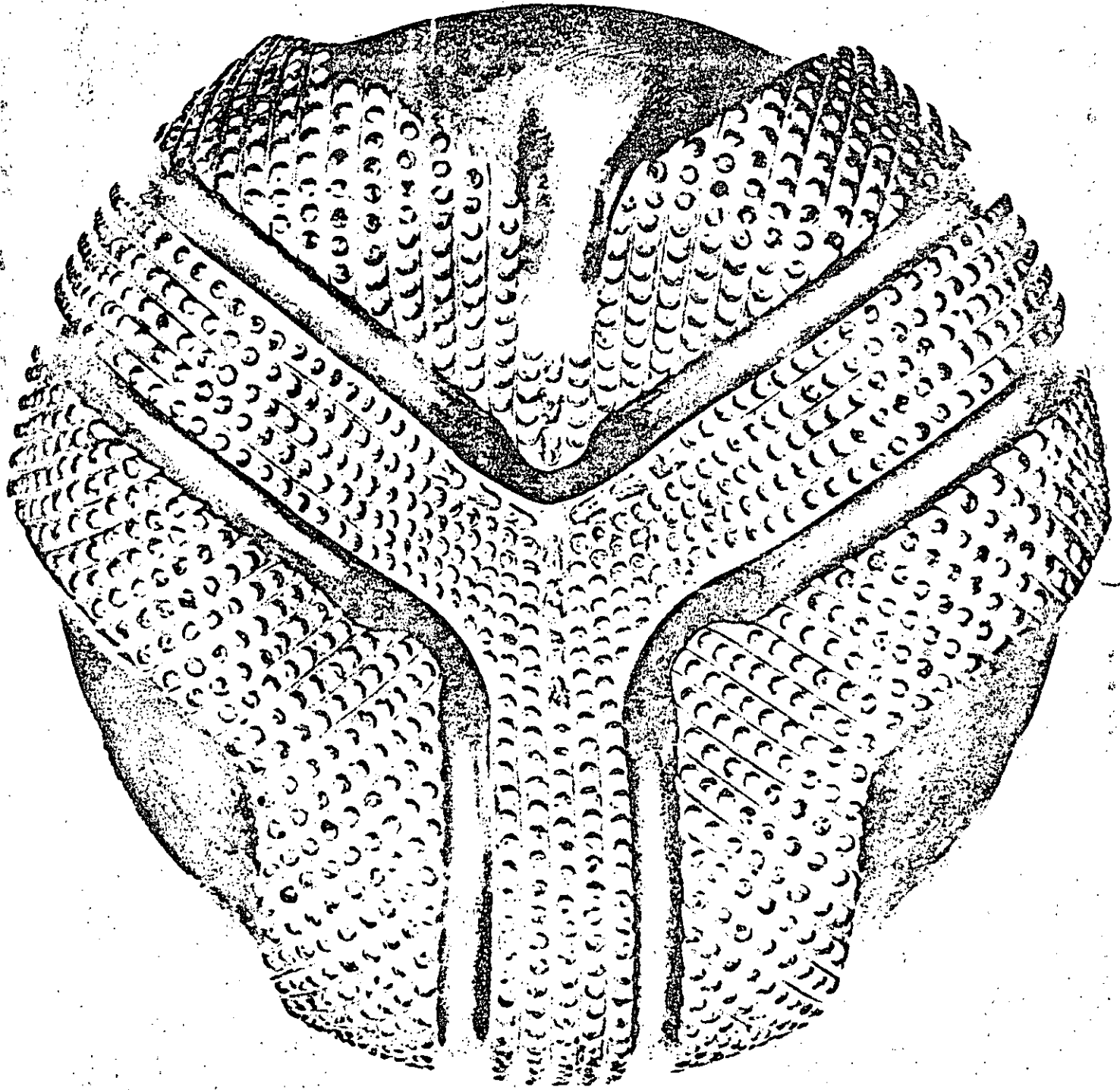


MECHANICAL PROPERTIES OF ROCKS

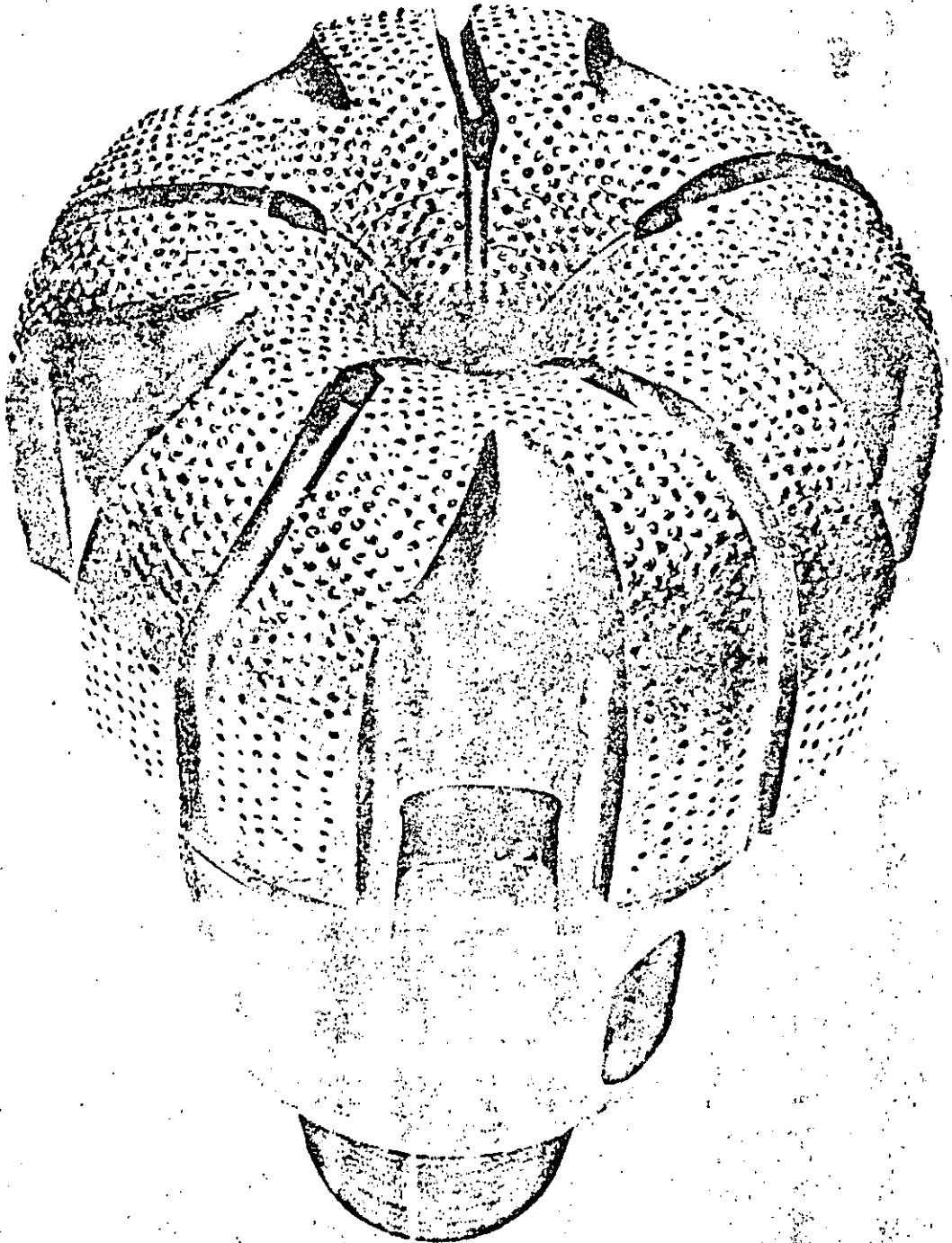
Rock	Density kg/cm ³	Resistance to Compression kg/cm ²	Hardness Test
Slate	2,77 to 2,84	250 to 300	easily scored by steel
Limestone	2,62 to 2,84	250 to 1.900	scratched by steel
Schist	2,66 to 2,72	1.500 to 3.000	scratched by steel
Basalt	2,93 to 3,15	1.000 to 5.800	variable hardness
Dolomite	2,78 to 2,95	1.300 to 3.000	
Diorite	2,7 to 2,98	1.800 to 2.400	lightly scratched by steel
Granite	2,6 to 2,69	800 to 2.700	
Sandstone	2,6 to 2,71	150 to 3.200	
Porphyrite	2,6 to 2,67	1.900 to 3.500	scored by steel
Quartzite	2,75	4.200	scored by steel



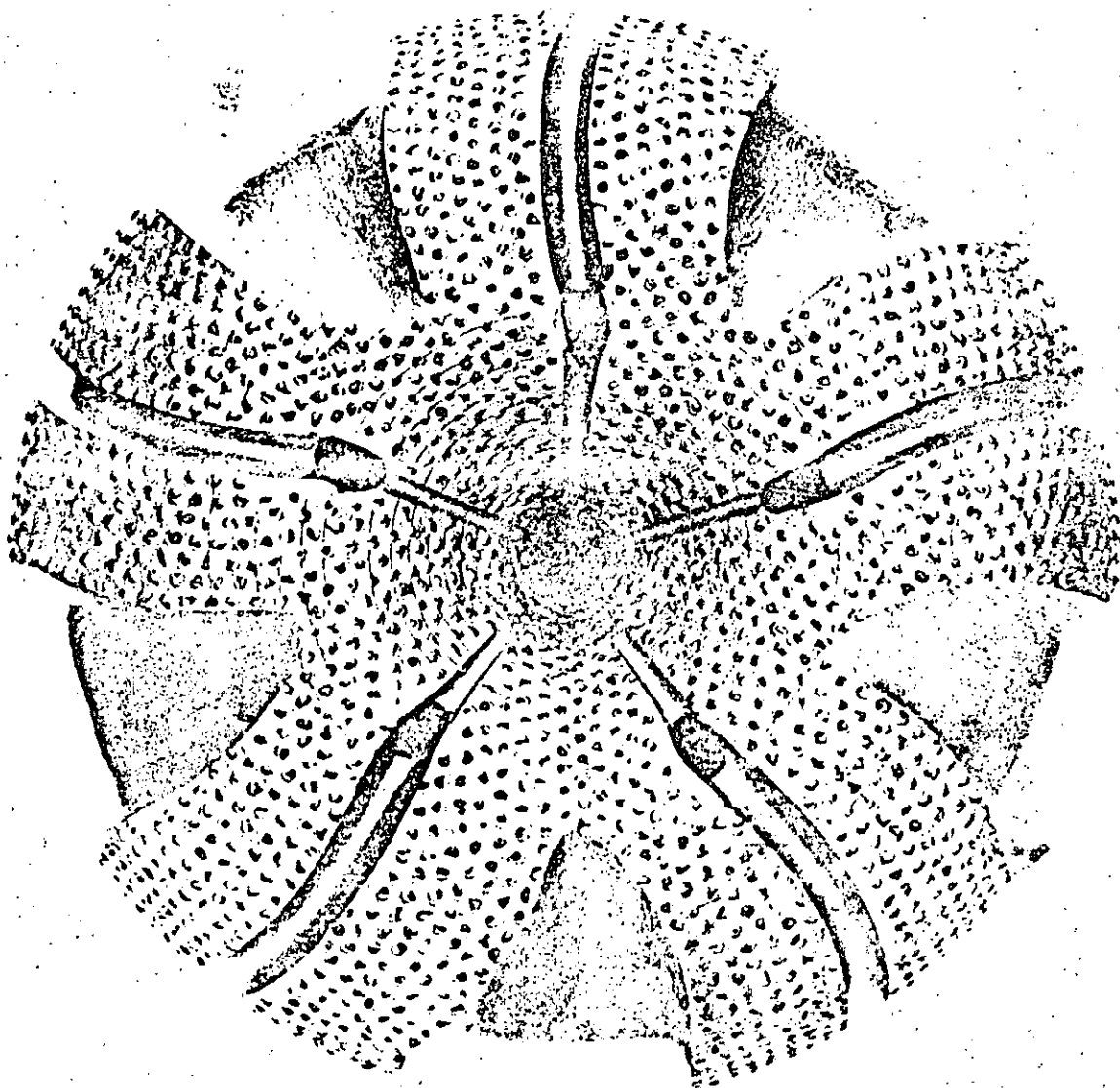
PIONEER



PIONEER



CORE GENERATOR - CG



CORE GENERATOR - CG

Features: Multiple diamond concentration in center area toward core generator section and in wide face pads are for drilling external dense formation. A small formation core is generated in center of bit and is pumped out side of bit to surface. Heavy O.D. gauge of bit permits maximum straight hole efficiency.

Application: Dense formations where heavy diamond concentration is required to penetrate the section being drilled. Larger than normal geological pieces of formation can be obtained with proper drilling mud systems.

Medium formation can be drilled effectively by changing the diamond bit size and exposure.

EL COSTO POR METRO COMO HERRAMIENTA BASICA PARA OBTENER RENDIMIENTOS
MAXIMOS DE BARRENAS.

Por Ing. Pedro J. Caudillo M.
Depto. Perforación.
Villahermosa, Tab.

37

En la época actual, la perforación de pozos petroleros en campos mexicanos ha alcanzado profundidades de mas de 5000 m., Sabancuy 21 P.T. 6453 m., Ortiga 1 P.T. 5515 m., Sitio Grande 82 P.T. 5600 m.

La perforación a estas profundidades implica una tecnología depurada para diseñar todos los puntos importantes del programa de perforación. En esta ocasión se tratará el aspecto del aprovechamiento máximo dentro de los límites de seguridad de cada barrena utilizada durante la perforación de un pozo.

Partiendo del hecho que el mejor programa de barrenas elaborado para un pozo es tentativo y por lo tanto deberá ajustarse a las condiciones reales encontradas, surge la necesidad de contar con un medio relativamente sencillo para obtener el rendimiento máximo económicamente costeable de las barrenas, que pueda aplicarse en el pozo mismo con datos de fácil obtención.

Cálculo del Costo por metro perforado.

En los costos de perforación para este fin, se tomaron en cuenta los siguientes datos:

- + Costo de la barrena.
- + Costo del equipo por hora.
- + Tiempo de perforación en horas.
- + Tiempo de conexiones en horas.
- + Tiempo de viaje redondo en horas.

Rigurosamente debería considerarse también el costo del lodo, sin embargo para simplificar el procedimiento, se omite.

La ecuación básica para el Cálculo del costo por metro es:

$$C = \frac{B + R (Tr + Tc + Tv)}{M} \text{-----} (1)$$

Donde: C= Costo por Metro (\$/M)
B= Costo de la Bna. (\$)
R= Costo del Equipo (\$/h)

Tr = Tiempo de Rotación (Hrs.)
 To = Tiempo de Conexiones (Hrs.)
 Tv = Tiempo de viaje redondo para cambiar-
las barrenas usadas en (Hrs.)
 M = Total de metros perforados por la Bna. (M.)

38

Ejemplo:

Bna. 9 1/2 tipo 121, perforó 260 M. en 27 Hrs.

Tiempo de Viaje 6 Hrs.

Fto = Factor de tiempo de conexiones = 0.0092.59
Hrs/M perforado (5 minutos por tubo de 9
Mts.)

Costo de la barrena \$5,750.00

Costo del Equipo \$1,250.00/hora

Cálculo del tiempo de conexiones:

$To = M \times Fto.$

$Tc = 260 \times 0.009259 = 2.4$ Hrs.

$M = 260$ M.

$Tr = 27$ Hrs.

$Tv = 6.0$ Hrs.

Aplicando la ecuación (J) :

$$C = \frac{5750 + 1250 (27 + 2.4 + 6)}{255}$$

$$C = \$192.35 /M.$$

El tiempo del viaje redondo cuando la barrena está perforando, se puede estimar con la fórmula $Tv = Fvr \times \frac{\text{Prof. actual}}{100}$.

Este costo por metro obtenido al final de la vida de una barrena; no permite evaluar su rendimiento en forma adecuada, esto es, no podemos saber si la barrena fué trabajada eficientemente.

Para explicar mejor esto, se analizará el récord detallado de esta barrena hipotética, el cual se muestra en la tabla 1

PROF. INICIAL (1)	1965 Mts. (2)	1965 Mts. (3)	1965 Mts. (4)	39 (5)	Fvr= 0.25 HRS./100 M. (6)	Fvr= 0.25 HRS./100 M. (6')	Fvr= 0.25 HRS./100 M. (7)	Fvr= 0.25 HRS./100 M. (8)
<u>PROF</u>	<u>M</u>	<u>Tr</u>	<u>To</u>	<u>Tv</u>	<u>C</u>	<u>Vc</u>	<u>Penetra- ción</u>	<u>T. Máx</u>
2013	48	3	0.5	5.03	341.93	5.63	3.75' /M	16.4' /M
2055	90	6	0.8	5.14	229.72	7.55	4.3' /M	11.0' /M
2103	138	10	1.3	5.26	191.66	8.33	5' /M	9.2' /M
2163	198	16	1.8	5.40	175.50	8.53	6' /M	8.4' /M
2195	230	20	2.1	5.49	174.90	8.33	7.5' /M	8.4' /M
2220	255	25	2.4	5.55	184.07	7.73	12' /M	8.5' /M
2225	260	27	2.4	5.56	192.35	7.43	24' /M	9.15' /M

TABLA # 1

Observando el récord anterior se tiene que a la profundidad de 2163 M., la barrena había perforado 198 Mts. en 16 Hrs. de trabajo con un Costo/M. de 5.50; hasta ese momento la penetración de los últimos metros (60) fué de 6' /M. Ahora en ese punto el tiempo máximo permisible para los siguientes metros, se calcula de esta forma;

$$T \text{ Máx.} = \frac{C \text{ (anterior)} \times 60}{R}$$

$$T \text{ Máx.} = \frac{175.50}{1250} \times 60 = 8.42 \text{ Min./M.}$$

T Máx. = Tiempo máximo permisible para que el Costo/M. no aumente (Min./M.)

C (anterior) = Costo/M. obtenido hasta el momento del cálculo (\$/M.)

R = Costo de operación del equipo por hora (\$/h)

Siguiendo con este análisis observamos que al perforar de 2163 a 2195 M. perforaron 32 M. en las siguientes 4 Hrs. promediando 7.5 Min/M Comparando este promedio con el máximo permisible, es decir 7.5 8.42 se ve que la penetración es menor que el máximo permisible lo cual se refleja en el costo/m. a 2195 M. cuyo valor de \$174.90 es menor que el anterior de \$175.50 M. ahora con el valor de \$174.90 calculamos nuevamente la penetración máxima permisible y obtenemos:

$$T \text{ Máx} = \frac{174.90}{1250} \times 60 = 8.39 \text{ Min./M.}$$

Se continúa perforando y 5 Hrs. más tarde se han perforado 25 M. más con un promedio de 12 Min/M. el cual es mayor que el máximo permisible 8.39 calculado a la profundidad de 2195 M. Esto se manifiesta en el costo/m. a 2220 el cual aumenta de \$174.90 a \$184.07. Todavía se continuó perforando 2 Hrs. mas sin problema aparente para obtener un costo/m. final de 192.35. De lo anterior deducimos que éste no fué el momento mas oportuno de sacar la barrena.

Debe aclararse que en zonas donde existen cambios litológicos muy notables y frecuentes, este criterio deberá aplicarse conjuntamente con la experiencia obtenida del campo en particular para tomar la decisión más adecuada.

Otro punto en que se debe hacer énfasis, es que este criterio del tiempo máximo permisible deberá aplicarse siempre y cuando no se tengan manifestaciones en la superficie de que la barrena está en malas condiciones mecánicas, es decir, que la sarta "toma torsión" aún con poco peso sobre la barrena (baleros atorados), recorte en la temblorina demasiado fino (dientes acabados), etc.

Ahora bien, en el ejemplo anterior se concluyó que la barrena se trabó más tiempo del adecuado. Enseguida exponemos un ejemplo de otro tipo, veamos;

Barrena 9 1/2 Hughes J44 tipo 617

Equipo Diesel-Electrico PM-4016

Costo de Operación \$1,625.00

Factor de Viaje Redondo fvr= 0.4 Hrs/100 M. prof.

Tiempo de Conexión= 5 min/9 M.

Costo de la Barrena \$33,715

Vida probable de barrena- 125 Hrs.

Profundidad Inicial- 4100 M.

Prof.	M.	Tr.	t	Penetración	Costo/M.	Vc	T.máx
4119	19	15	16.47	47.4 '/M	4481.55	0.603	165.47 '/M
4142	42	30	16.57	39.1 '/M	2619.53	0.901	96.72 '/M
4178	78	55	16.71	42 '/M	1941.29	1.0877	71.68 '/M
4206	104	85	16.82	69.2 '/M	1894.09	1.0214	69.93 '/M

TABLA # 2

Hagamos el análisis de este récord. A las 55 Hrs. de perforación la barrena había perforado 78 M. promediando 42 Min./m. en los últimos 36 M. hasta ese momento el costo/m. había descendido hasta \$1,941.29, sin embargo sin razón aparente el tiempo de penetración aumentó de 42 Min/m hasta 69 Min./m.

Después de verificar que todas las condiciones de operación se mantenían dentro de lo programado, se observó que la barrena no manifestaba síntomas de falla mecánica, por lo que se calculó el Tmáx.

$$\text{Tmáx.} = \frac{1941.29}{1625} \times 60 = 71.68 \text{ Min/m.}$$

Comparado con el nuevo tiempo de penetración de 69 Min/m. se concluyó que aún era costeable continuar perforando, más todavía si se considera que la vida útil esperada de esta barrena era de 120 Hrs. y en el momento del cálculo no tenía más de 57 Hrs. de rotación. Resulta interesante observar que a medida que transcurre la vida de la barrena, el costo/m. disminuye y el Tmáx. también disminuye. Por otro lado el tiempo de penetración por metro aumenta al progresar el desgaste de la barrena tanto en los conos como en la estructura de corte dientes fresados desgastados o insertos rotos. Así pues el objetivo de perforar económicamente costeable se logrará cuando coincida el tiempo máximo permisible con la penetración obtenida con la barrena desgastada. Esto se logra con la técnica aquí expuesta, la cual puede sintetizarse de la siguiente forma:

Uso del Tiempo máximo Permisible.

Cuando al estar perforando con una barrena cualquiera se observe un aumento grande en el tiempo de penetración 50% o más, chéquense las condiciones de operación y las condiciones mecánicas de la barrena. Si no hay anomalías que justifiquen el aumento en el tiempo de penetración, calcúlese el costo/m. hasta el momento anterior al cambio de penetración. Con el dato anterior calcúlese el Tmáx. y compárelo con la penetración actual de la siguiente forma:

Dif. Tiempo = Penetración Actual - Tmáx.

Si la Diferencia de Tiempo es mayor que el 10% de Tmáx., deberá pensarse seriamente en sacar la barrena.

Si la diferencia de Tiempo es menor o igual al 10% de Tmáx. se deberá continuar perforando.

En el párrafo anterior se habla de una tolerancia de 10% de Tmáx. la cual podrá ser mayor o menor en función del grado de exactitud en la medición y lectura del tiempo de perforación por metro. Esto no quiere decir que en el pozo deberán hacerse estas observaciones con demasiada exactitud ya que va en detrimento del tiempo aprovechable (al equipo de perforación no es un laboratorio) por lo que quizás resulte más económico aplicar una tolerancia como aquí se indica.

Es evidente que este procedimiento rendirá mas dividendos en pozos profundos, equipos cuyos costos de operación son muy elevados (barcasas, plataformas, barcos, etc.) y cuando los costos de barrena sean muy altos como en el caso de las barrenas de insertos y chumaceras cuya vida esperada es de mas de 100 Hrs.

Esta técnica se ha estado aplicando en la perforación de los pozos del área cretácica de Chiapas y Tabasco desde 1972, con excelentes resultados.

Una aplicación anterior a este método es la evaluación por medio de correlaciones de las condiciones de operación en práctica en cualquier campo, así como la búsqueda y obtención de nuevas condiciones operativas que reduzcan los costos/m. perforado en formaciones similares, así como una selección mas depurada de los tipos de barrena utilizada.

REFERENCIAS

- Cook J.H. "Hughes Rigway" spring 1973 p. 21 y 22
 Jackson R.A. "Cost per Foot: key to economic Selection of rock bits" World Oil Jun. 1972
 Jackson R.A. "Is cost per foot really important?"
 Drillin-DCW Abril 20 de 1972.

Ing. Pedro J. Caudillo H.

Suplente. Gral. Cpt. Ter. Terrestres
Coordinador Tecnología.

Introducción

En ocasiones se presenta el caso de probar la conveniencia de sustituir un determinado número de barrenas al perforar un intervalo, por otra de mayor rendimiento. La pregunta es: ¿El costo de adquisición de la barrena a prueba está de acuerdo a su rendimiento?

A continuación se describe un procedimiento de cálculo para encontrar una respuesta a esta pregunta.

Antecedentes

Normalmente se cuenta con los rendimientos de barrenas standard en el intervalo que se pretende mejorar, desde el punto de vista operativo, también se deben conocer los costos actuales de estas barrenas y el costo de operación actual por hora del equipo de perforación, en el cual se pretende usar la barrena a prueba. El tiempo promedio del viaje redondo para cambio de barrena es un dato fácil de obtener.

Con esta información se puede predecir, mediante unos cálculos sencillos, dentro de que límites deberá estar el rendimiento de la barrena a prueba para su utilización sea costosa.

Desarrollo

Las ecuaciones empleadas en estos cálculos son las siguientes.

$$T_2 = \frac{B_2}{C_1 \cdot X_2} + R(z) \quad (1)$$

$$H_2 = T_2 \cdot X_2 \quad (2)$$

Tenemos:

T_2 = Vida útil necesaria de la barrena a prueba (hrs)

B_2 = Costo de la barrena a prueba (\$))

R = Costo por hora del equipo de perforación (\$/H)

z = Tiempo del viaje redondo para cambio de Barrena (hrs)

C_1 = Costo por metro obtenido con barrenas Standard (\$/M)

X_2 = Velocidad de penetración de la barrena a prueba (M/H)

H_2 = Avance obtenido con la barrena a prueba (M)

Debido a la incertidumbre que existe con respecto a la velocidad de penetración que sea posible obtener con la barrena a prueba, se hará un análisis de las diferentes penetraciones posibles.

Datos

Sea el intervalo de interés de 3000 a 4200 metros, el resumen de tres pozos del campo en cuestión es:

Pozo	Intervalo	Mts.	Hrs. de Perf.	Vel. Perf.	No. Bns.	Hrs. de Viaje
36	3100 - 4066	966	195 1/2	4.94	10	132
16	3698 - 4086	988	236	4.18	10	132
139	3475 - 4174	699	205 3/4	3.40	9	125

Para calcular el costo por metro de cada intervalo, independientemente de la fecha en que se hayan perforado, deberán utilizarse los costos actuales de los tipos de barrenas utilizadas y no los existentes a la fecha en que se perforó, pues esta determinación como punto comparativo para la barrena a prueba no sería realista. Ahora bien en este caso, el costo actual de las barrenas de dientes de 9 1/2" es aproximadamente \$ 26,000 por pieza. El costo por hora de un equipo de perforación típico en el área estudiada es de \$ 12,200/hora y el tiempo promedio del viaje redondo es de 15 1/2 hrs.

Así entonces el costo por metro de los intervalos cuyos datos aparecen arriba serían aplicando la ecuación del costo/M.

$$C = \frac{B + R(T + t)}{M} \quad (3)$$

R = \$ 12,200/Hora.

Pozo	M	T	t	B	C	Vel. Perf.
	Metros	Horas	Horas	Costo de Bns.	Costo por Metro	M/H.
36	966	195 1/2	132	260,000	4,410	4.94
16	988	236	132	260,000	4,808	4.18
139	699	205 3/4	125	234,000	6,103	3.40

De lo anterior se observa que el pozo de comparación debe ser el 36 cuyo costo por metro fue de \$ 4,410/m. (ver datos)

La barrena a prueba que se propone tiene un costo de \$ 350,000 y se espera una vida de barrena aproximada de 350 hrs.

Si se define el valor de X como un porcentaje de la velocidad de perforación obtenida con las barrenas standard, se puede integrar la tabla siguiente aplicando para los cálculos las ecuaciones (1) y (2) con los datos ya conocidos que son:

r_2	=	\$ 350,000	45
R	=	\$ 12,200/ Hora	
t	=	13 1/2 Horas	
C_1	=	\$ 4,410/ Metro	
X_2	=	$\Phi (M_1 / T_1) M/H$	

TABLA DE ANALISIS DE RENDIMIENTOS DE EQUILIBRIO DE LA
BARRENA A PRUEBA.

Costo Barena propuesta	\$ 350,000
Costo del Equipo	12,200 / hora
Costo / m. de comparación	4,410/ m (a costos actuales)
Tiempo del viaje redondo	13 1/2 Horas.
Velocidad de penetración de comparación	4.94 M/hora ó 12.15 min/m.

Velocidad de Penetración de Barena a Prueba.		Rendimiento de Equilibrio de la Barena a prueba.				
M / H	Mín/ M°	Hrs.	Mts.	\$/ M.	Possibilidad	
150	7.41	8.1	25.1	786.2	4,410.00	1
140	6.92	8.67	28.1	794.5	4,410.00	2
130	6.42	9.35	31.9	205.0	4,410.00	3
120	5.93	10.12	36.9	218.8	4,410.00	4
110	5.434	11.04	43.7	237.7	4,410.00	5
100	4.94	12.15	53.7	265.	4,410.00	6
90	4.45	13.50	69.5	308.9	4,410.00	7
80	3.95	15.18	98.4	389.	4,410.00	8
70	3.46	17.35	168.7	583.	4,410.00	9
60	2.96	20.2	590.7	1751.	4,410.00	10
50	2.47	24.3	393.7	972	4,410.00	11
62.7	3.70	19.35	350.	1085.	4,410.00	12
56	2.77	21.69	<	<	4,410.00	13

Comentarios

La experiencia ha mostrado, aunque no en forma absoluta, que la mayoría de las bombas de vida larga tienen velocidades de penetración menores que aquellas citadas con barrenas estándar (vida corta).

Analizando de la posibilidad 7 a la 13 se observa lo siguiente:

- 1o.- Las posibilidades 7, 8 y 9 parecen factibles desde el punto de vista de la vida esperada de la barena, sin embargo la velocidad de penetración parece ser muy rápida para la clase de barena propuesta.
- 2o.- La posibilidad 10, parece factible desde el punto de vista de la velocidad de penetración sin embargo la vida esperada de la barena es menor que la requerida y por una gran diferencia 590 - 350 = 240 Hrs.

- 30.- La posibilidad 12, indica que de cumplirse la vida de la barrera esperada deberá perforar 1,063 m. a una velocidad promedio de 3.1 M/hora ó 19.35 min/M. en 350 horas, lo cual no parece muy probable.
- 40.- Finalmente los resultados obtenidos (valores negativos) para T_2 y M_2 en la posibilidad 11, nos lleva a los valores de la posibilidad 13, la cual indica que si la barrera propuesta perforará a una velocidad de 2.77 m/h ó 21.69 Min/M. solamente una vida infinita de la barrera a prueba daría un rendimiento de equilibrio, esto es obtener un costo/metro por lo menos igual al de comparación.

Conclusión

Los resultados del análisis anterior complementado con experiencia operativa (de campo) permitirá tomar decisiones con mayores posibilidades de éxito.

Recomendación

La experiencia del autor, en el campo operativo, le permite recomendar explícitamente este procedimiento, para el pronóstico de rendimientos y toma de decisiones, en asuntos de esta naturaleza.

Cost/foot: Key to economic selection of rock bits

15-second summary

The variety of rock bit types available over a wide range of prices and capabilities makes cost per foot one of the most important factors involved in evaluating bit performance and economics. Here's how to calculate and equitably compare cost per foot for any type of rock bit.

R. A. Jackson,
Manager, Technical Services,
Security Operations,
Oilfield Products Division,
Dresser Industries, Inc.

THE RECENT TREND toward deeper and costlier holes has led to the development of rock bits which will stay in the hole longer, drill more footage and eliminate expensive, rig-time consuming trips. As a result, ever-increasing numbers of rock bit types have become available, including insert bits, journal bearing bits, sealed bearing bits, etc.

With these changes in rock bit product line and the variances in bit cost and/or performance, common comparative factors of total rotating hours, penetration rate and total footage drilled have lost their significance. One factor that has retained its valid ity is the cost comparison.

To make efficient use of newer bits will require that more emphasis be placed on cost per foot as a basis of performance.

Introduction of advanced rock bit designs has not always had the effect of obsoleting existing designs. Instead, availability of new designs has increased the number of types of bits available. There are now available

regular and jet circulation bits, milled tooth and insert bits, bits with non-sealed and sealed bearings and roller and journal bearing bits. In addition, all of these variations feature numerous cutting structure designs ranging from ultra-soft to extremely hard.

Selection of the bit best suited for a specific use is further complicated by the variable performances and prices of the many types of bits. Thus, the question which needs to be answered is: How can the correct bit be selected for a given application?

This decision often is based on some performance criteria, such as total rotating hours, total footage, or maximum penetration rate. Other times, the least expensive bit is chosen. This approach may be satisfactory in areas where practices and costs are constants; it may not be satisfactory where costs are changing or drilling practices and bit selection vary.

DRILLING COST EQUATION

A realistic approach to bit selection is to base the final decision on minimum cost per foot. In this way, it is possible to achieve an optimum relationship between penetration rate, bit footage, rig cost, trip time and bit cost.

Cost per foot as related to these variables can be determined by the equation

$$C = \frac{B + R(T+t)}{F} \quad (1)$$

where

- C = drilling cost per foot, dollars
- B = bit cost, dollars
- R = rig operating cost, dollars per hour
- T = rotating or drilling time, hours
- t = round trip time, hours
- F = hole drilled by bit, feet

TABLE 1—Performance of three types of rock bits in comparable holes

Bit No.	Bit cost	Footage	Rotating hours	Penetration rate	Cost/foot
A	\$ 296	206	14.9	13.8	\$11.58
B	1,148	732	58.1	12.6	10.33
C	1,148	983	96.3	10.2	11.57

(Rig cost \$100/hr.—Depth 9,000 ft.—Trip time 6 hrs.)

TABLE 2—Breakeven analysis for bit B, Table 1, using bit A as basis

Penetration rate		Breakeven performance	
Percent	FPH	Hours	Feet
120	16.6	17.5	290
110	15.2	23.0	350
100	13.8	29.2	403
90	12.4	40.1	497
80	11.0	63.8	702

Table 1 demonstrates how this formula evaluated performance of three different bits. Bit A was a standard milled tooth bit; B and C were both sealed bearing insert bits, but with differing cutting structures. All three bits were run at the same initial depth and under identical circumstances.

If performance is judged by total rotating hours or footage drilled, Bit C would be the best. But if performance is based using penetration rate as the criteria, Bit A would appear to be superior.

However, referring to the cost-per-foot comparison, Bit B gave the best performance. Bits A and C, while varying considerably in footage drilled, penetration rate and total rotating hours, actually provided almost iden-

Table 3—Breakeven analysis for soft formation sealed bearing insert bit based on average performance of six bits in Fig. 1

Penetration rate		Breakeven performance	
Percent	FPH	Hours	Feet
120	17.9	20.5	367
110	16.4	24.2	397
100	14.9	29.7	443
90	13.4	38.2	512
80	11.9	53.6	638
70	10.4	90.0	936
60	8.9	279.9	2491

tical performance on a cost-per-foot basis.

BREAKEVEN CALCULATIONS

Where bit records are available, performance of various bit types can be compared. In this case, bit selection is straightforward and Bit B would be the choice. However, another approach is required for evaluation if only the record for one bit is available. This involves setting up a "breakeven calculation" to determine what performance would be required by another type bit to obtain the same cost per foot using the formula:

$$T_2 = \frac{B_2 + R(t)}{C(F/T) - R} \quad (2)$$

where

- T₁ = Rotating hours for replacement bit to give breakeven cost
- B₂ = Replacement bit cost, dollars
- R = Rig operating cost, dollars per hour
- t = Round trip time, hours
- C = Drilling cost per foot for prior bit, dollars
- (F/T) = Penetration rate for prior bit, feet per hour

Once "breakeven hours" are found,

footage can be determined by the formula:

$$F_2 = (F/T) (T_2) \quad (3)$$

With these equations, it is possible to determine exactly what performance in hours and footage would be required by a different type bit to give cost-per-foot performance equal to that being achieved with current bit selection. It might be noted that the formulas shown assume that the replacement bit can equal penetration rate of the bit currently used.

To illustrate this equation, assume only a record for Bit A (Table 1) was available. The question is: "Can a more expensive sealed bearing insert bit be used to reduce drilling costs in this interval?" Substituting data from Table 1 into the equation:

$$T_2 = \frac{1,148 + 100(6)}{11.58 \times 13.8 - 100} \quad (2)$$

$$T_2 = 29.2 \text{ hours}$$

$$F_2 = 29.2 \times 13.8 \quad (3)$$

$$F_2 = 403 \text{ feet}$$

Thus, if the same penetration rate can be achieved, insert bit B will need to stay in the hole 29 hours to achieve a cost-per-foot equivalent to that of bit A.

However, since insert bits often penetrate at a slower rate than milled tooth bits, it might be advisable to calculate "breakeven cost" at a lower penetration rate.

This can be accomplished by substituting a lower penetration rate in Equation 2. To do this, the penetration rate can be based on drilling rate normally achieved with the bit. If expected penetration rates are not known, several random rates can be selected to develop information as shown in Table 2.

FIELD EXPERIENCE

Fig. 1, a bit record/cost analysis prepared for a well drilled in southern Mississippi, illustrates how the previously described technique is used for bit selection. The interval of interest was the zone 11,200-12,500 feet. In the initial well, six milled-tooth bits were required to drill 1,367 feet at an average penetration rate of 14.9 fph and an average cost per foot of \$10.38.

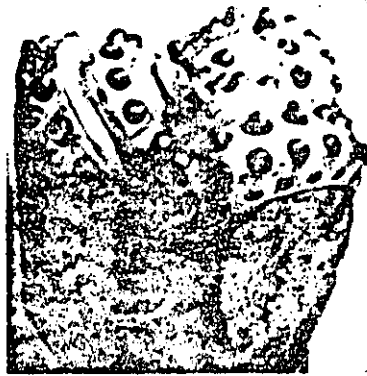
Based on this information, a breakeven analysis (Table 3) was prepared to determine economic feasibility of using a soft-formation sealed bearing insert bit through this interval. Based on a rig cost of \$85/hour and trip time of 8.8 hours, the analysis showed that with an equal penetration rate (14.9 fph), the insert type bit would have to drill 29.7 hours and cut 443 feet of hole to achieve the same cost per foot as the milled tooth bits. However, it also showed a breakeven cost possibly could be achieved, even though penetration rate with an insert bit might be only 80% of that achieved with the milled tooth bit. In this case, the insert bit would need to drill 638 feet in 53.6 hours to reach a breakeven point.

Based on previous experience, it was decided that the insert bit likely would exceed the minimum assumed 80% penetration rate and would prove to be a more economic bit type for the interval in question. Results of the subsequent bit run in the offset well are shown as Bit No. 17, Fig. 1. The final result showed the insert bit was able to average a faster penetration rate (about 16.3 fph), drilling 1,352 feet of hole in 83 hours. Average cost per foot for the interval was \$6.75. By using the insert type bit, savings were \$3.63 per foot, and total cost reduction for the interval was almost \$5,000.

RIG COST PER HR \$85

BIT NO.	SIZE	TYPE	DEPTH OUT	FEET DRD.	DRLG HRS	TRIP HRS	TOTAL HRS	RIG COST	BIT COST	COST PER RUN	COST/FT PER RUN	TOTAL COST TO DEPTH	COST/FT TO DEPTH	PENETRATION RATE
22	9 3/4	MILL TOOTH	11,476	268	15.5	8.0	23.5	1,998	357	2,355	8.79	2,355	8.79	17.3
23	9 3/4	"	11,770	294	18	8.5	26.5	2,253	357	2,610	8.88	4,965	8.83	16.3
24	8 3/4	"	11,952	182	16.5	7.8	24.3	2,065	357	2,423	13.31	7,368	9.93	11.0
25	8 3/4	"	12,219	267	16	9.3	24.3	2,066	357	2,423	9.07	9,811	9.70	16.7
26	8 3/4	"	12,407	188	8	9.6	16.6	1,411	357	1,768	9.40	11,279	9.66	23.5
27	8 3/4	"	12,575	168	17.5	9.0	26.5	2,253	357	2,610	15.54	14,169	10.38	9.6
TOTAL FOR INTERVAL				1,367	91.5	50.2	141.7	12,047	2,422	14,469	10.38			14.9
USING SOFT FORMATION SEALED BEARING BIT														
17	8 3/4	SEAL INSERT	12,540	1,352	83	8.8	91.8	7,803	1,322	9,125	6.75	9,125	6.75	16.3

FIG. 1—Performance of six milled tooth bits run in a Mississippi well are shown in the top part of the figure. After a breakeven analysis (see Table 3), a sealed bearing insert bit selected to run in an offset well provided the performance as shown at the bottom of the figure. The insert bit was a wise selection, since it saved about \$5,000 in drilling this interval, compared with the six bits used previously.



Is there
a better way
of grading
insert bits?

DULL CODE			REMARKS
T	B	G	
2	7	I	SF
8	4	I	BT, SE
3	6	3/8	WT, SF
6	4	1/8	BG, SE
4	5	I	SO

IS THERE A BETTER WAY OF GRADING INSERT BITS?

BY CLAUDE GARNER, CHIEF SALES ENGINEER, SII SMITH TOOL

GENERAL

As was the case with milled tooth bits, the primary purpose of grading insert bits is to aid in bit selection for wells yet to be drilled. But with the "stakes" higher, present methods of grading are being questioned. Are they the right approach, and are they adequate? As a result, other and additional methods have been proposed, and are under consideration at this time.

WHAT SHOULD BE REFLECTED BY GRADING

Since selection and operational practices are different with insert bits, grading may need to be different than for milled tooth bits. For one thing, bearing evaluation may have to be made more on footage and cost per foot. For mud drilling, nearly all insert bits are sealed bearings, with air bits supplied for air/gas drilling. And with insert bits, weight and rpm are tied more to cutting structure limitations in the various formations rather than to computations to try to get minimum cost per foot during available bearing life and capacity. So with fewer decisions as to seal or non-seal, and less emphasis on drilling practices because of bearings, grading of bearings may be less important. It may be sufficient to simply know whether the bit was or was not pulled for bearing failure.

But with the various insert lengths, shapes, and bit offsets now on the market, information about cutting structure and gage row

condition could be more important than in the past. Decisions and/or questions to be answered before selecting the insert bit may be:

- (1) Could a faster drilling insert bit have been used successfully?
- (2) If the run appears short, should a type with shorter inserts have been used?
- (3) Would a bit with another shape insert have drilled faster, or lasted longer?
- (4) Was a bit with the right amount of offset used?
- (5) In some cases, re-build possibilities may need to be considered. However, with better bearings and trends to use longer inserts, rebuild is getting to be less feasible.

Alongside the bit record and logs, information about whether there was insert breakage on the inner rows, or insert breakage and/or wear on the gage rows could help answer the above questions. For example, no insert breakage or gage wear would suggest a bit with more offset and long chisel inserts if much shale is anticipated. And gage wear, or gage row insert breakage would suggest a bit with less offset. On chisel insert bits, inner row breakage could suggest a bit with the tougher projectile shaped inserts; especially if formations are expected to be basically lime.

WHAT METHOD USED

As has been proposed by the Rotary Drilling Committee of AAODC, it might be best to keep grading methods as close to those used in the past as possible. This would create fewer problems, and allow present forms to be used for both milled tooth bits and insert bits. But, some additional lettered codes would be added for use in

DULL CODE			REMARKS
T	B	G	
2	7	I	SF
8	4	I	BT, SE
3	6	3/8	WT, SF
6	4	1/8	BG, SE
4	5	I	SQ

Figure 1

ABBREVIATED AAODC DULL BIT CODE

Cutting Structure — from general examination

T2 = cutting structure two-eighths gone

T4 = cutting structure four-eighths gone

T6 = cutting structure six-eighths gone

T8 = cutting structure totally gone

Bearing Condition — check the worst cone.

Estimate the per cent of life gone.

B2 = one-fourth life gone

B4 = one half life gone

B6 = three-fourths life gone

B8 = total life gone

Bit Gage — gage measurement or diameter

I = bit is in gage

If under gage, enter the fraction gone.

the remarks column, especially for tooth grading. "BT" would indicate general tooth, or insert breakage. About 20% or more of the inserts broken should be set as a minimum before this symbol would be used. In other words, enough breakage has appreciably affected the run. If insert breakage were all, or primarily in the gage rows, "BG" would indicate broken gage inserts. Sometimes gage row breakage only is an indication of the effect of offset on the bit condition. "WT" would mean worn teeth, and "LT" that inserts had lost out of the bit.

Regarding sealed bearing bits, "SE" would mean seal effective. "SQ" seal questionable, and "SF" seal failure.

EXAMPLES OF PROPOSED GRADING METHOD AND INTERPRETATIONS

By using the above two letter codes, the bit record would look something as in figure 1. Teeth, or inserts, would still be graded by per cent of total cutting structure gone, and bearings as in the past. That is, an estimate of the total life taken out of the bearings. If this method is adopted, interpretation and bit selection might be something as follows:



Figure 2. T2-B7-I; SF. Inserts are good. Bearing life is gone. This probably would indicate a type with more offset and longer inserts could be used, especially if much shale were anticipated.

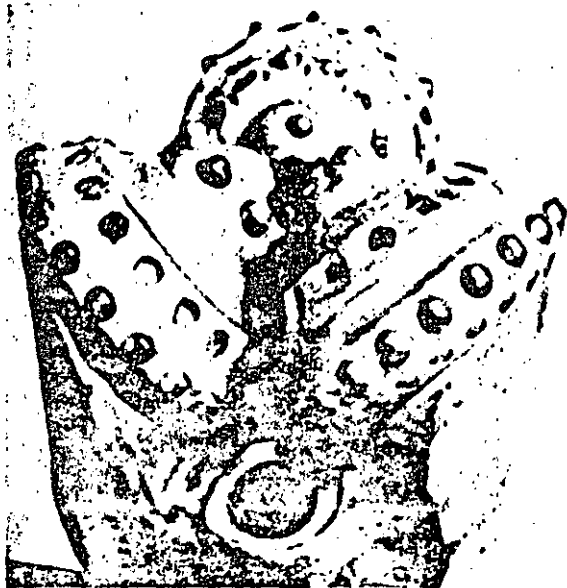


Figure 3. T8-B4-1; BT,SE. Breakage in the inner rows. Some bearing life left. If this bit were a chisel type and footage had been short, a type with shorter inserts might be needed. However, if formations anticipated were basically lime, a similar bit with the tougher shaped projectile inserts would likely do well. If the bit were a type with projectile inserts a type with double conical would probably be called for.



Figure 5. T6-B4-0 1/8; BG,SE. An offset bit with the gage rows broken. Usually this would mean a bit with too much offset had been used. If a bit with less offset could be made to drill fast enough, it would likely be the best selection.

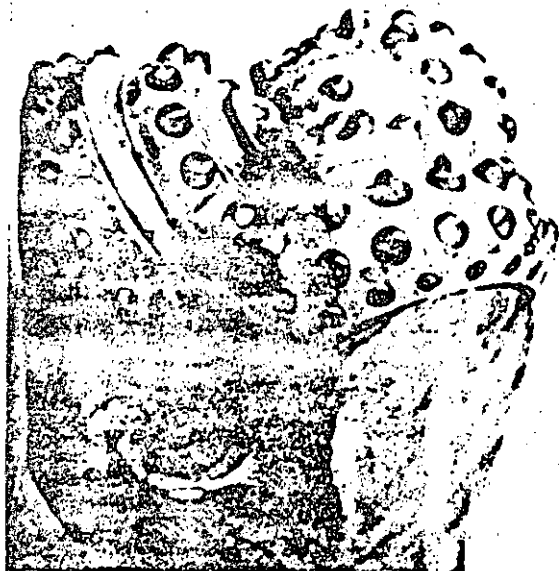


Figure 4. T3-B6-0 3/8; WT,SF. Excessive gage wear on an offset bit. The gage wear with no breakage would probably indicate a type with too much offset had been used.



Figure 6. T4-B5-1; SQ. A bit with balanced wear on the inserts and bearings. Proper selection.

BIT SELECTION—THE CENTER OF A GOOD DRILLING PROGRAM

BY BILL GREAVES

Security Operations, Oilfield Products Division, Dresser Industries, Inc.

As America's energy demands increase, major new responsibilities are placed on the industry to find new reserves. Hundreds of thousands of dollars, sometimes even millions are spent on a single well. These high costs coupled with limited equipment sources make it critical that we use drilling equipment, and especially rock bits, efficiently.

Several years ago the cost and importance of the rotary rock bit were considered relatively insignificant to the overall cost of drilling an oil well. However, with the development of tungsten carbide inserts and sophisticated lubrication and bearing designs the rock bit has become expensive. Even though these bits can now drill through thousands of feet of rock, selection of each bit has become a very important factor in the cost of drilling operations.

The proliferation of bearing designs and cutting structures since 1967 caused the International Association of Drilling Contractors (IADC) to adopt in 1973 a standard coding for rotary rock bits. This coding is summarized in Fig. 1. The new classification system was initiated to help eliminate some of the confusion among contractors and operating company personnel arising from different coding systems of the various manufacturers. The IADC selected a three digit numerical system which classifies:

1. Cutting structure (milled tooth or insert)
2. Formation hardness, and
3. Design features.

The first digit relates to the cutting structure of the bit. Series 1, 2 and 3 in this position describe milled tooth bits for soft, medium, and hard formations, respectively. Series 5, 6, 7, and 8 describe insert bits for soft, medium, hard, and extremely hard formations respectively.

The second digit is a formation hardness sub-classification with numbers 1 through 4 designat-

ing formation hardness. The final digit, the bit feature classification, indicates mechanical or design features such as gauge inserts, sealed or friction type bearings. The IADC classification of 1-1-4, for example, refers to a milled tooth bit (1) used to drill the softest formation (1) and having a standard mechanical feature of the sealed bearing (4). The IADC classification of 7-4-7 indicates an insert bit (7) designed to drill hard formation (4), and having friction bearing and gauge inserts (7).

PLANNING THE PROGRAM

Every well-executed drilling project has a drilling program. It will vary from operator to operator, but the objective is always the same—to drill a safe and usable hole to the desired depth at the minimum cost. The plan will consider casing, formation tops, anticipated trouble zones, deviation, hydraulic data, bit type, recommended bit weight, rotary speed, drilling fluid and drilling rig requirements. The good drilling program considers all these factors prior to well spudding.

The operator, contractor, or service company representative should also gather pertinent information concerning drilling performance on offset wells. This should include bit records, well logs and formation tops, mud recaps, and geograph records, if available.

However, before this information is sorted, rearranged, and deciphered, the operating company engineer should carefully consider his casing program vs. the available bit selection. The availability of bit types may be limited (even with major manufacturers) if an unusual size is required to pass through thick or high drift casing. When bit size is dictated by other elements of the drilling program, the operator's selection of rock bit cutting structure and bearing type combina-

formance for a given interval. Fig. 3 shows a typical bit record. Bit selection and operating conditions look fine on this record to a depth of 7767 ft. Dull grading confirms that bit selection was good and that operating practices were proper. Tooth and bearing wear are about equal. However, on run 12 the bit type was changed from a soft-to a hard cutting structure. Correspondingly, the penetration rate slowed from 10 to 6 ft. per hour. Although this change may be questionable, review of the electric log on a nearby well confirms that a change in formation was anticipated at this depth (see Fig. 4). Because the formation change was anticipated, the previous bit (run 11) was used about 50% longer than normal to reach the harder formation. Once reached, it took 3 hard-formation bits to get through the thin streak of hard formation.

Analysis of these data suggested that this interval could be drilled quite successfully with softer type, steel tooth and insert bits. There appeared to be enough sand in this formation to permit the use of long tooth insert type bits quite successfully. In fact, the entire section was later drilled successfully with more economical insert bits (Fig. 5). Notice that the bits on this record have not been graded. Because of this, future improvement will be quite difficult. Analyzing performance of bit 9, for example, is quite difficult without the previous grading information. Bit 9 lasted only 31-1/2 hours; this is probably low for a journal-type bearing. The same is true for run 10, with only 40 hours life at a lower penetration rate. However, without data it is virtually impossible to determine what could be improved; i.e., whether the cutting structure failed early due to a hard

SECURITY BIT RECORD

FILE NO.		CONTRACTOR		WELL NO.		WELL NAME		STATE		COUNTY		T.O. TYPE		SALESMAN		D.C.:		SPUD:		U.S.:		ENTER:		TOTAL DAYS:		TOTAL ROT HRS:		FUEL SOURCE:		
NO.		NO.		NO.		NO.		NO.		NO.		NO.		NO.		NO.		NO.		NO.		NO.		NO.		NO.		NO.		
NO.	SIZE	TYPE	SERIAL NO.	1	2	3	DEPTH OUT	FEET	HOURS	FEET PER HOUR	WT 1000 LBS	RPM	PUMP PRESS	PUMP NO.	W.C. PROPERTIES	VER. DULL CONO	CONO	NO.	REMARKS	DATE	DEPTH									
1	2 1/2	111					2235	2235	30																					
2	1 5/8	111	16	16	16	3708	1473	17 1/2	84	30-35	180	3400	6	240	11.2															
3	1 5/8	111	16	16	16	4674	966	16 3/4	58	30	180	3400	6	1	8.9															
4	1 5/8	111	16	16	16	5264	590	16 1/4	36	30-50	150	3400	6	1	9.1															
5	1 5/8	111	16	16	16	5820	556	18 1/4	30.5	30-35	150	3400	6	1	9.2															
6	1 5/8	121	16	16	16	5867	47	2	23.5	30	160	3400	6	1	9.1															
7	1 5/8	111	16	16	16	6455	588	20	29	40-45	160	3300	6	1	9.1															
8	1 5/8	111	16	16	16	6882	427	19 1/2	22	40-45	160	3300	6	1	9.1															
9	1 5/8	121	16	16	18	7075	193	14	14	50	150	3400	6	1	9.2															
10	1 5/8	111	16	16	16	7393	318	28	11	30-40	150	3400	6	1	9.3															
11	1 5/8	121	16	16	16	7767	374	36	10	30-40	150	3400	6	1	9.6															
12	1 5/8	311	16	16	18	7638	71	11 3/4	6	35-40	120	3400	6	1	9.2															
13	1 5/8	311	16	16	18	7929	86	14 3/4	6	35-50	110	3400	6	1	9.2															
14	1 5/8	311	16	16	18	7998	79	5 3/4	5.4	70	50	3400	6	1	10.4															
15	1 5/8	211	16	16	18	8154	156	22 3/4	7	50	150	3400	6	180	10.5															
16	1 5/8	211	18	18	18	8288	134	21	6	45	140	3400	6	1	10.5															
17	1 5/8	121	18	18	18	8320	32	5	6.4	40	125	3400	6	1	10.5															
18	1 5/8	211	18	18	18	8453	133	18 1/2	7	50	120	3400	6	1	10.5															
19	1 5/8	211	18	18	18	8636	183	15 3/4	11.6	30-40	130	3400	6	1	10.5															
20	1 5/8	211	18	18	18	8776	140	21 1/4	6.6	30-50	120	3400	6	1	10.5															
21	1 5/8	211	18	18	18	8893	117	20	5.9	30-50	130	3400	6	1	10.5															
22	1 5/8	121	18	18	18	9028	135	20 3/4	6.5	35-45	130	3400	6	1	10.5															
23	1 5/8	211	18	18	18	9036	58	8	7.3	30-40	120	3400	6	1	10.5															
24	1 5/8	211	18	18	18	9175	89	5 3/4	5.2	40-45	120	3400	6	1	10.5															
25	1 5/8	231	18	18	18	9310	135	19 1/2	6.9	50	140	3400	6	1	10.5															

FIG. 3

BIT RUN COST

Another important tool for improvement of a well program is the process of analyzing the cost of each bit run. That is, how much did it cost to drill each foot of hole? Fig. 6 illustrates a typical cost analysis for bit runs such as those indicated in Fig. 3. This type of analysis is one of the most important factors in evaluating bit performance and application. It permits a realistic evaluation of all factors affecting drilling operations costs. Such factors include relationships between penetration rate, bit footage, rig cost, trip time and bit cost. With a wide variety of rock bit types available over a wide range of prices and capabilities, the cost-per-foot is one of the most important factors in evaluating bit performance. Cost-per-foot analysis also quickly identifies problems or trends that might be overlooked in a quick glance at the bit record. Cost-per-foot related to previously mentioned variables can be determined by the equation:

$$C = \frac{B + R(T+t)}{F} \quad (1)$$

Where

- C = drilling cost per foot, dollars
- B = bit cost, dollars.
- R = rig operating cost, dollars per hour
- T = rotating or drilling time, hours
- t = round trip time, hours
- F = hole drilled by bit, feet

INSERT vs. MILLED TOOTH

Referring to Fig. 6 cost per foot column, it is normally assumed that each succeeding foot drilled in a well will be more expensive than the previous foot. However, any radical change from a normal trend line should highlight a possible improvement interval. Such an interval might exist on bit run 6 or 9, where cost-per-foot of drilling increased appreciably. However, the bit record shows in both instances that the reason is mechanical failure — a washout in each case. Likewise, the cost of drilling intervals 12, 13, and 14 increased dramatically. This indicates that the bit selection might be improved. The question becomes, "Is it economically feasible to use an insert type rock bit?" Here, a break even calculation is necessary. This involves calculating the performance required by another type of bit to obtain the same cost-per-foot. Use the equation:

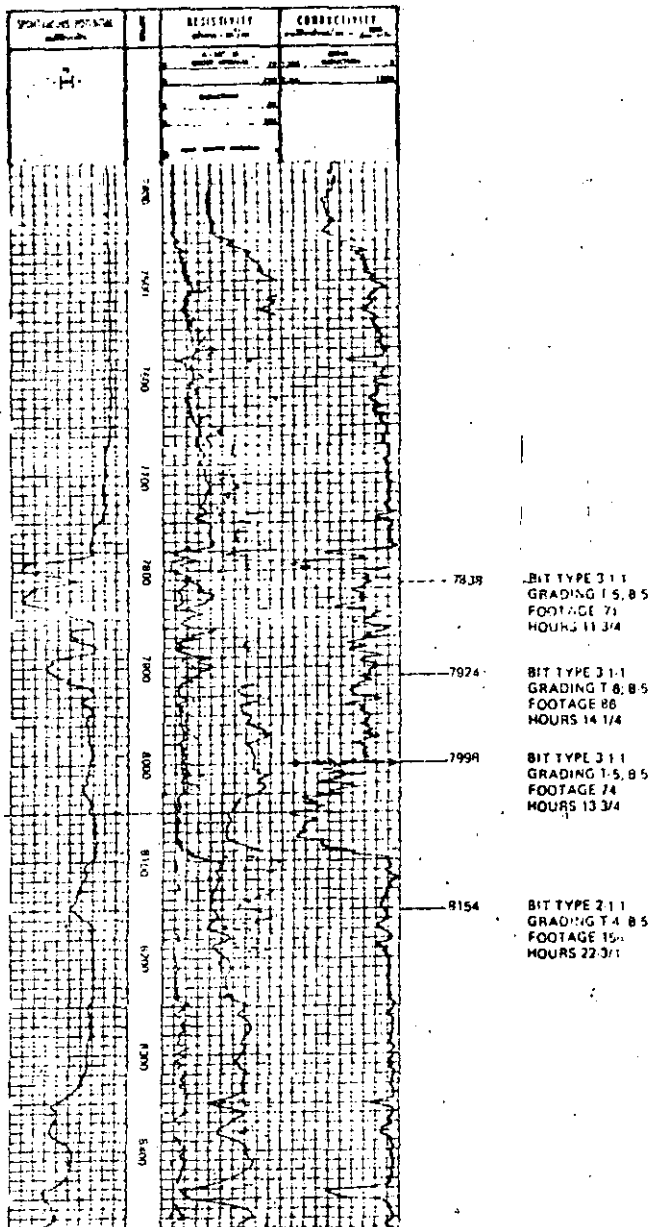


FIG. 4

formation or improper operation (high energy levels or torqueing). In order to improve any drilling operation the data must be recorded.

The IADC has set up a system of grading dull bits by tooth wear, bearing wear, and gauge wear. Entered on the bit record with remarks regarding the bit's overall condition or the reason the bit was pulled, bit grading is a valuable tool in improving drilling operations on the next well.

SECURITY BIT RECORD

FILE NO.		CONTRACTOR										SALESMAN										PAGE					
COMPANY		FIELD		WELL NAME		WELL NO.		STATE		COUNTY		TUBING		RANGE		DRILLER		NO. / DAY / YEAR		TP DOLLARS							
WELL NAME		WELL NO.		WELL NAME II		WELL NO. II		STATE		COUNTY		TUBING		RANGE		DRILLER		NO. / DAY / YEAR		TP DOLLARS							
WELL NAME		WELL NO.		WELL NAME II		WELL NO. II		STATE		COUNTY		TUBING		RANGE		DRILLER		NO. / DAY / YEAR		TP DOLLARS							
WELL NAME		WELL NO.		WELL NAME II		WELL NO. II		STATE		COUNTY		TUBING		RANGE		DRILLER		NO. / DAY / YEAR		TP DOLLARS							
PLAN NO.	SIZE	TYPE	SERIAL NO.	BITS - SPDRS			DEPTH	FEET	HOURS	FEET PER HOUR	WT 1000 LBS	RPM	PUMP PRESS	PUMP NO.	MUD PROPERTIES					YEAR	DUAL COND	REMARKS	DATE	DEPTH			
1	1 1/2	111		14	14	14	2800	2800	38	73	15	150	1500	67	64												
2	9/8	111		13	13	13	4575	1775	20 1/2	86	30	138	2000	"	56												
3		128		12	12	12	5837	1248	23 1/2	54	30	155	"	"	52	92											
4		111		13	13	13	6412	575	13 1/2	42	30	130	"	"	54	94											
5		114		13	13	13	6979	567	16	35	40	120	"	"	58	93											
6		114		13	13	13	7458	471	19	24	40	130	"	"	54	94											
7		517		13	13	13	8471	1021	73 1/2	14	20	50	"	"	56	94											
8		517		13	13	13	9975	1504	135	11	30	52	"	"	45	98											
RR #6		517		13	13	13	10253	253	31	8	30	52	"	"	52	98											
9		527		13	14	14	10611	358	3 1/2	11	30	52	1800	"	48	98											
10		527		13	14	14	10875	264	40	6	30	52	1700	"	45	98											
CORE		8 1/2"					10921	51	8 1/2	6	15	50	750	"	28												
11	9/8	315		14	14	13						50	1800	"	46	98											
CORE		8 1/2"																									
12	9/8	234		13	14	14	11270	273	32	8	44	60	2000	"	46												

FIG. 5

THE FOLLOWING CALCULATIONS ARE BASED ON THE FOLLOWING DATA:
 Rig Cost per Hour = \$150.00 Trip Time (Hours/1000 Ft.) = 0.70

Bit No.	Bit Type	Depth Out	Feet Drild.	Drilling Hours	Rate	Cum Hours	Run Cost	Cost Per Ft.	Cum Cost
INITIAL HOLE SIZE IS 22.000 INCH.									
1	111	2235	2235	30.00	74.5	30.00	12735	5.70	12735
BIT SIZE CHANGE TO 15.00									
2	111	3708	1473	17.50	84.2	47.50	4063	2.76	16798
3	111	4674	966	16.75	57.7	64.25	4052	4.19	20850
4	111	5264	590	16.25	36.3	80.50	4039	6.85	24890
5	111	5820	556	18.25	30.5	98.75	4098	7.91	29287
6	121	5867	47	2.00	23.5	100.75	1965	41.81	31252
7	111	6544	588	20.00	29.4	120.75	4727	8.04	35979
8	111	6882	427	19.25	22.2	140.00	4659	10.91	40638
9	121	7075	193	14.00	13.8	154.00	3892	20.17	44350
10	111	7393	318	28.00	11.4	182.00	6025	18.75	50555
11	121	7767	374	36.00	10.4	218.00	7265	19.42	57820
12	311	7838	71	11.75	6.0	229.75	3634	51.19	61454
13	311	7924	86	14.25	6.0	244.00	4019	46.73	65473
14	311	7998	74	13.75	5.4	257.75	3951	53.40	69424
15	211	8154	156	22.75	6.9	280.50	5318	34.09	74742
16	211	8288	134	21.00	6.4	301.50	5069	37.83	79811
17	121	8320	32	5.00	6.4	306.50	2973	83.52	82484
18	211	8453	133	18.25	7.3	324.75	4674	35.14	87158
19	231	8636	183	15.75	11.6	340.50	4318	23.60	91476
20	211	8776	140	21.25	6.6	361.75	5158	36.84	96634
21	111	8893	117	20.00	5.8	381.75	4943	42.59	101617
22	121	9028	135	20.75	6.5	402.50	5109	37.83	106726
23	211	9086	58	8.00	7.3	410.50	3203	55.22	109929
24	211	9175	89	15.75	5.7	426.25	4375	49.16	114304
25	231	9310	135	19.50	6.9	445.75	4952	36.66	119255

THE TOTAL COST OF BITS = \$33176
 THE AVERAGE DRILLING RATE IS 20.69 FT/HR.
 THE AVERAGE COST PER FOOT IS 12.81
 FOOTAGE THROUGH THIS INTERVAL IS 9310 FEET

FIG. 6

$$T_2 = \frac{B_2 + R(t)}{C(F/T) - R} \quad (2)$$

Where

- T_2 = Rotating hours for replacement bit to give break even cost
- B_2 = Replacement bit cost, dollars
- R = Rig operating cost, dollars per hour
- t = Round trip time hours
- C = Drilling cost-per-foot for prior bit, dollars
- (F/T) = Penetration rate for prior bit, feet-per-hour

Once break even hours are found, footage can be determined by the equation:

$$F_2 = (F/T) (T_2) \quad (3)$$

The break even calculation determines exactly the hours and footage required by other bits to match performance being achieved with current bits. The calculations assume that replacement bits can equal penetration rates currently obtained. To illustrate this, refer to Fig. 6. For bit run 12 perhaps a more expensive sealed insert

should be used to reduce drilling cost in this interval. Figs. 7 and 8 show the combined cost of several bit runs divided by the total footage for those bit runs, the average cost-per-foot for that particular interval. By substituting the cost of a more expensive sealed bearing insert bit (or a friction bearing insert bit) into equations 2 and 3, a break even footage and the run time can be determined for that interval. Of course, this is based on the average penetration for the insert bit. In reality, insert bits often penetrate at a lower rate than milled tooth bits; therefore, it is appropriate to calculate new break even costs using the lower

SUMMARY OF BITS 12 THROUGH 14				
THE TOTAL COST OF BITS = \$3147				
THE AVERAGE DRILLING RATE IS 5.81 FT/HR.				
THE AVERAGE COST PER FOOT IS 50.24				
FOOTAGE THROUGH THIS INTERVAL IS 231 FEET				
DO YOU WANT TO TRY A DIFFERENT PRICED BIT THROUGH THIS INTERVAL? ENTER: BIT COST, MINIMUM, MAXIMUM DRILLING RATE %4000, 60, 120				
Percent DR Rate	New Drlg. Rate	Feet Reqd.	Hours Reqd.	Cost \$/Fl.
60.0	3.487	781.6	224.2	50.24
70.0	4.068	422.1	103.8	50.24
80.0	4.649	313.8	67.5	50.24
90.0	5.230	261.6	50.0	50.24
100.0	5.811	230.9	39.7	50.24
110.0	6.392	210.7	33.0	50.24
120.0	6.974	196.3	28.2	50.24
A RATE OF PENETRATION OF 5.81 FT/HR. WOULD BE REQUIRED TO MAINTAIN A COST OF \$50.24 PER FOOT THROUGH THIS 231 FOOT INTERVAL.				

FIG. 7

SUMMARY OF BITS 12 THROUGH 18				
THE TOTAL COST OF BITS = \$7343				
THE AVERAGE DRILLING RATE IS 6.43 FT/HR.				
THE AVERAGE COST PER FOOT IS 42.77				
FOOTAGE THROUGH THIS INTERVAL IS 686 FEET				
DO YOU WANT TO TRY A DIFFERENT PRICED BIT THROUGH THIS INTERVAL? ENTER: BIT COST, MINIMUM, MAXIMUM DRILLING RATE %6000, 60, 120				
Percent DR Rate	New Drlg. Rate	Feet Reqd.	Hours Reqd.	Cost \$/Fl.
60.0	3.856	1782.7	462.4	42.77
70.0	4.498	731.1	162.5	42.77
80.0	5.141	506.8	98.6	42.77
90.0	5.784	409.2	70.8	42.77
100.0	6.426	354.6	55.2	42.77
110.0	7.069	319.7	45.2	42.77
120.0	7.711	295.4	38.3	42.77
A RATE OF PENETRATION OF 6.43 FT/HR. WOULD BE REQUIRED TO MAINTAIN A COST OF \$42.77 PER FOOT THROUGH THIS 686 FOOT INTERVAL.				

FIG. 8

penetration rate normally achieved with the insert bit. If expected penetration rates are not known, several random rates may be selected to develop information as shown in Fig. 7. This shows new drilling rate, footage, and hours required if the higher priced bit penetrated at 60% of the original rate, and in increments of 10 up to 120%. With this information a logical set of parameters can be determined for that particular bit in that particular area. Assuming that the number falls within a reasonable range, it may become economically feasible to use the higher priced bit.

FRICITION vs. ROLLER BEARINGS

The friction bearing insert bit is considered a longer life bit than the roller bearing insert bit. When should a roller bearing insert bit be selected? Generally speaking, the roller bearing bit will be selected when records show the cutting structure is breaking or being destroyed before the bearings are beginning to take a great deal of wear. In such cases, where the cutting structure life will not match the increased bearing life, the additional cost of a friction bearing is not justified. Nor is this additional cost warranted when an intermediate casing point (requiring a bit size change) or final depth is anticipated prior to the expected end of the bearing life.

PROGRAM PREPARATION

Well programming has always been done to varying degrees of detail by operator personnel and, to a lesser extent, by the more progressive contractor. For some time there has been a tendency to look to the rock bit industry for this service. The small contractor or operator may do this because his technical staff is limited. Some operators may request outside assistance to double check their own efforts.

Rock bit suppliers may have information about a particular area that is not readily available to his customers. His rock bit program will be based on the best data available, and include detailed studies of:

1. Geology—lithology, drillability, structure, and competency of zones to be penetrated.
2. Possible down hole conditions—high pressure zones, lost circulation, water intrusion, temperature.
3. Offset well data—offset well data in the form of electric logs, bit records, and other pertinent material should be collected and evaluated. Any information concerning drilling problems, including lost circulation, deviation, doglegs, key seats, high pressures, sticking

- problems, and water flows should be investigated so that preventive measures can be included in the drilling program.
4. Hole and casing program—though this is a contractor/operator responsibility, it is necessary to have this information for planning bit selection and for developing the hydraulics program.
 5. Mud program—the drilling fluid density will have a direct effect on the hydraulic program as well as the expected life and performance of the rock bits.
 6. Rig specifications—these parameters enter the picture in one of two ways. The program may be completed with all details of the operation spelled out and a rig selected that will meet the demands; or a program must be designed for optimum results considering all limitations of a specified rig.

Once all the supporting data and information are acquired, it is necessary to decide how comprehensive the plan will be and what form it will take. This depends largely on the needs of the user drilling that particular area. The plan and its results should be linked in a way that will expedite evaluation and improvement of subsequent programming. Consequently, the program should not be considered complete until the well is documented. Fig. 9 shows a program presentation which defines bit, mud, and time requirement

information, and involves a reasonably detailed study of operator and contractor requirements. It presents a datum reference line from which the progress of the well can be recorded as the well program is implemented. With other documented data it serves as an excellent basis for evaluation and improvement. Fig. 10 shows a preliminary program. Such a minimum effort program is usually used when objectives are limited to estimation of associated costs.

The forces of business today dictate that we drill at increasingly lower cost-per-foot. This becomes more difficult to achieve as more difficult requirements are placed on the industry. As a result, we must consider very carefully numerous factors (bit weight/speed relationship, bit selection, the drilling mud, hydraulics, and drilling equipment limitations) that lead to a cost effective drilling program.

BIBLIOGRAPHY

1. Scott, John, "Lone Star Test Opens New Era In U.S. Drilling," *Petroleum Engineer*, Page 51, September, 1970.
2. Estes, Jack C., "Guidelines For Selecting Rotary Insert Rock Bit," *Petroleum Engineer*, Page 29, September, 1974.
3. Jackson, R. A., "Cost Per Foot: Key To Economic Selection Of Rock Bits," *World Oil*, June, 1972.

PM-769

Suggested Bit Program

FOR: _____ COUNTY: _____
 LOCATION: _____ STATE: _____
 LEGAL DESCRIPTION: _____ HOLE SIZE: $24''$ to $2600'$; $17\text{-}1/2''$ to $12000'$;
 $12\text{-}1/4''$ to $17400'$; $8\text{-}3/4''$ to $19500'$

APPROXIMATE DEPTH		BIT TYPE	FEET	HOURS	REMARKS		WEIGHT
FROM	TO				RPM		
0	60	(Use Dry Hole Digger to Set Conductor)					
60	2,600	1-17-1/2" S3SJ	2,600'	22	110/150		30
60	2,600	1-24" Hole Opener	2,600'	20	30		10/15
2,600	8,000	5-17-1/2" S3SJ	5,400'	110	110/130		35/50
8,000	9,800	5-17-1/2" S3J	1,800'	90	100/130		40/55
9,800	12,000	7-17-1/2" S4J	2,200'	125	100/130		40/55
		Set 13-3/8" Pipe					
12,000	13,100	1-12-1/4" S84	1,100'	70	40/50		35/40
13,100	15,300	6-12-1/4" S86	2,200'	300	40/50		40/50
15,300	16,000	6-12-1/4" H88	700'	240	30/40		40/50
16,000	17,400	12-12-1/4" H100	1,400'	440	30/40		45/55
		Set 10-3/4" Pipe					
17,400	19,500	1-8-3/4" H77S			30/40		35/45
		10-8-3/4" H100			30/40		40/50
		5-8-3/4" H88			30/40		35/45
		2-8-3/4" M88	2,100'	625	30/40		35/45

AVERAGE RATE OF PENETRATION

TOTAL BIT COST	\$ 142,782	INTERVAL 60-2600	118.2 FT/HR.
TOTAL ESTIMATED DRILLING TIME	2042 HRS.	INTERVAL 2600-12000	28.9 FT/HR.
TOTAL ESTIMATED TRIP TIME	864 HRS.	INTERVAL 12000-17400	5.1 FT/HR.
TOTAL TIME	2906 HRS.	INTERVAL 17400-19500	3.3 FT/HR.
ALTERNATE INTERVAL 9,800-12,000; 2-S88			

SECURITY OPERATIONS, OILFIELD PRODUCTS DIVISION, DRESSER INDUSTRIES, INC.
 NOTE: SEE REVERSE SIDE FOR THE CONDITIONS UNDER WHICH THIS ESTIMATE IS FURNISHED.

FIG. 10

A Brief Historical Review

Patents on rolling cutter bits date back to 1866. However, only three patents had been issued before the discovery of Spindletop near Beaumont, Texas, in 1901. Spindletop brought the rotary drilling process into prominence, and it has essentially replaced all other methods of drilling for oil. Drag bits, disc bits, cross roller bits and diamond bits have been used extensively. Some recent progress has been made in diamond bit development. However, the rolling cutter rock bit is now used universally and almost exclusively in rotary drilling operations.

The two cone bit introduced in 1909 was the first successful oilfield bit to use cutters that rolled on bottom. (Figure 1) The two cone construction permitted the steel cutters to be relatively large and strong. The cutters were gashed to form the teeth and mounted on cantilevered journal bearings. Lubricant from a drill string reservoir was forced into the bearings to reduce the power required to rotate the bit. With the introduction of self-cleaning cones in 1924, the two cone bits were able to effectively drill a greater range of formations. (Figure 2) Formation cuttings were cleaned from teeth grooves by the intermeshing of teeth from the other cone into the grooves. In addition, intermeshing the cones made more room available for larger bearings and greater tooth depth.

A major increase in bearing life over that of the primitive journal bearing came in 1926 with the introduction of the ball and roller antifriction bearing which was lubricated by the drilling fluid on it. Beginning in 1929, bit life was further increased with the application by torch of tungsten carbide hard facing to the cutter teeth to combat abrasive wear.

The three cone bits introduced from 1931 through 1933 were basically similar to the modern rock bits pictured in Figure 4. Antifriction bearings were used and, rather than having teeth in line over the length of a cone, each row of teeth was produced separately and staggered with teeth in other rows. Figure 4 (b) illustrates staggered inner row teeth for steel tooth bits. This feature essentially doubled penetration rate and bit footage. Many improvements in bearings and cutting structure followed until a major improvement was made in 1948 with the introduction of jet bits. As

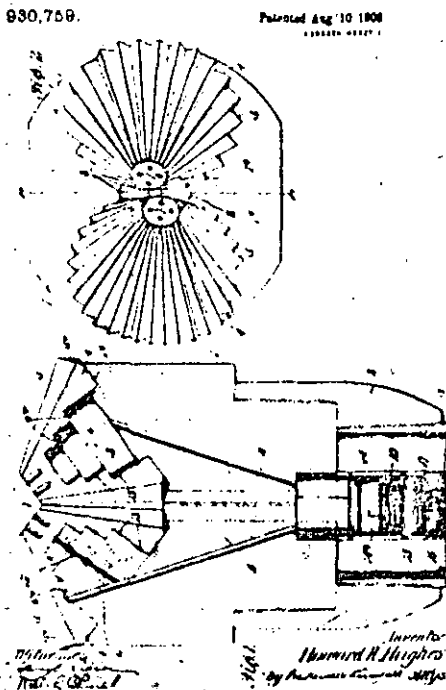


FIGURE 1

Jan. 8, 1924. 1,480,014

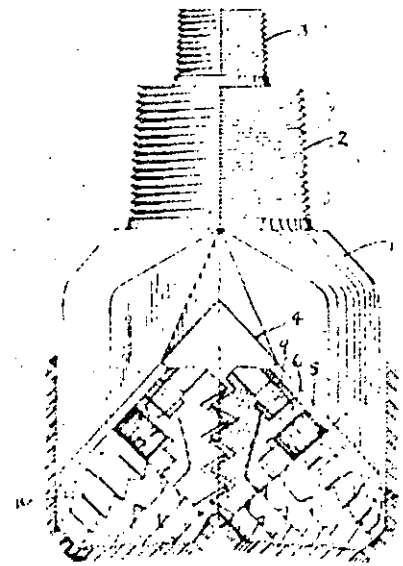


FIGURE 2



As pictured in Figure 3, nozzles in jet bits deliver high velocity streams of drilling fluid directly against the bottom of the hole to dislodge and flush well bottom material as it is loosened by the bit.

A major breakthrough in rock bits was effected by the use of sintered tungsten carbide for cutting elements. These bits, introduced in 1951, had round nosed carbide inserts pressed into patterns of holes in the cones to form the cutting teeth. The early ovoid-end carbide teeth had the strength and crushing capacity necessary to drill three to ten times more hole than steel tooth bits in the hardest formation, such as chert, and they usually outlasted the best bearings then available.

In 1959, the first practical, sealed, pressure compensated, self-contained system of lubrication gave roller bearings some needed help in prolonging bit life. Figure 4 (b) But, this was still inadequate for carbide tooth bits. The most spectacular recent rock bit development came with the introduction of a journal bearing in 1969. Figure 4 (a). The life of this bearing matched that of tungsten carbide cutting structures and bit life was doubled, tripled and sometimes quadrupled.

Rock Bit Design Principles

Rolling cutter rock bits consist of three major components: the cutters, bearings, and the bit body. The cutters are mounted on bearings which run on pins that are an integral part of the bit body. (Figure 4) Radial loads are absorbed primarily by the large, outer bearing element, either a roller bearing or a journal, near the cone mouth and the plain bearing in the cone nose. Ball bearings serve to retain the cones and in some instances to absorb both radial and thrust loads. Additional outward thrust bearing capacity is provided by plain bearing surfaces at the inner end of the bearing pin and at the shoulder between the ball race and nose bearing. The cutting elements of the cone type bit are circumferential rows of teeth extending from each cone and inter-fitting between rows of teeth on the adjacent cones.

Two distinct types of cutting elements and two distinct types of bearings are currently being used in rock bits. The cutting elements are either steel teeth which are machined from basic cone material or sintered tungsten carbide teeth which are pressed into holes drilled in the cone surfaces. The bearings are either ball-and-roller or ball-and-journal. Although there are many differences in bits

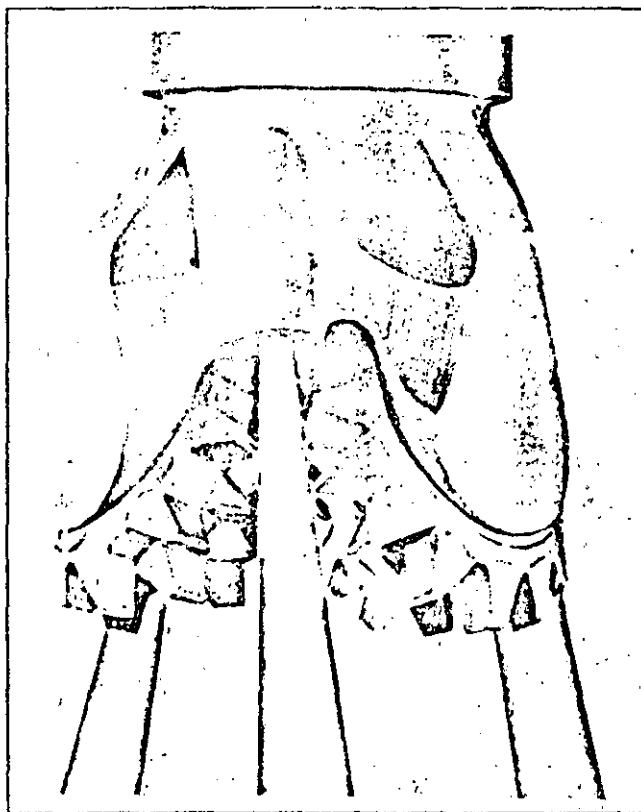
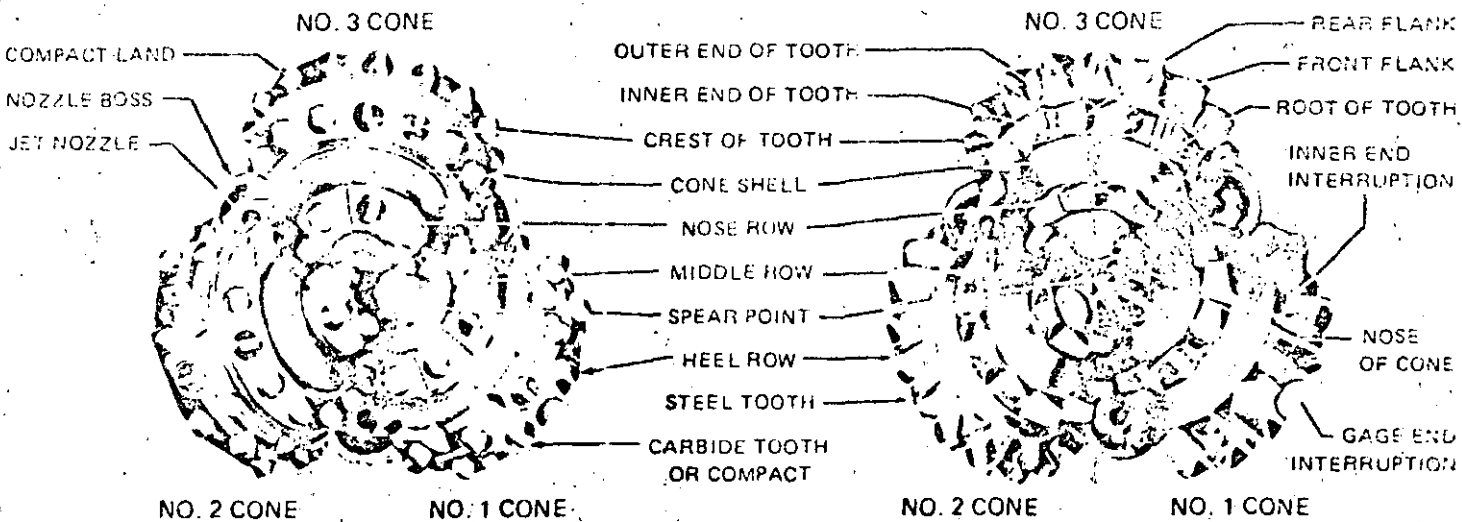
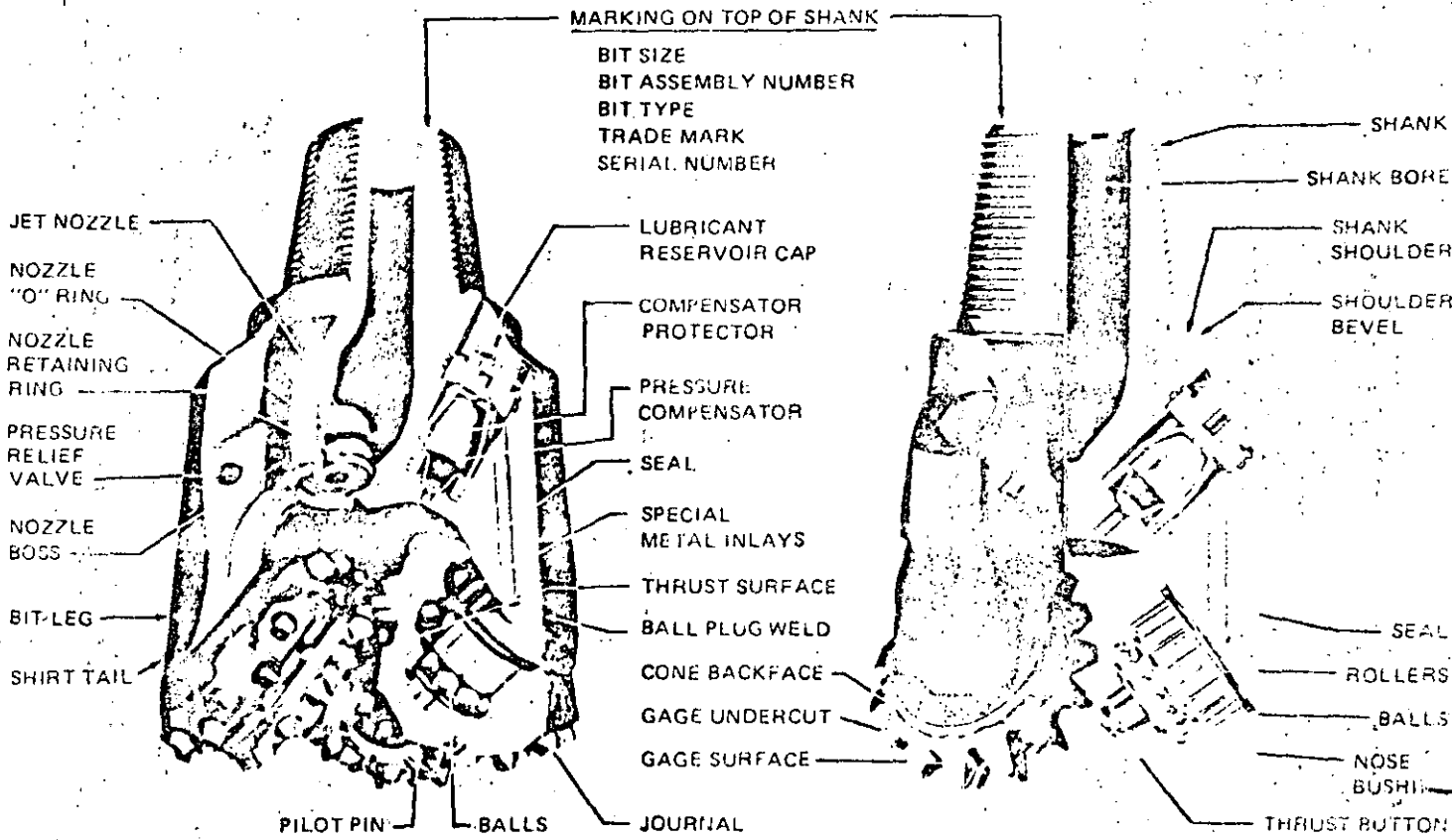


FIGURE 3

TERMINOLOGY OF ROCK BIT ELEMENTS

4(a)

4(b)



(a) CARBIDE TOOTH CUTTING STRUCTURE

(b) STEEL TOOTH CUTTING STRUCTURE

FIGURE 4

Which use various combinations of the foregoing, basic design considerations are similar for all.

The space allotted to the various components depends on the type of formation to be drilled by the bit. For instance, soft formation bits which generally require light weights have smaller bearings, thinner cone shells, and thinner bit leg sections than hard formation bits. This allows more space for long toothed cutting elements. Hard formation bits, which must be run under heavy weights, have stubbier cutting elements, larger bearings, and sturdier bodies.

Cutters

To understand how cone geometry can affect the manner in which rock bit teeth cut rock, consider the bit shown schematically in Figure 5. Since this cone has a single conical surface with its apex at the center of bit rotation, it will roll around bottom with no slippage or scraping action. Soft formation bit cones, Figure 6, depart substantially from true rolling because they have two or more basic cone angles, neither of which has its apex at the center of bit rotation. The conical heel surface tends to rotate about its theoretical apex, and the inner row surface, about a center at its own apex. Since the cones are forced to rotate about the bit centerline, they slip as they rotate and produce a tearing, gouging action which is effective in drilling soft formations. More action on bottom to increase penetration rate in soft formations can be obtained by offsetting cone centerlines from the center of bit rotation as shown in Figure 7.

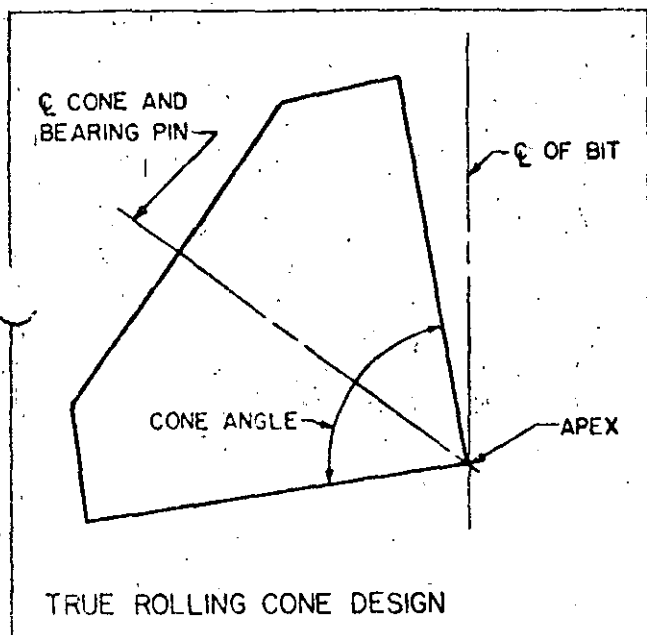


FIGURE 5

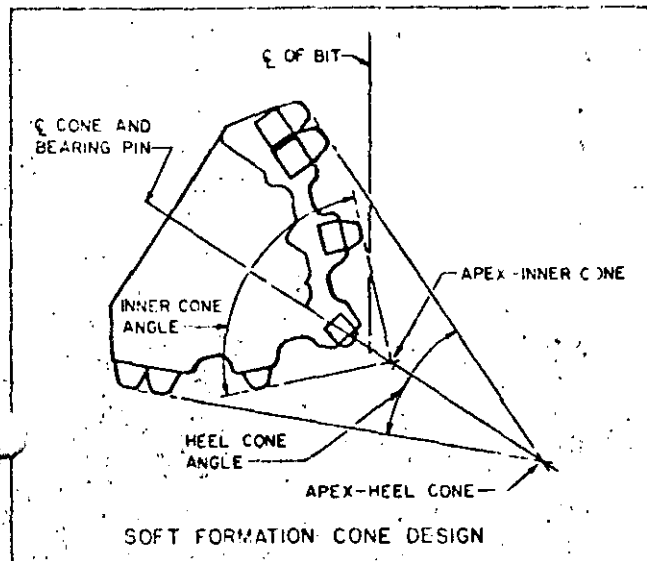


FIGURE 6

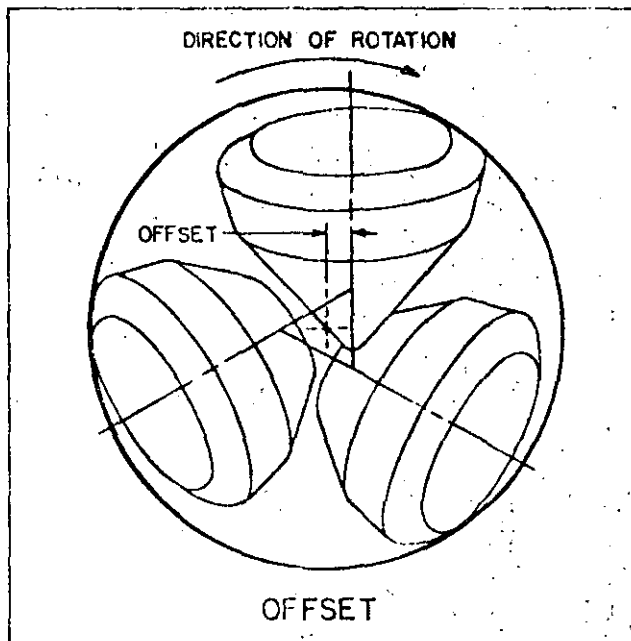


FIGURE 7

The bit shown schematically in Figure 8 is typical of bits built for drilling hard formations. Its cones are more nearly true rolling, and little or no cone offset is used. As a result, it breaks rock primarily by crushing.

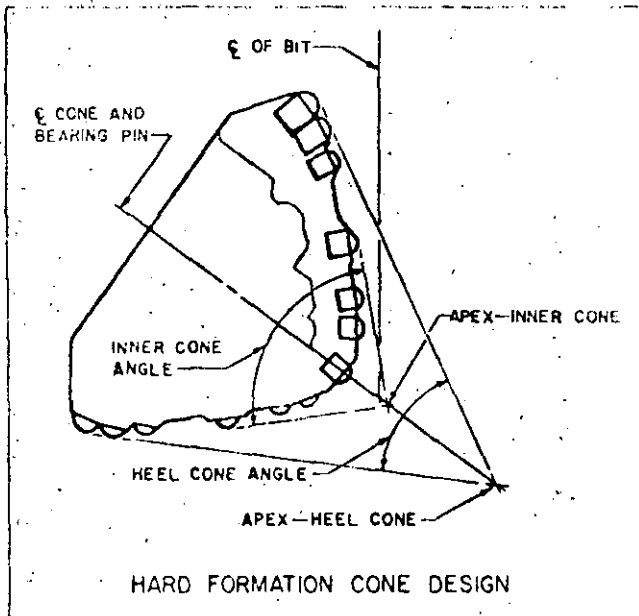


FIGURE 8

Bearings

There are three major bearing designs in use in present day rock bits. These are the non-lubricated ball and roller bearings, the lubricated ball and roller bearing, and the lubricated journal bearing. The type of bearing depends on the economics of the application in which they are to be used.

The non-lubricated ball and roller bearings were introduced to replace the primitive friction journal bearings. They were introduced at a time when only steel tooth bits were available. These bearings operated well in an atmosphere of mud and in many cases were adequate to last as long or longer than the cutting structures they served. In some areas and with some bit types they were inadequate to varying degrees. In today's rock bits the non-lubricated bearings are sometimes used in steel tooth bits in top hole sections where round trip time is not excessive and in some cases where rpm is high. This type of bearing is shown in Figure 9.

The roller race absorbs the major portion of the radial load on the cutter with the nose bearing absorbing a lesser amount. The thrust surface perpendicular to the pilot pin and the thrust button are designed to take outward thrust. The ball race keeps the cutter on and takes inward thrust. When other bearing parts are worn, the ball race will also take some radial and outward loading.

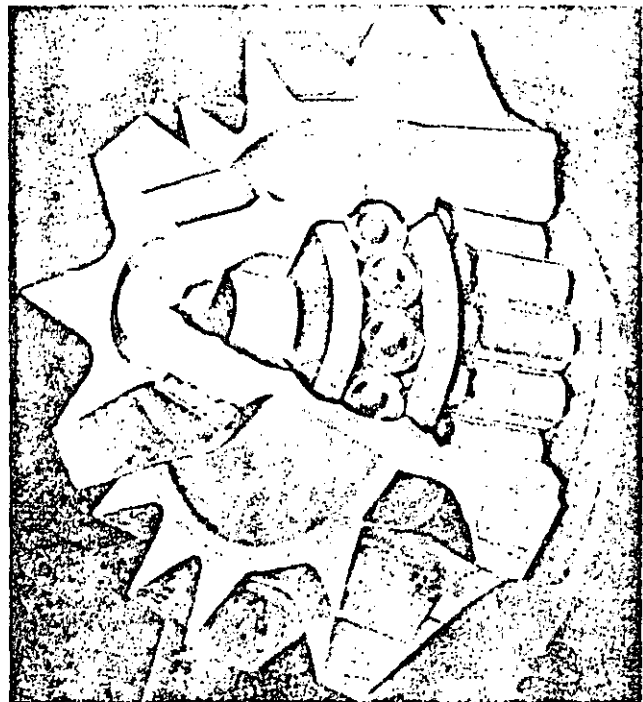


FIGURE 9

In order to obtain the maximum footage and penetration rates to reduce drilling costs, the type of rock bit designed for the specific type of formation being drilled should be used. To illustrate the design principles involved in the various types of bits, several different broad classifications of formations and the types of rock bits best suited to drill them will be examined. Two basic types of rock bits are used to drill the various formations, the carbide tooth bit and the conventional steel tooth bit.

"HUGHASET" CARBIDE TOOTH BITS

Initially, the tungsten carbide tooth bit was developed to drill extremely hard, abrasive cherts and quartzites that had been very costly to drill because of the relatively short life of steel tooth bits in such formations. In "Hugheset" bits, sintered tungsten carbide and forged alloy steel are combined to produce a cutting structure having high resistance to abrasive wear and extremely high resistance to compressive loads. Compacts of cylindrical sintered tungsten carbide with various shaped ends are pressed into precisely machined holes in case hardened alloy steel cones to form the teeth. Sealed journal bearings, designed to match the long life of the tungsten carbide cutting structure, are used in all "Hugheset" bits.

Soft to Medium Formations

The softer of these formations include soft shales, clays, red beds, salt, soft limestones and sands. Typical examples are found in the Green River Basin shales of Wyoming, the deep Smackover Trend drilling in Mississippi, Alabama and Florida, and the sands and shales in the U. S. Gulf Coast. These formations are drilled with J22 "Hugheset" bits.

Slightly harder formations, such as soft limestone, gypsum, shale, anhydrite and other firm but relatively weak formations sometimes contain harder more abrasive streaks. The sands, shales and limes found in the Anadarko Basin of Oklahoma are typical examples of medium formations. These sections are drilled with J33 type "Hugheset" bits.

To illustrate the type of cutting structure best suited for these formations, a material such as plaster of paris is used. A knife blade may be forced by hand into this material to simulate the action of rock bit teeth. If the blade is removed without twisting, no appreciable amount of material will be removed other than that adhering to the knife blade. However, if the blade is stuck into the plaster of paris and given a twist, a fairly large chip will be removed. There are many formations like this. They quite often contain abrasive material such as sharp sand.

The carbide teeth have a sharp chisel shape and project as far as possible from the cone shell to allow maximum penetration into the formation, resulting in the removal of rather large cuttings. Since bits of this type are usually run under moderate weights which somewhat reduce the shock loads on the cones and bearings, longer, more widely spaced teeth are used and the cone shell thickness and the bearing diameters are slightly reduced.

In order to obtain scraping-twisting action on bottom, the cones are designed with their axes offset in the direction the bit rotates and with deep interfit of the teeth with the adjacent cones.

Since sand is quite often found in soft formations, the abrasion resistant carbide teeth provide an ideal cutting structure for use in this type drilling. The cone shell is deeply case hardened to retard abrasive wear. A maximum number of flat ended tungsten carbide compacts are provided in the cone gage surfaces to retard gage wear.

The difference between the J22 and J33 is that the J22 provides more twisting-scraping action suitable for the softest formations. The J33 has a more durable cutting structure for the firmer formations.

Medium-Hard Formations

Medium-hard formations include hard limestones, sands, dolomite, and hard sandy shales. The deep sands, shales and limestones found in the Anadarko Basin of Oklahoma and the harder dolomitic limestone of the Powder River Basin of Wyoming are typical medium-hard formations. These formations are too hard and too abrasive to be drilled by the bit designs previously discussed but may be drilled with J44, J55, and J55B type "Hugheset" bits.

The carbide teeth will not penetrate as far into the medium-hard formations as they will in formations previously discussed, however, these forma-

tions will chip and crush and will respond to a moderate amount of twisting action. Therefore in designing a bit for this type of formation, those features giving a twisting-scraping action are retained, but to a smaller degree.

Blunt chisel shaped carbide teeth are used in the medium-hard J44 type bit while conical carbide teeth are used in the harder J55 bit for increased compact durability. The J55R uses 90° chisel shaped carbide teeth for maximum resistance to breakage. Less tooth projection and intermesh are used compared to the bits previously discussed and the teeth are more closely spaced.

Hard Formations

The hard formations are semi-abrasive and abrasive formations consisting of chert, dolomite and limestone as found in the Permian Basin of West Texas and New Mexico and hard sandy shales as found in the Travis Peak and Cotton Valley formations of East Texas, North Louisiana and Arkansas. These formations may be drilled with J77 type "Hugheset" bits.

In hard formation drilling, any scraping action on the rock will wear the tooth severely. In this type formation, penetration is accomplished by applying a load to the rock with the tooth that will exceed the strength of the rock and chip or crush the material. This action is repeated by each tooth as it passes across the bottom of the hole.

In designing a bit for drilling hard formations, geometry is adjusted to minimize scraping action and provide a cutter that will more nearly approach true rolling on bottom. The carbide teeth project a very short distance above the cone. The additional space thus gained is used for strengthening the cone shell to make use of the largest possible bearing to withstand the heavier loads needed to exceed the rock's crushing strength.

The inner row cutting structure of the hard formation J77 type carbide tooth bit utilizes compacts with projectile shaped ends. Heel row teeth on this bit are hemispherical in shape with minimum projection to protect the teeth from breakage. Both inner row and heel teeth are arranged for maximum coverage of the hole bottom. A maximum number of flat ended tungsten carbide compacts are provided in the cone gage surfaces to retard gage wear.

Extremely Hard Formations

Extremely hard and abrasive formations include quartzite, hard quartzitic sands, basalt and chert such as the Devonian chert and Waddell sand encountered in the Permian Basin of West Texas and New Mexico. These formations may be drilled with J99 type "Hugheset" bits.

The cutting structure of the bit designed to drill these formations has blunt ended, closely spaced carbide teeth on the cone inner rows and well shrouded, hemispherical shaped teeth on the heel rows. The rows of teeth are arranged for maximum coverage of hole bottom.

Extremely hard formation bits are designed with no offset and with minimum tooth projection and intermesh to make the cutters closely approach true rolling on bottom and provide maximum chipping and crushing of the formation. The cone metal thickness is increased to strengthen the cone shell so that sufficient weight can be applied to the formation to exceed the strength of the extremely hard rock.

See Figure 11 for a summary of the ranges of rock formations and the bits designed to drill each of these.

BITS FOR AIR CIRCULATION

In addition to the Journal Bearing types discussed, "Hugheset" carbide bits are provided in sizes as needed having roller bearings adapted for air circulation. Cutting structures in HH33, HH44, HH55, HH77 and HH99 bits are very similar to J33, J44, J55, J77 and J99. The air bits generally drill more economically than do journals providing the air is dry and there is no moisture in the hole.

STEEL TOOTH BITS

These bits are used in soft, top hole formations where high rotary speeds are used and for drilling where formation section thickness would make "Hugheset" bits uneconomical to use.

Soft Formations

Soft formations have low compressive strength and high drillability such as soft to firm shales, unconsolidated sands, clays, red beds, salt, soft limestone and sandstone. Typical soft shales and

BIT SELECTOR CHART CARBIDE BITS

<u>SOFT</u>	<u>MEDIUM</u>	<u>HARD</u>
Formations normally drilled — shales, clays, red beds, salt, sands, soft limestone.	Formations normally drilled — limestones, sands, dolomites, hard shales.	Formations normally drilled — limestone, dolomite, chert, sandy shales.
Bit types to use: J22, J33, HH33	Bit types to use: J41, J55R, J55, HH41, HH55	Bit types to use: J77, J99, HH77, HH99

FIGURE 11

STEEL TOOTH BITS

<u>SOFT</u>	<u>MEDIUM</u>	<u>HARD</u>
Formations normally drilled — soft shales, clays, unconsolidated sands, red beds, salt.	Formations normally drilled — hard shales, sandstones, limestones,	Formations normally drilled — hard sands, cherty limestones, granite, chert.
Bit types to use: Std. Bearings OSC-3AJ, OSC-3J, OSC-1GJ Sealed Bearings X3A, X3, X1G, XDG Journal Bearings J2, J3, JD3	Bit types to use: Std. Bearings OWV-J, OW4-J, WO Sealed Bearings XV, XDV Journal Bearings J4	Bit types to use: Std. Bearings W7R-2J Journal Bearings J7, J8, JD8

FIGURE 12

sands are drilled with OSC-3AJ, OSC-3J and J2 type bits in the Julesburg Basin in Colorado. Slightly harder OSC-1GJ and J3 bits are used to drill the deeper "D" sands in the Julesburg.

Bits for drilling soft formations are designed with widely spaced, slim, strong teeth to permit maximum penetration into the formation resulting in the removal of large chips. Bits of this type are usually run under moderate weights, which somewhat reduce shock loads on cones and bearings, allowing a slight reduction in cone shell thickness and bearing diameter. This permits the

use of longer widely spaced teeth. The teeth are made as slim as modern metallurgy will permit in order to prolong satisfactory drilling rates even after the teeth have worn down to approximately one-half their original height.

Another important feature is the interruptions in the steel teeth that cut the formation at the wall of the hole. These interruptions generate a tooth pattern on bottom having one-half the spacing of the cutter teeth. Thus, the somewhat smaller cuttings are easily washed away by the circulating medium.

In order to obtain the maximum scraping, twisting action on bottom, the cones are designed with their axes considerably offset in the direction the bit rotates, and with the deepest tooth intermesh possible.

Since sand is quite often found in soft formations, the teeth are fortified with generous amounts of tungsten carbide to withstand abrasive wear. The gage surface of these bits is also covered with tungsten carbide hardfacing to retard abrasive wear. The OSC-1G and J3 type bits have "T" shaped crests on the gage teeth with "HughesX" tungsten carbide applied to the gage surface to provide additional resistance to abrasion.

The gage surface of the XDG and JD3 type bits are further reinforced with "Heel Pacs." These are rounded end carbide teeth precisely installed near the crest of the heel row teeth. These "Heel Pacs" further retard wear of the gage surface and help maintain a full gage hole.

Medium to Medium Hard Formations

Medium to medium hard formations have high compressive strength and occur as hard shales, sandy shales, dolomite and hard limestones. The OWVJ, OW4J, J4 and JD4 bits are used to drill these formations.

As in the medium formation "Hugheset" bit design, less scraping and gouging action is needed in the medium and medium hard steel tooth bits. The geometry of this bit is changed to increase the chipping and crushing action and reduce the scraping and gouging action on bottom compared to the soft formation bit design.

Medium and medium hard formation bits are designed with more closely spaced teeth, since the bit cannot remove large pieces of the harder rock from bottom. The teeth also have slightly larger included angles to withstand loads needed to exceed the formation's strength and produce chips.

On the medium-hard bits that are designed to drill dolomite and hard limestone, the ventilation, or interruption, of the heel teeth is not needed as the rock chips are much smaller than chips produced in soft and medium rock. By eliminating the interruptions, more gage surface is available for hardfacing to better resist wear in the harder and more abrasive formations.

The gage surfaces of the medium formation JD4 type bits are further reinforced against abrasive wear with "Heel Pacs" as discussed in the preceding bit type.

Hard Formations

Hard formations include the very strongest, semi-abrasive, or abrasive formations such as chert, quartzite, pyrite, granite, and hard sand rock. The W7J, W7C, J7, W7R-2J, J8 and JD8 bits are used to drill these formations.

The hard formation steel tooth bit has higher bearing capacity than soft and medium formation bits and more closely spaced teeth with increased tooth angles to allow the use of heavier weights required to effectively drill hard formations. This bit provides maximum chipping and crushing action with a minimum of scraping action.

The heel, or outermost row, on each cone is the driving row; that is, this row generates a rock gear pattern on bottom, which in the case of these strong rocks is not easily broken away from the wall of the hole. It is essential that the numbers of heel row teeth used on each of the three cones do not cause the heel teeth to "track" or exactly follow in the path of the preceding cone causing an abnormally deep rock tooth to be formed on bottom. Such a condition would stop or greatly retard the penetration of the bit into the formation. The gage surface of hard formation steel tooth bits is reinforced at the tooth crest in order to break down these "rock teeth." The W7J and J7 series have "T" shaped crests on the gage teeth. The W7R-2J bits used in even harder formations have two teeth connected to form a webbed gage. "HughesX" tungsten carbide hardfacing is applied to the "T" teeth and "webs" to fortify the gage against abrasive wear.

The J8 bits are designed for hard abrasive formations such as chert, quartzite, and hard sandstone. This bit features circumferential inner row teeth to strengthen the cutting structure and maximize bearing life. Circumferential inner row teeth are engineered to produce a maximum of chipping, crushing action and provide a smoother running bit, longer tooth life and sustained penetration rate.

The gage surface of the JD8 type bit is further reinforced against abrasive wear with "Heel Pacs" as discussed in the preceding bit type.

Figure 12 illustrates twenty types of steel tooth bits in current use.

"HUGHESET" JOURNAL BEARING ROCKBITS
MAXIMUM RECOMMENDED WEIGHT

SIZE		WEIGHT, POUNDS				
		WEIGHT kg				
TYPE		J22	J33	J44, J55	J55R, J77	J99
LBS/INCH OF DIA.		4000	5000	5500	6000	7000
kg/mm of DIA.		70 kg	90 kg	100 kg	110 kg	125 kg
INCHES	mm			26,000		
4-3/4	120.6			11 800 kg		
5-7/8	149.2		29,500	32,500		
			13 200 kg	14 800 kg		
6	152.4		30,000	33,000		
			13 600 kg	15 000 kg		
6-1/8	155.6		30,000	33,500		
			13 600 kg	15 200 kg		
6-1/4	158.8		30,000	34,500		
			13 600 kg	15 800 kg		
6-1/2	165.1		32,500	36,000	39,000	45,500
			14 800 kg	16 200 kg	17 600 kg	20 600 kg
6-3/4	171.4			37,000		
				16 600 kg		
7-7/8	200.0	31,500	39,500	43,500	47,500	55,000
		14 200 kg	17 800 kg	19 600 kg	21 600 kg	24 800 kg
8-3/8	212.7		42,000			
			19 000 kg			
8-1/2	215.9	34,000	42,500	47,000	51,000	59,500
		15 400 kg	19 200 kg	21 200 kg	23 000 kg	26 800 kg
8-3/4	222.2	35,000	44,000	48,000	52,500	61,500
		15 600 kg	19 800 kg	21 800 kg	23 800 kg	27 800 kg
9-1/2	241.3		47,500	52,500	57,000	
			21 600 kg	23 800 kg	25 800 kg	
9-7/8	250.8	39,500	49,500	54,500	59,500	
		17 800 kg	22 400 kg	24 600 kg	26 800 kg	
10-5/8	269.9		53,000	58,500		
			24 000 kg	26 600 kg		
11	279.4			60,500		
				27 400 kg		
12-1/4	311.2	50,000	62,500	67,500	75,000	
		22 600 kg	28 400 kg	30 600 kg	34 000 kg	
17-1/2	444.5		87,500			
			39 600 kg			

TABLE 4

NORMAL WEIGHTS AND ROTARY SPEEDS STEEL TOOTH BITS

<u>TYPE</u>	<u>NORMAL WEIGHT, LBS./INCH BIT DIAMETER</u>	<u>kg/mm</u>	<u>NORMAL ROTARY SPEED</u>
X3A, OSC3AJ	3,000 to 5,000	55- 90 kg/mm	250 to 100
J1	3,000 to 5,000	55- 90 kg/mm	120 to 100
X3, OSC3J	3,500 to 5,500	60-100 kg/mm	140 to 90
J2	3,500 to 5,500	60-100 kg/mm	120 to 90
X1G, OSC1GJ	3,500 to 6,000	60-110 kg/mm	125 to 70
J3	3,500 to 6,000	60-110 kg/mm	100 to 70
XDG	3,000 to 7,000	55-125 kg/mm	180 to 60
JD3	3,000 to 7,000	55-125 kg/mm	100 to 60
XV, XDV, OWVJ, OW4J	4,000 to 8,000	70-140 kg/mm	100 to 40
J4, JD4	4,000 to 8,000	70-140 kg/mm	100 to 40
J7	5,000 to 9,000	90-160 kg/mm	80 to 35
W7R2J	5,000 to 9,000	90-160 kg/mm	70 to 35
J8, JD8	5,000 to 10,000	90-180 kg/mm	70 to 35
WO	*8,000 to 15,000	*3600-6800 kg Total Load	60 to 40
*Total Load			

TABLE 5

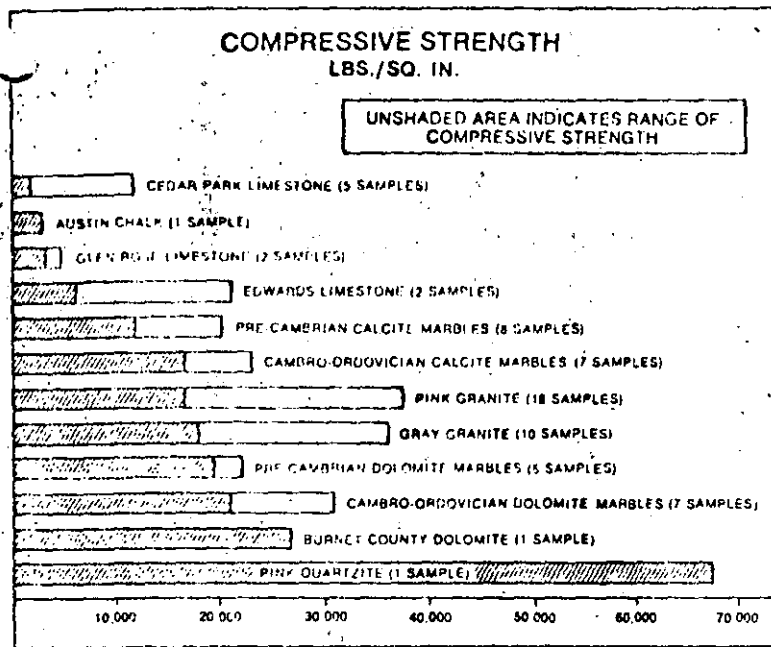


FIGURE 13

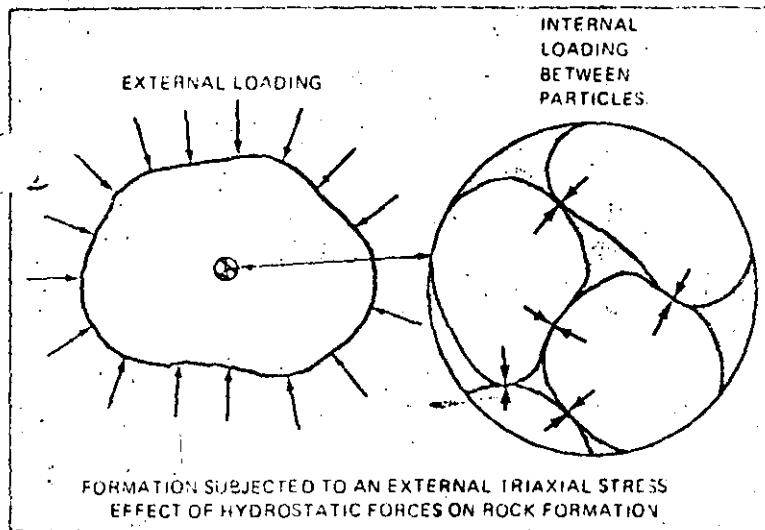


FIGURE 14

The crushing strength of many rocks has been determined by the Bureau of Economic Geology in many of the state universities and colleges for use by the building trade and highway engineers. For example, Figure 13 shows the crushing strengths of several Texas rocks, arranged in advancing order according to data developed by the Texas Bureau of Economic Geology at the University of Texas.

Dolomite is a hard rock frequently encountered in the Paleozoic Era. In Figure 13, note that its crushing strength ranks almost the same as granite. Pure dolomite has a Moh's scale hardness of 3.5 to 4 and is hard enough to scratch a penny, while the hardest limestone or marble - having a Moh's scale hardness of 3 - will not. Sandy dolomite or sand rock having a dolomite binder is sometimes as difficult to drill as granite. When chert (flint) is present in dolomite, the combination offers greater resistance to penetration than granite. Note also in Figure 13 that the crushing strength of quartzite, 68,000 pounds per square inch, is the hardest known for sedimentary rocks. Quartzite may be encountered in the Mesozoic and Paleozoic Eras.

The drilling characteristics of rocks change when subjected to extremely high pressures. A formation at 10,000 ft. under the influence of overburden pressure, pore pressure and mud pressure behaves very differently than when at the surface at atmospheric pressures. There appear to be two factors which contribute to this.

The first can be visualized (Figure 14) by thinking of a formation sample having a hydrostatic pressure exerting on its external surfaces. Within the body of the sample, adjacent particles are pressed together as a result of this pressure. Under this condition, any effort to fracture the formation must now overcome the inherent strength of the rock plus the increase in strength due to the hydrostatic pressure.

Figure 15 illustrates this effect nicely. Shown is a Rush Springs sandstone sample coated with plastic to prevent the pressurizing fluid from entering the pores. A 5mm diameter tungsten carbide penetrator was loaded to produce failure. The two fractures on the left were made with the formation at atmospheric pressure. The numbers "1600" and "2200" represent the loads in pounds necessary to produce the fractures shown. These chips represent a normal brittle failure and are easily removed.

The two indentations on the right were made at a hydraulic pressure of 5,000 pounds per square inch and the numbers "4000" and "3500" are the loads in pounds necessary to produce these impressions. The material appeared to flow to some extent, remaining cohesive, forming the hemispherical Brinell marks. The extruded material was not easily removed although it was weaker than the undisturbed formation.

A few rocks become plastic under a pressure of 5,000 pounds per square inch while others remain very brittle. Others show varying degrees of brittleness and plasticity. In all cases the formations become more difficult to fracture.

A second factor contributing to apparent changes in formations results from poor cleaning conditions caused by a bottom hole mud pressure which is greater than the formation pore pressure. Under these conditions the mud would like to flow into the pores to equalize the pressures. However, minute solids in the mud are strained out at the surface, creating a filter cake which in turn supports the pressure difference. As a rock bit tooth is inserted through the filter cake it breaks chips in the formation below. As the tooth is withdrawn many chips may be left under the filter cake. This is particularly true if inadequate cleaning exists. A pad of broken chips can be built up which interferes with the progress of the bit. (Figure 16)

Pressure differences as high as 8,000 pounds per square inch between the mud and the pore pressures have been known to exist. Cutting structures have been known to wear out in as little as 10 feet of drilling weak, abrasive sandstones. Although these conditions are very unusual, it serves to illustrate the severe effect conditions can have on drilling rates. It is further known that small pressure difference can affect drilling rates appreciably.

The search for deeper producing zones has greatly intensified the problems of drilling. A better knowledge of the problems will allow the driller to aid drilling by changing the conditions, and also will enable him to make more intelligent bit selections.

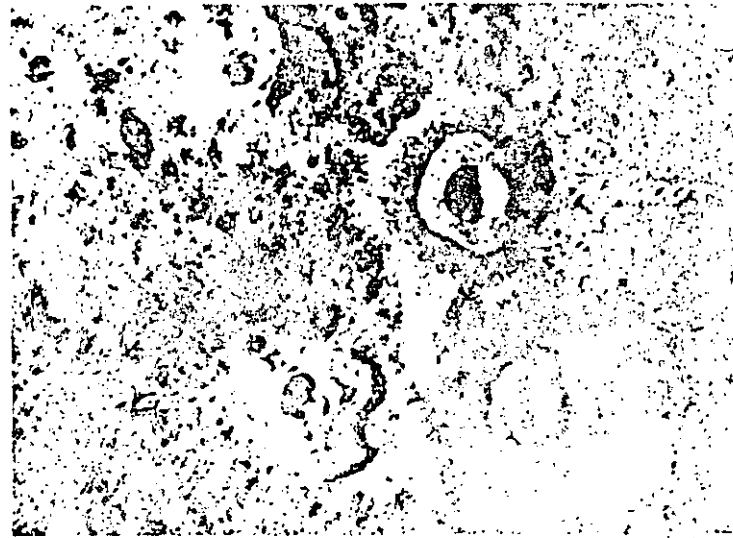


FIGURE 15

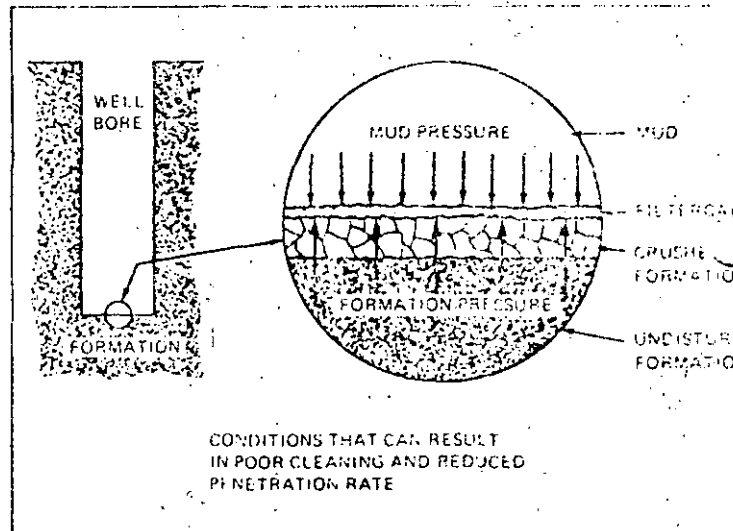


FIGURE 16

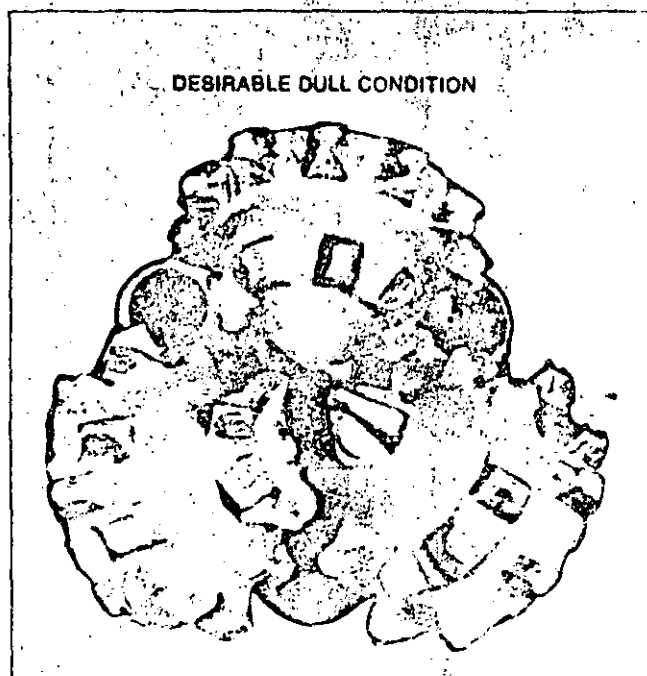


FIGURE 17

STEEL TOOTH BITS

The study of each dull rock bit can be very helpful in deciding what type of bit should be run next and whether operating practices should be changed. Those who learn to examine each dull and understand what the wear patterns mean are most likely to get the maximum performance out of every bit. The following examples should be helpful in learning to "read" dull bits.

Figure 17 illustrates an early stage of self-sharpening wear on a soft formation steel tooth bit. This desirable type of wear is encouraged by the hardfacing which is applied to only one flank of the tooth. The advantage of this self-sharpening feature is that it permits the bit to drill at a fast rate for a longer period. Figure 18 shows the same type of wear at a later stage. Teeth which wear in this manner allow the cutting structure to be useful until it is almost gone.

Figure 19 points out a less desirable tooth wear condition—flat crested wear. The tooth has worn down uniformly on this hard formation type bit from its initial sharp crest. As this flat crested wear advances increased tooth area is in contact with the formation. The result is a reduced penetration rate. An increase in weight is required to offset the increased iron on bottom. In situations where all of the available drill collar weight is being utilized, increased rotary speed during the later stages of dulling is beneficial in maintaining penetration rate. Excessive RPM during the initial part of the bit run may start this flat crested wear by encouraging tooth slippage. Flat crested wear generally indicates a softer type bit should be used. The use of carbide tooth bits with their wear resistant cutting structures may be helpful when steel tooth types suffer flat crested wear.

In higher compressive strength formations or with more severe operating practices, tooth chippage can become a problem. Figure 20 shows zero chippage and uniform wear on a medium hard formation type bit. The absence of chippage indicates that performance might be improved by using a softer formation bit, more weight or higher RPM. Figure 21 shows chippage and wear on the same type bit run in the same formation with increased weight and faster rotary. This bit drilled faster and made more hole indicating that some tooth chippage is not necessarily bad. Figure 22 points out a cutting structure which has been expended by chippage without any appreciable wear. Tooth

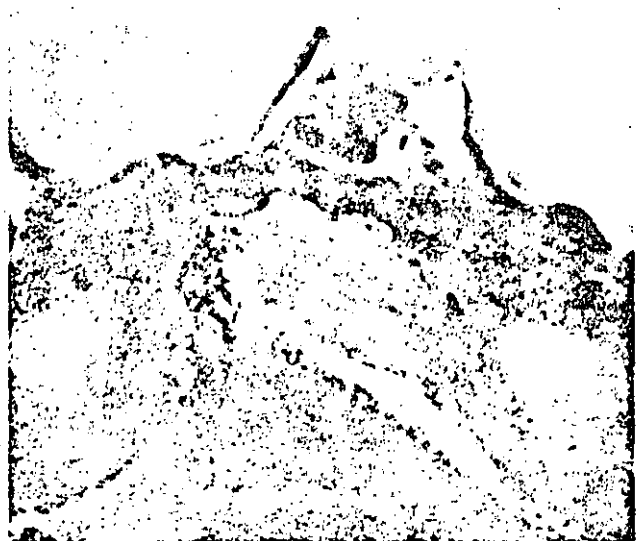


FIGURE 18



FIGURE 21



FIGURE 19

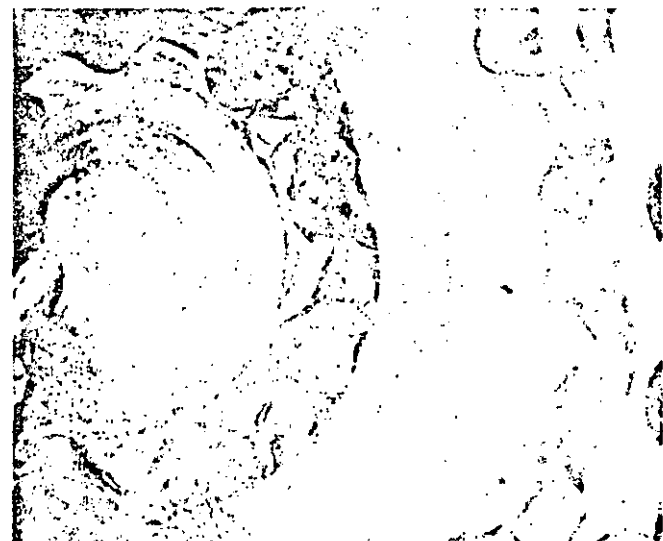


FIGURE 22

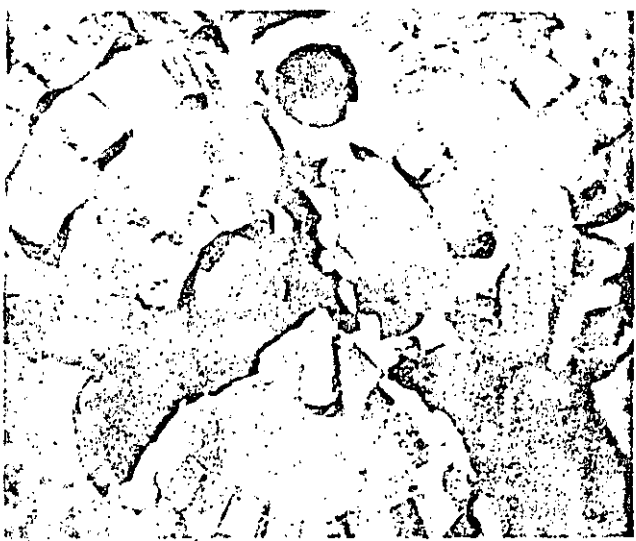


FIGURE 20



FIGURE 23

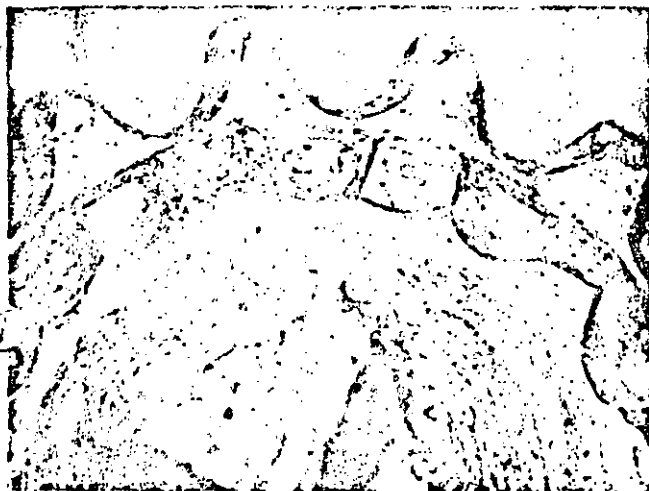


FIGURE 24

dulling totally by chippage generally means that improved performance can be obtained with a harder formation steel tooth design, a carbide tooth bit, or less severe operating practices. In general, tooth chippage can be interpreted as follows:

1. No tooth chippage — bit type too hard; operating practices too mild.
2. Moderate tooth chippage — good combination of bit design, weight and RPM.
3. Severe tooth chippage — bit type too soft; operating practices too severe.

Figure 23 exhibits a broken tooth condition which represents premature dulling of a rock bit. When a tooth has broken, an increased work load is placed on the remaining cutting structure. This may result in complete breakdown of a row of teeth as shown in Figure 24. The bad thing about tooth breakage is that it generally occurs early in bit life. A long, sharp new tooth is more susceptible to breakage than the half dull tooth. When a bit runs rough, as in broken formations or anhydrite, the teeth are subjected to high impact loads which accelerate tooth breakage. Some corrective measures to relieve broken tooth conditions are:

1. Use a harder bit type.
2. Use slower rotary speed and/or less weight in the first part of the bit run.
3. Use carbide tooth designs which require lower weight and rotary speed.
4. Use shock absorber to reduce shock loading on the rock bit.

CARBIDE TOOTH BITS

Cutting structure breakage can also occur on carbide tooth bits. The same corrective measures discussed for steel tooth bits would generally apply, but some different factors must be considered. The carbide tooth bit is usually in service for much longer periods of time; so, tooth fatigue may occur in the later stages of service. The result may be sat-

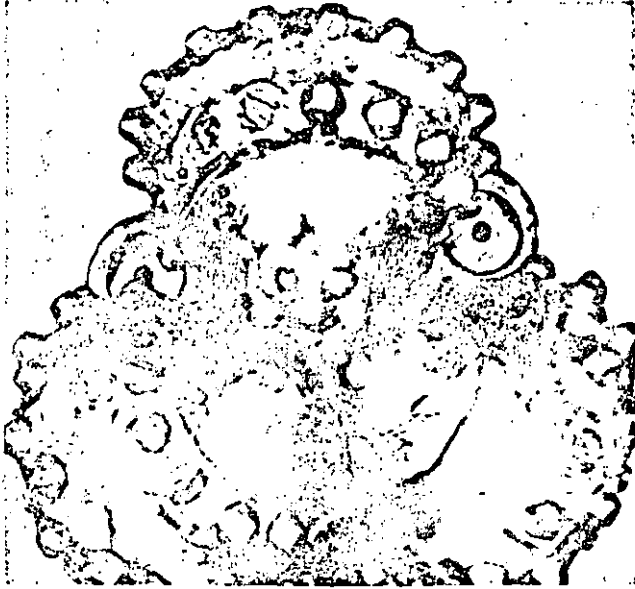


FIGURE 25

isfactory performance even though cutting structure breakdown is severe as shown in Figure 25. In such cases a harder bit type may be advisable. In others, it may not be advisable because penetration rate may suffer while compact breakage may continue.

The cone shell conditions of a dull carbide tooth bit can provide important information. The bit in Figure 26 has experienced an appreciable amount of cone shell wear and/or erosion. This wear has increased the amount of projection of the teeth which makes them more susceptible to breakage. The reduced cone shell thickness has also reduced its ability to retain the carbide teeth and compact loss may occur. Severe cone shell wear in a short time may indicate the use of too much weight which can cause the cone shell to contact the formation. The same amount of cone shell wear/erosion noted after long runs can be tolerated. However, consideration may be given to minor weight, rotary speed, or hydraulic adjustments to improve performance.



FIGURE 26

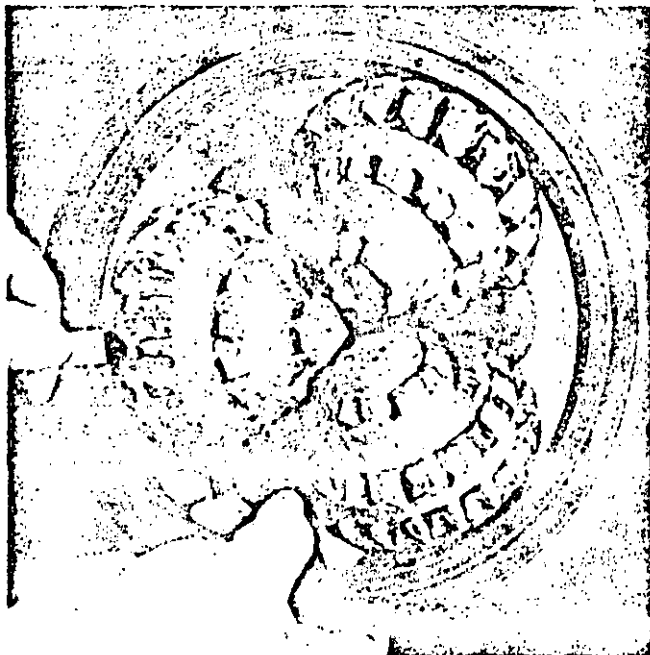


FIGURE 27



FIGURE 28



FIGURE 29



FIGURE 30

FULL GAGE HOLE

The maintenance of a full gage hole is a very important part of the drilling operation. Therefore, when studying a dull bit, a ring gage should be used as in Figure 27 to determine if the bit is undergage. If the bit is undergage, the cause should be determined. A rounded gage such as shown in Figure 28 should serve as a flag that a bit is approaching a gage problem. In Figure 29, the rounded gage has progressed into a slightly worn gage condition, indicating that the gage holding capacity on this type of bit has been exceeded. Failure to note these warnings and take corrective action increases the probability of severely worn gage conditions as exhibited in Figure 30. The undergaged hole must

be corrected by reaming to bottom with the next bit using light weight. It is important to anticipate the point at which undergage is suspected and start the reaming at or above this point. Some of the remedies to correct or minimize gage wear are:

- (1) Use of a bit type with less offset.
- (2) Use of a bit type with increased area of gage surface.
- (3) Use of bits incorporating carbide inserts:
 - A. "Heel Pac" designs
 - B. "Hugheset" designs
- (4) Reduce rotary speed.

Forces introduced by gage rounding and wear, may result in tooth-to-cone shell interference. Note the polished ring on the cone shown in Figure 31. This condition indicates that nose bearing wear, inward thrust bearing wear, or bent legs exist. Severe cone shell interference may result from a combination of the above factors. The bit conditions described below will help to determine the reason for cone interference.



FIGURE 31

Bit Condition	Problem
Radial nose bearing shake permits cones to contact.	Nose bearing wear.
Cones can be moved toward center of bit until cones contact.	Inward thrust wear.
Undergage, no gage wear, good bearing.	Bent legs.
Full gage, tight bearings, evidence of tooth to cone shell interference.	Leg flexing (without permanent bending).

Leg flexing refers to a condition wherein bit legs are forced inwardly until the teeth of one cone run against the shell of another cone. This is caused by running in undergage hole. When the bit is pulled from the hole the legs have sprung back to full gage and there is no crest to shell contact.



FIGURE 32



FIGURE 34



FIGURE 33

STUDY THE DULLS

Figure 32 shows a steel tooth bit which has run "off-center". The evidence of off-center operation is the pick-shaped wear of the teeth. This bit was not rotating around its own center and thus has drilled an oversize hole. Rings of uncut bottom build up between the rows of teeth and wear grooves into the cones while the teeth are wearing pick-shaped. Figure 33 shows a medium formation carbide tooth bit which has experienced off-center operation. The carbide teeth have resisted wear, but the evidence of cone shell wear as a result of contact with the ridges of uncut formation is present. Off-center operation of a rock bit normally occurs because of poor operating conditions or poor operating practices. Any of the following changes which can be tolerated will help relieve off-center operation:

- (1) Use a softer design bit.
- (2) Increase weight.
- (3) Increase rotary speed.
- (4) Improve hydraulics.
- (5) Use stabilizer close to bit.
- (6) Improve mud condition.

Figure 34 shows a bit on which "cone drag" has occurred. If inspection indicates the bearings to be in good condition, this cone drag is evidence that

the bit operated in a "balled-up" condition. "Ball-ing-up" can result from excessive weights which bury the teeth too deep into the formation or from inadequate circulation which fails to carry away the cuttings. Although this type of premature wear usually occurs in very soft, sticky formations it can also be encountered when going to bottom too fast when hole "fill-up" conditions are present.

Corrective measures for "balling-up" are a decrease in weight on the bit, an increase in the volume or velocity of the flushing fluid, or some combination of these factors. Figure 35 shows an eroded nozzle boss, which is often associated with a "balled-up" bit. The mud stream, which is deflected by the balled-up formation around the cones, strikes the face of the nozzle and causes rapid erosion. Specially designed "shrouded" nozzles are provided to protect the nozzle retaining rings and prevent nozzle loss when such erosion occurs.

Mechanical damage, which usually occurs during a trip, can materially reduce the performance of a rock bit. Figure 36 points out a "trouble-indicator," which is sometimes overlooked, in the form of breakout plate damage to a nozzle socket. This nozzle socket has been distorted to the extent that the nozzle and/or the "O"-ring was probably damaged. The proper breakout plate should always be available for the make and size bit being used. The breakout plate should be inspected periodically and replaced when wear or damage becomes evident.

Figure 37 shows what can happen to a rock bit when it runs into a bridge, ledge, or any other obstruction in the hole with sufficient force. Other types of damage which occur as a result of impact are bearing race indentations, cracked bearing pins, cracked cones or broken teeth, all of which decrease bit performance. The practice of "chasing mud from the drill pipe" during connections sometimes allows the bit to tag bottom on each downward surge and can cause the above types of damage.

Remember to study dull bits and use corrective action to make the next bit perform better.



FIGURE 35



FIGURE 36



FIGURE 37

DULL GRADING LETTER CODE

Cutting Structure		Cone Teeth Conditions		Location of Conditions	
1/8 dull	T1	Broken Teeth	BT	Spearpoint	S
1/4 dull	T2	Ballet Up	BU	Nose	N
3/8 dull	T3	Cone Dragged	CD	Middle Row	M
1/2 dull	T4	Core	CR	Heel	H
5/8 dull	T5	Lost Loose Compacts	LT	Gage	G
3/4 dull	T6	Off-center Wear	OC	Cone or Head Number	1,2,3
7/8 dull	T7	Rounded Gage	RG		
8/8 dull	T8	Uniform Wear	UW		
		Worn Out Of Gage	WG		
Roller Bearings		Bearing Conditions		Classification Of Run	
1/8 dull	B1	Bearing Failure	BF	Very Good	Good+
1/4 dull	B2	Broken Bearing Pin	BP	Good Run	Good
3/8 dull	B3	Broken Rollers	BR	Above Average	Avg+
1/2 dull	B4	Compensator Plug		Average Run	Avg
5/8 dull	B5	Damaged	CPD	Below Average	Avg-
3/4 dull	B6	Cone Locked	CL	Poor Run	Poor
7/8 dull	B7	Lost Cone	LC	Very Poor Run	Poor-
8/8 dull	B8	Lost Rollers	LR		
		Sea Failure	SF	Formations	
		Seals Questionable	SQ	Sand	S
		Seals Effective	SE	Lime	L
				Sandy Lime	SL
				Dolomite	D
				Sandy Dolomite	SD
				Anhydrite	A
				Gypsum	G
				Salt	SA
				Red Beds	RB
				Shale	SH
				Hard Shale	HSH
				Sandy Shale	SSH
				Hard Sandy Shale	HSSH
				Sticky Shale	STSH
				Chert	CHE
				Chat	CHA
				Granite	GRA
				Quartzite	Q
				Pyrite	P
				Chalk	CK
Journal Bearing Bits		Bit Body Conditions			
Seals Effective	SE	Bent Legs	BL		
Seals Questionable	SQ	Damaged Bit	DB		
Seal Failure	SF	Eroded Nozzle	EN		
Bit Rerunable	RR	Lost Nozzle	LN		
Bit Not Rerunable	NR	Plugged Nozzle	PN		
Bit Was Regreased	GR	Shimail Damaged	SD		
Pulled For Torque	T				
Pulled on Judgment					
(precaution)	J				
Pulled For Penetration					
Rate	P				
Cone Shell Conditions					
Broken Axially	BA				
Broken Circumferentially	BC				
Broken Spearpoint	BS				
Cracked	CC				
Eroded Cone Shell	EC				

TABLE 6



HUGHES BIT RECORD

U.S.A. SHEET OF FILE NUMBER

FIELD STATE SECTION TOWNSHIP RANGE OPERATOR

CYOP X121 RIC NO. LOCATION OFFSHORE WELL NO. SPUD US ENTER TOTAL DEPTH DATE TOOL PUSHER

GIVE SIZE & TYPE 1. 2. D.B. DRILL COL. PUMPS LINER DRAWWORKS & POWER FUEL WATER

AREA STOCKPOINT NO. DO NOT USE STATE ZONE COUNTY CONTRACTOR OPERATOR DATE PURCHASER

NOT USE		NO.	SIZE	MAKE	TYPE	JET 32ND IN.	SERIAL	DEPTH OUT	FEET	HOURS	RPM	PUMP PRESS	SPM		MUD			DULL. COND.		FORMATION CAL. DATES REMARKS	
TYPE	WC												1	2	AT.	VIS.	W.L.	1	2		3
		1	15		OSC3AJ	16	New	3564	3564	43	10/40	150	2500	69108	9.0	38	6	6			
		2	15		OSC3AJ	16	New	5300	1736	53	10/40	150	2500	66104	9.2	38	5	7			
								Set 10 3/4" Csq.													
Chalk		3	9 7/8		X3A	10	XV959	6547	1247	49 25.2	15/30	120	3000	90	9.1	29	6	6	SE	2/24/74	
		4	9 7/8		J22	10	BC416	7050		17	15/45	75	3000	90	9.1	30				2/25	
					Top Tusc	@ 7846'		7929		43	10/45	75	3000	89						2/27	Stab. @
								8360		57	15/45	65	3000	89	9.0	30				2/28	Bit, 30' & 90
					Top Paluxy	@ 8910'		8915		79	15/45	65	3000	88							2/30
								9435		103	20/45	65	3000	88	9.0	30	R	G	LTN		3/1
					Top Rodessa	@ 9920'		9941	3398	126 27.0	20/45	65	3000	88	9.1	30	4	7	SE123		3/2
		5	9 7/8		J22	10	BC413	10468		25	15/35	65	3000	87							3/3
								10527		25	15/35	65	3000	87	9.1	33					3/4
					Top Hosston	@ 10930'		10945		58	20/35	65	3000	85			R	G			3/5
								11241		81	20/40	50	3000	85	9.1	31	B	T	MSH		3/6
								11523	1582	107 14.8	20/40	50	3000	85	9.1	32	5	6	SE		3/7
		6	9 7/8		J22	10	BC567	11667		13	35	50	3000	85							3/8
								11985		37	35	50	3000	85	9.0	31					3/9
					Top Cotton Valley			12290		60	35	50	3000	83	8.9	31					3/10
					@ 12145'			12657		84	35	50	3000	83			W	T	BT		3/11
								13083		107	35	50	3000	83	9.0	31	C	R	PG		3/12
								13492	1969	134 14.6	35	50	3000	82	9.0	31	5	7	SE123		3/13

FIGURE 39

BIT CONDITION CODE: RP - REPAIRED RR - RERUN

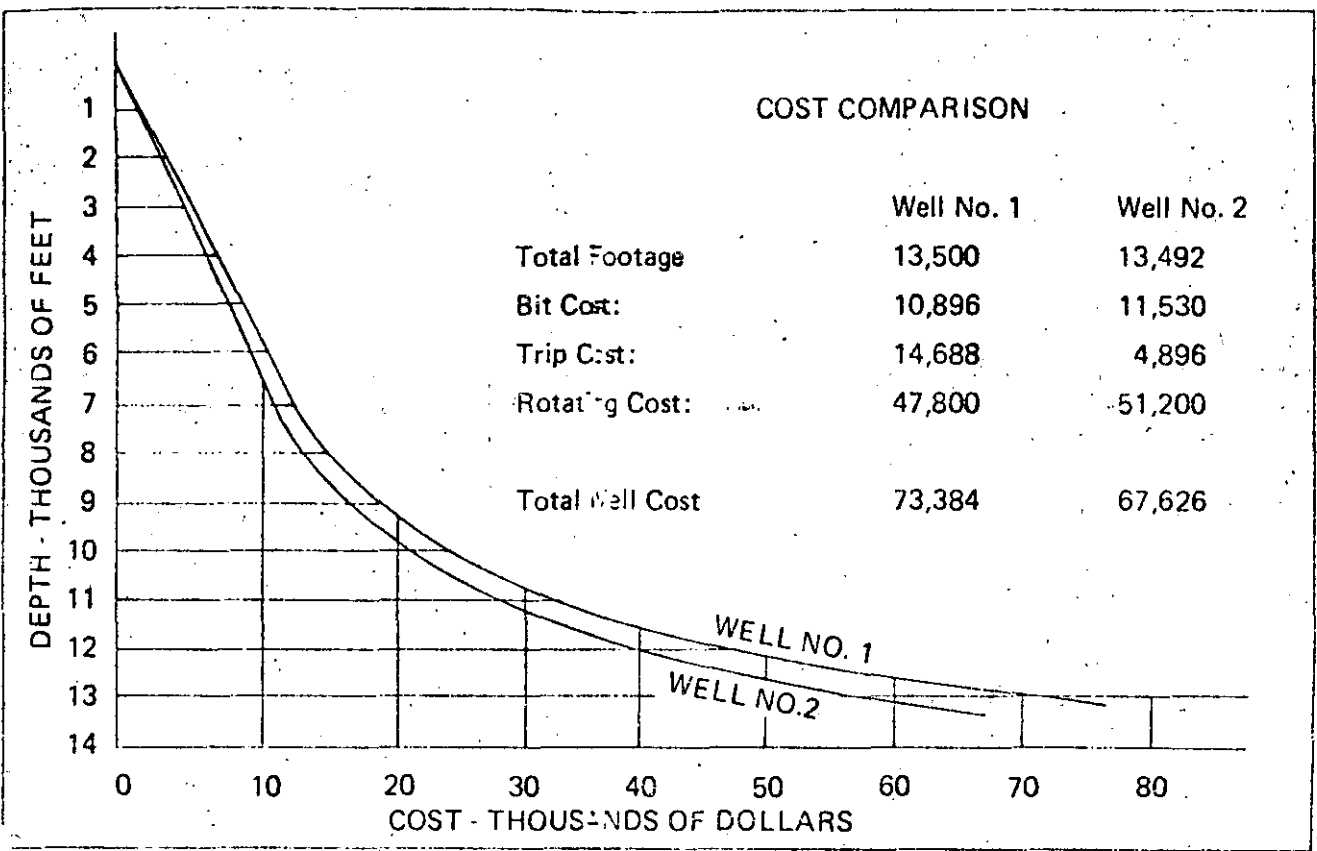


FIGURE 40

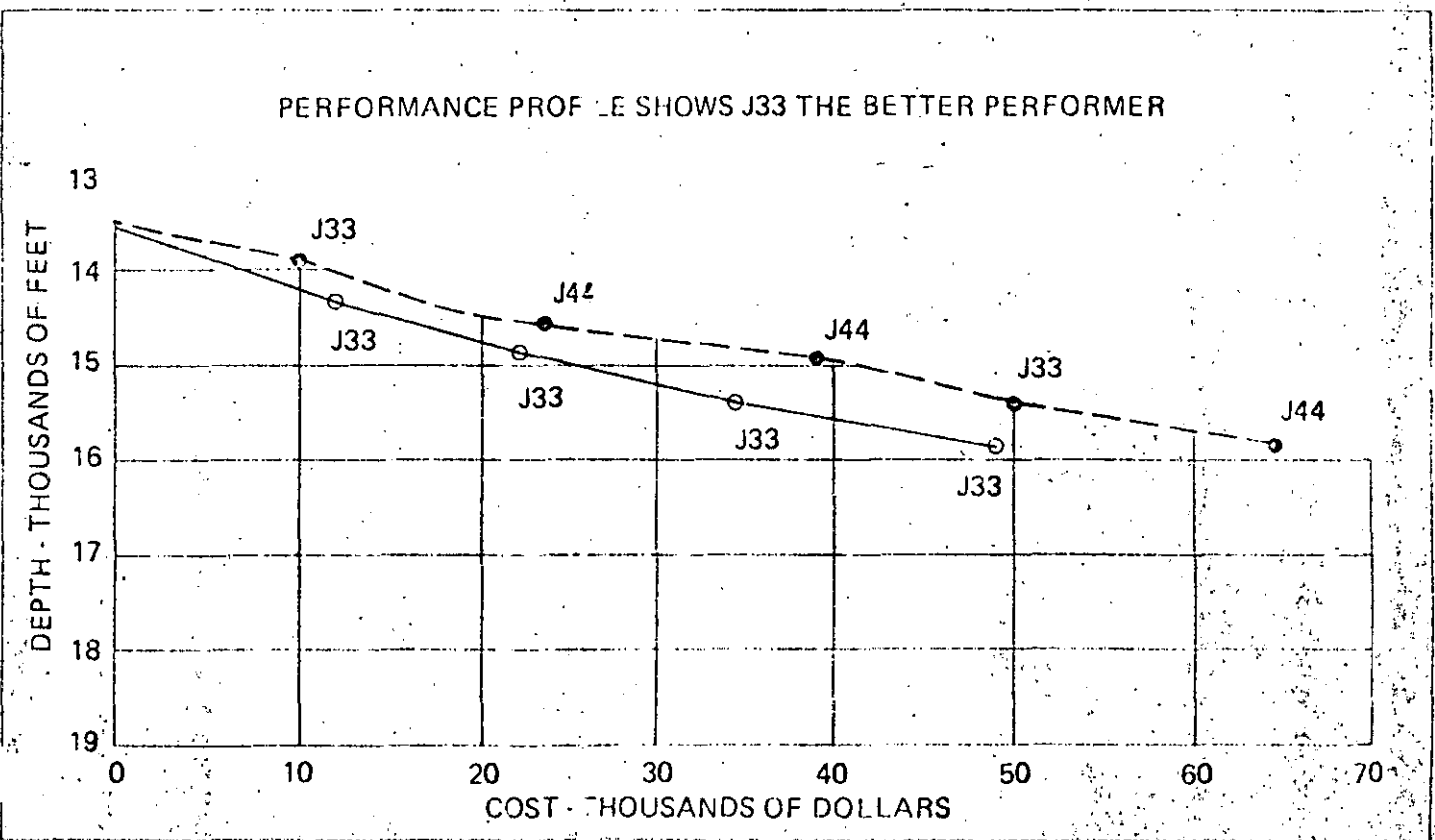


FIGURE 41

practices need to be changed, in which direction, and to what extent.

3. To obtain maximum bit utilization through identification of optimum bit pulling procedures. The experience of the driller and/or the rig supervisor, combined with the rate of penetration recorder, is usually the method used to determine the end of the bit run. In the past, the drill bit was viewed primarily as a market place item and meant to be used to the point of destruction. To pull the bit before this point had been reached raised some doubts as to the skill and judgment of the man responsible. Such simple — and often costly — logic has all but disappeared from the scene, and in this era of automation more prudent judgments are made. These come about by using a variety of methods to get the utmost service from the bit, while at the same time, providing favorable costs and performance. Discounting imperative reasons — such as equipment failures, fluid system problems, bit failure, etc. — this decision should be based on the fact that the bit has reached an intolerable economic limit as the result of formation change or loss of ROP.

4. To monitor the visible wear characteristics which develop as the result of the variety of conditions to which bits are subjected. Another aim is to note any problems relating to design or manufacturing and provide information on which to base design changes and improvements.

A study of the physical nature of wear in order to determine contributing factors is important. The overall objective of such study is the same as that which motivates the entire process of accumulating, sorting, and evaluating drilling data — namely, development of a

minimum cost per foot operation. To achieve this goal requires astute judgments in all facets of the drilling operation. Concern at this point involves those factors influencing bit performance such as:

- selection of a bit presumed to be proper for the conditions.
- reference to formation logs and monitoring ROP can be very helpful in making the bit selection, determining changes to be made while drilling ahead, or reviewing results during a trip.
- provide the best drilling fluid possible.
- utilize this fluid to greatest advantage by designing the best hydraulics program possible.
- employ drilling parameters calculated to insure the utmost in bit service and efficiency — weight, RPM, etc.

Bearings

Bearing wear and failure in the case of insert type bits and milled-tooth type bits is essentially the same. This particular type of failure, more than any other, contributes to premature termination of the bit run. Even with the long bit runs being achieved with sealed-bearing bits, bearing spalling and subsequent bearing failure can occur in the presence of a lubricant and without seal failure. Figure 27 is a typical example of such a failure and serves to illustrate that while seals greatly increase bit life, effective seals do not render bearings indestructible.

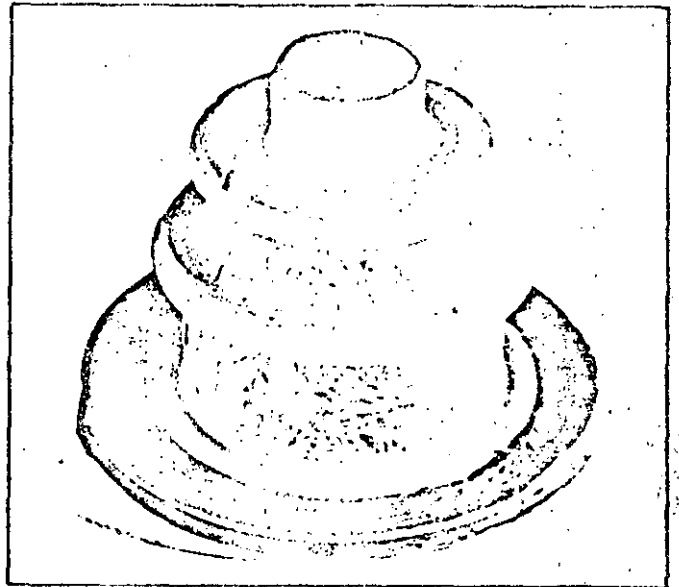


Figure 27.

Figure 28 shows a milled-tooth bit with a typical outer bearing failure. This common outer bearing failure was probably caused by excessive rotating hours under heavy weights. Skid marks such as those on the No. 2 cone are common when outer bearing failure is experienced. It is not uncommon for one or two cones to be locked and the remainder to be free-rolling.

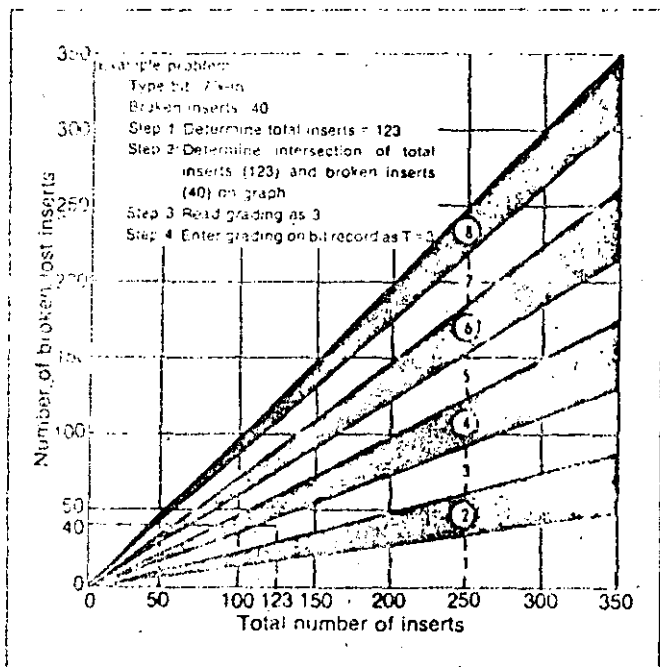


Figure 26

In most cases, a locked cone results when the journal bearing races wear through the abrasion-resistant case and into the parent metal, allowing the rollers to skew, or cross, and finally lock the cone. After the hard case has been worn away, it is only a short time before the softer parent metal becomes worn enough to allow the rollers to cross. This is what has happened when two cones may be locked and the other cone still turns freely. The good cone may be on the verge of being in the same condition.

Several drilling conditions can produce similar outer bearing failure, such as abrasive material in the drilling fluid, sulfur water in the drilling fluid, or hydrogen sulfide gas.

Failures of this type may be reduced if economically feasible, by removal of abrasive materials from the drilling fluid, a decrease in rotating hours, or a reduction in bit weight.



Figure 28

Figure 29 is an example of inner bearing failure which was probably caused by running a bit into a formation which was too hard for the cutting structure. After the teeth were worn down to a flat dull top, more weight was applied to hold a good penetration rate, and the inner bearing was overloaded.

Other causes of inner bearing failure are excessive gauge rounding, or running a bit into a tight or under-gauge hole which requires an undue amount of reaming. Both of these conditions will cause an overload on the inner bearing.

Inner bearing failures may be reduced or eliminated by running a harder formation bit, reducing rotating hours, decreasing rotary speeds, or selecting a bit whose geometry would be better suited for the reaming forces involved.

Inner and outer bearing failure can occur in combination as shown in Figure 30. Causes of this massive failure of the bearing can be one, or a combination of:

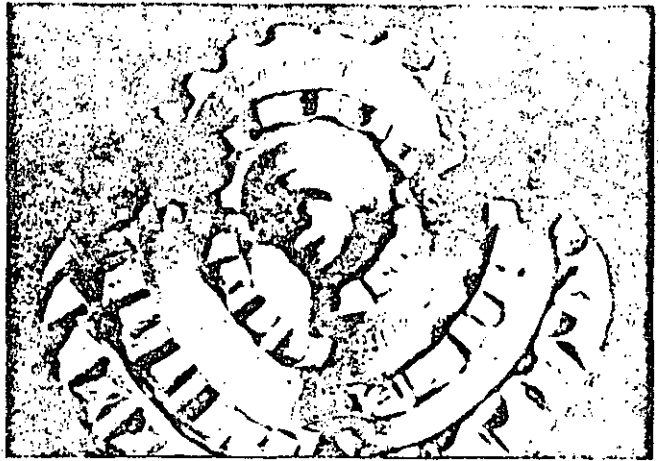


Figure 29

excessive weight, excessive RPM, reaming, a highly abrasive drilling fluid, or excessive rotating time.

Excessive gauge rounding such as that depicted in Figure 30 in a contributing factor to bearing failure. This condition is generally the result of insufficient gauge protection assuming all operating conditions were favorable. However, gauge rounding can also be caused by excessive reaming or reaming at too fast a rate which causes the outer edge of the cutting structure to be destroyed. Gauge rounding places excessive thrust forces on the bearings with a resultant overload on the inner bearings.

The best solution toward avoiding such wear is to run a bit with more gauge protection, or a more applicable cutting structure such as an insert bit or a mill tooth bit with the "SG" (Step-Gauge) feature. Gauge rounding can also be lessened by running a harder formation bit, reducing rotating hours, or selecting a bit with geometry better suited to withstand the reaming forces involved.



Figure 30

In addition to the wearing away of the tooth structure, the wear characteristics exhibited by the bit can be valuable in assessing causes of failure. Study of the dulls will often indicate the cause of an unusual failure and point to changes that will alleviate the situation in the future. Also, recognition of these abnormalities assists in exercising proper judgment in choosing the following bit, changing drilling practices, or pointing out product problems.

Figure 31 is an example of a "good looking" hard formation dull with well balanced wear across the entire cutting structure, and no evidence of bearing failure in the form of "skid planes" or cone interference, even though the dull classification of tooth wear is in the range of "7".

It should be remembered, however, that the objective in the proper use of a rock bit is not necessarily to achieve a "perfect" dull. In all cases, drilling economics must be considered and should generally override other decisions regarding the destruction of the bit.

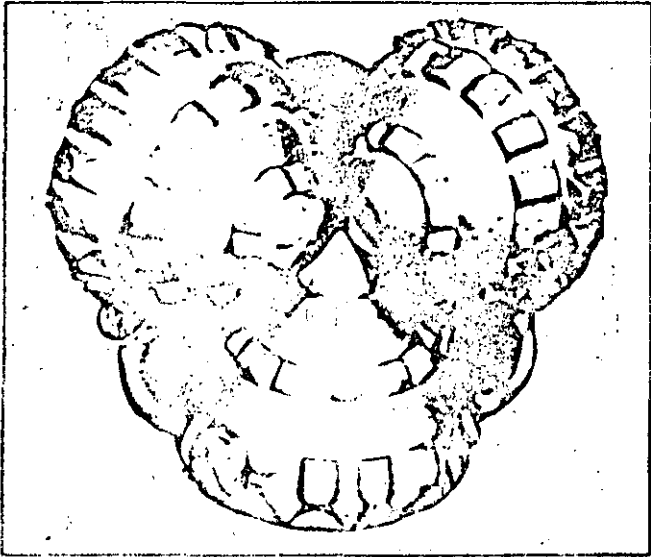


Figure 31

By contrast, Figure 32 shows a hard formation bit that is over-dull. The gauge and shirrtail of the bit have worn to a point where the rollers have fallen out. The inner bearing and ball bearing on this dull are in good condition and the cones will still turn. This dull indicates both a need for a bit with greater gauge protection and a decrease in rotating hours. A reduction in rotary speed should also be considered.

This bit is evidence of poor judgment on the part of the drilling crew. It reflects having been run in an extremely dense, abrasive formation much too long. Drilling personnel monitoring its progress should have noted a marked decrease in ROP long before the bit wore to this extent. Such poor judgment creates costly problems.

The fact that the bit is undergauge means that the next bit in the hole will have to ream the undergauge

footage drilled by this bit. Undergauge holes drilled in hard formations require costly reaming both from the standpoint of lost time and from the detrimental effect to the overall bearing life of a new bit. Additional gauge protection as provided by the H7SG would be a better choice for this interval.



Figure 32

Figure 33 is a good example of tooth chippage. If laboratory investigations reveal that the bit was quenched and drawn at specified temperatures, and the included angle of the teeth are in line with product specifications, it can be assumed that the bit encountered a formation change. This would promote bouncing of the bit and result in chipping or tooth breakage. Not all tooth chipping or breakage is detrimental. A certain amount is desirable in hard formation bits and is an indication that bit type selection, weight, and speed is balanced for the formation.



Figure 33

Figure 34 shows typical tooth abrasion on a soft formation bit. This, too, is a highly desirable type of wear development when it progresses at a reasonable rate. The parent tooth material wearing more rapidly than those areas of the tooth having reinforcement — hard metal application — results in a "self sharpening" process.

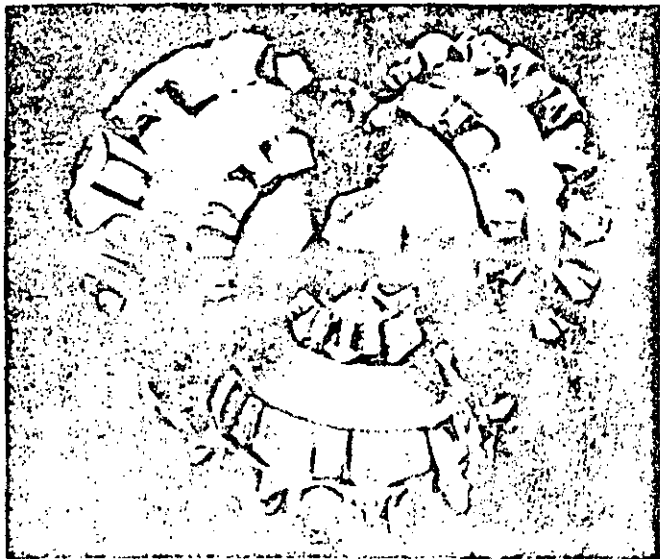


Figure 34

Excessive abrasive tooth wear may occur on a regular bit when either the drilling fluid contains excessive abrasive solids or the circulation rate is extremely high, or both. Regular bits are designed so that the circulating fluid hits directly on the cones. This type wear can be reduced by torch-cutting out the circulation holes on a regular bit, or improved even more by the use of outside circulation bits (jet bits). However, this type of wear also occurs when jet type bits are subjected to these same conditions, or when excessive air volumes are used with air type bits (Fig. 35).

Figure 36 indicates a condition known as bradding. This type wear is caused by excessive bit weight on a cutting structure which has dulled to a point where the relatively softer inner portion of the tooth peens over the harder case area. This can develop early in the bit run if excessive wt/RPM cause an almost immediate loss of some portion of the cutting structure. This usually involves only the inner rows or less massive teeth.

Tracking (Figure 37) is an unusual type of tooth wear and is seldom seen. This usually develops when the bottom hole pattern made by all three cones of the bit matches the bit tooth pattern to the extent that the bit tends to gear itself to the formation and very few cuttings can be generated. It is most likely to occur with medium and hard formation bits since their basic design more closely approximates a "gear". This situation generally does not develop if weight and RPM were proper for the bit and the bit type is correct for the formation being drilled.

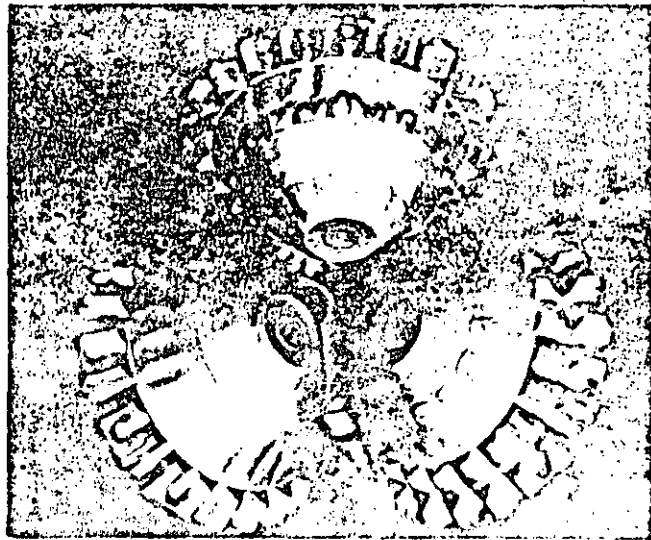


Figure 35

Off-center wear is caused by improper bit application and/or improper wt/RPM. In this type wear (Figure 38) the bit has been "gyrating" — not rotating around the true center of the bit. This allows ridges to develop on the bottom of the hole which increase in size and wear away the cone shells as well as the front and back facets of the teeth. Since this is only apparent after the bit is pulled it is recommended that a softer formation bit be considered. In addition, it is necessary to use different weights and RPMs when the following bit is of the same type and the formation is expected to remain nearly the same.

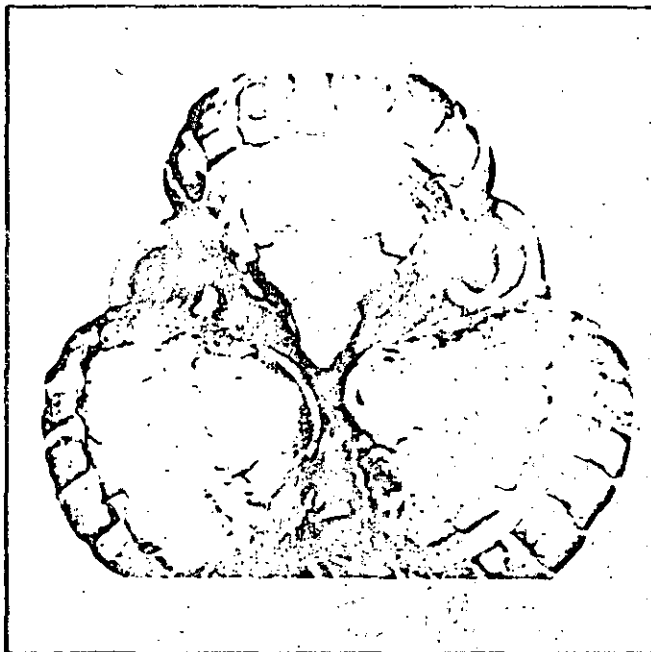


Figure 36

Unbalanced tooth wear is another condition that can occur in any type of bit when excessive weight or RPM is applied to a bit early in the run, especially if the formation is too hard for the bit selected. The inner, less massive teeth break off during the break-in period, giving the dull the appearance of uneven tooth wear.

Figure 39 shows a bit that has been operated in a "balled-up" condition. Note that the cones have dragged even though the bearings are in good condition. This type of wear usually occurs in very soft, sticky

ture, even after long runs (Figure 40). This type dull, in fact, generally indicates the bit selection was correct for the interval drilled and the bit was dulled using good operating practices. Any divergence from this dull condition will generally indicate improper drilling practices or abnormal conditions.

By far the most common type of damage noted on tungsten carbide insert type bits is broken inserts. Figure 41 illustrates typical insert breakage, generally a result of the formation being too hard for the bit. In the insert bit line, bits designed for softer formations have

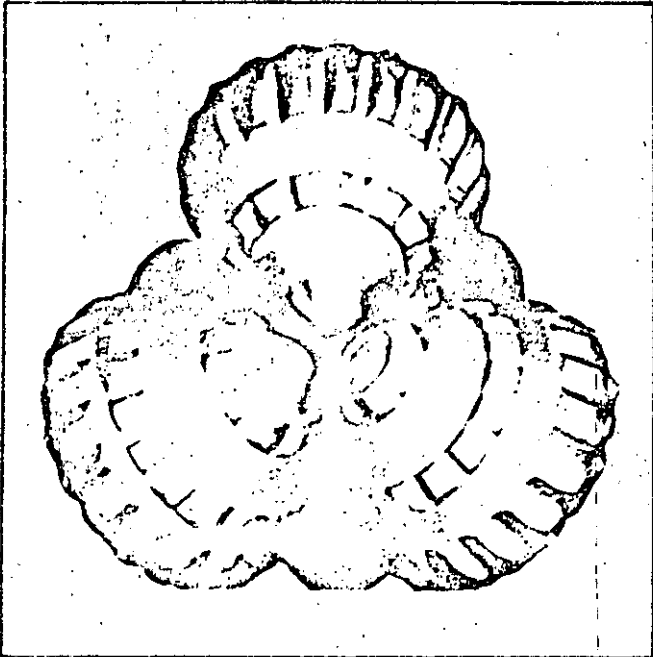


Figure 37

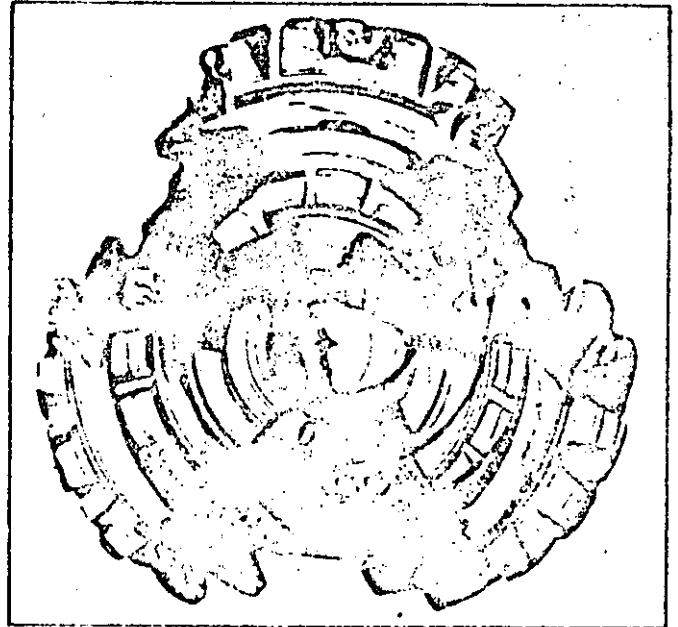


Figure 39

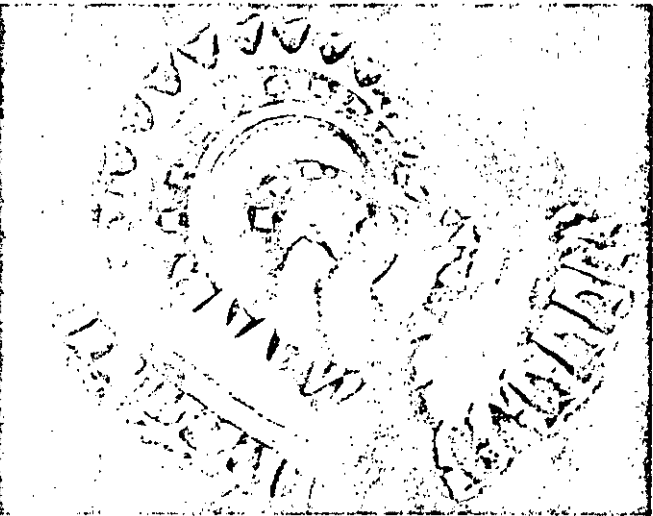


Figure 38



Figure 40

extended inserts and a certain amount of cone sliding inherent in the design. Consequently, as the gauge row teeth establish a driving force on the cones, excessive tangential loads which exceed the shear strength of the extended inserts occur on the inner rows when harder formations are encountered.

formations. "Balling-up" can result from excessive weights which bury the teeth too deep into the formation, or from circulating fluid which is insufficient to carry away the cuttings. The formation then becomes packed around the cutters, causing them to drag and wear away the teeth exposed to bottom. This type of wear can be prevented by decreasing the weight used on the bit, by increasing the volume or velocity of the flushing fluid, or by a combination of these.

Cutting Structure Insert Bits

Unlike milled-tooth bits, tungsten carbide insert bits quite often show little or no wear on the cutting struc-

The obvious way to correct this situation is to use a bit designed specifically for hard formations. However, because of the long life of insert bits, a bit may encounter several formation changes with varying degrees of hardness during a bit run. If this is the case and a relatively short interval of hard drilling is responsible for bit destruction, it may well be a better approach to maintain the same bit type, but increase the bit loading and reduce the rotary speed to drill hard stringers. In this way, the more efficient bit type can remain in the hole to drill the longer, faster drilling intervals.

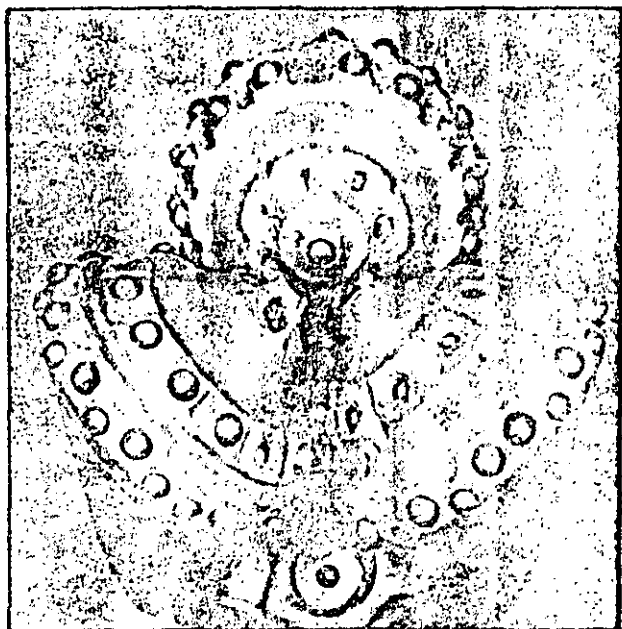


Figure 41

As discussed above, a second cause of compact breakage is the excessive impact resulting from the use of excessive energy levels — particularly RPM — in harder formations. Typical failure occurs on the outside or drive rows of the cones (Figure 42) which is normally the area of highest loading and greatest impact force. If this type failure is not associated with a relatively short hard interval, use of a harder formation bit is indicated. When drilling hard formations, even with a hard formation bit, a moderate RPM should be used to lessen the impact forces on the outer edges of the cone.

When examining insert breakage it should be remembered that severe damage can also be caused by debris in the hole such as that shown in Figure 43. Formation debris such as iron pyrite nodules or broken chert can be quite destructive. More important, once carbide breakage is initiated, further destruction of other inserts occurs. Because of the density of tungsten carbide, it is virtually impossible to circulate pieces of any size off bottom. In hard formations, the chance of "drilling by" the junk¹ is virtually nil.

As noted earlier, when insert breakage occurs on a bit run, special precautions should be taken during the break-in of the succeeding bit. Special care should be taken to establish a new bottom hole pattern prior to

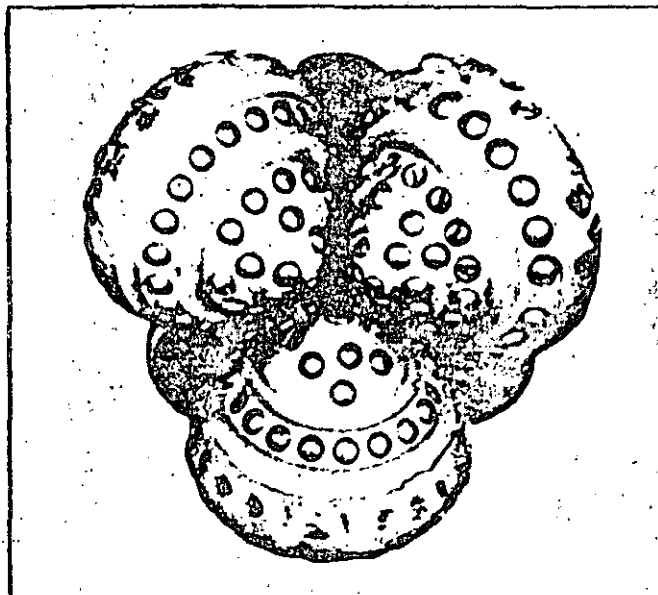


Figure 42

placing heavy loads on the bit. Failure to do this will often lead to premature bit failure.

Insert loss by cone erosion due to the high velocity flow of fluids is usually associated with air or gas drilling, especially in highly abrasive or sharp formations (Figure 44). Excessively high air or gas flow rates in the

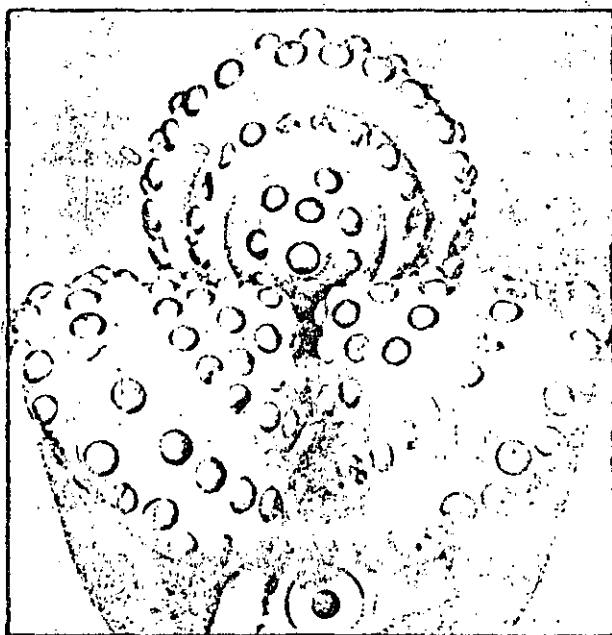


Figure 43

presence of abrasive cuttings can cause this type wear by a "sand blasting" action. As the cone matrix metal is worn away, there is an increase in the projection of the inserts. In severe cases, insert loss may occur as shown on the gauge row in Figure 44. While excessive air volumes precipitate this type wear, cone erosion during air or gas drilling is not uncommon and should be expected. If proper air volumes are being used, there is very little that can be done to correct this situation and still maintain drilling efficiency.

Cone erosion can also occur when drilling with fluids other than air or gas and is usually associated with high-solids-content muds, although excessively high circulation rates may be a contributing factor. Maintaining a low-solids drilling fluid is probably the best solution. However, where high circulation rates are suspect, lower rates should be tried. It might be noted that excessively high circulation rates are not required to keep the hole clean in the more slowly penetrated formations most often drilled with insert bits.



Figure 44

In cases of severe cone erosion, a circumferentially cracked cone may result (Figure 45). This type failure usually occurs in the ball race area of the cone due to the relatively thin cross section at this point. Cone cracking might also be perpetuated as the result of

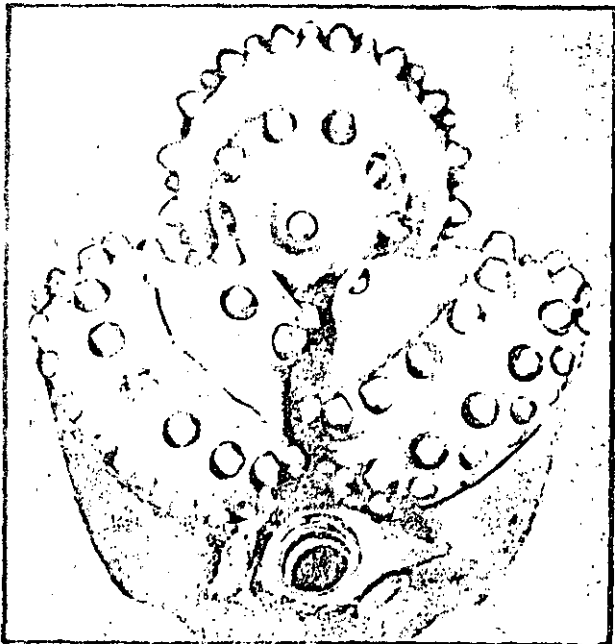


Figure 45

improper cone design (insufficient cone shell thickness at this point); fatigue cracking caused by tool marks; marginal or sub-standard metallurgy (such as excessive hardness); and migrating cracks from stresses built up during insert pressing.

Off-center wear (Figure 46) is depicted by characteristic wear patterns established in the groove areas of the cone. The primary cause of off-center wear is insufficient penetration rate in soft to medium strength formations. In this case, the penetration rate is such that new hole is not generated sufficiently fast to contain the bit within the confines of the drilled hole. When this occurs, cone offset tends to cause the bit to drill an overgauge hole with one cone cutting the hole wall and the remaining two cones trailing inside the diameter of the hole. This allows ridges of uncut hole bottom to build up causing excessive contact between the formation and the grooves of the cone.

Proper bit selection and changes in bit loading to increase penetration rates will tend to reduce this situation as will the use of stiff drilling assemblies to stabilize the bit. At times, however, this condition may be unavoidable where penetration rate or bottom hole assemblies are limited by hole conditions, deviation control requirements, rig limitations, etc.

Once off-center wear is detected, a bit type having a different number of rows of teeth should be selected for the subsequent bit run. This will help break up the established bottom-hole pattern. If possible, this selection should be a softer formation bit in order to improve penetration rate and resist the tendency of off-center wear.

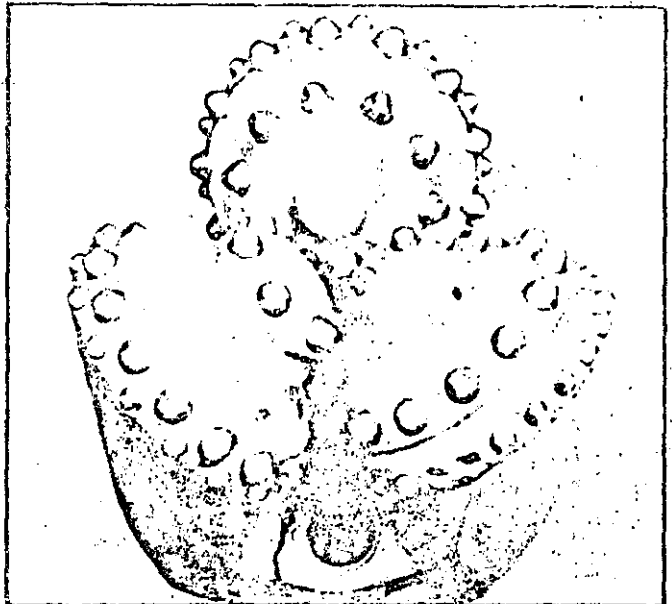


Figure 46

Figure 47 shows typical center coring. In this case, the nose area of all three cones has been worn away or lost. This condition is generally the result of excessive loads being applied to this portion of the cone resulting in cone breakage or lost inserts. In either case, subse-

quent abrading causes severe loss of inner cone metal. This condition normally cannot be anticipated and it will occur from time to time.

The important point is that once this condition is encountered, the subsequent bit run requires special bit break-in techniques to eliminate the cone of formation remaining on the bottom of the hole. This can best be accomplished by using low bit weights and high RPMs. If an attempt is made to drill without re-establishing a good bottom-hole pattern, excessive loading will occur on the nose cones resulting in possible insert and/or cone breakage and early bit failure.

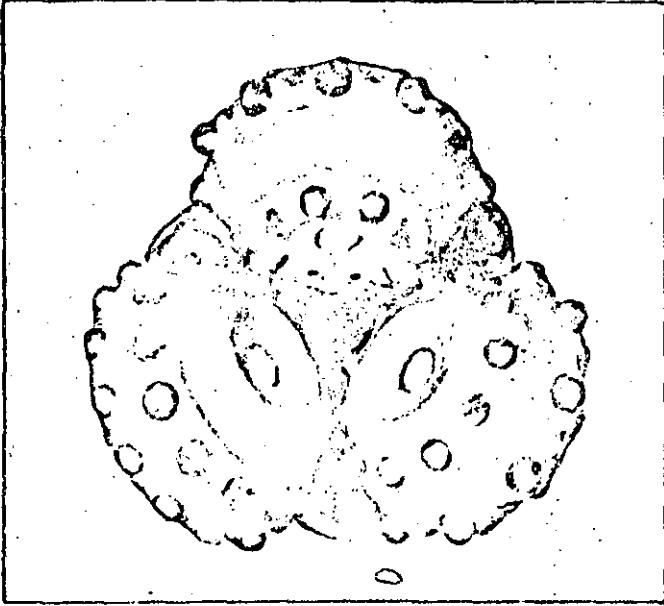


Figure 47

Bearing wear or failure in insert bits is essentially the same as with milled-tooth bits. But because of the nature of the insert cutting structure, with teeth (inserts) harder than the cone matrix, a characteristic wear at times can be detected. Figure 48 shows an

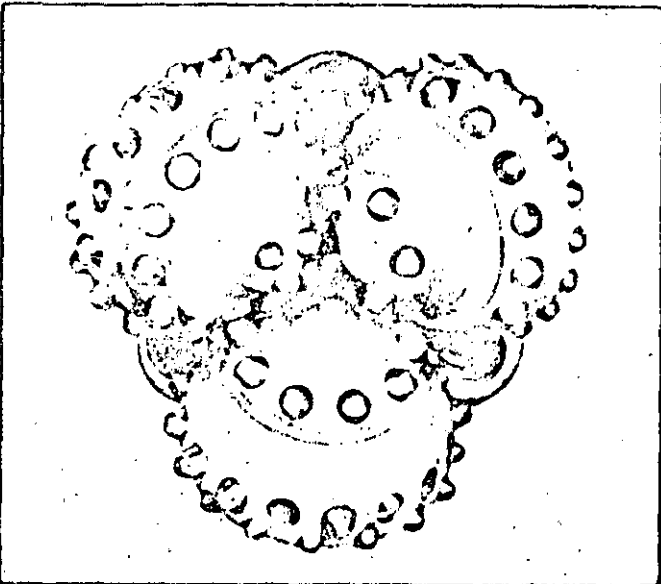


Figure 48

insert bit having a locked cone with typical bit skidding. In this case, bearing failure in one of the cones caused the cone to lock and skid. This is a normal occurrence when the bearings have worn to the extent that race wear allows the cone shells and cutting structure to interfere. Insert breakage is a direct result of the locked cone, which causes high tangential loads on the carbide inserts.

However, as the bearings wore, allowing increased cone "shake", the cones began to interfere. In this case, rows of inserts on one cone contacted the matrix metal on the adjacent cone causing severe grooving. Had this cone interference continued, the cone shell may have been worn completely through and the nose portion of one or more cones would have been left in the hole.

SUMMARY

As pointed out at the beginning of this chapter, the dull bit grading on the bit record can be one of the most useful sources of information available if done consistently and accurately. Although it takes a few moments to enter on the bit record, the information will be valuable in future planning. Likewise, this data offers invaluable assistance in bit selection giving immediate results if the dulls are analyzed prior to selecting the next bit to be run in the hole.

As important as an accurate analysis of the dull is an understanding of the causes of a particular dull condition and the procedures to follow to alleviate a particular problem. Figure 49 summarizes the several factors relating to dull bit evaluation which are important for improved bit selection and performance.

CONDITION OF DULL BIT	POSSIBLE CAUSES	POSSIBLE REMEDIES
EXCESSIVE BEARING WEAR	Excessive rotary speed Excessive rotating time Excessive weight on bit Excessive sand in circulating fluid Unstabilized drill collars Improper bit type	Slower rotary speed Reduced rotating hours Lighter weight on bit Removal of sand from circulating fluid Stabilize drill collars Use of harder formation bit type having larger bearing structure
EXCESSIVE BROKEN TEETH	Improper bit type Improper "break-in" procedure used for new bit Excessive weight on bit for type used	Use of harder formation bit type having greater number of teeth Proper "break-in" procedure for new bit Lighter weight on bit
UNBALANCED TOOTH WEAR	Improper bit type Improper "break-in" procedure used for new bit resulting in broken teeth which appear to be worn when bit is pulled	Use of different bit type based upon the rows of teeth which are excessively worn on the dull bit Proper "break-in" procedures for new bit
EXCESSIVE TOOTH WEAR	Excessive rotary speed Improper bit type Use of non-hardfaced type	Slower rotary speed Use of harder formation bit having greater number of teeth Use of bit type having hardfaced teeth
BRIDDING OF TEETH	Excessive bit weight on dull bit Formation too hard for bit type used	Replace bits after less rotating time Use of harder formation bit having greater number of teeth
CONE EROSION	Excessive circulation rate of fluid Excessive solids in circulating fluid	Reduction of circulation fluid rate Removal of solids from circulating fluid Use of jet circulation bit
EXCESSIVELY UNDERGAUGE	Improper bit type Excessive rotating time	Use of bit type having greater gauge protection Reduced rotating hours
SKIDDED DUE TO BALLING	Excessive weight on bit Improper bit type Insufficient fluid circulation rate	Lighter weight on bit Use of softer formation bit type having teeth more widely spaced Increased fluid circulation rate
HEAVY GAUGE ROUNDING	Excessive RPM Improper bit type	Lower RPM in abrasive formations Use bit with more gauge protection

Figure 49



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

TECNOLOGIA DE LA PERFORACION

PROF. ING. PEDRO J. CAUDILLO M.

MEXICO, D.F. DICIEMBRE 1985.

Tema 6

DESIGN CALCULATIONS
PROF: ING. PEDRO J. BAUILLO M

SECTION 5

2

DESIGN CALCULATIONS

5.1 Design Parameters. It is intended to outline a step-by-step procedure to insure complete consideration of factors, and to simplify calculations. Derivation of formulas may be reviewed in Appendix A. The following design criteria must be established:

- a. Anticipated total depth with this string.
- b. Hole Size.
- c. Expected mud weight.
- d. Desired Factor of Safety in tension and/or Margin of Over Pull.
- e. Desired Factor of Safety in collapse.
- f. Length of drill collars, O.D., I.D., and weight per foot.
- g. Desired drill pipe sizes, and inspection class.

5.2 Special Design Parameters. If the actual wall thickness has been determined by inspection to exceed that in API tables, higher tensile, collapse and internal pressure values may be used for drill stem design.

5.3 Supplemental Drill Stem Members. Machining of the connections to API specifications and the proper heat treatment of the material shall be done on all supplemental drill stem members, such as subs, stabilizers, tools, etc.

5.4 Tension Loading. The design of the drill string for static tension loads requires sufficient strength in the topmost joint of each size, weight, grade and classification of drill pipe to support the submerged weight of all the drill pipe plus the submerged weight of the collars, stabilizer, and bit. This load may be calculated as shown in Equation 5.31. The bit and stabilizer weights are either neglected or included with the drill collar weight.

$$P = [(L_{dp} \times W_{dp}) + (L_c \times W_c)] K_b \quad 5.31$$

Where: P = submerged load hanging below this section of drill pipe, lb.

L_{dp} = length of drill pipe, ft.

L_c = length of drill collars, ft.

W_{dp} = weight per foot of drill pipe assembly in air.

W_c = weight per foot of drill collars in air.

K_b = buoyancy factor—see Table 2.13.

Any body floating or immersed in a liquid is acted on by a buoyant force equal to the weight of the liquid displaced. This force tends to reduce the effective weight of the drill string and can become of appreciable magnitude in the case of the heavier muds. For example, from Table 2.13, a one-pound weight submerged in a 14 lb./gal. mud would have an apparent weight of .786 lb.

Tension load data is given in Tables 2.2, 2.4, 2.6, and 2.8 for the various sizes, grades and inspection classes of drill pipe.

It is important to note that the tension strength values shown in the tables are theoretical values based on minimum areas, wall thickness and yield strengths. The yield strength as defined in API specifications is not the specific point at which permanent deformation of the material begins, but the stress at which a certain total deformation has occurred. This deformation includes all of the elastic deformation as well as some plastic (permanent) deformation. If the pipe is loaded to the extent shown in the tables it is likely that some permanent stretch will occur and difficulty may be experienced in keeping the pipe straight. To prevent this condition a design factor of approximately 90% of the tabulated tension value from the table is sometimes used; however, a better practice is to request a specific factor for the particular grade of pipe involved from the drill pipe supplier.

$$P_a = P_t \times 0.9 \quad 5.32$$

Where: P_a = max. allowable design load in tension, lb.

P_t = theoretical tension load from table, lb.

0.9 = a constant relating proportional limit to yield strength.

The difference between the calculated load P and the maximum allowable tension load represents the Margin of Over Pull (M.O.P.).

$$M.O.P. = P_a - P \quad 5.33$$

The same values expressed as a ratio may be called the Safety Factor (S.F.).

$$S.F. = \frac{P_a}{P} \quad 5.34$$

The selection of the proper safety factor and/or margin of over pull is of critical importance and should be approached with caution. Failure to provide an adequate safety factor can result in loss or damage to the drill pipe while an overly conservative choice will result in an unnecessarily heavy and more expensive drill string. The designer should consider the overall drilling conditions in the area, particularly hole drag and the likelihood of becoming stuck. The designer must also consider the degree of risk which is acceptable for the particular well for which the drill string is being designed. Frequently the safety factor also includes an allowance for slip crushing and for the dynamic loading which results from accelerations and decelerations during hoisting.

Slip crushing is not a problem if slips and master bushings are maintained. Inspection class also grades the pipe with regard to slip crushing.

Normally the designer will desire to determine the maximum length of a specific size, grade and inspection class of drill pipe which can be used to drill a certain well. By combining equation 5.31 and either equation 5.32 or 5.33 the following equations result:

$$\frac{P_c \times 0.9}{S.F. \times W_{dp} \times K_b} = \frac{W_c L_c}{W_{dp}} = L_{dp} \quad 5.35$$

$$\text{and/or} \quad \frac{P_c \times 0.9 - M.O.P.}{W_{dp} \times K_b} = \frac{W_c L_c}{W_{dp}} = L_{dp} \quad 5.36$$

If the string is to be a tapered string, i.e., to consist of more than one size, grade or inspection class of drill pipe, the pipe having the lowest load capacity should be placed just above the drill collars and the maximum length is calculated as shown previously. The next stronger pipe is placed next in the string and the W L term in equation 5.35 or 5.36 is replaced by a term representing the weight in air of the drill collars plus the drill pipe assembly in the lower string. The maximum length of the next stronger pipe may then be calculated. An example calculation using the above formulas is included in Par. 5.8.

5.5 Collapse Due to External Fluid Pressure. The drill pipe may at certain times be subjected to an external pressure which is higher than the internal pressure. This condition usually occurs during the drill stem testing and may result in collapse of the drill pipe. The differential pressure required to produce collapse has been calculated for various sizes, grades, and inspection classes of drill pipe and appears in Tables 2.3, 2.5, 2.7, and 2.9. The tabulated values should be divided by a suitable factor of safety in order to establish the allowable collapse pressure.

$$\frac{P_c}{S.F.} = P_{ac} \quad 5.41$$

Where: P_c = theoretical collapse pressure from tables, psi.
 $S.F.$ = safety factor.
 P_{ac} = allowable collapse pressure, psi.

When the fluid levels inside and outside the drill pipe are equal and provided the density of the drilling fluid is constant, the collapse pressure is zero at any depth, i.e., there is no differential pressure. If, however, there should be no fluid inside the pipe the actual collapse pressure may be calculated by the following equation.

$$P_c = \frac{L W_s}{19.251} \quad 5.42$$

or

$$P_c = \frac{L W_f}{144} \quad 5.43$$

Where: P_c = net collapse pressure, psi.
 L = the depth at which P_c acts, ft
 W_s = weight of drilling fluid, lb/gal
 W_f = weight of drilling fluid, lb/cu. ft

If there is fluid inside the drill pipe but the fluid level is not as high inside as outside or if the fluid inside is not the same weight as the fluid outside, the following equation may be used:

$$P_c = \frac{L W_s - (L-Y) W_i}{19.251} \quad 5.44$$

or

$$P_c = \frac{L W_f - (L-Y) W_i}{144} \quad 5.45$$

Where: Y = depth to fluid inside drill pipe, ft
 W_i = weight of drilling fluid inside pipe, lb/gal
 W_f = weight of drilling fluid inside pipe, lb/cu ft

5.6 Internal Pressure. Occasionally the drill pipe may also be subjected to a net internal pressure. Tables 2.3, 2.5, 2.7, and 2.9 contain calculated values of the differential internal pressure required to yield the drill pipe. Division by an appropriate safety factor will result in an allowable net internal pressure.

5.7 Torsional Strength. The torsional strength of drill pipe becomes critical when drilling deviated holes, deep holes, reaming, or when the pipe is stuck. This is discussed under Section 6, *Limitations Related to Hole Deviation* and Section 9, *Special Service Problems*. Calculated values of torsional strength for various sizes, grades, and inspection classes of drill pipe are provided in Tables 2.2, 2.4, 2.6, and 2.8. The basis for these calculations is shown in Appendix A. The actual torque applied to the pipe during drilling is difficult to measure, but may be approximated by the following equation.

$$T = \frac{HP \times 5,250}{RPM} \quad 5.61$$

Where: T = torque delivered to drill pipe, ft-lbs.
 HP = horse power used to produce rotation of pipe
 RPM = revolutions per minute

NOTE: The torque applied to the drill string should not exceed the actual tool joint make-up torque. The recommended tool joint make-up torque is shown in Table 2.12.

5.8 Example Calculation of a Typical Drill String Design — Based on Margin of Overpull.

Design Parameters

- a. Depth—12,000 feet
- b. Hole Size—7 7/8 inches
- c. Mud Weight—10 lb/gal
- d. Margin of Overpull (MOP)—50,000 lb. (Assumed for this calculation.)
- e. Desired Safety Factor in Collapse—1 1/4 (Assumed for this calculation.)
- f. Length of Drill Collars—630 feet
O.D.—6 3/4 inches
I.D.—2 1/4 inches
Weight Per Foot—90 lb.

If the length of drill collars is not known, the following formula may be used:

$$L_c = \frac{\text{Bit } W_m}{\cos \alpha \times NP \times K_b \times W_c}$$

Where:

L_c = Length of Drill Collars, feet

Bit W_m = Maximum Weight on Bit, lb.

α = Hole Angle From Vertical, 3°

NP = Neutral Point Design Factor—Determines neutral point position e.g., .85 means the neutral point will be 85% of the drill collar string length measured from the bottom. (.85 assumed for this calculation.)

K_b = Buoyancy Factor, See Table 2.13, RP 7G

W_c = Weight Per Foot of Drill Collars In Air, lb.

$$L_c = \frac{40,000}{.995 \times .85 \times .847 \times 90} = 618 \text{ feet. Closest length based on 30 foot collars} = 630 \text{ feet or 21 drill collars}$$

g. Pipe Size, Weight and Grade — 4 1/2 in. x 16.60 lb/ft. x Grade E, with 4 1/2 in. Tool Joints, 6 1/4 in. O.D. x 3 1/4 in. I.D.

Inspection Class 2

From Equation 5.35:

$$L_{dp1} = \frac{(P_{11} \times .9) - MOP}{W_{dp1} \times K_b} \times \frac{W_c \times L_c}{W_{dp1}}$$

$$= \frac{(260,100 \times .9) - 50,000}{18.40 \times .847} \times \frac{90 \times 630}{18.40}$$

$$= 11812 - 3082 = 8730 \text{ feet}$$

It is apparent that drill pipe of a higher strength will be required to reach 12,000 feet. Add 4 1/2 in. x 16.60 lb/ft Grade X-95, with 4 1/2 in. X.H. Tool Joints, 6 1/4 in. O.D. x 3 in. I.D. (18.51 lb/ft) Inspection Class Premium.

Air weight of Number 1 drill pipe and drill collars:

Total Weight = $(L_{dp1} \times W_{dp1}) + (L_c \times W_c)$

$$= (8730 \times 18.40) + (630 \times 90)$$

$$= 160,632 + 56,700 = 217,332 \text{ lb}$$

From Equation 5.35:

$$L_{dp2} = \frac{(P_{22} \times .9) - MOP}{W_{dp2} \times K_b} \times \frac{W_{dp1} + W_c}{W_{dp2}}$$

$$= \frac{(129,400 \times .9) - 50,000}{18.51 \times .847} \times \frac{217,332}{18.51}$$

$$= 15,724 - 11,741 = 3983 \text{ feet}$$

This is more drill pipe than required to reach 12,000 feet, so final drill string will consist of the following:

ITEM	Length In Air (Feet)	Weight (Pounds)	Weight in 10 lb/gal Mud. (Pounds)
DRILL COLLARS			
6 3/4" O.D. x 2 1/4" I.D.	630	56,700	48,025
No. 1 DRILL PIPE			
4 1/2" x 16.60 lb, Grade E, Class 2	8730	160,632	136,055
No. 2 DRILL PIPE			
4 1/2" x 16.60 lb, Grade X-95, Premium Class	2640	48,866	41,390
	12,000	266,198	225,470

Torsional Yield of 4 1/2" x 16.60 lb x Grade E x Inspection Class 2 = 20,370 ft-lb

Collapse Pressure of 4 1/2" x 16.60 lb x Grade E x Inspection Class 2 = 5170 psi.

Collapse Pressure of 4 1/2" x 16.60 lb x Grade X-95 x Premium Inspection Class = 8850 psi.

From Equation 5.42:

Pressure at bottom of Drill Pipe: $P_c = \frac{LW_g}{19.251}$

$L = 11,370 \text{ feet}$ $W_g = 10 \text{ lb/gal}$

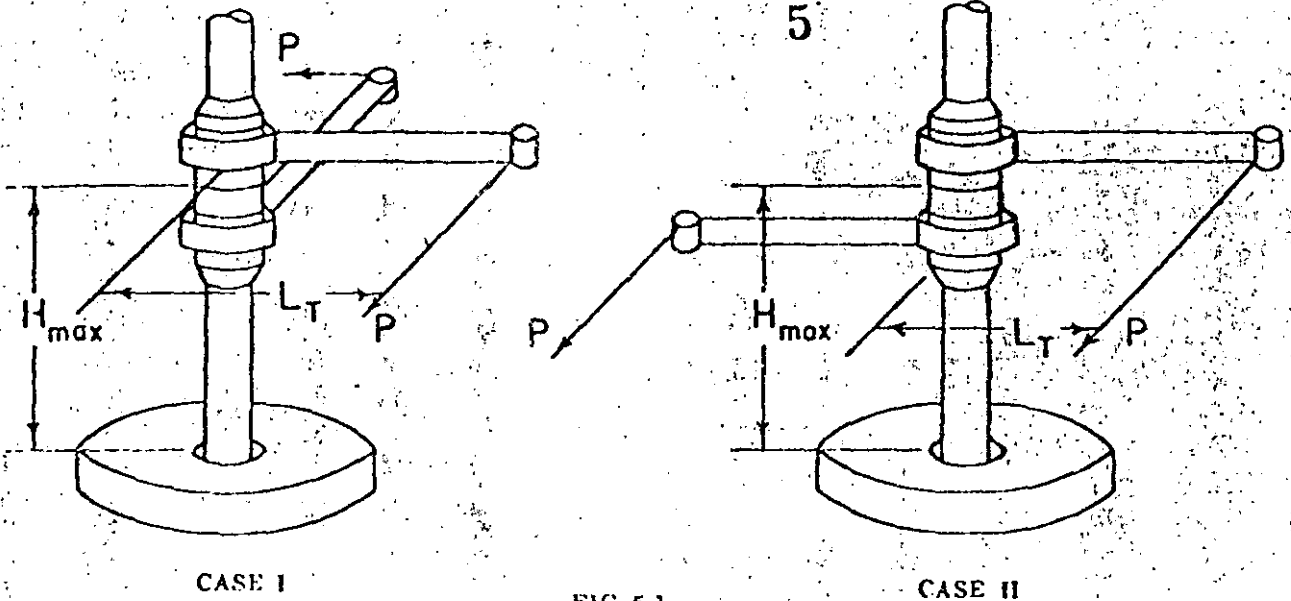
$$P_c = \frac{11,370 \times 10}{19.251} = 5906 \text{ psi}$$

Therefore, this drill pipe has a lower collapse pressure than may be encountered in drilling to 12,000 feet. Precautions should be taken to prevent damage to the drill pipe when running the string dry below 8846 feet. This is determined by solving Equation 5.42 for maximum length of drill pipe, and dividing by the Safety Factor in Collapse of 1 1/4:

$$L_{max} = \frac{P_c \times 19.251}{W_g} + 1.125$$

$$= \frac{5170 \times 19.251}{10} + 1.125$$

$$= 9952 + 1.125 = 8846 \text{ feet}$$



MAXIMUM HEIGHT OF TOOL JOINT ABOVE SLIPS TO PREVENT BENDING DURING TONGING

5.9 Drill Pipe Bending Resulting From Tonging Operations. It is generally known that the tool joint on a length of drill pipe should be kept as close to the rotary slips as possible during make-up and break-out operations to prevent bending of the pipe.

There is a maximum height that the tool joint may be positioned above the rotary slips and the pipe resist bending, while the maximum recommended make-up or break-out torque is applied to the tool joint.

Many factors govern this height limitation. Several of these which should be taken into most serious consideration are:

- (1) The angle of separation between the make-up and break-out tongs, illustrated by Case I and Case II, Fig. 5.1. Case I indicates tongs at 90° and Case II indicates tongs at 180°.
- (2) The minimum yield-strength of the pipe.
- (3) The length of the tong handle.
- (4) The maximum recommended make-up torque.

$$H_{max} = \frac{.053 Y_m L_T (I/C)}{T} \text{ (Case I) } \dots\dots\dots 5.81$$

$$H_{max} = \frac{.038 Y_m L_T (I/C)}{T} \text{ (Case II) } \dots\dots\dots 5.82$$

Where:

- H_{max} = Height of tool joint shoulder above slips—ft
- Y_m = Minimum tensile yield stress of pipe—psi
- L_T = Tong arm length—ft
- P = Line pull (Load)—lbs
- T = Make-up torque applied to tool joint ($P_1 L_T$)—lb ft
- I/C = Section Modulus of pipe—in.³

Constants .053 and 0.038 include a factor of 0.9 to reduce Y_m to proportional limit. (See Par. 5.3)

Sample Calculation:

Assume: 4½ in., 16.60 lb/ft, Grade E drill pipe, with 4½ in. X.H., 6¼ in. O.D., 3¼ in. I.D) tool joints. Tong arm 3½ ft Tongs at 90° (Case I)

Using equation 5.81:

$$H_{max} = \frac{.053 (Y_m) (I/C) (L_T)}{T}$$

$Y_m = 75,000 \text{ psi (for Grade E)}$
 $I/C = 4.27 \text{ in.}^3 \text{ (Table 5.1)}$
 $L_T = 3.5 \text{ ft}$
 $T = 17,000 \text{ ft-lb (from Table 2.12)}$
 $H_{max} = \frac{.053 (75,000) (4.27) (3.5)}{17,000} = 3.4 \text{ ft}$

TABLE 5.1 SECTION MODULUS VALUES

1	2	3
Pipe O.D. in.	Pipe Weight Nominal lb./ft.	I — C cu. in.
2½	4.55	0.66
	6.55	0.87
2¾	6.85	1.12
	10.40	1.60
3½	9.50	1.96
	13.30	2.57
	15.50	2.92
4	11.55	2.70
	14.00	3.22
	15.70	3.58
	17.75	4.27
4½	16.60	4.17
	20.00	5.68
	22.82	6.03
	24.66	6.19
	25.50	6.19
5	16.25	4.66
	15.50	5.71
	22.60	7.25
5½	15.20	6.11
	21.90	7.03
	23.70	7.84
6¼	21.20	9.79

SECTION 6

6

LIMITATIONS RELATED TO HOLE DEVIATION

6.1 Fatigue Damage. Most drill pipe failures are a result of fatigue. (See Par. 9.2). Drill pipe will suffer fatigue when it is rotated in a section of hole in which there is a change of hole angle and/or direction, commonly called a dogleg. The amount of fatigue damage which results depends upon:

a. Tensile load in the pipe at the dogleg.

Example.

(1) Data.

4 1/2 inch, 16.60 lb/ft, Grade E, Range 2 drill pipe (actual weight in air including tool joints, 17.8 lb/ft) 7 1/4 inch OD, 2 1/4 inch ID drill collars (actual weight in air 147 lb/ft) 15 lb/gal (112.21 lb/cu.ft) mud (buoyancy factor = 0.771) Dogleg depth: 3,000 ft.

Anticipated total depth: 11,600 ft
 Drill collar length: 600 ft
 Drill pipe length at total depth: 11,000 ft
 Length of drill collar string, whose buoyant weight is in excess of the weight on bit: 100 ft

(2) Solution.

Tensile load in the pipe at the dogleg:
 $((11,000 - 3,000)17.8 + 100 \times 147)0.771 = 121,124$ lb

b. The severity of the dogleg.

c. The number of cycles experienced in the dogleg, as well as the mechanical dimensions and properties of the pipe itself.

Since tension in the pipe is critical, a shallow dogleg in a deep hole often becomes a source of difficulty. Rotating off bottom is not a good practice since additional tensile load results from the suspended drill collars. Lubinski¹ and Nicholson² have published methods of calculating forces on tool joints and conditions necessary for fatigue damage to occur. Referring to Fig. 6.1 and 6.2 it is noted that it is necessary to remain to the left of fatigue curves to reduce fatigue damage. Programs to plan and drill wells to minimize fatigue have been reported by Schenck³ and Wilson⁴. Such programs are necessary to reduce fatigue damage.

The curves on Fig. 6.1, 6.2 and 6.3 (also Fig. 6.6, 6.7 and 6.8) are for Range 2 drill pipe, i.e. for joint lengths of 30 feet. The length has an effect on the curves. Information is available on fatigue of Range 3 (45 feet) drill pipe.¹⁴ The curves on Fig. 6.1, 6.2 and 6.3 are independent of tool joint OD; however, the portion of the curve for which there is pipe-to-hole contact between tool joints (dashed lines on Fig. 6.1 and 6.3) becomes longer when tool joint OD becomes smaller, and conversely.

The advent of electronic pocket calculators makes it easy to use the following equations instead of curves Fig. 6.1 and 6.2.¹⁴

$$c = \frac{432,000}{\pi} \frac{\sigma_b \tanh KL}{ED \quad KL} \quad (6.1)$$

$$K = \sqrt{\frac{T}{EI}} \quad (6.2)$$

in which:

c = Maximum permissible dogleg severity (Hole curvature), degrees per 100 feet.

E = Young's modulus, psi.

= 30 x 10⁶ psi, for steel.

= 10.5 x 10⁶ psi, for aluminum.

D = drill pipe OD, inches

L = half the distance between tool joints, inches.

= 180 in., for range 2.

NOTE: Equation 6.1 does not hold true for Range 3.¹⁴

T = buoyant weight (including tool joints) suspended below the dogleg, pounds.

σ_b = maximum permissible bending stress, psi.

I = drill pipe moment of inertia with respect to its diameter, in⁴, calculated by Equation 6.3.

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4) \quad (6.3)$$

in which:

D = drill pipe OD, inches.

d = drill pipe ID, inches.

The maximum permissible bending stress, σ_b , is calculated from the buoyant tensile stress, σ_t (psi), in the dogleg with Equations 6.5 and 6.6 below. σ_t is calculated with Equation 6.4.

$$\sigma_t = \frac{T}{A} \quad (6.4)$$

in which:

A = cross sectional area of drill pipe body, square inches.

For Grade E:¹⁴

$$\sigma_b = 19500 - \frac{10}{67} \sigma_t - \frac{0.6}{(670)^2} (\sigma_t - 33500)^2 \quad (6.5)$$

Equation 6.5 holds true for values of σ_t up to 67,000 psi.

For Grade S-135:²

$$\sigma_b = 20000 \left(1 - \frac{\sigma_t}{145000} \right) \quad (6.6)$$

Equation 6.6 holds true for values of σ_t up to 133,400 psi.

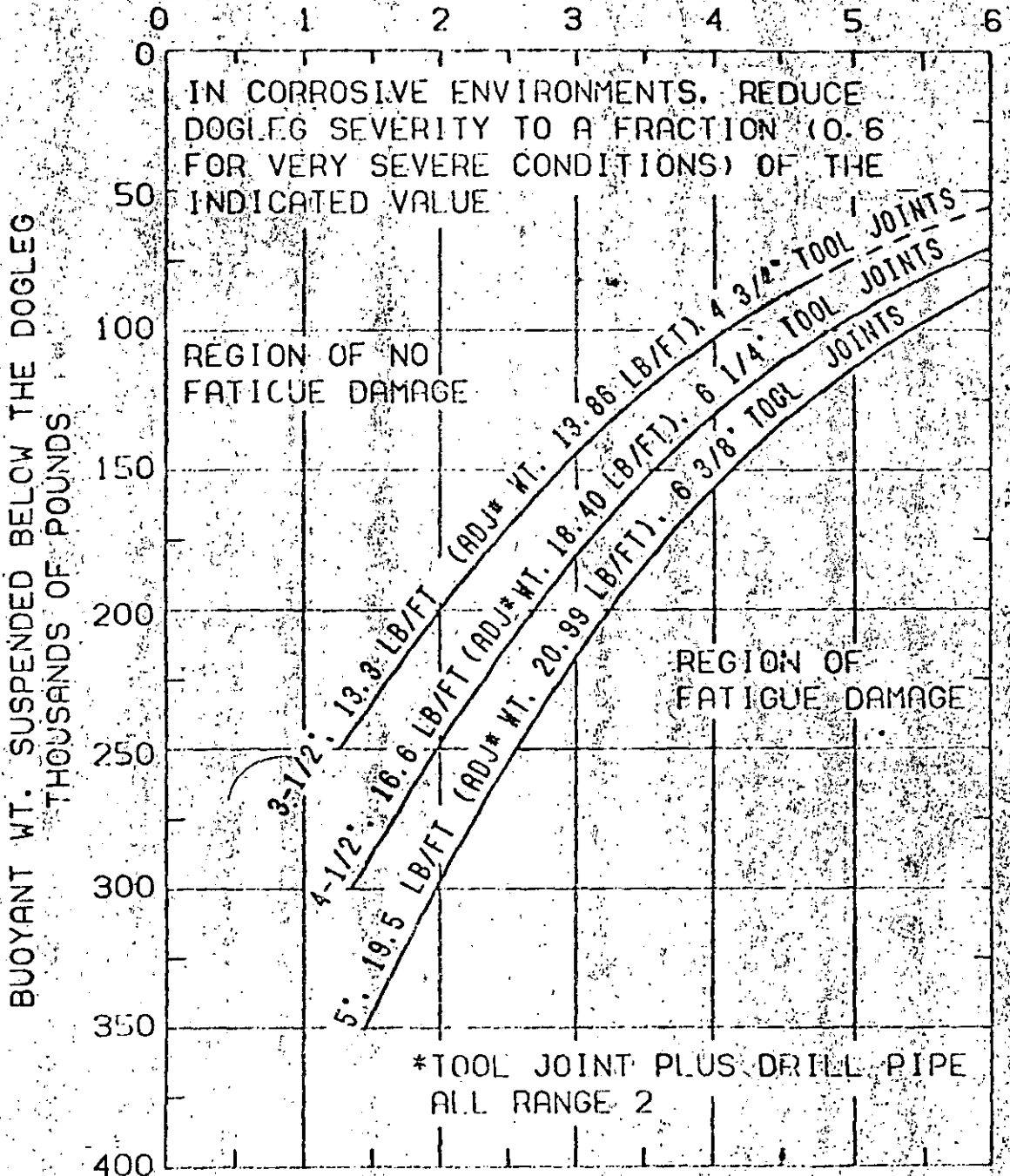
The following equation may be used instead of Fig. 6.3:

$$c = \frac{108000}{\pi L} \frac{F}{T} \quad (6.7)$$

in which F is the lateral force on tool joint (1000, 2000 or 3000 pounds in Fig. 6.3), and the meaning of the other symbols is the same as previously.

7

DOGLEG SEVERITY-DEGREES PER 100 FT.



DASHED CURVE CORRESPONDS TO CONDITION WHEN
DRILL PIPE CONTACTS THE HOLE BETWEEN TOOL
JOINTS. AND THEN THE PERMISSIBLE DOGLEG
SEVERITY IS GREATER THAN INDICATED.

FIG. 6.1
DOGLEG SEVERITY LIMITS FOR FATIGUE
OF GRADE E DRILL PIPE

8

DOGLEG SEVERITY-DEGREES PER 100 FT.

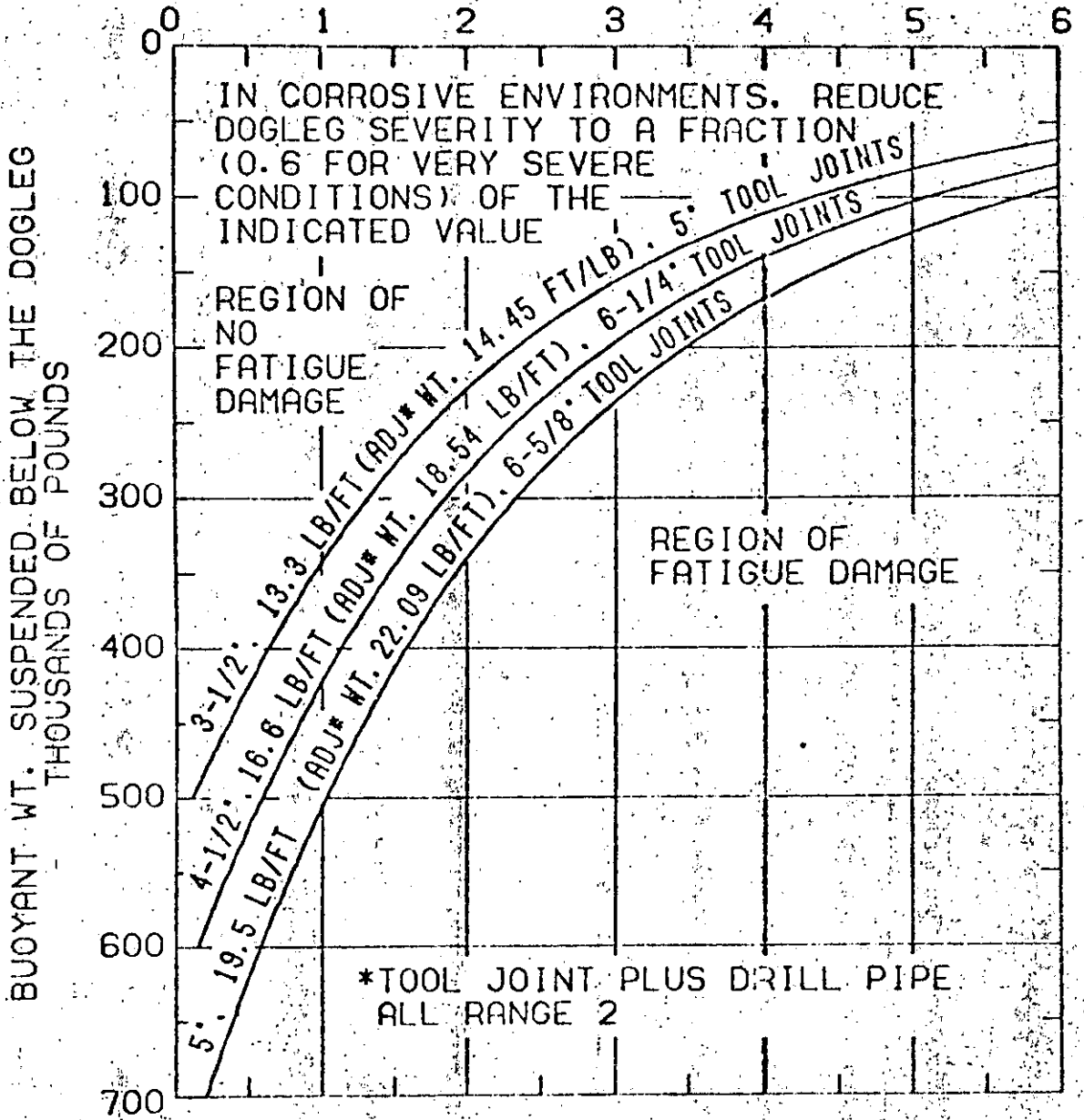
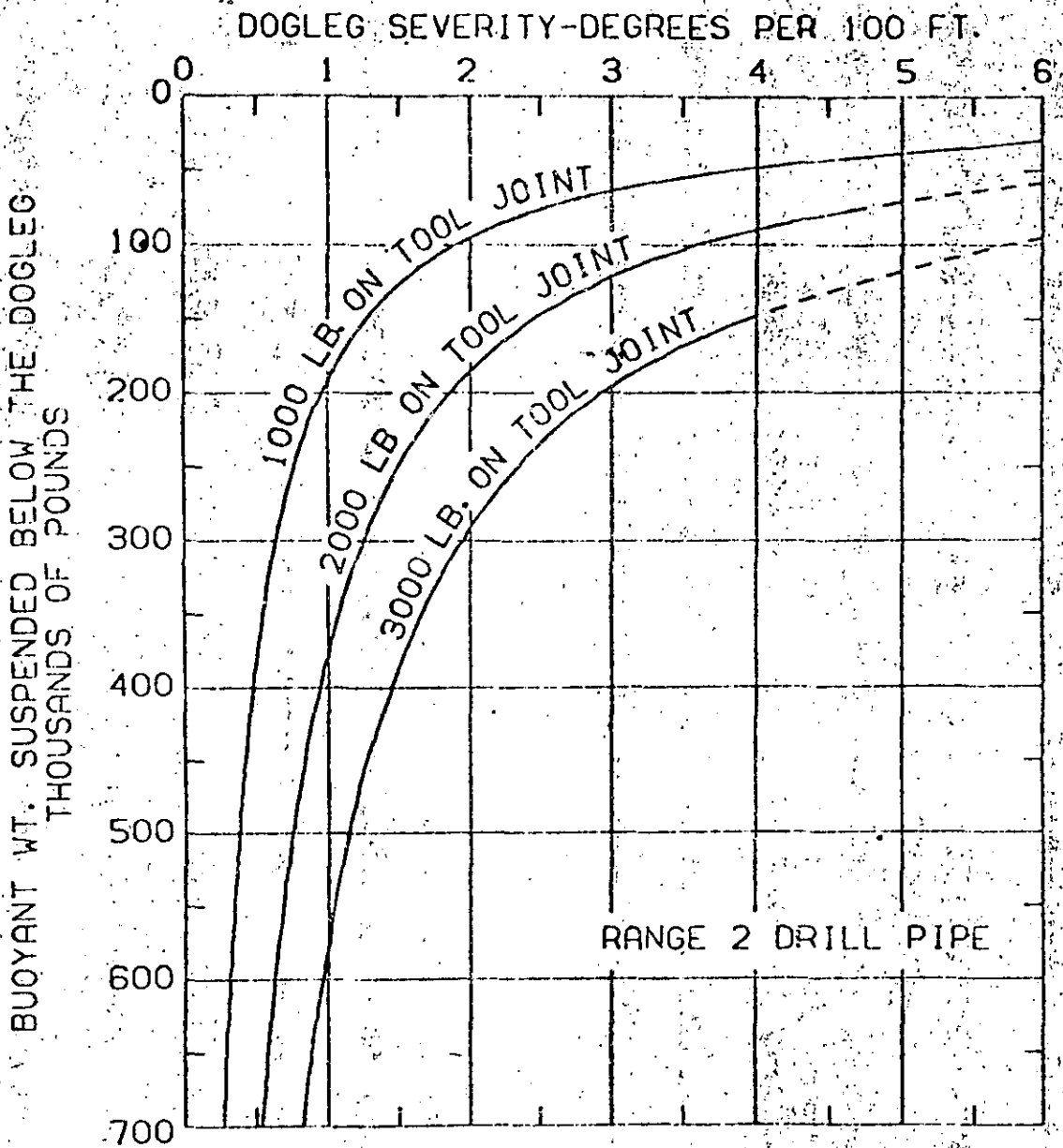


FIG. 6.2
DOGLEG SEVERITY LIMITS FOR FATIGUE
OF S-135 DRILL PIPE

9



DASHED CURVES CORRESPOND TO CONDITION WHEN DRILL PIPE MAY CONTACT THE HOLE BETWEEN TOOL JOINTS, AND THEN THE PERMISSIBLE DOGLEG SEVERITY MAY BE GREATER THAN INDICATED.

FIG. 6.3
LATERAL FORCE ON TOOL JOINT

6.2 Remedial Action to Reduce Fatigue. If doglegs of sufficient magnitude are present or suspected, it is good practice to string ream the dogleg area. This reduces the severity of the hole angle change. With reference to Figure 6.5, the fatigue life of drill pipe will be decreased considerably when it is used in a corrosive drilling fluid. For many water base drilling fluids, the fatigue life of steel drill stems may be increased by maintaining a pH of 9.5 or higher. Refer to Par. 8.4 for description of a corrosion monitoring system.

Several methods are available for monitoring and controlling the corrosivity of drilling fluids. The most commonly used monitoring technique is the use of a corrosion ring inserted in the drill stem. For a description of this technique see API RP 13B: *Standard Procedure for Testing Drilling Fluids*.

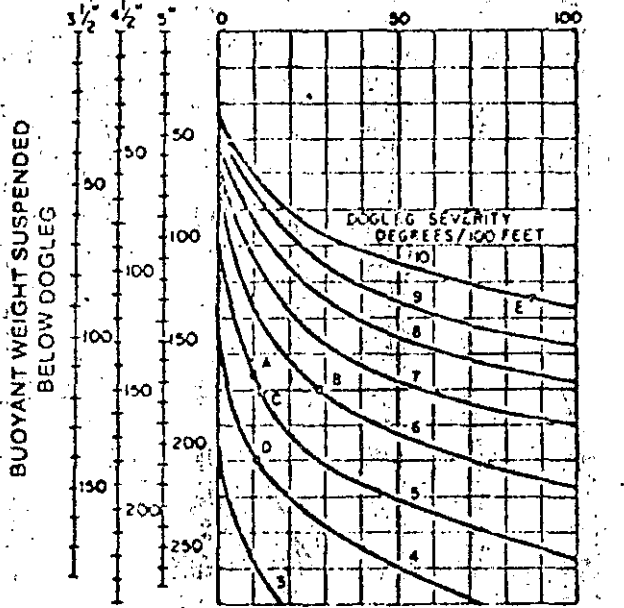
6.3 Estimation of Cumulative Fatigue Damage. Hansford and Lubinski² have developed a method for estimating the cumulative fatigue damage to joints of pipe which have been rotated through severe doglegs (See Figures 6.4 and 6.5). While insufficient field checks of the results of this method have been made to verify its reliability, it is available as a simple analytic device to

use as a guide in the identification of suspect joints. A correction formula to use for other penetration rates and rotary speeds is as follows:

$$\% \text{ Life Expended} = \% \text{ Life Expended from Fig. 6.4 or 6.5} \times \frac{\text{Actual RPM}}{100 \text{ RPM}} \times \frac{10 \text{ ft/hr}}{\text{Actual ft/hr}}$$

6.4 Identification of Fatigued Joints. As mentioned, insufficient data is available to verify the results of the method explained in Par. 6.3. However, it is the only method presently available for estimating cumulative fatigue damage and should be used if it is possible to identify and classify fatigued joints. The difficulty lies in identifying and recording each separate joint fatigue history. Joints which have been calculated to have more than 100% of their fatigue life expended should be carefully examined and, if not downgraded or abandoned, watched as closely as possible. Such consideration should be finally governed by experience factors until such time as the analytical method for fatigue prediction gains more reliability.

PERCENT FATIGUE LIFE EXPENDED IN A 30 FOOT INTERVAL

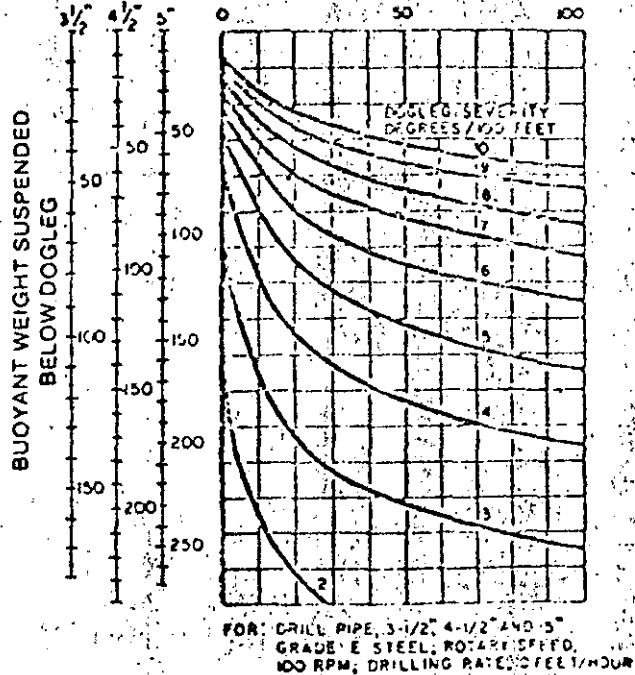


FOR: DRILL PIPE, 3-1/2" 4-1/2" AND 5" GRADE E STEEL; ROTARY SPEED, 100 RPM; DRILLING RATE, 10 FEET/HOUR

FIG. 6.4

FATIGUE DAMAGE IN GRADUAL DOGLEGS (NON CORROSIVE ENVIRONMENT)

PERCENT FATIGUE LIFE EXPENDED IN A 30 FOOT INTERVAL



FOR: DRILL PIPE, 3-1/2" 4-1/2" AND 5" GRADE E STEEL; ROTARY SPEED, 100 RPM; DRILLING RATE, 10 FEET/HOUR

FIG. 6.5

FATIGUE DAMAGE IN GRADUAL DOGLEGS (IN EXTREMELY CORROSIVE ENVIRONMENT)

6.5 Wear of Tool Joints and Drill Pipe. When drill pipe in a dogleg is in tension it is pulled to the inside of the bend, with substantial force. The lateral force will increase the wear of the pipe and tool joints. When abrasion is a problem it is desirable to limit the amount of lateral force to less than about 2000 lb on the tool joints by controlling the rate of change of hole angle. Values either smaller or greater than 2000 lb might be in order, depending on formation at the dogleg. Fig. 6.3 shows curves for 1000, 2000 or 3000 lb lateral force on the tool joints; points to the left of these curves will have less lateral force, and points to the right more lateral force on the tool joints. Figures 6.6, 6.7, 6.8, and 6.9, developed by Lubinski, show lateral force curves for both tool joints and drill pipe for 3 popular pipe sizes. The first three figures are for three pipe sizes, Range 2. Fig. 6.9 is for 5", 19.5 lb per foot, Range 3 drill pipe.

a. For conditions represented by points located to the left of Curve No. 1, such as Point A in Fig. 6.6, only tool joints and not drill pipe between tool joints, contact the wall of the hole. This should not be construed to mean the drill pipe body does not wear at all, as Fig. 6.6 is for a gradual and not for an abrupt dogleg. In an abrupt dogleg, drill pipe does contact the wall of the hole half way between tool joints, and the pipe body is subjected to wear. This lasts until the dogleg is rounded off and becomes gradual.

b. For conditions represented by points located on Curve No. 1, theoretically the drill pipe contacts the wall of the hole with zero force at the midpoint between tool joints.

c. For conditions represented by points located between Curve No. 1 and Curve No. 2, theoretically the drill pipe still contacts the wall of the hole at midpoint only, but with a force which is not equal to zero. This force increases from Curve No. 1 toward Curve No. 2. Practically, of course, the contact between the drill pipe

and the wall of the hole will be along a short length located near the midpoint of the joint.

d. For conditions represented by points located to the right of Curve No. 2, theoretically the drill pipe contacts the wall of the hole not at one point, but along an arc with increasing length to the right of Curve No. 2.

On each of the Figures 6.6, 6.7, 6.8, and 6.9, there are in addition to curves No. 1 and No. 2, two families of curves, one for the force on tool joint, and the other for the force on drill pipe body. As an example, consider Fig. 6.6; Point B indicates that if the buoyant weight suspended below the dogleg is 170,000 lb, and if dogleg severity (hole curvature) is 10.1 degrees per 100 feet, then the force on tool joint is 6,000 lb, and the force on drill pipe body is 3,000 lb.

6.6 Heat-Checking of Tool Joints. Tool joints which are rotated under high lateral force against the wall of the hole may be damaged as a result of friction heat checking. The heat generated at the surface of the tool joint by friction with the wall of the hole when under high radial thrust loads may raise the temperature of the tool joint steel above its critical temperature. Metallurgical examination of such joints has indicated affected zones with varying hardness as much as $\frac{3}{8}$ in. below OD surface. If the radial thrust load is sufficiently high, surface heat checking can occur in the presence of drilling mud alternately being heated and quenched as it rotates. This action produces numerous irregular heat check cracks often accompanied by longer axial cracks sometimes extending through the full section of the joint and washouts may occur in these splits or windows. (See Lubinski, *Maximum Permissible Dog Legs in Rotary Boreholes*, Journal of Petroleum Technology, 1961.) Maintaining hole angle control so that 2000-lb lateral force is not exceeded will minimize or eliminate heat checking of tool joints.

SECTION 9
SPECIAL SERVICE PROBLEMS

12

9.1 Critical Rotary Speeds. Critical rotating speeds in drill pipe strings which cause vibrations are often the cause of crooked drill pipe, excessive wear, and rapid deterioration and fatigue failure. Critical speeds will vary with length and size of drill stem and collars and hole size. There is evidence in recent field tests that excessive power is required at the rotary to maintain a constant speed at critical conditions. This power indicator, plus surface evidence of vibration, should warn the crew that they are in the critical range.

Two types of vibration may occur. The pipe between each tool joint may vibrate in nodes, as a violin string. This critical speed may be predicted approximately by the formula:

$$RPM = \frac{4,760,000}{l^2} (D^2 + d^2)^{1/4} \dots\dots\dots 9.11$$

Where:

- RPM = critical speed, revolutions per minute.
- l = length of one pipe, inches.
- D = outside diameter of pipe, inches.
- d = inside diameter of pipe, inches.

The critical speed predicted by this formula is probably accurate within 15%. On this basis the following rotary speeds should be avoided by at least 15% (higher or lower)

TABLE 9.1
PIPE SIZES VS. CRITICAL ROTARY SPEEDS

1	2
Pipe Size in.	Approx. Critical Rotary Speed RPM
2 3/4	110
2 7/8	130
3 1/8	160
4	185
4 1/2	210
5	235
5 1/2	260

These critical speeds are shown as vertical lines on Fig. 9.2

The second type of vibration is of the spring pendulum type, and may be approximately predicted by the following formula:

$$RPM = \frac{253,000}{L} \dots\dots\dots 9.12$$

Where:

- RPM = critical speed, revolutions per minute.
- L = total length of string, feet.

Secondary and higher harmonic vibrations will occur at 4, 9, 16, 25, 36, etc., times the speed in equation 9.12.

The critical speeds of the spring pendulum type vibration, and the harmonic speeds are plotted as sloping lines in Fig. 9.2.

The vibrations of the spring pendulum type (formula 9.12) are probably less significant than the node type (formula 9.11). Each higher harmonic of the spring pendulum type vibration is also less significant.

Particular care should be taken to avoid operating under those conditions which would be the critical speed for both types of vibration because the combination would be particularly bad.

The well depths and rotary speeds for which the critical speeds for the two types of vibration coincide are given by the intersection of the sloping and vertical lines in Fig. 9.2, and are tabulated in Table 9.2.

NOTE: More detail on this subject may be found in the Walter Main discussion of the paper titled Causes and Prevention of Drill Pipe and Tool Joint Troubles, available from Hughes Tool Company.

9.2 Transition from Drill Pipe to Drill Collars. Frequent failure in the joints of drill pipe just above the drill collars suggests abnormally high bending stresses in these joints. This condition is particularly evident when the hole angle is increasing with depth and the bit is rotated off bottom. Low rates of change of hole angle combined with deviated holes may result in sharp bending of the first joint of drill pipe above the collars. When joints are moved from this location and rotated to other sections, the effect is to lose identity of these damaged joints. When these joints later fail through accumulation of additional fatigue damage, every joint in the string becomes suspect. One practice to reduce failures at the transition zone and to improve control over the damaged joints is to use nine or ten joints of heavy wall pipe, or smaller drill collars, just above the collars. These joints are marked for identification, and in the transition zone. They are inspected more frequently than regular drill pipe to reduce the likelihood of service failures. The use of heavy wall pipe reduces the stress level in the joints and insures longer life in this severe service condition.

TABLE 9.2
COINCIDENCE OF WELL DEPTH AND ROTARY
SPEED FOR TWO TYPES VIBRATION

13

Drill Pipe OD in.	Speed RPM	Vibration Coincidence Depths			
		1	2	3	4
2 1/2	110	2300	9400	21000	
2 3/4	130	1900	8000	18000	32000
3 1/4	160	1600	6600	14800	26000
4	186	1390	5600	12700	22000
4 1/2	210	1200	5000	11200	19700
5	235	1100	4500	10000	17500
5 1/2	260	980	4000	9000	15900

Fishing Techniques

9.3 Pulling on Stuck Pipe. It is normally not considered good practice to pull on stuck drill pipe beyond the limit derived from the API-IADC Used Drill Pipe Classification System (Table 10.1) utilizing remaining cross sectional area as an important criteria. It must be assumed that the pipe is near the minimum cross sectional area of its class and will fail in tension if the load is excessive. For example, assuming a string of 4 in., 19.5 lb/ft Grade E drill pipe is stuck, the following approximate values for maximum hook load would apply:

Class 2	311,000 lbs
Class 3	240,000 lbs

The stretch in the drill pipe due to its own weight suspended in a fluid should be considered when working with drill pipe and the proper formulas to use for stretch when free or stuck should be used.

Example I: (see Appendix A, Par. A 6 for derivation)

Determine the stretch in a 10,000 ft string of drill pipe freely suspended in 10 lb/gal drilling fluid.

$$e = \frac{L_1^2}{9.625 \times 10^3} [65.44 - 1.44 W_f] \quad 9.31$$

$$= \frac{10,000^2}{9.625 \times 10^3} [65.44 - 1.44 \times 10]$$

$$= 53.03 \text{ in.}$$

Where: L_1 = length of free drill pipe, feet
 W_f = weight of drilling fluid, lb/gal
 e = total elongation, inches

Example II: (see Appendix A, Par. A 4 for derivation)

Determine the free length in a 10,000 ft string of 4 1/2 in. O.D., 16.60 lb/ft drill pipe which is stuck, and which stretches 49 in. due to a differential pull of 80,000 lbs.

$$L_1 = \frac{735,294 \times r \times W_{dp}}{P} \quad 9.32$$

$$= \frac{735,294 \times 49 \times 16.60}{80,000}$$

$$= 7176 \text{ ft}$$

Where: L_1 = length of free drill pipe, feet
 e = total elongation, inches
 W_{dp} = weight of drill pipe, pounds per foot
 P = load, pounds

9.4 Jarring. It is common practice during fishing, testing, coring and other operations to run rotary jars to aid in freeing stuck assemblies. Normally, the jars are run below several drill collars which act to concentrate the blow at the fish. It is necessary to take the proper stretch to produce the required blow. The momentum of the moving mass of drill collars and stretched drill pipe returning to normal causes the blow after the jar hammer is tripped. A hammer force of three to four times the excess of pull over pipe weight is possible depending on type and size of pipe, number (weight) of drill collars, drag, jar travel, etc. This force may be large enough to damage the stuck drill pipe and should be considered when jarring operations are planned.

9.5 Torque in Washover Operations. Although little data are available on torque loads during washover operations, they are significant. Friction and drag on the wash pipe cause considerable increases in torque on the tool joints and drill pipe, and should be considered when pipe is to be used in this type service. This is particularly true in directionally drilled wells and deep straight holes with small tolerances. (See Par. 9.6)

9.6 Allowable hookloads and torque combinations for stuck drill strings may be determined by use of the following formula:

$$Q_t = \frac{0.96167J}{D} \sqrt{Y_m^2 - \frac{P^2}{A^2}} \quad 9.61$$

Where Q_t = Minimum Torsional Yield Strength Under Tension, lb-ft
 J = Polar Moment of Inertia
 $= \frac{\pi}{32} (D^4 - d^4)$ For Tubes
 D = Outside Diameter— inches
 d = Inside Diameter— inches
 Y_m = Minimum Unit Yield Strength— psi
 S_c = Minimum Unit Shear Strength— psi
 $(S_c = .577 Y_m)$
 P = Total Load (In Tension)— pounds
 A = Cross Section Area

An example of the torque which may be applied to the pipe which is stuck while imposing a tensile load is as follows:

- Assume: (1) 3 1/2 in. O.D. 13.30 lb Grade E drill pipe
 (2) 3 1/2 IF tool joints
 (3) Stuck point: 4000 feet
 (4) Tensile pull: 100,000 pounds
 (5) New drill pipe

$$\text{Then: } Q_r = \frac{.096167 \times 9.00}{3.5} \sqrt{(75,000)^2 - \frac{(100,000)^2}{(3.62)^2}}$$

$$Q_r = 17,216 \text{ lb-ft}$$

For further information on allowable hookloads, torque application, and pump pressure use, refer to Stall and Blenkarn: *Allowable Hook Load and Torque Combinations For Stuck Drill Strings.*¹²

Biaxial Loading of Drill Pipe

9.7 The collapse resistance of drill pipe corrected for the effect of tension loading may be calculated by reference to Fig. 9.3 and the use of formulas and physical constants contained in Par. 9.8, 9.9, 9.10, and 9.11.

9.8 Formulas and Physical Constants. The ellipse of biaxial yield stress shown in Fig. 9.3 is for use in the range of plastic collapse only, and gives the relation between axial stress (psi) in terms of average yield stress (psi) and effective collapse resistance in terms of nominal plastic collapse resistance. This relationship is depicted in the following formula:

$r^2 + rz + z^2 = 1$, having solutions as follows:

$$(1) z = \frac{-r + \sqrt{4 - 3r^2}}{2}, \text{ and}$$

$$(2) r = \frac{-z + \sqrt{4 - 3z^2}}{2}$$

Where:

(3) $r = \frac{\text{Effective collapse resistance under tension (psi)}}{\text{Nominal plastic collapse resistance (psi)}}$

(4) $z = \frac{\text{Total tensile loading (pounds)}}{\text{Cross section area} \times \text{Average yield strength}}$

Average yield strengths in psi are as follows:

Grade E.....	85,000
Grade X95.....	110,000
Grade G103.....	120,000
Grade S135.....	145,000

9.9 Transition from Elastic to Plastic Collapse.

Material in the elastic range when under no tensile load, transfers to the plastic range when subjected to sufficient axial load. Axial loading, below the transition load, has no effect on elastic collapse. At transition point, the collapse resistance under tension equals the nominal elastic collapse, and also equals a tension factor (r) times collapse resistance as calculated from the nominal plastic formula.

Method: Determine values for both elastic and plastic collapse from applicable formulas in Appendix A.

substitute in formula (3), Par 9.8 and solve for r. Then, solve formula (1), Par 9.8, for z. For the total tension (transition) load, substitute value of z in formula (4), Par. 9.8.

9.10 Effect of Tensile Load on Collapse Resistance. The effect of tensile load applies only to greater than transition load on normally elastic items, and to any load on plastic collapse items. In either case, the value determined from the plastic collapse formula (Appendix A) is to be modified.

Method: Substitute the tensile load value in formula (4), Par. 9.8, to find a value for z. Substitute this value in formula (2), Par. 9.8, to permit solution for r. Next, substitute the value of r in formula (3), Par. 9.8, to obtain the effective collapse resistance under tension.

9.11 Example Calculation of Biaxial Loading. An example of the calculation of drill pipe collapse resistance, corrected for the effect of tensile load is as follows:

Given: String of 5-inch OD, 19.50 lb per ft, Grade E Premium Class drill pipe.

Required: Determine the collapse resistance corrected for tension loading during drill stem test with drill pipe empty and 15 lb per gal. mud behind the drill pipe. Tension of 50,000 lb on the joint above the packer.

Solution: Find reduced cross-section area of Premium Class drill pipe as follows:

Nominal OD = 5 inches, Nominal wall thickness = .362 inches.

Nominal ID = 4.276 inches

Reduced wall thickness for Premium

Class = (0.8)(.362) = .2916 inches

Reduced OD for Premium Class = 4.6552 inches

Cross-sectional area for Premium

Class = Reduced OD area - Nominal ID area

$$= 18.5141 - 14.3703$$

$$= 4.1538 \text{ sq. inches}$$

Tension load on bottom joint = 50,000 ÷ 4.1538 = 12037 psi

Average yield strength for Grade E drill pipe = 85,000 psi

Percent tensile stress to average yield strength

$$= \frac{12037}{85,000} \times 100$$

$$= 14.16\%$$

Enter Fig. 9.3 at 14.16% on upper right horizontal scale and drop vertically to intersect right-hand portion of the ellipse. Proceed horizontally to the left and intersect Nominal Collapse Resistance (center vertical scale) at 92%.

Minimum collapse resistance for Premium Class (Table 2.3) = 7070 psi.

Corrected collapse resistance for effect of tension = (7070)(.92) = 6504 psi.

CAUTION: No safety factors are included in this example calculation.

NOTE: Use reduced values for cross-sectional area, tension, and collapse rating for the appropriate class (Premium Class or Class 3) of used drill pipe being considered.

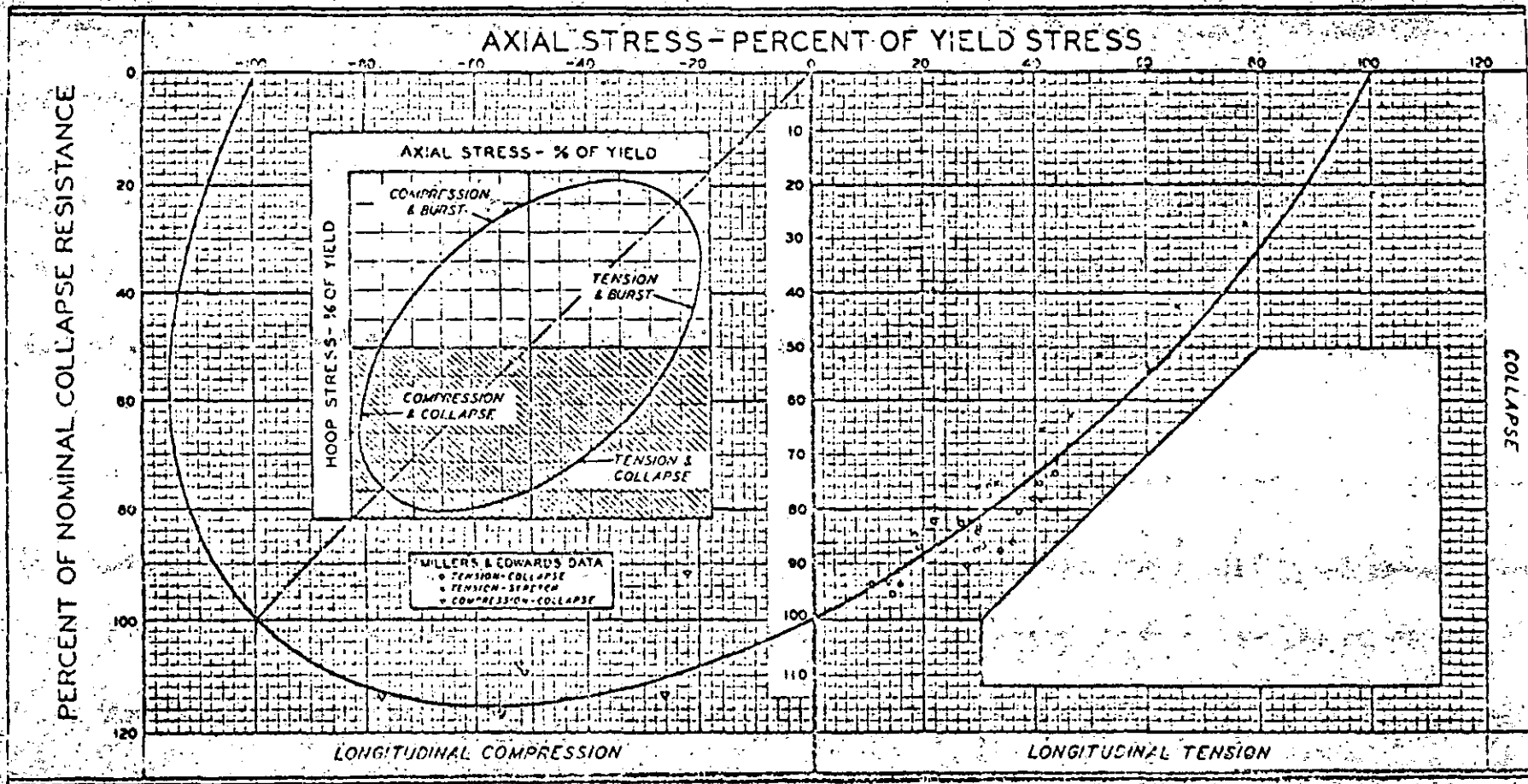


FIG. 9.3
ELLIPSE OF BIAXIAL YIELD STRESS¹²
 OR
MAXIMUM SHEAR - STRAIN-ENERGY DIAGRAM
 After Holmquist and Nadai, Collapse of Deep Well Casing, API Drilling and Production Practice (1939)
 NOTE: Applies only in a non-corrosive environment

SECTION 10 IDENTIFICATION, INSPECTION AND CLASSIFICATION OF DRILL STEM COMPONENTS

10.1 Drill String Marking and Identification. It is recommended that data regarding the pipe, as shown in Fig. 10.1, be stencilled at the base of the pin by the tool joint manufacturer for identification of drill string components. It is also recommended that drill string other than standard weight Grade E, be marked using the mill slot and groove method for identifying grade and weight of drill pipe as shown in Fig. 10.2. In the latter method, the pipe grade and weight code symbols are stamped in the mill slot of specified dimensions and specified location on the tool joint.

Drill Pipe and Tubing Work Strings

10.2 Inspection Standards. Through efforts of joint committees of API and IADC (formerly AAODC), inspection standards for the classification of used drill pipe have been established. The procedure outlined in Table 10.1 was adopted as tentative at the 1964 Standardization Conference and was revised and approved as standard at the 1968 Standardization Conference. Additional revisions were made at the 1970 Standardization Conference to add Premium Class. At the 1971 Conference it was determined that the drill pipe classification procedure be removed from an appendix to API Spec 7 and placed in API RP 7G. At the 1979 Standardization Conference, Table 10.1 was revised to also cover classification of used tubing work strings.

10.3 Limitations of Inspection Capability. Most failures of drill pipe result from some form of metal fatigue. A fatigue failure is one which originates as a result of repeated or fluctuating stresses having maximum values less than the tensile strength of the material. Fatigue fractures are progressive, beginning as minute cracks that grow under the action of the fluctuating stress. The rate of propagation is related to the applied cyclic loads and under certain conditions may be extremely rapid. The failure does not normally exhibit extensive plastic deformation and is therefore difficult to detect until such time as considerable damage has occurred. There is no accepted means of inspecting to determine the amount of accumulated fatigue damage or the remaining life in the pipe at a given stress level.

Presently accepted means of inspection are limited to location of cracks, pits, and other surface marks; measurement of remaining wall thickness; measurement of outside diameter; and calculation of remaining cross sectional area. Drill pipe which has just been inspected and found free of cracks may develop cracks after very short additional service through the addition of damage to previously accumulated fatigue damage.

10.4 Definition of a Fatigue Crack. A fatigue crack is a single line rupture of the pipe surface. The rupture shall (1) be of sufficient length to be shown by magnetic iron particles used in magnetic particle inspection and (2) be identifiable by visual inspection of the outside of the tube and/or by optical inspection of the inside of the tube.

10.5 Measurement of Pipe Wall (Average Minimum Wall). The only acceptable wall thickness measurements are those made with pipe wall micrometers, sonic pulse echo (resonance) instruments,

or gamma-ray devices that the operator can demonstrate to be within 2 per cent accuracy by use of test blocks sized to approximate pipe wall thickness.

10.6 Determination of Cross Sectional Area. Determine cross sectional area by use of a direct indicating instrument that the operator can demonstrate to be within 2 per cent accuracy by use of a pipe section approximately the same as the pipe being inspected. In the absence of such an instrument, integrate wall thickness measurements taken at 1 inch intervals around the tube. Classify the pipe according to remaining cross sectional area in the joint center or where the inspection instruments indicate the greatest metal loss, whichever is smaller.

10.7 Procedure. Used drill pipe should be classified according to the procedure of Table 10.1 and as illustrated in Fig. 10.3, dimension A. Maximum allowable hook loads for Class 1, Premium, Class 2, and Class 3 drill pipe are listed in Table 10.2. These hook load values were taken from the IADC Tool Joints Manual (now Drilling Manual), 1970 edition. Values recommended for minimum OD and make-up torque of weld-on tool joints used with the Class 1, Premium, Class 2, and Class 3 drill pipe are listed in Table 2.12. Maximum allowable hook loads for Class 1, Premium and Class 2 tubing work strings (also classified in accordance with Table 10.1) are listed in Table 10.3.

10.8 Inspection Classification Marking. A permanent mark or marks signifying the classification of the pipe (for example, refer to Table 10.1, Note 1) should be stamped:

- a. On the 35 degree sloping shoulder of the tool joint pin (or on the 18 degree sloping shoulder of the pin, if the 18 degree angle is furnished).
- b. On the end of the tool joint pin on flush OD drill pipe.
- c. Or in some other low-stressed section of the tool joint where the marking will normally carry through operations.
- d. Cold steel stenciling should be avoided on outer surface of drill pipe.

Tool Joints

10.9 Color Coding. The classification system for used drill pipe outlined in Table 10.1 includes a color code designation to identify the drill pipe class. The same system is recommended for tool joint class identification. In addition, it is recommended that the tool joint be identified as (1) field repairable, or (2) scrap or shop repairable. This color code system for tool joints and for drill pipe is shown in Fig 10.4.

10.10 The following recommended inspection standard for used tool joints was initially included as an appendix to API Spec 7. It was moved to API RP 7G by committee action at the 1971 Standardization Conference.

Company symbol, month welded, year welded, pipe mill symbol and drill pipe grade code are to be stencilled at the base of the pin.

MONTH AND YEAR WELDED

Month	Year
1 Through 12	Last two digits of year

DRILL PIPE GRADE CODE

Grade	Symbol
N-80	N
E	E
C-75	C
X-95	X
G-105	G
S-135	S
V-150	V
Used	U

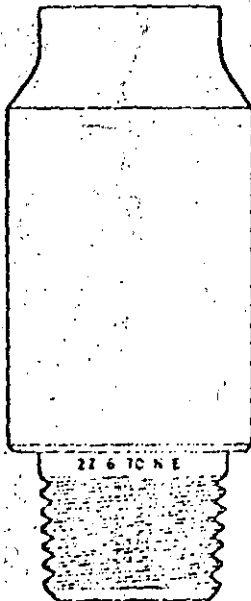
HEAVY WEIGHT DRILL PIPE
(Double Stencil Pipe Grade Code.)

PIPE MILL CODE

Pipe Mill	Symbol
Armco	A
J & L Steel	J
U. S. Steel	N
Wheeling - Pittsburgh	P
Youngstown	Y
Dalmine S.P.A., Italy	D
Falck, Italy	F
TAMSA	T
Nippon Kokan Kabushiki	K
Vallourec	V
Mannesmannrohren-Werke	M
Sumitomo Metal Ind.	S

SAMPLE MARKINGS AT BASE OF PIN

1	2	3	4	5
ZZ	6	70	N	E



1—Company Symbol
ZZ Company (Fictional for example only)

2—Month Welded
6—June

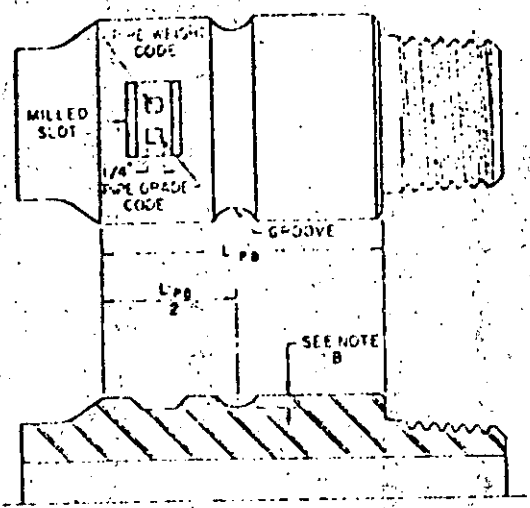
3—Year Welded
70—1970

4—Pipe Mill
N—United States Steel Company

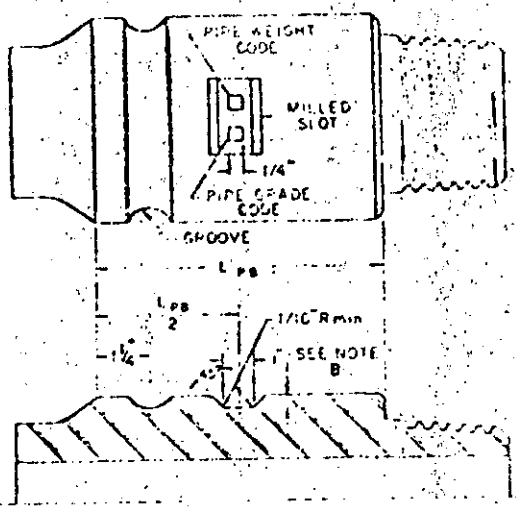
5—Drill Pipe Grade
E—Grade E Drill Pipe

FIG. 10.1
RECOMMENDED PRACTICE FOR MARKING ON TOOL JOINTS
FOR IDENTIFICATION OF DRILL STRING COMPONENTS

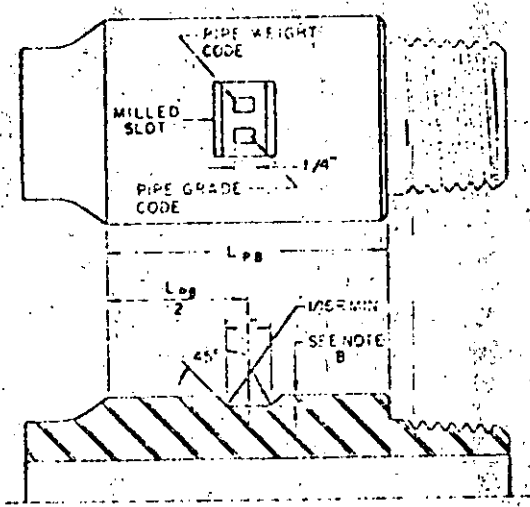
18



STANDARD WEIGHT HIGH STRENGTH DRILL PIPE



HEAVY WEIGHT HIGH STRENGTH DRILL PIPE



HEAVY WEIGHT GRADE E DRILL PIPE

NOTE A: Standard weight Grade E drill pipe designated by an asterisk (*) in the drill pipe weight code will have no groove or milled slot for identification. Grade E heavy weight drill pipe will have a milled slot only, in the center of the tong space.

NOTE B: Groove radius approximately 3/8 inch. Groove and milled slot to be 1/4 in. deep on 5 1/4 in. OD and larger tool joints, 3/16 in. deep on 5 in. OD and smaller tool joints.

NOTE C: Stencil the grade code symbol and weight code number corresponding to grade and weight of pipe in milled slot of pin. Stencil with 1/4 in. high characters so marking may be read with drill pipe hanging in elevators.

L_{pb} = Pin Tong Space Length (See Table 4.2, API Spec 7).

DRILL PIPE GRADE CODE

STANDARD GRADES

Grade	Symbol
N-80	N
E	E
C-75	C

HIGH STRENGTH GRADES

Grade	Symbol
X-95	X
G-105	G
S-135	S
V-150	V

DRILL PIPE WEIGHT CODE

Size	1	2	3	4
OD inches	Nominal Wt. lb./ft	Wall Thickness inches	Weight Code Number	
2 1/4	4.85	.190	1	
	6.65*	.280	2	
2 3/4	6.85	.217	1	
	10.40*	.362	2	
3 1/2	9.50	.251	1	
	13.30*	.368	2	
	15.50	.449	3	
4	11.85	.262	1	
	15.00*	.330	2	
	17.70	.380	3	
4 1/2	13.75	.271	1	
	16.60*	.337	2	
	20.00	.430	3	
	23.82	.500	4	
	25.66	.550	5	
	27.50	.575	6	
5	16.25	.286	1	
	19.50*	.362	2	
	23.60	.500	3	
5 1/2	19.20	.304	1	
	23.90*	.361	2	
	29.70	.415	3	
6	25.20*	.330	2	

*Designates standard weight for drill pipe size.

FIG. 10.2 RECOMMENDED PRACTICE FOR MILL SLOT AND GROOVE METHOD OF DRILL STRING IDENTIFICATION

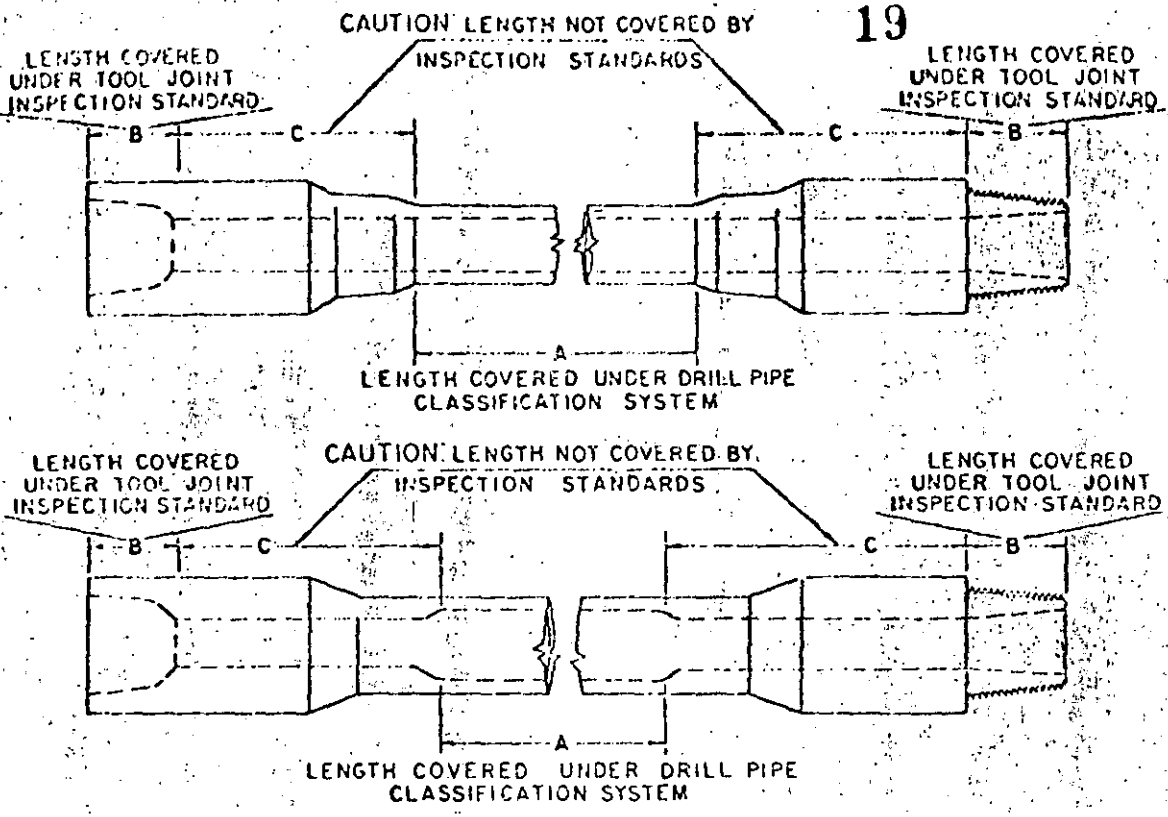
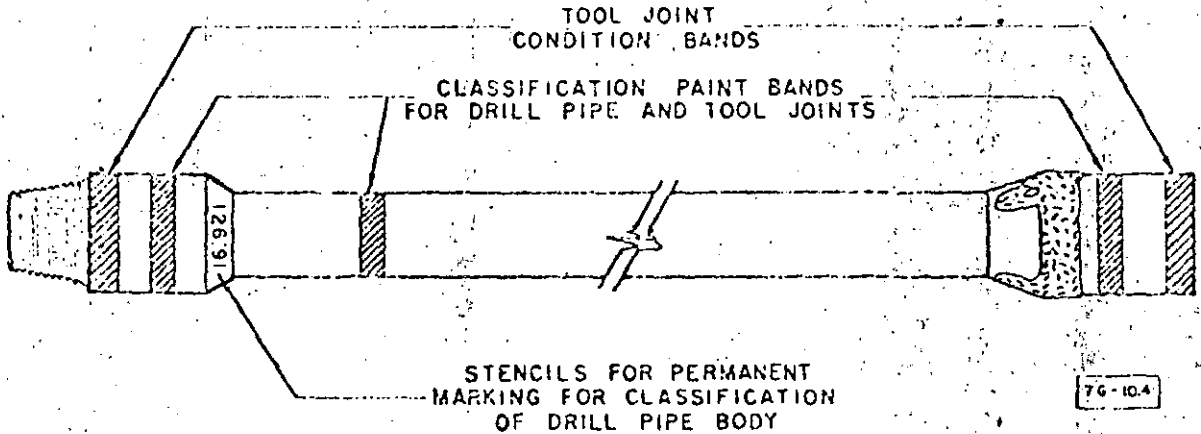


FIG. 10.3
IDENTIFICATION OF LENGTHS COVERED BY INSPECTION STANDARDS



STENCILS FOR PERMANENT MARKING FOR CLASSIFICATION OF DRILL PIPE BODY

TOOL JOINT AND DRILL PIPE CLASSIFICATION	DRILL NUMBER AND COLOR OF BANDS	TOOL JOINT CONDITION	COLOR OF BANDS
Class 1	One White	Scrap or Shop	Red
Premium Class	Two White	Repairable	
Class 2	One Yellow	Field Repairable	Green
Class 3	One Blue		
Class 4	One Green		
Scrap	One Red		

FIG. 10.4
DRILL PIPE AND TOOL JOINT COLOR CODE IDENTIFICATION

a. Required.

- (1) Outside Diameter Measurement
Measure tool joint outside diameter at a distance of 1 inch from the shoulder and determine classification from data in Table 2.12. Minimum shoulder width should be used when tool joints are worn eccentrically.
- (2) Shoulder Condition
Check shoulders for galls, nicks, washes, fins, or any other matter which would affect the pressure holding capacity of the joint and conditions which may affect joint stability. Make certain joint has proper bevel diameter.
- (3) Joint Check
Random check 10 per cent of the joints for manufacturer markings and date of tool joint installation to determine if the tool joint has been reworked.

b. Optional

- (1) Shoulder Width
Using data in Table 2.12, determine minimum shoulder width acceptable for tool joint in class as governed by the outside diameter.
- (2) Thread Profile
Will pick up indications of over-torque, insufficient torque, lapped threads, galled threads, and stretching. The lead gage is the only standard method for measuring pin stretch.
- (3) Box Swell and/or Pin Stretch
These are indications of over-torquing and their presence greatly affects the future performance of the tool joint. On used tool joints, it is recommended that pins having stretch which exceeds .006 inch in 2 inches should be recut. All pins which have been stretched should be inspected for cracks.

It is recommended that used boxes having more than .031 inch (1/32 inch) measurable OD swell be recut. Compare the OD at the make-and-break shoulder to the OD 2 inches from the make-and-break shoulder.

Since wear may decrease the amount of OD swell which can be measured, it is recommended that the box counterbores (Qc) API

20

Spec 7, Table 9.1, be checked. If the Qc diameter is more than .031 inch (1/32 inch) outside the allowed tolerance, then the box should be recut.

- (4) Magnetic Particle Inspection
If evidence of stretching or swelling is found, magnetic particle inspection should be made of both box and pin threaded area, especially last engaged thread area to determine if cracks are present.

c. General

- (1) Gaging
Thread wear, plastic deformation, mechanical damage and lack of clearness may all contribute to erroneous figures when plug and ring gages are applied to used connections. Therefore, ring and plug standoffs should not be used to determine rejection or continued use of rotary shouldered connections. Smooth sealing shoulders are more critical to joint operation than gage standoff.

(2) Repair of Damaged Shoulders

a. When refacing a damaged tool joint shoulder, a minimum of material should be removed.

b. It is suggested that a bench mark be provided for the determination of the amount of material which may be removed from the tool joint shoulder. This bench mark should be stencilled on a new or recut tool joint after facing to gage. The form of the bench mark should be a 3/16 inch diameter circle with a bar tangent to the circle parallel to the shoulder. The distance from the shoulder to the bar should be 1/2 inch. The positioning of the bench mark in the box counterbore and on the base of the pin is shown in Fig. 10.5.

c. It is good practice not to remove more than 1/32 inch from a box or pin shoulder at any one refacing and not more than 1/16 inch cumulatively.

10.11 Fig. 10.3, dimension A, indicates the length covered under the drill classification system recommended in Par. 10.7. Fig. 10.3, dimension B, indicates the length covered under the tool joint inspection standard in Par. 10.10. The length not covered by inspection standards is indicated under a caution heading by dimension C, Fig. 10.3.

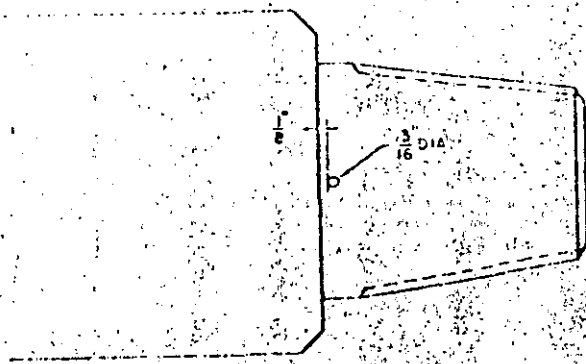
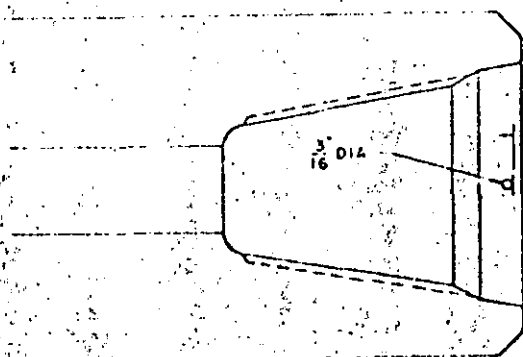


FIG. 10.5
BENCH MARK POSITION ON TOOL JOINT
PIN AND BOX

TABLE 10.1
CLASSIFICATION OF USED DRILL PIPE AND USED TUBING WORK STRINGS
(All Sizes, Weights and Grades. Nominal dimension basis for all calculations)

PIPE CONDITION	CLASS 1 White Band	PREMIUM CLASS Two White Bands	CLASS 2 Yellow Band	CLASS 3 Blue Band	CLASS 4 Green Band
I. EXTERIOR CONDITIONS					
A. OD Wear					
1. Wall Uniform	Nominal	Remaining wall not less than 85% due to uniform wear	Remaining wall not less than 80% due to uniform wear	Remaining wall not less than 72.5% due to uniform wear	Remaining wall less than 62.5% due to uniform wear
2. Eccentric	Nominal	Remaining wall not less than 80%	Remaining wall not less than 65%	Remaining wall not less than 45%	Remaining wall less than 35%
2. Cross-Sectional Area	Calculated area using nominal dimensions	Not required. If wall thickness is within spec, sufficient area will be present.	Calculated area with not more than 20% uniform wall reduction.	Calculated area with not more than 37.5% uniform wall reduction.	Calculated area with greater than 37.5% uniform wall reduction.
B. Dents & Nicks					
	None	Not over 3% of OD	Not over 3% of OD	Not over 5.5% of OD	More than 5.5% of OD
C. Slip Area Diameter Variations					
1. Cracking	None	Not over 3% of OD	Not over 3% of OD	Not over 5.5% of OD	More than 5.5% of OD
2. Necking	None	Not over 3% of OD	Not over 3% of OD	Not over 5.5% of OD	More than 5.5% of OD
D. Stubs Induced Diameter Variations					
1. Stretched	None	Not over 3% of OD reduction	Not over 3% of OD reduction	Not over 5.5% of OD reduction	More than 5.5% of OD reduction
2. String Shot	None	Not over 3% of OD increase	Not over 3% of OD increase	Not over 4.5% of OD increase	More than 4.5% of OD increase
E. Cuts, Gouges and Corrosion					
1. End Bottom	None	Remaining wall not less than 80%	Remaining wall not less than 80%	Remaining wall not less than 62.5%	Remaining wall less than 62.5%
2. Sharp Bottom					
a. Longitudinal	None	Remaining wall not less than 80%	Remaining wall not less than 80%	Remaining wall not less than 62.5%	Remaining wall less than 62.5%
b. Transverse	None	Remaining wall not less than 90% and length not over 10% of circumference	Remaining wall not less than 90% and length not over 10% of circumference	Remaining wall not less than 80% and length not over 10% of circumference	Remaining wall less than 80% and length greater than 10% of circumference
3. Sharp Bottom, Slip Area Only					
a. Transverse	None	Remaining wall not less than 90%. Gauge may be ground out along the longitudinal axis not to exceed 1/4 in.	Remaining wall not less than 90%. Gauge may be ground out along the longitudinal axis not to exceed 2 1/2 in.	Remaining wall not less than 80%. Gauge may be ground out along the longitudinal axis not to exceed 3/4 in.	
F. Fatigue Cracks					
	None	None	None	None	None
II. INTERIOR CONDITIONS					
A. Corrosive Pitting					
1. Wall	Nominal	Remaining wall not less than 80% measured from base of deepest pit.	Remaining wall not less than 65% measured from base of deepest pit.	Remaining wall not less than 50% measured from base of deepest pit.	Remaining wall less than 30% measured from base of deepest pit.
2. Cross-Sectional Area	Calculated area using nominal dimensions	Not required. If wall thickness is within spec, sufficient area will be present.	Calculated area with not over 20% uniform wall reduction.	Calculated area with not over 37.5% uniform wall reduction.	Calculated area with greater than 37.5% uniform wall reduction.
B. Friction and Wear					
1. Wall	Nominal	Remaining wall not less than 80%	Remaining wall not less than 65%	Remaining wall not less than 45%	Remaining wall less than 35%
2. Cross-Sectional Area	Calculated area using nominal dimensions	Not required. If wall thickness is within spec, sufficient area will be present.	Calculated area with not over 20% uniform wall reduction.	Calculated area with not over 37.5% uniform wall reduction.	Calculated area with greater than 37.5% uniform wall reduction.
C. Fatigue Cracks					
	None	None	None	None	None

The premium classification is recommended for service where it is anticipated that torsional limits for Class 2 drill pipe and tubing work strings will be exceeded. The torsional limits for Premium Class and Class 2 drill pipe are specified in Tables 2.4 and 2.6, respectively. Premium Class shall be identified with two white bands, plus one center punch mark on the 35° sloping shoulder of the tool joint pin (or the 18° sloping shoulder of the pin, if the 18° angle is furnished.)

Inspection of this condition should be made to detect presence of longitudinal and transverse cracks inside and outside

*May be ground out along longitudinal axis not to exceed value for round bottom cuts or gouges as shown in I.E. 1 of this table and such grinding to be approximately faired into outer contour of the pipe.

*In any classification where fatigue cracks appear, the pipe will be identified with the red band and considered unfit for further drilling service.

*An API RP 7G inspection cannot be made with drill pipe rubbers on the pipe.

TABLE 10.2

MAXIMUM ALLOWABLE HOOK-LOAD* FOR CLASS 1 (NEW) AND PREMIUM CLASS (USED), CLASS 2 (USED), AND CLASS 3 (USED) DRILL PIPE

From IADC Tool Pusher's Manual (Now Drilling Manual) Seventh Edition
 (Hook load values in this table vary slightly from tensile data for the same pipe size and class listed in Tables 2.2, 2.4, 2.6, 2.8, 2.10, and 2.11 because of differences in rounding procedures used in calculations.)

22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19									
Size O.D. In.	Weight lb/ft	Orig. Inkl. O.D. In.	Wall Thick- ness In.	I.D. In.	CLASS 1			PREMIUM CLASS	CLASS 2					CLASS 3				Hook Load lb									
					Orig. Cross- Section Area sq. in.	Yield psi	Hook Load lb	Minimum Remaining Wall (80%) In.	O.D. w/25% Wall Reduction In.	Minimum Remaining Wall (65%) In.	Reduced Cross- Section **Area sq. In.	Cross- Section Area **Ratio per cent	Hook **Load lb	O.D. w/17.5% Wall Reduction In.	Minimum Remaining Wall (85%) In.	Reduced Cross- Section Area sq. in.	Cross- Section Area Ratio per cent										
2½	4.85	2.375	.190	1.995	1.3046	75,000	97,845	.152	2.2990	.124	1.0255	78.61	76,912	2.2325	.105	.7883	60.46	39,169									
						95,000	123,937														74,936						
						105,000	135,983															82,824					
						110,000	143,566															85,768					
						135,000	176,121																106,458				
2¾	6.65	2.375	.280	1.816	1.843	75,000	139,220	.224	2.2630	.182	1.4350	77.85	107,625	2.165	.154	1.094	69.36	82,050									
						95,000	175,085															103,000					
						105,000	193,515																114,870				
						110,000	202,730																120,310				
						135,000	247,725																	147,690			
2½	6.85	2.875	.217	2.441	1.8125	75,000	135,937	.174	2.7882	.141	1.4263	78.70	109,972	2.7122	.119	1.0979	60.57	82,342									
						95,000	172,187																104,393				
						105,000	190,812																	115,279			
						110,000	199,375																	120,769			
						135,000	244,687																		148,216		
2¾	10.40	2.875	.362	2.151	2.857	75,000	214,340	.290	2.7302	.235	2.22048	77.70	166,536	2.604	.199	1.689	59.10	126,675									
						95,000	271,500																	160,455			
						105,000	300,079																		177,045		
						110,000	314,369																		185,700		
						135,000	385,810																			228,015	
3¼	9.50	3.500	.254	2.992	2.5909	75,000	194,317	.203	3.3984	.166	2.0403	78.74	153,022	3.3095	.140	1.5718	60.67	117,555									
						95,000	235,135																		149,321		
						105,000	272,614																			165,039	
						110,000	284,969																			173,598	
						135,000	349,771																				212,193
3½	13.30	3.500	.368	2.764	3.6209	75,000	271,500	.294	3.3528	.239	2.8287	78.12	212,152	3.224	.202	2.163	59.75	162,226									
						95,000	343,985																			205,485	
						105,000	380,190																				227,115
						110,000	398,293																				237,930
						135,000	453,820																				

*Load at minimum yield strength.

**Values for Premium Class are the same as those for Class 2.

API Drill Stem Design and Operating Limits

TABLE 10.2 (Continued)

MAXIMUM ALLOWABLE HOOK-LOAD* FOR CLASS 1 (NEW) AND PREMIUM CLASS (USED), CLASS 2 (USED), AND CLASS 3 (USED) DRILL PIPE

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Size O.D. in.	Weight lb/ft	Original O.D. in.	Wall Thick- ness in.	I.D. in.	Orig. Cross- Section Area sq. in.	CLASS 1		PREMIUM CLASS	CLASS 2				CLASS 3					
						Yield psi	Hook Load lb	Minimum Remaining Wall (80%) in.	O.D. w/20% Wall **Reduction in.	Minimum Remaining Wall (65%) in.	Reduced Cross- Section **Area sq. in.	Cross- Section Area **Ratio per cent	Hook **Load lb	O.D. w/37.5% Wall Reduction in.	Minimum Remaining Wall (65%) in.	Reduced Cross- Section Area sq. in.	Cross- Section Area Ratio per cent	Hook Load lb
3 1/2	15.50	3.500	.449	2.602	4.3037	75,000	322,770	.359	3.3204	.292	3.3416	77.65	250,620	3.163	.247	2.541	59.05	190,375
						95,000	408,851						317,452				241,395	
						105,000	461,380						350,868				266,305	
						110,000	473,407						367,576				279,510	
						135,000	580,990						451,116				343,035	
4	11.85	4.000	.262	3.476	3.0775	75,000	230,812	.210	3.8952	.170	2.4275	78.88	182,062	3.8035	.144	1.8729	60.86	140,467
						95,000	292,362						230,612				177,925	
						105,000	322,137						254,887				196,654	
						110,000	338,525						267,023				206,019	
						135,000	416,462						327,712				252,841	
4	14.00	4.000	.330	3.340	3.8048	75,000	285,360	.264	3.8680	.215	2.9890	78.55	224,175	3.753	.182	2.298	60.39	172,350
						95,000	361,456						283,955				218,510	
						105,000	399,804						313,815				241,290	
						110,000	418,528						328,790				252,780	
						135,000	513,640						403,515				310,230	
4 1/2	13.75	4.500	.271	3.958	3.6014	75,000	270,195	.217	4.3916	.176	2.8441	78.97	213,307	4.2967	.149	2.1964	60.99	164,730
						95,000	342,133						270,180				208,638	
						105,000	378,147						298,630				230,622	
						110,000	396,154						312,851				241,604	
						135,000	486,189						383,953				296,514	
4 1/2	16.60	4.500	.337	3.826	4.4075	75,000	330,560	.270	4.3652	.219	3.4675	78.70	260,062	4.247	.185	2.671	60.60	200,325
						95,000	418,712						329,412				253,745	
						105,000	462,780						364,37				280,445	
						110,000	484,823						381,425				293,810	
						135,000	595,010						468,112				360,585	
4 3/4	20.00	4.500	.430	3.540	5.4981	75,000	412,350	.344	4.3280	.280	4.3055	78.31	322,912	4.178	.237	3.300	60.02	247,500
						95,000	522,319						409,922				313,500	
						105,000	577,300						452,007				346,500	
						110,000	604,791						473,605				363,000	
						135,000	742,240						581,242				445,500	
5	16.25	5.000	.296	4.408	4.3754	75,000	328,156	.237	4.8816	.192	3.4563	78.99	250,222	4.7780	.163	2.6701	61.02	200,257
						95,000	416,663						328,448				253,659	
						105,000	459,417						362,912				280,360	
						110,000	481,294						380,193				293,711	
						135,000	600,679						466,900				360,463	

*Load at minimum yield strength.

**Values for Premium Class are the same as those for Class 2.

TABLE 10.2 (Continued)

MAXIMUM ALLOWABLE HOOK-LOAD* FOR CLASS 1 (NEW) AND PREMIUM CLASS (USED), CLASS 2 (USED), AND CLASS 3 (USED) DRILL PIPE

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Size O.D. in.	Weight lb/ft	Original O.D. in.	Wall Thick- ness in.	I.D. in.	Orig. Cross- Section Area sq. in.	CLASS 1		PREMIUM CLASS		CLASS 2			CLASS 3					
						Yield psi	Hook Load lb	Minimum Remaining Wall (80%) in.	O.D. w/20% Wall Reduction in.	Minimum Remaining Wall (66%) in.	Reduced Cross- Section **Area sq. in.	Cross- Section Area **Ratio per cent	Hook **Load lb	O.D. w/37.5% Wall Reduction in.	Minimum Remaining Wall (65%) in.	Reduced Cross- Section Area sq. in.	Cross- Section Area Ratio per cent	Hook Load lb
5	19.50	5.000	.362	4.276	5.2746	75,000	395,550	.290	4.8552	.235	4.1523	78.75	311,422	4.729	.199	3.200	60.67	240,000
						95,000	501,087					394,468				304,000		
						105,000	553,930					435,001				336,000		
						110,000	589,206					456,753				352,000		
					135,000	712,070						663,560					432,000	
5	25.60	5.000	.500	4.000	7.0686	75,000	550,140	.400	4.8000	.326	5.5292	78.22	414,676	4.625	.275	4.2340	59.89	317,550
						95,000	671,517					525,274				402,330		
						105,000	742,200					589,566				445,700		
						110,000	777,546					608,212				465,740		
					135,000	964,260						746,440					671,590	
5 1/2	21.90	5.500	.361	4.778	5.8297	75,000	437,227	.289	5.3556	.235	4.5983	78.88	341,872	5.2292	.199	3.5472	60.85	266,040
						95,000	553,821					436,838				336,084		
						105,000	612,118					482,831				372,455		
						110,000	641,267					503,813				393,192		
					135,000	787,009						623,770					478,572	
5 1/2	24.70	5.500	.415	4.670	6.6296	75,000	497,220	.332	5.334	.270	5.2171	78.69	391,282	5.189	.228	4.017	60.59	301,275
						95,000	629,812					493,624				381,615		
						105,000	696,100					547,790				421,780		
						110,000	729,256					573,881				441,870		
					135,000	894,990						704,300					542,290	

*Load at minimum yield strength.

**Values for Premium Class are the same as those for Class 2.

API Drill Steel Design and Operating Limits

APPENDIX A
STRENGTH AND DESIGN FORMULAS

A.1 Torsional Strength of Eccentrically Worn Drill

Assume 1: Eccentric hollow circular section
Reference: Formulas for Stress & Strain, Rank, 3rd Edition

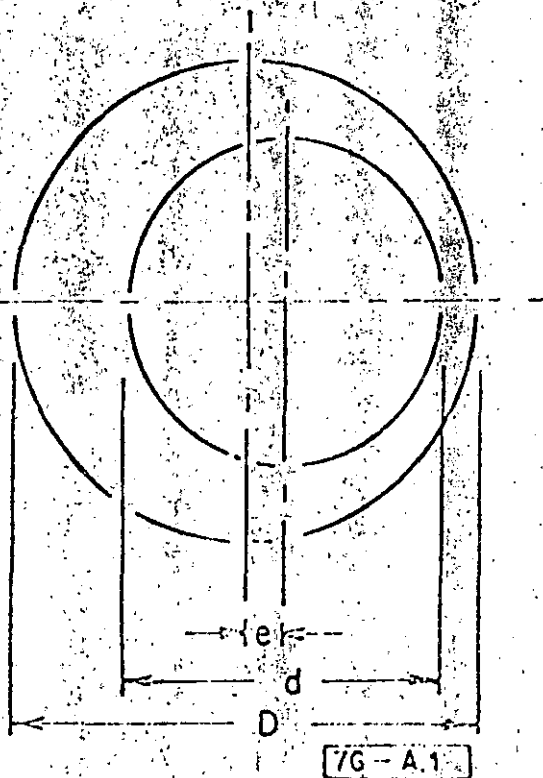


FIG. A.1
ECCENTRIC HOLLOW SECTION OF
DRILL PIPE
 $\pi S_s (D^2 - d^2)$

T ft-lbs = $\frac{12 \times 16 \times D \times F}{\pi S_s (D^2 - d^2)}$ A.1

Where: $F = 1 + \frac{4N^2 \phi^2}{(1-N^2)} + \frac{32N^2 \phi^2}{(1-N^2)(1-N^4)}$
 $+ \frac{48N^2 (1+2N^2+3N^4+2N^6) \phi^2}{(1-N^2)(1-N^4)(1-N^6)}$

$N = d/D$

$\phi = \frac{e}{D}$

T = Torque, ft-lbs

S_s = Minimum shear strength, psi

D = Outside diameter, in.

d = Inside diameter, in.

Assume 2: The internal diameter "d" remains constant and, at the nominal I.D. of the pipe throughout its life.

Assume 3: The external diameter "D" is "d" + "t" nominal + "t" minimum; i.e., all wear occurs on one side. This diameter is not the same as diameter for uniform wear.

NOTE: Torsional yield strength values for Class 2 and Class 3 used drill pipe in Tables 2.6 and 2.7 were calculated from equation A.1, using assumptions 1, 2, and 3 for eccentric external wear. Torsional yield strengths for Premium Class, Table 2.4, were calculated from equation A.1, using the assumption that wear is uniform on the external surface.

A.2 Values for various performance properties of drill pipe are given in Tables 2.2 through 2.9. The values shown are minimum values and do not include factors of safety. In the design of drill pipe strings, factors of safety should be used as are considered necessary for the particular application.

A.3 Collapse Pressure for Drill Pipe. The minimum collapse pressures given in Tables 2.3, 2.5, 2.7, and 2.9 are calculated values determined from formulas A.2 through A.5. The D/t ratio determines the applicable formula, since each formula is based on a specific D/t ratio range.

For minimum collapse failure in the plastic range with minimum yield stress limitations. The external pressure that generates minimum yield stress on the inside wall of a tube.

$P_c = 2Y_m \left[\frac{(D/t) - 1}{(D/t)^2} \right]$ A.2

Applicable D ratios for application of formula A.2 are as follows:

Grade	D Ratio
E	13.67 and less
X95	12.83 and less
G105	12.56 and less
S135	11.90 and less

For minimum collapse failure in the elastic range:

$P_c = Y_m \left[\left(\frac{A'}{D/t} \right) - B' \right] - C$ A.3

Factors and applicable D t ratios for application of formula A.3 are as follows:

Grade	Formula Factors			D Ratio
	A	B	C	
E	3.070	0.342	180	13.67 to 23.09
X95	3.125	0.445	2405	12.83 to 21.21
G105	3.162	0.495	2700	12.56 to 20.66
S135	3.280	0.645	3600	11.90 to 19.14

¹ See API Bul. 5C3 for derivation of formulas in Part A.3.

For minimum collapse failure in conversion or transition zone between elastic and plastic range:

$$P_c = Y_m \left[\left(\frac{A}{D/t} \right) - B \right] \quad \text{A.4}$$

Factors and applicable D/t ratios for application of Formula A.4 are as follows:

Grade	Formula Factors		D/t ratio
	A	B	
E	1.985	0.117	23.09 to 33.0
X95	2.047	0.190	21.21 to 28.25
G105	2.052	0.515	20.66 to 26.88
S135	2.129	0.613	19.14 to 23.42

For minimum collapse failure in the elastic range:

$$P_c = \frac{46.95 \times 10^6}{(D/t) [(D/t) - 1]} \quad \text{A.5}$$

Applicable D/t ratios for application of Formula A.5 are as follows:

Grade	D/t ratio
E	32.05 and Greater
X95	26.25 and Greater
G105	26.88 and Greater
S135	23.42 and Greater

Where:

- *P_c = minimum collapse pressure, psi
- *D = nominal outside diameter, inches
- *t = nominal wall thickness, inches
- *Y_m = specified minimum yield strength, psi

*Collapse pressures for steel drill pipe are determined by adjusting the nominal outside diameter (D) and wall thickness (t) as if the weight is uniform on the outside of the pipe body and the inside diameter remains constant. Values of D and t for each class of steel drill pipe follow. These values are to be used in applicable equation A.4, A.3, A.1, or A.2 depending on the D/t ratio to determine collapse pressure.

- *Premium Class 1: (0.7) nominal wall D: nominal OD-0.10 nominal wall
- *Class 2: (0.6) nominal wall D: nominal OD-0.10 nominal wall
- *Class 3: (0.5) nominal wall D: nominal OD-0.10 nominal wall

A.4 Free Length of Frozen Stuck Pipe

The relation between differential stretch and free length of a frozen string of pipe due to a differential pull is:

$$L_1 = \frac{E \times e \times W_{sp}}{40.8 P} \quad \text{A.6}$$

- Where: E = Modulus of elasticity
- e = Differential stretch, inches
- W_{sp} = Weight per foot of pipe, lbs/ft
- P = Differential pull, lbs

For steel pipe where E = 30 x 10⁶, this formula becomes:

$$L_1 = \frac{735,000 \times e \times W_{sp}}{P} \quad \text{A.7}$$

A.5 Internal Pressure

$$P_i = \frac{2 Y_m t}{D} \quad \text{A.8}$$

- Where: P_i = Internal pressure, psi
- *Y_m = Specified minimum yield strength, psi
- *t = Remaining wall thickness of tube, inches
- D = Nominal outside diameter of tube, inches

NOTE 1: Internal pressures for new drill pipe in Table 2.3 were determined by using the nominal wall thickness for t in the above equation and multiplying by the factor 0.875 due to permissible wall thickness tolerance of minus 12%.

NOTE 2: Internal pressures for used drill pipe were determined by adjusting the nominal wall thickness according to footnote 1 in Table 2.5, 2.7, and 2.9 and using the nominal outside diameter, in the above equation A.8.

A.6 Stretch of Suspended Drill Pipe

When pipe is freely suspended in a fluid, the stretch due to its own weight is:

$$e = \frac{L_1^2}{24E} [W_p + 2W_f (1 - \mu)] \quad A.9$$

- Where: e = Stretch—-inches
 L_1 = Length of string—feet
 E = Modulus of elasticity
 W_p = Weight of pipe material—lb/cu ft
 W_f = Weight of fluid—lb/cu ft
 μ = Poisson's Ratio

For steel pipe where $W_p = 489.5$ lb/cu ft, $E = 30,000,000$ and $\mu = .28$, this formula will be:

$$e = \frac{L_1^2}{72 \times 10^7} [489.5 + 1.44 W_f] \quad A.10$$

or

$$e = \frac{L_1^2}{9.625 \times 10^7} [65.44 + 1.44 W_f] \quad A.11$$

- Where: W_f = Weight of fluid—lb/cu ft
 W_g = Weight of fluid—lb/gal

A.7 Tension

- $P = Y_m A$ A.12
 Where: P = Minimum tensile strength—pounds
 Y_m = Minimum unit tensile yield strength—psi
 A = Cross section area—sq. inches
 (column 6, Table 2.1, for drill pipe)

A.8 Torque To Yield A Rotary Shouldered Connection

$$T = \frac{SA}{12} \left(\frac{p}{2\pi} + \frac{R_s f}{\cos \theta} + R_s f \right) \quad A.13$$

- Where: T = Turning moment or torque required for Make-Up—ft/lbs
 Y_m = Minimum unit yield strength—psi
 A = Cross section area—sq. inches
 Pin at $\frac{3}{8}$ " from shoulder— A_1
 Box at $\frac{3}{8}$ " from shoulder— A_2
 Use the smaller of these two areas
 p = Lead of thread—-inches
 R_s = Average mean radius of thread—-inches
 f = Coefficient of friction on mating surfaces, threads or shoulder, Assumed .08
 R_s = Mean radius of shoulder—-inches
 θ = $\frac{1}{2}$ included angle of thread
 S = Unit stress of material—psi

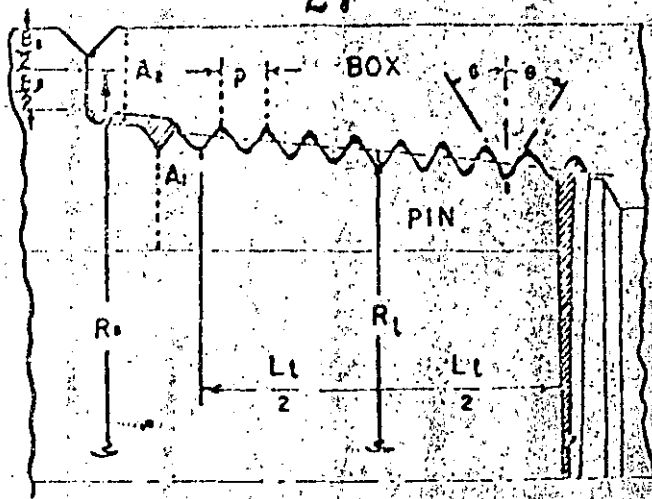


FIG. A.2
 ROTARY SHOULDERS CONNECTION

A.9 Drill Pipe Torsional Yield Strength

A.9.1 Pure Torsion Only

$$Q = \frac{.096167 J Y_m}{D} \quad A.14$$

- Q = Minimum torsional yield strength, lb-ft
 Y_m = Minimum unit yield strength—psi
 J = Polar moment of inertia
 $\pi = \frac{\pi}{32} (D^4 - d^4)$ for tubes
 $= 0.098175 (D^4 - d^4)$
 D = Outside diameter—-inches
 d = Inside diameter—-inches

A.9.2 Torsion and Tension

$$Q_t = \frac{.096167 J}{D} \sqrt{Y_m^2 - \frac{P^2}{A^2}} \quad A.15$$

- Q_t = Minimum torsional yield strength under tension—lb-ft
 J = Polar moment of inertia
 $\pi = \frac{\pi}{32} (D^4 - d^4)$ for tubes
 $= 0.098175 (D^4 - d^4)$
 D = Outside diameter—-inches
 d = Inside diameter—-inches
 Y_m = Minimum unit yield strength—psi
 S_s = Minimum unit shear strength—psi
 ($S_s = .577 Y_m$)
 P = Total load in tension—pounds
 A = Cross section area—sq. inches

R_s is determined at $\frac{L_1}{2}$ as noted in Fig. A.2 For API connections, L_1 is calculated as the total pin length (i.e. Table 9.1, Spec 7) minus the box counterbore depth, specified as $\frac{3}{8}$ inch in Fig. 9.1, API Spec 7.

A.10 Drill Collar Bending Strength Ratio. The bending strength ratios in Fig. 3.1 through 3.7 were determined by application of the following equation:

$$BSR = \frac{Z_B}{Z_P} = \frac{.098(D^3 - b^3)}{.098(R^3 - d^3)} = \frac{D^3 - b^3}{R^3 - d^3} \quad A.16$$

- Where:
- BSR = Bending Strength Ratio
 - Z_B = Box Section Modulus
 - Z_P = Pin Section Modulus
 - D = Outside Diameter of Pin and Box (Fig. A.3)
 - d = Inside Diameter or Bore (Fig. A.3)
 - b = Thread root diameter of box threads at end of pin (Fig. A.3)
 - R = Thread root diameter of pin threads which from shoulder of pin (Fig. A.3)

To use equation A.16 we must first calculate:

Dedendum, b, and R

$$Dedendum = \frac{H}{2} - f_m \quad A.17$$

- Where:
- H = Thread height not truncated
 - f_m = Root truncation

$$b = C - \frac{tpr(L_{pc} - .625) + (2 \times dedendum)}{12} \quad A.18$$

- Where:
- C = pitch diameter
 - tpr = taper inches per foot on diameter
 - .625 = length from pitch diameter to end of pin

$$R = C - (2 \times dedendum) - (tpr \times 1/6 \times 1/12) \quad A.19$$

An example of the use of equation A.16 in determining the bending strength of a typical drill collar connection is as follows:

Determine the bending strength ratio of drill collar NC46-62 (API 14IF, 4 1/2 Extra Hole) 6 1/4 OD x 2 1/2 ID connection.

- D = 6.25 (col. 2, Table 6.1, Spec. 7)
- d = 2 13/16 = 2.8125 (col. 3, Table 6.1, Spec. 7)
- C = 4.626 (col. 5, Table 9.1, Spec. 7)
- Taper = 2 (col. 4, Table 9.1, Spec. 7)
- L_{pc} = 4.5 (col. 9, Table 9.1, Spec. 7)
- H = .216005 (col. 3, Table 9.2, Spec. 7)
- f_m = .048385 (col. 5, Table 9.2, Spec. 7)

First calculate dedendum, b, and R

$$Dedendum = \frac{H}{2} - f_m = \frac{.216005}{2} - .048385 = .0596175$$

$$b = C - \frac{tpr(L_{pc} - .625) + (2 \times dedendum)}{12}$$

$$b = 4.626 - \frac{2(4.5 - .625) + (2 \times .0596175)}{12}$$

$$b = 4.099$$

$$R = C - (2 \times dedendum) - (tpr \times 1/6 \times 1/12)$$

$$R = 4.626 - (2 \times .0596175) - (2 \times 1/6 \times 1/12)$$

$$R = 4.486$$

Substituting these values in equation A.16 determines the bending strength ratio as follows:

$$BSR(NC46-62) = \frac{D^3 - b^3}{R^3 - d^3} = \frac{(6.25)^3 - (4.099)^3}{(4.486)^3 - (2.8125)^3} = 2.61:1$$

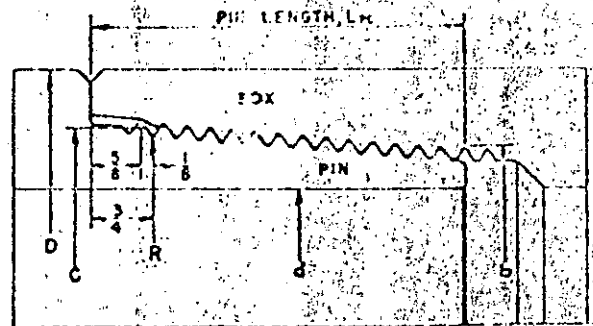


FIG. A.3
ROTARY SHOULDERED CONNECTION
LOCATION OF DIMENSIONS
FOR
BENDING STRENGTH RATIO CALCULATIONS

A.11 Torsional Yield Strength of Kelly Drive Section. The torsional yield strength of the kelly drive section (Y_t) values listed in Tables 4.1 and 4.3 were derived from the following equation:

$$Y_t = \frac{S_s Z_p}{12}$$

Where: S_s = Shear Yield, psi
 Z_p = Polar Section Modulus
 = $0.203a^3 - 0.196b^3$, for square kelly
 = $0.200a^3 - 0.196b^3$, for hexagonal kelly
 a = distance across flats
 b = kelly bore

A.12 Bending Strength, Kelly Drive Section. The yield in bending values of the kelly drive section listed in Tables 4.1 and 4.3 were determined by one of the following equations:

a. Yield in bending through corners of the square drive section, Y_{bc} , ft lb:

$$Y_{bc} = \frac{Y_m Z_c}{12}$$

Where: Y_m = Tensile Yield, psi
 Z_c = Section Modulus about an axis through the corners
 = $0.118a^3 - 0.098b^3$, for square kellys

b. Yield in bending through the faces of the hexagonal drive section Y_{bf} , ft lb:

$$Y_{bf} = \frac{Y_m Z_f}{12}$$

Where: Y_m = Tensile Yield, psi
 Z_f = Section Modulus about an axis through the faces
 = $0.104a^3 - 0.098b^3$, for hexagonal kellys

A.13 Approximate Weight of Tool Joint Plus Drill Pipe:

$$\text{Approximate Weight of Tool Joint Plus Drill Pipe Assembly, lbs/ft} = \frac{\left(\text{Approximate Adjusted Weight of Drill Pipe} \times 29.4 \right) + \text{Approximate Weight of Tool Joint}}{\text{Tool Joint Adjusted Length} + 29.4} \quad \text{A.20}$$

Where:

$$\text{Approximate Adjusted Weight of Drill Pipe, lbs/ft} = \text{Plain End Weight} + \frac{\text{Upset Weight}}{29.4} \quad \text{A.21}$$

Plain end weight and upset weight are found in API Spec 5A and 5AX.

$$\text{Approximate Weight of Tool Joint, lbs} = .222(L(D^2 - d^2)) + .167(D^2 - D_{TE}^2) + .501d^2(D - D_{TE}) \quad \text{A.22}$$

Dimensions for L , D , d , and D_{TE} are in API Spec 7, Figure 4.2 and Table 4.2.

$$\text{Adjusted Length of Tool Joint, ft} = \frac{L + 2.253(D - D_{TE})}{12} \quad \text{A.23}$$

REFERENCES

1. Arthur Lubinski, "Maximum Permissible Dog Legs in Rotary Boreholes"—*Journal of Petroleum Technology*, (February, 1961).
2. Robert W. Nicholson, "Minimize Drill Pipe Damage and Hole Problems. Follow Acceptable Dogleg Severity Limits," *Transactions of the 1974 IADC Rotary Drilling Conference*.
3. K. D. Schenk, "Calco Learns About Drilling Through Excessive Doglegs,"—*Oil and Gas Journal*, (October 12, 1964).
4. G. J. Wilson, "Dogleg Control In Directionally Drilled Wells,"—*Transactions of AIME*, 1967, Vol. 240.
5. Hansford, John E. and Lubinski, Arthur: "Cumulative Fatigue Damage of Drill Pipe in Dog-Legs" *Journal of Petroleum Technology* (March, 1966).
6. Hansford, John E. and Lubinski, Arthur: "The effect of Drilling Vessel Pitch or Roll on Kelly and Drill Pipe Fatigue,"—*Transactions of AIME*, 1964, Vol. 241.
7. Thad Vreeland, Jr., "Dynamic Stresses In Long Drill Pipe Strings,"—*The Petroleum Engineer* (May, 1961).
8. Henry Bourne, Continental Oil Co., Ponca City, Oklahoma, "Drilling Fluid Corrosion,"—Unpublished.
9. Edward R. Slaughter, E. Ellis Fletcher, Arthur R. Elsgar, and George K. Manning, "An Investigation of the Effects of Hydrogen on the Brittle Failure of High Strength Steels" WADC TR 56-53 (June, 1955).
10. H. M. Rollins, "Drill Stem Failures Due to H.S." *Oil and Gas Journal*, (January 24, 1955).
11. Walter Main, Discussion of Paper by Grant and Texter, "Causes and Prevention of Drill Pipe and Tool Joint Troubles,"—*World Oil* (October 1948).
12. J. C. Stall and K. A. Blenkarn, "Allowable Hook Load and Torque Combinations For Stuck Drill String,"—*Mid-Continent API District Meeting*, Paper No. 851-36-M (April 6, 1962).
13. Arco Steel Corporation, "Oil Country Tubular Products—Engineering Data," (1966).
14. Arthur Lubinski, "Fatigue of Range 1 Drill Pipe,"—*REVUE DE L'INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE*, No. 2, 1977 (The paper is in English).



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

TECNOLOGIA DE LA PERFORACION

PROF. ING. PEDRO J. CAUDILLO M.

MEXICO, D.F. DICIEMBRE 1985.

TABLE 2.10
MECHANICAL PROPERTIES OF NEW TOOL JOINTS
AND NEW GRADE E DRILL PIPE

1 Nom Size in.	2 Drill Pipe Data			5 Tool Joint Data			8 Drill Diam- eter** in.	9 Mechanical Properties				
	11 Nom. Wt. lb/ft	12 Approx. Wt. lb/ft	4 Type Upset	6 Conn	7 OD in.	10 ID in.		Tensile Yield, lb		Torsional Yld, ft-lb		
								13 Pipe	14 Tool Joint	15 Pipe	16 Tool Joint	
2 3/8	4.65	5.3	E.U.	NC26 (I.F.)	3 3/8		1.625	97826	313680	4760	6800	
		5.1	E.U.	W.O.	3 3/8		1.607	97820	195720	4760	4500	
		4.9	E.U.	O.H.	3 3/8	2		1.607	97820	206280	4760	4600
		5.0	E.U.		SL-H90	3 3/8	2	1.650	97820	202670	4760	5100
	6.65	7.0	E.U.	NC26 (I.F.)	3 3/8	1 3/4	1.625	138220	313580	6250	6800	
		6.9	E.U.	O.H.	3 3/8	1 3/4	1.625	138220	294500	6250	6400	
	6.65	6.8	I.U.		P.A.C.	2 7/8	1 3/8	1.250	138220	238440	6250	4800
2 7/8	6.65	7.5	E.U.	NC31 (I.F.)	4 1/8	2 1/8	2.000	135900	447130	8080	11800	
		7.3	E.U.	W.O.	4 1/8	2 7/16	2.253	135900	277560	8080	7400	
		6.9	E.U.	O.H.	3 3/4	2 7/16	2.253	135900	223580	8080	5700	
		7.1	E.U.		SL-H90	3 7/8	2 7/16	2.296	135900	260780	8080	7600
	10.40	10.9	E.U.	NC31 (I.F.)	4 1/8		1.963	214340	447130	11550	11600	
		10.6	E.U.	O.H.	3 7/8		1.963	214340	345360	11550	8900	
		10.6	E.U.		SL-H90	3 7/8		2.000	214340	382550	11550	11300
	10.40	11.2	I.U.		X.H.	4 1/4	1 7/8	1.750	214340	505080	11550	13400
		10.4	I.U.		NC26 (S.H.)	3 3/8	1 3/4	1.625	214340	313680	11550	6800
	10.40	10.3	I.U.		P.A.C.	3 1/8	1 1/2	1.375	214340	269470	11550	5800
	3 1/2	9.50	10.6	E.U.	NC38 (I.F.)	4 3/4	2 11/16	2.563	194270	587310	14150	18100
			10.3	E.U.	NC38 (W.O.)	4 3/4	3	2.804	194270	419800	14150	12800
10.0			E.U.	O.H.	4 1/2	3	2.804	194270	392040	14150	12100	
10.2			E.U.		SL-H90	4 3/8	3	2.847	194270	366450	14150	12500
13.30		14.0	E.U.	NC38 (I.F.)	4 3/4	2 11/16	2.457	271570	587310	16550	18100	
		14.0	E.U.	O.H.	4 3/4	2 11/16	2.414	271570	559560	16550	17400	
13.30		14.2	I.U.		X.H.	4 3/4	2 7/16	2.313	271570	570940	18550	17100
		13.6	I.U.		NC31 (S.H.)	4 1/8	2 1/8	2.000	271570	447130	18550	11600
15.50	16.6	E.U.		NC38 (I.F.)	5	2 9/16	2.414	322780	649160	21090	20300	
4	11.85	13.5	E.U.	NC46 (I.F.)	6	3 1/4	3.125	230750	901170	19470	33500	
		13.3	E.U.	NC46 (W.O.)	5 3/4	3 1/16	3.313	230750	782990	19470	29100	
		12.1	E.U.	O.H.	5 1/2	3 13/32	3.287	230750	621240	19470	22200	
	11.85	13.1	I.U.		H-90	5 1/2	2 13/16	2.688	230750	813470	19470	35400

(Continued on page 15)

*The tensile yield strength of Grade E drill pipe is based on 75,000 psi minimum yield strength.

*The torsional yield strength is based on a shear strength of 57.7% of the minimum yield strength.

*The tensile strength of the tool joint pin is based on 120,000 psi minimum yield and the cross sectional area at the root of the thread 3/8 inch from the shoulder.

*Tensile strength plus drill pipe, for Range 2 steel pipe (See Appendix A for method of calculation).

*See Table 2.4.

TABLE 2.10 (continued)
MECHANICAL PROPERTIES OF NEW TOOL JOINTS
AND NEW GRADE E DRILL PIPE

1 Tool Joint Size in.	2 Drill Pipe Data		4 Type Upset	5 Tool Joint Data			8 Pitch Diameter** in.	9 Mechanical Properties			
	Nom. Wt. lb/ft.	Approx. Wt. lb/ft.		Conn.	OD in.	ID in.		Tensile Yield, lb.			
								1 Pipe	2 Tool Joint	3 Pipe	4 Tool Joint
4	14.00	15.8	E.U.	NC46 (I.F.)	6	3 1/4	3.125	285360	901160	23290	33600
		15.0	E.U.	O.H.	5 1/2	3 1/4	3.125	285360	759340	23290	27400
	14.00	15.1	I.U.	NC40 (F.H.)	5 1/4	2 13/16	2.688	285360	711610	23290	23500
		14.4	I.U.	S.H.	4 3/8	2 9/16	2.438	285360	512040	23290	15000
	15.70	17.5	E.U.	NC46 (I.F.)	6	3 1/4	3.095	324120	901170	25810	33600
		16.8	I.U.	NC40 (F.H.)	5 1/4	2 11/16	2.563	324120	776400	25810	25400
	15.70	17.1	I.U.	H90	5 1/2	2 13/16	2.688	324120	913470	25810	35400
4 1/2	13.75	15.4	E.U.	NC50 (I.F.)	6 3/8	3 3/4	3.625	270030	944000	25910	34100
		14.6	E.U.	NC50 (W.O.)	6 1/8	3 1/8	3.750	270030	849500	25910	37700
	13.75	14.1	E.U.	O.H.	5 1/4	3 3/16	3.770	270030	554760	25910	21300
		15.2	I.U.	H90	6		3.125	270030	938150	25910	38500
	16.60	18.0	E.U.	NC50 (I.F.)	6 3/8		3.625	330560	944000	30810	37700
		17.1	E.U.	O.H.	5 1/4	3 3/4	3.625	330560	713880	30810	21500
	16.60	18.4	I.E.U.	NC46 (X.H.)	6 1/4	3 1/4	3.125	330560	901170	30810	33900
		18.2	I.E.U.	F.H.	6	3	2.875	330560	976160	30810	34800
		17.9	I.E.U.	H90	6	3 1/4	3.125	330560	938150	30810	38900
		16.8	I.E.U.	NC38 (S.H.)	5	2 11/16	2.563	330560	587310	30810	18120
	20.00	21.6	E.U.	NC50 (I.F.)	6 3/8	3 3/8	3.452	412360	1030880	36900	41200
		22.1	I.E.U.	NC48 (X.H.)	6 1/4	3	2.875	412360	1048430	36900	39500
	20.00	21.7	I.E.U.	F.H.	6	3	2.875	412360	976160	36900	34800
		21.7	I.E.U.	H90	6	3	2.875	412360	1085410	36900	45200
5	19.50	20.9	I.E.U.	NC50 (X.H.)	6 3/8	3 3/4	3.625	395600	943990	41170	37700
		22.1	I.E.U.	5 1/2 F.H.	7	3 3/4	3.625	395600	1048400	41170	62200
	25.60	26.9	I.E.U.	NC50 (X.H.)	6 3/8	3 1/2	3.375	530150	1010240	52260	44900
		28.1	I.E.U.	5 1/2 F.H.	7	3 1/2	3.375	530150	1019280	52260	62200
5 1/2	21.90	23.8	I.E.U.	F.H.	7	4	3.875	437120	1065760	50710	56300
		24.70	I.E.U.	F.H.	7	4		497220	1065760	56570	56300
6	25.20	27.3	I.E.U.	F.H.	8	5	4.875	489470	1044880	70580	74200

*The tensile yield strength of Grade E drill pipe is based on 75,000 psi minimum yield strength.
 **The torsional yield strength is based on a shear strength of 57.7% of the minimum yield strength.
 †The tensile strength of the tool joint pin is based on 120,000 psi yield and the cross sectional area at the root of the thread 1/8 inch from the shoulder.
 ‡Joint plus drill pipe, for Range 2 steel pipe (See Appendix A for method of calculation).
 Par. 2.4.

2

TABLE 2.11
MECHANICAL PROPERTIES OF NEW TOOL JOINTS
AND NEW HIGH STRENGTH DRILL PIPE

1 Size in.	2 Drill Pipe Data			5 Tool Joint Data			8 Drift Diam- eter** in.	9 Mechanical Properties				
	Nom. Wt. lb/ft	Approx. Wt.* lb/ft	Type Upset and Pipe Grade	Conn.	OD in.	ID in.		Tensile Yield, lb		Torsional Yld., ft-lb		
								Pipe	Tool Joint	Pipe	Tool Joint	
2 1/8	6.65	7.1	E.U.-95	NC26(I.F.)	3 1/8	1 3/4	1.625	175000	313680	7920	6800	
		7.0	E.U.-95	SL-H90	3 1/8	1 13/16	1.670	175000	270040	7920	6900	
		7.1	E.U.-105	NC26(I.F.)	3 3/8		1.625	193500	313680	8750	6800	
		7.0	E.U.-105	SL-H90	3 3/4	1	1.670	193500	270040	8750	6900	
	2 1/2	10.40	11.1	E.U.-95	NC31(I.F.)	4 1/8	2	1.875	271500	495730	14640	13200
			10.9	E.U.-95	SL-H90	4	2	1.875	271500	443760	14640	13200
		11.1	E.U.-105	NC31(I.F.)	4 1/8	2	1.875	300080	495730	16180	13200	
		10.9	E.U.-105	SL-H90	4	2	1.875	300080	443760	16180	13200	
		11.5	E.U.-135	NC31(I.F.)	4 3/8	1 5/8	1.500	385820	623840	20800	17000	
		11.3	E.U.-135	SL-H90	4 1/8	1 5/8	1.500	385820	571870	20800	17200	
3 1/2	13.30	14.6	E.U.-95	NC38(I.F.)	5	2 9/16	2.438	343990	649160	23500	20300	
		14.2	E.U.-95	SL-H90	4 3/4	2 9/16	2.438	343990	595810	23500	20900	
		14.7	E.U.-105	NC38(I.F.)	5	2 7/16	2.313	380190	708060	25970	22200	
		14.2	E.U.-105	SL-H90	4 3/4	2 9/16	2.438	380190	595810	25970	20900	
		14.9	E.U.-135	NC38(I.F.)	5	2 1/8	2.000	488320	836400	33390	25400	
		14.9	E.U.-135	SL-H90	5	2 1/2	2.000	488320	789090	33390	28100	
		15.3	E.U.-135	NC40(4F.H.)	5 3/8	2 1/2	2.313	488820	897160	33390	30000	
	15.50	16.8	E.U.-95	NC38(I.F.)	5	2 7/16	2.313	408850	708060	26710	22200	
		17.0	E.U.-105	NC38(I.F.)	5	2 1/8	2.000	451890	835400	26710	26400	
		17.8	E.U.-135	NC40(4F.H.)	5 1/2	2 1/4	2.125	591000	930000	37950	32900	
15.50		E.U.-95	NC38(I.F.)	5	2 7/16	2.313	408850	708060	26710	22200		
4 1/2	14.00	16.2	E.U.-95	NC46(I.F.)	6	3 1/4	3.125	361460	901170	29500	33600	
		16.2	E.U.-105	NC46(I.F.)	6	3 1/4	3.125	399500	901170	32600	33500	
		16.4	E.U.-135	NC46(I.F.)	6	3	2.875	513650	1048430	41920	39200	
		15.3	I.U.-95	NC40(F.H.)	5 1/4	2 11/16	2.563	361460	776400	29500	25400	
		15.6	I.U.-95	H-90	5 1/2	2 13/16	2.688	361460	813470	29500	35400	
		15.9	I.U.-105	NC40(F.H.)	5 1/2	2 11/16	2.313	399500	897160	32600	30000	
		15.6	I.U.-105	H-90	5 1/2	2 13/16	2.688	399500	813470	32600	35400	
		15.6	I.U.-105	H-90	5 1/2	2 13/16	2.688	399500	813470	32600	35400	

(Continued on page 17)

*The torsional yield strength is based on a shear strength of 57.7% of the minimum yield strength.
Tensile strength of the tool joint pin is based on 120,000 psi yield and the cross sectional area at the root of the
1 1/2 inch from the shoulder.

**Joint plus drill pipe, for Range 2 steel pipe (See Appendix A for method of calculation)

See Par. 2.4

3

TABLE 2.11 (continued)
MECHANICAL PROPERTIES OF NEW TOOL JOINTS
AND NEW HIGH STRENGTH DRILL PIPE

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Drill Pipe Data				Tool Joint Data			Drill Diam- eter** in.	Mechanical Properties			
Nom. Size in.	Nom. Wt. lb/ft	Approx. Wt.* lb/ft	Type, upset and Pipe Grade	Conn.	OD in.	ID in.		Tensile Yield, lb		Torsional Yld., ft-lb	
								Pipe	Tool Joint	Pipe	Tool Joint
4	14.00	16.1	I.U.-135	NC40(F.H.)	5 1/2	2	1.875	513650	1080120	41920	36300
		15.6	I.U.-135	H-90	5 1/2	2 13/16	2.688	513650	913470	41920	35400
	15.70	17.8	E.U.-95	NC46(I.F.)	6	3 1/4	1.5	410550	897160	32690	33600
		17.8	E.U.-105	NC46(I.F.)	6		1.25	453770	901170	36130	33500
		18.1	E.U.-135	NC46(I.F.)	6		1.75	583420	1048430	46460	39600
		17.3	I.U.-95	NC40(F.H.)	5 1/2	2 1/16	1.3	410550	897160	32690	30000
		17.2	I.U.-95	H-90	5 1/2	2 13/16	1.8	410550	913470	32690	35400
		17.3	I.U.-105	NC40(F.H.)	5 1/2	2 1/16	2.1	453770	897160	36130	30000
		17.2	I.U.-105	H-90	5 1/2	2 13/16	2.6	453770	913470	36130	35400
		4 1/2	16.60	18.3	E.U.-95	NC50(I.F.)	6 3/8	3 3/4	3.625	418700	939360
18.3	E.U.-105			NC50(I.F.)	6 3/8	3 3/4	3.625	462780	939360	43130	37700
18.6	E.U.-135			NC50(I.F.)	6 3/8	3 1/2	3.375	595000	1110240	55450	44900
18.7	I.E.U.-95		NC46(X.H.)	6 1/4	3	2.875	418700	1048430	39020	39500	
18.3	I.E.U.-95		F.H.	6	3	2.875	418700	976160	39020	34800	
18.0	I.E.U.-95		H-90	6	3 1/4	3.125	418700	938150	39020	38900	
18.7	I.E.U.-105		NC46(X.H.)	6 1/4	3	2.875	462780	1048430	43130	39600	
18.3	I.E.U.-105		F.H.	6	3	2.625	462780	976160	43130	34800	
18.0	I.E.U.-105		H-90	6	3 1/4	3.125	462780	938150	43130	38900	
18.9	I.E.U.-135		NC46(X.H.)	6 1/4	2 3/4	2.625	595000	1183910	55450	44900	
19.1	I.E.U.-135		F.H.	6 1/4	2 1/2	2.375	595000	1235340	55450	44800	
18.3	I.E.U.-135		H-90	6	3	3.125	595000	1085410	55450	45200	
4 1/2	20.00		22.0	E.U.-95	NC50(I.F.)	6 3/8	3 1/2	3.50	522320	1110240	46650
		22.0	E.U.-105	NC50(I.F.)	6 3/8	3 1/2	3.375	577300	1110240	51570	44700
		23.0	E.U.-135	NC50(I.F.)	6 3/8	3	2.875	742240	1416480	66300	57800
		22.6	I.E.U.-95	NC46(X.H.)	6 1/4	2 3/4	2.625	522320	1183920	46740	44900
		22.3	I.E.U.-95	F.H.	6	2 1/2	2.375	522320	1235400	46740	44300
		21.7	I.E.U.-95	H-90	6	3 1/4	3.125	522320	938150	46740	38900

(Continued on page 18)

*Tensile yield strength is based on a shear strength of 57.7% of the minimum yield strength.

**Torsional strength of the tool joint pin is based on 120,000 psi yield and the cross sectional area at the root of the thread, 1/8 inch from the shoulder.

***Tool joint plus drill pipe, for Range 2 steel pipe (See Appendix A for method of calculation).

**See Par. 2.4.

4

TABLE 2.11 (continued)
MECHANICAL PROPERTIES OF NEW TOOL JOINTS
AND NEW HIGH STRENGTH DRILL PIPE

1 Nom. Size in.	2 Approx. Wt.* lb/ft	3 Type Upset and Pipe Grade	4 Tool Joint Data			7 Drift Diam- eter** in.	9 Mechanical Properties				
			5 Conn.	6 OD in.	8 ID in.		Tensile Yield, lb		Torsional Yld., lb-in		
							Pipe †	Tool Joint	Pipe †	Tool Joint	
4 1/2	20.00	22.8	I.E.U.-105	NC46(X.H.)	6 1/4	2 1/2	2.375	577300	1307640	51660	49500
		22.3	I.E.U.-105	F.H.	6	2 1/2	2.375	577300	1235400	51660	44300
		21.9	I.E.U.-105	H-90	6	3	2.875	577300	1035410	51660	45200
	23.0	I.E.U.-135	NC46(X.H.)	6 1/4		2.125	742240	1419480	65420	53800	
5	19.50	21.4	I.E.U.-95	NC50(X.H.)	6 3/8	3 1/2	1.375	501090	1110240	52140	44700
		22.4	I.E.U.-95	5 1/2 F.H.	7	3 3/4	625	501090	1446400	52140	62200
		21.9	I.E.U.-105	NC50(X.H.)	6 1/2	3 1/4	3	553830	1269240	57600	51400
		22.4	I.E.U.-105	5 1/2 F.H.	7	3 3/4	3.1	553830	1448400	57600	62200
		22.5	I.E.U.-135	NC50(X.H.)	6 3/8	2 3/4	2.6	712070	1551960	74100	63400
		23.2	I.E.U.-135	5 1/2 F.H.	7 1/4	3 1/2	3.37	712070	1619230	74100	71000
	25.00	27.8	I.E.U.-95	NC50(X.H.)	6 1/2	3	2.875	671520	1416480	66190	50000
		28.3	I.E.U.-95	5 1/2 F.H.	7	3 1/2	3.375	671520	1619280	66190	62000
28.3		I.E.U.-105	NC50(X.H.)	6 3/8	2 3/4	2.625	742200	1551960	73160	63400	
28.9		I.E.U.-105	5 1/2 F.H.	7 1/4	3 1/2	3.375	742200	1619280	73160	72500	
29.2		I.E.U.-135	5 1/2 F.H.	7 1/4	3 1/4	3.125	954260	1778280	94060	77700	
29.2		I.E.U.-135	5 1/2 F.H.	7 1/4	3 1/4	3.125	954260	1778280	94060	77700	
5 1/2	21.90	24.4	I.E.U.-95	F.H.	7	3 3/4	3.625	553680	1448400	64230	62200
		25.3	I.E.U.-105	F.H.	7 1/4	3 1/2	3.375	611960	1619280	70990	72500
	26.4	I.E.U.-135	F.H.	7 1/2	3	2.875	786810	1925520	91280	85800	
	27.8	I.E.U.-95	F.H.	7 1/4	3 1/2	3.375	629810	1619280	71660	72500	
	27.8	I.E.U.-105	F.H.	7 1/4	3 1/2	3.375	696110	1619280	79200	72500	
	28.9	I.E.U.-135	F.H.	7 1/2	3	2.875	895000	1925520	101830	86800	

*The torsional yield strength is based on a shear strength of 57.7% of the minimum yield strength.

**The tensile strength of the tool joint pin is based on 120,000 psi yield and the cross sectional area at the root of the thread 1/8 inch from the shoulder.

†Tool joint strength for drill pipe, for Range 2 steel pipe (See Appendix A for method of calculation).

**See Table 2.10.

5

TABLE 2.12
RECOMMENDED MINIMUM OD* AND MAKE-UP TORQUE OF
WELD-ON TYPE TOOL JOINTS BASED ON TORSIONAL STRENGTH
OF BOX AND DRILL PIPE
(See Par. 2.8)

2		3		4		5		6		7		8		9		11		12		13		14		15		16	
DRILL PIPE DATA				NEW TOOL JOINT DATA				PREMIUM CLASS				CLASS 2				CLASS 3											
Nom. Wt. D/W	Type Upset and Grade	Conn.	New OD in.	New ID in.	Make-Up Torque ft-lb	Min OD Tool Joint in.	Min. Shoulder With Eccentric Wear in.	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb	Min OD Tool Joint in.	Min. Shoulder With Eccentric Wear in.	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb	Min OD Tool Joint in.	Min. Shoulder With Eccentric Wear in.	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb	Min OD Tool Joint in.	Min. Shoulder With Eccentric Wear in.	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb	Min OD Tool Joint in.	Min. Shoulder With Eccentric Wear in.	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb	Min OD Tool Joint in.	Min. Shoulder With Eccentric Wear in.	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb	Min OD Tool Joint in.	Min. Shoulder With Eccentric Wear in.	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb	
4.85	E.U. 75	W.O.	3 3/4	2	2300	3 3/16	3/32	2000	3	3/32	1500	2 1/2	3/32	1300													
4.85	E.U. 75	NC26(U.F.)	3 3/4	1 1/2	3500	3 3/4	3/32	2000	3 3/4	3/32	2000	3 3/4	3/32	2000	3 3/4	3/32	2000	3 3/4	3/32	2000	3 3/4	3/32	2000	3 3/4	3/32	2000	
4.85	E.U. 75	O.H.	3 3/4	2	2400	3	3/32	1800	2 1/2	3/32	1600	2 1/2	3/32	1400													
4.85	E.U. 75	SL-H90	3 3/4	2	2600	2 1/2	3/32	2000	2 1/2	3/32	2000	2 1/2	3/32	2000	2 1/2	3/32	2000	2 1/2	3/32	2000	2 1/2	3/32	2000	2 1/2	3/32	2000	
6.65	I.U. 75	P.A.C.	2 3/4	1 1/2	2500	2 1/2	3/32	2500	2 1/2	3/32	2100	2 1/2	3/32	1700													
6.65	E.U. 75	NC26(I.F.)	3 3/4	1 1/2	3500	3 3/4	3/32	2500	3 3/4	3/32	2000	3 3/4	3/32	2000	3 3/4	3/32	2000	3 3/4	3/32	2000	3 3/4	3/32	2000	3 3/4	3/32	2000	
6.65	E.U. 75	SL-H90	3 3/4	2	2600	3 3/4	3/32	2600	2 1/2	3/32	2000	2 1/2	3/32	2000	2 1/2	3/32	2000	2 1/2	3/32	2000	2 1/2	3/32	2000	2 1/2	3/32	2000	
6.65	E.U. 75	O.H.	3 3/4	1 1/2	3300	3 3/4	3/32	2300	3 3/4	3/32	2100	3 3/4	3/32	1600													
6.65	E.U. 95	NC26(I.F.)	3 3/4	1 1/2	3500	3 3/4	3/32	3000	3 3/4	3/32	2500	3 3/4	3/32	2200													
6.65	E.U. 105	NC26(I.F.)	3 3/4	1 1/2	3500	3 3/4	3/32	3000	3 3/4	3/32	2700	3 3/4	3/32	2200													
6.85	E.U. 75	NC31 (2 1/2 I.F.)	4 3/4	2 1/2	5900	3 3/4	3/32	4600	3 3/4	3/32	3500	3 3/4	3/32	3200													
6.85	E.U. 75	W.O.	4 3/4	2 1/2	3800	3 3/4	3/32	3800	3 3/4	3/32	2500	3 3/4	3/32	2200													
6.85	E.U. 75	O.H.	3 3/4	2 1/2	2900	3 3/4	3/32	3300	3 3/4	3/32	2700	3 3/4	3/32	2300													
6.85	E.U. 75	SL-H90	3 3/4	2 1/2	3800	3 3/4	3/32	3800	3 3/4	3/32	3800	3 3/4	3/32	2700													
10.40	E.U. 75	NC31(2 1/2 I.F.)	4 3/4	2 1/2	5900	3 3/4	3/32	4600	3 3/4	3/32	3500	3 3/4	3/32	3200													
10.40	I.U. 75	X.H.	4 3/4	1 1/2	6700	3 3/4	3/32	4400	3 3/4	3/32	3700	3 3/4	3/32	3100													
10.40	I.U. 75	NC26(2 1/2 S.H.)	3 3/4	1 1/2	3400	3 3/4	3/32	4100	3 3/4	3/32	3600	3 3/4	3/32	3000													
10.40	E.U. 75	O.H.	3 3/4	2 1/2	4500	3 3/4	3/32	4300	3 3/4	3/32	3600	3 3/4	3/32	3000													
10.40	E.U. 75	SL-H90	3 3/4	2 1/2	5700	3 3/4	3/32	4600	3 3/4	3/32	3800	3 3/4	3/32	3000													
10.40	E.U. 75	P.A.C.	3 3/4	1 1/2	3500	3 3/4	3/32	3500	3 3/4	3/32	3500	3 3/4	3/32	2900													
10.40	E.U. 95	NC31(2 1/2 I.F.)	4 3/4	2	6600	3 3/4	3/32	5700	3 3/4	3/32	4600	3 3/4	3/32	3900													
10.40	E.U. 95	SL-H90	3 3/4	2 1/2	5700	3 3/4	3/32	5700	3 3/4	3/32	4600	3 3/4	3/32	3800													
10.40	E.U. 105	NC31(2 1/2 I.F.)	4 3/4	2	6600	3 3/4	3/32	6100	3 3/4	3/32	5000	3 3/4	3/32	4200													
10.40	E.U. 135	NC31(2 1/2 I.F.)	4 3/4	1 1/2	8500	4 3/4	3/32	7700	3 3/4	3/32	6500	3 3/4	3/32	5400													
9.50	E.U. 75	NC38(W.O.)	4 3/4	3	6400	4 3/4	3/32	5300	4 3/4	3/32	4800	4 3/4	3/32	3800													
9.50	E.U. 75	NC38(I.F.)	4 3/4	2 1/2	9100	4 3/4	3/32	5300	4 3/4	3/32	4800	4 3/4	3/32	3800													
9.50	E.U. 75	O.H.	4 3/4	3	6100	4 3/4	3/32	5500	4 3/4	3/32	4600	4 3/4	3/32	3700													
9.50	E.U. 75	SL-H90	4 3/4	3	6300	4 3/4	3/32	5500	4 3/4	3/32	4500	4 3/4	3/32	4000													
13.30	E.U. 75	NC38(I.F.)	4 3/4	2 1/2	9100	4 3/4	3/32	7300	4 3/4	3/32	5800	4 3/4	3/32	4800													
13.30	E.U. 75	NC31(O.S.H.)	4 3/4	2 1/2	6000	4	3/32	5900	3 3/4	3/32	5700	3 3/4	3/32	5000													
13.30	E.U. 75	O.H.	4 3/4	2 1/2	8700	4 3/4	3/32	7000	4 3/4	3/32	6000	4 3/4	3/32	5100													
13.30	E.U. 75	H90	5 3/4	2 1/2	12000	4 3/4	3/32	7500	4 3/4	3/32	6200	4 3/4	3/32	4900													
13.30	E.U. 95	NC38(I.F.)	5	2 1/2	10200	4 3/4	3/32	8800	4 3/4	3/32	7300	4 3/4	3/32	6300													
13.30	E.U. 95	SL-H90	4 3/4	2 1/2	9300	4 3/4	3/32	8800	4 3/4	3/32	7100	4 3/4	3/32	6100													
13.30	E.U. 95	H90	5 3/4	2 1/2	12000	4 3/4	3/32	8800	4 3/4	3/32	7500	4 3/4	3/32	6200													
13.30	E.U. 105	NC38(I.F.)	5	2 1/2	11100	4 3/4	3/32	9900	4 3/4	3/32	8300	4 3/4	3/32	6800													
13.30	E.U. 135	NC40(4 F.H.)	5 3/4	2 1/2	15000	5	3/32	12600	4 3/4	3/32	10500	4 3/4	3/32	8400													
13.30	E.U. 135	NC38(3 1/2 I.F.)	5	2 1/2	13300	4 3/4	3/32	12600	4 3/4	3/32	10500	4 3/4	3/32	8600													

(Continued on page 20)

TABLE 2.12 (continued)
 RECOMMENDED MINIMUM OD * AND MAKE-UP TORQUE OF
 WELD-ON TYPE TOOL JOINTS BASED ON TORSIONAL STRENGTH
 OF BOX AND DRILL PIPE
 (See Par. 2.8)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
DRILL PIPE DATA			NEW TOOL JOINT DATA				PREMIUM CLASS			CLASS 2			CLASS 3		
Nom. Size in	Nom. Wt. lb/ft	Type Upset and Grade	Conn.	New OD in.	New ID in.	Make-Up Torque ft-lb	Min OD Tool Joint in.	Min. Box Shoulder With Eccentric Wear in.	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb	Min OD Tool Joint in.	Min. Box Shoulder With Eccentric Wear in.	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb	Min OD Tool Joint in.	Min. Box Shoulder With Eccentric Wear in.	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb
3 1/2	15.50	E.U. 75	NC38(I.F.)	5	2 1/4	10200	4 1/2	3/8	7800	4 1/2	3/8	6500	4 1/2	3/8	5300
	15.50	E.U. 95	NC38(I.F.)	5	2 1/4	11100	4 1/2	3/8	9900	4 1/2	3/8	8300	4 1/2	3/8	6800
	15.50	E.U. 105	NC38(I.F.)	5	2 1/4	13300	4 1/2	3/8	10900	4 1/2	3/8	9300	4 1/2	3/8	7800
	15.50	E.U. 105	NC40(4.F.H.)	5 1/2	2 1/4	13900	4 1/2	3/8	11400	4 1/2	3/8	9000	4 1/2	3/8	7900
	15.50	E.U. 135	NC40 (4 F.H.)	5 1/2	2 1/4	16500	5 1/2	3/8	14400	4 1/2	3/8	11400	4 1/2	3/8	9600
4	11.85	E.U. 75	NC46(I.F.)	6	3 1/4	16900	5 1/2	3/8	14400	5 1/2	3/8	6500	5 1/2	3/8	5100
	11.85	E.U. 75	NC46(W.O.)	5 1/2	3 1/4	14400	5 1/2	3/8	11300	5 1/2	3/8	6500	5 1/2	3/8	5100
	11.85	E.U. 75	O.H.	5 1/2	3 3/4	11300	4 1/2	3/8	6200	4 1/2	3/8	6200	4 1/2	3/8	5000
	11.85	E.U. 75	H90	5 1/2	2 1/4	17700	4 1/2	3/8	9000	4 1/2	3/8	6300	4 1/2	3/8	5700
	14.00	I.U. 75	NC40(4 F.H.)	5 1/2	2 1/4	11800	4 1/2	3/8	9000	4 1/2	3/8	7300	4 1/2	3/8	6200
	14.00	E.U. 75	NC46(4 I.F.)	6	3 1/4	16900	5 1/2	3/8	9200	5 1/2	3/8	7200	5 1/2	3/8	6500
	14.00	I.U. 75	O.S.H.	4 1/2	2 1/4	7700	4 1/2	3/8	8800	4 1/2	3/8	7400	4 1/2	3/8	6500
	14.00	E.U. 75	O.H.	5 1/2	3 1/4	13800	5 1/2	3/8	8800	4 1/2	3/8	7500	4 1/2	3/8	6200
	14.00	E.U. 75	H90	5 1/2	2 1/4	17700	4 1/2	3/8	9000	4 1/2	3/8	7500	4 1/2	3/8	6300
	14.00	I.U. 95	NC40(4 F.H.)	5 1/2	2 1/4	12700	4 1/2	3/8	11400	4 1/2	3/8	9000	4 1/2	3/8	7900
	14.00	E.U. 95	NC46(4 I.F.)	6	3 1/4	16900	5 1/2	3/8	11400	5 1/2	3/8	9200	5 1/2	3/8	7900
	14.0	I.U. 95	H90	5 1/2	2 1/4	17700	5 1/2	3/8	11100	4 1/2	3/8	9700	4 1/2	3/8	8300
	14.00	I.U. 105	NC40(4 F.H.)	5 1/2	2 1/4	15000	5 1/2	3/8	12600	4 1/2	3/8	10200	4 1/2	3/8	8500
	14.00	E.U. 105	NC46(4 I.F.)	6	3 1/4	16900	5 1/2	3/8	12800	5 1/2	3/8	10700	5 1/2	3/8	8500
	14.00	I.U. 105	H90	5 1/2	2 1/4	17700	5 1/2	3/8	12500	5 1/2	3/8	10400	4 1/2	3/8	9000
	14.00	E.U. 135	NC46(4 I.F.)	6	3	19600	5 1/2	3/8	15800	5 1/2	3/8	12800	5 1/2	3/8	11400
4	15.70	I.U. 75	NC40(4 F.H.)	5 1/2	2 1/4	12800	4 1/2	3/8	10	4 1/2	3/8	7900	4 1/2	3/8	6800
	15.70	E.U. 75	NC46(4 I.F.)	6	3 1/4	16900	5 1/2	3/8	10	5 1/2	3/8	7900	5 1/2	3/8	7200
	15.70	E.U. 75	H90	5 1/2	2 1/4	17700	4 1/2	3/8	5	4 1/2	3/8	8300	4 1/2	3/8	7000
	15.70	I.U. 95	NC40(4 F.H.)	5 1/2	2 1/4	15000	5 1/2	3/8	12600	4 1/2	3/8	10200	4 1/2	3/8	8500
	15.70	E.U. 95	NC46(4 I.F.)	6	3	19600	5 1/2	3/8	12600	5 1/2	3/8	10000	5 1/2	3/8	8500
	15.70	I.U. 95	H90	5 1/2	2 1/4	17700	5 1/2	3/8	12600	5 1/2	3/8	10400	4 1/2	3/8	8400
4	15.70	E.U. 105	NC46(4 I.F.)	6	3	19600	5 1/2	3/8	13600	5 1/2	3/8	11400	5 1/2	3/8	9200
4	15.70	I.U. 105	H90	5 1/2	2 1/4	17700	5 1/2	3/8	14000	5 1/2	3/8	11100	4 1/2	3/8	9700
	15.70	I.U. 135	NC46(4 I.F.)	6	2 1/2	23600	5 1/2	3/8	17300	5 1/2	3/8	14300	5 1/2	3/8	12100
	15.70	E.U. 135	NC46(4 I.F.)	6	2 1/2	21000	5 1/2	3/8	17300	5 1/2	3/8	14300	5 1/2	3/8	12100
	16.60	I.E.U. 75	F.H.	8	3	17400	5 1/2	3/8	12100	5 1/2	3/8	10100	5 1/2	3/8	8100
	16.60	I.E.U. 75	NC46(X.H.)	6 1/2	3 1/4	17000	5 1/2	3/8	12100	5 1/2	3/8	9900	5 1/2	3/8	8500
	16.60	E.U. 75	O.H.	5 1/2	3 1/4	13800	5 1/2	3/8	12300	5 1/2	3/8	10000	5 1/2	3/8	8600
	16.60	E.U. 75	NC50(I.F.)	6 1/2	3 1/4	19000	5 1/2	3/8	11600	5 1/2	3/8	10000	5 1/2	3/8	8400
	16.60	E.U. 75	H90	6	3 1/4	19500	5 1/2	3/8	11900	5 1/2	3/8	9500	5 1/2	3/8	8000

(Continued on page 21)

7

TABLE 2.12 (continued)
 RECOMMENDED MINIMUM OD* AND MAKE-UP TORQUE OF
 WELD-ON TYPE TOOL JOINTS BASED ON TORSIONAL STRENGTH
 OF BOX AND DRILL PIPE
 (See Par. 2.8)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
DRILL PIPE DATA			NEW TOOL JOINT DATA				PREMIUM CLASS			CLASS 2			CLASS 3		
Nom. Size	Nom. Wt. lb/ft	Type Upset and Grade	Conn.	New OD in.	New ID in.	Make-Up Torque ft-lb	Min OD Tool Joint in.	Min Shoulder With Eccentric Wear in.	Make-Up Torque For Min. OD	Min OD Tool Joint in.	Min Shoulder With Eccentric Wear in.	Make-Up Torque For Min. OD Tool Joint ft-lb	Min OD Tool Joint in.	Min Shoulder With Eccentric Wear in.	Make-Up Torque For Min. OD Tool Joint ft-lb
4 1/2"	16.60	I.E.U. 95	F.H.	6	2 1/2	19900	5 1/2	3/4	15000	5 1/2	3/4	12100	5 1/2	3/4	10100
	16.60	I.E.U. 95	NC46(X.H.)	6 1/2	3	19800	5 1/2	3/4	15000	5 1/2	3/4	12100	5 1/2	3/4	10600
	16.60	E.U. 95	NC50(I.F.)	6 1/2	3 1/2	18900	5 1/2	3/4	15000	5 1/2	3/4	12400	5 1/2	3/4	10800
	16.60	I.E.U. 95	H90	6	3	22600	5 1/2	3/4	15100	5 1/2	3/4	12700	5 1/2	3/4	10300
4 1/2"	16.60	I.U. 105	F.H.	6	2 1/2	19900	5 1/2	3/4	16400	5 1/2	3/4	13500	5 1/2	3/4	11400
	16.60	I.U. 105	NC46(X.H.)	6 1/2	3	19800	5 1/2	3/4	16500	5 1/2	3/4	13500	5 1/2	3/4	11400
	16.60	E.U. 105	NC50(I.F.)	6 1/2	3 1/2	18900	5 1/2	3/4	16600	5 1/2	3/4	13200	5 1/2	3/4	11600
	16.60	I.E.U. 105	H90	6	3	22600	5 1/2	3/4	16800	5 1/2	3/4	13500	5 1/2	3/4	11900
4 1/2"	16.60	I.E.U. 135	NC46(X.H.)	6 1/2	2 1/2	22500	5 1/2	3/4	21200	5 1/2	3/4	17300	5 1/2	3/4	14300
	16.60	E.U. 135	NC50(I.F.)	6 1/2	3 1/2	22400	6	3/4	21100	5 1/2	3/4	17500	5 1/2	3/4	14900
4 1/2"	20.00	I.E.U. 75	F.H.	5	3	17400	5 1/2	3/4	14100	5 1/2	3/4	11400	5 1/2	3/4	9400
	20.00	I.E.U. 75	NC46(X.H.)	6 1/2	3	19800	5 1/2	3/4	14100	5 1/2	3/4	11400	5 1/2	3/4	10000
	20.00	E.U. 75	NC50(I.F.)	6 1/2	3 1/2	20600	5 1/2	3/4	14100	5 1/2	3/4	11600	5 1/2	3/4	9900
	20.00	I.E.U. 75	H90	6	3	22600	5 1/2	3/4	14300	5 1/2	3/4	11900	5 1/2	3/4	9500
4 1/2"	20.00	I.E.U. 95	F.H.	6	2 1/2	22200	5 1/2	3/4	17800	5 1/2	3/4	14200	5 1/2	3/4	12100
	20.00	I.E.U. 95	NC46(X.H.)	6 1/2	2 1/2	22500	5 1/2	3/4	18100	5 1/2	3/4	14300	5 1/2	3/4	12100
	20.00	E.U. 95	NC50(I.F.)	6 1/2	3 1/2	22400	5 1/2	3/4	17500	5 1/2	3/4	14900	5 1/2	3/4	12400
	20.00	I.E.U. 95	H90	6	3	22600	5 1/2	3/4	17600	5 1/2	3/4	14300	5 1/2	3/4	12700
4 1/2"	20.00	I.E.U. 105	NC46(X.H.)	6 1/2	2 1/2	24800	5 1/2	3/4	19600	5 1/2	3/4	15800	5 1/2	3/4	13500
	20.00	E.U. 105	NC50(I.F.)	6 1/2	3 1/2	22400	6	3/4	19200	5 1/2	3/4	15800	5 1/2	3/4	13200
4 1/2"	20.00	I.U. 135	NC50(I.F.)	6 1/2	2 1/2	30400	6 1/2	3/4	25500	6 1/2	3/4	21000	5 1/2	3/4	17500
5"	19.50	I.E.U. 75	NC50(X.H.)	6 1/2	3 1/2	18900	5 1/2	3/4	15800	5 1/2	3/4	13300	5 1/2	3/4	10300
	19.50	I.E.U. 95	NC50(X.H.)	6 1/2	3 1/2	22400	6 1/2	3/4	20200	5 1/2	3/4	16700	5 1/2	3/4	14100
	19.50	I.E.U. 95	H90	6 1/2	3 1/2	26000	5 1/2	3/4	19900	5 1/2	3/4	16300	5 1/2	3/4	13600
5"	19.50	I.E.U. 105	NC50(X.H.)	6 1/2	3 1/2	25800	6 1/2	3/4	21900	5 1/2	3/4	18400	5 1/2	3/4	15000
	19.50	I.E.U. 105	H90	6 1/2	3	29300	5 1/2	3/4	21800	5 1/2	3/4	18100	5 1/2	3/4	15400
5"	19.50	I.E.U. 135	NC50(X.H.)	6 1/2	2 1/2	31800	6 1/2	3/4	28100	6 1/2	3/4	22900	6	3/4	19300
	19.50	I.E.U. 135	5/8 F.H.	7 1/2	3 1/2	36300	6 1/2	3/4	28100	6 1/2	3/4	23400	6 1/2	3/4	19200
5 1/2"	25	I.U. 75	NC50(X.H.)	6 1/2	3 1/2	22400	6 1/2	3/4	20200	5 1/2	3/4	16700	5 1/2	3/4	13300
	25	I.U. 75	5/8 F.H.	7	3 1/2	31500	6 1/2	3/4	20200	6 1/2	3/4	16100	6 1/2	3/4	14100
5 1/2"	25.60	I.E.U. 95	NC50(X.H.)	6 1/2	3	28600	6 1/2	3/4	24700	6 1/2	3/4	22000	5 1/2	3/4	17500
	25.60	I.E.U. 95	5/8 F.H.	7 1/2	3 1/2	31500	6 1/2	3/4	25500	6 1/2	3/4	20200	6 1/2	3/4	17200
5 1/2"	25.60	I.E.U. 105	NC50(X.H.)	6 1/2	2 1/2	31800	6 1/2	3/4	27500	6 1/2	3/4	22900	6	3/4	19300
	25.60	I.E.U. 105	5/8 F.H.	7 1/2	3 1/2	36300	6 1/2	3/4	27700	6 1/2	3/4	22300	6 1/2	3/4	19200
5 1/2"	25.60	I.E.U. 135	5/8 F.H.	7 1/2	3 1/2	36900	6 1/2	3/4	35500	6 1/2	3/4	28300	6 1/2	3/4	24500

8

WHAT IS HEVI-WATE DRILL PIPE?

31

Drilco's HEVI-WATE drill pipe is an intermediate weight drill string member. It consists of a heavy wall tube attached to special extra length tool joints. It has drill pipe dimensions for ease of handling. The integral center wear pad protects the O.D. of the tube from abrasive wear. The extra length tool joint end sections allow ample space for recutting the connections and reduces the rate of wear on the O.D.

WHERE IS HEVI-WATE DRILL PIPE USED?

Directional Drilling: Directional drillers have found that HEVI-WATE drill pipe is ideal for high angle drilling because it is less rigid than drill collars and has much less hole wall contact. The three point wall contact feature of HEVI-WATE has solved two serious problems for directional drillers. It permits high RPM drilling with much less torque. This reduces drillstem wear and tear and simplifies directional control. It also has little tendency toward differential pressure sticking. Since it is less rigid than drill collars, HEVI-WATE bends more in the tube section. HEVI-WATE can be run through the many hole angle and direction changes with a minimum of problems usually associated with directional drilling.

Vertical Drilling in Soft Formations: There are many advantages for running HEVI-WATE Drill Pipe in soft formation vertical drilled holes. This example of a 12 1/4" diameter hole drilled to 13,000 ft. depth is typical for a vertical drilling hookup used in South Louisiana:

Starting above the Bit the assembly consists of:

- 3 Large diameter drill collars (9 to 10 inch)
- 3 or more intermediate collars (7 to 7-3/4 inch)
- 20 to 35 joints of 5 inch HEVI-WATE.
- And regular 4-1/2 or 5 inch drill pipe above.

Advantages of running HEVI-WATE in soft formation drilling include:

- (1) Reduction of torque in high RPM deep drilling.
- (2) Reduction in trip time over handling a long string of drill collars.
- (3) Reduction in tool joint connection failures.
- (4) Easier to handle and transport to and from locations.

Transition Zone: Experience has shown that drill pipe fatigue failures usually occur in the first few joints above the drill collars. These failures are attributed to the change of section between the rigid drill collars and the limber drill pipe. The driller continually moves the first joint of pipe from this high stress fatigue location to another spot higher up in the drill pipe string. Moving these joints of pipe to other string locations does not remove the cumulative fatigue damage that has been done and only prolongs the time until fatigue failure occurs. Two to four stands of Drilco HEVI-WATE drill pipe above the collars will provide a graduated change in stiffness of the drilling string thus greatly reducing the fatigue damage in this transition zone.

On Small Rigs to Reduce Hook Load: In some shallow drilling areas, where small rigs are used, and where regular drill pipe is run in compression the more rigid HEVI-WATE drill pipe will allow more bit weight to be run with less likelihood of fatigue damage. The longer upset end sections of the HEVI-WATE drill pipe provide more bearing area to resist wear on the joints. When HEVI-WATE drill pipe is run in compression the total hook load for the HEVI-WATE drill string is less than for a conventional drill pipe and drill collar assembly at a given depth and for a given bit weight.

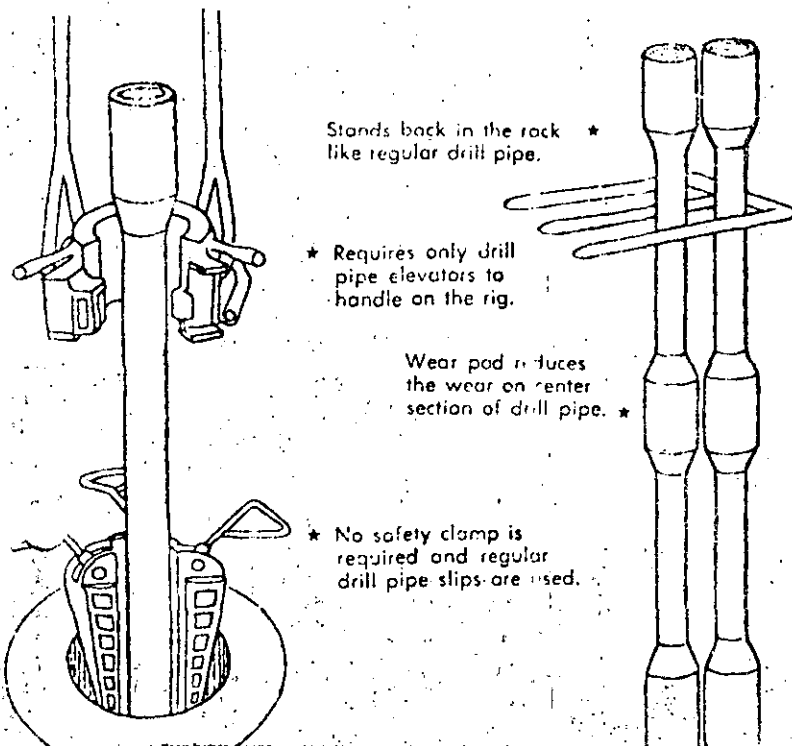
The following example illustrates this application:

EXAMPLE "A" Using regular drill pipe and drill collars.	
66 Jts. (2000') 4 1/2" O.D. Drill pipe @ 16.60 lbs/ft.	33,200 lbs.
20 D.C.'s (600') 6 1/2" O.D. 2 1/4" Bore @ 100 lbs/ft.	60,000 lbs.
2600 ft. of drill string with total hook load of	93,200 lbs.
Bit weight available is 60,000 lbs.	

EXAMPLE "B" Using Drilco's HEVI-WATE drill pipe.	
49 Jts. (1460') 4 1/2" O.D. Drill pipe @ 16.60 lbs/ft.	24,200 lbs.
30 Jts. (900') 4 1/2" HEVI-WATE drill pipe @ 40 lbs/ft.	26,000 lbs.
8 D.C.'s (240') 6 1/2" O.D. 2 1/4" Bore @ 100 lbs/ft.	24,600 lbs.
2600 ft. of drill string length with total hook load of	84,200 lbs.
Bit weight available is 60,000 lbs.	

Drilco's HEVI-WATE drill pipe string as shown in Example "B" provides the same amount of bit weight and yet the hook load is 9,000 lbs. less than Example "A".

SAVES RIG TIME BY REDUCING TRIP TIME



HEVI-WATE FEATURES

- Extra long tool joints (24" & 30" long)
 - (1) More bearing area which reduces O.D. wear.
 - (2) More length for recutting connections
 - (3) More space for hardbanding
- Heavy wall tube provides maximum weight per foot.
- Long center upset (24" long)
 - (1) Integral with Body of tube
 - (2) Reduces wear on center of tube
 - (3) Hardfacing easily and safely applied
 - (4) O.D. can be rebuilt
 - (5) Helps prevent differential wall sticking.
- Tool joints can be furnished with all stress relief features such as:
 - (1) BORE BACK® boxes
 - (2) Relief Groove Pins
 - (3) Cold rolled thread roots
- Tool joints and center upset can be furnished with heavy duty hardfacing.

10

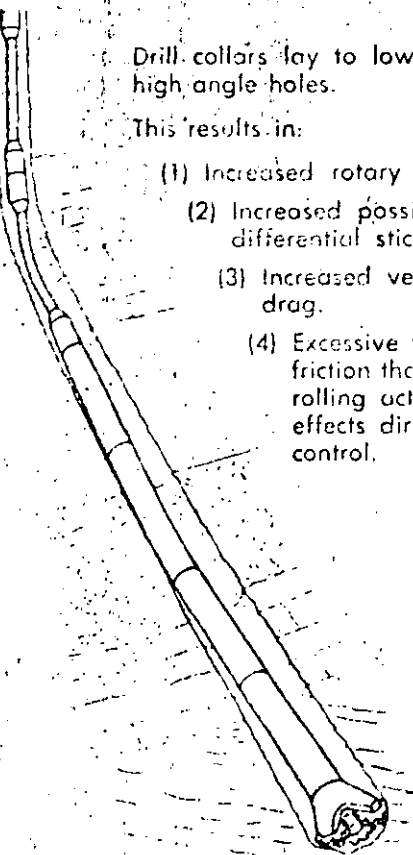
DIRECTIONAL DRILLING

32

Drill collars lay to low side of high angle holes.

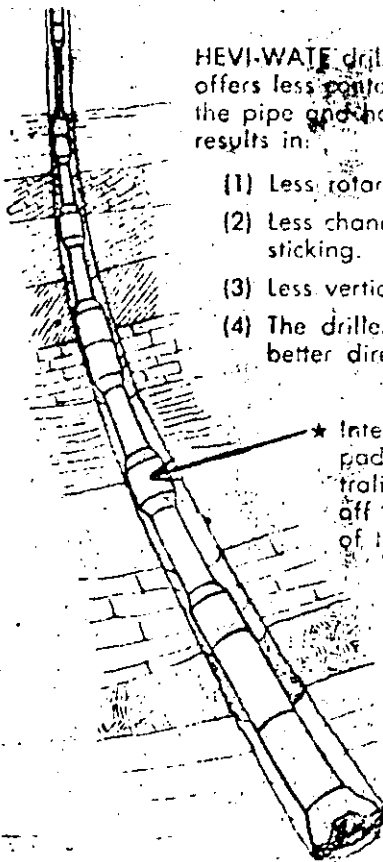
This results in:

- (1) Increased rotary torque.
- (2) Increased possibility of differential sticking.
- (3) Increased vertical drag.
- (4) Excessive wall friction that creates rolling action and effects directional control.



HEVI-WATE drill pipe design offers less contact area between the pipe and hole wall which results in:

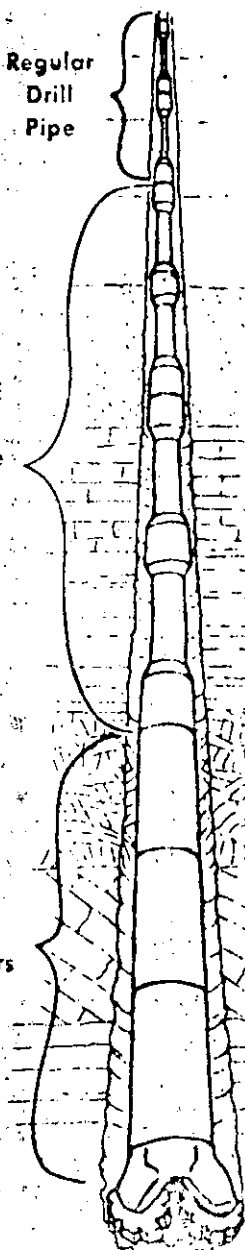
- (1) Less rotary torque.
- (2) Less chance of differential sticking.
- (3) Less vertical drag.
- (4) The driller can maintain better directional control.



* Integral-center wear pad acts as a centralizer to keep pipe off of the low side of the hole.

Regular Drill Pipe

* Two to Four stands of HEVI-WATE Drill Pipe in the critical transition zone between drill collars and drill pipe.



Drill Collars

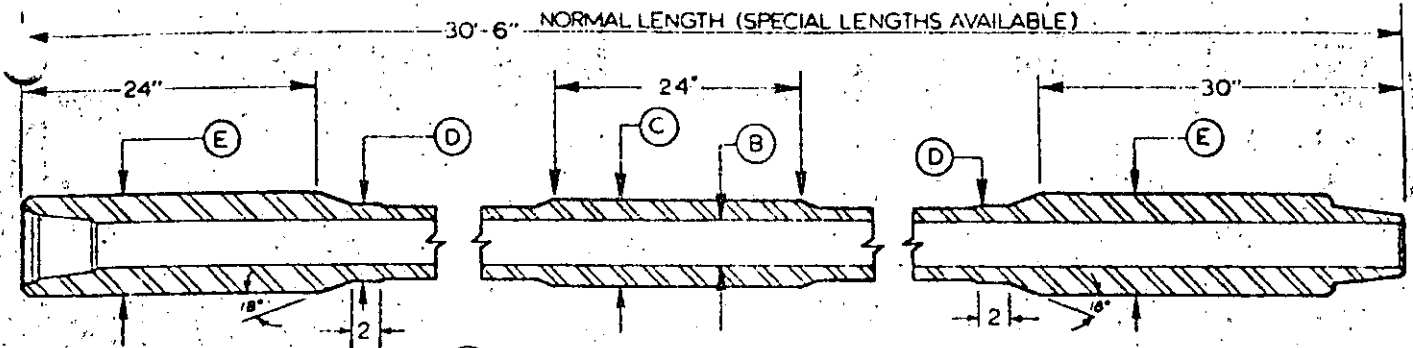
TRANSITION ZONE

HEVI WATE Drill Pipe provides a graduated change in stiffness between the limber drill pipe above and the rigid drill collars below. This graduated change in stiffness reduces the likelihood of drill pipe fatigue failures in the critical transition zone.*

VERTICAL DRILLING

Advantages observed when HEVI-WATE Drill Pipe was used in vertical drilling:

- (1) Reduction of torque in high R.P.M. deep drilling.
- (2) Reduction in trip time over handling a long string of drill collars.
- (3) Reduction in tool joint connection failures.
- (4) Easier to transport and handle to and from locations.

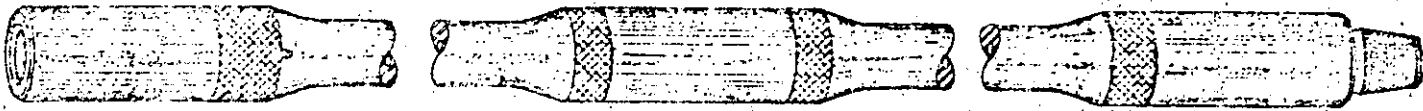


(A) SIZE - HEVI-WATE[®] DRILL PIPE

(F) APPROX. WT. PER 31' JOINT

Nom. Size (A)	TUBE					TOOL JOINT				Make-Up Torque Fl./Lbs.	WEIGHT				
	Nom. Tube Dim.			Upset Section		Mech. Properties Tube Section		Conn. Size	O.D. In. (E)		I.D. In.	Mech. Properties		Approx. Weight Including Tube & Joints	
	I.D. In. (B)	Wall Thickness In.	Area In.	Center In. (C)	Ends In. (D)	Tension Lbs.	Torsion Ft./Lbs.					Tension Lbs.	Torsion Ft./Lbs.	Wt./Ft.	Wt./Jt. 31 Ft. (F)
3½	2¾	.718	6.280	4	3¾	352,000	19,178	3½ IF	4¾	2¾	782,000	19,500	10,400	26	810
4	2¾	.718	7.409	4½	4¼	407,495	27,469	4 FH	5¼	2½	735,000	25,000	13,200	30	930
4½	2¾	.875	9.965	5	4¾	548,075	40,430	4½ XH	6¼	2¾	996,000	42,800	21,000	42	1290
5	3	1.000	12.567	5½	5¼	691,185	55,971	4½ IF	6½	3¼	1,300,000	46,500	24,000	50	1550
5½	3¾	1.093	15.141	6	5¾	832,755	74,640	5½ FH	7	3½	1,550,000	58,000	27,000	60	1840

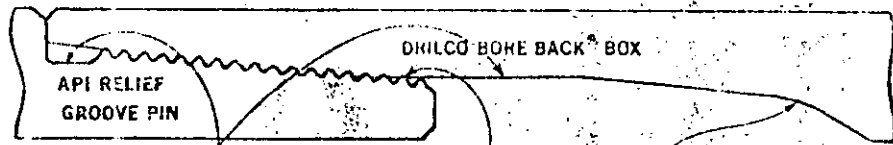
HARDBANDING



Hardbanding can be applied to the pin & box tool joints as well as the center upset wear pad section. This heavy duty hardmetal application is a closely controlled welding process applied with an automatic hardfacing machine. It consists of 5 inches of hardmetal on each pin and box end plus fingers applied to the taper section of the box end to prevent fluid undercutting. The wear pad on the center upset section is provided with two 3" long pads applied to the O.D. to prevent wear to the center of the tube.

STRESS RELIEF FEATURES

The API Relief Groove Pin and the Drilco BORE PACK[®] box removes unengaged threads in highly stressed areas of the Drill Collar Joint. This provides a more flexible joint less likely to crack in fatigue because bending in the joint occurs in areas of smooth relief surfaces free of stress concentrations.



Smooth surface "free of tool marks" increases flexibility; permits bending without cracking

Last scratch of box thread covered by pin; no thread roots exposed to corrosive drilling fluid.

Large radii reduce stress concentrations



DRAWER 3135
MIDLAND, TEXAS 79701

DIVISION OF SMITH-INTERNATIONAL, INC.



12

34

RANGE III HEVI-WATE^{T.M.} HEAVY WALL DRILL PIPE IS NOW AVAILABLE FROM DRILCO...

for those rigs equipped to handle the Range III longer lengths of pipe. Drilco's Range III offers all of the features and applications which have made Range II Hevi-Wate the outstanding heavy wall drill pipe.

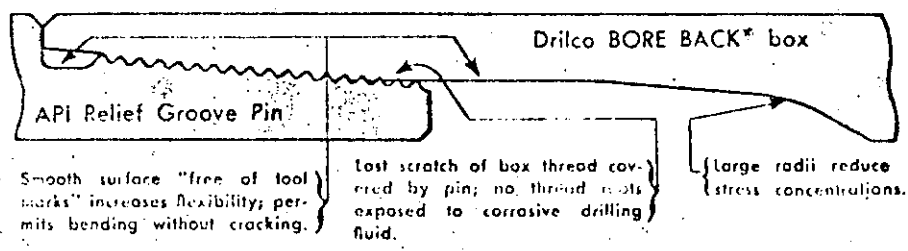
In order to get the necessary long lengths for Range III, Hevi-Wate is fabricated with a weld in one of the center upset sections. For this reason, two 3 inch bands of hardfacing are applied to each center upset section as standard practice at Drilco on all new Range III Hevi-Wate. (Fig. 1.) When center upset sections become worn to the point that they are 1/4" larger than the tube O.D., it is recommended that they be re-built to the original diameter and hardfacing re-applied. This will maintain an adequate wall section necessary in the weld zone.

HARDBANDING

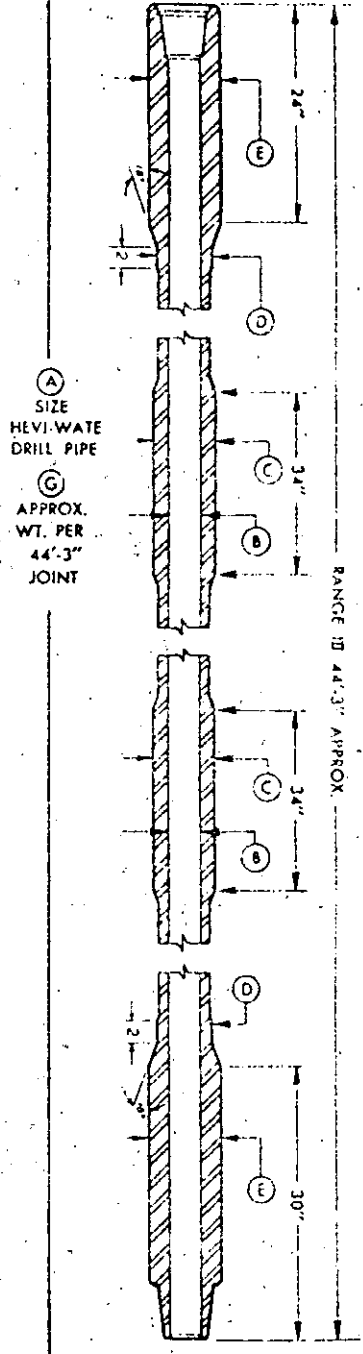


As an optional feature, hardbanding can be applied to the pin and box tool joints. This Drilco heavy duty hard metal application is a closely controlled welding process applied with an automatic hardfacing machine. It consists of 5 inches of hardmetal on each pin and box end. On the box end this includes a 1" band of hardmetal on the 18° taper plus 4 hardmetal fingers to prevent fluid undercutting. (Fig. 2.)

STRESS RELIEF FEATURES ARE AVAILABLE ON RANGE III



The API Relief Groove Pin and the Drilco BORE BACK[®] box removes unengaged threads in highly stressed areas of the Drill Collar Joint. This provides a more flexible joint less likely to crack in fatigue because bending in the joint occurs in areas of smooth relief surfaces free of stress concentrations.



RANGE III 44'-3" APPROX.

DIMENSIONAL DATA

Nom. Size	TUBE						TOOL JOINT				Make-Up Torque Ft./Lbs.	WEIGHT			
	Nom. Tube Dim.			Upset Section		Mech. Properties Tube Section		Conn. Size	O.D. In.	I.D. In.		Mech. Properties		Approx. Weight Including Tube & Joints	Wt./Ft. ©
	I.D. In. ①	Wall Thickness In.	Area In.	Center In. ②	Ends In. ③	Tension Lbs.	Torsion Ft./Lbs.					Tension Lbs.	Torsion Ft./Lbs.		
4 1/2	2 3/4	.875	9.965	5	4 3/8	548,075	41,430	4 1/2 XH	6 1/4	2 7/8	996,000	42,800	21,000	40	1745
5	3	1.000	12.567	5 1/2	5 1/8	691,185	55,971	4 1/2 IF	6 1/2	3 1/8	1,300,000	46,500	24,000	48	2090
5 1/2	3 3/4	1.093	15.141	6	5 5/8	832,755	71,640	5 1/2 FH	7	3 1/2	1,550,000	58,000	27,000	58	2525

shot placement equipment. The consistent fixed lengths are also helpful in quickly and accurately checking and locating down hole positions in the string or checking out the pipe tally. Aluminum pipe requires more than normal reverse torque to get the required backoff torque through the working connections in preparation for a string shot. Standard drillpipe overshots have proven entirely satisfactory with aluminum pipe, but experience indicates that better performance will result from the use of 3 or 4 ft extensions to get over and onto a body section fish.

Also, more working should be used, as opposed to high torques, in releasing overshots, to prevent released string torsional forces from breaking out intermediate string connections or Kelly sub connections. If circulation is lost while fishing in a high temperature well (above 300°), high tension

and torsional loading of the drillpipe should be avoided until circulation is re-established, thus lowering string temperatures to former safe working conditions.

The efficient heat-conducting properties of an aluminum string have been found to aid the normal transfer of heat away from high-temperature zones, thus reducing the danger of exceeding allowable temperatures. Circulation of drilling fluid in the pipe and annulus provides further dispersion and reduction of hot-spot temperatures. Actual string temperatures appear to be about 100°F to 150°F lower than bottom hole temperatures. This information was obtained from actual field testing where subs containing metal alloy wafers with different melting temperatures were run between the bit and the bottom drill collar, and between the top collar and the first joint of drillpipe.

No failures of aluminum drillpipe re-

sulting from exposure to, or operating in, elevated temperatures have been observed or reported. Fig. 1 contains tensile yield of drillpipe alloy at temperature and after exposure to elevated temperatures.

Aluminum drillpipe alloy actually gains strength and toughness under low temperature conditions. No failures of aluminum drillstem, resulting from exposure to low temperatures, have been reported.

Field results indicate that neither high nor low temperatures have affected the interference fit of the steel tool joints on the aluminum drillpipe and no attachment failures have resulted from these factors. Fig. 2 outlines the increase in mechanical properties of drillpipe alloy in low temperature environment.

There has been considerable controversy about the stretch of aluminum drillpipe. All aluminum drillpipe does not exhibit the same combination of engineering and design compromises. Unless the right selection of these factors are administered, the advantages of the new product are nullified or lost through operational problems. Such would be the case of an aluminum drillstring having an abnormal amount of stretch compared to conventional drill pipe. Reynolds drillpipe users have reported no problems associated with stretch. It can be seen from the accompanying data, (Fig. 3) that very little difference of stretch exists between properly designed aluminum drill string lengths and conventional drill string lengths in typical drilling muds.

All drillstrings stretch but because of the difference in modulus of elasticity of aluminum compared to steel, an aluminum drillstring will exhibit more stretch than a steel string in air. In a liquid, an aluminum string will develop greater buoyancy than steel, nullifying a portion of the aluminum string weight, thereby reducing the length of the string. The difference in length of a steel string compared to an aluminum string in a liquid, depends on string length, weight of drill collars and other bottom hole assemblies in use, pipe sizes, mud weight and straightness of the hole. Actually, aluminum drillpipe, under its own weight without collars, etc., has less stretch in 10-lb. mud (or a heavier mud) than a comparable steel string.

Since aluminum drillpipe is a unitized extrusion it can be manufactured and furnished to a standard length tolerance of +2-in. -0-in. It is an easy matter to tape pipe and accurately determine condition of lengths when permanent axial elongation of joints is suspected. Normally, pipe that is supplied in random lengths cannot be processed in this manner for determination of stretched joints.

Although aluminum drillpipe strings

	Temperature °F				
	-423	-320	-112	-18	68
Tensile strength					
Ultimate — psi	101,000	87,000	74,000	71,000	64,000
Tensile strength					
Yield — psi	85,500	79,000	69,000	67,000	58,000
Elongation					
% in 2 inches	11	14	12	10	7

FIGURE 2 — EFFECT OF LOW TEMPERATURES ON REYNOLDS DRILLPIPE ALLOY

FIGURE 3 — COMPARISON, 4½-INCH DRILL STRINGS EFFECT OF STRETCH AND BUOYANCY ON LENGTH. 10,000 FT DRILLSTRINGS WITH 300 FT (30,000 LB) OF DRILL COLLARS. TOTAL MEASURED LENGTH — 10,300 FT

Pipe Size and Type	4½ Reynolds	4½ - 16.60 lb
In air—hook load	lb 137,500	209,000
In air—string length*	ft. 10,318	10,314
In 10 lb per gal. mud—hook load	lb 93,500	176,700
In 10 lb per gal. mud—string length* ft	10,312.4	10,311.8
In 12 lb per gal. mud—hook load	lb 85,200	170,600
In 12 lb per gal. mud—string length* ft	10,311.3	10,311.4
In 14 lb per gal. mud—hook load	lb 76,000	163,900
In 14 lb per gal. mud—string length* ft	10,310	10,311

*Theoretical and neglecting stretch of drill collars. Calculations are based on 100 percent of buoyancy force converted to upward force. Actually the upward force due to buoyancy would be something less than 100 percent depending on size of hole, number of drill collars, size of drill collars, straightness of hole and other factors.

Less fat

Tough, lightweight Reynolds Aluminum Drill Pipe trims weight, reduces drilling and maintenance costs, upgrades rigs.

When you drill with steel pipe, chances are you pay for a lot of "fat" that could be trimmed. For instance, a 10,000 ft. string of 4½" Reynolds Drill Pipe will cut 41 tons

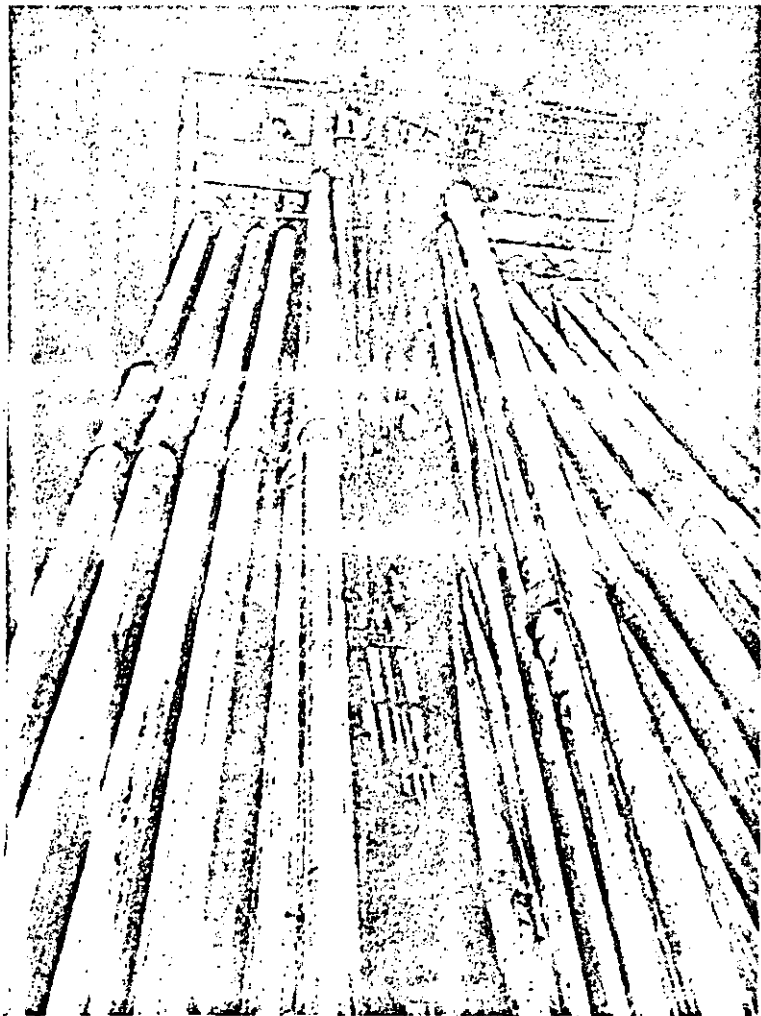
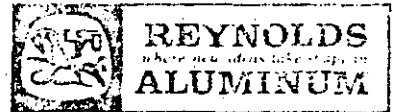
off your drill string weight in a 10 lb. per gallon mud.

With this lighter hookload, you can upgrade rigs, save on transportation, handling, wire line, and power costs, make faster trips and reduce drawworks maintenance.

Yet, Reynolds Drill Pipe is a tough, dependable drilling tool, with *higher physical properties* than Grade E steel. See table below. Its flexibility provides excellent

distribution of string loads, less drag on pulling, and maximum efficiency as a drilling tool.

For more information contact our field representatives, or write Reynolds Metals Company, P.O. Box 2346-KR, Richmond, Virginia 23218.



PHYSICAL PROPERTIES 4½" Drill Pipe			
		Reynolds Aluminum Pipe	Grade E Steel Pipe
Tensile Strength	Yield - lb.	373,000	330,000
Torsional Strength	Yield - lb. ft.	53,000	31,000
Internal Pressure	Yield - psi	11,000	9,100
Collapse Resistance	psi	11,000	8,300





**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

COMO PERFORAR UN POZO

PROF. ING. PEDRO J. CAUDILLO M

MEXICO, D.F. DICIEMBRE 1985.

Tema 7.

D

COMO PERFORAR UN POZO
PROF: ING. PEDRO J. CAJILLO - A1

Cómo perforar un pozo útil

1a. Parte - Porqué ocurre la desviación

Gerald E. Wilson, Gerente de Servicios Técnicos
Drilco, Houston, Texas, E.U.A.

Breve resumen

Los contratiempos de pozos torcidos, tales como pateperros y chaveteros (ojos de llave), pueden aumentar los costos de perforación, destruir el equipo de perforación y ocasionar problemas en las operaciones de producción. Por eso, las empresas y los contratistas de perforación, concentran esfuerzos encaminados a perforar pozos parejos, de recinto usable, con mínimo de desviación. Este artículo, primero de una serie sobre control de la desviación, explica porqué se tuercen los pozos y cuáles son los problemas resultantes.

CUANDO LA PERFORACION ROTATORIA se inició, no existían los tubos lastrabarrenas. Las barrenas no se hacían para resistir cargas pesadas; y para perforar, el único peso disponible sobre la barrena era la tubería de perforación y un sub de enlace (que se denominaba collar), situado entre la sarta de tubería y la barrena. La creciente profundidad de los pozos y la presencia de formaciones más duras originaron el desarrollo de mejores barrenas y la necesidad de aplicar peso adicional sobre ellas para perforar.

Para incrementar el peso lo que se hacía era poner la tubería más y más en compresión. Esa práctica conducía a numerosas fallas de la tubería. Cuando la sarta trabaja en compresión para lastrar la barrena, la tubería se pandea y queda sometida a severos esfuerzos de fatiga. Cuando la tubería gira en compresión, en su delgada pared se generan inversiones de esfuerzo. A base de esa teoría, surgió la idea de usar tubería pesada de pared

D.E. MINIMO PERMISIBLE
DE TUBOS LASTRABARRENAS = 2 (D.E. DE ACOPLE DE
REVESTIDORA) -
D.E. DE LA BARRENA

ROBERT S. HOCH

DIAMETRO DE DERIVA = $\frac{D.E. DE LA BARRENA + D.E. DE LASTRABARRENAS}{2}$

WOODS Y LUBINSKI



Fig. 1 - Cuando se perfora con barrena no estabilizada, el ángulo del pozo puede cambiar abruptamente si se presentan resaltos duros. Para resolver y corregir este problema se recomienda que el diámetro exterior mínimo de los tubos lastrabarrenas sea mayor que el doble del diámetro exterior del acople de revestidora, menos el tamaño de la barrena.

gruesa, entre la barrena y la sarta de perforación, a fin de aplicar el peso necesario. Esos tubos de pared gruesa se denominaron lastrabarrenas.

Al principio sólo se usaban unos pocos lastrabarrenas, pero su cantidad aumentó rápidamente al mejorarse el diseño de las barrenas y a causa de la perforación más profunda. Cuando se usaban de seis a nueve lastrabarrenas ocurrían muy pocos problemas. Las fallas de las conexiones, sin embargo, aumentaban rápidamente al añadirse más de nueve lastrabarrenas, porque éstos se pandeaban bajo el peso adicional. Los lastrabarrenas difieren de la tubería de perforación en que los puntos sujetos a máximo esfuerzo son las conexiones — el tubo lastrabarrenas propiamente dicho (el cuerpo) es mucho más rígido y fuerte que la conexión. Para entonces no se usaban los conjuntos especiales de fondo de pozo para centrar los lastrabarrenas y dar rigidez a las conexiones.

Inicialmente no se tenía muy en cuenta la desviación. Se creía que si al iniciarse el pozo la junta Kelly se mantenía recta, el resto del pozo debería ser vertical. A nadie se le había ocurrido pensar que se estaban perforando pozos torcidos hasta que se inició el desarrollo del campo de Seminole, en Oklahoma, entre 1928 y 1929. La sospecha se presentó cuando se observó que algunos pozos necesitaban mucha más tubería revestidora que otros, a pesar de que todos se perforaban hasta el mismo horizonte productor.

Finalmente, cuando la intersección de dos pozos diferentes originó numerosos trabajos de pesca, se hizo patente el hecho de que sí podía haber pozos torcidos. El costo adicional de las tuberías de revestimiento y producción, necesarias para terminar esos pozos torcidos, causó desconcierto. Desde entonces, la desviación se convirtió en un problema importante.

Después de que se desarrollaron instrumentos para registrar la desviación, las empresas empezaron a imponer especificaciones, exigiendo que el ángulo de los pozos se mantuviera a menos de cierto máximo prescrito. Al principio, los controles de desviación eran holgados y se aceptaba inclinación máxima de la vertical de 10° a 15°. Durante ese período, sin embargo, los tribunales de California dictaminaron que los pozos que atravesaban los límites de concesiones podían considerarse invasores de propiedades ajenas, y eso condujo a pleitos. Por esa época, el Dr. Fredrick Lahee sostenía que para que la información geológica fuera válida, la desviación no debía pasar de 1 a 2°. Las empresas reaccionaron más de la cuenta ante esas dos situaciones y, ya para principios de la década de los años 1930, el máximo permisible de desviación del fondo a la superficie era de 1 a 3°.

Más tarde, en los años 40, las restricciones de la desviación se suavizaron en algunas regiones, ya que las formaciones más profundas y más duras que se perforaban exigían más peso para darle fuerza de penetración a la barrena. De ahí que fuera imposible mantenerse dentro del límite de 1 a 3°. Sin embargo, las empresas hacían caso omiso del régimen de cambio del ángulo de los pozos y no eliminaban los problemas de desviación causados por los pronunciados pateperros.

Durante los años 50, tanto las empresas como los contratistas de perforación empezaron a preocuparse por el costo adicional requerido para mantenerse dentro de los 3 a 5° de desviación estipulada en los contratos. En la mayoría de los pozos era necesario reducir el peso sobre la barrena para mantener los pozos dentro del margen de desviación máxima permisible, lo que resultaba en regímenes de penetración más bajos y costos de perforación más altos.

¿QUE CAUSA LA DESVIACION DE LOS POZOS?

A pesar de que se desconoce exactamente la causa del fenómeno de la desviación, para explicarla, se han esbozado

algunas teorías lógicas. Henry Woods y Arthur Lubinski dijeron en 1954 que el tamaño de los lastrabarrenas de fondo de pozo es el factor limitador del movimiento lateral, y que el diámetro mínimo efectivo del pozo (DMEP) podía calcularse mediante la ecuación siguiente:^{3,4,5}

$$\text{DMEP} = \frac{\text{Tamaño de la Barrena} + \text{O.D. de Lastrabarrenas}}{2}$$

2

Resaltos duros. A esa teoría siguió la de Robert S. Hoch, según la cual, cuando se perfora con una barrena no estabilizada, el ángulo del pozo puede cambiar abruptamente si se presentan resaltos duros (Fig. 1).⁶ Hoch indicó que un pateperro de esa naturaleza podría ocasionar disminución del diámetro del pozo, lo que haría difícil o imposible la introducción de tubería revestidora. Hoch expresó que para minimizar la posibilidad del atasco de sartas revestidoras en pozos que se perforan con barrenas no estabilizadas o con lastrabarrenas estabilizados en un solo punto, se sugiere que el diámetro exterior mínimo permisible de los lastrabarrenas del conjunto de fondo de pozo sea siempre mayor que el doble del diámetro exterior del acople de la revestidora que se ha de instalar, menos el tamaño de la barrena.⁶

Barrenas no estabilizadas. Casi al mismo tiempo, H. E. Treichler teorizó que el movimiento lateral de la barrena no estabilizada que perfora en formaciones carentes de buzamiento tiende a formar pozos en espiral (Fig. 2).^{7,8} Dicha espiral, además, es más pronunciada en formaciones blandas en las que el régimen de penetración es más alto y el resultado neto es un pozo de calibre efectivo menor.

La teoría del guiasondas. Originada por H. M. Rollins, esta teoría indica que las formaciones que se perforan en busca de gas y de petróleo son sedimentarias, de estructura laminar.⁹ Si esas formaciones buzcan, a medida que la barrena pasa a través de cada laminación puede alcanzar un valor de carga tal que puede ocasionar fracturas para pasar a la laminación siguiente. Casi todas las formaciones tienden a fracturarse perpendicularmente a los planos de estratificación dejando en el lado alto del pozo una pequeña cuña de material que se despedaza y se perfora fácilmente. A veces, la cuña se desmenuza y no requiere perforación para desprenderla. Por lo mismo, en el lado bajo del pozo, en la laminación queda adherida una cuña ligeramente protuberante. Dicha cuña forma un pequeño guiasondas que tiende a forzar la barrena buzamiento arriba, o en dirección ascendente, Fig. 3.

Una variación de la teoría del guiasondas es la que indica que los resaltos, los rebajos y los pateperros se forman cuando la barrena perfora alternadamente formaciones laminares duras y blandas, es cuando las secciones blandas se deslavan. Puesto que los tubos lastrabarrenas son de diámetro más pequeño que la barrena, ésta se mueve lateralmente dentro de los deslaves ocurridos en formaciones blandas, antes de entrar a perforar las secciones duras. Después de perforar varios tramos duros, lo probable es que éstos no queden alineados en el pozo (Fig. 4).

Otro factor es el doblamiento de la sarta de perforación. En un hoyo ya desviado sin peso sobre la barrena, la única fuerza que actúa sobre ella es el peso de la porción de la sarta comprendida entre la barrena y el punto tangencial. Dicha fuerza tiende a devolver el pozo a la vertical. Cuando se aplica peso, la fuerza resultante tiende a desviar el pozo de la vertical. Cuando se combinan, las dos fuerzas pueden aumentar, disminuir o mantener constante el ángulo. Esa teoría la expresó Arthur Lubinski, basándose en la suposición de que la sarta de perforación se recuesta contra el lado bajo de un pozo inclinado (Fig. 5).

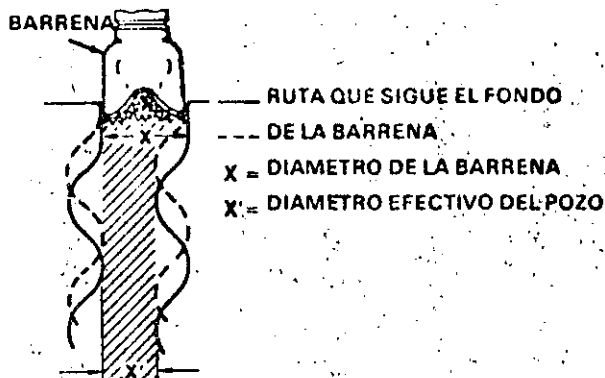


Fig. 2 - El pozo en forma de espiral, ocasionado por barrena inestabilizada que perfora en formaciones carentes de buzamiento, tiene un diámetro efectivo menor que el diámetro exterior de la barrena.

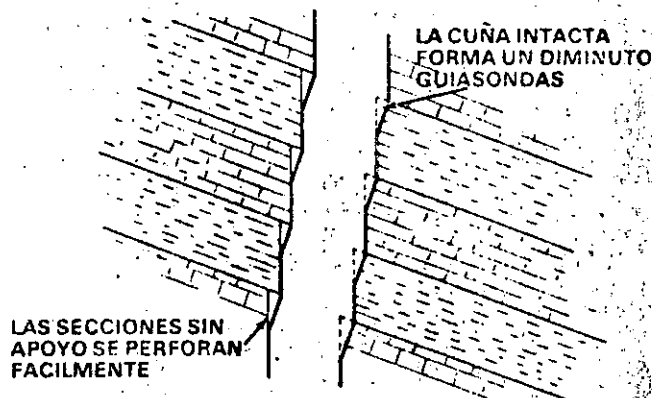


Fig. 3 - Cuando se perforan formaciones que tienen menos de 45° de buzamiento, con frecuencia la barrena tiende a penetrar buzamiento arriba y ocasiona la desviación del pozo. En teoría, los pequeños guiasondas o cuñas desviadoras que se forman en las laminaciones hacen que la barrena se desvie de su curso.

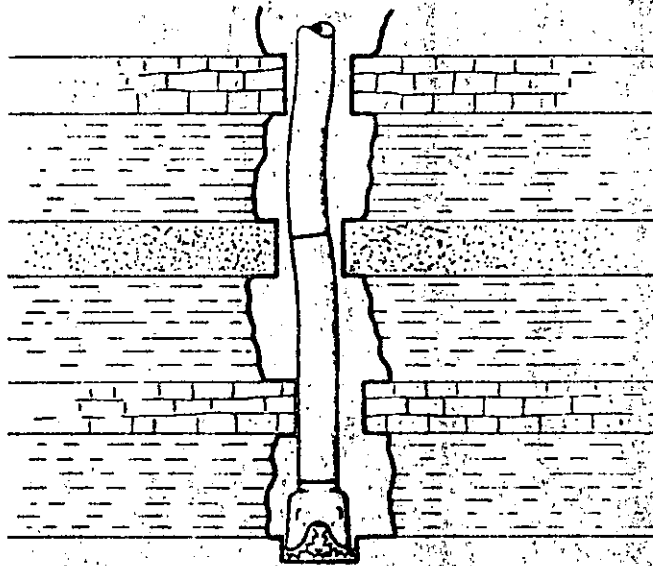


Fig. 4 - Si las formaciones duras alternan con las blandas, en el pozo pueden formarse rebordes desalineados. Los deslaves de las formaciones más blandas permiten que la sarta de perforación cambie de dirección.

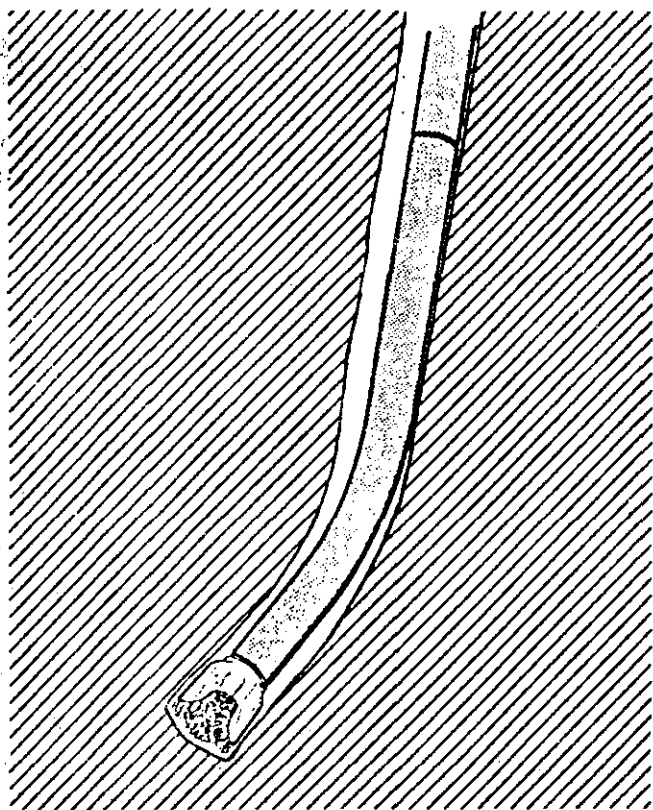


Fig. 5 - Ya que la sarta de perforación se apoya sobre el lado bajo del pozo inclinado, una ligera desviación se magnifica notablemente. Eso ocurre porque el peso de la sarta de perforación empuja la barrena hacia el lado alto del hoyo.

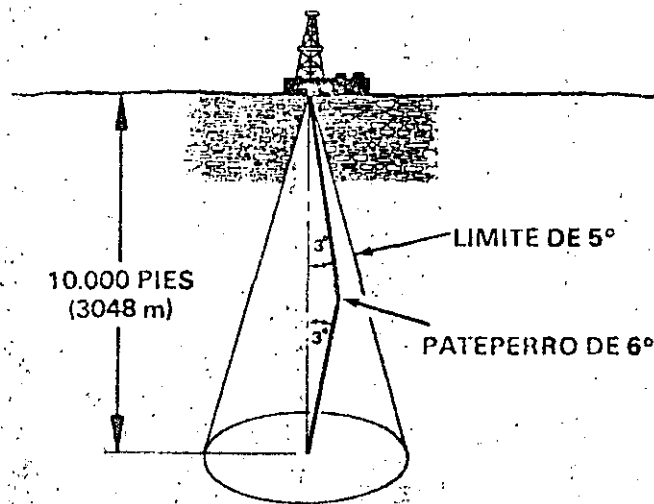


Fig. 6 - Anteriormente, los límites de desviación que se incorporaban en los contratos de perforación no eliminaban el problema más serio de los pateperros. El régimen de cambio del ángulo o la severidad del pateperro es uno de los factores más importantes para controlar la desviación.

En general, las formaciones blandas permiten perforar pozos rectos o casi verticales mucho más fácil que las formaciones duras. En la práctica, los efectos de la dobladura de la sarta de perforación y del buzamiento deben ser mucho menores cuando se perfora en formaciones blandas; en las duras, los altos ángulos de buzamiento requieren más peso sobre la barrena. Todos esos

factores se combinan para impedir la perforación de pozos o verticales.

Muchos problemas se pueden evitar obteniendo los límites más amplios posibles de desviación. Reduciendo a límites razonables las especificaciones de los contratos de perforación, es posible perforar pozos rectos a regímenes de penetración altos y evitar las costosas operaciones de retrotaponco y enderezamiento del pozo.

Además, puede ser posible escoger una localización que le permita al pozo desviarse hacia el punto prescrito en el programa de perforación. Por ejemplo, si se desea llegar a un punto dado de la estructura y se sabe que el pozo se desviará en cierta dirección estructura arriba, lo deseable es escoger en la superficie una localización buzamiento abajo de modo que al perforarse normalmente, el fondo del pozo se dirija hacia el punto deseado.

¿POR QUE RESTRINGIR EL ANGULO DEL POZO?

El ángulo total del pozo se debe restringir para mantener un pozo dado dentro de los límites de la concesión o del bloque objeto del contrato de servicio, así como para cerciorarse de que penetre en un horizonte productor dado (trampa estratigráfica, areniscas lenticulares, bloque de fallas, etc.), o para cumplir los requisitos de verticalidad impuestos por las autoridades correspondientes. La restricción del ángulo del pozo puede resolver algunos problemas pero no es un "curalotodo". Según se ve en la Fig. 6, el límite típico de 5° no garantiza que el pozo quede libre de engorrosos pateperros.

Lubinski indicó que el régimen de cambio de ángulo del pozo debe ser la preocupación principal, y no el ángulo máximo.¹⁰ En 1961, un grupo de estudio del API publicó un método basado en tabulaciones para determinar los pateperros máximos permisibles que podrían ser aceptables. El objetivo principal es el de perforar pozos aprovechables, de pleno calibre, de recinto parejo y libres de pateperros, chaveteros, rebajos, espirales y resalíos.

PATEPERROS Y CHAVETEROS

El chavetero se forma después de que parte de la sarta de perforación ha pasado a través de un pateperro. Puesto que la tubería está en tensión, trata de enderezarse mientras pasa por el pateperro y genera así una fuerza lateral que la hace penetrar en el centro del arco a medida que gira (Fig. 7). La fuerza es proporcional a la cantidad de peso de la sarta, del pateperro hacia abajo. El chavetero se forma sólo si la formación es lo suficientemente blanda y si la fuerza lateral es lo bastante grande para ocasionar la penetración de la tubería en la formación. Cuando se forman pronunciados pateperros y chaveteros pueden presentarse muchos problemas.

Fatiga de la tubería de perforación. Si la perforación se ejecuta de modo que la tubería no se dañe durante la operación, el hoyo resultante será aceptable para diseños convencionales de sartas de producción, revestimiento y bombeo.¹⁰ En la Fig. 7 se ve un ejemplo de una condición de pateperro pronunciado que produce fallas por fatiga de la tubería. El punto de esfuerzo en B es mayor que en el punto A. Pero, a medida que la tubería gira, el punto A pasa del interior del arco al exterior y subsiguientemente al interior, de modo que cada molécula de la tubería pasa de tensión mínima a máxima, una y otra vez. Las inversiones cíclicas de esfuerzos de esa naturaleza causan fallas por fatiga en la tubería de perforación generalmente en el tramo situado dentro de los primeros dos pies del cuerpo en la porción adyacente a la unión, donde hay un cambio abrupto de sección transversal.

Para evitar la rápida falla por fatiga de la tubería, el régimen de cambio del ángulo del hoyo se debe controlar. Los límites recomendables se indican en la Fig. 8.¹⁰ La grafica traza la tensión

'PATEPERRO' (ZIGZAG)

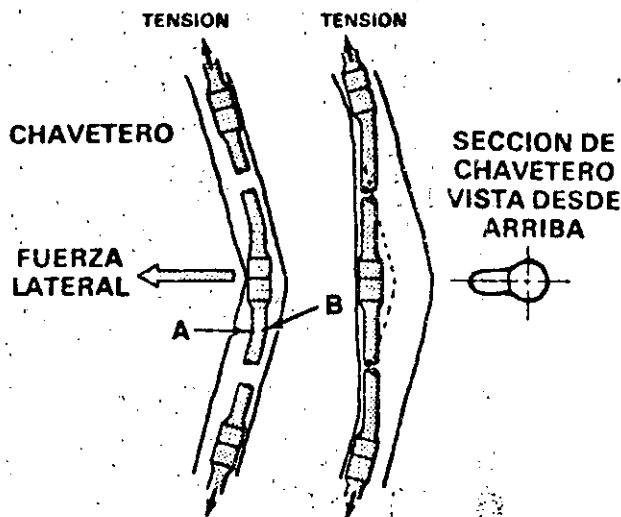


Fig. 7 - Cuando gira en un pateperro, la tubería de perforación queda sujeta a cargas cíclicas extremas. Si la perforación prosigue, el resultado puede ser un chavetero, el cual causa después problemas aún más serios.

de la tubería contra el cambio de ángulo del pozo, en grados por cada 100 pies (30,48 m). La curva, desarrollada para tubería de perforación de 4½ pg. (114,30 mm), Grado E, de 16,6 lbs/pie y para perforación con lodo de 10 lbs/gal, representa los límites de resistencia al esfuerzo de la tubería bajo varias cargas de tensión y diversos regímenes de cambio del ángulo del pozo. Si las condiciones reales quedan a la izquierda de la curva se evita la falla por fatiga; si quedan a la derecha, el daño por fatiga aumenta rápidamente y lo probable es que la tubería falle.

Si el pateperro está en la parte alta del pozo y la sarta trabaja bajo alta tensión, sólo se puede tolerar un pequeño cambio del ángulo. Por lo mismo, si el pateperro está cercano a la profundidad total, la tensión de la tubería será baja y se podrá tolerar un cambio más grande de ángulo. Si el límite de resistencia a la fatiga de la tubería de perforación se excede a causa de la rotación dentro de un pateperro, el resultado puede ser la pérdida del pozo o una costosa tarea de pesca.

Atascos de tubería. Los atascos pueden ocurrir por derrumbes o hinchamiento de las formaciones o al pasar los lastrabarras de diámetro grande por chaveteros cuando se saca la sarta para hacer un cambio de barrena.

Las herramientas de perfilaje y los cables se pueden atascar en los chaveteros. La pared del pozo también se puede dañar, lo que causa problemas.

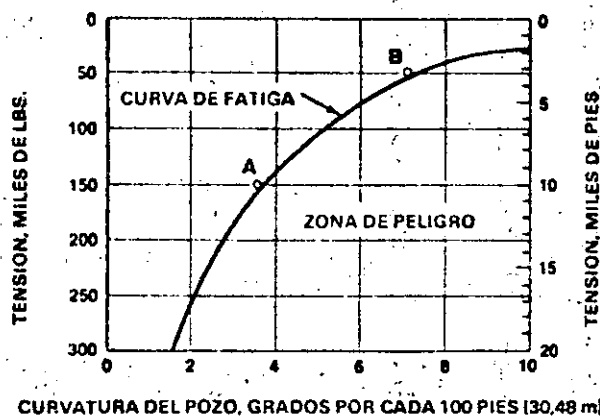


Fig. 8 - El gráfico muestra el límite de resistencia de tubería de perforación Grado E, de 4½ pg. (114,30 mm) y de 16,6 lbs/pie en un pateperro gradual. El daño de la tubería de perforación se evita cuando las condiciones quedan a la izquierda de la curva de fatiga.

La introducción de tubería revestidora a través de pateperros puede ocasionar serios contratiempos. Si la revestidora se atasca en el pateperro antes de llegar el horizonte productor, será necesario fresar la zapata e instalar una sarta de menor diámetro a través de la zona productora. Aunque la revestidora entre bien hasta el fondo puede dañarse seriamente al introducirla, lo cual impediría meter posteriormente equipo de producción.

Cementación. Los pateperros empujan la revestidora fuertemente contra la pared del hoyo, lo cual evita la buena cementación porque el cemento no puede circular debidamente entre la pared del pozo y la superficie exterior de la revestidora en el punto de contacto.

Desgaste de la tubería revestidora. La tubería de perforación que gira contra la de revestimiento en el tramo del pateperro o que arrastra sobre ella en las metidas y sacadas de sarta puede desgastar y agujerear la revestidora.

Problemas de producción. El desgaste de las varillas de succión y las fugas de tuberías de producción ocasionadas por pateperros pueden conducir a costosas tareas de reparación. Probablemente resulte difícil introducir y sacar empaaduras y tapones y demás herramientas sin que se atasquen, a causa de sartsas revestidoras deformadas o aplastadas.

LITERATURA CITADA

- 1. Lahee, F. H., 'Research in crooked hole problems', *Oil & Gas J.*, November 1928.
- 2. Lahee, F. H., 'Crooked holes, causes and effects, Parts I and II', *Oil Weekly*, March 29 and April 5 1929.
- 3. Woods, H. B. and Lubinski, A., 'Practical charts for solving problems in hole deviation', Spring Mt., Mid-Continent Dist. of Prod., Oklahoma City, Okla., March 1954.
- 4. Woods, H. B. and Lubinski, A., 'How to determine best hole and drill collar size', *Oil and Gas J.*, June 1954.
- 5. Woods, H. B. and Lubinski, A., 'Use of stabilizers in controlling hole deviation', *API Drilling and Production Practice*, 1955.
- 6. Hoch, R. S., 'A review of the crooked-hole problem and an analysis of packed bottom hole drill collar assemblies', *API Drilling and Production Practice*, 1962.
- 7. Treichler, H. E., Jr., 'Is a straight hole really straight?', *Drilling*, 1957.
- 8. Treichler, H. E., Jr., 'Penetration rate increases with larger drill collars', *World Oil*, October 1959.
- 9. Rollins, H. M., 'Straight hole drilling', Parts I and II, *World Oil*, March and April 1963.
- 10. Lubinski, Arthur, 'Maximum permissible doglegs in rotary boreholes', *Jour. Petr. Tech.*, February 1961.

Cómo perforar un pozo útil

2a. Parte - Cómo diseñar un conjunto de fondo de pozo

Gerald E. Wilson, Gerente de Servicios Técnicos
Drilco, Houston, Texas, E.U.A.

Breve resumen

En ciertas regiones, las condiciones locales hacen que los pozos se desvíen. Afortunadamente se dispone de métodos para reducir o eliminar la desviación. Uno de esos métodos es el uso de conjuntos empacados de fondo de pozo. Este artículo describe el equipó y las técnicas que se emplean para seleccionar dichos conjuntos. Se discuten además otros medios de control de la desviación.

En la primera parte de esta serie de artículos discutimos las causas de la desviación y los problemas inherentes a los pozos torcidos. En esta entrega describimos dos soluciones posibles: el método del péndulo y los conjuntos de hoyo empacado. Trataremos también de:

- Las herramientas necesarias para formar un conjunto de fondo de pozo.
- Los métodos para diseñar conjuntos destinados a hacer frente a condiciones ligeras, medianas o severas de desviación.
- Los principios básicos de la teoría del péndulo empacado.

La teoría del péndulo. A principios de la década de los años 1950, Woods y Lubinski trabajaron juntos en el examen matemático de las fuerzas actuantes sobre las barrenas cuando perforan en pozos inclinados (referencias 3, 4 y 5, en la primera parte). Para hacer los cálculos hicieron estas tres suposiciones básicas:

1. La barrena es como una junta articulada de rótula y esfera, que gira libremente pero con restricción lateral.
2. Los tubos lastrabarrenas se apoyan en el lado bajo del pozo inclinado y permanecen estables.
3. La barrena perfora en la dirección en que recibe el empuje no necesariamente en la dirección hacia la cual se apunta.

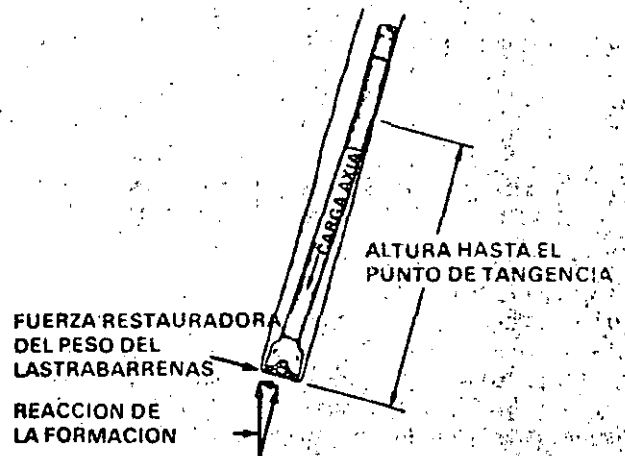


Fig. 9 - La fuerza pendular o restauradora del peso de los lastrabarrenas es el resultado de la tendencia de la porción no apoyada de los lastrabarrenas a regresar a la posición vertical.

Por eso, las fuerzas que actúan sobre la barrena se pueden dividir en tres componentes: la carga axial, la fuerza pendular y la reacción de la formación. La carga axial es la suministrada por el peso de los tubos lastrabarrenas. La fuerza lateral o pendular es la resultante del peso del tramo de lastrabarrenas situado entre la barrena y el primer punto de apoyo con la pared del pozo. La fuerza pendular es la tendencia del tramo no apoyado de lastrabarrenas a oscilar hacia el lado bajo del hoyo a causa de la gravedad. Esta es la única fuerza que tiende a devolver al pozo hacia la vertical (Fig. 9). La reacción de la formación, a su vez, se puede descomponer en dos fuerzas: una paralela al eje del hoyo y otra perpendicular al eje del mismo.

El trabajo de Woods y Lubinski indicó que la fuerza de gravedad se podía usar como medio para controlar el cambio de ángulo de los pozos. Se prepararon tablas especiales para indicar el peso necesario para que la barrena mantuviera un ángulo dado. Las tablas indican la ubicación debida de estabilizadores para lograr máxima fuerza pendular y máximo de peso sobre la barrena.

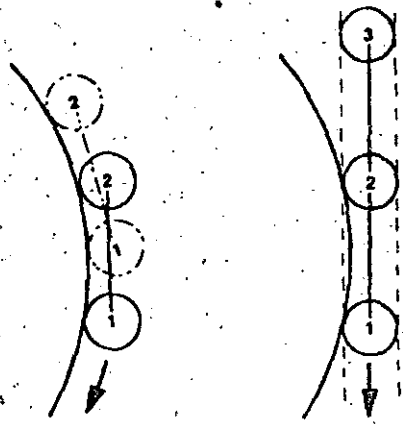


Fig. 10 - El conjunto de hoyo empacado es la aplicación del principio básico, según el cual tres puntos no pueden hacer contacto y seguir el contorno de un hueco curvo.

Mediante ellas también se pueden determinar los efectos del uso de lastrabarras de diámetros más grandes. Drilco, ha pedido, suministra juegos completos de esas tablas.

Teoría del hoyo empacado. Casi todas las compañías usan conjuntos de hoyo empacado para resolver los problemas de desviación de los pozos, y sólo usan la fuerza pendular para corregir el ángulo una vez alcanzada la desviación máxima permisible. El conjunto de hoyo empacado se compara a veces con el cañón de un arma de fuego porque en el hoyo ya perforado se usa una serie de estabilizadores para guiar la barrena hacia adelante. El conjunto de fondo de pozó se debe diseñar de modo que tenga la necesaria rigidez y tenga las adecuadas herramientas de contacto con la pared del pozó para forzar la barrena a seguir perforando en la dirección general del hoyo previamente perforado. Si se escogen los debidos lastrabarras y demás componentes de fondo de pozó, en el hoyo sólo ocurrirán cambios graduales de ángulo y el resultado será un pozó aprovechable, de pleno calibre, de recinto parejo, libre de pateperros, chaveteros, rebajos, espirales y resaltos.

FACTORES DE DISEÑO DE CONJUNTOS DE HOYO EMPACADO

Longitud del conjunto de herramientas. Muy importante es que los conjuntos de contacto con la pared del hoyo tengan la longitud necesaria de contacto para asegurar su alineación con el tramo de hoyo previamente perforado. La experiencia indica que un solo estabilizador puesto arriba de la barrena suele actuar como fulcro o punto de pivoteo. Eso hace aumentar el ángulo porque la fuerza lateral de los lastrabarras no estabilizados situados más arriba hace que la barrena empuje lateralmente cuando se le aplica peso. Otro punto de estabilización, por ejemplo, a unos 30 pies (9,144 m) de la barrena, anula el efecto de pivoteo. Con esos dos puntos de estabilización, el conjunto estabiliza la barrena y reduce parte de la tendencia al aumento de ángulo. Aun así, tal arreglo no debe considerarse como buen conjunto de hoyo empacado. Según indica la Fig. 10, dos puntos pueden hacer contacto y seguir una línea curva. La adición de un punto más evita esa tendencia. Por eso, el mejor conjunto es el que tiene tres puntos de estabilización.

Rigidez. Esta es, probablemente, una consideración mal comprendida en el diseño de lastrabarras. Pocas personas se dan cuenta de la importancia del diámetro y de su relación con la rigidez -- si el diámetro de una barra se duplica, la rigidez aumenta 16 veces. Por ejemplo: si una barra de 8 pg. de diámetro se desvía 1 pg. bajo cierta carga lateral, una barra de 4 pg. sometida a la misma carga se desviará 16 pulgadas. El Cuadro 1 enumera los momentos de inercia (I) que son proporcionales a la rigidez de los lastrabarras de tamaños más comunes.

7 LIGERA MEDIANA SEVERA

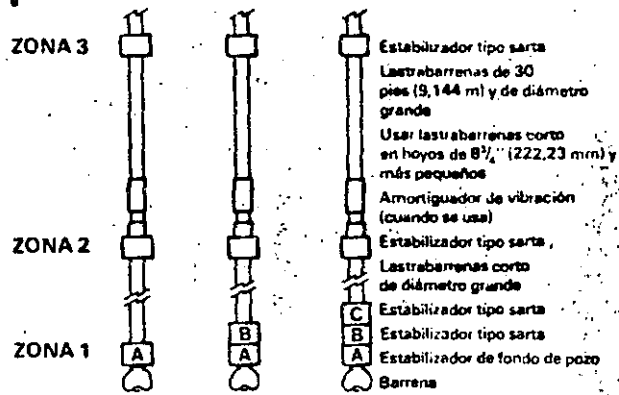


Fig. 11 - Al conjunto de hoyo empacado se le añaden más estabilizadores a medida que la tendencia a la desviación pasa de ligera a mediana y a severa o pronunciada. La longitud del lastrabarrena corto, situado entre la Zona 1 y la Zona 2, la determina el tamaño del hoyo. Este, en número de pulgadas, debe aproximarse al número de pies de longitud del lastrabarrena, con margen de más o menos dos pies.

TRES TIPOS BASICOS DE ESTABILIZADORES

DE ALETAS ROTATORIAS				NO ROTATORIOS	ESCA-RIADOR
En espiral		Rectas			
Cortas	Largas	Cortas	Largas		

Fig. 12 - Ejemplos de herramientas de contacto con la pared del pozó que se usan en conjuntos de hoyo empacado.

CUADRO 1

D.E. de Lastrabarras, Pulgadas (mm)		D.I. de Lastrabarras, Pulgadas (mm)		I
5	127.00	2 1/4	57.15	29
6 1/4	158.75	2 1/4	57.15	74
6 1/2	165.10	2 1/4	57.15	86
6 3/4	171.45	2 1/4	57.15	100
7	177.80	2 3/8	71.44	115
8	203.20	2 3/8	71.44	198
9	228.60	2 3/8	71.44	318
10	254.00	3	76.20	486
11	279.40	3	76.20	713

Los tubos lastrabarras de diámetro grande son los más rígidos y por eso es importante escoger los de máximo diámetro que sea posible usar sin riesgo. Los lastrabarras aumentan en rigidez a la cuarta potencia de su diámetro. Por ejemplo: un

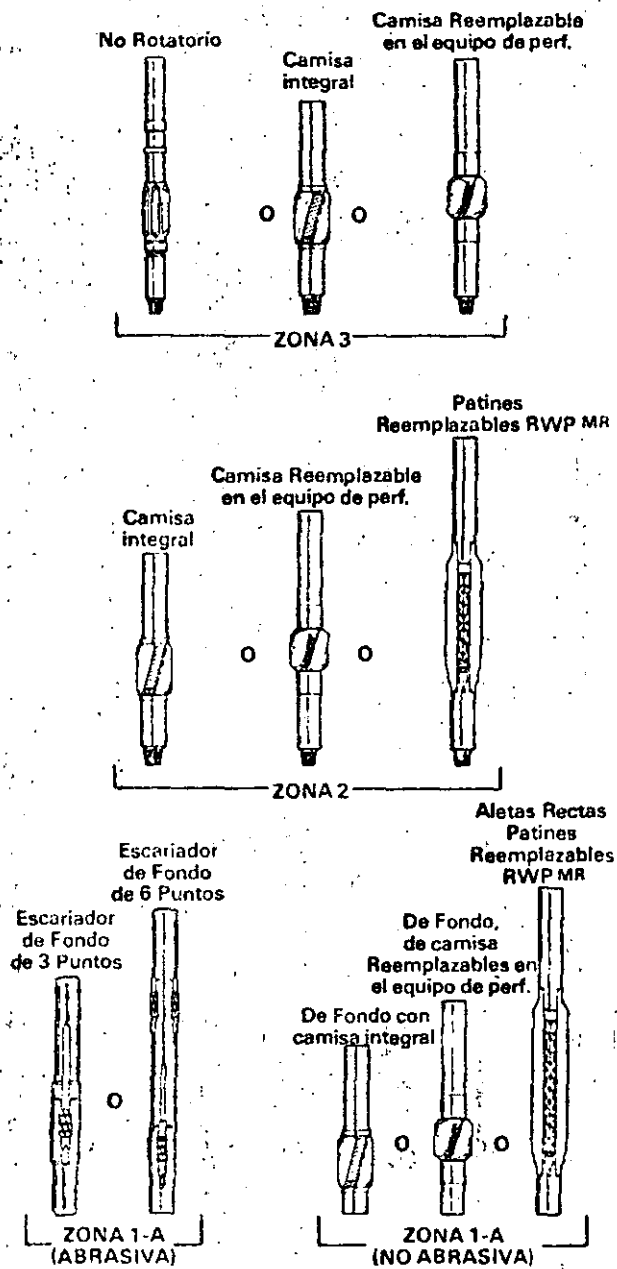


Fig. 13 - En zonas con tendencia ligera, mediana y severa a desviar pozos, con formaciones duras a semiduras, se recomiendan estos estabilizadores. En formaciones abrasivas se debe usar un escariador de rodillos cortadores. En la Zona 2 se puede usar un estabilizador de camisa de caucho no rotatoria si la tendencia a la desviación es muy suave.

lastrabarrenas de 9 1/2 pg. (241,30 mm) es cuatro veces más rígido que uno de 7 pg. (177,80 mm) y dos veces más rígido que uno de 8 pg. (203,20 mm).

Despeje. Es necesario que sea mínimo el despeje entre la pared del pozo y los estabilizadores. Mientras más cerca esté el estabilizador de la barrena, más rigurosos son los requisitos de despeje. Por ejemplo: si justamente arriba de la barrena es satisfactorio el despeje de 1/16 pg. (15,88 mm) con relación al diámetro del hoyo, a los 60 pies (18,28 m) de distancia de la barrena tal vez baste un despeje de 1/8 pg. (31,75 mm). En algunas regiones, el desgaste de las herramientas de contacto y el despeje puede ser un factor crítico para los conjuntos de hoyo empacado.

Apoyo en la pared. Los conjuntos de fondo de pozo deben hacer contacto adecuado con la pared del pozo para estabilizar la barrena y centrar los tubos lastrabarrenas. La longitud de contacto,

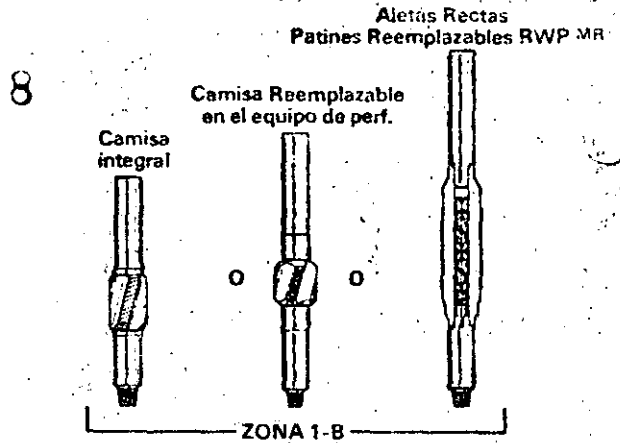


Fig. 14 - Estas son las herramientas que se sugieren en regiones de formaciones duras a semiduras, donde la tendencia a la desviación de los pozos es mediana a severa. Las mismas herramientas que se indican aquí para la Zona 1-B se usarán en la Zona 1-C, en regiones de pronunciada tendencia a la desviación.

requerida entre la herramienta y la pared la determina la formación. El área superficial de contacto debe ser la suficiente para evitar que el dispositivo estabilizador se entierre en la pared del pozo. Si eso ocurre, se pierde la estabilización y el pozo se desvía. Si la formación es dura y uniforme basta una superficie de contacto corta y delgada para lograr la debida estabilización. Sin embargo, si la formación es blanda, no consolidada, tal vez se requiera un estabilizador largo de aletas. El agrandamiento del hoyo en formaciones que se erosionan rápidamente tiende a reducir la alineación efectiva del conjunto de fondo de pozo. Ese problema se puede disminuir controlando la velocidad anular del lodo y las propiedades del mismo.

DISEÑO DE CONJUNTOS

El debido diseño de conjuntos de hoyo empacado requiere que se tengan en cuenta las tendencias de desviación de los pozos y el grado de perforabilidad de las formaciones de la región dada. En este artículo tendremos en cuenta las tendencias de desviación ligeras, medianas y severas. La firmeza de las formaciones se clasifica en blanda a semidura o semidura a dura, y se subdivide a su vez en formaciones abrasivas y no abrasivas.

Hoyos ligeramente desviados. El conjunto de hoyo empacado para regiones de ligera tendencia a la desviación de pozos (Fig. 11, izquierda) es el mínimo para lograr pozos rectos y estabilizar la barrena. El conjunto tiene tres puntos de estabilización: inmediatamente arriba de la barrena, en la Zona 1; encima del lastrabarrenas corto, en la Zona 2; y encima de un lastrabarrenas de longitud corriente, en la Zona 3. Arriba de la Zona 2 se debe colocar el amortiguador de vibración (si se usa) para obtener óptimo rendimiento. Si la tendencia a la desviación es mínima, el amortiguador de vibración se puede instalar en vez del lastrabarrenas corto, entre las Zonas 1 y 2. Cuando se presentan condiciones de perforación difíciles, el amortiguador de vibración aumenta el régimen de penetración y la duración efectiva de la barrena. Reduce además el desgaste y los daños de la sarta de perforación y del equipo.

Hoyos medianamente desviados. Para éstos, el conjunto de hoyo empacado es parecido al anterior, salvedad hecha de la adición de otro dispositivo estabilizador en la Zona 1 (Fig. 11, centro). Las dos herramientas puestas en tandem suman estabilización adicional de la barrena y añaden rigidez para limitar los cambios de ángulo causados por las fuerzas laterales.

Hoyos severamente desviados. En regiones donde los pozos se tuercen severamente se instalan tres herramientas estabilizadoras

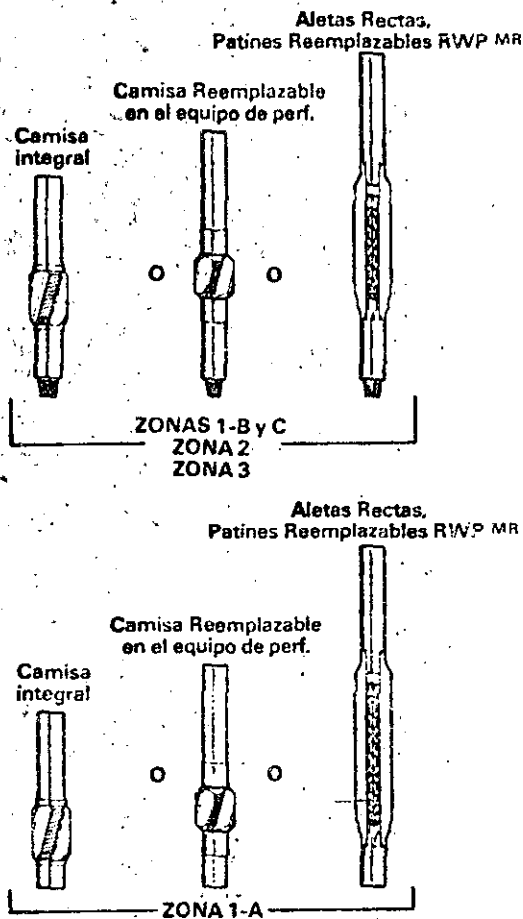


Fig. 15 - Cuando las formaciones son blandas a semiduras y la tendencia a la desviación de los pozos varía de ligera a mediana y pronunciada, se recomienda usar estos estabilizadores.

en tándem, en la Zona 1, para así lograr máxima rigidez y contacto con la pared del pozo para apuntar y guiar la barrena. En pozos de 8^{3/4} pg. (222,25 mm) y más pequeños se recomienda usar un lastrabarrenas corto de diámetro grande entre las Zonas 2 y 3. De ese modo se aumenta la rigidez porque se reduce la deflexión de todo el conjunto y porque las herramientas de las Zonas 1 y 2 funcionan sin el excesivo desgaste que causan las cargas laterales o el empuje lateral de la excesiva flexión (Fig. 11, derecha).

La regla empírica, para las tres condiciones de desviación es que la longitud en pies del lastrabarrenas corto debe ser aproximadamente igual al número de pulgadas de diámetro del



El autor
GERALD E. WILSON, gerente de servicios técnicos de Drilco, división de Smith International Inc., obtuvo grado de Ing. Petrolero en la Universidad de Tulsa, Okla., E.U.A., en 1957. Inició su carrera profesional en 1950 con la Carter Oil Co. y posteriormente trabajó en la Standard Oil Co. of California, en Venezuela y en Colombia. Después de dejar la Standard of Cell

fornia, el Ing. Wilson trabajó durante 11 años en la Johnston-Schlumberger en varios cargos, antes de ingresar a Drilco hace tres años. El Ing. Wilson es miembro de la SPE y del API y posee inscripción de ingeniero profesional en el Edo. de Texas.

pozo, con margen de más o menos dos pies. Por ejemplo: para un hoyo de 8 pg. (203,20 mm) sería satisfactorio un lastrabarrenas corto de 6 a 10 pies (182,88-304,80 cm).

9 HERRAMIENTAS ESTABILIZADORAS

Los tres tipos básicos de herramientas estabilizadoras son los de aletas (costillas, cuchillas) rotatorias, los de camisa de caucho no rotatoria y los escariadores de rodillos cortadores. Algunas variaciones de esas herramientas son las siguientes:

El estabilizador de aletas rotatorias puede ser de aletas rectas o en espiral, y en ambos casos las aletas pueden ser cortas o largas (Fig. 12, izquierda). Los estabilizadores de aletas rotatorias se ofrecen en dos estilos: reparables en el sitio de obra y reparables en talleres.

Los estabilizadores reparables en talleres son de aletas integrales, soldadas, o de ajuste por compresión. Los estabilizadores de aletas soldadas son populares para formaciones blandas pero no se recomiendan para las duras a causa de la rápida fatiga en el área soldada.

Los estabilizadores reparables en el sitio de perforación tienen una camisa metálica reemplazable o aletas metálicas de desgaste, como ocurre en el estabilizador RWP^{MR}. Estas herramientas se desarrollaron originalmente para localizaciones remotas pero han ganado muy amplia aceptación en operaciones normales durante los últimos años.

Todos los estabilizadores de aletas rotatorias tienen una aptitud escariadora bastante buena, y a causa de los recientes perfeccionamientos del refrentado, su duración efectiva es excelente. Los materiales de refrentado son, entre otros, carburo de tungsteno granulado (empotrado) y compactos de carburo de tungsteno embutidos.

El estabilizador de camisa de caucho reemplazable, no rotatoria, se puede usar sin riesgo, en lo tocante a pegamientos y deslaves (Fig. 12, centro). Es más efectivo en formaciones duras, tales como las de caliza y dolomita. Puesto que la camisa queda estacionaria durante la perforación, actúa como un buje de perforación y no se empotra en la pared del pozo ni la daña. Sin embargo, la camisa de caucho no se debe usar si las temperaturas pasan de 250°F. Este estabilizador no es escariador y su duración efectiva puede ser corta en pozos de paredes ásperas.

Los escariadores de rodillos cortadores (Fig. 12; derecha) se usan para escariar y proporcionar estabilización adicional en formaciones duras. El área de contacto con la pared del hoyo es muy pequeña, pero esta es la única herramienta que puede escariar eficazmente la roca dura. Siempre que se presenten problemas de conservación del calibre de la barrena, el escariador de rodillos cortadores es definitivamente la herramienta de mínimo contacto con la pared del hoyo.

COMO ESCOGER EL ESTABILIZADOR ADECUADO

Para formaciones duras a semiduras con ligera, mediana o severa tendencia a la desviación, Fig. 13. En la Zona 1-A- (inmediatamente encima de la barrena) se debe usar un escariador de rodillos cortadores cuando se desgasta el calibre de la barrena en formaciones duras y abrasivas. Para condiciones extremadamente adversas se requerirá una herramienta de seis puntos. En formaciones no abrasivas se aconseja usar estabilizador de aletas rotatorias refrentadas.

Los estabilizadores de aletas rotatorias deben dar buen resultado en la Zona 2 para los tres tipos de tendencia a la desviación. Si se trata de regiones donde la tendencia es muy ligera debe bastar el estabilizador de camisa no rotatoria.

Con la más mínima desviación de la vertical, los tubos lastrabarrenas se recuestan contra el lado bajo del hoyo a causa de su fenomenal peso. Por eso, la función de la Zona 3 es la de

LASTRA BARRENAS

AMORTIGUADOR DE VIBRACION

BARRENA

PENDULO

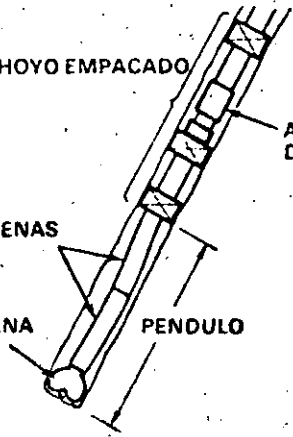


Fig. 16 - El conjunto pendular empacado se usa para disminuir el ángulo del pozo, especialmente cuando después de lograda la disminución del ángulo ha de requerirse un conjunto de hoyo empacado.

apartar las lastrabarreras de la pared y evitar que las fuerzas laterales se transmitan a la barrena. Para lograr ese objetivo en formaciones duras a semiduras se pueden usar estabilizadores de aletas rotatorias o de camisa de caucho no rotatoria.

Los estabilizadores que se usen arriba de la Zona 3 sólo se deben emplear para evitar el pandeo de los lastrabarreras o su atasco en la pared del hoyo. En la mayoría de los casos, estos estabilizadores ejercen poco efecto sobre la dirección de la barrena.

Para formaciones semiduras a duras con mediana a severa tendencia a la desviación, Fig. 14. Bajo estas condiciones, para la Zona 1-B se recomienda un estabilizador de aletas rotatorias. En perforación de intervalos de severa tendencia a la desviación en la Zona 1-C se puede usar el mismo tipo de estabilizador.

Para formaciones semiduras a blandas con ligera, mediana y severa tendencia a la desviación. Los estabilizadores para este tipo de formaciones en las que el calibre de la barrena no es problema, deben proporcionar suficiente longitud de contacto a fin de lograr la debida estabilización de los lastrabarreras y de la barrena. Para todo tipo de tendencia a la desviación se recomiendan estabilizadores de aletas rotatorias, Fig. 15.

Los modernos conjuntos de hoyo empacado, cuando se diseñan y se usan debidamente, reducen el régimen de cambio del ángulo del pozo. Además, mejoran el rendimiento y la duración efectiva de la barrena porque la hacen girar sobre un eje real, alrededor de su centro de diseño, y eso conduce a la carga pareja a todos los conos. Más aún, los conjuntos de hoyo empacado permiten aplicar más peso sobre la barrena en formaciones que ocasionan desviaciones anormales. El ángulo deseado y el curso que ha de seguir el hoyo se mantienen en la perforación direccional. Bajo esa situación controlada los pozos de ángulo pronunciado se pueden perforar con mínimo riesgo de que se formen chaveteros o de que se desgaste excesivamente la tubería de perforación.

PENDULO EMPACADO

Como quiera que los conjuntos de pozo empacado se doblen, no importa lo poco que sea la flexión, es imposible perforar un pozo perfectamente vertical. El régimen de cambio del ángulo del pozo se mantiene al mínimo, pero ocasionalmente se presentan condiciones bajo las cuales es necesario reducir la desviación total de la vertical. Cuando tales condiciones ocurren se usa el método del péndulo. Si se prevé que el conjunto de pozo empacado habrá de necesitarse después de reducir la desviación del pozo, se recomienda aplicar el método denominado péndulo empacado, Fig. 16.

En ese método, debajo del conjunto de pozo empacado y en el tramo correspondiente a la acción pendular se sitúan tubos

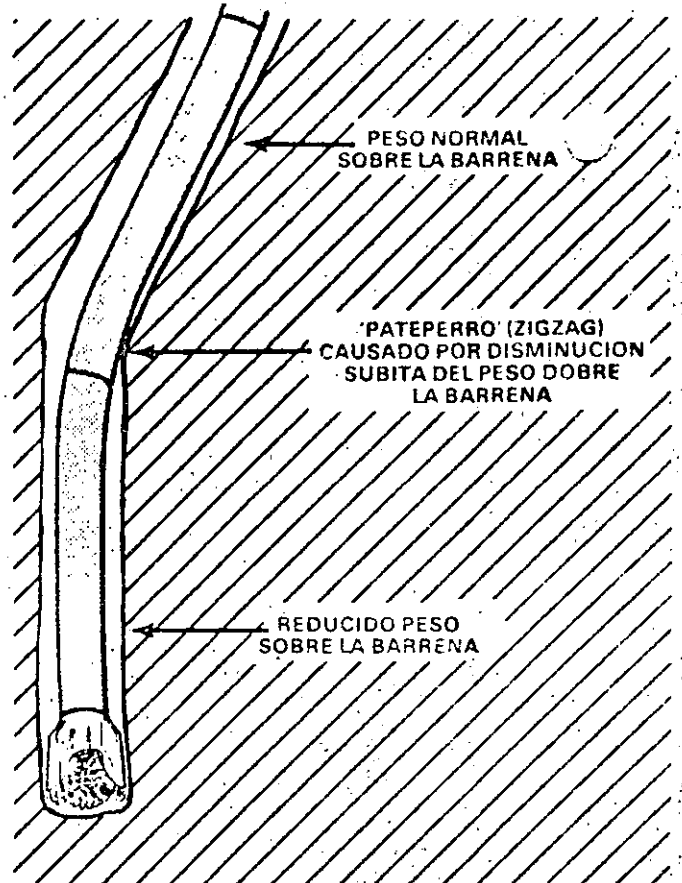


Fig. 17 - El reducido peso sobre la barrena se puede aprovechar para disminuir el ángulo del pozo, pero tal práctica frecuentemente conduce a la formación de pateperros. Si el ángulo del hoyo ha de disminuirse disminuyendo el peso sobre la barrena, lo aconsejable es hacerlo muy gradualmente.

lastrabarreras. Una vez disminuida la desviación a un límite aceptable, los lastrabarreras del péndulo se remueven y el conjunto de pozo empacado se vuelve a situar arriba de la barrena. Sólo es necesario escariar el tramo que ocuparon los lastrabarreras pendulares, antes de reanudar la perforación normal.

Si en el conjunto de pozo empacado se usa un amortiguador de vibración, éste debe permanecer en su posición original durante la aplicación del método de péndulo.

PESOS REDUCIDOS SOBRE LA BARRENA

Al reducirse el peso sobre la barrena, la sarta de perforación se encorva menos y el hoyo tiende a ser más recto. Uno de los métodos más antiguos para enderezar los pozos era la práctica de reducir el peso sobre la barrena y aumentar la velocidad de rotación. En los últimos años se ha demostrado que ese no es siempre el procedimiento aconsejable, porque al reducirse el peso sobre la barrena merma el régimen de penetración. Peor aún, esa práctica frecuentemente causa pateperros (Fig. 17). Téngase en cuenta esta precaución: Si el pozo se ha de enderezar disminuyendo el peso sobre la barrena, hágase tal cosa muy gradualmente para que el pozo regrese a la vertical sin cambios abruptos de curso. La reducción del peso sobre la barrena suele requerirse cuando se cambia de conjunto de pozo empacado a péndulo o a péndulo con conjunto empacado.

Cómo perforar un pozo útil

3a. Parte - Cómo seleccionar la sarta de lastrabarrenas

Gerald E. Wilson, Gerente de Servicios Técnicos y
W. E. Garret, Vicepresidente de Ingeniería
Drilco, Houston, Texas, E.U.A.

Breve resumen

La debida selección de la sarta de tubos lastrabarrenas es importante para perforar buenos pozos a costo mínimo. Los lastrabarrenas, disponibles en muchas combinaciones de tamaños y de tipos de roscas, deben escogerse a base del tamaño del hoyo que se va a perforar y de las condiciones de perforación previstas. Otros factores que deben tenerse en cuenta son la disponibilidad de ranuras en espiral y rebajas para elevadores.

LA ELECCION de una sarta de tubos lastrabarrenas debidamente diseñada es el requisito primario para poder perforar a mínimo costo. Una sarta de lastrabarrenas bien apareada ayuda a lograr pozos libres de contratiempos y aprovechables, proporciona el peso requerido sobre la barrena, ayuda a obtener y mantener la dirección deseada del hoyo, y asegura tanto la larga duración como el rendimiento de la tubería de perforación. Los factores que se deben tener en cuenta para diseñar una sarta de lastrabarrenas son cuatro:

- Tamaño de los lastrabarrenas
- Tipo de conexión
- Distintivos especiales de los lastrabarrenas
- Equipo para las zonas de transición

TAMAÑO DE LOS LASTRABARRENAS

El tamaño del pozo y el programa de barrenas determinan el óptimo tamaño de tubos lastrabarrenas, pero los que se seleccionen generalmente deben tener el máximo D.E. y el máximo grosor de pared permisibles para introducirlos sin riesgo en el pozo.

- Varios son los beneficios que se derivan de esa regla general:
- Para lograr el peso deseado se necesitan menos lastrabarrenas.
 - Se requieren menos conexiones de lastrabarrenas.
 - Se necesita menos tiempo para desconectar y conectar lastrabarrenas durante los viajes redondos de la sarta.
 - Los factores que gobiernan el buen rendimiento de la barrena favorecen el uso de miembros rígidos con un mínimo espacio entre uno y otro.
 - El daño por fatiga de las conexiones es menor cuando se usan lastrabarrenas de máximo tamaño permisible en el hoyo.

El peso de la sarta de lastrabarrenas en la columna de lodo (boyante) debe ser por lo menos 15% más alto que el peso máximo previsto sobre la barrena. El punto neutral entre la tensión y la compresión debe mantenerse siempre dentro de la sarta de lastrabarrenas.

Algunas son las excepciones a las recomendaciones de escoger lastrabarrenas de máximo tamaño permisible en el hoyo. Como veremos más tarde, con frecuencia se usan lastrabarrenas de dos o más tamaños en pozos de diámetro grande. En pozos direccionales muy desviados, con sargas convencionales de lastrabarrenas se presentan torsiones y arrastres demasiado excesivos. En tales

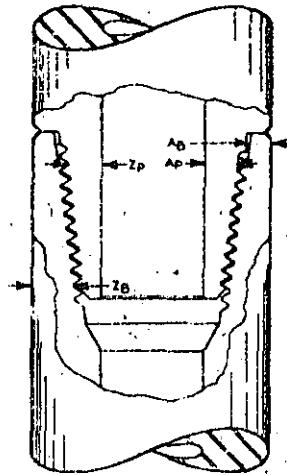


Fig. 1 - Z_b , el módulo de la sección de la caja (roscas hembra) Z_b debe ser $2\frac{1}{2}$ veces más grande que Z_a el módulo de la sección de la espiga (roscas macho) en la conexión de lastrabarrenas. En el lado derecho de la conexión están los puntos en los que el área crítica de la espiga (A_b) y de la caja (A_c) se deben medir para calcular la resistencia a la torsión.

casos pueden usarse dos o tres lastrabarrenas con estabilizadores en los puntos indicados directamente encima de la barrena. El peso restante se aplica con 30 a 33 tubos de pared gruesa, cuyo D.E. es igual al de la tubería de perforación y que puede manejarse de igual modo al sacar y reintroducir la sarta. Los tubos de pared de $7/8$ a 1 pg. (22,23-24,40 mm) de grosor permiten que la sarta trabaje en compresión.

El diámetro interior de los lastrabarrenas (calibre), que es una consideración hidráulica primordial, se determina estableciendo cuál es el tamaño mínimo necesario para manejar el régimen de circulación deseado sin excesiva caída de presión. Los lastrabarrenas de D.I. de $2\frac{1}{4}$ pg. (57,15 mm) y más grandes dan paso a casi todas las herramientas que deben introducirse por la tubería. Recuérdese que los fabricantes sólo garantizan que la variación del diámetro interno de los lastrabarrenas reduce hasta en $1/8$ pg. el D.I. nominal de lastrabarrenas correspondiente.

Para pasar por los recintos de tubos lastrabarrenas pequeños, se han diseñado indicadores de punto libre, instrumentos para estudios de desviación e indicadores de deriva. Sin embargo, a veces los instrumentos pequeños no son tan confiables como los más grandes. Si se requiere medir ángulos con relación a la horizontal se necesita un calibre más grande que para medir ángulos con relación a la vertical. Los pozos calientes pueden necesitar camisas protectoras aislantes para los instrumentos y por consiguiente, requerir calibres más grandes para poder pasar por los lastrabarrenas. En tareas especiales pueden necesitarse calibres extragrandes para introducir giroscopios o sacanúcleos a cable.

PROGRAMAS PARA TAMAÑOS VARIOS DE POZOS

El Cuadro 1 enumera las combinaciones de tubos lastrabarrenas y conexiones que actualmente se usan en hoyos de tamaños comunes. La lista no indica todos los tamaños, pero un alto porcentaje de los pozos que actualmente se perforan caen dentro de esas clasificaciones. Los problemas de lastrabarrenas varían con el tamaño del pozo, pero casi todos pertenecen a uno de los siguientes grupos de diámetros de pozo:

1. $4\frac{3}{4}$ a $6\frac{1}{8}$ pulgadas (120,65-155,58 mm)
2. $6\frac{1}{2}$ a $8\frac{3}{4}$ pulgadas (165,10-222,25 mm)
3. $9\frac{1}{2}$ a $17\frac{1}{2}$ pulgadas (241,30-444,50 mm)
4. $18\frac{1}{2}$ a 26 pulgadas (469,90-660,40 mm)

ZONAS DE TRANSICION

Los hoyos de 9 1/2 pulgadas (241.30 mm) y más grandes requieren atención especial porque para perforarlos eficientemente, en el fondo de la sarta se requieren lastrabarrenas de diámetro grande. La zona gradual de transición es casi indispensable para reducir los daños por fatiga de la tubería, ocasionados por el cambio de rigidez. La zona de transición se forma reduciendo el

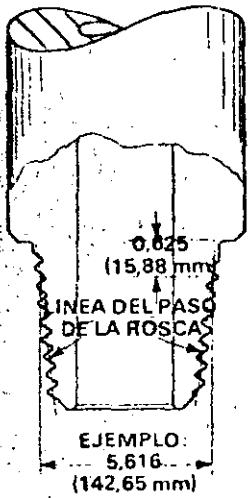


Fig. 2 - En el método API para medir o numerar conexiones, el diámetro se mide a 5/8 de pg. del reborde. El resultado se redondea a los dos primeros dígitos y se descartan los decimales. El No. API de esta conexión es 56.

Los hoyos de menos de 6 1/2 pulgadas (165,10 mm) no son muy comunes en programas de perforación. Se perforan durante reacondicionamientos o ahondamientos de pozos, o bien en casos especiales cuando es necesario instalar revestidores de fondo de poco diámetro. El problema de lastrabarrenas más serio en esos hoyos de pequeño calibre es la indebida resistencia a la torsión de las conexiones.

Un alto porcentaje de los pozos que se perforan son de 6 1/2 a 8 3/4 pg. (165,10-222,25 mm). En esa escala de tamaños, los problemas son mínimos. Los D.E. de las conexiones de lastrabarrenas y de las uniones de tubos de perforación son básicamente iguales y el despeje entre la sarta y la pared del pozo suele ser la suficiente para efectuar fácilmente operaciones de lavado. Prácticamente todos los equipos de perforación tienen equipo adecuado para manejar los lastrabarrenas más grandes que se usan en esta escala de tamaños de pozos. La pared del hoyo sostiene muy bien la columna de perforación y reduce la dobladura excesiva de las conexiones. Estas y el cuerpo de la tubería generalmente resisten las torsiones que se generan durante la perforación.

Los pozos de 9 1/2 a 17 1/2 pg. (241,30-444,50 mm) se han vuelto más populares. La perforación profunda actual requiere pozos de diámetro más grandes a mayores profundidades y gran parte de la perforación es en rocas duras. Los pozos altamente productivos, tales como los del Medio Oriente, requieren sarts de producción mucho más grandes que las corrientes. En esas situaciones es en las que aumentan los problemas de lastrabarrenas y en las que el planeamiento requiere atención adicional. Se necesitan lastrabarrenas de diámetro grande más difíciles de manejar. El cambio notable de sección transversal de los lastrabarrenas a la tubería de perforación requiere una sección adicional de transición. El despeje más grande entre la sarta y la pared del pozo redonda en más doblamiento y por ende en acelerado daño por fatiga.

Los pozos de tamaño extragrande (de 18 1/2 a 26 pulgadas) (469,90-660,40 mm) no presentan actualmente problemas singulares porque son muy pocos los que se perforan de esos diámetros. Los pozos de esa escala de tamaños raramente llegan a formaciones de rocas duras. Los conjuntos de lastrabarrenas son iguales a los que normalmente se usan en el tamaño de pozo inmediatamente menor.

La diferencia de tamaños de lastrabarrenas para formaciones blandas y duras se ve en el Cuadro 1. Generalmente, los lastrabarrenas de menor diámetro se usan en perforación de formaciones blandas porque se requiere más área de flujo para los regímenes de circulación más alto y a causa del mayor riesgo de atascos. Casi toda la perforación varía entre los dos extremos de formaciones duras o blandas, y generalmente se sigue una combinación de prácticas.

CUADRO 1
Tamaños de tubos lastrabarrenas y de conexiones

Tamaño del Pozo, pg.	Formaciones Blandas	Formaciones Duras
14 3/4 (374,65 mm)	3 1/2" (79,38 mm) DE x 1 1/2" (31,75 mm) DI con 2 1/2" PAC ó 2 1/2" Reg.	3 1/2" (88,90 mm) DE x 1 1/2" (38,10 mm) DI con 2 1/2" PAC ó 2 1/2" Reg.
5 7/8-6 1/8 (149,23- 155,58 mm)	4 1/2" (104,78 mm) DE x 2" (50,80 mm) DI con 2 1/2" IF	4 1/2" (120,65 mm) DE x 2" (50,80 mm) DI con 3 1/2" XH ó 2 1/2" IF
6 1/4-6 3/4 (165,10- 171,45 mm)	4 1/2" (120,65 mm) DE x 2 1/2" (57,15 mm) DI con 3 1/2" IF	5"-5 1/2" (127,00-133,35 mm) DE x 2" (50,80 mm) DI con 3 1/2" IF
7 1/8-7 1/4 (193,68- 200,03 mm)	6" (152,40 mm) DE x 2 1/2" (71,44 mm) DI con 4" IF ó 4" H-90	6 1/4" ó 6 1/2" (158,75 ó 165,10 mm) DE con 2" ó 2 1/2" (50,80 ó 57,15 mm) DI con 4 1/2" H-90 ó 4" IF ó 4" H-90.
8 1/8-8 3/4 (216,90- 222,25 mm)	6 1/2" (158,75 mm) DE x 2 1/2" (71,44 mm) DI con 4" IF 6 1/2" (165,10) DE x 2 1/2" (71,44 mm) DI con 4" IF ó 4 1/2" IF	6 1/2" ó 6 7/8" (171,45 ó 177,80 mm) DE con 2 1/2" (57,15 mm) DI con 5" H-90 ó 4 1/2" IF
9 1/2-9 3/4 (241,30- 250,83 mm)	7" (177,80 mm) DE x 2 1/2" (71,44 mm) DI con 4 1/2" IF ó 5" H-90	7" (177,80 mm) DE x 2 1/2" (57,15 mm) DI ó 4 1/2" IF ó 5" H-90
10 1/8-11 (259,88- 279,40 mm)	8" (203,20 mm) DE x 2 1/2" (71,44 mm) DI con 6 1/2" Reg.	8" (203,20 mm) DE x 2 1/2" (71,44 mm) DI con 6 1/2" H-90 ó 6 1/2" Reg.
	7" (177,80 mm) DE x 2 1/2" (71,44 mm) DI con 4 1/2" IF ó 5" H-90	8" (203,20 mm) DE x 2 1/2" (71,44 mm) DI con 6 1/2" H-90 ó 6 1/2" Reg.
12 1/8 (311,15 mm)	8" (203,20 mm) DE x 2 1/2" (71,44 mm) DI con 6 1/2" H-90 ó 6 1/2" Reg.	8" (203,20 mm) DE x 2 1/2" (71,44 mm) DI con 6 1/2" Reg.
		9" (228,60 mm) DE x 2 1/2" (71,44 mm) DI con 7 1/2" Reg.
		10" (254,00 mm) DE x 2 1/2" ó 3" (71,44 ó 76,20 mm) DI con 7 1/2" H-90 ó 7 1/2" Reg.
17 1/8 (444,50 mm)	8" (203,20 mm) DE x 2 1/2" (71,44 mm) DI con 6 1/2" H-90 ó 6 1/2" Reg.	8" (203,20 mm) DE x 2 1/2" (71,44 mm) DI con 6 1/2" H-90 ó 6 1/2" Reg.
		9" (228,60 mm) DE x 2 1/2" (71,44 mm) DI con 7 1/2" Reg.
		10" (254,00 mm) DE x 2 1/2" ó 3" (71,44 ó 76,20 mm) DI con 7 1/2" H-90 ó 7 1/2" Reg.
18 1/2-26 (469,90- 660,40 mm)		11" (279,40 mm) DE x 3" (76,20 mm) DI con 8 1/2" Reg.
		Los programas de tubos lastrabarrenas son iguales a los del tamaño de hoyo inmediatamente menor.

Abreviaturas:
DE = Diámetro Exterior;
DI = Diámetro Interior;
Reg. = API Neg.;
IF = Tipo API, de diámetro interior a res;
XH = Hughes Xtra Hole;
H-90 = Hughes H-90;
PAC = Phi A. Camell

1 Escala de tamaños de pozos comunes en tareas de ahondamiento, reacondicionamiento, perforación debajo de pequeños revestidores de fondo.

2 Casi toda la perforación programada se efectúa en esta escala de tamaños.

3 Esta escala de tamaños de pozos se está popularizando a causa del gran número de pozos profundos que se están perforando y debido a la necesidad de instalar sarts de producción de diámetro grande para pozos de alta productividad.

tamaño de los lastrabarrenas en el tramo superior de la sarta y/o añadiendo tubos de pared gruesa en la parte inferior de la sarta de tubería de perforación. Desafortunadamente, no hay norma que indique exactamente qué tanto de cambio de rigidez es aceptable, ni cuando empiezan o terminan los contratiempos. El diseño ideal sería aquél que permitiera la reducción muy gradual mediante el uso de lastrabarrenas de diámetros progresivamente más pequeños, pero la aplicación sería impráctica porque se necesitarían demasiados diferentes tamaños. El diseño de la zona de transición suele basarse en la experiencia previa de cada empresa.

El lastrabarrena de 8 pg. (203,20 mm) es uno de los más populares hoy en uso. El cambio de rigidez de 8 pg. (203,20 mm) a tubería de peso normal de 4½ pg. (114,30-127,00 mm) es muy abrupto y por eso se recomienda situar en la parte superior dos o más tramos de lastrabarrenas de diámetro menor, o varios tubos de tubería de pared extragruasa. Los lastrabarrenas de 9 pg. (228,50 mm) de diámetro y más grandes deben usarse conjuntamente con lastrabarrenas de diámetro menor puestos encima antes de conectar la sarta de lastre con la tubería de perforación, aunque ésta sea de pared gruesa. Los siguientes son ejemplos de sargas ahusadas o cónicas:

- Nueve lastrabarrenas de 8 pg. (203,20 mm), seguidos de quince de 7 pg. (177,80 mm).
- Dieciocho lastrabarrenas de 8 pg. (203,20 mm), seguidos de 18 tubos de perforación de pared gruesa.
- Seis lastrabarrenas de 9 pg. (228,50 mm), seguidos de nueve de 7 pg. (177,80 mm).
- Nueve lastrabarrenas de 10 pg. (254,00 mm), seguidos de doce lastrabarrenas de 8 pg. (203,20 mm) y de 12 tubos de pared gruesa.
- Tres lastrabarrenas de 11 pg. (279,40 mm), seguidos de seis lastrabarrenas de 9 pg. (228,50 mm) y doce lastrabarrenas de 7 pg. (177,80 mm).

Para las secciones de transición se pueden obtener dos tipos de tubos de perforación de pared gruesa. Es posible comprar tubería de perforación convencional de 4½ pg. (114,30 mm) D.E. con pared de 7/16 pg. (11,11 mm), y de 5 pg. (127,00 mm) con pared de ½ pg. (12,70 mm) de grosor. También se fabrica tubería especial para zonas de transición, con pared de 1 pg. (25,40 mm) de grosor.

SELECCION DE LAS CONEXIONES

La mejor conexión de lastrabarrenas es aquella en la que la espiga y la caja quedan equilibradas fortaleza contra el doblamiento. Se ha demostrado que al doblarse la espiga y la caja son igualmente fuertes si el módulo de sección de la caja en la zona crítica es 2½ veces más grande que el módulo de sección de la espiga en su zona crítica. Ambas zonas se ven en la Fig. 1. En la caja (rosca hembra), queda a escasa distancia del extremo de la espiga en la raíz de la última rosca engarzada. No queda apoyada en los filos casantes de la espiga y es por eso la sección más débil de la caja. La zona crítica de la espiga (rosca macho) queda a unos ¾ pg. (19,05 mm) del reborde (hombro) en la raíz de la rosca.

Las relaciones de módulos de sección de 2,25 a 2,75 dan buen resultado bajo la mayoría de condiciones. En algunos casos se observa rendimiento satisfactorio con relaciones de 2,0 a 3,2. Esos valores para lograr equilibrio de la fatiga por doblamiento sólo son efectivos en la práctica si la conexión se aprieta debidamente a fin de que la espiga reciba suficiente apoyo del reborde.

La otra propiedad estructural de importancia es la resistencia a la torsión de la conexión. La Fig. 1 muestra las áreas críticas de la espiga y de la caja que se tienen en cuenta para hacer los cálculos de resistencia a la torsión. La torsión requerida de enrosque se determina a base de la resistencia torsional. En muchas publicaciones se pueden encontrar datos completos y tablas para todos los tamaños de conexiones y lastrabarrenas. Una buena referencia es la norma RP 7G del API, sobre "Práctica recomendada para diseños de sargas de perforación y límites de operación".

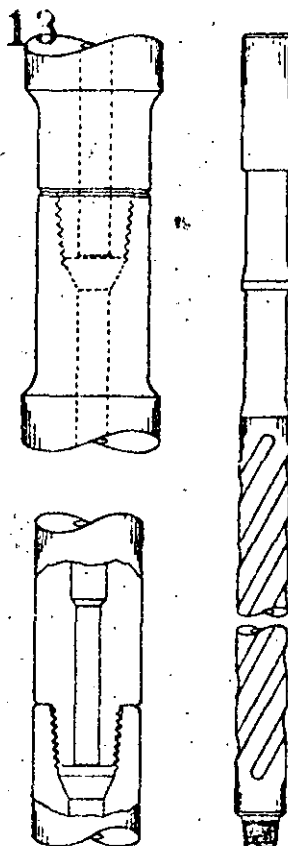


Fig. 3 - Los distintivos especiales de los lastrabarrenas son los cuellos de pesca y de manejo (arriba, izquierda), los recintos o calibres escalonados (abajo, izquierda) y los rebajos para cuñas y elevadores, así como las ranuras en espiral (derecha).

La diferencia entre el tratamiento y las propiedades de las conexiones de lastrabarrenas y de tubos de perforación con frecuencia se mal entiende. La conexión nunca puede ser tan fuerte como el cuerpo del lastrabarrena, y es por lo tanto un elemento sacrificable. Cuando se daña, se corta y se reemplaza cortando a tomo nuevas roscas. Las conexiones de los tubos de perforación son mucho más rígidas y fuertes que el cuerpo de la tubería y raramente se dañan por fatiga de doblamiento. Las conexiones de tubería de perforación se escogen para obtener el máximo de resistencia a la torsión. El daño que más frecuentemente ocurre en las roscas de tubos de perforación se debe a juntas con fugas, maltrato, desgaste de las roscas y cajas hinchadas por efecto del desgaste del D.E. Las roscas dañadas de tubos de perforación generalmente se pueden refilar, y volver a usar, práctica con la cual apenas se pierde una fracción de pulgada de longitud.

Históricamente, el tamaño nominal de una conexión con reborde de apoyo era el D.E. real de la tubería de perforación para el cual se había diseñado la junta. Las mismas conexiones se han usado en lastrabarrenas, pero el tamaño de ellas nada tiene que ver con el de los lastrabarrenas en tales casos. Recientemente se desarrollaron las conexiones API numeradas y muchas de las antiguas conexiones se incorporaron en la numeración de la nueva serie. Se diseñaron nuevas conexiones para los tamaños populares de lastrabarrenas que antes carecían de ellas. El número de cada tamaño es simplemente el diámetro del paso de las roscas, en pulgadas, en el punto de calibración. La coma decimal se mueve un lugar hacia la derecha. Por ejemplo, en la Fig. 2 el punto de calibración medido a ¾ pg. (15,88 mm) del reborde es de 5,616 pg. (142,65 mm), o sea que el número es 56. Los detalles de las conexiones para cada tamaño y de los equivalentes intercambiables se dan en la Especificación 7 del API.

La nueva serie numerada da una buena selección de conexiones para casi cualquier tamaño de tubos lastrabarrenas. Cualquiera otra conexión API de 4 roscas por pulgada da buenos resultados. La rosca de 0,038 pg. (0,97 mm) de radio de raíz tiene mucho menos efecto de ranurado que una de radio más pequeño. Evite usar conexiones de 5 roscas por pulgada en tubos

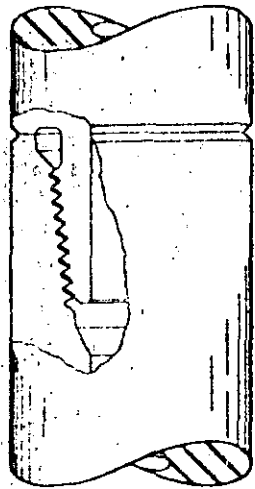


Fig. 4 - Para lastrabarrenas de diámetro muy grande, los valores de torsión recomendados para el enrosque de conexiones pueden sobrepasar la capacidad del malacate. Por consiguiente, con frecuencia se usa en ellos una cara de baja torsión a fin de reducir el requisito de torsión de enrosque.

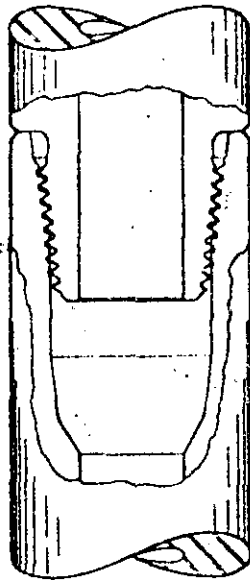


Fig. 5 - Los lastrabarrenas de 5 pulgadas (127,00 mm) y más grandes deben tener medios de alivio de esfuerzo. Estos reducen apenas ligeramente la resistencia torsional; sin embargo, los lastrabarrenas con juntas internas a ras (IF) de 2 1/8 pulgadas (73,03 mm) y más pequeñas no se deben suministrar con medios de alivio de esfuerzos.

lastrabarrenas. Las roscas de 90° son buenas para hacer conexiones de lastrabarrenas, pero comparadas con las roscas API, las torsiones recomendadas de enrosque resultan en menores cargas sobre el reborde. Se desarrollan esfuerzos anulares más altos y se deben evitar las cajas (rosca hembra) delgadas.

Conexiones para lastrabarrenas de D.E. grande. Hay buenas conexiones diseñadas para lastrabarrenas de hasta 11 pg. (279,40 mm) D.E. Pero el problema es que sólo en los equipos de perforación grandes suele haber llaves y malacates con la tracción necesaria para manejar las juntas de 7 1/8 pg. (193,68 mm) que se usarían en lastrabarrenas de 9 ó 9 1/4 pg. (228,50-247,65 mm). Y muy pocos son los equipos que puede habérselas con las conexiones de 8 5/8 pg. (219,08 mm) para lastrabarrenas de 10 o de 11 pg. (254,00-279,40 mm). Para aliviar ese problema hay dos métodos. Uno de ellos consiste en reducir el diámetro de lastrabarrena a lo largo de 1 pie de longitud en el extremo de la espiga, y tres pies en el extremo de la caja (Fig. 3). Por ejemplo, un lastrabarrena de 9 5/8 (228,50 mm) se puede rebajar a 8 1/4 pg. (209,55 mm) para usar conexión de 6 3/8 pg. (168,28 mm). El de 10 (254,00 mm) se puede reducir a 9 1/4 (234,95 mm) para poner conexión de 7 3/8 pg. (193,68 mm).

Otra forma de reducir el requisito de torsión de enrosque es el uso de una cara de baja torsión (Fig. 4). En algunos casos se usa una combinación de cuellos y caras de baja torsión. Lo importante es recordar que la suficiente torsión en una junta modificada y posiblemente más pequeña es mucho mejor que la torsión indebida en una junta de pleno tamaño y más grande.

Distintivos especiales de conexiones roscadas. Un distintivo que se recomienda sin excepción para todas las juntas es que sean de roscas laminadas en frío. El laminado en frío pone las fibras del metal en compresión en el área de la raíz de las roscas, lo que hace las conexiones más resistentes a la fatiga por flexión. Casi todos los fabricantes usan ese método en lastrabarrenas y los buenos talleres de reparación están igualmente equipados para laminar en frío. La resistencia a la fatiga por ranuras siempre mejora y nunca parecen ocurrir efectos adversos.

Los dispositivos de alivio de esfuerzo son muy recomendados y se usan casi universalmente en lastrabarrenas de 5 pg. (127,00 mm) y más grandes (Fig. 5). La desventaja de este distintivo es que hay que remover más metal para renovar, una unión. Sin embargo, un daño de junta de lastrabarrenas suele ser tan serio que lo aconsejable es cortar casi toda la junta vieja antes de refilear. Los lastrabarrenas de menos de 5 pg. (127,00 mm) raramente se dañan por fatiga. Casi todos los daños se deben a exceso de torsión. Los lastrabarrenas de 4 3/4 pg. (120,65 mm) D.E. x 2 pg. (50,80 mm) D.I. se fabrican con medios de alivio o sin ellos. En este caso no hay reglas fijas y las condiciones prevalecientes deben dictar la preferencia. Los medios de alivio de esfuerzos sólo reducen ligeramente la resistencia a la torsión de la conexión. La magnitud de la reducción es insignificante en las conexiones medianas y grandes. En las pequeñas que acusan debilidad torsional a causa de las condiciones de servicio, el alivio de esfuerzos se debe tener en cuenta. Ni los lastrabarrenas con conexión 2 7/8 IF (73,03 mm), ni las conexiones más pequeñas deben tener medios de alivio de esfuerzos.

DISTINTIVOS ESPECIALES DE LASTRABARRENAS

Los distintivos más populares (Fig. 3) son los cuellos de pesca, los recintos escalonados, los recesos para cuñas y elevadores y las ranuras en espiral. Los diámetros reducidos en los extremos suelen llamarse cuellos de pesca pero frecuentemente sirven para otro fin. Este ya se ha explicado y es el de situaciones en las que los cuellos se adelgazan a tomo a fin de poder ponerles conexiones más pequeñas que se puedan apretar debidamente con las llaves y los malacates disponibles. El nombre original, cuello de pesca, procede del uso original: dar cabida a un enchufe o a una cesta de pesca en caso de que en el pozo fallara una junta. Estos cuellos son muy comunes en lastrabarrenas de más de 8 pg. (203,20 mm). Ocasionalmente se usan en los de tamaños más pequeños cuando los lastrabarrenas deben entrar en el pozo bajo estrechos despejamientos.

El recinto escalonado se usa para aumentar la resistencia de la espiga en lastrabarrenas de diámetro mediano y pequeño que deben tener espacio grande interior para el fluido circulante. Un ejemplo típico es el de lastrabarrenas de 6 1/8 pg. (158,75 mm) con recinto de 2 13/16 pg. (71,44 mm) reducido a 2 1/4 pg. (57,15 mm) a lo largo de la espiga.

Los rebajos o recesos para cuñas y elevadores se han popularizado mucho en los últimos años porque eliminan la necesidad de usar grampas de seguridad y sustitutos de alzar. Para manejarlos como si fueran tubos de perforación, sólo hay que cambiar los elevadores. Debe tenerse mucho cuidado al maquinar y reparar esos rebajos. Es muy importante apearse estrictamente a las recomendaciones del fabricante. Se han desarrollado diseños satisfactorios, pero es muy poca la desviación que toleran sin crear serios problemas de altos esfuerzos. La profundidad de los rebajos, la curvatura en los extremos, el acabado de la superficie y el laminado en frío son factores muy críticos. En algunos ambientes muy corrosivos se puede desarrollar fatiga por corrosión y por eso su uso no se recomienda en esos casos.

Las ranuras en espiral se recomiendan para lastrabarrenas medianas y pequeños en perforación profunda. Las ranuras ofrecen protección contra atascos por presión diferencial porque reducen el área de contacto entre los lastrabarrenas y la pared del pozo, y porque permiten que la presión hidrostática del lodo se iguale alrededor de los lastrabarrenas.

Muchos lastrabarrenas se refrentan con carburo de tungsteno si se han de usar en áreas en las que las formaciones abrasivas ocasionan el rápido desgaste del D.E. El refrentado es otra operación que debe efectuarse cuidadosamente. El acero de tubo lastrabarrena es muy sensible al efecto del enfriamiento súbito y se puede agrietar o quedar con altos esfuerzos residuales que más tarde causan agrietamiento. Los procedimientos debidos para precalentar y postcalentar son críticos.

Cómo perforar un pozo útil

4a. Parte - Cómo conservar en buen estado la sarta de tubos lastrabarrenas

Gerald E. Wilson, Gerente de Servicios Técnicos y
W. R. Garrett, Vicepresidente de Ingeniería Drilco,
Houston, Texas, E.U.A.

Breve resumen

Para perforar un buen pozo de bajo costo, la sarta de tubos lastrabarrenas debe estar en óptimas condiciones. Si se saben las causas, los daños de lastrabarrenas se pueden evitar; y el uso de los métodos debidos de inspección puede ayudar a eliminar las fallas catastróficas resultantes del desgaste normal. Cuando ocurre un daño, las reparaciones en talleres o en el sitio de perforación pueden contribuir a mantener al mínimo los costos del equipo.

LA FALLA DE UN LASTRABARRENAS en uso puede conducir a pérdida de tiempo, a una costosa tarea de pesca, o a la pérdida del pozo. Por eso, las causas de los daños de tubos lastrabarrenas deben detectarse y eliminarse siempre que sea posible. Puesto que el desgaste normal no verificado puede redundar en fallas pozo abajo, los lastrabarrenas se deben inspeccionar a intervalos periódicos y los defectuosos se deben remover de la sarta. Este artículo trata de las causas de daños de lastrabarrenas y de métodos de inspección; discute también los procedimientos que se pueden usar para reparar daños menores, tanto en el sitio de perforación como en talleres.

CAUSAS DE LOS DAÑOS

Son dos los tipos de vibración que pueden causar daño excesivo a la sarta de perforación. Uno es la acción de cimbramiento, parecida a la de las cuerdas de guitarra ocasionada por una combinación de velocidad crítica de rotación y longitud de la sarta, fenómeno que se explica ampliamente en la norma RP 7G del API. La sarta de lastrabarrenas tal vez no se afecta adversamente con ese tipo de vibración, pero es posible que se intensifiquen los problemas en la zona de transición entre los lastrabarrenas y la tubería de perforación.

La segunda clase de vibración ocurre en el fondo del pozo,

donde los puntos altos y bajos hacen que toda la sarta, con barrena tricónica oscile hacia arriba y hacia abajo a frecuencia tres veces más alta que la de la velocidad de rotación. Dicha oscilación puede dañar la barrena, la sarta de perforación y el equipo de superficie. El peso sobre la barrena y la velocidad de rotación se puede alterar para reducir ese tipo de vibración, pero tal práctica a su vez puede disminuir el rendimiento de la barrena. Sin embargo, es posible usar amortiguadores de vibración pozo abajo a fin de que la barrena pueda oscilar sobre los puntos altos y bajos sin que la sarta de perforación vibre. El mejor sitio para instalar el amortiguador de vibración es justamente arriba de la barrena. Si se usan conjuntos especiales de fondo del pozo, los amortiguadores funcionan bien inmediatamente encima de esos conjuntos.

Los lastrabarrenas deben ser aptos para proporcionar suficiente peso y girar a la velocidad que se requiera para lograr óptimo rendimiento de la barrena. Hace unos 20 años el peso sobre la barrena alcanzó un máximo cuando llegaron a usarse casi 10.000 lbs. por pulgada de diámetro de la barrena (de dientes fresados cortos para formaciones muy duras). Afortunadamente, la velocidad de rotación era de sólo 60 rpm. El alto peso causaba problemas en los lastrabarrenas, pero casi todos se podían controlar. Los insertos de carburo de tungsteno han reemplazado casi totalmente los dientes cortos fresados en las barrenas, y con ellos se requiere menos peso sobre la barrena. El reducido peso impone menos esfuerzo sobre los lastrabarrenas, pero hay otro factor que requiere tanta o más vigilancia que antes para cuidar los lastrabarrenas y mantenerlos en buen estado. Las barrenas de insertos de carburo de tungsteno con rodamientos (cojinetes) sellados, con frecuencia perforan ininterrumpidamente 100 horas o más y por eso los operarios no pueden inspeccionar las conexiones roscadas con la frecuencia de antes. Para cerciorarse de que la sarta de lastrabarrenas sea confiable y mantenga la barrena perforando durante el lapso previsto, las conexiones se deben mantener en condiciones óptimas.

Durante los años 50, casi todas las formaciones se perforaban con velocidades de rotación de 150 a 200 rpm y ocasionalmente más altas, pero los pesos eran bajos y no se usaban más de 6 a 12 lastrabarrenas en la sarta. De esa forma no surgían problemas anormales porque los lastrabarrenas no se encorbaban excesivamente bajo la carga de compresión. Durante los años 60, la tendencia fue la de usar pesos más altos en formaciones blandas

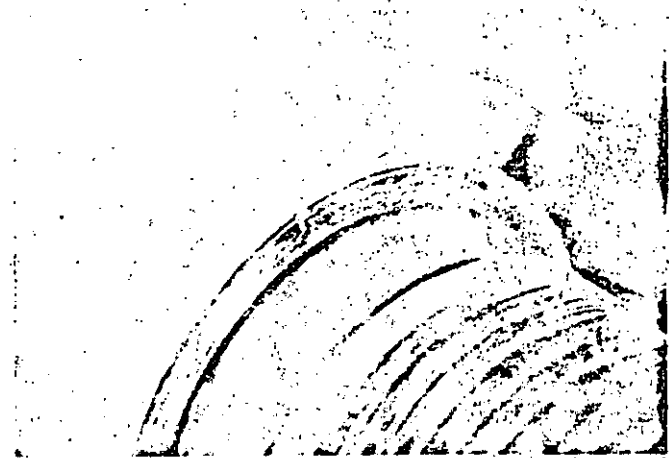
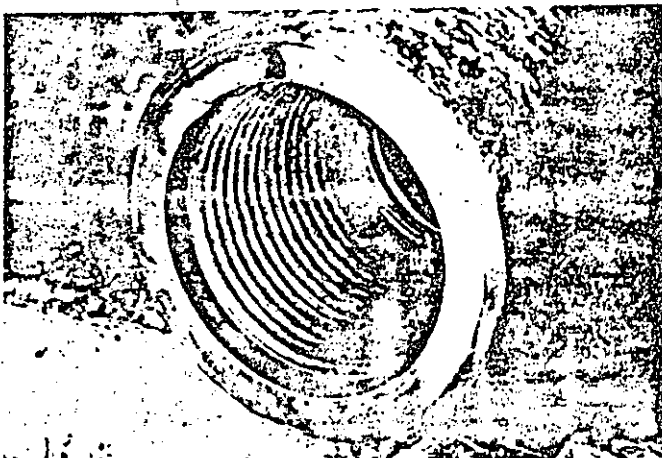


Fig. 1 - Si no se detecta un reborde muy abollado (izquierda) puede conducir a un deslave parecido al que se ve en la conexión de la espiga (derecha).

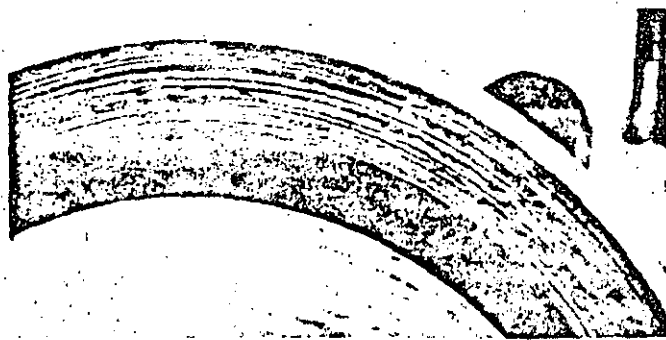


Fig. 2 - Los rebordes ludidos se pueden evitar si los nuevos lastrabarrenas se enrosca y se desenrosca antes de introducirlos en el pozo.

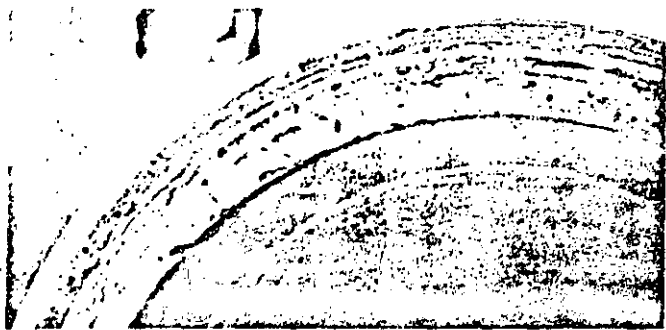


Fig. 3 - Un anillo gris alrededor del borde exterior del sello de la conexión del lastrabarrenas es una temprana indicación de que se han usado cargas indebidas sobre el reborde.

y algo de reducción de la velocidad de rotación. Los problemas de lastrabarrenas empezaron a aumentar y casi todas las empresas comenzaron a usar los mismos métodos y técnicas de inspección que se usan para formaciones duras.

Los problemas actuales de lastrabarrenas pueden en su mayor parte mantenerse bajo control siempre que se usen barrenas de rodillos cortadores. Ocasionalmente se ha informado de barrenas de diamante que han trabajado a velocidades de hasta 400 rpm. Tales velocidades pueden causar esfuerzos superiores a los límites de resistencia de las sarta convencionales de perforación y en tales casos debe considerarse la posibilidad de usar un motor pozo abajo.

La cuadrilla de perforación desempeña un importante papel para prolongar la duración efectiva de los lastrabarrenas, porque ni los de más óptimo diseño pueden soportar las malas prácticas de perforación. Tres factores importantes son:

1. Observar la precaución de proteger las conexiones contra daños antes de introducir la sarta en el hoyo.
2. Limpiar y embadurnar las roscas con lubricante adecuado.
3. Aplicar la debida torsión de enrosque.

Otras prácticas aconsejables son el método apropiado de estrenar una nueva sarta, así como la inspección de roscas y rebordes cada vez que se saca la tubería para detectar tempranamente las señales de conexiones flojas y otros defectos.

En el manejo de la sarta, casi todos los daños se pueden eliminar usando protectores de rosca en las conexiones, hasta que los lastrabarrenas se levanten y estén listos para introducirlos en el pozo. Usense siempre protectores tipo achicador para levantar y acostar los lastrabarrenas. Es imperativo mantener en buen estado las roscas de los subs de alzar. Las rebabas y las limaduras de los filos de los subs de alzar pueden dañar las cajas (rosca hembra) de los lastrabarrenas y ocasionar fugas en las uniones. Además, algunas uniones se dañan al enchufar para hacer conexiones. Es importante reparar las juntas dañadas antes de introducirlas en el pozo. Una avería en un reborde puede causar deslaves y ocasionar costosas tareas de pesca (Fig. 1).

Las conexiones que no se limpian debidamente atrapan suciedad y sólidos en las roscas y entre reborde y reborde. En tal caso

es imposible desarrollar las debidas cargas sobre los rebordes aunque se aplique la torsión prescrita, y las conexiones trabajan flojas. La limpieza de las conexiones roscadas antes de embadurnarlas con lubricante puede ayudar a impedir los deslaves. El reborde de la caja se debe embadurnar bien, lo mismo que las roscas. Los operarios no deben dar por seguro que al apretar el compuesto se habrá de esparcir para cubrir el reborde.

El compuesto para roscas de juntas de lastrabarrenas debe ser apto para resistir altas cargas de compresión y la resistencia al enrosque debe ser relativamente alta. Los valores de las tablas de torsión se basan en compuesto de 0,08 de factor de fricción (consultar el Apéndice de la norma RP 7G del API). Lo más peligroso es usar compuestos resbalosos, especialmente en juntas pequeñas y medianas. Dichos compuestos disminuyen la resistencia a la torsión de las conexiones. Los compuestos no deben tener ningún ingrediente que ataque el acero en el ambiente en que la sarta ha de usarse.

La Especificación 7 del API recomienda compuestos que contengan 60% en peso de plomo finamente pulverizado o 40 a 60% en peso de zinc metálico finamente pulverizado. Eso no quiere decir que otros compuestos no sean satisfactorios, pero debe tenerse cuidado si se usan otros tipos. La elección indiscriminada de compuestos para roscas ha sido la causa de muchos problemas de conexiones de lastrabarrenas.

La probabilidad de problemas de conexiones es más grande con roscas recién maquinadas que con las que se han usado por corto tiempo. Eso se debe a que el enrosque y el desenrosque fortalece los flancos de las roscas y los rebordes, con lo cual aumenta notablemente la resistencia al ludimiento (Fig. 2) y al desgarre. Las conexiones de lastrabarrenas nuevos y las roscas remaquinadas se deben acondicionar químicamente con agua fuerte a fin de proteger las superficies durante el uso inicial. Tal procedimiento no reemplaza el indispensable cuidado necesario al estrenar nuevas conexiones. Estas se deben embadurnar debidamente con compuesto, enrosca con llave de cadena y apretarse a la torsión debida. Seguidamente se deben desenrosca para luego repetir la misma operación antes de introducir los lastrabarrenas en el pozo. El enrosque circunferencial será un poco mayor en el segundo enrosque a causa del trabajo en frío y del asentamiento de las superficies.

El reborde de la caja se puede inspeccionar visualmente durante los viajes de tubería, mientras el lastrabarrena descansa en las cuñas. Un anillo gris en la periferie del borde exterior de la cara es un síntoma de carga inadecuada sobre el reborde (Fig. 3), lo cual conduce a canalización radial y luego a deslave si no se toman medidas correctivas. Si sólo se nota descoloración pero no se han formado ranuras, generalmente lo único que se requiere es aumentar la torsión de enrosque. Si el deslave ha causado la formación de ranuras a través del reborde, éste se debe refrentar antes de volver a usar la conexión. Si los deslaves son pronunciados, las roscas y los rebordes se deben rehacer completamente.

Torsión de enrosque la falta de debida es la causa más común de problemas de conexiones de lastrabarrenas. Las tablas de torsiones recomendadas se pueden encontrar en la norma RP 7G del API, en el Manual de Perforación de la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC) y en publicaciones de fabricantes. Las tablas deben ser las actualizadas, ya que los valores de torsión han aumentado últimamente a causa de los cambios de prácticas de perforación.

El uso de un dispositivo de tracción de cable para medir la torsión es relativamente sencillo para conexiones medianas y pequeñas y en el brazo de cada llave sólo se necesitan una o dos líneas. Para lastrabarrenas grandes, en los que pueden necesitarse varias líneas es posible cometer errores al corregir la tracción de las líneas a tracción real en el brazo de la llave. Los operarios deben saber que la línea de tracción y el brazo de la llave deben estar a 90 grados cuando se alcanza la tracción máxima de la línea y que el tirón debe ser parejo y no a sacudidas. La línea conectada a la llave se debe verificar a caza de obstrucciones que

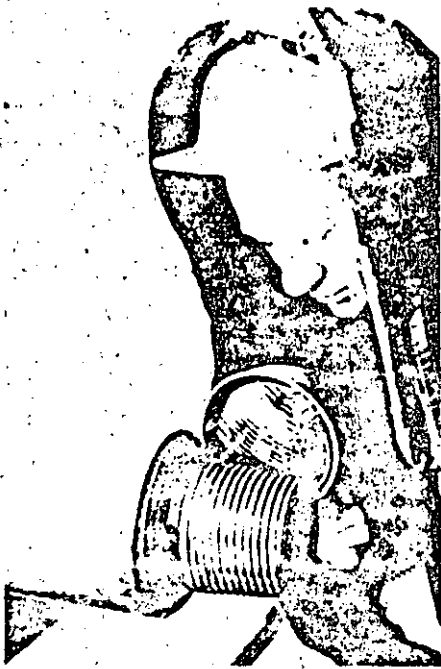


Fig. 4 - Un inspector se prepara para usar lámpara de rayos ultravioleta a caza de grietas en una conexión de lastrabarrenas.

podrían restringir el movimiento de la llave al aplicar torsión. Y los instrumentos medidores de la tracción de la línea se deben recalibrar periódicamente.

Idealmente, la torsión de enrosque debe ser la suficiente para evitar que en uso se separen los rebordes. Los valores recomendados de torsión se han determinado a base de ensayos y de experiencia de campo. Los valores recomendados proporcionan suficiente carga sobre los rebordes casi bajo toda condición. Ocasionalmente, la torsión de enrosque se debe incrementar a más de los valores recomendados si las condiciones de servicio son severas. Cuando tal cosa es necesaria, es imperativo no cometer errores al determinar las dimensiones de las conexiones, y los métodos de aplicación de torsión se deben controlar rigurosamente. Lo más seguro es que el esfuerzo se aproximaría tanto al punto cedente del acero que las conexiones podrían dañarse en la mesa rotatoria.

Los lastrabarrenas de 7 pg. (177,80 mm) y más grandes se dañan más que todo por indebida torsión de enrosque, la cual causa fugas en las juntas y produce grietas de fatiga en las espigas. La causa principal de daños en lastrabarrenas de 5 pg. (127,00 mm) y más pequeños es la excesiva torsión ocasionada por alta torsión durante la perforación y también por aplicarse demasiada torsión de enrosque. Los lastrabarrenas de 5½ a 6½ pg. (139,70-165,10 mm) se pueden afectar adversamente por uno y otro problema.

INSPECCION Y REPARACION EN EL SITIO DE PERFORACION

Casi todos los contratistas acostumbran efectuar inspecciones de rutina en las roscas de lastrabarrenas a caza de grietas de fatiga. El método favorito de inspeccionar es el de usar personal adiestrado de empresas que dan ese servicio. Pero en sitios donde tal servicio no se ofrece, los contratistas pueden comprar el equipo necesario y adiestrar su propio personal para efectuar las inspecciones.

La finalidad de las inspecciones de lastrabarrenas en el sitio de perforación es la de mantener en uso las conexiones tanto tiempo como sea posible con mínimo de fallas. La práctica ha sido exitosa ya que la fatiga suele ser un fenómeno lento, y los intervalos entre inspecciones no tienen que ser tan cortos como para ser imprácticos. El lapso entre inspecciones se determina mejor a base de práctica. El intervalo de un mes es típico pero puede variarse según sea el número de grietas que se observen en cada inspección, o si ocurren fallas pozo abajo. Además, las

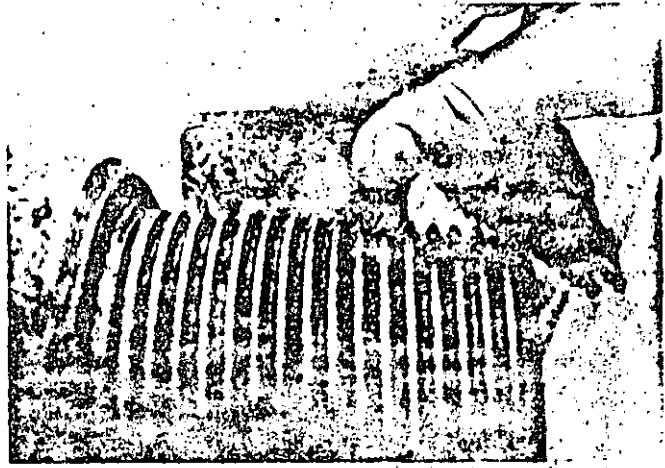


Fig. 5 - El despeje entre los filos y el medidor (calibrador) de roscas indica que esta espiga ha sufrido estiramiento.

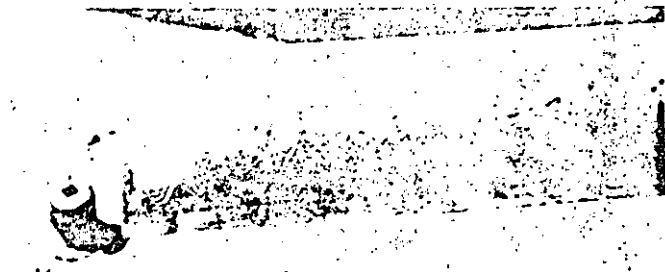


Fig. 6 - Caja (roscas hembra) expandida.

grietas de fatiga suelen ocurrir en pequeñas áreas localizadas, en las raíces de las roscas o adyacentes a ellas. A costo razonable se puede dar cuidadosa atención a esas áreas críticas.

El método de detección de defectos más apropiado para lastrabarrenas es el de inspección por partículas magnéticas. Las conexiones se atomizan con un fluido que contiene partículas magnéticas fluorescentes después de limpiarse cuidadosamente. Si hay grietas, el inspector las ve claramente con luz ultravioleta (Fig. 4). Dentro del campo magnético de lastrabarrenas se forma un polo norte y un polo sur a través de la grieta, con la consiguiente atracción de las partículas magnéticas. Este método es especialmente efectivo en las cajas de las conexiones las cuales se inspeccionan usando un espejo para reflejar la imagen de las raíces de las roscas.

Cualquier discontinuidad de la superficie atrae las partículas de hierro y cuando se ve una concentración de ellas eso no quiere decir que necesariamente haya una grieta. Un borde doblado o un rasguño pueden aparecer como si fueran grietas. Sin embargo, las raíces de las roscas se pueden pulir con un finísimo disco esmerilador para verificar. Si la concentración de partículas no vuelve a aparecer, lo más probable es que no se tratara de una grieta. El esmerilado se continúa en las demás roscas hasta comprobar si hay o no grieta causada por fatiga.

La inspección de lastrabarrenas es algo más que ver si las roscas están agrietadas. El examen con un calibrador de perfil de roscas puede indicar que las espigas se han estirado o que los filetes se han gastado (Fig. 5). Las cajas se examinan para ver si se han hinchado o expandido (Fig. 6) y los rebordes se inspeccionan a caza de fugas o de condiciones que puedan causar fugas.

Las roscas no se deben inspeccionar según las normas aplicables para roscas nuevas. Si tal cosa se hace, pocos serían los filos que pasarían la prueba y el costo del reacondicionamiento sería prohibitivo. Por eso no se recomiendan los calibradores de separación de cresta ni de ahusado de roscas. Debe suponerse que las roscas se hicieron bien cuando se maquinaron en la fábrica. El único criterio para aceptar una conexión roscada es que



Fig. 7 - Para reparar pequeños defectos de los rebordes, en el sitio de obra se pueden usar herramientas refrentadoras.

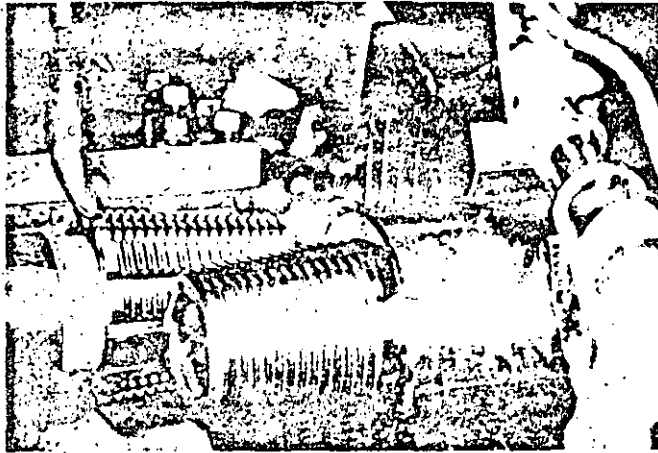
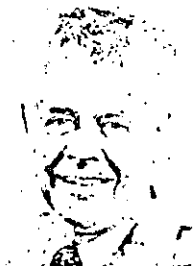


Fig. 8 - Una fresa maestra de roscar, corta las roscas de una vez y es preferible al fileteo mediante torno.

se considere segura para usarla en el pozo hasta que pueda volverla a examinar un inspector calificado.

Un buen inspector puede efectuar reparaciones menores en el sitio de perforación a fin de que se puedan seguir usando los



El autor

W. R. (BILL) GARRETT es vicepresidente de ingeniería de Drilco, División de Smith International, Inc. Es ingeniero profesional inscrito y recibió su grado de ingeniero mecánico en la Universidad de Texas, en 1948. Antes de ingresar a la Drilco en 1956, trabajó en la Mission Manufacturing Co. y posteriormente en la Security Engineering, División de la Dresser Industries, Inc. y en la Byron Jackson Tools Inc., en los cargos de ingeniero especialista en diseños e ingeniero de campo.



GERALD E. WILSON, gerente de servicios técnicos de Drilco, división de Smith International Inc., obtuvo grado de Ing. Petrolero en la Universidad de Tulsa, Okla., E.U.A., en 1957. Inició su carrera profesional en 1950 con la Carter Oil Co. y posteriormente trabajó en la Standard Oil Co. of California, en Venezuela y en Colombia. Después de dejar la Standard of California, el Ing. Wilson trabajó durante 11 años en la Johnston-Schlumberger en varios cargos, antes de ingresar a Drilco hace tres años. El Ing. Wilson es miembro de la SPE y del API y posee inscripción de ingeniero profesional en el Edo. de Texas.

lastrabarreras. Los rebordes se pueden pulir con herramientas refrentadoras (Fig. 7). Las muescas pequeñas de los rebordes no son peligrosas, siempre y cuando que no se prolonguen a través de la cara. La superficie del reborde es el único sello disponible y por eso no se pueden tolerar las rebabas ni los puntos altos que frecuentemente se forman en los bordes. Tales defectos se pueden remover en el sitio de obra con un pequeño esmerillador. Las mellas y los pequeños ludimientos de las roscas se pueden remover de la misma manera.

REPARACIONES EN TALLER

18

La resistencia de la mejor conexión roscada de lastrabarreras nunca puede aproximarse a la resistencia del cuerpo del tubo. Por eso, a tiempo que por el uso se pueden destruir cinco a seis pulgadas de roscas en cada extremo, el material de los 29 pies (8,84 m) remanentes puede permanecer en estado óptimo, como si fuera nuevo. Si se cortan las conexiones dañadas de los tubos lastrabarreras usados, el costo de los mismos se reduce a una fracción, si se compara con lo que costaría reemplazarlos totalmente cada vez que una conexión se daña.

Un error común es el de usar solamente el calibrador de separación, ya que éste sólo indica si la conexión asienta debidamente. Es indispensable verificar la cresta, el ahusado y el perfilado de las roscas para cerciorarse de que los filos engarben bien para darle a la junta la debida resistencia.

En casi todos los talleres de reparación de roscas hay muchos maestros de roscar (Fig. 8). Dicho dispositivo corta de una vez todas las roscas mediante un dado cortador. Las roscas hechas son machos maestros, más recomendables que las cortadas en torno con herramienta de un solo punto.

Cada vez que se descubre una grieta en una rosca, lo sensato es removerla completamente antes de refilear. La práctica de ahondar para eliminar las grietas y salvar así el máximo de longitud del lastrabarreras puede ser desastrosa. La grieta remanente no siempre la ve el tornero, sobre todo si está en la caja. El pequeño costo del material que podría ahorrarse debe sacrificarse para eliminar completamente la posibilidad de que vuelva a formarse una grieta. También se recomienda el uso de equipo de laminado en frío.

En muchos sitios no hay problemas; salvo el de sucesivos cortes que a la postre acortan tanto los tramos que no se pueden arrumar en la torre. En sitios como esos, no es raro que los lastrabarreras duren tres años o más.

Los lastrabarreras que se han acortado demasiado se pueden soldar a tramos cortos para restaurarles su longitud original. Deben usarse los procedimientos debidos de soldadura — la soldadura de tramos cortos se debe hacer siempre en toda la circunferencia del lastrabarrera. Las conexiones o los diámetros reducidos para rebajas de cuñas y elevadores nunca deben extenderse hacia el área donde anteriormente se soldaron tramos cortos. Si se sospecha que hay una antigua soldadura, ésta se debe localizar por el método de agua fuerte.

En algunas formaciones abrasivas, el desgaste del D.E. puede ser de hasta 1/2 pg. (12,70 mm) en seis meses. Los lastrabarreras que tienen el D.E. muy gastado y cajas delgadas a veces se pueden remaquinar para darles un tamaño nominal más pequeño y poderlos seguir usando.

Una buena forma de salvar un lastrabarreras muy gastado y de insuficiente longitud es la de soldarle un tramo corto con recinto más pequeño en la espiga a fin de formar un lastrabarreras de diámetro interior escalonado. Esos lastrabarreras gastados tienen dos usos posibles: a veces se pueden usar en hoyos de menos tamaño, o se pueden situar encima de sarta de lastrabarreras nuevos de pleno tamaño para darle a la tubería de perforación una mejor sección de transición.

Para lograr costos mínimos de perforación y obtener un pozo bueno y aprovechable, las condiciones indispensables son: dos: seleccionar la sarta de perforación adecuada y observar óptimas prácticas para manejar y mantener en buen estado el equipo.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

LO BASICO DE LA PERFORACION DIRECCIONAL

PROF. ING. PEDRO CAUDILLO M.

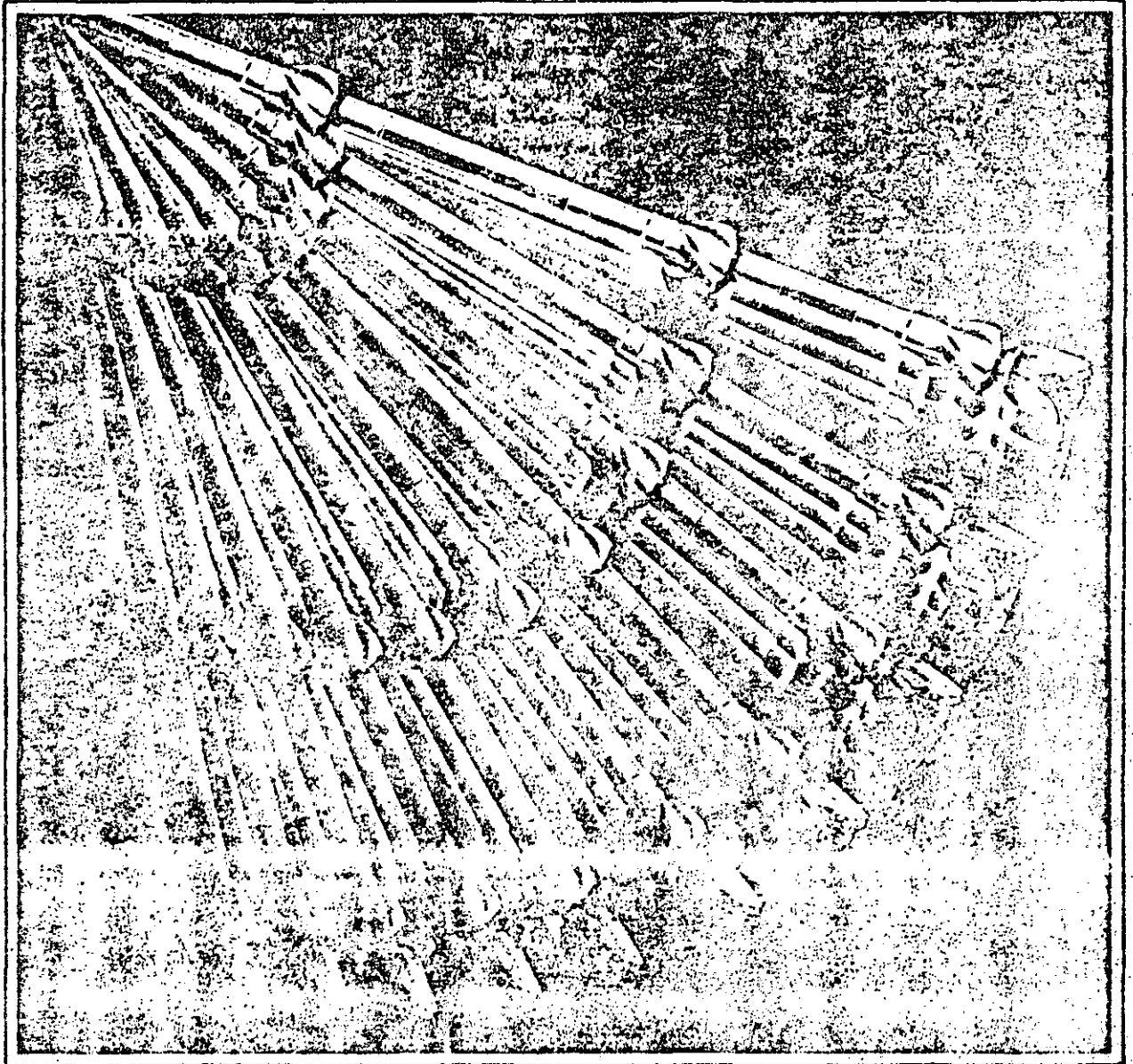
MEXICO, D.F. DICIEMBRE 1985.

Tema 8

LO BASICO DE LA PERFORACION
DIRECCIONAL

PROF ING. PEDRO J. CAUDILLO H.

Lo básico de la Perforación Direccional

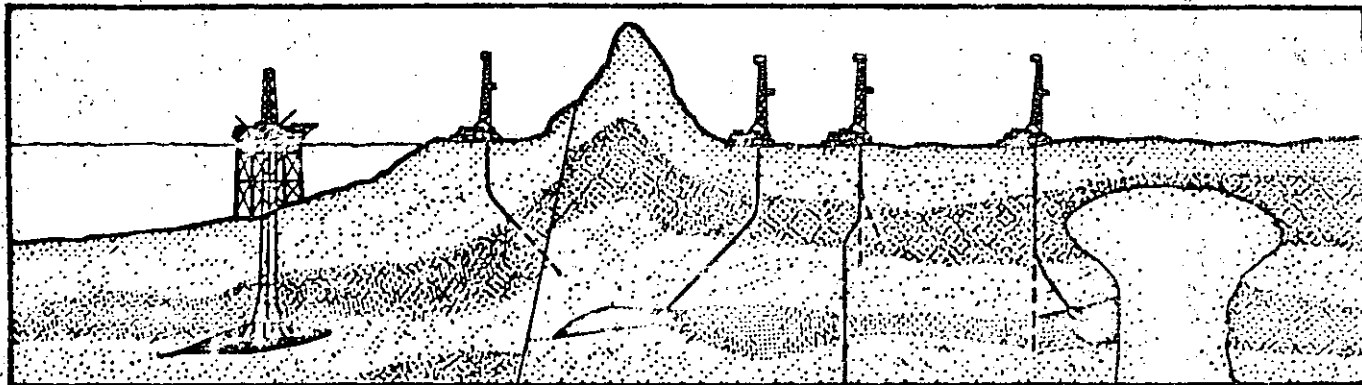


PEDRO JAVIER CRUCIANO MARQUEZ
Eastman Whipstock
A ILLINOIS COMPANY

La perforación direccional controlada es la ciencia de mantener el recinto de un pozo en un rumbo predeterminado hasta llegar al objetivo situado a una distancia dada de la vertical. La necesidad de efectuarla ha sido dictada por el aspecto económico actual de las operaciones de perforación y de producción de petróleo y gas.

Ya sea que se use para mantener un pozo tan cerca como sea posible de la vertical, o para desviarlo deliberadamente, los principios de aplicación de la perforación direccional son básicamente los mismos.

FIG. 1



VARIOS POZOS DESDE PLATAFORMAS FIJAS PERFORACIÓN DE FALLAS, LOCALIZACIONES INACCESIBLES DESVIACIÓN LATERAL Y ENDEREZAMIENTO PERFORACIÓN DE DOMOS SALINOS

APLICACIONES TÍPICAS DE LA PERFORACION DIRECCIONAL CONTROLADA (Fig. 1)

Varios Pozos desde Estructuras Artificiales

La aplicación actual más común de los métodos de desviación es en la perforación costafuera, ya que permite perforar un número óptimo de pozos desde la misma plataforma o isla artificial. Esa operación simplifica notablemente las redes de recolección y los sistemas de producción, factores que gobiernan la viabilidad económica de la industria costafuera.

Perforación en Fallas Geológicas

Otra aplicación de la perforación direccional es en el control de fallas geológicas. El pozo se desvía a través de la falla o en paralelo con ella para obtener mayor producción. Se elimina así el riesgo de perforar pozos verticales a través de planos de fallas muy inclinados, lo que puede ocasionar el deslizamiento y el cizallamiento de las sargas revestidoras.

Localizaciones Inaccesibles

Los mismos métodos se aplican cuando la localización inaccesible de un intervalo productor dicta la necesidad de situar el equipo de perforación a distancia, como ocurre cuando se desea obtener producción de intervalos situados bajo ríos, montañas, ciudades, etc.

Estos ejemplos son apenas algunos de los muchos usos de la perforación direccional. Los nuevos métodos de recuperación de petróleo actualmente en desarrollo ampliarán la escala de aplicaciones a corto plazo.

Desviación Lateral y Enderezamiento

Se usa primordialmente para solventar dos problemas: el de apartarse de una obstrucción desviando el pozo, o el de enderezar el pozo si éste se ha torcido.

Perforación de Domos Salinos

Los programas de perforación direccional también se usan para eludir los problemas de perforación de domos salinos. Para alcanzar los intervalos productores que frecuentemente están situados bajo el tope protuberante del domo, el pozo se perfora primero en paralelo con el domo y seguidamente se desvía para que penetre bajo la protuberancia.

Pozos de Alivio

Esta técnica se aplicó inicialmente para perforar pozos de alivio, a fin de poder bombear lodo y agua para controlar pozos desbocados.

La desviación intencional de un pozo comprende muchos y complejos factores que se deben tener en cuenta individualmente. Por consiguiente, la planificación por expertos es la clave para minimizar el costo total de la perforación direccional, ya que la debida selección de herramientas y métodos puede redundar en más eficiencia de operación y resultados económicos más atractivos.

FACTORES A CONSIDERAR AL PLANEAR PROGRAMAS DE PERFORACION DIRECCIONAL

Tamaño y Forma del Objetivo

El primer paso para planificar la perforación direccional consiste en especificar el objetivo (la zona que debe penetrar el pozo a una profundidad dada). Su tamaño y forma dependen generalmente de las características geológicas y de la localización de las zonas productoras con relación a los límites de propiedad del yacimiento y al espaciado de los pozos. El objetivo, por consiguiente, deben discutirlo todas las partes interesadas a fin de no reducirlo a un tamaño reñido con la realidad, cosa que aumenta considerablemente el costo de la operación.

Selección de la Localización Óptima para el Equipo de Perforación (Fig. 2)

Es esencial escoger un sitio óptimo para situar el equipo de perforación, a fin de aprovechar las tendencias naturales de desviación que tienen las formaciones. Tales tendencias ejercen un marcado efecto sobre el grado de inclinación del pozo. Por ejemplo, cuando se perfora en intercalaciones alternas de formaciones blandas y duras con una barrena bien estabilizada, el rumbo del pozo suele ser perpendicular al plano de estratificación. Sin embargo, cuando el buzamiento de la formación laminada es de más de 45°, la barrena tiende a perforar en paralelo con el plano de estratificación. Por lo mismo, las tendencias de las formaciones afectan también las tendencias de la perforación direccional. Si se desea perforar buzamiento arriba, nada obstaculiza las tendencias de la barrena y la inclinación se puede aumentar rápidamente. Pero si se desea perforar a la izquierda del buzamiento arriba, la barrena tenderá a perforar hacia la derecha; y si se perfora a la derecha del buzamiento arriba, la barrena se desvía a la izquierda. Por consiguiente, la elección de una localización óptima para el equipo de perforación se debe basar en toda la información conocida del subsuelo para poder aprovechar las tendencias de las formaciones y minimizar la posibilidad de que el pozo se desvíe en dirección contraria a la deseada.

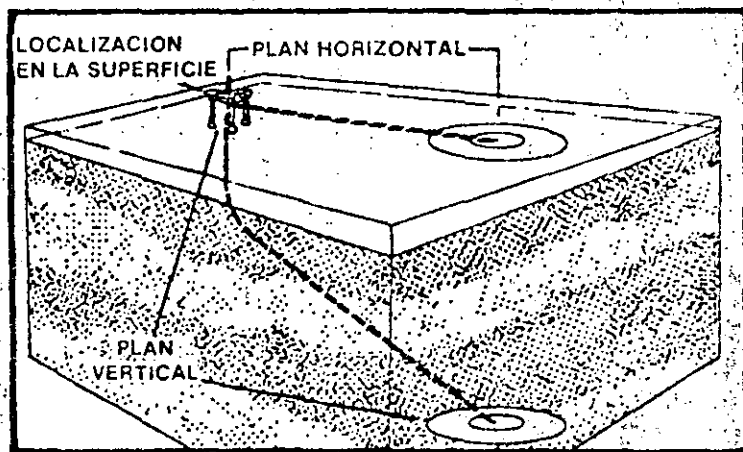


FIG. 2

Tamaño del Pozo

Los pozos de diámetro más grande son más fáciles de controlar que los de diámetro pequeño porque en éstos últimos se usan conjuntos de tubos lastrabarreras y tubos más flexibles y más pequeños. Por consiguiente, en pozos de diámetro reducido las características de las formaciones ejercen un efecto más pronunciado en la pérdida de rumbo del pozo. Tales problemas, afortunadamente, no son insolubles y puede obviarlos el personal competente de perforación.

Programas de Revestidoras y de Lodo

En casi todos los programas de perforación direccional se pueden usar los mismos programas de tubería revestidora que se usan en perforación vertical. La única excepción son en pozos profundos o muy inclinados, en los que es necesario instalar protectores de caucho (hule) en la sarta de perforación a fin de evitar el desgaste de ésta y de la tubería revestidora.

El control del lodo es también muy importante para reducir el arrastre en pozos direccionales. Al lodo se le debe añadir aditivos reductores de fricción y su densidad, así como su viscosidad, se deben mantener bajo control en todo momento.

Efecto del Magnetismo de la Sartá de Perforación y de los Pozos Vecinos Sobre los Instrumentos de Estudios Direccionales

La experiencia ha demostrado que la sarta de perforación en rotación a veces se magnetiza. Sin embargo, ese efecto conocido se puede compensar usando tubos lastrabarreras no magnéticos que evitan las inconsistencias de los registros. Además, los estudios direccionales por debajo que se toman cerca de pozos existentes pueden afectarse por el magnetismo residual de las sarta revestidoras de dichos pozos. El magnetismo, sin embargo, es de pequeña magnitud pero debe tenerse en cuenta durante la planificación inicial.

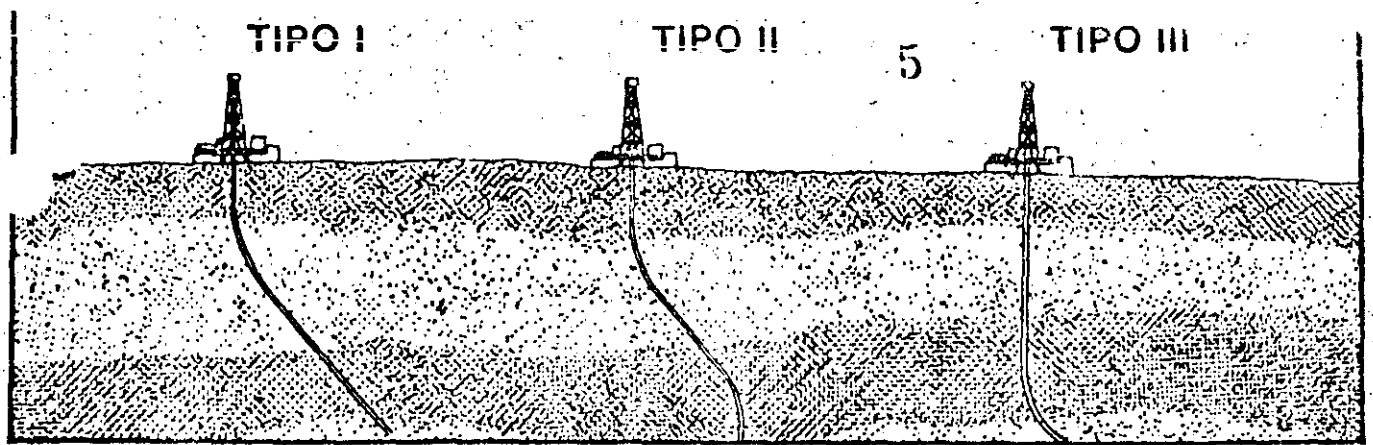


FIG. 3

CONFIGURACIONES BASICAS DE POZOS

Un programa de perforación direccional bien concebido se basa en información geológica, conocimiento de los programas de revestimiento y de lodos, localización del objetivo, etc. Esos datos se usan para escoger la configuración del pozo más apropiada para la operación. La experiencia ha indicado que casi todos los pozos desviados caen en una de las tres categorías siguientes:

Tipo I. El pozo se planea de modo que la desviación inicial se obtenga a poca profundidad. El ángulo de inclinación se mantiene constante hasta llegar al objetivo (Fig. 3). Esta configuración se usa principalmente para pozos de profundidad moderada, en regiones en las que la producción está en un solo intervalo y en las que no se requieren sartas intermedias de revestimiento. Se usa también para perforar pozos más profundos en los que se requiere mucho desplazamiento lateral.

Tipo II. Es el pozo de configuración en "S". La desviación se inicia también cerca de la superficie. La inclinación se mantiene, lo mismo que en el Tipo I, hasta que se logra casi todo el desplazamiento lateral. Seguidamente se reduce el ángulo de desviación hasta volver el pozo a la vertical para llegar al objetivo (Fig. 3). Esta configuración, que puede traer consigo algunos problemas, se usa principalmente para perforar pozos con intervalos productores múltiples, o en los que hay limitaciones impuestas por el tamaño y la localización del objetivo.

Tipo III. La desviación se comienza bien abajo de la superficie y el ángulo promedio de inclinación se mantiene hasta llegar al objetivo (Fig. 3). Esta configuración es especialmente apropiada para situaciones tales como las de perforación de fallas o de domos salinos, o en cualquier situación en la que se requiera reperfurar o reubicar la sección inferior del pozo.

PLANIFICACION DE LA PROPUESTA

Selección del Punto Inicial de Desviación

La desviación y el rumbo iniciales adecuados son indispensables para ejecutar un trabajo de perforación direccional. Por consiguiente, un factor determinante en el éxito de la operación es la elección del punto inicial más apropiado; es decir, la profundidad a la cual debe comenzar la perforación del tramo desviado.

Debe prestarse especial atención a la intensidad del ángulo de inclinación necesaria para lograr la desviación deseada. En muchos casos deben usarse ángulos grandes, de 15 a 45 grados, ya que con ellos hay más "flexibilidad" para escoger el punto inicial más indicado. Con ellos, además, se logra más estabilidad del rumbo que con ángulos pequeños, tales como los de 5 a 10 grados.

Cantidades Aceptables y Límites de Desplazamiento Lateral

El desplazamiento lateral o "avance" es la proyección del desplazamiento angular de la barrena, ya sea a la derecha o a la izquierda del rumbo propuesto.

Por consiguiente, y comoquiera que la barrena tiende naturalmente a perforar en curva, el plan direccional debe concebirse cuidadosamente a fin de poder tolerar un desplazamiento de unos pocos grados a uno u otro lado de la línea horizontal imaginaria que conecta la localización de la superficie con la ubicación del objetivo. Tratar de contrarrestar la tendencia natural de la barrena sólo trae como consecuencia más tiempo de perforación y rendimiento inadecuado.

Hay un límite, sin embargo, en lo que toca a la cantidad aceptable de desplazamiento lateral. En sitios donde los pozos están poco espaciados, por ejemplo, el pozo se debe perforar y mantener dentro de un cilindro imaginario alrededor del eje propuesto, para evitar la interferencia de los pozos vecinos. A causa de las características específicas de los reservorios o de las formaciones geológicas, tal vez existan restricciones similares en lo que respecta al objetivo.

CALCULO DE PLANES DE PERFORACION DIRECCIONAL

El cálculo comprende un procedimiento matemático fundamental cuyo desarrollo requiere ciertos datos. Generalmente, comprende lo siguiente:

(Fig. 4)

- La Profundidad Vertical Real del objetivo (o sea la profundidad total del pozo proyectada en el plano vertical).
- La Profundidad del Punto Inicial de Desviación (la profundidad escogida para comenzar la desviación).
- La Desviación (desviación horizontal), la cual suele calcularse en relación con la localización en la superficie.
- El régimen de aumento de inclinación y, si tal es el caso, el de disminución (a veces denominado pata de perro), y que suele expresarse en grados por cada 100 pies de perforación.

Para simplificar el cálculo se pueden usar gráficos matemáticos de aumento de inclinación (ver los gráficos más adelante), cada uno de los cuales es para un régimen específico de incremento. Los gráficos permiten computar los planes en casi cualquier situación.

CALCULO DE CONFIGURACIONES TIPO I O III

El primer tipo de gráfico, denominado de "incremento estándar" facilita el cálculo de proyecciones verticales y horizontales de pozos de configuración I ó III (pozos direccionales en los que el ángulo de desviación se mantiene constante). Veamos un ejemplo de uso:

Datos: Punto Inicial de Desviación 2.000 pies
 Profundidad Vertical Total: 10.000 pies
 Desviación horizontal 2.455 pies
 Incremento de ángulo 2° por cada 100 pies

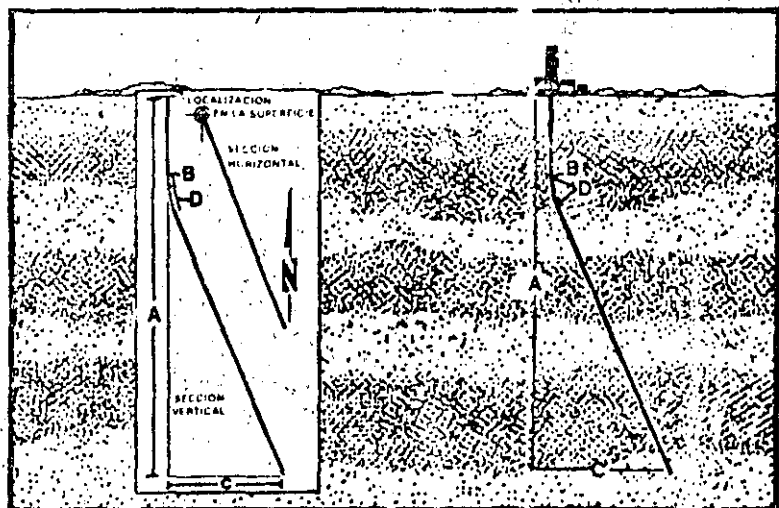
Busque el gráfico para incremento de 2° por cada centenar de pies.

Averigüe la profundidad vertical aprovechable, o sea la diferencia entre el punto inicial de desviación y la profundidad vertical real: $10.000 - 2.000$ pies = 8.000 pies.

En la porción graficada, busque la intersección de la profundidad aprovechable (escala vertical) y la desviación horizontal (escala horizontal). O sea: en este caso, 8.000 y 2.455 pies. Se ve que el ángulo máximo de desviación en la línea oblicua correspondiente es de 18 grados.

En el apéndice del gráfico, obtenga la profundidad medida, la profundidad vertical real y la desviación horizontal que corresponden al ángulo máximo de desviación (18°). El apéndice indica que la profundidad vertical medida es de 900 pies, la vertical de 885,27 pies y la desviación de 140,21 pies.

FIG. 4



A) PROFUNDIDAD VERTICAL REAL C) DESVIACION
 B) PUNTO INICIAL DE LA DESVIACION D) REGIMEN DE INCLINACION

Añada la profundidad del punto inicial de desviación a esas medidas para determinar las profundidades reales al alcanzar el ángulo deseado. Es decir, $2.000 + 900 = 2.900$ pies de profundidad medida; $2.000 + 885,3 = 2.885,3$ de profundidad vertical real.

Para determinar las medidas más abajo del punto de obtención del ángulo máximo, despeje los valores del triángulo remanente: la profundidad vertical real es igual a la diferencia entre la profundidad vertical dada y la profundidad vertical en ese punto, o sea $10.000 - 2.885,3 = 7.114,70$ pies. La profundidad total medida es, por consiguiente:

$$\text{Prof. Med. en Ang. Max.} + \frac{\text{Prof. Vert. Bajo Ang. Máx.}}{\text{Coseno de Ángulo Máximo}}$$

o sea 10.381 pies.

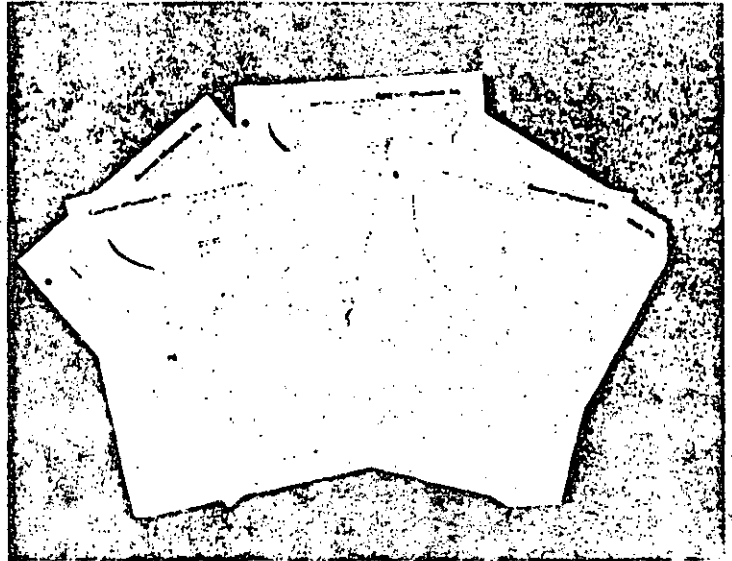
CALCULO DE CONFIGURACION TIPO II

El procedimiento varía ligeramente ya que no sólo es necesario calcular el aumento de inclinación, sino también computar el retorno a la vertical. En este caso se usa el gráfico "compuesto" para simplificar la planificación. Veamos un ejemplo:

Datos

- Punto Inicial de Desviación 2.000 pies.
- Profundidad Vertical Real 10.000 pies
- Desviación 2.258 pies
- Aumento 2° por cada 100 pies
- Disminución 1° 30' por cada 100 pies

La primera parte del cálculo es igual a la descrita previamente.



- a) Averigüe la profundidad aprovechable (8000 pies)
- b) Determine el ángulo al terminar el incremento de inclinación (18°).
- c) Determine la profundidad medida y la profundidad vertical al alcanzar el incremento deseado de inclinación.
Profundidad Medida = 900 y Prof. Vert. = 885.27

Averigüe la profundidad medida, la profundidad vertical y la desviación necesarias para retornar el pozo a la vertical (de 18 a 0°). Los datos se pueden obtener en el apéndice del gráfico para 1° 30' de regreso a la vertical. Para ángulo de 18°, la profundidad medida es de 1.200 pies, la profundidad vertical de 1.200 = 1.180.36, y la desviación de 186.95 pies.

Despeje los valores del triángulo situado en la parte media del plano: el ángulo máximo se obtiene resolviendo la ecuación

$$\frac{\text{Desv.} - (\text{Desv. para Aum.} + \text{Desv. para Dism.})}{\text{Prof. aprovechable} - (\text{Prof. Vert. para Aum.} + \text{Prof. Vert. Para Dism.})} = \text{Tangente de Angulo Máximo}$$

$$\text{La profundidad medida de la sección constante} = \frac{\text{Prof. Aprov.} - (\text{Prof. Vert. para Aum.} + \text{Prof. Vert. para Dism.})}{\text{Coseno de Angulo Máximo}}$$

$$\text{Prof. Total Medida} = \text{Prof. Medida en el Punto Inicial} + \text{Prof. medida durante incremento} + \text{Prof. Medida en Tramo Constante} + \text{Prof. Medida en Tramo de Disminución} = 10.339 \text{ pies}$$

PERFORACION DIRECCIONAL

Herramientas Deflectoras

En cualquier pozo direccional, la desviación y el rumbo iniciales son claves para el éxito de la operación. De ahí que uno de los prerrequisitos sea escoger las herramientas deflectoras más indicadas. Puesto que cada herramienta es para una situación específica, la debida elección depende principalmente del tipo de formaciones presentes en el punto inicial de la desviación.

Guíasondas

El guíasondas estándar removible (Fig. 6-A) se usa para iniciar el cambio de inclinación y de rumbo del pozo, para perforar al lado de tapones de cemento o para enderezar pozos torcidos. Consta de una larga cuña invertida de acero, cóncava en un lado para sostener y guiar el conjunto de perforación. Tiene en el extremo inferior punta de formón para evitar que la herramienta gire, y un tubo lastrarbarrenas situado en el tope para rescatar la herramienta.

El guíasondas de circulación (Fig. 6-B) se instala, fija y usa lo mismo que el guíasondas estándar. Pero, en este caso, el fluido de perforación pasa por un orificio situado en el fondo del guíasondas para desalojar por circulación el ripio (recortes) del fondo del pozo. Es muy eficiente para desbaratar puentes que obstruyen el recinto del pozo o desalojar material del fondo.

Ambos guíasondas se usan con un conjunto de perforación que consta de una barrena guíasondas del tamaño apropiado, un estabilizador de aletas en espiral, y un sub orientador rigidamente sujeto al guíasondas por medio de un pasador trozable.

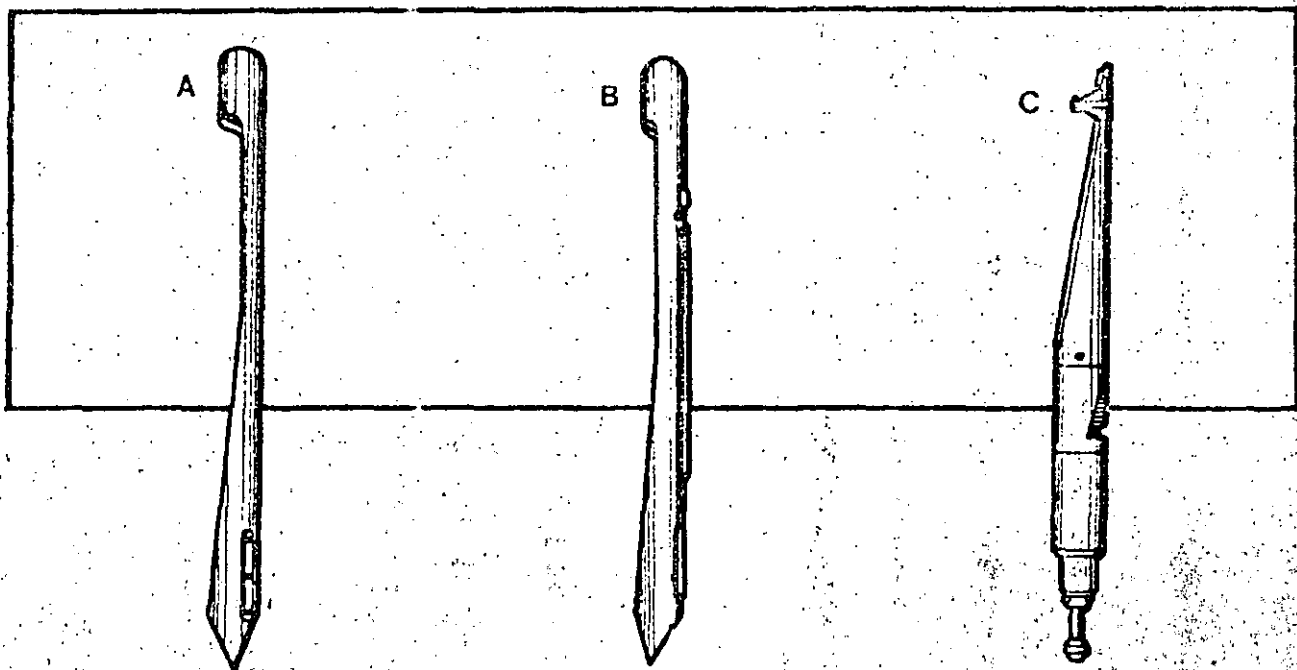
Una vez que el conjunto se ha bajado y orientado, se aplica el peso necesario para fijar el guíasondas y trozar el pasador. Se inicia la perforación y se perfora el tramo inicial, denominado "ratonera." El tramo suele ser de 12 a 16 pies, contados a partir de la punta del guíasondas.

La ratonera, que generalmente se perfora con barrena de menor diámetro, se ensancha al diámetro corriente con una barrena piloto o con ensanchador y seguidamente se efectúa un estudio direccional para registrar la cantidad de desviación. Si se necesita rectificar lo hecho, se usa un nuevo conjunto de fondo compuesto de barrena de calibre pleno y estabilizador, lastrarbarrenas corto antimagnético, y sarta corriente de perforación. Con ese conjunto, que es más flexible, es necesario efectuar estudios direccionales a intervalos más cortos de lo normal.

El guíasondas permanente tipo revestidora (Figura 6-C) queda permanentemente en el pozo. Se usa principalmente para desviar el pozo de un tramo de revestidora aplastada o donde haya obstrucciones, o para reingresar en un pozo existente para reperfilarlo. Se fija, mediante un mecanismo energizador, a un conjunto que consta de fresadora inicial, sub orientador y sarta corriente de perforación. Una vez que el conjunto se ha orientado debidamente en el recinto del pozo entubado, el pasador se rompe, con lo que el guíasondas queda permanentemente instalado en el pozo. La fresadora inicial se hace girar lentamente y se guía, mediante una oreja sacrificable, directamente hacia la pared de la revestidora.

Una vez fresada una sección de la revestidora se instala un nuevo conjunto de "fresadora rápida," para establecer el rumbo de recinto del pozo. Consta de fresadora de calibre pleno (de diamantes o de carburo de tungsteno, de fondo plano), estabilizador de carburo de tungsteno y conjunto estándar de sarta de perforación. Se perforan cuatro pies, más o menos, antes de empezar a usar el conjunto estándar de perforación.

FIG. 6



Junta Articulada

La "junta articulada" es una herramienta especial que se usa para desviar el pozo sin necesidad de guíasondas. Consta de una junta universal tipo esfera cargada a resorte, conectada con la sarta de perforación, a fin de que la barrena pueda perforar en ángulo con relación al eje de la sarta. Su uso, sin embargo, es limitado, a causa de las características de diseño, que impiden la debida orientación. Su aplicación, por consiguiente, se limita a perforación "no direccional" o para desviar sin control de rumbo.

Barrenas de Chorros

La barrena de chorros es un medio económico y eficiente para desviar pozos en formaciones blandas. Es una barrena modificada de dos o de tres conos, con tres boquillas lanzachorros—dos pequeñas y una grande.

La barrena se enrosca en el conjunto lanzachorros que consta de sub de extensión, lastrabarrenas de calibre pleno, lastrabarrenas no magnético, dos lastrabarrenas estándar, otro estabilizador y el resto de la sarta corriente de perforación.

El conjunto se baja al fondo del pozo y la boquilla grande se orienta en la dirección debida; todos los orificios lanzachorros se obturan o se reducen drásticamente. Se aplica máximo régimen de circulación a fin de iniciar la acción de destave. La sarta de perforación se apoya en el fondo y se levanta periódicamente, para abrir una cavidad grande frente a la boquilla grande.

La acción combinada de chorro y escopló se continúa a los intervalos necesarios hasta lograr la curvatura inicial. Cuando se ha perforado el tramo deseado se reanudan los procedimientos normales de perforación para incrementar la curvatura. Este procedimiento se puede repetir tantas veces como sea necesario para lograr el ángulo de inclinación y la desviación deseados (sin tener que sacar el conjunto lanzachorros, ya que a intervalos periódicos se efectúan estudios direccionales para determinar el rumbo del pozo).

La desviación a chorro, por consiguiente, es muy económica. Permite perforar rápidamente sin necesidad de sacar la sarta para cambiar los conjuntos de perforación o para reacondicionar el pozo. Permite también perforar recintos de pleno calibre con cambio suave de dirección en formaciones blandas, y reduce el número de horas de perforación rotatoria. Se puede usar, además, una nueva herramienta denominada "herramienta hidráulica lanzachorros" con la cual se pueden iniciar desviaciones a más profundidad. Es una bomba de surgencia, pozo abajo, que no requiere equipo especial, a no ser que las bombas disponibles en el equipo de perforación y el aparejo corriente de perforar.

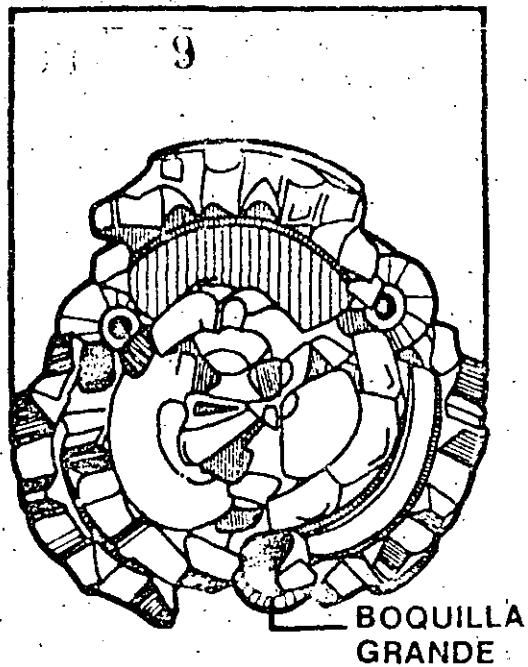


FIG. 7

BOQUILLA
GRANDE

Motores Hidráulicos Pozo Abajo (Fig. 8)

El motor pozo abajo es la herramienta deflectora que más se usa actualmente. Lo impulsa el lodo de perforación, que fluye por la sarta de perforación. El motor genera fuerza de torsión pozo abajo, lo que elimina la necesidad de dar rotación a la sarta.

La primera variación del motor pozo abajo, que se conoce por el nombre de turbobarrena o motor tipo turbina, es una recia unidad axial multietapa que ha demostrado ser muy eficiente y confiable, especialmente en formaciones semiduras a duras.

Consta de una sección multietapa de rotor y estator...una sección de cojinetes...un eje impulsor y un sub que hace girar la barrena. La primera etapa consta de rotor y estator de configuración idéntica. El estator es fijo y desvía el flujo de lodo de perforación hacia el rotor, el cual va fijo en el eje impulsor, cosa de que pueda transmitir la acción rotatoria para hacer girar la barrena.

La segunda variación del motor pozo abajo es el motor de desplazamiento positivo o "helicoidal." Consta de un motor helicoidal de dos etapas, una válvula de descarga, un conjunto de biela y otro de cojinetes y eje. El motor helicoidal tiene una cavidad en espiral forrada de caucho (hule), provista de sección transversal elíptica que aloja un rotor sinusoidal de acero. Por consiguiente, el flujo descentente presurizado del lodo, entra entre la cavidad espiral y el rotor, el cual se desplaza y gira. La rotación energiza el eje impulsor y el efecto es fuerza de torsión que hace girar la barrena.

Ambos tipos de motores pozo abajo se pueden usar con conjunto compuesto de barrena de calibre pleno, el motor pozo abajo, un sub curvo corriente o hidráulico, un tubo lastrarbarrenas antimagnético y el conjunto corriente de perforación.

El sub curvo se usa para impartir deflexión constante al conjunto. Su rosca superior es concéntrica con el eje de su cuerpo, y su rosca inferior es concéntrica con un eje inclinado de 1 a 3° con relación al eje de la rosca superior.

Se ha desarrollado también un sub hidráulico curvo que se puede fijar en posición para perforación vertical, o soltar y readjustar para perforación direccional.

Por las razones arriba anotadas, los motores pozo abajo tienen muchas ventajas sobre el guíasondas. Cuando la perforación a chorro se vuelve impráctica, permiten perforar pozos de calibre pleno desde el punto inicial de desviación a fin de eliminar viajes redondos innecesarios de la sarta. La orientación es también más precisa, ya que los motores pozo abajo producen una curva más suave y gradual en los tramos de incremento y disminución de ángulo. Las correcciones, en caso de que se necesiten, se hacen pozo abajo sin tener que sacar la sarta. Finalmente, los motores eliminan la necesidad de tandas de rectificación para eliminar puentes, pateperros, etc., ya que con la herramienta se puede circular y perforar hasta el fondo.

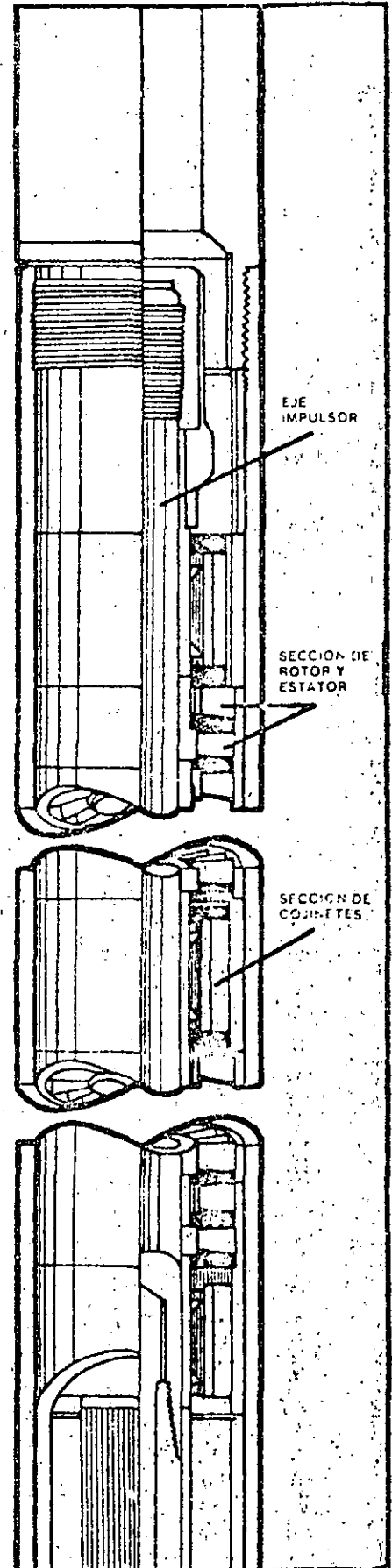


FIG. 8

PERFORACION DEL TRAMO DESVIADO DEL POZO

10

Tan pronto se fijan la desviación y el rumbo del pozo, el control direccional se logra, en su mayor parte, mediante métodos corrientes de perforación.

El principio del "Fulcro" (Fig. 9)

El incremento subsiguiente de la curvatura para obtener el ángulo predeterminado de inclinación se obtiene aplicando el principio del fulcro. Este es escariador o un estabilizador, que se inserta en la sarta de perforación, inmediatamente arriba de la barrena. Cuando se aplica el peso debido, el estabilizador ejerce efecto de palanca en la sarta y hace que aumente el ángulo del pozo. Para acción adicional de palanca arriba del punto de fulcro se puede usar un sub de extensión.

La experiencia ha indicado que mientras más flexible sea el conjunto situado inmediatamente arriba del fulcro, más rápido es el aumento de ángulo. Por consiguiente, la selección del conjunto más indicado la determina el régimen de aumento que se requiera para cada operación específica.

El conjunto estándar de incremento es relativamente flexible. Se usa para regímenes normales de aumento y se saca del pozo una vez logrado el ángulo máximo.

Para aumentos rápidos de ángulo se usan otros dos conjuntos: el Guilligan y el Corto. Pero son de tal flexibilidad que requieren estrecha vigilancia y estudios direccionales a intervalos cortos.

Otro dispositivo que se usa para aumentar el ángulo de inclinación es el motor pozo abajo, parecido al que se usa como herramienta deflectora.

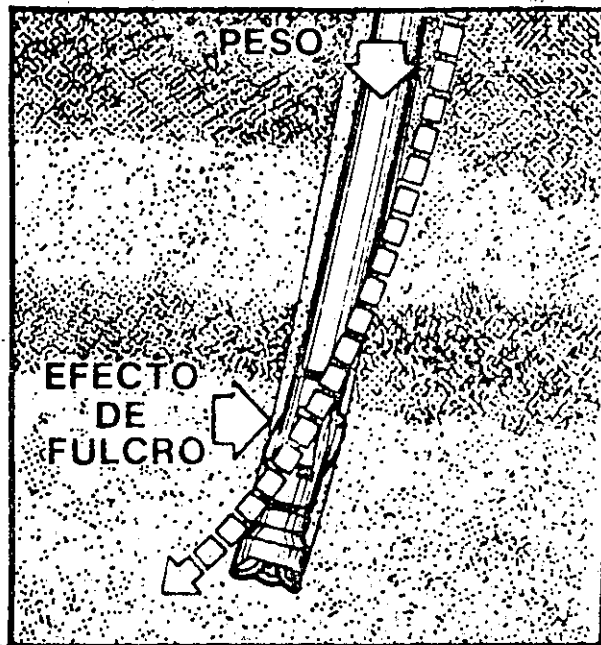


FIG. 9

El Principio de la Estabilización (Fig. 10)

Cuando se logra el ángulo prescrito de inclinación, éste se debe mantener hasta la profundidad total, o hasta que el pozo deba retornarse a la vertical. La estabilización requiere conjuntos rígidos de fondo de pozo y estricta atención a la combinación de velocidad rotatoria y peso sobre la barrena.

Un conjunto rígido de uso común es el conjunto empaquetado estándar que consta de escariador o estabilizador puesto justamente encima de la barrena y de otro escariador situado arriba de la lastrabarrena grande del fondo. Este conjunto es muy rígido. Los lastrabarrenas que se usan son lo suficientemente pequeños para pescarlos, pero lo bastante grandes para evitar que la barrena se desvie a la derecha o a la izquierda del rumbo requerido.

Otro conjunto es el de empaque máximo, todavía más rígido que el anterior, y bien apropiado para regiones donde hay pronunciada tendencia a la deriva lateral. Tiene dos estabilizadores de calibre pleno o un lastrabarrena cuadrado justamente arriba de la barrena, un lastrabarrena grande de fondo y dos estabilizadores más, inmediatamente encima. La rigidez del lastrabarrena de fondo hace que el conjunto resista la tendencia a perforar en curva, cosa de que la barrena perfora inclinada pero en línea recta.

El Principio del Péndulo (Fig. 11)

Este principio básico se aplica para disminuir el ángulo de inclinación cuando se perforan pozos de configuración Tipo II. El efecto pendular se produce removiendo el estabilizador puesto encima de la barrena, pero dejando el estabilizador superior. El resultado es que el estabilizador remanente

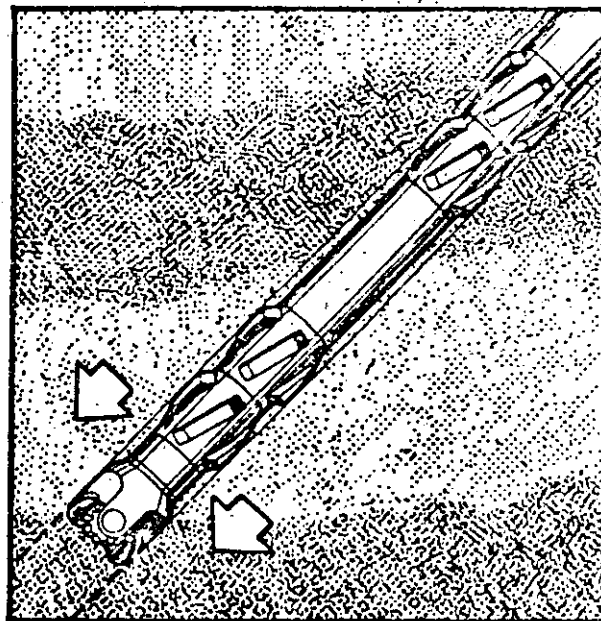


FIG. 10

mantiene el lastrabarrenas del fondo apartado del lado bajo de la pared del pozo; la fuerza de gravedad actúa sobre la barrena y sobre el lastrabarrenas del fondo, y tiende a hacerlos volver a la vertical. Pero, comoquiera que la barrena está comprimida contra el lado bajo del hoyo por el peso del lastrabarrenas del fondo y puede perforar lateralmente o de frente, el ángulo del pozo disminuye a medida que la barrena avanza. El pozo, por consiguiente, se endereza.

Un conjunto que se usa comúnmente para reducir el ángulo es el de disminución gradual, diseñado para mantener la dirección del pozo a tiempo que se reduce gradualmente el ángulo de inclinación. Otro conjunto es el de disminución estándar, para reducir el ángulo a razón de $1\frac{1}{2}^\circ$ por cada centenar de pies. Finalmente, el conjunto Gilligan se usa para disminuir rápidamente el ángulo.

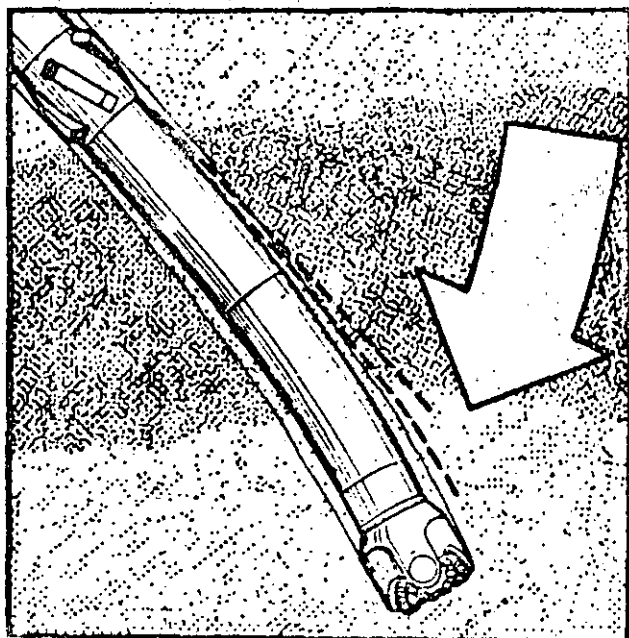


FIG. 11

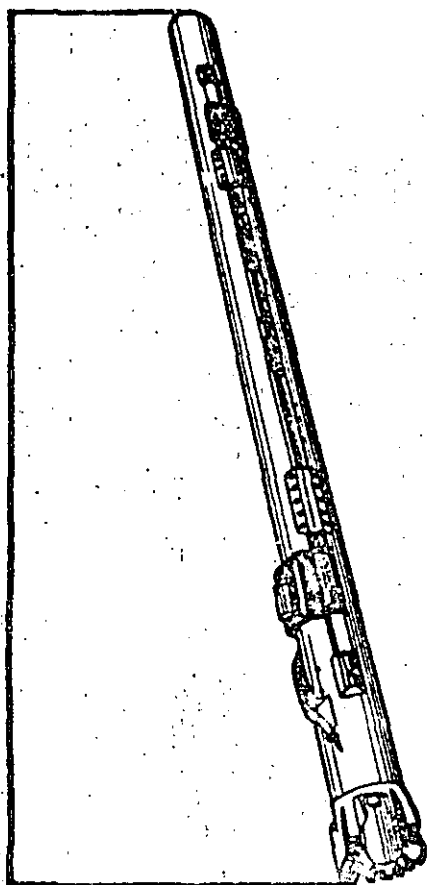


FIG. 12

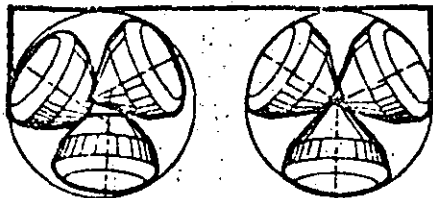


FIG. 13

PREVENCIÓN Y SOLUCIÓN DE PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Desviación Lateral

La experiencia ha demostrado que las barrenas de diseño especial tienen ciertas propiedades correctivas para limitar las tendencias de desviación en la dirección indeseada. Esas barrenas, que se denominan "tratamiento rodantes" tienen los conos totalmente concéntricos—cosa que no ocurre en las barrenas corrientes—a fin de que puedan girar sobre un eje real y perforar sin oscilación en dirección relativamente recta.

Sin embargo, hay otra herramienta, la Rebelde, que se diseñó especialmente para limitar la desviación lateral ya que contrarresta, sin orientación, la tendencia de la barrena a salirse del rumbo prescrito. Se parece a un lastrabarrenas corto pero tiene dos aletas curvas sujetas a un eje de movimiento libre (Fig. 12). El eje va empotrado en el lado de la herramienta. Por consiguiente, a medida que la paleta de arriba gira hacia el lado bajo del pozo, el peso la hace retraer. Simultáneamente, la paleta del fondo se extiende y empuja contra la pared en la dirección deseada. La dirección, a la derecha o a la izquierda, capaz de alterar el rumbo del pozo y de mantener el ángulo, la determina la longitud de las paletas.

Intensidad de Patas de Perro

Inevitablemente, todos los pozos direccionales tienen patas de perro que es la curvatura total del recinto del pozo. Pero las patas de perro también pueden significar que la curvatura total del pozo se afecta por cambios de dirección y de inclinación.

Este tipo de patas de perro se puede detectar tempranamente, efectuando estudios direccionales a intervalos periódicos, para evitar que se vuelvan muy pronunciados, lo cual puede causar muchos problemas y grandes pérdidas de dinero. Estas patas de perro no causan problemas inmediatos porque los tubos lastrabarrenas trabajan en compresión y pueden adaptarse fácilmente a las variaciones del rumbo del pozo. Los efectos perjudiciales, tales como el daño de la sarta de perforación, la formación de chaveteros y el desgaste de las sartas revestidoras no aparecen sino mucho más tarde. Por consiguiente, las patas de perro deben detectarse y corregirse tan pronto como sea posible. Las patas de perro poco pronunciadas se deben eliminar escariando el tramo correspondiente, después de lo cual se deben efectuar nuevamente estudios direccionales. Si no se pueden eliminar, el pozo se debe retrotaponear y desviar.

Hay, por consiguiente, un cierto límite que, una vez sobrepasado, redonda en daños de la sarta de perforación o de revestimiento. El límite se denomina "pata de perro permisible" y lo determinan las dimensiones del aparejo tubular a la profundidad en que ocurre.

ESTUDIOS DIRECCIONALES

Los estudios direccionales se usan para determinar precisamente la dirección de los pozos. Permiten precisar la localización del fondo con relación a la ubicación de la superficie, a una profundidad vertical dada; sirven para localizar posibles patas de perro o excesivas curvaturas, para vigilar el rumbo y la deriva durante la perforación, y para orientar las herramientas deflectoras.

Los instrumentos y métodos actuales son un medio rápido, preciso y económico de vigilar el recinto del pozo. La inclinación y la dirección del recinto del pozo a profundidades específicas se determina mediante estudios de toma sencilla. Los de tomas múltiples se usan para tomar varias lecturas individuales a los intervalos predeterminados (Fig. 14).

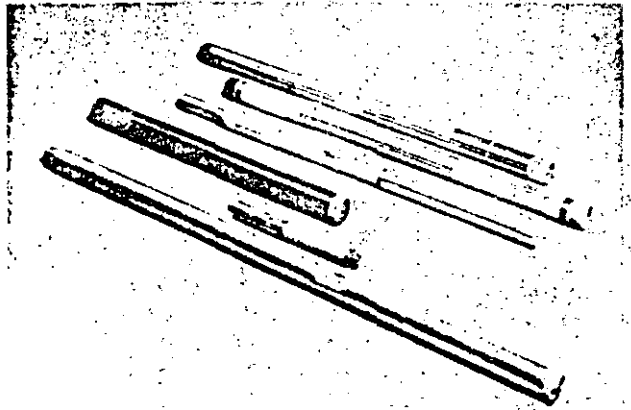


FIG. 14

ESTUDIOS MAGNETICOS QUE REQUIEREN LASTRABARRENAS ANTIMAGNETICO

Todos los métodos "magnéticos" de estudios direccionales tienen un denominador en común. Los instrumentos deben instalarse dentro de un tubo lastrabarrenas no magnético, hecho de aleación especial de níquel, para situar o espaciar la sección del compás a distancia de la influencia del magnetismo de la sarta de perforación.

Estudio Magnético de Toma Sencilla

El primer método de estudio magnético es el de toma sencilla. Se usa para registrar simultáneamente la dirección magnética del rumbo de pozos sin entubar, y su inclinación con relación a la vertical. El instrumento consta de tres unidades básicas: un cronómetro o sensor de movimiento, una cámara, y un indicador de ángulo (Fig. 15). El cronómetro se usa para accionar la cámara en el momento predeterminado. Pero, como quiera que es difícil predecir exactamente el tiempo que transcurre durante el descenso de la herramienta, para evitar contratiempos se usa el sensor de movimiento. Es un singular dispositivo electrónico que energiza el sistema eléctrico de la cámara, a los pocos segundos de haber cesado el movimiento. La cámara se preenfoca y se precarga con una película circular hecha de material especial resistente al calor. La unidad indicadora de ángulo consta de compás magnético y plomada, y sirve para determinar el ángulo de inclinación con relación a la vertical.

Para usar el instrumento, el cronómetro se gradúa para un lapso predeterminado (Fig. 16). El conjunto se arma en un cilindro protector y se baja al pozo a cable, o se deja caer con una barrena embotada. Cuando llega al fondo, el cronómetro energiza la cámara, la cual toma una fotografía de las posiciones relativas del compás y la plomada. El instrumento se saca a la superficie, donde la película se revela y se sitúa en un lector que indica la dirección y la inclinación exactas del pozo.

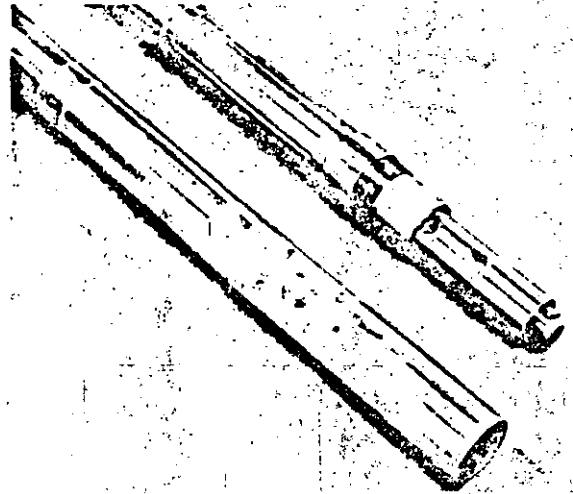


FIG. 15

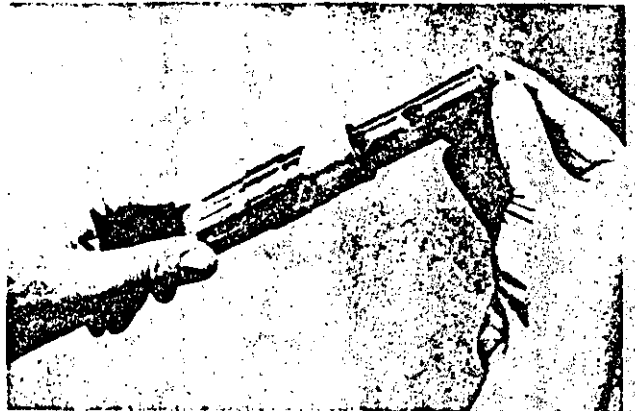


FIG. 16

Estudio Magnético de Caída Libre (Fig. 17)

El método de "caída libre" es el más económico para determinar la inclinación y el rumbo de un pozo sin entubar. Se efectúa después de perforar el pozo y usa una tira de película de 10 mm para tomar varios registros a profundidades predeterminadas. El instrumento fotográfico, energizado mecánicamente, lleva un cronómetro que se sincroniza en la superficie con un reloj. Una vez armado el instrumento y puesto en su cilindro protector, se deja caer libremente dentro de la sarta de perforación para que se asiente en una placa deflectora—un pedestal redondo que descansa en el extremo de espiga del subo de la barrena. Al rescatar la sarta de perforación se registran los datos pozo abajo, los cuales son registrados como un estudio direccional una vez que se revela la película.

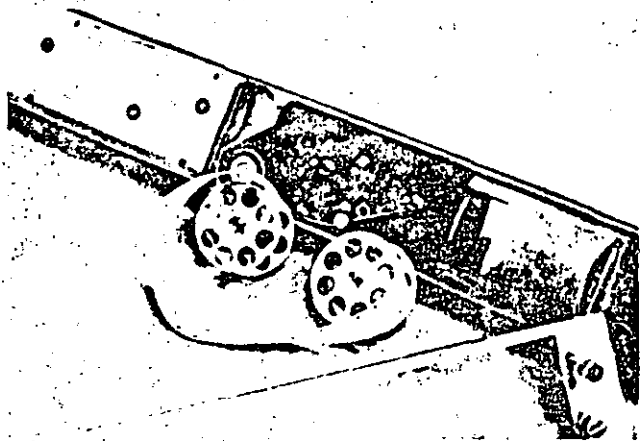


FIG. 17

Estudios en Pozos Abiertos (Fig. 18)

Otro tipo de estudios magnéticos es el de tomas múltiples para pozos sin entubar. Se usa para determinar la inclinación y el rumbo de un pozo sin entubar, una vez concluida la perforación. En el pozo se introduce un instrumento energizado por baterías y de accionamiento mecánico que fotografía el ángulo y la dirección del compás a profundidades predeterminadas. Al igual que en el de toma sencilla, el instrumento tiene cronómetro y cámara, en este caso con tira de película de 16 mm en vez de película circular (para registrar los cambios de ángulo y dirección a varias profundidades).

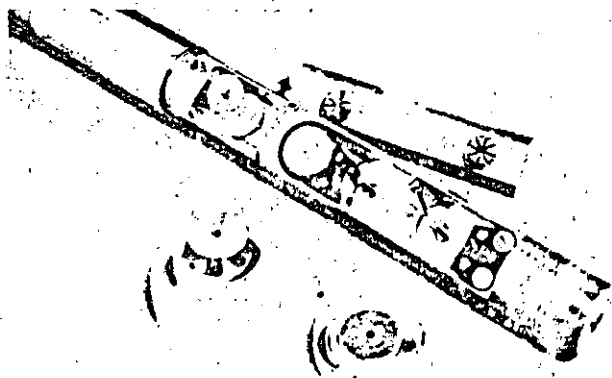


FIG. 18

OTROS TIPOS DE ESTUDIOS QUE SE EFECTUAN SIN TUBOS LASTRABARRENAS ANTIMAGNETICOS

Indicador de Inclinación

El indicador de inclinación es un dispositivo accionado mecánicamente que se usa primordialmente para obtener datos de inclinación en pozos verticales. Sin embargo, también se usa para computar el desplazamiento total o la desviación de recintos dentro de un radio dado a la profundidad vertical total.

El instrumento va confinado en un cilindro que lo protege contra sacudidas y presión. La unidad, que se pregradúa en la superficie, se introduce a cable o se deja caer con una barrena embotada. Una vez transcurrido el lapso predeterminado, el instrumento punzona un disco impreso de papel; gira 180° automáticamente y a los 45 segundos vuelve a punzonarlo para verificar la exactitud de la lectura. Este tipo de instrumento es inmune al magnetismo y se puede usar sin tubos lastrabarreras antimagnéticos.

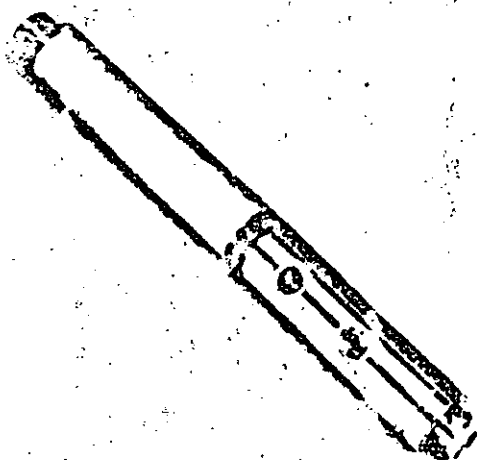
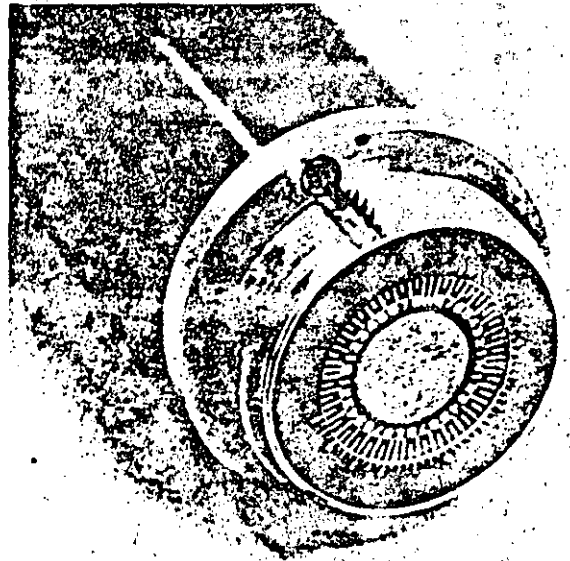


FIG. 19

Estudio de Inclinación de Tomas Múltiples, de Caída Libre

El instrumento de caída libre, para tomas múltiples de inclinación, se usa para tomar varios registros después de perforarse el pozo. Puesto que las aptitudes de inclinación de la unidad indicadora de ángulo son inmunes a la interferencia magnética, se puede situar dentro de lastrabarrenas de acero, ya sea en pozos entubados o sin entubar. El instrumento se deja caer libremente por dentro de la sarta para que se asiente en la placa deflectora. Los registros se toman mientras la sarta se saca del pozo.



(FIG. 20)

Estudios Giroscópicos (Fig. 20)

El instrumento giroscópico también se puede usar sin lastrabarrenas antimagnéticas, ya que el compás magnético se reemplaza por un compás de disco giroscópico que controla un motor eléctrico de alta velocidad.

El fin primordial del giroscopio de toma sencilla (Fig. 21) es el de orientar las harrenillas deflectoras en áreas de fuerte influencia magnética, y determinar tanto la inclinación como el rumbo del pozo. El instrumento tiene un cronómetro, cámara, y un compás giroscópico muy sensible.

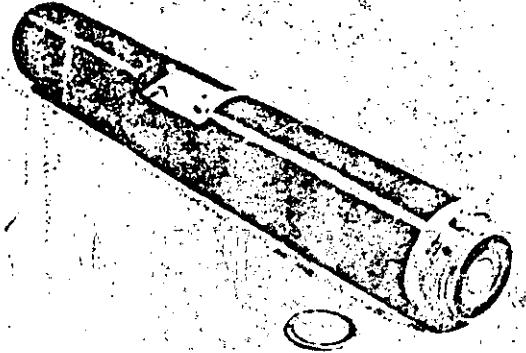
La unidad giroscópica se orienta en dirección conocida y el cronómetro se pone a la hora deseada. El instrumento se mete en el cilindro protector y se baja al punto en que se desea tomar el registro. Seguidamente, el instrumento se rescata y la película se saca y se revela.

El instrumento giroscópico de tomas múltiples se usa para registrar, en tira de 10 mm (Fig. 22) la inclinación y el rumbo de un pozo entubado o sin entubar. El instrumento y la sección de la cámara son iguales a las del instrumento de tomas múltiples, de caída libre. El giroscopio se orienta en una dirección conocida y el cronómetro se sincroniza en la superficie con un reloj. Una vez armado, el instrumento se baja a cable.

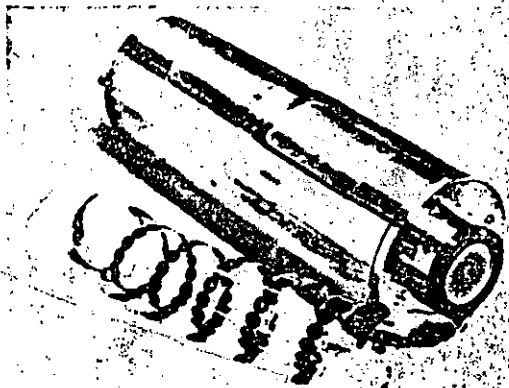
Los sistemas giroscópicos son muy sensibles y deben manejarse con mucho cuidado. Cuando el conjunto se rescata es necesario inspeccionar la unidad giroscópica para determinar la deriva.

Para asegurar la precisión de los datos tomados pozo abajo, todos los instrumentos de estudios direccionales se deben alinear en paralelo con el eje del recinto del pozo.

El método más popular, el "centralizado," se ejecuta equipando el cilindro del instrumento con "dedos" de caucho, también denominados "centradores." Cuando el instrumento se baja en el pozo para asentarlo en la placa deflectora, su sección superior la centran los centradores y el instrumento queda alineado con el eje del recinto del pozo.



(FIG. 21)



(FIG. 22)

MÉTODOS DE ORIENTACION DE FONDO DE POZO

La inclinación y el rumbo debidos del pozo sólo se pueden lograr orientando precisamente las herramientas deflectoras. La orientación de fondo de pozo requiere gran cantidad de datos de ingeniería para determinar precisamente en qué dirección debe apuntarse la herramienta, a fin de orientarla en esa dirección cuando llegue al fondo del pozo.

El cálculo de la dirección en que debe apuntar la herramienta se hace rápidamente por métodos gráficos. Se puede efectuar dibujando un sencillo diagrama de vectores o usando un gráfico preimpreso de análisis de vectores, denominado gráfico Ouija.

Para apuntar la herramienta deflector en la dirección deseada hay varios métodos.

Método de Superficie

Este método consiste en orientar la herramienta enteramente en la superficie, cosa que se logra alineado un telescopio puesto en la torre de perforación con un jalón y repitiendo el procedimiento hasta que llegue al fondo. Este método, sin embargo, requiere mucho trabajo y puede ser de resultados inexactos.

Método Directo

El método directo es un medio más rápido, preciso y económico de orientar herramientas deflectoras y barrenas de chorros. Con este método, los datos direccionales se toman simultáneamente con otros datos.

a) Sub orientador

El método de sub orientador requiere un tubo lastrabarrenas no magnético o una junta corta y equipo orientador especial, así como un instrumento de toma sencilla. El sub orientador contiene una ranura o chaveta, alineada directamente con la cara de la herramienta cuando se arma el conjunto. Antes de meter el conjunto en el pozo, en el sub orientador se enrosca un tubo lastrabarrenas no magnético. Seguidamente, junto con el tapón ciego y el sub orientador se instala un instrumento de toma sencilla. Cuando llega al fondo, se asienta suavemente en la chaveta del sub orientador, donde queda alineado con la cara de la herramienta. Los únicos cuadrantes que no quedan orientados en la misma dirección son el péndulo y las cartas del compás. Por consiguiente, la línea de referencia de la herramienta deflector se registra en relación directa con la dirección magnética del recinto del pozo. Al revelarse, la película indica la relación entre la cara de la herramienta, la inclinación y el norte magnético.

Si la herramienta no ha quedado debidamente apuntada, sólo se requieren cálculos menores para determinar cuántos grados se debe hacer girar la sarta de perforación. Tal vez se requieran varias operaciones de reposicionamiento, a causa de la fricción de la sarta contra la pared del pozo. Cada operación se verifica mediante estudios direccionales.

El uso de este método, sin embargo, es limitado en pozos en los que se necesita perforar mucho a chorro, ya que el sub orientador no permite aplicar plena circulación.

b) Método de orientación magnética

Esta variación del método directo es para tareas de perforación en las que se requiere mucha perforación a chorro. Elimina el sub orientador, cosa de poder aplicar plena circulación a través de la tubería de perforación y de los tubos lastrabarrenas. Usa un lastrabarrenas no magnético equipado con seis magnetos pequeños alineados con la cara de la herramienta o por compensación matemática. El instrumento orientador tiene un péndulo, un compás corriente y otro de tipo aguja, fijos en posición mediante los magnetos del lastrabarrenas.

Para usarlo, el conjunto se "espacia" o aparea al lastrabarrenas no magnético, de modo que el indicador de posición quede frente a los magnetos orientadores. Una vez armado, el conjunto de perforación se baja al fondo. El conjunto del instrumento se mete por dentro de la sarta de perforación y se registran los datos.

Al revelarse el disco circular se ve la imagen del compás de aguja superpuesta en el compás corriente, lo que indica la posición relativa de los magnetos y la dirección del pozo.

Para determinar en qué dirección esta apuntando la herramienta se usa un lector especial. La sarta de perforación se hace girar, tantos grados como sea necesario, y luego se hace verificación mediante un nuevo estudio direccional.

Una vez alcanzadas las limitaciones de la junta corta, los varios instrumentos que se usan en el método directo se pueden usar, sin modificaciones, en el método indirecto de orientación en el fondo del pozo.

Método "Indirecto" de Orientación

El método "indirecto" se basa en la dirección del "lado bajo" del pozo y requiere conocimiento previo del rumbo del pozo. El recinto del pozo, además, debe tener una inclinación mínima de 3° a fin de que el equipo orientador pueda funcionar satisfactoriamente.

a) Uso de Herramientas Orientadoras Mecánicas

En esta variación del método indirecto se aplica un principio básico, según el cual, una esfera suelta, confinada en una golilla circular dentro de la herramienta, se dirige hacia al lado bajo del pozo. Una chaveta, situada en el vástago del conjunto, se fija en una posición que representa el lado bajo del pozo, y el vástago orientador se fija en posición. El conjunto orientador se arma y se baja al pozo donde, una vez en el fondo, se puede levantar y hacer girar unos pocos grados para orientar la esfera con la ranura del vástago orientador.

SINGULARES SITUACIONES QUE SE PRESENTAN EN ESTUDIOS DIRECCIONALES DE RECINTOS DE POZOS

Efecto de las Fuerzas Magnéticas Sobre la Desviación de Compases

Este problema se resuelve de modo sencillo y bien conocido. Lo que se hace es usar un tramo adecuado de elementos no magnéticos para contrarrestar el efecto conocido del magnetismo de la sarta de perforación y también como salvaguardia contra efectos desconocidos posibles. Para determinar el tramo necesario de secciones no magnéticas se pueden usar los gráficos empíricos desarrollados para ese fin. Además, según ciertas generalizaciones, al situarse el compás dentro de un lastrabarrenas no magnético ocurre una cantidad nominal de deflexión. Esas generalizaciones, sin embargo, pueden variar con la localización geográfica, y ese es un factor que debe tenerse en cuenta.

Pozos de Altas Temperaturas (fig. 24)

Las altas temperaturas de ciertos pozos profundos, combinadas con el alto grado de humedad, pueden ocasionar efectos adversos en las baterías, las películas y los componentes electrónicos de los instrumentos de estudios direccionales. Lo mejor, para resolver este problema, es usar el cilindro para altas temperaturas, el cual refleja el calor y protege los instrumentos. Puede resistir hasta 500 grados hasta por 4 horas. Además, recuerde que todos los cilindros de instrumentos de estudios direccionales están diseñados para resistir una cantidad específica de presión hidrostática. Por eso conviene comprobar cuidadosamente los límites, en cada caso, para evitar que la alta presión hidrostática de pozos profundos dañe el equipo.

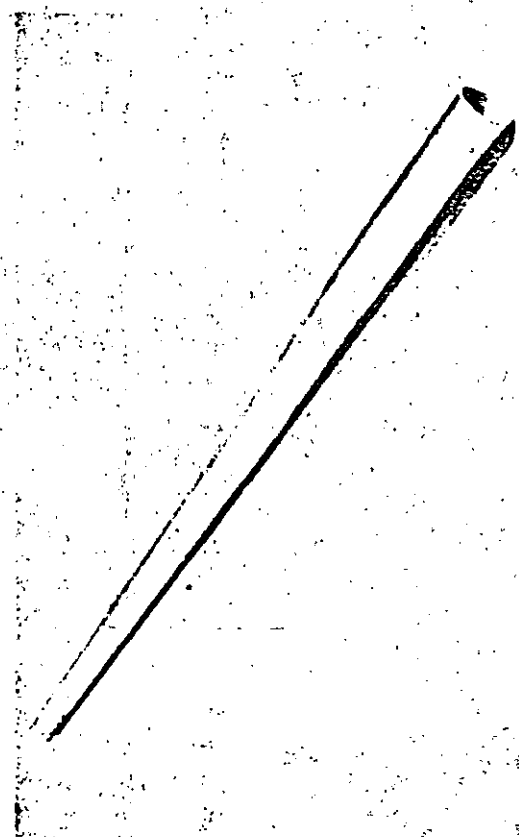


FIG. 24

LIMITACIONES ACTUALES DE LA PERFORACION DIRECCIONAL

Con el correr de los años, los métodos y el equipo han progresado tanto, que las aptitudes actuales de la perforación direccional rebasan nuestra imaginación.

Las especificaciones y las limitaciones que antes restringían rigidamente la perforación direccional son ahora más flexibles, y eso permite ejecutar las operaciones más rápida y precisamente.

Los objetivos de fondo, ahora más grandes, permiten escoger la relación óptima entre la localización en la superficie y el objetivo.

Los ángulos más grandes, de hasta 45 grados, redundan en más estabilidad del rumbo. Los ángulos aún más grandes, de 70 a 80 grados, se están popularizando más y más.

Las patas de perro, además, se mantienen dentro de límites razonables, lo que evita el desgaste innecesario del equipo y mejora notablemente el aspecto económico de las operaciones.

Los adelantos en estudios direccionales y en tecnología, además, están ampliando los horizontes de la perforación direccional.

Con la tecnología actual, lo que parecía inconcebible años atrás, es ya una realidad: ¿Cuáles son las limitaciones de la perforación direccional? Esta pregunta nunca se podrá contestar. Con la experiencia de hoy y la tecnología del futuro, no hay límites posibles.

- G = RUMBO OBSERVADO
- L. C. = LONGITUD DE CURSO (PROFUNDIDAD MEDIDA SITUADA EN MEDIO DE DOS ESTACIONES).
- P. H. = PROYECCION HORIZONTAL (DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL SITUADO EN MEDIO DE DOS ESTACIONES).
- P. V. = PROFUNDIDAD VERTICAL (DESPLAZAMIENTO VERTICAL SITUADO EN MEDIO DE DOS ESTACIONES).
- N. - S. = NORTE O SUR (DESPLAZAMIENTO SITUADO EN MEDIO DE DOS ESTACIONES).
- E. - O. = ESTE U OESTE (DESPLAZAMIENTO EN MEDIO DE DOS ESTACIONES).

METODO DE ANGULO PROMEDIO

$$\begin{aligned}
 P. V. &= L. C. \times \cos \left(\frac{\theta_1 + \theta_2}{2} \right) \\
 P. H. &= L. C. \times \sin \left(\frac{\theta_1 + \theta_2}{2} \right) \\
 N. - S. &= P. H. \times \cos \left(\frac{\theta_1 + \theta_2}{2} \right) \\
 E. - O. &= P. H. \times \sin \left(\frac{\theta_1 + \theta_2}{2} \right)
 \end{aligned}$$

ACUMULACION TOTAL DE LA PROFUNDIDAD Y COORDENADAS RECTANGULARES SON MANTENIDAS DURANTE EL PROCESO DE PERFORACION. SE SUMA SIEMPRE CUANDO PERTENEZCAN AL MISMO RUMBO Y SE RESTAN SI ESTAS SON DE DIFERENTE RUMBO.

EL CIERRE DE DESVIACION ES UNA LINEA HORIZONTAL DESDE EL EJE VERTICAL DE LA SUPERFICIE DEL EQUIPO HASTA UN PUNTO DADO EN EL FONDO DEL POZO.

C. D. D. = CIERRE DE DESVIACION

$$\text{C. D. D. ANGULAR} = \text{ARC TAN} \frac{\text{COORDENADAS E. - O.}}{\text{COORDENADAS S. - N.}}$$

$$\text{C. D. D. RUMBO} = \frac{\text{COORDENADAS E. - O.}}{\text{SEN ARC TAN} \frac{\text{E. - O.}}{\text{N. - S.}}}$$

LA SECCION VERTICAL ES LA PROYECCION DEL CIERRE DE DESVIACION CON RELACION AL PLANO PROPUESTO, EN ACTUALIDAD ES UN PUNTO EN LA SECCION VERTICAL EN COMPARACION CON LA PROFUNDIDAD VERTICAL REAL, QUE EN CADA PUNTO DONDE SE HAYA HECHO UNA ESTACION NOS DARA UNA VISTA DE PERFIL DEL POZO.

SECCION VERTICAL = C. D. D. DISTANCIA x COS (DIFERENCIA ENTRE EL C. D. D. ANGULAR CON RELACION A LA DIRECCION DEL OBJETIVO).

PARA DETERMINAR LA PATA DE PERRO EXISTENTE SITUADA EN MEDIO DE DOS ESTACIONES.

P. P. = PATA DE PERRO (EN GRADOS)

$$P. P. = \cos^{-1} \left[\left(\text{SEN} \theta_1 \times \text{SEN} \theta_2 \times \cos \theta_1 - \theta_2 \right) + \cos \theta_1 \times \cos \theta_2 \right]$$

PARA DETERMINAR LA SEVERIDAD DE LA PATA DE PERRO POR CADA 30 METROS.

S.S.P. = SEVERIDAD DE PATA DE PERRO (EN GRADOS)

$$S.S.P. = \frac{P.P. \times 30 \text{ MTS.}}{L.C.}$$

METODO ANGULO PROMEDIO		ESTACION		RUMBO		ANGULO		COORDENADAS		PROFUNDIDAD	
1	114.45E	30.60"	60"	240"	20"	302.61"	31"	12"	21"	25E	15"
2	124.45E	31.60"	90"	178.20"	31.49"	31"	12"	21"	25E	15"	31"
3	4.72E	32.70"	120"	143.19"	32.69"	91"	6"	41"	20.5E	15"	75"
4	5.72E	33.01"	62"	132.91"	141"	41"	6"	41"	20.5E	15"	14"
5	6.72E	34.50"	120"	132.11"	34.48"	261"	121"	121"	20.5E	15"	117"
DESPLAZAM. EN EL FONDO TOTAL		26.87	30	30	30	30	30	30	30	30	30
RUMBO EN EL FONDO		75.21 E									

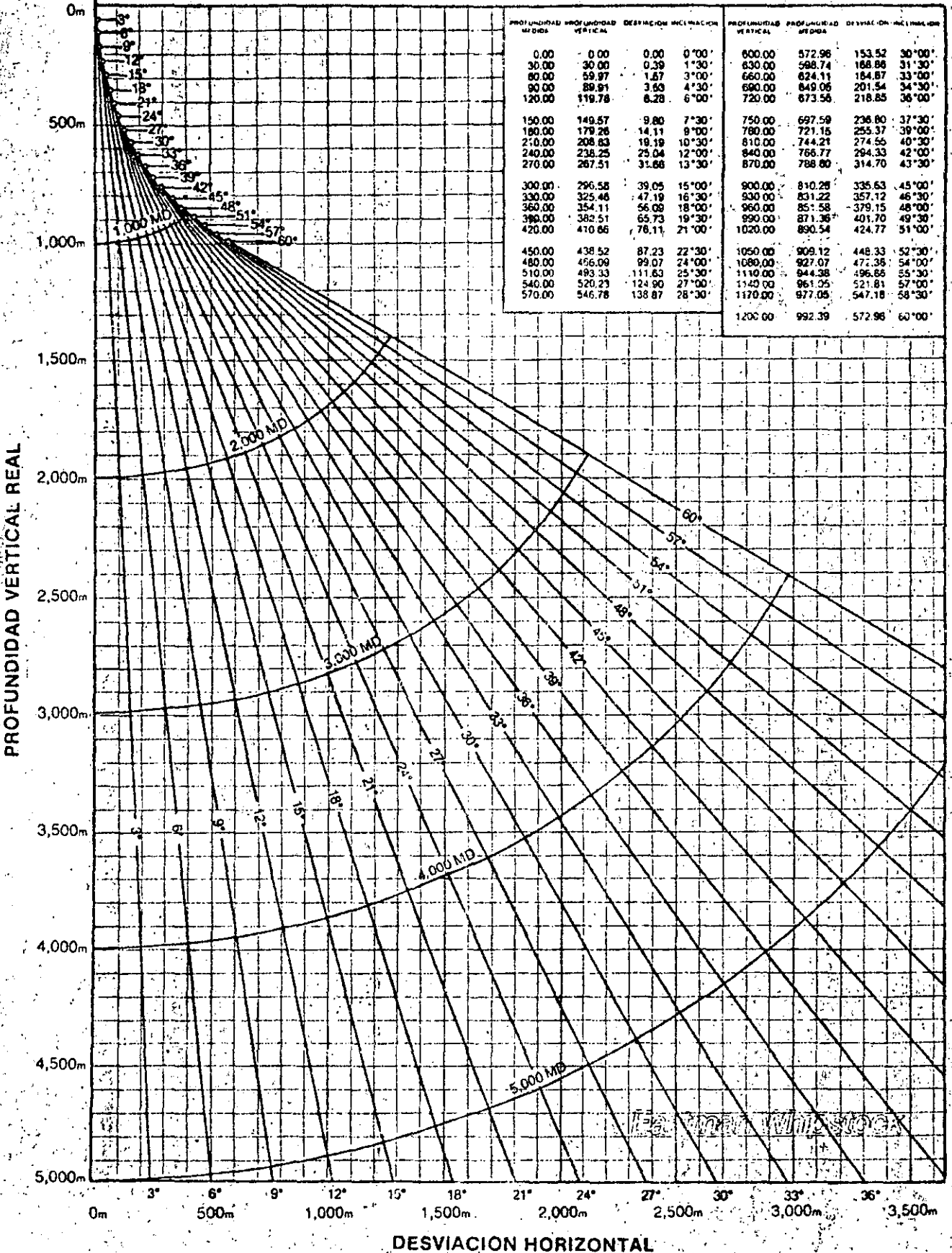
AUMENTO UNIFORME DE INCLINACION DE 1° POR CADA 100 PIES DE PERFORACION

PROFUNDIDAD MEDIDA (MD)	PROFUNDIDAD VERTICAL	DESVIACION	INCLINACION	PROFUNDIDAD MEDIDA (MD)	PROFUNDIDAD VERTICAL	DESVIACION	INCLINACION
0.00	0.00	0.00	0°00'				
100.00	99.99	0.87	1°00'	3100.00	2950.95	818.37	31°00'
200.00	199.96	3.49	2°00'	3200.00	3036.21	870.62	32°00'
300.00	299.86	7.85	3°00'	3300.00	3120.55	924.35	33°00'
400.00	399.68	13.96	4°00'	3400.00	3203.94	979.54	34°00'
500.00	499.37	21.80	5°00'	3500.00	3286.35	1036.18	35°00'
600.00	598.90	31.39	6°00'	3600.00	3367.76	1094.25	36°00'
700.00	698.26	42.71	7°00'	3700.00	3448.15	1153.73	37°00'
800.00	797.40	55.76	8°00'	3800.00	3527.48	1214.61	38°00'
900.00	896.30	70.54	9°00'	3900.00	3605.74	1276.86	39°00'
1000.00	994.93	87.04	10°00'	4000.00	3682.90	1340.47	40°00'
1100.00	1093.26	105.27	11°00'	4100.00	3758.94	1405.41	41°00'
1200.00	1191.25	125.21	12°00'	4200.00	3833.84	1471.67	42°00'
1300.00	1288.87	146.85	13°00'	4300.00	3907.56	1539.23	43°00'
1400.00	1386.11	170.19	14°00'	4400.00	3980.10	1608.06	44°00'
1500.00	1482.92	195.23	15°00'	4500.00	4051.42	1678.16	45°00'
1600.00	1579.29	221.95	16°00'	4600.00	4121.51	1749.48	46°00'
1700.00	1675.17	250.36	17°00'	4700.00	4190.35	1822.02	47°00'
1800.00	1770.54	280.43	18°00'	4800.00	4257.91	1895.74	48°00'
1900.00	1865.37	312.16	19°00'	4900.00	4324.17	1970.64	49°00'
2000.00	1959.63	345.54	20°00'	5000.00	4389.11	2046.68	50°00'
2100.00	2053.30	380.56	21°00'	5100.00	4452.72	2123.84	51°00'
2200.00	2146.34	417.21	22°00'	5200.00	4514.97	2202.10	52°00'
2300.00	2238.72	455.47	23°00'	5300.00	4575.84	2281.43	53°00'
2400.00	2330.43	495.35	24°00'	5400.00	4635.33	2361.82	54°00'
2500.00	2421.42	536.82	25°00'	5500.00	4693.40	2443.23	55°00'
2600.00	2511.68	579.87	26°00'	5600.00	4750.04	2525.64	56°00'
2700.00	2601.17	624.49	27°00'	5700.00	4805.23	2609.03	57°00'
2800.00	2689.87	670.66	28°00'	5800.00	4858.96	2693.36	58°00'
2900.00	2777.75	718.38	29°00'	5900.00	4911.21	2778.63	59°00'
3000.00	2864.79	767.62	30°00'	6000.00	4961.96	2864.79	60°00'

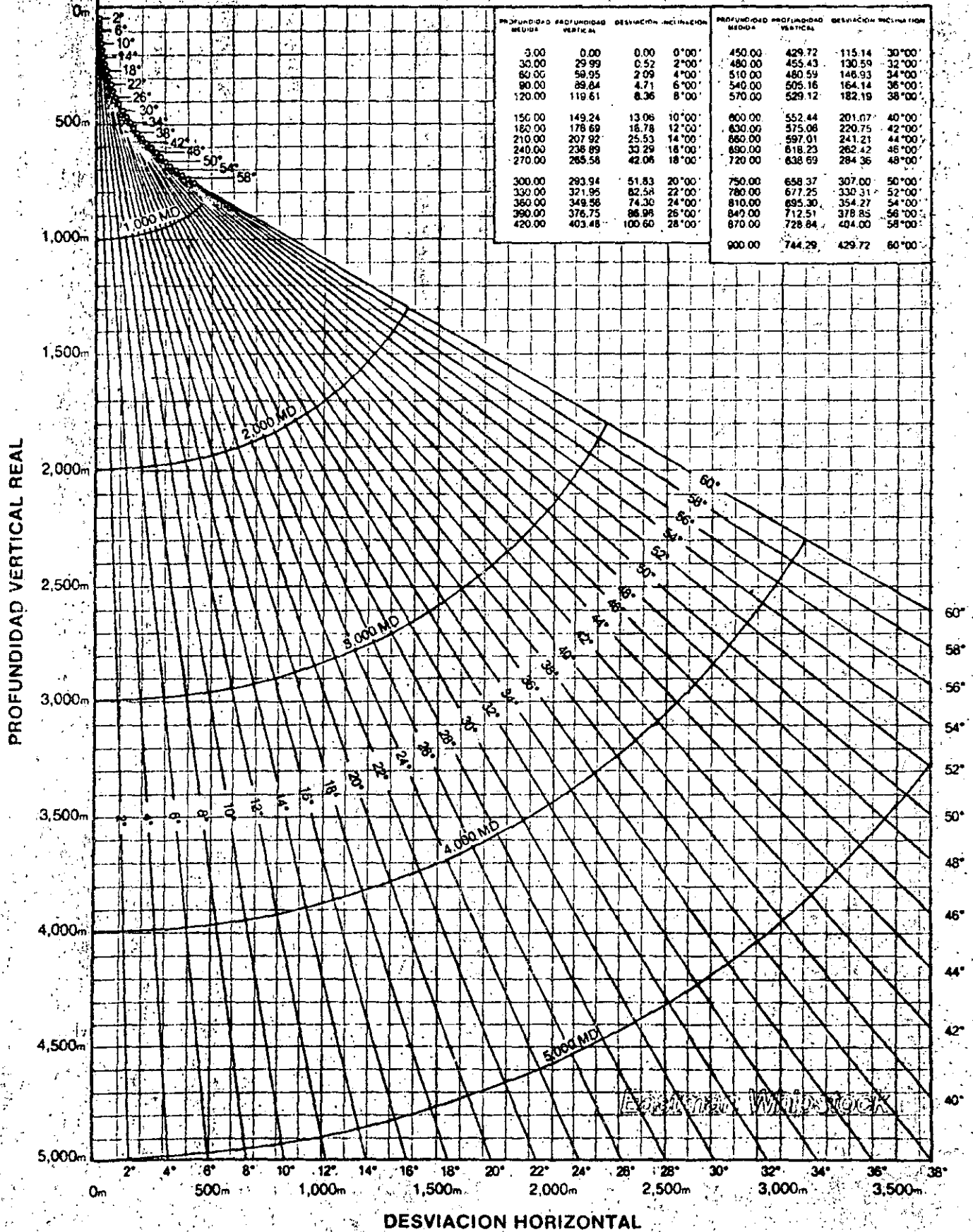
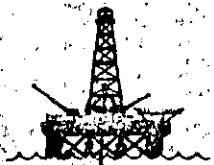
**AUMENTO UNIFORME DE INCLINACION DE 1°00'
POR CADA 30 METROS DE PERFORACION**

PROFUNDIDAD MEDIDA (MD)	PROFUNDIDAD VERTICAL	DESVIACION	INCLINACION	PROFUNDIDAD MEDIDA (MD)	PROFUNDIDAD VERTICAL	DESVIACION	INCLINACION
0.00	0.00	0.00	0°00'				
30.00	30.00	0.26	1°00'	930.00	885.29	245.51	31°00'
60.00	59.99	1.05	2°00'	960.00	910.86	261.19	32°00'
90.00	89.96	2.36	3°00'	990.00	936.17	277.30	33°00'
120.00	119.90	4.19	4°00'	1020.00	961.18	293.86	34°00'
150.00	149.81	6.54	5°00'	1050.00	985.91	310.85	35°00'
180.00	179.67	9.42	6°00'	1080.00	1010.33	328.28	36°00'
210.00	209.48	12.81	7°00'	1110.00	1034.44	346.12	37°00'
240.00	239.22	16.73	8°00'	1140.00	1058.24	364.38	38°00'
270.00	268.89	21.16	9°00'	1170.00	1081.72	383.06	39°00'
300.00	298.48	26.11	10°00'	1200.00	1104.87	402.14	40°00'
330.00	327.98	31.58	11°00'	1230.00	1127.68	421.62	41°00'
360.00	357.37	37.56	12°00'	1260.00	1150.15	441.50	42°00'
390.00	386.66	44.05	13°00'	1290.00	1172.27	461.77	43°00'
420.00	415.83	51.06	14°00'	1320.00	1194.03	482.42	44°00'
450.00	444.88	58.57	15°00'	1350.00	1215.43	503.45	45°00'
480.00	473.79	66.59	16°00'	1380.00	1236.45	524.84	46°00'
510.00	502.55	75.11	17°00'	1410.00	1257.10	546.60	47°00'
540.00	531.16	84.13	18°00'	1440.00	1277.37	568.72	48°00'
570.00	559.61	93.65	19°00'	1470.00	1297.25	591.19	49°00'
600.00	587.89	103.66	20°00'	1500.00	1316.73	614.00	50°00'
630.00	615.99	114.17	21°00'	1530.00	1335.82	637.15	51°00'
660.00	643.90	125.16	22°00'	1560.00	1354.49	660.63	52°00'
690.00	671.62	136.64	23°00'	1590.00	1372.75	684.43	53°00'
720.00	699.13	148.60	24°00'	1620.00	1390.60	708.55	54°00'
750.00	726.43	161.05	25°00'	1650.00	1408.02	732.97	55°00'
780.00	753.50	173.96	26°00'	1680.00	1425.01	757.69	56°00'
810.00	780.35	187.35	27°00'	1710.00	1441.57	782.71	57°00'
840.00	806.96	201.20	28°00'	1740.00	1457.69	808.01	58°00'
870.00	833.33	215.51	29°00'	1770.00	1473.36	833.59	59°00'
900.00	859.44	230.29	30°00'	1800.00	1488.59	859.44	60°00'

AUMENTO UNIFORME DE INCLINACION DE 1° 30' POR CADA 30 METROS DE PERFORACION

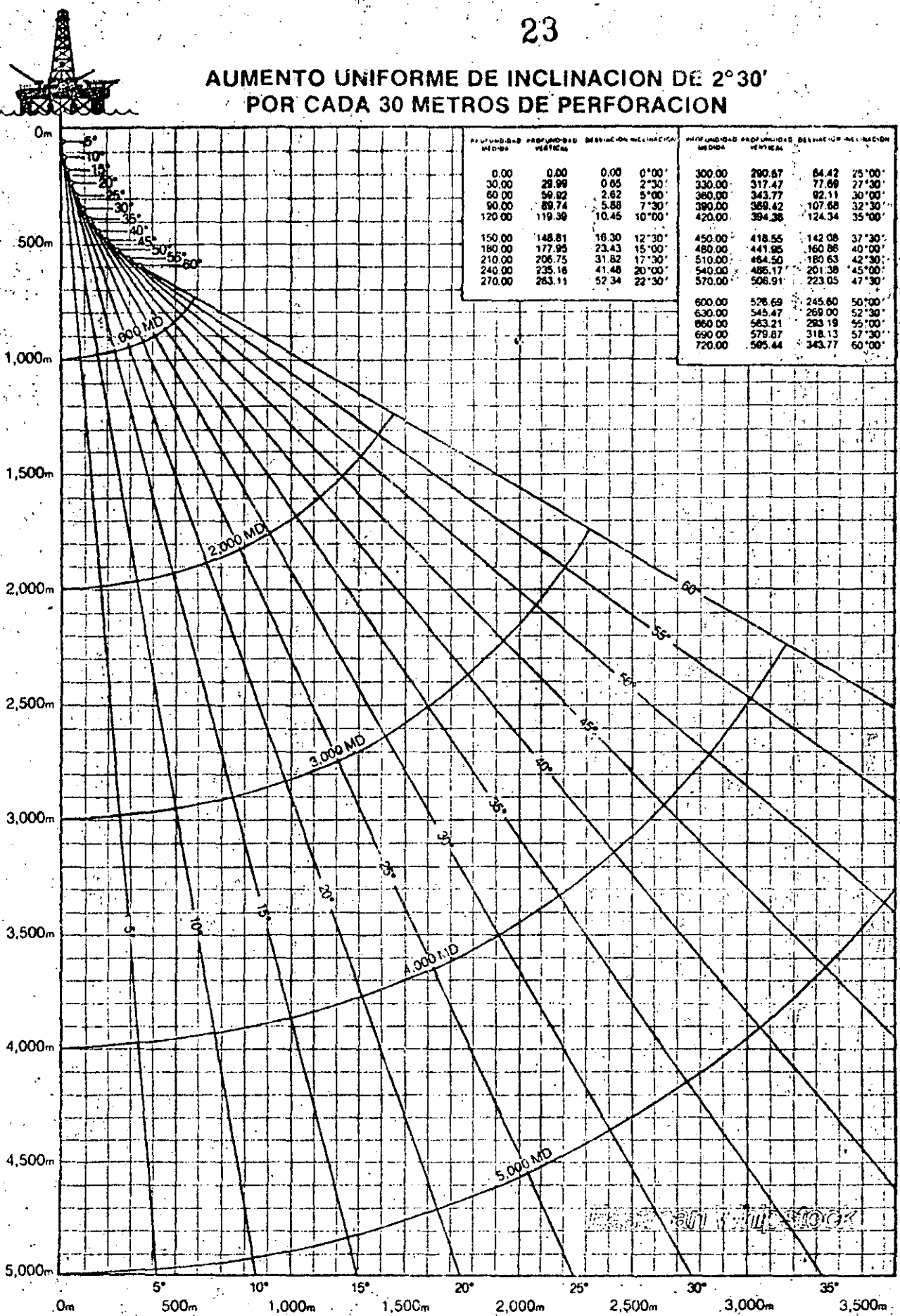


**AUMENTO UNIFORME DE INCLINACION DE 2°00'
POR CADA 30 METROS DE PERFORACION**



AUMENTO UNIFORME DE INCLINACION DE 2° 30'
POR CADA 30 METROS DE PERFORACION

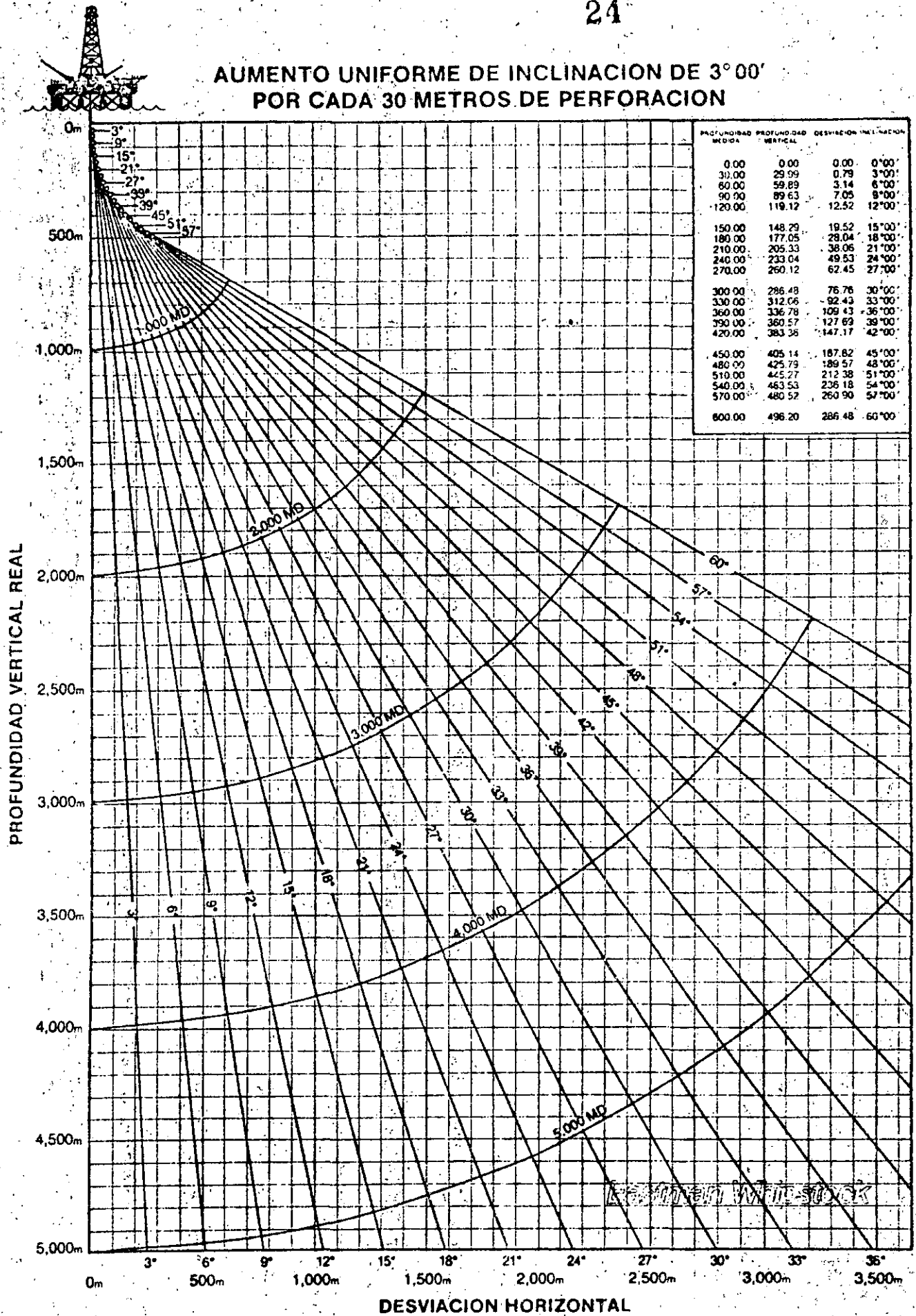
PROFUNDIDAD VERDADERA AL REAL



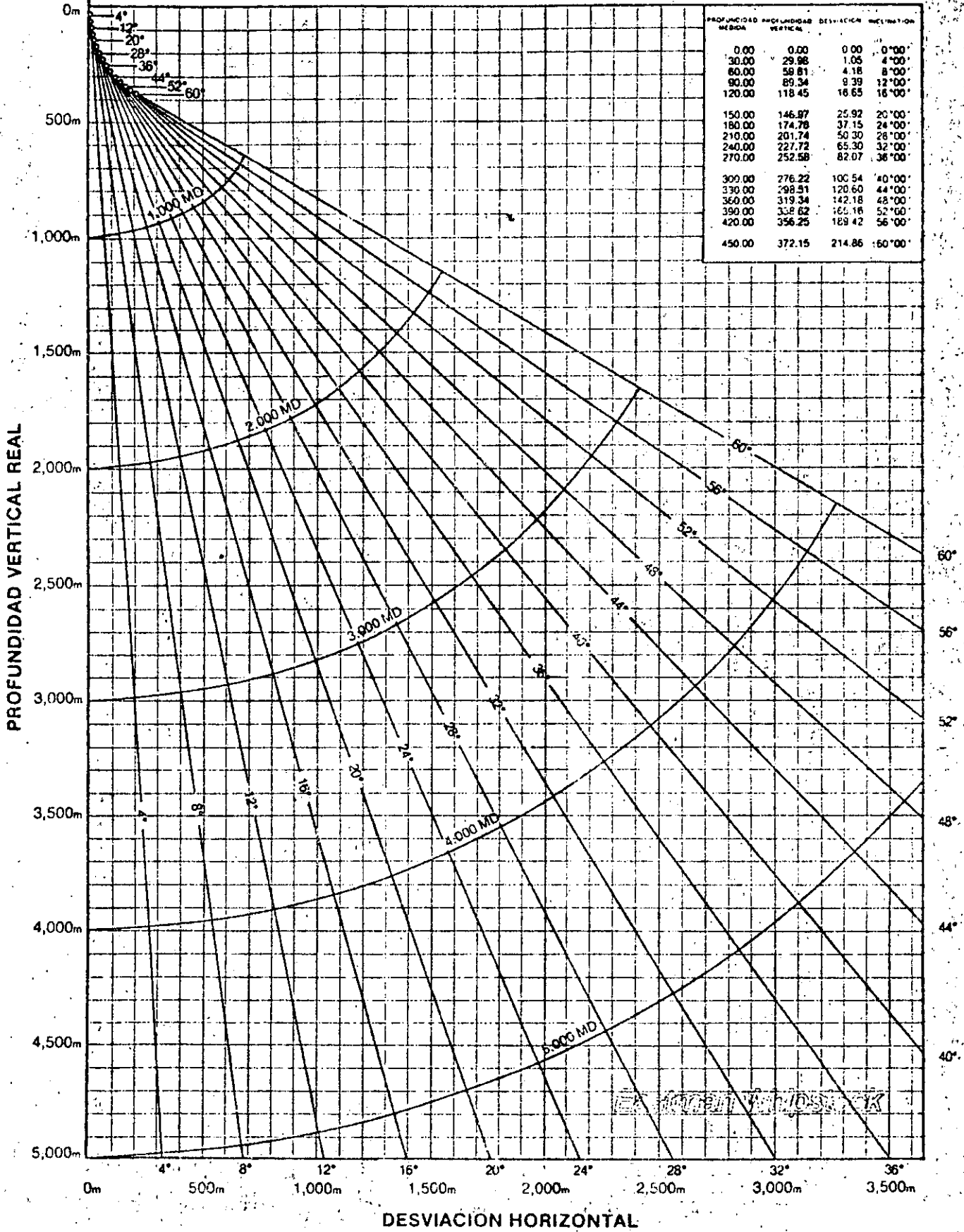
PROFUNDIDAD MEDIDA	PROFUNDIDAD VERDADERA	DESVIACION HORIZONTAL	DESVIACION INCLINACION	PROFUNDIDAD MEDIDA	PROFUNDIDAD VERDADERA	DESVIACION HORIZONTAL	DESVIACION INCLINACION
0.00	0.00	0.00	0° 00'	300.00	290.87	64.42	25° 00'
30.00	29.99	0.65	2° 30'	330.00	317.47	77.69	27° 30'
60.00	59.82	2.62	5° 00'	360.00	343.77	92.11	30° 00'
90.00	89.74	5.88	7° 30'	390.00	369.42	107.68	32° 30'
120.00	119.39	10.45	10° 00'	420.00	394.36	124.34	35° 00'
150.00	148.81	16.30	12° 30'	450.00	418.55	142.08	37° 30'
180.00	177.95	23.43	15° 00'	480.00	441.95	160.86	40° 00'
210.00	206.75	31.83	17° 30'	510.00	464.50	180.63	42° 30'
240.00	235.16	41.48	20° 00'	540.00	485.17	201.38	45° 00'
270.00	263.11	52.34	22° 30'	570.00	506.91	223.05	47° 30'
				600.00	526.69	245.60	50° 00'
				630.00	545.47	269.00	52° 30'
				660.00	563.21	293.19	55° 00'
				690.00	579.87	318.13	57° 30'
				720.00	595.44	343.77	60° 00'

DESVIACION HORIZONTAL

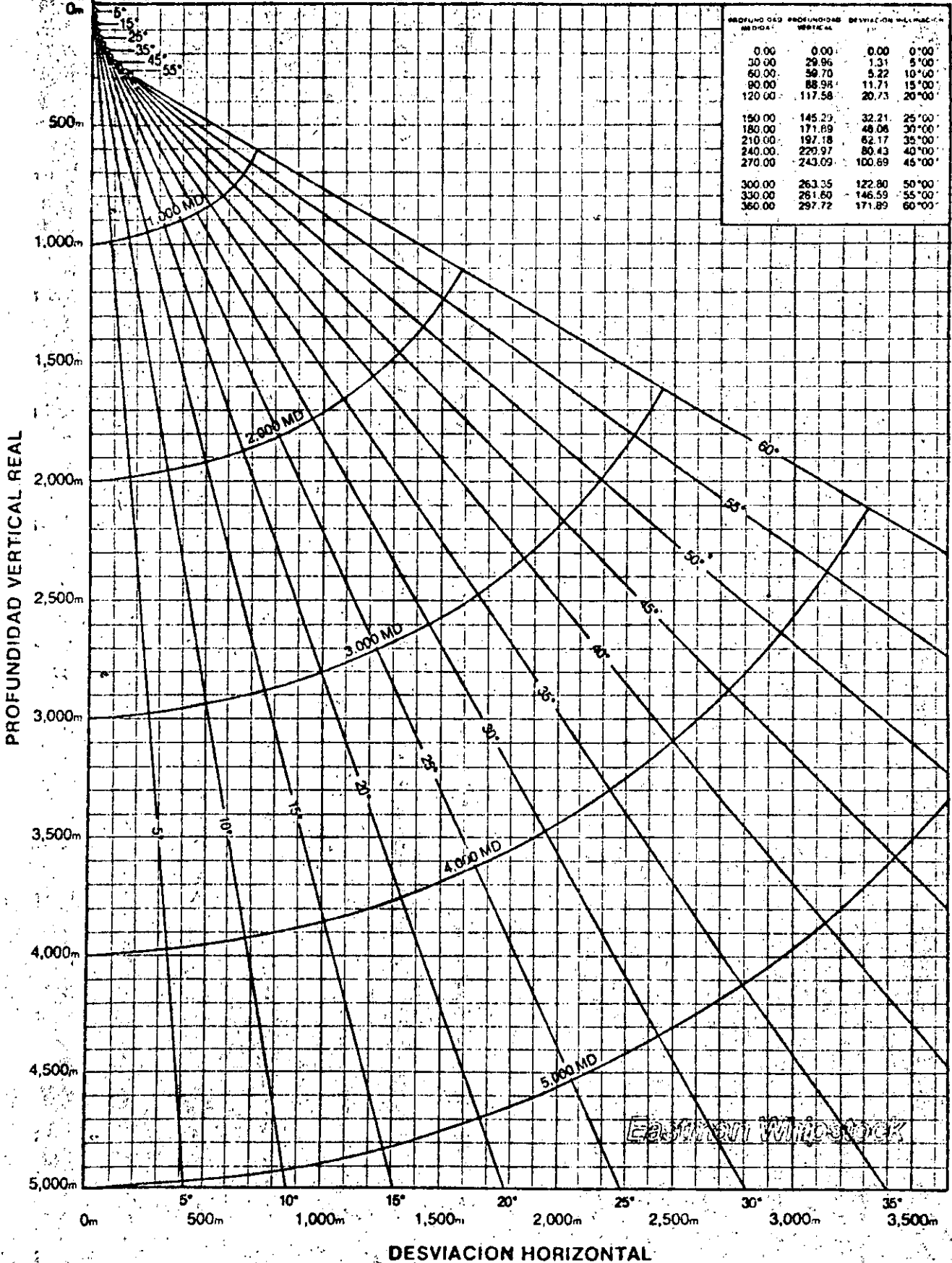
AUMENTO UNIFORME DE INCLINACION DE 3° 00' POR CADA 30 METROS DE PERFORACION



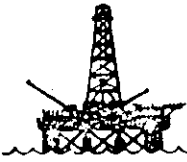
AUMENTO UNIFORME DE INCLINACION DE 4°00'
POR CADA 30 METROS DE PERFORACION



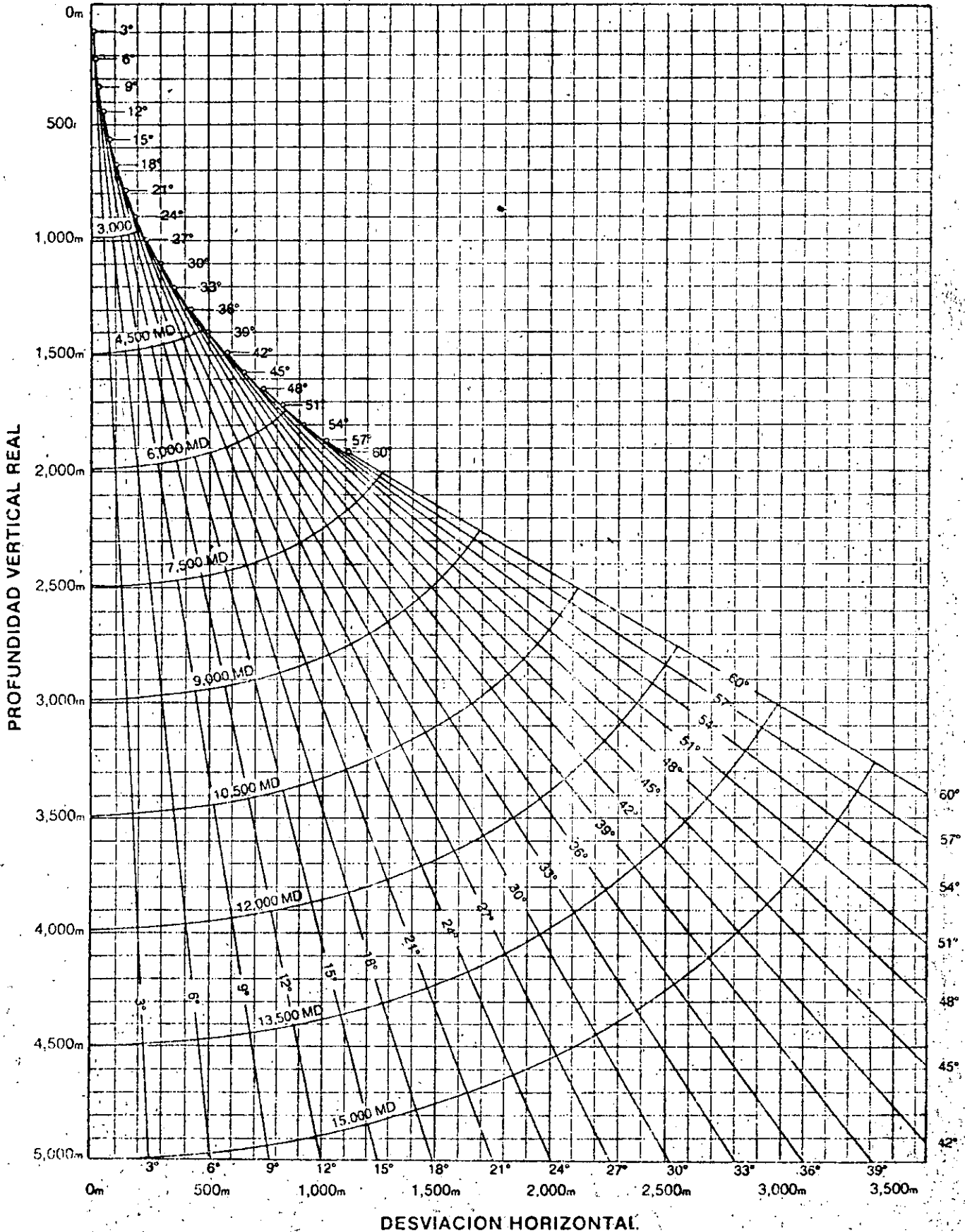
AUMENTO UNIFORME DE INCLINACION DE 5° 00'
 POR CADA 30 METROS DE PERFORACION



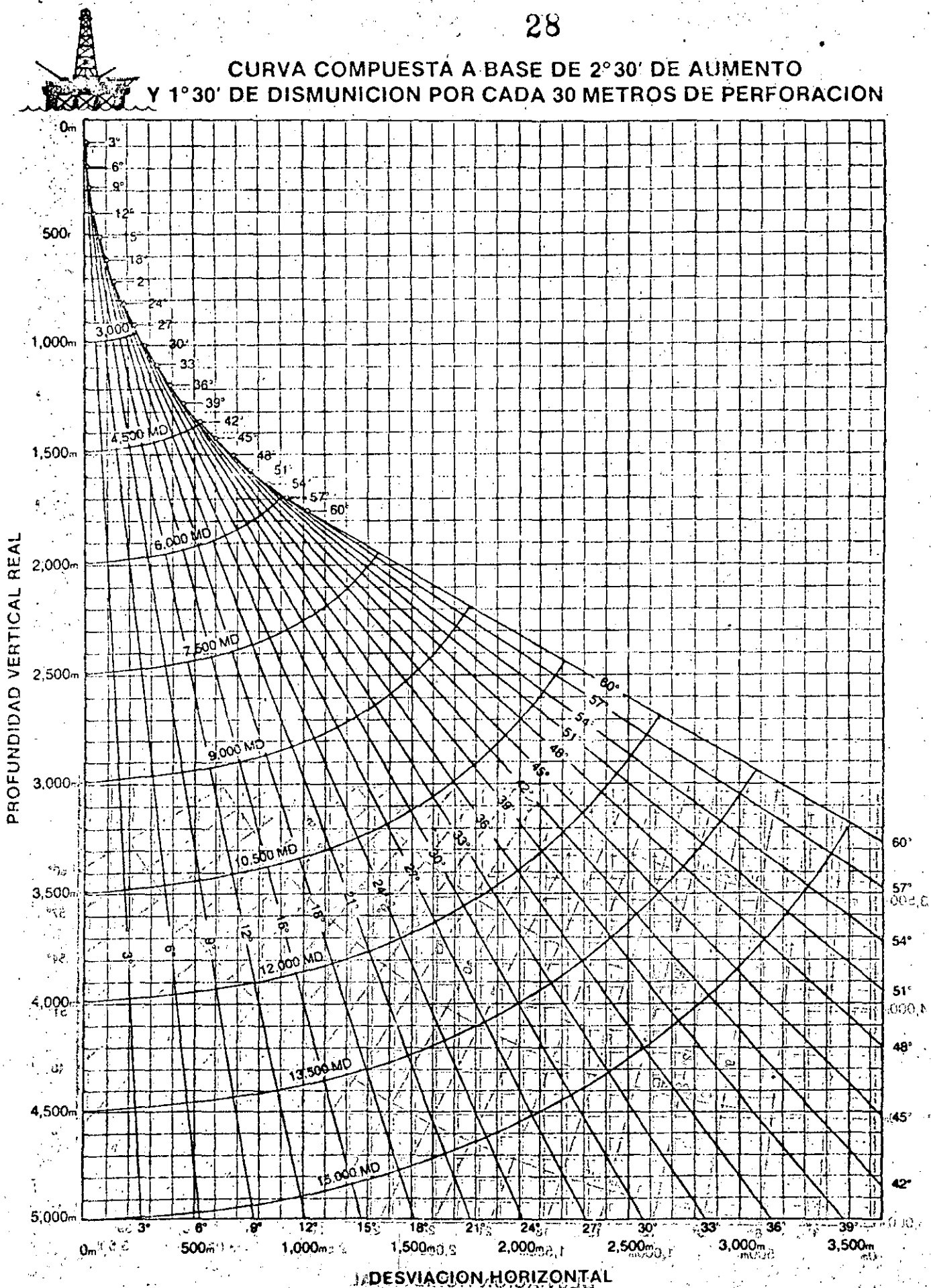
Eastern Windstock

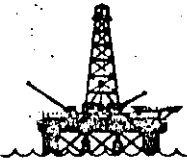


CURVA COMPUESTA A BASE DE 2°00' DE AUMENTO Y 1°30' DE DISMINUCION POR CADA 30 METROS DE PERFORACION

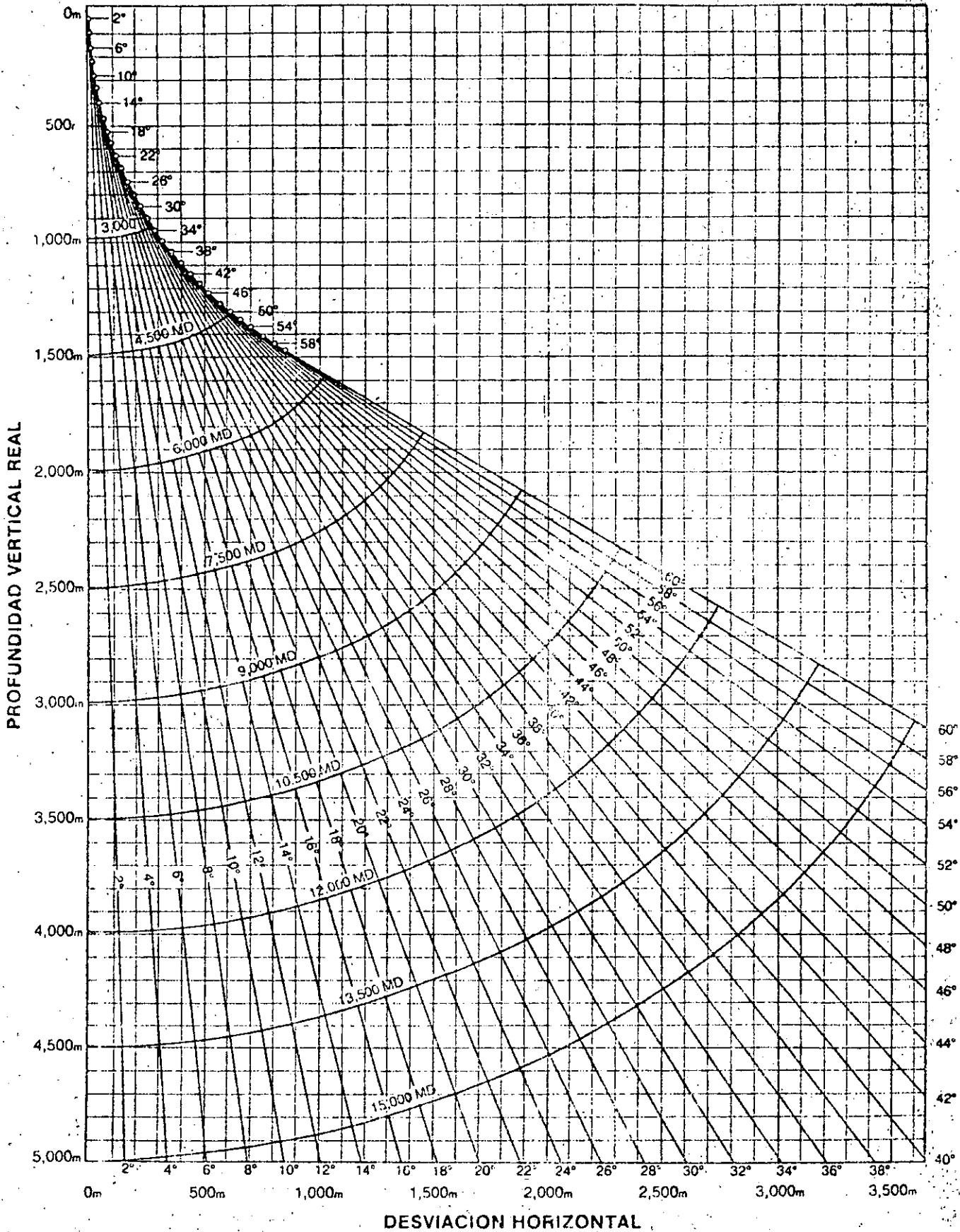


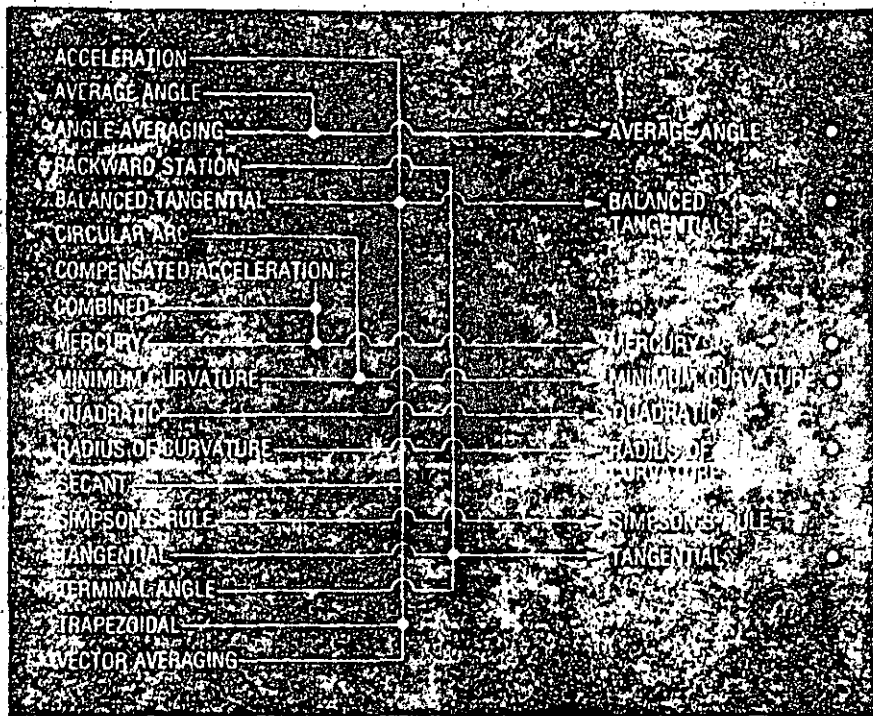
CURVA COMPUESTA A BASE DE 2°30' DE AUMENTO Y 1°30' DE DISMUNICION POR CADA 30 METROS DE PERFORACION





CURVA COMPUESTA A BASE DE 2°20' DE AUMENTO Y 2°00' DE DISMINUCION POR CADA 30 METROS DE PERFORACION





Directional Survey Calculation

by J. T. Craig Jr.
and B. V. Randall,
Amoco Production Co., Tulsa, Okla.

Fig. 1. Wellbore survey calculation methods.

Deep, expensive drilling has put increased emphasis on the importance of knowing where the wellbore actually is located, and there has been a corresponding increase in the varied methods of computing directional surveys on wellbores with hole inclination.

Positional accuracy is important in the following situations:

- Boundary restrictions.
- Avoiding intersection of two wellbores under a platform.
- Bringing a relief well along beside a blowing well.
- Formation location for proper geological definition with respect to a contour or discontinuity.
- Computing net reservoir thickness.

An error in location of 50 ft (Table 1) could cause a poor reservoir estimate, a lawsuit, or a disaster.

Fig. 1 lists the various methods that have been proposed for calculating directional surveys. They can be grouped into six basic calculation techniques: (1) tangential; (2) balanced tangential; (3) angle-averaging; (4) radius of curvature; (5) minimum curvature; and (6) Mercury methods.

Fig. 2 provides a typical three-dimensional view of two adjacent survey stations. The definitions of terms and quantities follow the (soon to be released) API-recommended nomenclature. Fig. 3 shows an idealized well path in a single plane building up at a constant rate of 3 deg per 100 ft, and attempts to graphically illustrate the following discussions of the six calculation methods.

Tangential

By definition, the tangential method uses only the inclination and direction angles measured at the lower

end of the course length. The wellbore path is assumed to be tangential to these angles throughout the course. Table 2 lists the equations used in this and the other five calculation methods. This method has probably been used more than any of the other methods and it is the most inaccurate of all the methods involved. The calculations are based upon Inclination I_2 and Azimuth A_2 only, and the method generally results in a greater lateral displacement and indicates less vertical displacement. The larger the angle and the greater the distance between survey stations, the greater will be the error involved.

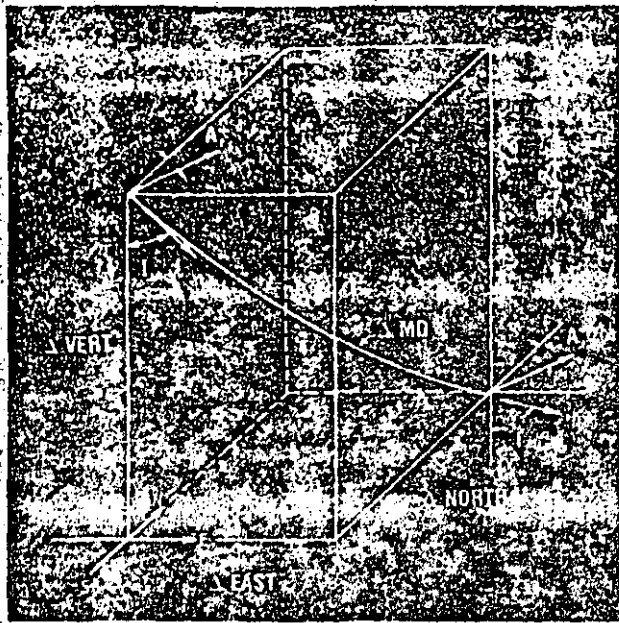
This method would give the greatest error in what is typically called a build-and-hold type well configuration. This means that the inclination is increased at some predetermined rate to a terminal angle and held at this value until the total depth is reached. Similarly, the tangential method would not provide the large lateral displacement error in an S-shaped well. Errors will tend to compensate each other if the same rate of increase and decrease in inclination is used.

One reason field personnel have used the tangential method has been its inherent simplicity of hand calculation. Calculating the survey by the tangential method, however, no longer is justifiable.

This method is not recommended any time in a typical well. If surveys were taken at approximately 1 ft intervals the error would be tolerable, but this frequency cannot be economically justified.

Balanced Tangential

The balanced tangential method¹ uses the inclination and direction angles at the top and bottom of the course length to tangentially balance the two sets



DEFINITION OF TERMS AND QUANTITIES

- I_1 INCLINATION ANGLE AT UPPER END OF SURVEY INTERVAL
- I_2 INCLINATION ANGLE AT LOWER END OF SURVEY INTERVAL
- A_1 AZIMUTH (DIRECTION) ANGLE AT UPPER END OF SURVEY INTERVAL
- A_2 AZIMUTH (DIRECTION) ANGLE AT LOWER END OF SURVEY INTERVAL
- AMD MEASURED DISTANCE ALONG THE PATH IN THE SURVEY INTERVAL
- Δ VERT. CHANGE IN VERTICAL COORDINATE (TVD) BETWEEN UPPER AND LOWER SURVEY STATION
- Δ NORTH CHANGE IN NORTH COORDINATE (LAT) BETWEEN UPPER AND LOWER SURVEY STATION
- Δ EAST CHANGE IN EAST COORDINATE (DEP) BETWEEN UPPER AND LOWER SURVEY INTERVAL
- ALL DELTA (Δ) QUANTITIES REFER TO CHANGE IN THE COORDINATE DISTANCES BETWEEN UPPER AND LOWER STATIONS.

Fig. 2. Typical three-dimensional view of two adjacent survey stations.

of measured angles. Theoretically, this method combines the trigonometric functions to provide the average/balanced inclination and direction angles which are used in standard computational procedures. To be more explicit, the values of the inclination at I_2 and I_1 are combined in the proper sin-cosine function and averaged. This method does not lend itself to hand calculations.

This technique provides a smoother curve which should more closely approximate the actual wellbore between surveys. Intuitively, the longer the distance between survey stations, the greater the possibility of error.

Angle-Averaging

The angle-averaging method uses the angles measured at both the top and bottom of the course length in such a fashion that the simple average of the two sets of measured angles is assumed to be the inclination and the direction. The wellbore then is calculated tangentially using these two average angles over the course length. This method is a very simple, yet accurate, means of calculating a wellbore survey.

As can be seen from the expressions in Table 2, the calculations are a simple average of both the inclination at the I_2 and I_1 points, and likewise the simple average of the direction at the A_2 and the A_1 points. This method lends itself quite well to field operations because it does not require sophisticated mathematical manipulation that the directional driller cannot perform by his standard transverse tables.

Radius of Curvature

The radius of curvature method² uses sets of angles measured at the top and bottom of the course length to generate a space curve (representing the wellbore path) that has the shape of a spherical arc passing through the measured angles at both the upper and lower ends of the measured course.

This method is one of the more accurate means of determining the position of a given wellbore. It assumes that the wellbore is a smooth curvature which describes the segment of a sphere or a circle. The exact definition of a circle is dictated by the two directional vectors (survey points) with a known distance between the survey points.

The assumption that the wellbore is a smooth curve between surveys makes this method less sensitive to placement and distances between the survey points than other methods. For this reason, as well as because its calculations generally are very close to the average of the other recognized methods, this method is recommended for the final computer calculation. With this, as with any method, however, a long distance between survey points will decrease accuracy, particularly if a severe dog-leg occurs in the interval. This method does not lend itself to normal hand calculation procedures.

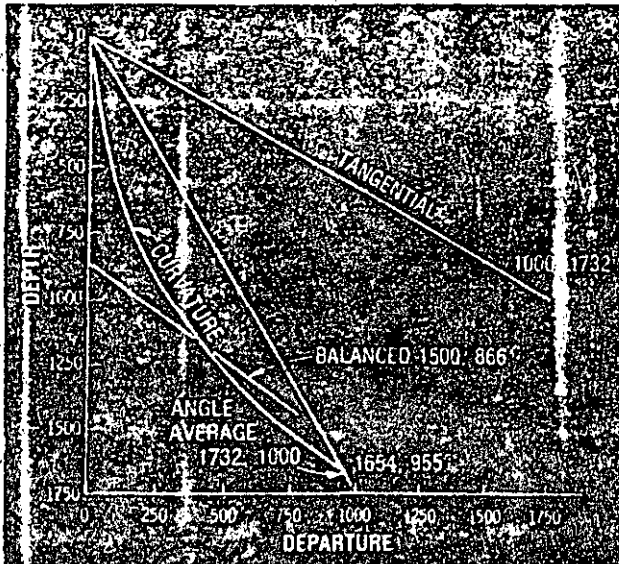


Fig. 3. Directional calculation methods. Survey at 2000 ft, 60 deg NOE.

Minimum Curvature

The minimum curvature method,^{3,4} like the radius of curvature method, takes the space vectors defined by inclination and direction measurements and smooths these onto the wellbore curve by the use of a ratio factor which is defined by the curvature (dog-leg) of the wellbore section. The method produces a circular arc as does the radius of curvature. This is not, however, an assumption of the method, but a result of minimizing the total curvature within the physical constraints on a section of wellbore.

The method, like the radius of curvature method, provides one of the more accurate methods of determining the position of a given wellbore. The method does not easily lend itself to normal hand-calculation procedures.

Mercury

The mercury method is a combination of the tangential and the balanced tangential method that treats that portion of the measured course defined by the length of the measuring tool in a straight line (tangentially) and the remainder of the measured course in a balanced tangential manner.

The name of the mercury method originated from its common usage at the Mercury, Nevada, test site by the U.S. Government. The method is basically the balanced tangential method with corrections made for the rigidity of the survey instrument.

Comparison of Results

Table 1 compares the six calculation methods on the well shown in Fig. 3. A synthetic well survey provides a better means of comparing survey methods than does an actual field survey, although the results on an actual well would be similar. The different methods handle the point-to-point changes differently, and it is the handling of these shifts in actual paths that determine the final calculation.

Table 1 tabulates the calculated results using each of these six methods with surveys every 100 ft to a measured depth of 2000 ft in the idealized well shown in Fig. 3.

The tangential method gives an unacceptable 25.38 ft too shallow sand and 43.09 ft too much displacement (a vector total error of 50 ft). This method will give this type of error on real build-and-hold wells, and can only be expected to give reasonable results on S wells where the build and drop are exactly symmetrical. The balanced tangential method tends to give results slightly shallower and with less displacement than the actual path, while the angle-averaging tends to give greater results. Both the radius of curvature and the minimum curvature methods give exactly the correct answers on this idealized well. They will not necessarily give the same results on real wells because they handle changes in direction differently. But, they will

TABLE 1. Model Wellbore Example

Direction-due north	3 deg/100 ft 100 ft survey interval	60 deg at 2000 ft
	TVD (Difference from actual)	North Displacement (Difference from actual)
Tangential	1628.61(-25.38)	998.02(+43.09)
Balanced tangential	1653.61(-.38)	954.72(-.21)
Angle-averaging	1654.18(+.19)	955.04(+.11)
Radius of curvature	1653.99(0)	954.93(0)
Minimum curvature	1653.99(0)	954.93(0)
Mercury*	1653.62(-.37)	954.89(-.04)

*15-ft survey tool

TABLE 2. Formulae for Directional Survey Calculations

Tangential

$$\Delta North_1 = \Delta MD \cdot \sin(I_1) \cdot \cos(A_2)$$

$$\Delta East_1 = \Delta MD \cdot \sin(I_1) \cdot \sin(A_2)$$

$$\Delta Vert_1 = \Delta MD \cdot \cos(I_1)$$

Balanced Tangential

$$\Delta North_1 = \frac{\Delta MD}{2} [\sin(I_1) \cdot \cos(A_1) + \sin(I_2) \cdot \cos(A_2)]$$

$$\Delta East_1 = \frac{\Delta MD}{2} [\sin(I_1) \cdot \sin(A_1) + \sin(I_2) \cdot \sin(A_2)]$$

$$\Delta Vert_1 = \frac{\Delta MD}{2} [\cos(I_1) + \cos(I_2)]$$

Angle-Averaging

$$\Delta North_1 = \Delta MD \cdot \sin\left(\frac{I_1+I_2}{2}\right) \cdot \cos\left(\frac{A_1+A_2}{2}\right)$$

$$\Delta East_1 = \Delta MD \cdot \sin\left(\frac{I_1+I_2}{2}\right) \cdot \sin\left(\frac{A_1+A_2}{2}\right)$$

$$\Delta Vert_1 = \Delta MD \cdot \cos\left(\frac{I_1+I_2}{2}\right)$$

Radius of Curvature

$$\Delta North_1 = \frac{\Delta MD [\cos(I_1) \cdot \cos(I_2)] \cdot [\sin(A_2) - \sin(A_1)]}{(I_2 - I_1) \cdot (A_2 - A_1)}$$

$$\Delta East_1 = \frac{\Delta MD [\cos(I_1) \cdot \cos(I_2)] \cdot [\cos(A_1) - \cos(A_2)]}{(I_2 - I_1) \cdot (A_2 - A_1)}$$

$$\Delta Vert_1 = \frac{\Delta MD [\sin(I_2) - \sin(I_1)]}{(I_2 - I_1)}$$

Minimum Curvature

$$\Delta North_1 = \frac{\Delta MD}{2} [\sin(I_1) \cdot \cos(A_2) + \sin(I_2) \cdot \cos(A_1)] \cdot RF$$

$$\Delta East_1 = \frac{\Delta MD}{2} [\sin(I_1) \cdot \sin(A_2) + \sin(I_2) \cdot \sin(A_1)] \cdot RF$$

$$\Delta Vert_1 = \frac{\Delta MD}{2} [\cos(I_1) + \cos(I_2)] \cdot RF$$

where: $RF = 2/DL$ (Tan DL/2)

and: $\cos(DL) = \cos(I_2 - I_1) - \sin(I_1) \cdot \sin(I_2) \cdot (1 - \cos(A_2 - A_1))$

Mercury

$$\Delta North_1 = \left(\frac{\Delta MD - STL}{2}\right) [\sin(I_1) \cdot \cos(A_2) + \sin(I_2) \cdot \cos(A_1)] + STL \cdot \sin(I_1) \cdot \cos(A_1)$$

$$\Delta East_1 = \left(\frac{\Delta MD - STL}{2}\right) [\sin(I_1) \cdot \sin(A_2) + \sin(I_2) \cdot \sin(A_1)] + STL \cdot \sin(I_1) \cdot \sin(A_1)$$

$$\Delta Vert_1 = \left(\frac{\Delta MD - STL}{2}\right) [\cos(A_2) + \cos(A_1)] + STL \cdot \cos(A_1)$$

where: STL is the length of the survey tool

generally be very close together and between the balanced tangential and angle-averaging results.

Fig. 3 shows the calculations for only a single survey at 2000 ft. Note that radius of curvature and minimum curvature methods still give the correct results in this example. This would indicate that these two methods would be less affected by inadequate field surveying than the others. The mercury method, because it is basically the balanced tangential method with corrections made for the rigid length of the survey instrument, gives results similar to the balanced tangential method.

Survey Record Depth

A general practice is to record the inclination and azimuth of a given single shot survey at the drilled depth of the wellbore. The survey record depth can be considerably different from the drilled depth as in the case of running a mud motor.

In all cases, the survey record depth depicts the hole inclination and azimuth at that specific record depth and should not be used to extrapolate down to the drilled depth. For this reason, all survey depth records should be recorded as survey tool depth.

Dog-Leg Severity

In 1954, Arthur Lubinski⁵ developed a calculation procedure to determine the dog-leg severity between two successive directional survey stations. The procedure is not based upon any specific survey method but is general in nature. It considers the average hole angle and then the inclination and the directional variation between surveys. The dog-leg severity is given in terms of deg per 100 ft of hole drilled. Certain

generalized statements that should be made concerning dog-leg severity include:

- The higher the average angle of inclination, the higher the dog-leg severity for a given directional change.
- If possible, when changing a well course, turn a well in direction before increasing the inclination, or change direction after decreasing the inclination.
- The same dog-leg severity as read immediately after two successive surveys will not be the same for very soft formations after 24 hours of normal drilling below this interval. This does not apply to hard rock drilling, as the wellbore will not significantly wash out and abrade away with time.
- Surveys taken at close intervals (1 to 30 ft) can lead to calculation of erroneous dog-leg severities because survey errors are multiplied. Although there is no absolute agreement, consensus is that optimum survey intervals for purposes of dog-leg severity calculations should be in the range from 60 ft to 90 ft.

Computer Subroutines

Table 3 contains Fortran IV subroutines used in various Amoco directional calculation programs. These routines include an angle conversion routine and routines to calculate bottom-hole locations by the six methods covered. These routines have been very thoroughly tested on GE Mark III timeshare (utilizing their FIV compiler on Honeywell 6600 hardware) on in-house IBM 370/168's (utilizing various G compilers), and on a PDP 11/40. They should compile satisfactorily with a minimum of modification on most modern computers. These calculations have satisfactory accuracy in most computers without resorting to extended precision. Small losses in calculational accuracy will be experienced in using the diminished precision of IBM 360 to 370 equipment, but errors will be smaller than those from misreading a single inclination by 0.25 deg.

The first Subroutine CNVRT converts the inclination and direction angles to radian measure, used in most standard arithmetic computer routine packages. But, much more importantly, it converts the azimuth directions to angles compatible in sign and direction with the trigonometric subroutines used in computers. One problem with this conversion is that the equations for displacements in the subsequent subroutines appear to be reversed, with mathematical angles being measured counterclockwise from east (horizontal), as shown in Fig. 4, rather than survey convention of measuring clockwise from north.

The subroutines TANG, BALTAN, AVGRD, RACDCO, MINC, and MERC have proved suitable for calculations of well paths in thousands of uses via the Amoco Drilling Assistance package. These routines, when suitably combined with control programs, also can be used to calculate and plot

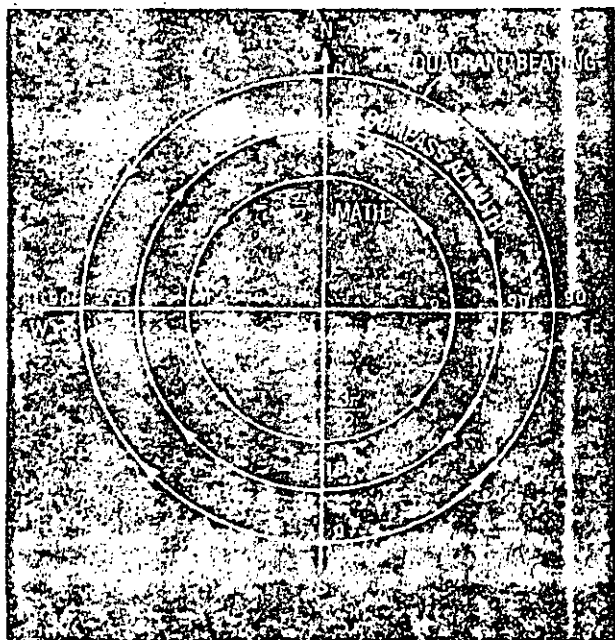


Fig. 4. Conversion of azimuth to mathematical angle.

TABLE 3. Fortran IV subroutines used in various Amoco directional calculation programs.

```

SUBROUTINE CNVRT(NPTS,ORIENT)
  CONVERTS INPUT ANGLES TO RADIAN MEASURE USING DIRECTION
  ORIENT AS AXIS OF ANGLE ZERO. ORIENT IS MAGNETIC CORRECTION
  DEV IS ASSUMED IN DEGREES. AS IS N ON S (NORTH OR SOUTH), ETC.
  ORIENT IS A CORRECTION COMPASS RETAINED BUT NOT USED!
  REAL NS(200),INCL(200)
  DIMENSION E(1200)
  COMMON DHEAS(200),PHI(200),THETA(200),X(200),Y(200),Z(200)
  COMMON INCL(200),AZM(200)
  COMMON NS,E(1200)
  DATA N(1),N(2),N(3) /
  ORIENT=0.

  PID180=3.14159/180.
  T=OP1=2+3.14159
  DO 100 K=2,NPTS
    PHIK(1)=INCL(K)*PID180
    IF(INCL(K).EQ.0) GO TO 20
    5 IF(E(K).EQ.E1) GO TO 10
    6 THETA(K)=TZO.-AZM(K)-ORIENT
    GO TO 40
  10 THETA(K)=TZO.-AZM(K)-ORIENT
    GO TO 40
  20 IF(E(K).EQ.E1) GO TO 30
    THETA(K)=TZO.-AZM(K)-ORIENT
    GO TO 40
  30 THETA(K)=90.-AZM(K)-ORIENT
  40 THETA(K)=THETA(K)*PID180
    IF(THETA(K)) 50,60,50
  50 THETA(K)=THETA(K)+T=OP1
  60 IF(THETA(K)+T=OP1) 100,100,70
    THETA(K)=THETA(K)+T=OP1
  70 CONTINUE
  RETURN
  END

SUBROUTINE TANG(NPTS)
  TANGENTIAL METHOD
  PHI IS THE INCLINATION IN RADIAN
  THETA IS THE DIRECTION IN RADIAN
  COMMON DHEAS(200),PHI(200),THETA(200),X(200),Y(200),Z(200)
  DO 100 K=2,NPTS
    SINPHI=SIN(PHI(K))
    DS=DHEAS(K)-DHEAS(K-1)
    X(K)=X(K-1)+DS*SINPHI*COS(THETA(K))
    Y(K)=Y(K-1)+DS*SINPHI*SIN(THETA(K))
    Z(K)=Z(K-1)+DS*COS(PHI(K))
  100 RETURN
  END

SUBROUTINE BALTA(NPTS)
  BALANCED TANGENTIAL METHOD
  PHI IS THE INCLINATION IN RADIAN
  THETA IS THE DIRECTION IN RADIAN
  COMMON DHEAS(200),PHI(200),THETA(200),X(200),Y(200),Z(200)
  DO 100 K=2,NPTS
    SINPHI=(SIN(PHI(K))+SIN(THETA(K)))*SIN(PHI(K-1))+SIN(THETA(K-1))
  11/2.
    COSPHI=(SIN(PHI(K))+COS(THETA(K)))*SIN(PHI(K-1))+COS(THETA(K-1))
  11/2.
    DS=DHEAS(K)-DHEAS(K-1)
    X(K)=X(K-1)+DS*COSPHI
    Y(K)=Y(K-1)+DS*SINPHI
    Z(K)=Z(K-1)+DS*ICOS(PHI(K))+COS(PHI(K-1))/2.
  100 RETURN
  END

SUBROUTINE AVERD(NPTS)
  AVERAGE METHOD
  THIS IS THE FIBLO METHOD
  PHI IS THE INCLINATION IN RADIAN
  THETA IS THE DIRECTION IN RADIAN
  REAL NS(200),E(200)
  COMMON DHEAS(200),PHI(200),THETA(200),X(200),Y(200),Z(200)
  Z(2)=DHEAS(2)
  Y(2)=0.
  X(2)=0.
  DO 100 K=2,NPTS
    IF(PHI(K)-1).EQ.0.1 THETA(K-1)=THETA(K).
    ADDED TO TAKE CARE OF 0 DIRECTION
    FPHI=PHI(K)+PHI(K-1))/2.
    FTHETA=(THETA(K)+THETA(K-1))/2.
    F(ASIN(THETA(K)-THETA(K-1))/GT.3.14159)FTHETA=FTHETA+3.14159
    IF(FTHETA.GT.6.28319)FTHETA=FTHETA-6.28319
    SINPHI=SIN(FPHI)
    DS=DHEAS(K)-DHEAS(K-1)
    X(K)=X(K-1)+DS*SINPHI*COS(FTHETA)
    Y(K)=Y(K-1)+DS*SINPHI*SIN(FTHETA)
    Z(K)=Z(K-1)+DS*ICOS(FPHI)
  100 RETURN
  END

SUBROUTINE RACID(NPTS)
  REAL NS(200)
  COMMON DHEAS(200),PHI(200),THETA(200),X(200),Y(200),Z(200)
  COMMON INCL(200),AZM(200)
  COMMON NS,E(1200)
  DO 100 K=2,NPTS
    IF(INCL(K)-1).EQ.0.01 THETA(K-1)=THETA(K)
    DS=DHEAS(K)-DHEAS(K-1)
    IF(PHI(K)-1).EQ.0 THETA(K)=0
    PHIK(1)=PHI(K-1)
    Z(K)=DS+COS(PHI(K))-Z(K-1)
    IF(THETA(K).EQ.0) THETA(K-1)=0
    THETA(K)=THETA(K)-THETA(K-1)
    IF(THETA(K).GT.3.14159) THETA(K)=THETA(K)-6.28319
    IF(THETA(K).LT.-3.14159) THETA(K)=THETA(K)+6.28319
    Y(K)=(COS(SIN(PHI(K))*COS(THETA(K)-1))+COS(THETA(K-1)))/
    5(THETA(K))+Y(K-1)
    X(K)=(COS(SIN(PHI(K))*SIN(THETA(K)-1))+SIN(THETA(K-1)))/
    5(THETA(K))+X(K-1)
    GO TO 100
  20 Y(K)=DS+SIN(PHI(K))*SIN(THETA(K))+Y(K-1)
    X(K)=DS+SIN(PHI(K))*COS(THETA(K))+X(K-1)
    GO TO 100
  60 CONTINUE
    Z(K)=(DS+SIN(PHI(K))-SIN(PHI(K-1)))/
    5(PHI(K)-PHI(K-1))+Z(K-1)
    IF(THETA(K).EQ.0) THETA(K-1)=0
    THETA(K)=THETA(K)-THETA(K-1)
    IF(THETA(K).GT.3.14159) THETA(K)=THETA(K)-6.28319
    IF(THETA(K).LT.-3.14159) THETA(K)=THETA(K)+6.28319
    Y(K)=(COS(SIN(PHI(K))-COS(THETA(K-1)))/
    5(COS(THETA(K)-1))+COS(THETA(K-1)))/
    5(PHI(K)-PHI(K-1))+Y(K-1)
    X(K)=(COS(SIN(PHI(K))-COS(THETA(K-1)))/
    5(SIN(THETA(K)-1))+SIN(THETA(K-1)))/
    5(PHI(K)-PHI(K-1))+X(K-1)
    GO TO 100
  75 Y(K)=(COS(SIN(PHI(K))-COS(PHI(K-1)))+SIN(THETA(K)))/
    5(PHI(K)-PHI(K-1))+Y(K-1)
    X(K)=(COS(SIN(PHI(K))-COS(PHI(K-1)))+COS(THETA(K)))/
    5(PHI(K)-PHI(K-1))+X(K-1)
  100 CONTINUE
  RETURN
  END

SUBROUTINE MIN(NPTS)
  MINIMUM CURVATURE METHOD
  PHI IS THE INCLINATION IN RADIAN
  THETA IS THE DIRECTION IN RADIAN
  REAL NS(200),E(200)
  COMMON DHEAS(200),PHI(200),THETA(200),X(200),Y(200),Z(200)
  COMMON INCL(200),AZM(200)
  COMMON NS,E(1200)
  DO 100 K=2,NPTS
    COSD=COS(PHI(K))-PHI(K-1)+SIN(PHI(K-1))
    E=COS(THETA(K))-THETA(K-1)
    ABSCL=1./COSD*DS1 - 1.
    TAND=SOAT(ABSCL)
    DI=ATAN(TAND)
    IF(DI.LT.-.004233)FC=1.
    IF(DI.LT..004233)GO TO 50
    FC=12./DI*(1+DI/2.)
  50 CONTINUE
    SINPHI=(SIN(PHI(K))+SIN(THETA(K)))*SIN(PHI(K-1))+SIN(THETA(K-1))
  11/2.*FC
    COSPHI=(SIN(PHI(K))+COS(THETA(K)))*SIN(PHI(K-1))+COS(THETA(K-1))
  11/2.*FC
    DS=DHEAS(K)-DHEAS(K-1)
    X(K)=X(K-1)+DS*COSPHI
    Y(K)=Y(K-1)+DS*SINPHI
    Z(K)=Z(K-1)+DS*ICOS(PHI(K))+COS(PHI(K-1))/2.+FC
  100 RETURN
  END

SUBROUTINE MECL(NPTS,DI)
  MERCURY METHOD IS BALANCED TANGENTIAL PLUS CORRECTION FOR TOOL
  LENGTH DI
  MEAC METHOD
  PHI IS THE INCLINATION IN RADIAN
  THETA IS THE DIRECTION IN RADIAN
  REAL NS(200),E(200)
  COMMON DHEAS(200),PHI(200),THETA(200),X(200),Y(200),Z(200)
  COMMON INCL(200),AZM(200)
  COMMON NS,E(1200)
  DO 100 K=2,NPTS
    SINPHI=(SIN(PHI(K))+SIN(THETA(K)))*SIN(PHI(K-1))+SIN(THETA(K-1))
  11/2.
    COSPHI=(SIN(PHI(K))+COS(THETA(K)))*SIN(PHI(K-1))+COS(THETA(K-1))
  11/2.
    SINPHI=SIN(PHI(K))
    DS=DHEAS(K)-DHEAS(K-1)
    Z(K)=DS
    Y(K)=Y(K-1)+DS*SINPHI*COS(THETA(K))+Y(2)*COSPHI
    X(K)=X(K-1)+DS*SINPHI*SIN(THETA(K))+X(2)*SINPHI
    Z(K)=Z(K-1)+DS*ICOS(PHI(K))+Y(2)*COS(PHI(K))+COS(PHI(K-1))/2.
  100 RETURN
  END

```

multiple-well paths, proposed targets, sand tops, true vertical thicknesses, etc.

Results and Conclusions

The data show there is little difference among all the methods as far as displacements are concerned, with the exception of the tangential method which is grossly inaccurate and should be abandoned. The angle-averaging method is recommended as a replacement since it can be used by the directional driller in the field. The radius of curvature or minimum curvature methods should be used for accurate geological correlations and wellbore definitions.

Also included, to assure that calculation methods are uniformly interpreted, are the source computer routines (in Fortran) for the six calculation methods. These routines, which have been debugged on hundreds of wells, should materially aid computer programmers in achieving uniform calculations. ■

Acknowledgement: This article is based on a paper prepared for presentation at the 1976 Rotary Drilling Conference of the International Association of Drilling Contractors, March 9 to 12, in Dallas, Texas.

References

Walstrom, J. E., Harvey, R. P., and Eddy, H. D.: "Directional Survey Methods: I. The Balanced Tangential Method; II. A

Comparison of Various Methods", SPE 3379, presented at SPE 46th Annual Fall Meeting, New Orleans, October 3-6, 1971.

2. Wilson, G. J.: "An Improved Method for Computing Directional Surveys," *Journal Petroleum Technology* (August 1968) 871-876.
3. Taylor, H. L., and Mason, C. M.: "A Systematic Approach to Well Surveying Calculations", SPE 3362, presented at SPE 46th Annual Fall Meeting, New Orleans, October 3-6, 1971.
4. Blythe, E. J.: "Computing Accurate Directional Survey", *World Oil*, August 1975 (25-28).
5. Woods, H. B. and Lubinski, A.: "Practical Charts for Solving Problems in Hole Deviation", Spring Meeting of Mid-Continent District of Production, Oklahoma City, March 1954.

About the Authors

B. V. Randall is a Research Associate with Amoco Production Company in Tulsa, Oklahoma. He received his degree in chemical engineering from Oklahoma State University in 1949, and has been engaged in drilling mud and drilling research with Amoco for 24 years, specializing in computer techniques related to optimized drilling since 1965. He has co-authored numerous technical papers and patents on drilling fluids and related subjects, and is active on several drilling related committees.

J. T. Craig Jr., a Senior Research Engineer with Amoco Production Company in Tulsa, received an MS degree in mechanical engineering in 1966 from the University of Tulsa. He has been engaged in drilling research with Amoco for 10 years and has specialized in directional drilling related to optimized drilling since 1969. He is currently chairman of the API subcommittee on Directional Drilling and is active on other related committees.

For information about how you can utilize the drilling programs developed by Amoco Production Company, please contact:

Amoco Computer Services Company
Chicago Office: 200 East Randolph
Chicago, IL 60601
(312) 856-6480

Houston Office: 500 Jefferson Bldg.
Houston, TX 77002
(713) 652-4698



RECOMENDACIONES PARA DESVIAR

(Traducción parcial de "Guidelines for Sidetracking", publicado por the Oil and Gas Journal - Sept. 21, 1970)

Hay varias razones muy buenas por las cuales se puede decidir desviar en agujero descubierto. Puede ser que el costo acumulativo de una operación de pesca, la cual ha sido desafortunada, ha llegado al valor estimado del pescado y el agujero abajo de la boca del pescado. Por lo tanto, se hace necesario abandonar intentos adicionales de pesca, sacarle la vuelta al pescado y continuar perforando.

Hay otras razones para abandonar parte del agujero y reperforarlo, pero al final lo que manda es la economía.

A menudo, es necesario desviar dentro de tubería de revestimiento. En este caso, generalmente hay un pescado frente al intervalo productor, mismo que no es económico recuperar. Es necesario colocar un tapón de fondo, cortar una ventana en la T.R., perforar otro agujero, cementar una tubería corta y poner nuevamente al pozo en producción.

La conversión de pozos a inyectores de agua a menudo requiere desviar dentro de T.R., tanto por razones mecánicas como para poder inyectar el agua en el intervalo deseado. Bajo ciertas condiciones, puede ser posible combinar una operación necesaria de desviación, para perforar el pozo hacia una posición estructural más favorable.

En situaciones donde el área superficial disponible para perforar pozos es muy limitada, el desviar y reperforar para substituir pozos improductivos es una necesidad. Esto es muy común en localizaciones urbanas y en plataformas marinas.

El punto de desviación. - A veces es posible desviar un agujero sin colocar un tapón de cemento. Puede ser una práctica rutinaria en algunas áreas; pero el método más favorecido es tapar con cemento, antes de intentar desviar. El tapón de cemento no solamente provee una superficie dura desde la cual desviar, sino que también ancla al pescado.

Es vergonzoso y caro casi terminar de evadir un pescado, sin colocar un tapón, para después volverlo a encontrar con la barrera o con el ampliador.

Decidir donde desviar puede ser una cosa sencilla o complicada: suponga que se está perforando un agujero recto que se ha mantenido en buenas condiciones y sin secciones sobremedida, acñamientos u otros problemas; lo único que importa es perforar por un lado del pescado y continuar perforando.

Ante la ausencia de otras consideraciones mayores, la decisión es fácil: tape el pescado con una cantidad adecuada de cemento, desvíe por un lado del pescado y continúe perforando. Desafortunadamente, la situación muy rara vez es así de sencilla.

Considere la situación en la cual se está perforando un agujero direccional con un ángulo alto de inclinación, con un perfil clongado en forma de S, y que el objetivo de fondo es restringido y crítico. Suponga que se pegó la tubería en la porción inferior del agujero, donde el ángulo se estaba dejando "caer" y que el resultado final ha sido un pescudo no recuperable. Ahora se deben hacer los preparativos para taponar y desviar.

La selección del punto de desviación (PD), bajo estas condiciones requiere la consideración de todos los aspectos del problema. Sería aconsejable:

- 1.-Tratar de localizar el PD en una porción del agujero en la cual el ángulo es más o menos constante y donde el agujero no está sobremedida.
- 2.-Planear para localizar el PD lo suficientemente arriba de la boca del pescudo, a fin de que la parte lavada (sobremedida) del agujero, quede abajo del tapón de cemento. En la mayoría de los casos será más fácil y más barato perforar un agujero nuevo que tratar de lidiar con los problemas del agujero anterior.
- 3.-Tratar de desviar en una sección donde se obtienen buenas velocidades de perforación. Esto ayudará a desviar y a obtener un buen rumbo.
- 4.-Asegurarse que el PD es compatible con el nuevo programa direccional requerido para llevar al pozo al objetivo.

La localización de un punto de desviación dentro de T.R., requerirá la consideración de muchos de los problemas de un agujero abierto. Además, habrá algunos problemas que existen solamente porque el agujero está ademado. Deberá tomarse principalmente en cuenta la necesidad de eliminar completamente una sección de la T.R., usando un molino para T.R. Las consideraciones adicionales incluirán:

- a) El conocer la condición de la T.R., a fin de poder localizar el PD arriba de las secciones malas, o potencialmente malas. Para ésto, puede ser necesario tomar un registro de calibración de T.R.
- b) Seleccionar, de ser posible, el PD en una porción de la T.R. que esté cementada. Si no hay ninguna sección cementada disponible, se aconseja efectuar cementaciones forzadas arriba y abajo del intervalo de la T.R. que se va a moler, para evitar que se mueva el tubo que se va a moler.

La operación para salirse del agujero es una operación direccional que requiere los mismos métodos, herramientas y equipo que un agujero direccional. Generalmente es necesario usar algún tipo de herramienta defleitora para iniciar la desviación y, al continuar las operaciones de perforación, tomar frecuentes desviaciones orientadas para asegurarse que el nuevo agujero está siguiendo la ruta planeada.

No permita incrementos o decrementos de ángulo de tal magnitud que formen codos (patas de perro).

Desbastando. - La mención de este método para desviar, es casi seguro que provoque el comentario de que es un método anticuado. Aunque esto es cierto, se ha usado durante muchos años y en muchos lugares y aún se usa con éxito cuando las condiciones son adecuadas.

Es un procedimiento para formaciones suaves y la velocidad de perforación debe ser del orden de 30 m/hr. para que tenga éxito. También debe haber ángulo en el agujero para que la barrena se vaya por el lado bajo del agujero.

De trabajar, el resultado será un agujero nuevo con un ángulo menor que el original y cualquier cambio en el rumbo será puramente accidental. Se puede desbastar con o sin tapón de cemento, dependiendo de la preferencia o de las condiciones. Es un procedimiento gradual y se requiere espacio para alejarse del agujero viejo. Con este método, el porcentaje de éxitos es errático, dependiendo del tamaño del agujero. Se obtienen mejores resultados en agujeros de diámetro grande (12-1/4")

Para desbastar, se puede usar una barrena convencional de tres conos, pero se prefiere una barrena de hombro. Por ejemplo, una barrena de hombro de 9-7/8" es una barrena convencional de 8-3/4" con los dientes exteriores calzados a 9-7/8".

Suponiendo que se cuenta con una barrena de hombro, el aparejo de perforación para desbastar consistiría de: barrena, lastrabarrena no magnético, estabilizador, lastrabarrena de acero, estabilizador y tubería de perforación. El procedimiento general sería:

- 1.-Meta el aparejo anterior hasta el tapón de cemento o hasta unos 5 metros del tapón de cemento, dependiendo de la preferencia.
- 2.-Gire la rotaria de 125 a 150 r.p.m. con casi nada de peso sobre la barrena. Marque el Kelly en intervalos de 30 cm. y permita que el perforador perforé 30 cm. en 5 min. Mantenga esta velocidad hasta que se pueda determinar que la barrena ha iniciado un hombro.
- 3.-Aumente el peso sobre barrena lo suficiente para aumentar la penetración, pero sin destruir el hombro que se ha formado. Este hombro se tornará más estable al continuar perforando. Con suerte, en 10 m. el peso sobre barrena será de 5 a 7 tons. y ya estará en un agujero nuevo.
- 4.-Continue con este dispositivo hasta que obtenga el ángulo deseado; después saque la tubería y meta el aparejo requerido para mantener el ángulo y el rumbo.
- 5.-Continue perforando.

Erosionando. - El erosionar un agujero para cambiar su rumbo es un procedimiento muy usado en formaciones blandas y en agujeros de 8-1/2" a 15".

Este método es más flexible que el método de desbastar, puesto que el ángulo del agujero se puede aumentar o disminuir y el agujero se puede voltear a la izquierda o a la derecha.

Generalmente se usa una barrena de tres conos con dos boquillas pequeñas y una boquilla grande. Se orienta la boquilla grande, o sea que el agujero se desviará en la dirección de la boquilla grande. El aparejo consistirá de: barrena, substituto orientador, lastrabarrena no magnético y una combinación de estabilizadores y lastrabarrenas de acero que permitan el peso deseado sobre barrena. El procedimiento para desviar es como sigue:

- 1.-Coloque un tapón de cemento hasta el PD. Meta el aparejo anterior. Tome una desviación orientada para conocer el ángulo del agujero, el rumbo y la posición de la tobera grande de la barrena.
- 2.-Gire la sarta a la dirección deseada y póngale el candado a la rotaria.
- 3.-Arranque la bomba y mantenga la presión de bombeo necesaria para erosionar la formación. Puede ser necesario pulsetear la sarta de vez en cuando para forzar la barrena dentro de la bolsa formada por la acción hidráulica.
- 4.-Erosione cuando menos un metro.
- 5.-Quitele el candado a la rotaria y gire despacio la rotaria. Perfore la longitud del kelly y tome una desviación orientada. Repita esta operación hasta que obtenga la dirección deseada. Se aconseja tomar desviaciones orientadas cada tubo hasta que se establezca el control deseado.

Cuchareando.-A diferencia de desbastar o erosionar, el desviar con cuchara no está restringido a formaciones blandas con velocidades altas de penetración; pero el agujero se debe limpiar bien antes de meter el desviador y se deben evitar cambios severos de ángulo.

Los desviadores de cuchara siempre son de menor diámetro que el agujero donde se meten y por supuesto que la barrena debe ser de menor diámetro que el desviador. Esto quiere decir que después de desviar es necesario ampliar el agujero desviado.

Por ejemplo, en un agujero de 9-7/8" se metería un desviador de 8-1/2" con barrena de 7-5/8".

Como en el método de erosión, se requiere un tapón de cemento y debe ser firme. Esto implica esperar horas para que fragüe.

El aparejo necesario para un agujero de 9-7/8" constaría de: desviador de cuchara de 8-1/2" con barrena de 7-5/8"; rima espiral de 7-9/16" X 18"; un tramo de tubería de perforación de 3-1/2"; un substituto orientador; tubería de perforación de 4-1/2". El procedimiento sería:

- 1.-Meta al pozo el aparejo anterior y tome dos desviaciones orientadas. La primer lectura determina la orientación del desviador, después de la cual se gira la tubería para colocar al desviador en la dirección deseada. La segunda lectura verifica la nueva posición de la tobera-

- 2.-Conecte el kelly y toque suavemente al fondo. Levante medio metro y deje caer la sarta unos 80 cm. Esto ocasionará que se rompa el perno y que la barrena baje por la cara del desviador.
- 3.-Arranque la bomba y gire despacio la tubería (40-60 r.p.m.). Perfore con poco peso (1000 - 2000 Lbs.), hasta que la barrena haya perforado hasta el fondo del desviador. Aumente el peso según se considere necesario para desviar. Perfore de 4 a 5 metros, de acuerdo con la experiencia en el área.
- 4.-Levante despacio la tubería hasta que la barrena llegue al desviador, despues saque la tubería.
- 5.-Arme barrena ampliadora y amplíe de 7-5/8" a 9-7/8".
- 6.-Meta barrena de 9-7/8" con estabilizador de 9-7/8" y lastrabarrena no magnético de 6-3/4" X 24" y perfore lo suficiente para poder tomar -- una desviación orientada confiable.
- 7.-Continúe perforando con este aparejo hasta que se obtengan los resultados deseados, o hasta que se determine que es necesario meter nuevamente el desviador para obtener los resultados deseados.

Motores operados con lodo.- El término motor operado con lodo incluye, pero no está limitado por, tales dispositivos como el turbodrill, Dyna-drill y Powerdrill. Los motores operados con lodo tienen la ventaja sobre otros métodos para desviar, de que perforan un agujero desviado con un incremento pequeño de ángulo donde no se forman "patas de perro". Se pueden usar en agujero desde 6" hasta 15" y no hay la limitación de tipo de formación o velocidad de perforación.

Dependiendo del tipo y tamaño del motor operado con lodo, los requerimientos de fluido variarán de 225 a 500 g.p.m.

Hay un factor de torsión que se debe considerar en la orientación del motor operado con lodo. Esta torsión puede variar desde prácticamente cero a 150 m. de profundidad hasta posiblemente 80° o 90° a 2000 m.

La magnitud de la torsión dependerá del ángulo del agujero, la profundidad, el tamaño de la tubería de perforación, el peso sobre la barrena y del número de lastrabarrenas. Obviamente, es muy importante la experiencia en un área para operar esta herramienta.

Un aparejo normal para desviar con un motor operado con lodo, consistirá de barrena, motor operado con lodo, substituido deflector, lastrabarrena no magnético y los lastrabarrenas convencionales deseados para aplicarle peso a la barrena.

Es ventajoso usar parte de la tubería de perforación para aplicarle peso a la barrena, puesto que ésta absorbe parte de la

torsión y es más fácil de manejar que los lastrabarrenas. El procedimiento sería:

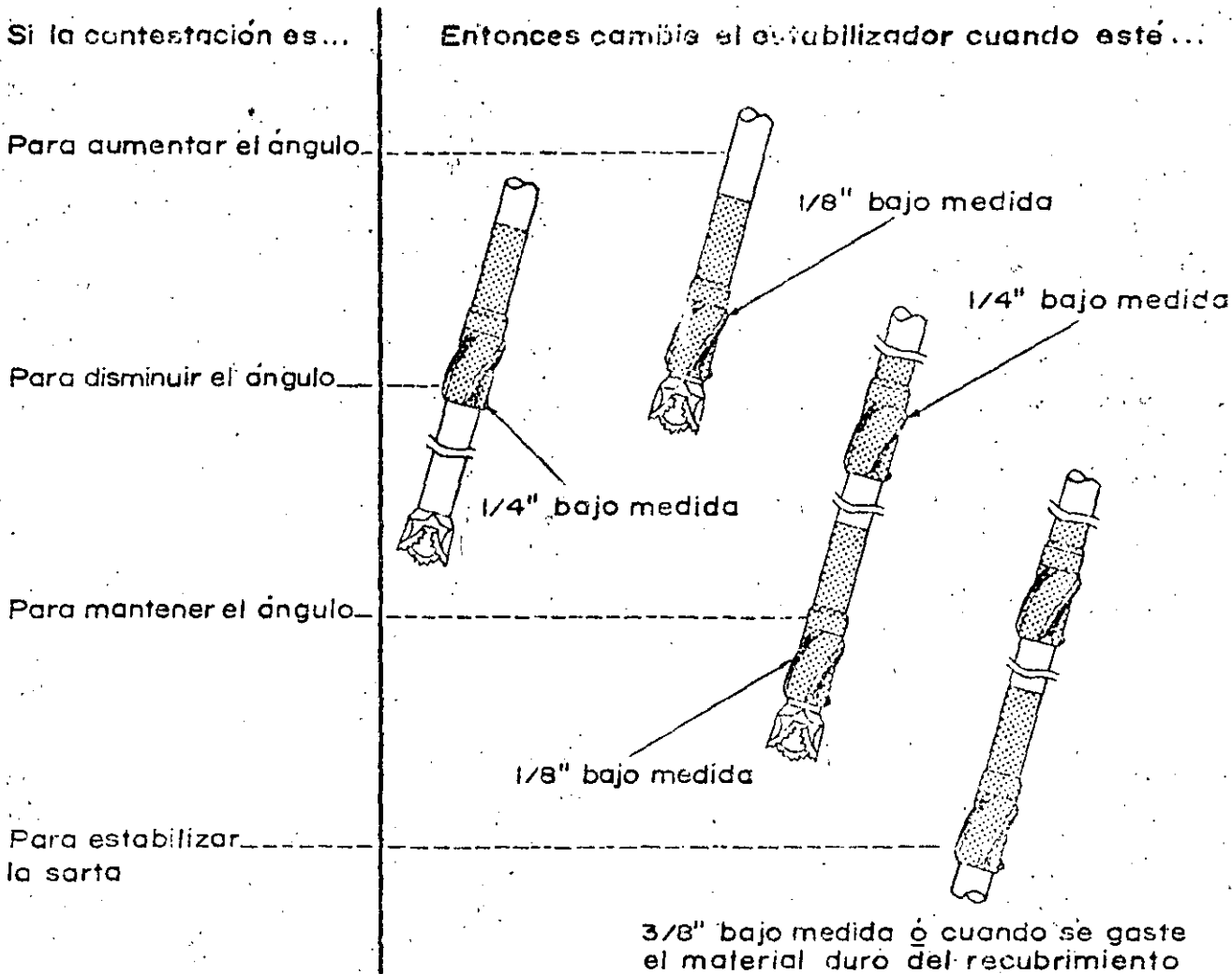
- 1.-Meter al fondo el aparejo anterior. Tome una desviación orientada para obtener el ángulo y dirección del pozo y la orientación de la herramienta desviadora.
- 2.-Gire la herramienta a la dirección deseada, tomando en consideración la torsión reactiva en la sarta. Póngale candado a la rotaria.
- 3.-Arranque la bomba y perfore la longitud del kelly. No gire la tubería al hacer conexión.
- 4.-Tome desviación orientada y reoriente la herramienta hasta que obtenga el ángulo y la dirección adecuadas.

Debido a la longitud de la herramienta, las lecturas obtenidas representan lecturas de 14 a 17 m. arriba de la barrena, por lo que se deben dar algunas consideraciones a futuras "patas de gallo" en ese intervalo.

Nota final. Cuando hay necesidad de desviar un agujero, guíese en la selección de una técnica por la experiencia local y la experiencia en el área. Después de todo, es difícil discutir con un éxito. Pero si no hay ninguna experiencia en el área, entonces use un motor operado con lodo. Hasta el día en que se escribió este artículo, el motor operado con lodo es probablemente la herramienta más positiva y con mayor éxito para desviar un agujero.

Al usar el estabilizador en la perforación direccional a veces se nos pregunta "¿Cuándo se debe cambiar ese estabilizador debido al desgaste?"

Aquí se dan unas guías generales. Primero, usted debe preguntar - ¿cual es la razón por la cual se usa el estabilizador en la sarta de perforación.



Concedido, también se deben tomar en consideración el echado de la formación, el peso sobre barrena, etc., al decidir cuando cambiar el estabilizador, pero las recomendaciones anteriores son una buena regla para empezar.

Proper application of directional

KEITH MILLHEIM
Amoco Production Co.
Tulsa

IN any drilling operation, the bit is forced by weight and rotation to cut a certain diameter hole. As the bit penetrates along the vertical axis, it also moves laterally. This movement can range from very small to a considerable displacement.

Looking down the well bore, this displacement is three-dimensional. Conventionally, this three-dimensional motion is represented in two distinct planes, inclination (vertical) and azimuth (horizontal).

Methods of building, dropping angle, and bit walk or turn are discussed here.

Techniques for inducing this change include mechanical, hydraulic, and others.

Material presented in this series was derived from the post analysis of over 70 wells from the U.S. and overseas, field tests, computer analysis, review of literature, and the experience gained from an active research effort in directional drilling and deviation control for the past 5 years.

Building or dropping angle. A number of papers summarizes certain theories of what causes the bit to deviate. These mainly allude to some type of formation effect and the interaction with the bit.

Field experience suggests that the bit will climb perpendicular to the strike updip for certain inclinations and downdip for the higher dip angles (60° or more).

In a very broad sense, this is true, especially when drilling with neutral-type drilling assemblies.

By definition, directional drilling is to cause the bit to deviate in a controlled manner. In many cases, target directions are downdip, parallel to strike, or angled in some direction that is not updip (Fig. 1). This is very common for onshore pad or offshore platform development.

Years of directional drilling and thousands of successfully controlled wells indicate that the well courses can be directed against strong faulting, high dips, and other severe formation effects. One of the more important features of directional control is that bottom-hole assemblies and well plans can be designed to offset

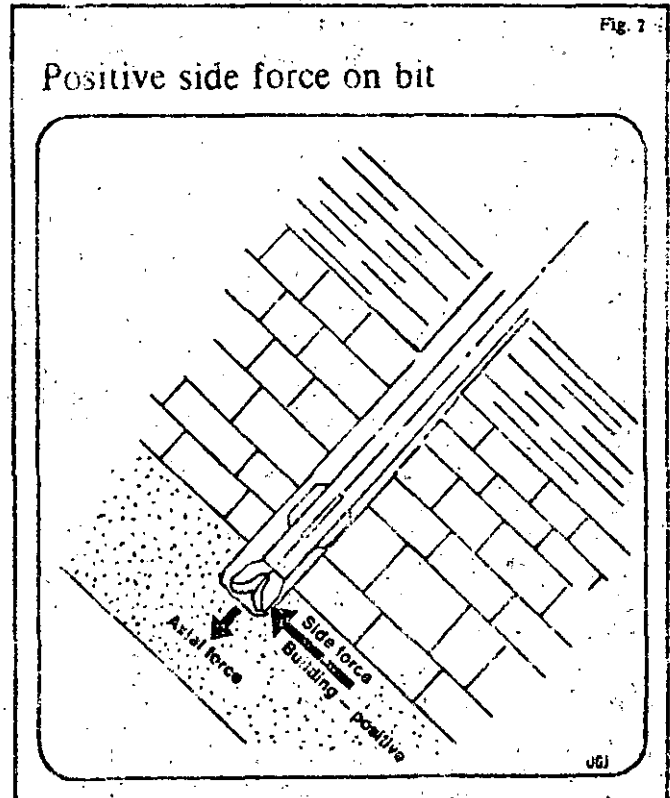
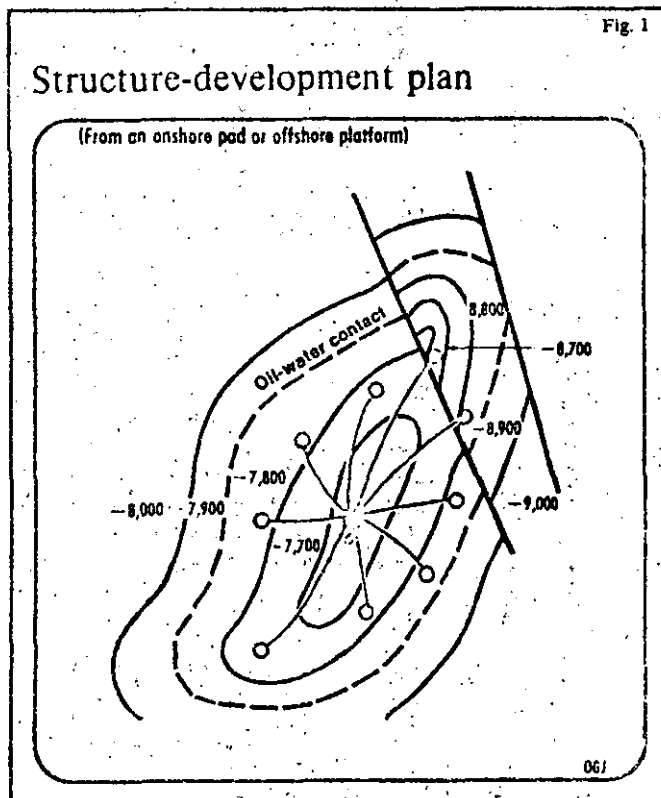
the most severe formation effects. This theorem can be further applied to drilling difficult vertical wells.

Successful directional drilling is understanding the forces caused by formation effects and either overpowering these influences or using them for control. The method of overpowering and directing the bit is the control of the rate of build and drop with the associated bit turn or walk.

Methods of causing the bit to build, drop, and turn can be classed into mechanical, hydraulic, and natural methods. Mechanical techniques include whipstocks, bottom-hole assemblies, and down-hole motors with bent subs or knuckle joints. The hydraulic method uses a jetting bit.

Natural means are associated with using given formation forces with certain bottom-hole assemblies to build, drop, and turn the bit.

Rate of inclination and direction change is a function of some of the parameters that affect penetration rate, such as weight on bit, rotary speed, bit type, hydraulics, and formation properties. Hole curvature also has a significant influence on direction and rate of build or drop.



tools key to success

Mechanical methods

All mechanical methods rely on causing an appropriate side force. To cause the bit to deviate from the z axis (neglecting hole-curvature effects), a side force must be imposed on the bit (Fig. 2)—a positive force to build angle, and a negative force to drop angle. Right-hand walk (clockwise) will be chosen as positive and a left-hand turn (counterclockwise) will be negative.

Whipstocks. The whipstock method to deviate a bit is the oldest technique and the most reliable if properly used; however, it is the most time-consuming method. A whipstock can be as simple as a kickoff sub on the end of a conductor pipe or casing, or it can be the more-sophisticated retrievable jetting whipstock. There are a number of variations, but all whipstocks work on the same principle—creating curvature. Successful use of a whipstock in today's drilling relies on knowing when to run a whipstock in relation to other mechanical or hydraulic devices.

Before continuing, it is helpful to establish some guidelines for forma-

tion effects. Fig. 3 outlines a relative hardness to drilling. This is only an approximation and there are exceptions, but a guide for relating the effects of bits, bottom-hole assemblies, hole curvature, and other items to formation hardness and type is required. Directional drilling and deviation-control practices vary according to the formation hardness. Hardnesses have been divided into five classes which will be used throughout this series.

In today's drilling, the whipstock is predominantly used for sidetracking out of casing or in open hole when jetting or running a mud motor fails. It is also used in certain geographical locations where it has been proven to be the most economical technique for altering well-bore trajectory.

Whipstocks have certain advantages and disadvantages. A careful examination of these factors can help in determining the relative economics and probability of success compared with other methods.

The whipstock's biggest advantage is that it provides controlled hole curvature at the onset, while distributing the side force over the length

of the whipstock body.

Drilling the pilot hole does nothing more than extend this curvature (Fig. 4).

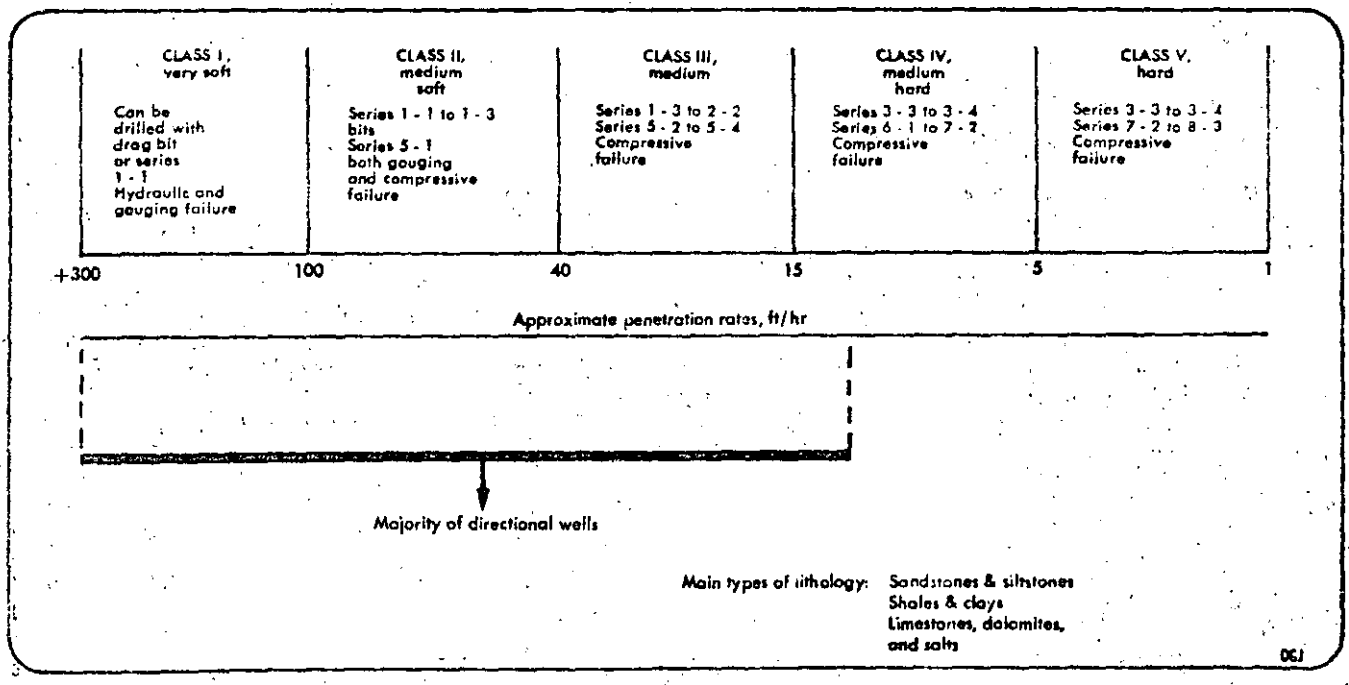
The side force transmitted to the bit is initially caused by the curvature of the whipstock. As the smaller pilot bit rotates down the whipstock wedge, a curved path is cut. As the bit nears the bottom of the wedge, the bit has superimposed its new small hole. The most critical part of running the whipstock is when the bit just exits the wedge.

Some curvature can be lost as the bit drills off the wedge and the side force reverses to negative because of the curvature (spring-back effect). This is especially troublesome when drilling very soft formations or trying to drill off a cement plug where there is existing hole below the kickoff. Whipstocks can be run at any depth for any hardness of rock; however, they are best suited for use in very soft and hard rock drilling where jetting and mud-motor deflecting techniques are found not effective.

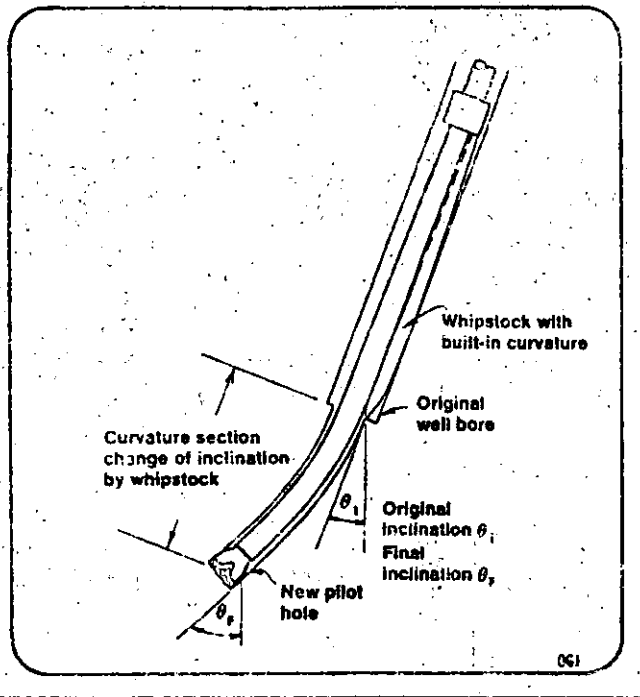
The main disadvantage of the whipstock is the need to drill the pilot hole and then trip out to change the

Fig. 3

Rock-hardness classifications

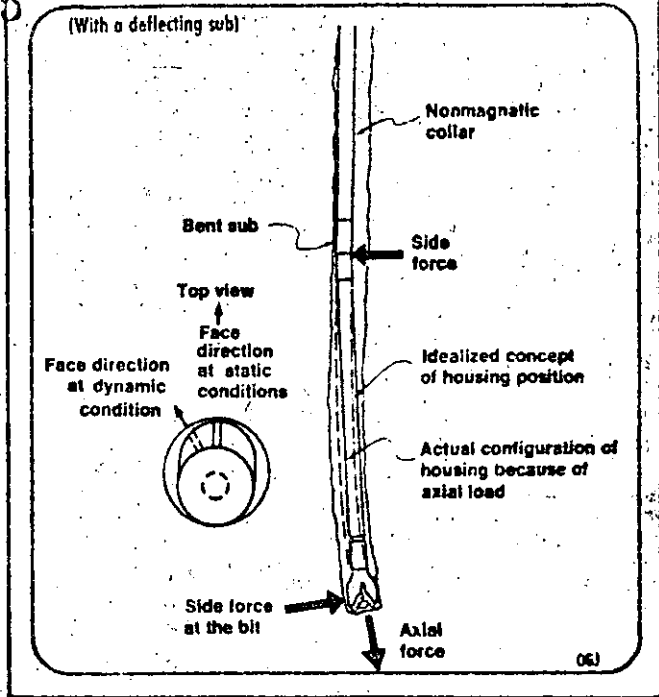


Bit deviation by whipstock



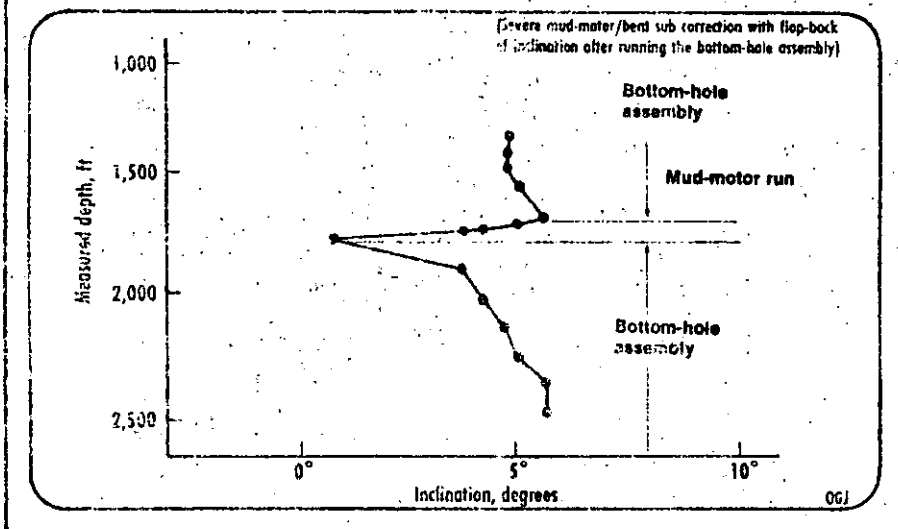
Down-hole motor

45



Bounce-back effect

Fig. 6



smaller bit to one of the well-bore diameter. Positioning the whipstock can be difficult if hole fill-up is a problem. The use of a jetting whipstock can be used in such situations.

Experience is an important factor when running the whipstock. Once the pin that permits drilling is sheared, correct weights and rotary speeds are necessary to insure proper pilot-hole extension.

After pulling the whipstock, reentry into the pilot hole and enlarging the hole to original size determine whether that run was a success or failure. This is especially true with very soft

formations. Excessive hydraulics or an assembly which is too stiff can remove all the trajectory change that was created.

Any situation that causes the toe of the whipstock to move can abort a run. This can occur when trying to run a whipstock off a semisubmersible or a drillship that has enough effective motion to pick up the toe after the pin has been sheared.

There is no doubt the whipstock is better applied when deviating from the total depth of a well than sidetracking somewhere above it. The exception is when whipstocking

through a slot in the casing. A complete treatment of the various sidetracking techniques is presented by W. S. Cagle, et al.¹

Down-hole mud motors. Most current practices rely on down-hole motors with a bent sub to make major trajectory changes. There are three general types of down-hole motors: the positive displacement mud motors, mud turbines, and electric motor. The latter is used often in Iron Curtain countries and is currently under development in the U.S.

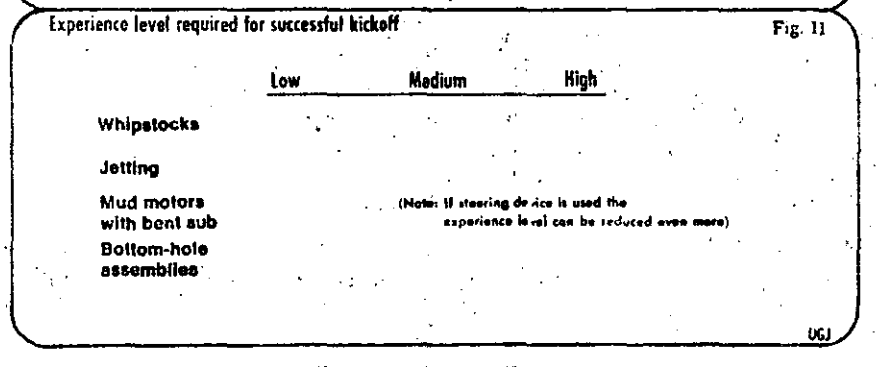
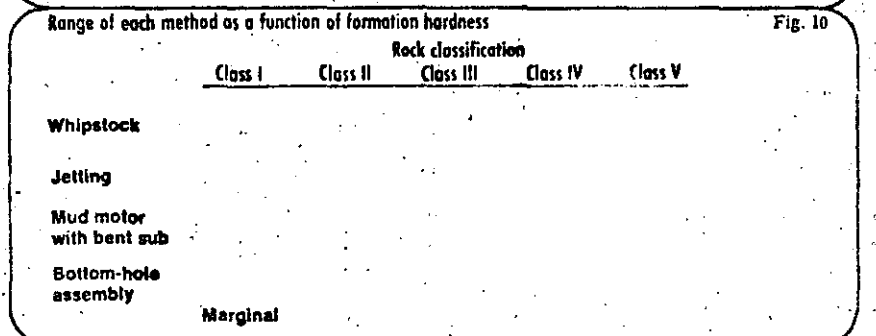
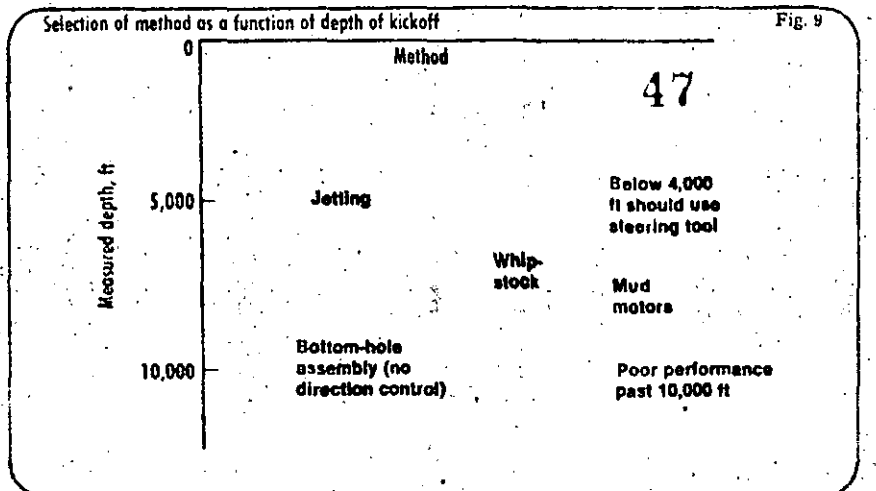
The down-hole motor requires some type of deflecting sub. The positive displacement motor can use either a bent sub above the motor housing or have the housing inclined (bent housing). Both the mud turbine and electric drills are restricted to using the bent sub. The design of each prohibits the manufacture of a bent housing.

Fig. 5 shows a down-hole motor with a deflecting sub. The principle of this arrangement is to supply a directed side force in the direction of the bent-sub facing. Bent-sub designs permit from near zero deflections to above $2\frac{1}{2}^\circ$.

The degree of the bent sub does not guarantee a certain inclination or direction change. There are cases when a $1\frac{1}{2}^\circ$ sub has caused an inclination change greater than $7^\circ/100$ ft and a $10^\circ/100$ -ft azimuth variation. In other cases, a $2\frac{1}{2}^\circ$ sub did not cause any change.

There are a number of reasons why

Summary of depth, hardness, experience



large corrections at higher inclinations is difficult and expensive.

When making any adjustment in the trajectory with a down-hole motor, an elongated arc is far superior to a short, high-rate correction. For example, if a 6° turn is required to hit a target, it is better to use a smaller bent sub and drill 200-300 ft than to use a drastic angle for 50-100 ft.

If the motor is forced into a moderate-to-severe hole curvature, control of the rate of course alteration is difficult. If possible, always select a slight curvature portion of the well course to make any corrections with a bent sub/motor arrangement.

Another feature of a down-hole motor is its torque reaction which is opposite to the rotation of the bit. At shallow depths and low inclinations, corrections for this twist of the motor

housing and some of the collars above can be estimated. The deeper the motor is run, the more the radial twist.

For example, a turn of the rotary table of 10° might only account for 3° at the bit. This effect can be magnified by hole curvature. Experience has shown that beyond 4,000 ft some type of surface-reading directional-survey tool should be used to orient the down-hole motor by taking into account the rotational torque of the bit. Any high-cost-per-day operations should use such a tool any time a course correction is considered.

Jetting

Another method of deviating the trajectory of a well bore is the use of a jetting bit. Water or mud is

sired trajectory change. The amount of inclination increase is related to the type of bottom-hole assembly used with the jetting bit.

Unlike the whipstock and down-hole motor with a bent sub, jetting is the most-approximate method of changing the trajectory. On any particular run, the large nozzle of the bit is oriented in the desired direction, and pumping is commenced. Ideally, a hole will be eroded in the direction of the large jet. In practice, this does not always occur. Erosion can be more on one side than on the other.

Hence, when forcing the bit forward, it may not follow the initial facing but that of the offset erosion. If this occurs, another point can be picked, the bit reoriented, and jetting resumed. This is one of the big advantages of jetting. If the first run fails, other attempts can be made until the desired direction and rate of inclination are obtained. If too much curvature is obtained, the bit can be used to ream out the change and a new run can be commenced.

Another advantage is that the bit can be used to drill ahead in an ordinary fashion after any jetting run. Fig. 7 is an example of a jetting run to kick off a well. Notice how the direction obtained was less than the facing. A simple vector analysis would show that in all three cases the bit changed the maximum angle for the given facing.

Jetting is the method most affected by formation hardness and type. Medium-soft sandstones are ideally suited for jetting. Very soft unconsolidated sands usually erode too much, making direction change difficult.

When this occurs, the pumping rate and pressure should be reduced. Long arcs of 20-30 ft are sometimes required in these circumstances. Conversely, a medium-soft sandstone might only require 5-10 ft.

In any situation, the jetting run should be long enough to insert and bury the lead stabilizer blades. The harder the formation, the longer the time to jet, requiring a shorter arc. This usually dictates the depth where jetting is economical.

There are two commercial bits designed especially for jetting. One is a two-cone bit with an extended jet replacing the other cone; the second is a conventional three-cone bit with a fourth large jet. Any conventional three-cone bit can be rigged for jetting. This is done by using a large jet, usually a 16/32-in. or larger, with two smaller jets. Final design is a function of hole size, pump capacity,

Keith Millheim is a senior research engineer for Amoco Production Co. in Tulsa where he works in the drilling mechanics group. He is responsible for research in directional drilling, deviation control, bits, and down-hole devices. He joined Amoco in 1975. Millheim received his BSc from Marietta College in 1963 and MSc in petroleum engineering from Oklahoma University in 1964. After graduation he worked for Continental as a production engineer in Billings, Mont., and a research engineer in Ponca City, Okla. Between 1968 and 1973 he was a consultant in Australia. In 1974, he returned to the U.S. and went to work for CER Geonuclear as the lead engineer on the industry-government massive hydraulic fracturing project.



Keith Millheim

ical tendencies are well known.

When the geology of a certain area is known and the formation tendencies and strengths understood, it is sometimes possible to design the bottom-hole assemblies and position the surface location (in the case of land wells) to follow the geology to the targets without the use of mechanical or hydraulic methods. This technique will be discussed in a later installment on bottom-hole assemblies.

Before considering any of the methods of changing the well-bore path, a simple check should be made of the various items. Figs. 9-11 summarize the effect of depth, formation hardness, and experience of the directional driller.

A checklist for each is presented in Fig. 12. The example cited by Fig. 12 is for a kickoff in a directional well. Methods that seem practical for each item are checked. At the end, everything is summed and a decision made.

In this example, either jetting or a positive displacement mud motor could be used; however, the experience factor favors a mud motor rather than jetting. The shallow depth and the good condition of the rotary table suggest a bottom-hole steering tool is not necessary.

Direct economics should not be the only governing factor. The probability of success of the trajectory change and the influence on the next drilling operation should also be weighed. Once a decision is made, the entire operation should be recorded for use in planning future trajectory changes.

Reference

E. Cagle, W. S. Brock, K. Dillard, F. H. Casing Sidetracks Made Easy. Petroleum Engineer, September 1976.

(To determine method of making trajectory corrections)

Item	Value or rating per item	Check if for more-favorable items					Special notes
		Mud-motor * pd	Mud-motor IT	Jetting	Whipstock	Only BHA	
Depth of correction	1,725' (md)	✓	✓	✓			
Hardness of formation	Class II med soft	✓	✓	✓			
Experience of operator	Nil	✓					Just off of training program
Rig hydraulics	Low 400 gpm at 1,800 psi	✓					
Rotary table condition (positioning control)	Good	✓	✓	✓			Just had fixed
Hole fill-up problems	None	✓	✓	✓			
Relative trend of geology to direction of well	Unknown						
Inclination at depth of correction or kickoff	3°	✓	✓	✓			
Accuracy of rig instrumentation (WOB, RS, torque)	Not good			✓			Bad weight recorder
Experience in area kicking off	Pd motor used OK jetted satisfactory	✓		✓			Different directional co. jetted
Possibility of getting stuck, losing circulation, or taking a kick	Differential sticking is a problem			✓			Stuck once running motor at 1,200 ft
Totals		8	5	8			

*Pd — positive displacement type
IT — turbine type
First choice pd mud motor
Second choice jetting

06J

formation hardness expected, and desired bit cleaning while drilling.

One of the difficulties in land-based operations is the lack of pumping capacity. In this case, sometimes a fine balance is required. If the bigger jet is too large, inadequate bit cleaning may occur when drilling gumbo-type shales, thus causing balling. If the jet size is reduced for more equal cleaning, the jetting action is greatly reduced. This need not be a problem if jetting is anticipated. Either contract specifications requiring adequate pumps or judicial rig selection can help increase the odds for successful jetting.

Operationally, jetting is most successful when preplanning is conducted. Usually, logs, geologists, and drilling logs will provide clues for possible jetting points. If records are kept while jetting, the economics and improvement of jetting can easily be determined. Fig. 8 is an example of such a form.

er methods

Whipstocks, down-hole motors, and jetting are explicit methods of changing the trajectory of the well bore. There are a number of other methods that should be mentioned.

The use of these is not as common and usually requires strong experience where the proposed drilling is to take place.

The use of special curved or inclined conductor pipe is a one-time method for kicking and initiating the direction of the bit. Best application of this technique is when high inclinations are sought and when considering a high density of wells from a platform.

When the conductors are driven, they have the advantage of spreading out, thus relieving the congestion under the platform. With proper preplanning, the conductors can be directed to provide the necessary lead to hit a given target.

Another method to kick or direct the bit is to use a bottom-hole assembly in conjunction with a down-hole telemetry system or by taking frequent directional surveys. By following the oscillation of the well course with the surveys, the bit can sometimes be kicked to the desired trajectory.

This technique is usually applicable when kicking from low inclinations (below 3°); also, a weight-responsive bottom-hole assembly must be used. This is a good technique when drilling low-departure wells where the geolog-

Here are basics of bottom-hole assembly mechanics

KEITH MILLHEIM
Amoco Production Co.
Tulsa

CURRENT drilling practices rely on bottom-hole assembly configurations for the major portion of well-trajectory control. Except for corrective devices or methods cited in Part 2 (OGJ, Nov. 20, p. 156), bottom-hole assemblies of some type are used to drill every well.

In pre-1960's drilling, the common straight-hole assembly configurations were the single stabilizer pendulum type, normal and large collars with no stabilizers, and square-collar arrangements.

Since the 1960's, the packed-hole assembly (multistabilizer configuration) has become more prevalent, replacing the other types in many areas.

Directional drilling continued to

flourish as offshore development increased both in the Gulf of Mexico and offshore California. Bottom-hole assemblies used by the directional driller were trade secrets.

Each had his "special" assembly that would work better than a competitor.

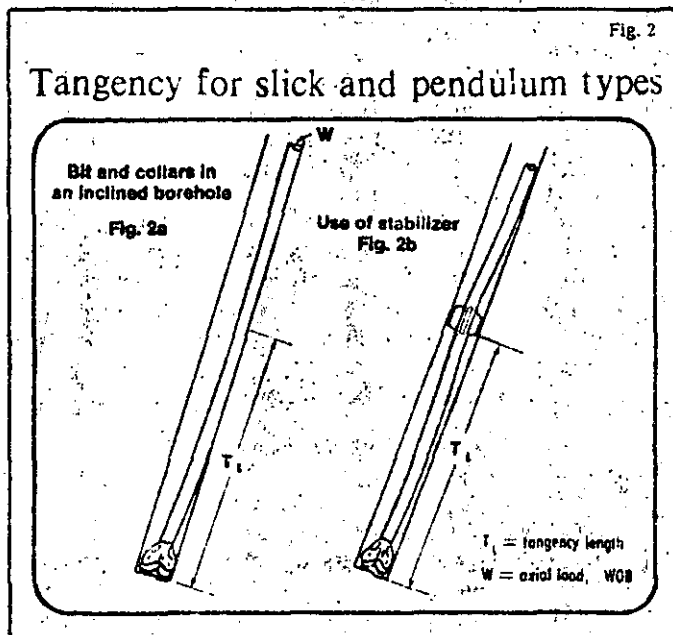
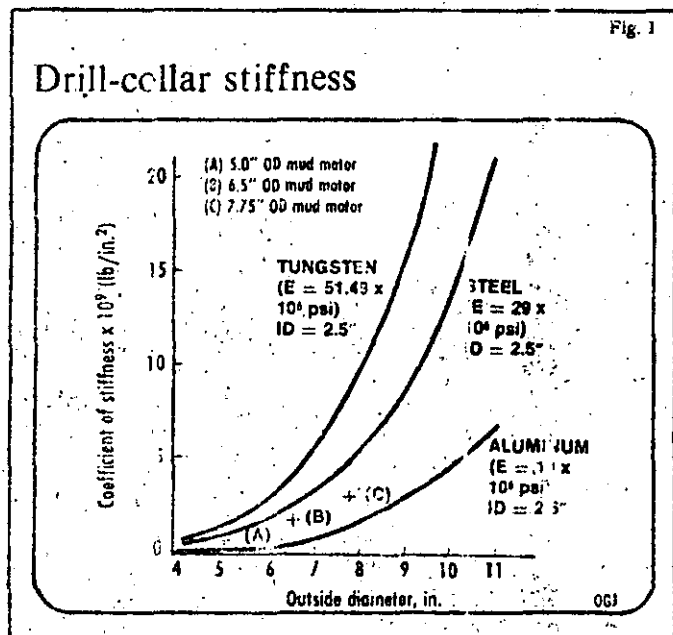
Not until the mid-1970's was there a concentrated effort to decipher the basics of multistabilizer behavior. It was found that both straight and directional bottom-hole assemblies (BHA) could be analyzed by computer programs. These programs could represent the complex mechanics of a BHA and analyze the results of straight and directional wells that had been drilled.

This installment of this series presents the basics of bottom-hole assembly mechanics. Later installments will cover the ideal behavior of vari-

ous bottom-hole assemblies, and discuss differences between field and ideal performance.

Key basic rules to remember in selection and use of bottom-hole assemblies include:

- Always know the dimensions and elastic properties of every component in the string, especially the bottom 300 ft. The closer to the bit, the more important the influence.
- The only way to input a sizable negative side force to the bit is to use a pendulum-type assembly.
- The maximum side force at the bit that can be achieved at any one inclination is approximately proportional to half the weight of the assembly below the tangency point.
- As the axial weight-on-bit increases, the tangency length decreases when no stabilizers are used. This causes a reduction in the pendu-



Control techniques for medium-soft and medium formations

KEITH MILLHEIM
Amoco Production Co.
Tulsa

MEDIUM-SOFT to medium-class rocks comprise the majority of hardnesses experienced in directional drilling and most straight holes to depths of 10,000 ft. Structural influences of dip and strike on the trajectory are the most severe compared with the Class I, IV, and V rocks.

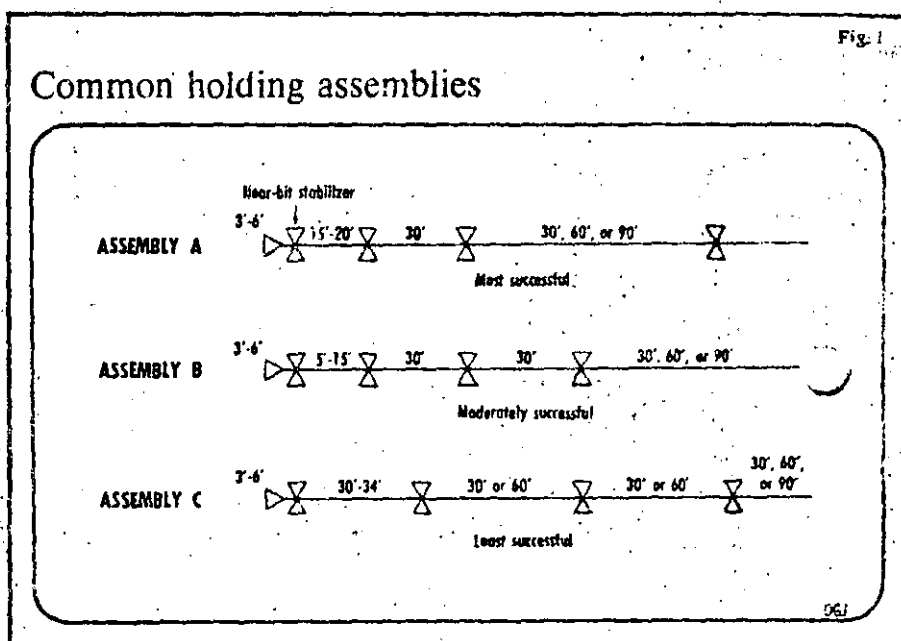
Hydraulic effects range from significant to nil as the formation hardness increases. The erosional effects of the hydraulics on the softer rocks (Class II) cause the same loss of contact cited for the very soft rocks (Class I).

The big difference is that the erosional washing of the well bore decreases as the hardness increases (Class II-Class III) and at some point it completely ceases. Where this transition occurs is still unknown.

Rock-bit selection has a significant influence on bottom-hole assembly response. While a series 1-1 bit would be used for drilling very soft formations, series 1-1 to 2-3 and 5-1 to 6-2 might be used for the medium-soft to medium-hard formations.

Class I drilling relies mainly on hydraulics and gouging. Class II to III drilling consists of gouging and compressive failure. Cone offset, tooth design, and length all have an influence on how much a bit will cut sideways for a given side force. Loss of gauge and tooth dulling can cause the bit's side-force response to change with time.

Direction or azimuth variation is the most severe for Classes II and III rocks. The right-hand walking tendency while drilling Classes II and III rocks is much greater than for the other classes. If the threshold force



of the rock being drilled is not exceeded, a different response is observed. Threshold of the rock is the weight-on-bit necessary to cause compressive failure. Below this value, the bit grinds.

Bit walk can be anything from a slight left-right meandering to a stronger left-hand tendency. Very seldom does a strong right-hand walk occur in this situation.

The exact reasons for this behavior are not entirely known. Bit type and structural position of the well seem to have a nominal influence. Once the threshold force is exceeded, geology influences the bit direction and rate of inclination. Threshold values for Class II to III rocks range from a few hundred to more than 2,000 lb.

Building assemblies. Assemblies 1 through 9 (Fig. 1, Part 5, OGI, Jan. 1, p. 59) are very responsive when drill-

ing Classes II and III hardness rocks. High rates of build can be achieved with assemblies 1 and 2. Assemblies 3, 4, and 5 are used as a moderate building assembly. Assemblies 6 through 9 are used for low rates of build (less than 1°/100 ft).

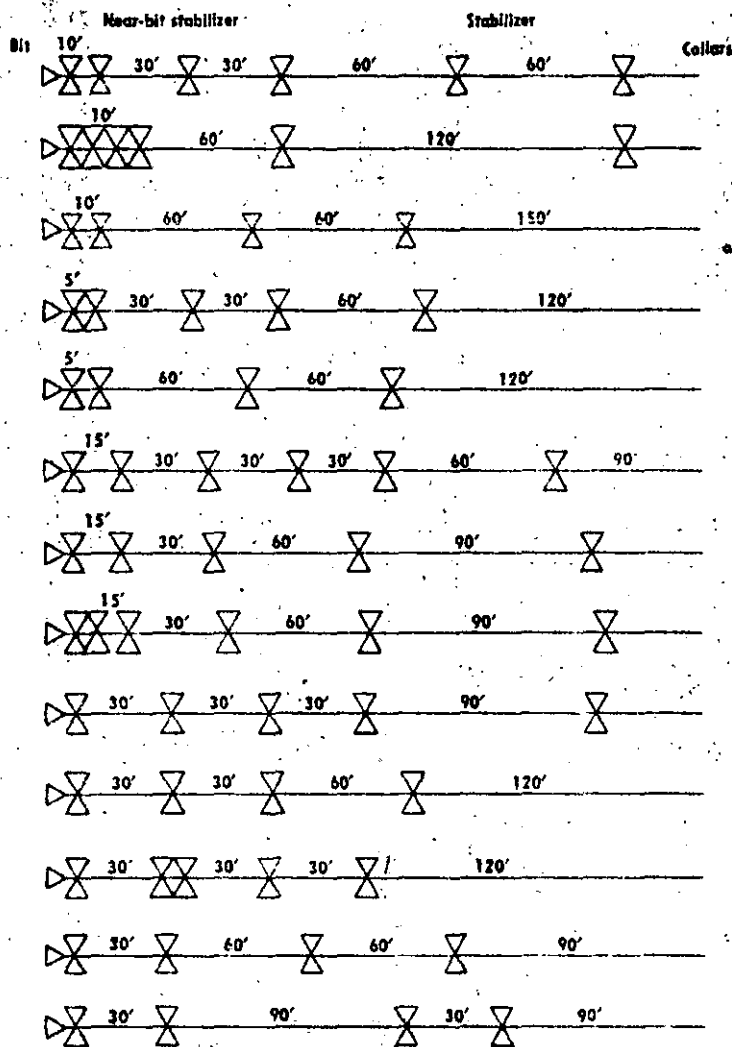
Most of the time, assemblies 1 and 2 build angle as predicted. Rate of build that can be achieved ranges between 1° and 5°/100 ft, depending on the bit type; hardness, lithology, and exact assembly configuration.

Alternating formations respond differently from the massive homogeneous types such as some limestones, dolomites, sandstones, and salts. Lithology change is not as important as the hardness variation.

If the bit is in a different class of hardness from the stabilizer(s), departure from the existing curvature can occur. This is the main reason

Fig. 2

Straight, directional-hole holding assemblies



When strong geological influences occur, certain practices must be used. Decision depends on the type of geological influence, including:

1. Dip and strike severity (beds dip over 15°).
2. Variation of lithology type.
3. Variation of formation hardness (especially abrupt changes).
4. Faulting (influences when fault causes transition into different hardness formation).

Many areas in the U.S. and Canada have some or all of these geological factors. Areas with large sections of Class II and III rocks can be troublesome from the standpoint of hole stability. Both chemical and mechanical hole erosion can cause fill-up, tight holes, stuck pipe, and other problems.

Efforts to minimize such hole problems depend upon using the proper fluid chemistry and hydraulics program, and designing the bottom-hole assembly such that no excessive mechanical erosion occurs in the well bore. Well-bore enlargement also depends on the type of stabilizer used; i.e., straight blade, spiral, or reamer.

A good practice is to run the minimum number of stabilizers necessary to accomplish the desired task. If differential sticking is a problem and additional stabilizers are required to prevent it, they should be undergauge. A better approach is to use heavy-weight drill pipe.

One of the common debates is whether a packed-hole assembly is better than a pendulum-type assembly to hold angle when drilling straight holes. When drilling Class II and III hardness rocks, a pendulum approach is superior in a geologically complex area. The only exception to this is when there is a strong probability of running a multistabilizer hookup later in the well. This situation can be covered by running one or two stabilizers behind the lead stabilizer on the pendulum assembly (for example, bit, 60 ft of collars, stabilizer, 30 ft collar, stabilizer, 30 ft collar, stabilizer, and remaining collars).

Sometimes it is not expected to run multistabilizer assemblies but for some reason it is necessary to change to a multistabilizer configuration. If this situation occurs, these questions should be asked:

- Is the hole enlarged (excessive cuttings)?
- Are the drilled solids high?
- Is there evidence of severe hole curvature (doglegs)?
- Is there fill-up between trips or connections?
- Is there pipe drag on trips or connections?

why no adjustments to rotary speed or weight-on-bit should be made near a major drilling break. Such changes should be planned for a section that drills at a constant penetration rate.

The single stabilizer building-assembly (No. 5) response to lithology and hardness variation is less than the multistabilizer configurations. Bit walk is more left-hand than right with this assembly, especially when rates of build are high.

The multistabilizer assemblies are all more by formation changes. Bit tendency is difficult to predict because of the higher influence of the formation. Both left and right-hand walks are equally possible.

Assemblies 6-8 are good for building inclination at rates of less than 1°/100. At higher inclinations and with certain collar diameters, these assem-

blies will have a slight dropping tendency. Assemblies 6 and 8 are especially suited for low-departure directional wells where a simple build through target is used.

Holding assemblies. Holding angle in Class II and III rocks is extremely difficult in straight wells in areas of strong geological variation, and in directional wells.

Straight-hole drilling. Holding angle in a straight hole with a multistabilizer assembly is the most common method of deviation control in Class II and III hardness formations. Some operators prefer square collar assemblies and some still use the single stabilizer pendulum assembly.

When dips are flat and lithology and formation variation are small, any of the three techniques can be used to maintain a small inclination.

The author

Keith Millheim is a senior research engineer for Amoco Production Co. in Tulsa where he works in the Drilling Mechanics group. He is responsible for research in directional drilling, deviation control, bits, and down-hole devices. He joined Amoco in 1975. Millheim received his BSc from Marietta College

in 1963 and MSc in petroleum engineering from Oklahoma University in 1964. After graduation he worked for Continental as a production engineer in Billings, Mont., and a research engineer in Ponca City, Okla. Between 1968 and 1973 he was a consultant in Australia. In 1974, he returned to the U.S. and went to work for CER Geonuclear as the lead engineer on the industry-government massive hydraulic fracturing project.



Keith Millheim

60

ways. The first is by analyzing nearby wells that had dropping assemblies used.

The second is to use a bottom-hole assembly computer program that is capable of simulating bottom-hole assembly behavior under various conditions.

If neither is available, use the normal penetration rate as a guide. If the normal penetration rate is below 30 ft/hr and the inclination is below 10°, long response lengths are very possible. This means it might take 300-500 ft just to turn a building curvature to where it starts to drop.

On many occasions a pendulum assembly will be inserted into a well to drop inclination. Instead, it continues to build angle. The assembly is then pulled in fear that the dropping assembly will not work. A better guide is to monitor the hole curvature, i.e., the derivative of the inclination vs. depth plot.

If the curvature value decreases with depth, the pendulum effect is working. Once the derivative becomes constant, it is doubtful that drop will continue.

What happens if the dropping assembly is too sluggish and will not start the well bore dropping? The installment on ideal single stabilizer performance (OGJ, Dec. 13, 1978, p.

52) indicated the maximum side force is at zero weight-on-bit.

That is not a practical solution. However, field experience has shown that reducing the weight-on-bit 50% of the current value is one way of changing the existing hole curvature.

For example, assume a well is drilling at 12° inclination and it is desired to drop angle back to 8°. A 60-ft pendulum is run. Weight-on-bit is 40,000 lb. The hole trajectory is not dropping but still continues to slowly build angle.

Once it is obvious that the assembly is not giving the desired response, the weight-on-bit is reduced to 15,000 lb. If, after drilling 120-300 ft, no drop tendency is observed, it is doubtful that the trajectory can be forced to drop angle without running a mud motor.

There is a maximum negative side force that any given configuration can generate. If the formation dip and rock hardness are too severe or the hole diameter and inclination are too small, it might be impossible to drop angle.

This doesn't mean that every well must face an intolerable angle buildup or not be able to drop angle. There are a number of things that can be tried:

1. A bigger well-bore diameter can be drilled. Thus, larger and stiffer collars can be run.

2. An effort can be made to point the well downdip (for angles less than 45°). Build response to wells heading downdip are very sluggish. This is a good technique for fighting strong geological effects when a small well bore is mandatory.

3. Try to pick softer formations to start the drop.

4. Attempt to use maximum hydraulics to cause low-side well-bore erosion.

5. If possible, monitor inclination closely (every 30 ft) with some type of telemetry inclinometer. When the angle starts to build, pull up 30-60 ft and ream slowly back to bottom. This is an effective way to prevent rapid angle buildup in straight and low-departure directional wells.

In directional wells with inclinations greater than 12-15° in Class II and III hardness formations, a drop can usually be started. The higher the inclination, the greater the response. At the greater inclinations, 40° or more, the same caution needed for dropping angle in Class I rocks should be observed for all Class II and some Class III hardnesses.

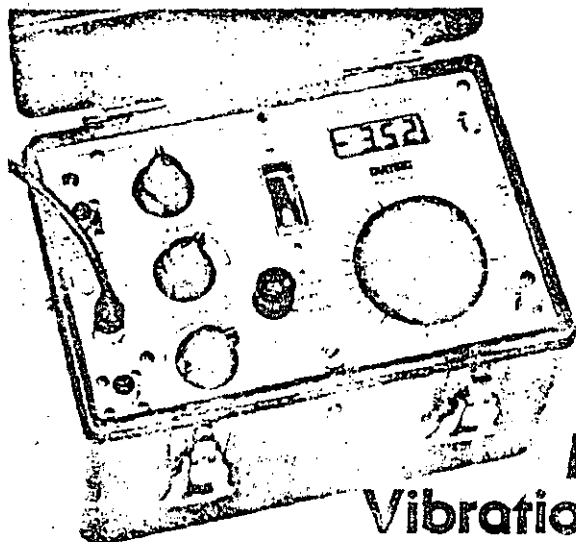
When wanting to drop angle, always try to start with a new bit. This insures maximum side cutting. END

the higher the resistance to drop except for certain critical dip and strike combinations.

The larger the hole diameter, the larger the collar diameter that can be run.

Magnitude of inclination also is important. The higher the inclination, the better the drop response.

How can an assembly response be determined? There are two basic



Machinery Vibration?

Don't just
measure it;
Analyze
it!

M742 Vibration Analyzer

Here's a full-fledged tuneable-filter vibration analyzer that's perfect for tracking down and pinpointing the causes of machinery vibrations...even when vibration peaks are almost on top of one another...from 200 to 310,000 cpm.

Completely portable, it can be used with a variety of transducer types—velocity pickups, accelerometers or displacement pickups (Eddy Probes). A bright, 3½ digit liquid crystal display provides clear readings even in direct sunlight with readouts

available in terms of acceleration (g's), velocity (in./sec.) or displacement (mils).

The M742 offers an affordable starting point for a complete preventive maintenance and trouble-shooting program. It's applicable to every type of rotating or reciprocal machine, piping system, pumps and other industrial equipment. Although it's easy to use and built for tough use, it has all the basic capabilities of costly, complex analyzers. Send for the facts today.



Hard-formation directional drilling calls for special care

KEITH MILLHEIM
Amoco Production Co.
Tulsa

BOTTOM-HOLE assembly practices for hard-rock drilling are much different from Class I, II, and III formations. The major reason for the difference is the resistance of the harder formations to bit and stabilizer side cutting.

Instead of the formation eroding and enlarging the well bore, the sides of the bit and stabilizers wear. Gauge problems are significant and must always be considered.

Geological effects bother the assembly and bit less than when drilling Class II or III hardness formations. Fortunately, most hard-rock drilling occurs where the rig can be placed over the target. Very few directional wells are drilled in hard rocks compared with the other classes. Nevertheless, trajectory control is still feasible in hard-rock drilling if the peculiarities are understood and certain practices followed.

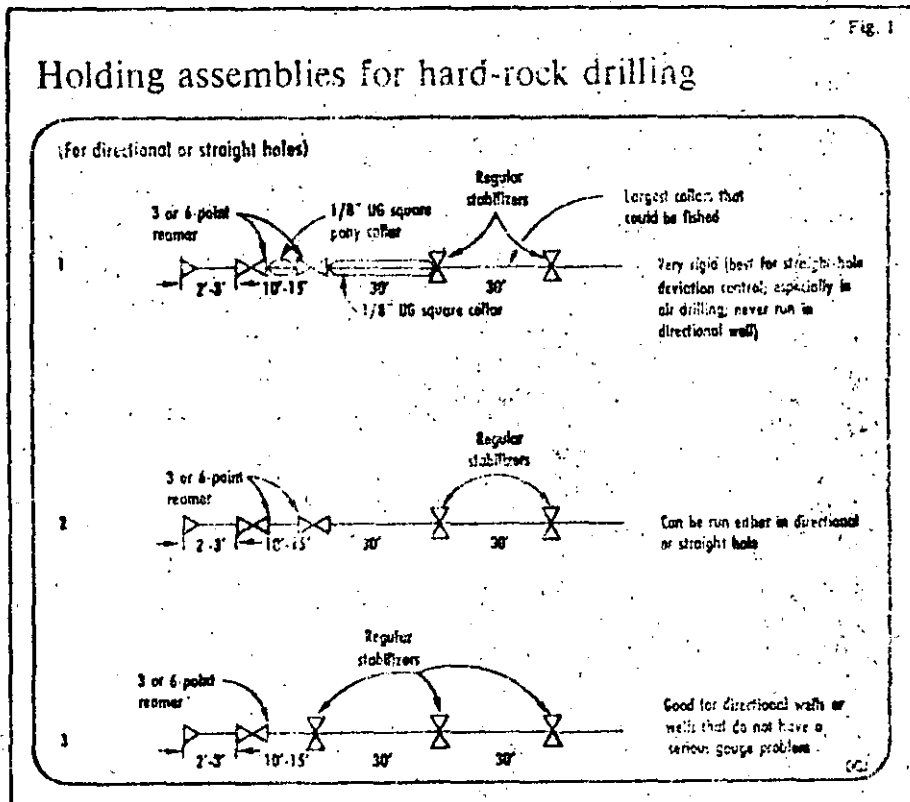
Building assemblies. When building angle with one of the building assemblies, the rates of build should be kept lower than $2^\circ/100$ ft. Optimum is between 0.5° to $1.25^\circ/100$ ft.

If the bits are losing gauge when using a bladed stabilizer, three or six-point reamers should be used. Reamers will generally cut enough to slightly enlarge the well bore. This enlargement relieves the side force to the bit and causes the rate of build to reduce.

It is better to have a slow curvature buildup, rather than an abrupt one because doglegs or curvature that can be tolerated in softer rocks are disastrous while drilling hard rocks.

Sometimes a formation is too hard to yield to the cutting action of the stabilizers or reamers. A multistabilizer assembly might be forced by such a point while tripping in the

Holding assemblies for hard-rock drilling



hole. When pulling the pipe up, this same dogleg can catch one of the stabilizers or collars and stick the bottom-hole assembly.

This is especially prevalent following a mud-motor kickoff where the angle buildup is higher than $2^\circ/100$ ft. When kicking off, it is better to make long gentle arcs than short severe ones. Diamond bits are sometimes better for deep kickoffs. If the formation is suited for diamond drilling, a smooth constant kickoff over 200-300 ft is better for a number of reasons:

1. Only one trip is required compared with two or three for a steel-tooth bit.
2. Risks of spinning cones off and loosening junk in the hole are higher when using a conventional bit.
3. The long diamond run usually

makes smoother curvature which makes it easier to follow with a multistabilizer build assembly.

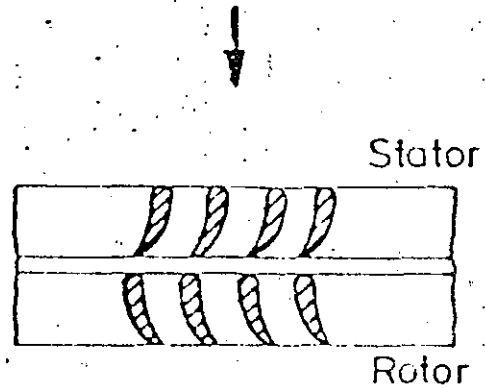
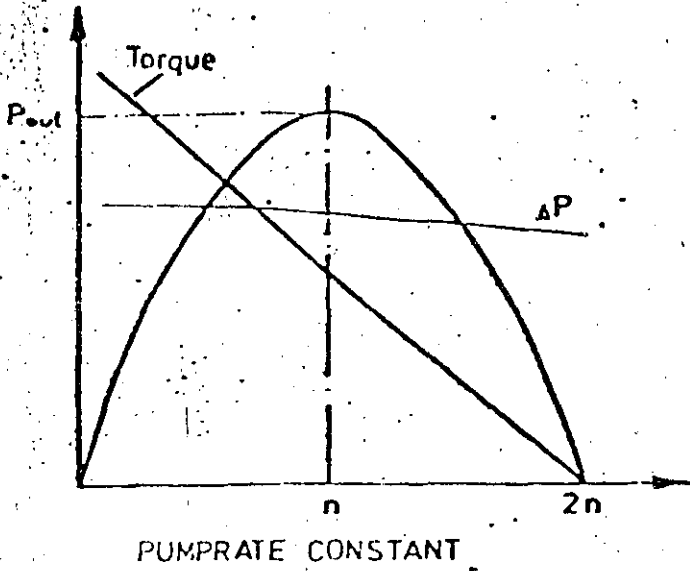
Patience during the kickoff phase will help avoid trouble when running the next assembly.

When continuing after a kickoff with one of the building assemblies, it is better to use steel-tooth bits rather than insert types until desired build is obtained. The need to change assemblies to tune the rate of build might require short bit runs. It is better to trip in and drill with less expensive bits in this circumstance.

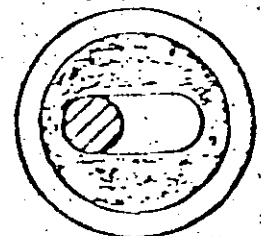
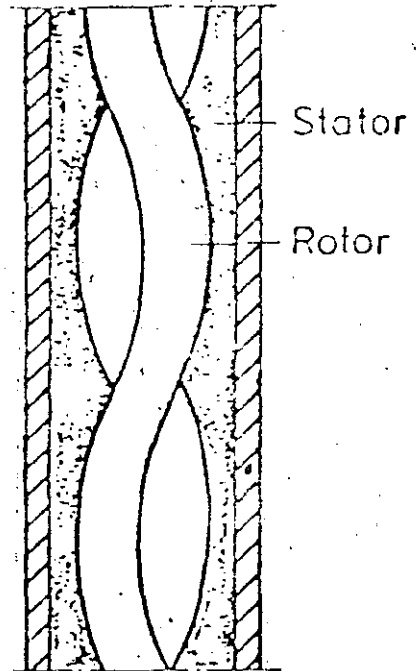
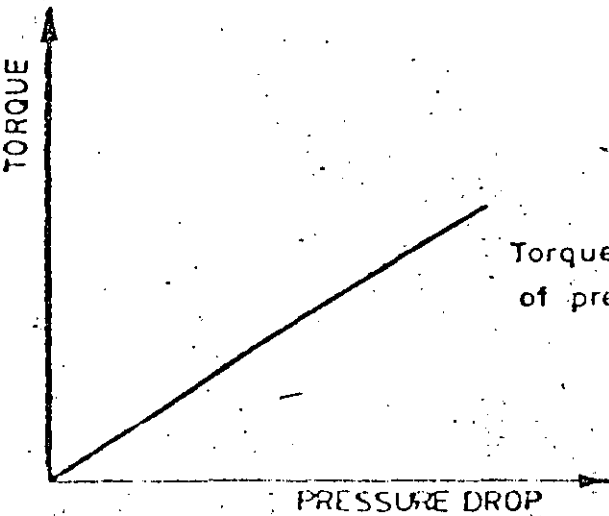
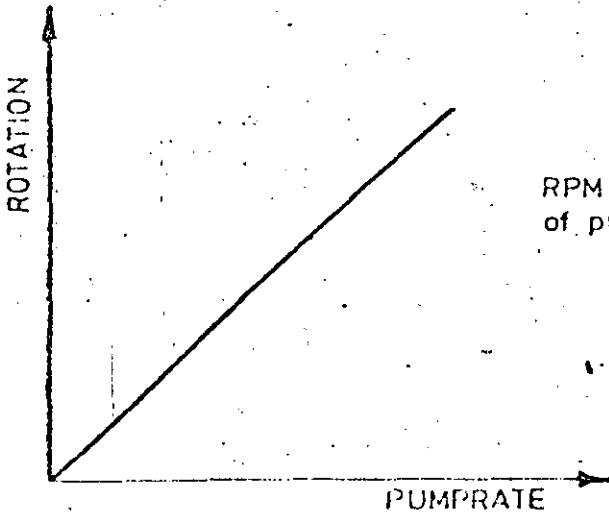
Once curvature is obtained, insert bits can be used. If a kickoff in a well is deep where trip time is significant, the economics of running insert bits should be closely evaluated.

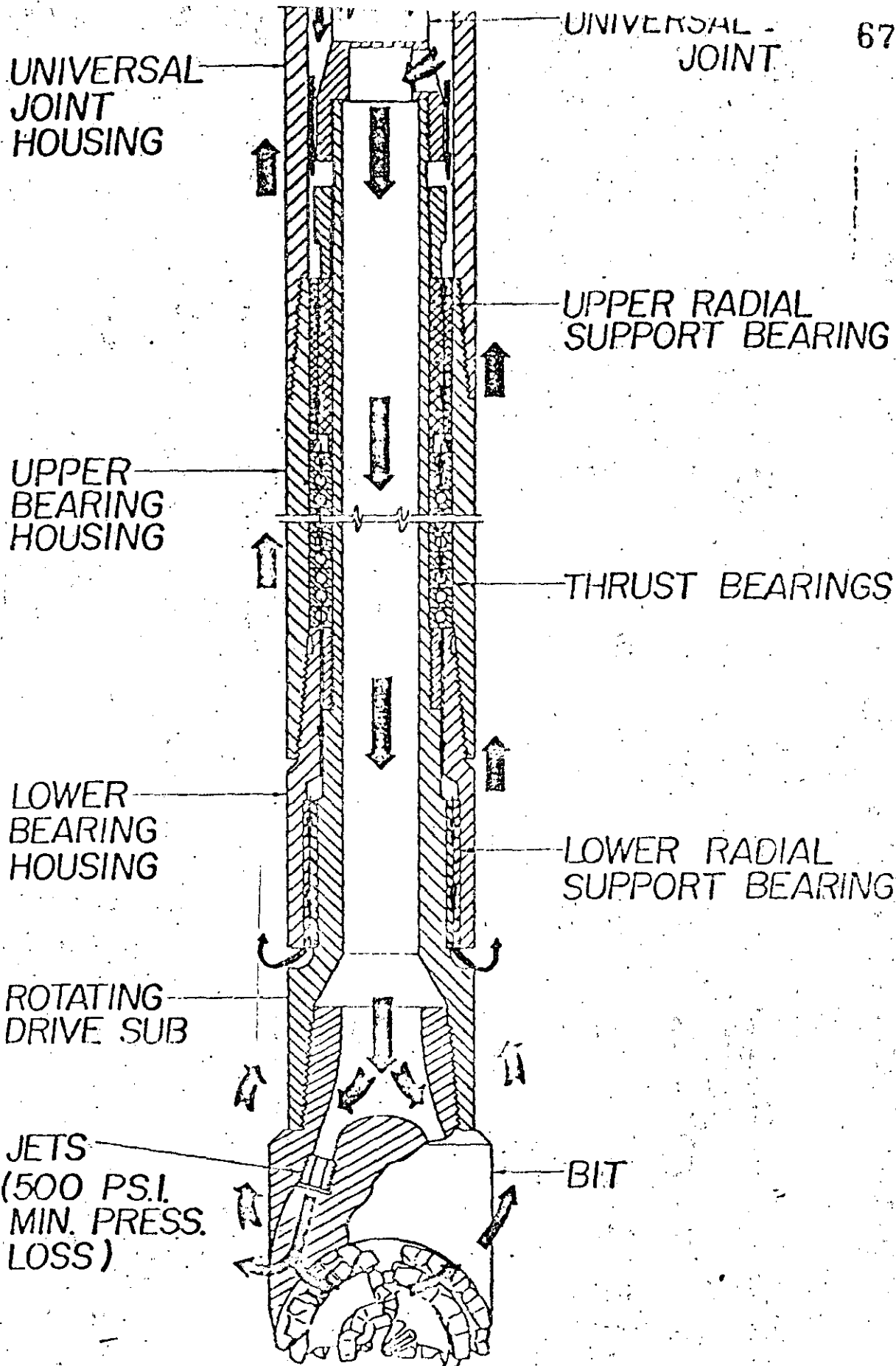
Which is better, single or multiple

TURBINE

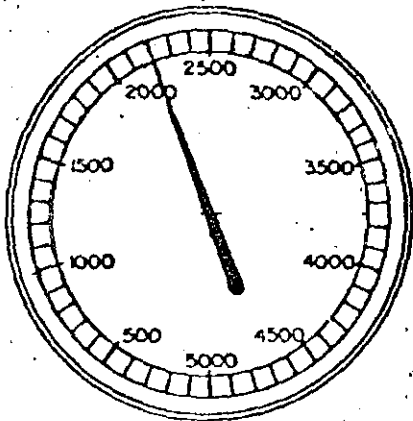


MOINEAU - MOTOR

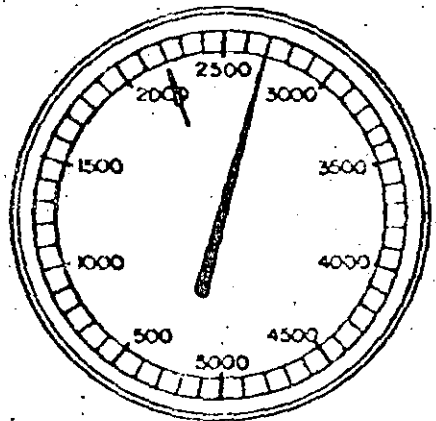




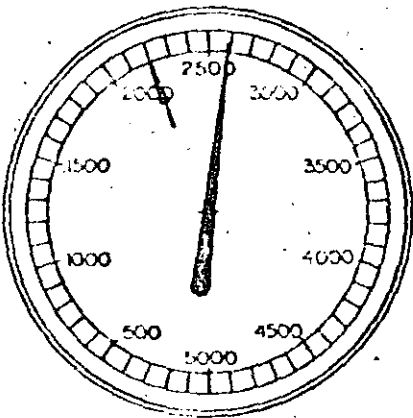
BEARING ASSEMBLY



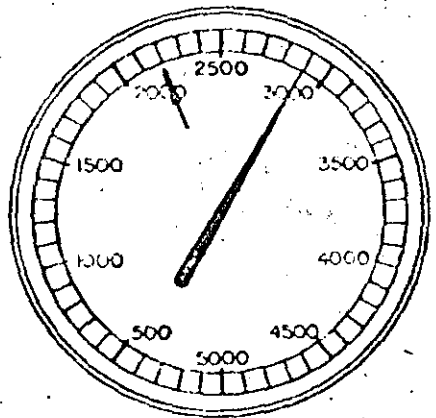
OFF BOTTOM



ON BOTTOM DRILLING

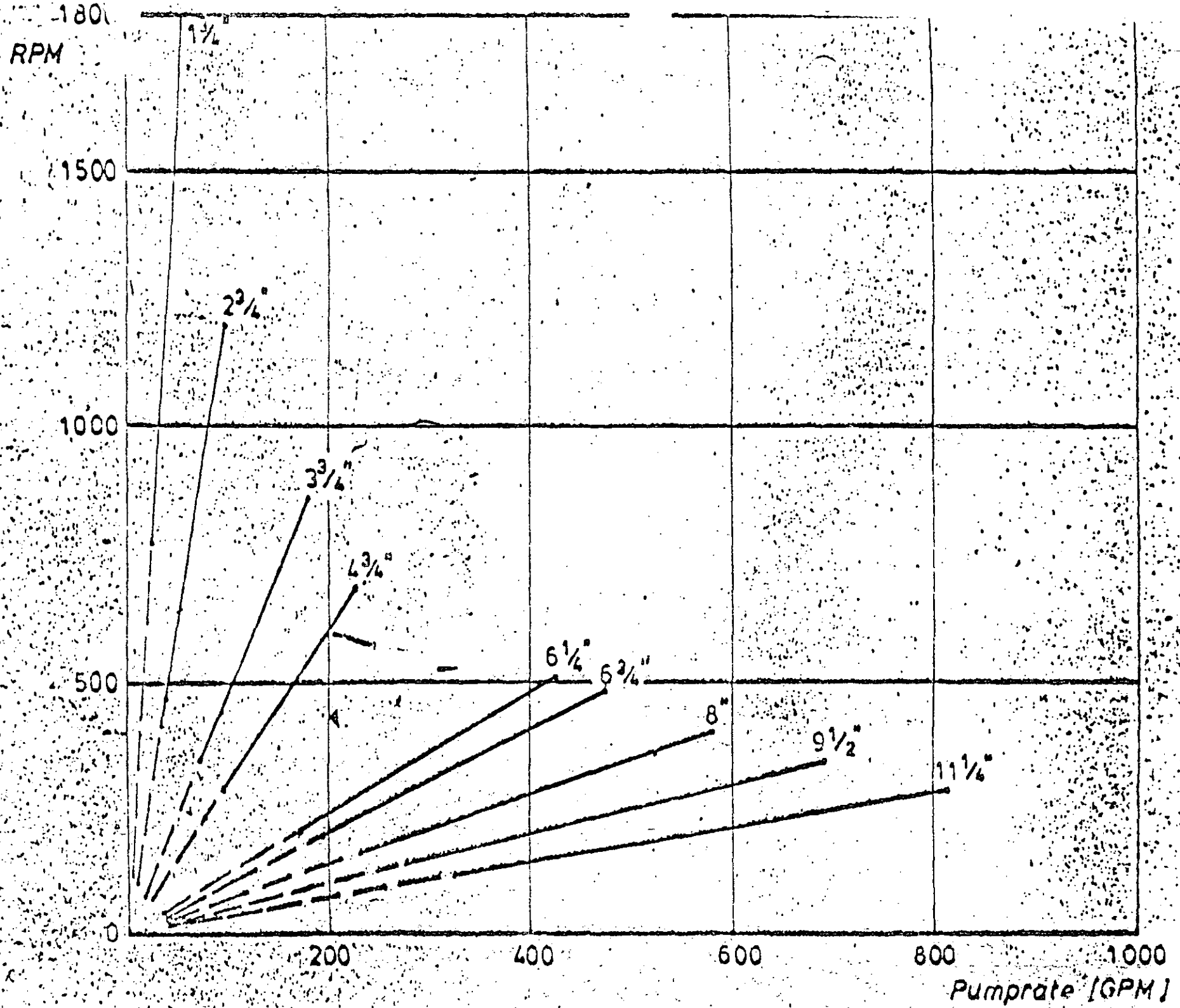


DRILLED OFF



STALLED OUT

NAVI-DRILL OPERATING PARAMETER



NAVI-DRILL OPERATING DATA

TOOL SIZE	PUMP RATE G.P.M.		MAX. DIFF. PRESSURE P.S.I.	BIT SPEED RANGE R.P.M.	APPROX. TORQUE FT. LB.	MAX. HORSE- POWER
	MIN	MAX				
1 $\frac{3}{4}$	24	60	465	720-1800	25	8
2 $\frac{3}{4}$	37	90	700	485-1200	100	24
3 $\frac{3}{4}$	72	180	580	340-855	240	39
4 $\frac{3}{4}$	90	225	580	270-680	380	50
6 $\frac{1}{4}$	165	425	580	200-510	940	92
6 $\frac{3}{4}$	190	475	465	190-480	1080	100
8	230	580	465	160-400	1550	120
9 $\frac{1}{2}$	275	685	465	135-340	2170	142
11 $\frac{1}{4}$	325	810	465	115-290	2960	166

NAVI-DRILL DIMENSIONAL DATA

TOOL SIZE	THREAD CONNECTION		RECOMMENDED HOLE SIZE (INCHES)	LENGTH (FEET)	WEIGHT (POUNDS)
	BY-PASS VALVE BOX UP	BIT SUB BOX DOWN			
1 ³ / ₄	AW ROD	AW ROD	1 ⁷ / ₈ - 2 ³ / ₄	9	45
2 ³ / ₄	BW ROD	BW ROD	3 - 3 ⁷ / ₈	15	210
3 ³ / ₄	2 ⁷ / ₈ REG	2 ⁷ / ₈ REG	4 ¹ / ₄ - 5 ⁷ / ₈	20	770
4 ³ / ₄	3 ¹ / ₂ REG	3 ¹ / ₂ REG	6 - 7 ⁷ / ₈	20	990
6 ¹ / ₄	4 ¹ / ₂ REG	4 ¹ / ₂ REG	7 ⁷ / ₈ - 9 ⁷ / ₈	25	1870
6 ³ / ₄	4 ¹ / ₂ REG	4 ¹ / ₂ REG	8 ³ / ₈ - 10 ⁵ / ₈	25	2050
8	5 ¹ / ₂ REG	6 ⁵ / ₈ REG	9 ¹ / ₂ - 12 ¹ / ₄	25	2650
9 ¹ / ₂	6 ⁵ / ₈ REG	6 ⁵ / ₈ REG	12 ¹ / ₄ - 17 ¹ / ₂	26	3970
11 ¹ / ₄	7 ⁵ / ₈ REG	7 ⁵ / ₈ REG	17 ¹ / ₂ - 26	26	5180

NAVI-DRILL DEFLECTION ANGLE
EXPECTANCY PER 100' (BENT SUB)

BENT SUB ANGLE	3 3/4 NAVI-DRILL		4 3/4 NAVI-DRILL		6 1/4 NAVI-DRILL		6 3/4 NAVI-DRILL		8 NAVI-DRILL		9 1/2 NAVI-DRILL	
	HOLE SIZE	DEFLECTION ANGLE	HOLE SIZE	DEFLECTION ANGLE	HOLE SIZE	DEFLECTION ANGLE	HOLE SIZE	DEFLECTION ANGLE	HOLE SIZE	DEFLECTION ANGLE	HOLE SIZE	DEFLECTION ANGLE
1°		3° 45'		3° 30'		2° 30'		2° 15'		2° 15'		2° 30'
1 1/2°	4 1/4	4° 15'	6	4° 45'	7 7/8	3° 30'	8 3/8	3°	9 1/2	3° 30'	12 1/4	3° 30'
2°		5° 15'		5° 30'		4° 30'		4° 15'		4° 45'		5°
1°		2°-45'		3°		1° 45'		1° 30'		1° 45'		1° 45'
1 1/2°	4 3/4	3° 15'	6 3/4	4° 15'	8 3/8	3°	9 1/8	2° 45'	10 5/8	3° 15'	15	2° 30'
2°		3° 45'		5°		3° 45'		3° 45'		4°		3° 45'
2 1/2°		4° 45'		5° 45'		5°		4° 45'		5° 15'		5°
1°		1° 45'		2° 30'		1° 15'		1° 15'		1° 30'		1° 15'
1 1/2°	5 7/8	2° 15'	7 7/8	3° 30'	9 7/8	2°	10 5/8	2° 15'	12 1/4	2° 15'	17 1/2	2° 15'
2°		3° 15'		4° 30'		3°		2° 45'		3° 15'		3°
2 1/2°		3° 45'		5° 30'		4°		3° 45'		4° 45'		4° 30'



A new twist in downhole motors...

Christensen's Nav-Drill

The Nav-Drill is a new type of downhole motor...
 It is designed for use in...
 It is the most efficient...
 It is the most reliable...

Directional Drilling

- Accurate directional drilling
- High rate of penetration
- Long life
- Accurate directional drilling

Straight Hole Drilling

- High rate of penetration
- Long life
- Accurate directional drilling

Reamhole and Pilot Hole Drilling

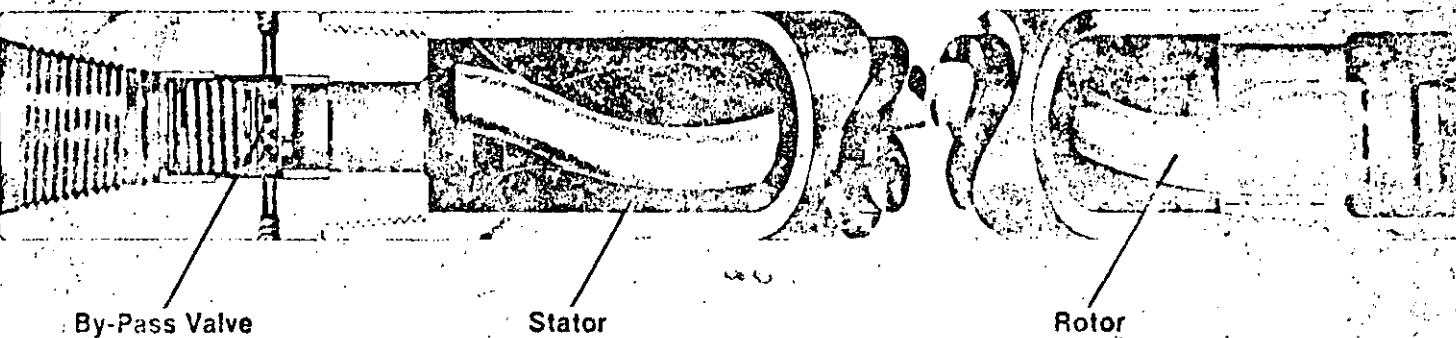
- High rate of penetration
- Long life
- Accurate directional drilling

Production Workover

- High rate of penetration
- Long life
- Accurate directional drilling

...
 ...
 ...





Tool Description

The by-pass valve on top of the tool allows the mud to by-pass the motor and fill the drill pipe while tripping in the hole. It also allows the drill pipe to drain when tripping out or making a connection. This valve automatically closes as soon as the pumps are started.

The multi-stage motor in the Navi-Drill consists of two parts: the rubber molded stator with a spiralled, obround cross section and the solid steel rotor of a helical configuration.

Rotation is caused when fluid is forced under pressure into the cavities which are formed between the rotor and stator.

The lower end of the rotor is attached to the top of the drive shaft by means of a connecting rod or universal joint. This connecting rod, in addition to transmitting motor torque, converts the eccentric rotation of the rotor to the concentric rotation of the drive shaft. The drive shaft runs inside a bearing assembly which assumes both axial and lateral forces. Tungsten carbide radial bearings and hardened steel axial bearings provide maximum tool life.

Application

The Navi-Drill is used for directional drilling, sidetracking, straight hole drilling and under certain conditions to maintain or improve penetration rates while correcting or controlling hole deviation. Also, it is run with a full gage bit, thus eliminating the need for reamers or hole openers on subsequent runs.

Directional drilling is achieved by the use of a bent sub placed on top of the Navi-Drill. The bent sub causes the bit to drill at a pre-determined angle relative to the well bore while sidetracking or when initiating or changing the course of the well bore.

For straight hole drilling, the tool can be equipped with stabilizers on the outer barrel between the bearing housing and stator housing.

Construction

The outer tube is machined from high quality SAE 4140 steel. API connections are stress relieved and thread roots are cold-rolled, phosphate-coated and ultra-sonically inspected.

Technical Data

The Navi-Drill operates over a wide range of bit speeds which are obtained by adjusting the pump rate. The maximum indicated differential pressure will provide ample torque for most operations.

Allowable Bearing Wear

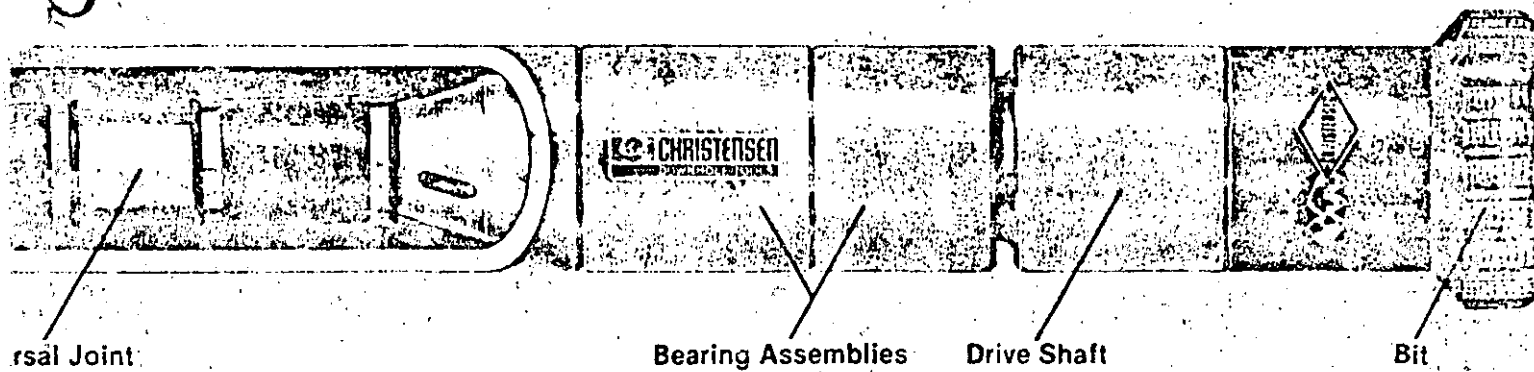
The remaining bearing life of the tool is indicated by measurements taken between the lower bearing housing and the rotating bit sub. These measurements should be taken and recorded after each run.

ND Type IV

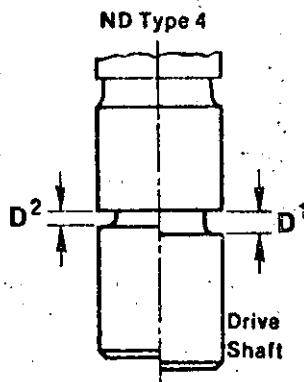
With the Navi-Drill hanging free in the derrick, take the measurement between the lower bearing housing and the rotating bit sub. (D-1)

With the Navi-Drill setting on the rotary table, again take the measurement between the lower bearing housing and the rotating bit sub. (D-2)

Subtract the measurement D-2 from the measurement D-1. If this difference is more than shown under "Maximum Allowable Wear", the tool should be replaced.



WEAR MEASUREMENT



Availability

Navi-Drills are available in all oilfield and mining sizes (see table).

Tools are supplied in two different temperature ranges* to insure optimum performance for each range.

Range	°F
A	104-194
B	194-284

* The temperature range is indicated on the brass plug in the lower bearing housing.

MAXIMUM ALLOWABLE WEAR

TOOL SIZE O.D.	D-1 Minus D-2	
	M.M.	Inches
1-3/4	4	5/32
2-3/4	4	5/32
3-3/4	4	5/32
4-3/4	4	5/32
6-1/4	6	7/32
6-3/4	6	7/32
8	8	5/16
9-1/2	10	3/8
11-1/4	12	15/32

Specifications

Tool Size O.D.	Thread Connection		Pump Rate GPM		Max. Diff. Pressure PSI	Bit Speed Range RPM	Approx. Torque ft. -lbs.	Max. Horse- power	Recommended Hole Size Inches	Length feet	Weight lbs.
	By-Pass Valve box up	Bit Sub box down	min.	max.							
1-3/4"	AW Rod	AW Rod	24	60	465	720-1800	25	8	1-7/8" - 2-3/4"	9	45
2-3/4"	BW Rod	BW Rod	37	90	700	485-1200	100	24	3" - 3-7/8"	15	210
3-3/4"	2-7/8" Reg	2-7/8" Reg	72	180	580	340-855	240	39	4-1/4" - 5-7/8"	20	770
4-3/4"	3-1/2" Reg	3-1/2" Reg	90	225	580	270-680	380	50	6" - 7-7/8"	20	990
6-1/4"	4-1/2" Reg	4-1/2" Reg	165	425	580	200-510	940	92	7-7/8" - 9-7/8"	25	1870
6-3/4"	4-1/2" Reg	4-1/2" Reg	190	475	465	190-480	1080	100	8-3/8" - 10-5/8"	25	2050
8"	5-1/2" Reg	6-5/8" Reg	230	530	465	160-400	1550	120	9-1/2" - 12-1/4"	25	2650
9-1/2"	6-5/8" Reg	6-5/8" Reg	275	685	465	135-340	2170	142	12-1/4" - 17-1/2"	26	3970
11-1/4"	7-5/8" Reg	7-5/8" Reg	325	810	465	115-290	2960	166	17-1/2" - 26"	26	5180



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

AIR DRILLING HAND BOOK

PROF. ING. PEDRO CAUDILLO M.

MEXICO, D.F. DICIEMBRE 1985.

Tema 9

AIR DRILLING HANDBOOK
PROF. ING. PEDRO J. SANDOVAL M.

AIR DRILLING
HANDBOOK

Magcobar Division
August 1976

1. INTRODUCTION

Utilization of air as the circulating fluid on a standard rotary drilling rig is referred to as "Air Drilling."

Air is the ultimate in the progression from high density drilling fluid to a low density drilling fluid.

Air drilling, when properly used, can bring faster penetration rates, longer bit life resulting in fewer round trips, better control of lost circulation, cleaner cores, better and more positive detection of low-pressure zones and cleaner formations.

Undoubtedly the number one advantage of Air Drilling is improved penetration rate, a benefit growing out of air's low density. Because it is light, air gives maximum relief of the vertical and axial stresses residual in the formation beneath the bit. The resulting "reverse-pressure" effect increases drillability of the rock. In fact, cuttings apparently tend to "explode" from some formations while being drilled with air.

Air drilling is widely accepted today as a means to cut the cost of many wells. Among those who do not accept air drilling, the reason is more often misunderstanding than experience.

It is the intent of this handbook to explain the various fundamentals of air drilling and their application to the drilling industry.

AIR DRILLING - CLASSIFICATIONS AND ADVANTAGES

1. DUST DRILLING

- A. Faster penetration rate
- B. Longer bit life
- C. No damage to producing zone
- D. No lost circulation trouble
- E. Continuous drill stem test

2. MIST DRILLING

- A. Mist drilling is used when fluids are encountered
- B. Straight air drilling advantages are approached
- C. Larger cuttings
- D. Continuous drill stem test advantages

3. STIFF FOAM DRILLING

- A. Faster penetration rate
- B. Low air requirements
- C. Low hydrostatic head
- D. No damage to formation
- E. Continuous drill stem test

4. AERATED MUD

- A. Eliminate lost circulation material cost
- B. Maintain drilling rate
- C. Reduce danger of sticking pipe
- D. Reduce formation damage

"DUST" DRILLING

If the formation is completely dry, or if the water influx is slight enough to be absorbed by the air stream, air-drilled cuttings return to the surface as a cloud of dust. This condition of "dusting" results in the optimum drilling rate and in the greatest economy.

When the well is dusting, bottom-hole pressure only slightly exceeds the value of the air-column head plus the extrained cuttings. The low pressure is ideal; it gives maximum relief to the stresses of the rock on bottom so that bit teeth cut with maximum efficiency.

Lifting power of air is proportional to its density and to the square of the annular velocity. Thus, as density increases with depth and with the weight of the drilled solids, pressure and volume at the surface must also increase to maintain required annular velocity.

When air drilling has failed, very often the reason has been an insufficient volume of air to clean the hole at the fast drilling rates. As the well deepens, more air is necessary to maintain the velocity needed to bring cuttings to the surface. The increase in air requirements stem primarily from the friction loss. The friction loss results in higher air densities in the hole and, consequently, lower bottom-hole velocity as depth increases.

If no additional compressor capacity is immediately available, air requirements may be reduced by cutting the area of the well's annulus. A smaller annulus imparts higher velocity for a given injection rate. Either decreasing the hole size or increasing the drill pipe diameter reduces annulus area.

An annular velocity of 3,000 ft/min. is normally adequate in most cases, but when penetration rate exceeds 60 ft/hr. velocity must be higher if the cuttings are to be carried away from the bit at a sufficient rate.

Dusting presents but few problems and these are easily corrected:

b

- A. You get a ready indication of whether enough air is being used. After drilling stops, the time required to clear the hole should not greatly exceed one minute for each 1,000 feet of depth. Too much time to clean the hole indicates too little air or an enlarged hole.
- B. Occasionally, a formation makes enough water to dampen the hole and stop dusting but not enough for water to appear at the blow line. In such cases drilling may continue, but the pressure gauge should be watched closely to detect if cuttings are balling or ringing in the hole, and the pipe worked up and down to prevent sticking.
- C. If the hole does not dry up and the problem persists, an undiluted liquid detergent may be added directly to the drill pipe during connections. This minimizes ballings and formation of mud rings. An initial treatment of one gallon of detergent has been effective; after several connections, the treatment may be increased or decreased as hole conditions dictate.
- D. Some formations do not dust. Oil shales and gilsonite, for example, contain enough moisture in the foam of "oil" to prevent dusting. Cuttings may appear as a gummy mass at the blow line. Adding graphite will ease the problem.
- E. Stuck pipe is not a major problem during dusting. If pipe does stick, the cause is usually keyseating, cavings or mud rings. The keyseating problem is the same as in mud drilling. In air drilling, however, special care should be taken in freeing the pipe so that it is not dropped; there is no fluid in the hole to slow a dropped string or to cushion its impact on bottom.
- F. Cavings which wedge against the bit or drill collars should not cause a fishing job if properly handled. So long as air circulates around the pipe and it is not pulled too hard, the string should come free in a short time. Pulling the pipe too hard while working it can cause the cuttings to "set". If it appears that sand is causing the wedging, injected foaming agent diluted in a little water helps clear the hole. The lack of a filter cake in an air hole probably accounts for the ease of freeing stuck pipe.

- G. Cuttings in a damp hole tend to form in rings around the walls of the hole and on the drill pipe. Such rings may eventually grow large enough to restrict air flow and present passage to tool joints. First indication of rings forming is a gradual but steady rise in stand-pipe pressure. At this stage a liquid detergent added to the air stream may break up and disperse the rings. The rings often can be prevented from reforming by a "slug treatment" of detergent in connections.

Good supervision and a close watch on the blooie line go a long way in avoiding serious trouble.

AIR REQUIREMENTS

Estimated Penetration Rate - 60 ft. per Hour

"Dust" Drilling

Hole Size	Drill Pipe	Depth and Volume Required S. C. F. M.					
		2000	4000	6000	8000	10,000	12,000
4-3/4	2-3/8	360	430	520	600	670	730
	2-7/8	380	480	540	625	680	750
6-1/4	2-7/8	620	735	840	940	1040	1135
	3-1/2	560	680	800	920	1020	1120
6-3/4	3-1/2	700	800	850	1050	1150	1300
7-3/8	3-1/2	840	950	1100	1240	1360	1460
7-7/8	3-1/2	950	1100	1230	1370	1500	1630
	4-1/2	830	1000	1160	1330	1450	1580
8-3/4	3-1/2	1200	1360	1530	1640	1790	1900
	4-1/2	1075	1280	1435	1590	1730	1870
	5	1040	1200	1380	1540	1700	1835
9	3-1/2	1240	1400	1570	1735	1880	2030
	4-1/2	1180	1335	1500	1670	1820	1920
	5	1100	1275	1475	1635	1800	1945
9-7/8	4-1/2	1435	1635	1800	1975	2165	2330
	5	1360	1580	1765	1955	2135	2265
	5-1/2	1270	1500	1700	1900	2080	2235
11	4-1/2	1800	2000	2200	2400	2600	2800
	5-1/2	1680	1800	2100	2300	2500	2700
	6-5/8	1490	1710	1990	2200	2400	2600
12-1/4	4-1/2	2300	2500	2700	2920	3150	3350
	5-1/2	2150	2390	2600	2800	3080	3300
	6-5/8	1950	2200	2480	2700	2950	3200
15	4-1/2	3550	3820	4100	4350	4600	4880
	5-1/2	3400	3700	3990	4250	4500	4800
	6-5/8	3200	3500	3820	4100	4400	4700
17-1/2	4-1/2	4850	5200	5575	5900	6200	6550
	5-1/2	4750	5100	5480	5800	6100	6400
	6-5/8	4570	4900	5280	5600	5980	6200

"MIST" DRILLING

When a hole makes so much water it can't be dried up, drilling may proceed if a foaming agent is injected with water into the air stream. This foaming agent-water injection with air is classified as "mist" drilling.

About 30% to 40% more air is normally required for mist drilling than for dust drilling for two basic reasons: (1) the air column in the annulus is heavier because of the weight of the water being lifted and (2) water wetting causes cuttings to adhere to one another requiring more air to lift the conglomerate.

Although injection pressures 200 psi are normally enough for air 'dust' drilling, pressures of 350 psi and more are necessary for mist drilling. Foaming agents effectively cut air requirements compared to air blowing untreated water, but flow and pressures must increase with the amount of water handled.

Air compressor pressure capacity of 200 to 1,000 psi or more may be required, especially when large quantities of water must be handled. To unload the hole of water accumulated during a trip may require more than 1,000 psi if the job is not "staged".

Drill pipe corrosion is an ever present problem when water is encountered in air drilling. While saturated lime water protects adequately against oxidation, it is difficult to forecast corrosion associated with hydrogen sulfide and carbon dioxide. For this reason, it is advisable to use a filming amine-type inhibitor in conjunction with the lime water.

Since few areas have long sections of hole that drill completely dry, it is necessary to know the problems associated with water and mist drilling and be prepared to handle them:

1. Perhaps 75% of all mist drilling problems are the result of too little air. While the rule of thumb call for 30% more volume than in dust drilling, air requirements may often exceed calculated volumes.
2. When pipe sticks in a wet hole, the most frequent reason is the hole not being cleaned when a connection is made. Cuttings not removed fall back and wedge. While it is good practice to blow a dusting hole until the return air clears of cuttings, this becomes absolutely imperative in mist drilling.
3. Hole sloughing and caving cause most unsuccessful mist drilling jobs. If the mist and cuttings are watched constantly, they give adequate warning if impending trouble. When the mist is muddy, or when cavings begin to appear, it is time to be concerned about hole enlargement. As the hole enlarges, annular velocity drops and the air foam ceases to lift cuttings efficiently.

In mist drilling, a good injection pump is important. Do not assume just any injection rate and mixture of foaming agent and water are "alright." A good start is 8bbl/hr or a mixture containing one quart of foaming agent per barrel of water.

When water is present in the hole, remember these points:

1. Try to keep the hole as dry as possible.
2. An increase in the concentration of foaming agents gives the foam more body and increases its carrying capacity. A gallon of foamer per barrel of water makes a very heavy, stiff mixture.
3. Increasing the injection rate increases carrying capacity of the air foam mixture.
4. The hole may be slugged with four or more barrels of the foamer water mixture. This slug causes the flow to head and clean the hole. While this is not to be made a regular practice, it does clear cavings and mud rings.
5. So long as enough air volume is available, the ability of the hole to stand up in the presence of water is the only limiting factor in mist drilling. As much as 150 bbl/hr or water have been successfully removed from a well.
6. Always inject a corrosion inhibitor when drilling in the presence of moisture.
7. Always blow the hole until the foam starts to clear of cuttings before making a connection.

PRESSURE - VOLUME REQUIREMENTS
IN A WET HOLE

Although 200 psi is normally enough for air drilling, higher pressure is frequently an advantage. When penetration rate is high or when mist or air-foam drilling, standpipe pressures of 350 psi and more may be necessary. Foaming agents effectively cut the air requirements compared to air blowing untreated water, but flow and pressure must increase with the amount of water handled. Table 2 shows the air required for adequate lifting during mist and foam drilling.

Essentially, the equipment for successful mist and foam drilling is the same as for dust drilling. Principal difference arises from the higher pressures and volumes. Volume of air needed varies from 30% to 40% more than dust drilling, depending on the depth and water influx. In extreme cases, pressures may reach 800 to 1,000 psi.

Drilling with "air mud" or "aerated mud" also requires higher pressure than with straight dry air. Often pressure exceeds that with mist drilling because friction loss is greater. At the same time, injection rates are usually lower. For unloading holes or kicking off aerated system, 800 to 1,000 psi may suffice at moderate depth, but in deeper wells 1,200 to 1,500 psi may be required for the same operations.

AIR REQUIREMENTS

Estimated Penetration Rate - 50 ft. per Hour

"Mist"Drilling

Hole Size	Drill Pipe	Depth and Volume Required S.C.F.M.						
		1000	2000	4000	6000	8000	10000	12000
4-3/4	2-7/8	430	500	650	790	930	1070	1200
6-1/4	2-7/7	790	850	970	1150	1420	1700	1800
	3-1/2	710	790	930	1030	1280	1420	1650
6-3/4	3-1/2	850	1000	1200	1420	1650	1850	2100
7-3/8	3-1/2	1070	1150	1300	1550	1800	1950	2150
7-7/8	3-1/2	1300	1400	1650	1900	2120	2400	2700
	4-1/2	1100	1200	1500	1800	2100	2350	2650
8-3/4	3-1/2	1600	1750	2000	2280	2600	2800	3000
	4-1/2	1450	1650	1850	2140	2400	2600	2850
	5	1350	1500	1700	2000	2200	2400	2700
9	3-1/2	1700	1850	2200	2600	2700	3000	3300
	4-1/2	1550	1700	2000	2300	2500	2700	3000
	5	1450	1550	1850	2150	2350	2550	2850
9-7/8	4-1/2	1950	2100	2400	2700	3200	3500	4000
	5	1900	2000	2300	2600	3000	3300	3600
	5-1/2	1700	1950	2150	2400	2600	2850	3100
11	4-1/2	2500	2600	2900	3200	3400	3800	4100
	5-1/2	2300	2400	2700	3000	3300	3700	4000
	6-5/8	2000	2150	2350	2650	3200	3550	3900
12-1/4	4-1/2	3100	3350	3700	4200	4500	4900	5400
	5-1/2	3000	3100	3350	3900	4300	4700	5000
	6-5/8	2600	2800	3000	3400	3700	4150	4500
17-1/2	4-1/2	6600	6850	7550	8100	8700	9250	9800
	5-1/2	6450	6700	7400	8000	8550	9100	9650
	6-5/8	6150	6600	7150	7700	8400	8950	9500

STIFF FOAM

Stiff Foam is a very stable air-in-mud emulsion formulated with stabilizing mud additives and foaming agents.

The system has special application where neither straight air or mist drilling techniques nor aerated muds will suffice because of economic, mechanical or other reasons.

Simply stated, a small amount of a thin mud slurry is injected with enough air to give a 100 to 200 foot per minute annular velocity near the surface. Air-mud ratios range from 100:1 to 300:1.

The foam, in order to inhibit air breakout in the annulus, is very stiff, of the consistency of aerosol shaving cream. For this reason, it cannot be recirculated and must be discarded at the surface by running it through a blow line to a sump or reserve pit.

The mud slurry must be correctly formulated in order to obtain stable foam. Two good formulations have been tested and proven.

The less expensive mixture consists of 12#/bbl Magcogel, 1#/bbl Soda Ash, 1/2#/bbl Hi Vis CMC, and 1/2 to 1% by volume Magco Foamer 66. This mixture, however, has the disadvantage of being relatively ineffective in the presence of salt water or oil.

The second formulation makes use of the same amount of foamer, with 1/2#/bbl Drispac and 1#/bbl Cypan. Foam made with this mixture will remain stable even if the well produces small quantities of salt water or oil.

APPLICATIONS

1. To drill large diameter holes where large air volumes would make straight air drilling uneconomical.
2. To drill unconsolidated formations, whether sand, shale, gravel, or conglomerate. Stiff Foam made with the proper mud mix has an excellent capacity to stabilize this type formation.

Application Continued

3. To prevent downhole fires such as sometimes occur when air drilling oil zones.
4. To drill-in low pressure or unconsolidated producing zones. The foam only weights 2-4 lbs/cu.ft. and even when compressed downhole exerts minimum hydrostatic pressure and has little or no fluid loss to the flormation.
5. To "foam bail" sanded-up producing wells. Bailing with Stiff Foam requires much less time than conventional bailing, and there is come evidence that foam bailed wells remain sand free longer.
6. To drill water sensitive shales which tend to slough badly when mist drilled.
7. To drill severe lost circulation zones, particularly those connected with wet or weeping formations.
8. To cope with situations where not enough air is available because of economics, remoteness or location, etc.

IV. AERATED-MUD DRILLING

In aeration, both air and mud flow into the standpipe simultaneously. The primary purpose is to reduce density of the return mud column. The application usually arises when the hole must be converted from air drilling because too much water is produced. Also, aerated mud is often successful when lost circulation makes mud drilling too expensive.

Aerated mud overcomes some disadvantages of air drilling, namely water intrusion and the bad effect untreated water has on hole walls. At the same time, aerated mud can increase penetration rates and bit footage as compared to straight mud drilling.

The ideal aerated mud combines mud and air into a stable, homogenous foam that does not break down and separate until reaching the pits on the surface. It must, however, separate before reaching the mud pumps.

Although flow of an aerated mud in the return annulus is quite turbulent, the air tends to separate and form heads. Result at times is a big head of air followed by a big slug of mud. In effect each head of air pushes ahead a volume of mud at speeds which may reach 1,500 to 2,000 ft/min. Such heading and high velocities can erode the walls of the hole.

To maintain the ideal mixture of air and mud, the initial gel strength of the mud must be high enough to present separation in the annulus. Still, gel must be low enough to allow separation on the surface so that the pumps do not airlock. Obviously, complete control is necessary on the gel strength of the mud.

Air breakout on the surface can be helped by using an extended flow line going to a long, shallow mud ditch or flow trough through which mud gravitates back to the shale pit. Or, an alternative, a degasser could be sued between the shale pit and the suction pit.

In spite of all precautions, some formations may slough badly. The well may bridge or fill up on trips. If so, it may become necessary to build mud viscosity before a trip and then break it back after the trip. Should this be required, a lime base mud offers the fastest and most economical means of varying viscosity. Lime content can be carried at the bottom of the breakover "hump." If solids are controlled properly, the mud can be fluffed before trips merely by adding water. After trips, lime added to the system breaks the fluff.

Additional corrosion protection is recommended to supplement the high pH of the lime mud. Two lb/bbl of a filming amine-type corrosion inhibitor should be maintained in the mud along with 5% to 10% oil emulsified with a non-ionic, surfactant emulsifying agent. The surfactant emulsifier should be selected with care since, under certain conditions, some such materials multiply the foaming tendency of the mud. All these recommendations should be followed lest the drill pipe be severely pitted.

Occasionally in an aerated mud system shallow water zones flow into the hole when the fluid level drops during a trip. Naturally, when circulation stops for a trip, the air rises to the surface and the fluid level drops. If the drop is far enough to allow upper water zones to come in, the only sure protection is to shut the air off and circulate the hole full of mud. If lost circulation makes this impractical, the intruding water should be chemically treated as it is circulated out of the hole immediately after the trip. If not treated, this water mixed with air can be extremely corrosive.

AERATED MUD/LOST CIRCULATION
PROBLEM

CONDITIONS:

6000' Hole 9#/gal. Mud
Lost Returns on Bottom
Fluid Level Stand at 1000'

H= Hydrostatic Head with Hole Full

$$H = 9.0\#/gal. \times 6000' \times .052 = 2800 \text{ psi}$$

$$2800 \text{ divided by } 12 = 233 \text{ Atmospheres}$$

h= Hydrostatic Head with Fluid Level at 1000'

$$h = 9.0\#/gal. \times 5000' \times .052 = 2340 \text{ psi}$$

$$2340 \text{ divided by } 12 = 195 \text{ Atm.}$$

N= Ratio Air/Mud

$$N = \frac{H-h \text{ (in Atm.)}}{2.3 \text{ Log } (H-1)}$$

$$N = \frac{233 - 195}{2.3 \times 2.37} = 7$$

V. AIR DRILLING CHEMICALS

At the present time there are four types of chemicals in common use for air drilling: foaming agents, corrosion inhibitors, drying agents and lubricants. There are also in the experimental stage several types of materials for water shut off and for the protection of shale sections.

1. Foaming Agents - When subsurface moisture is encountered, it becomes necessary to use a dispersant of some sort in order to clean the bit and bore hole. If this program is not immediately adopted, the moisture and cuttings will tend to form a viscous mud that will ball up and eventually build up in what are called mud rings on the drill pipe or on the walls of the hole. These lead to sticking the drill pipe and fishing jobs.

To combat this hazard, a straight detergent or a mixture of water and foaming agent is injected in the air stream. In some areas, when moisture is barely a factor it may be handled by dumping straight detergent or foaming agent down the drill pipe on connections. The foaming agent or detergent builds a homogenous mixture that has ample consistency to bring out the subsurface water and cuttings, thereby cleaning the bit and hole for further penetration. (This is called foam drilling.) The amounts of injection water and foaming agent or detergent used will vary according to the hole size, formation, available air and quantity of water. Generally, however, 8 to 10 bb/hr of water with one quart of foaming agent per barrel of water or one to two gallons of detergent per connection will be effective.

2. Corrosion Inhibitors - During foam or aerated mud drilling, drill pipe will corrode in the presence of oxygen or carbon dioxide unless protected by a high pH and/or a protective chemical coating. Hydrogen sulphide, such as is found in areas with sour crudes, will also corrode the drill pipe unless protected. A general protective mixture should be added with the foaming agent or to the aerated mud. It would consist of 1 to 2 qts/bbl of inhibitor and 2 to 4 lbs/bbl lime, with the larger concentrations being used in the presence of brine of hydrogen sulphide.

3. Drying Agents - An air hole that is damp may be dried by circulating air. However, it may be cheaper and easier to add a drying agent. The only agents now in common use are silicate powders that absorb water. These require a dry chemical injector. At present the best use of them seems to be to add a twenty to forty pound slug when dampness is encountered. Where the formation "weeps" only slightly, a small regular treatment may be added. Generally, it appears that occasional slugging is more effective than steady treatments.

4. Lubricants - While there may be a place for a dry lubricant in a dry hole, a more effective material or technique must be developed before the idea can be generally accepted. Graphite is generally the lubricant selected; its effectiveness is open to question.

In addition to the four commonly used chemicals described above, several materials have been tested for protecting shales and for shutting off water without squeezing; none have been completely successful.

VI. LOGGING IN DRY HOLES

Well bores containing no fluid other than air or gas can be surveyed only with devices that need no liquid to establish contact with the formation.

The Induction Log is the only tool which can measure formation resistivities in such holes. The Gamma Ray Log can distinguish shales from non-shales. And, the Gamma-Gamma Density Log shows porosity, even in gas-bearing zones where the Neutron Log indicates low apparent porosity. If both Gamma Ray and Gamma-Gamma Density Logs are run, the percent gas saturation may be computed in clean formation.

In wells flowing gas, the Temperature Log detects the producing zones by showing the cooling of the gas as it expands into the hole. Also, in multiple-zone production, the Temperature Log indicates the relative volumes of gas coming from each zone.

VII. COMPRESSOR HOOKUP FOR AIR DRILLING

Air compressors should be placed a minimum of 150 feet from the well being drilled and upwind from the blooie line. The compressor should face into the wind or cross wind.

The air line from compressors to standpipe should:

1. Be large in diameter to minimize friction loss
2. Contain a pressure-relief valve to guard against pressure too high for the compressors and other equipment
3. Carry a check valve to prevent any liquids from being pumped back into the compressor
4. Be equipped with a reliable pressure gauge
5. Have connection to a line going to the Bradenhead for reverse circulation if needed
6. Contain a valve at the standpipe so that the mud pumps may be used whenever necessary without pumping into the air line
7. Connect through a release line to the blooie line so that the compressors need not be taken off the line during connections. A 3-way valve or two standard valves for this purpose allow the crew to control air flow from the floor at all times

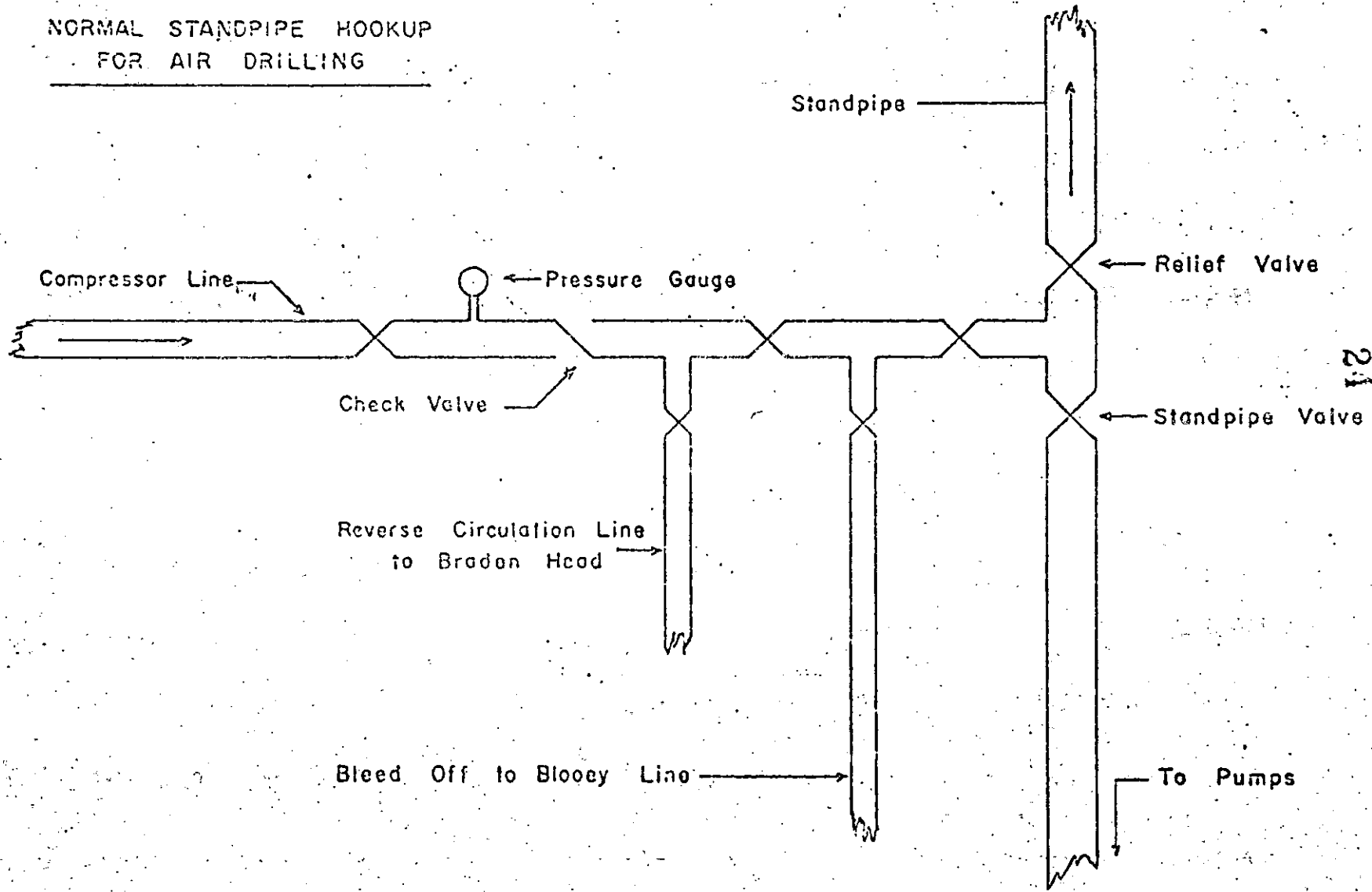
The blooie line, according to the AAODC Subcommittee on Air/Gas Drilling, should be:

1. Large enough to insure discharge cuttings
2. Safely anchored
3. Extended at least 300 feet from the well
4. Placed at right angles to the prevailing downwind side of the location if possible

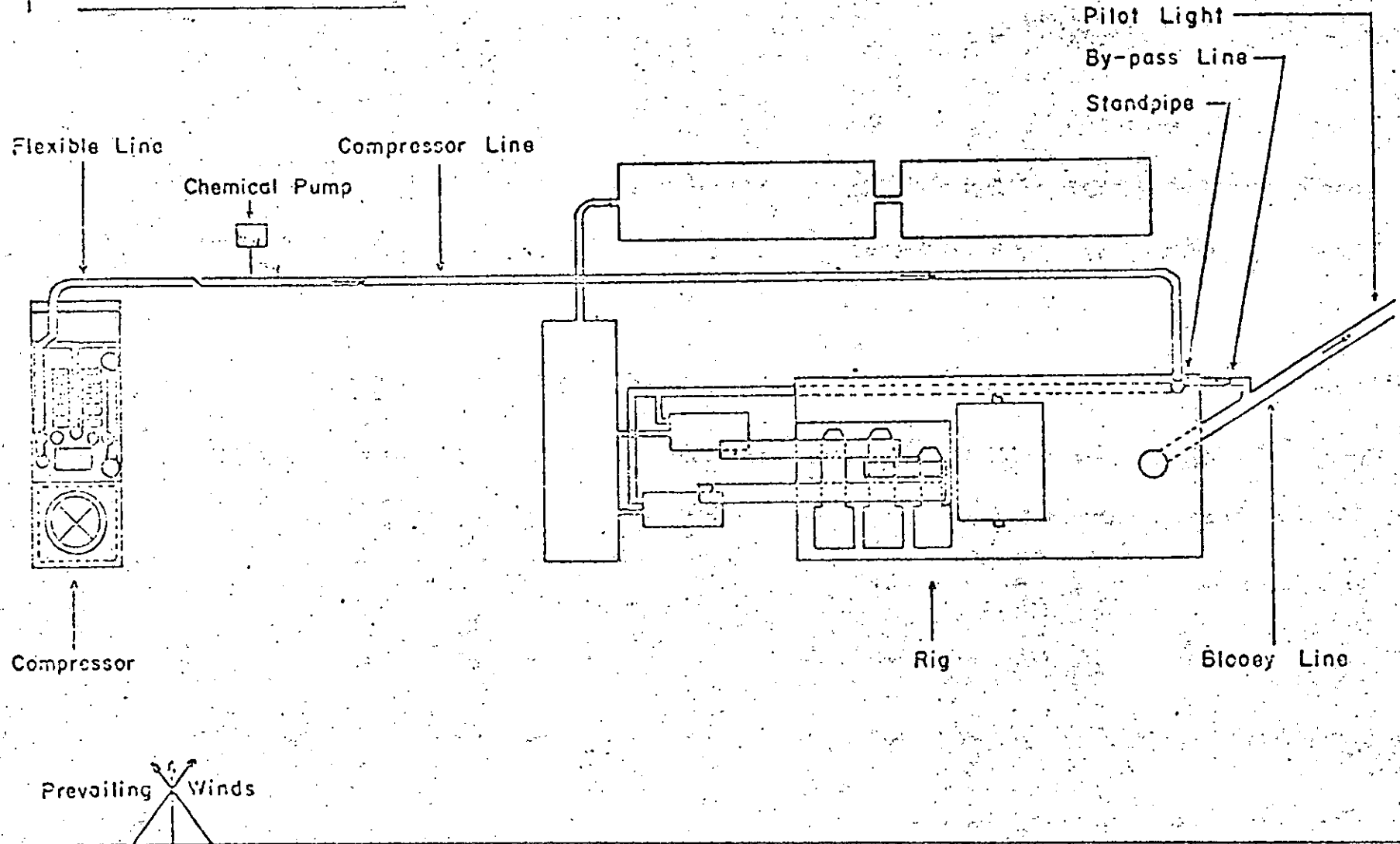
5. Equipped with a pilot light which is lighted while drilling and extinguished before the rotating assembly is removed

Experience with many types of sample catchers indicates that the simpler the catcher the better it works in air drilling. The catcher should be large enough and constructed so it does not obstruct air flow.

NORMAL STANDPIPE HOOKUP
FOR AIR DRILLING



IDEALIZED AIR DRILLING
LOCATION



(23)

25

Where: T_1 is absolute suction temperature in degrees Rankin
(figured as degrees Fahrenheit plus 460)

T_2 is absolute discharge temperature in degrees Rankin

R is compression ratio

n is the ratio of specific heat; for air it is 1.4

In applying this formula, the maximum suction temperature is taken as 100°F , typical for many areas in summer. Then, in the case where over-all compression ratio is 101, discharge temperature can be determined as follows:

For Single Stage:

$$T_2 = (100 + 460) \times (101)^{\frac{(1.4-1)}{1.4}} = 560 \times (101)^{0.286}$$

$$= 2083^\circ\text{R or } 1623^\circ\text{F}$$

For Two Stage:

$$T_2 = (100 + 460) \times (101)^{\frac{(1.4-1)}{1.4}} = 560 \times (10.05)^{0.286}$$

$$= 1080^\circ\text{R or } 620^\circ\text{F}$$

For Three Stage:

$$T_2 = (100 + 460) \times (4.66)^{\frac{(1.4-1)}{1.4}} = 560 \times (4.66)^{0.286}$$

$$= 868^\circ\text{R or } 408^\circ\text{F}$$

For Four Stage:

$$T_2 = (100 + 460) \times (3.17)^{\frac{(1.4-1)}{1.4}} = 560 \times (3.17)^{0.186}$$

$$= 778^\circ\text{R or } 318^\circ\text{F}$$

Consider again the effects of altitude. At lower altitudes, discharge temperature would fall because compression ratio would decline. At higher altitudes, compression ratio increases, thus raising discharge temperature.

MECHANICAL LIMITS

All other factors being equal, the cooler running compressor operates more efficiently in the field. Besides, there are practical limits beyond which it is unwise to attempt operating a compressor. Metal fatigue in valve springs and warpage of valve disks become problems when operating temperature reaches or exceeds 375° to 400° F. Trouble in these important parts not only cuts capacity of the compressor but also decreases the machine's reliability.

Moreover, lubrication becomes a problem when cylinder temperatures run 300° F to 400° F. Hydrocarbon-type compressor oil poses a hazard even if its flash point is 440° F and its fire point is 480° F minimum. For this reason, a noncombustible synthetic compressor oil is desirable.

The necessity of keeping air temperature as low as possible calls for large-capacity, high-efficiency, radiator-type coolers. In the four stage compressor, such intercoolers and aftercoolers can bring the air down from around 320° F to below 130° F, when suction is a 12 psi and 100° F. And, pressure drop does not exceed 3 psi per stage.

For the situation previously described, the three-stage compressor or its equivalent (two stages plus a booster) probably would handle the job for a time. In prolonged operations, however, loss of efficiency and frequent maintenance would make economy doubtful.

Risk accompanies the use of machines which do not fulfill job requirements. The compressor's intercooler and aftercooler, for instance, should perform efficiently even at the most severe conditions likely at the location.

In addition, a compressor receives mist air on many occasions, even in semi-desert country. Since moisture accelerates wear and shortens life of rubbing steel parts, it must be removed by good moisture traps or scrubbers after each stage. Reciprocating compressors cannot compress liquids; if condensed moisture is not extracted before reaching the cylinder, it could tear up the machine.

Moisture not extracted at the compressor discharge condenses in the drill pipe and at the bit as the air cools. In cold weather, the flow line behaves as an aftercooler to condense water not removed at the compressor. Thus, the formation and cuttings may be wet and ball up in dry drilling. An efficient aftercooler on the compressor avoids this problem.

Mechanical Limits

Today, the industry has available to its heavy-duty compressors which meet all requirements of air, air-foam and aerated-mud drilling. These compressors are a proven design which yields moderate compression ratios, efficient inter and after cooling and low operating temperatures. Thus, they perform reliable for long periods.

All air contains some moisture and the hotter the air the more moisture it can hold. On the other hand, when pressure is increased (by decreasing volume) the air can hold less moisture.

As it leaves a particular cylinder, the moisture presents no particular problem. The problem arises after it passes through an intercooler. Then, it is near initial suction temperature but is compressed into a smaller volume. As it cools, the air falls below its dew point for that particular pressure and some moisture condenses. That moisture must be removed by a scrubber.

The quantity of water to be removed can be quite large, particularly on humid days. Suppose intake air has a humidity of 100% and a temperature of 100°F. Figure 4 shows that the air contains 2.85 lb of water per 1,000 cubic feet. If this same air is compressed to 350 psi and 100°F, it can retain only 0.1 lb of water. So, if the compressor delivers 1,550 cfm under these conditions, the scrubbers would dump 31 gal/hr of water.

For these reasons, extra care has gone into the intercoolers, aftercoolers, and scrubbers on the Magcobar CFB-4 to insure reliable delivery of cool, moisture-free air to the drill pipe. Trouble free service is also insured by such features as:

1. Pop-off valves after each stage
2. Compressor-vibration shut-down switch
3. Shutdown switches on both compressor and engine in case of high jacket-water temperature or low oil pressure

X. FREE AIR

The amount of air available for drilling may be expressed in three ways:

1. Compressor displacement - This is the net volume theoretically displaced by the compressor at rated speed and assuming 100% efficiency. This displacement is usually given in cubic feet per minute (cfm). For multi-stage compressors, it is the displacement of the first, or low-pressure, stage only. Because it has little relation to actual volume of air delivered, displacement is not a satisfactory criterion.
2. Standard air- This is the delivered volume as measured at standard condition (68°F, 14.7 psia, 36% relative humidity, yielding a density of 0.0750 lb/cu. ft.)
3. Free air - This is the actual volume of air delivered without correction for altitude or temperature.

In setting up requirements for air drilling a hole, the single most important factor is the volume of air available. It is therefore important that this volume reflect the conditions which actually prevail at the suction. That is, the volume should be the cfm at suction temperature, pressure and composition. Volume expressed in this way is known as free air and is the simplest statement of capacity for a machine operating in the field with an atmospheric-pressure suction.

However, in order to compensate for various conditions including rig elevations and ambient air temperatures, free air is converted to standard volumes in determining air volume requirements for air drilling.

TABLE 3

ABSOLUTE AIR PRESSURE VERSUS ALTITUDE

<u>Altitude Above Sea Level, Ft.</u>	<u>Pressure, PSI</u>	<u>Altitude Above Sea Level, Ft.</u>	<u>Pressure, PSI</u>
0	14.96	6,000	11.77
500	14.42	6,500	11.55
1,000	14.16	7,000	11.33
1,500	13.91	7,500	11.12
2,000	13.66	8,000	10.91
2,500	13.41	8,500	10.70
3,000	13.16	9,000	10.50
3,500	12.92	9,500	10.30
4,000	12.68	10,000	10.10
4,500	12.45	10,500	9.90
5,000	12.22	11,000	9.71
5,500	11.99		

7. Sufficient amount of fire protection equipment should be on hand.
8. Signs should be posted at each approach to the location 200 feet from the rig warning that air or gas drilling is in progress. Visitors should be discouraged. Instruct all personnel of the fire rules.
9. No open fires should be allowed at the location. Pilot lights should be extinguished and stoves disconnected except for approved safety stove.
10. A small house can be placed a safe distance from the rig where personnel can leave matches, cigarettes, etc. Driller should make an inspection of his men at the beginning of each tour for compliance with this rule. Visitors should be enlightened as to rules concerning fire safety.
11. Automotive equipment should be parked at a designated safe distance from rig.
12. Radios and mobil telephones should be located 200 feet from the rig.
13. The BOPs should be checked for condition and operated or tested at a proper interval and checked for proper pressure rating, height and bore. No rusted, pitted, dented or bent ring gaskets should be used.
14. All valves on the choke manifold should be full opening, steel flanged valves and checked before installation for working condition and checked periodically for operating condition.
15. The choke manifold should be so constructed that the chokes can be changed without shutting in the flow.
16. The hydraulic BOPs should be equipped with two control stations, one near the drillers position and the other at a safe distance from the well with all lines and connections made of high pressure steel or approved piping.

17. The master valve feature of the Hydril is for emergency use, to insure safe operation. It is not to be closed on open hole more than necessary.
18. All BOPs and valves should have extensions installed to permit manual closing from outside derrick substructure.
19. The BOP accumulator should be at a safe distance from the well.
20. The inter-vertical sleeve of the Hydril should be slotted for air and gas drilling.
21. Check all BOPs and lines with fluid pressure before drilling and correct any leaks necessary.
22. Check operation of BOPs each trip.
23. Use floats in drilling string and check each trip.
24. In case of high pressure fluid or gas entry, do not close BOPs until chokes are open and do not close the well in tight until it has been filled with liquid.
25. Gas supply line should be equipped with a high pressure shut-off valve located at least 150 feet from the well.
26. The air compressors should be inspected and equipped with all normal safety features.
27. The "blooie" line should be of adequate O.D. to insure discharge of cuttings and anchored for safety, extending at least 300 feet from well, placed at right angle to the prevailing downwind side of the location if possible and equipped with a pilot light that should be lighted while drilling and extinguished before rotating assembly is removed.
28. An education program, safety routine and inspection check list should be established to acquaint all personnel in air and/or gas drilling.

PRESSURE BASE FACTOR, F_{pb} - The orifice factors were calculated to give air volumes at a base pressure, P_b , of 14.73 psia. If measurement at any other base pressure is desired, then a pressure base factor must be applied. These factors, and the equation representing the factors, are indicated below:

PRESSURE BASE FACTORS - F_{pb}

$$F_{pb} = 14.73 \div \text{base pressure, psia}$$

Elevation in feet	Inches mercury	Pressure psia	F_{pb}	Elevation in feet	Inches mercury	Pressure psia	F_{pb}
0	30.00	14.73	1.000	2000	27.98	13.74	1.072
100	29.90	14.69	1.001	2500	27.48	13.50	1.091
200	29.80	14.64	1.006	3000	26.97	13.25	1.116
300	29.70	14.59	1.009	3500	26.47	13.00	1.133
400	29.60	14.54	1.012	4000	25.96	12.75	1.155
500	29.49	14.49	1.016	4500	25.46	12.50	1.178
600	29.39	14.44	1.020	5000	24.95	12.25	1.202
800	29.19	14.34	1.027	5500	24.45	12.01	1.226
1000	28.99	14.24	1.034	6000	23.94	11.76	1.252
1500	28.49	13.99	1.052	6500	23.44	11.51	1.279

TEMPERATURE BASE FACTOR, F_{tb} - The orifice factors were calculated to give air volumes at a base temperature, T_b of 60° F. (520° F. absolute). If measurement at any other temperature base is desired, then a temperature base factor must be applied. These factors, and the equation representing the factors, are indicated below.

TEMPERATURE BASE FACTORS - F_{tb}

Temperature base ° F	Factor F_{tb}	Temperature base ° F	Factor F_{tb}	Temperature base ° F	Factor F_{tb}
45	0.9712	65	1.0096	85	1.0481
50	0.9808	70	1.0192	90	1.0577
55	0.9904	75	1.0288	95	1.0673
60	1.0000	80	1.0285	100	1.0769

$$F_{tb} = \frac{460 + \text{Temperature base } ^\circ\text{F}}{520}$$

SPECIFIC GRAVITY FACTOR, F_g - The orifice factors were calculated to give air volumes based upon the flowing air having a specific gravity, G , of 1,000. For gases having a specific gravity other than 1.000, a specific gravity factor must be applied.

SAMPLE CALCULATION

Rig Elevation : 5500 feet
 Ambient Air Temperature: 60° F
 Air Flow temperature: 90° F

Meter

4.026" Meter Run
 1.000" orifice plate
 1500# Spring range
 50" differential

Meter Recording

Differential = 40"
 Static = 600 psig

$$Q_h = C^1 \sqrt{h_w P_s}$$

$$C^1 = F_b \times F_{pb} \times F_{tb} \times F_g \times F_{tf}$$

$$C^1 = 201.99 \times 1.226 \times 1.000 \times 1.00 \times .9723$$

$$C^1 = 240.78$$

$$Q_h = 240.78 \sqrt{40 \times 600}$$

$$Q_h = 240.78 \times 154.919$$

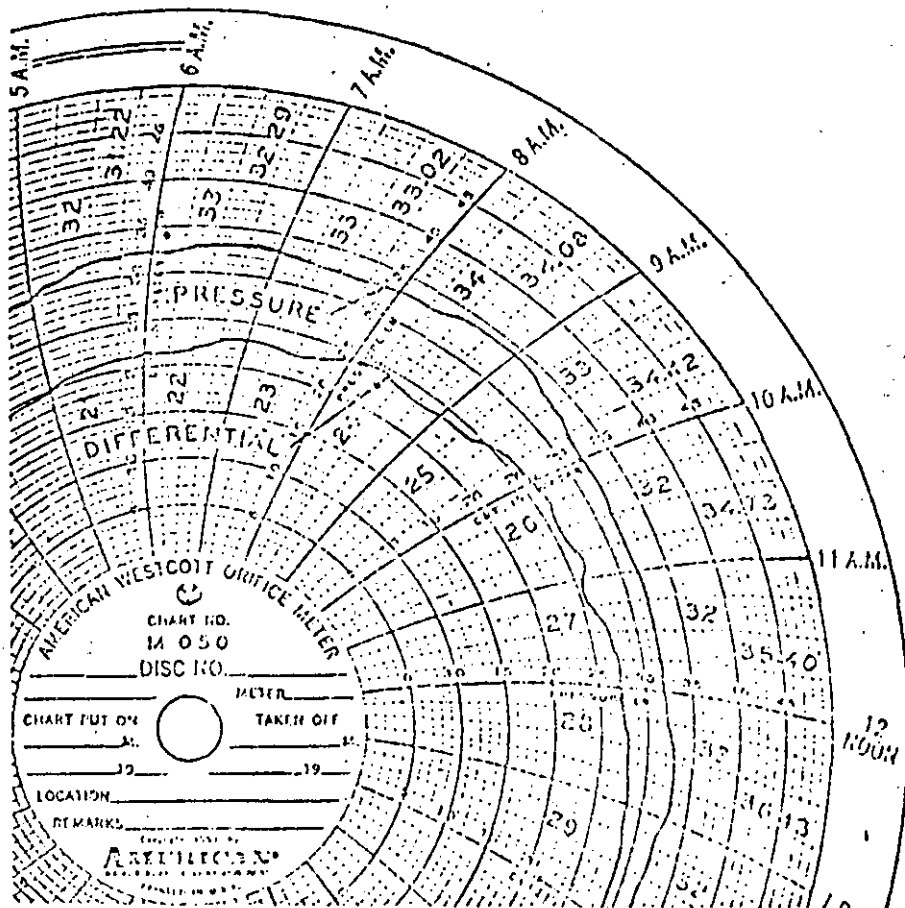
$$Q_h = 37301.476 \text{ scfh}$$

$$Q_m = \frac{37301.476}{60} = 621.69 \text{ scfm}$$

VOLUME DETERMINATION

48

Standard Chart



Conditions:

- 1.000" Orifice Plate
- 4.026" Meter-Run
- 1500" Spring Range
- 50" Differential

- Ambient Temperature = 60°F
- Flow Temperature = 60°F
- Rig Elevation = 5500 ft.

$$Q_h = C \sqrt{hp}$$

- Where: Q_h = Standard cubic ft. per hour
 C = Orifice constant
 h = Differentials (inches water)
 p = Static pressure

Conditions at 10 am

$$C = F_b \times F_{pb} \times F_{tb} \times F_g \times F_{tf}$$

- Where: F_b = Basic orifice factor
 F_{pb} = Pressure base factor
 F_{tb} = Temperature base factor
 F_g = Specific gravity factor
 F_{tf} = Flow temperature factor

$$C = 201.99 \times 1.225 \times 10. \times 1.0 \times 1.0 = 245.5$$

$$Q_h = 245.5 \sqrt{26 \times 32}$$

$$QM = \text{scfm} = \frac{245.5 (28.84)}{60} = 118.025 \text{ cfm}$$

L-10 CHARTS

If L-10 Charts are used where the differential and static pressure are recorded as logarithm functions of the maximum ranges of the recorder then the following formula is used to determine air volumes.

$$Q_h = C^1 Mhp$$

Where: C^1 = orifice constant
 M = meter factor
 h = differential pressure (logarithmic)
 p = static pressure (logarithmic)

The meter factor is determined by utilizing the parameters of the recorder.

Meter Factor L-10 Charts

Differential range of meter, inches	Maximum range of static pressure springs, psi, for gas, air or steam at varying pressures								
	250	500	1000	1500	2000	2500	3000	4000	5000
20	0.7071	1.000							
50	1.118	1.581	2.236	2.739	3.162				
100	1.581	2.236	3.162	3.873	4.472	5.000	5.477	6.325	7.071
200	2.236	3.162	4.472	5.477	6.325	7.071	7.746	8.944	10.00

SAMPLE CALCULATION

50

CONDITIONS

Rig Elevation 2000 feet
 Ambient Air Temperature = 50° F
 Air Flow Temperature = 85° F

METER

4.026" Meter Run
 .75" Orifice Plate
 1000# spring range
 50" differential

Meter Recorder

5.5 differential (red pen)
 6.5 static (blue pen)

$$Q_h = C^1 M h p$$

$$C^1 = F_b \times F_{pb} \times F_{tb} \times F_g \times F_{tf}$$

$$= 113.08 \times 1.072 \times .9808 \times 1.0 \times .9768$$

$$= 116.135$$

$$M = 2.236$$

$$h = 5.5$$

$$p = 6.5$$

$$Q_h = 116.135 \times 2.236 \times 5.5 \times 6.5$$

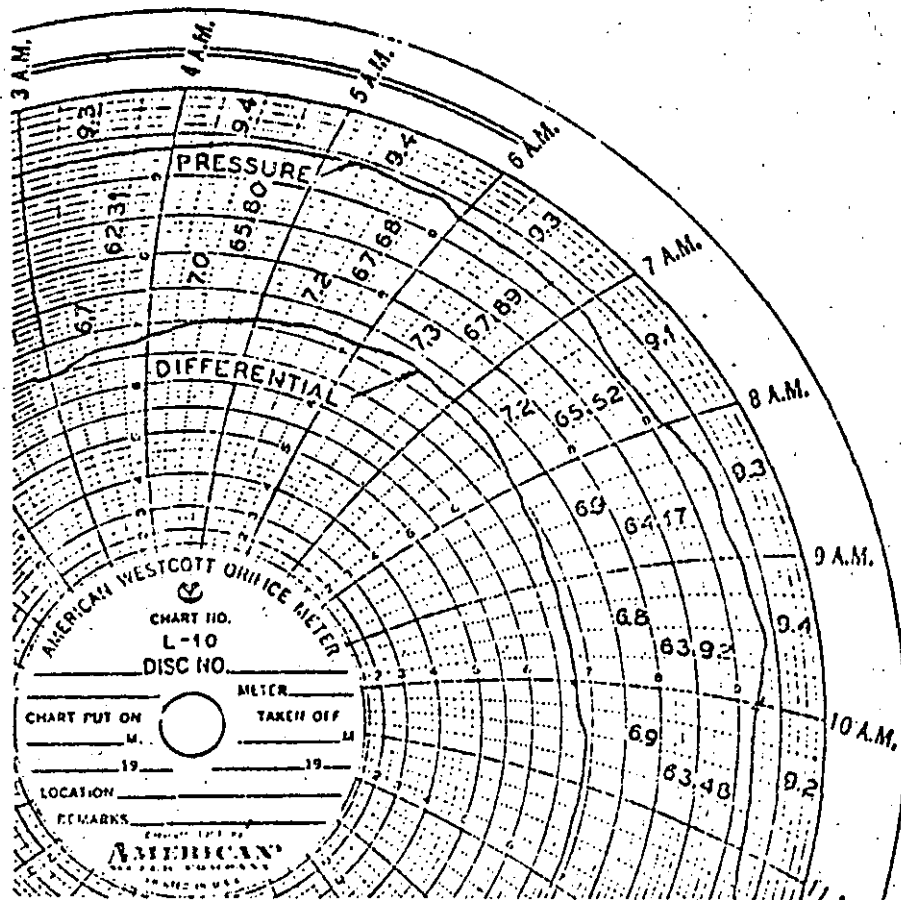
$$= 9283.48 \text{ scfh}$$

$$= 154.72 \text{ scfm}$$

VOLUME DETERMINATION

L-10 Chart

51



Conditions:

1.000" Orifice Plant
 4.026" Meter Run
 1500" Spring Range
 50" Differential

Ambient Temperature = 60°F
 Flow Temperature = 60°F
 Rig Elevation = 5500 ft.

$Q_h = C m p h$

Where:

Q_h = Standard cubic feet per hour
 C = Orifice Constant
 m = Meter Factor
 h = Differential Pressure on L-10 Chart
 p = Static pressure on L-10 Chart

Conditions at 10 am

$$C = F_b \times F_{pb} \times F_{tb} \times F_g \times F_{tf}$$

$$C = 201.99 \times 1.225 \times 1.0 \times 1.0 \times 1.0 = 245.5$$

$$Q_h = C m h p$$

$$Q_h = 245.5 \times 2.739 \times 6.8 \times 9.2 = 42602.8$$

$$Q_m = \frac{42602.8}{60} = 710.05 \text{ scfm}$$

Where: F_b = Basic Orifice factor
 F_{pb} = Pressure base factor
 F_{tb} = Temperature base factor
 F_g = Specific gravity factor
 F_{tf} = Flow temperature factor

(49)



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

ANALIS Y EVALUACION DE LOS DISTINTOS PROBLEMAS DE PERFORACION
EN RELACION CON LAS CARACTERISTICAS PETROGRAFICAS, ESTRUCTURA
LES GEOHIDROLOGICAS Y TERMODINAMICAS, CORRESPONDIENTES A LOS-
DISTINTOS CAMPOS GEOTERMICOS EXISTENTES.

PROF. ING. PEDRO J. CAUDILLO M.

MEXICO, D.F. DICIEMBRE 1985.

Tema 11

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS DISTINTOS PROBLEMAS DE
PERFORACIÓN EN RELACIÓN CON LAS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS
Y LAS ESTRUCTURAS GEOMORFOLÓGICAS Y TERMODINÁMICAS
CORRESPONDIENTES A LOS DISTINTOS CAMPOS GEOTÉRMICOS
EXISTENTES.

PROF. ING. PEDRO J. CAJILLO M.

TEMA V

CAPITULO V.1

ANALISIS Y EVALUACION DE LOS DISTINTOS PROBLEMAS DE PERFORACION EN RELACION CON LAS CARACTERISTICAS PETROGRAFICAS, ESTRUCTURALES, GEOHIDROLOGICAS Y TERMODINAMICAS, CORRESPONDIENTES A LOS DISTINTOS CAMPOS GEOTERMICOS EXISTENTES.

ROCAS SEDIMENTARIAS

Perforaciones Superficiales, Estratos No Compactados.

La perforación en estratos superficiales no compactados, comúnmente va acompañada con diferentes problemas.

Debido a la nula cementación de los estratos en esta zona, la presión del lodo al salir de la barrená abre nuevas vías entre este punto y la superficie, ocasionando un deterioro en la superficie de sustentación de la sub-estructura, e imposibilidad de recuperar el lodo a través de la línea de descarga normal, con la consiguiente pérdida económica y de tiempo porque hay que estar reponiendo el lodo para seguir avanzando en la perforación.

ARCILLAS HIDRATABLES

Las arcillas limpias en ocasiones se dice que son hidratables porque se ha observado que después de haber perforado el pozo y acondicionado el agujero para correr la tubería de ademe, la tubería no baja libremente y en ocasiones, cuando no se toma la decisión de sacar la tubería a tiempo, sino que se sigue forzando ésta a seguir bajando, llega el momento en que no baja a la profundidad programada y cuando finalmente se decide sacarla, ésta está "pegada" por la arcilla hidratable que provocó una disminución de diámetro en una zona o en todo lo largo del agujero.

ZONAS ARCILLO-ARENOSAS

Se ha observado en estas zonas una disminución notable de diámetro del agujero pero frente a los estratos arenosos debido, de acuerdo con los registros de microcalibración, a enjarres de lodo muy gruesos, los cuales también son puntos de resistencia en el momento de correr la tubería de ademe.

AGUJEROS DE GRAN DIAMETRO

Agujeros entre 36" y 17 1/2", se consideran de gran -

diámetro y para levantar y sacar los recortes de la barrena, es necesario que las bombas que manejan el lodo estén en perfectas condiciones a fin de que sean capaces de levantar los recortes mencionados. De otra manera, la barrena trabaja demasiado en cortar, moler y entonces sí levantar las partículas pequeñas.

En estos diámetros no se alcanza la velocidad óptima en el espacio anular, precisamente por el gran diámetro del agujero.

DERRUMBE DE ESTRATOS ARENOSOS

Dentro de los estratos no compactados, frecuentemente se tienen derrumbes de arena, los cuales impiden el avance normal de la perforación, pero cuando esto ocurre a una profundidad mayor de 200 m, se corre el riesgo de que se quede atrapada la barrena por dicho derrumbe.

Como la barrena tiene un diámetro mayor que los lastra barrenas y justamente el diámetro del agujero constituye un punto donde se concentra el derrumbe y dependiendo de la cantidad de éste y la capacidad de las bombas para abrir canales de circulación a través de toda la arena derrumbada para finalmente limpiar todo el agujero y seguir perforando.

TABLA V.5.1.1.

CORRELACION DE TIPOS DE BARRENA CON LA TABLA DEL TIEMPO GEOLOGICO

ERA	PERIODO	FORMACIONES	TIPOS DE BARRENAS
Cenozoico	Cuaternario Presente Pleistoceno	Arcillas, arenas, gravas. Arcillas a arenas y <u>gr</u> avas.	Dientes mediana a grandemente espaciados.
	Terciario Plioceno	Arcillas duras y <u>chic</u> lo <u>s</u> as, arena.	
	Mioceno	Lutitas, arcillas <u>chic</u> lo <u>s</u> as, arenisca suave, <u>algu</u> nas calizas.	
	Oligoceno	Lutitas, arenas, calizas, generalmente suaves.	Dientes medios a muy cortos.
	Eoceno	Arenas duras a suaves, lutita y caliza, roca <u>si</u> lica yeso.	
Mesozoico	Cretácico superior.	Lutita, arena, lutita <u>are</u> nosa, caliza, yeso.	Dientes medios a largos con espaciamiento grande.
	Cretácico inferior.	Lutita calcárea, yeso, caliza.	Dientes medios a cortos. Dientes cortos. Dientes muy cortos o de insertos de carburo de tungsteno.
	Jurásico	Lutitas	
	Triásico	Calizas Calizas arenosas duras, Pirita de hierro en calizas duras: Arena cuarcífera.	
	Paleozoico	Pérmico	Lutita roja carosa, calizas.
Pensilvánico		Yeso, arenisca.	Dientes cortos.
Misisípico		Anhidrita	
Devónico		Anhidrita, lutita.	Dientes muy cortos y fuertes. Insertos de carburo de tungsteno.
Silúrico		Caliza.	
Ordovícico		Caliza arenosa.	
Cámbrico	Dolomitas: dolomita arenosa, dolomita calcárea, Novaculita y Cuarcita.		

que la formación se encuentra en ocasiones a temperaturas de - - 500°F. El lodo, al ponerse en contacto con los fluidos geotérmicos, se calienta y hace que se pierdan las propiedades óptimas - reológicas del pozo.

El problema de la floculación del lodo es debido a - - aumento de la gelatinidad y viscosidad por deshidratación del lodo principalmente produce pérdidas de circulación al tratar de poner nuevamente en movimiento el lodo dentro del pozo e impide bajar las tuberías de revestimiento, debido a que materialmente se deshidrata el lodo en el fondo, perdiendo la fluidez.

La floculación del lodo impide también tomar registros de temperatura y geofísicos que son tomados con sondas relativamente livianas que deben bajar dentro del pozo.

PERDIDA DE DIAMETRO DE LA BARRENA.

En formaciones abrasivas, las barrenas sufren un deterioro lateral más rápido que en el frente de la barrena, de esta manera, los agujeros que hace una barrena quedan de forma cónica obligando a repasar el agujero anterior, con cada barrena nueva, y la consiguiente pérdida de tiempo.

Es también importante el hecho que debido al ataque lateral de la formación a la barrena, la zona entre las piernas de

la barrena y el rol origina que la arena se meta por la unión, en la zona de baleros, ocasionando desgaste de éstos, el cono se suelta y queda como pescado en el fondo del agujero.

PROBLEMAS EN ROCAS IGNEAS

La dureza de estas rocas origina un mayor desgaste en las barrenas.

PERDIDAS DE CIRCULACION

Debido a que la perforación de pozos geotérmicos es siempre en zonas muy afalladas, las pérdidas de lodo son en mayor proporción que en rocas sedimentarias.

DESVIACIONES

Por las razones antes explicadas, las desviaciones en esta clase de rocas tienen la misma incidencia, como ya se mencionó.

En términos generales, los problemas son los mismos

que en las rocas sedimentarias. Es importante, sin embargo, anotar que en estas rocas se deben extremar las precauciones en cuanto a presiones anormales que producen descontrolés y alto porcentaje de derrumbes de materiales, tales como el caolín.

Recopiló: Ing. René de León Botello



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

PROCEDIMIENTO DETALLADO PARA EL CONTROL DE BROTES

PRO. ING. PEDRO J. CAUDILLO M.

MEXICO, D.F. DICIEMBRE 1985.

$$CA_{tp} = (\rho_b^2 - \rho_{tp}^2) \times 0.5067 \quad \text{----- (2)}$$

$$VA_{dc} = \rho_{dc} \times CA_{dc} \quad \text{----- (3)}$$

$$\text{Si } VI < VA_{dc} \quad L_b = \frac{VI}{CA_{do}} \quad \text{----- (4a)}$$

$$\text{Si } VA_{dc} > VI \quad L_b = L_{do} + \frac{VI - VA_{dc}}{CA_{tp}} \quad \text{----- (4b)}$$

Definido el valor de L_b entonces.

$$X = di - \frac{(TRI - TPI) \times 10}{L_b} \quad \text{----- (5)}$$

Si $0 \leq X \leq 0.3$ Fluido del Yac. = Gas.

$0.3 < X \leq 0.85$ Fluido del Yac. = Gas y/o Aceite

$0.85 < X \leq 1.10$ Fluido del Yac. = Agua salada

PASO 2.- ¿Cuál es la presión del yacimiento?

¿ Como influye el resultado del Paso 1 en el cálculo del Paso 2 ?

No influye en nada el resultado del Paso 1 en el cálculo del Paso 2.

La presión del yacimiento se calcula con la ecuación siguiente:

$$Py = PT1 + \frac{di \times D}{10} \quad \text{----- (6)}$$

PASO 3.- ¿Cuál es la densidad necesaria en el lodo (df) para controlar el yacimiento ?

La densidad necesaria para controlar el yacimiento deberá ser la necesaria para generar una presión hidrostática en el fondo mayor que la presión del yacimiento por un margen de seguridad por ejemplo:

3 Kg/cm² por cada 1000 m. o sea 0.03 gr/cm³. Así entonces.

$$\rho_c = df = \frac{10 \times Py}{D} + 0.03 \quad \text{----- (7)}$$

$$\text{o también } df = \frac{TPI \times 10}{D} + di + 0.03 \quad \text{----- (8)}$$

PASO 4.- Decidir cual procedimiento de control aplicar (El del Perforador o del Ingeniero).

Breve descripción de estos métodos.



METODO DEL SUPERADOR



ETAPA.- Inmediatamente después de detectar el brote se desplazan el bache de fluidos del yacimiento del fondo a la superficie con la densidad inicial del lodo, manejando adecuadamente las presiones en TP y TR para impedir entrada de más fluidos del yacimiento al pozo.

SEGUNDA ETAPA.- Se aumenta la densidad del lodo en las presas hasta el valor necesario calculado en el Paso 3.

TERCERA ETAPA.- Se desplaza todo el lodo de baja densidad (di) del pozo, llenándolo con lodo de densidad necesaria para controlarlo (df)

METODO DEL INGENIERO

PRIMERA ETAPA.- Inmediatamente después de detectar el brote, aumenta la densidad en presas al valor necesario para controlar el pozo.

SEGUNDA ETAPA.- Se desplaza todo el lodo del pozo junto con el bache de fluidos del yacimiento sustituyéndolo por lodo de densidad necesaria para controlarlo.

Es evidente que la decisión del Método de Control aplicable dependerá de las condiciones particulares de cada caso. Sin embargo debe señalarse que en esta decisión deberá tomarse en cuenta el resultado obtenido en el Paso 1, por lo siguiente:

- Si el fluido del yacimiento es agua salada, el pozo puede cerrarse para aumentar la densidad del lodo en presas. Sin embargo aunque teóricamente no existe riesgo de que se pegue la tubería por "presión diferencial", el derrumbe de la pared del pozo frente al bache de agua salada si podría producirse, con lo que atraparía la tubería.



Si el fluido del yacimiento es gas podría ser peligroso dejar cerrado el pozo un periodo + largo -- (tiempo necesario para aumentar la densidad del lodo en presas) ya que por diferencia de densidades -- el gas se mueve hacia arriba a una velocidad promedio de 5 m/min. Si esto se produce entonces la presión en la T.R. aumentará y como el gas no se expande en su ascenso se puede generar una presión en el agujero descubierto suficiente para provocar pérdida de lodo condición que obviamente agravaría el problema.

Quando el fluido del yacimiento sea aceite, la condición más favorable para dejar el pozo cerrado y aumentar la densidad en presas ya que en este caso no existen los riesgos señalados en los dos párrafos anteriores.

Después de haber dejado asentadas estas observaciones se continuará el desarrollo del tema.

Supongase que las condiciones del brote son tales que se decide aplicar el método del Perforador y se trata de un flujo de aceite que se puede considerar incompresible..

PÁSO 5.- ¿Cuál es el volumen por embolada de cada bomba?

$$g = 6.8 \times 10^{-3} \times L \times [2(\phi_p)^2 - (\phi_7)^2] \quad \text{--- (9)}$$

Sustituyendo los valores respectivos de cada bomba en la ecuación (9) se obtiene el gasto por embolada en galones. Para calcular este valor en litros se sustituye la constante en la ecuación (9) por 2.2575×10^{-2} . Para bombas triplex de simple acción se aplica la fórmula.

$$g = 1.02 \times 10^{-2} \times L \times \phi_p^2 \quad \text{--- (10)}$$



6.- ¿ Cual es la presión inicial de circulación en la T.P. para dosalojar el bache de fluidos del yacimiento ?

En la respuesta a esta pregunta deben recordarse los siguientes aspectos:

- + Una presión de circulación determinada siempre está asociada a un gasto o velocidad de bombeo. Así pues al hablar de una presión de circulación deberá indicarse el gasto o velocidad de bombeo asociada.
- + La presión de circulación o presión de bombeo a través del circuito en un pozo es la suma de las caídas de presión, también llamadas pérdidas de presión por fricción, a lo largo del circuito, es decir

$$P_b = \Delta P_{tp} + \Delta P_{dc} + \Delta P_{bna} + \Delta P_{amular} + \Delta P_{est} \quad \text{--- (11)}$$

En donde:

- ΔP_{tp} = Caída de presión en el interior de la T.Perforación
- ΔP_{dc} = Caída de presión en el interior de los Drill Collars.
- ΔP_{bna} = Caída de presión a través de las toberas de la barrena
- ΔP_{amular} = Caída de presión a lo largo del espacio anular (del fondo hasta la superficie).
- ΔP_{est} = Caída de presión en el estrangulador.

Durante la perforación normal, la circulación del lodo, al llegar a la superficie por el espacio anular, es a través de la línea de flote pero durante el control de un brote, al salir el lodo del espacio anular debe pasar a través de un estrangulador previamente calculado. Por lo tanto, mientras que el valor de ΔP_{est} es nulo durante la perforación normal, toma un valor positivo real durante el control de un brote.

- + El perfil de la presión en la T.P. al controlar un brote por el Método del Perforador, teóricamente será como se muestra en la Figura 2 cuando se haga este control a gasto constante.



RR

+ El valor de (ΔP_{est}) la caída de presión en el estrangulador necesaria para desplazar el bache contaminante del fondo y eliminarlo del espacio anular sin permitir la entrada adicional de fluidos del yacimiento es función del tipo de estos fluidos invasores, pues su comportamiento físico es muy diferente al ascender por el espacio anular hacia la superficie. Mientras que el agua salada se puede manejar como fluido incompresible (también el aceite cuando no contiene mucho gas disuelto), con el gas no es posible hacerlo ya que debe permitirse su expansión en forma tal que sobre el fondo del pozo siempre se ejerza una presión ligeramente mayor que la del yacimiento para con esto impedir la entrada de mas fluidos. De lo anterior se deduce que la presión de estrangulación ΔP_{est} será constante cuando se desplace fluido incompresible y variable cuando haya gas presente.

Las Figs. 3 y 4 muestran el perfil de la presión en la T.R. durante el control de un brote.

+ Cinco buenas razones por las cuales deberá utilizarse una velocidad de bombeo baja para controlar un brote (Generalmente la mitad de la velocidad de bombeo durante la perforación normal).

1a. Al reducir la velocidad de bombeo a la mitad, la presión de circulación se disminuye a la cuarta parte. En estas condiciones se consume un cuarto de la potencia, aliviando con esto el esfuerzo mecánico sobre el equipo.

2da. Se tiene bastante presión de reserva para la presión inicial de circulación.

3ra. A baja velocidad de bombeo se mejora el control de la densidad del lodo en las presas y a la entrada.

4a. Permite mayor tiempo de reacción a los cambios de presión en el estrangulador o cuando se obtura Estrangulador

RR

R



5a. Aunque no en forma absoluta, la experiencia de campo indica - que a velocidades de bombeo moderadas se incrementa la confianza del personal en la maquinaria y en la operación de control.



Una vez hecho el recordatorio anterior se establecen las siguientes condiciones para determinar la presión inicial de circulación -

(PIC)

- Gasto de bomba reducido (50% del normal de perforación)
- Fluido invasor incompresible
- No se aumenta la densidad del lodo

Asi entonces:

$$PIC = \Delta P \text{ sistema} + TPI \quad \text{----- (12)}$$

$$\Delta P \text{ sistema} = \Delta P \text{ inttp} + \Delta P \text{ int dc} + \Delta P \text{ bna} \quad \text{----- (13)}$$

Puesto que se utilizará durante el control un medio del gasto normal de perforación la caída de presión en el sistema se puede calcular en forma bastante aproximada así:

$$P_b = K_1 Q_1^{1.86} \quad \text{----- (14)}$$

$$\Delta P_{\text{sist}} = K_2 Q_2^{1.86} \quad \text{----- (15)}$$

Como $Q_2 = \frac{1}{2} Q_1$; $K_1 = K_2$ (No cambia el tipo de fluido)

$$\text{Entonces } \Delta P_{\text{sist}} = P_b \times \left(\frac{1}{2}\right)^{1.86} \text{ sea}$$

$$\Delta P_{\text{sist}} = 0.27547 \times P_b \quad \text{----- (16)}$$

Siendo P_b = Presión de bombeo con el gasto Q_1 normal momentos antes del descontrol.

Quando el gasto reducido se toma igual a 1/3 el factor para multiplicar a P_b deberá sustituirse por este valor 0.129584. Si el gasto reducido se toma igual a 2/3 el factor será 0.4704

Ahora aplicando la ecuación (12) se calcula el valor de PCI = 0.27547 x P_b + $TPI @ 1/2$ vel. bombeo normal.





PASO 7.- ¿ Con que presión en el estrangulador (también llamada presión en T.R.)



deberá iniciarse el bombeo para controlar el brote ?

Observando las Figuras N° 3 y 4 se ve que la presión en T.R. al iniciar el bombeo debe ser igual a la presión inicial registrada en T.R.(TRi). Si la experiencia del campo indica que no hay zonas fácilmente fracturables en el agujero descubierto se puede adicionar un pequeño margen a la TRi.

Resumiendo la presión inicial en el estrangulador durante el control de un brote deberá ser la presión inicial registrada en T.R. al cerrar el pozo en el momento de detectarlo.

PASO 8.-

Durante la eliminación de los fluidos invasores como deberá ser la presión en T.R. constante o variable y de que depende este comportamiento ?

El comportamiento de la presión en T.R. durante la eliminación de los fluidos extraños depende de la compresibilidad de estos. La razón de esto se deduce fácilmente, analizando lo siguiente:

La Figura 5a muestra el inicio de un brote. En este momento la presión del yacimiento Py esta definida por la ecuación 6, en función de la columna hidrostática dentro de la tubería de perforación. Por el espacio anular Py se define así.

$$P_y = \frac{\lambda \times L_b}{10} + \frac{(D-L) \times d_i}{10} + TR_i \quad \text{--- (17)}$$

En el caso de que los fluidos invasores sean gaseosos (Compresibles) su densidad (λ) con respecto a la del fluido de perforación (líquido) es despreciable, por lo tanto al inicio del descontrol la masa gaseosa tiene una presión prácticamente igual a la del yacimiento.

La Figura 5b muestra un momento en el cual la masa gaseosa, la cual llamaremos en lo sucesivo "burbuja" ha sido desplazada hacia arriba sin permitir su expansión.



#1. . 11





De acuerdo con la ley del Estado Gasoso, la presión de la burbuja solo cambiará con la temperatura y el factor de desviación Z mientras su permanezca constante. De todo esto se deduce que cuando la tur escencia por el espacio anular la presión ejercida en el fondo au mentará.

La presión de una burbuja de gas al llegar a la superficie sin expansión es aproximadamente el 75% de la presión del yacimiento en un campo de gradiente geotérmico normal ($3^\circ \text{C}/100\text{m}$). Es decir que por efecto de la temperatura y el factor Z , solo se reduce un 25%.

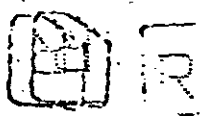
Por lo anterior en la figura 5c que muestra cuando la burbuja llega a la superficie sin expansión, la presión ejercida en el fondo será aproximadamente un 75% mayor que la presión del yacimiento. Esta condición es hipotética ya que lo más probable es que antes de que llegue la burbuja a la superficie se fracture alguna de las formaciones cercanas a la zapata provocando pérdida de circulación.

La figura 5d muestra la burbuja a medio viaje la cual se ha expandido aumentando su longitud al doble (de $1L_b$ a $2L_b$). En este caso la presión en T.P. debe aumentar para compensar la pérdida en presión hidrostática por la expansión del gas de tal forma que sobre el fondo se ejerza únicamente una presión hidrostática igual a la del yacimiento para no dañarlo ni provocar pérdidas de lodo en estratos superiores.

La figura 5e muestra la llegada de la burbuja en constante expansión a la superficie, nuevamente la burbuja aumentó de longitud y por tanto la presión en T.P. debe aumentar para compensar esa expansión.

También puede observarse que la presión en la T.P. a pozo cerrado deberá ser constante e igual a la inicial ($T.P_i$) cuando la burbuja se expanda, en caso contrario se notará un aumento en la presión en T.P. aparentemente injustificado.

Cuando el fluido invasor sea incompresible la presión hidrostática en el espacio anular no varía y por lo tanto la presión en T.R. permanecerá constante durante todo el control.



Este análisis muestra la utilidad del dato obtenido en el paso

De lo anterior la respuesta al paso 8 es:



La presión en T.R. será constante (el fluido invasor es incompresible)

PASO 9.- ¿Cual es el tamaño del estrangulador necesario para efectuar el control?

Puesto que ya esta definida la presión necesaria en el estrangulador (Paso 7) el tamaño del estrangulador se puede calcular con esta fórmula

$$\phi_{est} = 3.18 \times \left(\frac{d_i \times Q^2}{\Delta P_{est}} \right)^{1/4} \quad \text{-----} \quad (18)$$

Donde ϕ_{est} = Diámetro del orificio en 64avos de pg.

d_i = Densidad del lodo en gr/c.c.

Q = Gasto en lt/min

ΔP_{est} = Caída de presión estimada en Kg/cm^2

Si se utilizan unidades del sistema inglés:

d_i en (lb/gal); Q en (gal/min) y en (lbs/pg²)

La constante de la ecuación (18) debe ser 7.06

PASO 10.- ¿Cual es el volumen de lodo para llenar la tubería hasta la barrena?

¿ Cuantas emboladas son necesarias para bombear este volumen?

¿ Tiempo aproximado en que se llena la tubería?

La capacidad interior en lts/m. de las tuberías se puede calcular con la fórmula .

$$Cap \text{ int} = 0.5067 \times (\phi \text{ int})^2 \quad \text{-----} \quad (19)$$

donde $\phi \text{ int.}$ en pgs.

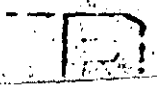
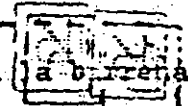
Asi entonces:

$$Vol \text{ int TP} = 0.5067 \times (\phi_{tp} \text{ int})^2 \times L_{tp} = V1$$

$$Vol \text{ int DC} = 0.5067 \times (\phi_{dc} \text{ int})^2 \times L_{dc} = V2$$

$$Vol \text{ para llenar la tubería} = V1 + V2 = V \text{ Tot} \quad \text{-----} \quad (20)$$

Número de emboladas para llenar la T.P. hasta la barrena





$$No1 = \frac{VTot}{g} \text{ ----- (21)}$$

El valor de g se obtuvo en el Paso 5

Tiempo aproximado para llenar la tubería en (min)

$$Tiempo 1 = \frac{No1}{epm} \text{ ----- (22)}$$



PASO 11.- ¿ Con que volumen de lodo, cuantas emboladas y en que tiempo se llena el espacio anular ?

El volumen anular entre DC y agujero se calculó en el Paso 1. ecuación (3)

Volumen anular entre TP y agujero (VA_{tp})

$$VA_{tp} = CA_{tp} \times (D-L_{do}) \text{ ----- (23)}$$

$$Vol \text{ anular total} = VA \text{ Tot} = VA_{dc} + VA_{tp} \text{ ----- (24)}$$

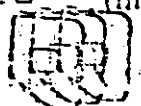
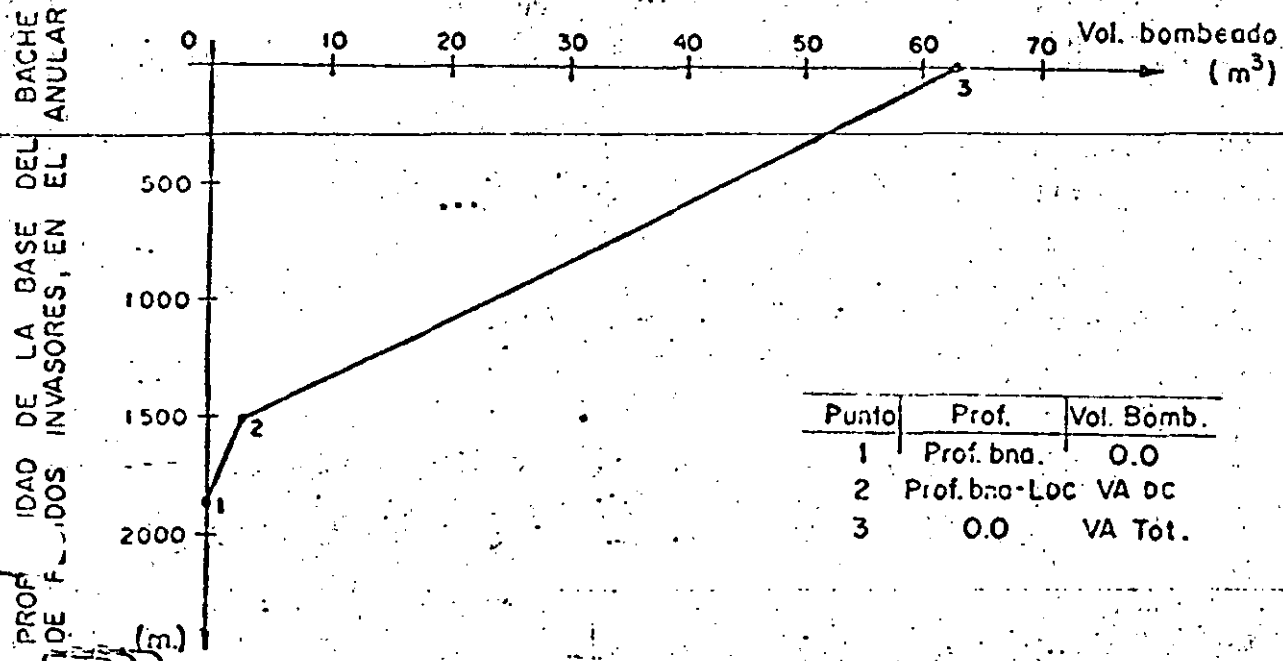
Nº de emboladas para llenar el espacio anular.

$$No 2 = \frac{VA \text{ Tot}}{g} \text{ ----- (25)}$$

Tiempo aproximado en (min) para llenar el espacio anular.

$$Tiempo 2 = \frac{No2}{epm} \text{ ----- (26)}$$

PASO 12.- Control gráfico del viaje del fluido invasor. Se prepara una gráfica de la siguiente forma:



D: Representa la profundidad a la cual se encuentra la barrenadora en el extremo inferior de la sarta dentro del pozo.

PASO 13. Después de eliminar los fluidos invasores del espacio anular que se debe hacer ?

Una vez eliminados los fluidos invasores del pozo, lo cual se manifestará por la salida de lodo "limpio" posterior al bache contaminación, el pozo deberá CERRARSE. Las presiones en T.P. y T.R. deberán ser iguales. Enseguida se deberá aumentar la densidad del lodo en presas hasta el valor d_f calculado en el Paso 3. Este calculo debe verificarse (Ecuación 8) con la presión actual en T.P. en caso de existir alguna diferencia, es conveniente utilizar el valor calculado para d_f en este Paso 13.

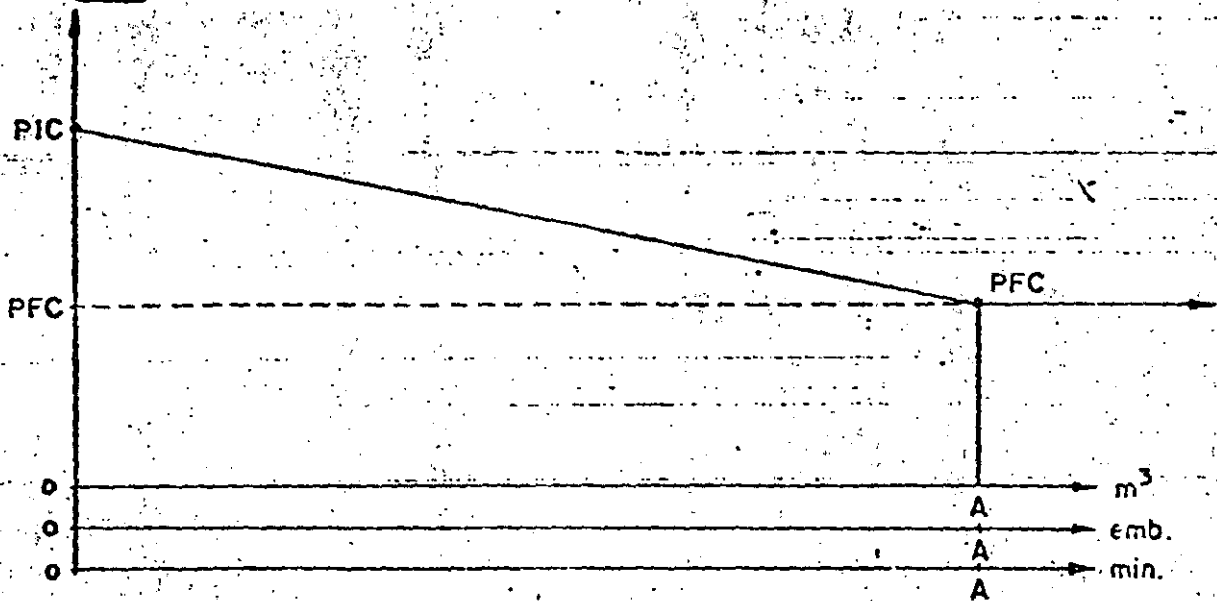
PASO 14.- Una vez aumentada la densidad del lodo al valor necesario, con que presión y gasto se reanudará el bombeo?

El gasto al reanudar el bombeo será el mismo establecido en el Paso 6. La presión de circulación al reanudar el bombeo será igual al valor calculado en el Paso 6. Sin embargo deberá ir disminuyendo a medida que el lodo de densidad aumentada vaya llenando la sarta, de tal manera que después de llegar a la barrenadora, esta presión sea únicamente la necesaria para vencer las fricciones en el sistema, es decir, la caída de presión del sistema (P_{sist}) ya que la presión del yacimiento queda balanceada por la presión hidrostática del lodo dentro de T.P.

Esto da lugar a la Presión Final de circulación (PFC) la cual se calcula ajustando la caída de presión en el sistema P_{sist} por el cambio de densidad del lodo. La ecuación es:

$$PFC = \Delta P_{sist} \times \frac{d_i}{d_f} \quad \text{--- (27)}$$

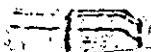
Para facilitar el control de la presión de circulación, durante el llenado de la tubería es recomendable hacer una gráfica como la siguiente:



Con esta gráfica puede saberse con facilidad que presión de bombeo deberá tenerse en función del volumen bombeado. Nótese que esta gráfica es el Sector V de la Figura 2.

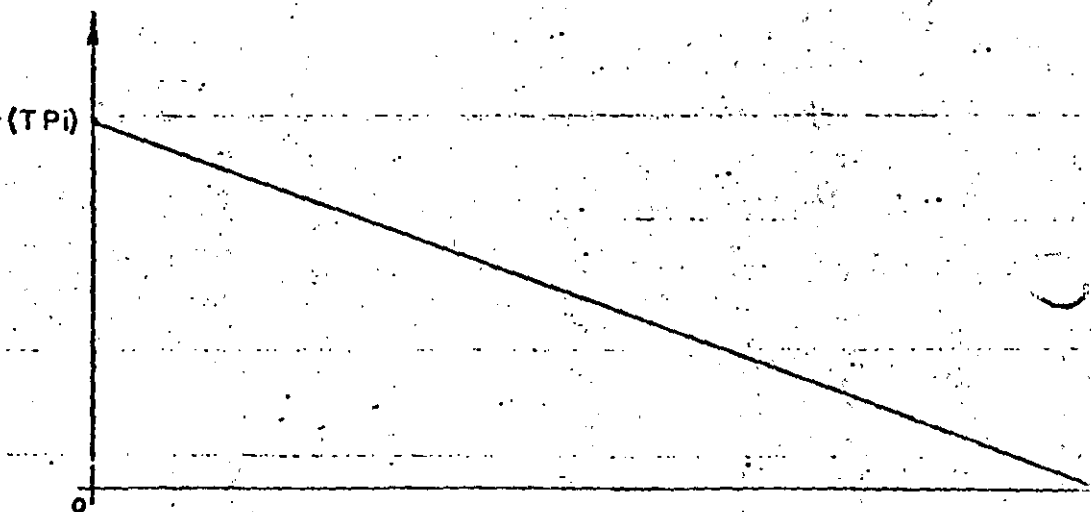
Una vez que se haya llenado la tubería hasta la barrera la presión de circulación en la T.P., volverá a ser constante e igual al valor PFC, calculado con la ecuación (27) hasta llenar todo el espacio anular y obtener loio de la nueva densidad (d_f) en la salida.

PASO 15.- Durante el ascenso del loio pesado en el espacio anular hacia la superficie cual será el comportamiento esperado de la presión en la T.R.?



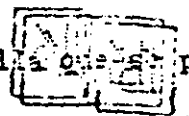
En esta etapa del control el incremento en la densidad del lodo servirá para completar el balance de las presiones hidrostáticas del yacimiento en el espacio anular ya que por dentro de la tubería el control es total. Por lo tanto la presión en T.R. disminuirá hasta llegar a cero cuando el lodo pesado llegue a la superficie. nuevamente para llevar el control gráfico de esta presión en T.R. se puede preparar una gráfica como la siguiente:

Presión en T.R.



Notese que la presión en T.R. es igual a la presión registrada en T.P. hasta que el lodo pesado llegue a la barra; partir de entonces empezará a disminuir.

Esta gráfica puede complementarse con aquella que se muestra en el Paso 12.



#...



Si todo se ha llevado a cabo en forma adecuada, el control del flujo concluye. Para verificarlo deberá suspenderse el bombeo y cerrar el pozo; en caso de haber flujo, ciérrase, registrense, las presiones en T.P. y T.R. y repítase el procedimiento a partir del Paso 13.

Ejemplo 1.-

POZO SARMIA N° 106

CASO 1.- ANTECEDENTES.

Perforando a 3283 m. con barrena de 9 $\frac{1}{2}$ " y lodo de 1.70 gr/c.c. notó aumento de volumen en presas (aprox. 20m³). Levantó la barrena a la zapata (3145m) y cerró BCPs registrando en - - - - TP1 = 30 Kg/cm² y en TRI = 65 Kg/cm².

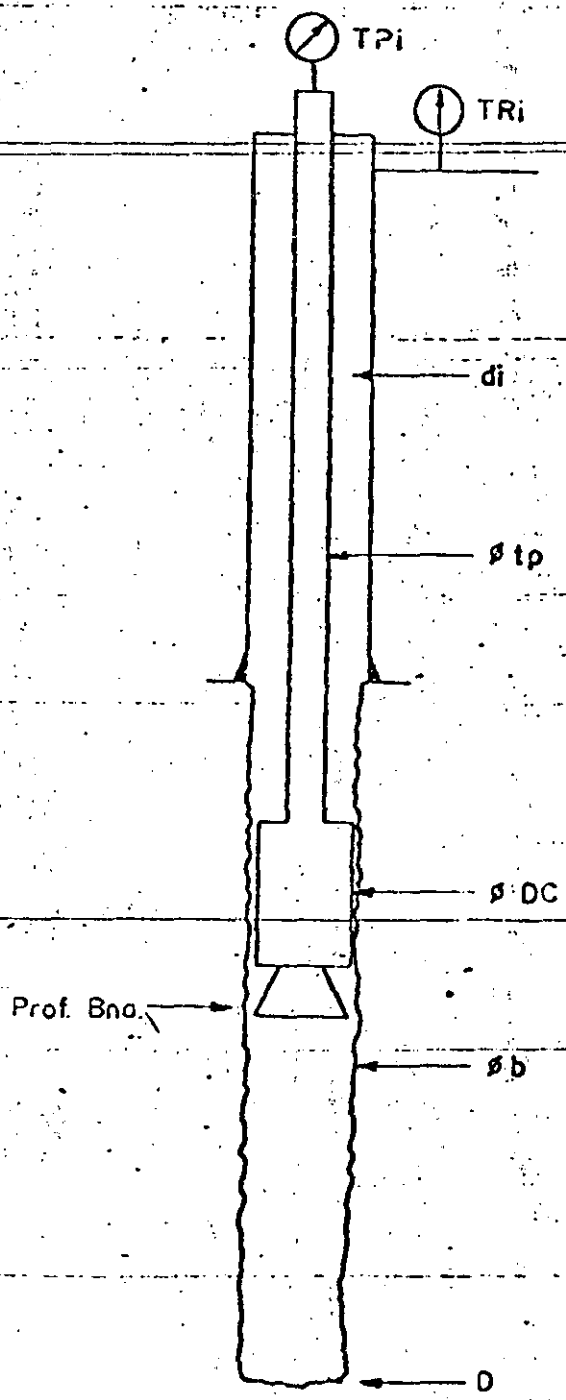
DESARROLLO

El fluido invasor fué agua salada y su longitud de 500 mts. - La densidad para controlar el pozo fué de 1.85 gr/cc. El método aplicado en este caso fué del Ingeniero, y quince horas más tarde se reanudó la perforación normalmente.



RIP
CISO 2.

BROTE AL ESTAR EFECTUANDO UN VIAJE.



El procedimiento general para controlar un brote en estas circunstancias es el siguiente:

- 1° Establecer en forma precisa la presión que debe balancearse (Notese que no se habla de la presión del yacimiento)
- 2° Calcular la densidad del fluido d_f para balancear la presión.
- 3° Abatir a cero las presiones en la cabeza del pozo.
- 4° Meter la tubería hasta el fondo en el menor número de etapas posible, repitiendo en cada una los puntos 1°, 2° y 3°. Después de aumentar la densidad al lodo en la primera etapa en las subsecuentes será necesario disminuir

RIP

RIP



Procedimiento detallado (Flujo de agua salada)



¿ Cual es la presión que debe balancearse ?

Puesto que en la primera etapa se controla la sección del pozo comprendida desde la barrena hasta la superficie, la presión inicial registrada en la T.P. deberá verificarse. Para esto se procede de la siguiente manera. Se hacen los cálculos señalados en el Paso 10- Caso 1 y se calcula el estrangulador con el valor de TRI como se indica en el Paso 9-Caso 1.

Posteriormente se llena la tubería con lodo limpio de densidad uniforme, manteniendo CONSTANTE EL GASTO (clausado en los cálculos) y LA PRESION EN EL ESPACIO ANULAR IGUAL AL VALOR TRI.

Inmediatamente después ciérrase al pozo y registrense los valores de TPI y TRI los cuales serán utilizados en los cálculos subsecuentes. Así entonces la presión a balancear en esta Etapa será:

$$P = P_{TI} + \frac{d_i \times Prof_{bna}}{10} \text{ ----- (28)}$$

PASO 2.- ¿Cual es la densidad de control para esta etapa ?

$$d_o = \frac{P \times 10}{Prof_{bna}} + 0.04 \text{ ----- (29)}$$

Efectuado este cálculo se aumenta o disminuye la densidad en presas hasta el valor calculado d_o

PASO 3.- ¿ Como eliminar los fluidos invasores ó lodo contaminado en el espacio anular y posteriormente abatir a cero las presiones en la cabeza del pozo ?

Primero se calcula la presión inicial de circulación como se indica del Paso 6 al 10 Caso 1, enseguida se calcula la presión final de circulación, puesto que, la densidad del lodo ya fué aumentada, como se indica en los Pasos 14 y 15 Caso 1.

PASO 4.- ¿ Una vez eliminadas las presiones en T.P. y T.R. cual es la siguiente operación ?



Bajar la tubería tanto como sea posible y repetir este procedimiento a partir del paso 1, recordando que en esta ocasión deberá disminuirse densidad al lodo para efectuar el control en esta atapa.

CASO 2.- Ejemplo 1.

CONTROL AGENTE N° 1-B

ANTECEDENTES.

Perforó con 8 $\frac{1}{2}$ " a 3812.0 mts. con lodo de 1.55 gr/c.c. Cemento T.R. 7" — corta a 3790 m. (B.L. 7" a 3335 m). Después de rebajar cemento a 3312 m con lodo de 1.20 gr/c.c. sacó hasta 3014 m. conectó la flecha y cerró BOPs por fuerte flujo registrando las siguientes presiones TPi = 176 Kg/cm².

TRi = 182 gr/cm².

Desarrollo 1° Etapa. Prof bna. = 3014.

A las 13 hrs. del día 6 de Abril de 1976 se inició el control de este pozo. En este momento no se tenía válvula de seguridad en la tubería de perforación por lo que de inmediato se decidió barbear lodo de 1.40 gr/c.c. para conocer las condiciones exactas del pozo. Se llenó la T.P. estrangulando por 1/4" y 1/2". Al final del bombeo la T.P. registró 0 Kgs/cm² y la TR = 30 Kg/cm². La válvula de seguridad fué colocada de inmediato en la TP. Se notó que el nivel de lodo dentro de la TP no estaba en la superficie detectandose aproximadamente a 190 mts. Con este dato se estableció que la densidad de control debería ser:

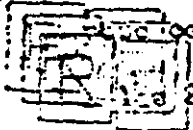
$$d_c = \frac{(3014 - 190) \times 1.40}{3014} + 0.04 = 1.35 \text{ gr/c.c.}$$

$d_c = 1.35 \text{ gr/c.c.}$

Se procedió a generar suficiente volumen de lodo de 1.35 para llenar el pozo de una sola vez. Sin embargo esto no fué posible ya que transcurridos 50 min. las presiones en la boca del pozo eran TPi = 168 Kg/cm². y TR = 135 gr/cm² sintona de la presencia de gas muy cerca de la superficie. A las 15:00 hrs. se inició el bombeo estrangulando por 3/8". Después



de bombear 85=3 (se agotó el lodo en presnas) las presiones registradas a cerrado fueron TP = 0 y TR = 40 Kgs/cm2.



El día 22 hrs. reanudó el bombeo durante 3 hrs. abatiéndose las presiones a cero. Lodo a la entrada 1.35 gr/cc. y a la salida 1.35 gr/cc. Observó pozo sin manifestación y metió tubería a 3790 m. Bajo densidad al lodo a 1.32 gr/cc bombeó estabilizando densidad 1.32 gr/cc entrada y salida. Metió a fondo 3812 m. circuló hasta las 23:00 hrs. del 7 de Abril y saca para cortar nucleos. (Tiempo total 34 hrs.)

CASO 2.- Ejemplo 2.- CONTROL CUMBUJACAN N° 12

ANTECEDENTES

Después de perforar a 4005.0 mts. con lodo de 1.26 gr/cc y barrera 6 1/2" sacó, cambió barrera y metió a 1300 m, donde cerró EOPs por fuerte flujo. TPI = 75 Kg/cm2, TRI = 75 Kg/cm2

Desarrollo 1° ETAPA. Prof bna = 1300 m

A las 9 hrs. del 15 Enero/76, se inició el control bombeando lodo de 1.26 gr/cc para llenar la T.P. de la superficie a la barrera, estrangulando por 3/8. La TPI registrada al final del bombeo fué 65 Kg/cm2.

Así entonces.

$$P = PM + \frac{d_l \times Prof (bna)}{10}$$

$$= 65 + \frac{1.26 \times 1300}{10} = 228.8 \text{ Kg/cm}^2$$

$$d_c = \frac{P \times 10}{Prof(bna)} + 0.04$$

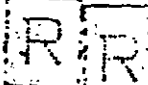
$$d_c = \frac{228.8 \times 10}{1300} + 0.04 = 1.80 \text{ gr/cc.}$$

Se aumentó la densidad en pruebas a 1.80 gr/cc y a las 12:10 hrs. se reanudó el bombeo estrangulando por 3/8, 1/2, 5/8 y finalmente 15/16". El control estuvo basado en la presión en T.P. y la velocidad de bombeo ya que los fluidos invasores fueron gas y aceite. A las 16:00 hrs. las presiones en la boca del pozo eran cero y el lodo a la salida tenía 1.73 gr/cc. y a la entrada 1.80 gr/cc.





Después de observar el pozo sin manifestación se continuo matiendo hasta 2236 m. donde cerró BOPs por fuerte flujo en el espacio anular.



TR1 = 0 Kg/cm2 y TR 1 = 105 Kg/cm2

2da. Etapa Prof. bna = 2236 m.

La densidad en esta etapa fué de 1.50 gr/c.c. el bombeo se efectuó estrangulando por 3/8", 5/16", 3/8" y 1/2". Observó pozo sin fluir y metió a 3800.0 m. (zapata T.R. 7 5/8").

3ra. Etapa Prof. bna = 3800 m.

Bajo densidad al lodo a 1.33 gr/co

Circuló por 2" (línea franca) estrangulando por 1/2" al salir el lodo gasificado del fondo. Observó pozo sin fluir y metió a fondo - 4005 m.

4a. Etapa Prof bna = 4005 m.

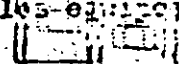
Bajo densidad al lodo a 1.30 gr/co y circuló por línea franca 2". Al salir el fondo, estrangulé por 1/2" y finalmente estabilizó densidad de entrada y salida a 1.30 gr/co. Esto fué a las 8:30 hrs. del día 17 de Enero/76. (tiempo total 47 1/2 hrs.)

CONCLUSIONES.

- 1.- Si las presiones de bombeo y estrangulamiento se calculan y manejan adecuadamente, en un ciclo y medio de circulación en su pozo, se uniformiza la densidad del lodo a la entrada y salida.
- 2.- Deberá estudiarse mas el fenómeno de los brotes mediante la simulación numérica para mejorar la comprensión de las presiones generadas durante las operaciones de control y con este conocimiento manejarlas adecuadamente.


RECOMENDACION

Se recomienda efectuar pruebas de campo con estranguladores ajustable y de obtenerse resultados positivos sean dotados los equipos de perforación con ellos. Ya que hasta la fecha en el distrito de Cuernavaca, Tab., no se cuenta con estos estranguladores en los equipos.





NO MENCLATURA

	N = Velocidad de bombeo - - - - -	(carreras/min)
P_b	= Presión de bombeo - - - - -	(Kg/cm ²)
Q	= Gasto o caudal de circulación - - - - -	(gal/min)
D	= Profundidad del pozo - - - - -	(m)
TPI	= Presión inicial en la tub. de perforación. - -	(Kg/cm ²)
TRI	= Presión inicial en la tubería de adeno. - - -	(Kg/cm ²)
d_i	= Densidad inicial del lodo - - - - -	(gr/cc)
ϕ_b	= Diámetro de la barrena - - - - -	(pg)
Z	= Profundidad de la ultima zapata de T.R. - - -	(m)
ϕ_{tp}	= Diámetro exterior de la tubería de perf'n. -	(pg)
ϕ_{do}	= Diámetro exterior de las lastrabarrenas - -	(pg)
L_{do}	= Longitud de lastrabarrenas - - - - -	(m)
L_b	= Longitud vertical de los fluidos invasores -	(m)
VI	= Incremento de volumen en presas - - - - -	(lts)
CA_{do}	= Capacidad anular lastrabarrenas-agujero - - -	(lts/m)
CA_{tp}	= Capacidad anular tubería perf'n-agujero - - -	(lts/m)
V_{do}	= Vol anular lastrabarrenas-agujero - - - - -	(lts)
V_{tp}	= Vol anular tub. perf'n - agujero - - - - -	(lts.)
X	= Densidad de fluidos invasores - - - - -	(gr/co)
P_y	= Presión del yacimiento - - - - -	(Kg/cm ²)
$d_c = d_f$	= Densidad necesaria para controlar el pozo -	(gr/cc)



Q = Volumen por embolada de una bomba - - - - - (gal/min)

P = Caída de presión - - - - - (Kg/cc²)

K = ~~Constante~~ Constante.

PIC = ~~Presión~~ Presión inicial de circulación - - - - - (Kg/cc²)

PFC = ~~Presión~~ Presión final de circulación. - - - - - (Kg/cc²)

V_1 = Vol interior de la tubería de perforación. - - - (lts.)

V_2 = Vol. interior de las lestrabarreras - - - - - (lts.)

V_{Tot} = Vol. interior de la sarta de perforación - - (lts)

$N^{\circ} 1$ = N^o de emboladas para llenar la tubería de per- (emb.)
foración - - - - -

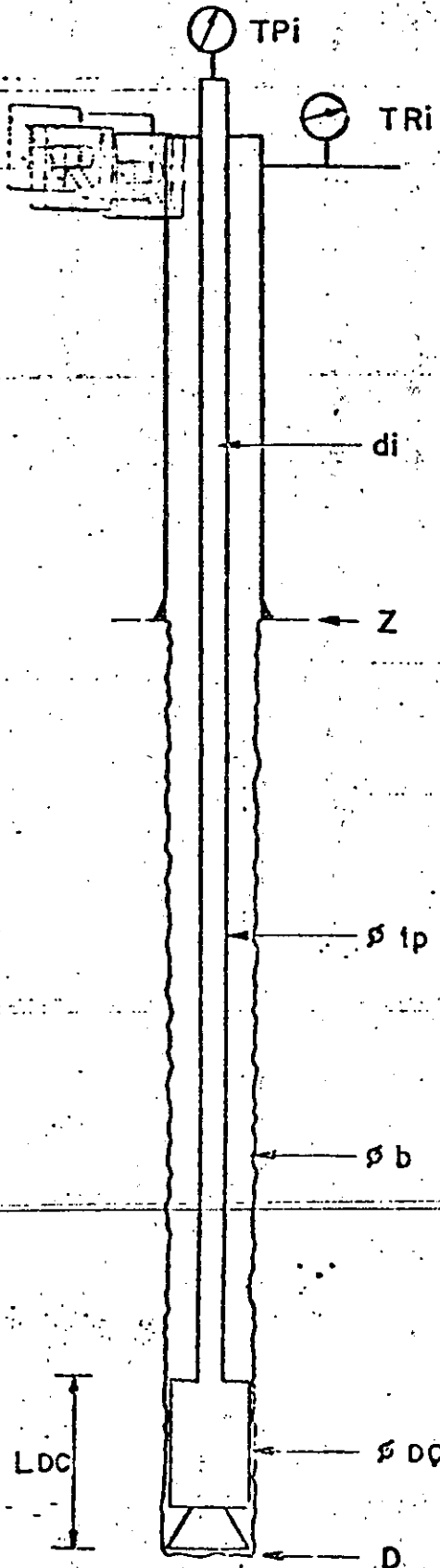
$N^{\circ} 2$ = N^o de emboladas para llenar el espacio anular. (emb)

LITERATURA CONSULTADA

- 1.- Rehn B. " Pressure Control in Drilling " .
The Petroleum Publishing Company
- 2.- Rehn B., Hebert R. y Hebert J.
"Practical Pressure Control "
The Petroleum Publishing Company
- 3.- Rader D.W. y Bourgoyno A.T. "Factor affecting
bubble rise velocity of gas kick "
Paper Number SPE 4647. Oct. 1973
- 4.- Moore P.L. "Special well control problems Parts 1,2 y 3 "
The Oil and Gas Journal Feb.3,10 y 17 de 1975.
- 5.- Goldsmith, Fischer, Kastor y Kendall "What's needed for well control.
Parts 1,2 y 3 " World Oil Oct/75
Pags 55-72
- 6.- Vest E.R. "Hydraulic Control Of Deep Well Blow outs" Petroleum Engineer.
No. 1976. Pags 68-81
- 7.- Moore P.L. " Procedures aid pressure control when drill bit is not on -
bottom" The Oil & Gas Journal. Ene 3/77 . pags. 86-92



Caso 1 - Brote al estar perforando.



Prof. del pozo = D

P. inicial en T.P. = TPi

P. inicial en T.R. = TRI

Lodo inicial = di

Diam. Barrena = ϕb

Ultima zapata = Z

Diam. T.P. = ϕtp

Diam. D.C. = ϕDC

Long. D.C. = LDC

Aumento en 'presas' = VI

Fig.-1



$$L_b = \frac{v_i}{CA_{dc}}$$

26

RR
Lb

$$L_{dc} + \frac{VI - VA_{dc}}{CA_{tp}}$$

(4b)

$$X = d_i - \frac{(TRI - TPI) \times 10}{L_b}$$

(5)

0 - 0.3 → Gas

0.3 - 0.85 → Gas y/o Aceite

0.85 - 1.08 → Agua Salada

$$P_y = P_{Ti} + \frac{D \times d_i}{10}$$

(6)

$$d_c = d_f = d_i + \frac{10 \times TPI}{D} + 0.03$$

(8)

RR

RR

R

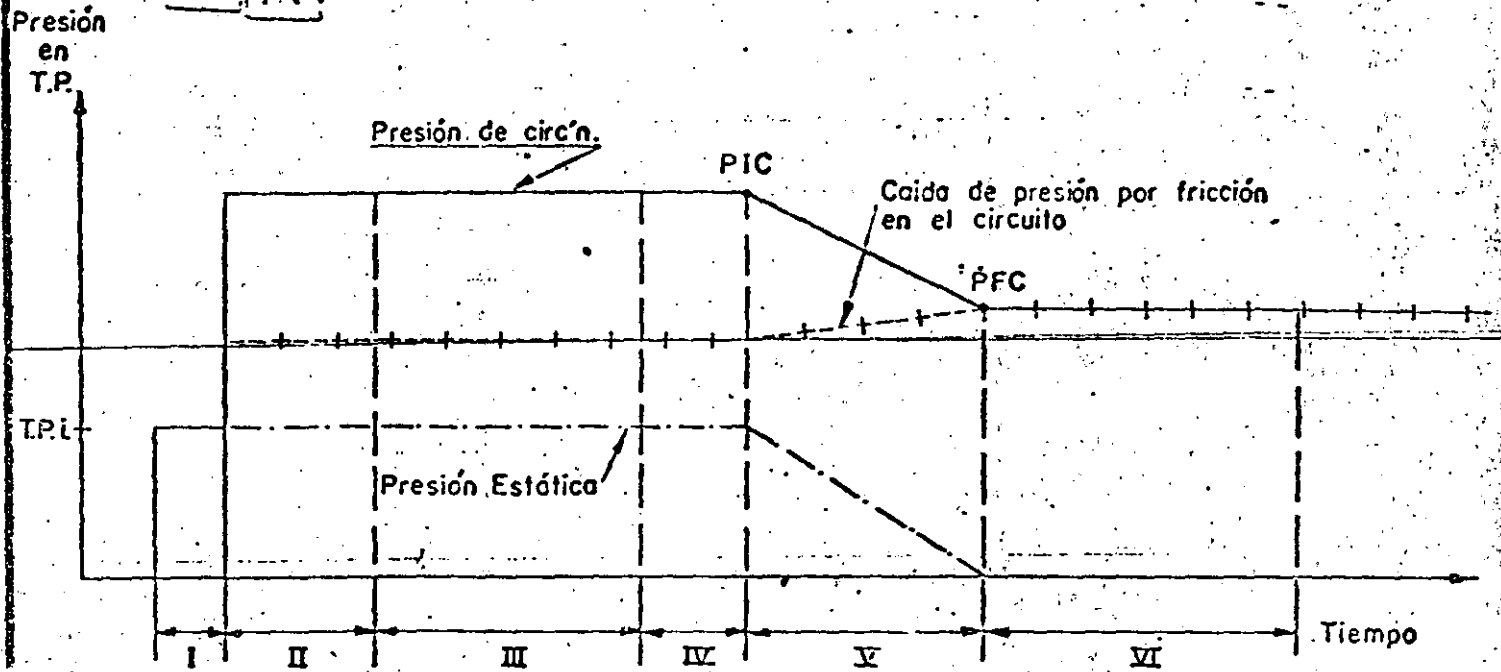


Figura. 2.- Método del Perforador perfil de la presión en la Tub. de Perf'n. durante el control de un brote.

- I : Inicio del brote, pozo cerrado registrando presión inicial en TP (TPI)
- II : Inicio del bombeo, desplazando el bache hacia la superficie con lodo de densidad inicial (d_i)
- III : Llegada del bache contaminante a la superficie
- IV : Desalojando los fluidos del yacimiento fuera del espacio anular pozo lleno con lodo de densidad (d_i)
- V : Reinicio del bombeo con lodo de densidad necesaria para el control (d_f) llenando la T.P.
- VI : T.P. Llena con lodo de densidad (d_f), llenando el espacio anular y finalmente pozo controlado.



CONTROL DE BROTES METODO DEL PERFORADOR

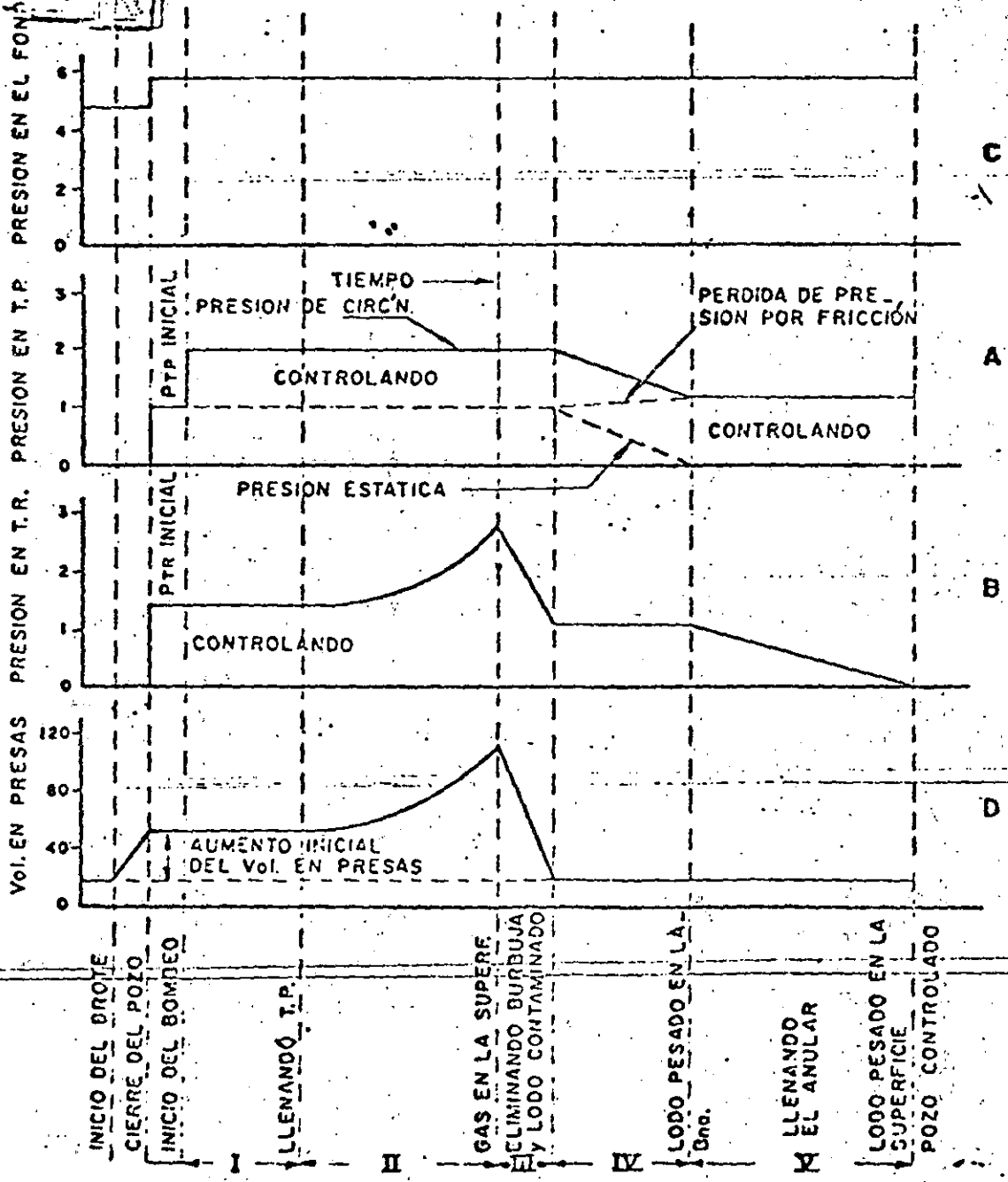
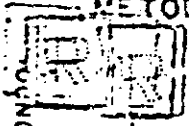
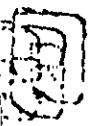


Fig- 13



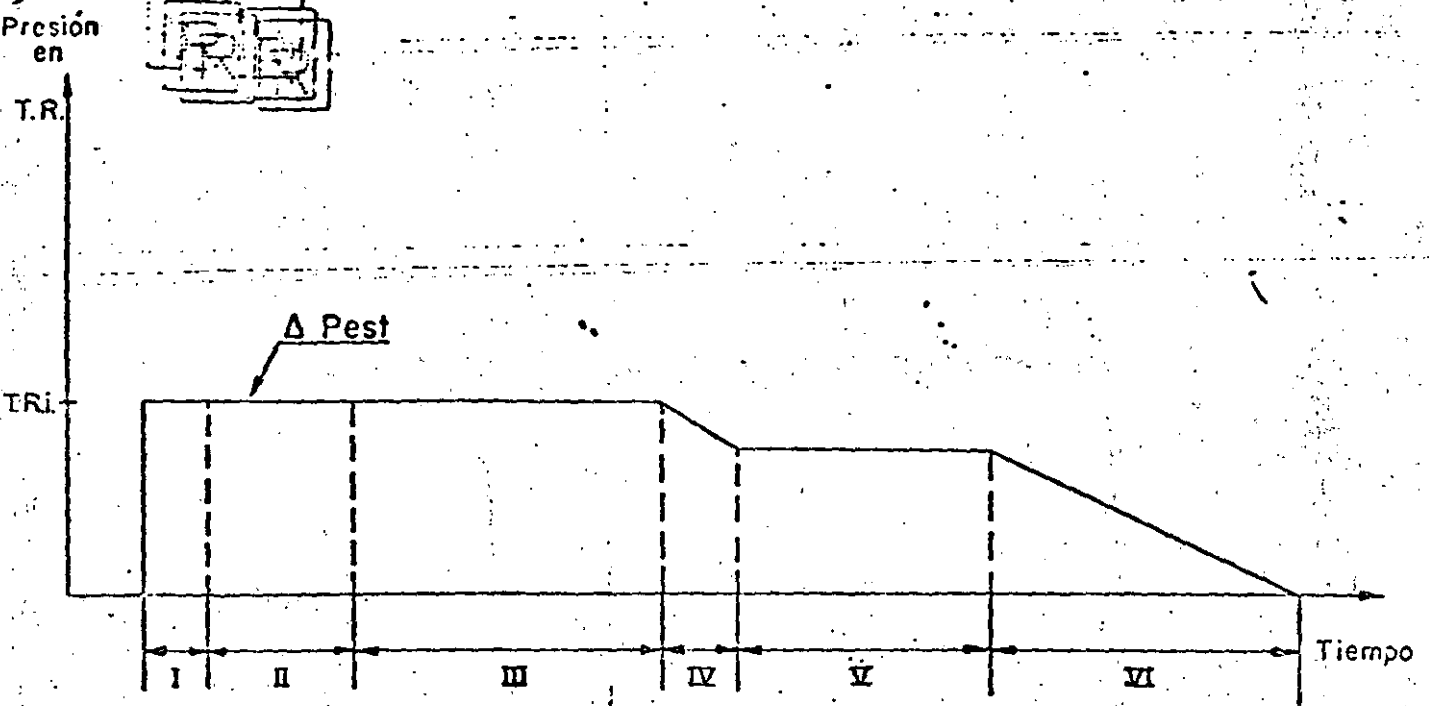


Figura. 3.- Método del Perforador perfil de la presión en T.R. al controlar un brote de fluidos "incompressibles"

- I : Inicio del brote, pozo cerrado registrando presión inicial en T.P. (T.P.I)
- II : Inicio del bombeo, desplazando el bache hacia la superficie con lodo de densidad inicial (d_i)
- III : Llegada del bache contaminante a la superficie
- IV : Desalojando los fluidos del yacimiento fuera del espacio anular pozo lleno con lodo de densidad (d_i)
- V : Reinicio del bombeo con lodo de densidad necesaria para el control (d_f) llenando la T.P.
- VI : T.P. Llena con lodo de densidad (d_f), llenando el espacio anular y finalmente pozo controlado.

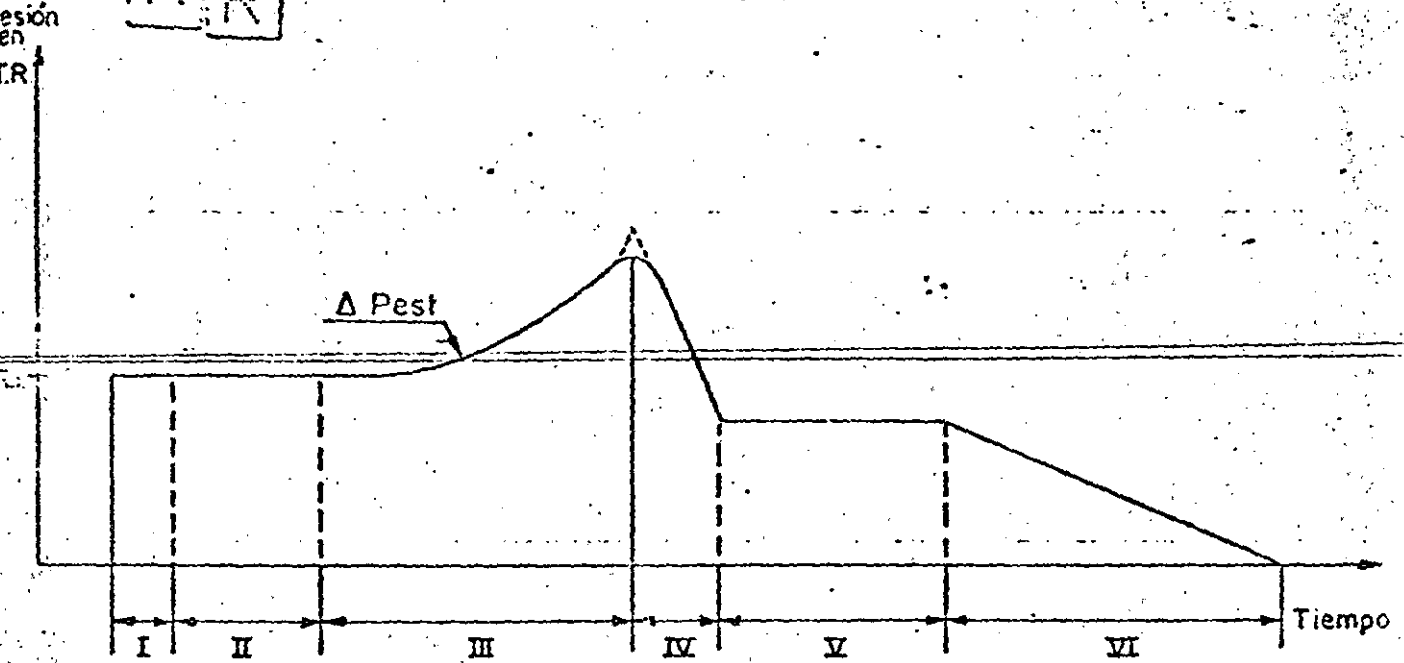



Figura. 4.- Muestra el perfil de la presión en la T.R. durante el control de un brote de gas (fluidos compresibles) Metodo del perforador.

- I : Inicio del brote, pozo cerrado registrando presión inicial en T.P. (T.P.I.)
- II : Inicio del bombeo, desplazando el bache hacia la superficie con lodo de densidad inicial (d_i)
- III : Llegado del bache contaminante a la superficie
- IV : Desalojando los fluidos del yacimiento fuera del espacio anular pozo lleno con lodo de densidad (d_i)
- V : Reinicio del bombeo con lodo de densidad necesario para el control (d_f) llenando la T.P.
- VI : T.P. Lleno con lodo de densidad (d_f), llenando el espacio anular y finalmente pozo controlado.

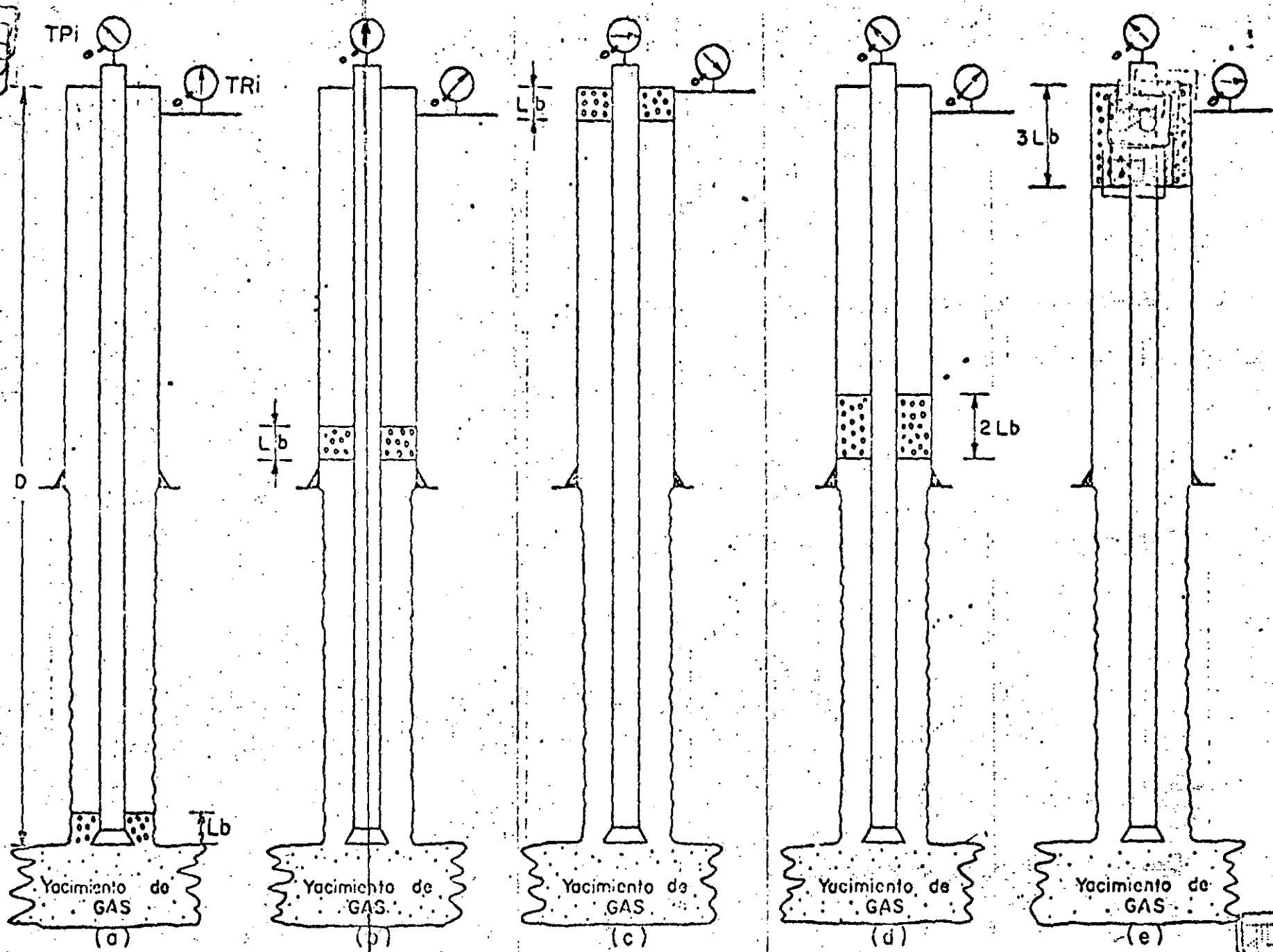


Figura -5 Presiones en los manómetros a pozo cerrado.

RR

RR

$$P_y = \frac{D \cdot di}{10} + TPI \quad \text{-----} \quad (6)$$

$$P_y = \frac{X \cdot L_b}{10} + \frac{(D - L_b) \cdot di}{10} + TRI \quad \text{---} \quad (17)$$

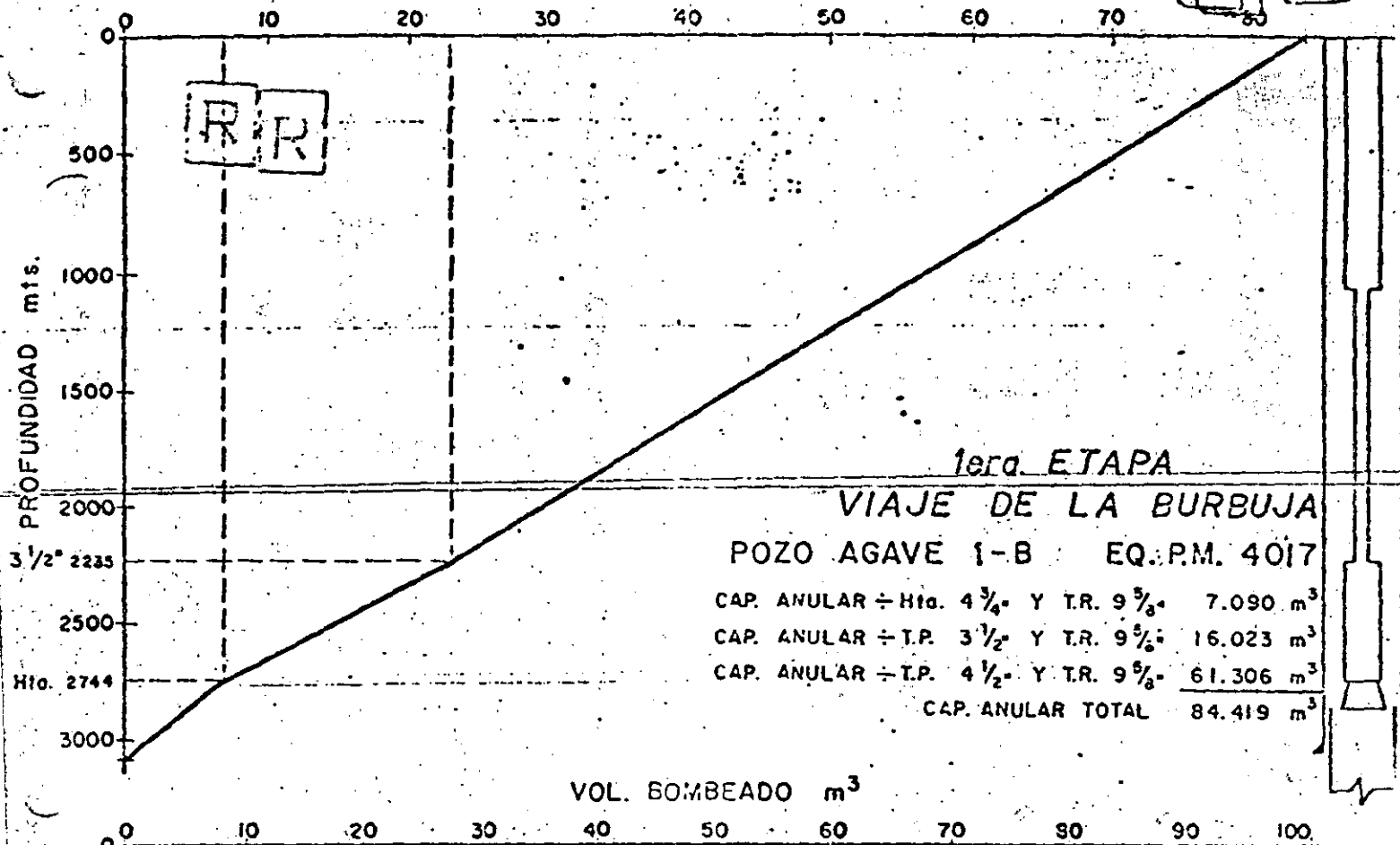
RR

RR

RR

33

VOL. BOMBEADO m³

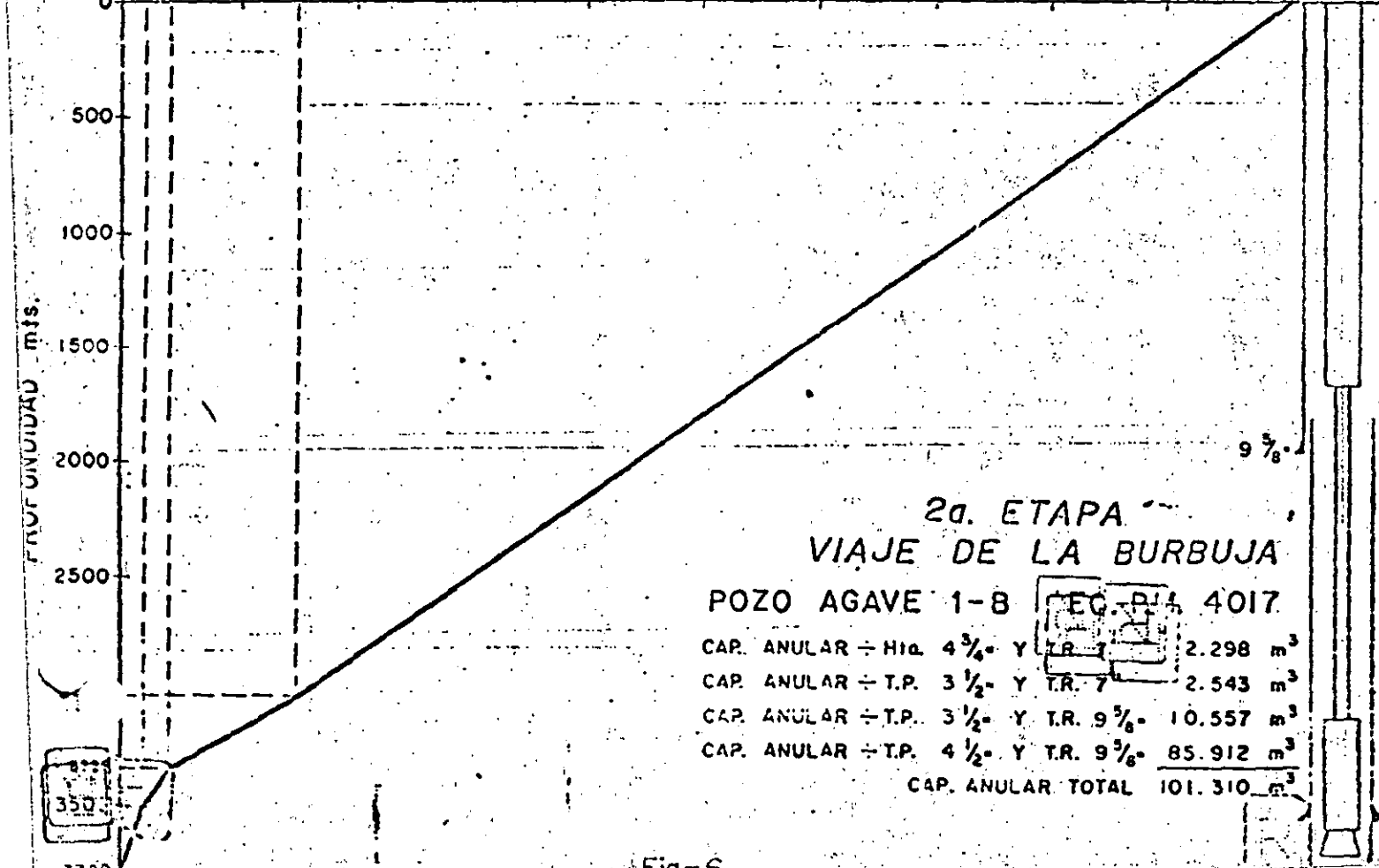


1era. ETAPA

VIAJE DE LA BURBUJA

POZO AGAVE 1-B EQ. P.M. 4017

CAP. ANULAR ÷ Hto. 4 3/4° Y T.R. 9 7/8°	7.090 m ³
CAP. ANULAR ÷ T.P. 3 1/2° Y T.R. 9 7/8°	16.023 m ³
CAP. ANULAR ÷ T.P. 4 1/2° Y T.R. 9 7/8°	61.306 m ³
CAP. ANULAR TOTAL	84.419 m³



2a. ETAPA

VIAJE DE LA BURBUJA

POZO AGAVE 1-B EQ. P.M. 4017

CAP. ANULAR ÷ Hto. 4 3/4° Y T.R. 9 7/8°	2.298 m ³
CAP. ANULAR ÷ T.P. 3 1/2° Y T.R. 7°	2.543 m ³
CAP. ANULAR ÷ T.P. 3 1/2° Y T.R. 9 7/8°	10.557 m ³
CAP. ANULAR ÷ T.P. 4 1/2° Y T.R. 9 7/8°	85.912 m ³
CAP. ANULAR TOTAL	101.310 m³

Fig-6



Volumen para llenar la Sarta

$$V_1 = 0.5067 (\phi_{tp})_{int.}^2 \times L_{tp} \quad \text{-----} \quad (20)$$

$$V_2 = 0.5067 \times (\phi_{dc})_{int.}^2 \times L_{dc} \quad \text{-----} \quad (21)$$

$$V_{I \text{ Tot}} = V_1 + V_2 \quad \text{-----} \quad (22)$$

$$N^{\circ} \text{ emb } 1 = \frac{V_{\text{Tot}}}{g} \quad \text{-----} \quad (23)$$

$$\text{Tiempo } 1 = \frac{N^{\circ} \text{ emb } 1}{\text{epm}} \quad \text{-----} \quad (24)$$

Volumen para llenar el Espacio Anular

$$V_{A \text{ tp}} = C_{A \text{ tp}} \times (D - L_{dc}) \quad \text{-----} \quad (25)$$

$$V_{A \text{ dc}} = C_{A \text{ dc}} \times L_{dc} \quad \text{-----} \quad (26)$$

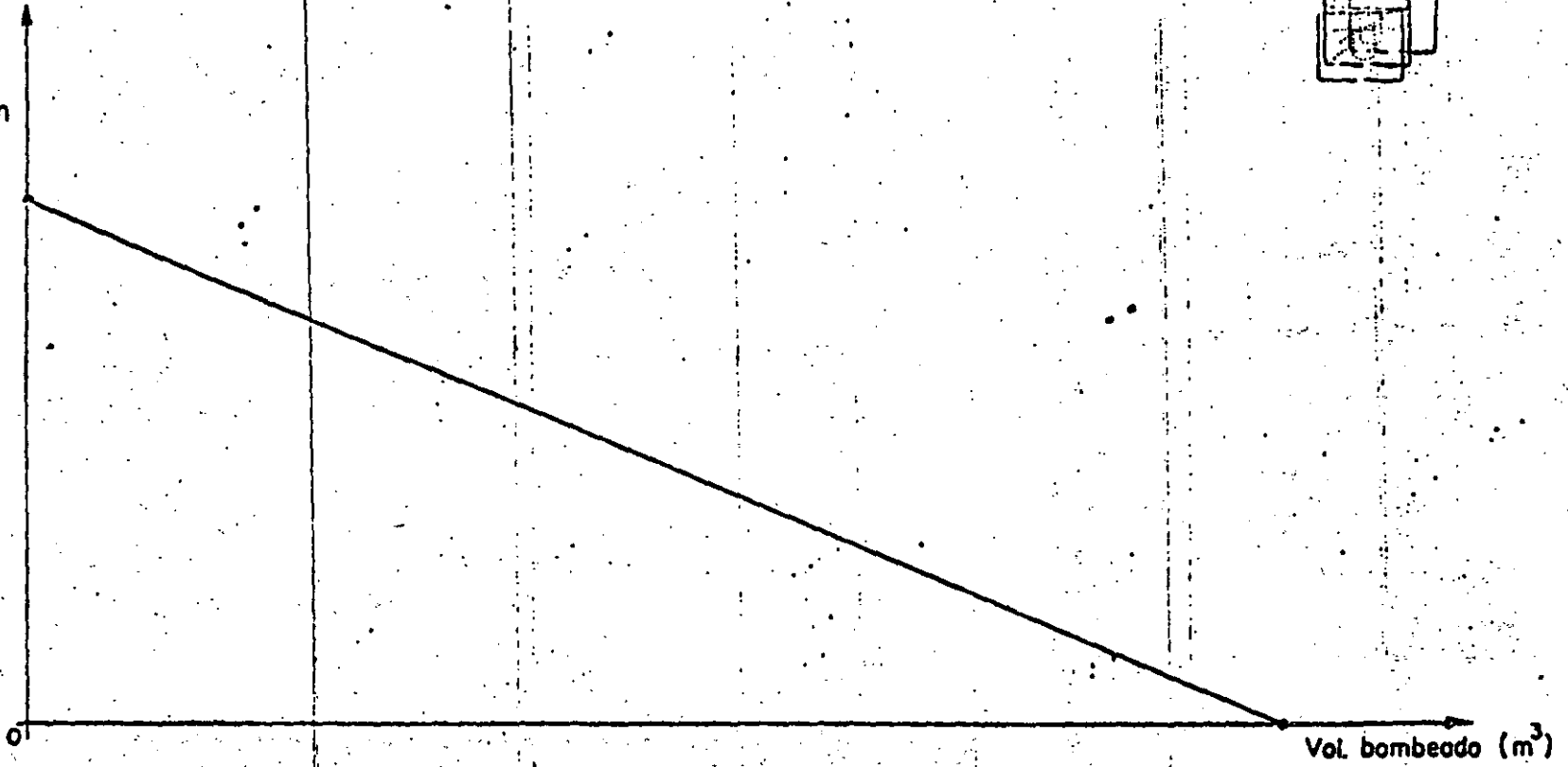
$$V_{A \text{ Tot}} = V_{A \text{ tp}} + V_{A \text{ dc}} \quad \text{-----} \quad (27)$$

$$N^{\circ} \text{ emb } 2 = \frac{V_{A \text{ Tot}}}{g} \quad \text{-----} \quad (28)$$

$$\text{Tiempo } 2 = \frac{N^{\circ} \text{ emb } 2}{g} \quad \text{-----} \quad (29)$$



Presión en
T.R.
(TPI)



35

Fig- 8

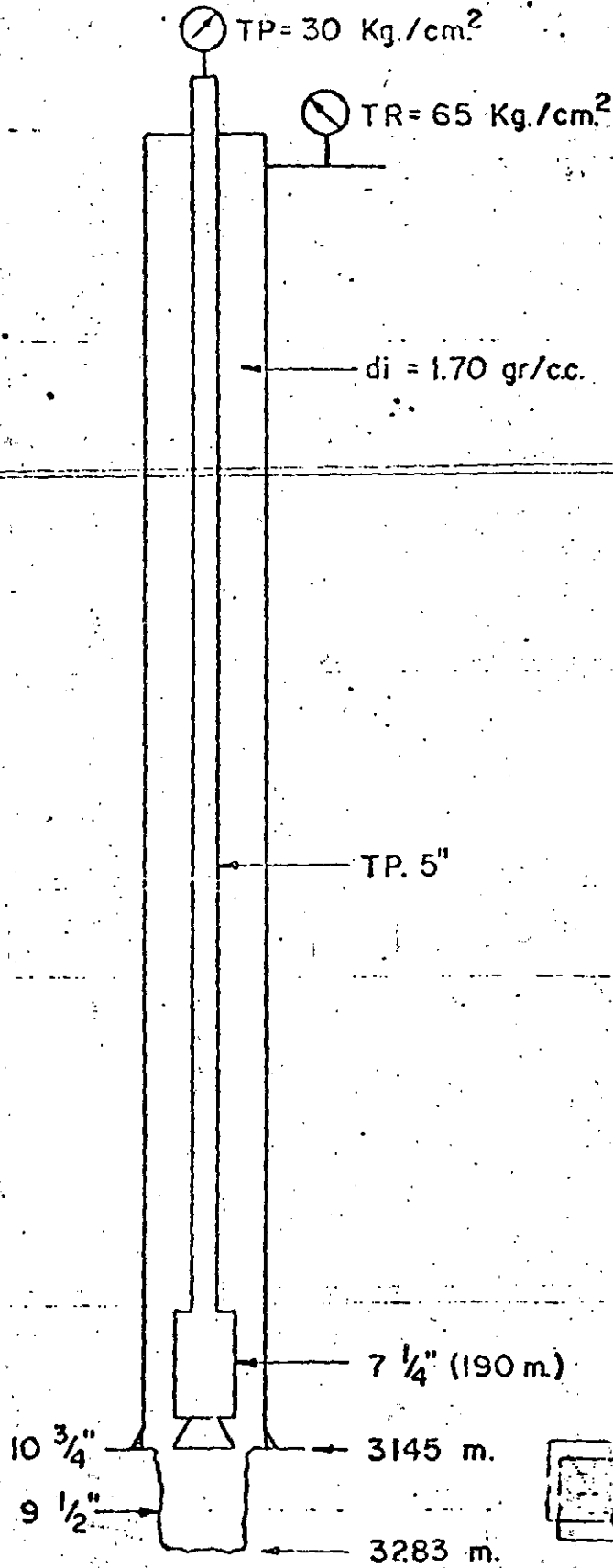


Fig-10

Caso 2 -- Brote al efectuar un viaje

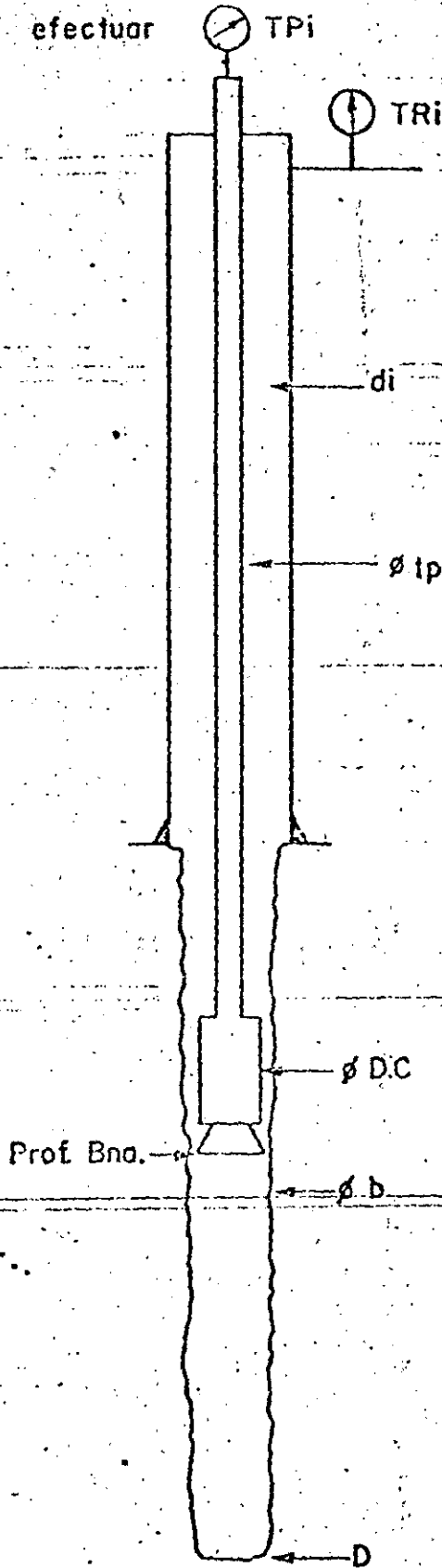
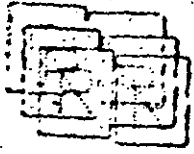


Fig-9

R

ESTADO INICIAL DEL POZO DESCONTROLADO

(176 Kg/cm²)

(182 Kg/cm²)

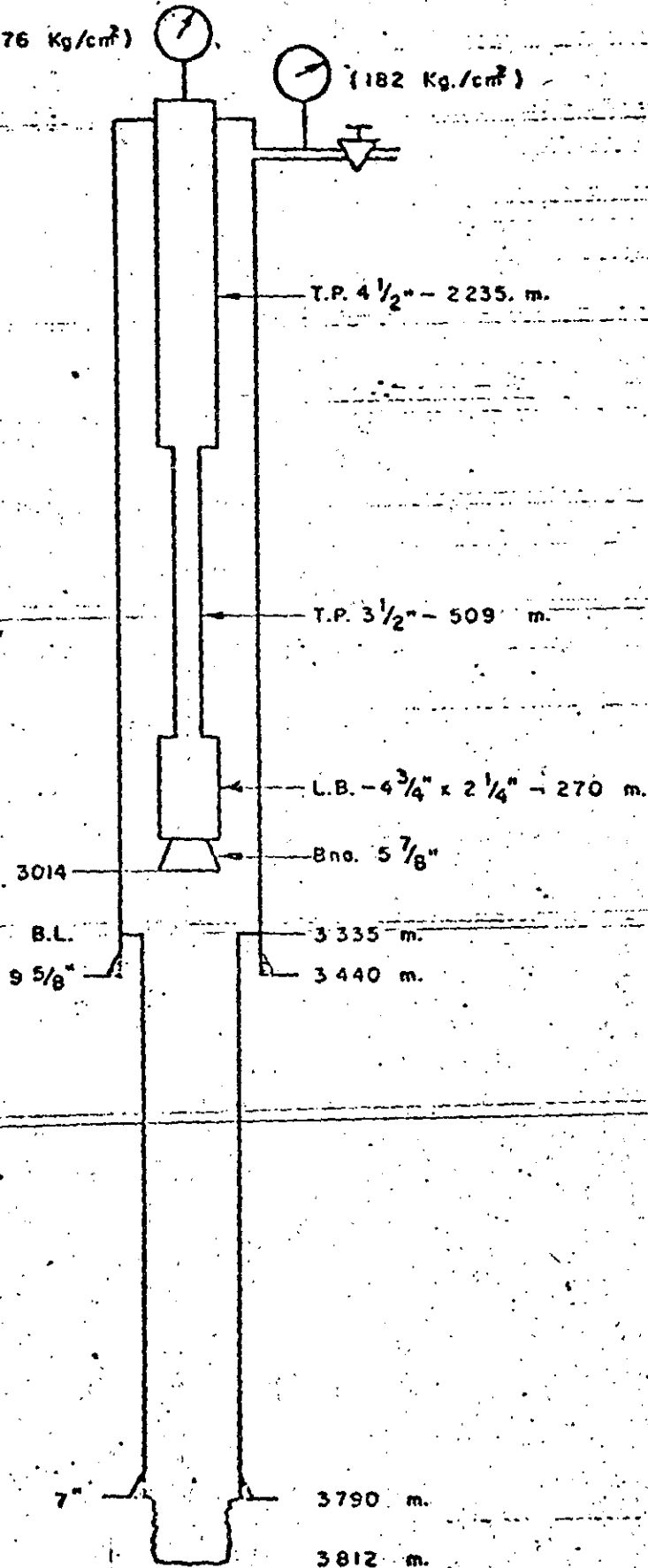
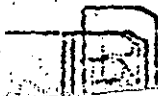
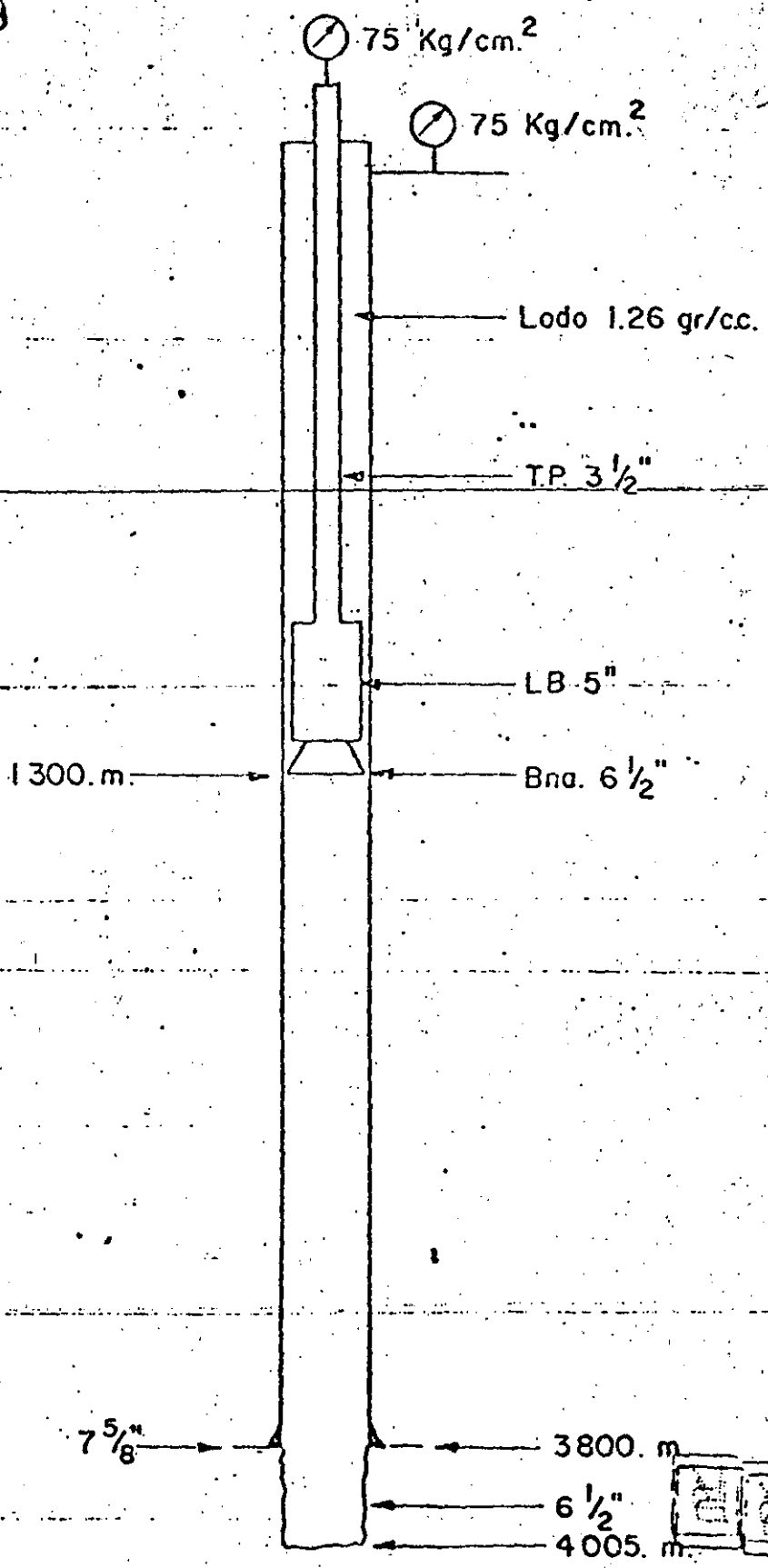


Fig.- II



RR

RR



RR

Fig-12 Estado Inicial del pozo descontrolado

RR

RR

RR

$$\Delta P_{est} = TR_i$$

$$\phi_{est} = 3.18 \times \left[\frac{d_i \cdot Q^2}{\Delta P_{est}} \right]^{1/4} \quad (18)$$

RR

R

CONTROL DE BROTES METODO DEL INGENIERO

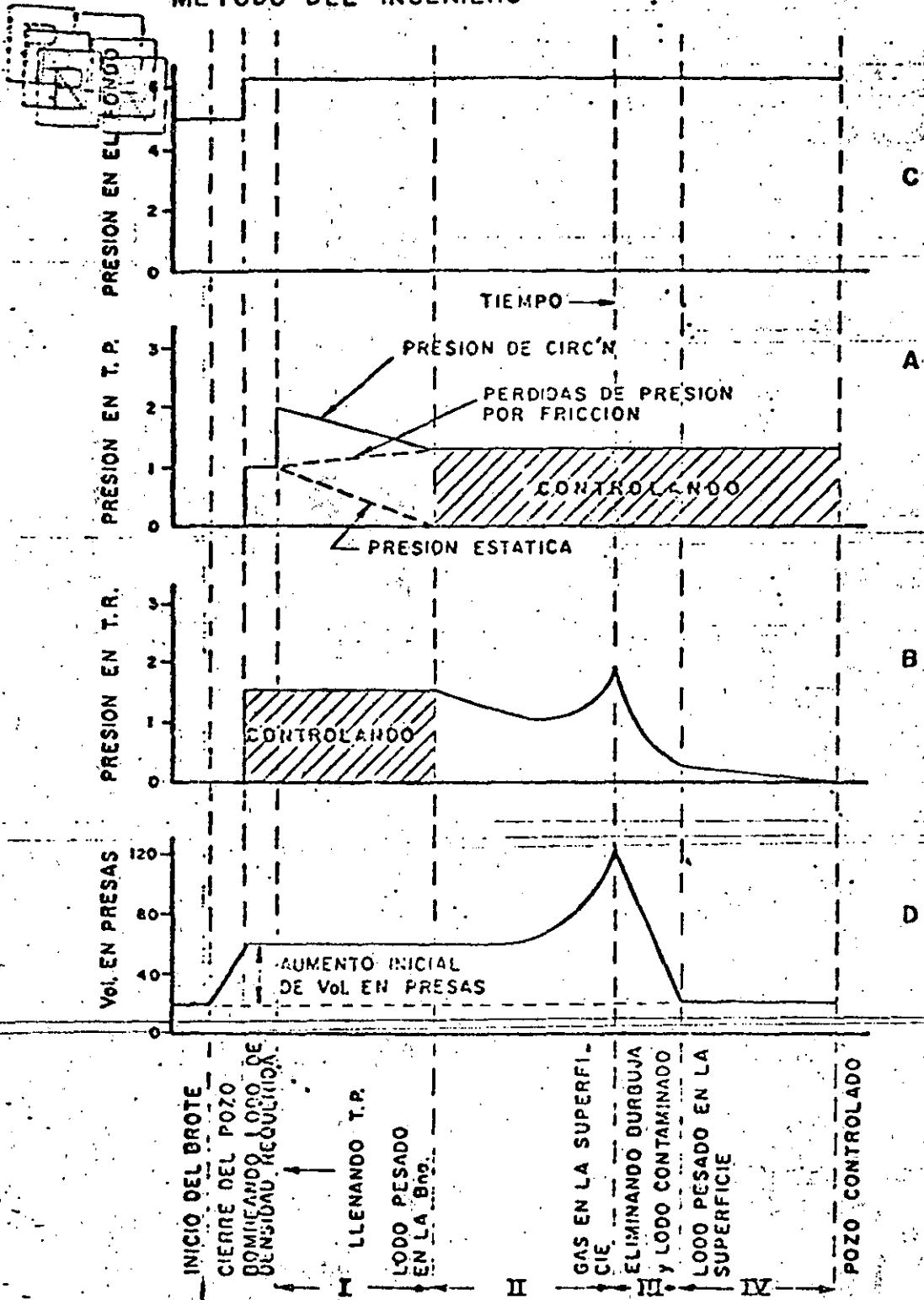


Fig-14

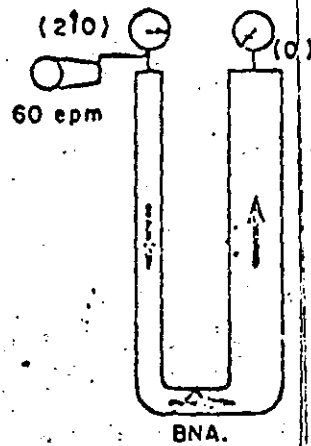
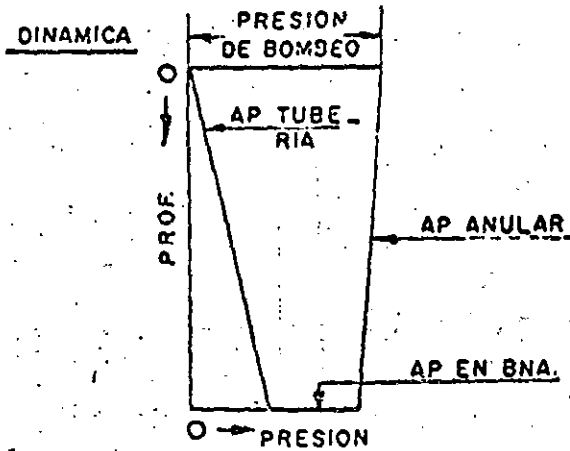
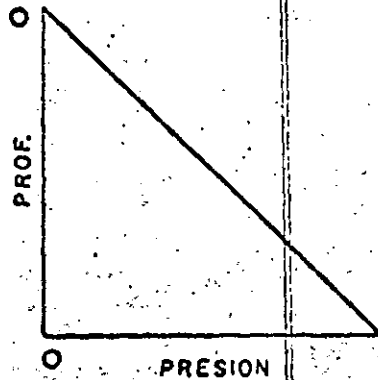


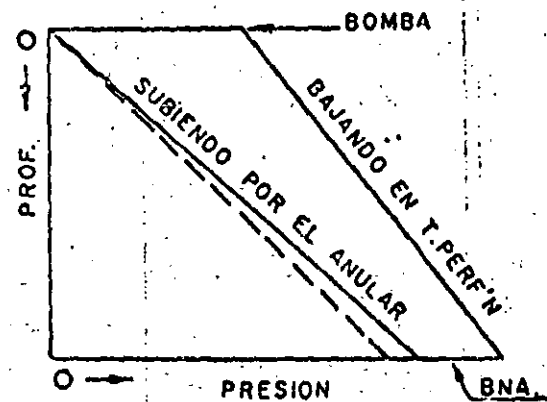
Fig- 17



ESTATICA



ABSOLUTA



PRESIONES ABSOLUTAS = PRESIONES ESTATICAS + PRESIONES DINAMICAS

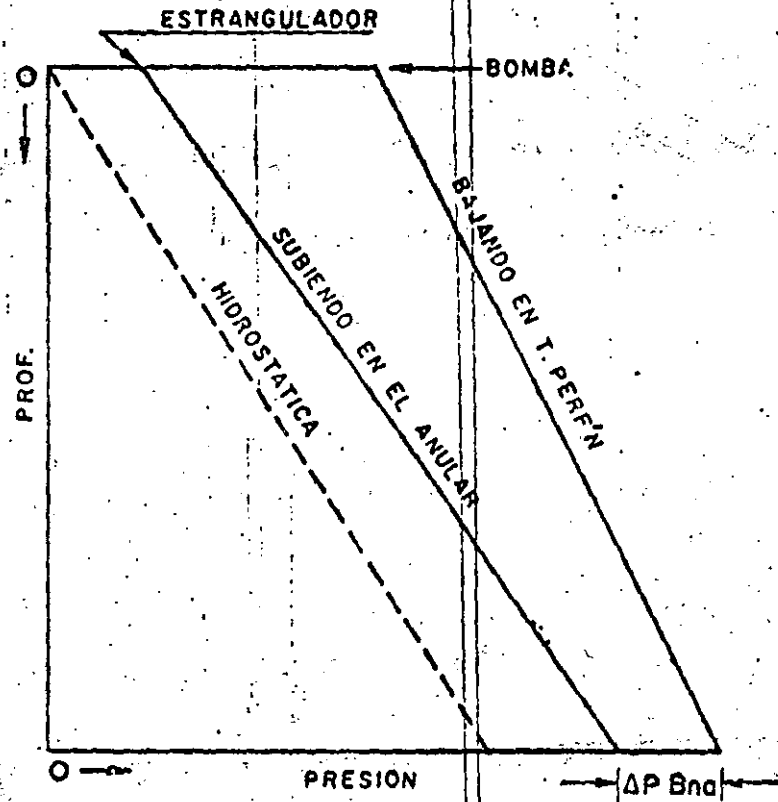
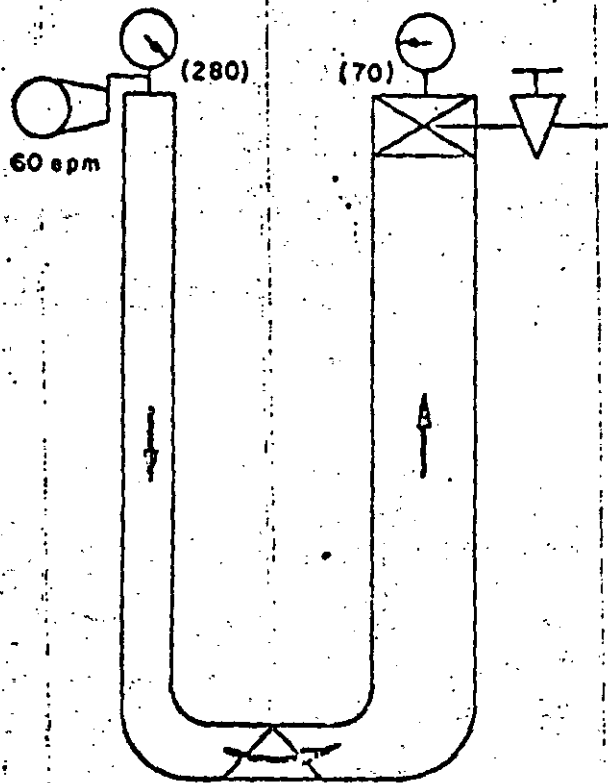


Fig.18 EFECTO DEL ESTRANGULADOR

R
R

143

R
R

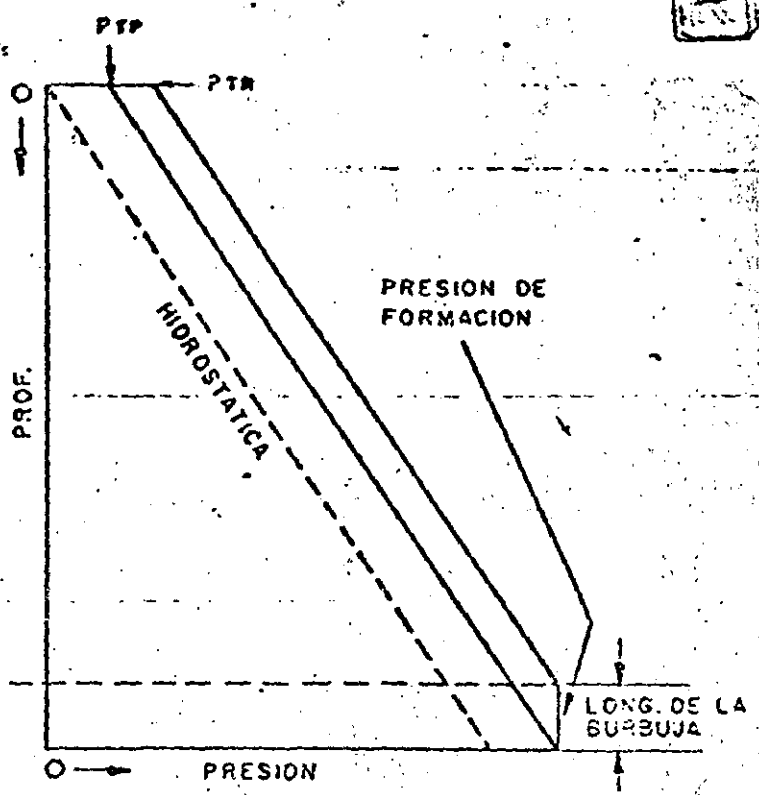
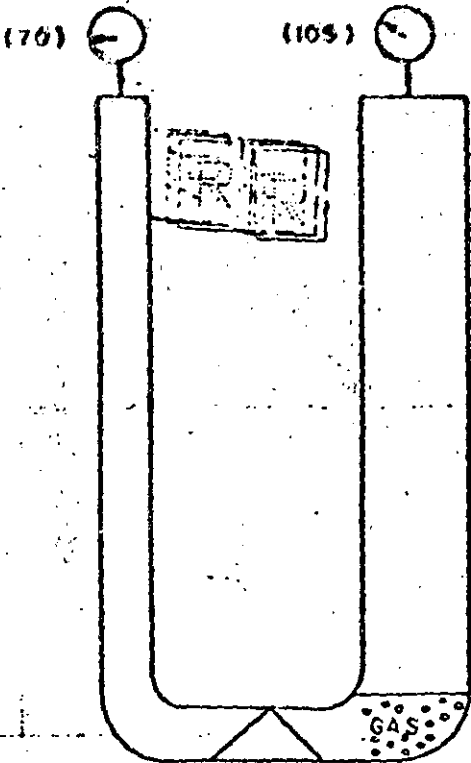
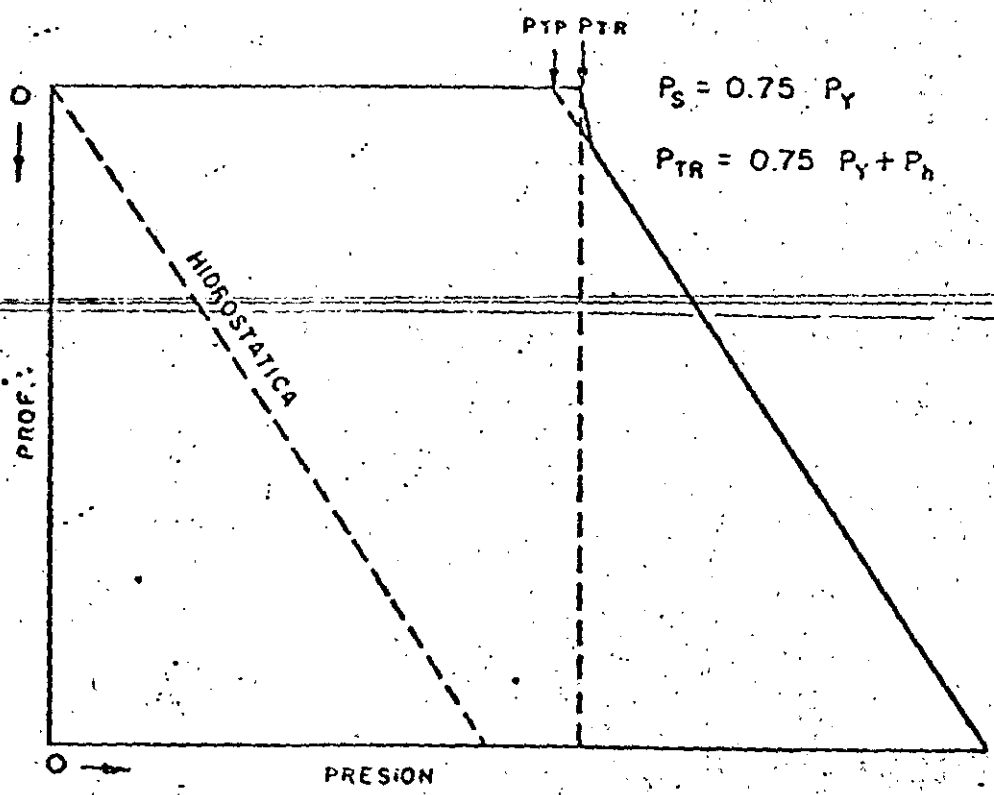
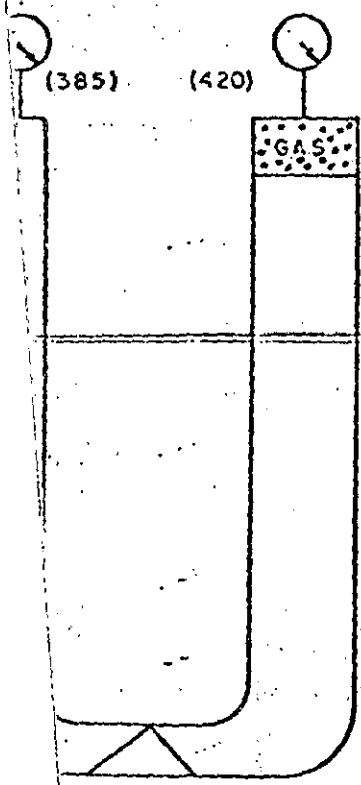


Fig-19 BURBUJA EN EL FONDO INICIO DEL BROTE



$$P_s = 0.75 P_y$$

$$P_{TR} = 0.75 P_y + P_h$$

Fig-20 BURBUJA EN LA SUPERFICIE SIN EXPANSION

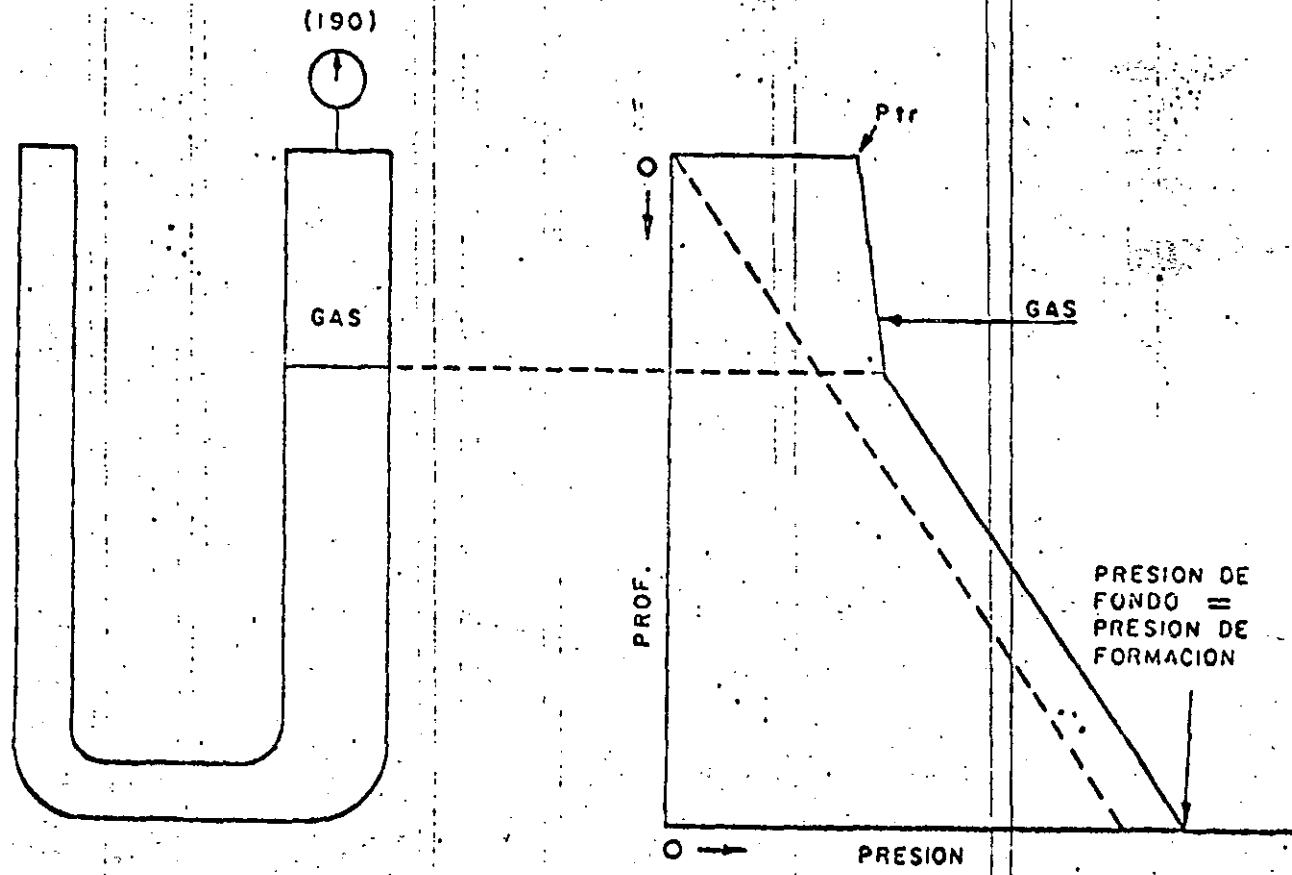


Fig- 22 EXPANSION CONTROLADA

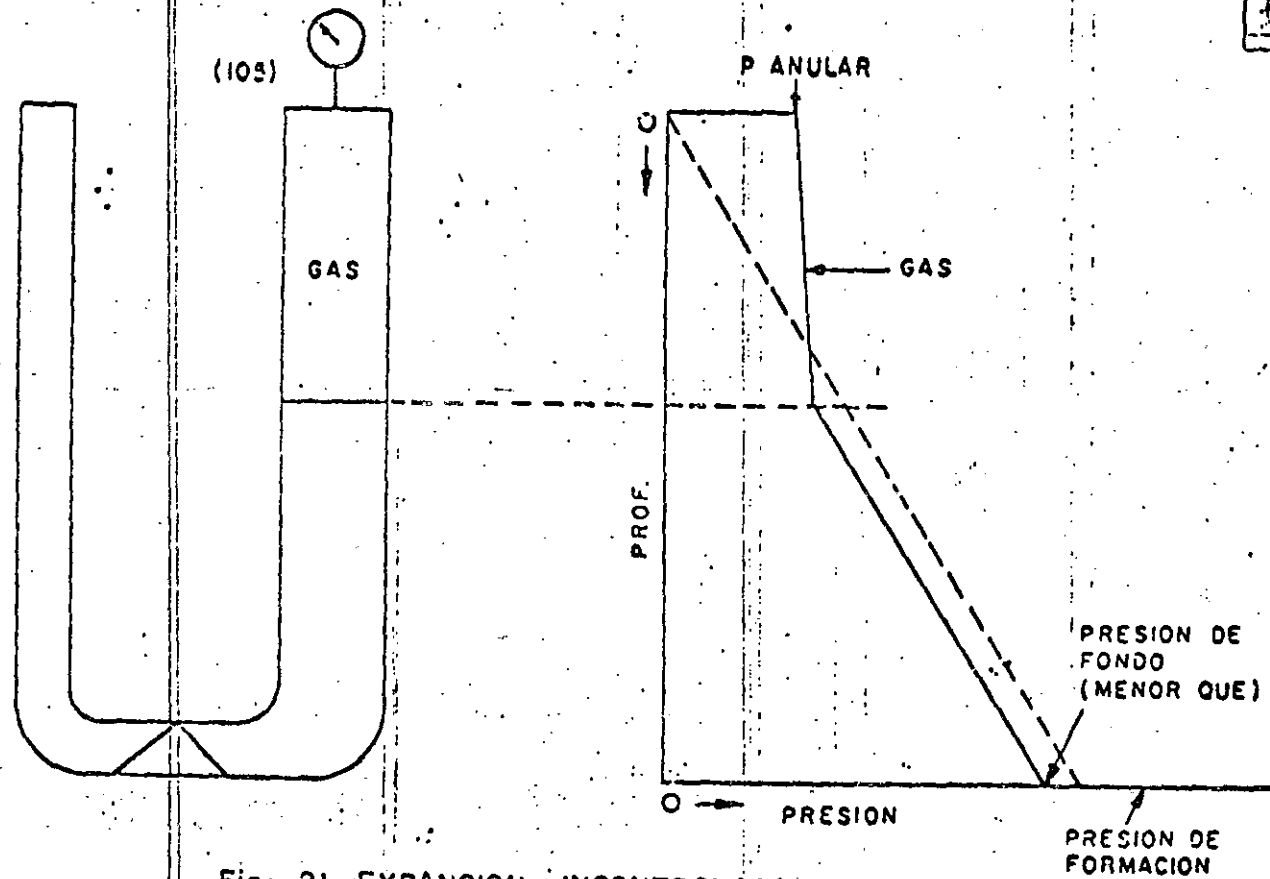


Fig- 21 EXPANSION INCONTROLADA

RR

$$P_b = K Q^n$$

$$1.78 \leq n \leq 1.86$$

Para fluidos de perforación convencionales

$$P_b = \Delta P_{tp} + \Delta P_{dc} + \Delta P_{bna} + \Delta P_d + \Delta P_e \quad \text{--- (II)}$$

RR

RR

R



$$P = TPI + \frac{\text{Prof. bna.} \times di}{10} \text{ ----- } \textcircled{28}$$

$$dc = \frac{P \times 10}{\text{Prof. bna.}} + 0.04 \text{ ----- } \textcircled{29}$$



Understanding Your BOP Is Critical For Rig Site Safety

by Steven D. Moore, *Drilling Editor*

There are moments when the only thing standing between a blowout and a well taking a kick is the blowout preventer. While the concern for safety is universal throughout the drilling industry, and the purpose of the blowout preventer is well-known, it doesn't hurt to review the rig's blowout prevention equipment.

In short, the blowout preventer is the device that seals the well in, preventing the flow of uncontrolled formation fluids from reaching the surface. Several types of blowout preventers are available for a wide range of pressure ratings; API rates BOP stacks with working pressures of 2,000, 3,000, 5,000, 10,000, and 15,000 psi. Usually a variety of different blowout preventers and accessories are combined into a BOP stack as specified by each individual drilling contractor or operator.

For those people associated with drilling a well, it is imperative to understand how each specific type of blowout preventer works, what components each preventer consists of, and the best way the blowout preventers should be assembled in a BOP stack for maximum safety.

Generally, all BOP stacks are assembled with the following components:

- Spherical preventer
- One or more ram preventers.
- Drilling spool
- Casinghead.

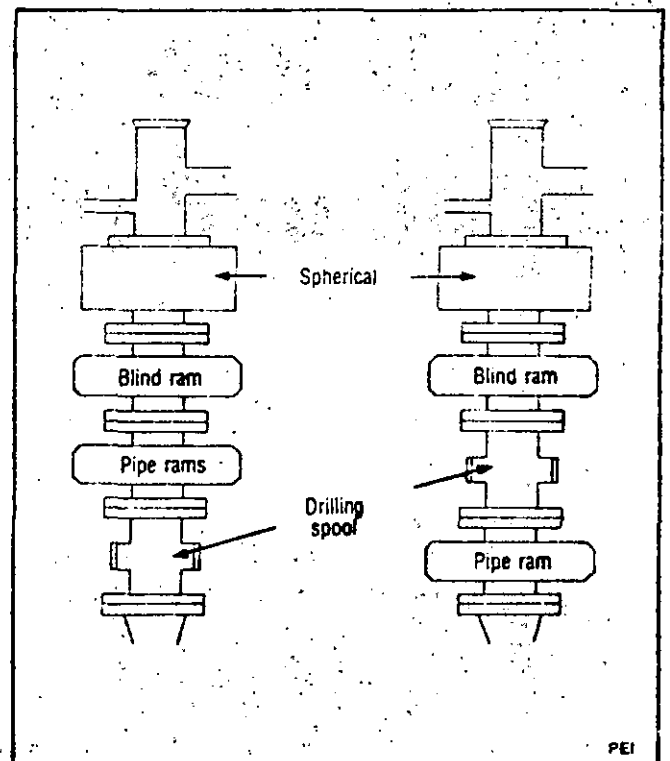


Fig. 1. Typical API-recommended blowout preventer arrangements for 3,000- and 5,000-psi working pressure.

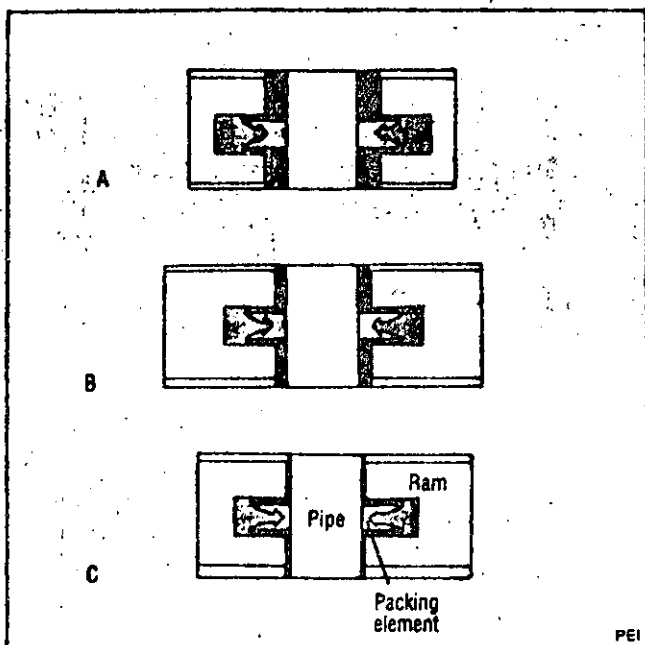


Fig. 5. New ram preventer packing elements have plenty of feedable rubber to keep a large distance between the rams and pipe (A). After continual use, the packing element begins to wear (B), until the distance between the rams and pipe approaches zero and a new element is required.

rubber packing that maintains a complete seal. Furthermore, while spherical preventers can seal around any size of pipe, a ram preventer is capable of sealing off only around one particular size. In other words, if the driller switches from 4½- to 5-in. drill pipe, the blowout preventer rams also must be changed.

Ram preventers fall into three general categories: pipe, blind, and shear; Also, a combination of blind and shear rams is commonly used. While pipe rams simply seal off the annulus when pipe is in the hole, blind rams are designed to seal off an open hole and shear rams to cut pipe across the preventer's bore. The blind-shear combination ram will both cut the pipe and then seal the well bore.

Because the ram bodies are universal, only the rams themselves need to be changed to accommodate a different size of pipe. Typically, a BOP stack will have a minimum of one set of blind and pipe rams each, along with a spherical preventer. Ram bodies come in single, double, and triple models so a variety of ram combinations can be used, depending on the situation.

Obviously this type of preventer does not have the ability to continuously strip pipe in and out of the hole. However, ram preventers are more reliable in high-pressure service and capable of shearing the pipe in two if the need arises.

Under normal operating conditions, ram preventers are opened and closed hydraulically. Pressure is applied to a closing chamber, which in turn forces a piston to push the rams into the well bore and seal off the hole. If required, rams can be operated manually, like a gate valve.

Most ram preventers are supplied with self-feeding rubber elements, which ensure that the annulus is sealed off during repeated closures. A new rubber element contains a large volume of feedable rubber, so

when the pipe rams are closed, there is a large clearance between the ram and pipe. After continual use, the packing element will wear and clearance between the pipe and rams will be reduced. Once the clearance between pipe and rams approaches zero, the packing element must be replaced.

Drilling Spools

Blowout preventers can be supplied with side outlets for choke and kill lines, but most operators prefer to connect these lines to a drilling spool. The advantage of incorporating the side outlets into the blowout preventer is that the entire BOP stack can be shortened; however, these outlet areas are conducive to erosion, so the less expensive drilling spool is preferred.

According to API RP53 bulletin for blowout prevention equipment systems,¹ drilling spools should meet the following standards:

- Side outlets must have a 2-in. or larger nominal diameter for pressure ratings of 2,000, 3,000, or 5,000 psi. BOP stacks rated to 10,000 and 15,000 psi should have one 2-in. and one 3-in. nominal diameter outlet.
- Vertical bore diameter of the drilling spool should be greater than or equal to ID of the smallest casinghead.
- Working pressure of the drilling spool should be equal to the working pressure of the blowout preventers.

Final component of the BOP stack is normally the casinghead—connection between the casing and wellhead. Casingheads should be compatible with both the casing and BOP stack, having sufficient pressure ratings, as well as bending, mechanical, and compressive strength to conform to the well program's specifications.

Kelly Cocks

When considering well control equipment, two other pieces of hardware should be mentioned—kelly cocks and downhole blowout preventers.

Simply, a kelly cock is a valve that is installed above and below the kelly to protect the kelly and other surface equipment from uncontrolled well pressures. Kelly cocks are designed to withstand the same well bore conditions as the other drill string components.

Downhole blowout preventers are used for controlling a kick at the bottom of the hole. Design of a downhole blowout preventer is similar to an open hole packer. Run on the bottom of the drill string, the downhole blowout preventer seals off the annulus so a heavier mud can be circulated above the preventer. The preventer is then released, and the kick fluid circulated out. However, this type of preventer has the disadvantage of any open hole packer—finding a good packer seat.

Maintaining your equipment once it arrives at the rig site is just as important as understanding how your blowout preventers work. While accidents are attributed many times to human error, numerous mishaps are due to malfunctions in the system and faulty equipment.

References

1. "Blowout Prevention Equipment Systems," RP 53, API (1978) 7.

Choosing, checking stack is key to safe blowout preventer use

NEAL ADAMS
Prentice & Records Enterprises Inc.
Lafayette, La.

PRESSURE DESIGN, component selection and arrangement, subsea-related variations, and diverter systems are the prime considerations in stack design.

Pressure design. Several well-founded viewpoints relate to the pressure

requirements that preventer stacks should meet. Some, but not all, of the arguments are that the working pressure need be no greater than the burst strength of the exposed casing string, formation fracture pressure of the shallowest exposed zone, or a predetermined-maximum-allowable surface-casing pressure.

On close inspection, however, it can be seen that all of these guidelines may present serious problems when

applied in severe well-control situations.

The most common of these guidelines is that the preventers need to be no stronger than the casing string to which they are attached.

The inherent fallacy with this guideline is that it assumes that the casing string has been properly designed to withstand kick-imposed stresses. This is often not the case.

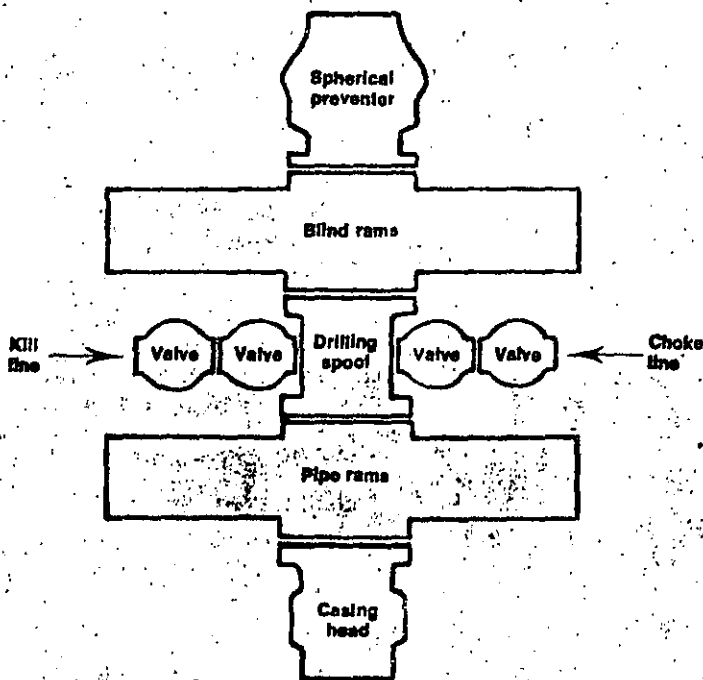
It would follow that if the casing is improperly designed, the preventer-pressure rating is also improperly designed.

The safest procedure for designing preventer-pressure ratings is to ensure that the preventers can withstand the worst pressure conditions that could be imposed.

This occurs when all drilling fluid has been evacuated from the annulus and only low-density formation fluids, such as gas, remain.

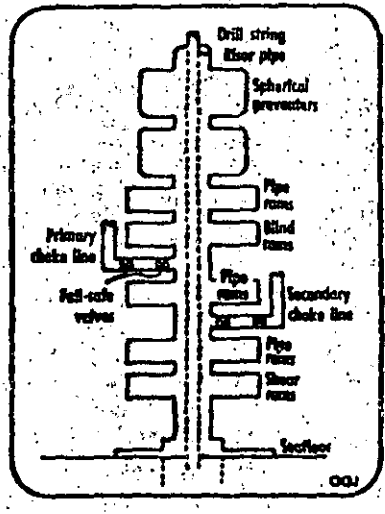
Basic BOP stack arrangement

Fig. 1



Typical subsea stack

Fig. 2



and pistons were low-working pressure ratings and susceptibility to hydrocarbon abrasion and cutting while circulating the kick fluids from the well. Cutting of the rubber sleeve was a particular problem with high-pressure gas kicks.

Remote-control, adjustable-steel chokes. The advent of the steel-adjustable choke gave pressure control in almost all conceivable situations. The steel choke can tolerate all types of kick fluids for long periods of time at high pressures if necessary.

Swaco choke. The Swaco steel choke consists of two tungsten-carbide plates with "half-moon" orifices that either allow or prevent fluid flow depending on the relative position of the orifices. The orifices are misaligned in the closed position and as one plate is rotated on the other, the orifices become aligned which allows fluid to flow through the choke.

The choke design allows for complete closure. The choke can be operated hydraulically by means of a pump operated by rig air, by a manually operated hand pump, and manually operated with an attached bar.

Cameron Iron Works. The Cameron choke uses a rod and cylinder system to develop the desired back pressure. Mud is circulated through the cylinder (seat) when the choke is open. As the choke is closed, the rod gate is forced hydraulically into the cylinder to create an obstruction and resistance to flow.

The choke design does not allow complete closure, resulting in an inability to pressure test with water. The choke will generally seat however, when mud is used.

The choke can be operated hydraulically by means of a pump and rig-air supplies, hydraulically with an attached nitrogen bottle, and manually with a hand-operated pump.

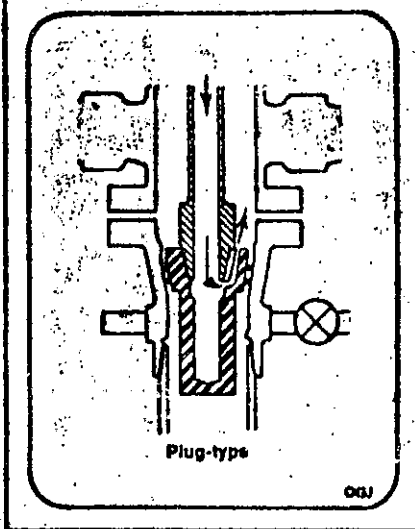
A "maximum-allowable choke-manifold pressure" option is available for the 10,000 psi choke that will automatically open the choke when the pressure exceeds a preset value.

The choke-control panel can connect to two separate chokes and operate either alternately with a switch on the panel face.

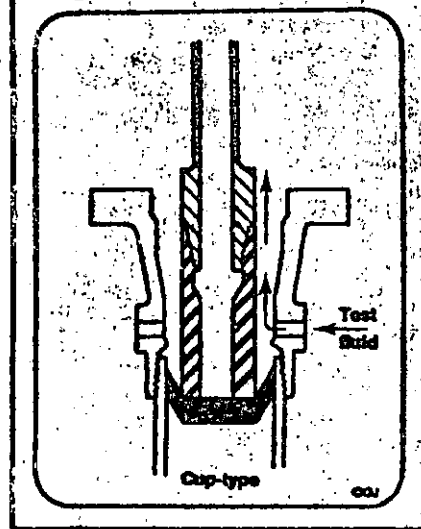
The control panel for choke operation will generally contain the gauges and controls necessary to monitor the well during the kick-killing operation. The panel should contain accurate drill pipe and casing pressure gauges, accumulative-pump-stroke counter, and a choke-control lever (knob).

Some optional items for inclusion on the panel are rig-air-supply monitor, variable-choke-speed-control lever (knob), relative-choke-position indica-

Boll weevil test plug



Cup tester



tor, pump-stroke-rate indicator, and automatic-control switches.

The panel should be installed where the operator can communicate with key personnel, such as the driller, close to a preventer-control station, and near adequate lighting to facilitate accurate pressure readings.

Choke manifolds

The choke manifold is an arrangement of valves, lines, and chokes designed to control the flow of mud and kick fluids from the annulus during the killing process.

Some of the conditions that the manifold may be called upon to work under are a variety of fluids such as mud, oil, water, or gas, high pressures, upstream flow rates, downstream velocities, and obstructions in the produced fluids such as sand, shale, or pipe-protector rubbers.

The manifold should control pressures by using one of several chokes. It should divert flow to one of several areas including a burning pit, the reserve pit, a mud pit, or overboard a drilling vessel when applicable.

The choke should have pressure ratings at least equal to the preventer stack, and meet all pressure-testing specifications imposed on the preventers. It should be suitably anchored to prevent movement during the killing operation.

The choke should feature easy access to every manifold component, with all lines constructed as straight as possible. All lines and valves should have the same consistent inner diameter to minimize turbulent erosion at diameter changes.

Manifold design. The principle ap-

plied to the design of the blowout preventer stack also will be applied in designing the choke manifold. The proper procedure is to ensure that a backup system is available should the primary tool fail.

Also, it is a good practice initially to use the manifold necessary to reach total depth to avoid installing a different manifold with each casing setting depth.

Fig. 5 shows a choke manifold recommended for most drilling operations. Note that this design meets all of the requirements for choke manifolds. Hollow bull plugs are used at the downstream connections to act as hydraulic cushions and minimize erosion. A tap has been provided to allow for pressurization of the manifold to prevent pressure surges when opening the valves near the stack.

Two hand-adjustable chokes have been provided due to the high stem and seat erosion rates associated with these chokes and due to the tendency of these chokes to pack off withtings.

A direct line from the preventer stack to the burning pit for pressure testing has been provided should it become necessary to divert the well temporarily. Note that this design does not constitute a true diverter system.

Blowout preventer testing. After the blowout preventer stack has been installed, it must be pressure tested to ensure that it can control the designed pressures and be periodically retested for a maintenance of pressure integrity.

Important considerations in blowout preventer testing are test fluids, pressures, testing equipment, procedures, and frequency of retesting.

Test fluids. Clean water is perhaps

Boll weevil-cup tester

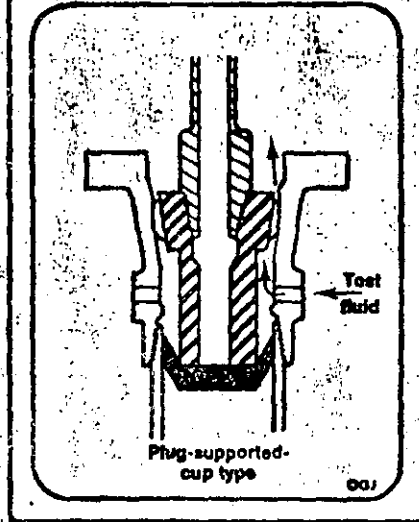


Table 2

Checklist for preventer pressure testing

1. Make, size, and type of wellhead equipment.
2. If a reworked head is used, insure that no changes in type were made without appropriate changes in marking.
3. Working pressure rating of the wellhead and preventers.
4. Size of drill pipe or work string.
5. Type of tool joint.
6. If a mixed string is used, list both sizes.
7. Size and weight of casing.

The boll-weevil or wellhead plug is designed to seat in the wellhead and each will generally seal in only one type of head (Fig. 6). The plug is lowered into the head with a joint of drill pipe or a special test joint to test the pipe rams and spherical preventer. The pipe is removed with the plug resting on the head to test the blind rams.

If a boll-weevil plug is to be used, care must be taken to ensure that the plug used is designed for the existing wellhead. Wellheads with the same basic dimensions often require different plugs.

As an example, one manufacturer of 7-in. wellheads has seven different test plugs for this head due to small head variations.

The cup-type tester (Fig. 7) is more universal in that it is designed to effect a seat in the casing and not the head. Although the cup can be placed at any point in the casing, pressure-testing specialists recommend positioning it opposite the slips in the casing spool or head.

Since the cup is not supported by

the wellhead, the force (cup area x pressure) created by the pressure test must be supported by the drill pipe or test joint. This will often limit the use of drill pipe for testing because its yield strength might be exceeded.

The cup cannot be used to test the blind rams.

A combination plug is available that offers the advantages of both the cup and the boll-weevil plug (Fig. 8). The plug is supported by the head and allows testing of the blind rams while the cup creates a pressure seal.

Testing procedures. Although the order of element testing may vary with companies, the basic procedures generally will remain the same. Schematic representations systematically provide testing for all elements of the blowout prevention system.

These schematics, available from several sources (including the author's book on the subject) are useful because of their thorough, yet simple, presentation.

Specialists have observed that troubles during pressure testing are usually the result of a few basic problems. Some reasons for test failure might be that the test plug is too large for the wellhead, or that it will not seat properly because wellhead-hanger-holddown studs leak.

Packing glands around holddown studs can leak. Rams or ram bodies could be inverted. Flow line valves might not hold pressure if they are installed backwards. Finally, ring gaskets and bonnet-seal gaskets might be bad.

These problems fall into one of three general categories: (1) mistakes in preparing for the test (wrong plug sizes); (2) errors in installing the equipment; and (3) the lack of maintenance during drilling operations.

If a service company is used to test the preventer, the checklist in Table 2 for ordering information will minimize the problems in preparing for the test.

Frequency of testing. The preventers should be tested on initial installation. They should be retested each week and, after any repair that requires breaking a pressure connection. Many operators require a retest prior to entry into a transition zone.

After each test has been completed, it should be entered on the morning report form and a test report should be completed and entered in the well history.

Part 9 will discuss supplementary rig equipment Jan. 21.

Reference

1. Personal communication from Rowe Greene, Greene's Pressure Testing Inc., Lafayette, La.

and because it will not plug small leaks as will mud. If high-pressure gas wells are to be drilled, some operators will test with an inert gas such as nitrogen.

Oxygen or hydrocarbon gases should never be used to pressure test a stack.

Test pressures. A high- and low-pressure testing procedure should be employed. The high-pressure test should be to either the working pressure of the preventers or to the maximum anticipated pressure as previously calculated.

The working pressure of the preventers is the recommended option. This pressure would be used to test all of the blowout prevention equipment (stack, kelly, and manifold) except the spherical preventer.

Since the overall life of the spherical element depends on imposed pressure and number of actuations, the test pressures are generally 70% of the pressure used on the remainder of the stack. This action is justified because field applications would dictate using rams when kick pressures approach test pressures.

A low-pressure test in the range of 100 to 300 psi should also be applied to the stack. Although the stack is generally washed and cleaned with water prior to testing, it is difficult to remove dried mud particles from a potential leak hole. High-pressure tests applied to the mud may pack the mud and effect a seal, whereas a low-pressure test may allow the leak to occur.

Testing equipment. The pumps used to generate pressures for preventer testing may be any type that is capable of attaining the desired pressures. However, since most testing pressures will be out of the range of rig pumps, a smaller high-pressure pump must be used. In many applications, a cementing-type reciprocating pump is suitable if it is convenient.

If a cementing-type pump is not available, several service companies offer preventer testing and provide a small, high-pressure reciprocating pump. Often, the accumulator system can be modified for rig-preventer testing.

While testing the preventers, it is generally not desirable to expose the casing and open-hole sections to the test pressures used on the preventers. Some types of test plugs must be set in the bottom of the preventers to prevent this occurrence. The plugs most commonly used are the wellhead, or boll-weevil plug, cup-type plug, or a combination boll-weevil-cup-type plug.

Plugged pipe

$$v_a = \left[0.45 + \frac{D_p^2}{D_h^2 - D_p^2} \right] v_p \quad (7-8)$$

Open-ended pipe

$$v_a = \left[0.45 + \frac{D_p^2 - D_i^2}{D_h^2 - D_p^2 + D_i^2} \right] v_p \quad (7-9)$$

Where:

v_a = average mud velocity, same units as v_p

D_i = internal pipe diameter

v_p = mud velocity due to pipe displacement

After calculating the average mud velocity, the pressure surge due to viscous shear may be calculated using the normal pressure loss equation for laminar flow shown as Equation 7-10.

$$P_s = \frac{l T_B}{225 (D_h - D_p)} + \frac{n_p l v_a}{1,500 (D_h^2 - D_p^2)} \quad (7-10)$$

Where:

P_s = surge pressure, psia

l = pipe length, ft

T_B = yield point of mud, lb_t/100 ft²

n_p = plastic viscosity, cp

225 and 1,500 are units conversion constants

Pipe acceleration. The surge pressure caused by pipe acceleration may be defined by Newton's law of motion $F = \frac{Ma}{g_c}$ and by the relation $P = \frac{F}{A}$. Thus pressure surge may be defined as shown in Equations 7-11 and 7-12.

Plugged pipe

$$P_s = \frac{\rho l D_p^2 a_p}{144 g_c (D_h^2 - D_p^2)} \quad (7-11)$$

Open-ended pipe

$$P_s = \frac{\rho l (D_p^2 - D_i^2) a_p}{144 g_c (D_h^2 - D_p^2 + D_i^2)} \quad (7-12)$$

Where:

ρ = mud density, lb_m/ft³

g_c = conversion constant, $32.2 \frac{\text{lb}_m - \text{ft}}{\text{lb}_t - \text{sec}^2}$

144 = change pressure from lb_t/ft² to psi

Other factors defined previously

While the pressure surge due to acceleration effects might be appreciable, under normal conditions this effect will be less than those due to viscous shear.

Exceptions may occur when the driller gets mad or when a new driller is demonstrating his ability to a strange crew. Example 7-2 has been included to show the approximate effect of viscous shear.

Example 7-2:

Assume: Well depth = 7,000 ft

Pipe is plugged

$D_p = 4\frac{1}{2}$ in

$D_h = 7\frac{5}{8}$ in

$\rho = 78.54$ lb_m/ft³

60

$n_p = 25$ cp

$T_B = 36$ lb_t/100 ft²

$v_p = 6$ ft/sec = 360 ft/min

Using Equation 7-8:

$$v_a = \left[0.45 + \frac{(4.5)^2}{(7.625)^2 - (4.5)^2} \right] 6$$

$$v_a = (0.985) (6) = 5.91 \text{ ft/sec.}$$

Using Equation 7-10:

$$P_s = \frac{(7,000)(36)}{225(3.125)} + \frac{(25)(7,000)(5.91)}{(1,500)(37.89)}$$

$$P_s = (360 + 18) = 378 \text{ psia}$$

It is noted in this example that the effect of pipe running speed is small. This simply indicates that as long as the flow in the annulus is laminar the surge pressure due to the chemical attraction of clays in the mud is the dominating factor.

This will not be in the case for turbulent-flow conditions. For turbulent flow, the pressure surge can be expressed as shown in Equation 7-13.

$$P_s = \frac{C_x v_a^2 l f}{25.8 (D_h - D_p)} \quad (7-13)$$

Where:

C_x = mud density, lb_m/gal

f = Fanning friction factor.

If the pipe velocity is increased in Example 7-2, to a point high enough to induce turbulent flow, the fluid velocity as shown in Equation 7-13 is the dominating factor in determining pressure surges. This is shown in Example 7-3.

Example 7-3:

Assume: Well depth = 7,000 ft

Pipe is plugged

Hole size = $7\frac{5}{8}$ in

Pipe size = $4\frac{1}{2}$ in

Mud weight = 10.5 lb/gal

Viscous properties: $n_p = 25$

$T_B = 36$

$v_p = 9.0$ ft/sec

From these conditions, flow will be turbulent (see Equation 8-18). The estimated friction factor using Equation 8-2 and 8-20 plus Fig. 8-20 is 0.006.

Using Equation 7-13, surge pressure is calculated as follows:

$$P_s = \frac{(10.5)(8.87)^2(7,000)(0.006)}{(25.8)(3.125)} = 431 \text{ psi}$$

Surge pressures due to pipe acceleration can be calculated using Equations 7-11 and 7-12. However, some method must be devised to estimate pipe acceleration. This could be a significant term if the pipe is stopped or started suddenly. In fact, it could cause higher surge pressures than any of the other factors, although in most cases where good crews are used the peak surge for pipe acceleration will probably be below the surge for normal flow.

There may be some argument about the simple approach presented in this discussion. However, for practical use in the determination of pressure surges this method is adequate and easy to understand.

Several factors are introduced that the operator should keep in mind in normal operations. These are summarized as follows:

1. Surge pressures can be calculated within a reasonable range of error using normal pressure-loss equations.

2. If mud has a low gel strength and the fluid velocity because of pipe movement is comparable to normal circulating velocities, the surge pressure will not exceed normal pressures associated with circulation.

3. With viscous muds, surge pressures may exceed substantially the normal circulating pressures even if the pipe is run slowly.

4. Operators can reduce surge pressures substantially by reducing the pipe-running speed if annulus flow is turbulent. Pipe-running speed is not significant if annulus flow is laminar.

5. Reaming after each 30 ft of hole may create excessive pressure surges, particularly if pipe is dropped rapidly with the fluid circulation at the normal rate. This could be a major factor in lost circulation in high-pressure, soft-rock areas.

Natural fractures and caverns. In many areas, underground formations contain large fractures and openings and mud readily enters the formation. This type of loss is typified by a sudden loss of circulation and many times the creation of a suction that at first may sound as though the well is blowing out.

The ideal solution to this problem is to drill by circulating fluid through the pipe, generally water, with no returns at the surface. Cuttings are assumed to be removed from bottom and deposited in the fractures thus causing no hole trouble. If other formations are present and open that contain high-pressure gas or water, the drilling without returns is complicated. It may still be possible to drill without surface returns by using sealed surface equipment. This does not solve the problem of making trips to change bits and if more than one bit is needed to drill the remainder of the well some method would have to be developed to stop the loss of mud or seal off the high-pressure zone.

Summary of procedures to prevent lost circulation. In all types of lost circulation the problem may be minimized or prevented entirely by the following practices:

1. Use a minimum-fluid weight and viscosity.
2. Run and pull pipe at slow speeds.
3. Never spud pipe to break through a tight place in the hole.
4. If bit is plugged, pull pipe to correct condition.
5. Never use drill pipe floats, this is an expensive and completely unjustified habit.
6. Start pumps only after pipe rotation.
7. Keep circulation rates at the minimum required to lift formation cuttings.

It will be noticed that all of these practices are methods of reducing any excess build-up of hydrostatic pressure.

Instantaneous increases in pressure caused by the

running speed of pipe may exceed 2 or more lb/gal in mud weight. If the pipe is plugged as would be the case with conventional floating equipment, pressure surges would be three or four times as large.

To reduce excess hydrostatic pressure, the pipe should be rotated to break the gel before circulating. Reducing circulation rates is important because in turbulent flow pressure drop in the annulus is approximately proportional to the circulation rate squared. For example, if the pressure necessary to overcome friction is 200 psi at a circulation rate of 200 gpm, it will be almost 800 psi if the rate is increased to 400 gpm.

Even with these precautions it may not be possible to prevent the loss of circulation and the problem becomes one of regaining circulation and maintaining it for the remainder of the well.

When circulation is lost, the zone of loss is generally assumed to be at or near the bottom of the hole. If the loss occurs after a substantial increase in penetration rate, this is probably a good assumption. Otherwise the zone of loss may be at any point. For example, a common cause of trouble has been faulty cement jobs around the surface or protective casing strings. Therefore, the loss may be at any point in the hole. Even without knowing the location it may be more economical to use remedial methods first. However if this trouble is in an area where repeated loss circulation has occurred, then it may be necessary to determine the exact zone of loss if any improvements are to be made.

There have been several methods proposed for determining the zone of loss. The most common are:

1. Temperature survey
2. Spinner survey
3. Radioactive tracers

There are two types of instruments available for temperature surveys. With one type, changes in temperature are recorded at the surface. With the other, the temperature is recorded in the instrument. It will be necessary to make at least two runs with a temperature gauge. First a temperature gradient for the hole is established by a normal run. Then a quantity of mud is pumped into the hole and a second temperature survey is made. Anomalies in the two gradients may be used to locate the lost-return zones.

The spinner survey is made by running a small spinner attachment into the well in such a manner that the vaned motor will spin or turn. The revolutions per minute of the rotor are recorded on film. Measurements are made while displacing mud and cannot be made with coarse lost returns material in the mud.

The use of radioactive tracers is almost self-explanatory. First a gamma-ray log is run to serve as a basis for comparison. Then the radioactive material, such as Carnotite, is pumped into the formation. A second gamma-ray log is run and the point of loss is where the radio-activity decreases.

Procedures for regaining circulation in zones containing induced fractures. The loss of mud into induced fracture zones is predominantly a man-made problem. This means that in general it should not have occurred in the first place. If the pipe is in open hole in a deep

well, the alternatives may include leaving the pipe in open hole or pulling into the protective pipe, assuming such pipe exists. If the open-hole section is not over one-tenth of the total well depth, then it is usually desirable to pull back into the protective pipe. If the open-hole section exceeds one-tenth of the total well depth, then it may be dangerous to pull back into the cased hole section.

The primary question at this point is should the operator attempt to regain circulation after a waiting period of several hours or should he use lost circulation material immediately? This remains as a debatable point. However, several factors should be considered carefully. If the fracture has been created by hydraulic pressure, it is possible that with time it will heal itself and drilling can be resumed with normal circulation. This can be compared to fracturing for stimulation where propping agents are used to keep the fracture open.

If these propping materials were not used, the fracture would heal and no advantages would be gained in production. Ordinarily lost-circulation material will act as a propping agent and help maintain the open fracture. When circulation is regained with such material the open fractures have simply been plugged with the bulk material used.

A major problem exists because of fluctuations in borehole pressures. Under these conditions when drill pipe is pulled, swabbing causes a reduction in borehole pressure which may result in a backflow of fluids and lost-circulation materials into the borehole. Thus when going back into the hole, circulation is again lost and the problem remains for the rest of the drilling time and very well may extend into the well-completion time.

From this analysis it is suggested that the first attempt at regaining circulation should be simply a shutdown in circulation and a waiting period of at least 6 to 8 hr be used before resorting to the use of lost-circulation material. During this time water or a lighter mud than that being used may be pumped slowly into the annulus at various intervals. When the hole finally stands full, the pipe should be rotated and the pump started and run at a minimum rate of speed.

After routine circulating, drilling may be resumed. However, it should be remembered that this is a warning that the operator cannot afford to ignore. From this point, he must use a minimum mud weight and viscosity and circulate at a rate that is just high enough to remove formation cuttings adequately.

If after the suggested waiting period the hole cannot be filled and there is no indication that the fracture will heal with additional time, it may be necessary to resort to the use of lost-circulation material. The general procedure for regaining circulation if it is necessary to use some form of bulk material is:

1. Prepare a batch treatment of mud (50 to 100 bbl) in the suction tank. Use 10 to 30 lb/bbl of lost-circulation material. Displace into the formation slowly.

2. If this fails, use some type of solid plug. Generally, a diesel oil-bentonite plug is preferable. This is prepared by mixing bentonite (about 300 lb/bbl) in diesel oil, and displacing this into the formation. It is essential that the zone of loss be known. When the

bentonite comes in contact with water, it will form a solid plug. Therefore any contact with water before reaching the lost-returns zone may result in trouble. A discussion of cementing for lost returns is included in Chapter 15.

3. If circulation is not regained, consider the continuation of drilling without returns.

No suggestions have been made relative to materials. This has been omitted, because lost-circulation materials generally consist of anything that provides bulk for bridging and toughness to withstand future pressure surges. Many materials fit in this category. Selection of materials should be made on a visual observation basis or from experience. Laboratory tests are not considered reliable. One word of caution: continued trouble introduces desperation and may result in the use of many expensive materials which are no better than cheaper varieties.

Sloughing shale. A problem second only to lost circulation is that caused by sloughing shale. When shale is falling into the hole it may stick the pipe, increase pressure in the annulus causing lost circulation, or result in an enlarged section of hole making it impossible to remove formation cuttings without excessive increases in mud viscosity.

The reasons for sloughing are varied; however, one of the primary causes is clay hydration or swelling. When the shale comes in contact with water, it expands in size and falls into the hole. This process is continuous and hole enlargement becomes progressively worse with time. Other common causes of sloughing are the presence of high-pressure gas or water in the shale, and the disintegration of shale by the washing action of the mud stream.

Methods used to minimize shale sloughing include (1) a reduction in water loss of the mud, (2) an increase in mud weight, (3) the use of inhibited muds to reduce clay swelling, and (4) the reduction of circulation rate to reduce the rate of hole washout.

Reduction in water-loss. It was noted in the Gulf Coast areas of Texas during the early 1930's that a reduction in water loss would reduce shale sloughing. Through the succeeding years, this became the primary tool for combating the problem. When shale sloughing is noted the first general procedure is to reduce water loss. Failure to achieve beneficial results leads to other remedial action; however, water loss is kept low regardless. This trend is followed in all parts of the world.

It should be remembered that drilling rates are increased and mud costs decreased as water loss is increased. Therefore, if a reduction in water loss does not minimize or solve the problem, let it stay high while other methods of control are used. Shale beds are impermeable and will not take mud filtrate. In these zones water loss may have no effect on shale sloughing, unless surface wetting is sufficient to cause shale hydration.

Electric logs provide a good source of information relative to the permeability of shale beds. If a solid section of shale exists, water loss will probably have no effect on sloughing. If shale contains sand and sand

streaks, it may be necessary to keep water loss low.

Increase in mud weight. Shale sloughing may under certain conditions be controlled by increases in mud weight. However, if sloughing is caused by hydration an increase in mud weight is a needless waste of money. If gas or salt water is entering the hole from shale sections, an increase in mud weight may stop sloughing. This is an economic problem and will depend on how much trouble the sloughing is causing and how high the mud weight must be to hold back the high-pressure gas and water.

Normally increases in mud weight will be of no value in stopping other causes of sloughing.

Use of inhibited muds. Using the known fact that calcium-base clays do not hydrate on contact with fresh water, most inhibited muds contain calcium. An exception would be muds containing sodium chloride. A review of these muds, their preparation, and maintenance was given in Chapter 6.

Inhibited muds are used to minimize the swelling of formation clays and prevent hole sloughing. In many areas, the muds have been very successful in stabilizing sections of hydratable shale. Another benefit to be derived from these muds is the minimizing of clay swelling in productive formations. Because the effect of calcium on clay swelling is known, inhibited muds are a good method of reducing sloughing in sections of swelling-type shales. Also it is obvious that if permeability exists, water loss may be carried higher with inhibited muds than with other freshwater fluids.

The operator should not condemn an inhibited mud just because the sloughing of shale continues after its use. If sloughing is a result of other causes, the inhibited mud may be of no benefit.

Other muds such as the low-pH lignosulfonate muds, while not necessarily fitting into the class of inhibited muds, have been used to maintain a stable hole. The primary benefit from these muds is the low pH or hydroxyl ion content. Many shales and clays have been shown to disintegrate in high-pH fluids. These low-pH muds, particularly for weighted muds, have been made possible by the use of chemicals which will thin adequately at a low pH. The chemicals are primarily composed of sodium lignosulfonates in combination with a heavy metal.

Reduce circulation rate. A high circulation rate may have an erosion effect on hole enlargement after sloughing has been initiated by any one of the above reasons. With jet bits and good hydraulic programs this cause of shale sloughing is gradually disappearing.

All of the above factors may contribute to sloughing in any given hole. However, in general the magnitude of hole enlargement is dependent on time. In some areas, hole trouble starts at the end of some given time period, thus any special project that requires extra well time in this type of area may double well cost. The general routine in some areas is as follows: Hole sloughing starts, viscosity is low. After a given number of days, viscosity is raised because of the hole enlargement. When viscosity is raised, sloughing is increased because of swabbing. This may be the beginning of the end for

the well. If not, it is the beginning of an expensive well. Viscous fluids are the cause of many hole troubles, and may be the direct cause of losing a hole before completion.

Straight-hole drilling. In the early days of rotary drilling there were no methods available to measure hole deviation, thus industry did not worry about the problem. With scientific developments, methods for determining hole angle became available and emphasis was immediately placed on keeping the hole straight. Initially efforts were made to keep hole deviation in the range of 1°. Because bit weights were low and drilling rates relatively slow this was achieved without much trouble. However, industry became aware that penetration rates were directly proportional to bit weight and before long bit weights were increased to three or four times their original levels.

This initiated hole-deviation problems never before encountered and resulted in reduced bit weights in certain areas to keep the hole straight. An example of this was in the West Texas area of the United States where bit weights in excess of 70,000 lb are carried on 7½ in hard-formation rock bits. Before the era of high bit weights they had no problems with crooked holes; today it is considered a serious problem. The Gulf Coast of the United States, particularly in the coastal water of Louisiana, was noted for shale problems; however, crooked hole had never been a problem. In 1958, bit weights on many rigs were doubled and hole deviation became a problem.

The problem has become serious to many companies because they have insisted that a hole deviate no more than 3° from vertical. In an area where hole deviation is severe, this restriction can easily triple the cost of a well. A few more daring organizations have relaxed requirements to 6°. Some of the real progressive companies now restrict the rate of angle buildup while allowing the hole to deviate as much as 12° to 15°. The usual restriction is 1°/1,000 ft and some organizations will relax this to 1°/500 ft up to some maximum angle in excess of 10°.

This emphasis on low angles of deviation seems out of proportion when it is considered that many offshore wells in South Louisiana are purposely deviated up to 30° from vertical and a few as much as 40°. Therefore the first suggestion for curing the problem of crooked holes is to approach the problem in its proper perspective. If the operator forgets that it is a problem there is a good possibility the problem will no longer exist.

An example of this occurred in Venezuela, where drilling rates were appreciably reduced because of hole deviation and the maximum deviation was limited to 6°. A relaxation of this requirement to 14° resulted in no limitation on bit weight. Drilling rates were tripled and no difference was noted in running casing or producing the wells.

Cause of hole deviation. A hole will normally deviate updip. This is illustrated in Fig. 7-24. In the course of drilling a well, small unbroken wedges are formed on the downdip side of the hole. These wedges are instrumental in pushing the bit updip. This tendency to

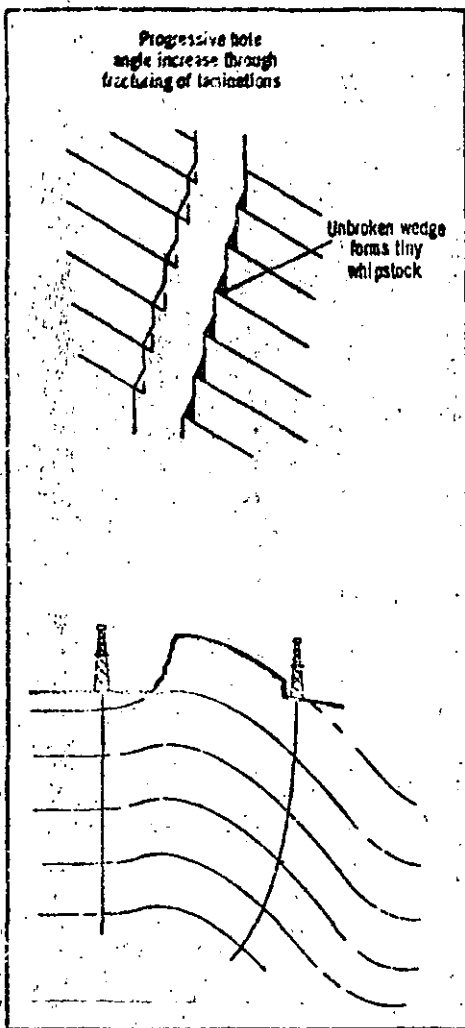


Fig. 7-24

drill updip may continue until the bit is drilling perpendicular to the bed. For this reason a knowledge of formation dip is needed. Also the proper spacing of stabilizers is dependent on the operator's knowledge of dip angle. This tendency for the bit to drill updip is magnified as the weight on the bit is increased.

Possible solution to hole deviation. Fig. 7-24 shows an excellent solution to problems of hole deviation if the operator is thoroughly familiar with the area. If a certain underground location is desired and crooked hole is a common occurrence, the well may be located downdip and the hole allowed to deviate. This is a proven technique; it has been used many times with good results and should be considered if there is some reason a certain underground target must be hit by the well at total depth.

Many other methods have been utilized to minimize hole deviation. Oversize drill collars are commonly used to reduce the amount of hole deviation; however, if they are stuck in the hole, washover operations will probably not be possible. Another method is to use steel ribs welded at 30° angles on the outside of the drill collar. This has been used very successfully in many areas to reduce hole deviation. Square drill collars are also being used and field reports indicate substantial reductions in hole deviation for given bit weights.

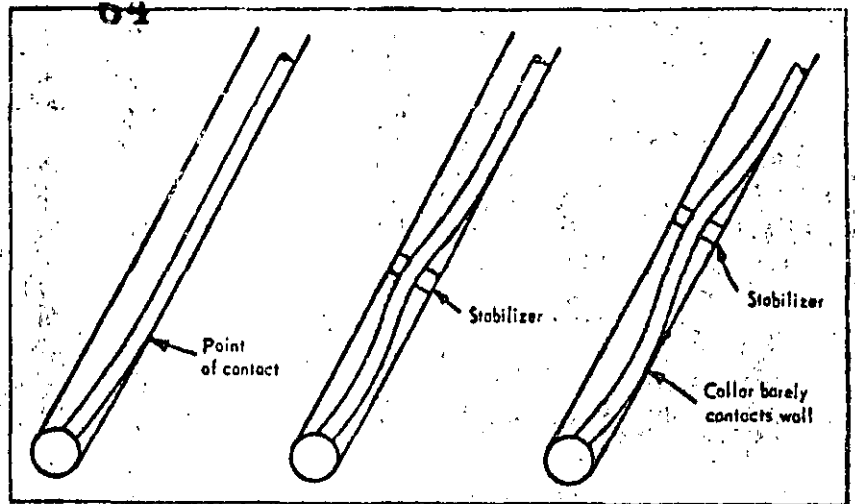


Fig. 7-25

One of the best methods of reducing hole deviation is to use either steel or rubber stabilizers on the outside of drill collars. The outside diameter of these stabilizers is slightly less than the hole diameter and their primary purpose is to hold the collar away from the wall of the hole. This is shown in Fig. 7-25. With the collar lying against the wall of the hole, the bit is actually pushed off vertical. By proper stabilization this problem is minimized.

Certainly the use of stabilizers is not a new idea; however, the proper method of spacing stabilizers has been in use only a few years and in some areas is not currently accepted. Charts prepared by Woods and Lubinski are widely used for spacing stabilizers and where their techniques are used the problem of stabilization has been minimized appreciably. Curves prepared by Woods and Lubinski and included as a part of an Oil and Gas Journal article on Apr. 4, 1955, are included as Figs. 7-26 through 7-31.

Directional drilling

The principal objective in directional drilling is to direct the path of the subsurface borehole to a predetermined location. Controlled directional drilling may be required: (1) when the desired subsurface location is directly beneath inaccessible areas such as under bodies of water, cities, or rough terrain; (2) in offshore drilling activities where the drilling is conducted from a fixed platform; (3) in sidetracking equipment which has become lost in the hole; (4) in redirecting the path of the well to obtain a more favorable structural location, and (5) controlling a blowout by intersecting the problem well bore at some subsurface location.

Directionally drilled holes can be classified into three basic types: (1) the shallow-deviation type, (2) the deep-deviation type, and (3) the return-to-vertical type. These basic types of directionally drilled holes are shown in Fig. 7-32. In the shallow-deviation type the surface casing is usually set after the desired deflection is obtained. In the deep-deviation type the initial deflection is always below the depth at which the surface casing is set. In the return-to-vertical type, the initial deflection is made before setting the surface casing and the hole is returned to vertical at some point before the desired objective is reached.

PROPIEDAD DE
PETROLEOS MEXICANOS

How to combat lost circulation

J. U. Messenger
Field Research Laboratory
Mobil Research & Development Corp.
Dallas

LOST CIRCULATION is the most troublesome and costly problem in drilling for oil.

While no functionally new lost-circulation materials or techniques have been developed in the past 10 years, progress has been made by using existing techniques and materials more effectively.

That's the purpose of this series: to outline these more effective procedures of lost circulation prevention and control. The different types of loss zones are classified on the basis of severity.

Then the different materials and techniques are matched to type and severity of the zone they most likely can cure.

Attention is given to methods of preventing lost circulation, and there's a list of the most usual causes of failure to control lost circulation.

Why control. Lost circulation, or lost returns, is the loss to formation voids of drilling fluid or cement slurry used during drilling operations. The loss may vary from a gradual lowering of the mud level in the pits to a complete loss of

returns. But reductions in mud volume due to loss of filtrate from the mud or to fill new hole should not be confused with lost circulation.

Yearly lost-circulation costs¹ in materials, lost rig time, and lost holes amount to millions of dollars. It has been estimated² that 50% of all lost circulation could be prevented by good drilling and drilling-mud practices.

Mud losses vary in type, severity, and location in the hole; even with a background of experience in an area it is difficult to make valid blanket recommendations. But there is a systematic approach to controlling lost circulation which allows the most effective and economic method known to be immediately used.

This approach involves both preventive and corrective measures. It is particularly concerned with the correct use of lost circulation materials, such as bentonite, diesel oil, and cement, which must be stocked on every location.

Types of zones. Loss of drilling fluids can occur to four types of formations. (a) unconsolidated or

highly permeable formations (loose gravels), (b) natural fractures, (c) induced fractures, and (d) cavernous formations (crevices and channels).

The types of loss zones in the order of increasing severity, are shown graphically in Figs. 1-4. The identifying features of each type of loss zone are shown in Table 1.

While mud losses to cavernous zones are the most difficult to overcome, they are not the most prevalent; caverns occur in limestones. Mud losses to induced fractures are probably the most troublesome because they can occur in essentially any formation.

Conditions which may help induce fractures are: well irregularities, high mud weight, excessive back pressure or choke down, permeable zones, and a closed hydraulic system.

Induced fractures differ from natural fractures in that loss of mud to induced fractures requires enough

pressure to break or split the formation, while the loss of mud to natural fractures requires only sufficient pressure to exceed that of the fluid within the formation.

Natural fractures can be widened by excessive overpressure; they then behave as induced fractures. It is more difficult to prevent mud losses to induced fractures because further parting of the formation will destroy the seal.

Preventive measures

Two common, but avoidable, causes of lost circulation are: (a) excessive down-hole pressures and (b) setting intermediate pipe too high.

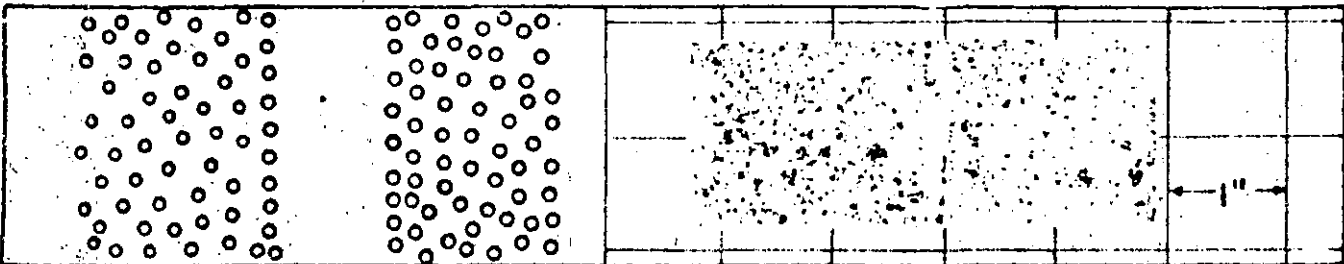
Control of down-hole pressures

Excessive down-hole pressures can arise from several sources; of these, perhaps the most important source is the hydrostatic pressure produced by the column of mud.

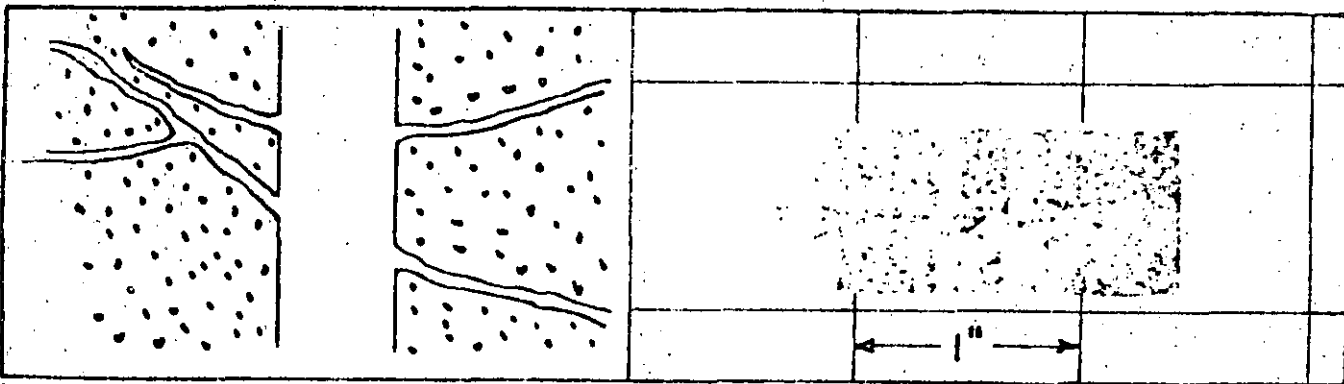
The hydrostatic head of a column of mud necessary to offset formation fluid pressures may be sufficient to fracture upper formations. This results in the dangerous situation of a well's "kicking" and losing returns simultaneously.

Other causes for increases in down-hole pressure are: (a) the inertia of the mud column, (b) a high circulation rate, (c) cuttings collecting in hole enlargements, (d) surging of the pumps, (e) swelling of casing protectors, (f) buildup of mud cake, and (g) rapid lowering or raising of the drill pipe. These contributors to down-hole pressure problems can be minimized by observing the following precautionary measures:

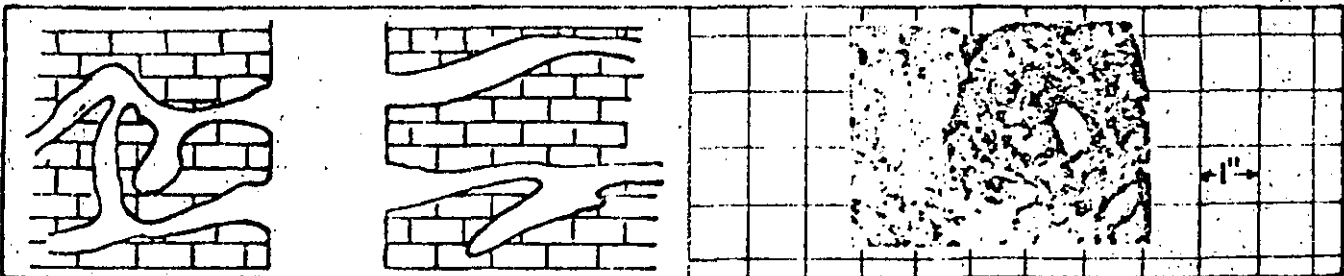
1. Reduce all mechanical pressures (a) by taking 45-60 sec to raise or lower a stand; (b) by drilling, not spudding, all bridges; (c) by breaking circulation cautiously after having engaged the rotary and while pulling the pipe up. (Do not



UNCONSOLIDATED or highly permeable formations—Fig. 1.



NATURAL or intrinsic fractures—Fig. 2.



CAVERNOUS formations—Fig. 3.

speed up the pump until circulation has been established and the bit is on bottom); and (d) by slowing the pumps as much as is practicable.

2. Adjust the mud properties by lowering the viscosity, gel strengths, yield point, and mud weight within safe limits.

3. Pretreat the mud. If lost-circulation zones are expected, against which bridging agents are known to be effective, treat the mud with these materials before penetrating the loss zone. For example, if small natural fractures are expected, a bridging agent—such as fine mica which will pass the shaker screen—will increase the pressure required to open these fractures.

Set intermediate pipe correctly

In most instances, mud losses in induced fractures (the most troublesome and costly type of loss) occur because the protective casing string was set too high and exposed a

low-pressure formation, which fractures when mud density is increased to control deeper, higher-pressure zones

The interval where there is a gradual change from this low-pressure zone to the high pressure one is called the transition zone. If the protective string can be set into the transition zone, many of the mud losses to induced fractures can be prevented.

Only recently has the significance of the transition zone been fully realized. Effective means of identifying it precisely are being developed by operating people. These involve indirect and direct means as follows:

Pore pressure and fracture gradients can be estimated indirectly using:

1. Logging data
2. Cuttings density
3. Back-pressuring equipment
4. Densities from seismic data

The transition zone can be found directly by:

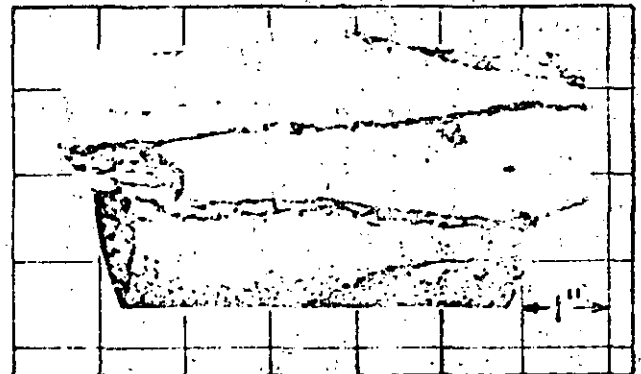
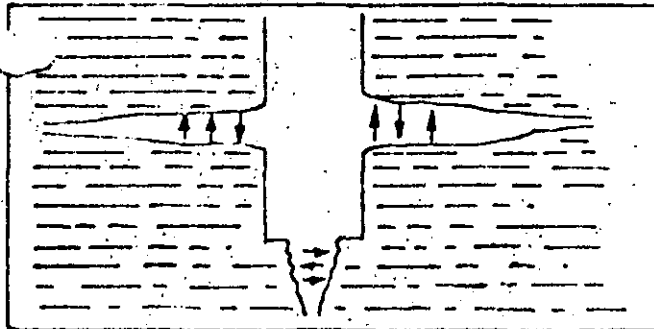
1. Changes in rate of penetration
 2. Tightness of hole
 3. Tendency to stick drill pipe
- These parameters for picking the place to set the protective string should be used. They are mentioned only briefly because they have been covered in detail in the references.

Corrective measures

Appraisal of the zone

Locate the zone, determine the type of loss, and appraise the severity of the mud loss.

1. If the loss zone is not on bottom or near the last casing or loss point, it should then be found by temperature survey or gamma-ray log and radioactive material.
2. The type of loss zone is best determined from lithology.
3. The severity is best determined



INDUCED or created fractures—Fig. 4. (Figs. 1-4, after Howard and Scott.)

Identifying features of lost circulation zones—Table 1

(After Howard and Scott.)

Unconsolidated formations:

1. Gradual lowering of mud level in pits.
2. Loss may become complete if drilling is continued.
3. Since it is known that the rock permeability must exceed about 10 darcys before mud can penetrate and that oil or gas sand permeability seldom exceeds about 3.5 darcys, it is improbable that loose sands are the cause of mud loss to an oil or gas sand, unless the loss can be attributed to the case with which this type of formation fractures.

Natural fractures:

1. May occur in any type rock.
2. Loss is evidenced by gradual lowering of mud in pits. If drilling is continued and more fractures are exposed, complete loss of returns may be experienced.

Induced fractures:

1. May occur in any type rock, but would be expected in formations with characteristically weak planes.
2. Loss is usually sudden and accompanied by complete loss of returns. Conditions are conducive to the forming of induced fractures when mud weight exceeds 10.5 lb/gal.
3. Loss may follow any sudden surge in pressure.
4. When loss of circulation occurs and adjacent wells have not experienced lost circulation, induced fractures should be suspected.
5. Can be in competent or incompetent formations.

Cavernous zones:

1. Normally confined to limestone.
2. Loss of returns may be sudden and complete.
3. Bit may drop from a few inches to several feet just preceding loss.
4. Drilling may be "rough" before loss.

NOTE: Loss zones are more severe if fluids are moving within them or into them from another porous zone.

LOST CIRCULATION REPORT

Well Name: _____ Location: _____

Operator: _____ Date: _____

Drilling Company: _____

Drill Bit: _____

DESCRIPTION OF LOSS ZONE

Depth: _____

Severity: _____

Material Used: _____

SUMMARY OF PREVENTIVE MEASURES TAKEN

Loss Zone or Other Wells: _____

Pre Set in Transition Zone: _____

Pre Mud Pump: _____

Adapt Mud Properties: _____

Take Added Care Not to Spill Hole: _____

MUD PROPERTIES

Type: _____ Weight: _____

Plastic Viscosity: _____

Yield Point: _____

Flow Point: _____

BRIDGING AGENTS (IF APPLICABLE)

Material: _____

LOST CIRCULATION REMEDIAL TECHNIQUES (If any)

Technique: _____

Result: _____

LOST CIRCULATION REPORT

Well Name: _____ Location: _____

Operator: _____ Date: _____

Drilling Company: _____

Drill Bit: _____

DESCRIPTION OF LOSS ZONE

Depth: _____

Severity: _____

Material Used: _____

SUMMARY OF PREVENTIVE MEASURES TAKEN

Loss Zone or Other Wells: _____

Pre Set in Transition Zone: _____

Pre Mud Pump: _____

Adapt Mud Properties: _____

Take Added Care Not to Spill Hole: _____

MUD PROPERTIES

Type: _____ Weight: _____

Plastic Viscosity: _____

Yield Point: _____

Flow Point: _____

BRIDGING AGENTS (IF APPLICABLE)

Material: _____

LOST CIRCULATION REMEDIAL TECHNIQUES (If any)

Technique: _____

Result: _____

ADEQUATE RECORDS which describe the lost-circulation problems and the materials and techniques used to combat them are invaluable—almost a necessity.

is many times not established resulting in attempts to place materials at the wrong spot. Lost-circulation zones are usually not on bottom but are near the last casing or lost-circulation point.

2. Lost-circulation materials are not systematically matched to the type and severity of the loss zone.

3. There is sometimes a reluctance to proceed to the technique required to match the severity of the loss zone (viz., drilling blind and setting pipe).

4. Adequate records which describe the losses and the materials and techniques used against them are not kept. Accurate accounts of experience in an area are valuable. See accompanying sample lost-circulation-problem report form.

5. In cementing, the columns are not balanced and drilling mud breaks through the plug before it sets. In addition, when the pipe is withdrawn from the hole after placement, the mud level in the annulus

goes down and mud from the formation can break through the freshly placed slurry. Balanced columns and plug-dropping techniques should be employed. (See Technique 4, next week.)

To increase the success ratio, the lost-circulation techniques and materials must be functionally related to the losses they cure. For example, where a reasonable amount (say, 15-20 lb/bbl) of a bridging material has not worked in a high-filter-loss slurry, it is usually useless to use a higher concentrations of the same or similar materials; the next step should be to increase the size of the granular bridging material.

It cannot be stressed too strongly that the lost circulation technique must be matched to the severity of the loss zone without delay.

References

1. Lummus, J. L., "New Material Proves Successful to Stop Lost Circulation Under Various Conditions," *Petroleum Interamericano*, December 1966, p. 26.

2. Green, B. Q., "Eight Steps to Stop

Lost Circulation," *Pet. Eng.*, March 1963, p. 71.

3. Howard, G. C. and Scott, P. P., Jr., "An Analysis and the Control of Lost Circulation," *Trans. AIME*, 1951, p. 171.

4. Bottman, C. E. and Johnson, R. J., "Estimation of Formation Pressures from Log-Derived Shale Properties," *Jour. Pet. Tech.*, June 1965, p. 717.

5. Wallace, W. E., "Application of Electric-Log Measured Pressures to Drilling Problems and a New Simplified Chart for Well-Site Pressure Computation," *Log Analyst*, November-December 1965, p. 4.

6. Mathews, W. R. and Kelly, John, Jr., "How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient," *The Oil and Gas Journal*, Feb. 20, 1967, p. 92.

7. Boatman, W. A., Jr., "Drill Cuttings Give Pressure Clues," *The Oil and Gas Journal*, May 29, 1967, p. 66.

8. Everett, R. H. and Records, I. R., "Well-Killing Tool Scores Big," *The Oil and Gas Journal*, June 29, 1964, p. 52.

9. Jorden, J. R. and Shirley, O. J., "Application of Drilling Performance Data to Overpressure Detection," *Jour. Pet. Tech.*, November 1966, p. 1387.

10. Wilson, W. H., "Sawdust and Rice Hulls as Supplements to Leather Flocc Preventing Lost Returns," Unpublished Report, Mobil Research & Development Corp., Dallas, May 1955.

11. Wilson, W. H., "Lost Returns Additives—Evaluation Tests," Unpublished Report, Mobil Research & Development Corp., Dallas, December 1955.

How to remedy lost circulation

J. U. Messenger
Field Research Department
Mobil Research & Development Corp.
Dallas

DRILLING is plagued by no more costly and troublesome problems than lost circulation. And it's the purpose of this three-part series on this subject to outline procedures for using today's techniques and materials more effectively.

Installment No. 1, published in last week's *Journal*, covered types of lost-circulation zones, preventive, and corrective measures for loss of circulation.

This installment and the concluding one next week will be devoted to specific remedial techniques. There are nine of these, with five of

them being outlined in this article.

Technique No. 1

This is the pull up and wait² technique. Use it against seeping and partial losses, and losses to induce fractures.

Barring sudden complete losses to limestones where large fractures, vugs or caverns occur, drilling and circulation should be stopped at the first indication of lost circulation.

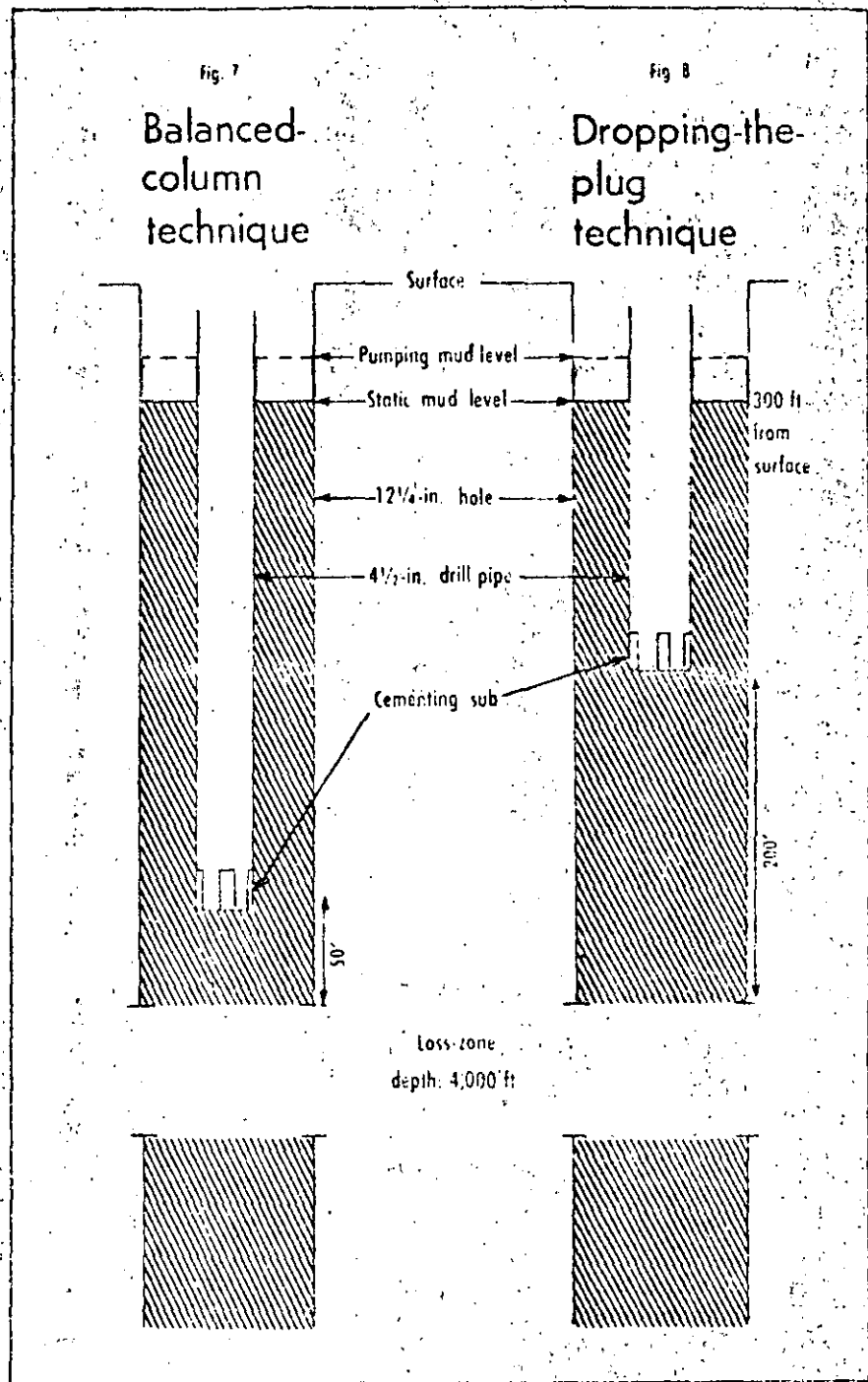
The bit should be pulled to a point of safety and the hole permitted to remain quiet for a period

of 4 to 8 hr. After such a waiting period, good drilling techniques must be followed in getting back to bottom to keep minimum pressures on the formations.

On the speculation that returns will not be obtained by waiting, a 100-bbl plug of bridging agents in mud or a similar volume of high-filter-loss slurry can be mixed during the waiting period.

Half of the losses in the Gulf Coast area were corrected in this manner.

This technique is particularly applicable to deep-induced fractures.



Technique No. 2

Plug of bridging agents in mud.¹ Use this technique against seeping and partial losses, and the less severe complete losses. A plug of bridging agents in mud is mixed and applied as follows:

1. Establish the approximate point of the loss, type of formation taking the mud, height the mud stands in the hole, and the rate of loss. If a fracture of the formation due to a pressure surge is suspected, the most probable point of loss is just below the casing shoe.

2. Use open-ended drill pipe for placement of the plug if practical, otherwise use open, watercourse bits or jet bits with the nozzles removed. If materials must be placed through a jet bit, medium-to-fine sized bridging agents should be used to prevent plugging the bit.

3. Mix a 100 to 500 bbl plug of bridging agents in mud. A mixture of coarse, medium, and fine granular, fiber, and flake bridging agents is commercially available and could be substituted for those added separately. See Table 3, last week. Here is the procedure:

Add 10-20 lb/bbl of bentonite to 80 bbl of water which has been pretreated with ½ lb/bbl of sodium carbonate and ¼-lb/bbl caustic soda to remove calcium and magnesium ions. Allow the bentonite to yield. Add ½-lb/bbl lime.

Add 15 lb/bbl of coarse walnut or pecan shells. Other coarse granular agents can be substituted if the nut shells are not available.

Add 5 lb/bbl coarse-to-medium fibers (wood or cane). Add 5 lb/bbl of medium-to-fine fibers (wood, cane, nylon, leather). Add 5 lb/bbl of 1-in. cellophane flake.

Note: The size of the bridging agent should be tailored to the severity of loss and the size of the mud courses in the bit. Filter loss of the plug should be lowered only to prevent the hole from sloughing; mud density should be raised to the point required to control the well. Actually, the bridging agents described can be added to the water-base mud in use at the time of circulation loss.

4. Place the plug through the open-ended drill pipe opposite the loss zone. Pump at 1 bbl/min until the materials have stopped the loss. Repeat once more if the hole does

not fill and then proceed to Technique No. 3; high-filter-loss slurry squeeze, if there still is no indication of success. If the hole fills, close the blowout preventers (rams) and with a mud gun open, squeeze the annulus with 50 psi for 30 min. Measure the pressure on the annulus using a 0-300-psi gauge.

5. If circulation is established and a low-solids mud is in use, screen out the bridging agents immediately.

Technique No. 3

High filter-loss slurry squeeze.¹² Use this technique against seeping and partial losses, and the less-severe complete losses.

The preparation of high-filter-loss slurries and their application to loss zones varying in severity from seeping to partial to complete are described later.

There are slight differences in application to these zones, but the main distinction is increasing the size of the bridging agent as the loss zone becomes more severe.

First, the severity of the loss should be established from consideration of the height the mud stands in the hole and the rate of loss.

Next, the approximate point of the loss should be established and the type of formation taking mud defined. If a fracture of the formation due to a pressure surge is suspected, the most probable point of loss is just below the casing shoe.

For seeping loss:¹² 1. Mix 100 bbl of slurry:

Add 10-20 lb/bbl of attapulgite or sepiolite clay to 80 bbl of water. (Sepiolite clay behaves similarly to attapulgite clay in salt water.) If these clays are not available, use 5-20 lb/bbl bentonite and pretreat the water with ¼-lb/bbl sodium carbonate and ¼-lb/bbl caustic soda to remove calcium and magnesium ions. Allow the clay to yield.

Add ½-lb/bbl lime.

Add 50-lb/bbl diatomaceous-earth materials (Diacel D, Diascal M, or a suitable substitute such as powdered limestone). Diascal M is a mixture of diatomaceous earth and fine asbestos fibers (Flosal or Visbestos).

If Diascal M is used, attapulgite is not required. Diacel D, Diascal M, and Flosal are marketed by Drilling Specialties.

Visbestos is marketed by Montel-

lo, Inc. Another source of diatomaceous earth is Litepoz 2, marketed by Dowell.

Add 5 lb/bbl of fine mica, 5-lb/bbl fine walnut or almond shells, 4-lb/bbl medium-to-fine fiber, and 1-lb/bbl shredded leather.¹² (Bridging agents are described and classified in this publication.)

2. Set the bit at the top of or opposite the loss zone. Displace the slurry to the end of the drill pipe.

3. Close the rams; leave a mud gun open to control squeeze pressure. Gently squeeze (50-psi maximum) material into the loss zone at a rate of 1 bbl/min. Gradually shut the gun and hold the squeeze pressure 4-8 hr or until it dissipates. Measure the squeeze pressure on the annulus using a 0-300-psi gauge.

To avoid fracturing other zones, safe-squeeze pressures in excess of mud-hydrostatic pressure should be used. For example from:

0-1,000 ft: 0-200-psi squeeze pressure

1,000-5,000 ft: 100-500-psi squeeze pressure

5,000 ft and deeper: 500-psi squeeze pressure

Surface pressure plus mud-column pressure should never exceed overburden pressure.

For partial loss:¹² 1. Mix 100 bbl of slurry:

Add 10-15 lb/bbl of attapulgite or sepiolite clay to 80 bbl of water. If these clays are not available, then treat the fresh water as before.

Add ½-lb/bbl lime.

Add 50-lb/bbl diatomaceous earth materials (as before) or a suitable substitute (powdered limestone). Use barite only if the mud weight is 12 lb/gal or higher or if it is the only inert powdered material available.

Add 8 lb/bbl of granular lost-circulation material (coarse walnut or almond shells), 4 lb/bbl of medium wood or cane fiber, 1 lb/bbl of fine fiber (cane, paper, nylon, leather) and 3 lb/bbl of coarse cellophane flakes.

2. Set the drill pipe with the open end at the top of or opposite the loss zone.

3. Displace 25 bbl of slurry into the zone at a rate of 2 to 4 bbl/min.

Shut down for 20 to 30 min.

5. Displace another 25 bbl of slurry at same rate.

6. Continue this procedure, al-

ternately waiting and displacing until the hole fills. Sometimes two 100-bbl batches will be required. The drill pipe should be reciprocated during these operations to prevent it from sticking.

7. When the hole fills, close the rams and squeeze the annulus with 50 to 100 psi by displacing the slurry very slowly (1 bbl/min) down the drill pipe. A mud gun should be left open to control surges. Attach a 0-300-psi gauge to the annulus so that low-pressure valves can be easily read. Maintain the squeeze for 30 to 60 min.

8. Pull out of the hole, pick up the bit, and go back to drilling.

For complete loss:¹² The same technique is employed as that used for partial loss except the slurry composition is somewhat different. The procedure is:

1. Add 10-15 lb/bbl of attapulgite or sepiolite clay to 80 bbl of water. If these clays are not available, treat the water as before.

Add ½-lb/bbl lime.

Add 5.0-lb/bbl diatomaceous-earth materials (as before). Use only if the mud weight is 12 gal or higher or if it is the only inert powdered material available.

Add 8 lb/bbl of granular lost-circulation material (coarse walnut or almond shells—up to ¼ in. to ½ in. in size), 3 lb/bbl of coarse-to-medium wood or cane fiber, 3 lb/bbl of medium-to-fine fiber (wood, cane, nylon, leather) and 3 lb/bbl of large cellophane flakes.

2. Set the drill pipe with the open end at the top of, or opposite the loss zone.

3. Displace 25 bbl of slurry into the zone at a rate of 2 to 4 bbl/min.

4. Shut down for 20 to 30 min.

5. Displace another 25 bbl of slurry at the same rate.

6. Continue this procedure, alternately waiting and displacing until the hole fills. Sometimes two 100-bbl batches will be required. The drill pipe should be reciprocated during these operations to prevent it from sticking.

7. When the hole fills, close the rams and squeeze the annulus with 50 to 100 psi by displacing the slurry very slowly down the drill pipe. If the rig pumps are used for the squeeze, a mud gun should be left open to control surges. Attach a 0-300-psi pressure gauge to the annulus so that low-pressure valves

73 Composition and properties of gilsonite-portland cement admixtures — Table 5A

Gilsonte (lb/sack of cement)	Water content of slurry (vol %)	Mixing water		Slurry volume (cu ft/sack of cement)	Slurry density (lb/gal)	Compressive strength (psi) in 24 hr at 100° F.
		(wt %)*	(gal/sack of cement)			
0	59.2	46.1	5.20	1.18	15.6	2,570
50	43.2	61.8	7.00	2.17	12.5	1,165
100	37.8	79.7	9.00	3.18	11.5	605
200	33.3	115	13.00	5.22	10.3	290

*Based on weight of dry cement.

can be easily read. Maintain the squeeze for 30 to 60 min.

8. Pull out of the hole, pick up the bit, and go back to drilling.

If there is no evidence of improvement after two batches, proceed to Technique No. 4, 5, 6, or 7.

Technique No. 4

Cement (bentonite, gilsonite, neat, etc.). Use this technique against complete losses and severe complete losses.

The composition and technique of application of the cement slurry being used to combat lost circulation must be functionally adequate if the job is to succeed.

1. Cement-slurry composition

Cement, neat alone or neat plus bentonite, is an important lost-circulation material because there are loss zones it will effectively cure; both it and bentonite are readily available to or stocked at every well site.

Because these two materials are relatively cheap and are universally available, they can be extremely useful in combating lost circulation, particularly if they are applied correctly.

There are many different additives for portland cement slurries to make them lighter or heavier, to retard or accelerate their set, to lower their filter loss, to induce bridging properties into them, and to increase or decrease their gel strength. There are other kinds of cements such as organic polymers and gypsum.

Any of these latter cements and any portland-plus additive mixture can be used to combat mud loss if they are available and are functionally suitable for the type of loss encountered.

Three portland cement slurries are recommended—neat, bentonite,

and gilsonite. These have been chosen because a wide variety of properties can be obtained by using them, and they usually are available.

Neat-portland cement. Mix to 15.6 lb/gal using 46 wt % water based on cement. This slurry is dense, fluid, and develops high-compressive strength when it sets.

Bentonite or gel cement. Bentonite cement formed by adding cement to water containing prehydrated bentonite gives optimum properties.

The slurry formed has lower density, higher gel strength, and higher set strength than a slurry formed by adding water to a dry mixture of bentonite and cement.

In mixing slurry, treat the fresh water to be used with ¼-lb/bbl sodium carbonate and ¼-lb/bbl caustic to remove calcium and magnesium ions. Add 10 lb/bbl of bentonite and allow this to yield.

Use this bentonite slurry to mix a 14.5 to 15.0-lb/gal bentonite-cement slurry. Use 100 sacks of cement or more for large-hole sizes.

Gilsonite-portland cement. Gilsonte can be added to cement slurries which are being used to regain returns.

It decreases the density of the slurry and acts as a bridging agent; both of these functions help to keep the slurry in the vicinity of the well bore. It should be run exactly like bentonite cement slurries and should be squeezed if the hole fills during its application.

The composition and properties of gilsonite-portland cement admixtures are shown in Table 5A. Between 25-100 lb of gilsonte per sack of cement are recommended.

These three cements are recommended because they provide slurries with a range of properties from thin, heavy slurries which set hard

the depth of the loss zone.

The static mud level and density of the mud are very important, and an effort should be made to determine them accurately.

1. Physical conditions existing:

Drill pipe (DP) size, in. (16.60 lb)	4½ (cap. in ft/bbl = 70)
Hole size, in.	12¼ (cap. in ft/bbl = 6.85)
Mud density, lb/gal	9.0 (46.8 psi/100 ft)
Cement slurry density, lb/gal	14.5 (75.5 psi/100 ft)
Static fluid level, ft	300
Depth of lost-circulation zone, ft	4,000
DP displacement, gal/joint	7.65
Sacks of cement	260
Volume of bentonite slurry used, bbl	34
Volume of cement slurry, bbl	260/10 + 34 = 60
Feet of open hole cement slurry will fill	411
Feet of drill pipe cement slurry will fill	4,200

2. Barrels of cement slurry in drill pipe needed to just balance mud column in the annulus (end of drill pipe 50 ft above top of loss zone):

$$\begin{aligned} \text{Feet of mud column: } & 3,650 \\ \text{Weight of mud column, psi: } & 3,650 \times 0.052 \times 9.0 = 1,710 \\ 1,710 \text{ psi} = & \text{feet of cement slurry} \times 0.052 \times 14.5 \end{aligned}$$

$$\text{Feet of slurry} = \frac{1,710}{14.5 \times 0.052}$$

$$\text{Barrels of slurry} = \frac{1,710}{14.5 \times 0.052 \times 70} = 32.4$$

3. Remainder of cement slurry: 60 - 32.4 = 27.6 bbl.

4. Barrels of mud required to displace all but 2 bbl of the cement slurry.

$$1,710 \text{ psi} = \text{feet of mud in DP} \times 9.0 \times 0.052 + \text{ft of cement slurry (140) in DP} \times 0.052 \times 14.5$$

Feet of mud in DP =

$$1,710 - (0.052 \times 14.5) (140)$$

$$9.0 \times 0.052$$

$$= \frac{1,605}{9.0 \times 0.052} = 3,440$$

Barrels of displacement mud =

$$\frac{3,440}{70} = 49 \text{ bbl}$$

Capacity of 3,950 ft of 4½-in. DP = 56.5 bbl.

5. Drill-pipe displacement: Displacement of 16.60-lb 4½-in. drill pipe is 7.65 gal/30 ft including upsets and couplings:

$$\text{DP displacement} = \frac{3,650}{30} \times \frac{7.65}{42}$$

$$= 22 \text{ bbl}$$

Pump 5½ bbl of mud every 10 stands while

coming out of the hole.

6. Cement level drop: When the "dropping-the-plug" technique is used just after displacement, the following conditions apply: Length of the mud column in the annulus is 3,500 ft.

Length of the cement slurry column below DP is 200 ft.

Weight of the mud column to the top of the loss zone, psi:
(3,700 × 0.052 × 9.0) = 1,730.

Weight of mud and cement column, psi =
(3,500 × 9.0 + 200 × 14.5) 0.052 =
(31,500 + 2,900) 0.052 =
(34,400) 0.052 = 1,790

Cement-level drop =

$$\frac{(1,790 - 1,730)}{0.052 \times 14.5} = 80 \text{ ft}$$

Cement remaining in the hole = 120 ft or

$$\frac{120}{6.86} = 17.5 \text{ bbl}$$

Cement loss zone = 60 - 17.5 = 42.5 bbl.

Technique No. 5

Diesel oil-bentonite-cement slurry squeeze.¹² Use this technique against complete losses and severe complete losses. These steps should be used in applying this technique:

1. If possible, drill without returns through all the lost-circulation zone.

2. Pull out of the hole. Put on a mixing sub consisting of 2 ft of appropriate size drill pipe plugged at the lower end and with four 1-in. by 3/4-in. holes just above the cap.

3. Locate the loss zone as in Step 4, balanced-column method.

4. After locating the loss interval, set the bottom of the mixing sub 50 ft above it. Set a maximum squeeze pressure.

5. Pump in a 10-bbl cushion of water-free diesel oil ahead of the slurry.

6. Mix 100 sacks of regular cement and 100 sacks of bentonite with 50 bbl of diesel oil. For volumes other than 50 bbl, mix two sacks of cement and two sacks of bentonite with each barrel of diesel oil. For big fractures of long sections of honeycomb, 300 sacks of each material should be used.

For large batches, use a cementer and mix the dry materials with the diesel oil continuously; for small batches use a suitable tank. This mixture will yield 1.39 bbl of slurry for each barrel of diesel oil. The slurry will weigh 11.5 lb/gal and

cost approximately \$15 to \$24/bbl.

7. Displace the slurry down the drill pipe and follow it with 5 bbl of diesel oil.

8. Start pumping drilling mud into the annulus when the 10-bbl cushion of diesel oil reaches the mixing sub. Close the rams. Control the pumping rates so the ratio of the slurry volume to the mud volume is 2 to 1. Pump rates of 4 bbl/min down the drill pipe and 2 bbl/min down the annulus will usually be satisfactory with 4½-in. drill pipe in 7¾-in. and larger holes.

9. Displace one-half the slurry into the formation at this fast pumping rate. The drill pipe may occasionally be reciprocated slowly to indicate whether the slurry might be moving up the annulus. If the weight indicator shows any increased drag, break the connections and raise the pipe until it is free; then make connections and continue displacement. Since the slurry has no pumping time limitation inside the pipe, there need be no concern over short shutdown periods.

10. Displace the next quarter of volume of slurry and mud at one-half the rates used in Step 9.

11. Displace the remaining quarter volume of slurry at one-half of the rates used in Step 10. If the hole fills, as shown by pressure on the annulus, attempt (by a hesitation squeeze) to obtain a pressure buildup using rates of 1 bbl/min into drill pipe and 0.5 bbl/min into annulus. One barrel of slurry should be left in the drill pipe at the completion of the squeeze if pressure has developed; balance columns if no pressure develops. Do not attempt to reverse circulate, because mud will contact the slurry and gel up inside the drill pipe.

12. After the squeeze job, pull out of the hole and wait on the cement to set a minimum of 8 hr before drilling out. If the first attempt is not successful, repeat the procedure after waiting on the cement for 8 hr.

Technique No. 6

This involves use of surface mixed soft plugs. Use this technique against partial and complete losses to induce fractures.

Soft plugs that are mixed at the surface have been differentiated from those mixed down hole be-

cause on many occasions Mageohar FormAPlug (surface mixed) has outperformed diesel oil-bentonite (down-hole mixed) even though diesel oil-bentonite correctly mixed will have better properties. It is difficult to mix two materials correctly in a hole that is losing circulation. Diesel oil-bentonite fails because, if it is too thick, it plugs the hole before reaching the loss zone and, if it is too thin, it will not plug the loss zone.

How to mix and apply FormAPlug

1. If possible, drill without returns through all the lost circulation zone.

2. Pull out of the hole. Put on a placement sub consisting of 2 ft of appropriate size drill pipe plugged at the lower end and with four 3-in. by 3/4-in. holes just above the cap.

3. Locate the loss zone. (a) By temperature survey: Wait 4 hr. and then run a temperature profile of open hole. Pump in 100 bbl of mud through the fill-up line and rerun the profile. Loss is occurring at the temperature discontinuity.

(b) By gamma-ray log and radioactive material: If the loss zone is suspected to be near the top of the open hole, pump 15 bbl of mud containing radioactive material down the annulus—use the log inside the drill pipe to follow the progress of the material down hole. Or, if you suspect the zone is at the bottom of the hole, pump the radioactive slug down the drill pipe.

After the slug has been displaced out of the drill pipe, lower the gamma-ray log and follow the progress of the material up the annulus. It may be necessary to pump down both the annulus and drill pipe before the loss zone can be located. The drill pipe should be reciprocated during logging and pumping to prevent it from sticking.

4. After locating the loss interval, run the placement sub past the loss zone to make sure it is exposed; then place the sub 50 to 200 ft above the zone. If 7-in. or smaller casing has been set and the shoe is within 300 ft of the zone, place the sub just inside the casing. Set a maximum squeeze pressure.

5. The amount of FormAPlug necessary to seal a particular loss zone will vary with the depth and diameter of the hole, temperature of the formation, and the size of the formation opening. FormAPlug must

penetrate the loss zone a sufficient distance to offer resistance to movement after the strength of its gel has developed. Lesser amounts of a less dense slurry are required for deep, hot, small-sized holes.

Table 6 will serve as a helpful guide in selecting the slurry density and volume of FormAPlug that should be used. The method of applying FormAPlug closely resembles a cementing operation. It can be mixed with fresh water using the jet-hopper or tornado mixer supplied with a cementing truck. After mixing it is pumped directly into the drill pipe.

6. Displace the FormAPlug with drilling mud at 7 to 10 bbl/min until one-third of it is out of the drill pipe. Slow the pumps to 2 to 5 bbl/min and continue displacing. Begin to pump mud or water slowly into the annulus through the fill-up line. This will prevent large amounts of FormAPlug from coming up around the pipe. Check to see if the hole is filling as evidenced by escape of air (often shows as fog).

Discontinue pumping into the annulus if the hole shows no signs of filling. Displace all except 2 bbl of the remaining two-thirds of the slurry. Close the rams if returns are obtained.

1. Attempt a squeeze. With the rams closed, pump slowly into the annulus. (A mud gun should be left open to control the squeeze pressure if rig pumps are used. A 0-300-psi gauge should be attached to the annulus so that low-pressure values can be easily read.)

Mud should be pumped into the drill pipe if the loss zone is above the open end of the drill pipe or if returns are obtained before complete displacement.

Squeeze to 200 to 1,500 psi according to depth and the deficiency (the pressure required to bring the mud from the static fluid level to the flow nipple plus that required to offset any increase in mud weight plus normal circulating pressure), to be overcome—the higher pressures for the deeper depths.

Shut the well in and hold the squeeze pressure for 8 hr.

8. Bleed off the pressure. Pump 1/2 bbl of mud each while slowly pulling the first six joints. Come out of the hole for the bit. Drill out the plug and continue drilling. If no

squeeze pressure develops, repeat the procedure using larger amounts of FormAPlug.

How to mix and apply Instant Plug Series '300'

A package of Oil Center Research's Instant Plug "300" is made up of 11 containers: three of retarder "A," five of materials "B," and three of materials "C." It will mix 10 bbl of slurry; the materials must be purchased in 10-bbl quantities. Instant Plug slurry can be weighed with barites. The amount of retarder A controls the pumping time and setting time of Instant Plug slurry and should be tailored to the temperature of the loss zone being treated.

The amount of slurry to be used (10 or 20 bbl) depends on the severity of the loss zone. No more than 20 bbl has ever been run in a single application; however, successive 20-bbl batches have been run. Because it contains no solid particles before set, it will enter zones which drilling mud will not enter.

The steps involved in preparing and placing a 10-bbl batch are:

1. If possible, drill without returns through all the lost-circulation zone.

2. Pull out of the hole. Put on a placement sub consisting of 2 ft of appropriate size drill pipe plugged at the lower end and with four 3-in. by 3/4-in. holes just above the cap.

3. Locate the loss zone, as in Step 3, Technique No. 6.

4. After locating the loss interval, run the placement sub past the loss zone to make sure it is exposed; then place the sub 100 to 200 ft above the zone. If 7-in. or smaller casing has been set and the shoe is within 300 ft of the zone, place the sub just inside this casing.

5. Place 8 bbl of water in the mixing tank.

6. Adjust the pH of the water to about 8.

7. Calculate the amount of retarder A required and mix it thoroughly into the water.

8. With mixing add materials B and C. Bring the volume up to 10 bbl with water. After the addition of C, place the slurry as soon as possible because it will now begin to set.

9. Pump a "short plug" of thickened Instant Plug or 2 to 5 bbl of water.

10. Pump the Instant Plug into

Guide to selecting the slurry density and amount of FormAPlug — Table 6

Depth of loss zone (ft)	Drill pipe size (in.)	Temperature of loss zone (°F.)	Amount of FormAPlug to place (bbl)	FormAPlug per bbl of water (lb)	Slurry density (lb/gal)	Safe amount to place in drill pipe (bbl)
0-3,000	4½	70-120	50-500	370-	12.2-13.0	Fill
3,000-8,000	4½	100-190	30-150	300-370	11.6-12.2	85
3,000-8,000	3½	100-190	20-100	235-300	11.0-11.6	45
8,000-15,000	4½	170-300	20-80	235-300	11.0-11.6	70
8,000-15,000	3½	170-300	10-50	205-300	10.7-11.6	40

the drill pipe. Follow with a "short plug" of thickened slurry or 2 to 5 bbl of water.

11. Pump the Instant Plug from the drill pipe and then squeeze it down (or up) the hole by closing the rams and pumping slowly (1 bbl/min) on the annulus and drill pipe. Fix a maximum squeeze pressure between 100 to 500 psi.

If mud pumps are used, pump with a gun open; attach a 0-300-psi gauge to the annulus so that low-pressure values can be easily read. If a positive squeeze pressure is obtained, drilling can proceed at once. If not, another treatment may be needed.

Technique No. 7

Down-hole-mixed soft plugs (DOB, Bengum, Mil-Squeeze, etc.). Use this technique against induced fractures and to hold cement slurries at or near the well bore until they set.

The success of down-hole mixed, soft plugs depends on having the right amounts of the components meet and mix near the loss zone. Close attention should be paid to this.

For example, in using diesel oil-bentonite, mud can be pumped into the annulus to establish the optimum constant mud-flow rate there before the diesel oil-bentonite slurry leaves the drill pipe.

How to mix and apply diesel oil-bentonite (DOB)

1. If possible, drill without returns through all the lost circulation zone.

2. Pull out of the hole. Put on a mixing sub consisting of 2 ft of appropriate size drill pipe plugged at the lower end and with four 1-in. by ¾-in. holes cut in the pipe just above the cap.

3. Locate the loss zone as in Step 3, Technique No. 6.

4. After locating the loss interval, run the placement sub past the loss zone to make sure it's exposed; place the bottom of the mixing sub 50 ft above it. Set a maximum squeeze pressure.

5. Pump in a 10-bbl cushion of water-free diesel oil ahead of the slurry.

6. Mix 200 sacks of bentonite with 50 bbl of diesel oil. For volumes of other sizes, mix 4 sacks of bentonite with each barrel of diesel oil. Mixing can be done continuously using a cementing truck. This mixture will yield 1.39 bbl of slurry for each barrel of diesel oil. For severe loss zones, 600 sacks of bentonite in 150 bbl of diesel oil mixed continuously should be used.

7. Displace the slurry down the drill pipe and follow with 5 bbl of diesel oil. When the front of the 10-bbl diesel oil cushion in the drill pipe reaches the end of it, begin pumping drilling mud into the annulus at a rate of 1 bbl/min with a second pump. Close the rams.

8. Control the pumping rates so that the ratio of slurry volume to mud volume is 1:1. Pump rates of 4 bbl/min down the drill pipe and 4 bbl/min down the annulus will usually be satisfactory with 4½-in. drill pipe in 7½-in. and larger holes.

9. Displace one-half the slurry into the formation at this fast pumping rate or until pressure begins to build up on the annulus. When pressure is obtained, slow the pump rate on both the drill pipe and annulus to get the slurry into the loss zone without exceeding the maximum pressure set (100-500 psi). Attach a 0-300-psi gauge to the annulus so that low-pressure values can be easily read.

The drill pipe may occasionally be reciprocated slowly to obtain an indication as to whether the slurry might be moving up the annulus. If

the weight indicator shows any increased drag, break the connections and raise the pipe until it is free then make connections and continue displacement. Since the slurry has no pumping time limitation inside the pipe, there need be no concern over short shutdown periods.

10. Displace the next quarter of slurry volume and mud at one-half the rate used in Step 9.

11. Displace all except 1 bbl of the remaining quarter volume of slurry at a rate of one-half the rate used in Step 10. Attempt, by a hesitation squeeze, to get a pressure buildup. One bbl of slurry should be left in the drill pipe at the completion of the squeeze. Do not attempt to reverse circulate, because mud will contact the slurry and gel up inside the drill pipe.

12. After the squeeze job, pull out of the hole for the bit, drill out the plug, and then drill ahead. If no squeeze pressure develops, repeat the procedure.

How to mix and apply Bengum squeeze.

Halliburton Bengum[®] No. 1 is natural gum plus a preservative and a complexing agent. Bengum mix is a 10 wt-% Bengum No. 1 and 90 wt-% bentonite premixed together.

Bengum slurry is prepared by adding 100 lb of Bengum-bentonite mix to 13 to 15 gal of diesel oil. Because of the organics it contains, it sets harder than DOB—particularly when drilled in saline waters and muds. Its set strength falls between that of DOB and DOB-cement, but is more nearly like DOB.

It should be used (a) where more strength than that given by DOB is required and (b) where saline mixing waters are significantly lowering the strength of DOB. For application, follow the instructions for DOB above. The recommended ratio of mud to Bengum varies from 4:1 to 1:1 according to the strength required.

How to mix and apply Mil-Squeeze

Milchem's Mil-Squeeze[®] is a two-component system consisting of a copolymer slurry and 15 vol-% of an activator or setting fluid. The activator is placed in the drill pipe and followed by the slurry; the activator is separated from the mud and slurry with a spacer of crude or diesel oil. As the active materials leave the drill pipe, they mix in the

well bore and loss zone and form a highly gelled mass.

If large amounts of Mil-Squeeze to be run, it is best to stage alternate small volumes of slurry (10 to 20 bbl) and activator (1.5 to 3.0 bbl). Twenty to 30 bbl of slurry have been effective in field operations. A 30-bbl slug is used: (a) when the location of the thief zone is known, (b) when the location of the thief zone is unknown and open-hole volume is less than 100 bbl, and (c) to plug ruptured casing. A 50-bbl slug is used when the location of the thief zone is unknown and open-hole volume exceeds 100 bbl. A 10-bbl slug is used in production work.

The procedure for preparation and application of 30 bbl of Mil-Squeeze in two 15-bbl stages is:

1. If possible, drill without returns through all the lost-circulation zone.

2. Pull out of the hole. Put on a mixing sub consisting of 2 ft of appropriate size drill pipe plugged at the lower end and with four 1-in. by 3/4-in. holes cut in the pipe just above the cap.

3. Locate the loss zone as in Step 3, Technique No. 6.

4. After locating the loss interval, run the placement sub past the loss zone to make sure it's exposed; place the bottom of the mixing sub 50 ft above it. Set a maximum squeeze pressure for the annulus.

5. Add 24 bbl of fresh water to a clean pit. Add 0.1-0.3 lb/bbl of sodium-acid-pyrophosphate. Adjust the pH to about 7, with caustic.

6. Add 200 lb (0.22 bbl) of Mil-Squeeze per bbl of water (175 lb if 25 to 50 lb/bbl of granular bridging agent are to be added).

7. Add 30 gal of spacer (DO) to the drill pipe.

8. Add 45 gal of Mil-Squeeze activator to the drill pipe.

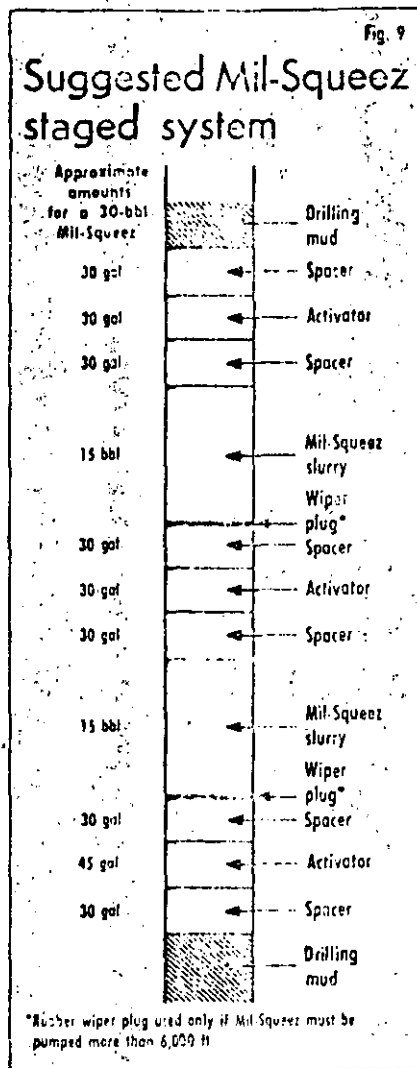
9. Follow with 30 gal of spacer and then 15 bbl of Mil-Squeeze slurry.

10. Add 30 gal of spacer (DO) to the drill pipe.

11. Add 30 gal of Mil-Squeeze activator and follow with 30 gal of spacer.

12. Add 15 gal of Mil-Squeeze slurry.

13. Add 30 gal of spacer, 30 gal of activator, and 30 gal of spacer (See Fig. 9).



Displace the Mil-Squeeze with mud to the end of the drill pipe at 2 bbl/min; squeeze into open hole or loss zone at 1 bbl/min. If plug travel is to be greater than 6,000 ft, then rubber wiper plugs should be placed as shown in Fig. 9.

If circulation is regained, close the rams, slow the pumps to 1 bbl/min, and squeeze to 100 to 300 psi. Attach a 0-300-psi gauge to the annulus so that low-pressure values can be easily read.

If circulation is not regained, pull the drill pipe to a safe place and attempt to fill the hole. If the hole fills, close the rams and squeeze to 50 to 100 psi. If mud pumps are used to squeeze, leave a mud gun open. If the plug breaks down or the hole will not fill, run another squeeze. If squeeze pressure develops, hold it for 1 hr and then drill out the plug and drill ahead.

Rating of soft plugs. All the soft plugs have satisfactory physical properties for sealing induced fractures (See Installation, May 61).

If a choice among those available is to be made, it should be made on the following bases:

1. Whether they can be mixed continuously.
2. Whether they are mixed at the earth's surface or down hole.
3. Availability.
4. Cost.

Technique No. 8

Special tools (AC-Set Cement Tool).¹⁰ This technique should only be used against caverns.

The standard AC-Set Cement Tool is 30 ft long and 6 in. in diameter (OD). It is available from Lone Texas Co., Baroid, and Mageobar. It consists of aluminum pipe covered by a nylon bag. The bag is expanded (50 in. = full expansion) into the cavern by filling the bag with cement slurry. The tool has a 2-in. left-hand Acme pin on top, but a crossover from this pin to a 4½-in. full-hole box comes with the tool. Arrangements should be made well in advance for any other subs (2-in. left-hand Acme pin to 4½-in. API regular or 2½-in. tubing) needed for the job or for different diameter tools.

At least a 5-ft overlap should be used both above and below the cavern; accordingly the standard 30-ft tool can handle up to 20-ft caverns. The depth and vertical extent of the crevice or cavern should be determined as accurately as possible using a caliper survey. Caverns occur only in limestone and are indicated by a sudden complete loss of circulation and by being able to "slack off" without pumping or rotating.

Important: The driller should be advised to wash down the inside of the drill pipe during the last trip out of the hole—any lost circulation materials remaining inside the pipe can plug the AC-Set Tool.

Other information which is required is tool-joint size and type, bit size, casing size, and all available caliper information.

Performing the job

When reasonable care is used in handling the tool, there should be no special problems. Each job will likely be slightly different, but general procedures¹¹ should be in this order:

1. On the walk and on the rig floor, handle the tool with a catline and a man on the lower end of

the tool. Do not drag the tool or allow the nylon bag to hang up on any obstruction. Slack in the nylon bag should be tied at the upper end of the tool.

2. Hang the tool in the well and set the slips just below the top stabilizer. Make up the setting sub on the drill pipe and stab the drill pipe and sub down into the tool. Make the connection snug with a 36-in. wrench.

3. While running the tool into the well it may be necessary to add water inside the drill pipe if the differential pressure across the check valve in the tool is likely to exceed 3,000-4,000 psi. Add only the minimum amount of water necessary—excessive head inside the drill pipe could expand the nylon bag prematurely and cause the tool to hang up.

4. Slow the running speed as the lost-circulation zone is approached—a bridge of lost-circulation material often exists at this point and the tool has to go through.

5. Center the tool in the lost-circulation zone. The slack in the bag should be at the top of the tool. Do not run the tool past the center point to nipple up because when it is pulled up into place, the slack is dragged to the bottom of the tool. Pump 5 bbl of water before mixing cement to be sure that there are no obstructions.

6. Do not set the drill pipe in the slips during the inflation of the bag with cement. Hang the string in the elevators. The weight of the unsupported nylon bag filled with 15 lb/gal cement is about 30,000 lb. If this weight is placed on the upper mooring of the bag, the bag will tear loose. During inflation of the bag with cement, watch the weight indicator and slack off if the weight increases.

7. Displace the slurry into the bag while not exceeding about 250-psi differential pressure across the bag (additional information under "Slurry requirements").

8. Shut down the displacement, rotate drill-pipe string at least nine revolutions to the right to back off the tool. Tool has seven full left-hand Acme threads. Raise the drill pipe and flush excess slurry onto the top of the tool.

9. After going back to tag the top of the tool (lightly) to check its depth, rotate string to the right be-

fore coming off again in case Acme threads have reengaged.

10. Come out of the hole; allow 8-24 hr for cement to set hard.

11. During drilling out of the tool 20,000 lb of weight should be placed on the bit with it rotating at least 50 rpm.

Slurry-volume requirements

Portland cement suitably retarded should be used. The amount of slurry required should be "field engineered" for each job since the exact volume of the expanded nylon bag will seldom be known. Estimates should be made on the basis of available information on hole size and the vertical length of the probable crevice or cavern.

The slurry will dehydrate through the nylon bag to one-half its original volume before it sets. Accordingly, one should double the volume of slurry calculated to expand that portion of the bag opposite the cavern fully into or against the sides of the cavern. There will be some uncalipered hole enlargement; a 20 vol % excess of cement slurry should be allowed when calculating the slurry required to fill the bag which is opposite the hole.

1. The amount of neat-cement slurry should be calculated in sacks of cement as follows: For example, suppose the caliper survey showed the hole to be 10 in. in diameter and that the cavern was 5 ft high but its sides could not be reached, then: the volume of slurry opposite hole plus 20% =

$$(5/12)^2 \pi \times 25 \times 1.2 = 16 \text{ cu ft}$$

The volume of slurry opposite cavern plus 100% =

$$(25/12)^2 \pi \times 5 \times 2 = 206 \text{ cu ft}$$

The number of sacks required =

$$\frac{16 + 206}{1.18} = \frac{222}{1.18} = 180 \text{ sacks}$$

when 1.18 = cu ft of 15.6 lb/gal slurry obtained from one 94-lb sack of portland cement.

2. The slurry should be pumped into the bag at a slow 1-2 bbl/min rate and at a minimum pressure. It is desirable to keep the differential pressure across the bag at less than 250 psi. If pressure builds up, slow

or stop the pumps and let the slurry flow in by gravity.

3. When displacement is complete or has been stopped, back the tool and come up the hole a joint or two. Flush excess slurry onto the top of the tool.

Technique No. 9

Drill blind or with aerated mud and set pipe. Use this technique against severe complete losses.

In the case of very severe loss zones such as big caverns (with or without water movement) or long (500-1,000 ft) zones of honeycomb or fractures, drilling blind or with aerated mud through all the loss zones and then setting pipe is the only technique which can succeed. These methods are well understood by operations people.

There are some aids to drilling with aerated mud that are worth mentioning.

1. Use of jet subs. Jet subs are used to help support the mud column and to release air in the upper hole. When placed in the drill string one is positioned just above the loss zone and the other 500-1,000 ft below the zone. They are sized so that they will pass most of the air at 1,000 psi, but only a small amount of the air/mud mixture. To establish circulation, air alone is pumped first to aerate the mud column above the loss zone. Then mud is gradually added to the air. This mixture stops part of the flow of air through the upper sub and activates the lower sub. Finally, as the amount of mud in the air/mud mixture is increased, air and mud come around the bit.

2. Use of concentric drill pipe.²⁰ Here the amount of air required in a large hole can be cut down.

3. Use of a macaroni string²¹ for injecting air. A macaroni (1½-in.) string is run on the outside of the last casing string and opens into the casing 200-600 ft below the static mud level so that circulation can be established with low-pressure air. A choke should be placed in the 1½-in. string and sized so that air pressure equal to or greater than the weight of the mud column can be built up above the choke. This prevents slugs of air from entering the mud column.

TEMA VII**CAPITULO VII.4.****MATERIALES PARA CONTROLAR PERDIDAS DE CIRCULACION.****a) Obturantes:**

En general cualquier material fibroso o en forma de virutas de tal tamaño que se puede incluir en la presa de lodo M-1 y que pueda ser bombeado por la línea normal de lodo, sirve como obturante. Entre los más usados está la borra (sobrante del algodón), virutas de madera, etc. Actualmente las compañías que se dedican a fabricar reactivos químicos, fabrican obturantes con nombres comerciales tales como Mil-Mica, Mil-Fiber, Mil-flake, etc.

TEMA VII

CAPITULO VII.5

Se ha observado que una combinación de estos productos para una pérdida es la mejor solución para su control.

Cuando la pérdida es muy grande y los obturantes no han sido capaces de restituir la circulación, existen otros procedimientos:

Pérdida de Circulación Parcial

500 gal de flo-check 1:1-20 pies³ de agua y 25 a 50 sacos de cemento en lechada clase G, con 40% de harina de sílice.

Pérdida Total de Circulación

1000 gal de flo-check 1:1, 20 pies³ de agua como espaciador y 50-100 sacos de lechada de cemento.

Pérdida Total de Circulación

1000 gal de flo-check.

100 gal de agua salada 6 - 10% Cloruro de calcio en peso 20 pies³ agua y 1000 gal flo-check.

Pérdida de Circulación

Tapón Diesel-Bentonita.-

42 gal diesel, 50 libras de bentonita.- Se prepara esa mezcla en la superficie y se inyecta frente a la formación.

Los tratamientos con Flo-check son simplemente circulados junto con el lodo mientras se está perforando. De igual manera, el tapón Diesel-Bentonita el cual se espera que frente a la zona de pérdida, o dentro de ella, se lave el diesel que inhibe la bentonita, propiciando su hidratación y consecuentemente su expansión, obturando las fracturas.

Tapones de Cemento

Consiste en inyectar cemento en la zona de pérdida para después re-perforar el exceso de cemento que haya quedado dentro del pozo, probar con presión equivalente a las necesidades que se tengan y seguir perforando o ademar la formación.

Después de algún tratamiento, es posible recuperar la circulación 100% y este resultado permite seguir perforando no obstante el problema de la pérdida sigue al incrementar el peso del lodo o al intentar correr la tubería de ademe o al colocar el cemento, el cual normalmente es más pesado que el lodo. Por tal motivo es necesario probar mediante presión a preventor cerrado, la capacidad de la formación para sostener la columna de cemento.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

TUBULARES ISOLATE DOWN - HOLE PRESSURES

PROF. ING. PEDRO J. CAUILLO

MEXICO, D.F. DICIEMBRE 1985.

Temma 13

TOWERS ISLAND DOWN-HOLE PRESSURE
TRIP AND PEDRO'S CADDIS M.

Tubulars isolate down-hole pressures

DRILLING for oil and gas involves two main objectives: making hole to the petroleum reservoir; and maintaining that hole by setting pipe from the reservoir to the surface to carry the produced fluid.

A protective pipe, or casing, prevents flow into and out of the formations, and is usually cemented to insure a continuous pressure barrier outside the pipe through the cemented interval.

To complete a well, additional pipe, usually retrievable, is installed to serve as a vertical flow line between the formation from which the oil or gas is produced and the wellhead at the surface.

This pipe, the tubing string, isolates the various strings of casing from the produced fluid. It is designed to be retrieved from the well bore in order to allow for workovers.

Tubing and casing perform eight important functions during the life of a well:

- Prevent collapse of the hole
- Prevent pollution of fresh water in upper zones by fluids from lower zones
- Prevent contamination of produced fluids from external substances such as sand, water, etc.
- Prevent contamination from problem areas (i.e., H_2S , CO_2 , salt)
- Restrict production to the flow string
- Provide a means of controlling well pressure, both internal and external and between zones
- Facilitate installation of artificial lift equipment for producing the well
- Serve as a flow path for produced fluids.

Tubing and casing represent a significant factor in the cost of drilling and completing a well, from 15% to 17.5% of the completed well cost. This is often the greatest single capital expense (Table I).

Fundamental design factors. Designing casing and tubing programs for a well—that is, selecting sizes, weights, grades, and types of threaded connections for a given situation—requires applying engineering criteria to design.

About this series . . .

IN DESIGNING casing for a well, there are two primary objectives.

The first is to minimize the number of strings, and the length of each string. Decisions here depend on legal and geological considerations.

The second objective is to minimize the size, weight, and strength of each necessary string, and thus optimize the cost. This procedure considers not only geology, but also tubular specifications.

Minimizing strings. A great accomplishment for a drilling engineer is the elimination of a string of casing previously deemed necessary.

This is sometimes possible where zones have depleted, or where previous drilling used too conservative a casing program (wildcats).

Another worthwhile accomplishment is to switch from large casing to lighter or smaller pipe without sacrificing production capacity. This is possible when clearances have been set too high initially, or when a down-hole problem can be overcome by means other than casing.

Both of these techniques save money, and both help approach the ultimate of only two or three strings per well. But unfortunately, each technique depends on favorable geology, and this is not always subject to good engineering. Casing is the only sure cure for some down-hole problems.

Cutting costs. Once setting depths have been determined, costs can be minimized through the use of the lowest size, weight, and grade of pipe that is applicable. Matching tubular specs to down-hole conditions (both present and future) should be a goal on all wells.

This five-part series will show how to design, handle, and run tubulars while saving money. Key points covered include:

- Basic criteria
- Casing design
- Tubing design
- Special applications
- Running and maintenance

Three primary technical criteria are considered in designing tubular programs: collapse, burst, and tension. Satisfying the design requirements of any one of these is dependent on other loads.

Collapse pressure exists when pressure outside the pipe is higher than that inside the pipe.

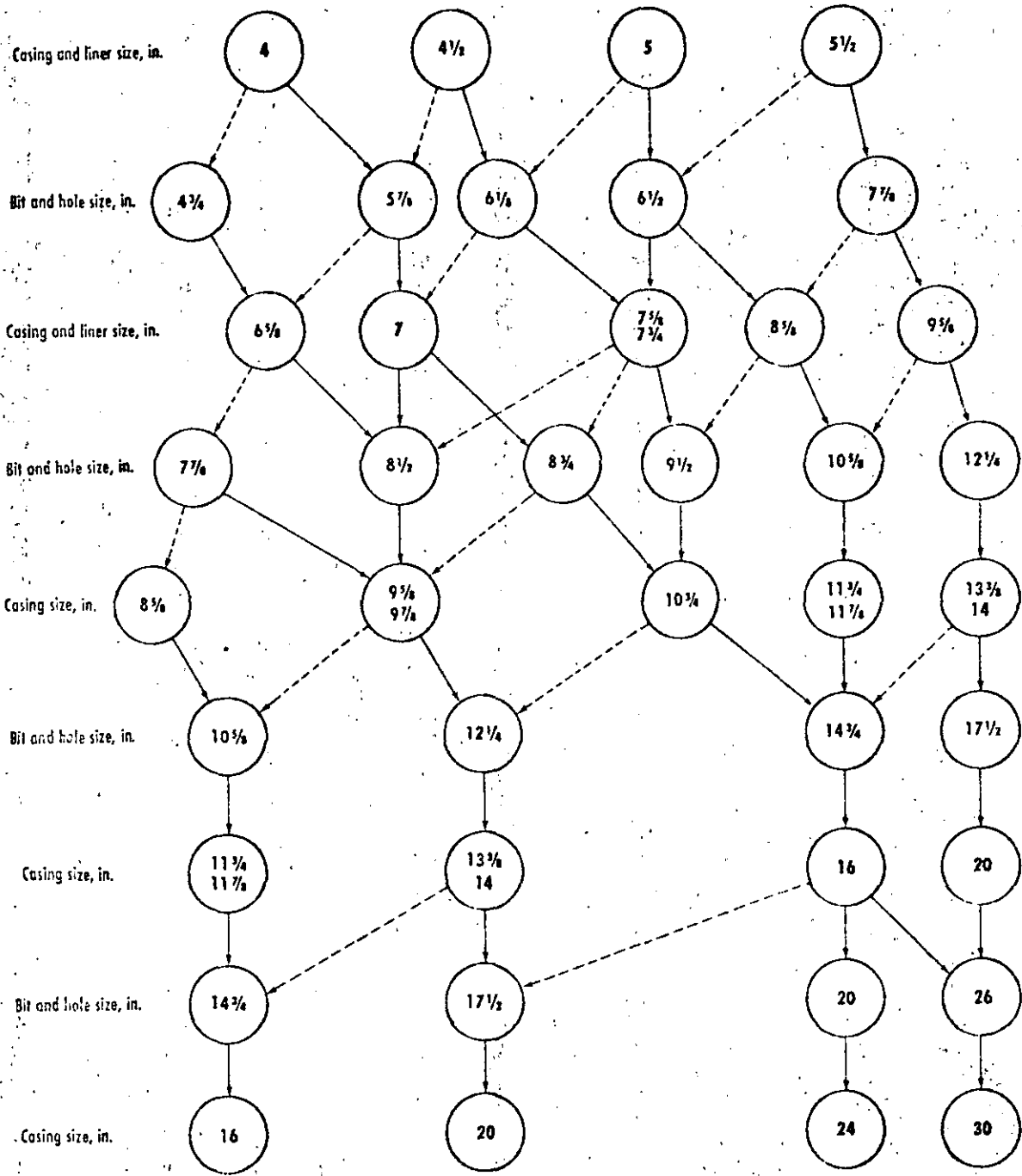
Burst (or internal yield) conditions exist when the pipe's internal pressure is higher than the external pressure, tending to expand the pipe to its "burst" point.

Tension considers the load placed

on the pipe which creates an axial stress in the pipe. When casing and tubing strings are suspended from the surface to depths down to 30,000 ft, the uppermost joint of pipe must support the weight of all sections of pipe below it, making the significance of tensile strength apparent.

In addition to collapse, burst, and tension, three secondary technical criteria may be taken into account. Bending stress is considered when drilling deviated wells, or when there is a "dogleg" (an abrupt deviation of hole angle).

Casing selection chart



This chart can be used to select the casing bit sizes required to fulfill many drilling programs. To use the chart, determine the casing or liner size for the last size pipe to be run. Enter the chart at that point. The flow of the chart then indicates hole sizes that may be required to set that size pipe (i.e., 5-in. liner inside 6 1/8-in. or 6 1/2-in. hole).

Solid lines indicate commonly used bits for that size pipe and can be considered to have adequate clearance to run and cement the casing or liner (i.e., 5 1/2-in. casing inside 7 7/8-in. hole). The broken lines indicate less common hole sizes used (i.e., 5 in. inside 6 1/8-in. hole). The selection of one of these broken paths requires special attention be given to the connection, mud weight, cementing, and doglegs.

Large connection OD, thick mud coke buildup, problem consisting areas (high water loss, lost returns, etc.) and doglegs aggravate the attempt to run casing and liners in low clearance situations.

Once the hole size has been selected, a casing large enough to allow passage of a bit to make that hole can be selected. The solid lines are commonly required casing sizes, encompassing most weights (i.e., 6 1/2-in. bit inside 7 7/8-in. casing). The broken lines indicate casing sizes where only the lighter weights can be used (i.e., 6 1/8-in. bit inside 7-in. casing).

This selection process is repeated until the anticipated number of casing sizes has been reached.

Cost of drilling and equipping new wells in 1977

Table 1

	% of total well cost
Payments to drilling contractors	36.6
Purchased items:	
Road & site preparation	4.1
Transportation	3.9
Fuel	1.1
Drilling mud & additives	6.9
Well site logging and/or monitoring system	1.2
Other physical tests	0.7
Logs & wireline evaluation services	3.2
Directional drilling services	0.6
Perforating	1.1
Formation treating	3.0
Cement & cementing services	3.7
Casing & tubing	17.5
Casing hardware	0.7
Special tool rental	3.1
Drill bits & reamers	1.6
Wellhead equipment	1.8
Other equipment & supplies	2.0
Plugging	0.5
Supervision & overhead	2.1
All other expenditures	4.6

*IPAA Report of the cost committee, May 1978.

Nomenclature

Table 2

D	Nominal OD, in.
FS	Fiber stress, psi (60% of minimum yield strength of steel for H-40, K-55 on 10 3/4-in. and larger pipe; 80% of minimum yield strength of steel for all others)
P	Minimum internal yield pressure, psi
P _t	Hydrostatic test pressure, psi
t	Nominal wall thickness, in.
Y _o	Minimum yield strength of the pipe, psi

Axial compression is rarely considered in well completion situations. However, in geothermal and steam injection applications, where the casing is fixed on each end, an increase in temperature will cause the steel to expand and tend to push against itself from either end, exerting an axial compression stress.

Torsion, the stress developed when one end of the pipe is twisted in one direction and the other end remains fixed or is twisted in the opposite direction, seldom enters into design criteria for casing, since cementing the casing protects it from this type of stress.

In a few tubing applications, particularly where an operator performs such workover operations as drilling out cement plugs, milling, or unsetting packers, torsional strength must

be considered. In general, it is not a factor when designing standard tubing programs for completion purposes.

Criteria for string design. In order to plan optimum casing and tubing programs, the design engineer must know such basic well conditions as the depth of the zones being drilled and their respective mud weight requirements.

He must also know the physical properties of the pipe and connections being considered, and from this information be able to calculate or obtain the API internal yield pressure rating, hydrostatic test pressure, collapse pressure rating, and well hydrostatic head.

Bouyancy factor, connection parting load and pipe yield strength, maximum length of string with and without bouyancy being considered, reduction of collapse pressure rating due to tension loading, and design factors for burst, collapse, and tension must also be known.

API specs. The API (American Petroleum Institute) identifies, assesses, and develops standards for oil and gas industry manufactured products. Specifications 5A, 5AC, and 5AX, which deal with oil country tubular goods, define casing as tubular pipe with an OD range of 4 1/2 in. to 20 in. Tubing is pipe with an OD range of 1.050 in. to 4 1/2 in.

Casing and tubing are considered API if they meet certain specifications. Among the properties defined by these API specifications are weight/ft, length ranges, OD, wall thickness, drift mandrel length and diameter, pipe steel grade, hydrostatic test pressure, and methods of steel manufacture.

The standards specify physical dimensions of API threaded connections and their related upsets. In addition, the API sets performance ratings for the internal yield, collapse, and tensile strengths of API pipe and API connections.

Casing and tubing weights are expressed in lb/linear ft and are designated as either plain-end weights or nominal weights. Plain-end weight is the weight of nonthreaded, square-cut plain-end pipe. Nominal weight is the weight of the pipe with connections of an API style, including upsets, threads, and couplings.

Although there is a tolerance to these weights, either plain-end or nominal weight is used for designing since the variation from these weights would be small over the total string length.

API specifications for casing and



CARE to make up connections properly is of minor expense compared to the alternatives—fishing costs, lost time, replacement pipe, etc.

tubing designate the length range of each joint.

There are three length ranges for casing. Range One (designated R-1) includes pipe sections from 16 to 25 ft long. Range Two (R-2) is the 25 to 34 ft range, and Range Three (R-3) is 34 ft and longer.

Tubing falls into one of two length ranges. R-1 is 20 to 24 ft/joint, and R-2 is 28 to 34 ft.

Casing is most often run in R-3 lengths. These longer lengths reduce the total number of threaded connections needed for the casing string. Since casing is run in single joints, the long lengths present no handling problem.

Tubing, however, is often racked in the derrick during workovers and frequently run in double or triple joint stands. For this reason, most tubing is run in Range Two lengths, which corresponds with the common drill pipe length.

OD and ID requirements. API OD tolerances allow a ±0.031-in. deviation on 4-in. OD or smaller, and a deviation of ±0.75% on 4 1/2-in. OD and larger. Although the tolerances allow for an undersize tube, pipe will generally be oversize.

This is particularly true of plain-end casing which will run 0.020 in. to 0.050 in. oversize, depending on pipe size. This oversize insures adequate thread run-out, or full threads, when machining plain-end pipe for an API connection.

In addition, the larger OD, coupled with maintaining the nominal wall thickness, will aid in assuring the

pipe will pass the specified drift mandrel.

Wall thickness has no maximum limit. However, the minimum allowable wall thickness is 87.5% of the nominal wall thickness. This is particularly important since the API method of rating the internal yield pressure of the pipe is based on this reduced wall.

The ID is governed only by the OD and wall thickness of the pipe. Since there is no maximum wall thickness nor specified ID, the drift diameter is used for that purpose.

Drift diameter is the minimum mandrel diameter which must pass unobstructed through the pipe and which serves to define the inner diameter tolerance, the ovality and, to some extent, the straightness of the pipe.

The length of a casing drift mandrel, 6 in. for 8 $\frac{3}{8}$ in. and smaller, and 12 in. for 9 $\frac{5}{8}$ in. and larger, is not enough to aid significantly in determining the straightness of the pipe.

However, one of the principle reasons to drift casing is to insure the ability to pass a particular bit size, for which the short mandrel is adequate (Fig. 1).

In some instances, it is necessary to run casing with a drift diameter which does not allow passage of a common bit size. Where this difference in diameters is small, casing can often be ordered to pass a special oversize drift, thus allowing use of a popular size bit.

Some of the sizes and weights are:

Casing size, in.	Casing weight, lb/ft	Special drift, in.
7	32.0	6
7 $\frac{3}{4}$	46.1	6 $\frac{1}{2}$
8 $\frac{3}{8}$	32.0	7 $\frac{7}{8}$
9 $\frac{5}{8}$	53.5	8 $\frac{1}{2}$
10 $\frac{3}{4}$	65.7	9 $\frac{1}{2}$
11 $\frac{3}{4}$	65.0	10 $\frac{3}{8}$
13 $\frac{3}{8}$	72.0	12 $\frac{1}{4}$

In some cases, such as 13 $\frac{3}{8}$ -in., 72 lb/ft, it would be unusual to find pipe that would not drift for a 12 $\frac{1}{4}$ -in. bit. However, since these are specialty tubulars, pipe off a rack should not be expected to special drift.

To facilitate drilling and completion operations, special drift requirements should be made known to the mill, the distributor, and the threading company prior to the rolling of the pipe.

The ID requirements of tubing are different from those of casing. The tubing must be capable of passing long sections of wireline tools, making

it necessary to drift the tube with a longer mandrel.

This mandrel is 42 in. long and its passage through a joint of tubing will give an indication of the straightness of the pipe. Because of the long mandrel and the capability of identifying the straightness in tubing, it is not uncommon to have pipe, which has been drifted previously, racked on widely spaced supports where drifting now becomes impossible.

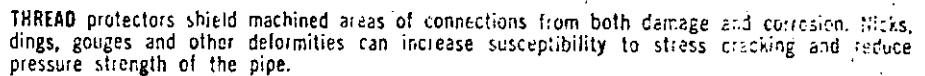
Drift diameter is always smaller than the nominal ID and serves to guarantee a minimum ID. The drift mandrel, while setting tolerance limits

on the pipe, has no maximum OD tolerance limits.

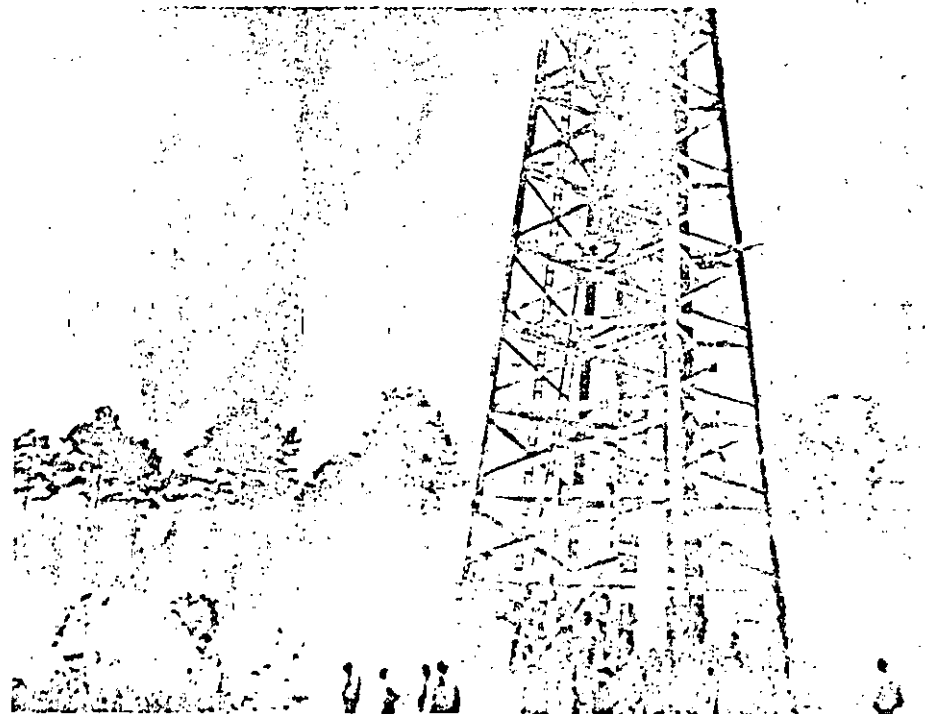
Steel grades. Pipe steel grades are identified by letters and numbers, which indicate various characteristics of the pipe steel. In each API grade, the number designates the minimum yield strength.

J-55 grade steel, for example, exhibits minimum yield strength of 55,000 psi. In other words, it can support a stress of 55,000 psi with an elongation of less than 0.5%.

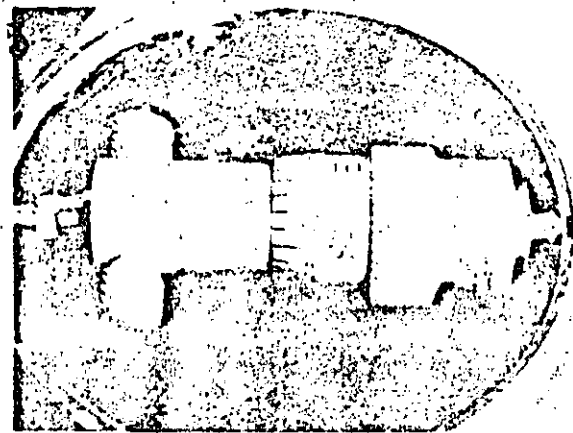
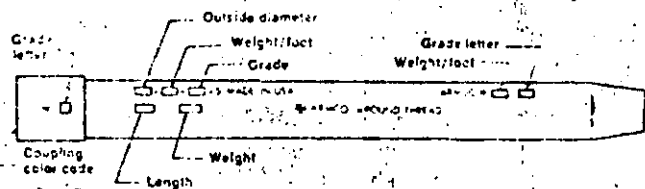
The letter in conjunction with the number designates such parameters as the maximum yield strength, in



THREAD protectors shield machined areas of connections from both damage and corrosion. Nicks, dings, gouges and other deformities can increase susceptibility to stress cracking and reduce pressure strength of the pipe.



WELL CONTROL depends heavily on tubular goods and casing and tubing design.



MARKINGS on pipe aid in identification of grade, weight, type of joint, etc. for each length. Each string design calls for specific pipe to be run in a certain order.

PRECISION measurement at the manufacturing site is only a small part of the overall criteria for optimum performance of premium connections.

Tubing and casing grades

Table 3

Designation	Minimum yield, psi	Maximum yield, psi	Minimum ultimate, psi
API tubing grades			
H-40	40,000	80,000	60,000
J-55	55,000	80,000	75,000
C-75	75,000	90,000	95,000
L-80	80,000	95,000	95,000
N-80	80,000	110,000	100,000
P-105	105,000	135,000	120,000
API casing grades			
H-40	40,000	80,000	60,000
J-55	55,000	80,000	75,000
K-55	55,000	80,000	95,000
C-75	75,000	90,000	95,000
L-80	80,000	95,000	95,000
N-80	80,000	110,000	100,000
C-95	95,000	110,000	105,000
P-110	110,000	140,000	125,000

J-55 this is 80,000 psi, and the minimum ultimate strength, which is 75,000 psi (Table 3).

In addition to the API grades, there are many proprietary steel grades which may not conform to the API specifications, but which are used in the industry. These extensively used special grades are often run for various applications requiring such properties as very high tensile strength, disproportionately high collapse strength, or steels resistant to sulfide stress cracking.

Many casing and tubing strings are run which contain these non-API tubulars. This pipe is manufactured to many, but not all, of the API specifications with such variations as steel grade, wall thickness, OD, threaded connection, and related upset.

As a result of these changes, the ratings of internal yield, collapse, and tension, for both the pipe and the connection are non-API.

However, the ratings for these products are generally calculated using API formulas or are consistent with

API methods. Also, such parameters as drift diameter, wall thickness tolerance, length range, and weight tolerance are kept the same as, or are consistent with, API specifications.

Hydrostatic pressure test. To meet API specifications, pipe must pass either the standard or the alternate higher hydrostatic pressure test. The higher value is the more severe test and is based on either 60% or 80% of the pipe's minimum yield strength, depending on steel grade and pipe size.

Basic test formula (nomenclature Table 2) is:

$$P_h = (2FSt)/D$$

For example, 7-in. diameter N-80 casing with nominal thickness of 0.453 in. would be hydrostatically tested to 8,300 psi, based on application of the formula and assuming fiber stress is 80% of minimum yield.

$$P_h = 2(64,000)0.453/7.0 = 8,300 \text{ psi}$$

It should be noted that this formula is based on nominal wall thickness rather than minimum wall thickness. The alternate test is thus a test to 91.4% of the API internal yield rating. This API method of determining hydrostatic test pressure is generally applied to non-API pipe in the same manner.

In those cases where the rating of the coupling is less than the pipe body rating, a lower hydrostatic test pressure is used.

API pipe may be manufactured by either seamless or welded techniques. Seamless pipe is defined as a wrought steel tubular product made without a welded seam.

It is manufactured by hot working steel, either piercing or extruding, or if necessary, by subsequently cold finishing the hot-worked tubular product to produce the desired shape, dimensions, and properties.

Electric-welded pipe is pipe having one longitudinal seam formed by electric-flash welding or electric-resistance welding, without the addition of extraneous metal.

Although most API steel mills manufacture seamless pipe, electric-resistance welded (ERW) pipe is often used.

Connections. Oil well casing conforming to API standards may be obtained with plain ends, but ends are usually threaded and furnished with couplings such as: eight-round (8RD) thread, short coupling (ST&C); 8 RD thread, long coupling (LT&C); buttress thread and coupling; and Extreme-Line thread (X-line) for casing.

With the exception of Extreme-Line, male, or pin, threads are machined on plain-end pipe and later made up with a coupling.

A reduced OD (special clearance) coupling is offered on some sizes and weights to allow for additional clearance between pipe and hole. While

providing this additional clearance, special clearance couplings often reduce the rating of the connection, usually in tension or internal yield and test pressure.

Tubing is generally purchased with threads machined on an upset, the most common being the eight-round (8RD) thread machined on an external upset end (EUE).

An upset is the metal gathered at the end of the tube using a hot forging process prior to heat treatment. This method of manufacture helps to maintain both the metallurgical and the mechanical properties in the upset that are present in the pipe body.

The upset is generally used to increase the tensile strength of the connection to a value equal to, or greater than, that of the pipe body. In addition, a connection machined on an upset can provide both bending and compression strengths in excess of the pipe body.

In addition to API connections, there are proprietary connections available which offer premium features not available on API connections.

One of these is the flush-type connection. These connections (such as Hydril's SFJ-P) have an OD equal to, or slightly larger than, the pipe OD and are widely used in liner or low clearance situations.

Other proprietary connections (such as Hydril's PH-4 tubing connection) are used on pipe where there is no API available, (i.e., 2 $\frac{7}{8}$ -in., 11.65 lb/ft tubing).

Among special features are clearance OD's for full-hole completions, recess-free bores through the connection ID for improved flow characteristics, metal-to-metal seals for improved high pressure seal integrity, high bending strength for deviated holes, multiple shoulders for high torque strength, and a streamlined connection OD for easy running in multiple completions.

Additional premium connection features include higher tensile strength for deep holes, an integral connection reducing the number of potential leak paths, resilient rings for continuous corrosion protection, high compressive strength for compression loading situations, and pipe body internal yield rating not available with API connections on some of the heavier tubing and casing.

Design procedure. From the pipe designation, a casing or tubing string can be designed, purchased and run. A common example is as follows:

The OD of this pipe is 10 $\frac{3}{4}$ -in. Since the nominal weight is 55.5 lb/ft, the wall thickness is thus set at 0.495 in.

The wall thickness, considered in conjunction with the OD, determines the nominal and drift diameters. The steel grade is N-80, which, among other things, defines minimum yield strength and minimum ultimate strength.

From the OD, the wall thickness and the steel grade, pipe body ratings for internal yield, collapse, and tension — as well as the hydrostatic test pressure — can be determined. ST&C (short thread and coupling) designates the type of threaded connection to be used.

Unless specifically stated special clearance, a regular coupling is used. The OD, weight, grade, and connection dimensions are used to determine internal yield and tension ratings of the connection, which may differ from those of the pipe body.

R-3 designates the minimum permissible length of pipe.

Internal yield. The API method of determining internal yield rating of pipe uses the OD, minimum wall thickness, and minimum yield strength of the steel for that pipe. From this formula:

$$P = (0.875) (2 Y_p t) / D$$

the minimum pressure required to cause permanent deformation can be determined. This formula is based on both the minimum allowable wall thickness, $(0.875)t$, and the minimum allowable yield strength, thus is a somewhat conservative number.

The pressure necessary to burst a particular joint of pipe would be expected to be in excess of this rating.

Collapse. Collapse rating is determined by OD, wall thickness and grade of steel. The API uses four formulas, depending on the type of failure — elastic, transition, plastic and yield.

The use of a specific formula is governed by the OD-to-nominal-wall-thickness ratio and the minimum yield strength. While the elastic and yield formulas are theoretically derived, the plastic and transition formulas were determined using experimental test data.

Also, unlike the internal yield rating which increased proportionately with the wall thickness, the collapse rating increases at a disproportionately higher rate with the increasing wall thickness.

For this reason, a need for a higher internal yield rated casing may be satisfied by either an increase in the

wall thickness or by use of a higher grade of steel, whereas a need for a higher collapse rated casing may be best satisfied by increasing the wall thickness rather than going to a higher grade steel.

For example, the need to satisfy a 9,500-psi internal pressure rated casing requirement can be accomplished with either 7 in., 26 lb/ft, P-110 or 7 in., 35 lb/ft, N-80.

To satisfy a collapse rating requirement of 6,000 psi, the same 7 in., 26 lb/ft, P-110 can be used; but in the N-80 grade, the use of 7 in., 29 lb/ft pipe is more than adequate.

Tensile. The tensile rating of pipe is determined from the pipe cross sectional area based on nominal dimensions and the minimum yield strength of the steel. On casing, the pipe is generally stronger than the connection, thus tension considerations in casing design depend largely on the strength of the connection.

Tubing connections are generally stronger than the pipe body, requiring that tension considerations in tubing design be based on the tensile strength of the pipe.

Bibliography

"Formulas and calculations for casing tubing, drill pipe and line pipe properties." Bulletin 5C3, API, March 1977.

Gatlin, C., Petroleum engineering: Drilling and well completions, Prentice-Hall Inc., 1960.

O'Brien, T. B., "What it takes to drill ultra-deep wells successfully," World Oil, August 1973.

Odum, M. E., Jr., "Deep well tubular design consideration," SPE paper 3166, 1970.

"Report of the Cost Study Committee," IPAA, May 1978.

"Restricted yield strength for casing and tubing," Specification 5AC, API, March 1977.

"Specifications for casing, tubing and drill pipe," Specification 5A, API, March 1977.

"Specifications for high-strength casing, tubing and drill pipe," Specification 5AX, API, March 1977.

"Tubular connections" catalog, Section 771-A, Hydril Co., 1977, pp. 8 and 28.

Wright, R. R., "Proper inspection methods minimize pipeline failure," OGJ, May 23, 1977.

Optimum casing program design stresses economy

A WELL CASING program represents one of the greatest single cost items in drilling and producing a well. Therefore it is imperative that sound engineering principles and economic judgment be applied in determining the program, so that the operator will have the most cost effective casing program possible.

Naturally, the ideal casing program would be a single casing string reaching from the surface to the producing formation. However, due to the variety of geological formations that must be penetrated to reach the desired depth, special protective casing strings must often be set. Each of these strings serves a definite purpose.

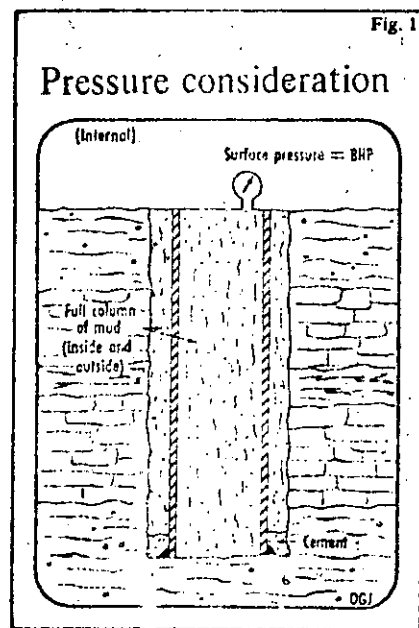
Conductor casing. This string is a short length of casing used in a well where the surface soil is soft, such as in swamps or on offshore locations. It is primarily used to prevent erosion or washout of the hole around the base of the rig and to provide a conduit to raise the drilling fluid high enough to return it to the pit.

The conductor pipe also serves to protect the subsequent casing strings from corrosion and may be used to support some of the wellhead load on locations where ground support is inadequate.

The hole for the conductor may be drilled and pipe set in the usual fashion (welded or assembled by threaded connections), but it is usually driven with a pile driver. When a pile driver is used, plain-end pipe (pipe without any connecting device on the ends) is used and welded as the joints are added to the string.

The conductor is the largest size pipe in the well. The most common sizes used range from 16 in. to 48 in. The size is usually dependent on the total well depth and tubular program.

Surface casing. Surface casing is run after the conductor pipe is set and the surface hole made. It is smaller in diameter than the conductor and is usually set deep enough to protect the well from cave-in of



loose formations that are often encountered near the surface, and to protect fresh water sands.

The depth of the surface casing may be 200 ft or so, but sometimes it is as great as several thousand feet, depending on the formations encountered. However, in some oil producing states, state regulations for the protection of underground reservoirs of fresh water are usually quite specific about the amount of surface casing.

In Texas, for example, surface casing must be set below the fresh water sands and cemented back to the surface.

The surface casing is the starting point for the casing head. It provides support for the blowout preventers as well as supporting subsequent strings that may be run.

Additional strings. Following the setting of adequate surface casing, one or more strings of additional casing will be required. The number depends on the depth of the well and the problems encountered in drilling.

If the well is unusually deep or severe drilling problems are encountered, such as abnormal pressure formations or lost circulation zones, it may be necessary to set one or more intermediate strings of casing to isolate or seal off the zones causing trouble.

Intermediate casing is generally

used to seal off weak formations that might fracture with the heavy mud that is needed for drilling into higher pressure formations. It is sometimes set through high pressure zones so that lighter drilling mud, or air, can be used for drilling into deeper low pressure formations.

After all intermediate casing strings have been set, the final casing to be run is the production casing. This string, as far as producing the oil or gas well, is the most important.

It serves to isolate the oil or gas in the producing formation from any undesirable fluids such as water or excess gas that may be in the adjacent formations. It is the protective housing for the tubing, and until the development of the permanent type completion and concentric workover, has been the only access to the producing formation for remedial work.

Liners and tie-backs. There are special installations of casing which do not utilize a full casing string extending from the surface to the bottom of the hole. This abbreviated string, called a liner, extends from the bottom of a hole to a point several hundred feet, sometimes more, above the lower end of the last set casing string.

A drilling liner, as with intermediate casing, is set to case off lost circulation or high pressure formations. Although it may serve as the lower end of the production casing string, it is generally cased off at completion of the well.

A production liner is set through the productive formation interval. As such, it must be designed to withstand the anticipated formation and stimulation pressures and fluid flows.

Liners are suspended from the upper string by means of a hanger. They are generally cemented in place, but occasionally are suspended in the well without cementing.

The principle advantage of a liner is the lower cost, since only a short string of pipe is run instead of a complete string back to the surface. However, problems may arise from hanger seal leakage, running problems, or difficulty in cementing.

In addition, the casing above the liner must be capable of handling the

kick-pressures encountered when drilling out beneath the liner. After the liner has been set and the well drilled to the desired depth, the liner may be connected back to the surface via a tie-back string to complete the production casing string.

One advantage of a liner and tie-back combination is that the top of the hole has a string of casing that has not previously been drilled through. In this way, problems with casing wear due to the rotating drill pipe are eliminated.

A savings can also be realized in deep well programs because it permits lighter weight, or lower grade, casing to be used due to the reduced tension requirements.

Casing design. Generally, the most economic casing string is the lightest weight, lowest grade string which will accommodate the stresses and environmental conditions to which it is exposed so that it will not fail:

- By rupturing or bursting under internal pressure
- By collapsing under external pressure
- Under tension—pulling apart from axial stress
- Due to leaks
- Due to compression effect
- Due to bending effects
- Due to torsional effects
- Later because of corrosion or weakening by wear.

The first four considerations—tension, burst, collapse, and leaks—are considered without exception in all casing designs.

The latter loads or phenomena are unusual or special conditions that may exist in certain wells, and in themselves should be considered to develop a perspective of all the stresses and conditions involved.

Internal yield pressure. In establishing design parameters the loading for internal pressure should be considered first. Once the design factor, internal pressure, and available casing have been determined, all grades and weights of casing which will not meet the requirements can be eliminated.

The task of determining the internal pressure is possibly the most difficult part of casing design. In the past, there have been many different meth-

Nomenclature

Table 1

A _c	=	Cross sectional area of pipe, sq in.
BF	=	Buoyancy factor
BI	=	Bending load, lb
CP	=	Collapse pressure, psi
D	=	Nominal outside diameter, in.
D _c	=	Casing seat depth, ft
D _z	=	Depth being considered, ft
DF _c	=	Collapse design factor
DF _t	=	Tension design factor
e	=	Base of natural logarithms = 2.7
G	=	Specific gravity of gas
G _{oa}	=	Overburden gradient, normally 1.0 or less, psi/ft
G _z	=	Gas gradient, psi/ft
L	=	Well depth, ft
P	=	Minimum internal yield pressure, psi
P _b	=	Bottom-hole pressure, psi
P _i	=	Internal pressure at depth D _i , where D _i < D _z , psi
P _c	=	Collapse requirement, psi
P _{ca}	=	Minimum collapse pressure under axial tension stress, psi
P _{co}	=	Minimum collapse pressure without axial tension stress, psi
P _s	=	Surface pressure, psi
S _t	=	Axial tension stress, psi
SD	=	Setting depth, ft
W	=	Mud weight, lb/gal
W _n	=	Nominal weight of casing, lb/ft
W _o	=	Mud weight outside casing, lb/gal
Y _p	=	Minimum yield strength of the pipe, psi
θ	=	The rate of change of angle, 1/100 ft

ods employed for determining internal pressure requirements.

Where depths and bottom-hole pressure were moderate, it was usually assumed that the pressure differential was equal to the reservoir or bottom-hole pressure for the full length of the string (Fig. 1).

This was an acceptable procedure since for a majority of these wells, the pipe required for withstanding collapse and tension loads was more than strong enough to withstand the internal pressure considered.

However, as depths and bottom-hole pressure steadily increased, this method of considering internal pressures became economically unfeasible. At this point it becomes necessary to consider the maximum shut-in surface pressure to which the casing will be subjected.

This surface pressure is arbitrary and depends largely on field exper-

ience in a given area. It may be set equal to the working pressure rating of the surface equipment to be used.

Normally, when surface pressure is used as the internal load limit, it is assumed that the hole remains full of mud and that the mud density inside and outside the casing is equal. Thus, any surface pressure will be applied uniformly throughout the string.

When the mud density inside the casing is not equal to that outside, the internal pressure load at any point is the sum of the surface pressure and the hydrostatic pressure differential between the different mud densities at the point being considered.

The maximum possible surface pressure occurs when the shut-in casing is filled with formation gas. This surface pressure may be significantly lower than the bottom-hole pressure, due to the effect of the weight of the gas column. (See Tables A and B at the end of this chapter for these values.)

An equation (nomenclature Table 1) used to determine the surface pressure due to this effect for a given bottom-hole pressure, depth, and gas is:

$$P_s = P_b / (e^{0.000674 G L})$$

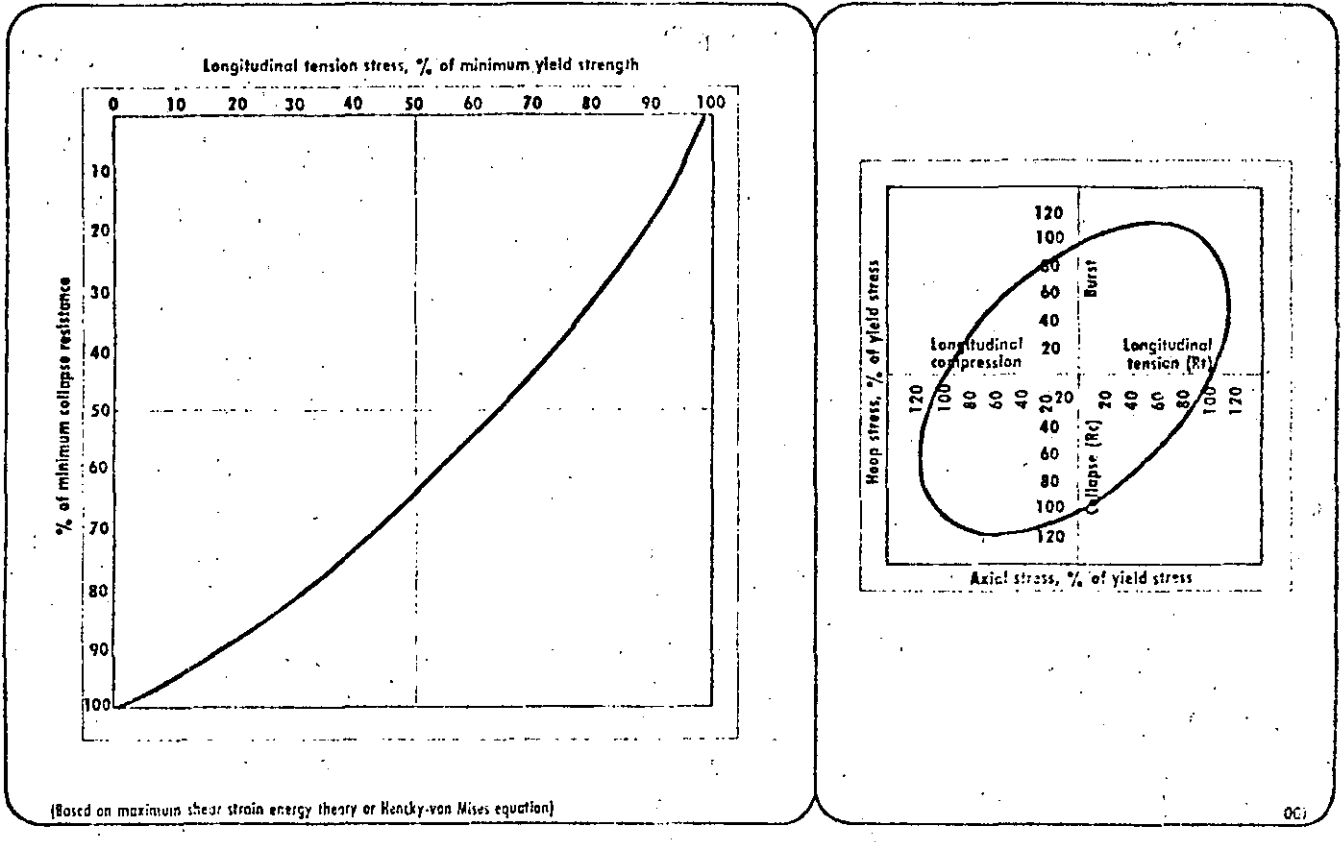
Methane gas (CH₄), with a specific gravity of 0.55 is normally used when calculating the maximum possible surface pressure. It is considered conservative to use methane when the specific gravity of the produced gas is unknown, because the specific gravities of gases encountered are usually greater than that of the methane.

Although the maximum surface pressure method of considering internal pressure is the most common method used today, other methods which establish limits on internal pressure are used.

One such method considers the maximum pressure to be that which exceeds the fracture gradient of the formation below the casing seat, thus relieving any higher pressure.

The procedure assumes the casing to be filled with formation gas, with the maximum pressure occurring at

Ellipse of biaxial yield stress



the bottom of the hole and decreasing, as the depth decreases, by the weight of the gas or gas gradient.

Using this method, the internal pressure on the casing at any point is the pressure of the gas inside the casing at that point, less the hydrostatic pressure outside the casing. This pressure can be calculated by:

$$P_h = G_{hd}D_1 - G_2(D_1 - D_2) - (0.052 W_o D_2)$$

Once the internal pressure requirement has been determined, regardless of which method is used, the differential pressure at any point in the string should be multiplied by the internal yield design factor.

All grades and weights of casing which have internal yield pressures less than this calculated value can be eliminated from design consideration.

In addition, where expected pressures warrant it, the casing should be tested to the optional API hydrostatic test pressure. If the casing is defective, it is better to have a failure before running than after the casing has been set and the well brought in.

One operation in the field that may drastically reduce the burst strength of the casing is that of making up the pipe.

Tong marks can reduce the burst strength considerably. Notching by tong dies in combination with dings can have disastrous results.

Bursting pressure resistance may be reduced by as much as 70% from tong marks as deep as 15% to 17% of the wall thickness and with out-of-roundness of 3% to 4%.

Mill tests have been performed confirming this.

Casing collapse. Many operating companies have accepted the design factor in collapse of 1.125. This design factor represents the collapse pressure rating of the casing divided by the applied external pressure differential. It is based on the assumption that there is no pressure inside the casing and that the surrounding or external fluid has a hydrostatic head corresponding to the actual mud weight at the time it was set.

Earthquakes, or faulting, and plastic flow of some salt formations create tremendous forces which may result in collapsed casing. It is difficult to prevent casing collapse from lateral movement of formations; however, by proper casing design it is possible to prevent casing collapse due to plastic flow by selecting heavier and/or higher grade casing. This also adds cost and weight.

Besides hydrostatic head collapse resulting from external fluid pressures, one of the most common collapse failures is that encountered during a cement squeeze job. Normally on squeeze operations a packer or squeeze tool is set in the casing above or below the interval to be squeezed.

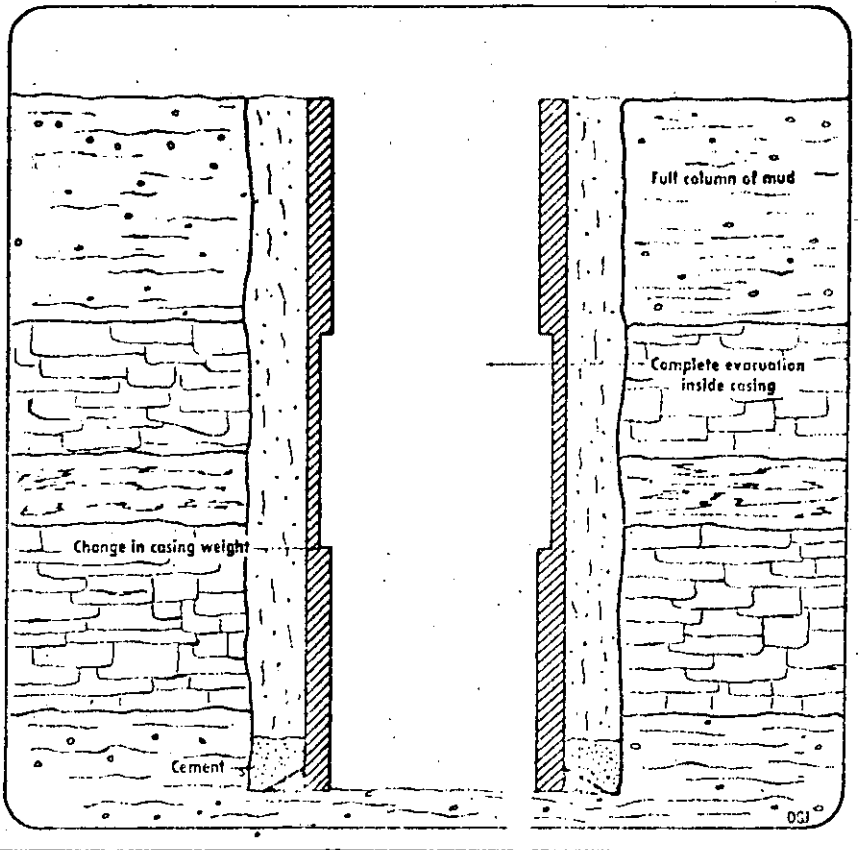
If the original cement job behind the pipe is defective and the pressure reached during squeezing is in excess of the maximum collapse pressure for the pipe, it is possible for the pressure to channel through the defective cement to a point beyond the squeeze tool where it would collapse the casing.

Other factors that influence the collapse resistance of casing are mechanical deformities. These may occur while the pipe is being transported or while it is being run in the hole. Any mechanical deformity in the pipe normally results in considerable reduction of its collapse resistance.

For example, calculations show that a perfectly round, thin wall tube, if deformed by 1% out-of-round will have its resistance to collapse lowered by 25%. Thus, the slightest crushing by tongs, slips, or downhole conditions diminishes the collapse resistance of

Collapse pressure consideration

Fig. 3



the tube considerably.

Another important factor affecting the resistance to collapse is the axial tensile and axial compressive forces applied to the casing. When in tension, its resistance to collapse is less than when there is no tension on the string.

When in compression, the collapse resistance may be greater than if no compression was on the string.

This phenomenon is termed biaxial stress and must be considered when determining collapse resistance values. This is particularly important when combination or mixed strings are used for one casing string to optimize cost (Fig. 2).

Collapse resistance values are determined by using the applicable collapse pressure formula from API Bulletin 5C3.

For casing which will meet the requirements for internal pressure, the controlling load conditions are collapse pressure in the lower part of the string and tension in the upper part of the string. The design of a string of casing in collapse consists of selecting the least expensive casing which has sufficient collapse resistance to provide the desired design factor, often 1.125.

When considering collapse loading, it is common practice to assume that

the pressure outside the casing results from the external mud column extending to the surface, and the pressure inside the casing is zero (Fig. 3). Thus, for the lowest section of casing in a string, the collapse resistance required can be determined by calculating the bottom-hole hydrostatic pressure and multiplying it by the collapse design factor.

This procedure expressed mathematically is:

$$P_c = (0.052 W_o D_1) (DF)_c$$

As the depth decreases, the hydrostatic pressure outside the casing also decreases.

Thus, a combination casing string (i.e., a string consisting of more than one section) is often used in order to obtain a string which will satisfy the desired design factor with the least investment.

Determining setting depths based on collapse for sections other than the lowest section is complicated by the effect of tension loading on the collapse resistance.

The reduction in minimum collapse pressure due to an axial tension load can be calculated by using the following equation, which is given in API Bulletin 5C3:

$$P_{ca} = P_{co} [1 - 0.75 (S_u/Y_p)^2]^{0.5} - 0.5 (S_u/Y_p) P_{co}$$

This equation is based on the Hecky-von Mises maximum strain energy of distortion theory of yield. When this effect is considered, the determination of setting depth normally involves the use of either trial-and-error, or graphical, solutions.

This type procedure is necessary because the reduction of casing collapse resistance is a function of the axial load, and the axial load varies as the setting depth is adjusted to satisfy the design factor required.

The most common method used for determining the axial load for calculating the reduction in collapse is the in-air weight of the casing below the point being considered. Some methods consider buoyancy in determining this axial load.

Axial load with buoyancy considered is determined by multiplying the same in-air weight as above, by the buoyancy factor. The buoyancy factor can be determined by:

$$BF = (65.4 - W)/65.4$$

Tension. At some point up the hole, collapse resistance ceases to be the controlling factor in casing string design. From this point to the top of the string, the primary consideration is tension. Normally, there are six separate tension loads or forces applicable to oil and gas well casing:

1. The weight of the casing itself hanging from the top connection. From this must be subtracted the buoyancy effect of the liquid in which the string is suspended. Calculations on tension loads often neglect buoyancy and assume that the string is hanging in air. This provides an additional safety margin.

2. Shock loads while running casing. Sometimes there is an unexpected sudden slipping through a tight spot. This can build up, momentarily, an unusually high tension load due to impulse momentum effects. Determination of this additional tensile load is difficult and is a function of speed and weight of the section that has slipped (Fig. 4).

3. Again, working the string up and down when the casing sticks or is passing a tight spot as in a sloughing formation, creates high tensile loading on the upstroke due to the wall friction.

4. During cementing, casing strings may be reciprocated to scrape mud cake off the wall of the hole. Although this action insures a good bond between pipe and the cement and wall

of the hole, the tension involved in the upstrokes can be very high.

5. Temperature changes after a string is cemented. Circulating cold mud might reduce the temperature of the casing. Cooling would increase the tensile stress at the rate of approximately 207 psi/°F. of drop in temperature. Ordinarily, however, there is a temperature increase which would lower the tension load. In fact, the bottom section of the string may even be placed in compression and tend to buckle.

6. High fluid pressure inside a string of cemented casing will expand and shorten the pipe, increasing the tension load.

Most of the variables mentioned above are extremely difficult to assess accurately. Since the actual loads can never be exactly anticipated, margins for error, i.e., design factors, are employed to allow some element of safety.

This tension design factor is the ratio of connection joint strength to the applied axial load. Joint strength is the amount of hanging weight that can be placed on a connection without failure.

Common tension design factors for casing range from 1.5 to 2.0 with the most common value being 1.8. A factor of 1.0 equals the strength of the material. These design factors were developed by the industry from successful applications.

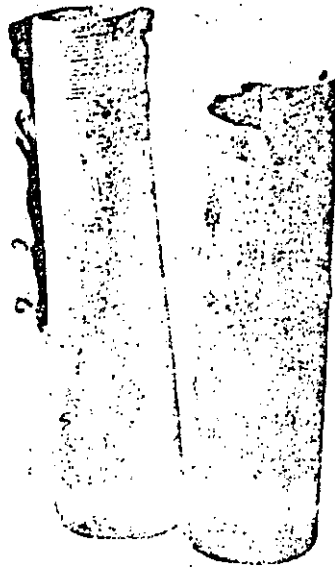
The factors are normally based on the minimum parting strength of the top joint and disregard buoyancy due to mud. Omitting the buoyant effect of the mud actually results in having a higher design factor than calculated.

This higher design factor may be determined by using the buoyancy factor and applying the equation:

$$DF_1 \text{ (with buoyancy)} = DF_1 / BF$$

Leakage—connection seals. Seventy percent of connections are of the API standard type. The design of API connections varies slightly in thread profile, but all utilize the tapered thread concept. Because of the difficulty in duplicating threads in manufacturing processes, clearances between the crest and root of the engaged threads are inherent, even though they may be small.

For example, if perfectly dry pipe and coupling threads are assembled as tightly as possible without galling (fusion of metal due to excessive friction) there will still be a small helical aperture between the crest and roots of the threads. The small chan-



RUNNING-IN pipe at a speed at which the hook load can be maintained will help prevent this type of damage. This string parted as a result of the shock load, the upper portion boomeranged, then fell on top of the section sitting on the bottom of the hole (Fig. 4).

nel through the length of the connection can allow fluid to flow.

Therefore, it is necessary to use a thread compound to block the passageway to complete the sealing mechanism. The thread compound should be designed to seal permanently the small helical channel while also providing a lubricant to prevent galling.

Most thread compounds include a solid filler, such as granulated copper, zinc or graphite suspended in a lubricant. These fillers, or suspended particles, offer additional support to the lubricant to assist in permanently sealing the areas between the root

and crest of the thread.

With these improved qualities, the connection can withstand higher pressure differentials. API Bulletin 5A2 provides information on various standard compound compositions and their characteristics.

It is apparent that proper selection and application of the thread compound is critical to the sealing integrity of API threaded joints.

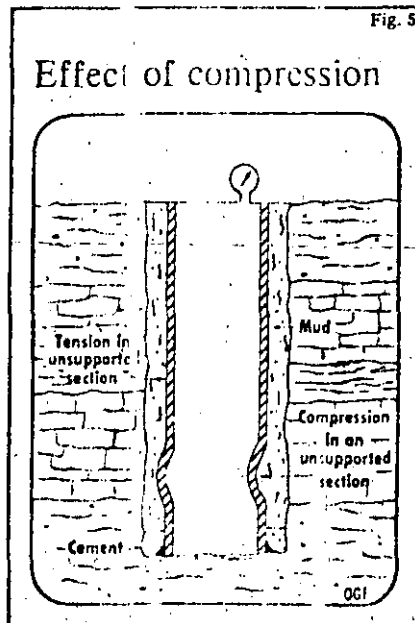
There are special proprietary connections available to the oil country that are not subject to API standardization, for example, Hydril's Triple-seal connection. This connection does not rely on thread compounds to complete the sealing mechanism even though the thread compounds are still required for proper makeup.

Failure situations. If a casing string is placed in heavy axial compression in its lower part and if there is a sizeable washout at that point, the string can buckle into the washout. The result may be merely a slight bend with some restriction to the passage of tools, or if the bending occurs at a connection there can be a cracked thread or partial collapse of the joint.

API joints are not designed to stand bending stresses and will fail by tearing or cracking near the last engaged thread at relatively low bending loads. Because casing is not designed for columnar loading, all sections of a string should be kept in tension when possible (Fig. 5).

When calculating tension loading, the effect of bending should be considered when possible. Since a bending load increases the tensile load, it must be deducted from the usable tension strength of the joint. To determine the effect of bending, the following equation can be used:

$$B = 63 \text{ } \phi \text{ } D \text{ } W_a$$



The weight of casing is approximately proportional to its diameter. The bending load increases in proportion to the square of the diameter.

However, the joint strength does not normally increase at this same rate. The result is that bending is a much more severe problem for large diameter casing than in smaller casing. It is necessary to increase the tension design factor for the larger casing sizes when subjected to bending loads.

Torsional failures of casing are rare, but do occur. Generally, such a failure occurs when rotating the casing. Should the casing become stuck during the rotating action it may be twisted in two.

Also, overtorquing of the connection,

although not causing structural failure, may result in destroying its sealing capabilities and joint strength, and restrict the ID of the pipe.

Economic considerations. Very often conditions will exist such as well depths, anticipated pressures, and mud or fluid weights in the well which permit the selection of various weights or grades of materials in the design of a given string. These are usually termed graded, or mixed, strings.

Naturally, in looking at the three major design considerations—tension, burst, and collapse—designing for tension would require the strongest pipe at the top of the string. Burst loading due to internal pressure would generally be the greatest at the top, while collapse loads due to external pressure are greatest at the bottom.

Therefore, when considering a design, an advantage results from using lighter weights or lower grades of material (which usually are less expensive) at various points in the string between the top and bottom sections. In doing so, savings of 15-20% may be realized by using a mixed string rather than a uniform one.

Another economic consideration is the use of liner-tie-back combination strings in lieu of full strings running from surface to the bottom of the hole. The same considerations mentioned earlier hold true where tensile loads could be reduced so that lighter weights or lower grades could be used.

Casing design example

Conditions:

- (1) 7 7/8-in. casing set to 17,500 ft inside 9 5/8-in., 47 lb intermediate casing set to 13,700 ft
- (2) 8 1/2-in. hole from 13,700 to 17,500 ft
- (3) Mud weight for 7 7/8-in. casing = 14 lb/gal
- (4) 7 7/8-in. casing to drift 6 1/2-in. bit

Solution:

Determine bottom-hole pressure:

$$P_B = 0.052 \times W \times L$$

$$= 0.052 \times 14 \times 17,500$$

$$= 12,740 \text{ psi}$$

Assuming a gas gradient from total well depth maximum surface pressure is:

$$P_s = 0.716 \times P_B$$

$$= 0.716 \times 12,740$$

$$\approx 9,100 \text{ psi}$$

Minimum internal yield require-

ment of the casing, with a corresponding design factor of 1.1, is:

$$P = DF_i \times P_i$$

$$= 1.1 \times 9,100.$$

$$\approx 10,000 \text{ psi}$$

Some casing weights and grades which have a minimum internal yield rating in excess of 10,000 psi are:

- 45.3 lb/ft, N-80, HC-95, and P-110
- 39.0 lb/ft, HC-95 and P-110
- 33.7 lb/ft, P-110

HC-95 is a proprietary, high collapse strength 95 grade.

Designing from the total well depth back to the surface: If zero internal pressure is assumed, the collapsing pressure is the bottom-hole pressure. The collapse requirement of the pipe, with a design factor for collapse of 1.125 is:

$$P_c = DF_c \times P_B$$

$$= 1.125 \times 12,740$$

$$\approx 14,300 \text{ psi}$$

Of the casing which meets the internal pressure requirements, the 45.3 lb/ft, P-110 is the only one which also satisfies the collapse requirement. This weight will not drift a 6 1/2-in bit. However, this wall thickness is available with a special OD of 7 3/4-in., thus allowing special drifting for the 6 1/2-in. bit, with only slightly reduced pressure ratings.

Actual design factors for 7 3/4-in., 46.1 lb/ft, P-110 are:

$$DF_c = 14,980/12,740 = 1.18$$

$$DF_i = 14,780/9,100 = 1.62$$

In moving up the hole with a design to reduce the weight and cost of the string, the 7 3/4-in. will crossover to 7 7/8-in., 39.0 lb/ft, P-110 when the collapse rating of the 39.0 lb/ft, P-110 reduced by the weight of the 7 3/4-in., 46.1 lb/ft below it becomes equal to the external pressure times the collapse design factor.

To estimate the crossover point, the maximum setting depth for 7 7/8-in., 39.0 lb/ft, P-110 in 14 lb/gal mud is calculated without considering biaxial reduction due to tension load, of the 7 3/4-in., 46.1 lb/ft pipe:

$$SD = P_e/DF_c (0.052)W$$

$$= 11,060/1.125 (0.052)14$$

$$= 13,500 \text{ ft}$$

This is 4,000 ft above total depth. Since the weight of the 7 3/4-in., 46.1 lb/ft casing below 13,500 ft reduces the effective collapse resistance of

the 7 7/8-in., 39.0 lb/ft casing, the actual setting depth is decreased by 30% to 40% of the length of the 7 3/4-in., 46.1 lb/ft casing below it.

$$\text{Actual SD} = 13,500 - (0.3 \text{ to } 0.4) \times 4,000$$

$$\text{Use SD} = 13,500 - 1,600$$

$$= 11,900 \text{ ft}$$

This requires 5,600 ft of 7 3/4-in., 46.1 lb/ft, P-110 casing, for a total weight of 258,000 lb/ft.

To determine the reduced collapse rating of the 7 7/8-in., 39.0 lb/ft casing, the ratio (X) of the tension load to its tensile strength is calculated:

$$X = 258,000/Y_p \times A_s$$

Where A_s is the cross sectional area of the 39.0 lb/ft casing:

$$X = 258,000/110,000 (11.192)$$

$$= 0.21$$

Using the ratio (X), of load to strength, the ratio (Y) of reduced biaxial collapse rating to the API collapse rating can be obtained. (See OGJ, July 18, 1977, p. 58, for table of seamless collapse curve factors.)

$$Y = 0.878$$

Thus the reduced collapse rating of the 7 7/8-in., 39.0 lb/ft casing is:

$$P_{ca} = Y \times P_{co}$$

$$= 0.878 \times 11,060$$

$$= 9,710 \text{ psi}$$

At 11,900 ft, the collapse pressure is:

$$CP = 0.052 \times 14 \times 11,900$$

$$= 8,660 \text{ psi}$$

The corresponding collapse design factor is:

$$DF_c = P_{ca}/CP$$

$$= 9,710/8,660$$

$$= 1.12 \text{ for } 7 7/8\text{-in., } 39.0 \text{ lb/ft, P-110}$$

Had the collapse factor been below 1.125, it would have been necessary to pick a crossover point further up the hole.

With 5,600 ft of 46.1 lb/ft, P-110 on bottom, the tension design factor for the 46.1 lb/ft can be calculated:

$$DF_t = 573,000/258,000$$

$$= 3.38$$

Using the Triplex seal connection, the 7 7/8-in., 39.0 lb/ft casing is taken as far up the hole as possible, main-

Final design

Table 2

Size, in.	Interval, ft	Weight, lb/ft	Grade	Con-nection	DF ₁	DF ₂	DF ₃
7 7/8	0-2,950	39.0	P-110	CTS	1.57	1.39	High
7 7/8	2,950-11,900	39.0	P-110	TS	1.60	1.39	1.12
7 7/8	11,900-17,500	46.1	P-110	FJ-P	3.38	1.62	1.18

Revised design

Table 3

Size, in.	Interval, ft	Weight, lb/ft	Grade	Con-nection	DF ₁	DF ₂	DF ₃
7 7/8	0-2,440	39.0	P-110	CTS	1.60	1.39	High
7 7/8	2,440-3,700	39.0	P-110	TS	1.60	1.39	2.83
7 7/8	3,700-6,900	33.7	P-110	TS	1.60	1.19	1.12
7 7/8	6,900-11,900	39.0	P-110	TS	2.14	1.39	1.12
7 7/8	11,900-17,500	46.1	P-110	FJ-P	3.38	1.62	1.18

Liner and tie-back

Table 4

Liner design							
Size, in.	Interval, ft	Weight, lb/ft	Grade	Con-nection	DF ₁	DF ₂	DF ₃
7 7/8	13,500-17,500	46.1	P-110	FJ-P	4.73	1.63	1.18
Tie-back design							
Size	Interval	Weight	Grade	Con-nection	DF ₁	DF ₂	DF ₃
7 7/8	0-8,630	33.7	P-110	TS	1.87	1.19	1.12
7 7/8	8,630-13,500	39.0	P-110	TS	5.11	1.39	1.13

ing a design factor in tension of

$$DF_1 = 39.0 \text{ lb/ft joint strength} / (39L + 258,000)$$

$$1.6 = 971,000 / (39L + 258,000)$$

$$L = (971,000 / 1.6 - 258,000) / 39 = 8,950 \text{ ft}$$

With 8,950 ft of 39.0 lb/ft, the Tripleseal is 2,950 ft short of the surface.

Crossing over to coupled Tripleseal, the final design is as shown in Table 2.

The casing cost of this string can be calculated:

39.0 lb/ft, P-110, CTS = \$3,250/100 ft
 39.0 lb/ft, P-110, TS = \$2,700/100 ft
 46.1 lb/ft, P-110, FJ-P = \$3,000/100 ft
 String cost:

$$\$32.50/\text{ft} \times 2,950 \text{ ft} = \$96,000$$

$$+ 27.00/\text{ft} \times 8,950 \text{ ft} = 242,000$$

$$+ 30.00/\text{ft} \times 5,600 \text{ ft} = 168,000$$

Total pipe cost \$506,000

Alternate string design. With the tension factor of the top section less than the desired 1.6, an alternative design should be investigated. Since 33.7 lb/ft, P-110 has adequate internal yield strength, the 39.0 lb/ft Tripleseal can be crossed over to 33.7 lb/ft, P-110, Tripleseal and taken as far up the hole as its tensile strength

allows.

From that point, the 39.0 lb/ft CTS can be used to the surface. The revised design becomes that shown in Table 3.

With the cost of 33.7 lb/ft, P-110 Tripleseal of about \$2,350/100 ft, the alternate string cost becomes:

$$\$32.50/\text{ft} \times 2,440 \text{ ft} = \$79,000$$

$$+ 27.00/\text{ft} \times 1,260 \text{ ft} = 34,000$$

$$+ 23.50/\text{ft} \times 3,200 \text{ ft} = 75,000$$

$$+ 27.00/\text{ft} \times 5,000 \text{ ft} = 135,000$$

$$+ 30.00/\text{ft} \times 5,600 \text{ ft} = 168,000$$

Total pipe cost \$491,000

The alternate design reduces pipe cost by \$15,000 while increasing the tension safety factor at the surface from 1.57 to 1.6).

Liner and tie-back method. Another method of completing this well would be with a liner and tie-back, as opposed to the single long string (Table 4).

The pipe cost for the two strings is:

$$\$23.50/\text{ft} \times 8,630 \text{ ft} = \$203,000$$

$$+ 27.00/\text{ft} \times 4,870 \text{ ft} = 131,000$$

$$+ 30.00/\text{ft} \times 4,000 \text{ ft} = 120,000$$

Total pipe cost \$454,000

By using a liner and tie-back de-

sign, the total pipe costs are \$52,000 and \$37,000 less than the two long strings.

This is possible by reducing the weight of casing necessary at the surface for adequate tensile strength and the length of 46.1 lb/ft casing at the bottom from 5,600 ft to 4,000 ft.

Success of the liner-tie-back scheme for reducing the total cost of the production casing depends on whether the increased liner hanger tool costs and rig time are offset by the reduced pipe costs.

However, when casing is difficult to obtain, as during material shortages and on short notice, the liner-tie-back combination offers a flexibility not available with a single string when setting casing in deep wells.

Bibliography

- "Casing, tubing, drill pipe and line pipe properties," Bulletin 5C3, API, November 1974.
- Craft, B. C., Holden, W. R. and Graves, E. D. Jr., Well design: Drilling and Production, Prentice-Hall, Inc. 1962, pp. 101-157.
- Deluish, K. and Javne, L., "Deep casing design simplified," OGI, July 18, 1977, pp. 53-59.
- Goins, W. C. Jr., Collings, B. J. and O'Brien, T. B., "A new approach to string design," World Oil, November 1965, 161, No. 5, pp. 136-140; December 1965, 161, pp. 83-88; January 1966, 162, No. 2, pp. 51-56.
- Holmquist, J. L. and Nadai, A., "A theoretical and experimental approach to the problem of collapse of deep-well casing," Reference 2-3, ASME paper, presented Twentieth Annual Meeting, API, November 1939.
- Kendall, H., "How buoyancy affects drill-string behavior," OGI, Mar. 20, 1973, pp. 151-156.
- Mid-Continent District Study Committee of Casing Programs, "Survey report on casing-string design factors," Drilling and Production Practices, API, 1955, pp. 154-164.
- Murphy, C. E., "Collapse-pressure strength of casing reduced by wear," OGI, Nov. 8, 1976, pp. 206-216.
- "Thread compounds for casing, tubing and line pipe," Bulletin 5A2, API, April 1972.
- "Tubular connections" catalog, Section 771-A, Hydril Co., 1977.

Requirement

FROM the initial design of a well program, the fluid flow requirements for an economically successful well must be not only known, but also used as an integral part of the total drilling and completion program.

Thus, although tubing is the last string to be run into a well, its requirements often dictate the foregoing tubular program for that well.

Tubing is run for the principle purpose of serving as the flow channel for the produced fluid. In addition, it serves to isolate the production casing from the produced fluid when used with a packer.

With the varied requirements of a tubing string, the design of that string requires considerably more planning than just satisfying the three major stress design criteria; tension, internal yield, and collapse.

The first requirement of tubing selection is to determine the tubing bore necessary to allow production.

During periods when maximum daily allowables governed the production rate, sizing of the tubing for maximum productivity required little attention. With the present reduced restriction on productivity, sizing for optimum productivity becomes an economic necessity.

Once the desirable flow area is determined, various tubing sizes and weights which meet those requirements can be applied to the stress requirements of the well completion program.

Types of tubing completions. A conventional tubing string (Fig. 1) is one in which one string of tubing is run inside a cemented casing string. A packer is generally on the bottom of the tubing which isolates the casing-tubing annulus from the tubing and productive casing interval.

This isolation of the annulus prevents both the produced well fluids and pressures from acting on the production casing string.

This type completion forces the tubing to bear the pressure, corrosion, and erosion effects of the well. Since the production casing is cemented in place, any damage to it requires expensive, and often unsuccessful, re-

Table A

Pressure loss due to weight of gas column

Decimal ratio to be multiplied by bottom-hole pressure to obtain surface pressure
S, specific gravity of the gas column

Depth of well, ft	0.50	0.55	0.60	0.65	0.70	0.75	0.80	0.85	0.90	0.95	Air 1.00	1.10	1.20	Depth of well, ft
1,000	983	981	979	978	976	974	973	971	969	969	966	963	959	1,000
2,000	956	953	950	948	946	944	942	940	938	936	933	927	920	2,000
3,000	943	944	939	935	930	925	920	915	911	905	901	897	883	3,000
4,000	933	927	920	914	907	901	895	889	883	876	870	858	847	4,000
5,000	917	909	901	893	886	878	870	863	855	848	841	828	812	5,000
6,000	901	892	883	873	864	855	847	839	829	821	812	795	779	6,000
7,000	886	875	864	854	844	833	823	813	804	794	784	766	747	7,000
8,000	870	858	847	835	823	812	801	791	779	769	758	737	717	8,000
9,000	855	842	829	816	803	791	779	767	755	743	732	709	687	9,000
10,000	841	826	812	798	784	771	758	745	732	719	707	683	659	10,000
11,000	826	811	795	780	766	751	737	723	709	696	683	657	633	11,000
12,000	812	795	779	763	747	732	717	702	687	673	659	633	607	12,000
13,000	798	780	763	746	729	713	697	682	666	651	637	609	582	13,000
14,000	784	766	747	729	712	695	678	662	646	630	615	585	558	14,000
15,000	771	751	732	713	695	677	659	642	626	610	594	564	536	15,000
16,000	758	737	717	697	678	659	641	623	607	590	574	543	514	16,000
17,000	745	723	702	682	662	643	624	605	588	571	554	523	493	17,000
18,000	732	709	687	666	645	626	607	588	570	552	535	503	473	18,000
19,000	719	696	673	651	630	610	590	571	552	535	517	484	453	19,000
20,000	707	683	659	637	615	594	574	554	536	517	500	466	435	20,000
21,000	695	670	646	623	600	579	558	538	519	500	483	448	417	21,000
22,000	683	657	633	609	586	564	543	523	503	484	466	430	400	22,000
23,000	671	645	620	595	572	549	528	507	486	466	448	411	381	23,000
24,000	659	633	607	582	558	535	514	493	473	453	435	398	368	24,000
25,000	648	621	594	569	545	522	500	478	458	439	420	383	353	25,000

Formula: $P_s/P_b = 1 - 0.000125 G S L$ Where P_s = Surface pressure, psi; P_b = Bottom-hole pressure, psi; G = Base of natural logarithm 2.71; S = Specific gravity of gas; L = Depth of well, ft

Table B

Scumless collapse curve factors

X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y
0.2	595	0.22	556	0.24	509	0.26	457	0.28	399	0.30	345	0.32	289	0.34	235
0.3	578	0.32	525	0.34	478	0.36	425	0.38	367	0.40	305	0.42	241	0.44	178
0.4	562	0.42	505	0.44	458	0.46	405	0.48	347	0.50	285	0.52	215	0.54	145
0.5	546	0.52	485	0.54	438	0.56	385	0.58	327	0.60	265	0.62	195	0.64	125
0.6	530	0.62	465	0.64	418	0.66	365	0.68	307	0.70	245	0.72	175	0.74	105
0.7	514	0.72	445	0.74	398	0.76	345	0.78	287	0.80	225	0.82	155	0.84	85
0.8	498	0.82	425	0.84	378	0.86	325	0.88	267	0.90	205	0.92	135	0.94	65
0.9	482	0.92	405	0.94	358	0.96	305	0.98	247	1.00	185	1.02	115	1.04	45
1.0	466	1.02	385	1.04	338	1.06	285	1.08	227	1.10	165	1.12	95	1.14	25
1.1	450	1.12	365	1.14	318	1.16	265	1.18	207	1.20	145	1.22	75	1.24	15
1.2	434	1.22	345	1.24	298	1.26	245	1.28	187	1.30	125	1.32	55	1.34	5
1.3	418	1.32	325	1.34	278	1.36	225	1.38	167	1.40	105	1.42	35	1.44	0
1.4	402	1.42	305	1.44	258	1.46	205	1.48	147	1.50	85	1.52	15	1.54	0
1.5	386	1.52	285	1.54	238	1.56	185	1.58	127	1.60	65	1.62	5	1.64	0
1.6	370	1.62	265	1.64	218	1.66	165	1.68	107	1.70	45	1.72	0	1.74	0
1.7	354	1.72	245	1.74	198	1.76	145	1.78	87	1.80	25	1.82	0	1.84	0
1.8	338	1.82	225	1.84	178	1.86	125	1.88	67	1.90	5	1.92	0	1.94	0
1.9	322	1.92	205	1.94	158	1.96	105	1.98	47	2.00	0	2.02	0	2.04	0
2.0	306	2.02	185	2.04	138	2.06	85	2.08	25	2.10	0	2.12	0	2.14	0
2.1	290	2.12	165	2.14	118	2.16	65	2.18	5	2.20	0	2.22	0	2.24	0
2.2	274	2.22	145	2.24	98	2.26	45	2.28	0	2.30	0	2.32	0	2.34	0
2.3	258	2.32	125	2.34	78	2.36	35	2.38	0	2.40	0	2.42	0	2.44	0
2.4	242	2.42	105	2.44	68	2.46	25	2.48	0	2.50	0	2.52	0	2.54	0
2.5	226	2.52	85	2.54	58	2.56	15	2.58	0	2.60	0	2.62	0	2.64	0
2.6	210	2.62	65	2.64	48	2.66	5	2.68	0	2.70	0	2.72	0	2.74	0
2.7	194	2.72	45	2.74	38	2.76	0	2.78	0	2.80	0	2.82	0	2.84	0
2.8	178	2.82	25	2.84	18	2.86	0	2.88	0	2.90	0	2.92	0	2.94	0
2.9	162	2.92	5	2.94	0	2.96	0	2.98	0	3.00	0	3.02	0	3.04	0
3.0	146	3.02	0	3.04	0	3.06	0	3.08	0	3.10	0	3.12	0	3.14	0
3.1	130	3.12	0	3.14	0	3.16	0	3.18	0	3.20	0	3.22	0	3.24	0
3.2	114	3.22	0	3.24	0	3.26	0	3.28	0	3.30	0	3.32	0	3.34	0
3.3	98	3.32	0	3.34	0	3.36	0	3.38	0	3.40	0	3.42	0	3.44	0
3.4	82	3.42	0	3.44	0	3.46	0	3.48	0	3.50	0	3.52	0	3.54	0
3.5	66	3.52	0	3.54	0	3.56	0	3.58	0	3.60	0	3.62	0	3.64	0
3.6	50	3.62	0	3.64	0	3.66	0	3.68	0	3.70	0	3.72	0	3.74	0
3.7	34	3.72	0	3.74	0	3.76	0	3.78	0	3.80	0	3.82	0	3.84	0
3.8	18	3.82	0	3.84	0	3.86	0	3.88	0	3.90	0	3.92	0	3.94	0
3.9	2	3.92	0	3.94	0	3.96	0	3.98	0	4.00	0	4.02	0	4.04	0

CASING

The primary function of casing is to protect the hole which has been drilled to permit the flow of hydrocarbons from the underground reservoir to the surface. During the course of drilling a well several other conditions may be encountered requiring the use of several strings of casing before the well is finally completed. One or more of the following strings of casing may be required in drilling and completing a well: (1) conductor casing, (2) surface casing, (3) intermediate or protective casing, and (4) oil-string casing.

Conductor casing may be required where the surface soil erodes so badly due to contact with the circulating drilling fluid that it is necessary to isolate the mud from the surface soil by the use of a large-diameter casing. Even where conductor casing is required due to the incompetency of the surface soil usually only a few feet, ranging from 10 to 30, are required.

Surface casing is required in order to provide a means for attaching blowout-preventer equipment at the surface and also to protect any freshwater formations. The length of surface casing required will vary from region to region depending primarily upon the depth of the freshwater sands. However, in all cases sufficient depth of surface casing should be set to provide a firm anchor for the blowout-preventer equipment. It should be noted that blowout-preventer equipment is only as good as the anchor to which the blowout preventer is attached, which is usually the surface casing.

Intermediate strings of casing are normally installed only as a means to reduce the overall cost of drilling and completing the well. These intermediate strings may be set to isolate zones of abnormal or subnormal pressure, zones of heaving shales, or zones of lost circulation; where the setting of this casing will reduce the overall drilling costs, even though a considerable amount of money may be required to set and cement the protective or intermediate string. In some areas where severe drilling problems are encountered several such intermediate strings of casing may be required.

The final string of casing which is installed in the well is the oil string. This is the string of casing which is set either through or to the producing formation.

Due to the large amount of casing used in oil industry operations and due to the varying conditions under which the casing may be used, a large number of different types and grades of casing are available. The type of casing used in a particular condition will depend upon the conditions imposed upon the casing. Casing is usually described by (1) the length of the individual joints of casing, usually referred to as the range of the casing; (2) the grade of the casing, meaning the type of steel and steel alloys used in the manufacturing of the casing; (3) the unit weight of the casing which for a given outside diameter, is an indication of the wall thickness of the casing, and (4) the outside diameter of the casing. The American Petroleum In-

stitute (API) has developed standards for the manufacture and sale of casing sold to the oil industry. Thus, when casing has the API stamp of approval this indicates that the product has been manufactured according to the specifications outlined by the API. These specifications are available upon request from the Institute.

Casing manufactured according to API specifications is available in three different ranges of length. These are Range 1, 16 to 25 ft; Range 2, 25 to 34 ft; Range 3, 34 ft minimum. At the present time there are four different grades of approved API casing and one additional grade which has received tentative approval. Mechanical properties of these grades of casing are shown in Table 14-1.

Table 14-1
Mechanical properties of API casing

Grade	F-25	H-40	J-55	N-80	P-110
Yield strength, min, psi	25,000	40,000	55,000	80,000	110,000
Yield strength, avg, psi		50,000	65,000	85,000	125,000
Tensile strength, min, psi	40,000	60,000	75,000	100,000	125,000
% Elongation in 2 in, min					
Strip specimens	40	27	20	16	15
Full section specimens	45	32	25	18	17

Couplings for casing are either short threads or long threads, the long threads having about 30% greater strength in tension than the short threads.

The casing manufacturer is required by API specifications to specify the drift diameter of the casing. Drift diameter is the guaranteed minimum inside diameter of any part of the casing. Drift diameter is important because this is the diameter which determines the largest outside diameter of equipment, such as bits and packers, which can safely be run inside the casing. For volume calculations the nominal diameter should be used.

Design calculations

Casing must be designed so that it will not fail in tension, collapse, or burst. In addition to these requirements the casing should be designed to resist corrosion from any corrosive elements which may be encountered in the surface or subsurface soil conditions.

When lowering casing into the hole any given joint of casing must support all of the weight of the casing suspended below it. Hence, the greatest tension occurs at the top of the string and consideration of tensile forces alone would dictate that the strongest pipe be located at the surface of the hole. Equations 14-1 and 14-2 are standard empirical formulas used to calculate the tensile stresses in casing.

Short couplings:

$$P = 0.80 \times$$

$$\left[(33.71 - D) \left(\frac{1}{t - 0.07125} + 24.45 \right) A \right] \quad (14-1)$$

Long couplings:

$$P = 0.80 \times \frac{1}{[c(25.58 - D) \left(\frac{1}{t - 0.07125} + 24.45 \right) A_j]} \quad (14-2)$$

Where:

- P = minimum joint strength, lb
 D = OD of casing, in
 d = ID of casing, in
 t = wall thickness, in
 A_j = area under root of last perfect thread, in²
 = 0.7854 [(D - 0.1425)² - d²]
 c = constant depending on the grade of steel, values of which are shown in Table 14-2.

Table 14-2
 Values of c equation (14-1) & equation (14-2)

Grade	Short couplings	Long couplings
F-25	53.5	...
H-40	72.5	...
J-55	96.5	159
N-80	112.3	185
P-110	146.9	242

In designing casing to prevent collapse the most serious problems are encountered at the bottom of the hole due to the hydrostatic head of the drilling fluid. Thus in contrast to the requirements in design for tensile stresses, the requirements for resistance to collapse dictate that the casing should be thick-walled at the bottom, tapering to thin walls at the top. The collapse resistance of the casing is a direct function of the yield strength of the steel. As the yield strength increases the collapse resistance of the casing also increases. However, when different stresses are applied to the casing the collapse resistance of a particular grade of steel is materially altered. Thus, when casing is in tension as well as being subjected to collapse forces the collapse resistance of the casing is reduced.

On the other hand, if the casing is in compression, the collapse resistance of the casing is increased. These loads acting at right angles to each other are called biaxial loads. Since casing is seldom in compression, but is usually in tension, biaxial loading normally reduces the yield strength of the steel. Equations 14-3 through 14-7 are empirical formulas recommended by the API for calculating collapse resistance where the effects of tension are not taken into consideration.

Grade F-25 casing:

Stewart's formula:

- For values of P less than 581 or t/D less than 0.023.

$$P = 0.75 [50,210,000 (t/D)^3] \quad (14-3)$$

- For values of t/D greater than 0.023.

$$P = 0.75 [86,670 (t/D) - 1,386] \quad (14-4)$$

Grades H-40, J-55, N-80, and P-110 casing:

Elastic failure:

$$P = 0.75 \left[\frac{62.6 \times 10^6}{(D/t)(D/t - 1)^2} \right] \quad (14-5)$$

Plastic failure:

- For D/t values of 14 to intersection with elastic curve:

$$P = 0.75 \left[YP \left(\frac{2.503}{D/t} - 0.046 \right) \right] \quad (14-6)$$

- For D/t values less than 14:

$$P = 0.75 \left[\frac{(2 YP)(D/t - 1)}{(D/t)^2} \right] \quad (14-7)$$

Where:

P = minimum collapse pressure, psi

D = OD of casing, in

t = wall thickness, in

YP = average yield strength, psi

In designing casing to prevent failure by bursting, the top of the casing is generally the primary consideration. Normally the external pressure near the bottom of the hole will be at least equal to, and possibly greater than, the pressure inside the casing. However, at the top of the hole the hydrostatic fluid pressures are small, thus any internal pressures caused by large reservoir pressures may create bursting conditions at the top of the hole.

Abnormal-pressure gas reservoirs usually present the greatest problems, since the low density of the gas results in small pressure differences between the surface and bottom hole depths. Even though the oil string casing may be protected from the well fluids by tubing set on a packer, the casing should still be designed for resistance to burst failure because there are times when the tubing will fail, or there may be times during well workovers where the tubing will be removed from the hole, and the casing will be exposed to the formation pressures. Barlow's formula is used to calculate the maximum safe internal pressure. This equation is:

$$P = \frac{2 s t}{D} \quad (14-8)$$

Where:

P = minimum internal yield pressure, psi

s = minimum yield strength, psi

t = nominal wall thickness, in

D = OD of casing, in

A résumé of the three principal factors involved in casing-string designs indicates that in general, tension failures will occur at the top of the string, collapse failure will occur at the bottom of the string, and burst failure will occur at the top of the string. It should be pointed out that when combination strings of casing are used these same considerations are applied to each uniform section of casing.

Design safety factors. Suitable safety factors should be included in the design of casing strings to take into consideration unusual stresses imposed on the pipe during running, or small material defects in the pipe. The use of safety factors effectively increases the strength of the pipe. Thus, the greater the factor of safety the greater the strength of the pipe relative to a given set of conditions. However, it should be noted that increasing the safety factor usually results in increased casing costs. Safety factors vary in different regions but in general a safety factor of 1.125 has been used in design for both collapse and burst, while a safety factor of 1.5 to 2.0 has often been used in designing for tension failures.

Past experience in an area can provide useful information in determining the proper safety factors to be used. Safety factors should probably not be so great that casing failures never occur. A very simple statistical study will show what percentage of failures can be

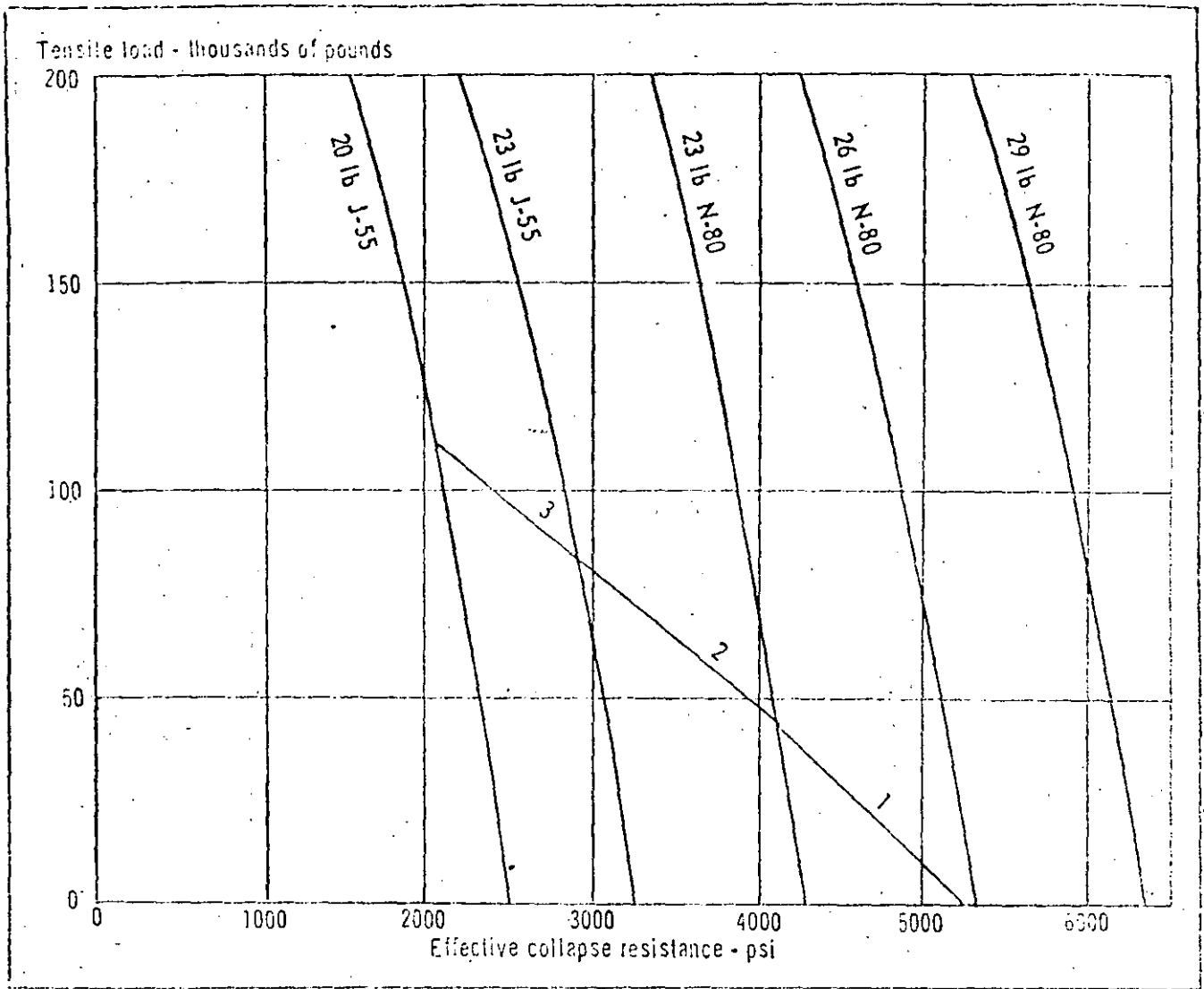


Fig. 14-1

tolerated and still yield a monetary saving by the use of reduced safety factors.

Combination casing strings. At the present time most casing-design procedures use a "combination" string of casing. A combination string is a string of casing having the same outside diameter throughout its length but composed of sections of different grades and weights of casing, according to the requirements at particular depths. From the previous considerations of designing against failure by tension, collapse, and burst, it becomes obvious that the design demands of these three factors are in conflict with each other. However, it is necessary to design the casing string such that all requirements of the various stresses will be taken into consideration. At the present time the combination string of casing is the most satisfactory method of obtaining the desired objective.

Biaxial stresses. Experimental work has shown that the collapse strength of casing is reduced when tensile stresses are applied and is increased when compressive forces are applied. Normally only the tensile forces are important when designing for collapse, although

in some deep high-pressure wells it may be possible that compressive forces will be important. The reduction of collapse strength under the application of various tensile loadings is shown graphically in Fig. 14-1. Special tension-collapse curves for specific weights and grades of casing are available from most casing manufacturers. These curves facilitate the calculation of combination drill strings of casing. The general equation of the biaxial yield stress ellipse, shown in Fig. 14-1 is:

$$\frac{S_c^2}{S_o^2} - \frac{S_c S_t}{S_o^2} + \frac{S_t^2}{S_o^2} = 1 \quad (14-9)$$

Equation 14-9 may be rewritten as:

$$r^2 + r t + t^2 = 1 \quad (14-10)$$

Where:

$$r = -\frac{S_c}{S_o} = \text{fractional collapse resistance} \quad (14-11)$$

$$t = \frac{S_t}{S_o} = \text{fractional tensile yield stress} \quad (14-12)$$

Where:

S_o = average yield strength of the steel, psi

S_c = peripheral or hoop stress, psi

S_t = tensile stress, psi

The collapse-resistance charts furnished by the various casing manufacturers may be derived by the following development. Since:

$$r = C/K \quad (14-13)$$

and

$$t = W/A S_o \quad (14-14)$$

Where:

C = collapse resistance under tensile stress, psi

K = minimum collapse resistance with zero tensile load, psi

W = weight supported by the casing, lb

A = cross-sectional area of the casing, steel, in²

S_o = average yield strength of the steel, psi

Combining Equations 14-10, 14-13, and 14-14, results in:

$$\frac{C^2}{K^2} + \frac{C W}{K A S_o} + \frac{W^2}{A^2 S_o^2} = 1 \quad (14-15)$$

Examination of the Equation 14-15 shows that when the weight supported by the casing equals zero; in other words when W equals zero, then $C = K$. Rearranging Equation 14-15 to solve for C :

$$C = WK/2AS_o [\sqrt{4(AS_o/W)^2 - 3} - 1] \quad (14-16)$$

Using Equation 14-16, the collapse resistance can be determined for any specific size, weight, and grade of casing.

Several different methods can be used to design combination casing strings. However, most of these methods involve a trial-and-error solution. One method makes use of a graphical solution for collapse change points in the casing and results in a direct solution. This method utilizes the collapse-resistance curves which are available from the various casing manufacturers of which can be calculated from Equation 14-16. The design of the casing string begins at the bottom of the hole. The first step is to calculate the required collapse design pressure. This can be done using the following equation:

$$C = Fhp = 0.052 F Gh \quad (14-17)$$

Where:

C = the collapse resistance of the casing, psi

F = collapse design safety factor, usually taken as 1.125

h = depth from the surface to any particular point in the casing string which is being considered for collapse resistance, ft

p = mud pressure gradient, psi/ft

G = mud density, lb/gal

0.052 = conversion factor from pressure gradient to mud weight

Equation 14-17 is useful because it can be rearranged to solve for h as follows:

$$h = C/0.052 FG \quad (14-18)$$

10

Using Equation 14-18 the collapse change points can be determined in terms of the effective collapse resistance, C , for the various depths in the well. The following relationship is useful in deriving a procedure for determining the length of a uniform section of casing in the combination string. This equation is:

$$W = W_1 + B w (h_1 - h) \quad (14-19)$$

Where:

W = tensile load on the casing at depth h , lb

W_1 = weight of the casing suspended below the depth h_1 , lb

B = buoyancy factor

w = weight per foot of casing in air of the section being considered, lb/ft

h = depth in the well to the point being considered, ft

h_1 = depth in the well to the lower end of the uniform section of the casing being considered, ft

Combining Equations 14-18 and 14-19 results in:

$$W = W_1 + Bwh_1 - BwC/0.052 FG \quad (14-20)$$

Since the design of the casing string begins at the bottom of the casing where there will be no weight suspended below the section being considered, one point on the collapse-resistance curve will be known. The section of casing being considered is uniform in weight, which means that a straight line can be drawn on the collapse resistance curve. It will be necessary only to know the slope of this line since one point of the line is already known, this point being the bottom of the casing. The slope of this line can be obtained by differentiating Equation 14-20:

$$dW = 0 + 0 - \left(\frac{Bw}{0.052 FG} \right) dC \quad (14-21)$$

Rearranging Equation 14-21:

$$\frac{dW}{dC} = - \frac{Bw}{0.052 FG} \quad (14-22)$$

In Chapter 5, Hoisting, the buoyancy factor was shown to be:

$$B = 1 - 0.015 G \quad (14-23)$$

Combining Equations 14-22 and 14-23:

$$\frac{dW}{dC} = \frac{(1 - 0.015 G) w}{0.052 FG} \quad (14-24)$$

Example casing-design problem. Design a combination 7-in OD casing string for a setting depth of 9,000 ft, with 10-lb/gal mud in the hole. API seamless casing will be used and the effects of buoyancy of the drilling mud will be considered. Design safety factors of 1.125 for collapse and burst and 1.80 for tension will be used. The casing is to be designed to safely retain an internal pressure of 3,200 psia at the surface.

Fig. 14-2 shows plots of tensile load versus effective

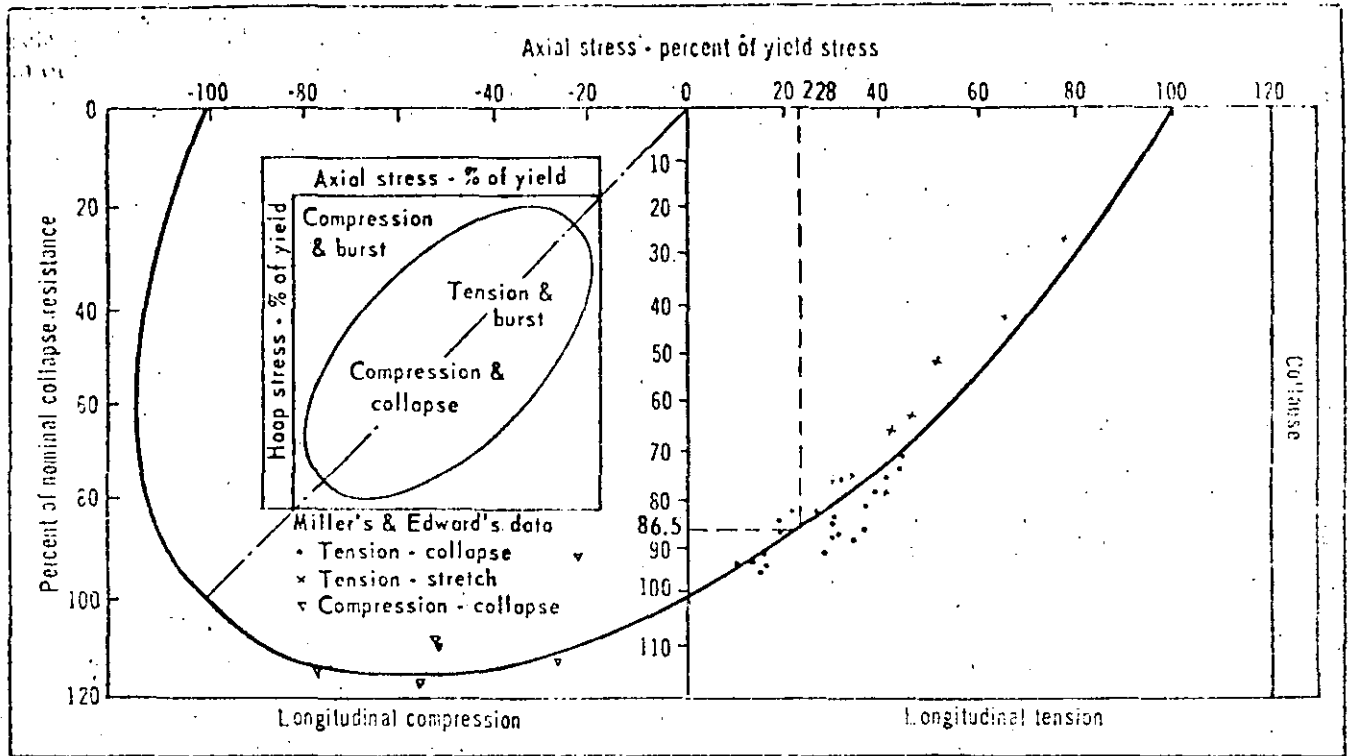


Fig. 14-2

tive collapse resistance for various weights and grades of 7-in OD casing, and Table 14-3 shows mechanical properties of 7-in OD casing required in solving the problem.

Table 14-3
Design data for 7-in API casing

Nominal weight lb/ft	Wall area sq in	Grade	Collapse psi	Tension		Burst internal yield, psi
				Short threads 1,000 lb	Long threads 1,000 lb	
17	4.912	F	1,100	118	...	1,440
		H	1,370	160	...	2,310
20	5.749	H	1,920	191	...	2,720
		J	2,500	254	...	3,740
23	6.656	J	3,290	300	344	4,360
		N	4,300	350	400	6,340
26	7.549	J	4,060	345	395	4,980
		N	5,320	402	460	7,240
29	8.449	N	6,370	454	520	8,160
32	9.317	N	7,400	505	578	9,060
35	10.172	N	8,420	554	635	9,960
38	10.959	N	9,080	600	688	10,800

Starting at the bottom of the hole, where the tensile loading, W, is zero, the effective collapse resistance is calculated using Equation 14-17.

$$C = 0.052 FGh \quad (14-17)$$

$$= (0.052) (1.125) (10) (9,000)$$

$$= 5,260 \text{ psi}$$

This point is shown plotted on Fig. 14-2. As shown by the figure, 26 lb/ft N-80 casing is the least expensive casing which can be used to withstand the collapse pressure at the bottom of the hole. At this point it should be noted that it is not necessary to design the casing for tension or burst failure, because the tensile stresses in the lower portion of the casing string are

small, and the casing is backed by either cement or drilling fluid at the bottom of the hole so that burst failure is not a problem. However, Table 14-3 shows that ST & C, 26-lb/ft N-80 casing is capable of withstanding a tensile load of 402,000 lb and a burst pressure differential of 7,240 psi.

The next point is to determine the slope of the line to be plotted on the W vs C chart. In order to use the least expensive casing possible, it is desired to change to the next less expensive casing as soon as possible.

$$\begin{aligned} \text{Slope} &= \frac{dW}{dC} = - \frac{[1 - (0.015 G)] w}{0.052 FG} \quad (14-21) \\ &= - \frac{[1 - (0.015 \times 10)] 26}{0.052 \times 1.125 \times 10} \\ &= - 37.8 \text{ lb/psi} \end{aligned}$$

Starting at the point W = 0, C = 5,260 psi, a line with a slope of 37.8 is drawn until the line intersects the next lighter grade of casing. The negative slope indicates that as one of the terms increases, the other term decreases. In this particular case as W increases, C decreases. This line is shown plotted on Fig. 14-2. When the line intersects the next lightest grade of casing, then a change in the grade and weight of casing is possible, and in order to reduce the total price of the casing, this lighter casing should be used. This line intersects the 23-lb N-80 line at a tensile loading of approximately 43,000 lb. The effective collapse resistance of 23-lb/ft N-80 casing with a tensile loading of 43,000 lb is shown to be approximately 4,130 psi. The maximum depth to which 23-lb/ft N-80 casing can be run is calculated by Equation 14-18.

$$\begin{aligned}
 h &= \frac{C}{0.052 \text{ FG}} & (14-18) \\
 &= \frac{4,130}{(0.052)(1.125)(10)} \\
 &= 7,060 \text{ ft}
 \end{aligned}$$

Thus the top of the first (lowest) section of casing will be at 7,060 ft, and this will be the bottom of the second section. The second section of casing will consist of 23-lb/ft N-80 casing. The slope of the next straight line is calculated by:

$$\begin{aligned}
 \text{slope} &= \frac{[1 - (0.015 G)] w}{0.052 \text{ FG}} & (14-24) \\
 &= \frac{[1 - (0.015 \times 10)] 23}{0.052 \times 1.125 \times 10} \\
 &= -33.4
 \end{aligned}$$

Starting from the point $W = 43,000$, $C = 4,130$, where the first line crossed the 23 lb N-80 line, a new line with a slope of -33.4 is drawn. This line is shown as line 2 in Fig. 14-2. Line No. 2 crosses the 23-lb, J-55 curve at a tensile loading of approximately 84,000 lb and an effective collapse resistance of approximately 2,900 psi. The maximum depth to which 23-lb, J-55 casing can be run is again calculated by Equation 14-18:

$$\begin{aligned}
 h &= \frac{C}{0.052 \text{ FG}} \\
 &= \frac{2,900}{0.052 \times 1.125 \times 10} \\
 &= 4,960 \text{ ft}
 \end{aligned}$$

The top of the 23-lb N-80 casing will be at 4,960 ft. Thus, the 23-lb N-80 casing will be run from 4,960 to 7,060 ft.

The slope of the line for the third uniform section of casing, which is to be comprised of 23-lb J-55 casing, is calculated by:

$$\begin{aligned}
 \text{slope} &= \frac{[1 - (0.015 G)] w}{0.052 \times 1.125 \times G} \\
 &= \frac{[1 - (0.015 \times 10)] 23}{0.052 \times 1.125 \times 10} \\
 &= -33.4
 \end{aligned}$$

It should be pointed out that the slope of line 3 shown on Fig. 14-2 is the same as the slope of line 2 because the weight of casing did not change. Beginning at the point on the 23-lb J-55 curve where $W = 84,000$ and $C = 2,900$, a straight line with a slope of -33.4 is drawn, or line 2 can be extended, since the slopes

are the same, until the line crosses the next lighter grade of casing which is available, which in this case will be assumed to be 20-lb J-55 casing. The new line intersects the 20-lb J-55 line at $W = 111,500$ lb, and $C = 2,075$ psi.

The maximum depth to which 20-lb J-55 casing can be run is computed by:

$$\begin{aligned}
 h &= \frac{C}{0.052 \text{ FG}} & (14-18) \\
 &= \frac{2,075}{0.052 \times 1.125 \times 10} \\
 &= 3,550 \text{ ft}
 \end{aligned}$$

Thus the 23-lb J-55 casing will be run from a depth of 3,550 ft to 4,960 ft. The effective weight of casing hanging below 3,550 ft is approximately 111,500 lb. Since the first joint of 23-lb J-55 casing will be at a depth of approximately 3,550 ft it should be determined whether the 23-lb J-55 casing can safely withstand this tensile loading. Referring to Table 14-3 it can be seen that 23-lb J-55 ST & C casing has a tensile strength of 300,000 lb. Applying a safety factor of 1.8, the usable maximum tensile loading which can be tolerated is:

$$300,000 \div 1.8 = 166,700 \text{ lb}$$

The usable tensile loading of 166,700 lb is greater than the 111,500 lb which will be suspended below the casing, and the 23-lb J-55 casing can be safely used.

The next uniform section of casing which will be designed begins at 3,550 ft. Since the casing must be designed to withstand a burst pressure of 3,200 psia at the surface, this will be one of the major considerations, and must be considered with the tensile load. Collapse forces near the surface are not large, and when the design has considered both burst and tension, the design for collapse resistance will probably be more than adequate.

Table 14-3 shows that 20-lb J-55 casing is the minimum weight and grade which will satisfy the burst requirement of 3,200 psia at the surface. The internal yield pressure of 20-lb J-55 casing is 3,740 psi. Applying a safety factor of 1.125 the usable burst strength is 3,330 psi which is greater than the minimum requirement. Since the 20-lb J-55 casing, if used, will carry the weight of the entire casing string, the next step is to determine whether this weight and grade will satisfy the tensile strength requirements. The weight in mud of 3,550 ft of 20-lb, J-55 casing is:

$$\begin{aligned}
 \text{Weight of casing} &= 3,550 (20) (1 - 0.015 G) \\
 &= 3,550 (20) [1 - (0.015 \times 10)] \\
 &= 60,300 \text{ lb}
 \end{aligned}$$

The weight of the casing below 3,550 ft has already been shown to be 111,500 lb. Therefore, the total weight of the casing is 171,800 lb. Table 14-3 shows

that 20-lb J-55 ST & C casing has a tensile strength of 254,000 psi. Applying a safety factor of 1.8, the usable tensile load is 141,100 lb, which is less than the tensile load of 171,800 lb if 20-lb J-55 pipe were used. Thus, although 20-lb J-55 casing will satisfy the burst requirements, it will not satisfy the tensile-load requirement. The additional tensile load which the 20-lb J-55 casing can satisfactorily withstand is:

$$141,100 \text{ lb} - 111,500 \text{ lb} = 29,600 \text{ lb}$$

The length of casing which will weigh 30,000 lb in mud is:

$$\frac{29,600 \text{ lb}}{20 \text{ lb/ft} (1 - 0.015 \times 10)} = 1,741 \text{ ft}$$

The fourth uniform section of casing will be comprised of 1,741 ft of 20-lb J-55 casing. This casing will be run from 1,809 to 3,550 ft.

The next section of casing will begin at 1,809 ft. As shown in the previous analysis, the grade and/or weight of the casing must be superior to 20-lb J-55 casing. Table 14-3 shows that 23-lb J-55 ST&C casing has a tensile strength of 300,000 lb, which, applying a safety factor of 1.8, results in an effective tensile strength of 166,700 lb. If the entire section is made of 23-16/ft casing, the weight in mud of 1,809 ft of this casing is:

$$\begin{aligned} \text{Effective weight of casing} &= 1,809 (23) (1 - 0.015 G) \\ &= 1,809 (23) [1 - (0.015 \times 10)] \\ &= 35,400 \text{ lb} \end{aligned}$$

The combined effective weight of the casing sections below 1,908 ft was calculated to be 141,100 lb. Thus, the total effective weight of the casing would be 141,100 lb + 35,400 lb = 176,500 lb. This weight is larger than the 166,700 lb of load which can be safely carried by the 23-lb J-55 ST & C grade casing.

But Table 14-3 also shows that the tensile strength of 23-lb J-55 with long threads and couplings is 344,000 lb, which results in an effective tensile strength of 191,100 lb using the safety factor of 1.8. This tensile strength is, in turn, greater than the maximum load of 176,500 lb imposed by the entire string of casing if the top 1,809 ft section is assembled of 23-lb/ft casing. Therefore, the top section of casing string, from 1,809 ft to the surface, will be comprised of 23-lb J-55 LT & C casing.

It was previously shown that 20-lb J-55 grade casing would satisfy the burst requirements but not the tensile-load requirement. Table 14-3 indicates that the

internal pressure yield of 7-in 23-lb J-55 casing is 4,360 psi which, using a safety factor of 1.125, results in an effective burst resistance of 3,880 psi. This burst resistance is 680 psi above the minimum 3,200 psi required; therefore, the 23-lb J-55 LT & C casing will satisfy both burst and load requirements at the top of the casing string.

Table 14-4 is a summary of the complete casing program for the sample problem.

As a safety precaution to prevent equipment from becoming stuck in the hole due to changes in the internal diameter of the pipe, some companies run one joint, at the surface, of the heaviest weight of casing used in the hole. Although there are some advantages in placing this joint of heavy-walled casing at the top of the hole, there are also some distinct disadvantages. For example, if a packer is to be set in some of the thinner-wall sections, it may be impossible to pass the proper size of packer through the thick-wall joint of casing at the top. Consideration should be given to all these factors when the casing is run before deciding whether to use the heavy-wall casing at the surface.

When designing the various strings of casing for the well, the service requirements should be carefully studied to insure that the casing is designed to satisfy the specific requirements of the casing string. For example, it is usually unnecessary to design protective casing for collapse, because the inside of the casing will usually always be filled with fluid.

Several casing manufacturers have published "Quick Design Charts" which can be used to design a combination string of casing. Incorporated in these design charts are certain mud weights and safety factors, and they are applicable only for the specific mud weights and safety factors incorporated in the charts.

Computer program for casing-string design. The design of casing strings is readily adaptable to programming on an electronic computer. A considerable saving in engineering manpower can result by using the computer.

Elongation of casing. The elongation of casing can be calculated by the following equation:

$$e = 12 P L / A E \quad (14-25)$$

For a freely suspended casing string the elongation can be calculated by modifying Equation 14-25 to arrive at an approximate equation for elongation:

$$e = \frac{1}{2} \times 12 W L / A E \quad (14-26)$$

Where:

e = elongation, in

P = force applied parallel with axis of casing, lb

Table 14-4
Example casing design problem
summary of combination casing program

Section	Interval, ft		Length ft	Weight lb/ft	Grade	Threads & coupling	Load lb	Tensile strength, lb
	from	to						
1	7,060	9,000	1,940	26	N-80	short	42,900	223,300
2	4,960	7,060	2,100	23	N-80	short	83,900	194,400
3	3,550	4,960	1,410	23	J-55	short	111,500	166,700
4	1,809	1,741	1,741	20	J-55	short	141,100	141,100
5	0	1,809	1,809	23	J-55	long	176,500	191,100

L = length of casing, ft
 A = cross-sectional area of steel, sq in
 E = Young's modulus of elasticity, 30,000,000 for steel

W = weight of the casing string, lb

However:

$$W = 12 V A L \quad (14-27)$$

Where:

V = effective unit weight of the steel, lb/in³

Combining Equations 14-26 and 14-27 yields:

$$e = \frac{\frac{1}{2} 12^2 V A L^2}{30,000,000 A} \quad (14-28)$$

$$= 2.4 \times 10^{-6} V L^2 \quad (14-29)$$

Table 14-5 shows the elongation of steel casing, tubing, or drill pipe due to its own weight when suspended in various fluids.

Table 14-5

Elongation of steel casing, tubing or drill pipe due to own weight when freely suspended in various fluids

Length of string (ft)	Elongation, in, when suspended in—		
	Air	Salt water (sp gr = 1.15)	12-lb mud
1,000	0.7	0.6	0.55
2,000	2.7	2.3	2.2
3,000	6.1	5.2	5.0
4,000	10.9	9.3	8.9
5,000	17.0	14.5	13.9
6,000	24.4	20.9	20.0
7,000	33.3	28.4	27.2
8,000	43.4	37.1	35.5
10,000	67.9	58.0	55.5
11,000	82.2	70.2	67.2
12,000	97.8	83.5	80.0
13,000	114.8	98.0	93.8
14,000	133.0	114.0	109.0
15,000	153.0	130.0	125.0

Table 14-5 was calculated from Equation 14-29. Steel will expand as the temperature of the steel increases and therefore, as casing is run in the hole, where the bottom-hole temperature is greater than the surface temperature, the casing string will be elongated as a result of the increase in temperature. The increase in temperature will result in an elongation which can be determined by the following equation:

$$e_t = K_t L \Delta t \quad (14-30)$$

Where:

e_t = total stretch due to temperature change, ft

K_t = coefficient of thermal expansion of steel casing, which is 6.9×10^{-6} in/in/°F.

Δt = temperature difference, °F.

Axial stress is related to axial strain by Young's modulus, which is:

$$S_a = E \times S_s \quad (14-31)$$

and:

$$S_s = e \div L \quad (14-32)$$

Where:

S_s = axial stress, psi

S_a = axial strain, ft/ft

L = total length of pipe, ft

Combining Equations 14-30, 14-31, and 14-32 results in:

$$S_a = K_t \times \Delta t \times E \quad (14-33)$$

$$= 6.9 \times 10^{-6} \times 30 \times 10^6 \times \Delta t = 207 \Delta t$$

Equation 14-33 can be used to show the changes in stress due to temperature alone after the casing has been landed, that is after it has been fixed at both ends. These stress changes may be important during the later life of the casing. They would be particularly important if the average temperature conditions were reduced, which would cause a shortening of the casing. If the temperature conditions were increased after the casing were landed this would result in an elongation which may also be a serious problem in production operations.

Casing-landing procedures. After the casing has been run and cemented it is attached to the wellhead equipment at the surface. The casing should be landed in such a condition that the future operating conditions imposed on the casing will not result in excessive loading of the casing to the point where it will fail. Factors which will affect the stresses in the casing after it has been cemented and landed are formation temperature, formation pressure, and earth movements. The effect of formation pressure and temperature can usually be calculated with reasonable accuracy because the magnitude of these pressures and temperatures can be estimated before the casing has been set. However, the problem of earth movements is almost impossible to evaluate. Although stresses induced by earth movements are rare, where the problem is encountered considerations must be given to the problem. An API committee made a study of casing landing procedures and published the results of its study in API Bulletin D-7. This committee recommended that normally the casing should be landed with no weight either being picked up or slacked off the casing as it is landed.

Some of the procedures which have been used to land casing are (1) landing the casing immediately after completion of the cementing operation; (2) after the cement has set, landing the casing exactly as it stands unsupported after removing the elevators from the casing; (3) after the cement has set the casing may be landed in such a manner that the casing at the top of the cement is (a) completely balanced insofar as tensile or compressive stresses are concerned, (b) in tension, or (c) in compression; (4) after the casing is set the casing is landed with a certain arbitrary weight as measured by the weight indicator; (5) after the casing has set the casing is landed with a certain number of inches of either stretch or slack per thousand feet of casing measured from the top of the cement; and (6) after the cement has set the casing is landed with the freeze point in (a) tension, (b) compression, or (3) completely balanced with respect to tensile and compressive forces.

Method 1 has some rather severe disadvantages. For example, in cementing long strings of casing if the pipe is landed before the cement has set the free pipe will probably be in tension and these tensile stresses may be quite large.

Method 2 also has some disadvantages because the tensile stress at the casing hanger immediately after landing the casing is zero and if later in the life of the

well there is some change in producing characteristics which causes a decrease in the tensile load such as increasing temperature due to relative high flow rates of the subsurface fluid, or decreased internal pressure, the casing may be elongated to such an extent that it will become unscated.

The principal disadvantage of Method 3 is that in many cases the casing may be held firmly or frozen at a point well above the top of the cement, and if the landing practices are based on the top of the cement as the assumed point of freeze then considerable errors may be made in the assumed tensile or compressive stresses applied to the casing.

Methods 4 and 5 essentially have the same basic disadvantages of Method 3.

Method 6 is probably the most satisfactory of all the methods listed. The freeze point of the casing can be determined just prior to the landing of the casing by methods listed in the chapter on fishing operations. For normal operations it is usually considered the best practice to place the casing in tension at the freeze point. Future operating conditions can be estimated and the casing landing practices then will take into

consideration the most important factors, which are (1) the amount of free pipe above the freeze point, and (2) the future operating conditions.

Casing failures. A recent published study of casing failures in a California field showed that casing failures were most likely to occur in the vicinity of severe doglegs, which resulted in large bending stresses, combined with:

1. Corrosion, either external or internal.
2. Internal casing wear.
3. A change in well conditions which placed greater stresses on the casing.

This same study reported that most of the casing failures did not occur immediately after the casing was run, but a year or two later after well pressures and condition had changed. It was concluded that a satisfactory casing-design practice should include not only the normal design considerations of collapse, tension, and burst, but also such factors as bending stresses due to doglegs, reciprocation loads during cementing operations, and squeeze cementing effects.

CEMENTS AND CEMENTING

Introduction

Oil-well cementing is the process of displacing a cement slurry down the casing and up the annular space behind the pipe where it is allowed to set, thus bonding the pipe to the formation. Oil-well cementing is one of the important factors in the completion of oil wells.

The first verified use of portland cement in an oil well, for shutting off water that could not be held with a casing shoe, was in 1903. After placing the cement, the operator normally waited 28 days before drilling the cement and testing. New techniques and developments have reduced WOC time to a few hours under present-day practices.

Cementing procedures may be classified into two groups, primary and secondary. Primary cementing is performed immediately after the casing is run in the hole. The main objectives of primary cementing are to help obtain an effective zonal separation and protect the pipe itself. Cementing also helps in:

1. Bonding the pipe to the formation.
2. Protecting all producing strata.
3. Minimizing the danger of blow-outs from high pressure zones.
4. Sealing off "lost-circulating zones" or other troublesome formations as a prelude to deeper drilling.

Secondary cementing, more often called squeeze cementing, is a method whereby a cement slurry is forced under pressure to a specific point in the well. It is an important development in cementing techniques as it has added greatly to our recoverable reserves. Squeeze cementing may be performed during drilling and completion operations or at a later date during a workover program.

Squeeze cementing may serve one or more of the following purposes:

1. Repair a faulty primary cementing job.
2. Reduce the gas-oil, water-oil, or water-gas ratio.
3. Repair defective casing or improperly placed perforations.
4. Minimize the danger of lost circulation in open-hole while drilling deeper.
5. Abandon permanently a non-productive or depleted zone.
6. Isolate a zone prior to perforating for production or to fracture.
7. Supplement primary cementing job on a casing string or liner where the desired fill-up was not attained.

Composition of cements

The development of portland cements started when man began to calcine limestones to produce quicklime. As a result of efforts to find cements which could be used under water, it was discovered that limes produced from impure limestones yielded mortars which were superior to those produced from the purer limestones. Such discoveries led to the burning of blends of cal-

careous and argillaceous materials and to the granting of a patent by the government of Great Britain in 1824 to Joseph Aspdin³ for the manufacture of a cement, which he called "portland cement" because concrete produced from it resembled stone quarried on the Isle of Portland off the coast of England.

In order to understand the nature of the cement-hydration process,^{3,4} it is necessary to explain briefly the chemical reactions which occur in the cement kiln. The kiln feed consists of a blend of finely ground calcareous and argillaceous materials. These materials are primarily limestone or other materials high in calcium carbonate content, clay or shale, and some iron and calcium chlorides if they are not present in sufficient quantity in the clay or shale. These dry materials are finely ground and mixed thoroughly in the correct proportions either in the dry condition (dry process) or mixed with water (wet process). This raw mixture is then fed into the upper end of a sloping, rotary kiln, at a uniform rate, and slowly travels to the lower end. The operating temperature at the fired end of the kiln is between 2,600° and 2,800° F. During its travel through the kiln, the material is converted to cement clinker which varies in size from dust to about 2 in in diameter. This clinker generally passes from the kiln to either a grate or rotary cooler where it is quenched with air.

In the hot zone of the kiln, about 25% of the clinker is in the form of a liquid. Some of this fails to crystallize during the quenching process and is present in the cooled clinker in the form of supercooled liquid or glass. Well-quenched clinkers will contain as much as 10 to 15% glass as determined by microscopic methods.

The remaining crystalline phases that exist in portland-cement clinkers are believed to be principally, with certain modifications, as follows: tricalcium silicate ($3\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$), dicalcium silicate ($2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$), tetracalcium aluminoferrite ($4\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$), and tricalcium aluminate ($3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$).

These four products are believed to be the principal cementing materials, i.e., those which hydrate to form or aid in the formation of a rigid structure. They are believed to serve the following functions in the cement:

Tricalcium aluminate ($3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$) is the compound that promotes rapid hydration and is the constituent which controls the initial set and the thickening time of the cement. It is also responsible for the susceptibility of cement to sulfate attack, and to be classified as a high sulfate-resistant cement, the cement must have 3% or less ($3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$).

Tetracalcium aluminoferrite ($4\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$) is a low heat of hydration compound in the cement. The addition of an excess of iron oxide will increase the amount of tetracalcium aluminoferrite and decrease the amount of tricalcium aluminate.

Dicalcium silicate ($2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$) is the slow-hydration compound and accounts for the gradual gain in strength which occurs over an extended period of time.

Tricalcium silicate ($3\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$) is the most prevalent compound in cement and the principal strength-producing material. It is responsible for the early-strength-producing material. It is responsible for the early strength ranging from 1 to 28 days. High-early-strength cements have a higher percentage of this compound than do portland or retarded cements.

After a period of storage, the clinker is ground with gypsum to form the final cement. Gypsum is used to

control the rate of setting and hardening of the cement paste. It is used in amounts of about 1.5 to 3.0 wt % cement.

The water requirement of each type of cement varies with the fineness of grind or surface area. High-early-strength cements have a high surface area (fine grind), the retarded cements have a low surface area, the common portland cements have a surface area slightly higher than the retarded cements, and the basic cement is between common and retarded. The physical properties of these basic cements are given in Table 15-1.

Table 15-1
Properties of the various types of cement

	Common or API Class A cement	High early API Class C cement	Retarded API Class D, E and F cement	Basic API Class B cement
Specific gravity (avg.)	3.14	3.14	3.14	3.14
Surface Area (Range—sq cm/g)	1,500-1,900	2,000-2,400	1,100-1,500
Weight per sack—lb	94	94	94	94
Bulk volume—cu ft/sk	1	1	1	1
Absolute volume—gal/sk	3.6	3.6	3.6	3.6
Water—gal/sk (API)	5.2	6.3	4.29	4.97
Slurry weight—lb/gal	15.60	14.80	16.44	15.80
Slurry volume—cu ft/sk	1.18	1.18	1.05	1.15

Classifications of cements

The portland cements for oil-well cementing are placed in four general classifications: common or neat, retarded, high early, and basic cement.

Common or "neat." The properties of common API Class A cement were discussed in the previous section. This cement may be used to depths of about 6,000 ft without additives. The actual usable depth is a function of temperature and in areas of subnormal temperatures the cement could be used at greater depths and in areas of abnormally high temperatures, 5,000 ft could be the depth limit. Normal API temperature gradient is considered to be $1.5^\circ\text{F}/100\text{ ft}$ of depth). Additives may be used to change the properties of cement and these will be discussed in subsequent sections.

The recommended water-cement ratio is 46 wt %. This means that with each 100 lb of cement, 46 lb of water should be used. For example:

The absolute volume is equal to the weight divided by the specific gravity times the weight of water as shown in Equation 15-1.

$$V_a = \frac{W_c}{\text{Sp Gr} (W_w)} = \frac{94}{(3.14)(8.33)} = 3.6 \quad (15-1)$$

Where:

V_a = absolute volume, gal

W_c = weight of cement, lb

Sp Gr = specific gravity of material

W_w = weight of 1 gal of water, lb/gal

Material	Weight lb	Absolute volume gal
Cement	94.0	3.6
Water	43.3	5.2
Total	137.3	8.8

$$\text{Slurry weight} = 137.3/8.8 = 15.6 \text{ lb/gal}$$

$$\text{Slurry volume} = 8.8/7.48 = 1.18 \text{ cu ft/sk}$$

Note: Total weight of water is obtained by multiplying the gallons of water by 8.33 which is the density of water in pounds per gallon. Slurry volume in gallons is divided by 7.48 which is the number of gallons in a cubic foot.

The water-cement ratio may be varied within limits, however, 46% will give optimum thickening times, strength development, and low free-water separation for common cement with no additives.

The effects of temperature on strength development and thickening times are shown in Table 15-2.

Table 15-2
Common Cement
Compressive strength—psi

Curing temperature °F.	Curing time, hr		
	12	24	72
60	35	375	2,050
80	395	1,415	4,125
100	1,035	2,610	6,150
120	1,905	3,595	6,650

Pressure-temperature thickening-time data

Depth, ft	Temperature—°F.		Thickening time hr: min
	static	circulating	
2,000	110	91	4:00+
4,000	140	103	3:00+
6,000	170	113	2:25
8,000	200	125	1:40

Retarded cements. Retarded cements are designed for cementing at depths below those recommended for common cement. All of these cements presently being manufactured are principally retarded with an organic compound and partially retarded by the chemical composition and grind. The most common retarders are of the lignin type with the most typical being a form of calcium lignosulfonate. Retarded cement may be obtained without the addition of a retarder by limit-

ing the rapid hydrating components in its composition. This is done by using a ratio of Al_2O_3 to Fe_2O_3 so that theoretically, the $3CaO \cdot Al_2O_3$ content is zero and Fe_2O_3 content is somewhat in excess of that required to convert all of the Al_2O_3 to $4CaO \cdot Al_2O_3 \cdot Fe_2O_3$. In addition, the tricalcium silicate ($3CaO \cdot SiO_2$) is lowered to around 25%. The setting time is further retarded by using a coarse grind as shown in Table 15-1.

Because of the reduction in surface area, the recommended water-cement ratio for retarded cement is 38%. The weight and slurry volume may be calculated in the same manner as shown for common cements.

Table 15-3 shows compressive strength and thickening time data on a typical retarded cement.

Table 15-3
Retarded Cement
Compressive strength—psi

Curing Temperature °F.	Curing time = 24 hr
140	1,930
160	2,460
180	4,675
200	5,765
260	5,710
320	4,710

Pressure-temperature thickening-time data

Depth, ft	Temperature—°F.		Thickening time hr: min
	static	circulating	
12,000	260	172	4:04
14,000	290	206	3:22
16,000	320	248	1:38

High early cement. This cement is intended for use in oil wells from surface to 6,000-ft depth (60-170° F.). It is ground finer than common portland and has a high C_3S content, both of which contribute to the higher early strength. The API water requirement for this cement is 56% or 6.3 gal/sk.

The compressive strength of this cement is greater than portland cement at curing times up to 30 hr; and the pumping time is slightly less under the same test conditions. This cement is more expensive than common, and unless its special properties are needed, should not be used. Table 15-4 shows thickening time and compressive-strength data on this cement.

Table 15-4
High-Early Cement
Compressive strength—psi

Curing Temperature °F.	Curing time = 24 hr
60	480
80	1,645
100	2,595
120	3,220
140	3,560

Pressure-temperature thickening-time data

Depth, ft	Temperature—°F.		Thickening time hr: min
	static	circulating	
2,000	110	91	4:00+
4,000	140	103	3:10
6,000	170	113	2:06

Basic cement. API Class G cement was first introduced to the oil industry on the West Coast and has been used very successfully.

The main advantage of the cement over other API

classes is the uniformity of the cement among the different manufacturers. It can be either accelerated or retarded for any temperature range and is compatible with additives presently being employed by the oil industry.

API Class G cement in combination with additives has been used very successfully for cementing geothermal steam wells in the temperature range of 500° to 700° F.

Other areas are presently considering using this type of cement to alleviate some of the problems encountered with other API classes of cement.

This cement is intended for use from surface to 8,000-ft depths having bottom-hole static temperature of 200° F. The water requirement for API Class G cement is 44 wt % or 4.97 gal/sk, which yields a slurry weight of 15.8 lb/gal and a slurry volume of 1.15 cu ft/sk.

Table 15-5
Basic Cement
Compressive strength

Temperature °F.	Time—hr	
	8	24
80	175	1,238
95	388	2,550
110	865	3,520
140	2,513	4,900
200	4,100	5,720
*200	3,275	5,450

*Also contains 0.3% lignin retarder.

Basic cementing materials. A basic cementing material may be described as one which when mixed with the proper amount of water, will have cementitious properties. This may be a single material (common portland) or a combination of two or more components (pozzolan cement), either with or without the use of special additives. The API classifications for cement² are shown in Table 15-6.

Table 15-6

API classifications for oil-well cements*	
Class A:	Intended for use to 6,000-ft depth†—(170° F.) when special properties are not required. Similar to ASTM C 150, Type I Cement.
Class B:	Intended for use to 6,000 ft depth†—(170° F.) when moderate sulfate resistance is required. Similar to ASTM C 150, Type II Cement.
Class C:	Intended for use to 6,000-ft depth†—(170° F.) when high early strength is required. Similar to ASTM C 150, Type III Cement. Available in regular and high-sulfate resistant types.
Class D:	Intended for use from 6,000 to 10,000-ft depths†—(230° F.) when moderately high temperature and high pressure are encountered. Available in regular and high-sulfate-resistant types.
Class E:	Intended for use from 6,000 to 14,000-ft depths†—(290° F.) when high temperature and high pressure are encountered. Available in regular and high-sulfate-resistant types.
Class F:	Intended for use from 10,000 to 16,000-ft depths†—(320° F.) when extremely high temperatures and extremely high pressures are encountered. Available in regular and high-sulfate-resistant types.
Class G:	Intended for use as a basic cement from surface to 8,000-ft depth† as manufactured, or can be used with accelerators and retarders to cover a wide range of well depths and temperatures. Available in moderate and high-sulfate-resistant types.

*Reproduced from API RP 10B, "Recommended Practice for Testing Oil-Well Cements and Cement Additives."

†These depth limits are based on the conditions imposed by the casing well-simulation tests and should be considered as approximate values.

Cement additives and their effects on cement properties

The addition of additives to modify or improve the properties of basic cements has been used for a number of years. These additives are utilized in many types of cements regardless of their API classification. The primary purpose for which additives are used varies. However, they are primarily used to (1) reduce slurry density and increase slurry volume, (2) increase thickening time and retard setting, (3) reduce waiting-on-cement time and increase early strength, (4) reduce water loss and help protect sensitive formations; also help prevent premature dehydration, (5) increase slurry density to restrain pressure, and (6) restore circulation with increased fill-up in annulus and reduce cost.

Lightweight additives

Materials used to reduce slurry density include bentonite, pozzolans, diatomaceous earth, expanded perlite and gilsonite.

Bentonite. The principal additive for producing lightweight cementing slurries is bentonite, which is primarily sodium montmorillonite clay. This material will absorb large quantities of water which causes it to expand approximately 10 times its original size. This property makes it an economical material for reducing slurry density of cement slurries.

The amount of bentonite used in cement varies from 1 to 25 wt % of cement. The most common ratio used in the field is 4%. The water required for each 2% bentonite used in any cementing composition is approximately 1.3 gal. A decrease in compressive strength results in increasing percentages of bentonite in either common portland or retarded cement. High percentages of bentonite in cement at temperatures above 230° F. result in a loss in compressive strength and an increase in permeability.^{4,6}

Some of the advantages gained in using bentonite with cement are reduction in slurry density and increased slurry volume which reduces the unit cost of cement.

Recommended water-cement ratios for given percentages of bentonite are shown in Table 15-7.

Table 15-7

Recommended water-cement ratio for bentonite cements

Bentonite %	Water gal/sk	Slurry wt lb/gal	Slurry volume cu ft/sk
0	5.2	15.60	1.18
2	6.5	14.70	1.36
4	7.8	14.10	1.53
6	9.1	13.65	1.69
8	10.4	13.10	1.92
*8	9.7	13.30	1.82
*10	11.1	12.95	2.02
*12	12.3	12.60	2.19

*This is considered modified cement and is composed of portland cement, bentonite, and lignin dispersant.

Table 15-8 shows compressive strengths of neat and bentonite cements after 12 to 24 hr at temperatures of 100° and 120° F.

Of particular interest in Table 15-8 is the fact that neat cement after 12 hours at 120° F. developed a compressive strength of 1,905 psi. At 100° F., the

Table 15-8

Curing time hr	Common cement containing bentonite		Compressive strength psi
	Temperature ° F.	Bentonite %	
12	100	0	1,035
12	100	4	375
12	100	8	155
12	100	12	75
12	120	0	1,905
12	120	4	780
12	120	8	310
12	120	12	225
24	100	0	2,610
24	100	4	1,015
24	100	8	510
24	100	12	405
24	120	0	3,595
24	120	4	1,380
24	120	8	610
24	120	12	510

same cement developed a compressive strength of 2,610 psi in 24 hr. This shows that if 24 hr was adequate waiting-on-cement time at 100° F., 12 hr should be adequate for the same cement at 120° F.

Pozzolans. Pozzolans are divided into two groups consisting of either natural or artificial siliceous materials, which in the presence of lime and water will develop cementitious qualities. Artificial pozzolans are produced by heat-treating natural materials such as clays, shales, and certain siliceous rocks or are certain combustion by-products of natural materials. The specific gravities of pozzolans range from 2.3 to 2.8.

The application of pozzolans in cements dates back to the time of the ancient Greeks and Romans.⁷ Pozzolans are siliceous materials which in themselves possess no cementitious value, but in finely divided form will, in the presence of water, react with lime at ordinary temperatures to form compounds that have cementitious properties. The addition of pozzolans to portland cement permits reaction with free lime liberated by the cement and thus provides additional cementitious compounds.

Some of the advantages of pozzolans in oil-well cements are: reduction in slurry density, resistance to sulfate attack, better perforating qualities, reduction of cementing cost, lower permeability, improved pumpability of the slurry, lower heat of hydration during setting, and an increase in expansion of the cement after setting for better bonding.

The normal field mixture consists of a 50-50 blend by absolute volume of pozzolan with common cement and 2% bentonite. Table 9 shows the slurry properties of various mixtures of pozzolan cement.

Table 15-9

Percent pozzolan cement	Slurry properties of pozzolan cement			
	Mixture common cement	Water gal/sk of mix	Slurry weight lb/gal	Slurry volume cu ft/sk
0	100	5.20	15.60	1.18
25	75	5.98	14.55	1.29
*50	50	5.75	14.15	1.26
60	40	5.71	10.00	1.25
75	25	5.97	13.55	1.29

*Compressive strength and thickening time information using a 50-50 blend of pozzolan cement with 2% gel is given in Table 15-10.

Table 15-10
Compressive strength of pozzolan cement

Curing time hr	Curing Temperature—° F.						
	60	80	100	120	140	160	180
6	*	*	110	235	380	660	830
12	25	120	295	490	685	1,250	1,520
18	60	195	445	660	880	1,565	2,000
24	100	350	600	815	1,125	2,300	2,880
72	375	880	1,210	1,460	2,145	3,000	3,105

*Not set.

Depth ft	Thickening Time		Thickening times hr:min
	Temperature—° F.		
	static	circulation	
2,000	110	91	4:17
4,000	140	103	3:10
6,000	170	113	2:21
8,000	200	125	1:56 (4:42)
10,000	230	144	1:26 (3:36)
12,000	260	172	1:09 (3:10)
14,000	290	206	1:00 (2:58)

Note: Values in parentheses show pumping time with 0.5% lignin retarder added to cement.

Table 15-11 shows the gallons of water per sack of pozzolan cement mixed with various percentages of bentonite and Table 15-12 shows compressive-strength data for the 50-50 mixtures given in Table 15-11.

Table 15-11
Slurry properties of pozzolan cement with bentonite

Pozzolan cement	Percent mixture—		Water gal/sk of mix	Slurry weight lb/gal	Slurry volume cu ft/sk
	common cement	Bentonite %			
0	100	0	5.20	15.6	1.17
50	50	2	5.75	14.15	1.26
50	50	4	6.95	13.60	1.43
50	50	6	7.66	13.30	1.53
50	50	8	8.37	13.10	1.64

Table 15-12
Compressive strength of 50-50 pozzolan cement
Curing time—24 hr

Bentonite %	Curing temperature—° F.		
	80	100	140
2	350	600	1,125
4	225	390	600
6	150	300	350
8	100	220	425

In addition to regular slurries of cement containing pozzolan, a special mixture of pozzolan, hydrated lime, and set-controlling chemicals has been used for many years in cementing wells at high temperature. Lime is normally used in a ratio of 10 to 15% by weight of the pozzolan.

Pozzolan-lime compositions can be designed to give a thickening time of 3 to 4 hr, which is normally desired for deep wells, over a temperature range from 140° to 400° F. by the use of selected retarders. This characteristic eliminates much of the possibility of premature setting often found in regular cements under very high temperatures.

The strength properties of this cement are different from other basic cements. At temperatures above 230° F. many cements will lose some of their early strength with curing,⁹ but this retrogression does not occur with pozzolan-lime. It will develop much greater strength with curing than some of the more common compositions.

Diatomaceous earth. Diatomaceous earth is a naturally occurring material having extremely high surface area which requires large volumes of water for preparing a pumpable slurry. It is composed of silicious skeletons of diatoms deposited from either fresh or sea water and in many cases the deposits are

mixed with sand or clay. It possesses very little pozzolanic benefit due to the fact that a large volume of water decreases the cementitious performance of the set material. The specific gravity of this material is 2.09,⁹ about 20% less than bentonite, and it is generally used in concentrations of 10, 20, 30, or 40 wt % of the cement. Slurry properties are given in Table 15-13.

Table 15-13
Slurry properties of diatomaceous earth common cement

Additive %	Water		Slurry weight lb/gal	Slurry volume cu ft/sk
	gal/sk of mix	lb/gal		
0	5.2	15.60	1.18	
10	10.2	13.20	1.92	
20	13.5	12.40	2.42	
30	18.2	11.70	3.12	
40	25.6	11.00	4.19	

Gilsonite. Gilsonite is a lightweight, bridging material and is unlike any other known product although it resembles asphalt in color.¹⁰ It is an inert material at temperatures below 300° F., and neither accelerates nor retards the setting time of the various slurry compositions in which it is used. It is impervious to corrosion by brine waters, and resists the attacks of acids or alkalis.

Gilsonite selected for use with cementing slurries must have proper particle-size distribution to provide maximum control of lost circulation, yet be of such a size as to minimize downhole trouble due to bridging of the ports in cementing tools. Experience indicates that 5 to 25 lb of gilsonite is advantageous in any type of well where lost circulation is a problem.

A superior lightweight slurry is obtained because the density reduction is a function of the low specific gravity (1.07) of the gilsonite rather than the addition of a large volume of mixing water. As a result, for a given reduction in slurry density, the compressive strength of gilsonite cement will be higher than for other lightweight additives.

Slurry weight may be calculated in the same manner as was done in the section on common cements. In general, the water-cement ratio will be 5.2 gal of water/sack of Class A cement plus 2 additional gal for each 50 lb of gilsonite. For example, if 25 lb of gilsonite is used per sack of cement, the weight may be calculated as follows:

$$\begin{aligned} 94 \text{ lb of cement} &= 3.6 \text{ gal} \\ 25 \text{ lb of gilsonite} &= 2.8 \text{ gal} \\ 51.6 \text{ lb of water} &= 6.2 \text{ gal} \end{aligned}$$

$$170.6 \text{ lb} \qquad 12.6 \text{ gal}$$

$$\text{Slurry weight in lb/gal} = 170.6/12.6 = 13.6 \text{ lb/gal}$$

$$\text{Slurry volume, ft}^3/\text{sk} = 12.6/7.48 = 1.68 \text{ ft}^3/\text{sk}$$

Table 15-14 shows compressive strengths of various mixtures of gilsonite and cement in 24 hr at various temperatures.

Table 15-14
Compressive strength of gilsonite cements

Gilsonite lb/sk of cement	Bentonite %	Curing temperature—° F.		
		80	100	140
0	0	2,135	2,740	6,825
25	0	1,250	1,660	2,725
50	0	740	960	1,675
0	4	485	830	1,805
25	4	365	605	1,210
50	4	275	485	890

Gilsonite in cement is recommended for areas where lost circulation has been a problem either during drilling or while cementing, and for other areas where trouble has been experienced in obtaining the desired fill-up.

Expanded perlites. Perlite is a volcanic material which is mined, screened, and expanded by heat to form a cellular product of extremely low weight. It is manufactured for purposes of creating lightweight aggregate for cement. It is used in common portland cement or retarded cements, normally with a small percentage of bentonite (2 to 6%) to help prevent segregation of the perlite particle from the cement slurry. It reduces slurry weights, increases slurry volumes, and acts as a bridging material for porous or fractured formations encountered while cementing. Table 15-15 shows the slurry properties of common cement containing perlite.

Table 15-15

Percent Halt- burton gel	Slurry properties of perlite common cement					
	Water gal/sk of mix	Atmosphere		3,000 psi		
	Slurry wt lb/gal	Slurry vol cu ft/sk	Slurry wt lb/gal	Slurry vol cu ft/sk		
	1 sack common cement—1 cu ft perlite					
0	11.5	12.3	2.53	13.4	2.32	
2	12.5	12.1	2.68	13.2	2.46	
4	13.7	12.0	2.85	12.9	2.64	
	1 sack common cement—½ cu ft perlite					
0	8.5	13.3	1.87	14.1	1.77	
2	9.5	13.0	2.02	13.7	1.91	
4	10.7	12.7	2.19	13.4	2.09	
	1 sack common cement—¼ cu ft perlite					
0	7.0	14.1	1.55	14.6	1.49	
2	8.0	13.7	1.69	14.1	1.64	
4	9.2	13.3	1.86	13.7	1.81	

In field practice it is always advantageous to mix perlite cement with what might appear to be an excessive amount of water, because under pressure these materials act as tiny sponges and absorb water from the slurry. This volume change under pressure results in a set cement which has a higher density and lower volume than observed in the slurry at atmospheric conditions.

Retarders. The increased number of deep wells being drilled and the encountering, during drilling, of abnormally high-temperature gradients has led to the development of cement retarders to help extend the pumpability of manufactured cements currently available. Operators often request longer thickening times in their cementing compositions for high-temperature conditions, and these demands often cannot be met with commercial retarded cements (API Classes D and E).

The primary factor that governs the use of additional retarder is the temperatures of the well. As the temperature increases, the chemical reaction between the cement and water is accelerated, which in turn reduces the thickening time or pumpability. The use of additives with high water ratios also necessitates the use of additional retarder to obtain the desired thickening time. This can be due to one or both of the following factors: (1) high-surface-area materials, which generally have high water requirements, will absorb part of the retarder leaving less to effect the retardation of the

cement; and (2) additional water will further dilute the concentration of retarder and thereby reduce its retarding potential.

Materials used to retard or slow the setting time of cement include calcium lignosulfonate, CMHFC (sodiumcarboxymethylhydroxyethylcellulose), other derivatives of lignin compounds, and blends of lignin materials with organic acids.

Calcium lignosulfonate. In addition to being used in cements as a retarder, this chemical is also used as a thinner and oil-in-water emulsifier for drilling. Table 15-16 shows the effect of calcium lignosulfonate on pumping time with common cement, pozzolan cement, and retarded cement.

Table 15-16
Pressure-temperature thickening time data,
common cement and pozzolan cement

Well depth ft	Temperature—°F.		Retarder %	Approx. thickening time: hr
	static	circulation		
	Casing-cementing (primary)			
0 to 6,000	80-170	80-113	0.0	2-4
6,000 to 10,000	170-230	113-144	0.0-0.5	2-4
10,000 to 14,000	230-290	144-206	0.5-0.7	3-4
14,000 to 18,000	290-350	206-300	0.7-1.5	*
	Squeeze cementing			
0 to 4,000	80-140	80-116	0.0	2-4
4,000 to 8,000	140-200	116-159	0.0-0.5	2-4
8,000 to 12,000	200-260	159-213	0.5-0.7	3-4
Below 12,000	260 plus	213 plus	0.7-1.5	*
	Retarded cement			
	Casing-cementing			
6,000 to 12,000	170-260	113-172	0.0	3-4
12,000 to 14,000	260-290	172-206	0.0-0.3	*3-4
14,000 to 16,000	290-320	206-248	0.3-0.5	*3-4
16,000 to 18,000	320-350	248-300	0.5-1.0	*3-4

*Require special laboratory tests. Other retarders may be recommended for these conditions.

Table 15-17 shows thickening times and compressive strengths for common cement containing 12% bentonite and varying percentages of calcium lignosulfonate. To be on the safe side where setting time may be critical, the cementing composition to be used in the oil well should be pilot tested in the laboratory, particularly when temperatures exceed 260° F.

Table 15-17
Pressure-temperature thickening times
hours: minutes
Common cement containing 12% gel
% calcium lignosulfonate

Depth ft	% calcium lignosulfonate					
	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
6,000		3:00+	3:00+	3:00+	3:00+	3:00+
8,000	1:42	2:27	2:30	3:00	3:00+	3:00+
10,000		1:46	2:19	2:26	3:00+	3:00+
12,000			1:32	2:19	3:05	3:00+
14,000			1:34	2:14	2:50	3:00+
16,000					2:11	2:04

Compressive strength—(psi)
Curing time—24 hr
Temperature—°F.

Retarder %	140	160	180	*220	*260
0.4	485	645	750		
0.6	445	555	650	1,135	1,555
0.8	†	†	†	1,215	1,915

*Cured under 3,000-psi pressure
†Samples not set

Modified lignin. This type of retarder is a mixture of calcium lignosulfonate and an organic acid. It has

shown exceptionally good performance characteristics with pozzolan-lime compositions and all brands of API Class D or E cement and is generally compatible with the retarders present in manufactured retarded cements. Relatively small concentrations are needed to provide the desired thickening time under high temperature conditions. Also, it has dispersant properties which reduce slurry viscosity and large concentrations, when needed, do not require additional water to produce a pumpable slurry as is the case with CMHEC. This makes it possible to produce designated slurry densities with lesser amounts of weighting material.

The modified lignin is recommended for use in the cementing compositions described above at depths of 12,000 ft or more and where temperatures are in the range of 260° F. and greater. Table 15-18 gives the approximate amount of chemical necessary to retard API Class D or E cement for a 3 to 4-hr thickening time.

Table 15-18
Pressure-temperature thickening-time data
API Class D or E cements

Well depth ft	Temperature—°F.		Retarder %	Approx. thickening time: hr
	static	circulating		
Casing-cementing				
12,000 to 14,000	260-290	172-206	0.2	3-4
14,000 to 16,000	290-320	206-248	0.3-0.5	3-4*
16,000 to 18,000	320-350	248-300	0.7-1.0	3-4*
Below 18,000	350 plus	300 plus	1.0 plus	3-4*
Squeeze cementing				
12,000 to 14,000	260-290	213-242	0.6-0.8	3-4*
14,000 to 16,000	290-320	242-271	0.8-1.0	3-4*
Below 16,000	320 plus	271 plus	1.0 plus	3-4*

*Special laboratory testing is often recommended at these conditions.

CMHEC. This is a retarder for high-temperature use only. It is seldom used on a routine basis, as is calcium lignosulfonate. This material has been used in extremely deep wells in conjunction with retarded cements. CMHEC is rarely used with retarded cements containing calcium lignosulfonate. It may be used with all API classes of cement, pozzolan cement, and pozzolan-lime for both retardation and fluid-loss control. Laboratory tests should be made on particular compositions for use in high-temperature wells, especially if API Class E (retarder) cements are used. Diacel D cement systems in some instances may require higher concentrations of CMHEC due to dilution caused by the high water requirements. Table 15-19 shows the effect on thickening time using various percentages of CMHEC with retarded cement.

Table 15-19
Illustrative effect of CMHEC on thickening time
Cement—retarded cement
Well depth—15,000 ft
Type job—liner
Circulating temperature—°F.

Retarder %	Thickening time hr:min
0.5	2:43
0.7	2:48
1.0	2:55
1.25	3:43
1.50	4:00+

Saturated salt cement. There are many areas where salt saturated cement has an application for oil-well cementing. In fact, any well containing salt formations can be more effectively cemented with salt slurries. Freshwater slurries will not bond properly to salt formations as the water from the slurry will dissolve or leach away the salt at the interface, producing no bond at all. A good tight bond is possible if saturated salt slurries are used.

Studies of logs through salt formations show large washed-out sections as a result of the circulation of freshwater muds. Saltwater muds used in drilling similar zones produce nearly gauge-size holes. The same effects are noted when freshwater and saltwater cements are used for cementing.

Another more recent application of saturated salt slurries is helping protect shale sections. Most subsurface shale formations are sensitive, in some degree, to the relatively fresh water with which cement is normally mixed. This problem in its most noticeable form shows up when sloughing or heaving occurs while pumping the slurry past particularly sensitive formation, resulting in some of the following possible conditions:

1. Excessive washouts and channeling behind the pipe;
2. Lost circulation into the weakened shale structure;
3. Annular bridging which may prevent slurry circulation.

Even shales which are apparently competent in the presence of fresh water may be weakened by continued exposure to freshwater slurry which contacts the formation before the cement sets. Deterioration of these shales may not become apparent until well-simulation techniques such as acidizing or fracturing are attempted, when the weakened formation will actually flow from one perforated interval to another because of the increased differential pressure between zones. The communication channel will then exist not in the cement column but in the formation behind the good sheath of cement around the pipe. Saturated salt slurries have been proven effective in the field for minimizing both types of shale problems, and this type of slurry would certainly be recommended to help improve primary cementing results in any area where shale formations exist.

A saturated salt solution (sodium chloride) when used as the mixing water for cement slurries will cause a retardation of the set and a lengthening of the thickening time. Only moderate retardation is achieved with saturated salt water. Under normal conditions, it will provide sufficient retardation for placement of API Class A cement to depths of 10,000 ft (230° F.) and pozzolan cement to depths of 12,000 ft (260° F.). Thickening times under these conditions will be approximately 3 hours for a casing-cementing schedule and 1½ hr for a squeeze-cementing schedule. Further retardation may be obtained by the addition of calcium-lignosulfonate.

Some benefits realized when using salt-saturated cementing slurries are, (1) improves bonding of cement to salt formations, (2) helps protect shale formations

which may be deteriorated by freshwater slurries during either primary or squeeze operations, (3) increases slurry weights and volumes, (4) reduces early strength, (5) acts as dispersant in slurry, and (6) promotes slight expansion upon setting.

In preparing saturated salt cement slurries, it is recommended that the salt be blended with the cement in a quantity to provide 3.1 lb/gal of water prior to mixing with the water. This will help eliminate much of the foaming problem that occurs when salt water and cement are mixed. Table 15-20 shows thickening time and compressive-strength data for salt-saturated cement slurries versus neat cement.

Table 15-20
Pressure-temperature thickening-time data

Depth ft	hr: min			
	Common cement		Pozzolan cement	
	0 salt	sat salt	0 salt	sat salt
8,000	1:59	3:25	1:56	4:00+
10,000	...	2:22	...	3:30+
12,000	...	1:25	...	2:42

Temperature °F.	Compressive strength			
	Curing time—24 hr			
	Common cement		Pozzolan cement	
	0 salt	sat salt	0 salt	sat salt
100	2,110	1,485	600	355
140	4,025	1,780	1,125	755
180	5,100	1,615	...	1,790

Accelerators

Large numbers of shallow wells are drilled annually in the United States and other countries which have a lower temperature than that required to rapidly promote the setting of cement, and require unduly long waiting times for cement to set in cold weather. An accelerator added to the cement or mixing water can very effectively shorten the waiting time on cement, thereby producing a saving in time and money.

The most common cement accelerator or material that speeds up the setting of cement is calcium chloride. Other materials available are blend of chloride salts, gypsum cement, sodium silicate in combinations with CMHEC, sodium chloride at low concentrations, and densified cement.

It has been shown by Farris¹¹ that a compressive strength of 100 psi or 8 psi tensile strength will support casing and prevent communication of formation fluids. More recent work by Bearden and Lane¹² suggests that, under ideal conditions, a 4 psi tensile strength is sufficient. Industry generally accepts a compressive strength of 500 psi as being adequate for resuming drilling operations, which is a considerable safety factor based on the other investigations.

Calcium chloride. Generally, with most cements, addition of 2% calcium chloride will approximately double the compressive strength in 24 hours at temperatures less than 120° F. Addition of more than 2% will seldom produce significantly higher compressive strength, and as much as 4% will often cause the slurry to form a viscous gel. The effects of calcium chloride on thickening time and compressive strength of common cement are given in Table 15-21.

Table 15-21
Pressure-temperature thickening-time data
Common cement
hr: min
API casing tests

Calcium chloride %	0% Bentonite		2% Bentonite		4% Bentonite	
	2,000 ft	4,000 ft	2,000 ft	4,000 ft	2,000 ft	4,000 ft
0	3:36	2:25	3:20	2:25	3:45	2:34
2	1:30	1:04	2:00	1:30	2:41	2:03
4	0:47	0:41	0:56	1:10	1:52	2:00

Calcium chloride %	Compressive strength					
	Curing temperature °F. and curing pressure					
	40	60	80	95	110	140
	0 psi	0 psi	0 psi	800 psi	1,600 psi	3,000 psi
0	N.S.	20	115	260	585	2,060
2	N.S.	190	685	945	1,220	2,680
4	N.S.	355	950	1,195	1,600	3,070

Calcium chloride %	Compressive strength					
	Curing temperature °F. and curing pressure					
	40	60	80	95	110	140
	0 psi	0 psi	0 psi	800 psi	1,600 psi	3,000 psi
0	N.S.	45	265	445	730	2,890
2	10	300	1,230	1,250	1,750	3,360
4	N.S.	450	1,490	1,650	2,350	2,950

Calcium chloride %	Compressive strength					
	Curing temperature °F. and curing pressure					
	40	60	80	95	110	140
	0 psi	0 psi	0 psi	800 psi	1,600 psi	3,000 psi
0	N.S.	80	560	800	1,120	2,170
2	64	555	1,675	1,310	1,680	2,545
4	15	705	2,010	2,500	3,725	4,060

Calcium chloride %	Compressive strength					
	Curing temperature °F. and curing pressure					
	40	60	80	95	110	140
	0 psi	0 psi	0 psi	800 psi	1,600 psi	3,000 psi
0	N.S.	5	375	1,405	1,725	2,525
2	170	970	2,520	3,000	4,140	5,890
4	140	1,105	2,800	3,640	4,690	4,850

Calcium chloride %	Compressive strength					
	Curing temperature °F. and curing pressure					
	40	60	80	95	110	140
	0 psi	0 psi	0 psi	800 psi	1,600 psi	3,000 psi
0	N.S.	30	615	1,905	2,085	2,925
2	415	1,450	3,125	3,750	5,015	6,110
4	400	1,695	3,080	4,375	4,600	5,410

N.S.—Not set.

Sodium chloride. Sodium chloride, when used in quantities of 2 to 8 wt % cement, will also cause an acceleration of most cementing compositions. Sodium chloride, however, is not as effective as calcium chloride or blends of chloride salts and should be used only when other accelerators are not available. Salt water in concentrations of 30,000 to 60,000 ppm (4 to 6%) has the same accelerating effect. Water from the Gulf of Mexico or Pacific Ocean normally has a concentration of from 1.5 to 3% sodium chloride. Salt-saturated slurry is an effective cement retarder and weighting agent, and improves bonding to salt formations. The effect of salt on common cement is given in Table 15-22.

Table 15-22
Pressure-temperature thickening-time data
Common cement
API casing—cementing

Sodium chloride %	Simulated well depths—ft			
	1,000	2,000	4,000	6,000
0.0	4:40	4:12	2:30	2:25
2.0	3:05	2:27	1:52	1:13
4.0	3:05	2:35	1:35	1:20

Curing time hr	Sodium chloride %	Compressive strength—psi			
		API curing pressure			
		Atmospheric pressure		95° F.	110° F.
		60° F.	80° F.	800 psi	1,600 psi
12	0	80	560	800	1,120
24	0	615	1,905	2,080	2,925
12	2	290	960	1,590	2,600
24	2	1,230	2,260	3,200	3,420
12	4	280	1,145	1,530	2,575
24	4	1,390	2,330	3,150	3,400

Blend of chloride salts. This cement accelerator has been developed and field-tested with very successful results in hundreds of jobs throughout the country. It provides shorter WOC times and 3% is usually recommended for acceleration of the cement.

Although slight variations in strength may be experienced among different brands or batches of cement, an average compressive strength of approximately 500 psi may be obtained in about 4 to 6 hours at temperatures between 80° and 100° F. using common cement. This material promotes more rapid setting and higher early strengths because of its high heat of reaction. Compressive strength using blend of chloride salts is given in Table 15-23.

Table 15-23

Curing time hr	Common cement			Blend of chloride salts		
	Compressive strength			Compressive strength		
	Temperature			Temperature		
	80° F.			100° F.		
	percent accelerator			percent accelerator		
	0	2	3	0	2	3
4	30	215	255	105	645	705
8	265	870	880	860	1,850	1,780
24	1,775	3,335	3,025	3,030	4,825	4,295

Densified cement. Another mechanism for cement acceleration which has become practical with the development of friction-reducing additives is the process of mixing slurries with substantially reduced water ratios. This type of slurry has an increased density, dependent upon the actual water ratio used, yet in some applications this property may not be desirable. However, for setting surface pipe at winter temperatures and most particularly for setting plugs where relatively short pumping times and very fast strength development are often wanted, the densified slurries have been found useful.

The most commonly used slurries are mixed at a slurry weight from 17.0 to 17.5 lb/gal, because higher density slurries result in a further reduction of water and it is necessary to retard the setting time of the cement. Table 15-24 illustrates the slurry properties of densified cement with compressive strength data being in Table 15-25.

Table 15-24

Water gal/sk	Slurry properties of densified cement		
	Friction reducing additive (%)	Slurry weight lb/gal	Slurry volume cu ft/sk
5.20	0.00	15.6	1.18
4.75	0.75	16.0	1.12
4.24	1.00	16.5	1.05
3.78	1.00	17.0	0.99
3.38	1.0	17.5	0.93
3.02	1.0*	18.0	0.89

*Also contains 0.1% organic retarder.

Table 15-25

Slurry weight lb/gal	Compressive strength Common cement			
	Curing time—hr			
	4	8	12	18
	Temperature—40° F.			
15.6	N.S.	N.S.	25	160
16.5	N.S.	N.S.	40	230
17.5	N.S.	N.S.	55	480



Fig. 15-1

Temperature—60° F.				
15.6	N.S. (45)	N.S. (285)	30 (545)	135 (755)
16.5	N.S. (55)	N.S. (500)	80 (920)	260 (1,410)
17.5	N.S. (80)	N.S. (855)	160 (1,715)	1,055 (3,705)
N.S. = Not set.				

Temperature—80° F.				
15.6	5 (410)	110 (1,155)	760 (1,580)	1,480 (2,180)
16.5	15 (575)	295 (1,805)	1,290 (2,300)	2,375 (2,940)
17.5	25 (640)	470 (2,275)	3,065 (3,205)	4,390 (3,705)

Note: Values in parentheses include the addition of 3% calcium chloride.

Low-fluid-loss additives

The application of low-water-loss additives in oil-well cements to reduce filtration rates is similar to that in drilling muds or fracturing fluids. These materials reduce the possibilities of water and/or emulsion blocks, and blocks caused by bentonite clay swelling due to filtrate from cement. They also help protect water-sensitive shales and reduce the likelihood of premature dehydration of the cement slurry to the formation during cementing. This fluid-loss control tends to keep the slurry viscosity low and reduces the possibility of higher circulating pressures. Fig. 15-1 shows the dehydration of common cement with and without the addition of a fluid-loss additive. The ability of the low-fluid-loss additive to reduce the filter-cake buildup (in hand) compared to the dehydrated sample on the left after both were subjected to the same API fluid-loss test.

Low-water-loss additives were primarily designed for squeeze cementing; however, they are also being employed successfully in primary cementing.

In squeeze cementing the amount of fluid-loss control needed has varied from 55-65 cc/30 min (325-mesh screen—1,000 psi) with a thickening time of 6 hours or more initially, to 100-150 cc/30 min and a thickening time of 3-4 hr currently. Normally the shorter thickening time and higher fluid-loss control is adequate in obtaining a successful squeeze. The amount of fluid-loss control necessary in a cement

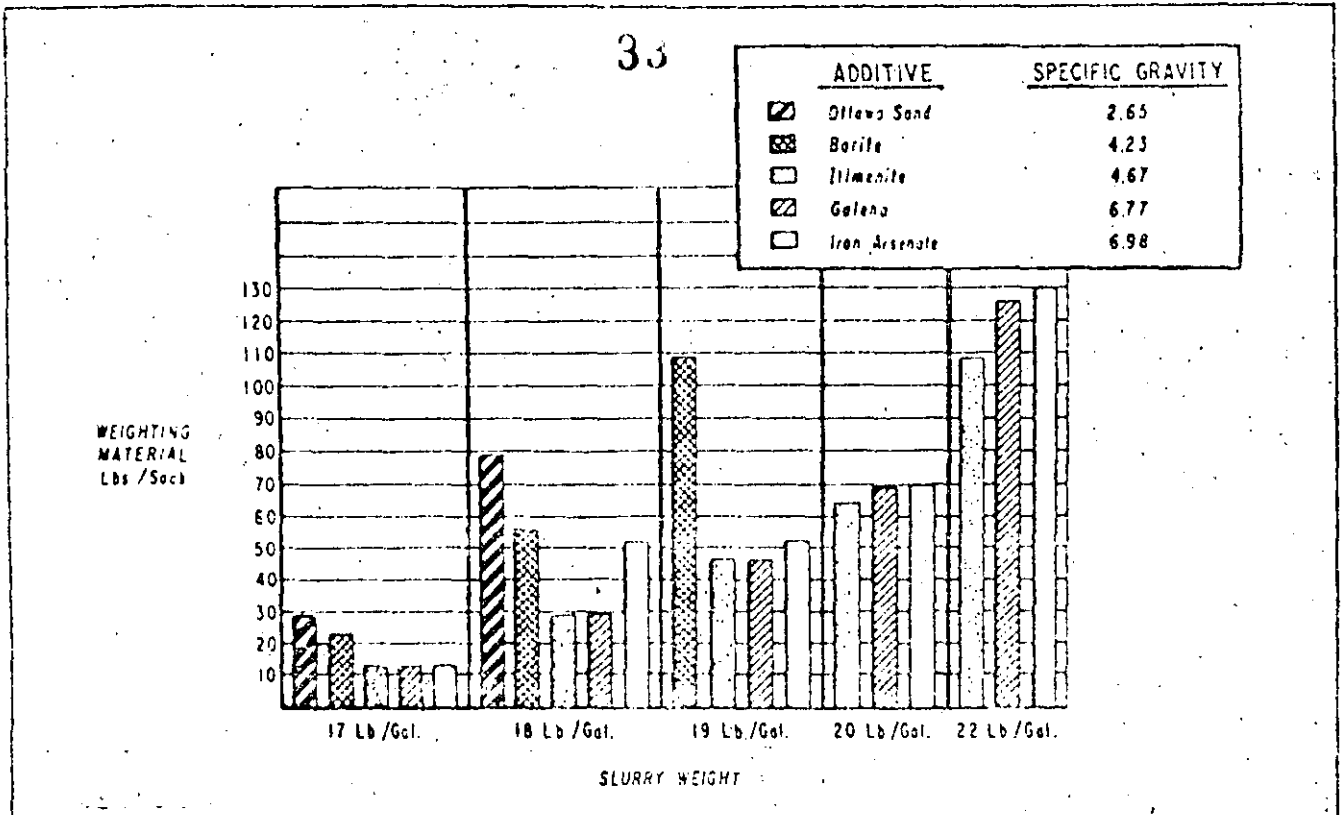


Fig. 15-2

slurry is dependent upon the formation permeability. If it is exceedingly low, it is advisable to have a higher fluid-loss control (250 cc/30 min) within the desired thickening-time limit to obtain a satisfactory squeeze.

In primary cementing fluid loss control of from 150 to 250 cc/30 min (325-mesh screen—1,000 psi) is normally recommended to help prevent dehydration in the annulus to reduce the possibility of bridging. It also lessens the possibility of cement filtrate causing swelling of bentonite in clays which could result in formation blocks.

The reduction of fluid loss from the cement slurry may be accomplished in three ways: (1) certain materials when used in an aqueous, alkaline medium tend to form micelles which tend to restrict the flow of the free fluid in the slurry, (2) certain materials are film formers and they coat the walls of the well bore thus restricting the flow of fluids from the slurry to the formation, and (3) particle-size distribution of certain additives acts as bridging agents that block the pore spaces between the cement particles thus restricting the flow of fluids from the slurry to the formation. Some of the additives commonly used include bentonite, latex, CMHEC, and organic polymers.

Bentonite. Bentonite possesses moderate fluid-loss-control characteristics, when used in sufficient quantities, generally 8 to 25%. It achieves its fluid loss by deposition of a clay filter cake.

Latex. Latex achieves fluid-loss control in a cement slurry by its film-forming properties. It coats the walls of the well bore thus restricting the flow of fluids from the slurry to the formation. Filtration properties of

latex cement on various filter mediums are given in Table 15-26. Other advantages of latex cement are good perforating qualities, resistance to drilling fluids, corrosive well fluids and acids, and it also has greater resiliency.

Table 15-26
Filtration properties of latex cement
Common cement

Filter medium	Pressure—psi	Additive	
		Fluid loss—cc/30 min. No additive	0.9 gal latex
Filter paper	100	471	24
325-mesh screen	100	575	268
325-mesh screen	1,000	1,000+	657
Formation core (391 md)	1,000	592	32
Formation core (122 md)	1,000	298	16

Note: Filtration rates in excess of 100 cc are calculated from formula in API RP 10B and are not to be construed as true fluid-loss values.

CMHEC. The CMHEC material, in addition to being a retarder will reduce water-loss; however, at temperatures less than 170° F. it is normally recommended that sodium silicate accelerator be used to counteract the retarding effect of this material. For higher temperatures in portland and retarded cements, the retarding ability of CMHEC is desirable.

Organic polymers. These materials represent some of the newer low-fluid-loss additives. They consist primarily of high-molecular-weight polymers which achieve fluid-loss control due to their ability to function as a bridging material between the cement particles. The fluid-loss-control characteristics of this additive in common cement are given in Table 15-27.

Table 15-27
Filtration properties of organic polymers
Common cement
Fluid loss: cc/30 min—325-mesh screen

% Additives	Pressure—psi		
	100	500	1,000
0.6	96	178	250
0.8	24	70	100
1.0	14	32	60
1.2	10	24	43

They produce a hard filter cake from a cement slurry at the formation wall and can be accelerated or retarded for various well conditions. These materials are very stable at high temperatures as compared to some of the other low-fluid-loss additives.

These materials are compatible with other additives such as accelerators, retarders, and lightweight and heavyweight additives with Table 15-28 showing filtration properties of this additive in combination with some other additives.

Table 15-28
Filtration properties of organic polymers
Common cement
Fluid loss: cc/30 min—325-mesh screen—1,000 psi pressure

Additives %	HR-4 0.5%	Salt		Calcium chloride 2%	Blend of chloride salts 3%
		10%	saturated		
0.8	262	138	212	198	156
1.0	164	60	178	94	118
1.2	102	42	108	72	88

Heavyweight additives

These additives are normally added to cement when abnormally high pressures are to be encountered during cementing. There are many materials available to increase slurry density; however, some of the additives affect other properties of the cement. The specific gravities of the most common heavyweight additives range from 2.65 to 6.98. The most common materials are ilmenite, barite, and sand. However, the use of friction-reducing additives is the latest addition to increasing slurry density. Fig. 15-2 illustrates a few of the heavyweight additives and the quantities required for a given slurry weight.

Ilmenite. It is considered a superior material because it is inert and does not affect the thickening time when added to the cement. It has a uniform particle-size distribution and does not require any additional mixing water. Also the specific gravity is higher than barite or sand. Slurry weights to 22 lb/gal can be easily obtained with ilmenite.

Barite. Barite or barium sulfate has been used for many years as a weighting material for drilling muds and has also been used in cements. When using barite it is possible to produce slurry weights up to 18.0 lb/gal. Barite, because of its fineness, requires an increase in water to wet the particles. This results in a dilution of the retarder in some Class D or E cements and causes a shortening of the thickening time. Also this additional amount of water causes a reduction in slurry weight as well as the compressive strength of the cement. Barite has a specific gravity of 4.23 and the amount needed for a specific increase in weight is shown in Fig. 15-2.

SLURRY-FLO PLAN: A Typical Report and Its Meaning

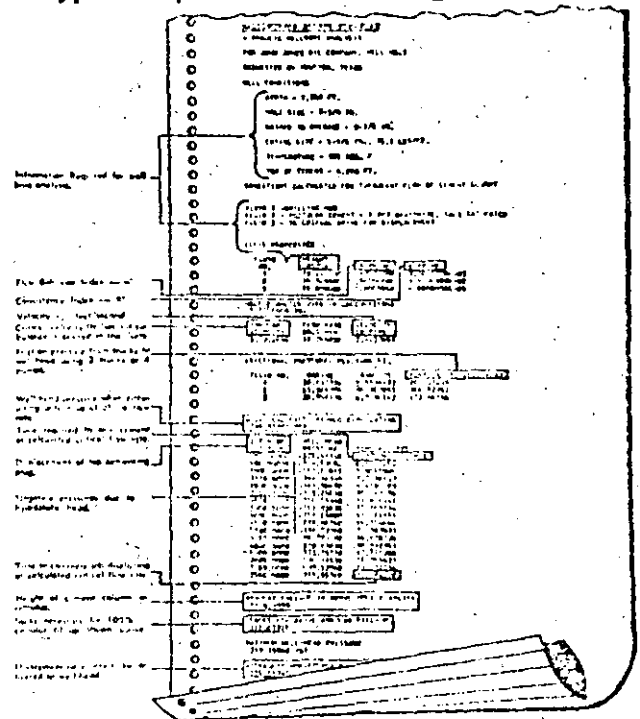


Fig. 15-3

Sand. Sand may be used to increase the slurry density of cement and for setting plugs and whipstocks. The grade of the sand is generally 40-60 mesh although other grades of sand have been used. Slurry weights to 18.0 lb/gal may be obtained using sand; however, the amount of material required is largely due to its low specific gravity. The specific gravity of sand is 2.6.

Densified cement. Friction-reducing additives have found application as slurry densifiers because they are excellent dispersants or viscosity reducers, which permits the water requirements to be lowered resulting in an increase in slurry weight.

Densified cement has also been used in setting plugs because the reduction in water results in a more rapid compressive strength development in a short period of time, but the thickening time can be controlled to permit slurry placement under normal bottom-hole conditions.

The slurry most commonly used in these applications has been common cement with 0.75 to 1.0% friction-reducing additive mixed at 17.0 to 17.5 lb/gal. For setting a whipstock plug the addition of sand or ilmenite mixed at 17.8 to 18.3 lb/gal may be desirable. When longer pumping times are necessary because of depth or temperature a retarder can be used for retardation of the slurry.

Slurry properties for densified cement is given in Table 15-24 under Cement Accelerators.

Salt. In addition to the conventional weighting materials previously mentioned, the addition of salt to a cementing composition is being used to produce slightly

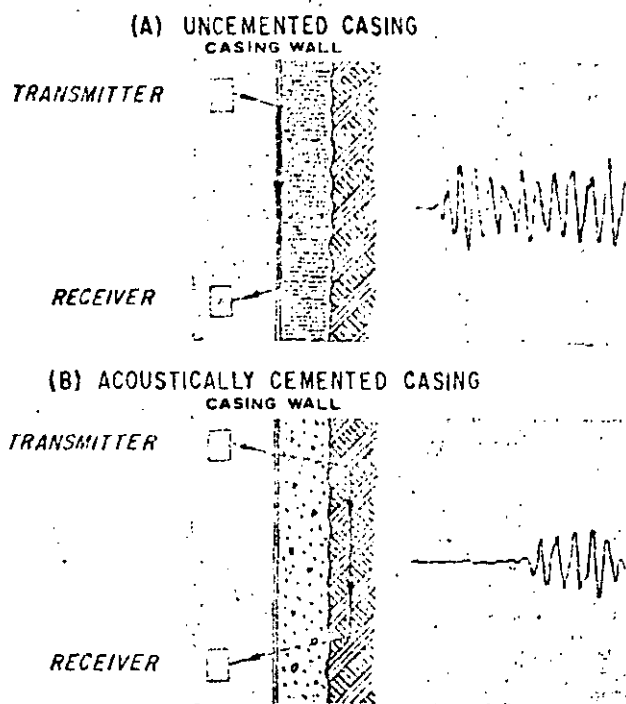


Fig. 15-4

higher than normal slurry weight. Salt-saturated cement slurry can be utilized to gain about 0.5 to 1.0 lb/gal increase in slurry density.

It is also being used to decrease the amount of the usual weight material required to attain a particular slurry weight, where its other properties of retardation, shale-formation bonding, and friction reduction can be successfully applied.

For additional information in the use and properties of salt in a cement slurry refer to accelerators and retarders previously mentioned.

Lost-circulation additives

During drilling the problem of lost returns or circulation is fairly common. In most instances additives are used with the drilling mud; however, under certain circumstances it is necessary to use cement containing lost-circulation materials to restore circulation. A large number of materials are available to help restore circulation or prevent lost-circulation difficulties. These materials are generally classified as fibrous, granular, lamellated, and semisolids.

Fibrous materials. Fibrous additives include shredded wood, bark, sawdust, etc. However, some of these materials are not suitable for cement slurries because they contain tannins which either retard or in some instances prevent the cement slurry from setting.

Granular materials. The materials commonly used are gilsonite, nut shells, plastics and perlites. These materials are considered as bridging agents to help prevent loss of or restore circulation. Gilsonite is considered to be the best material. In addition to being inert, it also has a very low specific gravity and requires a very small amount of mixing water. Normally 5 to 25 lb of gilsonite

per sack of cement is all that is required to restore circulation.

Lamellated materials. These are materials such as mica, cellophane flakes, and related products. These materials help restore circulation by forming a mat at the face of the formation or an obstruction in a fracture, but possess little strength.

Semisolids. This class of materials differs from the preceding classes in application because it is not an additive for cement or drilling mud. These materials depend upon either a chemical or physical action to either thicken or set rapidly and form a plug or bridge which will resist or restrict the flow of fluid to a formation or fracture. The most common materials are gypsum cement, gypsum cement-Class A cement mixtures, Blox-All, bentonite-diesel oil slurries, and bengum squeeze.

Friction reducers

In the past few years the use of friction-reducing additives in cementing compositions has become quite common. This has permitted the planning of a cementing operation on the basis of the hydraulic properties of the cement slurry as illustrated in Fig. 15-3. When techniques involve complex annulus configurations, such as multiple strings of pipe, liners, or tubingless completions, special attention is required.

There are two distinct ways that friction reduction is realized when these materials are added to cement. First, these additives are primarily dispersing agents or thinners which reduce the apparent viscosity of the slurry. Reference is made to apparent viscosity of the cement slurries since they are non-Newtonian fluids which do not lend themselves to hydraulic analysis by the use of Newtonian absolute viscosity.

Since the lower-viscosity fluids will go into turbulence at lower pumping rates, a major reduction in friction is realized with reduced circulation rates which still permit cement slurries to be in turbulent flow.

The second method of friction reduction is not a function of pumping rate but does occur because of the reduced apparent viscosity. Comparing a thick slurry to one with a lower apparent viscosity, the latter will have a higher Reynolds number at any given velocity or displacement rate. As Reynolds number increases, the Fanning friction factor decreases and since the Fanning friction factor is directly proportional to frictional pressure, a reduction in friction occurs. This situation will be most pronounced when the pumping rate is such that the thicker slurry would be in laminar flow compared to the cement containing a friction reducer being in turbulent flow. In this case, a reduction in frictional pressure may be as high as 75 to 80%.

Additives currently in use with cementing slurries for encouraging turbulent flow at low displacement rates include organic dispersants, salt, different types and mixtures of calcium lignosulfonate, and the use of a high-molecular-weight cellulose material in gel cement. The most common materials are the organic dispersants and Table 15-29 shows a comparison using common cement with and without an organic dispersant to obtain turbulent flow.

Table 15-29
Effectiveness of friction-reducing additive to obtain turbulent flow
Cement—common
Friction-reducing additive—organic dispersant
Hole size—8 $\frac{1}{4}$ in.
Casing size—5 $\frac{1}{2}$ in.

Additive %	Vc ann ft/sec	Flow rate bpm	Frictional pressure—psi 1,000 ft	
			casing	annulus
0	9.798	26.45	260	136
0.5	6.827	18.43	126	66
0.75	3.241	8.75	28	14
1.00	2.029	5.48	11	5

Note: Vc ann = critical velocity in annulus.

Effect of temperature and pressure on cement

The performance of cement slurries is more a function of temperature than pressure. Actually pressure will have some effect, but an increase of 20° F. in temperature may mean the difference between an unsuccessful and a successful cementing job. The effect of temperature on thickening time and compressive strength has been demonstrated in the discussion of cement additives. Temperature is a critical factor in deep wells because of the requirement for longer displacement time. When cementing in deep, high-temperature wells, it is always recommended that materials be selected carefully and pilot tests be conducted under temperature and pressure conditions similar to those in the well.

In high-temperature environments cement retrogression may become a problem with all API classes of cements. For this reason it is recommended that silica flour be added to overcome strength retrogression. Some materials such as pozzolan-lime can be used under high-temperature conditions without retrogression taking place. Another effect due to high temperature is an increase in cement permeability as the cement retrogresses. For this reason, bentonite cements are not recommended for use in wells where bottom-hole temperatures exceed 250° F.

Acoustic logging

With the introduction of acoustic logging to the oil industry as a means of evaluating a primary cementing job, more emphasis has been placed on using good cementing practices. Most of the available bond logging instruments record only a portion of the acoustic signal transmitted. Therefore, only a small portion of the available information is received, and these measurements may be influenced by factors which are not related to bonding. For example, the speed of sound is faster in certain formations than in the steel casing.

The most recent technique of bond logging is the use of a variable density film recording of the entire acoustic signal.¹³ Therefore, it is not subjected to many of the interpretation limitations of the single curve "bond log."¹⁴ Interpretations of the variable-density film recording provides qualitative information of the condition of the cement sheath surrounding the pipe.

When logging using the variable-density film recording method, the first arriving pipe-borne portion of the acoustic signal will have high amplitude if the pipe is not cemented, as shown in Fig. 15-4(A). When the cement is acoustically bonded to both the pipe and formation the wave will travel through the formation with-

EFFECTS OF SQUEEZE CEMENTING

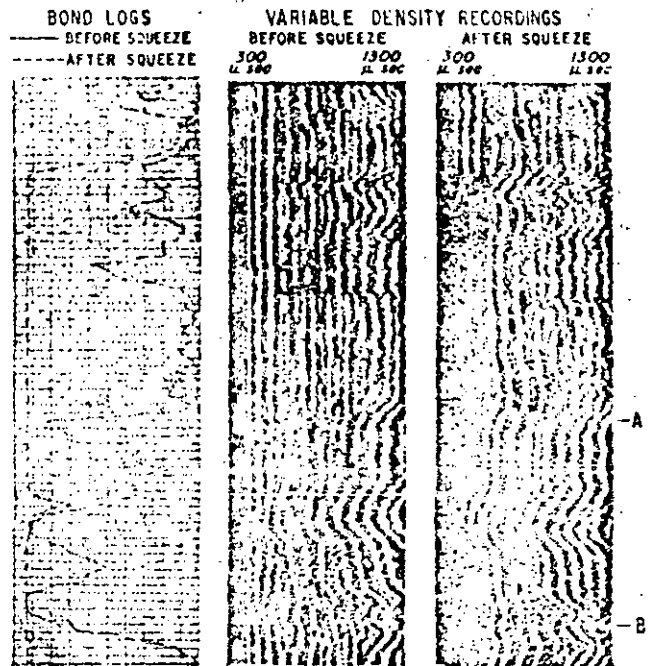


Fig. 15-5

ENERGY TRANSMISSION COMPARISON

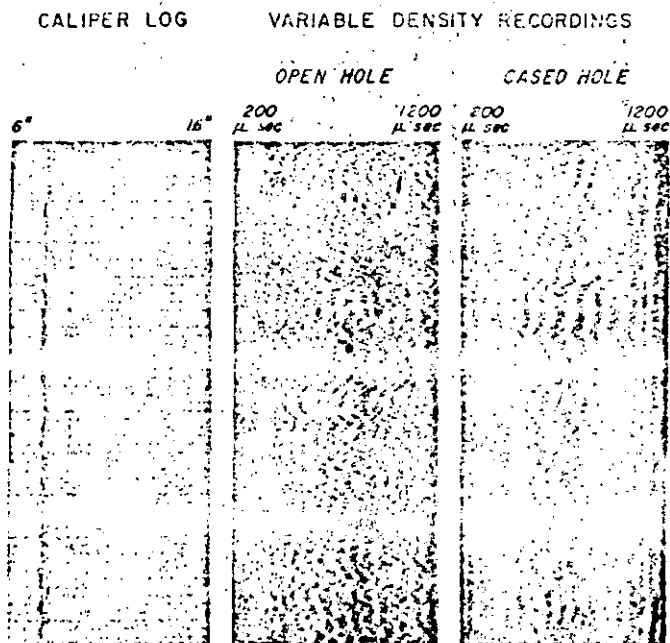


Fig. 15-6

out appearance of a pipe signal. This is illustrated in Fig. 15-4(B). Where channeling exists in the cement sheath both the casing and formation paths may be evident. This is illustrated in Fig. 15-5 titled "Before Squeezing and After Squeezing." As illustrated in this figure, the cement became acoustically bonded after squeezing. Points A and B are locations of perforations where cement was squeezed into the annulus.

Fig. 15-6 shows a section of a log made in the open hole and the same section made in the cemented casing in the same well. Acoustic energy transmission

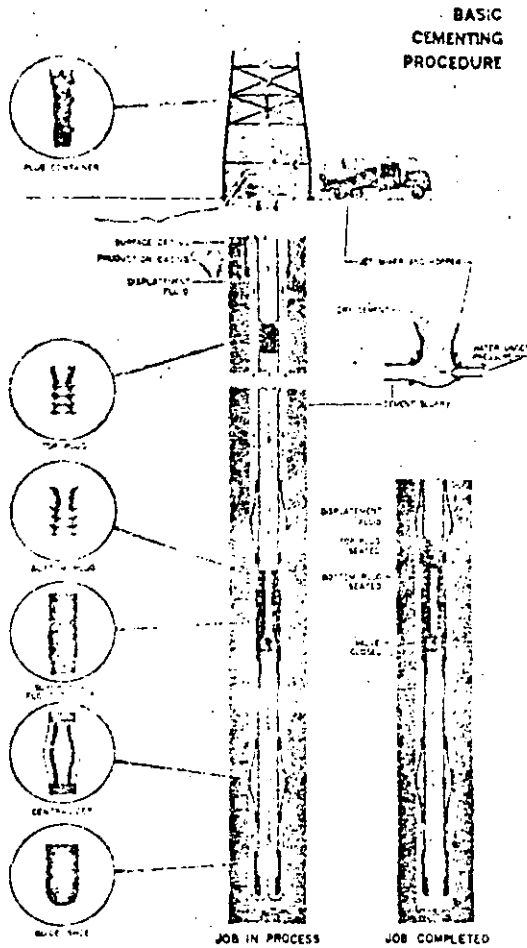
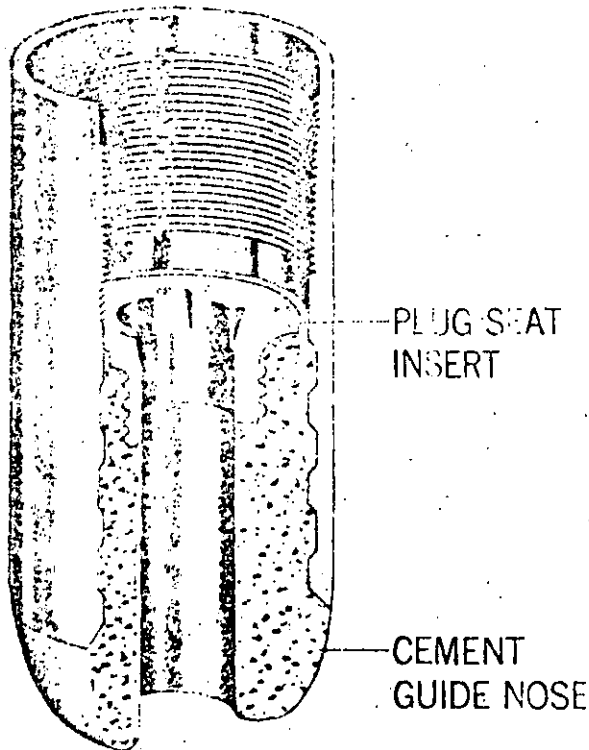


Fig. 15-7



CEMENT GUIDE SHOE

Fig. 15-8

BASIC CEMENTING PROCEDURE

through the formation is shown by the absence of pipe arrivals and the correlation of the formation arrivals on the open and cased hole logs. This correlation could not exist if the pipe, cement, and formation were not adequately coupled. This example shows that this log may be used in acoustically cemented wells for many correlation purposes.

Cementing operations and equipment

The cementing process consists of mixing water and cement in some predetermined proportions and displacing this slurry into the well. It may be circulated into place behind casing, squeezed into the formation under pressure, or placed as a plug in either cased or open hole. The first is called primary cementing and is performed to help isolate permeable formations by placing cement in the casing-hole annulus during the initial completion of a well. The second is called squeeze cementing and is associated with remedial work that may be necessary to isolate a zone by forcing cement into or adjacent to a formation under pressure. The last is nothing more than placing a cement plug by circulating cement to the desired location in the hole, pulling pipe out of the cement, and leaving it in place.

To perform the cementing operations there is certain surface and subsurface equipment that is more or less standard.

Surface equipment. Of prime importance is the surface mixing system. On most of today's cement jobs, a jet-type mixer is used as shown in Fig. 15-7. The jet mixer uses a venturi effect for mixing. Water is forced through a reduced section of line at a high rate. This produces turbulence and a partial-vacuum mixture. The slurry weight may be checked by weighing, using either a mud balance or a densometer (automatic weighing device). In addition there are two types of automatic weighing devices available. One is an electronic device and the other is a combination of mechanical and pneumatic equipment.

The most important part of the cementing equipment is the surface pumps. These control the rate of displacement and pressure at which displacement can take place. They are divided into two basic designs, the duplex double-acting piston pumps and the single-acting triplex plunger pumps.

The plunger pumps are the most common for two reasons. Slurries can be discharged at a more uniform rate and at higher discharge pressures. In most cementing operations, discharge pressures are less than 5000 psi; however, pumps are generally oversized because of situations that may require additional horsepower. Horsepower requirements may be easily calculated using Equation 15-2.

$$HP = PQ/1,714 \quad (15-2)$$

Where:

P = discharge pressure, psi

Q = discharge volume, gpm

1,714 = units conversion constant

Cementing heads provide the means of connecting the cementing lines coming from rig pump to the casing. These heads are designed to hold one or more

cementing plugs. The most desirable are called dual-plug heads. This type of head makes it possible to circulate the mud in a normal manner, release the bottom plug, mix and pump down the cement, release the top plug, and displace the cement without making or breaking any connections.

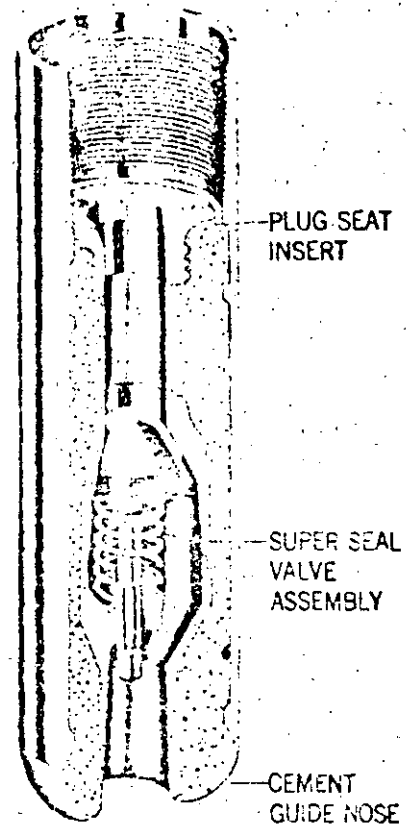
Subsurface equipment. Subsurface equipment commonly used includes the casing guide shoes, float collars, wiper plugs, casing centralizers, and scratchers. Although there are many different types of subsurface equipment the following examples are representative of this type of equipment. Fig. 15-8 illustrates a guide shoe, Fig. 15-9 a float shoe, Figs. 15-10 and 15-11 are two types of wall cleaners and Fig. 15-12 is an example of one type of casing centralizer. Also used on special occasions are the stage collars. Equipment for squeeze cementing mostly includes variations of squeeze packers.

The function of the plain guide shoe is to guide the casing past any obstruction in the hole. The conventional combination float guide shoe and the float collar provide (1) a means of floating, or partially floating the casing into the hole, (2) a back-pressure valve to help prevent the backflow of cement after it has been placed, and (3) a safety valve to help prevent a blowout when going into the hole. The essential element of this equipment is a check valve. Flow of fluids can be directed down the casing; however, the valve prevents flow into and up the casing.

Fill-up floating equipment. Because of lost returns, trouble frequently experienced while cementing, plus the extra time required to fill casing, new types of float collars were introduced. This type of float permits the casing to partially fill from the bottom as the casing is run. Fluid entry into the casing is controlled by a differential valve or an orifice. Fig. 15-13 illustrates orifice-type fill-up equipment. The back-pressure valve effect is put into effect by pump pressure, so that the same advantages of preventing cement backflow are realized with this equipment as with conventional floats. However, there is no protection against blowouts.

Wiper plugs. Wiper plugs are nothing more than rubber-cupped plugs which wipe mud from the walls of the casing ahead of the cement and clean the walls of cement behind the slurry. Examples of wiper plugs are shown in Fig. 15-7. The top plug also serves as a means of determining when cement has been completely displaced. When this plug contacts the bottom plug or hits the plug seat in a float collar, surface pressure increases instantly. It is also good practice to count pump strokes in displacing cement, since it is possible to encounter an obstruction before reaching the float collar. Also pumps should be slowed down before the plug hits the float collar to prevent the buildup of an excess pressure on the casing.

Squeeze-cementing packers. No attempt will be made to describe squeeze-cementing packers. There are many different makes and types. Packers provide a seal for an annular space. They will hold pressure



SUPER SEAL FLOAT SHOE

Fig. 15-9

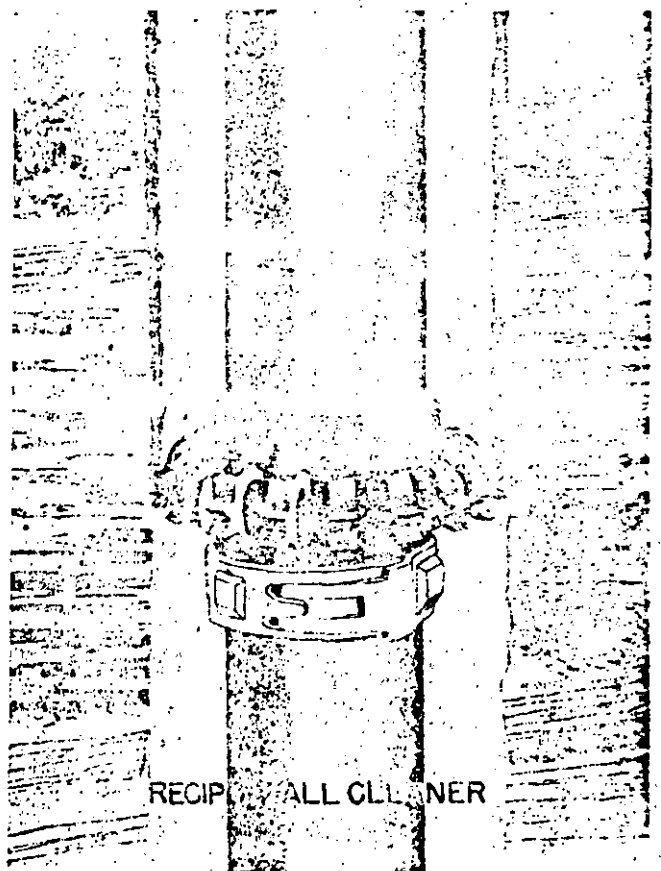
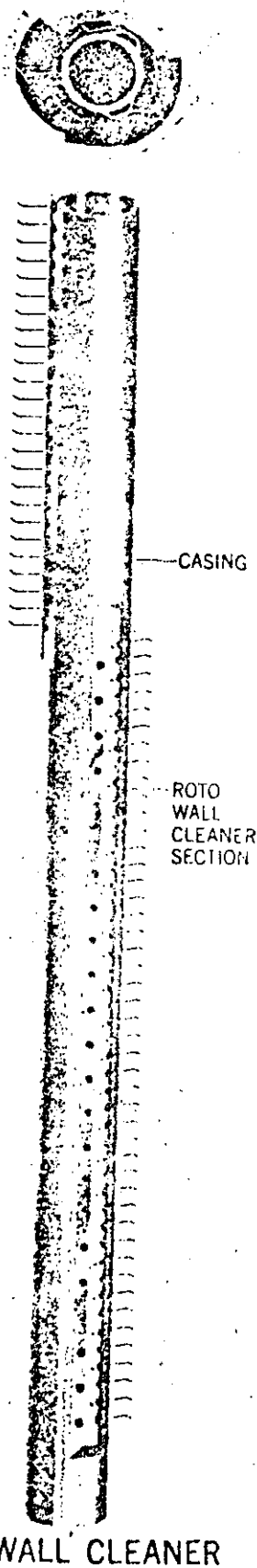


Fig. 15-10

in either one or two directions depending on the slip arrangement. With opposing steel slips pressure may be applied to either side of the packoff element of the packer. This packoff element may be either a rubber or leather-type sleeve.



ROTO WALL CLEANER

Primary cementing. In primary cementing, cement is placed around the outside of the casing to form a bond between the formation and the casing to help prevent communication between permeable zones containing fluid under pressure.

Fig. 15-7 shows a diagram of primary cementing. All of the equipment discussed previously has been included.

The best primary-cement job is the one that provides an adequate seal at the cheapest cost. Equipment shown in Fig. 15-7 is generally necessary to obtain a good primary-cement job. However, before spacing scratchers and centralizers, logs, both caliper and electric, should be studied. There is no need to use scratchers opposite impermeable formations where no filter cake has been deposited. Also the use of a centralizer opposite a shale section that has been washed out is a needless waste of money. Float collars and guide shoes may be omitted in shallow zones; however, they are good investments for the long production strings.

The following program presents an outline of procedures that may be followed to obtain a good primary-cement job.

1. Condition hole, by reaming if necessary to remove tight places.
2. Condition mud, circulate over screen until mud is mostly free of cuttings. Keep viscosity and gel strength low. Select a water loss comparable to that used to drill the lower portion of the hole.
3. Install a guide shoe and float collar. The float collar should be about 30 ft above the guide shoe. This helps prevent overdisplacement of cement and obtain a good cement slurry around casing shoe.
4. Install scratchers, spaced according to location of permeable zones. Use only those needed to obtain adequate coverage.
5. Use casing centralizers. Utilize logs to determine location as well as routine spacing of 60 to 90 ft apart.
6. Use a cement slurry that is as heavy as or heavier than the drilling fluid. This will help prevent overdisplacement. Cement selected will depend on temperature and pressure. (Refer to section on cementing materials.)
7. If caliper log is available, use it to calculate cement volumes. If none is available, increase volumes according to knowledge of area. Generally, volumes are increased by 50 to 100%. Remember that volume varies as the square of the hole diameter.
8. Use a top and bottom cementing plug.
9. Rotate or reciprocate casing until the top wiper plug has hit the float collar. Premature cessation of movement will permit the filter cake to reform.
10. After cement is in place watch the annulus fluid level. Keep the annulus full of fluid.
11. Maintain tension in the entire casing string while cement is setting. Setting time can be altered to fit almost any condition as noted in the previous section.
12. Before drilling the cement plug or perforating

for production, pressure test the cement job. Use a maximum pressure of 80% of the minimum yield of the weakest point.

To determine the height of the cement column in the annulus, it is common practice to run a temperature log from 12 to 24 hr after placement of the cement. Because cement generates heat when it hydrates it is possible to locate the top of the cement by the anomaly in the temperature log. A good approximation of the location of the cement top may be obtained using Equation 15-3.

$$H = \frac{P_s - P_f}{0.052 (W_c - W_m)} \quad (15-3)$$

Where:

H = height of cement, ft

W_c = weight of cement slurry, lb/gal

W_m = weight of mud, lb/gal

P_s = surface displacement pressure, psi

P_f = friction pressure, psi

To use this formula, the pump should be slowed down until it is just barely moving the fluid. At this rate friction losses can probably be neglected. If friction is neglected it should be remembered that the height calculated is probably above the actual cement column.

Squeeze cementing. Squeeze cementing is simply defined as the displacement of cement under pressure. The principal applications for squeeze cementing are to help shut off the entry of fluids from the formation, change producing zones, repair damaged casing, and to supplement primary cement jobs.

Squeeze cementing may be divided into two general types, the high-pressure squeeze where the formation is fractured to take cement and the low-pressure squeeze where the cement is placed adjacent to the formation without fracturing.

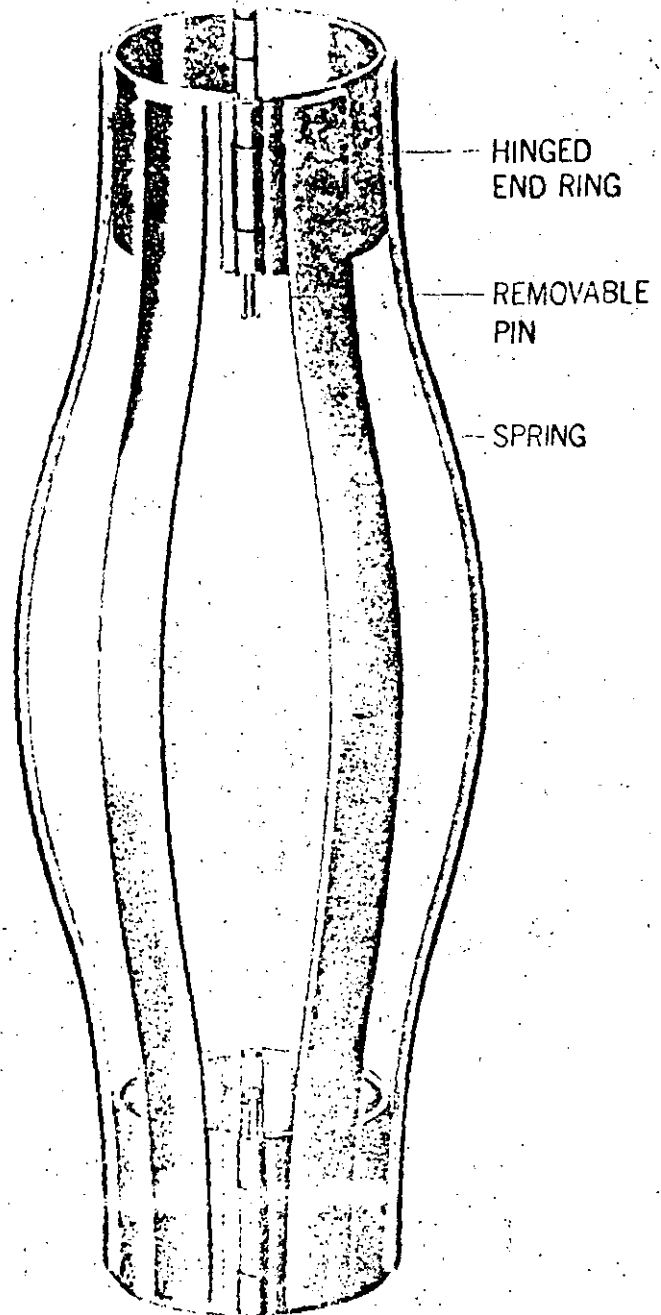
High-pressure squeeze. High-pressure squeeze cementing may be conducted by a continual displacement of cement, by batch cementing, or by intermittent displacement.

The continual displacement of cement consists of breaking down the formation with fluid pressure and displacing the cement at a steady rate until the desired squeeze pressure is reached.

In batch cementing, a squeeze pressure is not anticipated on the first displacement of cement. The cement is displaced, the squeeze packer is cleared, and about 6 hours are allowed to elapse before pumping the next batch of cement. Intermittent squeeze cementing describes the operation where displacement is halted for a few minutes at a time to allow cement lehydration. In this case, an effort is made to bridge the formation openings with cement, rather than fill the entire formation cavity.

Because the displacement of cement is under pressure in squeeze operations, it is necessary to test cement materials differently from those for casing cementing. Thickening times are always less for a given material when squeeze cementing is compared to primary cementing.

The key piece of equipment for high-pressure squeeze cementing is the squeeze packer, which may



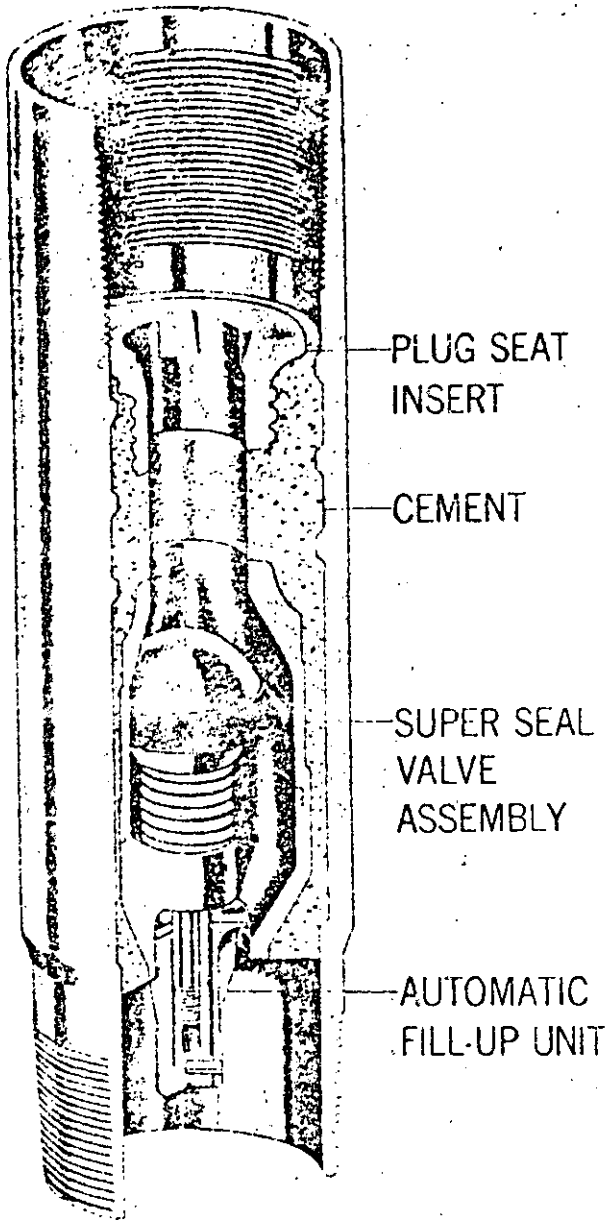
MODEL S-3 CASING
CENTRALIZER

Fig. 15-12

be either a retrievable or nonretrievable type. The most common is the retrievable packer, which may be removed from the hole after cementing. The primary advantage of the nonretrievable packer is a back-pressure valve which helps prevent the backflow of cement after completion of the job.

Because high-pressure squeeze cementing may impose a pressure behind the casing which is in excess of the collapse pressure, it may be necessary to apply pressure in the drill pipe-casing annulus above the packer.

The amount of pressure that should be applied may



AUTOMATIC FILL-UP FLOAT COLLAR

Fig. 15-13

be calculated using Equation 15-4.

$$P_B = P_s - P_c + 0.052D(W_c - W_m) \quad (15-4)$$

This equation states that the balancing pressure in the annulus plus the allowed collapse pressure of the casing must equal the squeeze pressure plus the differential pressure imposed by the cement.

The maximum balancing pressure that can be safely applied may be calculated by using Equation 15-5.

$$P_B(\text{max}) = 0.8P_b - 0.052D(W_m - W_c) \quad (15-5)$$

Where:

P_B = balancing pressure needed above the packer,

psi

P_s = surface squeeze pressure, psi
 P_c = collapse pressure of casing, psi
 W_c = weight of cement, lb/gal
 D = depth of packer in ft
 W_m = weight of mud, lb/gal
 0.052 = converts lb/gal to psi/ft
 P_b = allowable burst pressure of casing

From observing Equations 15-4 and 15-5 it is possible to write an expression for the maximum safe squeeze pressure. This is given in Equation 15-6.

$$P_s = P_c - 0.052D(W_c - W_m) + P_B(\text{max}) \quad (15-6)$$

Equation 15-5 states that the maximum safe squeeze pressure plus the differential pressure caused by a full column of cement in the pipe is equal to the maximum safe balancing pressure plus the allowed collapsing pressure.

Low-pressure squeeze. Low-pressure squeeze cementing describes the operation where the formation is not fractured prior to or during the cementing operation. A very small volume of cement is mixed and displaced. In principle, this type of cementing will correct the trouble by sealing existing fractures and communications channels without creating new ones which must also be sealed.

Packers are generally not necessary with this technique. Bradenhead connections may be closed to obtain the desired squeeze pressure. Normal squeeze pressure will range from 1,500 to 2,500 psi, which is within the burst range of most casing.

Low-pressure squeeze cementing was tried many years ago and was not totally successful because of lack of effective low-fluid-loss additives. It is working today because of controlled filtration of the cement and better understanding of squeeze techniques. Where mud filter cake and mud plugged pores are anticipated the use of spotting chemical washes across the perforations to open them prior to squeezing with cement is being employed successfully.

Plugging back with cement. Cement plugs are set to abandon a producing zone or well, to test an upper zone, or to sidetrack the hole. Setting a cement plug is a simple but important operation. The cement is circulated in place and pipe is pulled. A suggested procedure for setting cement plugs is outlined as follows:

1. Condition mud, circulate over shale shaker screen until it is essentially free of cuttings.
2. Select, if possible, a permeable zone for the top portion of the plug.
3. Use water or chemical washes ahead of and water behind the plug.
4. If trouble has been experienced in obtaining a successful cement plug, consider the use of a specially prepared joint of pipe equipped with scratchers. Rotate the pipe while circulating the cement into place.
5. It is important for the cement to be as heavy or heavier than the mud.
6. Balance the cement inside and outside the pipe. The cement should always be as high inside the pipe as outside. In fact if there is any doubt about the location of the cement levels, the cement inside the pipe

should always be higher than in the annulus.

7. Use enough cement to tolerate some contamination.

8. If a hard plug is needed for sidetracking, use 15 to 20 wt % of 20 to 40-mesh sand in the cement mixture. The use of densified cement by using friction-reducing additives is being used today quite successfully, because of high strength development in a short period of time.

9. At depths above 5,000 ft, 2% calcium chloride should be used to develop a fast set to hold the cement in place.

10. Pull the pipe out of the cement slowly.

Because proper balancing of the cement plug may be the key to successful plugback operations, the following example is given for balancing the cement plug.

Given: Set 100-ft cement plug

Hole size = 9 $\frac{3}{8}$ in

Drill pipe = 5 in

Volume of hole = 0.0948 bbl/ft

Volume of annulus = 0.0704 bbl/ft

Volume of drill pipe = 0.0178 bbl/ft

Calculations: Use an additional 50 ft of cement

Volume of cement slurry =
150 ft \times 0.0882 bbl/ft = 13.2 bbl

Neat cement with 46% water-cement ratio =
1.18 ft³/sk or 0.208 bbl/sk

Sacks of cement =
13.2 bbl/0.208 bbl/sk = 64 sacks of cement

This means that 2.67 bbl of slurry should be left in the pipe and 10.53 bbl in the annulus.

To check: $\frac{2.67}{0.0178} = 150$ ft

$$\frac{10.53}{0.0704} = 150 \text{ ft}$$

References

1. Bogue, R. H., "A Digest of the Literature on the Constituents of Portland Cement": Concrete, July, 1926 to February 1927.
2. Aspdin, Joseph, "An Improvement in the Mode of Producing Artificial Stone": British Patent No. 3022(1824).
3. Lea, F. M. and Desch, C. H., "Chemistry of Cement and Concrete": published by Arnold & Co., London, 1935 (reprinted, 1937, 1940).
4. Ludwig, N. D., "Portland Cements and Their Application in the Oil Industry": API Drilling and Production Practices, 1953, p. 183-209.
5. "Recommended Practice for Testing Oil-Well Cements and Cement Additives": API RP 10B, thirteenth edition, March 1964.
6. Carter, Greg. and Smith, Dwight K., "Properties of Cementing Compositions at Elevated Temperatures and Pressures": AIME Paper 892-G, thirty-second annual fall meeting, Dallas, Tex., Oct. 6-9, 1957.
7. Morgan, B. E. and Dumbauld, G. K., "A Modified Low-Strength Cement": Petroleum Trans., AIME, v 192, 1951, p. 165-170.
8. Smith, Dwight K., "A New Material for Deep-Well Cementing": Journal of Petroleum Technology, March, 1956, p. 59.
9. "Diacec Cement Systems": Drilling Specialties Co. Technical Data Booklet D-22 (Drilling Specialties Co.) Bartlesville, Okla.
10. Slagle, Knox A. and Carter, L. Gregory, "Gilonite—A Unique Additive for Oil-Well Cements": API Drilling and Production Practices, 1959, p. 318.
11. Farris, R. Floyd, "Method for Determining Minimum Waiting-on-Cement Time": Petroleum Trans., AIME, v-165, 1946, p. 178-188.
12. Bearden, W. G. and Lane, R. D. "Engineered Cementing Operations to Eliminate WOC Time": Mid-Continent API District meeting, Apr. 5-7, 1961, Tulsa, Okla.
13. Anderson, T. O., Winn, R. H. and Walker, Terry, "A Qualitative Cement-Bond Evaluation Method": API Paper 875-18-A, spring meeting of the Rocky Mountain District, Division of Production, Billings, Mont., Apr. 20-22, 1964.
14. Pickett, G. R., "Acoustic Character Logs and Their Applications in Formation Evaluation": Journal of Petroleum Technology June 1963, Vol. 15, No. 6.

ACKNOWLEDGEMENT:

Illustrations courtesy Halliburton Co.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

FISHING TOOLE AND PRACTICES

PROF. ING. PEDRO J. CAUDILLO M.

MEXICO, D.F. DICIEMBRE 1985.

Toma 14

FISHING TOOLS AND PRACTICES

PROF. ING. PEDRO J. CAUDILLO PI

of blowouts which do occur. Blowout conditions may be indicated by increases in the mud-pit level, loss of returns, hydrocarbons or salt water in the mud, decrease in pump pressure, increase in pump speed, hole not taking mud when coming out of the hole, and well flowing when circulation is stopped. Blowouts may be caused by failure to keep the hole filled properly when coming out of the hole, insufficient mud weight, and lost circulation which lowers the mud level in the hole.

Doglegs are one of the major problems in causing stuck drill pipe. It is well recognized that it is impossible to drill a completely vertical hole and that a straight hole is, after all, a matter of degree. There may be many doglegs associated with a straight hole. Doglegs result from a change in hole conditions brought about by a change in the formation or by changing the drilling conditions such as varying bit weight or rotary speeds. These changes can cause an instantaneous change in hole direction and initiate the dogleg.

A dogleg does not normally cause immediate trouble because the drill collars which are immediately above the bit are uniform in size and conform quite easily to variations in the hole direction. However, after drilling several hundred feet below the dogleg, the drill pipe in the vicinity of the dogleg compresses against the wall of the hole at the dogleg with a substantial force forming a keyseat. Keyseating usually takes place as a result of a dragging action of the drill pipe. A keyseat is a small hole approximately the size of the drill pipe formed in the crooked portion of the hole.

When the drill pipe is located in a keyseat and it is desired to remove the drill pipe from the hole the tool joints may not pass through the keyseat because of the larger outside diameter of the tool joint. It is often difficult to detect the formation of a dogleg because conventional hole-deviation instruments give no indication that the doglegs are developed. Drill-pipe stabilizers have been useful in reducing the trouble due to doglegs and their use should be considered in areas where doglegs or keyseat difficulties have been encountered. The presence of doglegs with the attendant possibility of keyseat formation can be noted by watching the weight indicator when removing drill pipe from the hole. Excessive drag of the drill pipe along the sides of the hole resulting in much lighter weight-indicator readings than would normally be expected may be a good indication that doglegs are present in the hole.

To remove a keyseat, it is generally good practice to run a reamer with a diameter approximately $\frac{1}{4}$ in less than the diameter of the bit size being used. Roller-type reamers are normally used in hard-formation drilling and blade-type reamers are normally used in soft-formation drilling. Periodic runs are made with the reamer to wipe out the keyseat area as drilling progresses to maintain the hole gauge in the keyseat area. Keyseat wipers are often used to prevent formation of keyseats during drilling operations. The keyseat wipers are run opposite the suspected zone of trouble to maintain the hole large enough to permit the drilling tool joint to pass through the hole.

Another frequent cause of stuck drill pipe is the accumulation of cuttings in the hole due to insufficient

mud velocity and/or viscosity to remove the cuttings as fast as they are generated. A good drilling mud should hold the cuttings in suspension after circulation has stopped. It should also drop the cuttings out of the mud in the pit and should remove the cuttings from the hole as they are generated. Attainment of all of these objectives is often quite difficult to achieve. An annular mud velocity sufficient to remove the cuttings as fast as they are generated is necessary. A rule of thumb often quoted as the minimum annular fluid velocity necessary for efficient cuttings removal is 120 ft/min. However, it has been demonstrated in many cases that the minimum safe annular fluid velocity is considerably less.

The use of such a rule of thumb should be avoided and in any given area an attempt should be made to determine the actual minimum safe annular velocity required to satisfactorily lift the cuttings from the hole. From a pressure-loss standpoint it is desirable to maintain the annular velocity as low as possible. This may be particularly important in lost-return zones and in zones where abnormal pressures are encountered. This problem is worth some engineering effort to determine its proper solution. The rate at which cuttings will settle in a static mud column depends on their size and shape, the density of the drilling mud, the density of the cuttings, the mud viscosity, and the thixotropic properties of the mud. Thus, large particle sizes, low mud viscosities, low mud densities, and particles of high specific gravity increase the settling rate of the cuttings.

A knowledge of the settling rate of the cuttings is important because to remove cuttings from the hole the fluid velocity in the annulus must exceed the rate of slip of the cuttings in the drilling fluid. Accumulation of unconsolidated sand and gravel also creates a potential stuck-pipe problem. Due to their relatively high specific gravity, these unconsolidated sands and gravel often settle out of the mud faster than they are removed from the hole.

To prevent this condition adequate mud viscosity and gel strength should be maintained to remove this high-density material. Smaller particles of the sand may be retained in the drilling fluid which results in the buildup of solid content of the mud. This retained sand causes excessive wear of mud pumps and increases the mud weight. Sand content may be reduced by mechanical separation such as cyclones or centrifuges or it may be reduced by proper chemical treatment of the mud whereby sand is allowed to settle out in the mud pits.

During shutdown periods, such as those due to mechanical failure, it is desirable to pull the drill pipe into the casing rather than leave it in the open incased hole. Periodic rotation of the drill pipe while running slope tests or removing core barrels is desirable to help avoid sticking the pipe. However, it is generally considered an unsafe practice to rotate the drill pipe for any extended period without circulating. This is particularly true in directionally drilled holes, due to the increased possibility of hole caving caused by the rotating action of the drill pipe against the walls of the hole.

Excessive buildup of filter cake opposite permeable

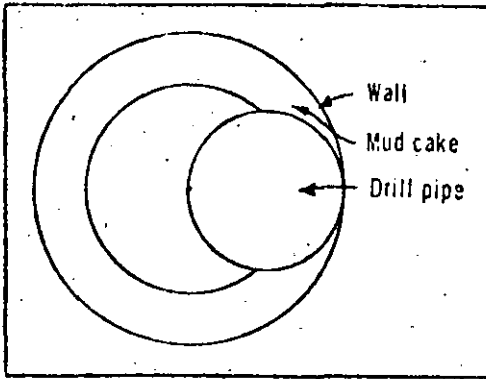


Fig. 13-1

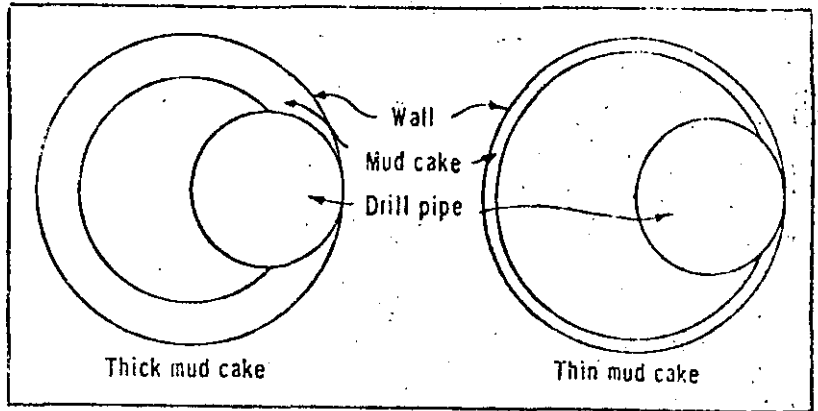


Fig. 13-2

formations has long been considered to be one of the causes of stuck drill pipe. Recent information concerning differential pressure sticking certainly points out the necessity of maintaining as thin a mud cake as economically practical.

Differential pressure sticking is a relatively new phenomenon which has been discovered only in recent years. Differential pressure sticking results from an unbalance of forces when the drill pipe is forced against the wall in the hole as shown in Fig. 13-1. For differential pressure sticking to occur it is necessary that the pressure of the drilling fluid column be isolated from a portion of one side of a drill pipe or drill collars. This results in a pressure differential, which if extended over a relatively long length of pipe, may result in the buildup of several thousand pounds of force, enough to prevent pulling the pipe. However, for differential pressure sticking to occur, there must be a mud filter cake present. As the thickness of the mud cake increases, the area isolated from the pressure of the drilling fluid column is also increased, thereby increasing the tendency for differential pressure sticking to occur. This is shown in Fig. 13-2.

Mathematically, differential pressure sticking can be represented by:

$$F = \mu \cdot f_n \cdot A \quad (13-1)$$

Where:

F = total force resisting upward movement, lb,

μ = coefficient of friction between pipe and well bore

f_n = force per unit area (pressure) acting normal to the drill pipe, psi

A = cross-sectional area across which f_n is acting, in²

The three factors contributing to the total force tending to cause differential pressure sticking will be evaluated separately.

Coefficient of friction. The force required to overcome the differential pressure sticking force is directly proportional to the coefficient of friction. Examination of Fig. 13-1 shows that the drill pipe, or drill collars, are primarily in contact with the mud cake. The cross-sectional area of pipe directly in contact with the formation, even if the mud cake is removed, is quite small, and can probably be neglected. Suitable coefficient-of-

friction data for steel pipe on a mud filter cake are quite limited although some data are available which indicate a coefficient of friction of approximately 0.05.

The Handbook of Chemistry and Physics reports coefficient-of-friction-data for iron on various types of stone. A typical value for iron on stone is 0.5. Thus, it appears that the coefficient of friction for drill pipe on mud cake is about one-tenth the coefficient of friction of steel pipe on bare formation. However, due to the relatively small area of contact of the steel with the formation, even assuming complete absence of a mud cake, it is believed that neglecting the coefficient of friction for steel pipe on formation will not result in appreciable errors. This is particularly true when it is realized that reliable coefficients of friction data for steel pipe on mud cake are not available.

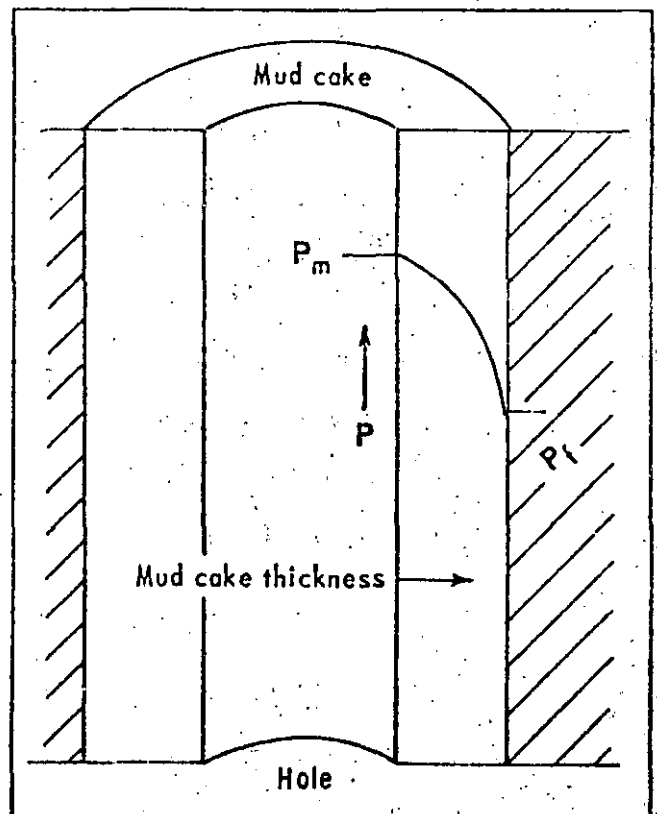


Fig. 13-3

f_a - pressure difference. The hydrostatic pressure at any point in the well bore normally exceeds the formation pressure by several hundred psi. In a permeable formation, a filter cake will form quite rapidly and after a short time the filtration rate will be essentially reduced to zero, that is, the filter cake becomes impermeable. Thus across the thickness of the filter cake the pressure will decrease from P_m , the hydrostatic pressure exerted by the mud column, to P_f , the formation pressure. Fig. 13-3 shows the variation of pressure from the mud column to the formation. It can be seen from Fig. 13-3 that where the drill pipe is partially imbedded in a mud cake the pressure acting normal to the drill pipe decreases as the drill pipe penetrates further into the mud cake. Thus, the differential pressure tending to hold the pipe against the wall of the hole is a function of: (1) the magnitude of the difference between the hydrostatic pressure of the mud column and the formation pressure, (2) the depth of penetration of the drill pipe into the mud cake, and (3) the relative sizes of the pipe and the hole.

Cross-sectional area across which f_a is acting. The differential pressure, f_m , is acting on the spot where the drill pipe is in contact with the mud filter cake. If the mud cake were completely incompressible and none of the mud cake were removed, analysis of the geometry of this system shows that the differential pressure would be acting on only a narrow vertical band. The net result would be a very small differential force. However, it is not unreasonable to believe that the drill pipe or drill collars can be forced into the mud cake. Also, experiments have shown that if the pipe remains stationary, a mud cake will be built up in the area between the drill pipe and a permeable formation. In general, it can be shown that the following factors will increase the magnitude of the differential sticking force: (1) thick, compressible mud cakes, (2) increasing the diameter of the pipe for a given hole size, and (3) increasing the length of contact of pipe with the wall of the well bore.

Eliminating differential pressure sticking. As long as the drill pipe rotates, differential pressure sticking probably will not occur. Both field and laboratory data show that the longer the drill pipe remains stationary the greater the tendency for differential pressure sticking. Thus, intermittent rotation during periods of shutdown may eliminate differential pressure sticking.

Maintaining the mud properties so that a thick mud cake is not formed will reduce the tendency for differential pressure sticking to occur. Since differential pressure sticking is a function of the length of pipe which is lying against the side of the hole, the use of stabilizers, i.e., anything which will hold the pipe away from the side of the hole, will probably reduce the tendency to stick. For a given length of pipe lying against the wall of the hole, a greater total holding force will be developed on the drill collars than on the drill pipe, due to the larger diameter of the drill collars. This larger diameter results in more area of contact for a given hole size and pressure differential, and thus as shown by Equation 13-1, a greater holding force.

Once the pipe has become stuck it can be freed if

the factors contributing to the sticking forces can be reduced to such an extent that the vertical pulling force exceeds the differential pressure sticking force. Reducing the differential pressure by reducing the mud weight, for example, by circulating water into the hole, will often aid in freeing the pipe. Spotting oil around the pipe at the freeze point will reduce the coefficient of friction, if the oil can penetrate between the drill pipe and the mud cake. This technique has often proved to be successful in the field, and therefore it must be concluded that the oil somehow does penetrate between the pipe and the mud cake. Various theories have been postulated for explaining this mechanism.

One theory is that the drill pipe is oil-wet and therefore the oil is drawn around the pipe by capillary forces. Another theory postulates that the oil causes the mud cake to dehydrate and shrink, thereby reducing the contact area.

Differential pressure can be demonstrated quite simply in the laboratory, although it is considerably more difficult to confirm the theory from field experience. However, there have been reported instances where the drill pipe has become stuck while circulating with no increase in pressure and no evidence of hole cave-in. Also, there have been instances reported where, after the pipe has been pulled free, there was no increase in cuttings at the surface or no other evidence of hole trouble.

One field case has been reported which strongly supports the theory of differential pressure sticking. After the drill pipe had become stuck in the hole the pipe was backed off just above the sticking point. An overshot was then run immediately below a packer. After engaging the drill pipe the packer was set which relieved the fluid-column pressure on the drill pipe. Immediately upon release of the differential pressure between the well bore and the permeable formation the pipe became free and was pulled with no difficulty.

Mechanical failures are not responsible for a large number of fishing jobs although this aspect should not be overlooked in attempting to reduce downtime due to fishing. Certain operational techniques should be reviewed to eliminate any possibility of fishing jobs due to improper procedures. One of the primary causes of fishing jobs in this category is the failure to move the drill pipe during prolonged shutdown operations. These shutdown operations may occur when repairing mud pumps or engines, repairing drilling lines or mud lines, repairing power systems, running hole-deviation surveys, or pulling core barrels. Periodic rotation of drill pipe and vertical movement of drill pipe during any or all of these operations are recommended wherever possible.

Extraction tools for tubular fish

Fishing tools fall into two general categories: those intended to extract the fish from the hole more or less intact, and those which disintegrate the fish so that it can be removed in very small pieces.

Most of the "extraction" tools are intended for recovering tubular products such as drill pipe, drill collars, washover pipe, tubing, or casing. The equipment in this group is numbered from 1 to 23 and

divided into six general categories according to function.

A. Catch tools

First of the six categories includes tools intended to run at the bottom of a fishing string to engage the top of the fish. There are three types: outside gripping tools, inside gripping tools, and tools which position the fish for engagement by other tools.

In selecting catch tools, it is important that engagement be releasable. That is, once the fish is caught, the tool should provide for releasing if the fish does not come free. Another important feature is the ability to seal off in the catch tool so mud can be circulated down through the fish and help free it.

1. Die collar. One of the earliest fishing tools, and still one of the simplest, is the die collar. This tool catches the outside of the tubular fish by cutting threads in it as the tool rotates to the right.

The die collar is seldom used because its hold cannot be released except by left-hand rotation, and reverse rotation is seldom practical. Besides, the modern overshot can do virtually all the same jobs and has the advantages of being releasable and permitting circulating through the fish.

2. Overshot. The overshot (Fig. 13-4) is another catch tool which engages the outside of a tubular fish. Engagement is made by slips or grapples which ride a tapered surface inside the overshot bowl.

Not only is the modern overshot releasable and capable of sealing for circulation through the fish, it is also rugged enough to withstand all upward pull, torsion, and jarring necessary to free the fish.

For these reasons it is the most commonly used fishing tool and it is almost invariably the first tool run when a tubular fish is to be retrieved.

A single overshot bowl can be dressed with parts to engage many different diameters of fish. For instance, a single tool may (with proper parts) engage the body of the drill pipe, the upset ends of the drill pipe, the tool joints, and the drill collars. If the drill collars are too large, or the hole diameter too small, a second overshot may be necessary to catch the collars.

A number of special-purpose overshots are available for the less-frequent fishing problems.

3. Knuckle joint. In those rare cases when the overshot fails to engage the fish, it's likely because the hole diameter is so large the overshot can pass down alongside the top of the fish without contacting it. In such cases, tools are available to either move the fishing tool over the top of the fish or move the fish under the tool.

One of the most common of such tools is the knuckle joint. Mud pressure causes the knuckle joint to bend sharply and thrust the overshot beneath it out against the side of the hole.

Often, a "wall hook" is run below the overshot to help guide the fish into the overshot bowl. Wall hooks also may be used when no knuckle joint is run.

4. Tapered tap. First tool used for engaging the inside of a tubular fish was the tapered tap (Fig. 13-4),

which screws into the fish, cutting threads as it goes. Like the die collar, it cannot be released.

While still used for special jobs, the tapered tap has mostly been replaced by various types of spears.

In the same general class as the taps are the expanding-thread tools which can engage the box connection when there is an unobstructed box atop the fish.

5. Spear. The spear (Fig. 13-4) grips the inside of the fish by means of slips. These can be released and some designs allow mud circulation through the spear and the fish.

Spears are not so widely used as overshots because it's harder to enter the bore of the fish than it is to slip over the outside of it. Moreover, the spear must be of smaller diameter to work inside the fish. As a result, it is not so rugged and dependable as the outside-gripping tools.

Spears work best where bore of the fish is quite large or where there is too little clearance between fish and hole for an overshot.

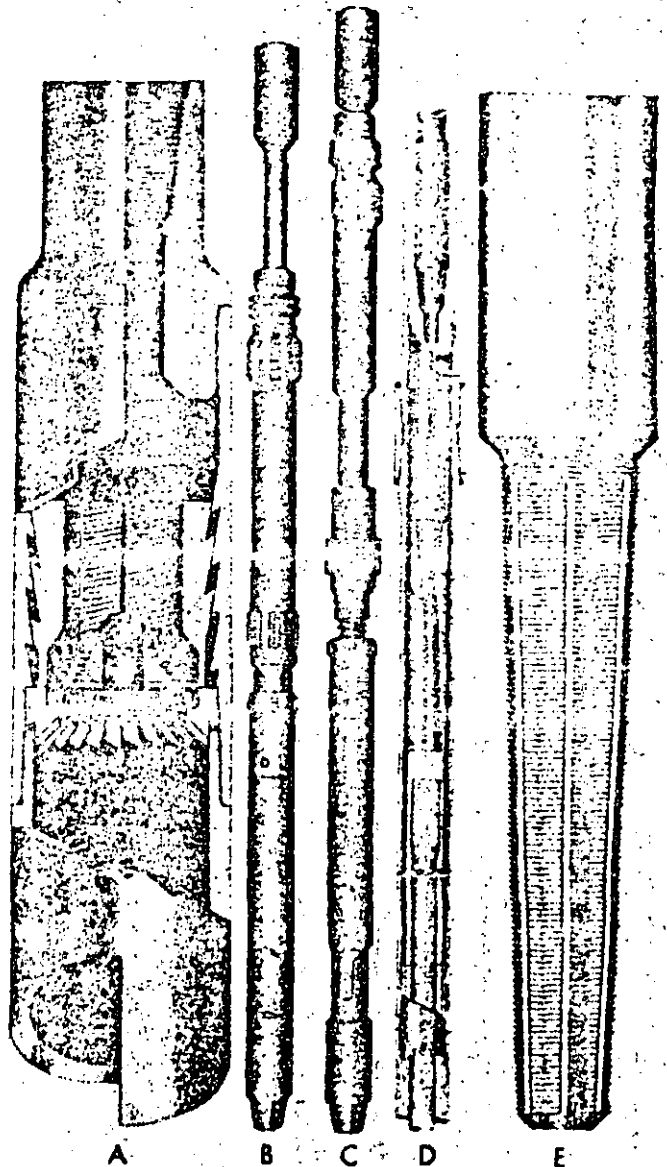


Fig. 13-4. A, overshot; B and C, drill-collar spears; D, washover backoff; E, taper tap.

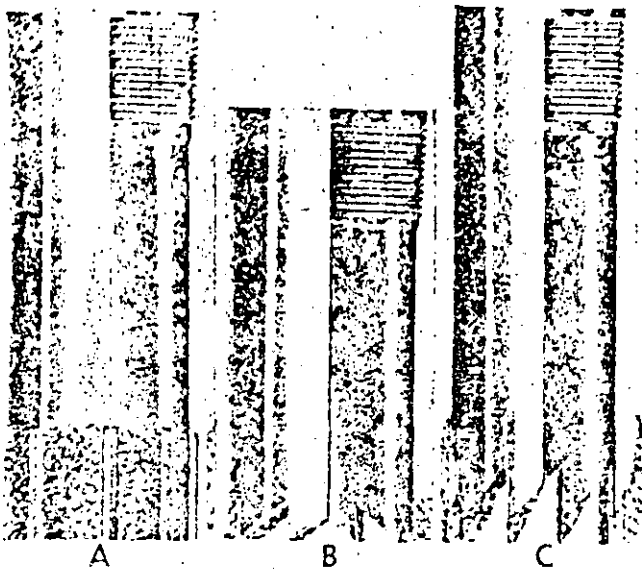


Fig. 13-5. Tungsten-carbide rotary shoes. A, for metals and hardest formations; B, for medium formations; C, for soft formations.

B. Washover tools

Very often it is not enough merely to catch hold of the fish. Other means are needed to free it. Most common way to free the fish—and one of the most effective—is washing over it with large-diameter pipe.

6. Wash pipe. Purpose of wash pipe is to rotate over the fish, freeing it from the wall of the hole and dislodging any solid materials which may be sticking it. Outside diameter of wash pipe must be small enough to run inside the drilled hole. Inside diameter must be large enough to fit over the fish.

Where clearance around the fish is sufficient, common casing may serve. Where clearance is small, thin-wall pipe with flush connections must be used.

If the fish is fairly short, it is possible to wash over its entire length in one stage and recover it all in one piece. Longer fish must be washed over in stages, divided into shorter pieces, and recovered one piece at a time.

From 200 to 500 ft of fish is ordinarily washed over in one run. If the hole is crooked or deviated, or if clearance between fish and hole is small, a shorter length must be washed over.

7. Rotary shoe. Lower end of the washover string carries a rotary shoe (Fig. 13-5). This tool can actually "drill" away rock in the side of the hole to allow the wash pipe to slide down around the fish. Design of the rotary shoe depends on the hardness of the formation and on whether it will be required to drill metal.

Common practice calls for outside diameter of the rotary shoe to be slightly larger than that of the wash pipe. Inside diameter is made slightly smaller than that of the wash pipe. Purpose is to help safeguard the pipe from becoming stuck on the outside and prevent the fish from becoming jammed on the inside.

8. Washover backoff tool. By itself, washover pipe has no means to catch the length of fish it washes free.

If a round trip is necessary to pull the wash pipe and run a catch tool, precious time is lost and the fish can stick anew. Catch tools (Fig. 13-4) have been developed to run at the top of the section of wash pipe.

One such tool is the washover backoff tool which ordinarily engages the top of the fish by screwing into a box connection on top. With the fish thus engaged, the washed-over section can be freed from the remainder of the fish by a backoff shot and pulled.

The washing over and backing off can be repeated until all the fish has been recovered.

9. Drill-collar spear. Another catch tool run in combination with wash pipe is the drill-collar spear. The spear engages the bore of the drill collars while the wash pipe clears away materials holding the outside of the collars.

The tool is intended for situations where the collars are stuck off bottom. Before this tool was developed, washing over the collars simply freed them to fall to bottom where they were damaged and even harder to pull free.

The drill-collar spear engages the collars before washing over begins. Thus, the collars cannot fall to bottom and they can be pulled from the hole with the washover pipe.

C. Force-multiplier tools

All too often the rig's draw works cannot exert enough upward pull to free a fish. Or, the upward force required may be greater than that which would pull the fishing string in two.

Moreover, the draw works by itself cannot deliver hammer blows which would help jar loose stuck pipe.

Because of these things, tools (Fig. 13-6) have been designed to run in the fishing string and multiply the force available from upward pull of the draw works or from downward pull of the drill-string weight.

10. Bumper sub. Simplest of the force-multiplier tools is the bumper sub. It is simply a telescoping joint which delivers an impact each time the moving drill pipe reaches the end of the telescope travel.

Because of its simplicity and ruggedness, the bumper sub is generally run as a part of any fishing string. It is also used very frequently in the drilling string when the pipe seems likely to stick.

Impact delivered by the simple bumper sub is not sufficient for some jobs. For these, there are tools of more complex construction.

11. Mechanical jars. Most rotary "jars" derive their impact from the stretch stored in the drill pipe when pulling on the stuck fish. The features which distinguish one type from another is the manner of tripping the tool to release the stretch and deliver the resultant energy to the fish.

Mechanical jars can be tripped in two ways. One type is designed so that upward pull compresses a spring which trips when compression reaches a preset amount. The other type, called torque jars, makes use of coarse threads in the outer member which engage similar threads on the inner member. After an upward strain is taken on the pipe, the string is rotated, allow-

ing the threads to disengage.

Whichever way the tool is tripped, the stretched pipe is allowed to snap upward and deliver an impact. Actually, either style of mechanical jars can be built to deliver a downward blow instead of an upward one.

12. Oil jars. Oil jars depend upon hydraulic action for tripping. They deliver hammer blows to the fish in the same manner as do mechanically tripped jars, and they may also be constructed to jar downwards.

In the hydraulically tripped jar, pulling tends to compress a trapped reservoir of fluid (oil). When this fluid reaches sufficient pressure, it causes the release of the jar mechanism.

Releasing tension on the jar resets it. Then, the impact blow can be repeated over and over again by alternately pulling upward and then lowering the tool.

The jars made by some manufacturers are equipped with an overriding mechanical tripping action which actuates the tool even if hydraulic action should fail.

Hydraulically actuated jars are generally longer lasting than mechanically tripped tools. For this reason they are preferred for difficult jobs where it is necessary to jar on the fish continuously for several hours.

Effectiveness of the oil jars (or the mechanical types) is increased by running several heavy drill collars immediately above.

13. Nitrogen jars. Nitrogen jars differ from other such tools not only in the way they are tripped but also in the mechanism which imparts the hammer blow. An upward pull compresses a charge of nitrogen gas contained in the tool. When pressure reaches a preset maximum, the tool trips.

The tripping action releases the gas and allows it to act upon a free-moving hammer. It is the hammer driven by the gas which delivers the impact blow.

The nitrogen jar is, thus, independent of the amount of stretch in the fishing string. It does not rely upon the momentum of a moving mass of heavy drill collars above. These facts make the tool especially useful in workover operations where it can be run on light tubing.

Moreover, the nitrogen jar transfers no particular strain or impact to surface equipment.

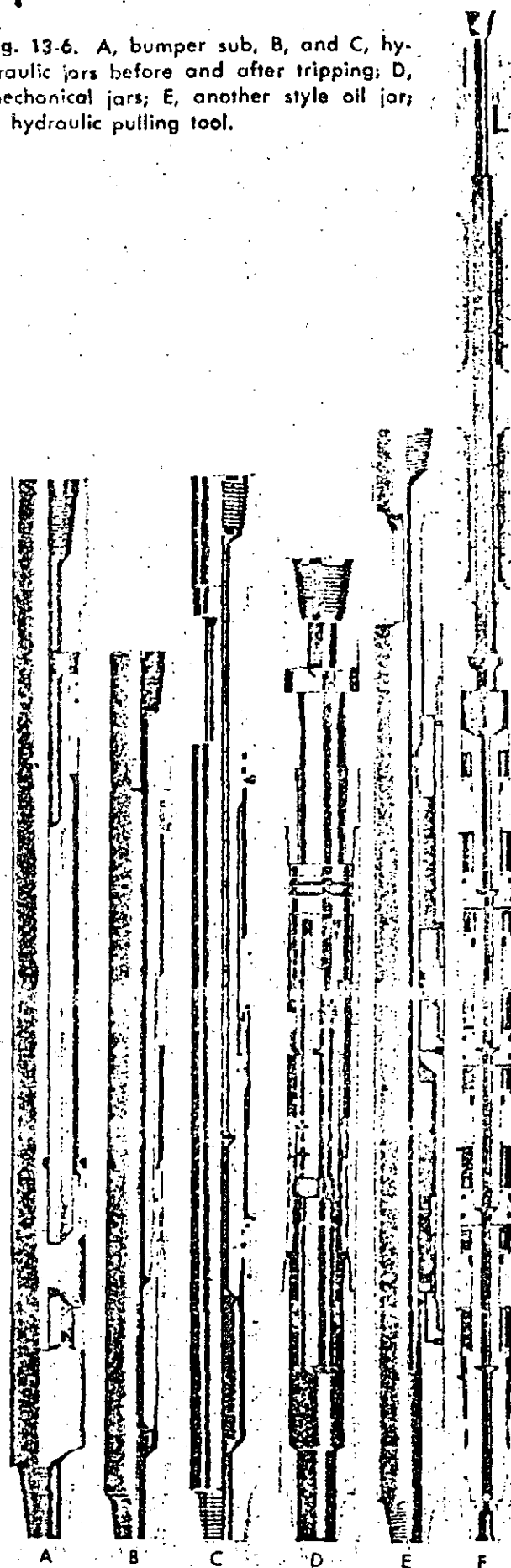
Force of the impacts can be increased by increasing the pressure of the gas charge in the tool. The blows are struck even while a steady pull is maintained on the fish. These facts give the tool several advantages over earlier jars.

14. Surface jars. All of the jars mentioned thus far are designed to run in the fishing string immediately above the catch tool. At times, a jar which operates at derrick-floor level serves good purpose. Such a time is when the drill collars become stuck in a keyseat. Then, if a set of jars can be installed in the string at the surface, it may be possible to jar it loose almost immediately.

Surface jars generally are tripped mechanically and can be easily reset to deliver lighter or heavier blows. They operate by taking an upward strain on the pipe and then suddenly releasing that strain so that the pipe snaps downward to deliver a downward impact.

Surface jars are also very useful for helping release

Fig. 13-6. A, bumper sub, B, and C, hydraulic jars before and after tripping; D, mechanical jars; E, another style oil jar; F, hydraulic pulling tool.



overshots and other catch tools which fail to operate properly otherwise.

15. Hydraulic pulling tool. The last type of force-multiplication tool does not use hammer blows but a straight pulling force. It applies this force without placing a corresponding strain on the fishing string, because it is anchored by slips to the inside of the casing and transfers much of the pull to the casing.

Action of the tool is like a hydraulic jack. Hydraulic pressure is generated in the tool by alternately raising and lowering the fishing string. The pressure acts in several cylinders which are forced upward and tend to raise the fish which is engaged below by an overshot or the like.

The pulling tool can release its upward force and be disengaged from the casing walls.

D. Disengagement tools

Fairly often in fishing, it becomes necessary to release the hold on a fish because it cannot be retrieved. This is easy enough so long as the catch tool has releasing features and these operate properly. When they do not, foresight in using a safety joint pays off.

16. Safety joint. A safety joint (Fig. 13-7) is basically a special sub containing left-hand threads that are disengaged by right-hand (normal) rotation. A safety joint is normally run immediately above catch tools such as the overshot. It is also common practice to run one just above the drill collars when the drill string appears likely to stick.

Some modern catch tools embody safety joints integrally in their construction. Such construction minimizes the number of tools which must be run as well as cutting down on the amount of additional fish left in the hole if the catch tool does not release.

E. Longitudinal separation tools

As mentioned in the discussion on wash pipe, there are times when an entire fish cannot be recovered. It must be divided into smaller lengths and the separate lengths recovered individually. This process involves either actually cutting the pipe or disengaging the threaded joints.

17. Inside cutters. Most obvious means to cut a fish into shorter lengths is to run cutting knives on small-diameter pipe inside the fish bore, (Fig. 13-8). Modern cutters and pipe have solved many of the problems associated with early inside cutters, but the process is still slow and expensive. Moreover, the small-diameter pipe is seldom available on remote locations.

For these reasons, other means are used to divide the fish into lengths wherever practical.

18. Outside cutters. There are times when outside cutters are still practical, (Fig. 13-8). These are the fishing jobs in which, for some reason, no tools can easily be run inside the fish.

The outside cutters run on the bottom of wash pipe. They are designed to retain and retrieve in the wash pipe the section of the fish which is cut loose.

Like the inside cutters, the outside-operating tools



Fig. 13-7. A, left-hand safety joint; B and C, bumper safety joint.

destroy the usefulness of the cut joint. If possible, then, the cutters are abandoned in favor of the backoff string which is faster and which does not damage the pipe.

19. Chemical cutters. Newest of the tools for dividing a tubular fish up into lengths is the chemical cutter. This tool runs on a wire line and, as a result, does its work more quickly than mechanical cutters. It must operate inside the fish but is small enough to enter a bore as small as that for 2-in tubing.

The chemical cutter carries compounds which react very quickly and destructively on steel. When the tool is actuated, these chemicals spray out in a flat circular pattern against the inside wall of the fish. The chemicals react with the metal to make a fast, clean cut.

Like the mechanical cutters described previously, the chemical cutters require no torque to be applied to the fish.

20. Backoff shot. Most commonly used of today's tools for dividing up the fish is the backoff shot, or string shot. This is a long, stringy explosive charge which can be run on a wire line to operate inside the fish.

For the backoff shot to work, the fish must be held with left-hand torque. The explosion swells out the box connection on the fish sufficiently for the residual left-hand torque to spin the threads out of engagement.

Force of the explosion, however, is not sufficient to cause lasting damage to the nearby pipe.

21. Reversing tool. Holding left-hand torque on the fishing string is not always practical because it may cause the threaded connections to disengage in the wrong places. For such cases, there is available a mechanical reversing tool.

This tool anchors itself to the walls of the casing and when right-hand rotation is applied to the top of the tool, the lower end of the tool rotates to the left, thus making it possible to unscrew the joints of a fish held below.

F. Indicating tools

In trying to interpret what occurs downhole during a fishing job, the operator relies primarily upon the weight indicator. It can usually tell him when he has engaged the fish, etc. Other tools are necessary to supplement the information available from this source.

22. Lead impression block. Simplest of the downhole indicating tools are the lead blocks which are run on the bottom of the fishing string to obtain impressed images of the top of the fish. These impressions indicate the position of the top of the fish in the hole and may reveal the condition of the fish at that point.

23. Free-point indicator. Beyond the crude information offered by the impression blocks, the most valuable help is given by the tool run on wire line to indicate the point at which the tubular fish is stuck fast in the hole.

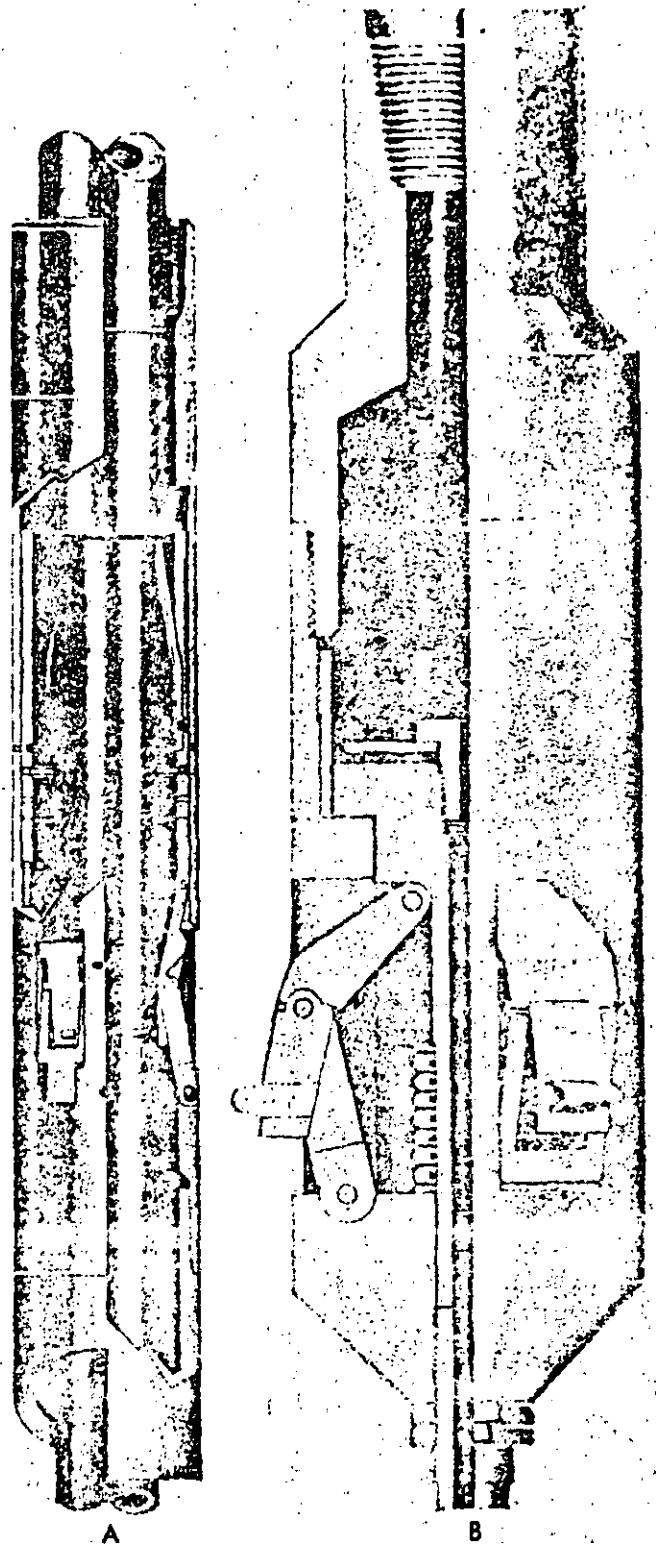


Fig. 13-8. A, outside mechanical cutter; B, inside cutter.

The free-point indicator senses the presence of tension or compression in the string. When the tool is run, a strain is taken on the fish so that the length of pipe above the free point is held in tension. The string may then be cut or backed off at or near the stuck point. This eliminates guesswork involved in figuring the unstuck length by measurements of stretch when the string is placed in tensions.

Extraction tools for nontubular fish

When the fish is something other than drill pipe, casing, drill collars, and the like, recovery becomes a distinctly different problem. The nontubular fish may be bit cones, bits, hand tools, slip segments, packers, and the like.

G. Catch and retrieving tools

Because the nontubular fish is generally small, the tools for recovering it are generally simpler than those for tubular fish. Virtually none contain moving parts which can wear.

24. Basket sub. Very often, small objects on bottom can be recovered by running on them with a bit or mill which has a basket sub immediately above. Mud circulation tends to carry the objects off bottom and into the annulus. Turbulence in the flow usually can be depended upon to deposit these objects into the opening of the basket sub. Once inside, the object is subject to no significant force which would tend to remove it.

25. Junk basket. Larger items can often be recovered by a junk basket (Fig. 13-9), which is constructed much like a core barrel. A rotary shoe on bottom actually cores into the bottom of the hole and whatever had been lying there previously is forced up through the center of the shoe and into the junk basket. Retainers inside the junk basket hold the object there.

26. Magnet. Very powerful permanent magnets can be very helpful in the recovery of small iron and steel objects which lie freely in the hole. One advantage of the magnet is that it can be run on wire line and tripped in a very short time compared to the tools which must be run on drill pipe or tubing.

27. Wire-line grab. When the fish is a steel swabbing line or an insulated conductor cable, it can usually be engaged and pulled by means of a "grab." This tool can be run on wire line or, if more pull is necessary, it can be run on pipe.

Fish-destruction tools

Occasions arise when even the best of modern fishing tools and technology do not permit the fish to be economically retrieved from the hole intact. When such jobs arise, it comes necessary to reduce the fish to small pieces which can be circulated from the hole. This process sounds difficult and time-consuming but it actually can be fairly fast when using the milling tools now available.

H. Metal-milling tools

Probably the biggest advance of recent years for removal of unwanted metal downhole has been the milling tools faced with tungsten carbide. This extremely hard material not only cuts steel rapidly but it also withstands wear. A single mill faced with tungsten carbide can cut long sections of steel tubular goods without undue damage to itself.

In addition, tungsten-carbide mills can be used to drill up hard metals such as found in packer slips, bits, and similar tools.

10

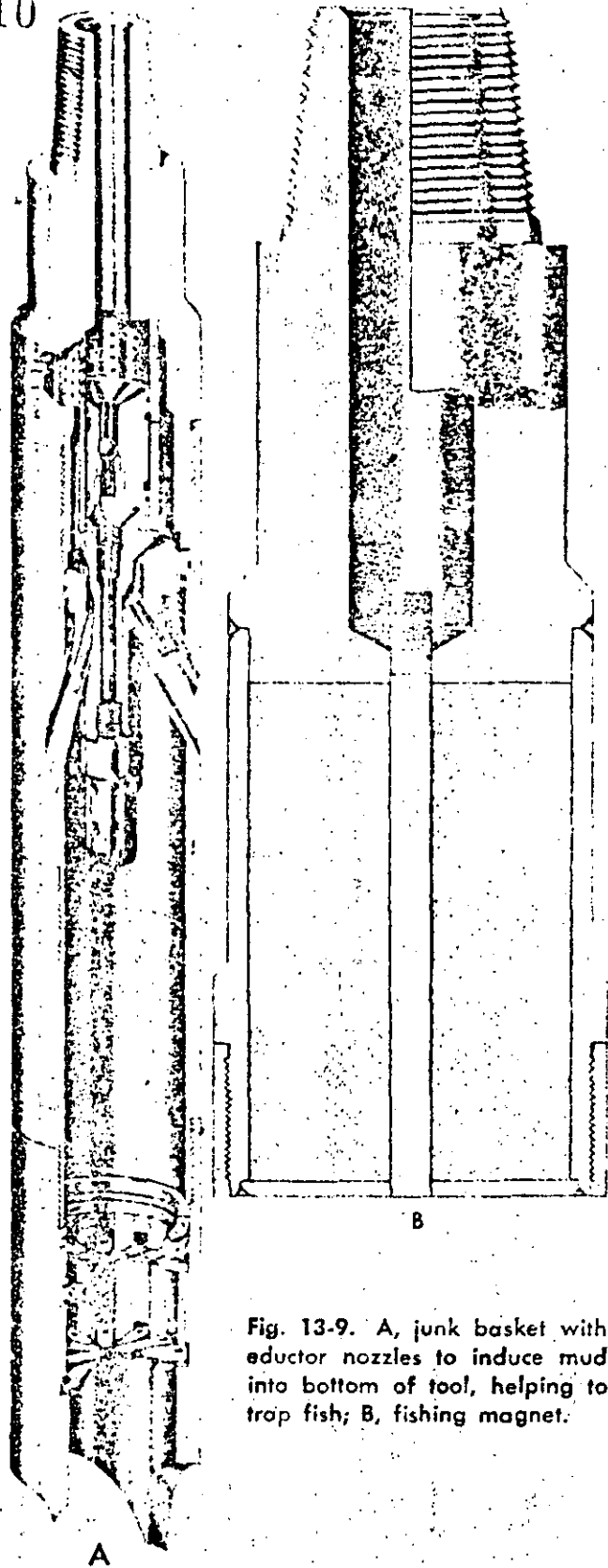


Fig. 13-9. A, junk basket with eductor nozzles to induce mud into bottom of tool, helping to trap fish; B, fishing magnet.

28. Junk mill. Although it is quite simple in appearance, the junk mill requires thought and experience to get best results. Reason is that junk mills (Fig. 13-10) are used on such a wide variety of materials. They are, however, versatile and should withstand spudding, heavy weights and fast rotation.

For best results with the junk mill—and with all

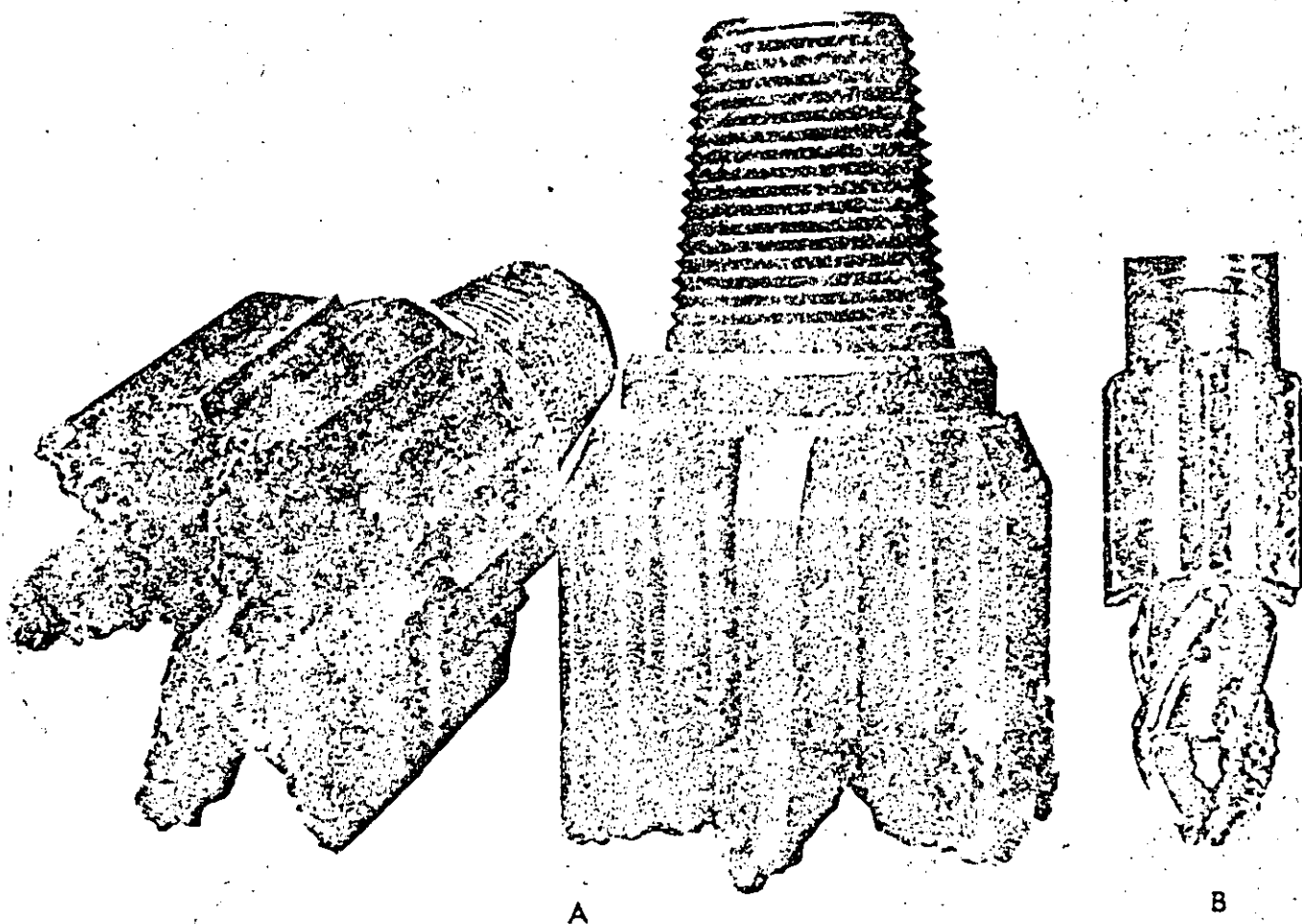


Fig. 13-10. A, typical junk mill; B, pilot mill.

other mills—the pumping rate and mud viscosity should be sufficient to circulate cuttings away from the mill and up the annulus.

29. Tapered mill. Prime purpose of the tapered mill is to open up sections of collapsed casing. It is usually recommended that the collapsed pipe be milled out in a number of stages beginning with a small-diameter mill and working up toward diameters near that of the undamaged pipe.

Tapered mills may be used for preparing the top of a tubular fish for the entry of other tools. If the fish can be entered at all, a pilot mill generally proves more satisfactory.

30. Pilot mill. When the material to be milled is tubular and its bore is open sufficiently to permit entry of a guide member, the pilot mill (Fig. 13-10) serves best. The guide, or pilot, serves not only to stabilize the cutting surfaces but also to keep cutting action away from the center of the mill where cutting is least efficient.

Pilot mills are commonly used to drill up such things as casing, tubing, screens, liners, and wash pipe. Usually the backoff procedure is cheaper for drill pipe and drill collars, but even these may be economically milled at times.

Some phenomenally long sections of pipe have been drilled up by pilot mills. The exact length cut on any

particular job depends upon the thickness of the metal, the diameter of the hole, operating practice, design of the mill, and other factors.

31. Packer mill. When test packers, tubing packers, bridge plugs, and the like must be drilled up, the choice of mills depends upon the construction of the particular tool.

Packers with a large-diameter, unobstructed bore can be freed from their slips by tools constructed much like a rotary shoe with a pilot extension. The rotary-shoe milling section cuts away the slips and the pilot section extends through the bore of the packer and retrieves it after the slips are cut free.

32. Section mill. The need for section mills usually arises when it is necessary to drill out a length of cemented casing in order to sidetrack the hole. Mills for this purpose contain retractable cutters so that they can be run into the hole and retracted without interference.

A single set of cutting elements very often can remove enough cemented casing to allow sidetracking. After the initial milling of the section of casing, an underreaming milling tool is often used to increase the hole diameter before sidetracking begins.

I. Explosive fragmentation tools

Mills require the use of drill pipe or tubing and the circulation of mud. If the fish is fairly small (such

as a bit cone), it can sometimes be broken up by an explosive charge or a shaped charge run on wire line. This is a faster operation than tripping drill pipe.

33. **Junk shot.** The so-called junk shot is a large shaped charge (like the jet perforator) pointed downward and run on an electric cable. When placed in contact with the fish, it can break a moderate-sized object up into even smaller pieces to be easily retrieved by a junk basket or basket sub.

Explosive charges of nitroglycerin have been used for the same purpose.

Method of locating free point of pipe. The free-point indicator uses an electronic principle whereby changes in the molecular structure of the steel caused by the application of torque, tension, compression, or any of these combinations can be measured. A backoff shot is often used in combination with the free-point indicator in fishing operations. The backoff shot is a tool which uses a length of primacord as an explosive to cause the pipe to become separated at a threaded connection. After the tool has been placed in the desired position the pipe is placed in tension and a small amount of left-hand torque is applied to the pipe. Upon detonation of the primacord the combination of left-hand torque plus the explosive force will cause disengagement of the pipe at the coupling. The tool is lowered into the hole on an electrical cable. One of the major advances in fishing technique was the development of the washover-backoff combination tool in recovering stuck pipe. Using this technique several hundred feet of stuck pipe can often be washed over, disengaged from the remainder of the stuck pipe with a backoff shot, and removed in one trip of the pipe.

Hayward developed a method for locating the freeze point in pipe in essence. This method consists of measuring the stretch in pipe after applying a known pull on the pipe at the surface. If the yield strength of the pipe is known, the length of free pipe and therefore the position of the freeze point can be determined. This information usually provides reasonable accuracy and eliminates much of the guesswork in determining the depth at which pipe is stuck. The method is often used in conjunction with the electronic free-point indicator to provide a cross check on the accuracy of both methods. Equation 13-2 is used to determine the approximate depth at which the drill pipe is stuck.

$$L = \frac{E e A}{12 P} \quad (13-2)$$

Where:

L = free length of drill pipe, ft

E = 30,000,000, the modulus of elasticity of steel,

psi

e = stretch in drill pipe, in

A = cross-sectional area of drill pipe, in²

P = the difference between the maximum and minimum pull on the drill pipe, lb

Procedure for measuring stretch in pipe. Examine the weight indicator and make any adjustments re-

FIRST-AID FISHING KIT FOR REMOTE LOCATIONS

Inventory should include two of most tools.
One tool per hole or pipe size may be sufficient on a few items.

For each
drill pipe
size

Fishing jars (with safety joints)
Bumper subs (with safety joints)
Outside cutters
Fishing safety joints

For each
drilled hole
size

Junk baskets
Basket subs
Fishing magnet

For each
hole size
of drill
string

Taper taps

For each
range of
hole and
drill string
size

Wash pipe
Rotary shoes to fit wash pipe
Overshots

Plus

Free-point indicator and backoff shot
Complete selection of subs in necessary sizes and types to connect fishing tools to fishing string
Complete selection of spare parts for overshots, junk baskets, jars, bumper subs, safety joints, and free-point indicator

Fig. 13-11

quired to insure proper operation. Tapping the weight indicator when taking a reading will eliminate any tendency of the instrument to lag. Next, select a base point to mark from which will not settle when the load on the derrick is increased. Normally this will be the top of the blowout preventor rather than the rotary table so that settling of the derrick substructure due to the imposed strain will not affect the base point. Take two readings on the weight indicator. The first reading will correspond to a pull on the pipe which is only slightly more than enough pull to take the slack out of the pipe. The second reading will correspond to the maximum pull that is considered safe taking into consideration the condition of the derrick and the condition of the drilling line.

These two readings will be referred to as W-min and W-max, respectively. Reduce the strain on the drill pipe until the tension is something less than W-min and then pull up again until the indicator reads W-min, being careful to pull up to this reading without slacking off. Mark the drill pipe with a horizontal line calling this line A. Now pull up to some tension greater than W-min and slack off carefully until the indicator reads W-min. Again mark the drill pipe calling this mark B. Due to friction in the sheaves and of the pipe in the hole the marks A and B may be some distance apart. Repeat the above operations at W-max to obtain two other marks C and D on the drill pipe. Draw a line midway between the marks A and B and also another

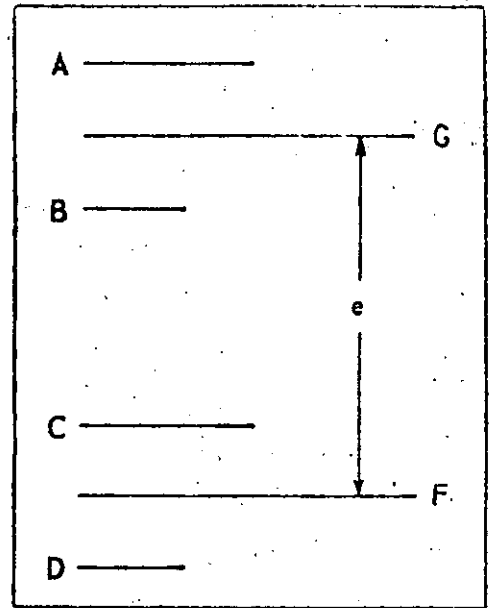


Fig. 13-12

line midway between the marks C and D. Label these points F and G. The distance between the lines F and G is the stretch in the pipe as a result of the change in tension of W-max minus W-min. Fig. 13-12 illustrates the measurements which should be taken in determining the stretch in the pipe.

ACKNOWLEDGEMENT:

Figs. 13-4 through 13-11, *Petróleo Interamericano*, January 1965.

PESCAS

LOS DESCUIDOS, LA MANIPULACION TOSCA DEL EQUIPO O LOS ACCIDENTES IMPREVISTOS DURANTE LA PERFORACION DE UN POZO, PUEDEN TRAER POR CONSECUENCIA EL TRABAJO DE PESCA. POR ESTAS RAZONES, EL PERFORADOR DEBE ESTAR COMPLETAMENTE FAMILIARIZADO CON LAS DIVERSAS HERRAMIENTAS DE PESCA Y CON EL USO QUE SE LE PUEDE DAR A CADA UNA DE ELLAS. VALE ADVERTIR QUE EL PERFORADOR REQUIERE PACIENCIA, EXPERIENCIA Y CONOCIMIENTO DEL EQUIPO PARA LA OPERACION DE PESCA.

ORIGEN DE LAS PESCAS

LOS TRABAJOS DE PESCA SE ORIGINAN POR FALLAS MECANICAS DE LAS HERRAMIENTAS O DEL EQUIPO, POR FALLAS HUMANAS O POR IRREGULARIDADES QUE SE PUEDEN PRESENTAR EN EL POZO MISMO.

LOS MAS COMUNES RESULTAN DE:

1. ATASCAMIENTO DE LA TUBERIA EN EL POZO.
2. PERDIDA DE LAS SECCIONES DE TUBERIA EN EL POZO.
3. PERDIDA DE LOS CONOS DE LA BARRENA.
4. PERDIDA DE CABLES O ALAMBRES DE ACERO.
5. HERRAMIENTAS O EQUIPO QUE CAEN DENTRO DEL POZO.
6. QUEBRADURA DE LA TUBERIA DE PERFORACION.
7. CEMENTACION DE HERRAMIENTAS O DE LA TUBERIA DE PERFORACION DENTRO DEL POZO.
8. PERDIDA DE LA TUBERIA DE PERFORACION POR FALLAS EN LAS CONEXIONES.

TUBERIA ATASCADA EN EL POZO

SIN DUDA EL TRABAJO DE PESCA QUE SE REPITE CON MAS FRECUENCIA PROVIENE DEL ATASCAMIENTO DE LA TUBERIA. ESTE ATASCAMIENTO SE DEBE A CUATRO CAUSAS:

1. LA TUBERIA SE CUELGA EN UN NICHOS AL HACER UN VIAJE REDONDO CON LA COLUMNA DE PERFORACION.
2. LA PARED DEL POZO SE DERRUMBA, GENERALMENTE A CAUSA DE LA CALIDAD INFERIOR DEL LODO DE PERFORACION.
3. LOS FRAGMENTOS CORTADOS SE ACUMULAN ALREDEDOR DE LA TUBERIA O DE LA BARRENA DEBIDO A LA PARCIAL O TOTAL PERDIDA DE CIRCULACION. TAMBIEN PUEDE TENER SU ORIGEN EN LA BAJA VISCOSIDAD Y TAL CALIDAD DE "GEL" DEL LODO DE PERFORACION, QUE NO RETIENE NI LA ARENA NI LOS RIPIOS, ETC., EN SUSPENSION EN EL POZO.
4. LA TUBERIA SE ATASCA A CAUSA DE LA PRESION DIFERENCIAL. ESTO SUCEDE CUANDO SE ESTA PERDIENDO EL LODO EN UNA FORMACION DE BAJA PRESION Y LA PRESION DEL LODO EN EL POZO ES MAS ALTA QUE LA DE LA FORMACION.

TUBERIA ATASCADA EN EL FONDO DEL POZO

LA TUBERIA RARA VEZ SE ATASCA DE ESTE MODO SI HAY CIRCULACION CONTINUA DEL LODO, SI LA TUBERIA MI MIA SE MUEVE DE CUANDO EN CUANDO O SI EL LODO DE PERFORACION ES DE BUENA CALIDAD. EN ESTE ULTIMO CASO, LA ARENA Y LOS FRAGMENTOS PODRAN SACARSE DEL POZO SIN PONER LA TUBERIA EN PELIGRO. EN CIERTAS FORMACIONES, TALES COMO LOS LECHOS GRUESOS DE ARENA FINA, LA TUBERIA PODRIA ATASCARSE DEL MODO INDICADO, A MENOS QUE LA PERFORACION SE EJECUTE LENTAMENTE, PARA QUE TODA LA ARENA SE PUEDA CIRCULAR FUERA DEL POZO A MEDIDA QUE LA BARRENA VA PENETRANDOLA.

TUBERIA ATASCADA POR PRESION DIFERENCIAL

CUANDO LA FORMACION SE ESTA TRAGANDO EL LODO, ESTA PERDIDA DE LODO ES CAUSADA POR EL HECHO DE QUE LA PRESION HIDROSTATICA DEL LODO EN EL POZO ES MAYOR QUE LA PRESION DE LA FORMACION QUE ESTA EXPUESTA EN LA PARED DEL HOYO. LA PERDIDA DEL LODO PUEDE TENER LUGAR EN CUALQUIER PARTE DEL POZO DONDE NO SE HA ASENTADO EL REVESTIMIENTO.

ESTA PRESION DIFERENCIAL PUEDE AFECTAR LA TUBERIA DE PERFORACION POR CONSIDERABLE TRAYECTO Y, EN CASOS EXTREMOS, HASTA POR CIENTOS DE PIES. EN TALES CASOS, FUERZA LA COLUMNA DE PERFORACION CONTRA LA PARED DEL HOYO Y ES APRISIONADA AHI POR MILES DE LIBRAS DE PRESION. COMO RESULTADO, ES IMPOSIBLE MOVER LA TUBERIA NI PARA ARRIBA NI PARA ABAJO.

TUBERIA ATASCADA POR DERRUMBE

EL DERRUMBE PUEDE TENER LUGAR EN UNA VARIEDAD DE FORMACIONES. EL MAS COMUN ES PROBABLEMENTE EL QUE OCURRE EN ESTRATOS DE LUTITA. DE PARTICULAR PELIGRO SON LOS LECHOS DE LUTITA QUE SE HIDRATAN Y DESINTEGRAN O SE HINCHAN CUANDO EL AGUA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION LOS INVADE.

OTROS ESTRATOS QUE FRECUENTEMENTE ATORAN LA TUBERIA SON LOS QUE TIENEN INCRUSTADOS GUIJARROS GRANDES. POR LA ACCION DE LA BARRENA ESTOS LECHOS TIENDEN A ABRIRSE DEJANDO CAER LAS ROCAS DENTRO DEL HOYO DEL POZO.

ALGUNAS VECES AUNQUE NO ES COMUN, LOS DERRUMBES DE ESTA NATURALEZA SUCEDEN SIN ADVERTENCIA ALGUNA. ESTA FORMACION DE "PUENTES" EN EL POZO ES FACIL NOTARLA. DIFICULTA EL PASO DE LA TUBERIA DE PERFORACION AL HACER VIAJES. LA REPETICION DE ESTOS "PUNTOS APRETADOS" SIRVE DE ADVERTENCIA, ESPECIALMENTE SI LA OBSTRUCCION OCURRE A LA MISMA PROFUNDIDAD MAS DE UNA VEZ. ES PARTICULARMENTE UN INDICIO SI SE REPITE DESPUES DE HABER ESCARIADO LA SECCION UNA VEZ.

TUBERIA ATASCADA POR PRESION DIFERENCIAL

CUANDO LA FORMACIÓN SE ESTÁ TRAGANDO EL LODO, ESTA PÉRDIDA DE LODO ES CAUSADA POR EL HECHO DE QUE LA PRESIÓN HIDROSTÁTICA DEL LODO EN EL POZO ES MAYOR QUE LA PRESIÓN DE LA FORMACIÓN QUE ESTÁ EXPUESTA EN LA PARED DEL HOYO. LA PÉRDIDA DEL LODO PUEDE TENER LUGAR EN CUALQUIER PARTE DEL POZO DONDE NO SE HA ASENTADO EL REVESTIMIENTO.

ESTA PRESIÓN DIFERENCIAL PUEDE AFECTAR LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN POR CONSIDERABLE TRAYECTO Y, EN CASOS EXTREMOS, HASTA POR CIENTOS DE PIES. EN TALES CASOS, FUERZA LA COLUMNA DE PERFORACIÓN CONTRA LA PARED DEL HOYO Y ES APRISIONADA ALLÍ POR MILES DE LIBRAS DE PRESIÓN. COMO RESULTADO, ES IMPOSIBLE MOVER LA TUBERÍA NI PARA ARRIBA NI PARA ABAJO.

DESPEGUE DE LA TUBERIA ATASCADA

CUANDO NO SEA POSIBLE DESATORAR LA TUBERÍA CON UN BUEN TIRÓN DEL MALACATE NI TAMPOCO RESTAURAR LA CIRCULACIÓN DEL LODO, ADÓPTESE EL SIGUIENTE PASO. DESENROSQUESE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN E INÍCIASE EL TRABAJO DE PESCA PARA RESCATAR LA TUBERÍA.

RESCATE DE TUBERIA ATASCADA CON LA BARRENA A UNOS PIES DEL FONDO DEL POZO

EN CASO DE UN DERRUMBE A LO LARGO DEL POZO, ES POSIBLE POR LO GENERAL, LEVANTAR LA BARRENA DEL FONDO POR LO MENOS UNOS CUANTOS PIES. LA CIRCULACIÓN SE PARALIZA CASI SIEMPRE CUANDO HAY DERRUMBES. EL PROCEDIMIENTO EN ESTE CASO

CONSISTE EN EL USO DE FUERZA PARA QUE SALGA LA TUBERÍA, TANTA COMO SEA POSIBLE SIN QUE HAYA PELIGRO; DESPUÉS SE ALOJA LA TENSIÓN. SE CONTINÚA CON ESTE PROCEDIMIENTO, MIENTRAS HAYA ESPERANZA DE DESPRENDER LA TUBERÍA, Y SE SIGUE INTENTANDO RESTAURAR LA CIRCULACIÓN DEL LODO DE PERFORACIÓN. SI ESTAS MEDIDAS FALLAN, MÁS VALE QUE SE CONSIDERE UN TRABAJO DE PESCA.

PESCA DE LA TUBERÍA ATASCADA

DESPUÉS DE LLEGAR A LA CONVICCIÓN QUE ES IMPOSIBLE DESPRENDER LA TUBERÍA ATASCADA TIRANDO DE ELLA CON EL MALACATE Y CIRCULANDO AGUA O PETRÓLEO EN EL PUNTO DONDE SE ENCUENTRA ATASCADA, LO INDICADO SERÁ HACER PREPARATIVOS PARA PESCAR LA TUBERÍA Y SACARLA DEL POZO.

ANTES DE PLANEAR EL MONTAJE DE LA HERRAMIENTA DE PESCA, ES NECESARIO SABER A QUE PROFUNDIDAD ESTÁ ATASCADA LA TUBERÍA.

DETERMINACIÓN DEL 'PUNTO LIBRE'

LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN DE ACERO SE PUEDE ESTIRAR MEDIANTE LA APLICACIÓN DE CONSIDERABLE FUERZA, EL GRADO DE ESTIRAMIENTO ESTÁ EN RELACIÓN A LA LONGITUD DE LA COLUMNA Y AL GRADO DE FUERZA APLICADO EN LA TENSIÓN DE LA TUBERÍA. DE AHÍ QUE LA DISTANCIA DE LA SUPERFICIE AL PUNTO DONDE ESTÁ ATASCADA LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN SE PUEDE DETERMINAR EN LA SIGUIENTE MANERA :

1. USESE EL INDICADOR DE PESO PARA MEDIR LA FUERZA APLICADA. SIN EMBARGO, CERCÍÓRESE DE QUE EL INDICADOR ESTÁ EN BUENAS CONDICIONES.

2. APLÍQUESE TENSIÓN A LA TUBERÍA HASTA QUE EL INDICADOR DE PESO REGISTRE UNA FUERZA QUE SEA UN POCO MÁS DEL PESO DE TODA LA SARTA DE TUBERÍA ANTES DE QUE SE ATASCARA. MÁRQUESE EL KELLY EN LA PARTE SUPERIOR DE LA MESA ROTATORIA.
3. APLÍQUESE A LA TUBERÍA UNA TENSIÓN ADICIONAL DE UNAS 20,000 LBS., OBSERVANDO QUE EL INDICADOR DE PESO LAS REGISTRE.
4. MÁRQUESE EL KELLY EN LA PARTE SUPERIOR DE LA MESA ROTATORIA.
5. MÍDASE EL NÚMERO DE PULGADAS ENTRE LAS DOS MARCAS.

INDICADOR DEL PUNTO LIBRE.

HAY UN INSTRUMENTO MÁS EXACTO PARA DETERMINAR EL PUNTO DONDE SE ENCUENTRA ATASCADA LA TUBERÍA, EL CUAL SE LLAMA "INDICADOR DEL PUNTO LIBRE"

SE BAJA EL INSTRUMENTO DENTRO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN EN UN CABLE DE CONDUCCIÓN ELÉCTRICA. SE MANTIENE CONTACTO CON LA COLUMNA DE PERFORACIÓN MEDIANTE DOS JUEGOS DE ALMOHADILLAS ESPACIADAS A UNA DISTANCIA DE 52". ESTAS ALMOHADILLAS SON SUJETADAS FIRMEMENTE POR RESORTES CONTRA LA PARED DE LA TUBERÍA.

A MEDIDA QUE SE BAJA EL INSTRUMENTO AL HOYO, SE DETIENE DE TIEMPO EN TIEMPO PARA VERIFICAR LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN.

MIENTRAS QUE EL INSTRUMENTO PERMANEZCA SOBRE EL PUNTO LIBRE, CUANDO SE LE APLICA TENSIÓN A LA TUBERÍA MEDIANTE EL MALACATE Y LA POLEA VIAJERA, ENTRE ALMOHADILLAS.

TAN PRONTO EL INSTRUMENTO DESCIENDE BAJO EL PUNTO LIBRE DONDE LA TUBERÍA NO SE PUEDE ESTIRAR POR TENSIÓN DE LA SUPERFICIE - REGISTRA ESTE HECHO. ENTONCES SE VUELVE A SUBIR HASTA QUE SE PUEDA LOCALIZAR EL PUNTO EXACTO DE ATASCAMIENTO. INTEGRADO AL INSTRUMENTO HAY UN LOCALIZADOR DE CUELLO MEDIANTE EL CUAL SE INDICA LA PRIMERA JUNTA DE TUBERÍA SOBRE EL PUNTO DE ATASCAMIENTO.

INDICADOR DEL PAR DE TORSIÓN

EL PRÓXIMO PASO SERÁ DESENROSCAR LA TUBERÍA EN LA UNIÓN INDICADA COMO LA PRIMERA ENCIMA DEL PUNTO DE ATASCAMIENTO.

EL PRIMER ESFUERZO PARA SEPARAR LA TUBERÍA ES USUALMENTE DESENROSCARLA EN UNA JUNTA INMEDIATAMENTE SOBRE EL PUNTO DE ATASCAMIENTO. ESTO REQUIERE UN ESFUERZO TORSIONAL EN SENTIDO CONTRARIO A LAS MANECILLAS DE UN RELOJ, QUE SE DEBE APLICAR INVIRTIENDO EL ORDEN DE ROTACIÓN DE LA MESA ROTATORIA EN EL PISO DEL TALADRO. EL INDICADOR DE PUNTO DE RESCATE TAMBIÉN SIRVE COMO UN INDICADOR DE PAR TORSIONAL EN ESOS CASOS. CON UNA DE LAS ALMOHADILLAS DE CONTACTO SOBRE LA UNIÓN DE LA TUBERÍA Y OTRA DEBAJO DE ELLA, LA APLICACIÓN DEL PAR TORSIONAL ES REGISTRADA POR MEDIO DEL INSTRUMENTO Y EL TABLERO EN LA SUPERFICIE.

A VECES EL INDICADOR DE PUNTO DE RESCATE PUEDE DEMOSTRAR QUE LA UNIÓN DE LA TUBERÍA ESTÁ INMEDIATAMENTE ARRIBA DE UN DERRUMBE U OTRAS FORMAS DE ATASCAMIENTO.

ES POSIBLE QUE LA TUBERÍA ESTÉ ESTIRADA ENCIMA DEL PUNTO DE ATASCAMIENTO Y QUE AL MISMO TIEMPO NO SE PUEDA APLICAR UN ESFUERZO TORSIONAL EN EL MISMO PUNTO. DE ESTE MODO, EL INDICADOR DEL PUNTO LIBRE SE PUEDE USAR PARA LOCALIZAR LA PRIMERA JUNTA DE TUBERÍA QUE ESTÉ ENCIMA DEL PUNTO DE ATASCAMIENTO. ASÍ SERÁ POSIBLE APLICAR UN ESFUERZO TORSIONAL EN SENTIDO CONTRARIO A LAS MANECILLAS DEL RELOJ. AQUÍ ES DONDE LA TUBERÍA SERÁ SEPARADA.

EL DISPARADOR "PRIMACORD"

SI SE INVIERTE EL ORDEN DE ROTACIÓN DE LA MESA ROTATORIA PARA APLICAR UN ESFUERZO TORSIONAL HACIA LA IZQUIERDA Y PODER DESENROSCAR LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN, ES NECESARIO HACER LO SIGUIENTE: DESENRÓQUESE LA TUBERÍA LO MÁS CERCA POSIBLE DEL PUNTO DE ATASCAMIENTO. ASÍ SE PODRÁ SACAR LA MAYOR PARTE DE LA TUBERÍA. ESTE ES EL PUNTO QUE LOCALIZA EL INDICADOR DEL PUNTO LIBRE. PARA ESTAR SEGURO DE QUE SE DESENROSQUE ESTA UNIÓN Y NO LA QUE ESTÁ MÁS ARRIBA EN LA COLUMNA DE PERFORACIÓN, SE DEBE USAR EL DISPARADOR PRIMACORD.

EL INSTRUMENTO SE BAJA DENTRO DEL POZO A UNA PROFUNDIDAD DONDE SE SABE QUE SE HA ATASCADO LA TUBERÍA. -SE BAJA EL INSTRUMENTO DENTRO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN- SE ELEVA A UNOS CUANTOS PIES ARRIBA DEL PUNTO DE ATASCAMIENTO HASTA DONDE EL INDICADOR DE LOCALIZACIÓN DE CUELLOS INDICA EL PRIMER CUELLO ENCIMA DEL PUNTO DE ATASCAMIENTO. EL EXPLOSIVO DEL PRIMACORD ENTONCES SE COLOCA EN POSICIÓN EN ESTE COLLAR Y ES DISPARADO MEDIANTE UN IMPULSO ELÉCTRICO DESDE LA TORRE DE PERFORACIÓN EN LA SUPERFICIE.

MANTENIENDO SIEMPRE UNA FUERZA APLICADA CON MOVIMIENTO GIRATORIO HACIA LA IZQUIERDA EN LA TUBERÍA DE LA MESA ROTATORIA, SE DISPARA EL EXPLOSIVO. LA COMBINACIÓN DE LA TORSIÓN Y LA FUERZA DEL EXPLOSIVO CAUSA EL DESPRENDIMIENTO DE LA CONEXIÓN.

REVISTA DEL ESTIRAMIENTO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN:

CUANDO LA FUERZA QUE SE HA APLICADO PARA ESTIRAR LA TUBERÍA SE SUELTA, REGRESA A SU LONGITUD ORIGINAL. SI LA TUBERÍA SE ESTIRA DEMASIADO, SE DEFORMARÁ PERMANENTEMENTE O SE PARTIRÁ. EL MÁXIMO DE ELASTICIDAD QUE LA TUBERÍA ALCANZA EN UN PUNTO DETERMINADO SE LLAMA "LÍMITE DE ELASTICIDAD", LA TUBERÍA SE DAÑARA Y PODRÁ PARTIRSE.

MÉTODO PARA SOLTAR LA TUBERÍA ATASCADA.

CUANDO LA TUBERÍA ESTÁ ATASCADA Y NO SE PUEDE DESPRENDER, HAY QUE DESENROSCARLA DE LA TUBERÍA ATASCADA Y SACAR EL RESTO. EL EXPLOSIVO PRIMACORD SE HA DESCRITO COMO EL MEDIO DE SEPARAR LA TUBERÍA SITUADA ENCIMA DEL PUNTO LIBRE. HAY VARIOS MÉTODOS DE SEPARAR LA TUBERÍA. DOS DE ESTOS MÉTODOS CONSISTEN EN DISPOSITIVOS MECÁNICOS CONOCIDOS POR LA MAYOR PARTE DE NOSOTROS, TALES COMO LA CORTADORA INTERNA Y LA EXTERNA. POR LO TANTO, DEBE EVITARSE, SALVO EN RARAS OCASIONES.

RESCATE DE LA TUBERÍA ATASCADA.

DESPUÉS QUE LA PARTE SUPERIOR DE LA SARTA DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN SE HA DESPRENDIDO DE LA SECCIÓN INFERIOR EN UN LUGAR ENCIMA DEL PUNTO DE ATASCAMIENTO, SE BAJARÁ UNA HERRAMIENTA DE PESCA EN EL POZO PARA RECUPERAR EL RESTO DE LA TUBERÍA.

How to handle stuck pipe and fishing problems

Part 1—Differential sticking

Mike Brouse, Drilling Manager, Neddrill (Nederland) B.V., Rotterdam, Netherlands

About this series

Stuck pipe and fishing operations continue to represent serious and expensive problems in drilling operations, particularly in today's deeper, higher pressure, and potentially more hazardous well environments. Designed especially for use by supervisory rig personnel, this new three-part series will present specific, concise and easily applied information on what to do when such problems occur.

In this first installment, Mr. Brouse discusses causes, symptoms, ways to prevent and methods for freeing differentially stuck strings. Three specific techniques for breaking the pipe-formation bond are presented in detail. Included are all necessary formulas and calculation procedures that involve only simple arithmetic.

Subsequent articles scheduled for publication in WORLD OIL'S December and January 1983 issues will present similar detailed information on:

- ▶ How to free mechanically stuck pipe
- ▶ What you should know about fishing—including rules of thumb for how long fishing attempts should be continued.

Mr. Brouse also authored the article "Practical hydraulics: A key to efficient drilling," which appeared in WORLD OIL'S October issue.

OPERATING COMPANIES spend millions of dollars each year on unnecessary operational time due to stuck pipe and/or fishing jobs resulting from stuck pipe. A significant amount of such lost time can be avoided or minimized if key drilling rig personnel have been made fully aware of pertinent operational conditions, down-hole symptoms and circumstances normally associated

up the situation: *Remember—It's easier to stay out of trouble, than to get out of trouble.*

CAUSES AND SYMPTOMS

Differentially stuck pipe is almost always associated with one or more of the following conditions:

- ▶ Hydrostatic mud pressure in the well bore is greater than the formation pore pressure opposite the stuck point interval.
- ▶ The formation opposite the stuck point interval is usually a porous and permeable sand, limestone, or dolomite.
- ▶ A thick, poor and undesirable filter cake has built up across the formation which allows a differential pressure (i.e. spurt loss) to occur rapidly.
- ▶ Pipe (i.e. drill collars or casing) has been left stationary for several minutes opposite porous and permeable zones whereby a fairly large pipe contact area is against the formation.
- ▶ There is free circulation around the stuck zone (i.e. no pack-off).
- ▶ A slight seepage or partial mud loss to the formation occurred prior to getting stuck.

PREVENTION

Although it is not operationally possible to eliminate all conditions associated with differentially stuck pipe, it is possible to minimize the tendency to get stuck by utilizing the following basic practices:

- Minimize effective contact area of drill collars against the well bore by running stabilizers in the bottom hole assembly and/or using square drill collars when applicable.
- Maintain minimum safe mud weights while drill-

- Keep undesirable solids content in the mud system as low as is mechanically and economically practical.
- Maintain recommended mud properties relative to formations being drilled.
- Do not let pipe (drill string or casing) remain stationary in open hole, unless it is mechanically impossible to move pipe or unless there is a valid reason not to move pipe.
- Maintain an optimum hydraulics program.
- Use controlled drilling rates in larger hole sizes (i.e. 14 3/4-in. and greater) to minimize annular mud weight build-up due to cuttings.
- Always run some type of recognized drilling jar in the drill string unless there is a specific reason for not doing so.

FREING DIFFERENTIALLY STUCK PIPE

When differentially stuck pipe cannot be worked or pulled free within the safe allowable tension limits of the drill string, then effective hydrostatic mud pressure against the formation at the stuck zone must be reduced to a safe but lower value than pre-stuck hydrostatic mud pressure. In development drilling operations, formation pressure is usually known with reasonable accuracy, therefore a safe pressure reduction can usually be determined. On exploratory wells, a safe pressure reduction can be determined from a trial and error approach whereby the hydrostatic pressure is reduced slowly in stages to prevent the possibility of the stuck zone or other zones from feeding undesired gas, oil, etc., into the well bore.

The following example gives a relative indication of why it becomes necessary to reduce the hydrostatic mud pressure to free differentially stuck pipe if it cannot be pulled free within drill string tensional limit. The example assumes a pipe contact area of 1,440 in.² (2 in. × 60ft) at the stuck point of 10,000 ft.

Formation pressure, psi	Mud weight, ppg	Hyd. mud pressure, psi	Differential pressure, psi	*Horizontal force, lbs
5,000	11.0	5,710	710	1,000,000
5,000	10.5	5,450	450	650,000
5,000	10.0	5,190	190	275,000

* Required overpull at surface = (horizontal force) (a coefficient of friction)

Although it is not usually possible to determine actual pipe contact area, this example indicates the magnitude of horizontal sticking forces that can develop and reinforces the importance of maintaining a minimum but safe differential between the hydrostatic mud pressure and the formation pressure while drilling.

There are several basic techniques commonly used to free differentially stuck pipe. The first is the "U" tube technique which uses diesel oil or gas to reduce hydrostatic pressure without putting a light weight fluid in open hole.

The second method is to spot an organic soak solution using weighted or unweighted solutions to reduce hydrostatic pressure and soften or destroy well bore filter cake.

The third utilizes the drillstem test tool technique which involves backing off at a depth above the free point of the drill string and running an open hole

packer and test valve combination. After reconnecting to the fish, and setting the packer, the hydrostatic pressure is lowered below the packer using a safe pre-determined mud weight or water cushion less than the mud hydrostatic in the well bore.

Each of these techniques is discussed below including examples and procedures used in applying the particular method.

U-TUBE TECHNIQUE

Differentially stuck pipe can sometimes be freed by displacing diesel oil down the drill string to reduce hydrostatic pressure against the formation. This technique can be performed safely in most situations provided it has been thoroughly discussed and well planned. Consideration must be given to formation pressures and possible productive zones (gas/oil) above the stuck point, as well as estimated or known formation pressures at the stuck point. If the formation pressure gradient is not known, then an approximate pressure can be determined by multiplying a normal formation gradient (0.5 psi/ft) times the stuck depth. This pressure subtracted from the mud hydrostatic pressure will give an approximation of the maximum pressure reduction necessary to free the stuck pipe. The object of this technique is to free stuck pipe prudently and safely without losing control of the well.

The following procedure is recommended if all known conditions indicate the drill string is differentially stuck, it has been decided that this technique can be applied safely and that there are no known obstructions inside or outside the drillstring to prevent fluid movement in either direction.

1. Circulate and condition mud in hole.
2. Determine or calculate a maximum safe pressure reduction required that is to be tried initially.
3. Calculate the following (refer to Example A and Fig. 1 which follow):
 - (a) Total barrels of diesel oil that are to be displaced down the drill string initially that will ultimately reduce hydrostatic pressure in both the annulus and drill string on equalization of flowback
 - (b) Maximum expected back pressure on drill pipe gauge after total barrels have been displaced, due to differential pressure between annulus and drill pipe
 - (c) Barrels of diesel oil that will be flowed back to pits at equalization
 - (d) Barrels of diesel oil that will be left in drill string at equalization
 - (e) Fluid level drop (ft) in annulus after diesel oil and mud in drill string, and mud in annulus have equalized.
4. Rig up lines between drill pipe and rig floor manifold so diesel oil can be displaced with the cementing unit. Also be prepared or rigged-up to control flowback of diesel oil through a choke or valve during equalization.
5. Displace diesel oil down drill pipe slowly until total calculated volume of diesel has been displaced. Note the back pressure on drill pipe gauge at this point.
6. After diesel volume has been displaced, rig up to backflow the diesel.

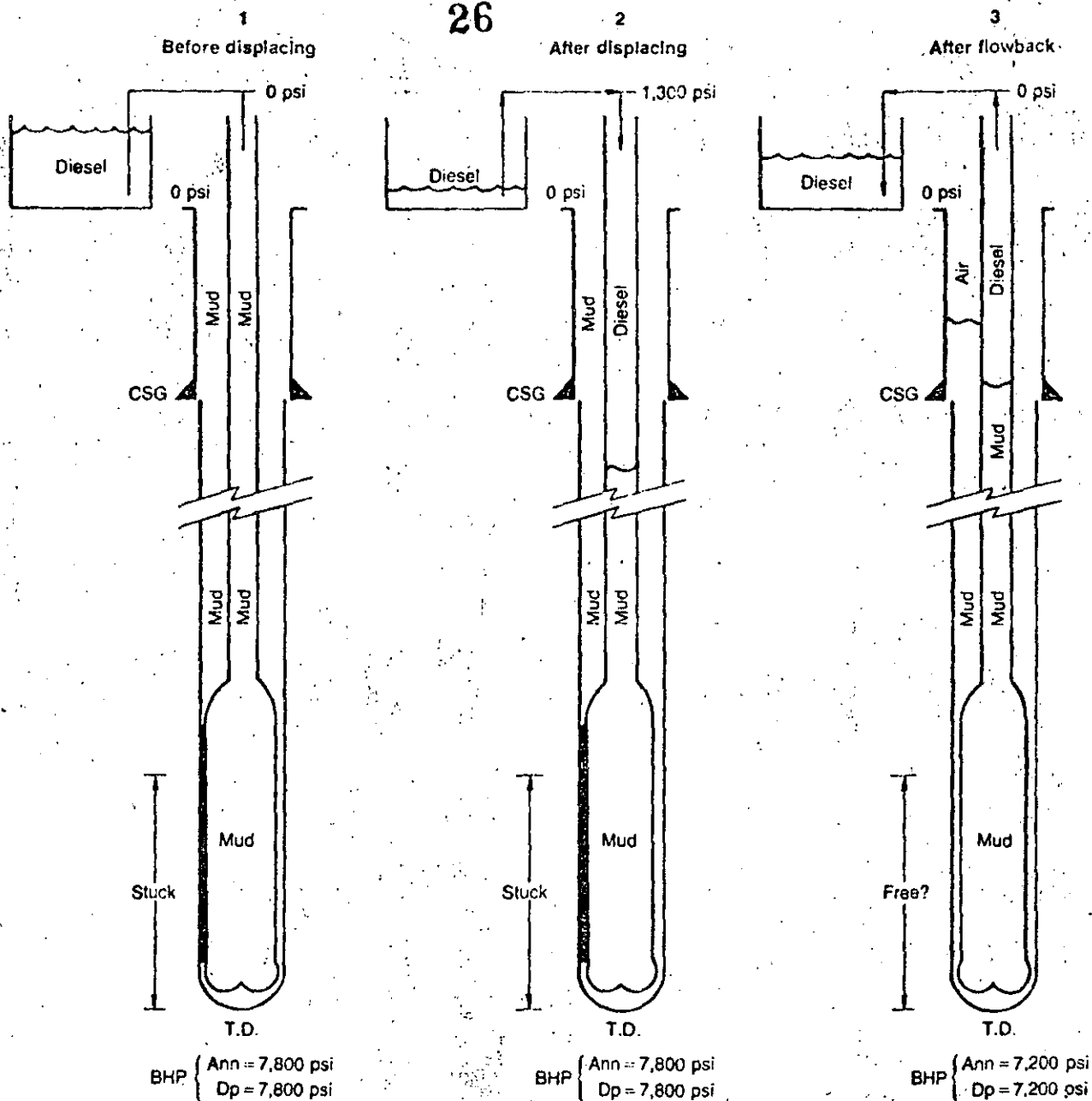


Fig. 1—Sequence of diesel oil displacement to free differentially stuck pipe.

7. Pull up to maximum safe tension or strain for the drill pipe in use and backflow diesel from drill pipe at a controlled minimum rate through choke or valve. Stop backflow periodically and observe back pressure on drill pipe and observe annulus for any indication of upward fluid movement (i.e., pressure blow). If the well is static (i.e. no formation flow), drill pipe pressure should decline with backflow. If the well is trying to come in, drill pipe pressure will either stabilize or increase with backflow. *In the desired situation, the annular fluid level will continue to drop, simulating a vacuum during periods of backflow. Continued observation of the annulus is very important in case it becomes necessary to abort backflow operations and handle a pending well kick.*

8. Work pipe and activate drilling jars if in string.

9. If the drill string does not come free, then:

(a) Fill up annulus to surface with mud, slowly re-

verse diesel oil from drill pipe, and circulate one full round. Observe returns to see if any formation fluid (gas/oil) has entered well bore.

(b) Consider reducing hydrostatic pressure even further if it is deemed safe to do so, and repeat Steps 1 thru 8.

10. If drill string comes free, then work pipe and condition hole before tripping and/or drilling ahead.

EXAMPLE A

Drill pipe becomes stuck in a hypothetical well while drilling an 8½-in. hole at 12,000 ft. Other factors include:

Last casing set: 9⅝-in., 47 ppf at 8,500 ft
Linear capacity of drill pipe (C_p): 56.30 ft/bbl (5-in. X-Hole, 19.5 ppf)

Linear capacity of annulus (C_A): 20.84 ft/bbl (5-in. D.P. \times 9 $\frac{5}{8}$ -in. csg)

Gradient of mud in hole (G_M): 0.649 psi/ft, (mud \approx 12.5 ppg)

Gradient of diesel oil (G_D): 0.363 psi/ft, (diesel wt = 9 ppg)

Mud hydrostatic pressure (P) at 12,000 ft = 7,788 psi

The objective in this case is to reduce hydrostatic pressure at the stuck point, (P), by 600 psi (from 7,788 psi to 7,188 psi). Necessary formulas and calculations are as follows:

(a) Total barrels diesel required (V_T)

$$V_T = \frac{P}{G_M \times C_A} + \frac{P}{(G_M - G_D)C_P}$$
$$= \frac{600}{0.649 \times 20.84} + \frac{600}{(0.649 - 0.363)56.30}$$
$$= 82 \text{ bbls}$$

(b) Maximum back pressure with total barrels diesel displaced (P_M)

$$P_M = (G_M - G_D) \times V_T \times C_P$$
$$= (0.649 - 0.363) \times 82 \times 56.30$$
$$= 1,320 \text{ psi}$$

(c) Maximum barrels diesel of oil to be flowed back (V_B)

$$V_B = \frac{P}{G_M \times C_A} = \frac{600}{0.649 \times 20.84} = 44 \text{ bbls}$$

(d) Maximum barrels diesel oil to be left in drill pipe (V_P)

$$V_P = V_T - V_B = 82 - 44 = 38 \text{ bbls}$$

(e) Fluid level drop in annulus upon equalization (L_A)

$$L_A = V_B \times C_A = 44 \times 20.84 = 917 \text{ ft}$$

Note: If the drill string happens to come free before equalization, then actual formation pressure (P_F) can be calculated. (i.e. if 25 bbls flowed back instead of 44 bbls):

$$P_F = 12,000 \text{ ft} \times G_M - \frac{25 \times 600}{44} = 7,447 \text{ psi}$$

ORGANIC SPOTTING FLUIDS

Organic spotting fluids serve primarily to soften or destroy the mud filter cake on the walls of the hole. These fluids can be weighted or unweighted depending on the actual product and need. *Unweighted* and *semi-weighted* spotting fluids should be considered for use when all indications point to a *differentially stuck drill string* that cannot be freed safely by the *U-tube* method, or it cannot be applied (i.e. because of float equipment). Weighted spotting fluids should be used in open hole where pressure control is a problem, or on stuck drill or casing strings that are *mechanically stuck*, primarily as a softening and lubricating agent, during periods of working or jarring pipe.

It should be pointed out that when using weighted or unweighted fluids there is always the potential problem of well collapse due to removal or destruction of the wall-building filter cake. There is also danger of a well kick if the hydrostatic head is reduced too much with an unweighted spotting fluid and if fluid migration (i.e. movement up the hole) takes place.

Note: A weighted spotting fluid refers to fluid weight being equal to the mud weight in the hole. Anything less in weight is either unweighted or semi-weighted.

It is very important to ascertain where and how the pipe is stuck before selecting a weighted or unweighted spotting fluid.

Unweighted soak solutions. The total quantity that should be prepared depends on the maximum differential pressure reduction that can be safely tolerated based on the estimated stuck point interval, annular hole volumes and expected length of fill-up after total fluid displacement is completed. Mixing ratios can be provided by the supplier.

To spot the solution, first displace the spotting fluid until the stuck point interval is completely covered up to the top or estimated top of the free point, then stop displacement. Next, work and torque (with pumps off) pipe initially in 10-minute cycles of around 10,000 lbs tension and 10,000 lbs compression for $\frac{1}{2}$ hour. After the first half hour, continue displacing or moving one barrel of spotting fluid at $\frac{1}{2}$ hour intervals until maximum pre-calculated differential pressure reduction is obtained above the top of the stuck point. Between each interval of fluid movement progressively increase tension load while working and torquing pipe, being careful not to exceed maximum safe tensional pull on the pipe in use.

If no progress is obtained after six hours (start to finish), circulate the spotting fluid out of the hole. Observe the shale shaker for a relative indication of wall filter cake damage and/or removal.

Semi-weighted to weighted systems. The quantity prepared for differentially stuck pipe again should be based on the maximum differential pressure reduction that can be safely tolerated. When weighted fluids are used for mechanically stuck pipe, the quantity depends on the annular volume plus the excess required to cover the estimated stuck point.

Formulations are shown (See Table A) that illustrate the mixing ratios for example liquid and dry additives. An abundance of products is available in either form from the various mud companies other than the two shown here.

TABLE A

(a) Imco Spot (50 lb sacks), 100 barrel batch					
wt., ppg:	10.0	12	14	16	18
Diesel, bbls	52	50	51	49	46
Imco Spot, sks	100	100	100	100	100
Seawater, bbls	34	28	21	18	10
Barite (100 lb sks)	108	217	375	480	585
(b) EZ Spot (55 gallon drums), 50 barrel batch					
wt., ppg	7.3	10	12	14	16
Diesel, bbls	33	29	27	25	22
EZ Spot, drums	3	3	3	3	3
Water, bbls	14	13	11	10	6
Barite (100 lb sks)	0	70	125	175	233

Suggested mixing recommendations include first filling mixing tank with desired amount of diesel then begin adding the dry material (through mixing hopper) or liquid material (direct into mixing tank) as soon as diesel level covers the suction. Second, add required water after either material has been added. Stir 10 to 15

minutes or longer until water is thoroughly emulsified with oil. Finally, steadily add barite, if used, through the mixing hopper (not in slugs) until the desired weight is reached. Continue mixing the solution until it is ready to be displaced.

The spotting procedure for a weighted solution is essentially the same as for an unweighted system except that more time (12 to 18 hours) is allowed for the soak to work before it is circulated out of the well bore.

EXAMPLE B

Using the same model of a 12,000-ft well as previously demonstrated (except for mud weight), it is desired to spot an unweighted organic soak solution around and above the stuck pipe interval for purposes of destroying the filter cake and reducing hydrostatic by 200 psi in the annulus above the free point.

Additional known information needed in the calculations includes:

- Differentially stuck up to 11,500 ft ± (free point)
- Linear capacity of drill collars (C_{DC}): 257.35 ft/bbl, (6 1/4-in. OD × 2-in. ID)
- Length of drill collars (L_{DC}): 600 ft ±
- Linear capacity of annulus around drill collars (C_{AC}): 31.25 ft/bbl
- Linear capacity of annulus around drill pipe (C_{AP}): 21.73 ft/bbl
- Mud weight in hole: 12.0 ppg = 0.624 psi/ft

To find the volume of unweighted (7.3 ppg = 0.380 psi/ft) spotting fluid required:

(a) Height of unweighted fluid required in annulus above free point:

$$\text{Height} = \frac{200 \text{ psi}}{(0.624 - 0.380)} = \underline{820 \text{ ft}}$$

(b) Volume behind 100 ft of drill collars above free point:

$$\frac{100 \text{ ft}}{31.25} = \underline{3 \text{ bbls}}$$

(c) Volume behind 720 ft of drill pipe above free point:

$$\frac{720 \text{ ft}}{21.73} = \underline{33 \text{ bbls}}$$

$$\text{Total Volume: } 3 + 33 = \underline{36 \text{ bbls}}$$

(d) Initial spotting fluid volume required across 500 ft of stuck drill collars:

$$\frac{500 \text{ ft}}{31.25} = \underline{16 \text{ bbls}}$$

(e) Volume left in drill pipe after initial spot:

$$36 - 16 = \underline{20 \text{ bbls}}$$

(f) Volume movement every half hour to obtain 200 psi differential:

$$\frac{36 \text{ bbls}}{2 \times 6 \text{ hrs}} = \underline{3 \text{ bbls per half hour for 6 hours}}$$

Note: Six hours is maximum suggested time to be spent on trying to free pipe with unweighted spotting fluid.

Using the same set of well conditions, assume that the string has been found to be mechanically stuck at 11,500 ft (the free point) and that it is desired to spot a weighted organic soak solution across the stuck pipe interval for lubricity without reducing hydrostatic.

To find the volume of weighted (12.0 ppg) spotting fluid required:

(a) Minimum initial volume to cover stuck interval:

$$\frac{500 \text{ ft}}{31.25 \text{ ft/bbl}} = \underline{16 \text{ bbls}}$$

(b) Extra volume to move 1.0 bbl every half hour for 12 hours:

$$2 \text{ bbls/hr} \times 12 \text{ hours} = \underline{24 \text{ bbls}}$$

(c) Total volume: 16 + 24 = 40 bbls

Note: From 12 to 18 hours is the maximum suggested time to be spent on trying to free pipe with semi-weighted and weighted spotting fluids.

DRILLSTEM TEST TOOL TECHNIQUE

The DST tool is not used to try and free differentially stuck pipe as often as the other two techniques discussed above. However, it is usually considered to be operationally safer than the other two, since it allows the well to be kept under stricter control, while reducing differential pressure across the stuck zone. The disadvantages of using this technique are the operational time normally involved in mobilizing special DST equipment and personnel, and having to back-off, run a caliper log (i.e. selecting packer seat) and make a conditioning trip before the operation can be carried out.

Basic procedures for utilizing the DST method are as follows:

1. Run a free point indicator and back-off at a selected joint above and closest to the free point.
2. Run a caliper log and select a gauge or near gauge section of hole closest to and above the back-off depth which will be adequate to seat packer.
3. Make a conditioning and clean-up trip to top of fish.
4. Determine a safe differential pressure reduction and calculate the amount of cushion (water, diesel or mud) that will be run inside the test string to provide the differential required.
5. Make-up and run the following downhole tools, bottom to top:

Catch tool, consisting of overshot, box or pin end down tool joint, etc.

X ft Perforated anchor, used as spacer between catch tool and packer seat

Packer assembly, open hole expansion type, which sets with compression

Safety joint

Hydraulic jar, set for upward jarring

Test tool, which will open automatically when packer is set

Circulating valve, for reversing out

Y ft Drill collars, used for packer setting weight and/or jarring

Bumper sub(s), optional if on floating rig

Z ft Drill Collars, optional if on floating rig

Drill pipe, to surface

Surface equipment to be used includes:

Master test valve

Swivel

Floor manifold

Continued on page 124

B	— Viscosity constant for Newtonian fluids
C_1	— Static filtration rate constant, $\text{ml}^2/\text{cm}^2 \text{ hr}^{1/2}$
C_2	— Static filtrate volume constant, $\text{ml}/\text{cm}^2 \text{ hr}^{1/2}$
C_3	— Spurt loss volume, ml/cm^2
C_4	— Dynamic non-equilibrium constant, $\text{ml}/\text{cm}^2 \text{ hr}^{1/2}$
	— Non-equilibrium shear rate multiplier, (n/l) ($\text{s}/\text{cm}^2 \text{ hr}$)
	— Dynamic equilibrium constant, $\text{ml}/\text{cm}^2 \text{ hr}^{1/2}$
C_7	— Equilibrium shear rate multiplier (ml) ($\text{s}/\text{cm}^2 \text{ hr}$)
C_8	— Reduction factor for static filtration through dynamic equilibrium cake
E	— Fluid displacement efficiency of the filtrate
p	— Pressure correction exponent for filter cake
ΔP_1	— Differential filtration pressure under condition 1, kPa
ΔP_2	— Differential filtration pressure under condition 2, kPa
q	— Filtration rate, (ml/cm^2) (hr)
q_1	— Filtration rate under condition 1
q_2	— Filtration rate under condition 2
r	— Radius of wellbore, mm
t	— Time, hr
t_d	— Time at which dynamic equilibrium is attained
T_1	— Absolute temperature under condition 1
T_2	— Absolute temperature under condition 2
U	— Drilling penetration rate, cm/hr
V	— Filtration volume, ml
X	— Fraction of filtrate through hole bottom removed by drill bit
Y	— Fluid shear rate, s^{-1}
ϕ	— Formation porosity

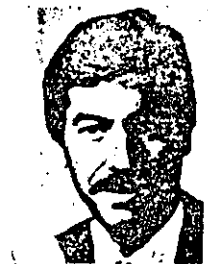
ACKNOWLEDGMENT

The author thanks the management of Gulf Canada Resources Inc. for permission to publish this paper.

LITERATURE CITED

- 1.erguson, C.K. and Klotz, J.A., "Filtration From Mud During Drilling," Petroleum Transactions Reprint No. 6, pp. 132-145.
- 2.örner, Viktor, White, M.M., Cochran, C.C., and Deily, F.H., "Microbit Dynamic Filtration Studies," Trans., AIME (1957) Vol. 210, pp. 183-189.
- 3.Krueger, Roland F., "Evaluation of Drilling-Fluid Filter-Loss Additives Under Dynamic Conditions," J. Pet. Tech. (Jan. 1963) pp. 90-98.
- 4.Outmans, H.D., "Mechanics of Static and Dynamic Filtration in the Borehole," SPE Journal (Sept. 1963) pp. 236-244.
- 5.Bezemer, C. and Havenaar, L., "Filtration Behavior of Circulating Drilling Fluids," SPE Journal (Dec. 1966) pp. 292-298.
- 6.Lawhorn, Charles P., Evans, William M. and Simpson, Jay P., "Laboratory Drilling Rate and Filtration Studies of Emulsion Drilling Fluids," J. Pet. Tech. (July, 1967) pp. 943-948.
- 7.Simpson, Jay P., "Drilling Fluid Filtration Under Simulated Downhole Conditions," paper SPE 4779 prepared for SPE Symposium on Formation Damage Control, New Orleans, Feb. pp. 7-8, 1974.
- 8.Larsen, H.D., "Determining the Filtration Characteristics of Drilling Muds," The Petroleum Engineer.
- 9.Havenaar, L., "Mud Filtration at the Bottom of the Borehole," Trans., AIME (1956) p. 312.
- 10.Nowak, T.J. and Krueger, R.F., "The Effects of Mud Filtrates and Mud Particles Upon the Permeabilities of Cores," Drilling and Production Practices, API (1951) pp. 164-179.
- 11.Prokop, C.L., "Radial Filtration of Drilling Mud," Trans., AIME (1952) Vol. pp. 195, 5-10.
- 12.Abrams, A., "Mud Design to Minimize Rock Impairment Due to Particle Invasion," J. Pet. Tech. (May, 1977) pp. 586-592.

About the author



and a member of the Canadian Association of Drilling Engineers (CADE) and of the Canadian Institute of Mining and Metallurgy (CIM).

BARRY R. HASSEN received a B.Sc. in Geological Engineering from the University of Saskatchewan in 1973. He worked with a major oil company on Athabasca tar sands drilling and well completions prior to joining Gulf Canada Resources Inc. in 1975. Located in Calgary, Alta., he held positions of Drilling Engineer and Drilling Engineering Specialist before assuming his current role as Supervisor of Completion Technology in 1980. Mr. Hassen is a registered Professional Engineer

6. Catch or screw into top of fish.
7. Set packer (test tool will open automatically).
8. Observe annulus, drill pipe surface pressure and weight indicator when tool opens, and be prepared to control well either on annulus or through drill pipe if necessary.

9. If weight of fish is significant and fish comes free with the immediate reduction in differential pressure, then the packer will probably collapse (unseat), thereby throwing the additional weight of the freed fish on the indicator reading. When this occurs, start working pipe immediately up and down over the maximum possible distance while simultaneously preparing to rig down and chain (do not rotate) out of the hole. Use normal hole fill-up procedures when tripping out.

10. If weight of fish is not significant, or if fish does not come free, then the packer will probably remain seated and no change in weight indicator reading will be noted. When this occurs, close annular BOP and open circulating valve to slowly let equalization occur between drill pipe and annulus. Open annular BOP, unseat packer and attempt to jar fish free. If no progress is noted, consider reducing differential even further by circulating and reducing mud weight to some lower value below the original pressure reduction calculated, or reseal packer, reverse out fluid cushion, release from fish and trip out of hole. Use normal hole fill-up procedures while tripping out.

Note: Contrary to some current thinking it is not recommended to run a subsea test tree assembly when applying the DST tool technique. The main reason for this is not being able to recognize the "sudden drop" effect on the drill string if the packer collapses or unseats when the fish comes free. In addition, the time involved in laying down the subsea test tree assembly may cause resticking to occur if the pipe was freed.

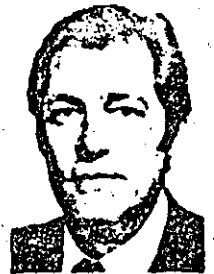
ACKNOWLEDGMENT

The author wishes to acknowledge the contribution of H.A. Kendall of Amoco, a former business colleague, who developed the rule-of-thumb equations cited in this article.

Next month: Freeing mechanically stuck pipe

About the author

MIKE BROUSE attended the University of Houston and Texas A&I University, graduating from the latter with a BS degree in petroleum and natural gas engineering in 1961. From 1961 to 1965, he worked as a drilling and production engineer for Phillips Petroleum Co. in Texas and Louisiana. In January 1965, he joined Amoco International Oil Co. as a senior petroleum engineer. During 11½ years with Amoco, he held additional positions of senior drilling engineer, drilling superintendent and European drilling manager in various locations including New York, Cairo, Great Yarmouth, Chicago, Utrecht and London. In 1976, he helped establish Oilfield Consultants International, an international oilfield consulting company which works for major oil company clients worldwide. From inception he served as vice president of the concern. In May 1982, he accepted a one year assignment as drilling manager for Neddrill (Nederland) B.V., headquartered in Rotterdam.



Part 2—Freeing mechanically stuck pipe

How to handle stuck pipe and fishing problems

Mike Brouse, Drilling Manager, Neddrill (Nederland) B.V., Rotterdam, Netherlands

10-second summary

Last month, causes, prevention and methods for freeing differentially stuck pipe were discussed. This article presents similar information and methods for dealing with mechanically stuck pipe including tubular stretch techniques and free point/back off operations.

MECHANICALLY STUCK PIPE represents a potentially serious problem in any drilling operation, one that continues to cost operating companies millions of dollars each year. This article is designed to help key drilling personnel recognize, and minimize or avoid sticking the drill string or casing. Additional information on fishing techniques and procedures will be presented next month.

CAUSES

Mechanically stuck pipe is considered to be that which has been determined not to be differentially stuck. It can be associated with any one of the following drilling conditions:

- ▶ Pulling into a key seat formed from a dogleg
- ▶ Formation or cuttings sloughing around and packing off drill string
- ▶ Running (tripping) drill pipe into the hole too fast and hitting a bridge, tight spot or the bottom of the wellbore
- ▶ Drilling at excessive rates and not using optimum hydraulics for the given hole size
- ▶ Drilling fast hole in larger sizes (i.e., 14 $\frac{1}{4}$ -in. or greater) and not using controlled penetration rates whereby the formation is penetrated faster than it is mechanically possible to circulate cuttings from the annulus

▶ Drilling ahead blind (without mud returns) with seawater and not periodically flushing hole with a viscous mud

▶ Not using caution in reaming or tripping back to bottom following a change from a diamond or core bit to a rock bit or vice versa

▶ Running a full or near gauge "near bit" stabilizer instead of a "near bit" roller reamer when following a turbine-diamond bit run with a rock bit run

▶ Drilling formation and/or cement and forgetting to turn the pumps on (i.e. no circulation). Unfortunately this event occurs more than is realized—sometimes inside casing.

PREVENTION

The following prudent practices should be followed routinely, where applicable, to minimize the probability of getting mechanically stuck:

- Keyseats are formed from doglegs over a period of time and may be prevented. All tight spots, overpull and depth of overpull, should be noted and recorded each trip out of the hole on both the IADC daily report and drilling recorder. A common tight spot on two successive trips out of the hole with overpull on the second trip greater than the first is indicative of a keyseat forming. *Strongly consider running a keyseat wiper or string reamer on the third trip.*

- Do not force the drill string up or down through a tight spot or bridge on trips. Consider circulating, working and/or rotating the pipe in stages through the restriction or bridge. As an example (on a field rule-of-thumb basis), a drill string slack-off weight of 100,000 lb could require approximately three times that amount (i.e., 300,000 lb) in overpull to free.

- Always assure that optimum hydraulics are used and are compatible to the respective hole size and penetration rate.

- Use controlled penetration rates where applicable in larger hole sizes.

TENSION/TORQUE PROCEDURES

- Always consider flushing the hole with a high viscosity mud, circulating and/or working pipe periodically on connections if planning to drill ahead without returns or if shale washouts exist over a long interval.

• Diamond bits drill a slightly different hole size and hole configuration than rock bits do, therefore caution should be taken when tripping back to bottom with a rock bit through the interval drilled by a diamond bit and vice versa.

- Turbine-diamond bit combinations tend to drill a spiral or stair step-type configuration. Consider running a "near bit" roller reamer instead of a "near bit" stabilizer to remove ledges when following a turbine-diamond run with a rock bit run.

- Always run some type of recognized drilling jar in the drill string unless there is a valid reason not to.

FREEING MECHANICALLY STUCK PIPE

There are many methods and techniques used in freeing mechanically stuck pipe. However, the key to freeing pipe successfully and with a minimum amount of time is to *first* ascertain where and how the pipe became stuck, and *secondly*, attempt to free it in a systematic and economical manner. The following routine steps should be taken while waiting on free point/back-off tools and before receiving orders to back off. First, attempt to circulate, work, jar and/or rotate drill string. If the drill string becomes stuck tripping out of the hole, work (or jar) the pipe *downwards*. If the drill string becomes stuck tripping into the hole, then work (or jar) the pipe *upwards*. The maximum upward pull should always be based on the recommended safe tensional limits of the drill string in use. Refer to Tables 1-6, to determine the amount of tension that can be placed on stuck drill pipe.

Note. In a situation in which sloughing formations have fallen into the wellbore around the drill pipe, it has often proven successful to place a straight upward strain on drill pipe and observe the weight indicator for weight bleed-off (slow movement) rather than working or jarring pipe.

Next, attempt to determine an estimated stuck point depth by using pipe stretch techniques and tables. Spot, in stages, a weighted organic soak solution across the estimated stuck point depth as per the technique indicated in last month's installment.

Note. If it has been estimated that the stuck point depth is within a salt (sodium, magnesium, potassium or halite) section, consider spotting fresh water or seawater rather than an organic soak solution.

Continue working, jarring and/or rotating drill string while the spotting fluid is working. Finally, run a free point indicator and back-off within 12 to 18 hours after getting stuck if no progress towards freeing pipe is indicated. Refer to the following procedures for recommended techniques in determining the free point and for backing off.

Freeing stuck pipe may call for simultaneously working (in tension and/or compression) and torquing the drill string while attempting to circulate. Tension and torque limits vary with pipe condition, grade, weight, depth (hook load), tool joints, etc. As a guide for these conditions, Tables 1-6 show calculated allowable hook load and torque combinations for commonly used drill pipe, including tool joints, subjected to combined tension, torsion and internal pressure.

Strengths are given for both new and used pipe and tables are based on minimum yield strength. Also, these tables allow for normal circulating pressures and the effect of slight doglegs (up to $1\frac{1}{2}^\circ$ per 100 ft), but do not allow for weakening effects due to fatigue cracks, corrosion or hydrogen embrittlement. While tool joints are stronger in tension than drill pipe, they may limit the maximum torque that can be applied to the string.

When location of free point is unknown, the torque to be applied cannot be related to turns, but must be measured directly by a torque-measuring device (free point indicator). Drill pipe stretch techniques and tables can be used to determine approximate stuck point depths. However, the resulting answer cannot always be relied upon for accuracy due to friction, drag and/or doglegs in the well bore.

The initial step in attempting to free stuck pipe should be to work the string up and/or down as much as possible while staying within the safe tensional and torsional limits of the drill pipe in use. The following tables and example can be used as guidelines to keep drill pipe within these safe limits.

Example 1. In this example, certain arbitrary conditions are assumed and include: New $3\frac{1}{2}$ -in., 13.3 ppf, grade E drill pipe with $3\frac{1}{2}$ -in., API IF tool joints, stuck at 4,000 ft. The circulating pressure being used is 2,000 psi.

The objective is to determine the limiting conditions of hook load and torque based on minimum yield strength. To arrive at the solution, go through the following steps and refer to the encircled letters on Table 1:

1. For new $3\frac{1}{2}$ -in., grade E pipe and 2,000 psi circulating pressure, the maximum hook load that can be applied for zero torque is 217,900 lb (A in Table 1).

2. The tool joint identification letter (b) applies to $3\frac{1}{2}$ -in., API IF tool joints (bottom of Table 1). Therefore the maximum allowable torque on the tool joint should be no more than 2.97 turns per 1,000 ft (B in Table 1).

3. With the string stuck at 4,000 ft, 2.97 turns per 1,000 ft equals 11.88 turns.

4. For new pipe the torque factor, K, is 4,714 (C in Table 1). Therefore the maximum allowable tool joint torque in terms of ft-lb is equal to $(4,714 \times 2.97)$ or 14,000 ft-lb.

5. If the applied hook load was 175,000 lb, D in Table 1 would be chosen. The allowable torque on new pipe at 2,000 psi is 2.42 turns per 1,000 ft (E in Table 1) com-

TABLE 1—Allowable hook load and torque for stuck 3½-in. grade E drillpipe (13.3 ppf)
(Table based on minimum yield strength of pipe—75,000 psi)

	Average remaining cross sectional area of pipe			
	100% (new pipe)		80% (used pipe)	
	Circulating pressure, psi		Circulating pressure, psi	
	0	2,000	0	2,000
Max. hook load for zero torque, lb	236,100	217,900	188,800	171,800
Hook load, lb	Allowable torque (turns per thousand ft to free point)			
225,000	1.04	2.00		
200,000	1.81	2.42	1.33	
175,000	2.29	2.73	2.15	2.36
150,000	2.63	2.97	2.66	2.80
125,000	2.89	3.15	3.01	3.11
100,000	3.00	3.27	3.26	3.32
75,000	3.23	3.36	3.42	3.46
50,000	3.33			
Torque factor, K	4,714	4,174	3,596	3,596

Torque in ft-lb = K × (turns/1000 ft)

- * Maximum torque for 3½-in. API regular tool joint
- * Maximum torque for 3½-in. API internal flush tool joint
- * Maximum torque for 3½-in. API full hole tool joint
- * Maximum torque for 3½-in. Xtra hole tool joint

Given: New pipe with 3½-in. API fl tool joints, stuck at 4,000 ft. Pressure = 2,000 psi.
Solution: Use tool joints (b). The column for new pipe and 2,000 psi should be read.

Hook load	Turns/1,000 ft	Turns for 4,000 ft	
217,900	0	0	Pipe strength limits number of turns
200,000	2.00	8.00	
175,000	2.42	9.68	
150,000	2.73	10.92	
125,000	2.97	11.88	
100,000	2.97	11.88	Tool joint limits number of turns
75,000	2.97	11.88	
50,000	2.97	11.88	
25,000	2.97	11.88	
0	2.97	11.88	

After J. C. Stall and K. A. Blankens, WORLD OIL, November 1962.

pared to an allowable load on the tool joint of 2.97 turns per 1,000 ft. The limiting turns in this case would be 2.42 turns per 1,000 ft or that of the drill pipe.

6. With the string stuck at 4,000 ft, 2.42 turns per 1,000 ft would equal 9.68 turns, or in terms of ft-lb, would be 4,714 × 2.42, which equals 11,400 ft-lb.

Note. For hook loads found opposite the tool joint identification letters, (a, b, c, etc.), the drill pipe has torsional strength equal to that of the tool joints. For hook loads less than this value (i.e., 125,000 lb (F) in Table 1), the allowable torque on the pipe is greater than that of the tool joints. In Table 1, for a hook load of 75,000 lb (G), the allowable torque on the pipe is 3.27 turns per 1,000 ft (H). Since the maximum allowable torque on the tool joint is only 2.97 turns (B), the tool joints limit the torque on the string for a 75,000-lb hook load.

TUBULAR STRETCH TECHNIQUES

The amount of stretch exhibited by drill pipe, tubing or casing that is stuck at some point down hole and pulled on from the top depends upon the length of pipe down to the stuck point, pipe characteristics, hole conditions and the amount of straight pull exerted. The

TABLE 2—Allowable hook load and torque for stuck 3½-in. grade G drillpipe (13.3 ppf)
(Table based on minimum yield strength of pipe—105,000 psi)

	Average remaining cross sectional area of pipe			
	100% (new pipe)		80% (used pipe)	
	Circulating pressure, psi		Circulating pressure, psi	
	0	2,000	0	2,000
Max. hook load for zero torque, lb	330,600	312,300	264,300	247,300
Hook load, lb	Allowable torque (turns per thousand ft to free point)			
325,000	0.88			
300,000	2.01	a,b,c,d 2.19		
275,000	2.47	2.83		
250,000	3.12	3.27	1.61	
225,000	3.50	3.61	2.61	2.86
200,000	3.80	3.90	a,d 3.25	a,b,c,d 3.43
175,000	4.05	4.13	b,c 3.65	3.86
150,000	4.26	4.32	4.09	4.20
125,000	4.42	4.47	4.38	4.46
100,000	4.55	4.59	4.60	4.66
75,000	4.65	4.68	4.76	4.81
50,000	5.72	4.74	4.88	4.91
25,000	4.76	4.77	4.94	4.96
0	4.78	4.77	4.97	4.96
Torque Factor, K	4,714	4,714	3,596	3,596

a,b,c,d Values are given in Table 1.

After J. C. Stall and K. A. Blankens, WORLD OIL, November 1962.

following stretch formula and corresponding stretch constants shown in Table 7, should always be used to determine the approximate depth or length of free pipe as soon as possible after pipe is confirmed to be stuck. The resulting answer can aid in evaluating the problem and perhaps provide key information in solving it. Again, it should be pointed out that the answer obtained be used with caution and only as an indicator of the stuck point depth since pipe stretch data does not account for drill collar or heavy weight drill pipe stretch and will often be affected by doglegs, hole angle and hole friction. Always evaluate known-hole conditions to ascertain the validity of the answer obtained. The tubular stretch formula is:

$$L = \frac{1,000,000 E}{k(P_x - P_y)}$$

Where:

- L = Approximate depth or length of free pipe, ft
- E = Stretch in pipe between P_x and P_y, in.
- k = Stretch constant for a given pipe size and weight (see Table 7)
- P_x = A tensional pull above hook load weight of pipe string that is higher than P_y, lb.*
- P_y = A tensional pull up to the hook load weight of pipe string in mud prior to getting stuck that is lower than P_x, lb.*

*Caution—Do not exceed safe tensional limits (pipe body or joint strength) of pipe in hole while obtaining this data.

Limitations of tubular stretch technique. The tubular stretch technique assumes that:

- Only thinner wall tubulars will be elongated such as

TABLE 3—Allowable hook load and torque for stuck 4½-in. grade E (16.6 ppf)

(Table based on minimum yield strength of pipe—75,000 psi)

	Average remaining cross sectional area of pipe			
	100% (new pipe)		80% (used pipe)	
	Circulating pressure, psi		Circulating pressure, psi	
	0	2,000	0	2,000
Max. hook load for zero torque, lb	287,400	256,800	229,900	200,800
Hook load, lb	Allowable torque (turns per thousand ft to free point)			
275,000	0.77			
250,000	1.31	0.86		
225,000	1.65	1.82	0.56	
200,000	1.91	2.05	1.35	0.33
175,000	2.10	2.22	1.77	1.84
150,000	2.26	2.35	2.07	2.23
125,000	2.39	2.46	2.29	2.41
100,000	2.49	2.54	2.47	2.55
75,000	2.56	2.60	2.58	2.64
50,000	2.61	2.64	2.66	2.70
25,000	2.64	2.65	2.71	2.73
0	^{g,h} 2.65	^{g,h,i} 2.65	^{g,h,i} 2.73	^{g,h,i} 2.72
Torque Factor, K	10,064.	10,064.	7,792.	7,792.

Torque in ft-lb = K × (turns/1,000 ft)

- ^g Maximum torque for 4½-in. API regular tool joint
- ^h Maximum torque for 4½-in. API internal flush tool joint
- ⁱ Maximum torque for 4½-in. API full hole tool joint
- ^j Maximum torque for 4½-in. Xtra hole tool joint

After J. C. Staff and K. A. Blenkart, WORLD OIL, November 1962.

TABLE 5—Allowable hook load and torque for stuck drillpipe grade E (19.5 ppf)

(Table based on minimum yield strength of pipe—75,000 psi)

	Average remaining cross sectional area of pipe			
	100% (new pipe)		80% (used pipe)	
	Circulating pressure, psi		Circulating pressure, psi	
	0	2,000	0	2,000
Max. hook load for zero torque, lb	344,000	306,100	275,200	239,100
Hook load, lb	Allowable torque (turns per thousand ft to free point)			
325,000	0.78			
300,000	1.17	0.67		
275,000	1.43	1.50	0.09	
250,000	1.64	1.78	1.03	
225,000	1.81	^h 1.92	1.41	1.11
200,000	1.94	^h 2.04	1.69	1.83
175,000	2.06	2.14	1.89	2.04
150,000	2.15	2.21	2.06	2.17
125,000	2.22	2.28	2.19	2.27
100,000	2.28	2.32	2.29	2.35
75,000	2.33	2.36	2.36	2.41
50,000	2.36	2.38	2.41	2.44
25,000	2.38	2.38	2.44	2.45
0	2.39	2.38	^{h,j} 2.45	^{h,j} 2.45
Torque Factor, K	14,942.	14,942.	11,582.	11,582.

Torque in ft-lb = K × (turns/1,000 ft)

- ^h Maximum torque for 4½-in. API internal flush tool joint
- ^j Maximum torque for 6-in. Xtra hole tool joint

After J. C. Staff and K. A. Blenkart, WORLD OIL, November 1962.

TABLE 4—Allowable hook load and torque for stuck 4½-in. grade G (16.6 ppf)

(Table based on minimum yield strength of pipe—105,000 psi)

	Average remaining cross sectional area of pipe			
	100% (new pipe)		80% (used pipe)	
	Circulating pressure, psi		Circulating pressure, psi	
	0	2,000	0	2,000
Max. hook load for zero torque, lb	402,400	371,800	321,900	292,800
Hook load, lb	Allowable torque (turns per thousand ft to free point)			
400,000	0.41			
375,000	1.35			
350,000	1.83	1.89		
325,000	2.19	^h 2.39		
300,000	^h 2.48	2.64	1.39	
275,000	2.71	^{g,h} 2.85	1.99	1.88
250,000	^{g,h} 2.91	3.03	2.41	2.64
225,000	3.08	3.18	2.73	2.92
200,000	3.22	3.31	2.99	3.14
175,000	3.34	3.42	3.21	3.33
150,000	3.45	3.51	3.38	3.48
125,000	3.53	3.58	3.52	3.60
100,000	3.60	3.63	3.63	3.69
75,000	3.65	3.68	3.72	3.76
50,000	3.69	3.70	3.78	3.80
25,000	3.71	3.71	3.81	3.82
0	3.71	3.71	^{g,h} 3.82	^{g,h} 3.82
Torque Factor, K	10,064.	10,064.	7,792.	7,792.

^{g,h} Values are given in Table 3.

After J. C. Staff and K. A. Blenkart, WORLD OIL, November 1962.

TABLE 6—Allowable hook load and torque for stuck 5-in. drillpipe grade G (19.5 ppf)

(Table based on minimum yield strength of pipe—105,000 psi)

	Average remaining cross sectional area of pipe			
	100% (new pipe)		80% (used pipe)	
	Circulating pressure, psi		Circulating pressure, psi	
	0	2,000	0	2,000
Max. hook load for zero torque, lb	481,600	443,700	385,300	349,200
Hook load, lb	Allowable torque (turns per thousand ft to free point)			
475,000	0.55			
450,000	1.19			
425,000	^h 1.57	^h 1.43		
400,000	^h 1.86	^h 1.83		
375,000	2.10	2.27	0.79	
350,000	2.30	2.44	1.44	
325,000	2.47	2.59	1.85	1.79
300,000	2.62	2.73	2.18	2.37
275,000	2.74	2.84	^h 2.41	^h 2.55
250,000	2.86	2.94	^h 2.58	2.76
225,000	2.96	3.03	2.79	2.92
200,000	3.04	3.10	2.94	3.04
175,000	3.11	3.17	3.06	3.15
150,000	3.18	3.22	3.17	3.24
125,000	3.23	3.28	3.25	3.31
100,000	3.27	3.30	3.32	3.37
75,000	3.30	3.32	3.37	3.40
50,000	3.32	3.34	3.41	3.43
25,000	3.34	3.34	3.44	3.44
0	3.34	3.34	3.44	3.44
Torque Factor, K	14,943.	14,943.	11,582.	11,582.

^h Values are given in Table 5.

After J. C. Staff and K. A. Blenkart, WORLD OIL, November 1962.

casing, tubing and drill pipe and not, for example, drill collars or heavy weight drill pipe that will usually be included in drill string.

• None of the pipe down to the stuck point is in compression and the true weight down to this point has been picked up and is in tension.

• There will be no slippage at the stuck point while pulling additional tension to obtain stretch.

• Pipe will return to its original setting when additional tension has been removed and no permanent elongation of the pipe takes place.

Example 2. The stretch data procedure assumes certain arbitrary conditions to illustrate the example. These are that the drill string becomes stuck on a routine bit trip out of the hole. The in-hole string consists of 8,000 ft of grade E, 5-in. X-hole (19.5 ppf) drill pipe and 500 ft of 7-in. OD drill collars. Immediate attempts to work the string free are unsuccessful, and it is suspected that the drill pipe is stuck in a keyseat.

The approximate length or depth of free pipe can now be determined based on the following tubular stretch technique:

1. Sufficient tension is pulled on the drill string to equal the normal hook load weight in mud prior to getting stuck. The weight indicator reading is 200,000 lb.

2. While the 200,000-lb hook load pull is being maintained, a 5-ft stick is laid flat across the rotary table against the pipe and a "fine line" horizontal chalk mark placed on the pipe at the point where the top side of the 5-ft stick touches the pipe. The mark is designated Point 1.

3. Additional tension is pulled (up to 220,000 lb) and then slowly released until the weight indicator reading shows 200,000 lb again. Another mark, Point 2, is placed on the pipe and will be slightly higher than Point 1. This may be attributed to friction in the hole.

4. The initial starting point, *y*, is marked midway between Points 1 and 2. Weight is then recorded as 200,000 lb at Point *y*.

5. A safe additional tension of 40,000 lb is determined and the string is pulled until the weight indicator reads 240,000 lb. While maintaining a 240,000-lb pull, Point 3 is chalked on the drill pipe.

6. A further safe additional pull of 20,000 lb is determined and the string pulled until the weight indicator reads 260,000 lb. Then tension is slowly released until the weight indicator reads 240,000 lb again. This becomes Point 4 and is marked on the pipe as described.

7. A final point, *x*, is marked on the pipe midway between Points 3 and 4. This value is recorded as 240,000 lb at Point *x*.

8. The pipe stretch or distance between Points *x* and *y* is measured at 18.5 in. while holding 240,000 lb final tension on the string.

9. Based on this data, the approximate depth or

TABLE 7—Stretch constant-K, for drill pipe, casing and tubing

Drill pipe			Casing			Tubing		
Nominal size, in.	Weight, ppf	k	Nominal size, in.	Weight, ppf	k	Nominal size, in.	Weight, ppf	k
2 $\frac{1}{2}$	4.85	0.3104	5	15.0	0.0914	2 Reg.	4.00	0.3453
2 $\frac{3}{4}$	6.85	0.2171	5	18.0	0.0758	2 Reg.	4.60	0.3067
2 $\frac{7}{8}$	6.46	0.2347	7	23.0	0.0601	2 EUE	4.70	0.3067
2 $\frac{7}{8}$	8.35	0.1775	7	26.0	0.0530	2 Reg.	5.80	0.2363
2 $\frac{7}{8}$	10.40	0.1440	7	29.0	0.0473	3 EUE	5.95	0.2363
3 $\frac{1}{2}$	11.20	0.1326	7 $\frac{1}{2}$	26.4	0.0532	2 $\frac{1}{2}$ Reg.	6.40	0.2207
3 $\frac{1}{2}$	13.30	0.1106	7 $\frac{1}{2}$	29.7	0.0468	2 $\frac{1}{2}$ EUE	6.50	0.2207
4 $\frac{1}{2}$	16.80	0.0907	7 $\frac{1}{2}$	33.7	0.0412	2 $\frac{1}{2}$ Reg.	8.60	0.1610
5	19.50	0.0758	7 $\frac{1}{2}$	39.0	0.0357	2 $\frac{1}{2}$ EUE	8.70	0.1610
			8 $\frac{1}{2}$	40.0	0.0348	3 Reg.	7.70	0.1795
			9 $\frac{1}{2}$	40.0	0.0349	3 Reg.	9.20	0.1544
			9 $\frac{1}{2}$	43.5	0.0319	3 EUE	9.30	0.1544
			9 $\frac{1}{2}$	47.0	0.0295	3 Reg.	10.20	0.1372
			10 $\frac{1}{2}$	45.5	0.0308	3 Reg.	12.70	0.1666
			10 $\frac{1}{2}$	51.0	0.0275	3 EUE	12.95	0.1095
			13 $\frac{1}{2}$	61.0	0.0229	3 $\frac{1}{2}$ Reg.	9.50	0.1493
			13 $\frac{1}{2}$	68.0	0.0206	3 $\frac{1}{2}$ EUE	11.00	0.1300
			13 $\frac{1}{2}$	72.0	0.0193	4 Reg.	12.00	0.1111
			16	65.0	0.0217	4 EUE	12.75	0.1111
			18 $\frac{1}{2}$	87.5	0.0160			
			20	94.0	0.0149			

Note: If stretch constant, *k*, required for a particular weight and size of pipe is not in the above tables then can be calculated within the limits of field accuracy as follows:

$$\text{For drill pipe: } k = \frac{1.5}{\text{ppf}} \quad \text{For Tubing and Casing: } k = \frac{1.4}{\text{ppf}}$$

length of free pipe, *L*, may be calculated as follows:

$$L = \frac{1,000,000(18.5)}{0.07584 (240,000 - 200,000)}$$

$$L = 6,098 \text{ ft}$$

Note. This answer helps confirm that drill pipe most probably is stuck in a keyseat rather than around drill collars or bit.

FREE POINT/BACK-OFF OPERATIONS

At some time during the course of stuck pipe and/or fishing operations, the decision probably will be made to run free point measurements and attempt to back-off at a selected depth down hole. One of the most historically time-consuming and costly operations is the attempted back-off. This situation exists only because back-off operations are not frequent events, and consequently, most key drilling supervisory personnel are not currently versed on fundamentals of free point readings and techniques required to obtain a successful back-off.

Free point instruments can be run separately from back-off shots, or they can be unitized and run together. It is strongly recommended that, when applicable, the two be run together to maintain a continuous operational sequence of applied tension and torque. Although service company specialists are required for these operations, the operating company representative is responsible for understanding and directing the events.

Free point measurements. There are two popular instruments used in determining free points in a stuck pipe string. One is the sub-surface probe that measures downhole tension and torque indirectly, and the other is a strain gauge that measures downhole tension and torque directly.

Sub-surface probes measure changes in molecular structure of drill pipe when it is subjected to tensional and/or torsional loadings. Whenever pipe is distorted, a measurable molecular structural change will occur. The probe consists of an oscillator that produces an alternating high frequency electric current from direct current fed down the hole. Any change in molecular structure alters this frequency and the resulting signal is picked up by a special receiver coil and transmitted to the surface. Frequency readings in the service unit are then related to strain or pipe movement.

The strain gauge also is an electrical instrument, but it measures pipe distortion directly, in inches, as it occurs. As the length of pipe is tensioned or torqued, there is an approximate uniform deflection for any unit length. The strain gauge element measures this stretch and/or angular deflection between the length of two pre-spaced belly type strings.

Both instrument types measure torque in a clockwise or right-hand direction only. Therefore, if right-hand torque cannot be applied for some particular reason and left-hand torque is applied to the pipe, the instrument will begin to measure torque only when left-hand torque is released.

Free point instruments are run in the hole to a depth below the estimated stuck point then set for readings. As drill pipe is tensioned, there will be no readings if the instrument is, in fact, below the stuck point. When this is the case, the free point instrument is reset and pipe tensioned at selected depth stations moving up the hole until a tension reading is first observed. Tension and/or torque is then varied at this depth station to determine the required amount of tension and rounds of torque that can safely be applied in selecting a back-off depth. A back-off depth should not be selected if the pipe is stuck in tension at a point different from where it is stuck in torsion.

Remember: To back-off successfully, the back-off point should be selected on the basis of the deepest desired tool joint depth that has been monitored to be free in both tension and torsion.

Back-off Procedures: First, select the back-off shot (explosive charge) according to the maximum grains/ft recommended by the service company performing free point and back-off operations. When the free point instrument and back-off shots are run together, an optimum number of grains per ft is usually chosen. Since the exact free point depth may not be known prior to this run, the proper strength of string shot can only be estimated.

Next, run the free point instrument and back-off shot (same run if possible) and attempt to determine a free point at the selected depth station as follows:

1. Tension readings: Pick up the calculated hook load weight (base weight) of the pipe (in air, not mud) prior to getting stuck plus an additional 5,000 lb. This should be done before taking the first stretch reading. Specific pull or base weight places the entire free length of pipe in tension before an additional pull rec-

ommended by the service company's tubular stretch table is applied. Theoretically, this recommended pull could be applied to the pipe without first placing the pipe in tension up to its base weight. In this manner the tool could measure relief of compression, but due to hole friction, stretch would not be evenly distributed in the pipe. By tensioning the pipe up to its base weight first, and then applying recommended pull, hole friction is minimized and stretch is more nearly uniform throughout the free pipe.

In directional holes, base weight is usually much less than pipe weight because of friction or drag. Some experimentation may be necessary to determine a base weight so that drill pipe will have uniform stretch when subsequent readings are taken. It should be pointed out that in certain cases if the drill string is picked up to its base weight, the pipe may bind at a dogleg point and the pull will not be distributed over the entire length of free pipe when stretch readings are taken.

Note. Always stay under the safe tensional limits of the weakest member of the string in use:

New pipe— $0.85 \times$ Tensile strength
80% Used pipe— $0.70 \times$ Tensile strength

Once the string has become stuck, the buoyancy effect of the mud will not apply again until the split second the tool joint starts to spin free or back out.

2. Torque readings are initiated at a depth station where pipe is free in tension as well as the point selected for the intended back-off.

To obtain a torque reading, tension the pipe to the back-off weight (base weight minus stuck pipe weight) and slowly apply right-hand torque. On a rule-of-thumb basis, the number of turns will average about $\frac{3}{4}$ of a turn per 1,000 ft of pipe in reasonably straight holes. Right-hand torque should be applied slowly, deliberately and with caution. Do not let the driller get in a hurry during this operation. It may be necessary during torquing operations to slowly let torque periodically reverse to the left. In doing this, do not lose count of net turns to the right. Continue torquing drill pipe with caution until torque readings are first monitored, then attempt to add one or two extra rounds. At this point, record the number of right-hand turns and slowly release torque back to the left counting each round as it is released. Record and compare right and left-hand rounds and use this same number of rounds for all subsequent readings. Then prepare to back off.

Note. Always discuss torque readings with the service company engineer doing the job. On free pipe, torque goes in and comes out evenly as the rounds of torque are applied. A dogleg in the hole above the free point can restrict passage of the torque, and may retain some torque as it is released from the surface. When this occurs, the torque meter needle will move unevenly and it may not return to zero as torque is released. Discussing the needle movement with the service company engineer is very important as this information can be used later to properly work reverse (left-hand) torque down hole in preparation for back-off. Base weight is

initially used to assure that tension is in the pipe while obtaining free point stretch readings. It is calculated to be the equivalent weight of the total pipe string in air prior to getting stuck. Back-off weight is the base weight minus the weight of the string (in air) below the free point.

3. Back-off preparations. Proper backing-off operations involve pulling the same amount (back-off weight) that was used to determine a free point/back-off depth, and then reversing the maximum number of right-hand turns obtained earlier by applying the same number of left-hand turns, less one turn back to the right. If the first torque reading was obtained with 12 turns to the right, then theoretically it should be obtained with 12 turns to the left. It was mentioned earlier that the free point instrument can only measure right-hand torque. Therefore, the extra one to two turns beyond the first torque reading to the right are used only as an instrument check to ascertain whether left-hand torque has, in fact, been worked down to the intended back-off point. *Don't guess—use equipment readings for the final check.*

Note. In working reverse torque down the hole, the greatest danger of accidentally cutting the wireline arises when the kelly is not in use. In the event drill pipe should prematurely break and spin while working torque down, the twisting of the elevators might be sufficient to sever the wireline. Normally if the free point run has indicated a necessity for working torque down, and the kelly is not in use, then the recommended practice is to work approximately one half of the total desired rounds of torque down the hole first, then set the slips and continue applying the remainder of the total torque without working it down. By applying only half of the estimated reverse torque first and setting the slips, there is minimal danger of the pipe breaking and causing rapid spin at the surface.

Working the torque down, either to the right or left, implies that the pipe is being moved up and down between a safe tensional pull (of say, 5,000 to 10,000 lb above the back-off weight) and a slack-off (5,000 to 10,000 lb below the back-off weight) with the final round of torque being applied, if possible, during the maximum safe tensional pull above the back-off weight.

4. With tension and torque maintained down to the intended point of back-off, (as per Step 3), have the service company engineer spot the back-off shot at the desired point. Remove slips if they are in the rotary, maintain or slack-off down to the back-off weight and detonate the shot.

Theoretically just prior to firing, the back-off point should ultimately be in a neutral condition, which is the point where tension ends and compression begins. This condition is probably never obtained in an actual case, but the basic idea is to have the back-off point either in a neutral condition or in slight tension—but never in compression.

It has already been mentioned that if back-off is initiated successfully, the split second the pipe starts to spin free, buoyancy again takes effect on the pipe. Buoyancy

About the author

MIKE BROUSE attended the University of Houston and Texas A&I University, graduating from the latter with a BS degree in petroleum and natural gas engineering in 1961. From 1961 to 1965, he worked as a drilling and production engineer for Phillips Petroleum Co. in Texas and Louisiana. In January 1965, he joined Amoco International Oil Co. as a senior petroleum engineer. During 11½ years with Amoco, he held additional positions of senior drilling engineer, drilling superintendent and European drilling manager in various locations in the U.S., Europe and the Middle East. In 1976, he helped establish Oilfield Consultants International, an international oil field consulting company which works for major oil company clients worldwide. From inception he served as vice president of the concern. In May 1982, he accepted an assignment as drilling manager for Neddrill (Nederland) B.V., headquartered in Rotterdam.



effects work against the unscrewing action by creating an instantaneous upward force against the tool joint lip face. The magnitude of the upward force increases with, and is relative to, the cross-sectional area of the tool joint lip face, depth and mud weight. Therefore, the upward force will, in effect, be similar to pulling additional tension and tends to put the tool joint threads in a friction bind during the unscrewing period. The ideal procedure, but not a very practical one, would be to fire the shot, and at the same instant, slack-off a predetermined amount of tension to nullify the upward force effect.

BACK-OFF OPERATION REMINDERS

▶ Select a service company that can safely run the free point instrument and back-off shot on the same run. There are more operational advantages to this combination than disadvantages.

▶ Evaluate the known conditions of friction/drag, and calculate the tensional pull or back-off weight (in air not mud) down to the point or depth selected for the intended back-off.

▶ Maintain the back-off weight while working the torque down to the point of intended back-off and establish the amount of total turns required to obtain a torque reading.

▶ Do not elect or attempt to back-off pipe at any point unless it is free in both tension and compression. Always use the instrument readings to confirm these two conditions—don't guess.

▶ Do not get in a hurry, discuss the job thoroughly throughout and proceed with caution, especially during the torquing operations.

ACKNOWLEDGMENT

Example 1 and Table 1-6 were taken from an article originally written by J. C. Stall and K. A. Blenkarn and published in *WORLD OIL*, November, 1962.

Next month: What you should know about fishing.

Part 3—What you should know about fishing

How to handle stuck pipe and fishing problems

Mike Brouse, Operations Manager, Neddrill (Nederland) B.V. Rotterdam, The Netherlands

10-second summary

In previous installments the author has discussed causes, prevention and procedures for dealing with differentially and mechanically stuck pipe. This final feature presents valuable information on evaluating fishing problems, including a rule of thumb equation for estimating the number of days that should be spent fishing. Also given is a description and usage breakdown of the numerous tools available to the operator.

A FISH MAY BE described as any undesirable tool, equipment, or other object found in a cased or uncased well bore that stops or retards operational progress. It can be the result of:

- Stuck pipe/back-off operations
- Drill pipe, drill collar or other downhole tool failures, i.e., twist-offs.
- Bit cones or bearings left in the hole

Editor's Note:

Numerous versions of the fishing tools mentioned in this article are available from many vendors. For the most complete list of equipment currently on the market for fishing and associated operations from some 40 manufacturers, please see the 1982-83 *Composite Catalog of Oilfield Equipment and Services*, published by WORLD OIL.

Additionally, the author wishes to include two more back-off operation reminders to those listed in last month's installment (WORLD OIL, December, page 81). These are:

- ▶ During back-off operations, if slips are set in the rotary, it is strongly recommended that the slip handles be securely tied together with rope in case a premature back-off occurs while torquing the drill string.
- ▶ Precheck all rotary tools that will be used (i.e., longs, slips, dies, etc.) to ensure that they are in the best possible condition and are of the proper size.

- Stuck logging tools
- Any other item left in the well bore.

The three most conventional types of fish that require fishing and/or some milling operations are those associated with (1) stuck pipe during back-off operations, (2) twist-offs of drill pipe, drill collars, etc., and (3) bit cones, bearings and broken tool parts.

Historically, the most routinely used bottom hole fishing assembly tools are overshots, pin or box end down tool joints, i.e., to screw in, junk subs or reverse circulating junk baskets. If any of these tools fail to catch and/or recover the applicable fish, there are many other specialty fishing tools and assemblies as well as alternative techniques that can be tried. The decision to continue fishing with specialty type tools for items that stop operational progress should be based on the availability of the downhole replacement tools and economic factors involved.

The following *rule of thumb* economic equation provides an indication of the maximum number of days a company should spend attempting to free and/or fish for items left in the wellbore before an alternative decision is made to sidetrack or terminate operations:

$$N_d = \frac{(V_f + C_{rd})}{C_d}$$

Where:

- N_d = Maximum allowable number of days fishing
- V_f = Total replacement value of fish in hole, dollars
- C_{rd} = Total estimated operational cost to re-drill interval, i.e., sidetrack, dollars
- C_d = Daily operational cost plus additional daily cost of fishing tools and services, dollars per day.

Fishing is somewhat of an art. The more unconventional jobs often require experienced specialists who are able to prudently select the right tools for the problem at hand and approach the problem with the right technique. It should be pointed out that almost any fishing job can be successful if a company is willing to spend unlimited time and money on the job. A truly successful fishing job, however, should not only be an operational success, but an economic one as well.

MEASUREMENT AND EVALUATION

The primary approach to the mechanics of any successful fishing job is to be able to prudently select the

right catch or retrieving tool based on specific measurements and configuration of item(s) to be caught. This cannot be done without original pre-recorded measurements of sizes (OD's, ID's lengths and tool joint threads) as well as string position and depth of each and every tool run through the rotary table. The configuration of the uppermost portion of a tool, tool face or piece left in the hole at the depth or point of failure, must be based on evaluating and/or measuring the matching tool, tool face or remaining piece retrieved from the hole. With this information a prudent selection from available fishing tools can be made.

Remember—always measure and record all tools before running through the rotary.

CATCH TOOLS

Tools for tubular fish are intended to retrieve drill strings, tubing, casing, etc. Following is a description of basic equipment and its application:

Overshots are the most common type of catch tools and have successfully replaced earlier die collars. They are used for external catches of parted or backed-off sections of the downhole string. With their ancillary parts they are capable of: packing off and sealing around the fish, allowing circulation above the fish (before catch) and through fish (after catch), minor external milling, and being released from the fish if the fish cannot be retrieved. In larger diameter holes, a wall hook or oversized skirt is usually run on the bottom of the overshot to assist in locating and making the catch.

Pin or box end down tool joints are commonly selected to screw into a backed-off section of the downhole string. It can be any sub, pup joint or full joint that has identical connecting threads and matches the uppermost portion of the fish to be retrieved.

Bent subs or joints are used in large diameter or washed out holes to feel for, and then screw into, a backed-off section of the downhole string. They are also used in the drill string above, and in conjunction with, a primary catch tool such as an overshot to assist in locating a fish before the attempted catch.

Spears are catch tools that grip the fish internally, replacing the seldom-used threaded taper tap catch tool. Unlike the taper tap, spears can be released if necessary and can also be circulated through. The most common application of spears is when the OD and sometimes ID of a fish is large with respect to hole size.

Tools for non-tubular fish are used to retrieve logging tools, bit cones, metal junk, etc. This category includes the following equipment:

Reverse circulating junk baskets are run on the bottom of the drill string (replacing the bit) to recover larger pieces of junk such as bit cones, small hand tools, slip segments, etc. A rotary shoe on the bottom of the tool allows minor bottom hole coring to be carried out. Design of the tool enables reverse circulating action to take place at the bottom of the hole to sweep, catch and hold junk internally within the basket.

Junk subs are usually run immediately above the bit to catch and recover small pieces of junk such as bit bearings, tong inserts, broken slip segments, etc., which can retard rock bit penetration rates and damage costly diamond bits. One major advantage of junk subs is that they can be run in combination with other tools, therefore eliminating an extra trip in the hole.

Magnets for fishing are usually used to retrieve the same smaller pieces of junk that a junk sub would normally pick up. Magnets have the advantage, however, of being wireline adaptable, and can be run on a sandline when applicable in less time than round tripping the drill string.

Wireline grabs are spear devices with side barbs used for engaging and retrieving broken logging cable, swabline, slickline, etc. They can be run on drill pipe, or adapted to run on wireline.

Logging tool recovery. When logging tools become stuck, they can usually be recovered using either a *side door overshot*, or a *cable head overshot* in conjunction with a *spear head overshot*.

The side door overshot is run on the bottom of the fishing string. It has a side window through which the cable is inserted to guide it onto and over the logging tool. Use of the side door overshot is risky because the cable remains on the outside and can become wrapped around the fishing string. This method should be limited to recovery of logging tools that are stuck at relatively shallow depths in larger diameter holes.

On deeper and smaller diameter holes, the operationally safer, but slower, method of tool recovery is to run a cable head overshot in conjunction with a spear head overshot. The cable head overshot is made up on the bottom of the fishing string and then subsequently stripped over the logging cable. Prior to stripping operations, the logging cable is cut at the surface and a spear head overshot assembly is rigged to each end of the cut point to provide a quick surface connect/disconnect while making up and lowering each fishing string stand (or joint) during stripping over operations.

ANCILLARY FISHING TOOLS

Force multiplier tools are selectively placed in the fishing string to enable jarring (up and down). Jars are normally run between the catch tool and a pre-determined number of drill collars.

Oil jars are classified as hydraulic and some can be pre-set prior to running to jar either *up* or *down*. Picking up or slacking off the fishing string after the catch compresses trapped oil, which releases the tripping mechanism when a certain pressure is reached. The jar is reset by releasing tension or compression, depending on the setting, and the cycle can then be repeated. Oil jars are more reliable and durable than mechanical jars and are usually preferred when continuous jarring and/or torquing of the fishing string is required. In many cases they are run in the fishing string above and in conjunction with mechanical jars.

The impact force developed is dependent on pulling speed, i.e., the faster the string is pulled or slacked off, the more effective the action will be.

Mechanical jars are classified as *spring compression type* or *bumper (knocker) type*.

Spring compression jars are further subdivided into two categories. One compresses a spring when pulled upwards in tension until a pre-set compression level is reached. The jar then trips. The second type has coarse threads between the inner mandrel and outer body. After an upward strain is taken, the fishing string is rotated and spring energy is released. Both types are usually used for *upward jarring*.

Bumper or knocker type jars are simple and durable and are basically expansion and contraction joints. They can be used to jar either *up* or *down* without special pre-setting at the surface. Impact force (light or heavy) delivered varies with stroke length and speed of *pull* or *slack-off*, which makes them more flexible than oil jars. On more severe fishing jobs, these jars should be run below and in conjunction with oil jars.

Hydraulic rotary jars are unique in that they are used at rig floor level and can be installed quickly in an attempt to free drill pipe or collars that have become stuck at shallow depths. Tripped mechanically, they can be reset as desired for lighter or heavier blows. After taking an upward strain, jars are released suddenly to deliver a sudden *downward* impact.

Nitrogen jars compress a nitrogen gas charge, as an upward strain is taken. When nitrogen pressure reaches a pre-set maximum, the jars trip, releasing the compressed gas to drive a free moving hammer which delivers an upward impact blow. Since tool operation is independent of stretch in the fishing string, it can be run on light tubing for workover operations. It does not require a strain on surface equipment and jarring is possible while imparting a steady pull on the fish. Impact force can be increased by increasing the gas charge in the tool.

Jar accelerators, sometimes referred to as fluid accelerators, are run when applicable in conjunction with a hydraulic rotary jar or downhole oil jar. Their function is to supply additional acceleration to the upper end of the jar and to the lower end of the fishing string during the jarring stroke. The jar accelerator is essentially a fluid spring that stores energy when a strain is placed on the fishing string. As tension is removed by the free stroke of the jar, stored energy is released, accelerating drill collars and jar end upward until a high-impact blow is struck. Use of the jar accelerator is justified in deep, crooked or directional holes in which much of the drill string stretch is lost due to friction. The tool is equally justified for use at very shallow depths where little stretch is available because of the short fishing string. A secondary advantage of the tool is its ability to absorb a significant portion of the shock resulting from the rebounding string after the jarring stroke. This minimizes the effective strain on the fishing string and surface equipment.

Caution—never run any downhole fishing jars below drill collars that have a bigger OD than the jar or jars being run. If larger diameter collars become stuck, then jars are useless.

Disengagement tools are those usually run as a safety measure.

Fishing safety joints are special subs having left or right-hand threads that are disengaged by respective right or left-hand rotation, depending on design and intended fishing technique and tools to be used. Often, they are run in the fishing string as a safety release tool if it is anticipated that the catch tool in use may create problems in releasing the fish after an unsuccessful fishing run, i.e., taper tap. In this case, safety joints usually are run between the catch tool and the lower fishing jar. In other cases, they can be run above the drill collars if there is reason to believe that known hole conditions could cause the collars to become stuck.

Bumper safety joints, when applicable, are normally used during drilling operations. However, since they often are available around the rig, they can also be used as a substitute for the standard fishing safety joint. They are different from the standard safety joint in that they have a small stroke (about 2 in.) that can be activated to create minor bumping or jarring action when required, such as for tight hole on trips, disengagement, etc.

AUXILIARY FISHING TOOLS

Numerous specialty tools are available and one or more may be needed in a complex fishing operation.

Longitudinal separation tools are designed to cut or back-off specific elements of the drill string.

Back-off shots consist of a singular string of explosive charges that is run through the fishing or drill string on wireline down to a pre-determined joint depth above the free point. Maximum strength and length of the explosive charges (measured in grains/ft of explosive) depend upon the size and type of tool joint to be backed off. Prior to firing, left-hand torque is gradually worked down to the point of intended back-off while a pre-determined amount of tension is pulled on the fishing or drill string. The explosive charge is then detonated with the intended result being to swell the box connection sufficiently to allow the pre-applied left-hand torque to spin out the tool joint. (Refer to last month's installment for further explanation of this procedure).

Inside cutters incorporate pre-sized retractable cutting knives that are run on small diameter pipe and used to internally cut the fish into retrievable sections. Using the internal cutting tool is a slow and costly process and should be avoided if possible.

Outside cutters, similar in concept to inside cutters, incorporate pre-sized retractable cutting knives and are normally run on the bottom of washover pipe. They are designed to make an external cut and then retain and retrieve that portion of the fish contained within the washpipe. Again, the process of cutting the fish into

retrievable sections is slow and costly and should be used only when absolutely necessary.

Chemical cutters are run on wireline through the fish. The carrier contains a chemical compound that reacts quickly and destructively on steel. The chemical sprays outward in a flat circular pattern against the inside wall of the fish when activated from the surface. Its use and effectiveness is limited and depends on the thickness of the steel being cut.

Mechanical reversing tools are employed when there is a possibility of backing off at the wrong depth. When applicable, the tool is anchored into the casing after the catch is made. Right-hand rotation is applied to the top of the tool, and simultaneously, the lower end of the tool rotates to the left and unscrews the fish held below.

Indicating tools are used in determining free point locations and for selecting other fishing tools.

Free point indicators, as discussed in the installment on mechanical sticking (WORLD OIL, December 1982), are run on wireline through the fish. They contain a very sensitive instrument that when set, will give a surface indication of tensional changes within the stuck string when tension is applied from the surface. The tool is run to a lowermost depth, set and then reset at selected depth intervals moving up the pipe until a tensional reading is indicated on the surface instrument panel. The selection of a free point indicator tool should be based on being able to run the free point tool in conjunction with the back-off shot on the same wireline run.

Lead impression blocks are designed to be run on wireline, tubing or drill pipe. They are used as an aid in defining the image of the top of a fish, at the point of failure. This is done in order to verify or help determine the fishing technique and/or catch tool required.

Fish destruction tools are used when the fish cannot be recovered intact, but when it is possible to destroy it (all or a portion) and circulate the pieces out of the hole. This can be accomplished using tungsten carbide mills that can cut or grind steel. Several types are available for specific applications.

Junk mills are the most versatile type on the market. They can be used to mill almost any form of metal junk that falls into or is left in the hole, such as tubulars that have been cemented inside and out, bridge plugs, packers, etc.

Tapered mills are used primarily to mill sections of collapsed or split pipe and to enlarge restrictions through retainers, adapters, etc. A smaller taper mill is usually run first, followed by successively larger mills until the final mill run reaches the internal diameter desired.

Pilot mills are basically a combination of the tapered and junk mills in one tool. If a tubular fish has a hole large enough to permit a guide member, a pilot mill is

used. The pilot mill guide stabilizes the milling tool away from the center point of the mill where cutting is not effective. Pilot mills are also used to drill up or dress off adapter receptacles, casing, drill pipe, liners and other tubulars.

Rotary mills are used to mill over and around packers, drill collars, drill pipe, jars, etc. They can be run on drill pipe or washover pipe to free, by milling, stuck drill strings, packer slips, etc.

Section mills are used to open a window in casing in preparation to sidetracking a fish, or they can be modified and used to cut pipe. They are built to cut or mill internally and can be installed with pre-sized retractable milling/cutting blades, depending upon the application.

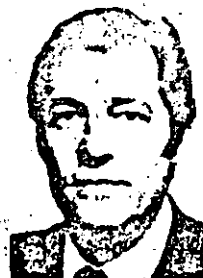
Washover tools are used to washover and around, and sometimes, to back-off a fish.

Wash pipe is run in conjunction with a rotary type shoe or mill and used to rotate, washover and around a fish either in one or more runs, depending on the length of the fish to be retrieved and hole conditions. It is normally recommended that no more than 400 to 500 ft of wash pipe be run at any one time, and only if the hole is in good condition—near-vertical and without doglegs. On expensive offshore operations, wash pipe cannot be justified economically for washing over long sections (60 to 90 ft or more) of stuck pipe. It also can be a time-consuming, costly and risky operation if the fish to be washed over is *differentially stuck*.

Washover back-off tools, though seldom used, are run at the top of the wash pipe and used to screw into a fish to enable the washed over section to be pulled after a back-off has separated the stuck section from the freed section of fish.

About the author

MIKE BROUSE attended the University of Houston and Texas A&I University, graduating from the latter with a BS degree in petroleum and natural gas engineering in 1961. From 1961 to 1965, he worked as a drilling and production engineer for Phillips Petroleum Co. in Texas and Louisiana. In January 1965, he joined Amoco International Oil Co. as a senior petroleum engineer. During 11½ years with Amoco, he held additional positions of senior drilling engineer, drilling superintendent and European drilling manager in various locations in the U.S., Europe and the Middle East. In 1976, he helped establish Oilfield Consultants International, an international oil field consulting company which works for major oil company clients worldwide. From inception he served as vice president of the concern. In May 1982, he accepted an assignment as drilling manager for Neddrill (Nederland) B.V., headquartered in Rotterdam where he served to Jan. 1983, when he accepted a position as operations manager.





**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

INTRODUCCION AL ANALISIS DE LOS REGISTROS DE POZOS

PROF. ING. PEDRO CAUDILLO M.

MEXICO, D.F. DICIEMBRE 1985.

CONTENIDO

I. INTRODUCCION.....	83	VIII. MEDICION DE LA POROSIDAD.....	101
II. CONSIDERACIONES PETROFISICAS.....	83	Registro de velocidad acústica y tren de ondas	
Rocas productivas		Registro de densidad	
Características del yacimiento		Registro de neutrón	
Porosidad		Registros combinados	
Permeabilidad			
Saturación			
III. CONDICIONES EN EL POZO.....	88	IX. RESUMEN: Consideraciones Generales.....	107
Condiciones en y alrededor del pozo		Identificación de la litología	
		Determinación de la porosidad	
		Localización de las capas permeables	
		Indicaciones de la saturación por hidrocarburos	
IV. FORMATOS DE REGISTRO.....	89	X. APENDICES.....	109
Escalas de profundidad		A: Calibrador	
Cuadrículas		B: Sacanúcleos lateral	
Lineal		C: Prueba de la formación	
Logarítmica		D: Trazo de la R_{wa}	
Dividida		E: Trazo de R_{xo}/R_t	
		F: Superposición "F"	
V. ANALISIS DEL POZO.....	90	G: Registro de buzamiento	
Evaluación total		H: Registro de desvío	
Aplicaciones de los registros		I: Ecuaciones Archie/Ecuación Humble	
Tipos de registros		J: Cálculos por computador al sitio del pozo	
VI. IDENTIFICACION DE LA LITOLOGIA.....	91		
Curva de potencial espontáneo (SP)			
Curva de rayos gamma			
VII. REGISTROS DE RESISTIVIDAD.....	94		
Conceptos básicos			
Medición de la resistividad			
Registro eléctrico			
Registro de inducción eléctrica			
Registro de inducción doble			
Registro de guarda			
Registros especiales			

I. INTRODUCCION

El objetivo final de los registros de pozos es la localización y evaluación de los yacimientos de hidrocarburos. El programa moderno de registros no sólo suministra información para el mapeo estructural del subsuelo, sino que también suministra información respecto a:

- litología
 - identificación de las zonas productoras
 - profundidad y espesor de las zonas productoras
 - efectivas interpretaciones cuantitativa y cualitativa de las características y contenido del yacimiento.
- En consecuencia, el programa moderno de registros constituye la base fundamental de las decisiones importantes.

Aunque la ciencia de los registros ya es parte de la "era del computador," el objeto de esta publicación es sentar una base fundamental para el análisis de registros. Por tanto, tenga en cuenta que al iniciar su lectura, la comprensión de los conceptos básicos es esencial aún en las técnicas de interpretación más avanzadas. Domine los conceptos básicos y el resto le será fácil. Es cierto que la tecnología cambia constantemente, pero también es cierto que los conceptos básicos siempre serán los mismos.

Por consiguiente, empecemos por el principio: los *conceptos básicos*.

II. CONSIDERACIONES PETROFISICAS

La comprensión de las características básicas de las rocas es fundamental en la evaluación de una formación que contiene cantidades comerciales de petróleo o gas. Estas formaciones productoras o yacimientos tienen varios parámetros o características comunes.

ROCAS PRODUCTIVAS

Las rocas ígneas o metamórficas ocasionalmente contienen petróleo o gas. La mayor parte de las rocas productivas son de origen sedimentario. Para nuestro objeto, las rocas sedimentarias pueden dividirse en dos grandes grupos: clásticas y carbonatos. Los tres tipos generales de rocas productivas de importancia en la industria son arenisca, caliza y dolomita (Fig. 1).

ROCAS SEDIMENTARIAS	
Clásticas	Carbonatos
Arenas	Calizas
Lutitas	Dolomitas

Fig. 1

Una clasificación más detallada está fuera del alcance de esta publicación.

Clásticas

Las rocas clásticas están compuestas principalmente de fragmentos o partículas de minerales, rocas o conchas. Como consecuencia de la meteorización, erosión y transporte, estos fragmentos eventualmente depositan en cuencas marinas junto con fragmentos

de origen orgánico. Esta depositación generalmente se lleva a cabo en capas sucesivas.

Las rocas clásticas productivas son característicamente arenas o sílice de grano fino. El tamaño de las partículas varía entre 1 mm. y 1/16 mm. Hay otras rocas clásticas productivas, tales como los conglomerados, las cuales están compuestas por partículas de tamaño mucho mayor (Fig. 2).

La presencia de arcilla o lutita en las arenas de un yacimiento clástico es un parámetro que debe tenerse muy en cuenta en la evaluación del yacimiento. Debido a que esta presencia afecta tanto las características de la formación como la respuesta de los instrumentos de registro, será necesario referirnos a ella constantemente en esta publicación.

Carbonatos

Los carbonatos están compuestos por caliza y dolomita. La matriz o cemento de estas rocas se deposita directamente del agua marina o es extraída de ella por los organismos vivos. A menudo se encuentran fósiles de estos organismos en la matriz. Los sedimentos sufren el efecto de varios procesos químicos que pueden alterarlos o reestructurarlos.

CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

La evaluación de rocas productivas o potencialmente productivas requiere básicamente tres clases de información: (1) porosidad, (2) permeabilidad, y (3) saturación. La distinción entre petróleo y gas es de importancia secundaria.

CLASIFICACION SEGUN EL TAMAÑO DE LAS PARTICULAS*

LIMITES (diám. en mm.)	FRAGMENTO	AGREGADO
Más de 256	Canto	Grava de cantos, conglomerado de cantos
256-128	Guijarro grande	Grava de guijarros grandes, conglomerado de guijarros grandes
128-64	Guijarro pequeño	Grava de guijarros pequeños, conglomerado de guijarros pequeños
64-32	Piedra muy grande	Grava de piedras muy grandes, conglomerado de piedras muy grandes
32-16	Piedra grande	Grava de piedras grandes, conglomerado de piedras grandes
16-8	Piedra mediana	Grava de piedras medianas, conglomerado de piedras medianas
8-4	Piedra pequeña	Grava de piedras pequeñas, conglomerado de piedras pequeñas
4-2	Gránulo	Grava de gránulos, conglomerado de gránulos
2-1	Arena muy gruesa	Arena, arenisca
1-1/2	Arena gruesa	Arena, arenisca
1/2-1/4	Arena mediana	Arena, arenisca
1/4-1/8	Arena fina	Arena, arenisca
1/8-1/16	Arena muy fina	Arena, arenisca
1/16-1/32	Limo grueso	Limo, limolita
1/32-1/64	Limo mediano	Limo, limolita
1/64-1/128	Limo fino	Limo, limolita
1/128-1/256	Limo muy fino	Limo, limolita
1/256-1/512	Arcilla gruesa	Arcilla, lutita
1/512-1/1024	Arcilla mediana	Arcilla, lutita
1/1024-1/2048	Arcilla fina	Arcilla, lutita

*Esta tabla está basada en la clasificación de Wentworth y en datos suministrados por la División de Geología y Geografía del Consejo Nacional de Investigación (National Research Council).

Fig. 2

Porosidad ϕ

La porosidad es la capacidad que tiene una roca de contener fluidos. Para que un yacimiento sea comercialmente productivo es obvio que debe tener una porosidad suficiente para almacenar un volumen apreciable de hidrocarburos. Por tanto, la porosidad es un parámetro muy importante de las rocas productivas.

En los cálculos la porosidad puede expresarse en porcentaje o en fracción decimal. Por definición, la porosidad es el volumen vacío de roca (aquel lleno de fluidos) dividido por el volumen total de roca.

$$\phi = \frac{\text{Volumen vacío}}{\text{Volumen total}}$$

Para efectos de esta discusión consideraremos dos tipos de porosidad: primaria y secundaria.

La *porosidad primaria* es consecuencia de los espacios vacíos entre los fragmentos o partículas de-

pués de su acumulación como sedimento. A fin de obtener una idea general de los valores de la porosidad, imagínese una arena compuesta de granos esféricos, todos del mismo tamaño y apilados unos encima de otros en forma de estructura cúbica: los cálculos demuestran que en esta forma se obtendría el máximo volumen vacío posible, o sea, una porosidad del 47.6 por ciento. El tamaño de los granos no afecta los cálculos; la porosidad sería la misma cualquiera que sea el tamaño de las partículas, siempre y cuando que el arreglo geométrico (en este caso la estructura cúbica) sea el mismo (Fig. 3).

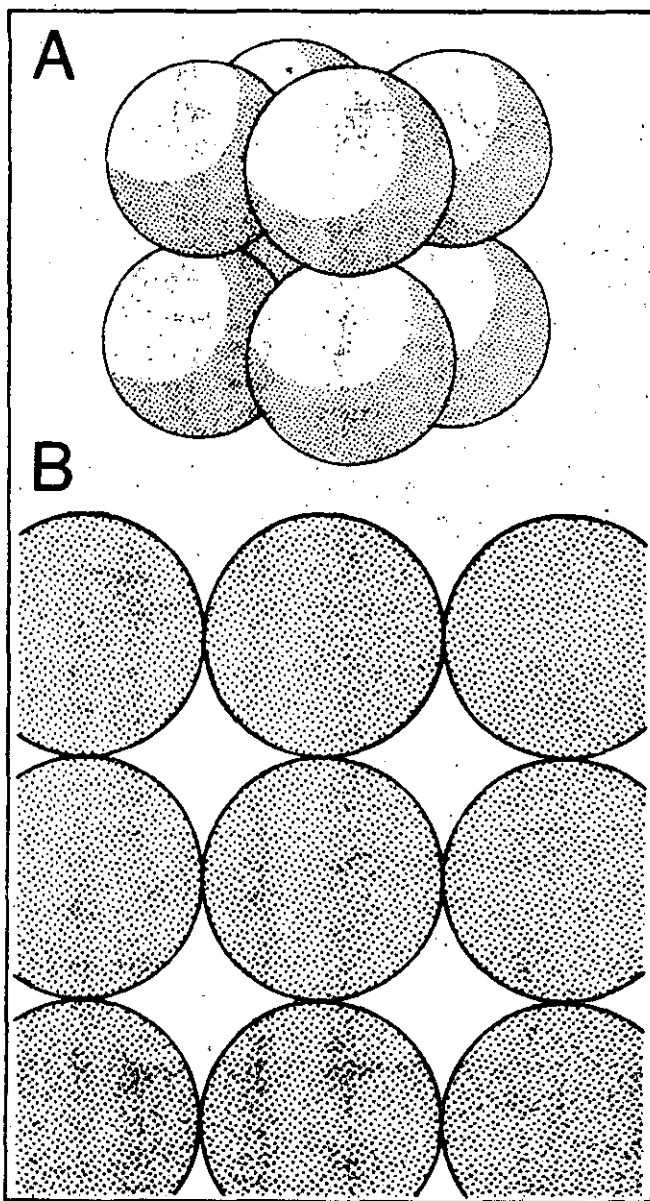


Fig. 3—Esferas ilustrando una porosidad máxima del 47,6%

A. Vista tridimensional
B. Sección

Supongamos ahora que estas mismas esferas se arreglan en forma que cada una de ellas ocupe el valle entre las cuatro que se encuentran debajo: la porosidad reduce al 25,9 por ciento. En este caso, lo mismo que en el anterior, el tamaño de las esferas no importa siempre y cuando que el arreglo geométrico sea el mismo (Fig. 4).

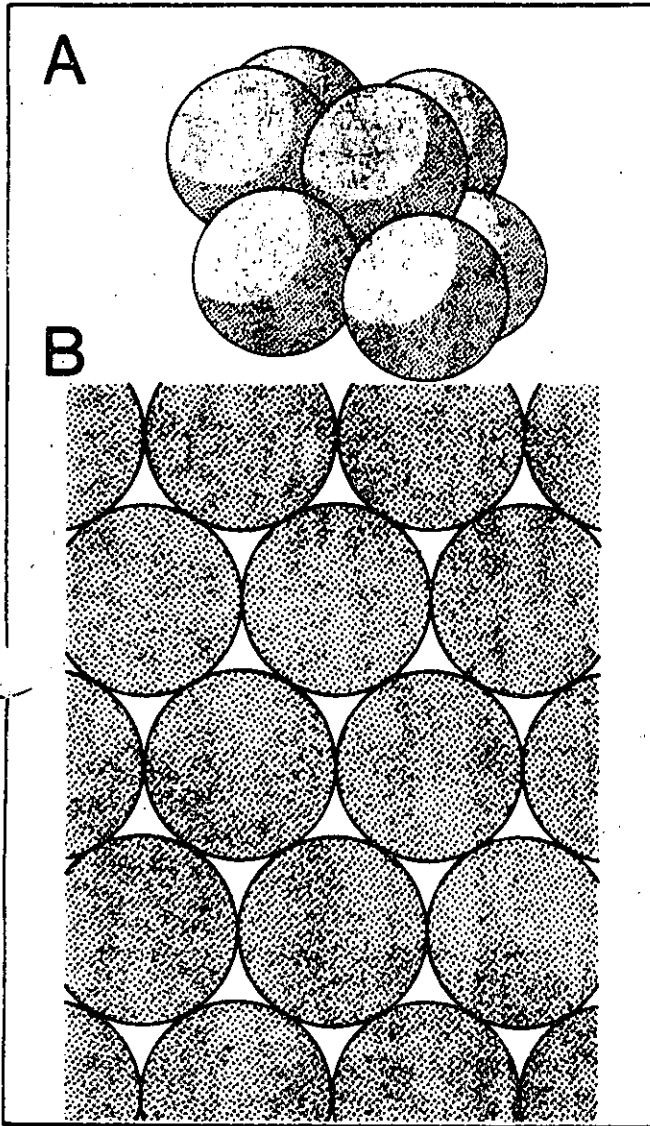


Fig. 4—Esferas ilustrando una porosidad mínima del 25,9%

A. Vista tridimensional
B. Sección

Teniendo en cuenta lo anterior, veamos ahora los factores que afectan la porosidad primaria:

- Empaquetamiento
- Selección
- Cemento
- Angularidad/Redondez
- Compactación

El *empaquetamiento* se refiere a la configuración geométrica de la distribución de las partículas. Esta configuración puede ser cúbica, rómbica o hexagonal. Las Fig. 3 y 4 ilustran claramente el empaquetamiento.

La *selección* se refiere a la variación en el tamaño y forma de las partículas. Una roca "bien seleccionada" es aquella compuesta por partículas de tamaño y forma uniforme, en tanto que una roca "pobrementemente seleccionada" es aquella compuesta por partículas con tamaño y forma variables (Fig. 5). Obviamente, una roca bien seleccionada tendrá una porosidad mayor que la mal o pobrementemente seleccionada.

El *cemento* es la substancia que mantiene juntos los diversos granos o partículas. Muy a menudo éste cemento es cuarzo o calcita. Es obvio que una roca bien cementada tiene una porosidad menor que aquella mal cementada.

La *angularidad y redondez* de los granos, junto con el empaquetamiento y selección, afectan la porosidad debido al entrelazamiento de los granos así como al relleno de los espacios vacíos (Fig. 5).

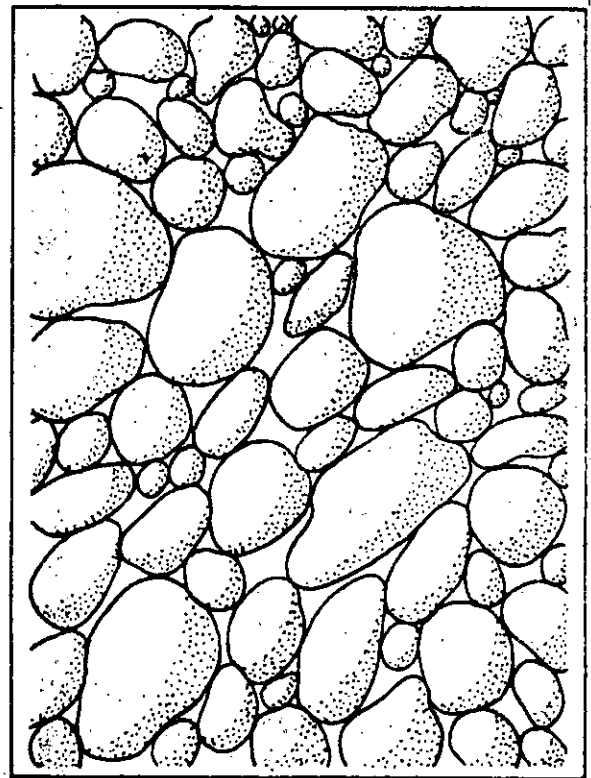


Fig. 5—Granos redondos, subangulares y angulares

La *compactación* es el grado de alteración del tamaño y forma de las partículas debido a la presión de las rocas suprayacentes. Es lógico que con el tiempo la sobrecarga reduzca la porosidad. Aunque hay muchas excepciones, se puede decir que la porosidad disminuye con el aumento en la profundidad o en la edad de la roca.

En referencia a la evaluación de los registros, los aspectos microscópicos de las rocas mencionados arriba son parámetros que deben tenerse siempre en cuenta al medir la porosidad. Además, pueden existir espacios vacíos dentro de los fragmentos o partículas de una roca; estos espacios vacíos a menudo se rellenan con cemento o material fino y generalmente son discontinuos.

La *porosidad secundaria* es muy importante y es consecuencia de agentes geológicos tales como lixiviación, fracturamiento y fisuramiento de la roca durante el proceso de formación. Por ejemplo, la disolución de caliza o dolomita por aguas subterráneas es un proceso de lixiviación que produce cavidades o cavernas.

Debido a su fragilidad así como a la composición química, los carbonatos son ejemplos excelentes de la porosidad secundaria. En rocas productivas calcáreas los poros pueden ser bastante grandes. Sin embargo, cuando se obtiene un promedio, la porosidad en rocas calcáreas es inferior a la de las areniscas. Por otro lado, la dolomita normalmente presenta una porosidad elevada debido a la disolución en el volumen de roca por la transformación de calcita en dolomita.

La producción de hidrocarburos en rocas tanto elásticas como carbonatos proviene de porosidad primaria; sin embargo, frecuentemente la producción en carbonatos es consecuencia de porosidad secundaria, la cual es variable.

Permeabilidad (K)

La permeabilidad es la capacidad de flujo de los fluidos contenidos dentro de una roca. Para que un yacimiento sea comercial es necesario no sólo que la roca contenga petróleo o gas sino que estos fluidos puedan desplazarse dentro de la roca y salir a la superficie. Por consiguiente, es obvio que la roca sólo es permeable cuando los poros están conectados. Si esta interconexión no existe, la roca puede ser porosa pero no tiene permeabilidad.

La permeabilidad (Fig. 6) se mide en darcys (expresión numérica que recibe el nombre del ingeniero francés Henry d'Arcy, quien en 1865 diseñó un método para medir la permeabilidad). La mayor parte de las formaciones productoras tienen una permeabilidad promedio inferior a un darcy; por consiguiente, la permeabilidad se mide en milésimos de darcy o milidarcys (md). Con esta unidad, la permeabilidad puede variar entre 5,000 milidarcys para una arena no consolidada y 0,1 milidarcys para algunos carbonatos.

Aparentemente, el concepto de permeabilidad es un concepto básico simple; en la práctica puede ser muy complejo. El flujo aumenta con la presión en el fluido, pero disminuye con el aumento en la viscosidad. Por ejemplo, el gas fluye más fácilmente que el

agua y ésta más fácilmente que el petróleo. En consecuencia, es necesario conocer varios factores para determinar la permeabilidad de una roca. Estos factores son: tamaño y forma del yacimiento, propiedades de los fluidos, presión de los fluidos y cantidad de flujo.

La permeabilidad es 1 darcy cuando 1 cm² de superficie de roca suelta 1 cm³ de fluido de viscosidad unidad en 1 segundo bajo una presión de 1 atmósfera/cm².

Fig. 6

POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE ALGUNAS ARENAS PETROLIFERAS		
NOMBRE	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (md.)
"Second Wilcox" (Ordoviciano) Condado Oklahoma, Oklahoma	12.0	100.0
Clinch (Siluriano) Condado Lee, Virginia	9.6	0.90
Strawn (Pensilvaniano) Condado Cooke, Tejas	22.0	81.5
Bartlesville (Pensilvaniano) Condado Anderson, Kansas	17.5	25.0
Olympic (Pensilvaniano) Condado Hughes, Oklahoma	20.5	35.0
Nugget (Jurásico) Condado Fremont, Wyoming	24.9	147.5
Cut Bank (Cretáceo) Condado Glacier, Montana	15.4	111.5
Woodbine (Cretáceo) Condado Tyler, Texas	22.1	3,390.0
Eutaw (Cretáceo) Condado Choctaw, Alabama	30.0	100.0
O'Hern (Eoceno) Condado Duval, Texas	28.4	130.0

Fig. 7

La relación estadística compleja entre porosidad y permeabilidad está fuera del alcance de esta publicación. Sin embargo, puede decirse que en general las rocas más porosas de grano con tamaño uniforme tienen una mayor permeabilidad que las menos porosas, y aunque la porosidad puede ser alta en algunas rocas de grano fino, la reducción en el tamaño de los poros trae como resultado una disminución en la capacidad de flujo dentro de la roca. En consecuencia, la permeabilidad disminuye (Fig. 7).

Del registro se puede obtener un valor aproximado de la permeabilidad, pero la tecnología presente no permite una medición directa de la permeabilidad; ello sólo puede llevarse a cabo con el análisis de núcleos.

Saturación (S_w o S_{or})

La saturación en fluido de una roca es la relación entre el volumen de fluido en los poros con el volumen total de los poros (Fig. 8). Las saturaciones se expresan como porcentajes del volumen de los poros. En otras palabras, una saturación en agua (S_w) del 30 por ciento significa que 3/10 del espacio en los poros está lleno de agua.

En un yacimiento de hidrocarburos se pueden encontrar simultáneamente agua, petróleo y gas (Fig. 9). Sin embargo, debido a los efectos de la gravedad, los fluidos se segregan o separan en el yacimiento. Parte de los fluidos de un yacimiento no puede extraerse; esta parte de los fluidos recibe el nombre de saturación residual o irreducible. A veces las saturaciones residuales de hidrocarburos pueden extraerse mediante los métodos de recuperación secundaria o terciaria.

Al estudiar un intervalo productor, aquella fracción del espacio en los poros que no contiene agua se supone que contiene hidrocarburos. Ello puede expresarse matemáticamente mediante la igualdad:

$$(1 - S_w) = \text{Saturación en hidrocarburos}$$

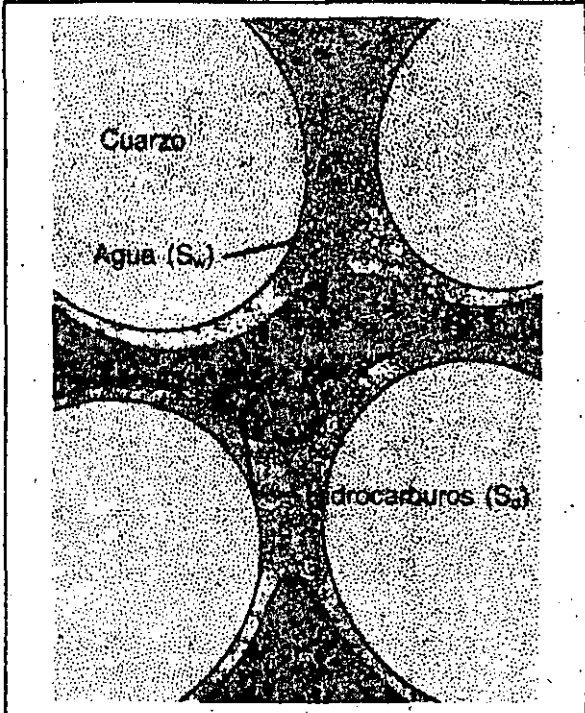


Fig. 8

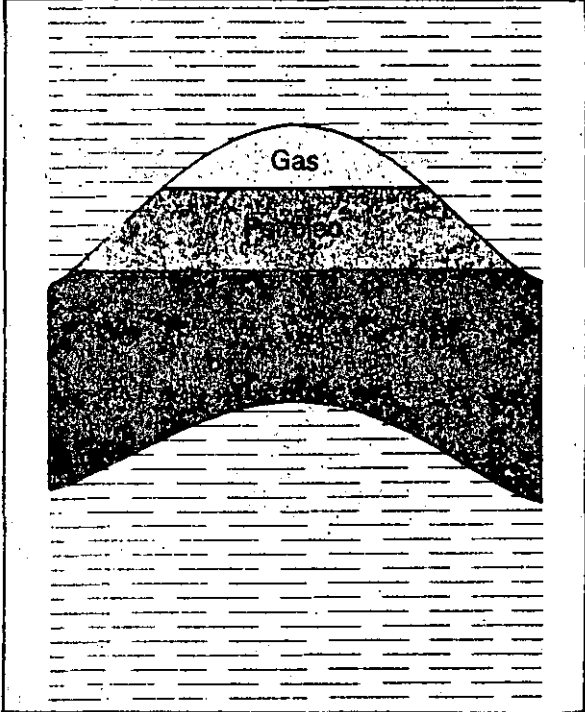


Fig. 9

La ecuación se resuelve utilizando el gráfico correspondiente a esta relación (Fig. 17).

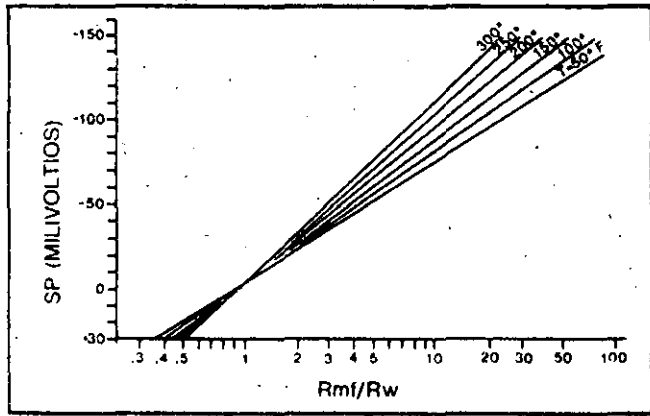


Fig. 17

Puesto que los valores de R_{mf} son conocidos, se puede usar esta relación en la estimación de valores para R_w . Aunque el movimiento de iones (el cual produce el fenómeno SP) sólo ocurre en formaciones que tienen cierta mínima permeabilidad, no existe una relación directa entre la magnitud de la deflexión de la curva SP y el valor absoluto de la permeabilidad; además, la deflexión no tiene relación directa con la porosidad de la formación.

Debido a que la SP no es una curva que empieza con un valor de cero, la deflexión se mide a partir de una "línea base para lutita" (Fig. 18). La posición de esta línea base la determina el ingeniero que corre el registro y no afecta la interpretación de la curva SP.

La polaridad de la deflexión es negativa a la izquierda de la línea base y positiva a la derecha de la misma. Ello simplemente significa que cuando el lodo de perforación es más dulce que el agua de la formación, la curva SP se desplaza hacia la izquierda en las zonas permeables. Si las condiciones son contrarias, como en el caso de arenas con agua dulce, la curva SP se desplaza hacia la derecha de la línea base al encontrar una zona permeable. Cuando el agua en el lodo y la formación son de la misma salinidad, no se genera curva SP y el trazo es relativamente recto y sin caracteres distintivos (Fig. 19).

Puesto que las lutitas no tienen permeabilidad, en tanto que las arenas, calizas y dolomitas sí la tienen hasta cierto punto, la SP es indudablemente una herramienta invaluable en la identificación de la litología.

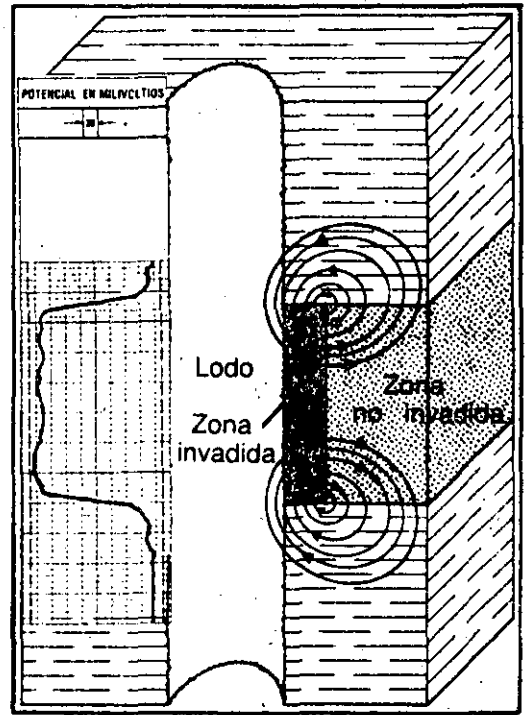


Fig. 18

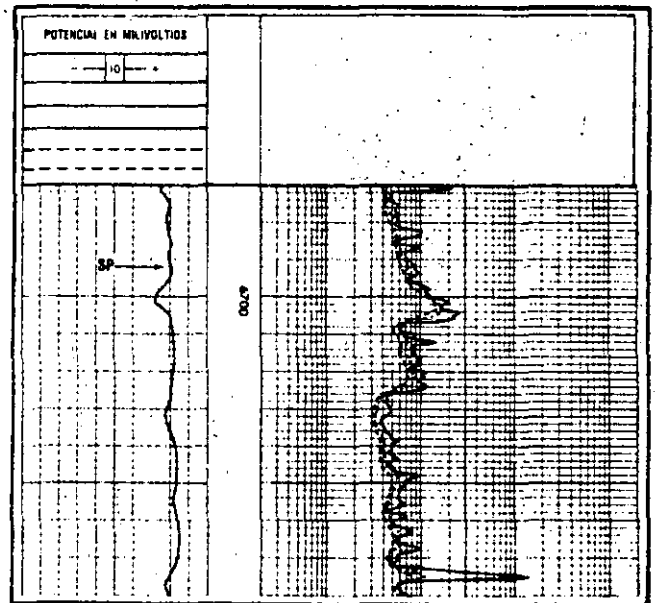


Fig. 19

En general, las capas no lutíticas con resistividad de moderada a baja quedan muy bien definidas por la curva SP. Aquellas con alta resistividad distorsionan las corrientes SP produciendo un cambio en la pendiente de la curva en los bordes de los estratos. Por consiguiente, la definición es pobre. Así mismo, la

curva SP se comprime en zonas permeables que contienen lutita o hidrocarburos.

Varios factores influncian la forma de la curva

- espesor (h) y resistividad (R_i) de la capa permeable.
- resistividad (R_i) y diámetro (d) de la zona invadida.
- resistividad (R_c) de las formaciones circundantes.
- resistividad (R_m) del lodo y diámetro (d) del pozo.

Favor de fijarse en la gran importancia de la resistividad, la cual se discutirá en una de las secciones siguientes.

CURVA DE RAYOS GAMMA

Cuando las condiciones en el pozo son tales que no se puede obtener una curva SP (por ejemplo cuando se perfora con fluidos inertes o con aire), o cuando la curva SP no ofrece resultados definitivos, se corre una curva de rayos gamma (Fig. 20).

La curva de rayos gamma puede obtenerse en un pozo entubado, lo cual no puede hacerse con la curva SP, y ello aumenta su valor como herramienta de correlación.

La curva de rayos gamma es simplemente una medición de la radiación natural de la formación y generalmente refleja el contenido de arcilla o lutita de las rocas sedimentarias. Los elementos altamente radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas o lutitas; por consiguiente, lutitas y arenas lutíticas muestran una radioactividad alta, en tanto que arenas limpias y carbonatos generalmente exhiben niveles bajos de radioactividad. En otras palabras, la curva de rayos gamma permite diferenciar entre lutitas y posibles rocas almacenadoras; es decir, se puede utilizar para determinar la litología.

Los rayos gamma (impulsos de ondas electromagnéticas de energía alta), son estadísticos por naturaleza. Ello significa que el número de rayos gamma registrado por el instrumento es variable aun en el caso de que el instrumento se mantenga fijo dentro del pozo. Estas variaciones estadísticas se eliminan usando "constantes de tiempo" o "compensando" los circuitos.

La Fig. 21 muestra la respuesta típica de la curva de rayos gamma a las diversas litologías.

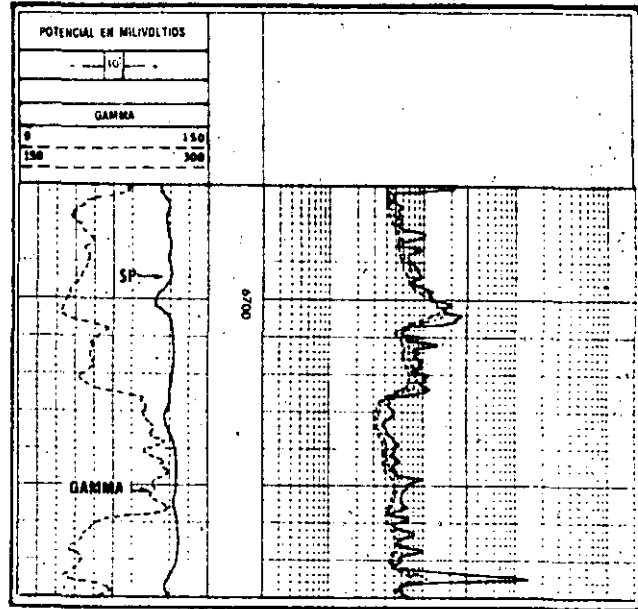


Fig. 20

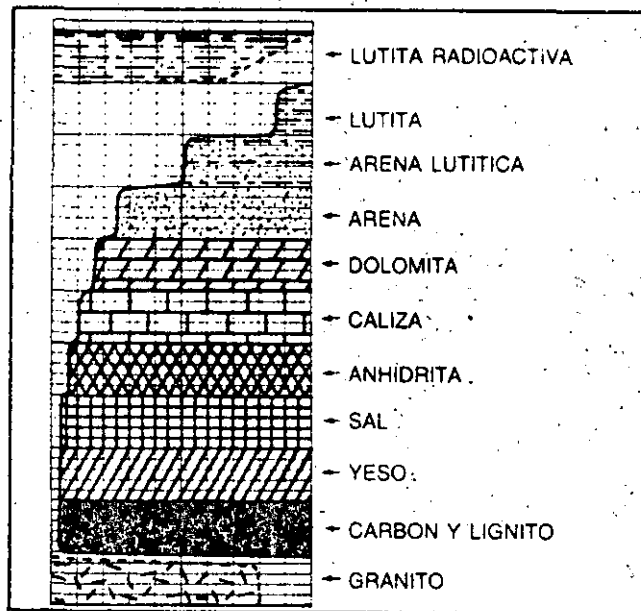


Fig. 21

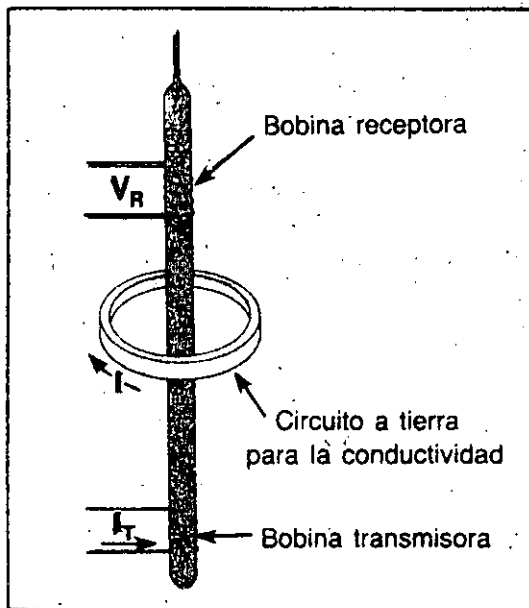


Fig.28

Registro de Inducción Doble

El registro de inducción doble (Fig. 29) es una de las mediciones más avanzadas y modernas de la resistividad de que se dispone hoy en día. Es muy útil, especialmente cuando los diámetros de la invasión son grandes.

Este registro muestra una curva SP y/o curva de Rayos Gamma además de tres curvas de resistividad con penetraciones diferentes. La curva de penetración poco profunda se obtiene con un instrumento corto de guarda y mide la resistividad de la zona limpia (R_{no}). La curva intermedia mide las resistividades combinadas de las zonas limpia e invadida (R_i), en tanto que la curva profunda mide principalmente la resistividad de la zona no contaminada (R_t).

Las relaciones entre las curvas poco profunda y profunda, y entre la intermedia y la profunda permiten calcular d_i , R_{no} y R_t . La Fig. 32 muestra el tipo de gráfico que se utiliza para estos cálculos.

El registro de inducción doble se corre en cuadrícula logarítmica o lineal. Un registro típico incluye una escala de profundidad, sea 1 pg. = 100 pies o 2 pg. = 100 pies, en cuadrícula lineal y una escala de profundidad de 5 pg. = 100 pies en cuadrícula logarítmica. La cuadrícula logarítmica permite una mayor variación en los valores de resistividad y es muy conveniente en la determinación de la relaciones, puesto que la diferencia entre dos logaritmos es igual a su relación.

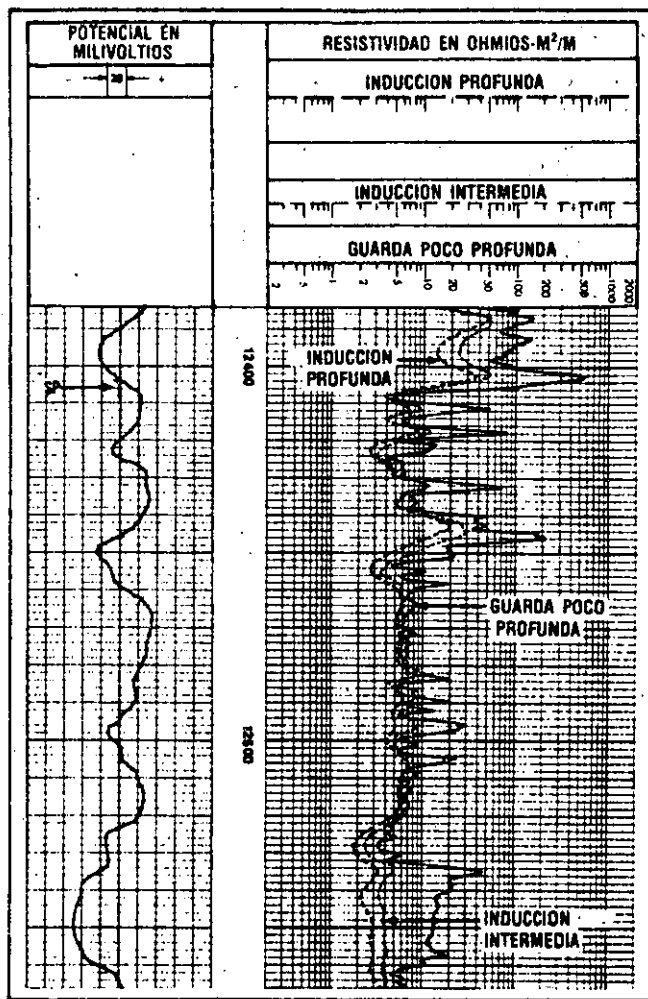


Fig. 29—Registro de inducción doble

Registro de Guarda

El registro de guarda (Fig. 30) se obtiene mediante un instrumento que enfoca una corriente; su utilidad principal es en lodos conductivos, estratos delgados y formaciones con alta resistividad.

Los electrodos de guarda se colocan arriba y debajo del electrodo de corriente y se mantienen con el mismo potencial, a fin de enfocar la corriente de la formación en un disco delgado, el cual fluye perpendicularmente al pozo (Fig. 31). El radio de investigación es aproximadamente igual a tres veces la longitud del electrodo de guarda.

El registro de guarda define muy bien los bordes de los estratos y se afecta poco con las resistividades de los estratos adyacentes.

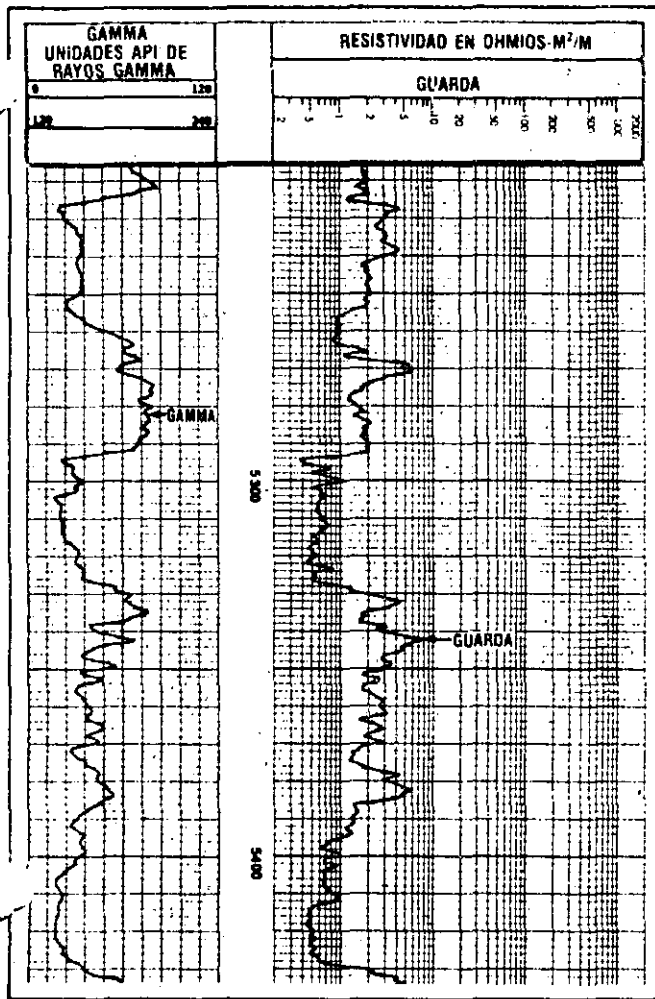


Fig. 30—Registro de guarda

Los sistemas de guarda poco profundos utilizan electrodos de guarda cortos (generalmente con una longitud total de 30 pulgadas) y se usan con otros registros, tales como el de inducción doble, para medir la resistividad de las zonas limpia (R_{xo}) o invadida (R_i) cerca de los bordes del pozo.

Los sistemas de guarda largos (5 pies de longitud) se usan en la determinación de la resistividad real (R_t) de la zona no contaminada. Las mediciones se aproximan más a la resistividad real de la formación cuando la resistividad del filtrado de lodo no es más de cuatro veces mayor que la resistividad del agua de la formación.

Registros Especiales de Resistividad

Existen dos registros que entran dentro de esta categoría, el de contacto (Fig. 33) y el FoRxo (Fig. 34). Ambos muestran las resistividades cerca de los bordes del pozo y se usan para estimar la porosidad y saturación residual en hidrocarburos.

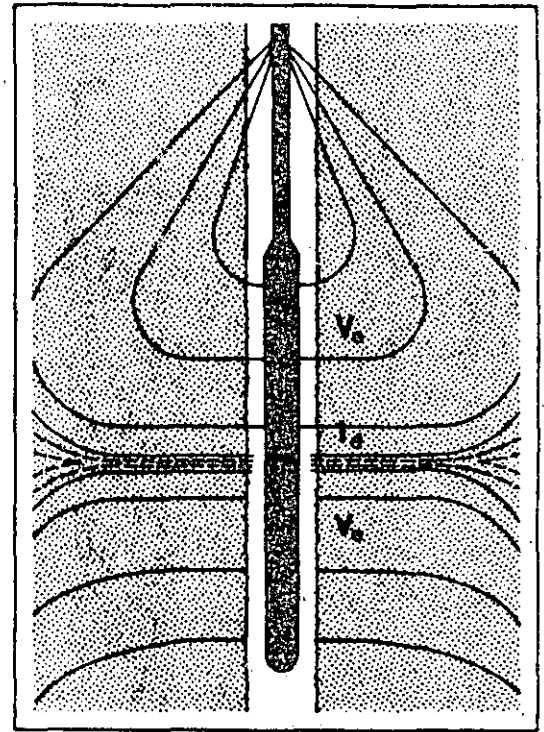


Fig. 31

Registro de Contacto

El instrumento para el registro de contacto consta de un sistema de electrodos montado en una almohadilla que se pone en contacto con las paredes del pozo. Se obtienen dos curvas: una lateral de 1½ pulgadas y una normal de 2 pulgadas, cuyas penetraciones son aproximadamente de 1 y 4 pulgadas respectivamente (Fig. 35). Los valores para la resistividad son similares en las dos curvas en zonas no invadidas, pero discrepan con la normal dando un valor de resistividad más alto, en aquellos sitios donde los filtrados frescos del lodo de perforación han invadido las paredes del pozo. La relación entre los dos valores para la resistividad puede usarse para estimar la porosidad.

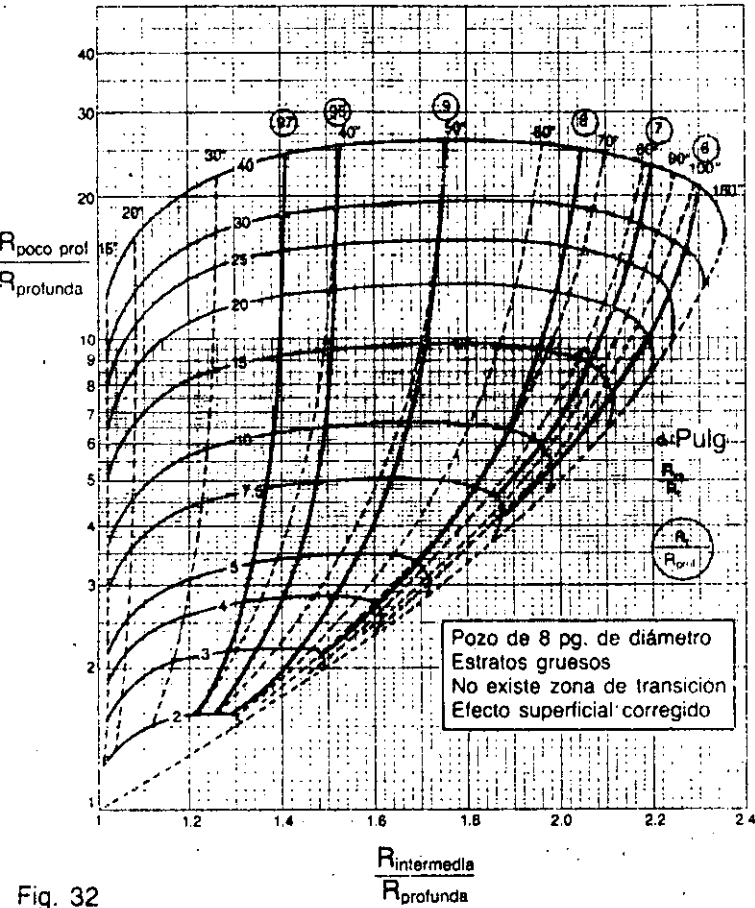
En el registro de contacto Welex normalmente se registra un calibrador. Debido a que la presencia de costra de lodo en las paredes del pozo puede identificarse fácilmente, el registro de contacto es útil en el reconocimiento de zonas permeables y en el establecimiento de los espesores del yacimiento para el cálculo de arenas.

Registro FoRxo

El registro FoRxo mide la resistividad de la zona inmediatamente adyacente a las paredes del pozo; es decir, la zona que en forma más efectiva ha sufrido la limpieza por efecto de la invasión del filtrado de lodo.

Gráfico para el registro de inducción doble

21)



Electrodos pequeños montados en almohadillas introducen radialmente una corriente en la formación (Fig. 36). La resistividad que se mide (R_{xo}) es proporcional a la cantidad de filtrado de lodo en la formación cuando la invasión ha sido lo suficiente para eliminar el fluido de la formación en las paredes del pozo. Por lo tanto, la resistividad que se mide es equivalente a la porosidad de la formación.

Por otro lado, cuando el registro FoRxo se usa en conjunción con otros registros, como los de guarda o inducción, se convierte en un indicador definitivo de la presencia de hidrocarburos.

En el registro FoRxo, lo mismo que en el de contacto, normalmente se corre un calibrador.

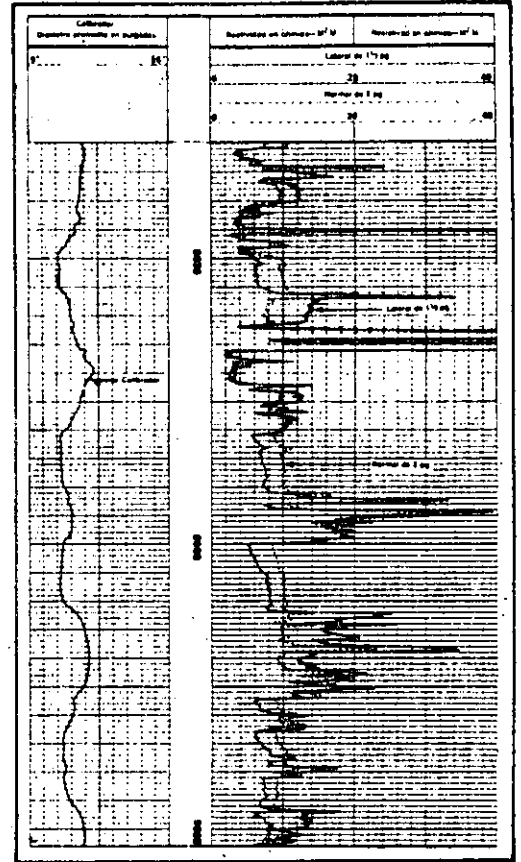


Fig. 33—Registro de contacto

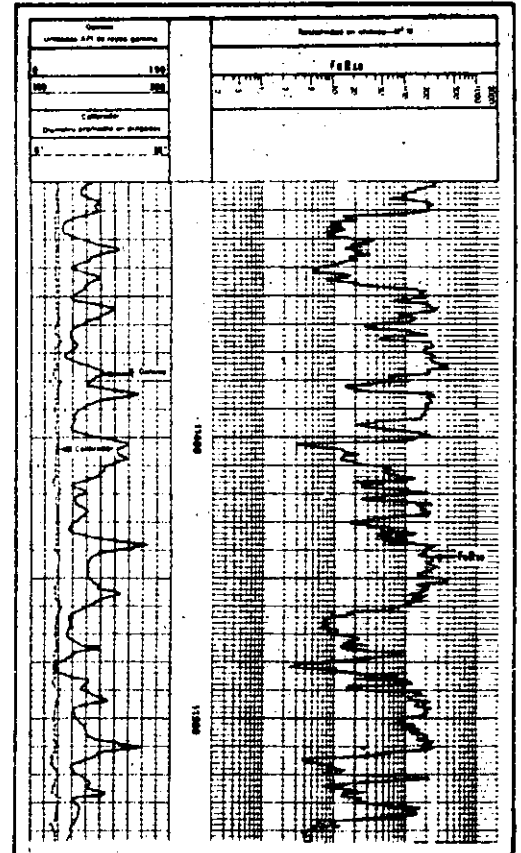


Fig. 34—Registro FoRxo

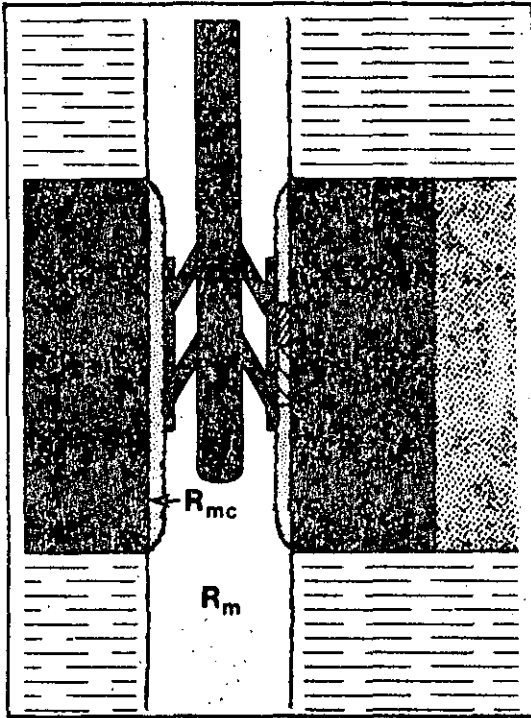


Fig. 35

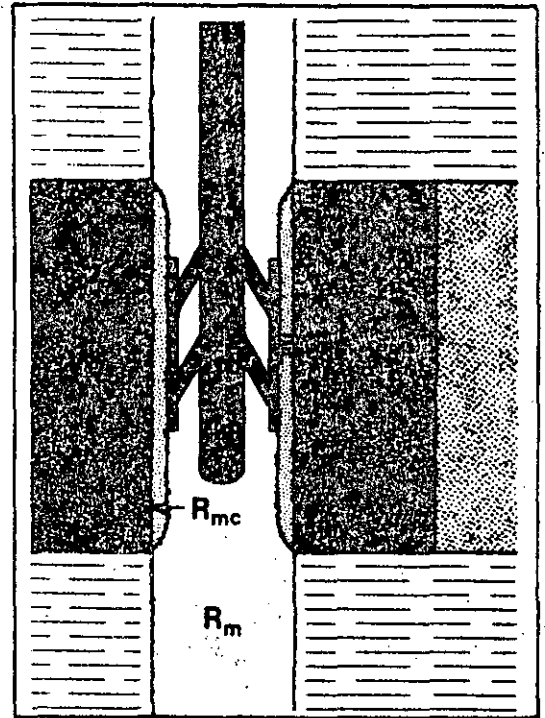


Fig. 36

VIII. MEDICION DE LA POROSIDAD

La evaluación exacta de una formación depende no sólo de la interpretación correcta de las mediciones de resistividad discutidas en la sección anterior, sino como se dijo arriba, para que un yacimiento sea comercialmente productivo es necesario que contenga una cantidad apreciable de hidrocarburos en los poros. En otras palabras, la porosidad es un parámetro crítico en un yacimiento.

Debido a que la resistividad se afecta con la clase y cantidad de fluido presente en la formación, es indispensable determinar la porosidad de la formación antes de identificar al fluido. Los registros que discutiremos a continuación tienen por objeto determinar el volumen en los poros, o simplemente, la porosidad.

Registro de Velocidad Acústica

El registro de velocidad acústica (Fig. 37), como su nombre lo indica, mide la velocidad del sonido en la formación. Este tipo de registro es un derivado de los estudios de reflexión sísmica que se han llevado a cabo durante muchos años.

El instrumento acústico contiene un transmisor y dos receptores. Cuando se activa el transmisor, la onda acústica se transmite por la columna de lodo, entra en la formación, regresa a la columna de lodo y se registra en los receptores. La velocidad en la formación (tiempo de propagación ó Δt) se determina mediante la diferencia en el tiempo de arribo en los dos receptores.

El sistema consta de circuitos que compensan los cambios en el diámetro del pozo (erosión) o en la inclinación del instrumento dentro del pozo (Fig. 38).

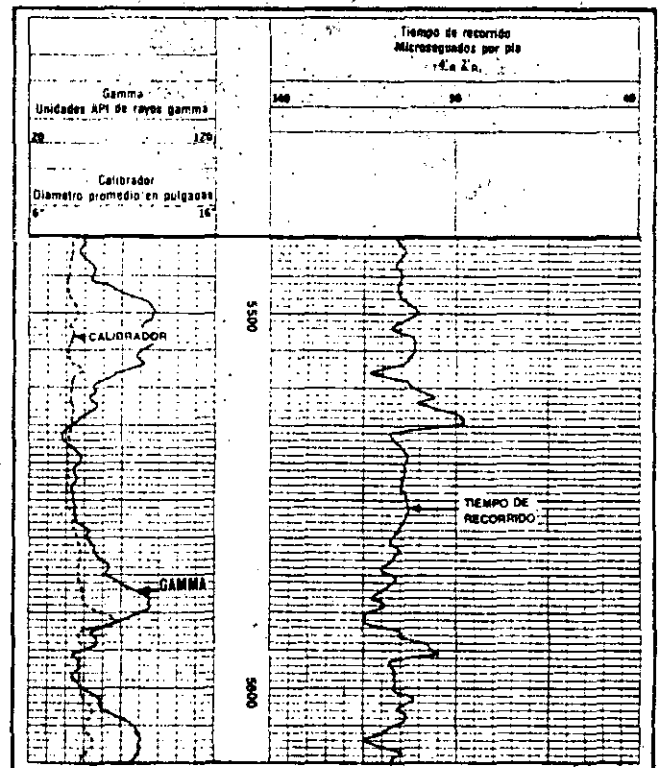


Fig. 37--Registro de velocidad acústica

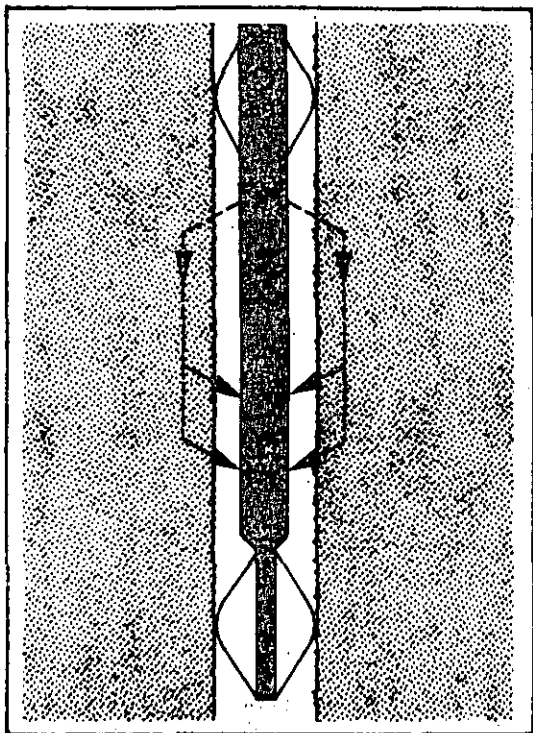


Fig. 38

Lo que se registra es el tiempo de recorrido, el cual es el recíproco de la velocidad. La unidad es el microsegundo por pie y el símbolo es Δt . El tiempo de recorrido del sonido en una formación es principalmente función de la litología y de la porosidad. En general, a mayor densidad o consolidación, corresponderá un menor tiempo de recorrido (Δt); por otro lado, un aumento en el tiempo de recorrido indica un incremento en la porosidad. La relación matemática es:

$$\text{Porosidad} = \frac{\Delta t_{\text{registro}} - \Delta t_{\text{matriz}}}{\Delta t_{\text{fluido}} - \Delta t_{\text{matriz}}}$$

La Fig. 39 ilustra la relación entre el tiempo de recorrido y la porosidad para diferentes litologías.

A menudo es necesaria una corrección adicional para el efecto de zonas no consolidadas, es decir, aquellas en donde la compactación es incompleta. Esta corrección se requiere según sea el tiempo de recorrido en las lutitas adyacentes; cuando el tiempo de recorrido en las lutitas (Δt_{sh}) es en exceso de 100 microsegundos, es necesario llevar a cabo la corrección a fin de obtener una mayor aproximación en los valores de la porosidad. Ello se lleva a cabo multiplicando el valor calculado de la porosidad por

$$\frac{100}{\Delta t_{\text{lutitas}}}$$

Normalmente la porosidad secundaria, es decir

aquella que existe en fracturas o cavidades, no se registra pues el sonido tiene una vía directa en la matriz de la formación. Sin embargo, la presencia de lutitas (o minerales de la arcilla) aumenta el tiempo de recorrido, con lo cual se obtienen valores para la porosidad demasiado elevados en relación a la cantidad de lutita o arcilla presente. La porosidad calculada en base al registro acústico se compara con la obtenida mediante el registro de densidad, a fin de obtener una estimación de la porosidad secundaria o del volumen de lutitas.

Los gráficos que muestran la relación entre el tiempo de recorrido y la resistividad son muy útiles en la determinación del tiempo de recorrido en la matriz (Δt_m) y en la identificación de zonas saturadas en hidrocarburos (Fig. 40).

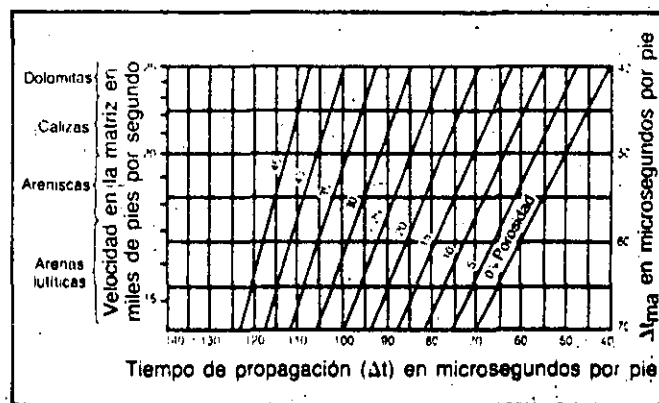


Fig. 39

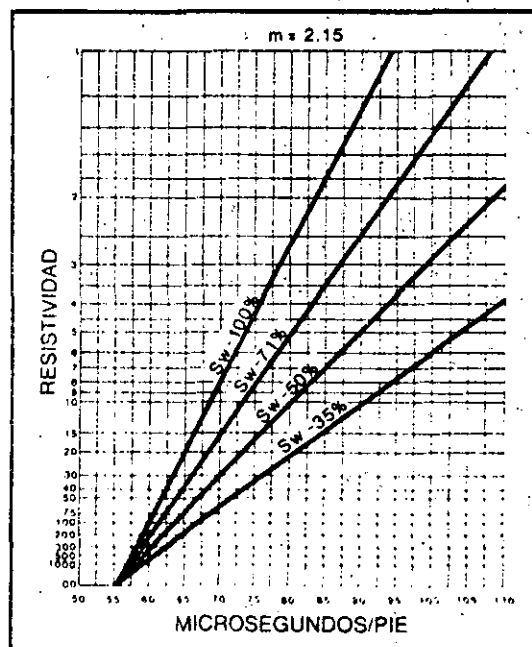
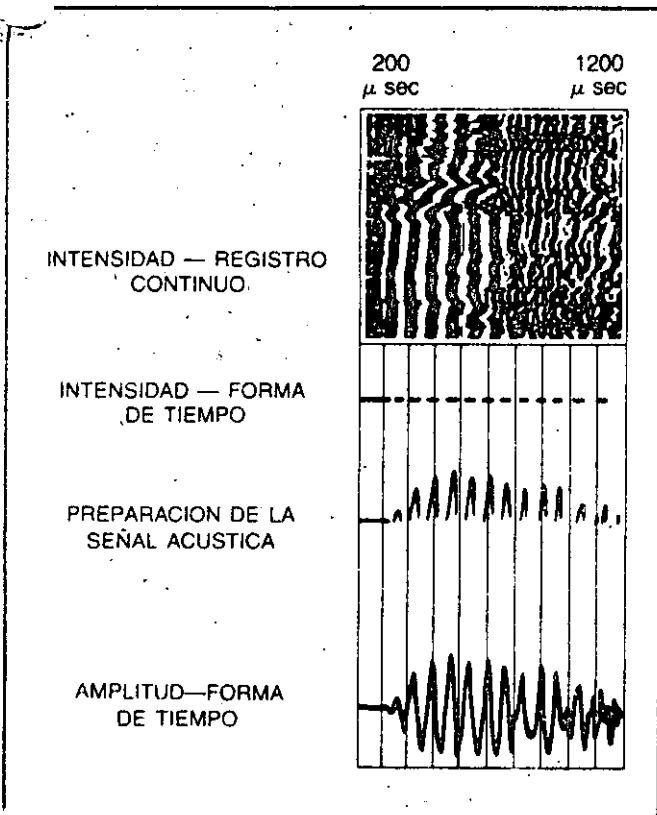


Fig. 40

El registro acústico puede también utilizarse en la medición de la amplitud de la onda de sonido puesto que la porosidad secundaria, es decir aquella producida por la presencia de fracturas o cavidades, atenúa o reduce la señal acústica.

Registros de la totalidad del tren acústico (ondas de compresión, de cizallamiento y ondas en los flúidos) se llevan normalmente a cabo en conjunción con las mediciones de la amplitud. El registro Acústico Microsismograma^(R) suministra un registro continuo de las variaciones en el tren acústico dentro del pozo. La parte inferior de la Fig. 41 muestra el registro X-Y osciloscópico de la señal recibida por un solo receptor acústico; la señal arriba de ésta es la preparación, con el cero en gris claro. Los ciclos medios positivos aparecen como rayas oscuras y los negativos como rayas claras. La parte superior de la figura muestra el registro continuo de la señal X-Z a escala 5" = 100' en profundidad, o el registro microsismograma.

El registro MSG muestra el total del tren de ondas en forma de rayas oscuras y claras representando cada medio ciclo. La intensidad de cada raya es proporcional a la amplitud. La posición de las rayas de izquierda a derecha muestra el tiempo de arribo en una escala de 200 a 1.200 microsegundos (100 microsegundos por división API).



23 El desplazamiento de la señal acústica en formaciones fracturadas a con cavidades resulta en cambios y rupturas en los ciclos, lo cual es aparente en el registro MSG (Fig. 42). Las señales producidas por discontinuidades en la formación o por el contacto entre rocas de densidades diferentes, se ven en el registro como reflexiones superimpuestas en la señal que va directamente del transmisor al receptor. Además, el registro MSG permite determinaciones cualitativas de la atenuación de las ondas así como de las variaciones en los tiempos de recorrido. Las relaciones entre los tiempos de arribo de las diversas ondas permiten una determinación de la litología y la identificación de zonas con gas.

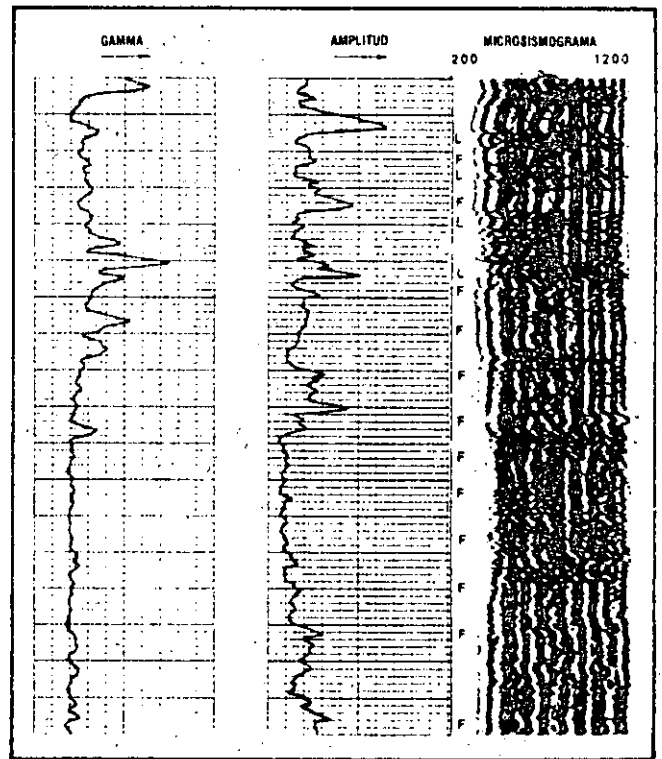


Fig. 42

Registro de Densidad

El registro de densidad compensada (Fig. 43) mide la densidad de los electrones en la formación mediante una fuente química de rayos gamma y dos receptores sellados de dichos rayos. Todo el instrumento está montado en una almohadilla (Fig. 44). El número de electrones que puede transmitirse de la fuente a los receptores es proporcional a la densidad de la formación. Para la mayor parte de los minerales que se encuentran en la exploración para petróleo, la densidad de los electrones es igual a la densidad total y tal igualdad se acepta en esta publicación.

El sistema de detección doble compensa las irregularidades en el pozo así como la presencia de la costra de lodo. Los registros de densidad, a diferencia de los acústicos, pueden correrse en pozos perforados con aire comprimido o con cualquiera clase de fluido.

La densidad total de una formación es la relación entre su masa (peso) y su volumen. La unidad es gramos por centímetro cúbico. En las formaciones con densidad baja (alta porosidad) la mayor parte de los rayos gamma producidos por la fuente llegan hasta el receptor y pueden ser contados; a medida que aumenta la densidad (disminuye la porosidad), menos y menos rayos llegan al receptor. Puesto que se conocen la mayoría de las densidades de los minerales de las rocas sedimentarias, así como las de los fluidos en los poros.

La relación entre la densidad de la formación y la porosidad puede expresarse mediante una fórmula matemática simple (Fig. 45):

$$\text{Porosidad} = \frac{\text{Densidad de la matriz} - \text{Densidad total}}{\text{Densidad de la matriz} - \text{Densidad del fluido}}$$

ó,

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

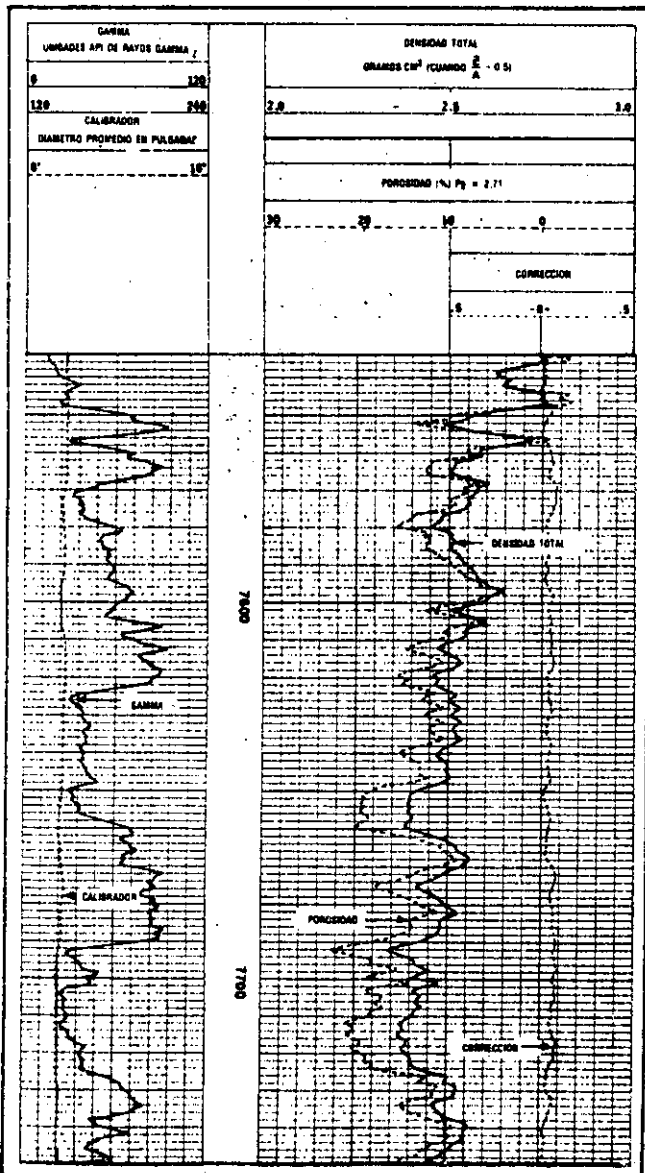


Fig. 43—Registro de densidad compensada

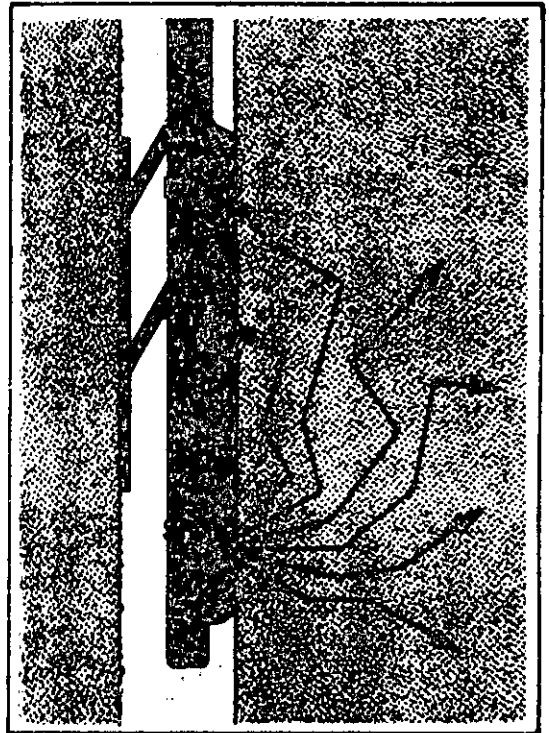


Fig. 44

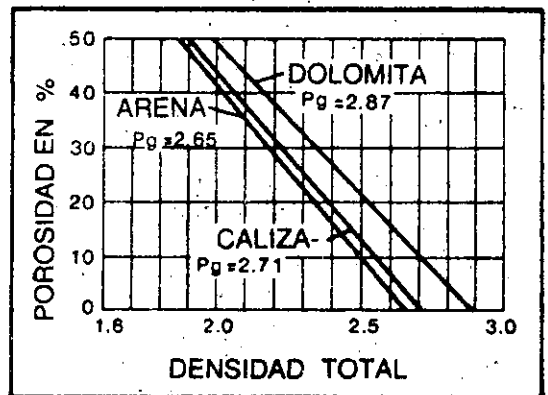


Fig. 45

La Fig. 46 da las densidades promedio para diferentes litologías y fluidos en los poros.

La penetración del registro de densidad es relativamente poca; por consiguiente, en la mayoría de las formaciones permeables el líquido en los poros es el filtrado del lodo de perforación en combinación con algo de hidrocarburos residuales. Generalmente se asume que la densidad del fluido es 1.0. Cuando la saturación en hidrocarburos residuales es relativamente alta, los valores calculados para la porosidad pueden ser mayores que los verdaderos; por tanto, debe corregirse este efecto. Si no se conocen los valores apropiados de las densidades de los fluidos, los valores de la porosidad pueden obtenerse en forma aproximada usando las siguientes ecuaciones:

Para zonas petrolíferas: ϕ_v corregida = 0.9 (densidad aparente)

Para zonas gaseosas: ϕ_v corregida = 0.7 (densidad aparente)

Los valores de la porosidad así obtenidos pueden considerarse como dignos de confianza en el caso de formaciones sin lutitas; en caso de que haya lutitas, las saturaciones calculadas en agua pueden ser por debajo de las reales, a menos que se lleven a cabo correcciones para la porosidad como la resistividad.

Tipo de Matriz	Densidad (gramos/cm. ³)
Arena, Arenisca	2.65
Arena calcárea	2.68
Caliza	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.92
Fluidos	
Agua fresca	1.0
Agua salada (100.000 ppm. de NaCl)	1.1
Petróleo y gas	0.7
Gas	0.1-0.3

Fig. 46

Registro de Neutrón

El registro de neutrón (Fig. 47) es una medición de la radiación inducida en la formación. Esta inducción se obtiene bombardeando la formación con neutrones que se mueven a gran velocidad.

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras cuya masa se aproxima a la del núcleo de hidró-

geno. Cuando los neutrones veloces se emiten en una fuente química dentro del instrumento de registro, penetran la formación densa, tal como la matriz de las arenas o calizas, en forma más fácil que las partículas con cargas eléctricas, además de que sufren una menor pérdida en la cantidad de energía o velocidad. Sin embargo, cuando un neutrón choca con uno de los núcleos de hidrógeno (cuya masa es aproximadamente igual) del fluido en los poros, el neutrón perderá aproximadamente la mitad de su energía. Después de alrededor de 20 choques con los núcleos de hidrógeno, la velocidad térmica del neutrón se habrá reducido tanto que será capturado fácilmente por cualquiera de los elementos presentes en la formación. Los neutrones así capturados emiten un rayo gamma de origen secundario (Fig. 48).

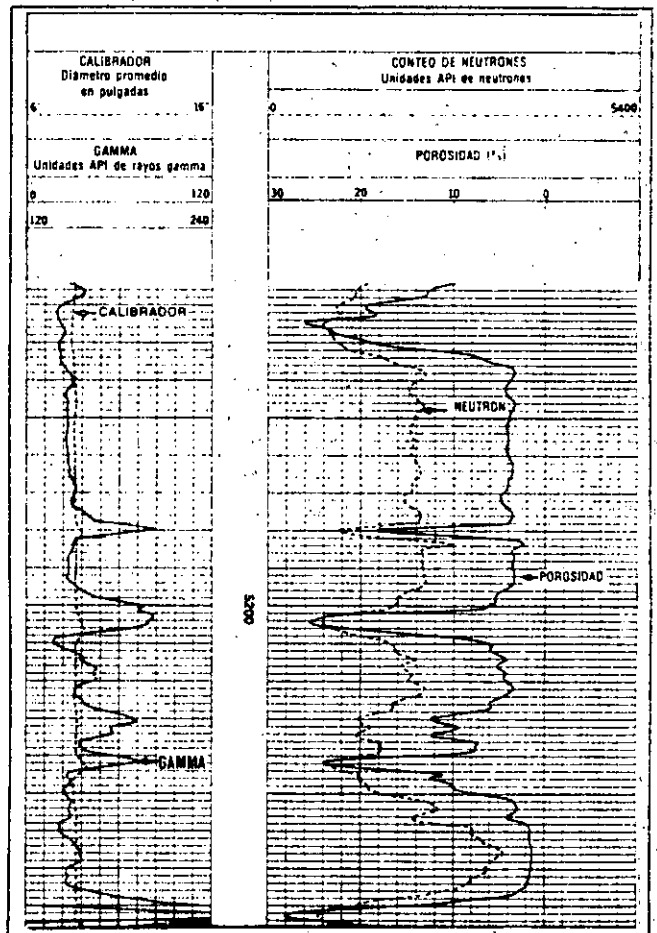


Fig. 47—Registro de neutrón

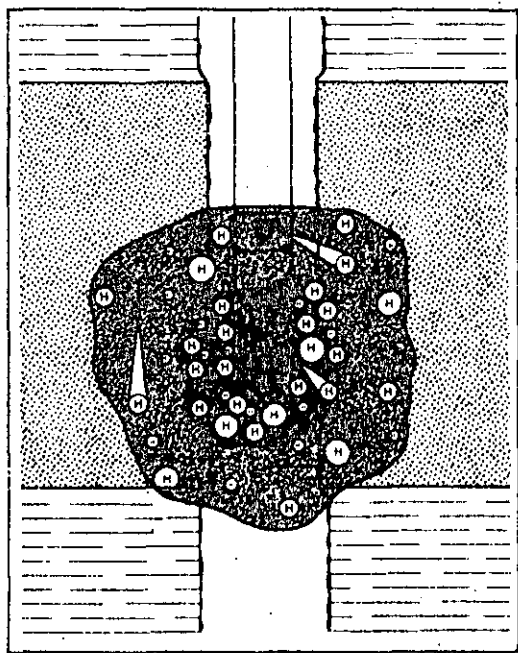


Fig. 48

Hoy en día se usan diferentes tipos de detectores de neutrones. Algunos de ellos identifican aquellos neutrones cuya velocidad está escasamente por encima de la de captura (epitérmica), otros identifican aquellos neutrones cuya velocidad es igual a la de captura, y finalmente otros miden la radiación gamma a la captura. Una discusión detallada de los diferentes sistemas está fuera del alcance de esta publicación, pero el punto básico es que cada uno de estos instrumentos responde a la cantidad de hidrógeno presente en la formación; en otras palabras, el registro de neutrón mide la cantidad de hidrógeno presente en la formación.

Debido a que la diferencia en la concentración de hidrógeno en petróleo a agua es mínima, los registros de neutrón son una medición del volumen de fluido en los poros. Si se identifica un gran número de neutrones, ello indica una porosidad baja y viceversa.

En la interpretación de los registros de neutrón existen dos factores adicionales que deben tenerse en cuenta. En primer lugar, las lutitas y zonas con un alto contenido en lutitas mostrarán una porosidad muy alta debido al agua asociada. En segundo lugar, debido a la baja concentración de hidrógeno en el gas, las zonas ricas en gas mostrarán una porosidad muy baja. Estos dos factores, en realidad constituyen una ventaja, pues la comparación de estas porosidades con las determinadas en los núcleos o con otros tipos de registro, suministra un método conveniente para la determinación de los volúmenes de lutita y la distinción entre zonas gaseosas de aquellas ricas en petróleo o agua (Fig. 49).

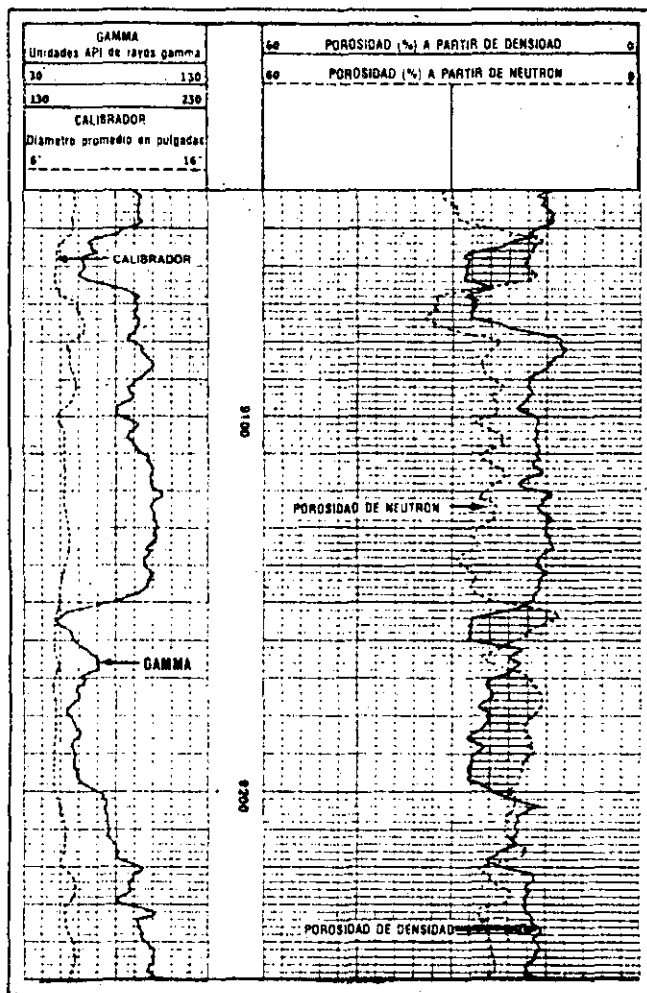


Fig. 49—Registro densidad-neutrón con zonas gaseosas identificadas

Registros Combinados

En algunas áreas es práctica común el correr más de un registro para determinar la porosidad en un pozo. Las combinaciones más probables son densidad-neutrón, densidad-velocidad acústica y velocidad acústica-neutrón. La combinación más común es densidad-neutrón. Estos registros se corren al mismo tiempo con el rayo gamma y el calibrador.

Los registros combinados se usan para (1) diferenciar petróleo y agua de gas, (2) calcular volúmenes de litología y (3) determinar el volumen de lutita en la matriz.

- (1) Los registros de velocidad acústica y densidad muestran reacciones exactamente contrarias a las del registro de neutrón en presencia de gas en los poros. Los registros acústico y de densidad indican una porosidad alta en tanto que el de neutrón indica una porosidad baja.

(2) Según lo mencionado, las características de los registros de densidad, acústico y de neutrón son función de la litología. Por consiguiente, cuando la formación consiste de dos litologías diferentes, los gráficos que muestran las características de dos de los registros permiten calcular los porcentajes de cada lito-

logía.

(3) En general, existen relaciones matemáticas que pueden usarse para calcular el volumen de lutita en base a registros de porosidad. La relación que más comúnmente se usa es entre la porosidad a partir del registro de densidad con la del registro acústico o de neutrón.

IX. RESUMEN: Consideraciones Generales

Registros, instrumentos de registro y la información geológica así como de la perforación no son más que herramientas del oficio. El propósito de todas estas herramientas es la determinación del valor comercial del pozo. Por consiguiente, toda la información que se obtenga respecto a litología, porosidad, permeabilidad y saturación es de gran importancia.

IDENTIFICACION DE LA LITOLOGIA

Determinación de los Bordos de los Estratos

1. La curva SP es excelente para identificar los bordes de los estratos cuando se utiliza lodo fresco o en secuencias de arena y lutita. La mayor parte de las características de esta curva se pierde si el lodo es salino o si la formación está compuesta por carbonatos o rocas con alta resistividad.
2. Las curvas de resistividad con poca penetración pueden servir para determinar los bordes de los estratos. La curva normal sufre una distorsión equivalente a la mitad del espesor en cada borde. Los registros con corrientes enfocadas son excelentes para la determinación de los bordes. Los registros de inducción tienen una resolución pobre cuando se trata de estratos delgados.
3. El rayo gamma es excelente para determinar los bordes de los estratos tanto en pozos entubados como en aquellos sin tubería. La resolución vertical es excelente en el caso de registros nucleares. En algunas áreas el agua en la formación puede contener sales radioactivas que no permitirán la identificación de los cambios en litología.

DETERMINACION DE LA POROSIDAD

1. Separación de las curvas en registros de contacto o microsismógramas: los valores de la porosidad dependen de la evaluación de la saturación residual en hidrocarburos y son más precisos en formaciones con resistividades que van de moderadas a bajas.
2. Registros de densidad: miden la porosidad efectiva y sufren menos los efectos de la presencia de lutitas. Los valores de la porosidad son mayores si existe gas en los poros y si la invasión es poco profunda.

3. Registros acústicos: dan buenos valores para la porosidad intragranular o intracristalina. No identifican toda la porosidad secundaria (cavidades y fracturas). Los valores de la porosidad serán más altos en zonas lutíticas.
4. Neutrón: generalmente se registra con el de densidad o el acústico. La porosidad es alta en zonas lutíticas y baja en zonas ricas en gas.

LOCALIZACION DE LAS CAPAS PERMEABLES

1. Deflexión en la curva SP: debe haber una cierta permeabilidad puesto que la corriente SP depende principalmente del hecho que el agua de la formación esté en contacto con los filtrados del lodo de perforación. Sin embargo, no existe una relación directa para la evaluación cualitativa. La presencia de lutitas o la saturación en hidrocarburos reducirá la magnitud de la deflexión de la curva SP.
2. Separación entre las curvas de resistividad: la formación tiene que ser permeable para poder ser invadida por los filtrados de perforación. Las diferencias de resistividad entre las curvas poco profunda y profunda identifican esta invasión cuando R_{mf} mayor que R_w . En zonas con hidrocarburos la diferencia en la resistividad dependerá menos de la cantidad de limpieza (saturación residual en hidrocarburo); sin embargo, todavía será aparente. Los registros de contacto o FoRx0 son especialmente útiles.
3. Calibrador: la presencia de costra de lodo, es decir, un diámetro del pozo inferior al de la barrena es un indicador excelente de la permeabilidad.

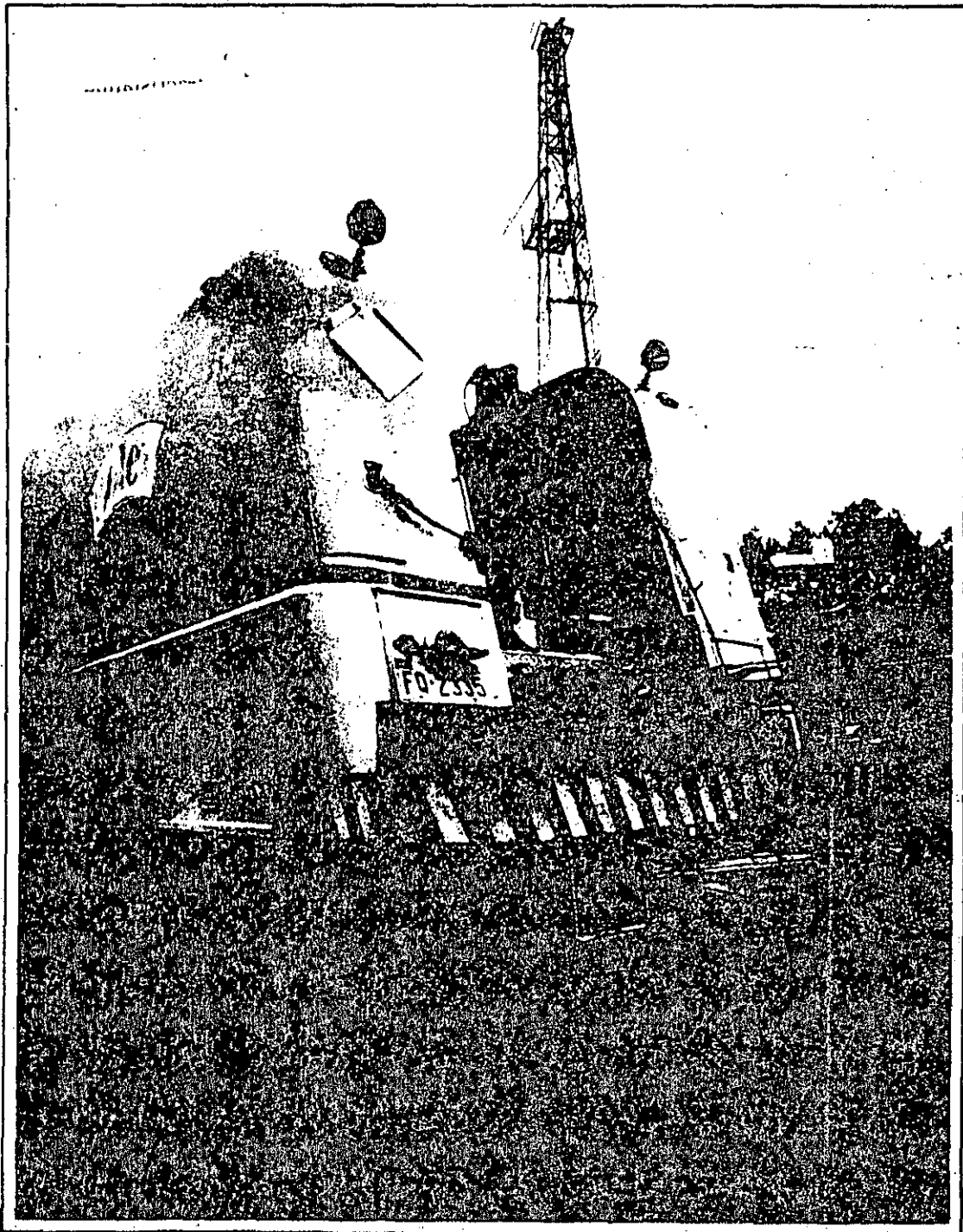
INDICACIONES DE LA SATURACION POR HIDROCARBUROS

1. Si los valores de la porosidad pueden asumirse relativamente constantes, la presencia de zonas permeables con una resistividad mayor que la del agua en las arenas adyacentes es una indicación de la saturación en hidrocarburos. El índice de resistividad puede calcularse mediante la relación R/R_w .

2. El hecho de que la curva de resistividad profunda tenga un valor más alto que la de poca profundidad (R_f más alto que R_{10}) es una indicación de la presencia de hidrocarburos.
3. Si al comparar la curva de resistividad profunda con el registro de porosidad se observa que los valores de la resistividad y la porosidad aumentan en la

misma zona, se puede concluir que hay hidrocarburos presentes.

4. La presencia de gas se identifica en el registro de neutrón cuando se observa en él una porosidad más baja que la obtenida con el registro de densidad o con el acústico.



APENDICES

Apéndice A:	Calibrador	109
Apéndice B:	Sacanúcleos lateral	110
Apéndice C:	Prueba de la formación	110
Apéndice D:	Trazo de la R_{so}	111
Apéndice E:	Trazo de R_{so}/R_t	112
Apéndice F:	Superposición "F"	113
Apéndice G:	Registro de buzamiento	114
Apéndice H:	Registro de desvío	115
Apéndice I:	Ecuaciones Archie/Ecuación Humble ...	116
Apéndice J:	Cálculos por computador al pie del pozo	119

APENDICE A Calibrador

Selex normalmente corre un calibrador (Fig. A-1) en conjunción con los instrumentos para determinar la porosidad de la formación. El calibrador es adicional en el caso de registros de resistividad. En algunos casos el operador del pozo sólo necesita un registro del diámetro del pozo; en este caso el calibrador se puede correr en forma independiente.

El objeto del calibrador es determinar las variaciones en el diámetro del pozo, las cuales son necesarias en los cálculos del volumen de cemento, indican presencia de costras de lodo, se utilizan en la selección de los posibles sitios de los empaques, y en el caso de los pozos de inyección no entubados permiten una interpretación precisa de los perfiles de inyección. Cuando se corre independiente de los otros registros, el calibrador tiene la ventaja de medir diámetros de pozo mayores de los que mediría al correrlo junto con otro registro.

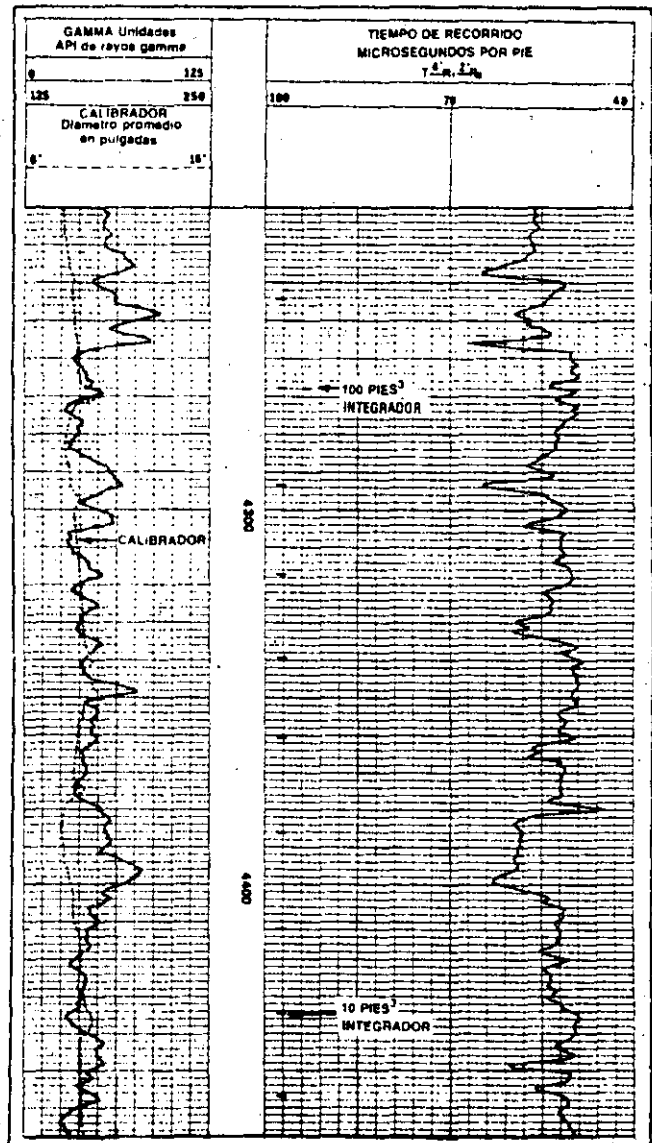


Fig. A-1—Calibrador

APENDICE B

Sacanúcleos lateral

El Sacanúcleos Lateral de Welex (Fig. B-1) se opera con un cable Wélex de tipo estándar y normalmente tiene 30 proyectiles huecos, llamados barriles de sacanúcleos, los cuales se disparan con explosivos dentro de las paredes del pozo. Cada barril puede localizarse en forma precisa a la profundidad deseada, correlacionando la señal de la SP o del rayo gamma en el sacanúcleos con las curvas correspondientes en registros corridos previamente. Cada barril puede dispararse individualmente tan luego esté en la posición deseada; la secuencia es de abajo hacia arriba en el sacanúcleos.

Cada barril está conectado al sacanúcleos mediante un cable y por consiguiente se recupera después del disparo. Debido a que el barril ya disparado queda coigando del sacanúcleos, no hay interferencia con el siguiente disparo.

Hasta 30 núcleos laterales pueden obtenerse con un solo descenso dentro del pozo. Ocasionalmente se usan sacanúcleos con 45 o 60 barriles que son muy útiles en el caso de estudios litológicos y paleontológicos que requieran gran número de núcleos.

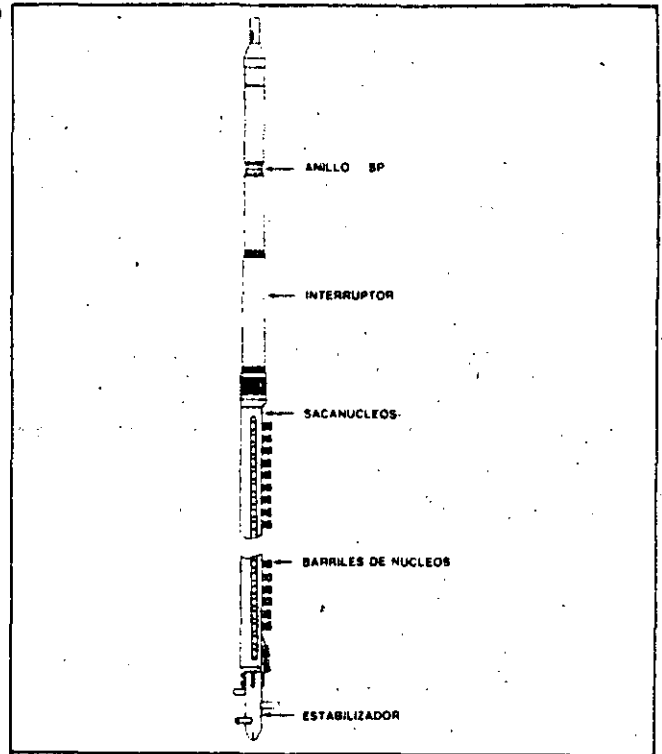


Fig. B-1—Sacanúcleos lateral

APENDICE C

Prueba de la Formación

El papel básico del instrumento de prueba de la formación es suministrar muestras del fluido de la formación y determinar la presión en zonas con porosidad media a alta. La posición del instrumento dentro del pozo se determina con curvas SP o de rayos gamma de registros corridos previamente. El sello a presión de la formación se consigue mediante la presión hidrostática de la columna de lodo que obliga a la almohadilla de sello a expandirse contra la pared del pozo. Luego se abre una válvula mediante una señal desde la superficie y el fluido de la formación entra en el instrumento.

A medida que el fluido entra en el instrumento la presión se registra en la superficie. Cuando la cámara está llena del fluido de la formación, se cierra una válvula hermética y se puede entonces medir la presión encerrada del fluido. Una vez que se separa la almohadilla de la formación, se mide la presión hidrostática. La fuerza de retracción de la almohadilla es superior a la de expansión, asegurando así una retracción total.

El análisis del fluido extraído, así como de las presiones registradas, permite obtener datos sobre el tipo de producción, cantidad de flujo, volumen de agua, relación gas/petróleo y permeabilidad.

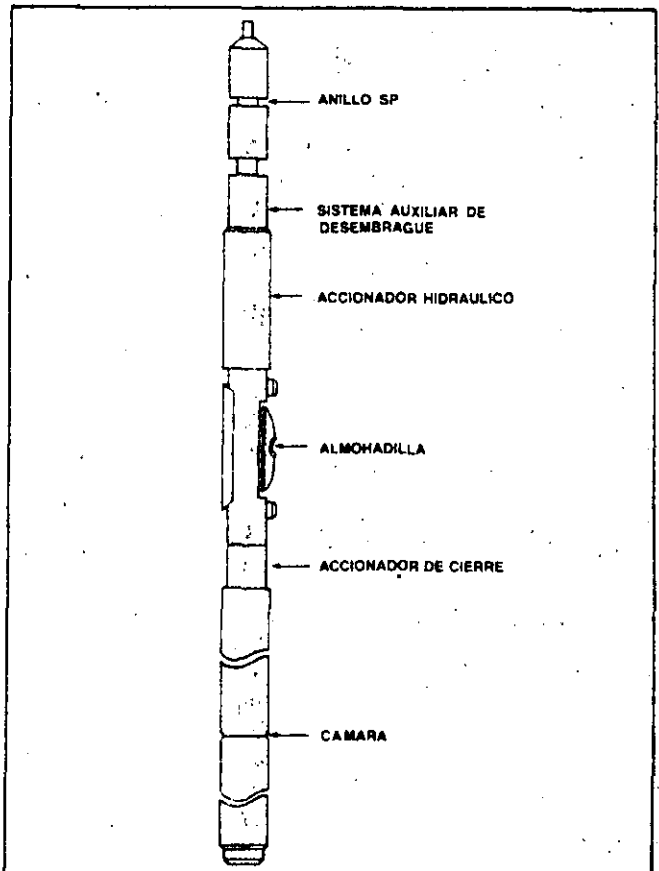


Fig. C-1—Instrumento para prueba de la formación

APENDICE D

Trazo de la R_{wa}

El trazo de la R_{wa} (resistividad aparente del agua de la formación) es una curva que se calcula utilizando medidas de resistividad y porosidad (Fig. D-1). Los datos necesarios se obtienen de registros tales como inducción-acústico.

Es necesario tener a mano un computador que permita calcular la porosidad a partir del tiempo de recorrido y luego convierta este valor en el factor de resistividad de la formación, usando la relación estándar $F-\phi$ para el área en cuestión. Luego, se computa la razón de la resistividad profunda con el factor de

formación ($R_{por} F$) para el valor correspondiente de R_{wa} .

En aquellas zonas permeables que solo contienen agua, el valor calculado de R_{wa} debe ser igual al verdadero de la resistividad del agua, de la formación (R_w). Valores R_{wa} más altos que el verdadero R_w indican la presencia de hidrocarburos. El índice de resistividad es la relación R_{wa}/R_w . Un índice de resistividad de 4 es equivalente a una saturación en agua de 50%.

$$S_w = \sqrt{R_w/R_{wa}} = \sqrt{1/4} = 0.5 = 50\%$$

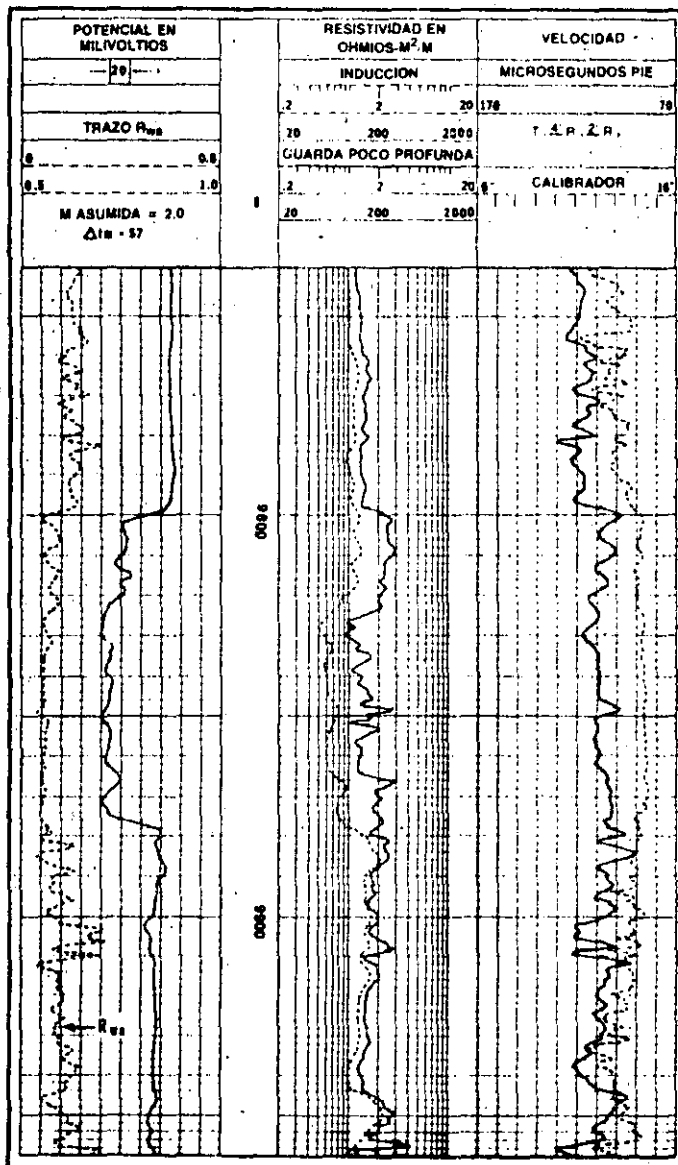


Fig. D-1—Trazo R_{wa}

APENDICE E

Trazo de R_{xo}/R_t

Este trazo (Fig. E-1), que se obtiene con los datos del registro de inducción doble, es un indicador muy efectivo de la presencia de hidrocarburos y no requiere un registro de porosidad.

En las zonas con porosidad moderada (en donde el diámetro de invasión normalmente no excede 20 pulgadas) los valores de la curva de la guarda no profunda pueden usarse como equivalentes a R_{xo} (resistividad de la zona limpia). El valor de R_t se obtiene de la resistividad profunda y la razón R_{xo}/R_t puede calcularse fácilmente.

En el caso de arenas con agua pura el trazo R_{xo}/R_t debe ajustarse al trazo de la curva SP, puesto que ambos son funciones de la razón R_{mf}/R_w . Por ejemplo:

$$Sp = -K \log \frac{R_{mf}}{R_w}$$

y $F \times R_{mf} = R_{xo}$

Además, en una arena 100% saturada en agua:

$$F \times R_w = R_o = R_t$$

En las zonas que contienen hidrocarburos esta relación se altera porque:

$$F \times R_{wa} = R_t$$

R_{wa} aumenta por encima de R_w a medida que la saturación en hidrocarburos aumenta; por consiguiente, la razón R_{xo}/R_t disminuye con el aumento en la saturación en hidrocarburos.

En zonas con alta saturación en hidrocarburos (saturación en agua inferior al 25%), la curva R_{xo}/R_t puede desplazarse en dirección opuesta a la curva SP.

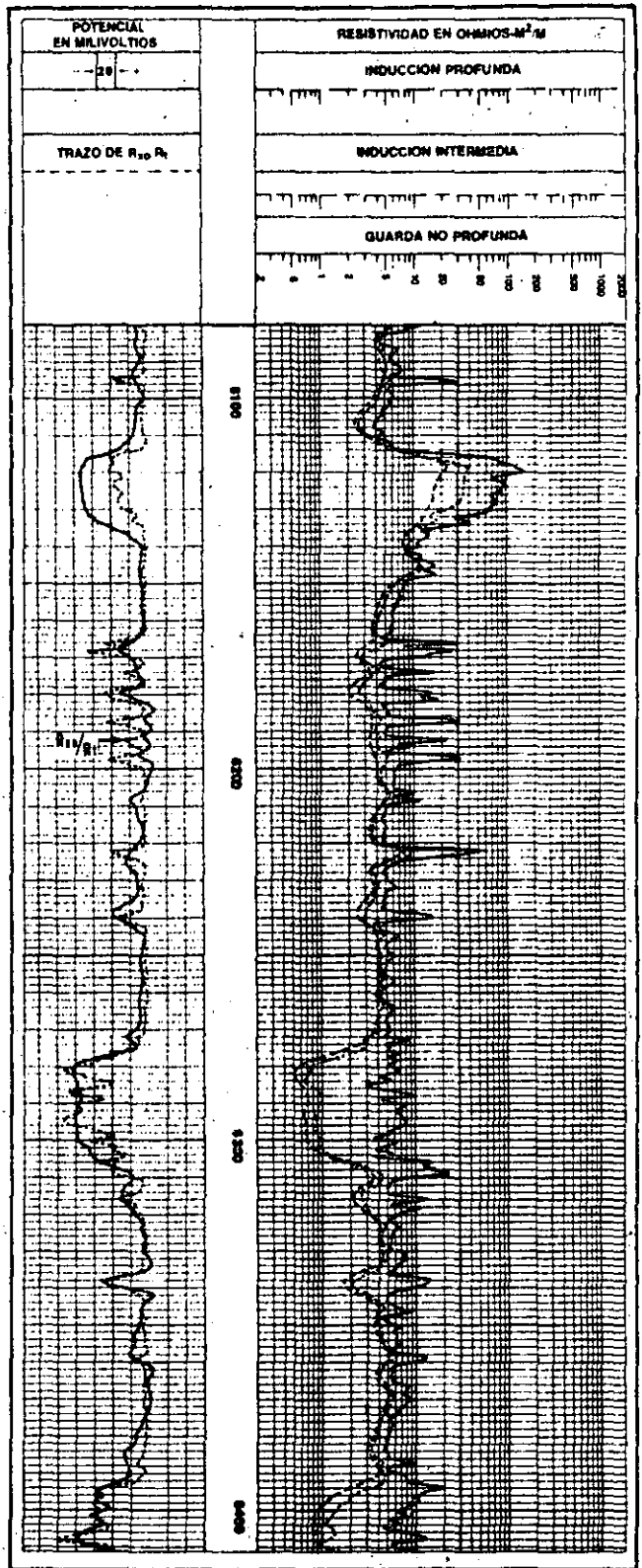


Fig. E-1—Trazo de R_{xo}/R_t

APENDICE F Superposición "F"

La superposición "F" (algunas veces recibe el nombre de superposición R_w), puede utilizarse junto con cualesquiera de los registros de resistividad o porosidad (Fig. F-1).

Para poder obtener la superposición "F" es necesario registrar las curvas de resistividad en cuadrícula logarítmica. Los valores de la porosidad de la formación deben convertirse en factores de la formación y registrarse en el mismo formato logarítmico. Cuando la curva F se superpone sobre la curva de resistividad profunda en el caso de una arena 100% saturada en agua, se puede red denominar como R_w . La equivalencia matemática es:

$$\log R_w = \log F + \log R_w$$

El trazo es un registro continuo de $\log R_w$ con $\log R_t$.

La magnitud de la separación entre las curvas R_w y R_t es proporcional a la saturación en agua y puede medirse directamente.

Mediante la relación apropiada $F-\phi$ puede añadirse a la curva R_w una escala de la porosidad.

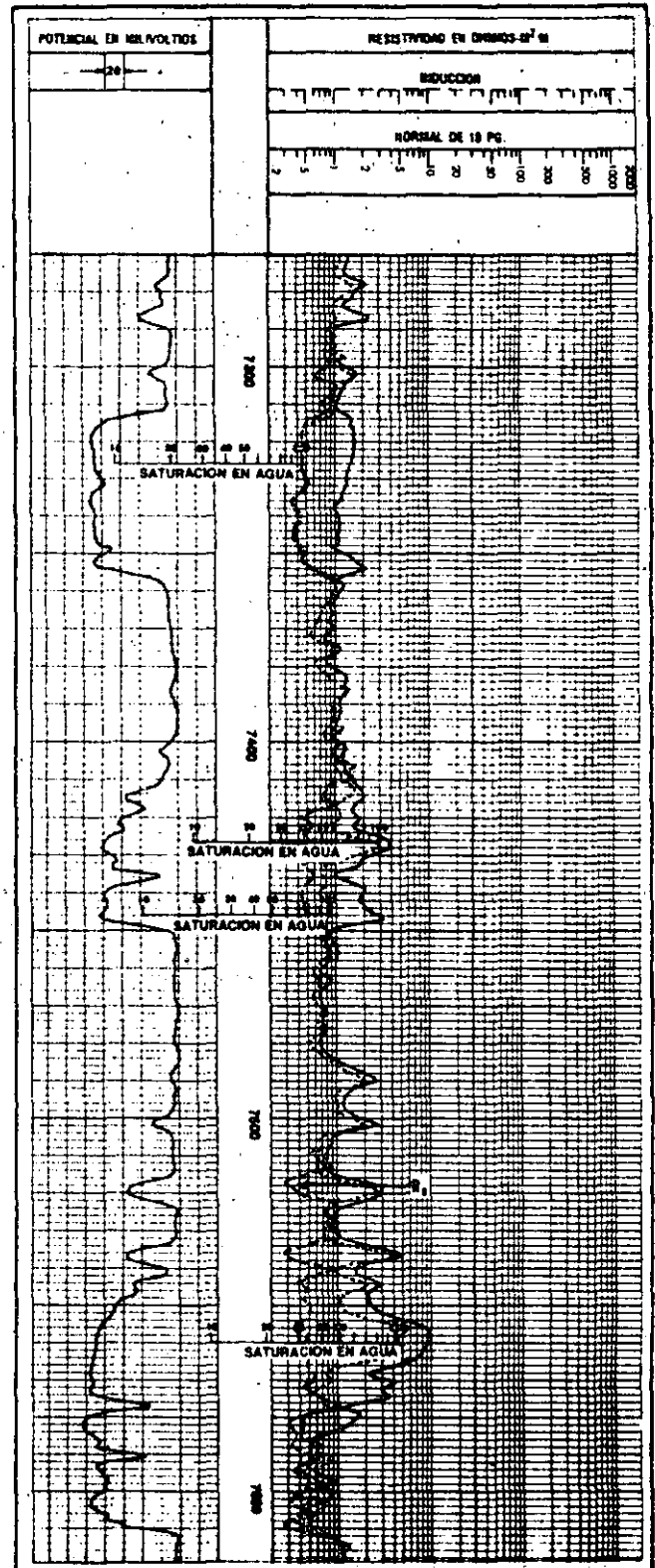


Fig. F-1—Superposición "F"

APENDICE I

Ecuaciones Archie/Ecuación Humble

Numerosos individuos y organizaciones han llevado a cabo una gran cantidad de investigación con el objeto de relacionar la resistividad de la formación con la porosidad y saturación en agua. En 1942 G. E. Archie publicó un artículo en los trabajos de la AIME bajo el título "The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics" (El registro eléctrico de resistividad como ayuda en la determinación de las características de un yacimiento). Las relaciones empíricas que Archie presenta en este artículo son las mismas que se usan hoy en día y reciben el nombre de Ecuaciones Archie.

36

Al autor primero demuestra con núcleos que el factor de resistividad de la formación, la resistividad del agua y la resistividad de la roca están relacionadas mediante la expresión:

$$F = \frac{R_w}{R_o}$$

y que esta relación es válida para amplias variaciones tanto en la porosidad como en la salinidad del agua.

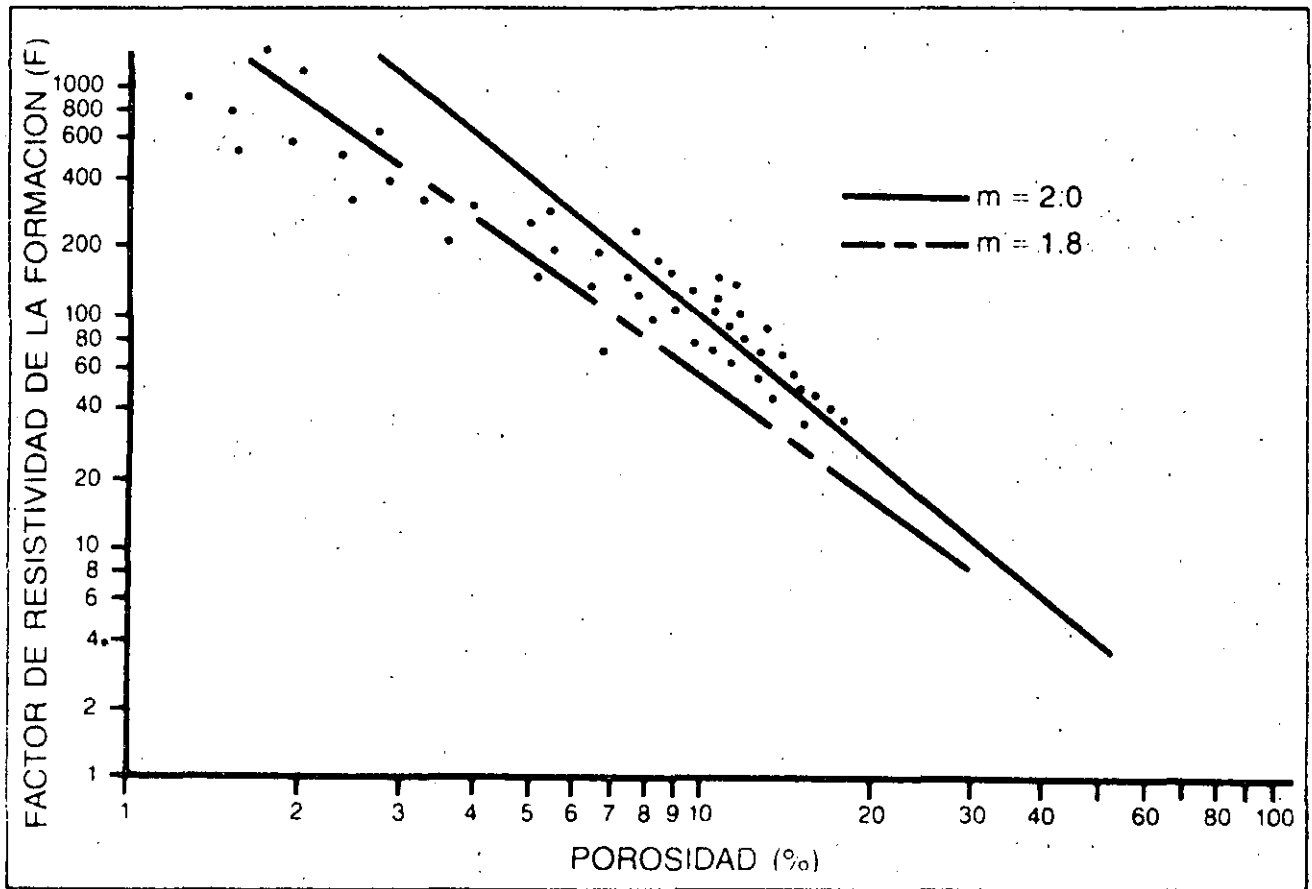


Fig. I-1

A continuación, el autor demuestra que el factor de resistividad de la formación y la porosidad se hallan relacionados mediante la expresión:

$$F = \frac{1}{\phi^m}$$

la cual es válida para amplias variaciones en la porosidad de la misma clase de roca. El exponente m recibe el nombre de factor de cementación o exponente de cementación. El valor de m varía entre 1,3 y 2,3 según el tipo de roca. La Fig. 1-1 muestra un gráfico de porosidad vs factor de la formación para un tipo de roca. El exponente m parece ser una función del grado

de cementación en las rocas clásticas. La Fig. 1-2 muestra las variaciones de m en base a F y a la porosidad para diferentes tipos de rocas.

Finalmente, Archie demuestra que la saturación en agua se relaciona con la resistividad de la roca mediante la expresión:

$$(S_w)^n = \frac{R_o}{R_t}$$

El exponente n recibe el nombre de exponente del índice de saturación y su valor generalmente se considera igual a 2,0. La Fig. 1-3 muestra un gráfico de la relación entre S_w , R_o/R_t y n para diversos valores de n.

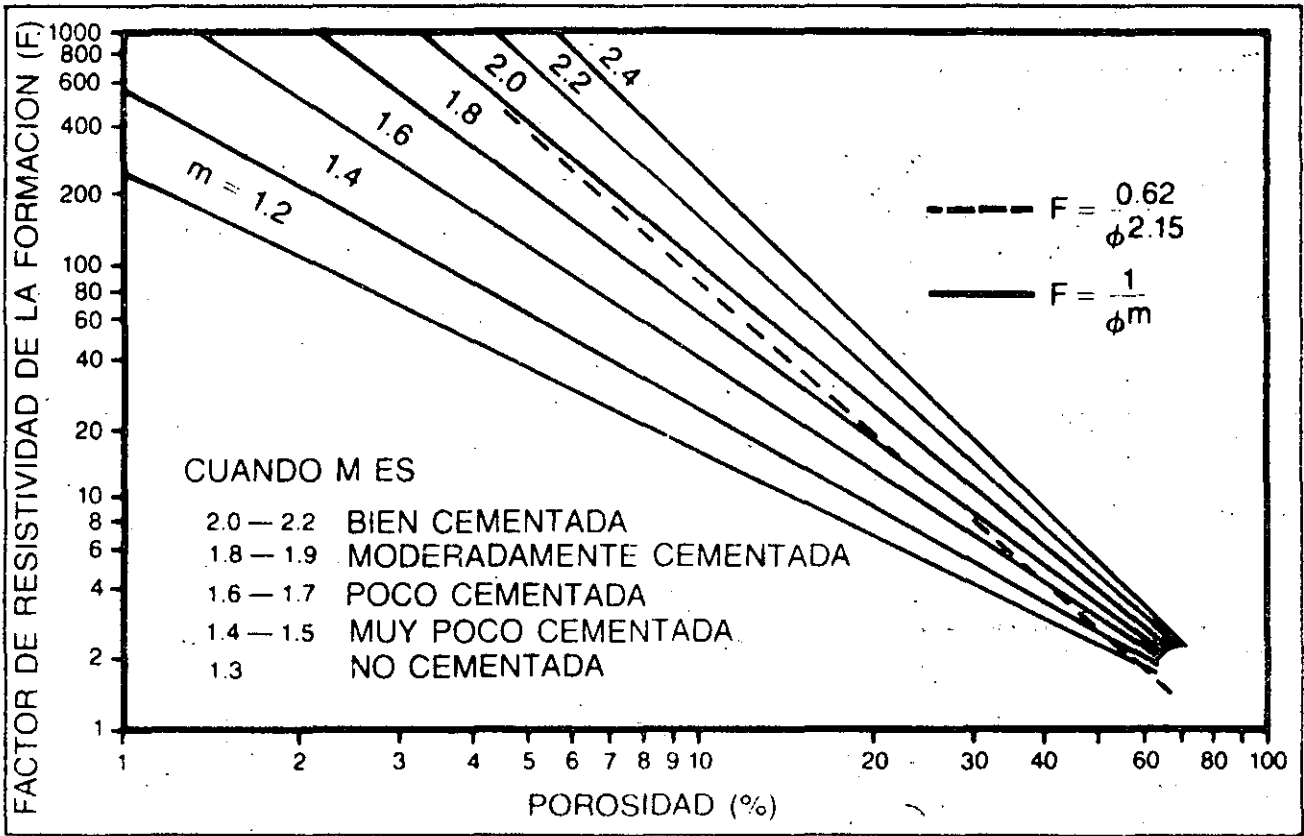


Fig. 1-2

Las ecuaciones Archie pueden resumirse así:

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

$$F = \frac{1}{\phi^m}$$

$$(S_w)^n = \frac{R_o}{R_t} = \frac{FR_w}{R_t}$$

Estas ecuaciones son la base de la mayor parte de los métodos de interpretación de los registros de resistividad hoy en boga.

La ecuación Humble para la porosidad se obtuvo como resultado de las investigaciones de W. O. Winsauer, H. M. Shearin, Jr., P. H. Masson y M. Williams de la relación factor de resistividad de la formación con la porosidad en diferentes areniscas. El artículo se publicó en 1952 en el boletín de la AAPG bajo el título "Resistivity of brine saturated sands in

relation to pore geometry" (Resistividad de la arenas saturadas en salmuera en relación a la geometría de los poros). Los autores concluyen que para las rocas estudiadas la relación:

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

es una conclusión correcta de las determinaciones experimentales. En base a sus investigaciones los autores obtienen para a y m valores que permiten escribir la expresión así:

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}}$$

La Fig. 1-2 muestra el gráfico tanto para la ecuación Archie como para la Humble. Esta última se usa hoy en día en la evaluación de areniscas a partir de registros de resistividad.

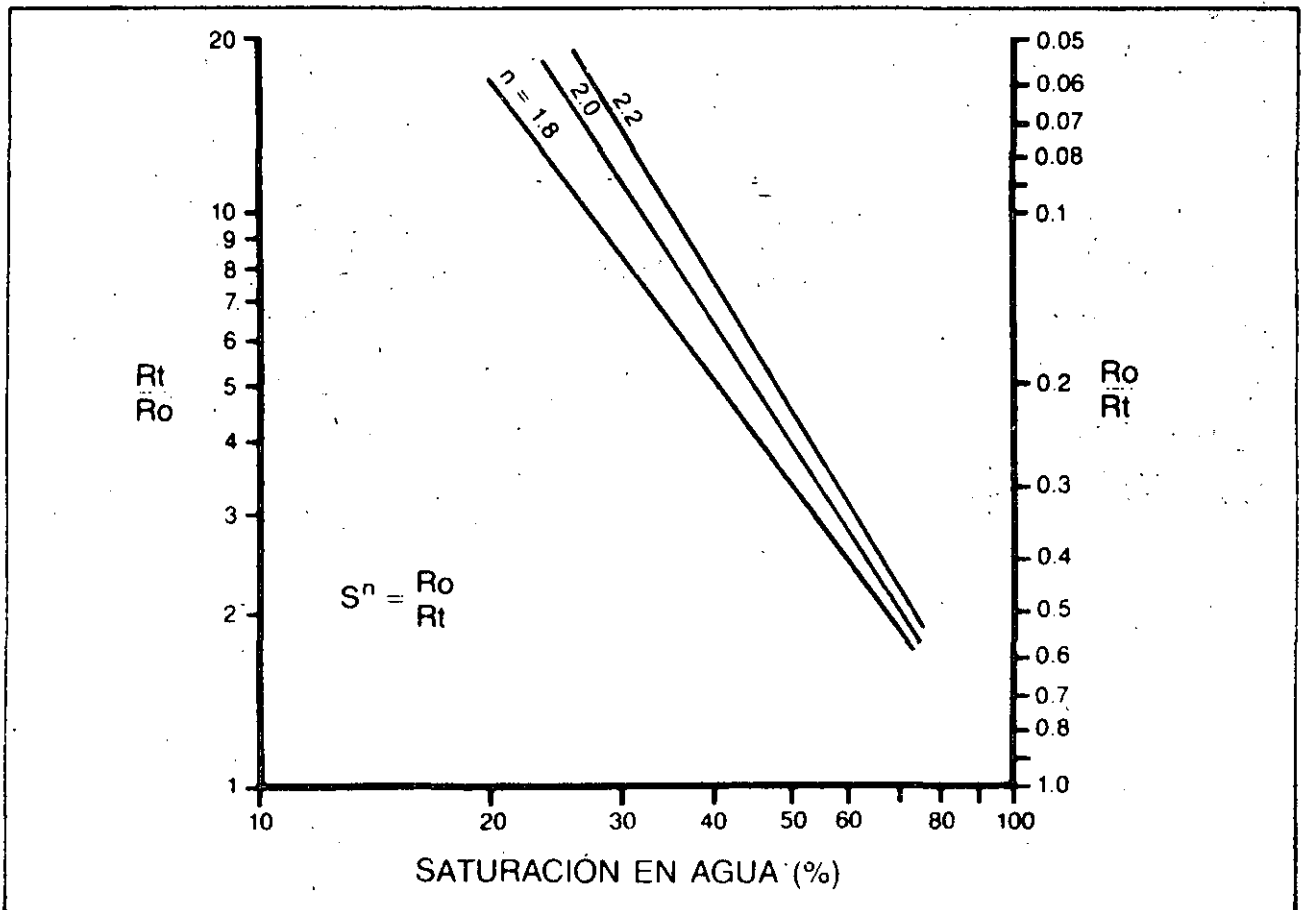


Fig. 1-3

APENDICE J

Cálculos con Computador al sitio del Pozo

Al pie del pozo se usa un minicomputador a fin de llevar a cabo los cálculos necesarios de porosidad (ϕ) y saturación en agua (S_w). Este minicomputador puede calcular otras funciones tales como:

- Volumen de lutita (V_{cl})
- Porosidad efectiva (ϕ_e)
- Resistividad aparente del agua (R_{wa})
- Volumen total de agua (BVW)
- Índice de permeabilidad (K)

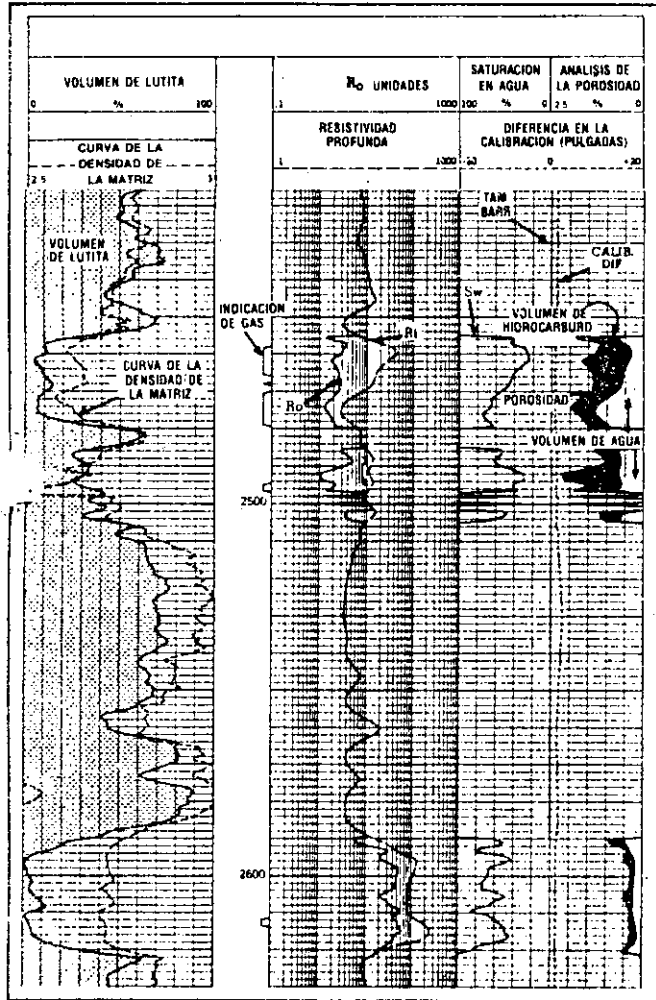


Fig. J-1

● Saturación en gas (S_{gno})

A fin de que el minicomputador pueda llevar a cabo los cálculos necesarios deben suministrarse los datos obtenidos con los diversos registros y los valores conocidos para los diferentes parámetros. El conocimiento correcto de estos parámetros es la única garantía de la validez de los cálculos.

El resultado de los cálculos del minicomputador puede presentarse en el formato del registro de pozo (Fig. J-1), en forma de tabla (Fig. J-2), o ambos.

PROFUNDIDAD (PULGADAS)	RESISTIVIDAD PROFUNDA (OHM-CM)	RESISTIVIDAD PROFUNDA (OHM-FT)	RESISTIVIDAD PROFUNDA (OHM-M)	RESISTIVIDAD PROFUNDA (OHM-KM)	RESISTIVIDAD PROFUNDA (OHM-MI)	RESISTIVIDAD PROFUNDA (OHM-LL)	RESISTIVIDAD PROFUNDA (OHM-LL)
2480.00	0.48	0.028	0.144	0.080	0.122	4.28	2.71
2479.50	0.39	0.433	0.152	0.096	0.133	5.34	2.70
2479.00	0.28	0.658	0.154	0.102	0.152	5.34	2.69
2478.50	0.20	0.987	0.159	0.109	0.188	5.55	2.69
2478.00	0.18	1.110	0.162	0.116	0.188	5.89	2.69
2477.50	0.12	0.723	0.167	0.121	0.188	6.27	2.69
2477.00	0.10	0.796	0.171	0.126	0.201	6.77	2.68
2476.50	0.08	0.741	0.176	0.130	0.212	7.48	2.68
2476.00	0.07	0.731	0.181	0.132	0.246	8.71	2.68
2475.50	0.07	0.685	0.180	0.132	0.275	12.04	2.68
2475.00	0.07	0.670	0.196	0.131	0.291	14.64	2.68
2474.50	0.07	0.663	0.194	0.129	0.295	14.29	2.68
2474.00	0.07	0.650	0.197	0.129	0.308	14.62	2.68
2473.50	0.07	0.642	0.187	0.126	0.313	12.80	2.68
2473.00	0.07	0.648	0.175	0.114	0.308	8.80	2.68
2472.50	0.07	0.652	0.186	0.108	0.275	7.18	2.68
2472.00	0.07	0.621	0.181	0.100	0.244	7.11	2.68
2471.50	0.08	0.598	0.154	0.083	0.186	8.43	2.68
2471.00	0.08	0.578	0.147	0.085	0.135	5.80	2.68
2470.50	0.10	0.554	0.141	0.078	0.088	5.03	2.68
2470.00	0.12	0.529	0.138	0.072	0.074	4.70	2.68
2469.50	0.14	0.487	0.138	0.087	0.101	5.89	2.68
2469.00	0.14	0.467	0.137	0.084	0.110	6.38	2.68
2468.50	0.14	0.458	0.135	0.082	0.134	8.08	2.68
2468.00	0.13	0.452	0.133	0.080	0.121	8.64	2.68
2467.50	0.13	0.441	0.134	0.058	0.102	8.27	2.68
2467.00	0.12	0.424	0.138	0.058	0.085	7.44	2.68
2466.50	0.11	0.418	0.137	0.057	0.114	7.84	2.68
2466.00	0.10	0.415	0.136	0.056	0.143	7.78	2.68
2465.50	0.09	0.400	0.138	0.055	0.137	8.88	2.68
2465.00	0.08	0.385	0.140	0.064	0.167	10.75	2.68
2464.50	0.08	0.366	0.141	0.052	0.206	11.72	2.68
2464.00	0.08	0.359	0.148	0.050	0.202	15.85	2.68
2463.50	0.07	0.314	0.152	0.048	0.212	22.04	2.68
2463.00	0.04	0.286	0.158	0.045	0.228	31.06	2.68
2462.50	0.05	0.262	0.162	0.043	0.238	41.86	2.68
2462.00	0.05	0.246	0.163	0.040	0.260	48.98	2.68
2461.50	0.08	0.241	0.158	0.038	0.281	41.79	2.68
2461.00	0.08	0.250	0.141	0.035	0.278	25.11	2.68
2460.50	0.11	0.251	0.133	0.033	0.241	18.18	2.68
2460.00	0.12	0.259	0.127	0.033	0.220	14.59	2.68
2459.50	0.11	0.282	0.127	0.033	0.184	13.85	2.68
2459.00	0.10	0.291	0.122	0.036	0.176	9.75	2.68
2458.50	0.10	0.338	0.119	0.040	0.103	6.13	2.68
2458.00	0.10	0.388	0.118	0.046	0.000	4.17	2.68
2457.50	0.12	0.444	0.120	0.053	0.000	3.82	2.73
2457.00	0.18	0.418	0.146	0.081	0.000	10.44	2.74

Fig. J-2



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

**CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE.**

**EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.
MEXICO, D.F.**

A NEW AND PRACTICAL APPLICATION OF ANNULAR HYDRAULICS

QUIM. ROSA DE JESUS HERNANDEZ

DICIEMBRE 1985.

THIS IS A PREPRINT --- SUBJECT TO CORRECTION

A New and Practical Application of Annular Hydraulics

Manuscript

By

Ray Taylor and Dave Smalling, IMCO Services

© Copyright 1973

American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc.

This paper was prepared for the 48th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, to be held in Las Vegas, Nev., Sept. 30-Oct. 3, 1973. Permission to copy is restricted to an abstract of not more than 300 words. Illustrations may not be copied. The abstract should contain conspicuous acknowledgment of where and by whom the paper is presented. Publication elsewhere after publication in the JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY or the SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL is usually granted upon request to the Editor of the appropriate journal provided agreement to give proper credit is made.

Discussion of this paper is invited. Three copies of any discussion should be sent to the Society of Petroleum Engineers office. Such discussion may be presented at the above meeting and, with the paper, may be considered for publication in one of the two SPE magazines.

INTRODUCTION

A new rheological model, the annular shear model, has been devised as a workable field model for annular hydraulic calculations. The model provides an accurate profile that closely approximates that of the actual fluid model, yet retains enough simplicity for field usage.

Deep drilling ventures strive to extend protective casing points to maximum depths. As increased formation pressures necessitate higher density fluids, greater care should be taken to avoid losing circulation at the weakest points within the wellbore.¹

Loss of circulation is influenced not only by fluid density, but also by the pressure losses incurred in the annulus.² These pressure losses may exceed 0.5 ppg. Thus, equivalent circulating densities (ECD) need to be calculated accurately to avoid loss of circulation by extending or initiating fractures through increased pressures imposed while circulating. Equivalent circulating densities should be maintained at minimum values, and accuracy of these values may appreciably decrease chemical treatment and, thus, mud costs.

SCOPE OF THE PROBLEM

The large degree of deviation in pressure-loss calculations is a result of the model chosen. References and illustrations at end of paper.

to describe the rheological behavior of the fluid.³ Fluids are broadly classified into one of two categories — Newtonian or non-Newtonian.

Newtonian fluids⁴ follow Newton's law of viscous resistance. For these fluids, shear stress is directly proportional to the shear rate at a constant temperature and pressure. Such fluids immediately initiate movement when a force in excess of zero is applied, and a plot on Cartesian coordinates of shear stress (y-axis) vs shear rate (x-axis) for a Newtonian fluid is a straight line passing through the origin (Fig. 1). The slope of the resulting straight line (shear stress/shear rate) is the Newtonian viscosity of the fluid.

Newtonian fluids may be exemplified by fluids such as water, diesel oil, kerosene and gases. The viscosity of Newtonian fluids is a constant quantity and is independent of shear rate at a fixed temperature and pressure. Thus the flow behavior of a Newtonian fluid may be expressed by the equation,

$$\theta = \mu R \dots \dots \dots (1)$$

where θ = equivalent Fann dial reading
 μ = Newtonian viscosity, cp
 R = equivalent Fann rpm
 $R = 1.409 \frac{V}{D_h - D_p}$
 V = velocity, fpm
 $D_h - D_p$ = hydraulic diameter, in.

This relationship makes the measurements and calculations associated with Newtonian fluids fairly simple, since one measurement and one rheology term is all that is needed to totally describe the fluid. Unfortunately, when dealing with drilling fluids, the luxury of working with Newtonian fluids is virtually non-existent. In almost all instances drilling fluids are some form of a non-Newtonian fluid.

Non-Newtonian fluids⁴ deviate from Newton's law of viscous resistance because they do not show a direct proportionality between shear stress and shear rate. Because of this deviation, these fluids no longer have a constant viscosity and are said to be shear dependent. The ratio of the shear stress to shear rate is ~~not constant~~ and is totally dependent on the shear rate. Any change in shear rate results in a different apparent viscosity. Herein lies the problem of making accurate pressure-loss calculations. Pressure loss in the pipe, or the annulus, is a function of the apparent viscosity that is a result of the shear stress on the fluid at the shear rate in the pipe or the annulus. Shear rate can be determined easily, but obtaining the corresponding shear stress can be a good deal more complicated.

Several rheological models for obtaining shear stresses at desired shear rates are currently in use. Subsequent sections of this paper will expand on these various rheological models and compare them to the simplified annular shear model.

RHEOLOGICAL MODELS

The more commonly used models for describing the rheological behavior of a drilling fluid would be the Bingham plastic model, the power law model, and the actual fluid model. To this list the authors would like to include the annular shear model.

Bingham Plastic Model⁴

The most widely used and easiest of all the models is the Bingham plastic model that assumes all drilling fluids are bingham plastic fluids. Bingham plastic fluids yield a straight-line relationship between shear stress and shear rate that does not pass through the origin. A finite shear stress is required to initiate flow, and once flow is established, the shear stress is proportional to the shear rate. This makes a Bingham plastic similar to a Newtonian fluid, except that the straight line does not pass through the origin. Because of this, these fluids can be totally described by two rheological terms - the yield point, commonly called the Bingham yield point, and the slope of the straight line.

~~Figure 2~~ Fig. 2 is an illustration of these two terms.

The flow behavior of a Bingham plastic fluid is expressed by the following equation.

$$\theta = YP + \frac{PV}{300} R, \dots \dots \dots (2)$$

- where θ = equivalent Fann dial reading
- YP = yield point lb/100 sq ft
- PV = plastic viscosity, cp
- R = equivalent Fann rpm

Because of the simplicity of this model, a certain amount of accuracy has been sacrificed. It is much easier to work with straight lines than with exponential functions as characterized by most drilling fluids. The Bingham yield point is usually higher than the true yield point of the fluid. Thus, the shear stresses that are predicted by this model at low shear rates (as occur in the annulus) are higher than in the actual drilling fluid. This may, in many instances, prove beneficial as it would provide a built-in safety factor when equivalent circulating densities approach fracture gradients. However, the magnitude of this error becomes greater with depth and may become excessive in the deeper wells. Therefore, when tolerances become critical, many operators prefer a more accurate method.

Power Law Model⁵

A more accurate, and somewhat more complicated, method of predicting fluid behavior is the power law model. This model assumes that all fluids are pseudoplastic fluids and thus follows the equation,

$$\theta = kR^n, \dots \dots \dots (3)$$

- where θ = equivalent Fann dial reading
- k = consistency factor
- R = equivalent Fann rpm
- n = flow behavior index
- $k = \frac{\theta_{300}}{(300)^n}$
- $n = 3.32 \log_{10} \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}$

This equation can be simplified by plotting the 600 and 300 reading from a Fann VG meter on log-log paper. A straight line is obtained as illustrated in Fig. 3.

K is the measure of consistency. The larger the value of K, the more viscous the fluid. n is the measure of the degree of non-Newtonian behavior. For n = 1, the fluid is Newtonian. The relationship between shear stress and shear rate for a pseudoplastic fluid can be expressed adequately by this equation if the proper values of K and n are utilized.

The power law model gained in popularity because it more accurately described shear stresses at the lower shear rates (as occurs in the annulus). The power law model forces a curve through the 600, 300 and 0 dial readings. The physical significance of the n factor is that it is the slope of the line on log-log paper. Also, the lower the n factor, the more non-Newtonian the fluid. However, one disadvantage of using the power law is that at very low shear rates it predicts stresses lower than actually measured with a multispeed viscometer. In addition, for field usage it is more complicated to work with than the bingham plastic fluid.

Actual Fluid Rheological Model

This model utilizes the Fann Model 35 VG meter that has rpm readings of 3, 6, 100, 200, 300 and 600. These readings can be plotted on coordinate paper giving a model that accurately describes the fluid, particularly in the low shear-rate ranges. Unlike the power law, this data does not plot as a straight line on log-log paper, as illustrated in Fig. 4.

A specially modified Model 34 that has the capability of variable shear rate from 0 through 600 rpm is also available that will provide a rheological model very similar to that of the Model 35. The modified Model 34 offers the advantage of obtaining an assortment of shear rates in the lower ranges. Thus, more points are available for more accurately describing the annular region. This model, however, is limited by the availability of this equipment in the field.

Annular Shear Model

The new technique for adjusting fluid rheological profiles is to utilize the 300-rpm dial reading from the Fann Model 34 field rotational viscometer and the initial gel strength. The initial gel strength should be taken as soon as possible after the 300-rpm reading. The initial gel strength is presumed to be equivalent to the 3-rpm reading from a Model 35 and is taken to be the approximate true yield value of the fluid. The initial gel strength and the 300 rpm readings are then connected on coordinate paper. This provides a rheological model that closely approximates the actual and power law rheological models.

In order to better evaluate the rheological models, Fig. 5 is provided to compare the Bingham plastic, power-law, actual fluid, and annular shear model. When observing the models on logarithmic paper, it is important to remember that in the lower shear rate ranges, in which we are most interested for annular hydraulics, the Fann dial readings are amplified,

thus tending to magnify discrepancies.

The annular shear model may be described by the equation,

$$\theta = IG + \frac{PV'}{300} R, \dots \dots \dots (4)$$

- where θ = equivalent Fann dial reading
- IG = initial gel strength lb/100 sq ft
- $PV' = \frac{\theta - IG}{300}$
- R = equivalent Fann rpm

The annular shear model offers the decided advantage of being easier to apply in the field, as the mathematics are not nearly as complicated as with the power-law model. It closely approximates the actual and power-law model rheological models and is more accurate than the Bingham plastic model. Also, existing field rheometers will yield sufficient information to make it a working model, and this does not require the plotting of the profile on special logarithmic paper, nor the use of nomographs or strenuous calculations.

EQUIVALENT CIRCULATING DENSITIES

Although the mechanics of equivalent circulating densities (ECD) have been understood for some time, it is becoming a more useful and workable guide as wells are being drilled to greater depths before setting protective pipe. As a natural result, we are more nearly approaching the fracture gradient in these wells. ECD may be expressed as,

$$ECD = \frac{\Delta P_a}{(.052)(Depth)} + MW, \dots \dots \dots (5)$$

- where ECD = equivalent circulating density (ppg)
- .052 = constant
- Depth = length of interval
- MW = mud weight (ppg)
- ΔP_a = annular pressure loss (psi)

We can see from this equation that ΔP_a for the annulus is the only practical variable that can be altered. Therefore, the determination of ΔP_a becomes increasingly important.

The determination of ΔP_a is based upon the following equation.

$$\Delta P = \frac{\theta}{2.82 D}, \dots \dots \dots (6)$$

- where ΔP = pressure loss per 100 ft
- θ = equivalent Fann dial reading
- 2.82 = constant
- D = hydraulic diameter (in.)

As may be seen from the equation above, the selection of the equivalent Fann dial reading is critical from the standpoint of accuracy.

Each model examined produces a different reading.⁴ If compared to the actual fluid model we find that the annular shear model produces answers that are more accurate than the Bingham model or the power law. This comparison may be seen in Appendix A. Since the proper determination of θ is the key to calculating ΔP , accurately, the model proves to be amazingly accurate for all its simplicity and ease of manipulation.

ΔP FOR ANNULI

Bingham Plastic Model

The calculation of ΔP for the Bingham plastic model is a fairly workable equation from the standpoint of field application:

$$\Delta P_a = \frac{(YP)(L)}{225D} + \frac{(PV)(V)(L)}{90,000D^2} \dots (7)$$

where ΔP_a = pressure loss annulus (psi)
 YP = yield point (lb/100 sq ft)
 PV = plastic viscosity (cps)
 L = length under investigation (ft)
 V = velocity (ft/min)
 D = hydraulic diameter (in.)

Presuming the fluid flow is laminar, all that is required is to substitute the required values into the proper places within the equation, then solve for ΔP_a .

The Bingham ΔP_a equation tends to give higher pressure losses than actually exist, due largely to obtaining high shear stress values for the annular section. This error tends to give a safety factor to ECD's calculated in this manner, since calculations of ECD's are higher than from other models. This safety factor may or may not be desirable. This safety factor is also responsible for extra chemical treatment of the mud to minimize pressure losses for the annulus, resulting in increased and unnecessary costs.

Power-Law Model

The power-law model pressure-loss calculations tend to become more involved. Many times these calculations are not used in the field application of annular hydraulics because of confusion by field personnel as to which equations they need. In an attempt to make this model workable for the field, the use of logarithmic paper to plot readings and extrapolate the straight line of the power-law model has gained in popularity. This technique has also been used with initial gel strength as the modified law model. Readings are taken and points plotted depending upon the type rheometer used. A shear rate is calculated for the annulus and the equivalent Fann dial reading is read directly from the graph and substituted

into the pressure-loss equation. The use of the latter technique to modify the power law has proved to be somewhat more acceptable for field usage, but requires that logarithmic paper be available and the necessity of its use to obtain equivalent Fann dial readings for the determination of ΔP_a for the annulus.

Actual Fluid Model

For the actual fluid model another technique that may be employed is to utilize a Model 35 Fann or specially modified Model 34 to obtain actual readings at varying shear rates and to plot these points on logarithmic paper. Then calculate a shear rate for the annulus and again substitute the Fann Dial Reading at that shear rate into the pressure-loss equation to determine ΔP_a .

Annular Shear Model

The annular shear model may be plotted as a straight line on coordinate paper, thereby deriving a simplified equation for this model by assuming parallel plate flow that is typical of annular flow. Thus, from the basic equation for determination of pressure loss we can derive the following linear equation for determining the pressure loss for the annulus.

$$\Delta P_a = \frac{(IG)(L)}{282D} + \frac{(PV')(V)(L)}{60,000D^2} \dots (8)$$

where IG = initial gel lb/100 sq ft
 $PV' = 300 - IG$
 V = velocity (ft/min)
 L = length under investigation (ft)
 D = hydraulic diameter (in.)
 ΔP_a = pressure loss annulus (psi)

The derivation of this equation appears in Appendix B.

ACCURACY OF ΔP_a

The determination of ΔP from any of the rheological models previously discussed tends to be inaccurate for a variety of reasons. Hole diameter is generally not an accurate figure, as wellbores tend not to be gauge, and this variance in diameter tends to reduce the validity of ΔP_a .

The velocity of the fluid is also in question. This is due both to the variance in annular volume as a result of hole enlargement and to error in pump output due to differing pump efficiencies.

The viscosity, as determined by surface conditions, may be considerably different than viscosities down hole due to the effects of temperature upon rheological properties and the counteraction of pressures as encountered within

the wellbore.

The actual depth of the well is also subject to some deviations from what is accepted as the depth at any given time during the drilling operation.

CONCLUSIONS

Any of the rheological models may be used as the basis for annular hydraulic calculations. The annular shear model was devised for use in the annular portions of the borehole when the flow regime is laminar. The authors feel this model would provide a simple, fast, yet accurate model for wellsite calculations under these conditions.

The advantages of this model are the nearness in pressure-loss calculations to the actual fluid models and the fact that existing field rheometers, which utilize a two-point measurement of shear stresses, would provide all the information required for calculations. The figures obtained would not be unfamiliar to field personnel, so confusion should be minimal. No calculations involving the use of logs or exponential numbers would be required. No special paper for plotting shear rate vs Fann dial reading would be required. Confusion as to how to treat for desirable n and K values would be eliminated.

The above factors correlated with the error in the information used in hydraulic equations

are responsible for many incorrect calculations. The information always presumes everything to be constant and gauge. This is not true in the field. However, answers are closer to the actual fluid model answers than the error in these presumptions. This error is probably less than the error in reading mud weights from a mud balance for the determination of hydrostatic pressure.

For these reasons the annular shear model is presented for your inspection and hopefully for use by the field. The purpose is to provide the field with workable tools that provide answers readily with minimum time, accuracy, reduced chances of error, and without unnecessary special apparatus.

REFERENCES

1. Eaton, Ben A.: "Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations," J. Pet. Tech. (Oct., 1969) 1353-1360.
2. Goldsmith, Riley: "Chart Tells Annular Circulation Pressures," Oil and Gas J. (Nov., 1972).
3. Vaughn, R. D. and Bergman, P. D.: Ind. Eng. Chem. Process Design and Development (1966) 5, YY.
4. "Flow of Drilling Fluids," Technical Bull., 127019, IMCO Services.
5. Walker, Richard E.: "How to Predict Mud Performance," Oil and Gas J. (March, 1964).



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

**CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE
MEXICO, D.F.**

**EN COLABORACION DE LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.**

COMPUTER-AIDED RHEOLOGICAL ANALYSIS OF DRILLING FLUIDS

QUIM. ROSA DE JESUS HERNANDEZ.

DICIEMBRE 1985.

SUMMARY

In the past, a number of calculator programs have been made available by the major drilling fluid companies for use in drilling fluid rheological analysis. These programs have typically inputted shear stress data from two fixed shear rates and calculated Bingham and power-law parameters, plastic viscosity (η_{pl}), yield point (σ_y), power-law index (n) and consistency coefficient (k). With the recent advent of powerful inexpensive computers more sophisticated programs can be developed for the rheological modeling of drilling fluids. This paper will discuss the considerations in developing such programs with particular reference to drilling fluids and the conventional oil field viscometer. As well typical output from such a program will be shown.

INTRODUCTION

The extent of rheological analysis in the field has in the past been limited to a simple calculation of the Bingham model parameters typically expressed as plastic viscosity and yield point. At times the power-law model has been used to model drilling fluids and the two power-law constants; 'n' and 'k' determined by either an electronic or slide rule type calculator.

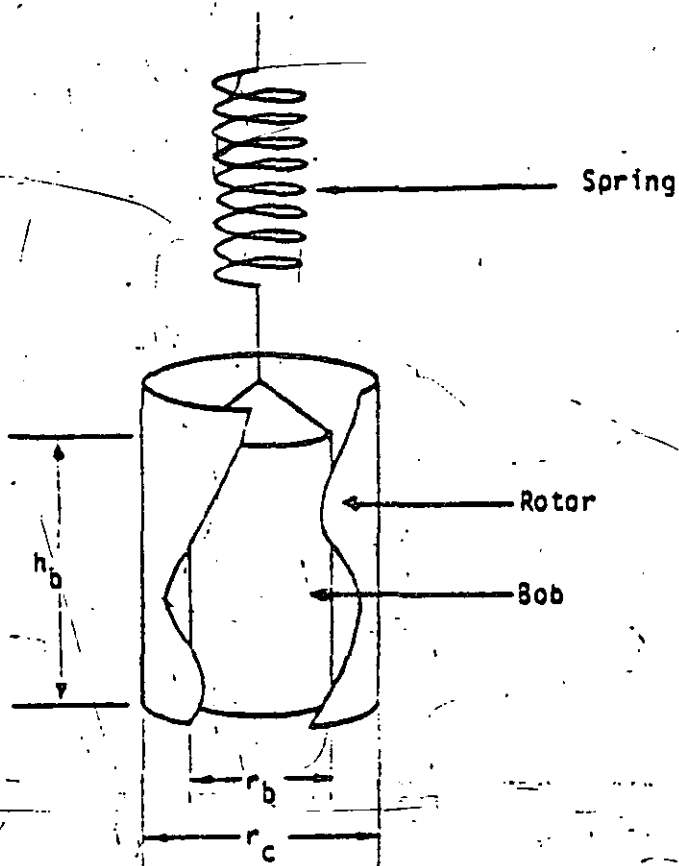
Recently Lazon and Reid (1979) have advocated the use of the Casson model as an alternative to the Bingham and power-law models. The authors have also outlined a simple method of calculation of the Casson model constants.

However, all these three models as used presently in the field have two common drawbacks; the first is that the models rely on only two data points for the calculation of their respective parameters and, secondly they can often be erroneously applied to drilling fluids regardless of how poorly they fit the experimental data.

OIL FIELD VISCOMETERS

The two most common oil field viscometers manufactured by the Fann Instrument Company and Searoid Industries are of a coaxial cylinder type and have similar geometries and spring constants (see Figure I).

FIGURE I. Geometry Dimensions of the Oil Field Viscometer



Where: $r_b = 1.725$ cm

$r_c = 1.342$ cm

$h_b = 3.900$ cm

$h_c = 4.050$ cm (effective height)

$s_c = 387$ dyne/cm degree

The use of linear regression techniques can be incorporated into the computer analysis of rheological data and allow for the accurate determination of model parameters, using a number of data points. These techniques can also indicate the degree to which the model fits the data.

The regression technique along with graphical portrait of rheological shear stress, shear rate and apparent viscosity data can present a much clearer representation of drilling fluid rheological properties.

DISCUSSION

Before design of computer software to handle rheological data a number of important points should be considered.

1. Geometry and dimensions of the oil field viscometer
2. Flow equations of Bingham model
3. Flow equations of Power Law model
4. Flow equations of Casson model
5. Linear regression techniques

Further discussion of these points follows.

The Bingham model has been successfully used by the industry for a number of drilling fluid systems.

From equation (5) the plastic viscosity η_{pl} and yield point σ_y can be calculated by substitution of two shear stress and shear rate values using equations (3) and (4). This method can lead to inaccuracies due to experimental error. Also at low rates of shear, plug flow can occur which will cause erroneous dial readings. The point at which this plug flow occurs is defined by Savins and Roper (1954) as:

$$\Omega_{crit} = \frac{\sigma_y}{\eta_{pl}} \cdot 43.06 \tag{7}$$

or

$$\gamma_{crit} = \frac{\sigma_y}{\eta_{pl}} \cdot 73.38 \tag{8}$$

in the conventional field viscometer.

Thus to determine σ_y and η_{pl} by linear regression means a traditional two-point calculation of σ_y and η_{pl} (using 300 and 600 RPM values above plug flow) can be used to get Ω_{crit} , estimated from equation (7). All data points ($\sigma, \dot{\gamma}$) above Ω_{crit} can then be used in a linear regression routine (Anon 1980 and Zar 1974) to give σ_y and η_{pl} which best model the fluid. The linear regression routine can also be used to calculate a coefficient of determination (r^2) which indicates the degree of fit of the model to the model (with 1 being a perfect fit).

Power-Law Model

The power-law model is another model which has been used to relate shear stress values to shear stress values of many drilling fluids, especially ones consisting of polymers. It takes the forms:

Typically the θ and RPM values are obtained at several RPM's and assume that Newtonian shear rates occur in the annular gap. The shear rate shear stress values can then be calculated from (1) and (2):

$$\dot{\gamma} = \frac{4\pi \text{ RPM}}{60} \frac{r_c^2}{(r_c^2 - r_b^2)} \tag{1}$$

$$\sigma = \frac{s_c \theta}{2\pi r_b^2 h_e} \tag{2}$$

These equations for shear rate and shear stress can be modified by substitution of the oil field viscometer geometries and spring constant value to equations (3) and (4):

$$\dot{\gamma} = 1.703 \text{ RPM in } s^{-1} \tag{3}$$

$$\sigma = 0.511 \theta \text{ in Pa} \tag{4}$$

As shall be seen, the assumption of Newtonian flow in the annular gap can lead to errors in both the Bingham and Power Law models.

Bingham Model

The Bingham model which has been widely used in the drilling fluid industry takes the form

$$\sigma = \sigma_y + \eta_{pl} \dot{\gamma} \tag{5}$$

This relationship can also be expressed as

$$\eta = \eta_{pl} + \frac{\sigma_y}{\dot{\gamma}} \tag{6}$$

$$\sigma = k\dot{\gamma}^n \quad (9)$$

or

$$n = k\dot{\gamma}^{n-1} \quad (10)$$

$$\log \sigma = k + n \log \dot{\gamma} \quad (11)$$

$$\log n = k + (n-1) \log \dot{\gamma} \quad (12)$$

In a power-law fluid the constants n and k cannot be computed by easy substitution of accurate shear stress and shear rate values calculated by equations (1) and (2). Although the shear stress at the bob in an oil field viscometer can be determined by equation (4) for a power-law fluid the shear rate at the bob is dependent on the power-law index as follows: (Van Wazer, Lyons, Kim and Colwell - 1963)

$$\dot{\gamma}_c = \frac{4\pi \text{ RPM}}{60} \frac{r_c^{2/n}}{r_c^{2/n} - r_b^{2/n}} \quad (13)$$

Therefore to calculate the power-law index (n) and consistency coefficient (k) from oil field viscometer data an estimate of n is calculated using $\log \dot{\gamma}$ and $\log \tau$ from equations (3) and (4). Once an estimated n is calculated, then a true n and k can be determined using a corrected shear rate ($\dot{\gamma}_c$). Both these calculations, that of finding an estimated n and calculating corrected n and k , can be easily carried out by a linear regression routine where the $\log \tau$ is regressed on $\log \dot{\gamma}$. As with the Bingham model, the coefficient of correlation can be calculated to indicate the degree of fit to the data.

Casson Model

The third and final type of flow model discussed is the Casson model, the equation for which is shown below (Lazon et al 1979):

$$\sigma^2 = \sigma_y^2 + (\eta \dot{\gamma})^2 \tag{14}$$

or

$$\eta^2 = \eta_{\infty}^2 + \frac{\sigma_y^2}{\dot{\gamma}^2} \tag{15}$$

The determination of the correct 'Casson' $\dot{\gamma}$ and σ values at the bob of a coaxial cylinder viscometer used in the oil field has been discussed in detail by Hanks (1983). Two factors must be considered before one uses equation (3) to determine $\dot{\gamma}$ values.

The first consideration is the non-Newtonian flow behavior in the annular gap. Hanks (1983) has shown that the following equation governs Casson flow in a coaxial viscometer where plug flow is absent:

$$\sigma - 4\sigma \sigma_y^2 + \sigma_y \ln \left(\frac{r_c^2}{r_b^2} \right) + 4 \frac{r_b}{r_c} \sigma^2 \sigma_y^2 = \frac{r_b^2}{r_c^2} \sigma + \eta_{\infty} \left(\frac{1 - r_b^2}{r_c^2} \right) \dot{\gamma} \tag{16}$$

or

$$\sigma - 2 \left(\frac{2 - 2 \frac{r_b}{r_c}}{1 - r_b^2/r_c^2} \right) \sigma^2 \sigma_y^2 + \left(\frac{\ln \left(\frac{r_c^2}{r_b^2} \right)}{1 - r_b^2/r_c^2} \right) \sigma_y = \dot{\gamma} \eta_{\infty} \tag{17}$$

For a viscometer of the dimensions given in Figure I, this can be shown to be equivalent to:

$$\sigma - 2 (1.033) \sigma^2 \sigma_y^2 + 1.067 \sigma_y = \dot{\gamma} \eta_{\infty} \tag{18}$$

which is approximately equivalent to:

$$(\sigma^2 - 1.033 \sigma_y^2)^2 = \dot{\gamma} \eta = \quad (19)$$

or

$$\sigma^2 = 1.033 \sigma_y^2 + \dot{\gamma}^2 \eta^2 = \quad (20)$$

It should be noted that the parameters of this model σ_y^2 and η^2 can also be expressed as 'K₀' and 'K₁'. Thus, equation (20) could be expressed in the form:

$$\sigma^2 = 1.033 K_0 + \dot{\gamma}^2 K_1 \quad (21)$$

Equation (20) will only hold where plug flow does not occur. This second consideration; plug flow, can be shown to occur (Van Wazer et al, 1964) where:

$$\sigma > \sigma_y \quad 1:140 \quad (22)$$

thus, one can find the expression for critical RPM by substitution of equations (19) and (3) into equation (22):

$$\Omega_{crit} = 0.0007 \frac{\sigma_y}{\eta} \quad (23)$$

As in the case of the Bingham and power-law models, the values of σ_y and η can be computed from the 600 and 100 RPM data (Lazon et al 1973) as well as by a linear regression of σ^2 versus $\dot{\gamma}^2$ using data which lies above an estimated Ω_{crit} .

Linear Regression

The technique of simple linear regression previously referred to can be a valuable method of measuring the linear relationship of two variables. The technique is explained in numerous works such as Zar (1974) and Hoel (1975). It is often used in statistical analysis to calculate the slope and an intercept of a line which best fits the existing data. This technique is valuable in obtaining an accurate value of σ , η_p , n , k , σ_y and n in the Bingham, power-law and Casson models by inputting σ versus $\dot{\gamma}$, $\log \sigma$ versus $\log \dot{\gamma}$ and σ^2 versus $\dot{\gamma}^2$ respectively.

Besides calculating a slope and intercept of a model, the regression technique also can be used to calculate a coefficient of determination (r^2). This r^2 indicates the degree of fit of the regression model. Although a number of assumptions are made when using linear regression procedures, the most important one is that variables vary in a linear fashion to each other.

Thus, when applying this method to rheological analysis for the purpose of selecting the best model, it is important to examine not only r^2 of the regression, but a plot of σ versus $\dot{\gamma}$ (or a suitable form of these two variables). For example, a plot of $\log \sigma$ versus $\log \dot{\gamma}$ values should result in a straight line with little scatter about the line in the case of a fluid which can be accurately modeled by the power-law.

RESULTS

Using the Considerations previously discussed, a computer program was designed to carry out the following tasks:

- input RPM and Θ values from oil field viscometer
- calculate model parameters from 600 and 300 or 100 RPM data and from a linear regression routine
- plot linear transform of σ versus γ
- plot n versus γ with interpolated curve derived from linear regression parameters.

Figure II depicts a flow chart of the computer program. This program has been developed for use on an Apple II^(R) and IIe^(R) computers using high resolution graphics.

Figures III - V display the print-out of the program using the following input values shown in Table I from a 6% Bentonite sample.

TABLE I. Sample RPM and Dial Reading Values Used in Computing Figures II - IV. (6% Bentonite Sample)

RPM (min^{-1})	Dial Reading (degrees)
600	32
300	20
200	16
100	11
6	3.5
3	3

FIGURE 11. Flow Chart of the Rheological Analysis Program

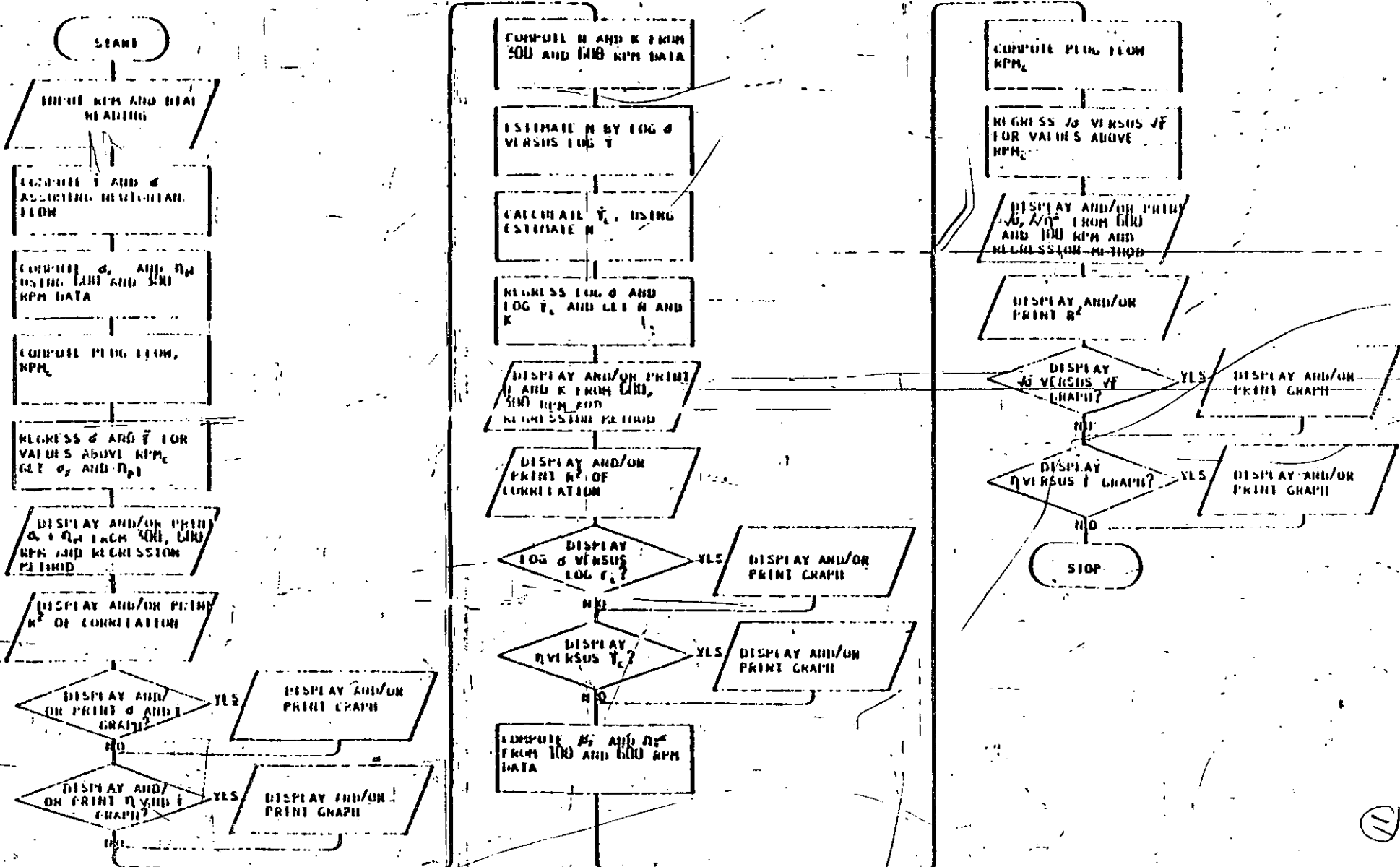


FIGURE III: A Printout of a Rheological Analysis Using the Bingham Plastic Model to Describe Data from Table II.

TECHNIFLUIDS
RHEOLOGICAL ANALYSIS

THE PLASTIC VISCOSITY AND YIELD
POINT ARE AS FOLLOWS

CALCULATED FROM 500 AND 300 RPM DATA DETERMINED BY
LINEAR REGRESSION

FV (MPA.S)	YP (PA)	FV (MPA.S)	YP (PA)
12.00	4.09	12.45	3.74

COEFFICIENT OF DETERMINATION
 $R^2 = .999$

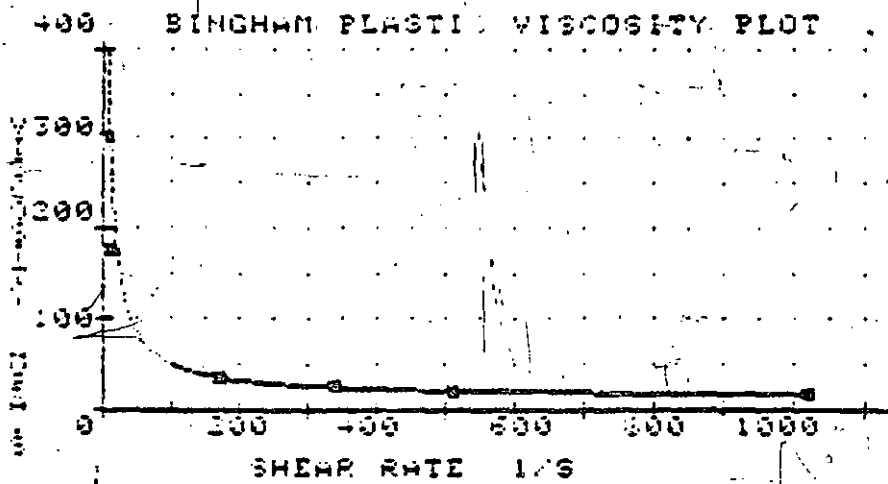
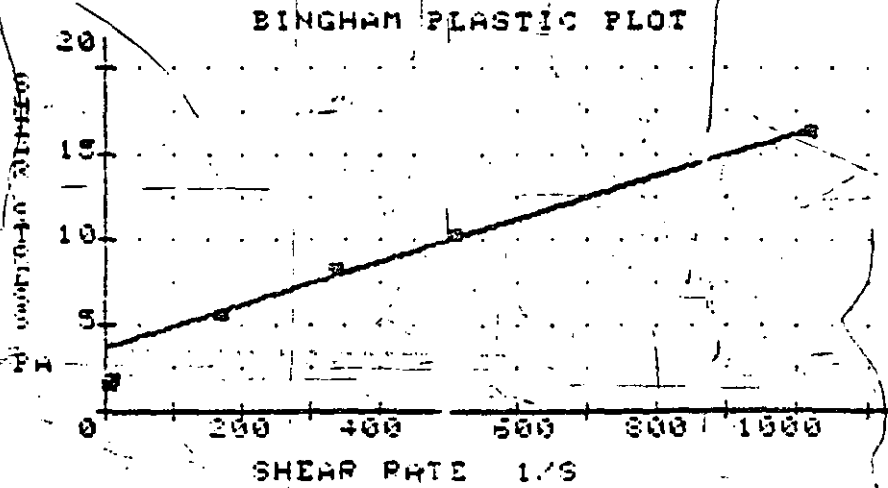


FIGURE IV. A Printout of a Rheological Analysis Using the Power-Law to Model Data from Table II.

THE VALUES OF 'N' AND 'K'
ARE AS FOLLOWS

CALCULATED FROM 600 AND 300 RPM DATA		DETERMINED BY LINEAR REGRESSION	
N	K(PA.S)	N	K(PA.S)
.68	.15	.44	.69

COEFFICIENT OF DETERMINATION
 $R^2 = .988$

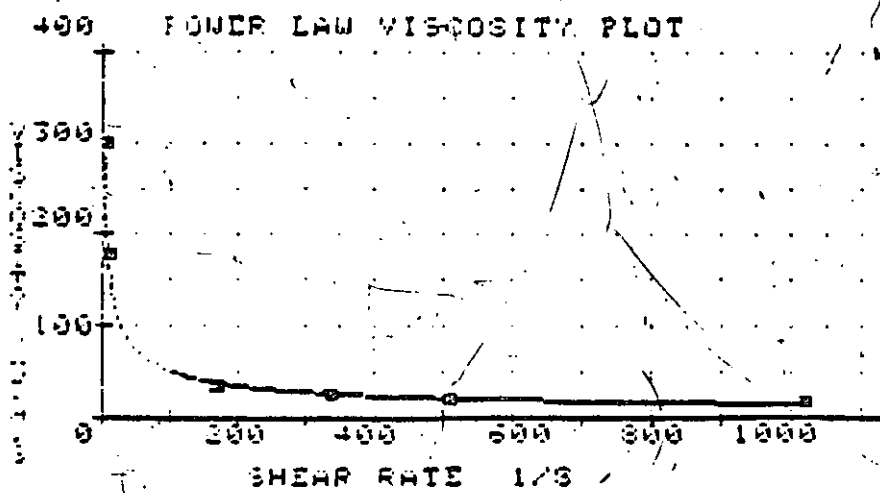
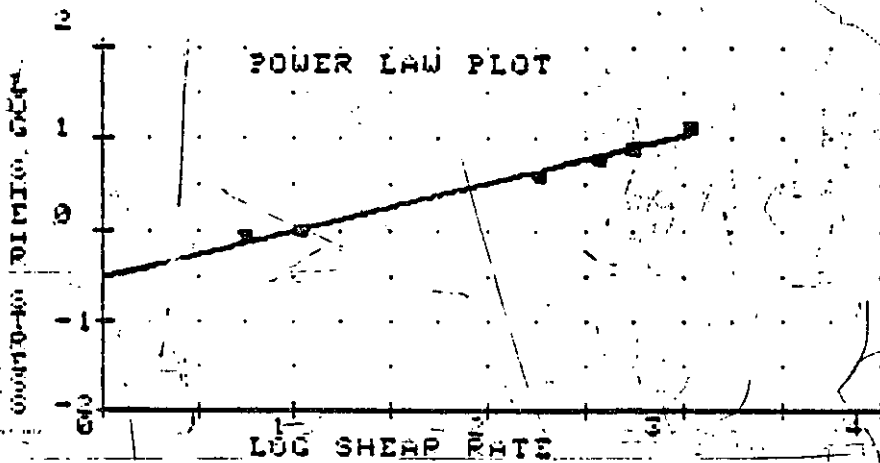


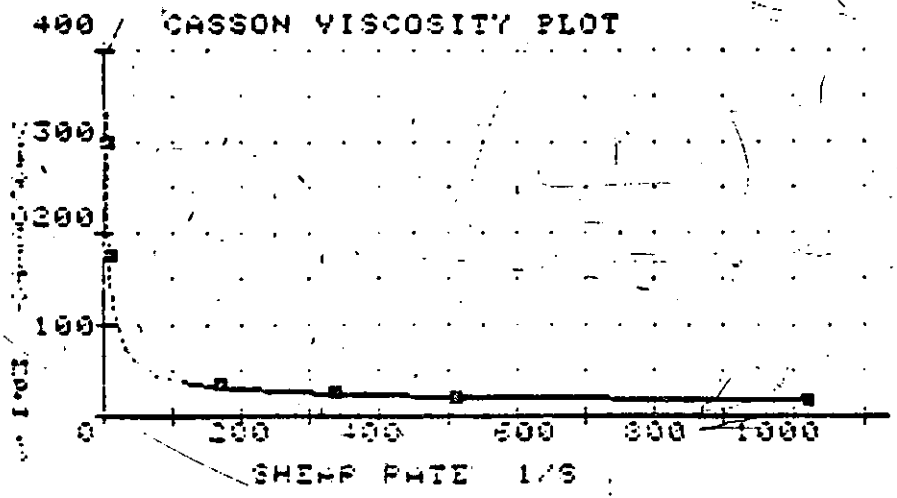
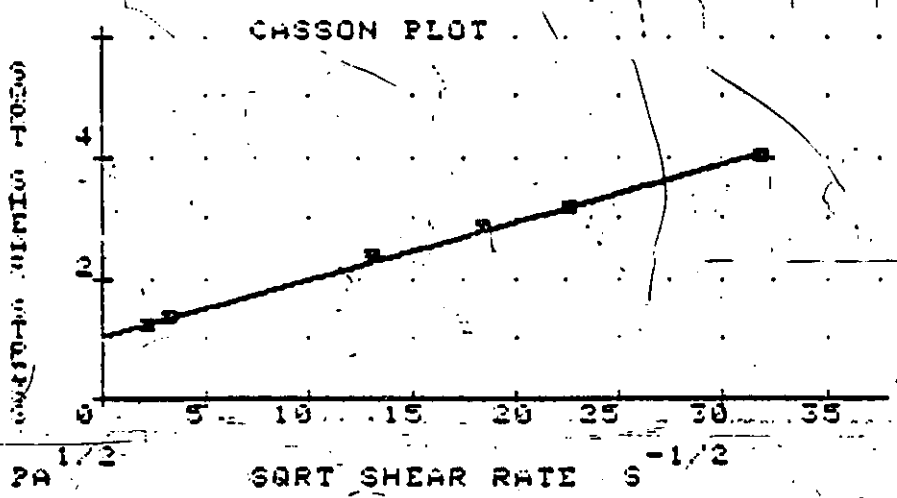
FIGURE V. A Printout of a Rheological Analysis Using the Casson Law to Model Data from Table II.

THE VALUES OF 'K0' AND 'K1'
ARE AS FOLLOWS

CALCULATED FROM		DETERMINED BY	
500 AND 100 RPM DATA		LINEAR REGRESSION	
.5	.5	.5	.5
K0(MPA)	K1(MPA.S)	K0(MPA)	K1(MPA.S)

38.38	2.80	32.53	3.00
-------	------	-------	------

COEFFICIENT OF DETERMINATION
R² = .998



By examining Figures III to V one can make a number of interesting observations.

Figure III shows the results of Bingham model analysis. The plastic viscosity (P.V.) and yield point (Y.P.) values have been calculated by a two-point as well as a regression method. These P.V. and Y.P. values agree well, however, it is interesting to note that different data derived from different drilling fluid samples have resulted in differences between Y.P. values calculated by the two methods. Figure II shows that the Bingham model fits the data well as evidenced by the high coefficient of determination ($r^2 = 0.998$) and the fit of the data to the regression line in the plot of shear stress versus shear rate. It should be noted that the lowest two data points (at 5.11 and 10.22 s^{-1}) have not been included in the regression calculations as they lie below the $\dot{\gamma}_{crit}$ for plug flow.

Figure IV includes the printout of the power-law calculations and plotting. It can be seen that the n and k values differ when calculated by either regression or two-points methods. It is also evident when examining the r^2 and power-law plot that the power-law does not model the data as well as the Bingham model.

Figure V is a printout of the Casson model analysis. The $\tau_{0.5}^{0.5}$ (K_1) values calculated by two-point and regression methods show reasonable agreement, however, the $\sigma_y^{0.5}$ (K_0) values do not. This difference in the $\sigma_y^{0.5}$ values points out the value of using a linear regression method to calculate true model parameters (as in the case of the Bingham and power-law models). An examination of the Casson plot and the r^2 value shows that the Casson model fits the data as well as the Bingham model.

CONCLUSIONS

A computer method has been described which calculates Bingham, power-law and Casson model parameters with much more accuracy than has previously been available. Errors due to plug flow and non-Newtonian flow in oil field viscometers are considered and methods for correction of model parameters are shown. The program provides a graphical portrait of σ versus $\dot{\gamma}$ (or transforms thereof), and γ versus η and gives a much clearer 'rheological picture' of drilling fluid behavior.

This program provides improved information on drilling fluid rheological properties.

ACKNOWLEDGEMENT

I would like to thank Technifluids for permission to publish this paper.

NOMENCLATURE

r_b = radius of bob - Figure 1 (cm)

r_c = radius of cup - Figure 1 (cm)

h_b = height of bob - Figure 1 (cm)

h_e = effective height of bob (corrected for end effect) (cm)

s_c = spring constant - oilfield viscometer (dyne/cm degree)

$\dot{\gamma}$ = shear rate (s^{-1})

π = pi

σ = shear stress (Pa)

σ_y = yield stress (Pa) or (mPa)

η_{pl} = plastic viscosity (mPaS)

η = apparent viscosity (mPaS)

Ω_{crit} = critical RPM for plug flow (min^{-1})

$\dot{\gamma}_{crit}$ = critical shear rate for plug flow (s^{-1})

r^2 = correlation coefficient

k = consistency coefficient ($mPaS^n$)

n = power-law index

$\dot{\gamma}_c$ = power-law shear rate corrected (s^{-1})

η_{∞} = infinite shear viscosity (mPaS)

$K_0 = \sqrt{\sigma_y}$ ($mPa^{1/2}$)

$K_1 = \sqrt{\eta_{\infty}}$ ($mPaS^{1/2}$)

REFERENCES

Anon, Drilling Mud and Cement Slurry Rheology Manual, Gulf Publishing Company, Book Division, Houston, Tx. (1982).

Gray, G.R. and Darley, H.C.H., Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids, 4th Edition, Gulf Publishing Company, Book Division, Houston, Tx. (1980).

Hanks, R.W., "Couette Viscometry of Casson Fluids", Journal of Rheology, (1983), 1 - 6

Hoel, P.G., Elementary Statistics, 4th Edition, John Wiley & Sons Inc., Toronto, Ont. (1965).

Lazon, R.V. and Reid, K.I. "New Rheological Model Offers Field Alternative" Oil and Gas Journal, (1979), May 21, 51 - 57.

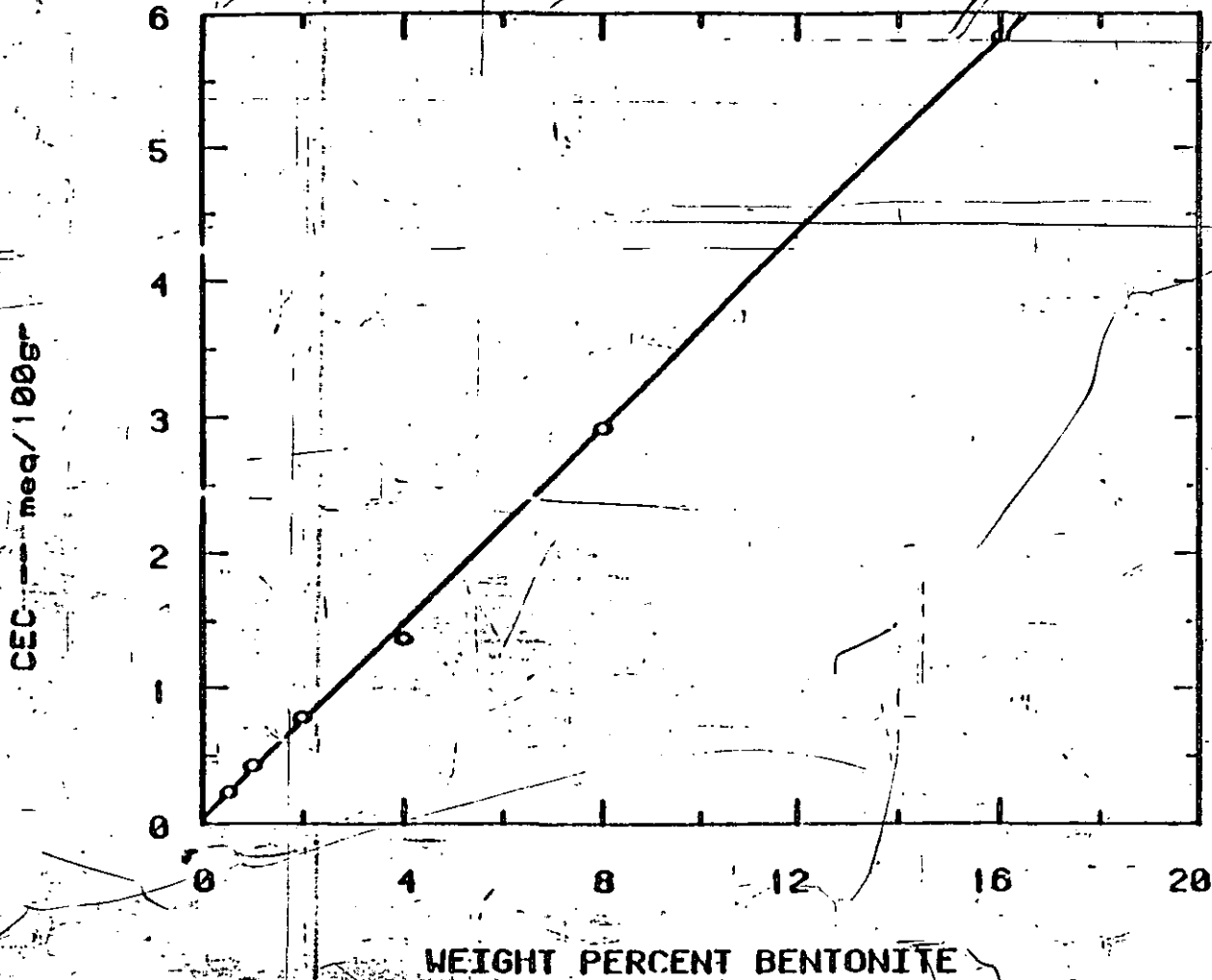
Savins, J.G. and Roper, W.F., "A Direct-Indicating Viscometer For Drilling Fluids", Drilling and Production Practice, American Petroleum Institute, Houston, Tx. (1975), 7 - 22.

Van Wazer, J.R., Lyons, J.W., Kim, K.Y. and Colwell, R.E., Viscosity and Flow Measurement, Interscience Publishers, New York, N.Y. (1963).

Zar, J.H., Biostatistical Analysis, Prentice Hall Inc., Toronto, Ont. (1974).

FIGURE 2.

CATION EXCHANGE CAPACITY CALIBRATION CURVE
API TYPE G CEMENT MATRIX



611

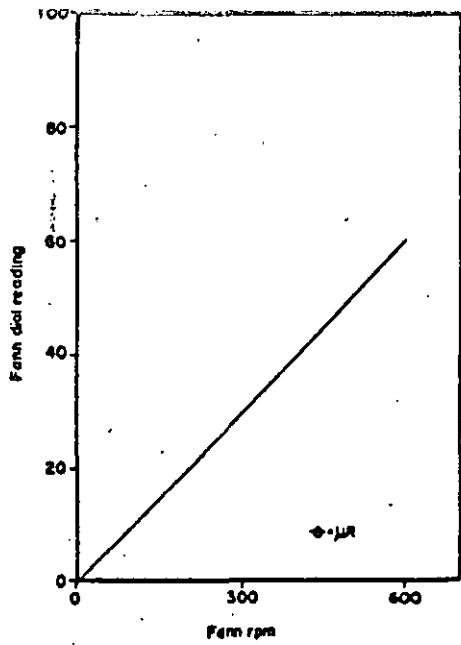


Fig. 1 - Newtonian fluid.

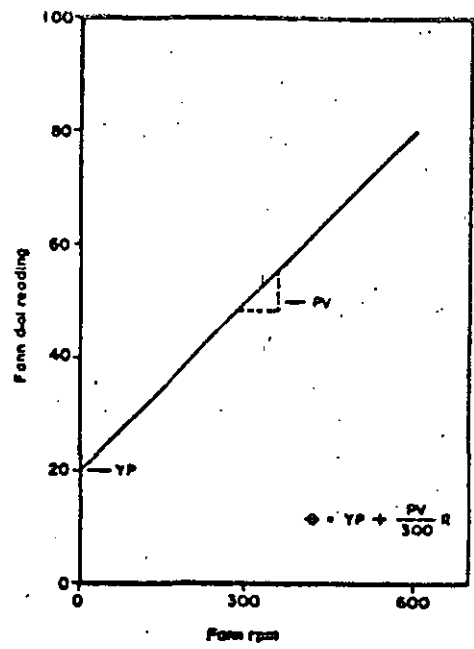


Fig. 2 - Bingham plastic.

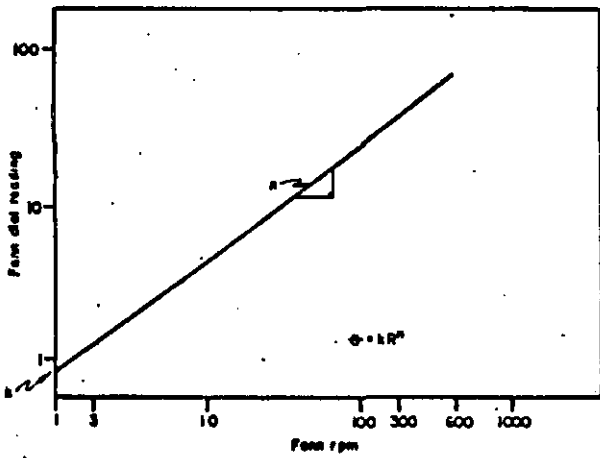


Fig. 3 - Power law.

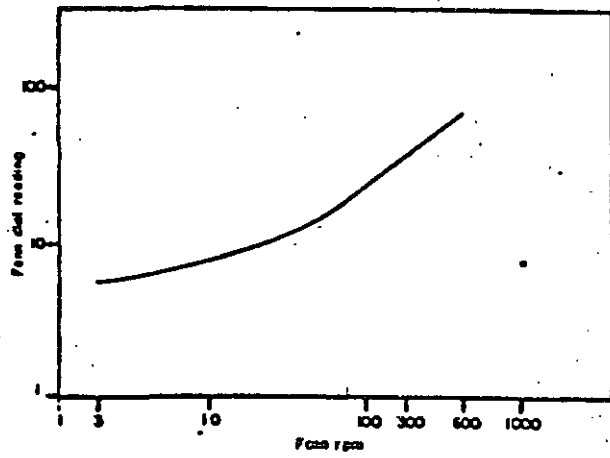


Fig. 4 - Actual fluid.

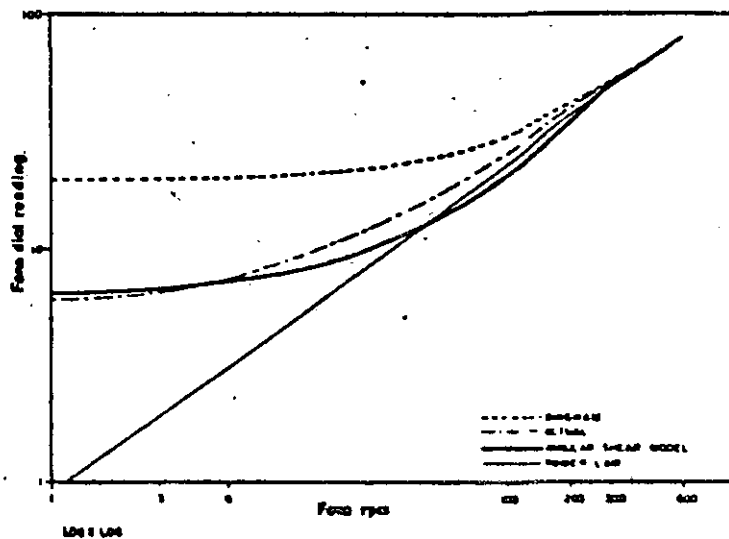


Fig. 5 - Fluid comparison.

APPENDIX A

Hole Geometry - Hole Size - 8.5" Pipe (O. D.) - 4.5"

Mud Properties - PV = 10 cps; YP = 20 #/100 ft²; IG = 12 #/100 ft²

Equiv. Fann RPM	Flow Rate Bbl/Min	Actual Model ΔPa/1000'	Bingham ΔPa/1000'	Power Law ΔPa/1000'	Annular Shear Model ΔPa/1000'
13.06	2	12.82	22.49	7.46	11.4
27.93	4	14.18	22.77	9.94	12.14
41.90	6	15.21	23.04	11.77	12.89
55.86	8	16.13	23.32	13.28	13.63
69.83	10	16.97	23.59	14.55	14.37

Mud Properties - PV = 20 cps; YP = 20 #/100 ft²; IG = 10 #/100 ft²

Equiv. Fann RPM	Flow Rate Bbl/Min	Actual Model ΔPa/1000'	Bingham ΔPa/1000'	Power Law ΔPa/1000'	Annular Shear Model ΔPa/1000'
13.96	2	11.66	22.77	5.90	10.10
27.93	4	13.51	23.32	8.85	11.34
41.90	6	15.12	23.87	11.21	12.58
55.86	8	16.6	24.42	13.27	13.82
69.83	10	17.98	24.97	15.12	15.06

Mud Properties - PV = 50 cps; YP = 25 #/100 ft²; IG = 15 #/100 ft²

Equiv. Fann RPM	Flow Rate Bbl/Min	Actual Model ΔPa/1000'	Bingham ΔPa/1000'	Power Law ΔPa/1000'	Annular Shear Model ΔPa/1000'
13.96	2	16.97	29.15	6.94	15.77
27.93	4	20.01	30.53	11.57	18.25
41.90	6	22.85	31.90	15.59	20.73
55.86	8	25.51	33.28	19.28	23.21
69.83	10	28.21	34.66	22.72	25.68

Mud Properties - PV = 25 cps; YP = 10 #/100 ft²; IG = 3 #/100 ft²

Equiv. Fann RPM	Flow Rate Bbl/Min	Actual Model ΔPa/1000'	Bingham ΔPa/1000'	Power Law ΔPa/1000'	Annular Shear Model ΔPa/1000'
13.96	2	4.07	11.79	2.86	3.09
27.93	4	6.60	12.48	4.90	6.30
41.90	6	8.10	13.17	6.73	6.82
55.86	8	9.67	13.86	8.40	7.94
69.83	10	11.10	14.55	9.99	9.20

Hole Geometry - Hole Size - 8.5" Pipe (O. D.) - 6.5"

Mud Properties - PV = 10 cps; YP = 20 #/100 ft²; IG = 12 #/100 ft²

Equiv. Fann RPM	Flow Rate Bbl/Min	Actual Model ΔPa/1000'	Bingham ΔPa/1000'	Power Law ΔPa/1000'	Annular Shear Model ΔPa/1000'
48.41	2	31.31	40.35	24.99	28.47
96.83	4	36.86	48.25	33.32	31.63
145.25	6	41.45	50.16	39.43	36.78
193.67	8	45.50	52.00	44.42	41.94
242.09	10	49.19	53.97	48.73	47.09

Mud Properties - PV = 20 cps; YP = 20 #/100 ft²; IG = 10 #/100 ft²

Equiv. Fann RPM	Flow Rate Bbl/Min	Actual Model ΔPa/1000'	Bingham ΔPa/1000'	Power Law ΔPa/1000'	Annular Shear Model ΔPa/1000'
48.41	2	31.68	48.26	24.41	26.32
96.83	4	40.92	52.08	36.61	34.91
145.25	6	48.97	55.89	46.41	43.50
193.67	8	56.34	59.71	54.91	52.09
242.09	10	63.23	63.53	62.56	60.68

Mud Properties - PV = 50 cps; YP = 25 #/100 ft²; IG = 15 #/100 ft²

Equiv. Fann RPM	Flow Rate Bbl/Min	Actual Model ΔPa/1000'	Bingham ΔPa/1000'	Power Law ΔPa/1000'	Annular Shear Model ΔPa/1000'
48.41	2	48.27	65.10	34.70	43.77
96.83	4	66.24	74.64	57.82	60.96
145.25	6	83.14	84.19	77.94	78.14
193.67	8	99.29	93.73	96.34	95.32
242.09	10	114.93	103.28	113.54	112.50

Mud Properties - PV = 25 cps; YP = 10 #/100 ft²; IG = 3 #/100 ft²

Equiv. Fann RPM	Flow Rate Bbl/Min	Actual Model ΔPa/1000'	Bingham ΔPa/1000'	Power Law ΔPa/1000'	Annular Shear Model ΔPa/1000'
48.41	2	17.77	28.90	13.03	14.48
96.83	4	27.48	31.78	25.77	23.64
145.25	6	36.38	36.54	35.31	32.81
193.67	8	44.78	41.31	44.16	41.97
242.09	10	52.83	46.06	52.53	51.13

APPENDIX B

Pressure loss in laminar flow can be determined by a force balance as illustrated in Fig. B-1 and described by the following equation:

$$(P_1 - P_2) \left(\frac{\pi}{4} \right) (D_h^2 - D_p^2) = T \pi (D_h - D_p) L \dots (B-1)$$

This equation may be reduced and expressed in oilfield terms as

$$\Delta P = \frac{TL}{300 (D_h - D_p)} \dots (B-2)$$

- where ΔP = annular pressure loss, psi
- T = shear stress, lb/100 sq ft
- L = length, ft
- D_h = hole diameter, in.
- D_p = drill pipe OD, in.

The shear stress (T) can be replaced by the equivalent Fann dial reading for better correlation to field-derived data. Since the Fann dial reading is proportional to the shear stress, the pressure loss in laminar flow can be determined from

$$\Delta P = \frac{\theta L}{282 (D_h - D_p)} \dots (B-3)$$

- where θ = equivalent Fann dial reading, lb/100 sq ft
- T = 1.066 θ

It is readily apparent from the equations above that the annular pressure loss is directly proportional to θ . The value of θ can be determined from a variable speed Fann VG meter (modified Model 34) or by a mathematical rheology model. For a linear model the following simplified equation may be derived, as illustrated in Fig. B-2.

$$\theta = AR + B$$

- when R = 0
- then $\theta_0 = B \dots (B-4)$

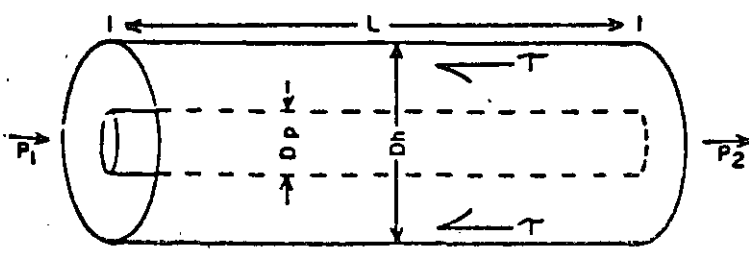


Fig. B-1

22

when R = 300
 then $\theta_{300} = A(300) + \theta_0$
 or $\frac{\theta_{300} - \theta_0}{300} = A \dots (B-5)$

Therefore, $\theta = \frac{\theta_{300} - \theta_0}{300} R + \theta_0 \dots (B-6)$

For annular flow equivalent RPM is found by

$$R = 1.409 \frac{V}{d}$$

Thus, $\theta = \frac{\theta_{300} - \theta_0}{213} \frac{V}{d} + \theta_0 \dots (B-7)$

After defining the shear stress, we may utilize the general pressure-loss equation,

$$\Delta P = \frac{\theta L}{282D}$$

which becomes

$$\Delta P = \frac{\theta_{300} - \theta_0}{60,000} \frac{V}{d^2} + \frac{\theta_0}{282D} \dots (B-8)$$

$$\theta_{300} - \theta_0 = PV'$$

$$\theta_0 = IG$$

then

$$\Delta P = \frac{(IG)(L)}{282D} + \frac{(PV')(V)(L)}{60,000D^2} \dots (B-9)$$

- ΔP = pressure loss, psi
- V = annular velocity, ft/min
- L = length of section, ft
- D = hydraulic diameter, in.
- θ_{300} = Fann dial reading at 300 rpm
- θ_0 = initial gel strength, lb/100 sq ft

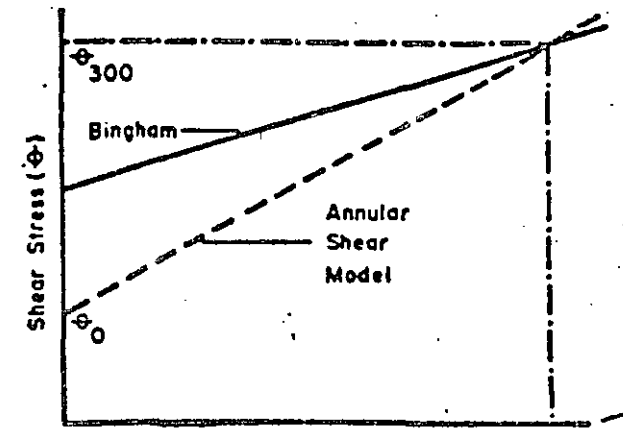


Fig. B-2

7R



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

MATERIA: TERMINACION DE POZOS GEOTERMICOS.

DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

MEXICO, D. F.

I N T R O D U C C I O N

Ing. Walter Friedeberg Merzbak
Diciembre, 1985.

TERMINACION DE POZOS GEOTERMICOS

INTRODUCCION

1. Definición

Se conoce como "Terminación de un Pozo", ya sea geotérmico, petrolero o de otro tipo, la serie de trabajos que deben realizarse en el pozo, una vez concluida la perforación propiamente y cementada la última tubería de revestimiento, para dejarlo en condiciones de cumplir con su objetivo, esto es, producir en forma óptima vapor, petróleo, etc., o en casos menos comunes, recibir fluidos para inyección al subsuelo.

Hay diseños muy variados de terminación de pozos, desde muy sencillos - hasta muy complejos, dependiendo del tipo de pozo y de las características del yacimiento por explotar. El diseño de las terminaciones de pozos geotérmicos es, en la actualidad, relativamente simple y los parámetros en que se basa ese diseño suelen ser pocos. Sin embargo, con tiempo deben preverse condiciones más complejas como las que, a pesar de verse todavía una época temprana de la Geotermia, se tienen en el campo geotérmico de Cerro Prieto, en el Estado de Baja California, México. Los ingenieros responsables de la perforación y terminación de pozos geotérmicos de hoy, deben tener una clara visión de lo que tendrán que abordar en un futuro más o menos próximo. Esta introducción se refiere a terminación de pozos en general; los demás capítulos se centran en las terminaciones de pozos geotérmicos.

2. Programa de Terminación.

Cada terminación de pozo requiere de la elaboración de un programa detallado, que se define a través de tres etapas: obtención de información, interpretación de la misma para definir el intervalo vertical, -o varios-, por donde se explotará la formación productora y diseño mecánico de la terminación.

2.1 La información que se obtenga deberá ser lo más completa posible; lo que no se pueda determinar en forma directa, se trabajará por métodos indirectos. Los datos provendrán de la columna del pozo y no deberán tomarse sólo de la zona productora, sino

varios de ellos también fuera de los límites superior e incluso inferior del yacimiento. Los parámetros a obtener son los siguientes:

Litología

Contactos litológicos y estratigráficos

Porosidad

Permeabilidad

Fluidos

Composición

Distribución de fases

Presión

Temperatura

La litología se conoce básicamente por el examen de las llamadas muestras de canal, que son los fragmentos de roca disgregada por la barrena que el lodo de perforación lleva a la superficie. Los contactos litológicos se definen mediante los cambios en la petrografía de esas muestras. También los contactos estratigráficos de todo tipo se conocen así, aunque con frecuencia contribuye a ello la Paleontología, principalmente de microfósiles, así como el registro de parámetros geofísicos.

La porosidad de una roca es la relación entre el volumen de huecos y el volumen total de la roca, pudiéndose expresar en porcentaje o como fracción numérica. Su valor no está relacionado con la forma de los huecos o poros; su importancia radica en el hecho de que su magnitud es directamente proporcional al volumen de fluidos que puede contener la roca. Hay varios métodos para determinar la porosidad de una roca; la eficacia o aproximación en los valores obtenidos varía entre los métodos y depende del carácter de la porosidad. En esto difieren marcadamente, por ejemplo, la porosidad intergranular de una arenisca, y la laminar de una roca ígnea fracturada. Las muestras de canal pueden servir para medir la porosidad en el laboratorio, pero los resultados son confiables solamente para porosidad intergranular en rocas de textura fina. A partir de muestras grandes de roca, conocidas como muestras de núcleo, que deben obtenerse ex profeso mediante herramientas especiales, se pueden lograr

muy buenos resultados, excepto si la porosidad es de fractura o excesivamente cavernosa.

Se hace aquí mención de los registros geofísicos de pozos, que constituyen herramientas muy valiosas para la determinación, en forma indirecta, de una serie de parámetros en los pozos, entre ellos la porosidad. Se trata de aparatos sensores que, suspendidos de un cable con conductores eléctricos, recorren el pozo midiendo en forma continua propiedades físicas naturales e inducidas de las formaciones rocosas. La variedad de equipo y procedimientos de que se dispone en la actualidad, permite medir - diversas propiedades eléctricas, radioactivas, mecánicas y geométricas. No se utilizan en cada caso todos los procedimientos, sino solamente aquellos que, complementados entre sí y con - - otras fuentes de información, permitan determinar los parámetros necesarios.

En virtud de que casi todos esos parámetros se derivan de características geológicas, en muchos casos ayudan notablemente para realizar correlaciones entre pozos, para construir secciones - geológicas y hacer configuraciones de horizontes importantes.

La porosidad, por ejemplo, puede ser determinada por método eléctrico, radioactivo o sónico (mecánico). Se usará el que aporte los resultados más confiables, de preferencia en correlación con determinaciones de laboratorio basadas en muestras de roca.

Para los trabajos de Geotermia en zonas de rocas ígneas afalladas y fracturadas, estos tipos de registro no son de mucha ayuda, pero tratándose de rocas sedimentarias, como en Cerro Prieto, - pueden considerarse como indispensables.

Como permeabilidad de una roca se entiende su capacidad para - permitir el movimiento de fluidos a través de sus espacios porosos. Su magnitud está representada por el gasto de fluido, - -agua para yacimientos geotérmicos-, que pasa por un volumen -

unitario de roca, bajo una caída de presión unitaria. La permeabilidad se puede determinar en el laboratorio a partir de muestras de gran tamaño, esto es, muestras de núcleo, cuando no se trata de roca fracturada o muy cavernosa.

Los registros geofísicos, particularmente algunas modalidades - del eléctrico, pueden dar una indicación relativa de la permeabilidad de una roca. Se puede diferenciar entre una roca impermeable y una poco permeable mediante el conocimiento, aportado por el registro eléctrico, de la profundidad de penetración del agua de filtrado del lodo a la formación, que está relacionada con la permeabilidad.

Sucesos imprevistos, como intentos de brote o pérdidas de lodo, también pueden dar indicaciones acerca de zonas permeables, siempre que se pueda precisar la profundidad a la que ocurre el fenómeno.

Solamente después de concluida la terminación de un pozo, mediante la realización de pruebas de flujo, puede determinarse de manera precisa la permeabilidad de la sección de formación expuesta al pozo.

En todas partes donde exista roca porosa, será de interés conocer cuáles son los fluidos contenidos en esa roca, pudiendo ser esto muy importante en algunas secciones de formación, pero menos importante en otras. Además, es necesario saber, sobre todo dentro de los yacimientos, si coexisten diferentes fluidos dentro de los poros, como hidrocarburos líquidos y agua, o gas y agua, por ejemplo. Es muy importante poder determinar en qué proporción están distribuidos los fluidos en los poros dentro de los huecos, esto es, qué porcentaje está ocupado por hidrocarburos y qué porcentaje por agua salada. Estas determinaciones de saturación, como se denominan, se logran principalmente a partir de los registros geofísicos, sobre todo con base en las características eléctricas de las formaciones y sus fluidos. La preci-

sión que se puede alcanzar en el cálculo de estas saturaciones depende en mucho de la clase de roca de que se trate; normalmente aquellas con porosidad intergranular permiten buena aproximación, siendo esto problemático en rocas fracturadas o cavernosas. La mezcla de fluidos que una formación porosa y permeable aporte al interior de un pozo, no corresponde, en composición, a la proporción en que ellos se encuentran dentro de la roca. Si ésta contiene en sus poros 40% de aceite (petróleo) y 60% de agua salada, el flujo al pozo probablemente será 100% de agua. Si se trata de 85% de aceite y 15% de agua, probablemente se obtendrá un flujo de aceite sin agua. En lugares donde ocurra esta mezcla de fases, como sucede en casi todos los yacimientos petroleros, deben estudiarse y relacionarse las características de saturación con las de flujo, para poder lograr terminaciones correctas.

Para las terminaciones, pero sobre todo para los estudios de yacimientos, a menudo se obtienen muestras de núcleo en tramos largos, a partir de las cuales, en el laboratorio, también se determinan las saturaciones directamente, para compararlas y correlacionarlas con aquellas calculadas a partir de registros geofísicos de pozos.

Antes de terminarse la perforación de un pozo pueden obtenerse muestras de fluidos, realizando pruebas de formación, que consisten en aislar un tramo corto de pozo en el fondo, del resto de él mediante un dispositivo sellador (empacador). Se induce el flujo de la formación hacia ese espacio y al interior de la tubería de perforación que se encuentra vacía o casi vacía. De ahí se recuperan las muestras de fluidos, si no pueden alcanzar la superficie. Estas pruebas tienen serias limitaciones en cuanto al valor de sus resultados que muy a menudo son inciertos y casi nunca pasan de ser cualitativos. Las pruebas de formación se realizan más que nada durante la perforación de pozos exploratorios, pero casi nunca se usa información de esa procedencia para la terminación de pozos.

las presiones a que están sujetos los fluidos que saturan las rocas susceptibles de ser explotadas, son de gran importancia para las operaciones de terminación y para el diseño del llamado aparejo de producción. Sin embargo, no se determinan para cada pozo previo a su terminación, sino se obtienen por correlación de datos correspondientes a pozos de terminación anterior en el yacimiento objetivo. Forman parte del perfil de presiones de formación, que, en forma general, es conocido en cada zona de desarrollo de campos, sean estos petroleros o geotérmicos.

La medición precisa de presiones de los fluidos en los yacimientos en el sitio de cada pozo, puede hacerse sólo con el pozo terminado.

Las temperaturas a las que se encuentran los fluidos y las rocas son importantes para cualquier tipo de explotación, pero en grado superlativo y determinante de la terminación tratándose de pozos geotérmicos; además definen directamente, junto con otros parámetros, las reservas energéticas dentro de las áreas de influencia de los pozos.

La temperatura es importante en más aspectos, también para yacimientos petroleros y otros, pues condiciona las fases y la viscosidad de los fluidos, lo que a su vez repercute en los programas de terminación y, sobre todo, en el manejo de los pozos en su etapa productiva.

En la actualidad el campo de los llamados registros geofísicos de pozos es muy amplio y muy complejo, tanto por el manejo técnico-científico especial que exige, como por los equipos y procedimientos de operación requeridos. Por ello las empresas petroleras privadas y estatales de los países no socialistas, con escasísimas excepciones, encargan estos trabajos a compañías de servicio, adecuadamente preparadas para su ejecución, tanto en equipo como en tecnología. Es indispensable, sin embargo, que per-

sonal de la empresa contratante también domine las tecnologías - en cuanto a características y utilidad de los distintos tipos de registro, así como a su procesamiento y, sobre todo, su interpretación. Esto para que el contratante y no el contratista defina en cada caso qué registros tomar y para asegurar una interpretación confiable. Si bien actualmente la aplicación de los diversos registros geofísicos es mucho menor y más sencilla en Geotermia que en Petróleo, los técnicos de las empresas de servicio - no son muy conocedores de esa área, por lo que los ingenieros de las entidades contratantes sí deben dominar lo relativo a los registros geofísicos útiles en Geotermia.

Aunque es menos complejo y no se presta a tantas desviaciones, - los técnicos de las empresas contratantes, deben conocer lo relativo a análisis petrofísicos y de saturaciones de muestras de roca, ya que estos estudios también se realizan normalmente recurriendo a empresas de servicio.

- 2.2 Una vez reunida toda la información correspondiente a las formaciones atravesadas por un pozo, se interpreta ésta, se correlacionan los diferentes parámetros y se definen sus valores a lo largo de la columna del pozo, especialmente en las partes potencialmente productoras. Los de mayor importancia son: porosidad, contenido de fluidos, permeabilidad y temperatura. No se incluye aquí la presión pues, como quedó asentado, ésta no se puede determinar con suficiente precisión antes de estar terminado el pozo. Dentro de este perfil de características del yacimiento se define el intervalo productor, esto es, las cotas superior e inferior de la sección o secciones del yacimiento que deberán quedar comunicadas al pozo.

La selección de este intervalo productor, o varios, deberá obedecer a un criterio doble: la obtención de la máxima producción diaria compatible con el manejo eficiente de los yacimientos. Esto último significa que ellos se manejen de tal modo a través de todos los pozos, que se obtenga la máxima recuperación o produc-

ción acumulativa final económicamente viable. Esta segunda parte del criterio es menos imperativa para yacimientos geotérmicos que para los petroleros, porque se maneja prácticamente un solo fluido y, sobre todo, porque la energía geotérmica se considera renovable, si cada campo se opera adecuadamente.

- 2.3 El diseño mecánico de la terminación de un pozo puede considerarse en dos aspectos: la parte correspondiente a la admisión de los fluidos de la formación al interior del pozo, y aquella relativa a la conducción de esos fluidos dentro del pozo hasta la superficie, incluyendo las conexiones superficiales del mismo.

En cuanto al primer aspecto, existen básicamente tres formas de terminación de pozos: en agujero abierto, con cedazo y con tubería de revestimiento perforada.

La primera forma consiste en dejar la pared del pozo expuesta, en el intervalo de profundidades seleccionado, sin tener recubrimiento alguno. Esto se hace perforando primero hasta la parte superior del tramo vertical por explotar, instalando hasta ahí la última tubería de revestimiento, para luego perforar, con menor diámetro, la parte correspondiente al intervalo por producir. Otra forma de proceder, menos común, es perforar hasta la profundidad total, instalando después la tubería de revestimiento sólo hasta la parte superior del intervalo por producir.

Este tipo de terminación es poco costoso y el daño causado a la formación productora debido a la invasión de agua de filtrado y de arcilla del lodo de perforación, es un tanto menor que en el caso del pozo totalmente entubado. Otra ventaja, mucho menos significativa de lo que pudiera creerse, es la gran superficie de roca productora expuesta en la pared del pozo. En realidad, considerando el flujo de fluidos desde el interior del yacimiento hasta la superficie, la caída de presión originada por algunas decenas de perforaciones practicadas a través de la tubería de revestimiento, es muy inferior a la que ocurre a través de la

roca en las inmediaciones del pozo (excepto en yacimientos muy fracturados), así como a través del aparejo de producción interno y superficial del pozo.

La terminación en agujero abierto no puede realizarse cuando las formaciones productoras no están perfectamente consolidadas. La mayoría de los yacimientos geotérmicos del mundo, por consistir de rocas ígneas fracturadas, sí permiten este tipo de terminación. Otra necesidad, muy común en Petróleo, pero que en Geotermia por ahora prácticamente no ocurre, es el llamado cambio de intervalo, esto es, el abandono de un tramo productor en un pozo, para abrir otro. Esto, en un pozo totalmente entubado se realiza con mayor facilidad y alta seguridad de éxito en comparación con la terminación descubierta.

La terminación de pozo con cedazo equivale a la de agujero abierto, pero lleva a lo largo del tramo productor un cedazo que impide el paso de arena de tamaño grueso y mediano, logrando de esa manera sostener las paredes del pozo cuando son formaciones arenosas poco consolidadas las que constituyen los yacimientos, como ocurre en los geotérmicos de Cerro Prieto, México, y en muchos petroleros y de agua. Esta forma de terminar pozos es más costosa que la anterior, pero su característica negativa más notable es que, con el tiempo, el cedazo y sus elementos auxiliares se deterioran casi inevitablemente y los consecuentes trabajos de reparación son bastante problemáticos, así como de éxito un tanto dudoso.

La terminación mediante tubería de revestimiento con perforaciones hechas en ella después de su instalación es la más versátil, pues permite, en la mejor forma posible, hacer obturaciones parciales o completas de los tramos abiertos, realizar cambios de intervalo, convertir pozos productores en inyectoros, hacer estimulaciones selectivas y otros trabajos.

Una vez cementada la tubería de revestimiento que cubre todo el o los yacimientos atravesados por el pozo y seleccionado el tramo vertical por abrir, se procede a hacer las perforaciones. - Hay casos en la industria petrolera en que se instala dentro del pozo el aparaje de producción para después, utilizando herramientas que pasan a través de ese aparejo, practicar las perforaciones.

Las entidades operadoras no realizan directamente estos trabajos, sino los contratan con empresas de servicio que cuentan con todo el equipo, materiales y tecnología de la especialidad. Sin embargo, los ingenieros de la entidad contratante deben conocer lo necesario de todo ello para poder dar las especificaciones para cada trabajo y no depender de lo que recomiende o recete la compañía de servicio. Las perforaciones se hacen empleando explosivos, existiendo el método de perforación a bala, lanzando un proyectil que debe atravesar tubería, cemento y penetrar a la roca varios centímetros, así como el de perforación a chorro, en que una vena de gas es lanzada contra la pared del pozo a velocidad y temperatura de explosión, haciendo un agujero de forma cónica. En ambos sistemas se puede seleccionar entre varios diámetros de entrada del orificio y varias potencias de explosión, según las condiciones geométricas y físicas de tubería, cemento y formación.

Se conoce como aparejo de producción de un pozo el conjunto de dispositivos internos cuya función es conducir los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie. Hay casos, siendo esto lo más común en Geotermia, en que no se emplea aparejo de producción alguno dentro del pozo, ascendiendo los fluidos a la superficie directamente por la tubería de revestimiento. El aparejo de producción más sencillo consiste en una tubería, denominada precisamente Tubería de Producción, que cuelga del cabezal de la tubería de revestimiento, con su extremo inferior abierto frente al tramo productor del pozo. Lo común es que los fluidos se extraigan a través de esta tubería de producción, pero también es posible hacerlo por el espacio anular entre ella y la de revesti

miento, así como también por ambos conductos a la vez. No es recomendable prescindir de la tubería de producción o fluir los pozos por el espacio anular, cuando se manejan fluidos agresivos, como es común en Geotermia, pues se deteriorará con mayor o menor rapidez la tubería de revestimiento, que es imposible o muy difícil y costoso de reponer; en cambio, una tubería de producción se reponer fácilmente y cuesta mucho menos.

Cuando se va a intervenir en un pozo hay necesidad de "matarlo" o simplemente de cambiar su contenido de fluidos por un fluido de control, lo cual se realiza sin dificultad y en forma perfectamente controlada por circulación, siempre y cuando haya tubería de producción. Si el pozo no la tiene es imposible circular y el trabajo resulta más difícil y hasta problemático.

En los pozos petroleros no son tan sencillos los aparejos de producción; contienen un empacador que sella el espacio anular entre tubería de producción y tubería de revestimiento, en un sitio arriba del intervalo productor. Se complementa casi siempre con una válvula de camisa que permite la comunicación o el aislamiento entre los dos espacios. Puede contener otros dispositivos como estranguladores de fondo, válvulas de seguridad, etc., todo diseñado a modo de permitir el paso de herramientas e instrumentos diversos hasta el extremo del aparejo. Cuando la presión de los fluidos en el yacimiento es insuficiente para hacer llegar éstos hasta la superficie, se emplean los llamados Aparejos de Producción Artificial, que accionados por energía suministrada desde la superficie, realizan algún tipo de bombeo. Los pozos que producen vapor u otros gases con escaso o ningún contenido de líquidos, no requieren de sistema de producción artificial.

El conjunto de conexiones superficiales que forman parte de un pozo se conoce como Arbol de Válvulas o Arbol de Navidad. Consta del grupo de cabezales de tuberías de revestimiento con sus correspondientes válvulas de descarga lateral y del múltiple superior -

de válvulas, comunicado al interior de la tubería de producción. Sirve para conducir y controlar adecuadamente los fluidos producidos, para permitir los movimientos de fluidos necesarios en las intervenciones a un pozo, así como para mantener cerrados - bajo presión los diversos espacios interiores del pozo.

Todas las válvulas y conexiones de este conjunto no sólo deben soportar, con amplio margen de seguridad, las altas presiones y temperaturas a que podrán estar sometidas, sino también operar en esas condiciones. Las válvulas, particularmente aquellas - alineadas con la tubería de producción o el eje del pozo, deberán ser de paso completo o abertura total, para poder dar paso a instrumentos de medición o herramientas que deban llegar al - extremo del aparejo de producción.

3. Ejecución de la terminación.

La terminación de un pozo, típicamente la de un productor, exige la realización de una larga serie de maniobras, para lo cual debe contarse - con un equipo similar al de perforación, pero de mucho menor capacidad, puesto que ya no será necesario manejar cargas tan pesadas como la sarta de perforación y las tuberías de revestimiento. En zonas de poca actividad en perforación y terminación de pozos, se utiliza para la terminación el mismo equipo que perforó cada pozo. Pero donde hay mucha actividad de perforación, terminación y reparación de pozos, resulta más económico retirar el equipo grande una vez cementada la última tubería de revestimiento, para ejecutar la terminación con un equipo de reparación de pozos, de menor capacidad, valor y costo de operación. Durante el tiempo de terminación, el equipo grande avanza en la perforación de un nuevo pozo.

La ejecución de una terminación de un pozo se hace con base en un programa detallado que señala las maniobras a realizar por el equipo de terminación de pozos (como en lo sucesivo se le llamará) y además los múltiples trabajos a efectuar con base a elementos ajenos a ese equipo: registros geofísicos diversos, perforación de tuberías, cementaciones a presión, estimulaciones y otros. El equipo debe permanecer en el pozo hasta que és-

te se encuentra en producción o, en su caso, taponado y abandonado, esto es, hasta que ya no se requiera ningún movimiento del aparejo de producción, que es la principal, aunque no la única maniobra que tal equipo realiza.

Cuando en un pozo se hacen varias pruebas de producción, en sendos tramos, cada una de ellas equivale a una terminación, en cuanto a los trabajos a ejecutar, puesto que esas pruebas se hacen con el pozo totalmente terminado. Además, cada tramo probado que no quede en producción, debe ser obturado o aislado en forma efectiva.

4. Estimulaciones.

Con referencia a la terminación de pozos, las operaciones de estimulación tienen por objeto incrementar la permeabilidad de la formación productora en las inmediaciones del pozo (decímetros o pocos metros de distancia), antes de dar por concluida la terminación. Esto significa no sólo aumentar la permeabilidad natural de la roca, sino también eliminar el daño causado por la invasión de arcilla y agua impelidos a la formación debido a la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo.

Debido a la forma radial centrípeta que tiene el flujo proveniente de la formación hacia el pozo, sólo desde corta distancia de él ocurre un fuerte aumento en la velocidad de flujo y, por consiguiente, gran pérdida de energía y caída de presión, por lo que solamente es necesario que el efecto de la estimulación se produzca dentro de ese radio limitado.

Están en uso normal dos sistemas de estimulación: el químico y el de -- fracturamiento. La aplicación más común y eficaz del método químico es para estimular en rocas carbonatadas, como calizas y dolomías, inyectando un ácido a la formación a través del intervalo productor, comunmente ácido clorhídrico industrial, para atacar la roca y disolverla como cloruro de calcio y de magnesio, ampliando así los conductos de flujo en la roca y desalojando la arcilla acumulada en ellos. La solución de ácido gastado y sales es regresada al interior del pozo y a la superficie, empujada por los fluidos de la formación, a lo que casi siempre se tiene que ayudar aligerando la columna de una u otra manera. Un ácido

modificado a base de un compuesto de flúor ataca ciertos silicatos, sobre todo los hidratados, por lo que se utiliza para eliminar o reducir el daño por invasión de arcilla en rocas no calcáreas, como arenas y areniscas. Los tratamientos químicos de estimulación se aplican casi siempre en varias etapas con volúmenes crecientes de ácido, variando las formulaciones de manera adecuada. Este tipo de estimulaciones también se aplica durante la vida productiva de un pozo, al haber declinado su ritmo de producción, y el estudio del caso señala como conveniente una estimulación.

En el método de fracturamiento se induce una fractura (generalmente se forma una sola) en la formación productora, inyectando un fluido a través del intervalo productor, a una presión superior a la que resiste la formación, conocida como Presión de Fracturamiento. La fractura debe mantenerse abierta después de regresado el fluido fracturante, por lo que éste debe llevar un agente sustentante que, retenido dentro de la fractura, impide su cierre posterior. El material más usado con este propósito es arena silícica redondeada de granulometría mediana muy uniforme. Cuando se usa ácido como fluido fracturante en formaciones calcáreas, no se requiere de agente sustentante, pues las paredes de la fractura quedan tan irregulares debido al ataque del ácido, que ya no ajustan al tender a cerrarse esa fractura.

A través del tiempo se han desarrollado muchas modalidades de fracturamiento, particularmente para la industria petrolera, variando el tipo de fluido fracturante, la dosificación del agente sustentante, los volúmenes de tratamiento, la velocidad de inyección, etc. Puede decirse que para cualquier formación productora hay un diseño de fracturamiento apropiado, menos para las no consolidadas y las intensamente fracturadas; éstas últimas tienen una permeabilidad natural alta.

5. Inducción a Producción.

La inducción del flujo a través del pozo se hace con éste totalmente terminado. Lo común es que la presión de formación esté contrarrestada por la de la columna del lodo que llena el pozo, por lo que, a fin de reducir

la presión hidrostática, se cambia el lodo por agua. Esto se realiza en forma muy sencilla por circulación, cuando el pozo está dotado de tubería de producción; sin ella resulta algo menos fácil. A menudo - esto es suficiente para inducir el flujo que, bajo el control de las conexiones del árbol de válvulas, se conduce primero a la atmósfera o a una presa de desperdicio, para después, una vez libre de impurezas, los fluidos producidos se conduzcan a las instalaciones superficiales de manejo de producción.

Cuando con lo antes indicado no se logra obtener flujo, se procede a - extraer agua del pozo por método mecánico o neumático, lo que se conoce como sondeo. Bajo circunstancias apropiadas, esta operación se combina con una primera etapa de estimulación, destinada principalmente a eliminar el daño causado por el lodo. Si aún no se logra el flujo, de acuerdo con las condiciones de cada caso, se realizarán trabajos para, finalmente, dejar en producción el pozo a través del tramo de formación expuesto, dejarlo como productor no fluyente (para explotarse mediante algún sistema de bombeo) o para considerar ese intervalo comercialmente improductivo.

6. Conclusión.

El diseño de la terminación de cualquier pozo es un trabajo delicado y de gran trascendencia, pues en cada caso se debe tender a resultados - óptimos, lo que significa alcanzar la máxima productividad posible, - bajo condiciones de manejo racional de los yacimientos, así como integración mecánica conducente a largos períodos productivos sin intervenciones para mantenimiento.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

**CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS". DEL 8 DE OCTUBRE
AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985, MEXICO, D.F.**

MATERIA: EQUIPO DE PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS

PERFORACION CON AIRE

ING. JUAN HERNANDEZ NUÑEZ.

DICIEMBRE, 1985.

PERFORACIÓN CON AIRE.

La utilización del aire o gas como fluido de circulación en la perforación rotatoria de yacimientos petrolíferos es actualmente una práctica común en la perforación de zonas fracturadas ó con pérdidas de circulación severas; además de ofrecer ciertas ventajas en la perforación de formaciones duras o de baja aportación de líquidos.

La práctica ha demostrado que el emplear aire como fluido de perforación en ciertas áreas representa mayores ventajas con respecto a los fluidos convencionales. Con el uso de este sistema se obtiene una disminución de los costos, lograda al tener mayores ritmos de penetración al perforar con muy baja presión hidrostática, menor tiempo de viajes al durar más las barrenas y ningún costo por preparación del fluido ya que el aire como materia prima se encuentra a disposición en el medio ambiente.

Uno de los principales problemas de la perforación con aire son los flujos de agua de las formaciones. Al realizar algunos estudios sobre este problema se ha logrado establecer una técnica con la cual se proporciona un medio para excluir el agua del pozo esta técnica es la perforación con espuma. El estudio continuo de esta ha resultado en la elaboración de espumas más estables cada día.

Otro factor importante en la perforación con aire fué el cálculo de los gastos de aire o gas necesarios para lograr la velocidad suficiente para acarrear los cortes resultados de la perforación. Los primeros métodos que se desarrollaron se basan en la fórmula de Weymouth (para flujo en tuberías horizontales) acondicionándola para flujo verticales. Como resultados de dichas investigaciones se estableció la velocidad mínima que debe tener el aire medido a condicione estandar para poder levantar los cortes, dicho valor es de aproximadamente 1000 m/min. Sin embargo en la práctica estos gastos han resultado insuficientes debido a que no se han tomado en cuenta todas las variables que intervienen.

I.1.- UTILIZACION DE AIRE COMO FLUIDO DE PERFORACION.

Al perforar bajo ciertas condiciones es posible usar aire o gas comprimido como el fluido de circulación para eliminar los cortes de la barrena en vez del lodo utilizado normalmente. Por ejemplo, se utiliza para perforar rocas en las que el control de presión no representa un problema serio.

Con un gasto adecuado (el necesario para originar la velocidad requerida), y suficiente presión de aire o gas los cortes de la barrena son fácilmente arrastrados por el espacio anular y llevados hasta la superficie. En algunas regiones el gas natural se toma de pozos cercanos, se circula en el pozo en perforación y se quema cuando sale por la línea de descarga. En las áreas donde no se tiene gas natural a presión disponible, se utilizan compresores de aire para forzarlo hacia abajo por dentro de la tubería de perforación. Tanto el gasto como la presión de entrega requeridos dependen esencialmente de la profundidad del pozo, y del diámetro de la tubería de perforación.

Para llevar a cabo un óptimo programa de perforación, es necesario contar con información del área en la cual se utilizará el aire como fluido de circulación. Dicha información debe ser de tipo geológico y de datos obtenidos de pozos vecinos. Cuando el pozo sea exploratorio la información geológica deberá ser lo más confiable posible.

Los principales puntos con los que debe contar la información son:

- Características litológicas de las formaciones por atravesar.
- Zonas con derrumbes.
- Zonas con pérdidas de circulación.
- Zonas de baja presión.
- Zonas con flujo de agua.
- Correlaciones con pozos vecinos.

Los derrumbes, las zonas con flujo de agua y las formaciones blandas y deleznales constituyen los mayores problemas en este tipo de perforación reduciendo así mismo la eficiencia de este método; razón por la cual en el programa de perforación se debe prever las medidas adecuadas para enfrentar estos problemas.

I.2.- VENTAJAS DE LA PERFORACION CON AIRE.

El empleo de este sistema en una forma adecuada, proporciona las siguientes ventajas:

a).- Incremento en el ritmo de penetración, ocasionado por la baja densidad del fluido de control. Debido a la reducida carga hidrostática ejercida por la columna de aire, la roca se ve relevada de los esfuerzos vertical y axiales dando origen a un efecto de presión inversa, el cual incrementa la perforabilidad de la formación. A causa de este efecto la formación tiende a explotar al contacto de la barrena.

Muchas teorías se han propuesto para explicar el fenómeno del aumento en la velocidad de penetración; la causa principal es, seguramente la reducción de la presión hidrostática.

Pruebas de campo (fig.1) muestran el efecto del aumento de la contrapresión sobre la velocidad de perforación. Un aumento de la contrapresión de 0 a 20 Kg/cm² determinó una disminución en la velocidad de penetración de 10 a 25 m/hr.

Eso muestra claramente el efecto del aumento de presión en el espacio anular y confirma el efecto de la presión hidrostática sobre la velocidad de perforación. Aparentemente, la presión hidrostática actúa como mecanismo retenedor de la velocidad de remoción de los cortes situados debajo de la barrena. De eso se deduce que las ventajas económicas de la perforación con aire y gas se reducen substancialmente cuando se tiene que usar espuma y agua.

En la (fig.2), el efecto de la presión de una columna de fluido sobre el ritmo de penetración esta ilustrado. La diferencial de presión en este ejemplo es la diferencia entre la presión ejercida por la columna de fluido y la presión de poro

llada, se ha utilizado con resultados satisfactorios en la perforación con aire.

Existe un tipo de barrenas diseñadas específicamente para la perforación con aire y se conocen como Barrenas de Chorro de aire. Se pueden utilizar con aire, niebla o espuma como medio de circulación. Estas barrenas están provistas de conductos para circular parte del aire, gas o niebla a través de los baleros no sellados, para enfriarlos y mantenerlos limpios. Filtros de tela metálica colocados sobre la abertura de la entrada de aire evita que los cortes pasen hacia los baleros. Una barrena de este tipo se muestra en la figura 9.

Uno de los problemas más serios que se afronta relacionado con el desgaste de la barrena en la perforación con aire es la reducción del diámetro de la superficie de calibre. Esto significa que los dientes de calibre, aquellos situados en la orilla de los conos, se han desgastado o astillado a tal grado que comienzan a perforar un diámetro menor al esperado. Esta situación es perjudicial por que la próxima barrena deberá ampliar o ensanchar el agujero hasta el tamaño apropiado, lo cual pudiera ocasionar daños prematuros en ella, así como pérdida de tiempo y esfuerzo. La reducción de la superficie de calibre se presenta sobre todo cuando se perforan formaciones duras y abrasivas, cuando se emplea una barrena que no es la apropiada para la formación a perforar, cuando se somete a la barrena a muchas horas de trabajo o cuando se emplea una velocidad rotatoria que excede la capacidad de la barrena en uso.

Para evitar la reducción del diámetro de la superficie de calibre deben seleccionarse barrenas con el diseño apropiado de las hileras exteriores de inserciones o dientes que conservan de manera efectiva el diámetro de la superficie de calibre. Un diseño apropiado puede ser que se coloque un mayor número de inserciones o dientes en la hilera exterior de los conos, también se coloca un recubrimiento de carburo de tungsteno en la superficie

exterior del cono, y en la parte final de los faldones de la barra na. Cuando se utiliza barrenas de dientes el recubrimiento se aplica en la parte exterior de ellos.

Una de las causas más comunes por las que se retrasan las operaciones de perforación es el cambio de barrenas cuando estas han fallado antes de lo previsto por haberse hecho una mala selección de ellas. Por lo que se recomienda para este tipo de operaciones, hacer uso de las barrenas adecuadas.

1.5. - METODO PARA DESPLAZAR LODO POR AIRE.

El método utilizado para desplazar el lodo de perforación del pozo y continuar las operaciones con aire, es el siguiente:

1.- Colocar la barrena en el fondo del pozo.

2.- Se comienza a bombear lodo lentamente a un gasto de 1/4 a 1/2 m³/min, lo que se hace con el propósito de reducir al mínimo las caídas de presión por fricción y lograr la presión de circulación en el múltiple de piso.

3.- Haciendo uso de uno de los compresores aerear la columna de lodo que se encuentra dentro del pozo. El aire deberá inyectarse lentamente para permitir que se distribuya uniforme y totalmente en el lodo de perforación.

4.- Como la columna de lodo ha sido aligerada se producirá una caída de presión en el sistema, misma que será registrada en el manómetro del múltiple de piso. Por lo que se hará necesario utilizar más capacidad de los compresores o inyectar un volumen de aire mayor para mantener la presión.

Además del procedimiento de aereación de la columna de lodo existe otro método, en el cual el desplazamiento de lodo por aire se lleva a cabo mediante el bombeo alternado de agua y aire hacia el pozo, aumentando cada vez el gasto de aire bombeado y disminuyendo a la vez el de agua hasta que pueda utilizarse continuamente el aire como fluido de control dentro del pozo.

5.- La bomba dosificadora de espumante deberá estar lista para usarse en caso necesario.

6.- Ya que se tiene el pozo lleno de aire, antes de empezar a perforar es necesario limpiar y secar lo mejor posible el pozo, para ello es necesario efectuar las siguientes operaciones:

7.- Perforar de 5 a 30 metros, observando en la descarga que no haya interrupción en la salida de cortes, con lo que se tiene la seguridad de que el pozo se está limpiando correctamente.

8.- Detener la perforación y circular en el pozo una mezcla de aire-niebla* para limpiarlo totalmente de los cortes de perforación, 15 a 20 minutos de circulación pueden ser suficientes o hasta que la mezcla "aire-niebla" salga limpia.

9.- Para secar el pozo basta con circular aire por espacio de 1/2 a 1 hora. Los gastos requeridos para secar el agujero son los mismos que se utilizarán durante la perforación.

10.- El pozo se encuentra ya en las condiciones necesarias para utilizar aire como fluido de perforación.

Dependiendo de la profundidad, este procedimiento requiere de 2 a 6 horas para su realización.

I.6.- PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN DURANTE LA PERFORACION CON AIRE Y ALGUNAS SOLUCIONES QUE SE RECOMIENDAN.

La perforación con aire como cualquier otro tipo de perforación requiere de una continua y adecuada supervisión para prevenir cualquier tipo de problema. El prevenir o detectar a tiempo los problemas que puedan presentarse durante la perforación representa un significativo ahorro en lo que a equipo y a tiempo de perforación se refiere.

* La preparación de la niebla y el equipo empleado se menciona con detalle en el capítulo correspondiente.

A continuación se menciona algunos de los problemas que con mayor frecuencia se presentan durante las operaciones de perforación con aire; se mencionan además algunas medidas de prevención y/o técnicas de perforación adecuadas para enfrentar dichos problemas.

- a). - Insuficiente volumen de aire para la limpieza del pozo.
- b). - Ensanchamiento del pozo.
- c). - Desviación del pozo.
- d). - Entrada de agua.
- e). - Daños a la tubería de perforación.
- f). - Pegadura de tubería
- g). - Fuego y explosiones dentro del pozo.

a) .- INSUFICIENTE VOLUMEN DE AIRE PARA LA LIMPIEZA DEL POZO

Quando la perforación con aire ha fracasado, muy a menudo la razón ha sido que se ha circulado un volumen insuficiente de aire para limpiar el pozo a un determinado ritmo de perforación. A medida que el pozo se profundiza, se requiere aumentar el gasto de aire para mantener la velocidad necesaria para acarrear los cortes a la superficie. La capacidad de levantamiento del aire es proporcional a la densidad y al cuadrado de la velocidad del aire en el espacio anular, de esta manera, como la densidad se incrementa con la profundidad y con el peso de los sólidos perforados; la presión y el gasto en la superficie debiera ser incrementados para mantener la velocidad necesaria del aire en el espacio anular.

Quando se quiera aumentar la velocidad del aire y no se cuenta con mayor número de compresoras lo que se recomienda es disminuir el área del espacio anular; que se logra reduciendo el diámetro del pozo o utilizando tubería de perforación de mayor diámetro.

Un método para conocer si se esta utilizando el gasto de aire adecuado para limpiar el pozo es el siguiente:

Detener la perforación, seguir circulando aire y tomar el tiempo que tardan en llegar a la superficie los últimos cortes.

El tiempo requerido para limpiar el pozo no debe exceder en más de un minuto por cada 300 metros de profundidad, cuando se requiere de mucho mas tiempo para limpiar el pozo es indicación de que no se esta utilizando el gasto de aire necesario o existe un agujero agrandado.

b).- ~~ENSACHAMIENTO DEL POZO.~~

Este constituye un serio problema en la perforación con aire. El ~~deslave y ensanchamiento de la sección transversal del pozo puede deberse principalmente al efecto erosivo de la corriente de aire sobre las paredes del pozo, ocasionado por las altas velocidades del aire en circulación. Otra causa puede ser la baja presión hidrostática de la columna, que provoca gran presión diferencial dentro del pozo.~~

~~Para evitar el problema de erosión de las paredes del pozo se debe utilizar la velocidad mínima del aire en el espacio anular. De aquí se desprende la necesidad de calcular con precisión los gastos de aire necesarios para mantener al mínimo la velocidad en el espacio anular.~~

La existencia de estas partes ensanchadas puede ocasionar que los cortes resultados de la perforación se acumulen en dicho espacio, observandose en la superficie una interrupción en la salida de cortes. Dichas interrupciones pueden atribuirse erróneamente a entrada de agua al pozo inyectando agentes espumantes en la corriente de aire, cuando éstos no son necesarios aumentando innecesariamente de esta manera los requerimientos de aire, disminuyendo la velocidad de penetración y aumentando los costos de perforación.

c).- ~~DESVIACION DEL POZO.~~

Como en cualquier tipo de operaciones de perforación la desviación del pozo, es un aspecto que requiere de una estrecha vigilancia.

En la perforación con aire, los métodos para controlar la verticalidad del pozo son los mismos que cuando se utiliza lodo como fluido de perforación.

d).- ENTRADA DE AGUA.

La entrada de agua al pozo constituye el problema más severo en las operaciones de perforación con aire. La magnitud del flujo de agua dependerá del grado de saturación y de la permeabilidad de las formaciones; pudiéndose presentar formaciones parcialmente saturadas hasta formaciones totalmente saturadas, poco permeables o muy permeables.

Cuando se perforan formaciones con saturación de agua baja las operaciones pueden continuarse ya que con solo incrementar el gasto de aire se logra una mayor velocidad del mismo en el espacio anular y con ello una limpieza adecuada del pozo. Aunque debe vigilarse continuamente la presión en el manómetro del múltiple de piso, con el fin de detectar cualquier aglutinamiento de los cortes alrededor de la sarta de perforación.

En cambio, la presencia de flujo franco de agua requiere para su manejo adecuado de la inyección de agentes espumantes a la corriente de aire. Dichos agentes viajan suspendidos en la corriente de aire por dentro de la tubería de perforación hasta el fondo del pozo, llegan a la barrena y debido a la gran turbulencia que existe en esta zona y a la presencia de agua se forma una espuma (aire, agua y agentes espumantes) con la que se logra remover el agua del pozo.

La cantidad necesaria de agente espumante dependerá de las condiciones del pozo; estabilidad de las formación perforada, diámetro y profundidad, y esencialmente de la magnitud del flujo de agua. La concentración que proporcione un flujo estable en la descarga y una presión igualmente estable en el tubo vertical, es la deseada.

Otra solución para los problemas de entrada de agua en la perforación con aire, es el empleo de varios materiales capaces de obturar la entrada de agua, tales como; cemento, plástico o materiales químicos. Para la aplicación efectiva de estos materiales, la mayor dificultad estriba en la difícil evaluación de la zona aportadora de agua, además de la habilidad para aplicarlos en la zona deseada y las altas presiones requeridas para desplazar los materiales hacia la formación. Debe mencionarse que para la aplicación de obturantes debe cambiarse el sistema de fluido de perforación de aire a lodo.

Los problemas derivados de la entrada de agua pueden resumirse de la siguiente manera:

(1) La entrada de agua incrementa los requerimientos de velocidad del aire en el espacio anular, y por tanto, del gasto de aire por lo que el equipo deberá tener la capacidad correspondiente.

(2) La existencia de lutitas en formaciones superiores junto con la presencia de agua en la corriente de aire pueden ocasionar derrumbes dando lugar a problemas de pegadura de tubería.

(3) El agua puede ocasionar el aglutinamiento de los cortes alrededor de la tubería de perforación, lo que puede derivar en problemas más serios como pegadura o fuego y explosiones en el pozo.

(4) La corrosión en la tubería de perforación es un problema inherente a los flujos de agua en la perforación con aire, por lo que se acostumbra utilizar inhibidores de corrosión. En ocasiones se inyecta agua saturada con cal para proteger la tubería contra la oxidación.

e). - DAÑOS A LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN:

Una inspección periódica de la tubería de perforación es conveniente, debido a que una falla en ella en un pozo, perforado con aire, puede dar origen a problemas serios durante la perforación del pozo.

El mayor daño que se ocasiona a la tubería en este tipo de perforación es el debido al efecto erosivo de los cortes que via

jan en la corriente de aire y se presenta principalmente a la altura de las juntas de la tubería de perforación, el desgaste ocurre por el choque continuo de los cortes con esta sección. Este efecto puede disminuirse haciendo que las juntas sean recubiertas exteriormente con una banda dura de metal y una capa de pequeños perdigones de aleación de acero o de carburo de tungsteno con lo que se aumenta y mejora la vida y rendimiento de la tubería de perforación.

Por otra parte cuando se ocasionan excesivos daños a los tubos lastrabarrera se pueden presentar problemas de desviación debido al cambio en las características de estabilización, por lo que deben inspeccionarse toda vez que se saque la sarta de perforación.

f) .-- PEGADURA DE TUBERIA.

En ocasiones durante la perforación se presentan atones de la tubería, existiendo el riesgo de que se pégue. En estas condiciones no debe jalarsé la tubería sin circulación de aire dentro del pozo.

Algunas causas de que la tubería se pegue son:

- (1) El aglutinamiento de los cortes alrededor de la tubería de perforación, cuando se perforan formaciones húmedas.
- (2) Derrumbes de formaciones deleznales.
- (3) Desviaciones fuertes, como "patas de perro" u "ojos de llave".

Para evitar que la tubería se pegue después de que se ha atorado, se debe jalar y empujar suavemente con movimientos alternativos, además de circular una buena cantidad de aire a fin de liberarla; en ocasiones se inyecta un agente espumante diluido en poca agua a la corriente de aire, para ayudar a la limpieza del pozo. Debe tenerse cuidado en no jalar excesivamente la tubería, ya que se corre el riesgo de exceder su resistencia y romperla.

En la perforación con aire no existe un líquido que amorti- que la caída de la tubería, por lo que debe tenerse cuidado al liberarla para evitar movimientos bruscos.

g) .- FUEGO Y EXPLOSIONES DENTRO DEL POZO.

Al usar aire para perforar zonas con contenido de gas, las dos primeras de las tres condiciones necesarias para provocar un incendio (combustible, oxígeno e ignición) están presentes. De esta manera la principal preocupación cuando se atraviesa una formación de este tipo y se utiliza aire como fluido de perforación es la de prevenir la ignición. Las causas por las cuales ocurre ignición cuando se perfora con aire son 3:

(1) La acumulación y aglutinamiento de cortes húmedos alrededor de la tubería de perforación (sellan el espacio anular entre la pared del pozo y la tubería de perforación).

(2) Chispas dentro del pozo.

(3) Pequeños agujeros en la tubería de perforación.

La acumulación y aglutinamiento de cortes húmedos alrededor de la tubería constituyen la causa principal de ignición ocasionando fuego y explosiones dentro del pozo. Estos aglutinamientos ocasionados por la presencia de cortes húmedos sellan el espacio anular y restringen el paso del aire, dando lugar a dos situaciones que ocasionan la ignición:

(1) La formación de una mezcla gas aire, que dentro de ciertos rasgos puede ser explosiva. El rango explosivo se considera cuando el gas está en proporción de 5 a 15% con respecto al volumen de aire.

(2) Debido al sellamiento del espacio anular, se presentará un incremento gradual de la presión comprimiendo la mezcla gas aire hasta que esta alcance su temperatura de ignición, ocurriendo entonces la explosión.

Las otras dos causas de la ignición para las cuales hay poco o ningún control en la perforación con aire son las chispas dentro del pozo y pequeñas perforaciones en la tubería.

~~Las chispas se originan cuando las partes metálicas de la sarta de perforación (barrenas, tubos lastrabarrena, juntas de perforación, etc.) chocan contra formaciones duras y abrasivas.~~

~~La otra causa de la ignición lo constituyen las pequeñas perforaciones que se forman en ocasiones en la tubería. Se ha demostrado que cuando el aire fluye a una presión de 15 a 30 kg/cm² a través de una pequeña perforación, la fricción ocasionada por esta reducción crea suficiente calor como para provocar la ignición de la mezcla gas aire.~~

~~Una medida para prevenir los problemas de fuego y explosiones dentro del pozo, es la inyección de nitrógeno a la corriente de aire para reducir el volumen de oxígeno presente; si la concentración de nitrógeno se suficientemente alta, elimina completamente los problemas de explotación bajo la superficie. La concentración recomendada varía en un 3% a 5% del volumen de aire.~~

~~Otro método efectivo para prevenir este tipo de problemas es la perforación con niebla o espuma.~~

Debido a los daños causados dentro del pozo después de que ocurre una explosión, pueden hacerse necesarias costosas operaciones de pesca y en casos extremos operaciones de desvío para profundizar el pozo. Estas operaciones, como se ha mencionado, son muy costosas aparte de que consumen mucho tiempo, por lo que la prevención de incendios y explosiones dentro del pozo es de gran importancia en la perforación con aire.

I.7.- MEDIDAS DE SEGURIDAD QUE SE UTILIZAN EN LA PERFORACION CON AIRE.

Cuando se utiliza aire o gas como fluido de perforación es indispensable la elaboración de un buen programa de seguridad para evitar todo tipo de problemas. El uso de gas natural es peligroso si no se toman las medidas adecuadas de ventila-

ción, debe evitarse la concentración de gas cerca de las máquinas o bajo el piso del equipo. Deben inspeccionarse periódicamente las conexiones para detectar fugas. Asimismo debe inspeccionarse regularmente el equipo contra brotes y observarse periódicamente la presión en el manómetro.

Durante las operaciones de perforación debe evitarse el aglutinamiento de cortes alrededor de la tubería de perforación, lo que con una mezcla adecuada de aire y gas puede ocasionar una explosión o incendio en el pozo.

Existen dos métodos positivos para prevenir los problemas de fuego y explosiones en el pozo cuando se perforan zonas gasógenas: el primer método es perforar con lodo, aunque es más costoso y menos efectivo para desarrollar zonas gasógenas. El segundo método es el de perforar zonas con gas natural, aunque también es costoso es más efectivo para evitar daños a la formación. Es conveniente perforar una zona gasógena hasta la cima de la zona potencial con cualquier fluido de perforación para posteriormente atravesarla utilizando gas como medio de circulación, sin embargo no siempre es posible disponer de gas natural. Otro método para evitar problemas de este tipo es el uso de espuma y niebla como fluidos de perforación.

REDUCCION DEL PESO DEL FLUIDO POR AEREACION

TEMPERATURA PROMEDIO DE LA COLUMNA DEL FLUIDO 125° - 175° F

PIES³ DE AIRE A 14.7 Lb/pulg² y 60° F/bi. DE LODO

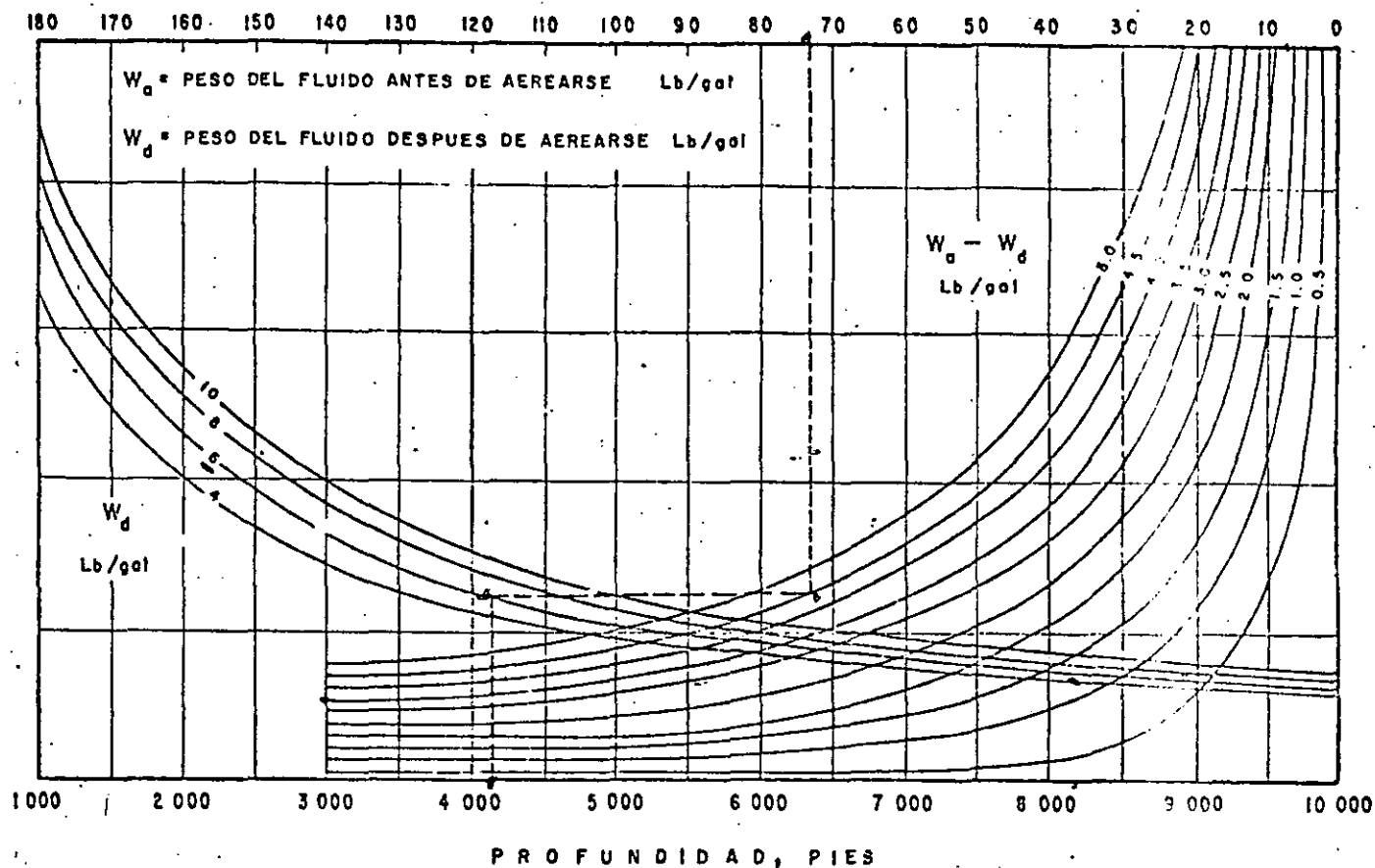


Fig- 13

PARA CALCULAR EL VOLUMEN DE AIRE :

- 1 MARQUE LA PROFUNDIDAD EN PIES EN LA PARTE INFERIOR DE LA GRAFICA.
- 2 TRACE UNA LINEA VERTICAL HASTA INTERCEPTAR LA CURVA DE LA DENSIDAD DESEADA W_d .
- 3 TRACE UNA LINEA HORIZONTAL HASTA INTERCEPTAR LA CURVA APROPIADA DE LA DIFERENCIA DE DENSIDADES $W_0 - W_d$.
- 4 TRACE UNA LINEA VERTICAL HASTA INTERCEPTAR LA PARTE SUPERIOR DE LA GRAFICA.

EJEMPLO :

- 1 PROFUNDIDAD 4 000 PIES.
- 2 PESO DEL FLUIDO DESPUES DE AEREARSE $W_d = 6$ Lb/gal.
- 3 DIFERENCIA DENSIDADES $W_0 - W_d = 10.5 - 6 = 4.5$ Lb/gal.
- 4 VOLUMEN NECESARIO DE AIRE = 73 pies³



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE -
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL
8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

EXPERIENCIAS DE OTIS EN TERMINACIONES DE POZOS DE INYECCION
DE VAPOR Y GEOTERMICOS

ING. CARLOS MIRANDA MOCTEZUMA

INDICE DE ARTICULOS

- 1) EXPERIENCIAS DE OTIS EN TERMINACIONES DE POZOS DE INYECCION DE VAPOR Y -- GEOTERMICOS.
- 2) TERMINACION DE POZOS PRODUCTORES GEOTERMICOS.
- 3) INVESTIGACIONES SOBRE PERFORACION GEOTERMICA EN LOS 80s EN N.Z.
- 4) COSTOS EN OPERACIONES DE PERFORACION Y TERMINACION DE POZOS GEOTERMICOS.
- 5) TURBO PERFORACION EN GEOTERMIA.
- 6) EL ESTADO ACTUAL DE LAS CEMENTACIONES GEOTERMICAS
- 7) PERFORACION, TERMINACION Y MANTENIMIENTO DE POZOS GEOTERMICOS BACA, NEW - MEXICO.
- 8) TERMINACION DE POZOS GEOTERMICOS EN CERRO PRIETO.
- 9) PREDICCIÓN DE LA TEMPERATURA DE FONDO DURANTE LA PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS.
- 10) EXPERIENCIAS SOBRE PERDIDAS DE CIRCULACION EN POZOS GEOTERMICOS.
- 11) CONSTRUCCION DE UNA SONDA PARA MEDICION DE TEMPERATURA Y PRESION EN POZOS PROFUNDOS.
- 12) DESARROLLO DE SISTEMAS DE TERMINACION DE POZOS GEOTERMICOS.
- 13) NUEVO METODO PARA LA EVALUACION DE TEMPERATURAS DE EQUILIBRIO EN LA FORMACION DURANTE LA PERFORACION.
- 14) INCREMENTO DE LA PRODUCCION DE LOS POZOS 2 Y 26 DEL CAMPO DE LOS AZUFRES- SI SU T.R. FUERA DE 13 3/8" EN LUGAR DE 9 5/8"

EXPERIENCIAS DE OTIS PTS EN TERMINACIONES DE POZOS DE
INYECCION DE VAPOR Y GEOTERMICOS

La Shell de California terminó dos pozos de inyección de vapor. Se instaló un casing de 13 3/8", 75 # N-80, hasta 600 metros y 9 5/8", 47# C-95, hasta 1400 metros. No se encontró problema alguno.

El departamento de energía de E.U.A. instaló una sarta de 5", - 18 # P-110 VAM hasta 4300 metros en el sur de Luisiana, en un pozo geotérmico. Por falta de holgura se usaron coples rebajados pero alargados, de dos pulgadas en cada rosca para conservar la resistencia de la fricción. Esta sarta es la tubería de producción. Funciona donde otras conexiones mejoradas han fallado.

BSC (British Steel Corporation Canada).

Señores:

La falla generalizada de juntas roscado API, incluyendo Buttress, en operaciones de inyección de vapor, ha preocupado a algunas compañías petroleras.

La British Steel, a través de BSC Canada, considera que la junta VAM, tan exitosa en aplicaciones de pozos profundos, con alto contenido de H₂S en Alberta y B.C., tiene ventajas propias para programas de explotación de arenas bituminosas "in situ".

BSC Canada, ha decidido aumentar su stock en Trotam Yard y Loodstar Yard Nisku

para incluir los tamaños y pesos más solicitados en proyectos de inyección de vapor.

Hubo cierto número de comunicaciones acerca de las fallas de tubería de revestimiento en situaciones de inyección de vapor en proyectos de inyección de vapor.

Hubo cierto número de comunicaciones acerca de las fallas de tubería de revestimiento en situaciones de inyección de vapor en todo el mundo. Nos gustaría que tomaran en cuenta estas breves notas acerca de VAM y sus aplicaciones:

1) Resistencia de junta.

- a) **General:** Las resistencias de las Juntas VAM son siempre iguales o superiores a las especificaciones para Buttress, según el boletín API 5 C-2 (características de tubos de revestimiento, producción y perforación).

Se calcularon los valores usando las fórmulas mencionadas en el boletín API 5 C-3 (Fórmula y cálculos). Además el catálogo VAM incluye algunos conceptos no considerados en API. Estos valores están impresos sobre fondo azul.

- b) **Tensión:** Es un hecho conocido, del peligro de la falla de la tubería de revestimiento por tensión, en los pozos petroleros de inyección de vapor.

Un estudio de W.O. Clineinst, bajo los auspicios de API, demuestra que una rosca desvanecida tipo VAM/Buttress, junto con un ángulo de flanco trasero de 3° (tres grados) de perfil en la cuerda, produce una junta 100% eficaz para la tensión.

Además de este estudio API, Vallourec y British Steel Corp. llevaron a cabo pruebas de arranque extensivas, las cuales, todas demostraron 100% de eficacia.

N.D.T. PRINVER = Fue intencional por parte de Vallourec, el crear una junta más resistente a la tracción, a la presión y al colapso, más resistente al tubo donde se aplica, siempre que se use cople "normal".

Cuando se usa cople reducido (de holgura especial), se restaura la resistencia de la sarta, empleando un grado de material superior para el cople. Esta opción introduce una discontinuidad de materiales, situación poco favorable si la corrosión es severa.

- c) **Compresión:** Sabemos que, por medio de pruebas hechas en Houston, con medidores de deformación y apoyadas por análisis de mediciones, puede ocurrir una considerable deformación plástica en el primer ciclo de calentamiento de un programa de inyección de vapor. Esta carga de compresión puede ocasionar la falla de las juntas roscadas "por brinco". El enfriamiento sucesivo producirá a menudo y por supuesto, otro brin

co inverso de estas roscas; dando por resultado fugas de vapor con eventuales "barridas".

Las juntas roscadas VAM tienen una resistencia adicional a la falla por compresión, esto se debe al anillo de refuerzo integral situado en el centro del cople. En otras palabras, no hay espacio residual donde puedan brincarse los piñones. BSC hizo pruebas donde demuestra que cuando se somete una junta VAM a compresión, el valor estimado de la falla por compresión del cuerpo del tubo, puede excederse sin cambiar el diámetro interior en el aro de refuerzo interior del cople. El hecho de que no hubo cambios, fué verificado al usar los medidores de deformación.

- d) Fatiga: La naturaleza cíclica de las cargas axiales de compresión y tensión originadas en los programas de inyección de vapor "Huff and Puff" pueden iniciar fatiga.

La resistencia de una junta sometida a estas condiciones está considerablemente influida por las tensiones circulares inherentes a la junta.

La tensión circular en una junta Buttress es la función del grado de penetración del piñón en la caja. Un ligero exceso de apriete tiene un efecto importante y produce tensión circular elevada. En consecuencia, en el uso de juntas Buttress, se requiere de un control severo en la técnica de apriete en la plataforma, con el fin de evitar esta clase de fallas. VAM por otro lado, tiene tensiones circulares calculadas, limitadas por el esfuerzo central integrado, lo cual evita exceso de penetración del piñón en la caja; por lo tanto, no es posible causar demasiadas tensiones circulares en el cople.

- e) Flexión: En el caso de pozos desviados, es importante que los mecanismos del sello no resulten afectadas al momento de la flexión impuestas a las juntas.

En el caso de que las juntas desprovistas de sellos de metal contra metal, es particularmente importante porque la

integridad del sello depende de la grasa. 5

Cuando se usa VAM, estas cargas axiales no causan problemas, porque el sello metal con metal, está situado prácticamente en el plano medio del cople y se encuentra presionado en su lugar por las roscas (efecto de encajamiento).

Esta característica ha sido demostrada por el uso exitoso de VAM en pozos desviados en el mundo entero, especialmente en el Mar del Norte, donde alrededor del 90% de las sartas de producción son VAM. En Alberta, una compañía petrolera seleccionó VAM para un proyecto donde se perfora a 45 grados y luego se desvía horizontalmente.

- f) Presión, Colapso, Torsión: Ninguno de estos tipos de fallas, es crítico en esta aplicación, pero debe tomarse nota de -- que VAM es 100% eficiente en estos conceptos, lo que permite diseñar las sartas, tomando como base los valores de fallas de los tubos.

2) MECANISMO DE LOS SELLOS.

Los sellos de VAM para tubería de producción y revestimiento, se ilustran en los catálogos, pero nos gustaría explicar los puntos sobresalientes, con la ayuda de dibujos hechos para sus ingenieros.

Hay dos puntos importantes relacionados con los mecanismos de sellado en la explotación de arenas bituminosas.

- a) La mayoría de las juntas no mejoradas, incluyendo API Buttress, dependen de la eficiencia de la grasa para roscas, lo que dará resultados satisfactorios.

De cualquier modo, muchas grasas se descomponen alrededor de 230°C., punto de fusión de las cargas de plomo. Es muy posible que las grasas a base de petróleo, se deterioren a temperaturas inferiores. Por lo tanto, para programas de inyección de vapor, estas grasas no son adecuadas, porque las temperaturas en exceso de 300°C., son comunes. Como consecuencia, no se puede garantizar la integridad de juntas no mejoradas en estas condiciones de empleo.

6 N.D.T. Prinver: En los pozos geotérmicos de México para producción de vapor, se trabaja en un rango de temperatura de 180°á 365°C., según el yacimiento y el periodo de explotación.

En las juntas VAM, la grasa se emplea sólo como lubricante de cuerda, pero no juega ningún papel en la efectividad del sello. En muchos programas de inyección de vapor, conviene prever la ocurrencia de H₂S. sí nó de inmediato, pero sí después de un año.

Se admite que una conexión puede resultar vulnerable por el H₂S. debido a turbulencias, tensiones axiales y circunferenciales, propias para iniciar y propagar fragilización y grietas. El diseño VAM es tal, que la interferencia diametral del sello y el par de apriete elevado, inducen ultra-cargas de compresión triaxiales, lo que elimina la penetración de hidrógeno. La continuidad entre la pared interior del tubo y el alesado del interior del cople, - causa reducción de turbulencias y de pérdida de metal - por corrosión.

3. REPARACIONES E INSTALACIONES ESPECIALES PARA MAQUINADO.

Es muy importante respaldar la venta de cualquier junta API o mejorada, contando con un taller eficiente. En México, --- PRINVER produce juntas VAM, de acuerdo a la patente original VAM, en sus instalaciones en Veracruz, Ver.; también pueden aplicarse juntas VAM y otros accesorios como válvulas, colgadores, combinaciones, etc., según las necesidades requeridas por los usuarios. PRINVER opera con licencia y bajo supervisión de OTIS - PTS.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE -
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL
8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

TERMINACION DE POZOS PRODUCTORES GEOTERMICOS

ING. CARLOS MIRANDA MOCTEZUMA

Completion of Producing Geothermal Wells

U. CIGNI *, A. GIOVANNONI *, E. LUSCHI * AND M. VIDALI *

ABSTRACT

Completion of producing geothermal wells involves a series of operations. Following a brief description of spontaneous blowout, different systems to start production of wells are discussed.

Should blowout fail to occur spontaneously from the well, several techniques (plunger piston, gas-lift and foaming operations) are applied. Mention is made of the decompression technique.

When the output of a well does not warrant an economic exploitation, the geological and thermal data may suggest probing deeper. In this case, particular operational techniques are necessary to ascertain the possible productivity of deeper layers.

A description is given of drilling and operations related to the round trip of the drilling string in presence of steam.

Blowout of a steam well

Although the sudden release of a huge mass of steam and water from the depths of the earth, accompanied by a sometimes deafening roar, can be very impressive (Figure 1), the blowout of a steam well presents no great danger for men and causes little damage to equipment. As a rule, moreover, the blowout is controlled, except in cases when the hydrostatic head inside the well drops suddenly and falls below the pressure of the steam inside the layer. In such cases, which are discussed later, the blowout is sudden.

In brief, there are two types of controlled blowout:

a) Once the producing fracture is reached (during drilling of the pervious layer), and once mud circulation is lost, the hydrostatic level inside the well stabilizes, thus creating equilibrium between the weight of the head of water between the water surface and the fracture, and the pressure affecting the endogenous fluid intake area. As long as water is sent into the well (at its external ambient temperature), the rock constituting the well walls is cooled. Maximum cooling occurs at pervious levels having the greatest absorption characteristics. Under these conditions there is, in practice, no steam production, or at least not sufficient to originate a blowout. If the well is to start production it is left idle, that is, the introduction of water is stopped. During this phase, the gaseous content of the endogenous fluid is released in the form of bubbles which emulsify the liquid column, while the temperature generated by the heat source tends to rise again, the cooling process having finished. The temperature of the

liquid in the well is raised by conduction of heat from the rock and by intake at the pervious levels.

The temperature increase and the emulsifying capacity of gas, although maintaining the static system in equilibrium, cause the hydrostatic level to rise as a consequence of the decrease in density of the fluid inside the well. In this phase, there are convection movements, with ascending and descending cycles, tending to equalize temperature in the entire mass of fluid



FIG. 1. — Blowout of a steam well.

When the temperature reaches the corresponding saturation pressure, the water vaporizes, with consequent considerable increase in volume, thus upsetting the equilibrium of the static system. Thus the fluid acquires a dynamic movement, generated by the fact that the capture area has a certain potential different from that of the wellhead area, where the potential is lower. As a consequence the column of heated and emulsified water is expelled violently from the well, starting the

* ENEL. Compartimento di Firenze, Gruppo Perforazioni, Larderello, Italy.

blowout phase, which then continues with strong jets of steam and hot water, and the ejection of rock fragments.

2

b) When the action of gas and temperature is not sufficient to originate blowout, due to the lower gas content of the steam or higher pressure of the hydrostatic head, blowout can be stimulated by decreasing the weight of the liquid column, for example by means of a plunger piston operation: this technique consists of continuous extraction of water from the well.

Also for the purpose of lowering the hydrostatic head, various techniques involving the use of emulsifying or foaming agents or compressed air are sometimes used. One such technique involves the injection of liquid nitrogen, the volume of which increases considerably on conversion to gas, thus producing strong and violent emulsification, resulting in blowout.

In certain cases, however, uncontrolled or spontaneous blowout occurs during drilling operations, when the producing fracture is reached, with the ensuing immediate loss of mud circulation and a marked fall in level. In such cases it can be assumed that the accumulation of compressed gas and the steam-water mixture overcomes the resistance of the head, causing rapid emulsifying and sudden blowout of the liquid column.

The various methods of opening up steam wells are now described.

SWABBING

The hydrostatic head existing inside the well at the end of drilling operations seldom decreases spontaneously sufficiently rapidly to cause a spontaneous blowout. Much more often, even when the well is idle, and therefore after a certain increase in temperature, the static equilibrium is not upset. This may be due to the excess of head above the crevice or to well dryness.

In either case the plunger piston operation is recommended in order to diminish the head, thereby stimulating blowout, or to check the reasons for lack of productivity (water seepage or complete dryness).

The plunger piston operation, or swabbing, consists of lowering into the well 6 5/8" or 4 1/2" tubing depending on the size of the casing which lines the walls, to a depth of approximately 200 or 300 meters lower than the free water or mud table inside the well. The plunger (swab) is then lowered by sand reel cable inside the tubing to a level varying from 50 to 100 meters below the water table.

The plunger, or swab, is essentially a cylinder with a ball valve at the upper end, opening upwards; externally it is fitted with rubber seals of diameter slightly less than that of the inside of the tubing. The seals

are firmly supported underneath and capable of upward expansion. This unit is introduced into the tubing, together with a suitably sized drill collar, in order to increase the overall weight and thus overcome friction against the tubing walls when the unit is lowered.

The process is as follows: as soon as the plunger is lowered below the water table level, the liquid inside the well is free to pass above the plunger, its valve being open. The descent of the plunger is halted at a suitable depth, in order not to put too much strain on the cable and in order to avoid too abrupt diminution of the differential pressure on the crevice. Then the hoisting phase is started, during which the valve is closed and the seals, pressing against the tubing walls, enable extraction of the liquid so collected.

Most of the water remaining above the swab is therefore brought to the surface, and the quantity and temperature of the water are measured so as to ascertain, after a certain period of operation, the total amount of water extracted and therefore the progressive variation of level and temperature of water in the well.

It may sometimes happen that, having lowered the swab too far into the tubing and into the liquid, it is difficult to raise the swab; in this event, gradual low-speed extraction is desirable.

The following data are exemplary of a swabbing operation:

a) assumed producing fracture at 800 m depth (initial level: 400 m)

b) 4 1/2" Ø tubing lowered into the well to 750 m

c) tubing capacity: 7.8 liters/m

d) upward swab speed: 6 m/sec

e) calculation of water output: 7.8 liters/m × 6 m/sec = 46.8 liters per second

f) casing: 9 5/8" API, with a capacity of approximately 40 liters/m.

Thus, in theory, after 5 swab strokes, about 4000 liters of water have been brought to the surface, and therefore the level inside the well has decreased by 100 m.

Number of swab strokes	Extracted water output time	Extracted water in liters	Swab fishing level at m	Extracted water temperature	Remarks
1	10"	470	450	90 °C	Initial level at 400 m
2	10"	470	460	90 °C	
3	15"	700	500	90 °C	Final level at 500 m
4	20"	940	570	95 °C	
5	30"	1,400	570	95 °C	
		3,980			

During some swab strokes, the water output can be higher than the theoretical value, due to the help received by the mechanical action of the plunger from the steam beginning to move as a consequence of the decrease in the hydrostatic head. Other times it is noted that, notwithstanding continuous water extraction, the level does not decrease, or decreases not in proportion with the amount of water extracted. This event, usually occurring at the beginning of the operation, clearly means water is still entering the well; the problem is therefore to increase and accelerate the operation so that output capacity at the surface will be higher than the inlet capacity. In certain cases, even under these conditions, the swabbing is successful particularly when the well is a producing one and there is help from the steam thrust. In other cases, on the contrary, there is no practical possibility of coping with the water inlet, and the swabbing is useless.

LIQUID NITROGEN

Liquid nitrogen is also used to empty the well quickly and therefore depress the assumed producing area suddenly, in the hope of causing a blowout. Nitrogen, available in its liquid state at a temperature of -196°C , when injected into the well where much higher temperatures exist, increases greatly and suddenly in volume and forcibly expels the liquid from the well. This procedure was used in exploration of a well, as outlined here. This well, run with a $7\frac{5}{8}$ " casing down to 2000 meters, and with $5\frac{1}{2}$ " slotted liners from 1948 to 2532 m, was placed under observation with a ground water table of approximately 120 m. After lowering the $1\frac{1}{4}$ " pipes to 1900 m for liquid nitrogen injection, pumping was started with a special nitrogen pump having a delivery pressure of 700 atmospheres. The tank of liquid nitrogen contained 7340 liters. During injection the pump pressure ranged between 168 and 210 atmospheres. Fifteen minutes later water began to come out after injection of 640 liters of liquid nitrogen. All told, 1280 liters of liquid nitrogen were injected. After 30 minutes, injection of liquid nitrogen was discontinued, but the outflow of water and steam continued to increase. After 60 minutes gaseous nitrogen emerged, followed by steam and water both in considerable quantities.

From this short summary of the operations, the importance of liquid nitrogen is evident, in emptying steam wells which cannot be completed because of excessive hydrostatic head. This is a special technique calling for use of special equipment and resort to specialized service companies.

COMPRESSED AIR

Compressed air is used in the steam exploration fields of Larderello, again with the aim of reducing the hydrostatic head on the producing layers and caus-

ing blowout. This theoretically simple operation is performed with a series of compressors, also used for compressed air drilling. Besides the compressors and corresponding pipelines for air delivery, of course, it is necessary to install either an airtight preventer on the wellhead or a rotating packer.

Normal drill pipes are lowered into the well, or else casings with a diameter to be selected according to the drilling diameter and the delivery of the compressors. The pipes or casings are lowered to below the hydrostatic level, to a depth which again depends on the operating pressure of the compressors.

Compressed air is pumped through the annulus between the casing and the drill pipes, or the regular casing and a casing lowered into the well in place of the drill pipe. Water and air are forced out from the inside of the pipes or casings lowered into the well. The effectiveness of this method depends of course on the capacity of the compressors available. If the necessary equipment is not available, the method must be evaluated economically in comparison with others that may be effective.

Compressed air, though giving results similar to those obtained with mechanical swabbing, has a more consistent and effective emptying action. Moreover, it is important that the use of compressed air involves much less risk and danger than the mechanical swabbing.

FOAMING AGENTS

When conditions allow, foaming substances may be useful for well completion. These agents help blowout by emulsifying the water column in the well. Obviously, the success of the operation is conditioned by the level inside the well and the more or less marked presence of gas in the water.

In the Larderello area, *Howco Suds*, a water-soluble surface-active agent was used. This product is very effective in lowering surface tension and produces considerable volumes of foam under different conditions. It is also used as a foaming agent when drilling with compressed air in the presence of water, and to restore production of water-choked gas wells.

The use of foaming agents is restricted to those special cases when one wants to speed up the blowout. The assumption, on the basis of all available information, is that the blowout would take place in time without resorting to more radical operations such as mechanical swabbing, or emptying the well by compressed air or liquid nitrogen.

Other products or mixtures of similar products were also employed. They yielded positive and even brilliant results but always in special cases.

DECOMPRESSION

When the presence of gas is observed in a drilling, when water temperature in the well is close to

the boiling point, and when the water level fluctuates, decompression is used to help blowout.

Like foaming agents, decompression can be adopted with positive results only under certain conditions. The first is that it must be possible to place the well under pressure by closing the head valve, in other words, there must be enough gas to establish a considerable pressure.

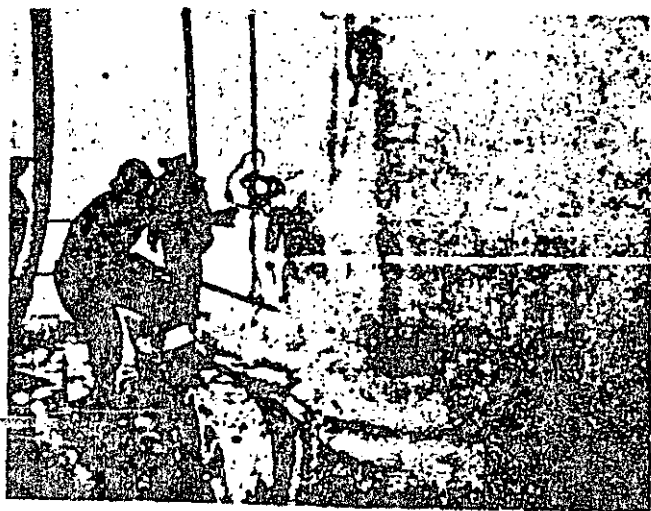
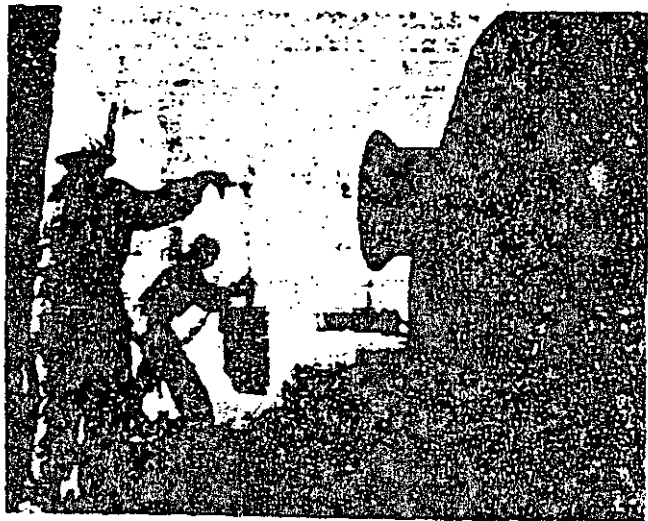


FIG. 2. — Run-out operations in presence of steam.

Indeed, this extremely simple method consists in closing the well and then opening it suddenly in order to cause a sudden decompression on the water table in the well. The pressure attained just before opening depends on technical drilling conditions, gas-producing phenomena, and the pressure at the producing layer.

To summarize, we can say that the choice of the most suitable method for completion of a steam well is made after a careful examination of the individual

conditions and data collected during its drilling. The most appropriate solution depends on both economic and technical considerations.

Run-out in presence of steam

A problem closely connected with the completion of a well is the run-out of the drilling string or tubing. Cases when run-out must be performed are not rare. They either follow a spontaneous and sudden blowout, with the rock bit at the bottom, or blowout induced by swabbing. Or run-out may be considered advisable during the deepening of a producing well, as will be described later.

This operation presents difficulties and risks as well as occasional highly dramatic aspects (Figures 2 and 3). When a well begins to blow out with the drilling string at the bottom, enough time must be allowed for the paroxysmal phase to come to an end before running-out to recover the pipes. This phase is distinguished by the wild outburst of mud, cuttings, and water. The main difficulties are the poor visibility, the deafening noise, the danger of burns from the outcoming fluid, and the possibility of a relapse with new blowout of cuttings and rock fragments.

Running-out in these conditions calls for a courageous, well trained staff, physically fit and with quick reflexes. Each individual movement must be pre-arranged and individually coordinated to the group work, since the men can communicate little or not at all. All necessary safety precautions are taken, varying from case to case. It may even happen that, once the run-out is started, the thrust of the fluid is such as to lift the drilling string and in extreme cases to expel it. This is why it is necessary, before beginning, to pre-arrange on the yard a system for anchoring the drilling string, and to fit on the mast a metal box to protect the derrick man. An emergency lifeline must always be kept in perfect working condition. Obviously, these operations require preventers fitted to the wellhead.

It can sometimes occur, when the paroxysmal phase is exceptionally long, that because of erosion by cuttings the normally-placed wellhead goes out of service. In this case, the run-out operation becomes even more strenuous both for the staff and the materials and there is constant danger.

Deepening of producing wells

When the output of a well is not economically satisfactory, or when it is advisable to deepen it for better geological and thermal conditions, special operational techniques are adopted.

We will discuss three of these techniques: water drilling with lost circulation, drilling with compressed air and endogenous fluid, and drilling with water and endogenous fluid. Water drilling with lost circulation



5

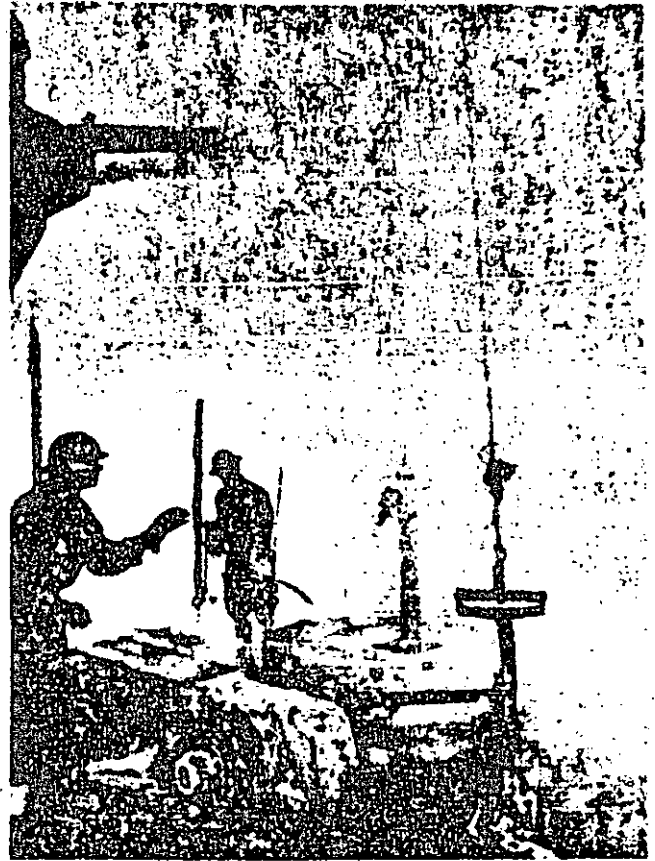


FIG. 3. — Run-out operations in presence of steam.

is the classic and specific method customarily used in steam wells whenever the circulation is lost at levels that correspond to the producing strata. Drilling with compressed air and endogenous fluid was first tried at Larderello and gave good results. Drilling with water and endogenous fluid was tried first in the Amiata area and proved superior for certain specific conditions. When drilling with air or water in combination with endogenous fluid was not possible because of special conditions of the well, we resorted to choking the well with water and followed this with water drilling with lost circulation.

WATER DRILLING WITH LOST CIRCULATION

Water drilling with lost circulation in drillings for endogenous fluid is the operation which asks for the greatest attention and special measures, since it is the most difficult to perform.

Once the pervious and creviced producing layers are reached, drilling as a rule takes place without return circulation, since the water pumped into the well is absorbed by the crevices of the soil through which the endogenous fluid comes out. Water must be pumped into the well to lift the cuttings made by the rock bit to the nearest crevice, where they are absorbed with the water.

It is during water drilling with lost circulation that the main drilling accidents occur, such as rock bit stuck at the bottom and pipe breaking. For instance, if water circulation fails (possibly for drill-pipe breakage), the cuttings held in suspension fall to the bottom and cause sticking of the rock bit. The high temperatures, often reaching or exceeding 200 °C, further these stickings, since they tend to cement the fallen cuttings.

In order to minimize these accidents, drilling must take place with little bottom deposit and minimum amounts of cuttings in circulation. The ideal is to remove and set aside all the cuttings produced by the rock bit. For optimum safety, the driller must frequently check the amount of deposit as he works, to ascertain whether the cuttings were completely disposed of.

In water drilling, the penetration rate depends to a large measure on the possibility of cleaning and removing the deposit, as well as on the nature of the rock being drilled. A light rock, easily reduced to a very thin powder, is ideal for lifting by water circulation; a heavy layer is obviously more difficult. Also the choice of the rock bit is important. It should not cut the rock into large fragments; a bit with a short tooth is needed, and not much weight should be placed on it.

The availability of water in considerable quantity helps drilling operation during this stage. The location

of the well or seasonal shortages may rule this out. If there is not sufficient water for a good operation (30 to 60 m³/h), it is necessary either to reduce the drilling hours or to work the cuttings into thin dust, so that they can be lifted more easily with a moderate amount of water. There are no fixed rules to be followed, since the problems to be faced are never the same. Only experience can suggest the most suitable solutions.

The crevices encountered may be completely open or only partially open. Crevices completely absorbing all water pumped into the well are certainly to be preferred in view of the safety of the work, because the cuttings from the rock bit must be lifted only for a short distance before they are absorbed by the crevice. In partially open crevices, on the contrary, a considerable water column is present, carrying fine ground cuttings. A portion of these cuttings can reach the surface unabsorbed. As a consequence, any possible failure in the circulation system is dangerous.

Another remarkable feature in lost circulation drilling is that since the well is often almost empty, the drill pipes are subject to a greater wear due to oxidation, and to heavier mechanical stress without the support of a good circulating mud. It is therefore important not to overwork the drilling string, to avoid too fast a rotation in order not to damage the casing also, to place little weight on the rock bit, to fit the pipes with protectors, and to check the existing deposit frequently and adjust penetration speed accordingly. Notwithstanding all precautions, drilling accidents occur, and in such events there is no other way but to resort to tool-fishing operations, which are often long and painstaking.

It is very important, during water drilling, to pump a certain amount of mud from time to time as this helps lift the cuttings and clean the well. The mud is completely lost together with the water; nevertheless it is necessary, sometimes essential, for continuation of the work.

A consequence of water drilling is a more frequent resort to cores, as only these enable us to have an idea of the rock being drilled.

DRILLING WITH COMPRESSED AIR AND ENDOGENOUS FLUID

This method was first tried at Larderello when, during compressed air drilling of an exploratory well beyond a depth of 400 meters, steam gradually increased and reached a maximum delivery of 6 tons/h, with no trouble ensuing and with a good drilling rate, comparable to the rate attained with air alone.

As steam output from the well increased, an increase in air inlet pressure was recorded. In order not to exceed the compressors' nominal pressure, delivery had to be reduced by diminishing the revolutions of the motors. Drilling went on normally, in spite of the reduced delivery, since the steam effectively replaced

the reduced air volume in the circulation system to bring cuttings to the surface.

6 Even in other drilling jobs, delivering much higher quantities of fluid, this method was adopted and positive results were consistently obtained, both from the viewpoint of operation procedure and from that of finding new producing crevices during the deepening stage.

There are dangers in the working stage from the high temperature of the fluid, which damages materials, especially rubber parts, and from the jets of steam if the men are accidentally hit by them.

Moreover the possibilities of the operation are limited by the quantity of fluid delivered and the available equipment. Under these conditions, the theoretical stating of the problem is of little help. The endogenous fluid delivered by the well changes constantly in delivery, pressure and temperature. It is up to the operator to act accordingly at the right moment, sometimes by trial and error adjusting air inlet in such a way as to obtain optimum performance.

DRILLING WITH WATER AND ENDOGENOUS FLUID

This kind of drilling was used successfully for the first time in the Amiata area in order to overcome some difficulties connected with the deepening of a few producing wells. In the exploratory drilling, after having crossed several tens of meters of Rhaetic anhydrites, the drilling started a spontaneous blowout, with output consisting mainly of carbon dioxide (approximately 90%) and with limited delivery due to small rock crevices.

The poor delivery was due both to the characteristics of the fluid encountered and to the crevice system of the rock involved. The problem therefore arose of deepening these wells with the endogenous fluid, since it was evidently impossible to continue drilling in any other way.

At first the problem was solved with the use of compressed air, which made it possible to deepen one well by 79.85 m (that is, from 471.45 m to 551.30 m) in 52 hours of drilling, with an average hourly drilling rate of 1.53 m and with an increase in fluid output of about 130,000 kg/h. Technical difficulties arose, however, from both the features of the compressors used and from the compressed air drilling method. It is known also that the presence of water, as was the case here, is a great hindrance for normal penetration in air drilling.

Later, when other wells blew out, all of them with limited initial deliveries, the same problem of deepening presented itself. In fact, these wells were in many ways similar to the preceding one which had been completed by air, but in these latter wells a new drilling technique was successfully tried out for the first time. This made use of minimal equipment required: a com-

bination rotating blowout preventer and stripper is simply added to the wellhead of the regular drilling system. The drilling technique is just as simple, the aim of this being to deepen the well in the shortest possible time, and using available equipment.

First we considered drilling with water and lost circulation, on the principle that the cuttings produced by the rock bit are carried into the open crevices by the water pumped into the well. However, we found that since the crevices are producing, the cuttings are carried from the crevice level to the surface by the fluid itself, together with the water pumped into the well. From the bottom of the well to the crevice level the cuttings are carried by the water alone. It is therefore a mixed method of drilling with water and fluid, which needs to be tried out each time in order to find the optimum fluid-water mixture to bring the cuttings to the surface.

Fundamentally, this new technique could be also considered as a development of the compressed air drilling method. Its advantage is that it overcomes the critical point of the proper amount of water in the cuttings mixture. By adding water in such a way as to overcome this critical point, we create conditions like those of a drilling job with aerated fluid. On the other hand, we know that the carrying capacity of a drilling fluid is in direct proportion to its specific gravity; hence the greater specific gravity of the mixture means more

carrying capacity and as a consequence an increase in penetration rate.

The results of two drillings confirm these observations.

1st deepening - Drilling from 751.10 m to 872.70 m, equal to 121.60 m drilled during 76 hours with an average hourly rate of 1.60 m.

2nd deepening - Drilling from 643.70 m to 730.50 m, equal to 86.80 m drilled in 25½ hours, with an average hourly rate of 3.40 m.

To evaluate this new method, let us compare these rates to the average hourly rate obtained in the drilling completed with air (in similar conditions and soils). This was 1.53 m.

It must be noted that, in all these deepening cases, a notable increase in fluid delivery was obtained.

These few data suffice, in our opinion, to give a positive judgement on this method.

As a conclusion, we may say that this drilling method could be adopted conveniently whenever conditions allow, in view of the minimum expense for equipment and operation.

One may wonder if this new technique is appropriate in cases of a « blind » hole where no more productive crevices are found. Our experience has been that the operation was satisfactory even in these cases, from the point of view of deepening



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE -
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL
8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

INVESTIGACIONES SOBRE PERFORACION GEOTERMICA
EN LOS 80s EN N.Z.

ING. CARLOS MIRANDA MOCTEZUMA

NEW ZEALAND GEOTHERMAL INVESTIGATIONS - DRILLING INTO THE EIGHTIES

E. L. D. Fooks

Ministry of Works and Development

New Zealand

ABSTRACT

Over the past 3 decades, some 243 wells (180 km [112 mi]) have been drilled in various fields within New Zealand to investigate and utilize geothermal energy. This number does not include wells drilled for minor industrial and domestic uses. Drilling and completion techniques have been evolved such that no structural failures or uncontrollable blowouts have occurred with wells drilled in the past 10 years. However, there is still room for further improvement to effect more rapid and economical completion of future wells.

Drilling techniques, equipment, and materials currently in use in New Zealand are described, including surface and downhole drilling equipment, drilling fluids, cementing, and casing programs, together with proposed improvements. Recent work, including drilling a deviated well, recementing production casing after the original cementing had failed, cementing a sleeve into a well which had broken casing, removing calcite deposition from a production well, and isolating a cool inflow into a well, thus bringing the well back into production, is also described. Proposals to modify an existing well, enabling separate production from two production horizons, are outlined.

Drilling Equipment

The majority of New Zealand wells have been drilled with National T12 drilling rigs. Failing 1500 rigs have been used for consolidation grouting of most sites, for drilling wells to 600m and carrying out shallow well maintenance. A Continental Emsco GC350 has drilled three deeper wells and deepened one well twice (but in opposite directions).

Surface equipment is standard oilfield equipment with a few necessary modifications. Forced draft cooling towers are used to cool the drilling mud. Blowout preventers (i.e. gate, annular and rotating) are fitted with high temperature sealing elements (Buna 'N'). Recently an automatically controlled choke line has been installed. This unit is designed to limit the maximum wellhead pressure developed after a flowback to a preset level hence reducing the risk of a flow outside the shallower surface casings. This unit is being improved to limit the return flow rate within preset levels to facilitate water drilling into a reservoir wherein reservoir pressures exceed normal hydrostatic pressures (specifically in the Ngawha field).

A relatively low grade of steel is used in the drill-string (Grade E) to reduce susceptibility to hydrogen embrittlement. Until recently replaceable shrink grip tooljoints have been used to allow for high tooljoint wear. However, through their non-availability new drillpipes are fitted with welded, hard-banded tooljoints. Surprisingly casing protectors run on the drillpipe seem to be giving acceptable performance in spite of the temperatures encountered.

With recent drilling penetrating further into the highly disturbed sedimentary basement greywackes and argillites encountered in New Zealand, well deviation has become a problem which, in some cases, has prematurely terminated drilling. Measures to counter this including running a near bit reamer, short stiff drill collar (e.g. 2.5m of 7" O.D in 7 $\frac{1}{2}$ " hole) with a number of fixed blade stabilisers above, but have been met with only moderate success. In spite of the "stiff" string, deviations of 25° are still encountered.

Because of the higher bit cost and doubts about seal performance under heat, sealed bearing bits have been avoided for many years. However recent drilling has shown improved drilling economics where sealed bearing bits are used. As most New Zealand drilling encounters a large variety of formations ranging from hard abrasive volcanics to soft mudstones and breccias, with different strata occurring within short drilling intervals, bit selection

introduced to reduce the solids in the mud. Additional mud storage will allow for improved mud hydration and greater mud recovery during cementing operations. Improved mud cooling will be achieved by increasing circulation rates over the cooling tower and by the introduction of a second cooling tower where necessary.

Circulation losses are treated in traditional manner using gel plugs, gunk plugs, cement plugs and lightweight viscous cement plugs all with loss-circulation materials. Where losses cannot be sealed within a reasonable time, that section of drilling must be completed by drilling on with water, without returns. However, such action compromises the competence of subsequent casing cementing and should only be taken as a last resort.

Any improvement in techniques and materials which will effectively seal loss zones will result in very significant savings in rig, personnel and material costs.

With an increasing awareness of the environmental effects of drilling fluid effluents, there is a growing need to reduce the total volumes requiring disposal and to treat the waste in such a manner that the effects are minimised. The products of primary concern in natural waterways are the suspended colloidal solids, chromium ions from mud chemicals, alkalinity from caustic soda and cement, and the discoloration from mud chemicals. In New Zealand a flocculant and a coagulant is added to the effluent as it passes from the site to a two stage settling pond. The first stage accumulates all of the drilled solids and some of the drilling mud and cement solids. The second stage, being less turbulent than the first stage, collects a large proportion of the remaining colloidal solids. The resulting effluent contains a few hundred ppm of suspended solids and, with suitable dilution to reduce the concentration of dissolved solids, is currently acceptable for disposal into most natural waterways.

Total pond capacities are approximately 1000 cu.m. However, cheap effective means to eliminate or reduce the above contaminants will reduce site construction costs.

Casing Cementing

The majority of cementing has used Ordinary Portland cement with 3% low-yield bentonite added dry with the cement. Where return temperatures exceed 40°C up to 0.4% (by weight) of retarder is also added. While current technology would require additives (pozzolan, silica flour etc.) and pre-hydration of bentonite, a lack of blending facilities and on site tank storage have precluded these to date.

However, the emphasis has been on effective placement of cement outside the casing. To achieve this cement is

is somewhat difficult. Consequently bits are sometimes changed before being fully worn. Further, when drilling a new field a large number of cores are taken (typically 10) which does little to enhance the economics of running long life bits if they cannot withstand numerous reruns into a hot well.

Generally, downhole hydraulically operated tools do not perform well. The high temperatures reduce the life of oil seals and cause problems with oil expansion in many tools. Consequently mechanically operated tools have performed well under heat e.g. fishing jars, overshots, pipe cutters, retrievable casing plugs and deviation survey equipment. Conversely hydraulic jars, oil filled bumper subs and oil filled survey equipment have performed poorly under heat (recent use of a heat shield has overcome the problems with the oil filled directional survey equipment).

Drilling Fluids

Water based muds are used utilising bentonites manufactured in New Zealand. Two bentonites are available one being a low yielding sodium bentonite and the other a normal yielding modified calcium bentonite with the latter being the more expensive.

The lower grade bentonite provides a higher mud density without the addition of weighting materials. However, it does have a relatively high solids content and is likely to inhibit penetration rates in lower hole drilling. Consequently a compromise is made wherein the lower grade bentonite is used for top hole drilling and a mixture of both bentonites is used for lower hole drilling.

Mud treatment is confined to modified lignosulphonates and lignites for viscosity and water loss control. Defoamers are used where mud is heavily treated during the drilling of hotter sections of the wells. Diesel is only used when endeavouring to free stuck pipe.

In the past, rig crew have maintained the mud quality based on basic rig mud-laboratory measurements. This system depended largely on past experience and was reasonably successful. However, the recent introduction of a mud technician into the organisation has resulted in more consistently uniform drilling fluid thus reducing the quantities of mud dumped through overtreatment. He has probably also reduced the incidence of stuck drillstring and of loss of circulation.

Current proposals to improve the drilling mud are directed to better handling of the mud while on the surface. Double tandem shaleshakers and a mud cleaner are being

circulated through the casing until the S.G of the return from the annulus exceeds 1.6. Only then is the cement displaced from the casing. If circulation is lost either before or during the cementing operations, cement is also pumped down the annulus until a seal is effected. Up to four or five times the theoretical volume of the annular space may be required to obtain a seal. Nevertheless the use of such quantities is considered fully justified.

The main objectives of cementing are seen as giving adequate lateral and longitudinal constraint to the casing to resist stresses induced by thermal and hydrostatic effects and to prevent fluid flow in the annulus outside the casing (particularly from the casing shoe to the surface!) Thus inadequate cementing would be expected to result in casing movement or failures (fractures and/or collapse) and significant fluid flows either up or down the various annuli. Of the failures that have occurred in New Zealand the greater majority can be attributed to poor placement of cement or incompetent casing rather than to loss of cement strength (although minor annular gas flows are common, generally they do not increase with time and are considered acceptable).

Circulation losses, either from unsealed zones prior to running casing or from formation breakdown during cementing, are a major problem and contribute to unsatisfactory cementing and additional costs of cementing time and materials.

In addition to effective placement it is important that surface equipment ensures high quality control - a few litres of high W/C ratio slurry entrapped between casings can have devastating results.

Consequently further advances in cementing should concentrate on more effective sealing of loss zones and more efficient cement placement. Reduction of dynamic viscosity, loss of filtrate to permeable strata (which can cause annular bridging) and reduction of slurry density will all serve to reduce bottom hole pressures thus increasing the chances of completely filling the annular space. Identification and testing of suitable temperature-resistant additives is required and will be done on a limited basis in 1981.

Nevertheless if additives are available which will reduce strength retrogression under elevated temperatures without compromising the above requirements then they can only be beneficial. The coming 12 months will see further research into the effectiveness of materials available in New Zealand to reduce such retrogression.

Casing cementing in New Zealand should also improve with the recent acquisition of bulk pressurised tanks (enabling

blending of dry materials) and a triplex cementing unit complete with a facility to remix slurry during the cementing operation (providing high displacement rates and improved slurry quality control).

Well Completions

Current investigative wells are being drilled to 1200-1600m. They have 22" (to 40m), 16" (to 120m), 11½" (to 250m) and 8½" (to between 600 and 700m) cemented casings and are completed with 6½" slotted liner to bottom. The liner, which sits on well bottom and extends 10-20m above the 8½" shoe, is uncemented. Slotting is 53-20mm x 50mm slots/ft. Liner connections are internally and externally flush to facilitate easy cleaning of deposition and withdrawal of the liner.

The wellhead is completed with an expansion spool and parallel slide master valve fixed to the 11½" casing. The expansion spool allows for minor expansion of the 8½" casing and is fitted with a 2" side outlet which is used when quenching the well prior to a drilling workover and to bleed a continuous flow of steam from the well when not in production thus keeping the well in a hot condition. Keeping a well hot assists the longevity of the casing in that it reduces thermal cyclic stresses between shut and discharging conditions and reduces the susceptibility of the steel to hydrogen embrittlement. Refer fig 1.

During the coming 10 months the GC350 is to be upgraded to drill to 3,000m. Included in the upgrading will be improved facilities to monitor drilling parameters and drilling fluids. Mechanisation of drilling make-up and breakout tools is expected to reduce accidents to drilling personnel and to extend drillstring life. With the use of a greater capacity rig the 8½" casing strings will be replaced by a 22"/18"/13½"/9½" combination with 7½" liners. Casing depths and final well depths will also increase.

Deviated Drilling

A few wells have been deviated for various reasons. The first was to successfully intersect and seal a casing fracture which had resulted in a blowout. Subsequent wells were deviated to intersect predicted faults with variable success. Broadlands well BR24 originally drilled to 1248m was deepened to 1843m during which deviation increased to 24°. As the deepening did not improve production and permeability was predicted in the opposite direction, the well was deviated from 738m to 1538m towards the permeable feature. Where desired deviation did not occur naturally it was corrected using a conventional whipstock system. Such a system is time consuming and hence expensive.

Kawerau well KA30 was constrained in its surface location between a nearby scenic reserve and the close proximity of the predicted reservoir boundary. A 2° deviation at 237m was developed to 40° at 928m by judicious selection of bit weight and stabiliser location. Some directional control was possible with variation in rotary revs. The well was completed at 1215m with some 327m horizontal displacement into the reservoir. As the well produces in excess of 500 tonne/hour under test, the increase in drilling cost of 10% to deviate the well appears well justified.

Recementing of a Section of Casing

Kawerau Well KA10 was originally drilled 12½" to 635m and cased with 322m of cemented 8½" with slotted 8½" from 334m to 607m. The well was later deepened 7½" to 1004m and a 6½" liner was set on bottom. The liner extended to above the slotted 8½" and was slotted over the deepened section of hole only thus restricting production from the original section of open hole.

When temperature runs showed a uniform temperature below 120m a downhole spinner was run to identify any in-hole circulation. Two flows into the liner were identified - one into the top of the liner at 295m and another into the top of the slotted section of liner at 633m. These results were interpreted as showing a flow of water from 120m down the previously cemented 8½" - 12½" annulus.

A workover was initiated to recement the annulus and to further deepen the well in an endeavour to bring the well back into safe production. The liner was pulled and a locally fabricated drillable open hole bridging tool was cemented into open hole at 639m. Some 19 batches of S.G. 1.73 cement totaling 42 cu.m were used to progressively plug the open hole from 639m back to 343m (10m below the upper slots in the 8½" casing). A further 36 cu.m was continuously mixed and squeezed into the annulus. Subsequent downhole temperature runs indicated the annular flow had been stopped. The well was then deepened to 1296m.

Sleeving Broken Casing

A number of the wells in Wairakei have suffered casing collapses and fractures. When such failures do not unduly restrict the well output or jeopardise the well safety no remedial action is necessary. However, well WK216 was found to have a number of suspected casing breaks between 19 and 147m. The subsequent workover to recondition the well identified casing failures at 107 and 127m. The loss of water through the breaks further implied an incompetent annular cement sheath. The damaged casing was realigned with a tapered casing roller and squeeze cemented with 7

cu.m of cement of which 50% left the casing. Formation cuttings previously blocking the casing were then drilled out and a drillable casing bridge plug was set at 196m. 194m of 7" X/L casing was then run and cemented thus providing a sleeve over the region of damaged 8½" casing. Finally the bridge plug was drilled out. The workover took 10 days.

Downhole Calcite Deposition Removal

While production wells in the Wairakei field have suffered little from in-hole deposition in recent years, the outputs from producing wells in the Kawerau field are affected to varying degrees between different wells. In particular well KAS suffered a 60% drop in output over a 3 to 4 month period. Simply drilling and scraping the deposition from the production casing and liner restores the well to its original productivity. Occasionally the slotted liner is withdrawn, open hole reamed and those sections of liner with blocked slots replaced.

Generally where calcite deposition is suspected as a cause of well output decline, a series of go-devil runs are made with various diameters of go-devils. The depths to which the go-devils will run without obstruction indicate the magnitude and location of the deposition. The well is slowly quenched with water and, if the deposition is particularly heavy, a small diameter hole is drilled through the deposition to allow cuttings and water to pass down the well. The remaining deposition is then drilled out followed by a trip with a casing scraper. A junk basket is run below the scraper to catch samples of the deposition for petrological examination.

Some years ago a well was acidised in an endeavour to remove calcite deposition. Failure of the corrosion inhibitor resulted in significant damage to the drillstring with suspected attendant damage to the casing. Any future acidising attempts must be preceded by full testing of inhibitors under elevated temperatures.

Reducing Inflow of Low Enthalpy Fluids

Following exploitation of the Wairakei field for over two decades, reservoir pressures have gradually declined. A side effect recently found in a number of wells is a significant flow of cool fluid entering the upper sections of the wells. In some instances, closing a well results in sufficient inflow of these cooler fluids to keep the wells in a quenched condition.

Downhole flow rates in excess of 50 litres/second were measured in Wairakei well WK107 using a downhole spinner. Early in 1980 attempts were made to seal off the inflowing

water thus bringing the well back onto production. After pulling the liner a spinner was run downhole to identify a section of hole with a minimum diameter in which to set a cement plug. A drillable bridging tool was cemented into place at 376m and attempts made to seal the upper section of open hole.

Having established that the tool had sealed the hole some 660 cu.m of gel (thick drilling mud) was pumped into the well without regaining circulation. The upper section of hole was then progressively sealed by placing a 2.25 cu.m cement plug through drillpipe and, after allowing time for cement to set, drilling out the cement with water and pressure testing the well to 2 bars every metre. When the well would not hold the test pressure a further batch of cement was placed. A total of 17 batches of cement were used to effectively seal the upper section of open hole.

The well was then deepened to 647m and has since been brought back onto production for the Wairakei Power Station.

Drilling workovers such as those outlined above often exceed original estimates of time and cost to complete; in extreme cases by as much as 100%. Wells which have been discharged for any period of time often suffer hole instability in the open sections of the well and sealing of permeable strata with cement consumes unpredictable quantities of cement.

Further, the sealing effect achieved by cement plugging appears to deteriorate with time. This may be due to retrogression of the cement with exposure to elevated temperatures or to lack of penetration of the cement into all except the primary permeability. In any event, workovers requiring sealing of the open hole are more effective if a casing is cemented past the unwanted zones. However this action may constrain the ability to carry out further downhole drilling because of the reduction in well diameter.

Dual Completion of a Well

Downhole logging carried out on completion of Ngawha well NG9 indicated good permeability at 673, 935 and 962 metres. The well was drilled 7 $\frac{3}{8}$ " to 1,000m and cased 8 $\frac{1}{2}$ " to 588m. However an internal flow occurs from 673m down the well to the two lower zones. The flow was measured at 2.5 litres/second 5 days after the well was closed. When discharged the well produces up to 526 tonnes/hour with an enthalpy of 990 joules/gram. Apart from the brief 2 day output test the interzonal flow has continued unchecked since the well was completed in April 1979. This has prevented the measurement of the physical properties of the fluid originally in the reservoir below 673m.

A workover is proposed for early 1981 in which an external casing packer will be run to around 850 m on 5½" casing. The annulus between the 5½" casing and 7½" open hole will be cemented for 100m above the packer. The 5½" casing will pass through a gland at the wellhead thus allowing for the 2-2.5m of expansion anticipated from a quenched to a discharging condition. Fig 2 shows the proposed completion. Note the wellhead completion which eliminates the need to allow for expansion of the 5½" casing when connecting pipework for discharge testing.

The proposed dual completion will allow the bottom two permeable features to be flowed through the 5½" casing and the upper zone through the 5½" - 8½" annulus. As the well is expected to stand with water to the wellhead the temperature, pressure, permeability and chemistry pertinent to the upper and lower sections should be able to be separately identified.

Well NG9 is one of two productive wells out of the seven investigative wells drilled to date. The other well, NGA is also a good producer but suffers from a similar interzonal flow. The dual completion of NG9 should clarify the physical characteristics of the two levels without the need to drill two separate wells into the two zones. Such data will influence how future wells should be completed for optimum performance.

In the meantime, if completion tests on the next well to be drilled suggests that interzonal flow is likely, the well will be completed in a similar manner to that proposed for NG9. However the 5½" casing will terminate above the 8½" casing shoe omitting the wellhead modifications but still capable of isolating the two levels when the well is shut. However some difficulty is expected in separately measuring pressure and chemical characteristics of the individual production zones.

Future Drilling in New Zealand

Both the direction and intensity of future geothermal investigations will depend on the priorities given to other energy developments within New Zealand. While there is potential for a major expansion in geothermal drilling in a number of different reservoirs, constraints such as experienced personnel, statutory clearances and an apparent conflict between energy development and tourism may restrict a massive growth in drilling in some areas.

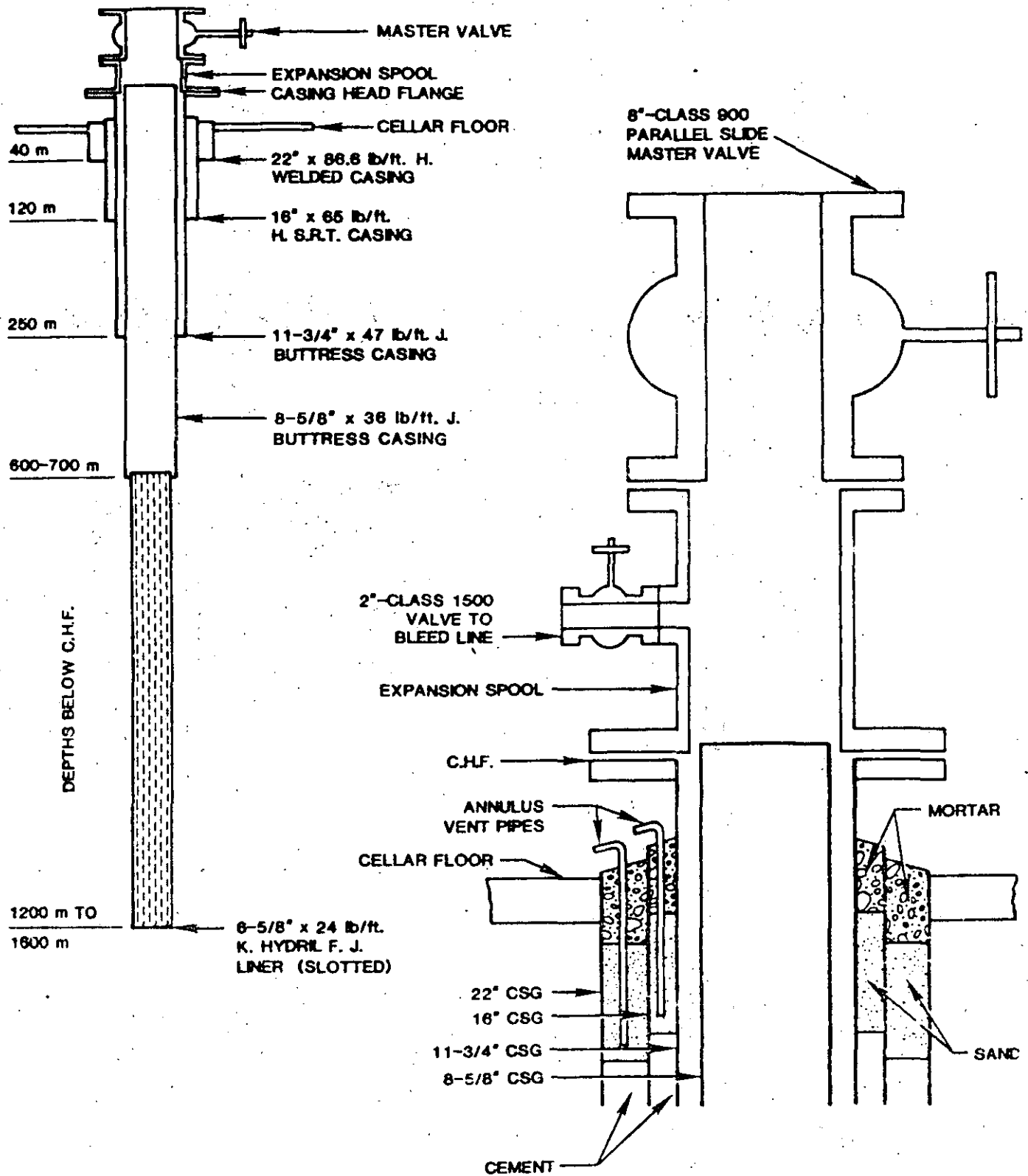
Currently New Zealand has had Wairakei producing electricity since 1958 and Kawerau only partially developed to supply heat and electricity to a Pulp and Paper Mill. In 1981 the Ohaki Power Station construction should be started for completion in 1986 and it is anticipated that development of the Ngawha field will be accelerated. Preliminary work to gain the necessary clearances to investigate two further fields (Mokai and Ruahine Springs) is underway and similar work for other fields is expected to be initiated within the next two years.

Hopefully the coming decade will see substantial increases in geothermal work in New Zealand.

November 1980

Acknowledgement

The permission of the Commissioner of Works to publish this paper is gratefully recorded.



WELL DATA

WELLHEAD DATA

FIG. 1

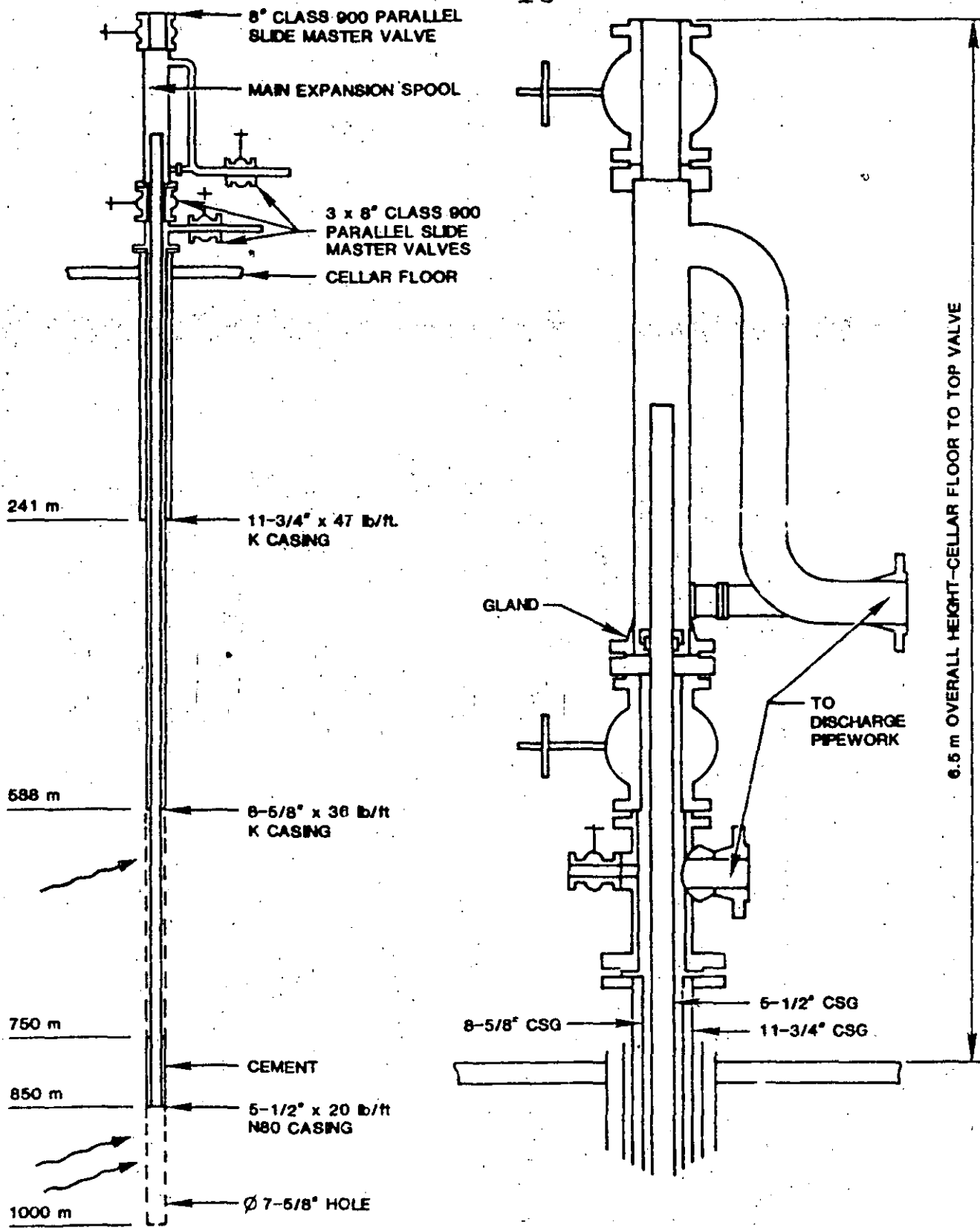


FIG. 2
DUAL COMPLETION OF WELL NG-9

International Conference¹⁴ on Geothermal Drilling
and Completion Technology, 1981, Albuquerque, NM,
Proceedings, Albuquerque, NM: SANDIA, 1981
(SAND 81-0036C)



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE -
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL
8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

COSTOS EN OPERACIONES DE PERFORACION Y TERMINACION
DE POZOS GEOTERMICOS

ING. CARLOS MIRANDA MOCTEZUMA

GEOTHERMAL WELL COSTS AND THEIR SENSITIVITIES TO CHANGES IN DRILLING AND COMPLETION OPERATIONS

C. C. Carson and Y. T. Lin
Sandia National Laboratories

United States

ABSTRACT

This paper presents a detailed analysis of the costs of drilling and completing geothermal wells. The basis for much of the analysis is a computer-simulation-based model which calculates and accrues operational costs involved in drilling and completing a well.

Geothermal well costs are discussed in general, with special emphasis on variations among different geothermal areas in the United States, effects of escalation and inflation over the past few years, and comparisons of geothermal drilling costs with those for oil and gas wells. Cost differences between wells for direct use of geothermal energy and those for electric generation are also indicated. In addition, a breakdown of total well cost into its components is presented. This provides an understanding of the relative contributions of different operations in drilling and completions. A major portion of the cost in many geothermal wells is from encountered troubles, such as lost circulation, cementing difficulties, and fishing. These trouble costs are considered through both specific examples and statistical treatment of drilling and completions problems.

The sensitivities of well costs to variations in several drilling and completion parameters are presented. The model makes it possible to easily vary parameters such as rates of penetration; bit lifetimes; bit, rental, or rig costs; delay times; number of cement plugs; etc. The effects of these variations on different types of geothermal wells are compared.

INTRODUCTION

The costs associated with drilling and completing geothermal wells make up a significant portion of the costs of utilizing geothermal energy. Recent studies have shown that well costs account for roughly half of the cost of electricity generated from geothermal sources and, depending on the project, from one-fourth to three-fourths of the cost of space and process heat derived from geothermal resources [1,2].

The US Department of Energy has instituted a program, the Geothermal Drilling and Completion Technology Development Program, with the purpose of significantly reducing well costs in order to enhance the economics of geothermal development [3]. Programmatic goals are to develop and demonstrate technologies sufficient to reduce well cost by 25% by 1983 and by 50% by 1987. The work described in this paper is a portion of the systems analysis being performed to focus the R&D efforts.

Previous studies have surveyed geothermal well costs [4]; analyzed the effects of well costs on energy costs [1,5]; and considered the effects of generic improvements in technology on well costs [6]. This current study is different since well costs are important to the technology development program only for their use in evaluating the cost reduction potentials of new technologies. To enable such evaluations, it is necessary to understand the factors that contribute to geothermal well costs. Sufficiently detailed cost breakdowns are seldom available in records of wells that have been drilled. Instead, it has been necessary to project detailed costs through constructive modeling of geothermal drilling and completion -- modeling supported by the limited historic records.

Extensive previous work has been performed at Sandia in developing a computer code that simulates the drilling of a well and accrues the detailed costs associated with each separate operation [7,8,9]. The emphasis in the current analysis has been the construction of the detailed well models for various US geothermal areas. These models will be shown to be representative of actual wells drilled in the various areas, and include all operations required for drilling and completing wells using current technology. They detail the times and costs required for each operation. These representative well models, or "generic wells," are used with the computer code to provide a well-cost baseline for evaluation of technologies.

This paper presents a compilation of well-cost data and points out interesting trends and comparisons. These data were collected to provide a framework for well cost considerations and a basis for comparison and validation of the representative well models. Following this, the construction technique used for the representative well models is outlined, and a sample model for the East Mesa, California, resource is presented. Comparisons between the historic and the modeled costs are emphasized for several geothermal areas. Finally, the results are summarized. These include sensitivity results showing the contributions of various drilling and completion operations to

Overall well costs and results that display the impact of drilling and completion problems on well costs. It should be emphasized that the materials presented serve as tools used for technology evaluation and are not intended for projection of geothermal energy costs.

HISTORIC DATA

Well Costs -- Compilation of historic well costs is an essential part of the drilling and completion program. Because of the program goals, evaluation of new technologies must be tied to geothermal well costs. Unfortunately, historic costs themselves cannot provide a sufficient baseline for evaluation of the cost effects of new technologies because:

1. Seldom are the costs of a well collected in sufficient detail to allow analysis of the effects of changing individual operations.
2. Historic well costs are tied to conventional technology. New technology may completely change the way a well is drilled and completed.
3. Historic costs often are inaccurate. Published total cost figures for the same well have been found to differ by as much as 40%. Discrepancies in the details of cost breakdowns can be significantly larger.
4. Often well cost data are proprietary and are unavailable. The data in this study come mostly from wells in which the government has a financial interest.

In spite of these problems, the cost data presented below^a display important trends. Furthermore they are valuable in establishing the validity of the representative well models which are designed specifically for technology evaluation.

Figure 1 illustrates the escalation of well costs with time. Geothermal well costs have remained roughly three times the national average for oil and gas wells [10], although individually they range from costing the same to costing six times as much. The escalation factor for both oil and gas and geothermal drilling was approximately 17% per year for the seven-year period indicated. (For comparison, the escalation in the wholesale price index for the same period was 10.2% annually.)

^aThe authors are grateful to Joe Fiori of the Nevada Operations Office of the Department of Energy for providing cost data on several wells from the Industry Coupled Drilling Program and to A. J. Mansure of the BDM Corporation for aiding the collection of other cost data.

In Figure 2 all of the well costs compiled for this analysis are shown. The dependence of well cost on depth is apparent, but the wide variation among costs dominates. Some order is introduced by identifying envelopes for the various geographic regions as shown in Figure 3. The envelopes are meant to indicate only general trends in the cost data; but they show that drilling in Cove Fort, Utah, has historically been expensive, and Imperial Valley, California, drilling is relatively inexpensive. Excluding these two areas, geothermal drilling tends to be two to four times as expensive as oil and gas drilling -- the same conclusion as drawn from Figure 1.

Table 1 presents a breakdown of geothermal well costs. The data presented are averages for fifteen wells that have been drilled at the Baca location in New Mexico [11]. This breakdown is typical of the most detailed level of historic cost information commonly available. It is sufficient to help identify operations with significant potential for reducing costs. However, it is not adequate for evaluating specific technological improvements. Data such as those in Table 1 have been obtained and analyzed for approximately thirty-five geothermal wells.

Drilling Time -- Drilling time information that reflects the total number of days to drill and complete a well shares many of the drawbacks -- as far as technology evaluation is concerned -- of total cost data. However, it does have the advantage that it is much easier to obtain, and it is just as useful as cost data in validating the representative well models. The number of days required for a well does not escalate with drilling costs, and so comparisons of the times required to drill and complete different wells in a resource area would more truly reflect changes in technology or experience than would comparisons of well costs.

Figures 4 and 5 present historic drilling time data for the Imperial Valley and for The Geysers area in California [12]. Similar data have been compiled for other geothermal resource areas. The spread among the data points in these figures is perhaps their most impressive feature. There could be several factors contributing to this spread, but unplanned drilling troubles, or contingencies, comprise one of the most important. An interesting point that is not evident in the figures, is that the spread of data changed little over time. For example, in The Geysers area there was no discernable drilling-days difference between the drilling in the early 1970s and that five to ten years later. That is, there was no "learning curve" effect in the 1970s. It is possible that the drilling and completion methods in The Geysers were mature by 1970 and there were no subsequent improvements, or that improvements based on experience were offset by expansion into areas in which drilling was more difficult.

REPRESENTATIVE WELL MODELS

In order to have sufficiently detailed cost data to evaluate new technologies it was necessary to construct representative well models

for the major US geothermal areas. These well plans represent the operation by operation sequences involved in drilling and completing wells in particular resource areas. The wells modeled are trouble-free wells with representative depths and casing programs. In addition to the construction of these trouble-free models, probability estimates have been made for the frequency and severity of trouble. Together, the trouble-free generic well models and the trouble statistics describe the drilling in each resource area adequately enough to allow evaluation of new technologies.

Several steps are involved in the construction of a generic well plan. A survey of the drilling and completion history for an area provides data for designing an initial casing program. A schedule of drilling and completion operations is then compiled from well records and conversations with producers, operators, and service companies active in the region. This schedule is then filled out with specific times and costs for each portion of each operation. These are compiled from several sources, including manufacturers price lists, actual quotes and bills, bit records, drilling records, conversations with operators, etc. Finally when this process is complete, the entire well plan with detailed, subtotaled, and totaled costs and times is discussed with producers and operators. The result of this effort is a (trouble free) generic well.

The gathering of trouble statistics, currently being performed, combines compilation of available historic data with the gathering of subjective opinions (of trouble frequency and severity) from those active in a region. Unfortunately, the paucity of historic data precludes direct statistical modeling of troubles and necessitates the subjective distribution approach, relying on expert opinion. The actual data that are available will be used when possible and will provide verification of the trouble distributions derived from subjective opinions. When completed, the trouble distributions will be used to add trouble times and costs to the trouble-free generic wells.

As an example of the generic wells, Figure 6 shows the casing program for a 7600 ft (2316 m) well in the East Mesa anomaly in the Imperial Valley. This casing program is typical of those that have been or could be used in this part of the Imperial Valley. Table 2 shows the detail included in a typical portion of the East Mesa well model. This portion covers the cementing of the 13-3/8 in. (34.6 cm) surface casing.

^bFor brevity, the term "generic well" is used for "representative well model" in the figures, and the two are used interchangeably in the text.

^cFor help with this and the other representative well models, the authors are indebted to B. J. Livesay of Livesay Consultants.

Figure 7 illustrates the breakdown of times and costs for the East Mesa generic well. Such breakdowns by drilling and completion operations are especially important for evaluation of technologies. The total cost of the well is estimated to be \$730,000 (third quarter 1979 prices). The comparison of this total to historic costs, such as those in Figure 2, is one measure of the validity of the well. A second measure is the consistency of the cost breakdown with historic breakdowns similar to those illustrated in Table 1. Using both of these cost-related validity measures the East Mesa generic well model and the other generic models are indistinguishable from historic experience with actual wells.

A third measure of the well model's validity is its total drilling time. In Figures 4 and 5, which showed total time data for historic wells, the drilling and completion times for generic wells of various depths were indicated by dashed lines. In comparing the generic wells with historic data, it should be recalled that the generic wells represent trouble-free wells. The trouble, or lack of it, encountered in drilling and completing a well accounts for much of the data spread in Figures 4 and 5. Similarly, the trouble distributions will add time and cost to the trouble-free generic wells. The comparisons indicate that the trouble-free generic well models, although nearly lower bounds, are not optimal wells -- that is, they are not minimum cost or minimum time wells. Instead they realistically represent drilling and completion that are average except for being completely free of significant well troubles. They are constructed using average drilling rates and operation times, and so certain specific wells may be drilled faster or more cheaply. This is reflected in the data of Figures 4 and 5.

RESULTS

Sensitivity Results for Trouble-Free Wells -- Once they have been constructed, the representative well models can be used to characterize the effects on well costs of modifying drilling and completion operations. Samples of the resulting well-cost sensitivities are shown in Figures 8 and 9 for different drilling and completion operations, geothermal regions, and well depths. These results display relationships among operations and help identify primary targets to reduce costs in trouble-free wells. However, they are not sufficient for evaluating specific technological improvements. New technologies often impact multiple parameters, and thus their effects on well costs cannot be displayed by simple sensitivity charts.

Cost effects illustrated by the sensitivity results include:

1. Increasing the rate of penetration without affecting other performance parameters can significantly reduce costs in a trouble-free well. Other work has shown that in wells with frequent trouble, increasing the rate of penetration has a much reduced effect.

2. Well costs are highly sensitive to rig rates. Although this is an obvious relationship, it is worth noting. Because of this a technology that increases both rate of penetration and rig costs may not be worth developing.
3. Reducing the costs involved in casing operations can have an impressive impact on well costs.
4. Systems to eliminate or speed tripping will have only limited impact on well costs, unless they change other operations as well.

Sensitivity results can be obtained for any parameter or operation of interest for any of the major geothermal areas.

Trouble Statistics -- The sensitivity results above are for the trouble-free well models; and as discussed, drilling and completion troubles can be included in these models via probability distributions. Current work in the modeling emphasizes statistical characterization of the problems that are encountered and then expansion of the models to realistically account for these troubles. Preliminary results for this work are shown here.

Figure 10 shows distributions for the probability of first encountering significant trouble as a function of depth. This figure was constructed from all available historic drilling records for the three geothermal areas indicated. For a trouble to be included, it had to be noted as a significant problem on the daily drilling record. Even though the figure is based on incomplete information, the differences among geographic areas are evident. Nearly all of the Baca wells, for which records were available, encountered some trouble during drilling and completion, as did roughly two thirds of The Geysers wells and one third of the Imperial Valley wells. This suggests more difficult drilling at The Geysers and especially at the Baca than in the Imperial Valley. The types of troubles encountered were different for the individual areas; but in all, there seemed to be a tendency toward multiple troubles. If a well encountered one problem, others were very likely to follow.

Figure 10 considered only the probability of encountering first troubles. In Figure 11 the time lost to each trouble occurrence is described for the Baca wells [13]. These data also came from the daily drilling reports. The mean of the trouble time distribution, that is the average length of delay for each trouble occurrence, is roughly 4 days and the median trouble delay is a little less than 2 days. In Table 3 the drilling and completion troubles at the Baca are identified as to type, frequency, and mean duration. The table shows that lost circulation and stuck pipe are the most frequent problems at the Baca. Detailed trouble distributions such as this are being constructed from the drilling experience at all areas of interest.

The problems encountered in drilling and completing a specific well are reflected in the total number of days required for that well. Figures 12 and 13 present histograms of the differences in drilling

days between actual wells and trouble-free generic wells of the same depth. These figures were derived from Figures 4 and 5, and they define probability distributions for the dispersion around the base-lines provided by the generic wells for the Imperial Valley and The Geysers. The generic models were constructed before the drilling time data were collected. Yet, for both areas, the generic wells fall at about the 15th to the 20th percentile in terms of drilling days. Once again this illustrates that the generic models represent non-optimal, trouble-free drilling. Encountered trouble will add to both the time and cost of the wells -- just as extreme good fortune could shorten and cheapen drilling and completion. From the figures it is seen that in both areas there is a long tail representing extreme drilling problems. The Imperial Valley distribution is more peaked and seems to have a smaller spread than does the distribution for The Geysers, again indicating more problems at The Geysers than in the Imperial Valley.

SUMMARY

This paper has presented work in three major areas.

1. Extensive effort has gone into compilation of historic data. The well cost and drilling time data, most of which were previously unpublished, illustrate the following points:
 - a. Geothermal well costs average 2 to 4 times those for oil and gas wells.
 - b. Well costs are strongly dependent on well location and depth.
 - c. Even within a single resource and for wells with similar depths, costs can vary widely -- factors of more than 2 to 3 are not uncommon.
 - d. Drilling days variability is even greater -- the times required for similar wells can vary by an order of magnitude.
2. The major portion of the current effort has been in the development of representative well models for many geothermal areas. These models provide the detail necessary to evaluate new technologies. They were constructed independently of, but are well supported by, the historic cost and time analyses. Consideration of these models has illustrated the following points:
 - a. The models represent non-optimal, trouble-free wells in the various geothermal areas and allow sensitivity analyses of trouble-free well costs.
 - b. Rates of penetration, drilling-rig rental rates, and casing costs are parameters to which well costs are quite sensitive.

3. Work is continuing in the analysis of the cost impacts of drilling and completion problems. Results to date have demonstrated:
 - a. Drilling and completion problems affect a large portion of geothermal wells -- the portion is as high as 100% for certain drilling regions.
 - b. Problems can add significant costs and times to geothermal wells -- they account for much of the historic variability noted above.
 - c. Trouble costs and times can be incorporated into the generic well models using probability distributions for frequency and severity of occurrence.

The major conclusions that have been drawn from this work are: the well modeling yields well costs and drilling times that are consistent with historic data, and use of the models in the evaluation of new technologies is one means by which the programmatic goals can be evaluated.

REFERENCES

1. "Case Studies of the Sensitivity of Geothermal Electric Power to Well Costs," BDM/TAC-80-489-TR, September 1980.
2. "Case Studies of the Sensitivites of the Cost of Geothermal Direct Heat to Well Costs." BDM/TAC-80-497-TR, September 1980.
3. Varnado, Samuel G., "Geothermal Drilling and Completion Technology Development Program Annual Progress Report," SAND80-2179, Sandia National Laboratories, November 1980.
4. Chappell, Robert N., Prestwich, Susan J., Miller, Lowell G., and Ross, Howard P., "Geothermal Well Drilling Estimates Based on Past Well Costs," GRC Transactions, Vol. 3, September 1979.
5. Bloomster, C. H., "Economic Analysis of Geothermal Energy Costs," Battelle Pacific Northwest Laboratories, Richland, WA.
6. Entingh, D. and Lopez, A., "WELCST: Engineering Cost Model of Geothermal Wells," MITRE Report 17-78-86, February 1979.
7. Smith, Dave M., "Programmer's Manual for IOSYM" Vol. 1 and Vol. 2, SAND80-7154, Sandia National Laboratories.
8. Polito, Joseph, "User Manual For IOSYM", SAND80-2000, Sandia National Laboratories.
9. Polito, Joseph, and Smith, David M., "A Simulator For Sensitivity Analysis of Geothermal Well Cost - Recent Results," GRC Transaction Vol. 2, July 1978.

10. "Joint Association Survey on Drilling Costs," 1973 to 1980 Editions, American Petroleum Institute.
11. "Baca Project Preliminary Data and Reports - No. 50: Historical Cost Data," Westec Service, Inc., May 1980.
12. "The Geothermal Resource" Petroleum Information Co., 1979.
13. "Baca Project Preliminary Data and Reports - No. 17: Well Summary Reports and Drilling Histories," Westec Service, Inc., May 1980.

Table 1

Baca Drilling Cost by Category

<u>Category</u>	<u>Average Cost (\$x10³)*</u>	<u>%</u>
Drilling Contract	\$ 504.7	39.9
Mud/Chemicals	72.7	5.7
Cement	233.5	18.5
Bits	102.0	8.1
Equipment Rental	53.2	4.2
Casing	117.5	9.3
Miscellaneous	41.7	3.3
Logging	--	--
Transportation	11.8	0.9
Location Preparation	25.2	2.0
Mobilization	13.9	1.1
Fuel	46.3	3.7
Supervision	23.0	1.8
Wellhead	19.9	1.6
Total Well Cost	\$1,265.0	100

* 1979 dollars

Table 2

Sample of Operation Sequence - East Mesa Well Model

<u>Activity/Equipment/Service</u>	<u>Depth (ft)</u>	Δ <u>Time (h)</u>	<u>Variable Cost (\$1x10³)</u>	<u>Direct Cost (\$1x10³)</u>	<u>Cumulative Time(h)</u>	<u>Cumulative Cost(\$1x10³)</u>
Wiper Trip for Casing/ Cementing	1700	3.4	1.346		40.5	100.05
Rig Up to Run 13-3/8 in. Casing	1700	2.0	0.792		42.5	100.84
Run 1700 ft. 13-3/8 in. Casing	1700	8.5	3.365		51.0	104.21
Casing				41.65		145.86
Casing Tool/Service				4.86		150.72
Cement Equipment				3.14		153.86
Rig Down Casing Tools	1700	1.0	0.396		52.0	154.25
Rig Up to Cement	1700	2.0	0.792		54.0	155.05
Cementing	1700	2.8	1.108		56.8	156.15
Cement				12.99		169.14
Services				3.73		172.87
Rig Down Tools	1700	1.0	0.396			173.27
Wait-on-Cement	1700	4.0	1.583		60.8	174.85
Install Wellhead/BOP	1700	12.0	4.75	15.07	72.8	194.67
Test Well Head/BOP	1700	4.0	1.583		76.8	196.26
Trip In (12-1/2 in. Smith Bit)	1700	1.8	0.713	1.17	78.6	198.14
Stabilizers	1700			1.69		199.83
Drill Cement	1700	2.5	0.990		81.1	200.82
Condition Mud	1700	1.0	0.396		82.1	201.21
Test Shoe	1700	3.0	1.188		85.1	202.40

Variable Cost Rate (\$/h)

Rig	235.40
Fuel	41.25
Trans/Misc	62.50
Rental	15.00
Supervision	20.85
Mud	20.85

Table 3

Relative Frequency and Severity of Various Troubles -- Baca Wells

<u>Type of Trouble</u>	<u>Frequency of Occurrence (%)</u>	<u>Average Lost Time (Days)</u>
1. Lost Circulation	29	2-1/2
2. Stuck Pipe	17	8
3. Twist off	9	1-1/2
4. Side track	4	16
5. Rig Problems	13	2
6. Casing Problems	9	11
7. Cementing Problems	8	8-1/2
8. Fishing/Junk	<u>11</u>	2-1/2
	100	

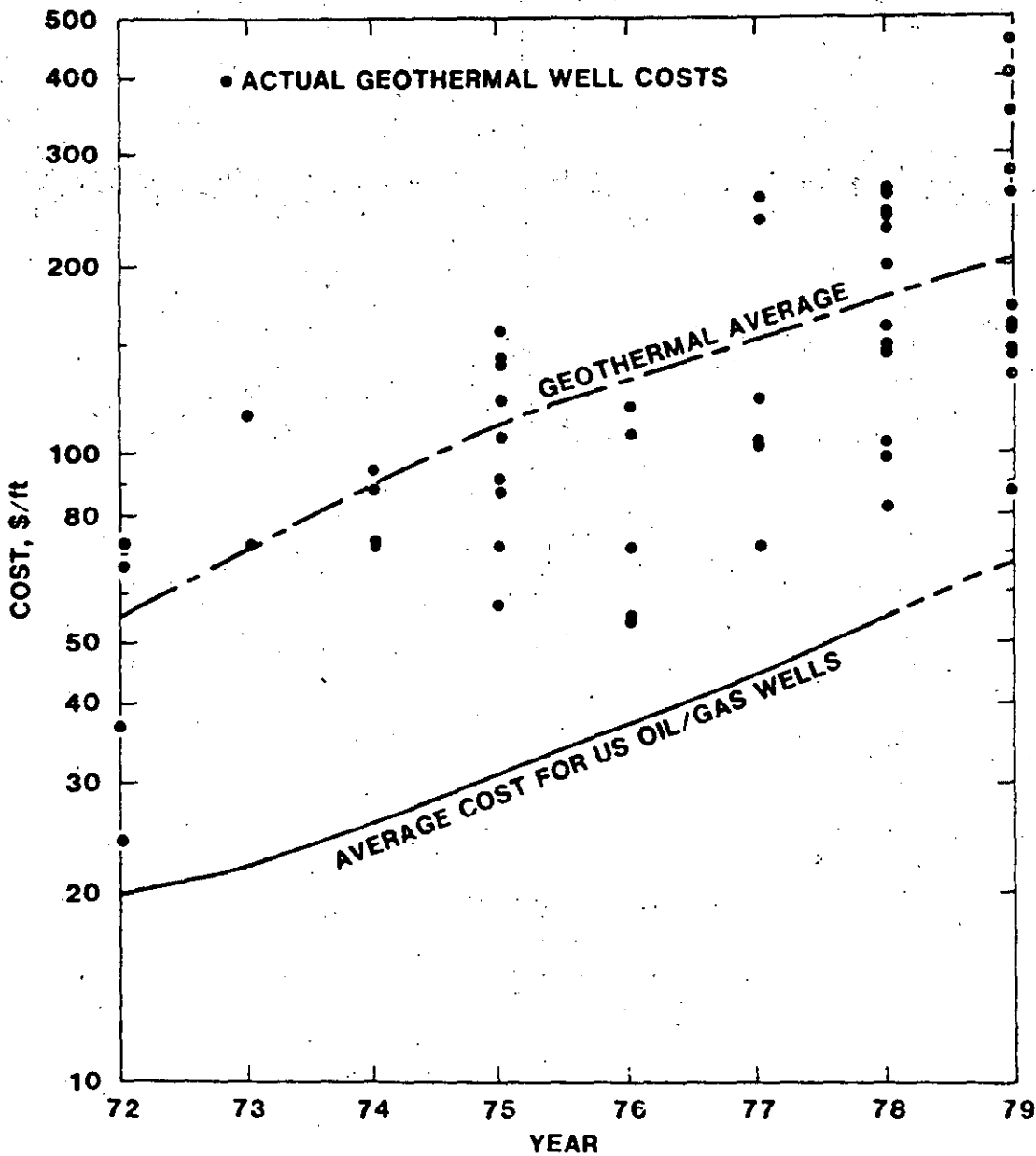


Figure 1. Well Cost Escalation

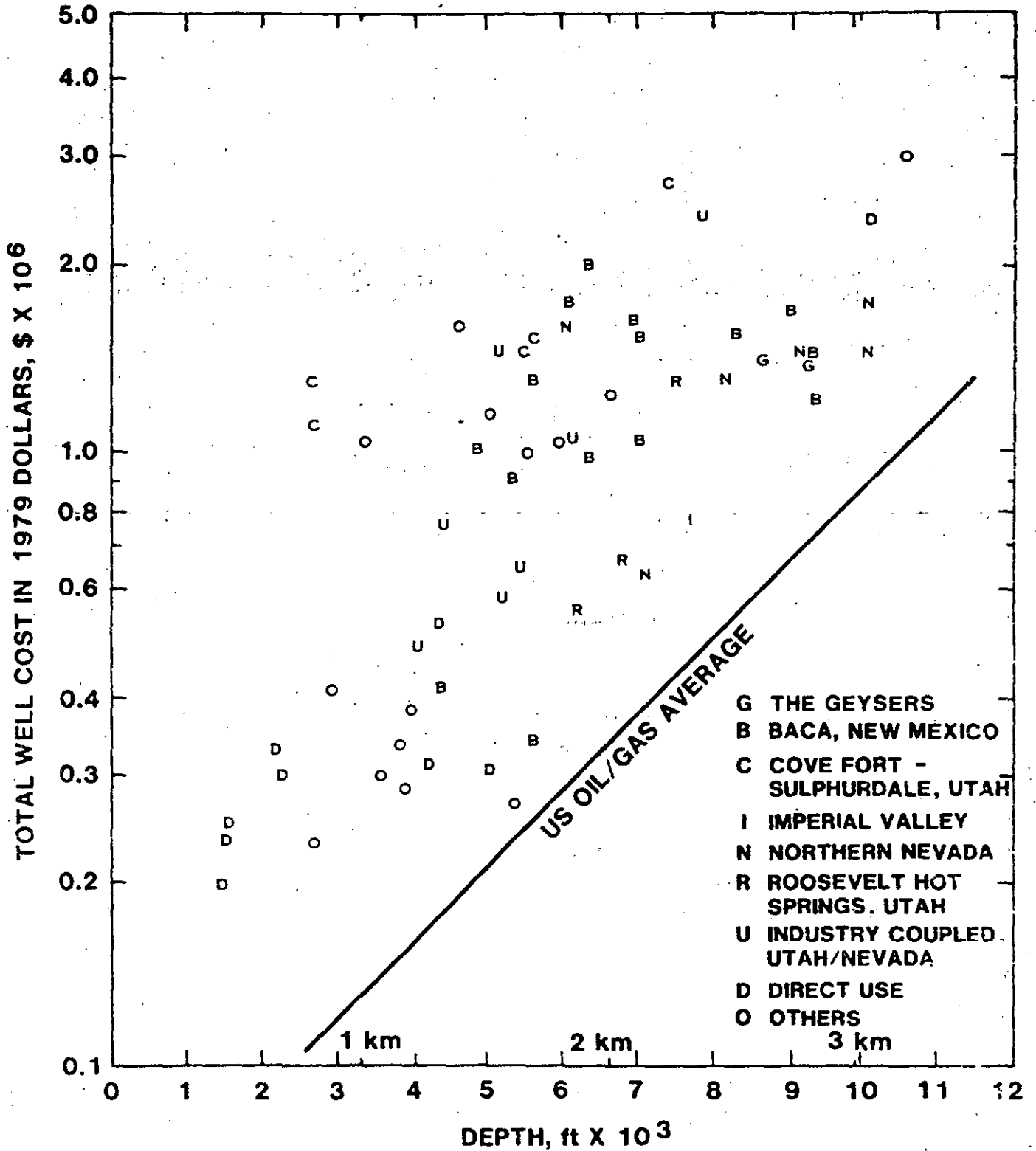


Figure 2. Geothermal Well Cost by Depth

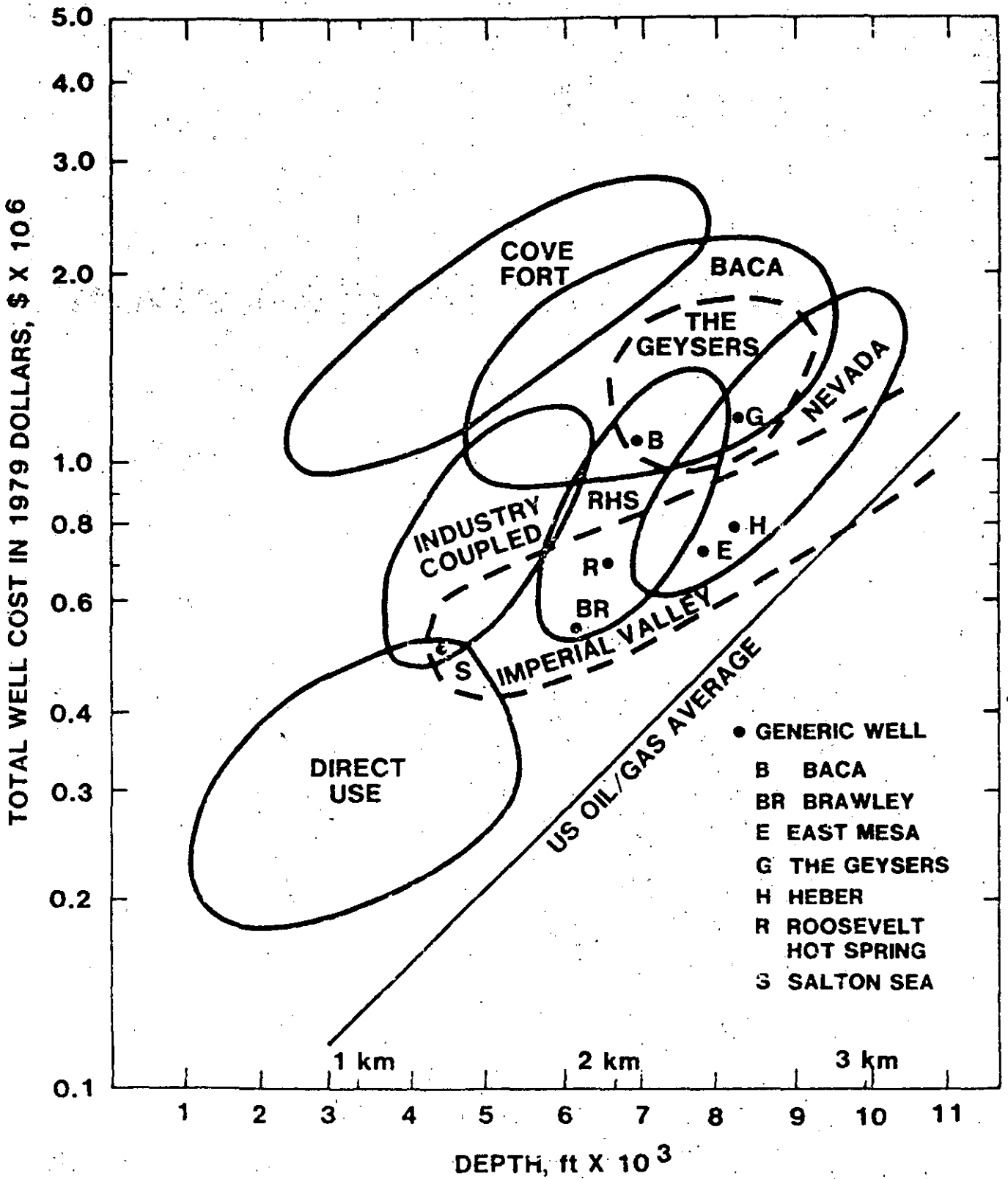


Figure 3. Geothermal Well Cost Pattern by Region.

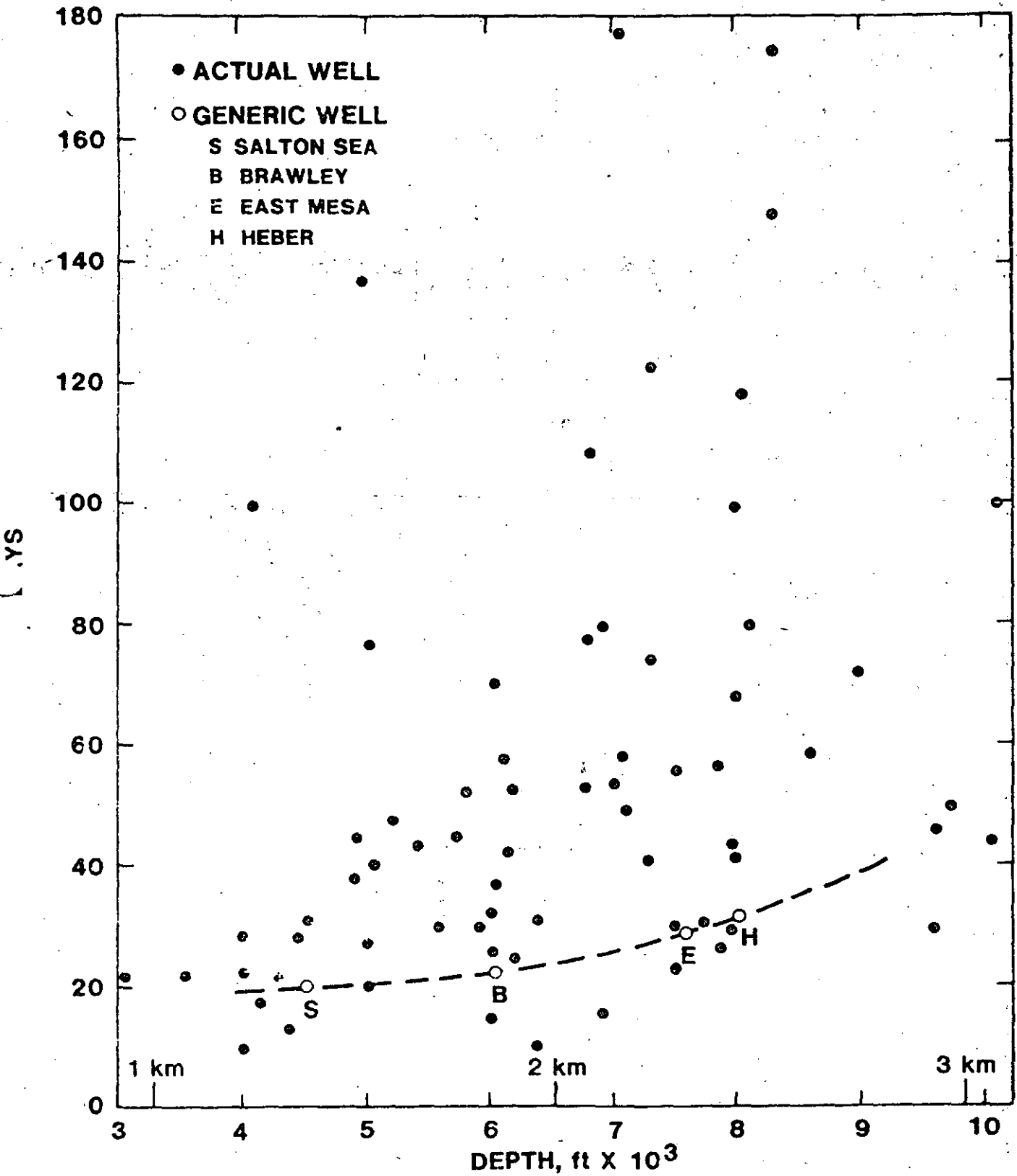


Figure 4. Total Time -- Imperial Valley Wells

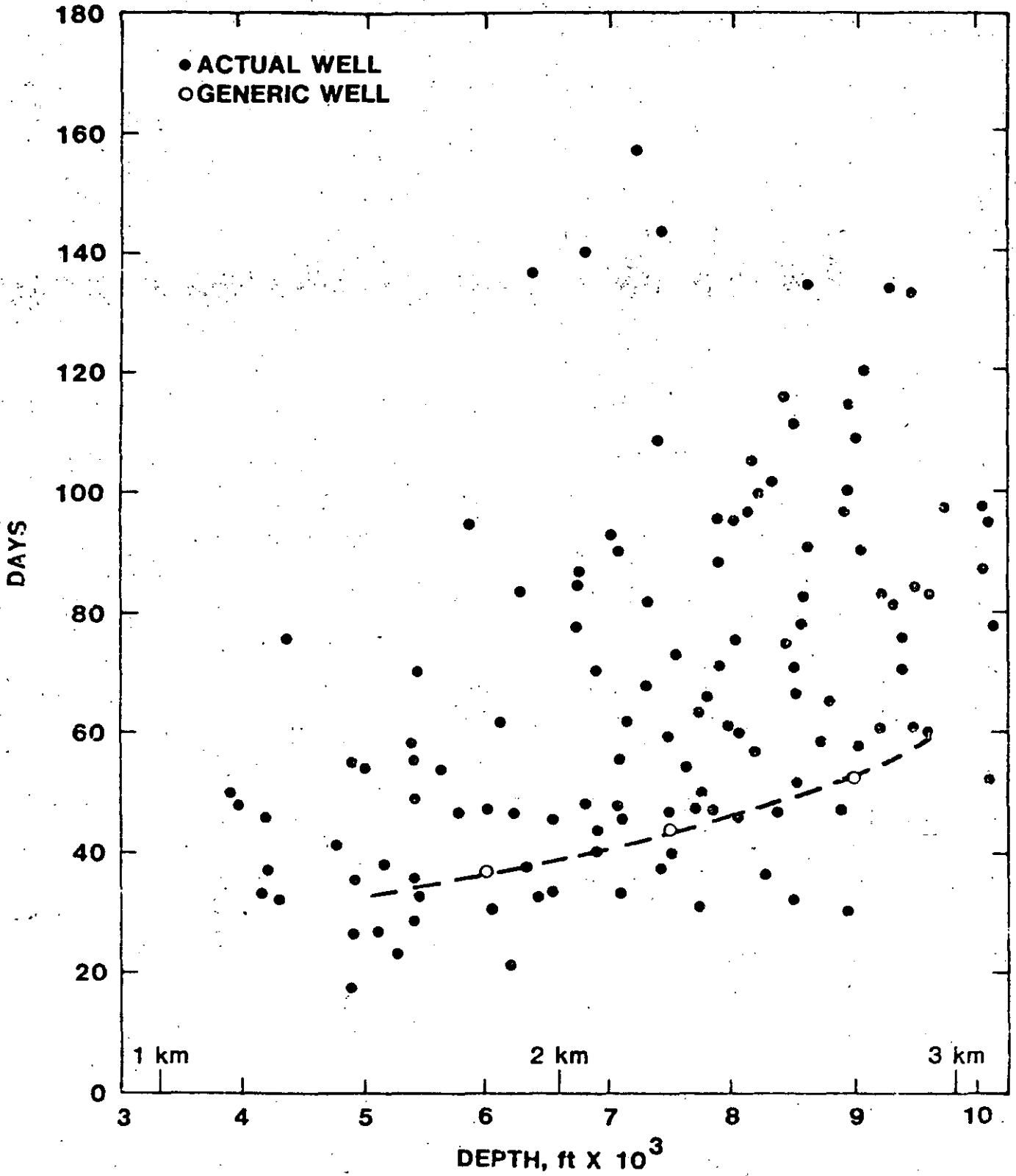


Figure 5. Total Time -- The Geysers Wells

HOLE SIZE PIPE SPECIFICATIONS

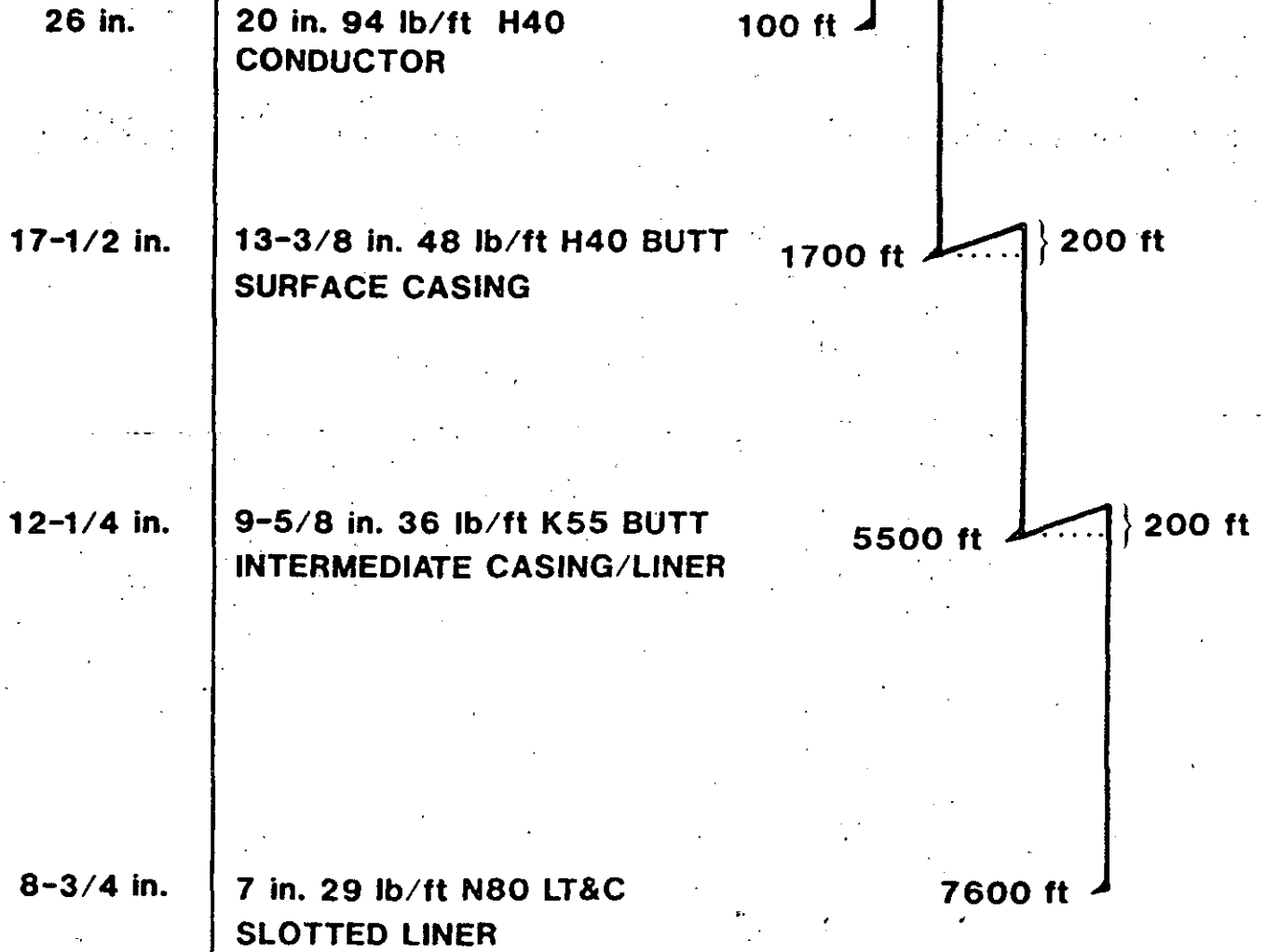
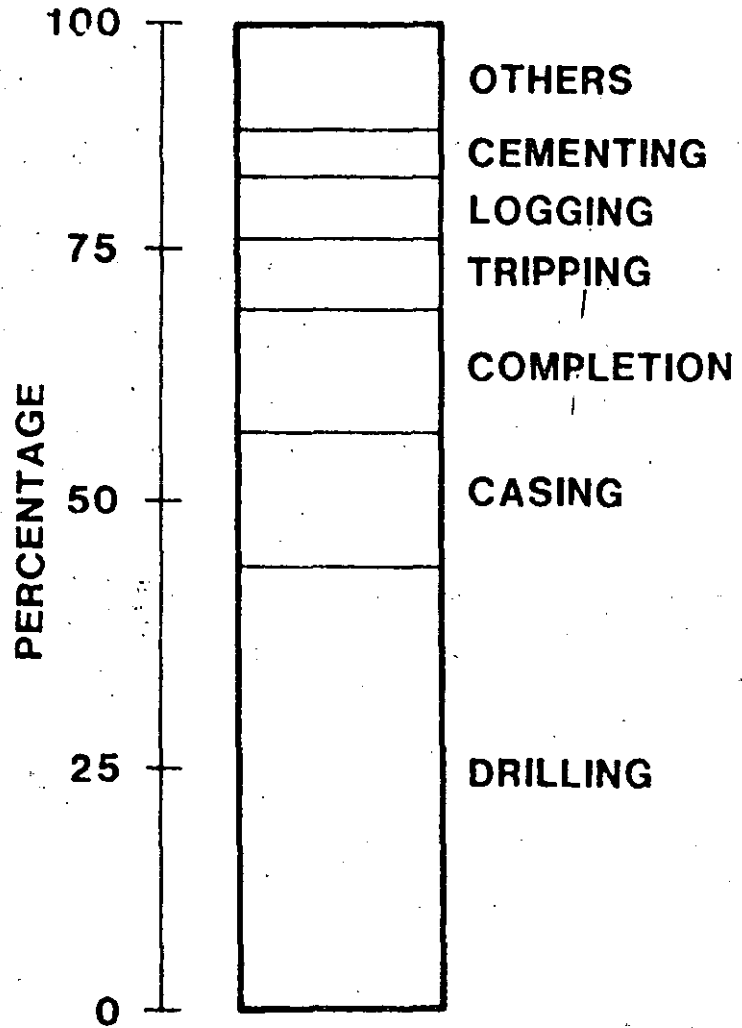


Figure 6. Casing Plan for Representative East Mesa Well Model

TOTAL TIME BY OPERATION



TOTAL COST BY OPERATION

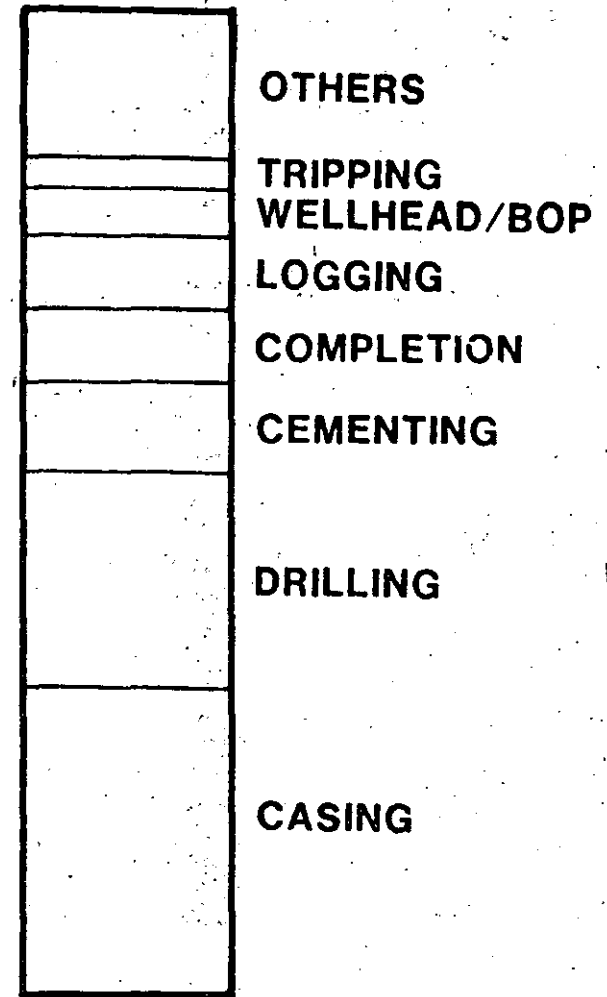


Figure 7. Drilling Time and Cost by Operation -- East Mesa Well Model

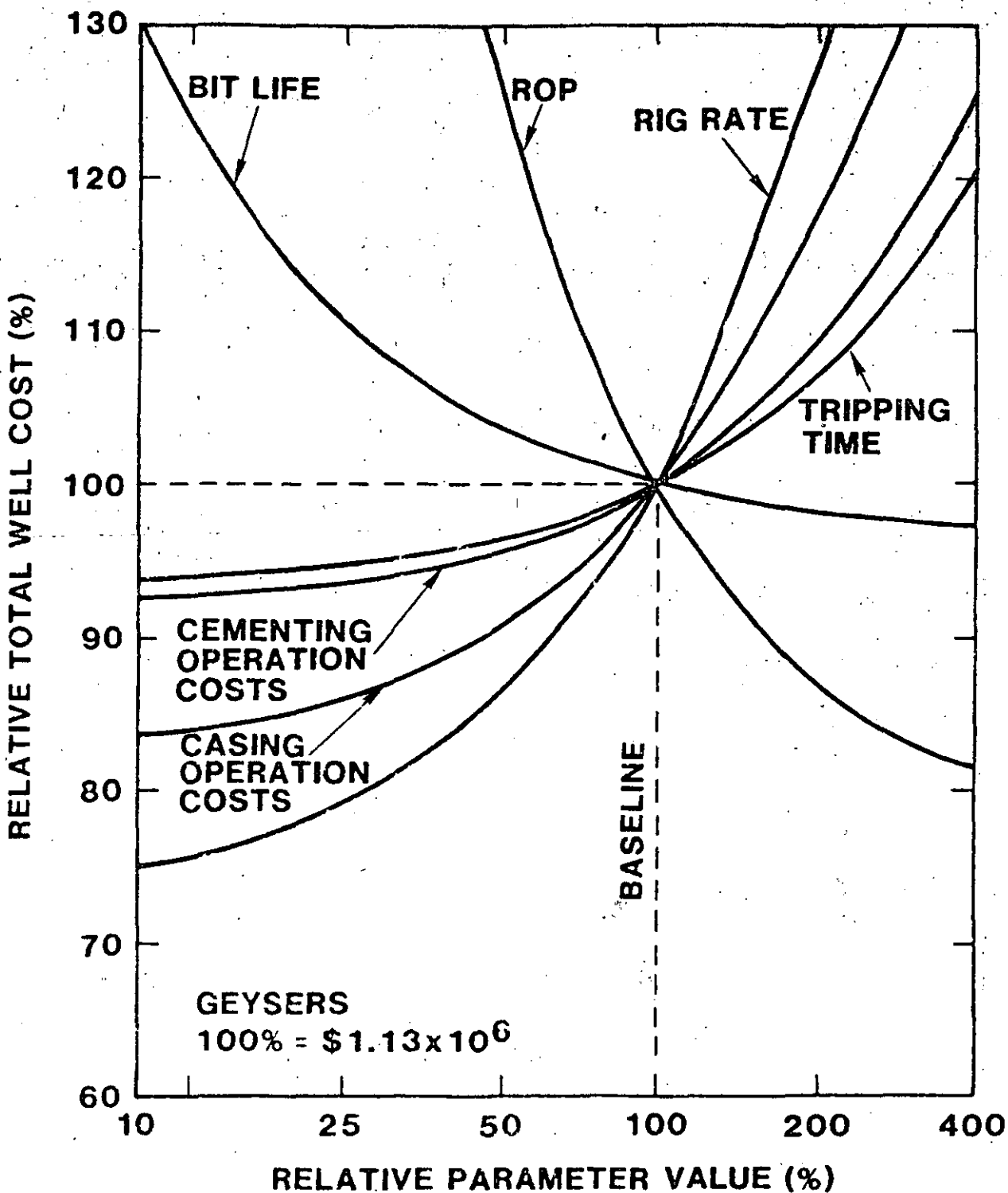


Figure 8. Sensitivity of The Geysers Well Costs to Various Parameters

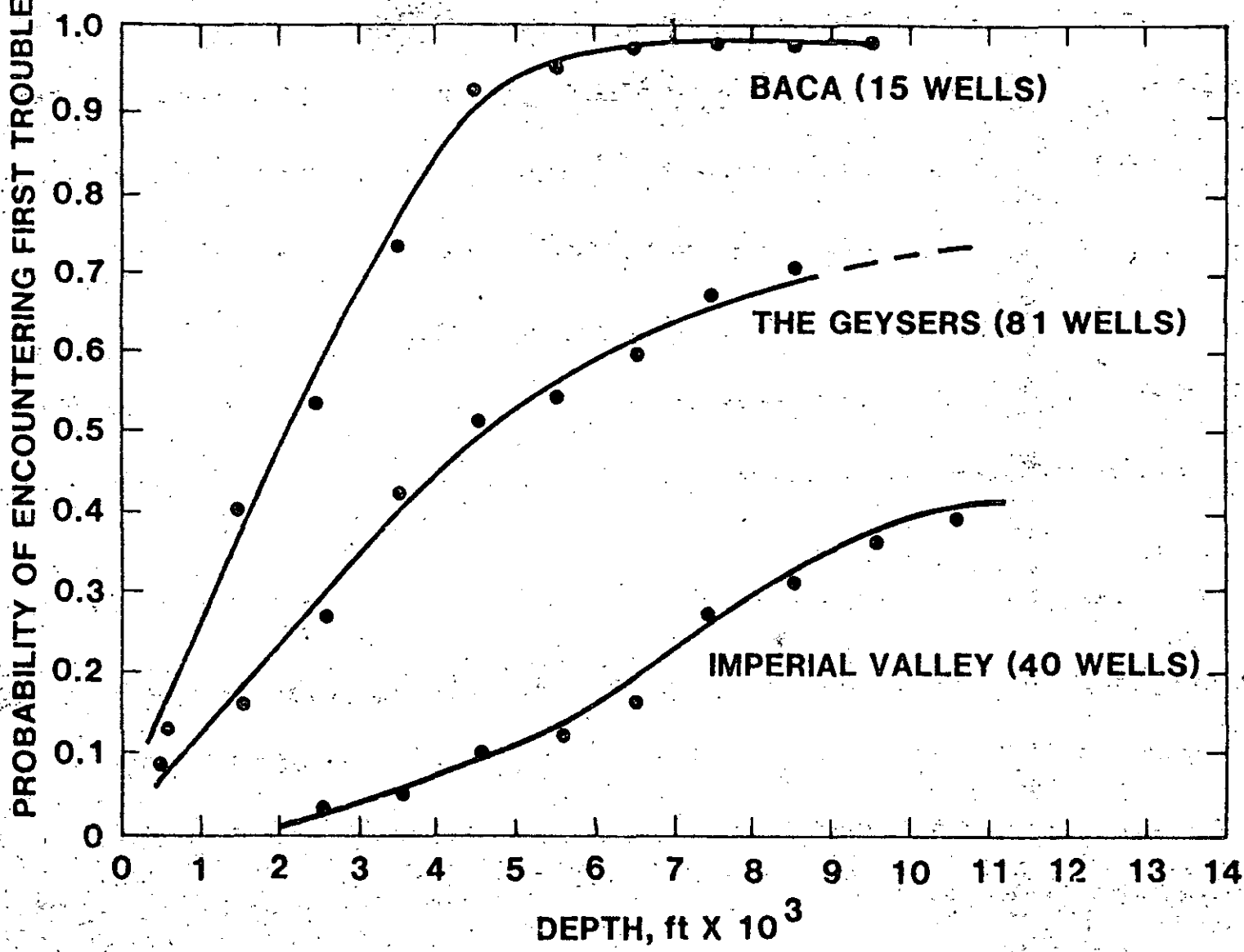
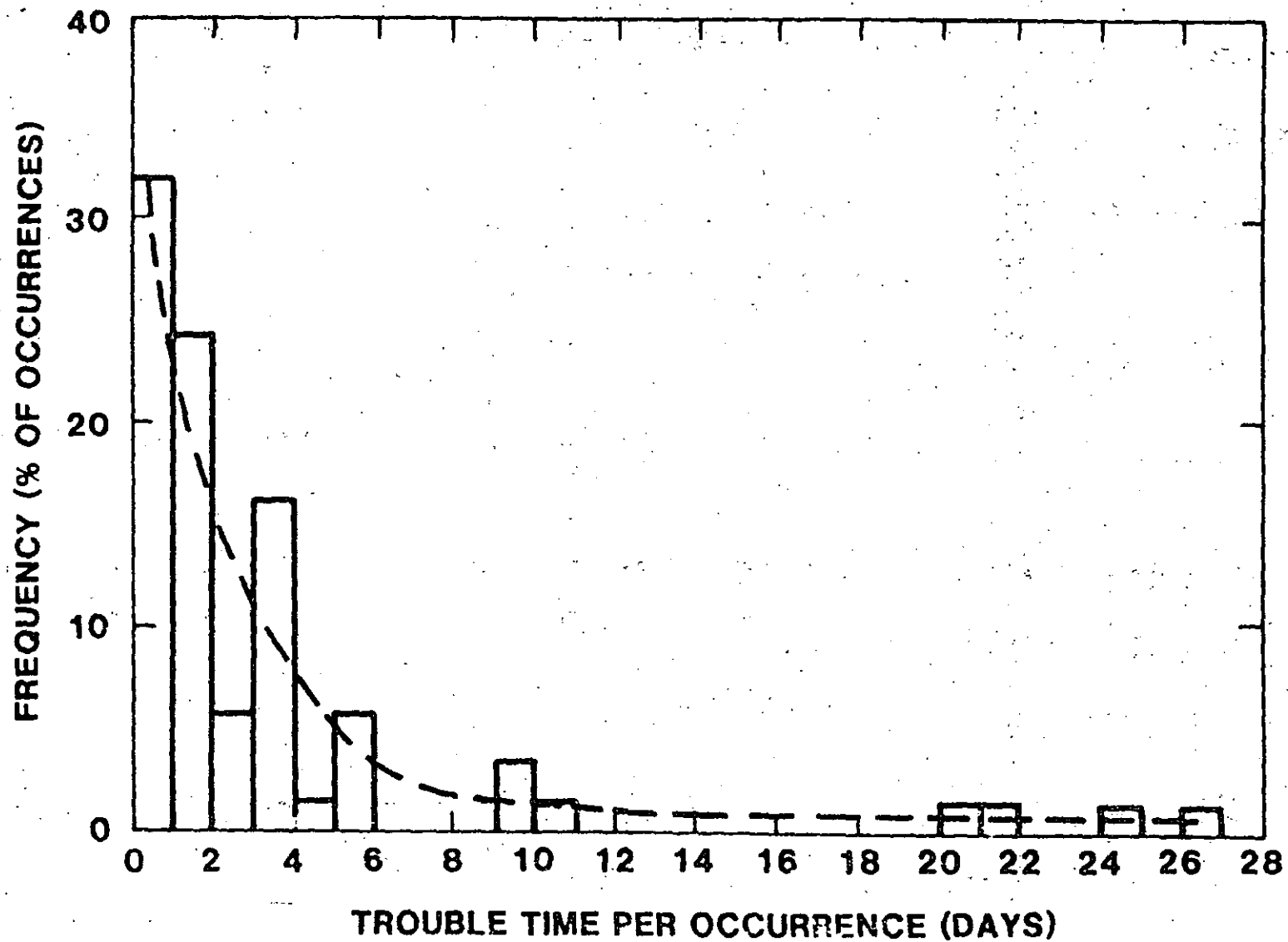


Figure 10. Probability of Encountering First Trouble



23

Figure 11. Frequency Histogram for Trouble Time -- Baca Wells

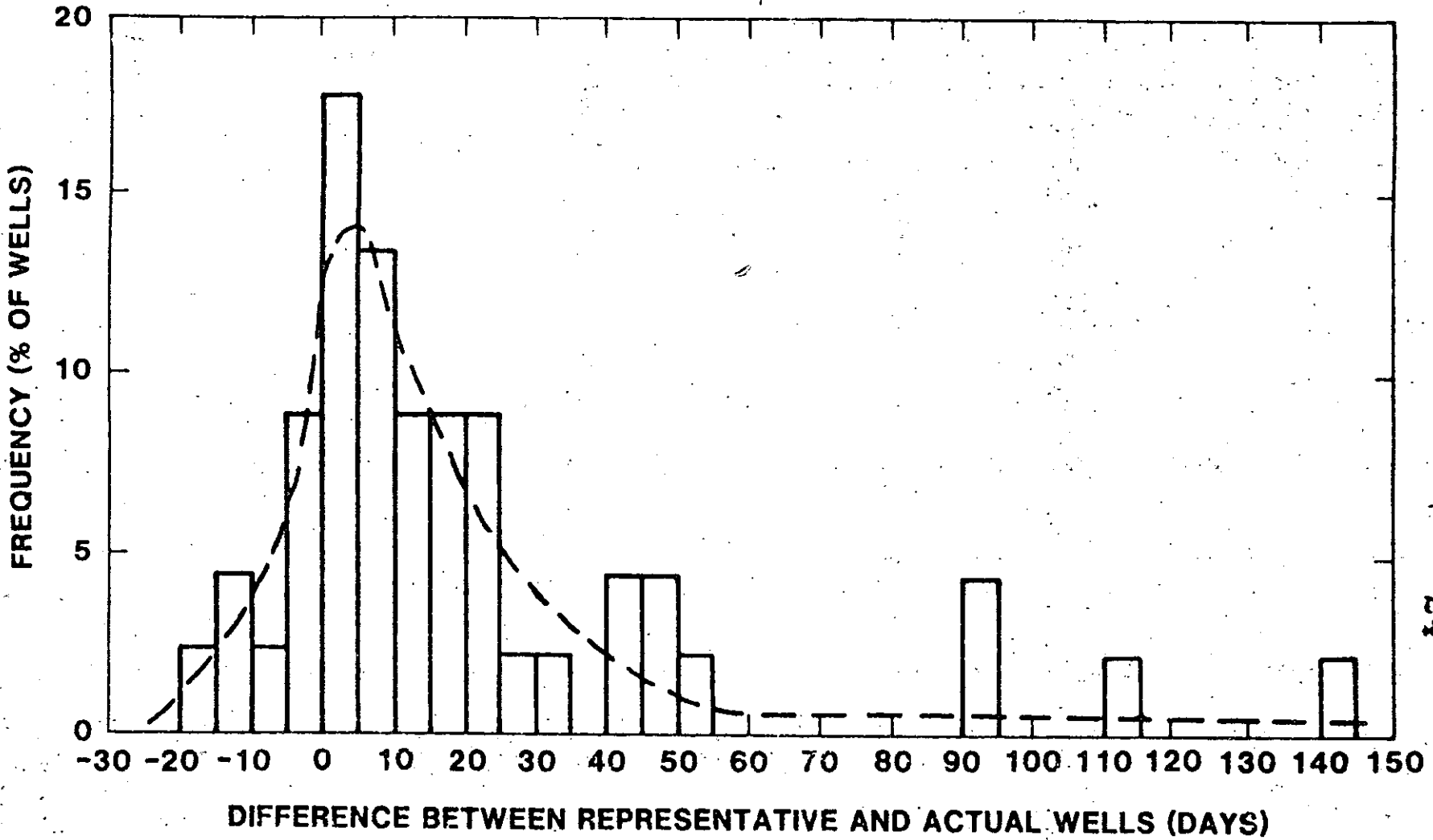


Figure 12. Frequency Histogram for Total Time -- Imperial Valley Wells

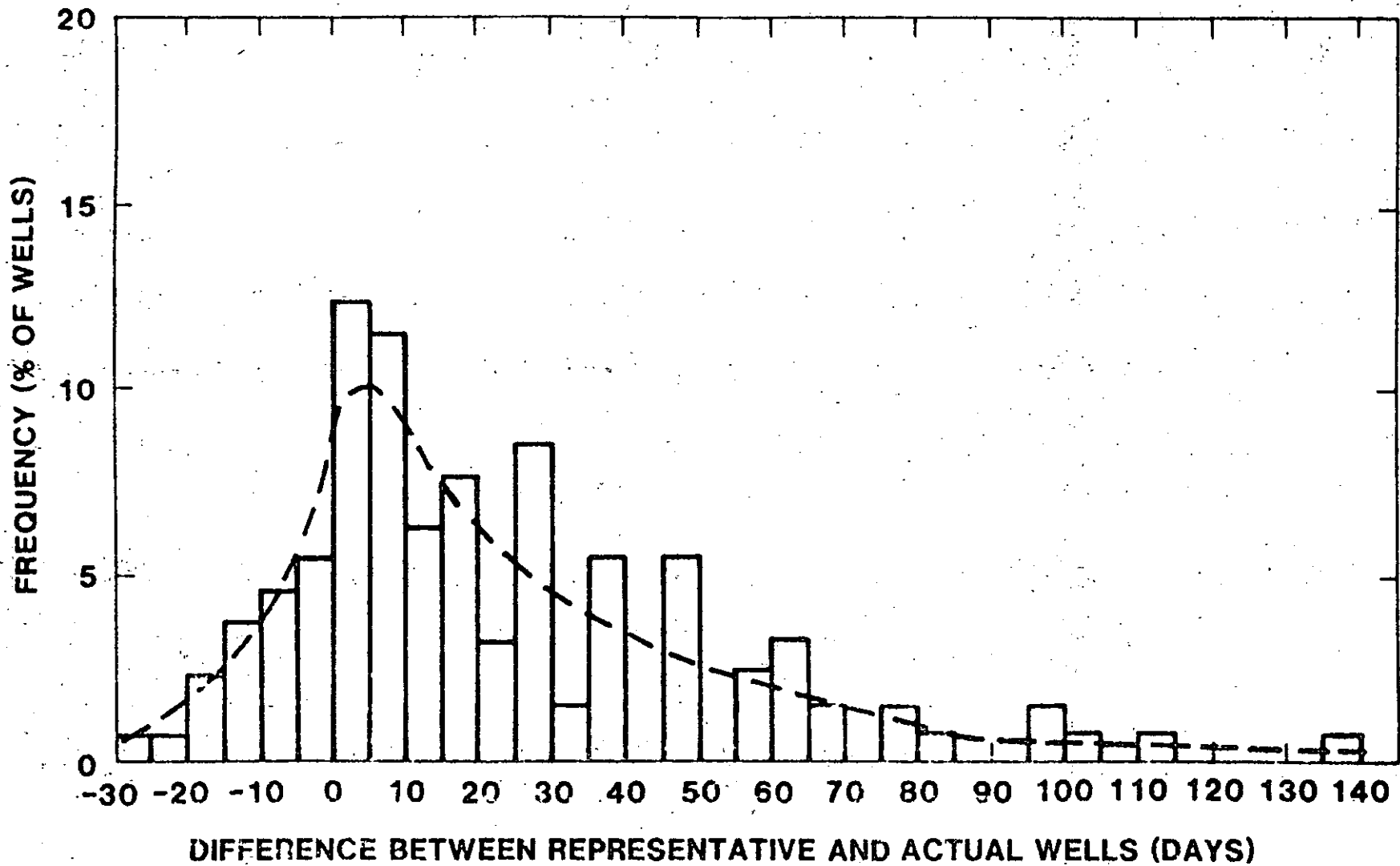


Figure 13. Frequency Histogram for Total Time -- The Geysers Wells

International Conference on ²⁶Geothermal Drilling and
Completion Technology, 1981, Albuquerque, NM,
Proceedings, Albuquerque, NM: SANDIA, 1981
(SAND 81-0036C)



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE -
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL
8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

TURBO PERFORACION EN GEOTERMIA

ING. CARLOS MIRANDA MOCTEZUMA

TURBODRILLING IN THE GEOTHERMAL ENVIRONMENT

Pat Herbert
SII Dyna-Drill

United States

ABSTRACT

Geothermal drilling, historically, has presented what seemed to be insurmountable barriers to the efficient and extended use of downhole drilling motors, especially those containing elastomeric bearing or motor components. In addition to being damaging to rubber, the typical temperatures of 177° to 371°C (350° to 700°F) create other operating problems as well. Recent innovations, specifically in turbodrill design, have opened heretofore unrealized potentials and allowed, for the first time, extended downhole drilling of geothermal wells.

A considerable amount of experience has been obtained both in The Geysers and Imperial County areas of California primarily in directional drilling applications using insert, diamond, and polycrystalline diamond compact bits. Other hot-hole applications are currently being drilled successfully or planned in other states, both on- and off-shore.

The turbodrill is devoid of any elastomers or other temperature-sensitive materials, hence, its capabilities are closely matched to the requirements of the industry. The bearing assembly can withstand the rigors found in the drilling of typical geothermal formations and provide the performance necessary to stay in the hole, thus providing increased penetration rates and, hence, more economical drilling.

This paper will present case histories of recent turbodrill performances in all areas where used. Furthermore, data will be presented showing the performance of insert, diamond, and polycrystalline diamond bits as they relate to the turbodrill, together with forecasts as to the potential that turbodrills have to offer in accelerating and controlling the drilling of geothermal wells.

INTRODUCTION

Typical geothermal wells drilled in the United States present formidable, but not insurmountable, technical difficulties in the effective use of such standard tools as downhole motors and bits that are used every day in the oil industry. The foremost obstacle to the continued operation of these tools is elevated temperature environments. Research is being done to alleviate these difficulties on a continuing basis.

The positive displacement motors and turbodrills presently used contain elastomeric components which cannot survive in the temperature ranges encountered. This fact provided the impetus for the development of turbodrills capable of performing in these conditions. Turbodrills have been developed which can withstand the high operating temperatures while providing the power necessary to drill the most commonly encountered formations, i.e. graywacke, granite, siltstone/claystone which, by their lithology, present very tough drilling conditions.

It should be emphasized that these drilling conditions have demanded the development of the motors. Standard rotary assemblies used for drilling these wells do not realize the same life as their counterpart in the oil industry. This is true for two reasons: (1) Doglegs or sharp bends in the hole accelerate wear on the rotating assembly due to the wall friction with these hard formations, and (2) the higher stresses, both bending and thermal, reduce the fatigue life of the material. In view of these conditions, directional drilling most assuredly must be done with downhole motors if economies are to be realized.

The performance of turbodrills varies only slightly with mud weights and plastic viscosity. There is no direct limitation on these that can be handled by the tools; their limited nature applies to the overall surface pump pressure capabilities.

Turbodrills of this design are completely applicable for oil industry use where very hot hole conditions are commonly encountered, and all other uses where downhole motors would present an advantage.

DESIGN FEATURES

A turbodrill consists of a multistage motor, each stage being comprised of a rotor and stator. The stator is the stationary part of the motor, rigidly attached to the housing. The rotor is rigidly attached to the main shaft and makes up the rotating assembly. The turbine develops power by directing the hydraulic flow of drilling fluid passing through the stator to the rotor blades, causing rotation. The blades can be designed with entrance and exit angles configured to develop any required power output. The turbine motor section is attached to the bearing assembly, which can be of any proprietary design capable of

withstanding (1) thrust loads of the turbine motor, caused by pressure forces acting on the rotor blades and (2) drilling loads imposed by the formations encountered.

These thrust loads are of a bidirectional nature in that the rotor section of the motor creates a large down-thrust and the formation, with the application of bit weight, creates a large up-thrust. For optimum bearing life, the two forces can be balanced and provide, theoretically, a zero bearing load. This ideal can be approached, yet in actual practice it has been shown that there exists either an excess off bottom or on bottom thrust load; therefore, in the overall bearing design, careful consideration must be given to the type of drilling to be done. Very high radial loads are quite common and constitute a critical factor in design considerations. In addition to what we might call static loads, the use of conventional three-cone bits can introduce loads with frequencies on the order of three times the rotative speed and amplitudes approaching two to three times the weight on bit. In view of all these factors, it is necessary to design a bearing system capable of withstanding these loads while operating in a mud environment with high temperatures.

To cover all bit combinations, the flow restricting capabilities of the bearing assembly must fall in the 150-1000 psi range, yet not adversely affect tool performance or life. This restricting capacity can come from seals or proprietary orifice designs found in mud lubricated systems. The knowledge gained from second generation positive displacement motor tools, used for long interval drilling, has provided a mud lubricated bearing assembly design which meets or exceeds all the requirements mentioned previously. The use of seals in the bearing assembly must be designed to meet the same qualifications. To date, no seal has been developed which will guarantee consistent performance and reliability on the order that is necessary for high speed mud driven motors to compete economically with rotary geothermal drilling.

Only major design considerations are presented here, for the scope of this paper is to show, by run data, that many of the design criteria have been met and quite successfully so. The successful application of turbodrills requires the ability to control rotational speed. To control this speed it is first necessary to determine its magnitude on the surface and thereby optimize penetration and bit performance. Tachometers of various designs have been put forth and tested in field applications. It would not be appropriate to comment on the advantages or disadvantages of one design over another, but only to mention that their use in turbodrilling is of utmost importance. Succinct and easily managed surface readout equipment for the tachometer is of equal importance and assures a high degree of control over the turbodrill.

TURBODRILL USE

Turbodrills have been developed and made available both for directional and for long interval applications. The run data presented in this paper are from directional wells where the use of the tool was planned and from others where it was used as a last resort when trouble was encountered. Depending on the need, turbodrills can be run with all drilling tools associated with directional drilling and positive displacement motors (such as bent subs, steering tools, etc.). In fact, because of the normally light bit weights associated with controlled directional drilling, the need for drill collars is lessened. (This fact is especially true when using Stratapax* bits.)

Turbodrills are designed for optimal use with diamond or Stratapax bits, since the higher rotational speeds associated with turbodrilling are highly detrimental to standard rock bits. As with all bits and drilling systems, these statements require qualification. Not all performances can be generalized with regards to turbodrill/bit combinations, and much more information, experience, and tool development must be realized to establish consistent performances in the geothermal area.

In the North Sea, substantial progress has been made in petroleum drilling with Stratapax/turbodrill systems, especially in Cretaceous/Jurassic type formations using oil-based muds. In these sections high penetration rates have been achieved with very light drilling weights. Geothermal formations are typically much more difficult to penetrate and oil-based muds are not used. On the contrary, the typical system used for these formations is water or light muds combined with heavy bit weights. These weights, however, are usually lessened during periods of directional drilling.

APPLICATIONS - DIRECTIONAL

The turbodrills used in all the following applications were 7-inch O.D. with 100 stages. The bearing assembly is a mud lubricated ball bearing type, with a 1000 psi (bit pressure drop) flow restriction capability.

- I. Location: Geysers geothermal field, Northern California
- Hole Size: 12 1/4 inch
- Formation: Graywacke, greenstone
- Mud Weight: 9.0 lbs./gal.
- Hole Temp.: 380° F
- Depth: 2800 ft.
- Bent Sub: 1 1/2°

* Trademark of General Electric, Co., U.S.A.

Rotary penetration had been 6-6 1/2 ft./hr., prior to running the turbodrill in the hole, using three-cone rock bits. The turbodrill increased penetration to an average of 22 ft./hr. Typical bit weights were on the order of 10,000 - 12,000 lbs., with a maximum of 17,000 lbs. The directional job was completed in 131 ft. with the only limitation on staying in the hole being the rapid wear of the rock bits, which were averaging 4 to 5 hours.

II. Location: Geysers

Hole Size: 12 1/4 inch

Formation: Graywacke, greenstone

Mud Weight: 9.0 lbs./gal.

Hole Temp.: 380° F

Depth: 2300 ft.

Bent Sub: 1 1/2°

This run was quite similar to the previous one. As a matter of fact, the same tool used on the previous report was used without any shop maintenance. Penetration was increased to 20 ft./hr. from 5 to 6 ft./hr. on rotary.

III. Location: E. Brawley, Imperial County

Hole Size: 8 1/2 inch

Formation: Sandy siltstone

Mud Weight: 9.2 lbs./gal., "Mill Temp.", cooled

Hole Temp.: 520-575° F

Depth: 9,000 ft.

Bent Sub: 2°

This hole presented a real challenge to the turbodrill, bits and directional driller. Rotary drilling had deviated the hole very close to the property line 2,000 ft. from the target depth of 11,000 ft. The hole temperature was 520° F at 9,000 ft. and 575° F at 10,200 ft. The formation was medium hard siltstone. Because of severe doglegs and other factors, the drillstring was stuck quite often. This happened twice with the turbodrill in the hole, with the result that 200,000 - 300,000 lb. jarring forces were sustained by the tool 12 times. The turbodrill was chewing up rock bits at an incredible rate, and due to the continual loss of gage, it was necessary to ream to bottom on each subsequent run. This was normally done at light bit weights and full hydraulics which placed the turbodrills in an unbalanced hydraulic thrust condition for extended periods. As a matter of fact, we were unable to apply enough weight in most cases to balance the bearings. Because of the severe directional requirement, these bit weights were on the order of 4,000 to 6,000 lbs. on the rock bits, 10,000 to 15,000 lbs. on diamond bits, and

14,000 to 16,000 lbs. on the Stratapax run.

We were running a 2° bent sub above the tool which created a tight fit for a 7" O.D. turbodrill in 8 1/2" hole. As a result, very high side loads were placed on the radial bearings which the tool handled with no problems. Penetration rates with the rock bits were 8 to 14 ft./hr. (running light weights). The rate of change taking place in turning the hole was not adequate, so a Stratapax bit was to be run. This run was preceded by that of a rock bit which, when pulled, showed a loss of 1 1/4 inch off the gage, leaving the balls and roller bearings in the hole. After recovering most, but not all, of the junk in the hole, the Stratapax was run in with the turbodrill. This combination was very aggressive and succeeded in turning the hole in 37 ft. At this point, the penetration ceased and later inspection showed the bit to be completely worn. After the Stratapax bit was pulled, the follow-through drilling with a turbodrill/diamond sidetrack bit combination showed significant hole direction change. (I might note that while going in the hole with the sidetrack bit, it became stuck on a gap in the casing. The Stratapax is believed to have hit this abutment which could have knocked off a stud or two. This fact, coupled with that of remaining roller and ball bearing junk in the hole, may account for the bit's early demise.) The hole was turbodrilled for 262 ft. at 12 ft./hr. at which point they switched back to conventional drilling. After drilling conventional for 407 ft., the hole went off course and two more turbodrill runs were necessary. The turbodrills were used to within 800 ft. of the target depth on course, and the hole was completed conventionally.

IV. Location: Los Alamos - Fenton Hill

Hole Size: 12 1/4 inch

Formation: Granite

Mud Weight: 8.34 lbs./gal. (water)

Hole Temp.: 280-300° F

Depth: 7,845 ft.

Bent Sub: 1 1/2°

Conventional drilling had deviated the well off course, and our objective was to directionally drill back to plan using the turbodrill. The hole at that point was 7,845 ft. deep. Carbide insert rock bits were being used and would be run with the turbodrill.

The severity of doglegs in this hole rendered effective bit weight control difficult at best; the hole was 1/32 inch under gage and the bit was 1/32 inch over gage. So it took quite some doing to condition the hole adequately to finally seat the bit. With 10,000 lbs. weight on bit, the tool ultimately achieved a penetration rate of 12 ft./hr., but due to the severity of the

deviation and a number of steering tool and wireline problems, we only drilled 10 to 12 ft.

The problems, particularly with the steering tool, resulted from hot hole conditions and prevented effective monitoring and use of the turbodrill. Consequently, the drilling personnel decided to call out another wireline company, pull the turbodrill and utilize a positive displacement motor. We were asked to return for another attempt using a turbodrill/tachometer combination as soon as one could be made available. This will be pursued sometime in December or January.

V. Location: Niland, California (Imperial County)

Hole Size: 12 1/4 inch

Formation: Sandstone, Siltstone, Claystone

Mud Weight: 9.9 lbs./gal.

Hole Temp.: 400-520° F

Depth: 5,965 ft.

Bent Sub: 2°

Once again, conventional drilling had deviated the well off course. The depth-in was 5,965 ft. The turbodrill was run with mill tooth rock bits and drilled extremely well. We were holding back on the bit weight to control deviation and still drilling 25 ft./hr. continuously. The directional driller was having problems orienting, which necessitated long soak times for survey and circulation (a steering tool was not used at the start of this job.) The turbodrill was used for 468 ft. with an average penetration rate of 12 ft./hr. This tool, since it had not been used to any extent, had been sent directly from Los Alamos without being serviced.

VI. Location: Brazos Area, Bek #A69, Offshore Texas

Hole Size: 8 1/2 inch

Formation: Sand Shale (medium hard)

Mud Weight: 18.1 lbs./gal. 9 Black Magic (oil based)

Hole Temp.: 350° F

Depth: 13,600 ft.

Bent Sub: 2°

While this is not a geothermal location, it serves to point up the usefulness of the turbodrill in hot oil field applications. The objective of this job was to kick-off a cement plug with 90 to 120 ft. of hole. The turbodrill was run with a diamond side-tracking bit. The kick-off required extended drilling with zero bit weight and full hydraulics. The maximum weight used after the direction change was 15,000 lbs. Average penetration rate

was 8 ft./hr. for the kickoff with a drilling rate of 30 ft./hr.; 106 ft. was drilled to the customer's extreme satisfaction.

To round out our current data, we have run another test using a straight hole turbodrill/tachometer combination at the Los Alamos, Fenton Hill project. Due to unforeseen hole problems, no actual drilling took place, but the operation of the tachometer was demonstrated and validated.

REMARKS

As seen in some of the previously mentioned wells, they required the use of the turbodrill after troubles were encountered, rather than being a planned part of the project. Part of this is due to the lack of knowledge of the fact that these high temperature tools exist. Turbodrills are normally designed to be used with diamond bits which can withstand the higher rotational speeds. Rock bits do not survive on these tools. The most predominant failure is loss of gage which makes subsequent drilling very tedious and demanding. Diamond bits, typically, do not provide the aggressiveness of rock bits, and this is precisely the quality that will make the teaming of Stratapax and turbodrills capable of revolutionizing both geothermal drilling and oil drilling. There are numerous obstacles, and much more information must be gathered, but the potential for cost-effective operation in these hostile environments demands the effort.

We have not exhaustively tested our turbodrills and we have a long way to go. We have tools at Fenton Hill right now which will be utilized very soon. These will be run with a tachometer, allowing the tool operation to be governed quite closely.

REFERENCES

- ¹Sii Dyna-Drill pamphlets, literature and internal documents.

International Conference on Geothermal Drilling
and Completion Technology, 1981, Albuquerque,
NM, Proceedings, Albuquerque, NM; SANDIA,
1981, (SAND81-0036C)



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE -
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL
8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

EL ESTADO ACTUAL DE LAS CEMENTACIONES GEOTERMICAS

ING. CARLOS MIRANDA MOCTEZUMA

GEOHERMAL CEMENTING - THE STATE OF THE ART

Stanley H. Shryock and Dwight K. Smith

Halliburton Services

United States

ABSTRACT

Emphasis today is being placed on the drilling and completion of steam wells. Success or failure depends greatly on the cementing process which requires not only the selection of competent and durable materials but also the complete understanding of placement techniques. Problems such as sloughing muds, crooked holes, lost circulation, poor centralization, and the inability to move pipe are some of the major areas which contribute to good or bad results.

This presentation covers a "state of the art" of the various techniques, materials, and equipment being used in cementing steam wells in the United States and Mexico. Two new techniques which aid in obtaining full hole coverage and in sealing lost circulation zones during cementing are highlighted.

INTRODUCTION

Drilling and cementing techniques associated with the completion of over 2.0 million oil wells in North America have been adapted for use in many types of wellbores drilled for water wells, waste-disposal wells, mine shafts, and steam-producing wells [1].

All these holes are fairly shallow and rarely exceeding 6,000 feet except those drilled as steam-producing wells. In steam wells, wellbore and formation conditions are far more severe and unusual, therefore, both casing and cementing programs must be carefully planned.

Drilling techniques and cementing materials used for deep, hot oil wells where temperatures range upward to 500°F have made it possible to cement shallower geothermal steam wells having static bottom-hole temperatures in excess of 600°F. The hottest of these wells have been drilled in the Salton Sea area of California and in northern Mexico to depths in excess of 8,000 feet for the recovery of steam to power electric generators. Steam wells have also been drilled for the operation of steam generators to produce electrical power in Iceland, Italy, New Zealand, Japan, Philippines, and other parts of the world where large quantities of geothermal energy are found at shallow depths. One of the most publicized steam-recovery projects outside the U.S. is the Wairakei project in New Zealand and the steam areas of northern Italy [2-8].

Steam recovery projects were instituted in the U.S. as early as 1920 near San Francisco. Several hundred wells have been drilled there since 1957. These steam wells represent some of the hottest and deepest steam deposits found anywhere in the world. The temperature gradient - approximately 13°F per 100 ft. of depth - imposes rather unusual demands on drilling muds, casing, and cement used to bond the casing to the formation. Casing in steam wells is affected by temperature and undergoes creep or elongation by thermal expansion unless cemented to surface. Some of the earlier wells drilled for the recovery of geothermal steam used casing designed especially to withstand high temperatures [4,7]. For later wells, however, standard oilfield casing with special threads have been found satisfactory, particularly when casing was successfully cemented to surface.

Because of the extremely high temperatures in steam wells, drilling mud must be passed through cooling towers and circulated back into the well to reduce bottom-hole circulation temperatures as much as possible before cementing. Cement should be circulated to the surface on every string of pipe to reduce buckling and minimize casing creep. Also, the cement must be placed in such a way that the pipe cannot be blown out of the hole in some steam areas.

BASIC CEMENTING CONSIDERATIONS

In cementing casings, the objective is to provide a complete fill-up of cement in the casing hole annulus to resist specific environmental conditions and anchor the casings firmly to the ground and to each other. The hardened cement sheath must protect the casing against possible corrosion by thermal brines and gases and prevent the uncontrolled flow of thermal water and steam outside the casing [9-10] Figure 1.

The depths at which each casing string is to be set is influenced by geological conditions encountered and total depth to which the well is to be drilled. These programs vary, particularly for those casing strings below the surface casing the latter of which are controlled in some areas by regulatory bodies. The diameters of the holes drilled to receive the respective casings should be such that at least 1-1/2 inches thickness of cement surrounds the casing. If the annular space is too wide, it can result in difficulty in obtaining good casing centralization which may cause channeling of the cement during placement. When liners are run and cemented, this annular space may be reduced to 3/4 inches. Typical liner-hole combinations such as 7" liner in 8-5/8" hole have proven to be successful [11,12] Figure 2.

In geothermal drilling, the major difficulties in the cementing operations arise from high temperatures, lost circulation zones and contamination of the cement slurry with drilling fluids. The best way to overcome these difficulties is to diagnose and combat them as they arise using whatever techniques and materials are deemed necessary. Although this does not sound difficult, one will find that too often it becomes quite difficult as a result of poor planning and then overreacting.

High temperatures are expected and usually planned on. Some cementing compositions may exhibit a satisfactory compressive strength when first set, but will begin rapidly to lose this strength when continually exposed to high well temperatures [13, 14, 15]. As the compressive strength retrogresses, cement permeability will increase until the cement column may no longer prevent communication or flow of thermal waters between zones.

Cements exhibiting strength retrogression have been found to contain two hydration products; calcium hydroxide and di-calcium silicate alpha-hydrate. These products appear together and sometimes singularly, depending on temperature and time. This begins at temperatures of 230° F and accelerates as temperatures increase. The process of using silica flour

in concentrations of 30-80 percent by weight of the cement has provided a means of overcoming this. When silica flour is added to the cement, a portion of it reacts with the calcium hydroxide to form di-calcium silicate alpha-hydrate. The remaining silica reacts with the alpha-hydrates to form tobermorite. Tobermorite has a better cementing phase than alpha-hydrated di-calcium silicate and therefore brings about the desired improvements for high resistance in hot wells [13, 14, 15].

Cement samples taken from the annulus of 13-3/8"-20" casings nearly 1 year after completion of the well have been analyzed and found to contain alite, calcium hydroxide, kaolinite, quartz and calcite. The reason for these analyses was in attempt to determine the reasons for failure of the 13-3/8" casing. These products are not what would be expected to find unless a high water ratio filler type cement had been used in preference to an API Class "G" or "H" cement containing silica flour. Further investigations brought to light that this was the case and the well owner has since made changes in his cementing programs to prohibit this from occurring again. The apparent reason for having used this poor quality cement was to reduce the cementing costs.

The basic compositions currently available for cementing casings where temperatures in excess of 230° F is API Class "G" Cement with 30-80% silica flour. Cementing formulations of course will contain cement retarders, friction reducers and sometimes lost circulation materials. Table 1.

To determine which additive to add to this basic composition, it must be decided what properties are needed or required for the wellbore. The first basic need is sufficient fluid life, commonly referred to as thickening time, to place the slurry in the casing-hole annulus. Remember, this cementing composition is prepared at atmospheric conditions and then subjected to temperatures existing in the drilled hole which may be several hundred degrees hotter. As the slurry becomes hotter, it is also subjected to higher pressures and contamination with fluids in the hole. To either of these basic products, it is necessary to add retarders which are designed to keep the slurry a fluid for proper placement.

It is often necessary to reduce the density of the slurry to reduce the hydrostatic pressure or bridge fractures in the rock to control lost circulation. Weight reduction of cementing slurries has historically been accomplished by adding more water. To keep this water from breaking away from the slurry, it is necessary to add some additive which will tie it up. Bentonite, pozzolan and perlites and tiny glass beads are used for this application. Seldom is it necessary to increase the slurry density to contain the formation pressures to

prevent a blow out. Reducing the water with cement dispersants or adding a weighting material is used to accomplish this. There are many additives which can be used with either of the basic cements and it would be rather difficult to completely cover all of these in this presentation [1]. Table 1.

Circulating cement to the surface on all casing strings is always desirable. Uncemented casing can have uncontrolled growth due to temperature and if it should be caught in some tight spot in the hole, it may buckle during idle periods or if allowed to cool, it may pull apart at a collar [10]. (Figure 3) Where liners are run, establishing full cement fill-up and assuring the lap is properly cemented by a squeeze cement job may be necessary.

One could cite many examples of casing failures, blow outs, corrosion problems and other undesirable facts which have and are continuing to occur in steam wells.

Quite often, it is necessary to do plugback cementing prior to running casing either for hole improvement, lost circulation during drilling or change in direction. This has proven to be a costly operation. Selecting any cementing composition without regard to conditions often leads to failure. Subjecting a neat portland cement slurry of 300-400°F in 5 to 15 minutes is a rather severe shock and can be disastrous. There are products and techniques to use which will save much money and time.

Following are various types of completions currently being used for geothermal wells in different areas of the world. Figures 4-8. Cementing compositions used on each of these may vary slightly but generally begin with basic API Class "G" or "H" Cement with 35-40% silica flour used as the temperature increases.

Factors Affecting Cementing Success. The basic cementing operation usually involves two parties, the service company and the well owner. The service company provides the pumping equipment and carries out the owner's instructions. Pre-planning conferences are always helpful and minimize foolish mistakes. Prior to performing the cementing job, depth, hole and pipe size, bottom hole static temperature, drilling mud properties and hole conditions are needed. The well owner stipulates where he wants to bring the top of the cement and usually indicates where and how much lost circulation has been encountered during drilling.

From this, one can determine what type and how much pre-flush to run ahead of the cement, what volume and type of composition to use, how much time will be required to do the job, should the job be staged in one, two or three

stages and the volume of mixing water and displacement fluid the well owner should have available for the job. Wellbore hydraulics during the cementing operation, should be considered. Not often is it critical unless an unusually small annular space or lost circulation exists.

Items to be given critical attention which can significantly affect the outcome of the job are: (See Table II)

- (1) Hole conditions - weak zones, etc.
- (2) Mud condition after running casing.
- (3) Casing centralization and movement during the cementing job.
- (4) Waiting-on-cement time.

CASING DESIGN

The main consideration in designing a casing program for steam wells is to have sufficient strength to resist longitudinal, tensile, and compressive forces and the collapse and bursting forces to which they may be subjected. It was noted in early wells that collapse or tension failures occurred when the casing was not properly cementing in the hole and to the surface. It appeared that collapse failure was caused by heat expansion of undisplaced drilling fluid or excess water that had separated from the cement slurry and become confined in pockets in the annular space between casings. In more recent wells, fewer failures have been reported in completely cemented wellbore, even though thermal stresses are believed to be very high. Typical casing programs used in the steam wells are shown in Figures 4-8.

The effects of temperature on the modulus of elasticity of various grades of steel are shown in Figure 9. However, in most calculations the modulus of 30×10^6 is normally used. The modulus of elasticity for Grades J55, P110 and P105 appears to decrease slightly from room temperature through 700°F. Above 700°F, the modulus decreases rapidly for both P105 and P110 steels, but it appears to increase slightly for Grade J55. The modulus for the N80 steel was shown to decrease continuously with temperature from a value of 27.9 million psi at room temperature to 15.7 million psi at 900°F.

Casing design consideration, after diameter is selected, include [10,16]:

1. Use of low to moderate strength steels for maximum resistance to fluid, CO₂, and gas corrosion, work hardening and possible H₂S stress corrosion cracking.

2. Selection of weight and grade by basic tension, burst (internal yield) and collapse calculations, and
3. Use of API Buttress type couplings (or other premium couplings) to prevent failures, thermally induced stress fissures and, in the latter case, to eliminate coupling recesses for corrosion protection.

CEMENTING MATERIALS USED IN GEOTHERMAL
STEAM WELL COMPLETIONS [9,17,18]

The selection of proper cementing compositions for steam wells has been researched by various companies, agencies, and committees. Comprehensive studies on cementing specimens actually stored in down hole steam environments have been documented in technical papers both in the U.S. and in Europe [19-22]. The same basic findings have been reported by both independent groups in Italy and California, i.e.:

1. All the slurries examined undergo a retrogression of the compressive strength when temperatures increase above 230°F (110°C).
2. At high temperatures, in the range 230°-400°F, when curing time increases, the compressive strength of the slurries rapidly decreases; only the Class "G" type cement with 40 percent silica showed sufficient compressive strength and durability with time. As far as mechanical strength is concerned, this mixture is the most suitable for the purpose of this work.

The other observations in these studies were noted:

1. API Class "G" Cement can be used up to about 170°F (77°C), whereas, at higher temperatures, up to 600°F (300°C), it is necessary to add a retarder depending on the temperature.
2. The fluid loss of this composition is more or less equal to the filtrate of a neat cement slurry which is in the area of 1,000 ml based on the API test. The addition of other products such as retarding agent, bentonite, mica and gilsonite, do not affect the fluid loss very much; filtration control agents, however, will reduce fluid loss values less than 60 ml.

3. The rheological characteristics of API Class "G" Cement with silica flour is not much different from those of a neat cement slurry, and are further improved by the addition of the retarding agent and/or friction reducing materials.
4. This cement-silica flour-water composition is capable of reducing the flow of water found in geothermal wells and is ideal for the purpose of bonding, sealing, and zonal isolation.

CASING EQUIPMENT USED IN GEOTHERMAL WELL COMPLETION - FIGURE 10

Floating equipment, cementing plugs, stage cementing tools, centralizers, and scratchers are mechanical devices commonly used when running casing and in the placement of cement in Geothermal Steam Wells [1]. Table III. Specifications covering such equipment are limited and variable, and standards are primarily the responsibility of the manufacturer.

Floating equipment is commonly used on the lower sections of casing to reduce derrick stress by allowing the casing to be floated into place, whereas a guide shoe functions to direct the casing away from ledges and to minimize sidewall caving as the casing passes through deviated sections of the hole.

This equipment is run on the first joint of casing and simply guides the casing through downhole irregularities. Circulation is established down the casing and out the open end of the guide shoe, or through side ports designed to create more agitation as the cement slurry is circulated up the annulus.

Float collars are normally placed one to three joints above the float or guide shoe in the casing string and serve the same functions as the float shoe. They contain a back pressure valve similar to the float shoe and provide a smooth surface or latching device for the cementing plugs.

The spacing between the float collar and guide shoe allows for entrapment of contaminant cement or mud which may result from the wiping action of the top cementing plug. This spacing also prevents contaminated cement from being displaced around the shoe where the best bond is required.

Multiple stage cementing tools are for those conditions when it is desirable to cement two or three separate sections

behind the same casing string or to cement a long section in two or three stages.

Stage cementing is used because of lost circulation zones found during drilling and the possibility of formation breakdown resulting in lost circulation from the pressure of a dense cement column and/or high displacement rates. Stage tools are installed just above the lost circulation zone at a specific point in the casing string as casing is being run into the hole. After the cement has been placed around the bottom of the casing (the first stage) the tool can be opened hydraulically with either a free falling opening plug dropped down the casing or with a plug pumped down the casing. When opened, fluid can be circulated through outside ports in the tool body until the first stage cement has set. Cement circulation is performed through these ports. When cement slurry displacement has been completed, a closing plug is displaced to close a sleeve over the side ports.

Although the two stage method of cementing is the most widely used, a three stage method can be used to distribute a cementing slurry over a long column when hole conditions will not allow circulation in one or two stages. The three stage cementing technique employs the same steps as the two stage technique except for one additional stage using the plug type method in the uppermost stage.

Cementing plugs are used to minimize contamination of the interface between the mud and cement in the casing; a bottom plug is pumped ahead of the cement slurry [23].

When released from its container, the plug wipes the mud from the casing wall as it moves down the pipe. When this plug reaches the float collar, differential pressure ruptures a diaphragm on top of the plug allowing the cement slurry to proceed through the plug and floating equipment and up the annular space between the pipe and hole. The top cementing plug reduces the possibility of contamination or channeling with the displacement fluid and results in a pressure buildup when landed at the float collar or float shoe.

The uniformity of the cement sheath around the pipe determines to a great extent the effectiveness of the seal between wellbore and casing. Since most holes are not straight, the pipe will generally be in contact with the wall of the hole at several places.

Centralizers have been the object of much research [24,25]; authors may differ in their approach to the ideal cementing job, but the one major single factor that receives

unanimous agreement for success is that proper centralization of casing is essential.

The design of centralizers varies considerably with vendors and for different hole applications. For this reason, the API Specifications [24], as defined in Standards 10D, insure minimum strength requirements based on (1) restoring force and (2) starting force.

Scratchers or wall cleaners are mechanical cleaning devices that are attached to the casing to remove loose filter cake from the wellbore. They are most effective when used during the cement displacement operation.

Scratchers, like centralizers, aid the distribution of cement around the casing where a complete cement seal between the pipe and formation is essential. Casing scratchers are classified as:

1. Those used when the casing is reciprocated.
2. Those used when the casing is rotated.

The rotating scratcher is attached to the casing with the use of limit clamps or by welding.

Reciprocated type cleaners are also constructed of steel wires or cables and are installed on the casing with an integral or separate clamping device.

Rotating scratchers should be used where the pipe must be set at a precise depth and there is assurance that the pipe can be rotated.

Reciprocating scratchers are more effective where there is not depth limitation in setting casing and the pipe can be worked up and down after landing.

DISPLACEMENT - THE CRITICAL PERIOD

While much current research has been devoted to steam well cementing materials, one major area is frequently overlooked [25-30]. In any hole, drilling fluids receive much attention until the drilling objectives are reached. Filter cake on the wellbore makes it possible to achieve stability prior to the running of casing and pumping cement. Once the well is completed, the mud is no longer needed and the controlled properties during drilling may not be maintained. It is assumed that the pumping of cement slurry automatically will displace all the mud, but this may not always occur.

Effective displacement of drilling fluid by cement is a critical factor in successful completion of any well, particularly in hot steam wells. Primary cementing failures are predominantly created by channels of drilling fluid bypassed by the cement in the annulus. These channels are highly dependent upon the drilling fluid viscosity and the filter cake deposits upon the permeable wellbore wall. Any theoretical or model study may not adequately simulate the removal of or the thixotropic characteristics of the mud filter cake due to the lack of dynamic wellbore conditions in the laboratory. Because of this, any theoretical study of the actual displacement process requires great care in interpreting the results.

Field experience where casing or liner failures have occurred repeatedly need close examination. Items which are considered very valuable in diagnosing the problems include:

- (A) Pump pressures at the cementing unit throughout the job.
- (B) Close examination of the returns as they cross the shaker, particularly on jobs where cement returns are expected.
- (C) Conditions of displacement fluid.
- (D) Time required to mix and displace the cement.

After repeatedly having (1) a loss of returns and (2) subsequent casing or liner failures, two geothermal operators decided to examine their records in an attempt to identify what might be causing these two problems. The most significant and outstanding item found in this examination was the pump pressures at the cementing unit had increased - once the cement slurry entered the casing or liner-hole annulus - to twice or more what they should have been. When the pump pressure exceeded twice the mud circulating pressure observed during drilling, lost circulation occurred and was seldom recovered.

If the pump pressure increased less than twice the mud circulating pressure and cement returns were obtained, large amounts of rock cuttings from pea size to marble size were observed crossing the shale shaker.

Several occurrences of trouble were recorded in obtaining adequate volumes of displacement fluid at the desired rate. In most of these cases, the displacement mud was too thick to pump, requiring water dilution and agitation, slowing the displacement process dramatically--often resulting in cement being left in the casing or liner.

To eliminate or reduce the occurrences of these problems, the following steps have been employed and, if each is properly used, seldom is lost circulation encountered and casing or liner failures from buckling or collapse have ceased to occur:

- (A) After reaching T.D., the hole is circulated through the drill string long enough to remove from the hole and drilling fluid cuttings large enough that might bridge in the casing or liner-hole annulus.
- (B) The pump pressure, mud density, viscosity and temperature are recorded at 2-3 pump rates.
- (C) Casing running speed should not exceed 1000 feet per hour.
- (D) Break circulation every two hours while running casing or liner and circulate for a minimum of 15 minutes while reciprocating the casing.
- (E) After the casing is on bottom, condition the mud and hole by circulating and, again, reciprocate the casing periodically such as 15 minutes out of every hour. Check the mud viscosity and temperature and continue circulating until both stabilize. Be sure to check for cuttings in the returns and try to reduce to less than 3%. This process usually requires four or more hours.
- (F) Determine a maximum pump rate to be observed to keep from exceeding a pre-determined pump pressure. This pump pressure should not exceed twice the mud circulating pressure during drilling.

TYPICAL GEOTHERMAL CASING CEMENTING PROGRAM RECOMMENDATIONS

1. Prepare the mud and hole for cementing as previously indicated above.
2. Mix and pump a viscous spacer which is compatible with both the mud and the cement slurry, using a volume capable of filling at least 600-800 ft. per 2000 feet of casing-hole annulus. This spacer should be more viscous and heavier than the mud, but less viscous and lighter than the cement slurry.
3. Follow the spacer with 10 bbls. of fresh water.
4. Follow with 20-50 bbls. of FLO-CHEK™ hole conditioning agent.

5. Follow with 5-10 bbls. of Fresh Water.
6. Drop Bottom Plug if one is to be used.
7. Mix and pump cement at the correct density.
8. Pump as fast as possible but keep pump pressure below pre-determined maximum. Try to maintain a uniform rate.
9. Release top plug with 3-5 bbls. of cement slurry remaining in the pumps and lines. Switch to mud without shutting down and try to maintain a steady pump rate throughout the displacement.
10. Continue displacing until plug bumps or pump pressure reaches the pre-determined maximum. It's easier to drill out cement than it is to squeeze to repair a faulty or unsuccessful casing cement job, particularly if lost circulation is caused by continued pumping at too high a pump pressure.
11. Check to see if the floats are holding.
12. If the float fails to hold, close in the cementing head, but be sure the pressure inside the casing does not increase more than 200 psi above equalization pressure.
13. Give the cement adequate time to harden, usually 18-24 hours.

The important thing to remember is that displacement factors influence the displacement process in all wells, and that the condition of the drilling fluid is directly related to primary cementing success. Characteristics of the mud filter cake are dominant parameters affecting removal of the mud. Simply stated, if mud loses its fluidity, i.e., it becomes thick and viscous, it becomes very difficult to displace. Annular velocity is also an important factor affecting displacement. High flow rates, whether or not the cement is in turbulent flow, provide better displacement than plug flow rates. Other factors that cannot be overlooked are cement rheology and the flow energy of the cement, density differences, centralization, and pipe movement. In every displacement process there are two major opposing forces in cement/mud displacement, namely, a resisting force (the immobility of the drilling fluid), and a displacing force (the flow energy of the displacing fluid). Displacement may be improved by either decreasing the immobility of

the drilling fluid by improving the mud properties, or by increasing the flow energy of the cement.

REFERENCES

- ¹Smith, Dwight K.: SPE Monogram
- ²Bayliss, B.P.: "Introduction to Geothermal Energy," Paper SPE 4176 presented at SPE-AIME 43rd Annual California Regional Fall Meeting, Bakersfield, Nov. 8-10, 1972.
- ³Cromling, J.: "Geothermal Drilling in California," J. Pet. Tech. (Sept. 1973) 1033-1038.
- ⁴"Geothermal Steam for Power in New Zealand," Bull. 117, L.I. Grange, Ed., New Zealand Geological Survey, Dept. of Scientific and Industrial Research, Wellington (1955).
- ⁵Koenig, J.B.: "Worldwide Status of Geothermal Exploration and Development," Paper SPE 4179 presented at SPE-AIME 43rd Annual California Regional Fall Meeting, Bakersfield, Nov. 8-10, 1972.
- ⁶Dominquez, A.B., and Vital, F.G.: "Repair and Control of Geothermal Wells in Cerro Prieto, Baja, California, Mexico"
- ⁷Anderson, E.T.: "How World's Hottest Hole was Drilled," Pet. Eng. (Oct. 1961).
- ⁸Anderson, D.N.: "Geothermal Development in California," Paper SPE 4180 presented at SPE-AIME 43rd Annual California Regional Fall Meeting Bakersfield, November 8-10, 1972.
- ⁹Ostroot, G.W., and Shryock, S.H.: "Cementing Geothermal Steam Wells," J. Pet. Tech. (Dec. 1964) 1425-1429; Trans. AIME, 231.
- ¹⁰Snyder, Robert E.: "How Geothermal Wells are Completed and Produced," World Oil (October 1979).
- ¹¹Lindsey, H.E., Jr., and Bateman, S.J.: "Improved Cementing of Drilling Liners in Deep Wells," World Oil (Oct. 1973) 65.
- ¹²"Deep Gas Well Completion Practices Manual," Texas Iron Works, Inc., Houston 1972).
- ¹³Carter, L.G., and Smith, D.K.: "Properties of Cementing Compositions at Elevated Temperatures and Pressures," J. Pet. Tech. (Feb. 1958) 20-28.
- ¹⁴Ludwig, N.C., and Pence, S.A.: "Properties of Portland Cement Pastes Cured at Elevated Temperatures and Pressures," Proc., American Concrete Institute (1956) 52, 673-687.
- ¹⁵Ostroot, G.W., and Walker, W.A.: "Improved Composition for Cementing

Wells with Extreme Temperatures," J. Pet. Tech. (March 1961) 277-284; Trans., AIME 222.

16 Hills, J.O.: "A Review of Casing-String Design Principles and Practices," Drill. and Prod. Prac., API (1951) 91.

17 "Specifications for Oil-Well Cements and Cement Additives," API Standards 10A, API, New York (1979).

18 "Recommended Practice for Testing Oil-Well Cements and Cement Additives," API RP 10B, API Div. of Production, Dallas (1979).

19 Radenti, G. and Ghiringhelli, L.: "Cementing Materials for Geothermal Wells," Geothermics (1972) Volume 1, No. 3.

20 Cigni, Ugo, Fabbii, Fulvio, Giovannoni, Anselmio: "Advancement in Cementation Techniques in the Italian Geothermal Wells," Report National Electric Energy Agency.

21 Gallu, J.P., Pyle, D.E., and Watters, L.T.: "Performance of Oil Well Cementing Compositions in Geothermal Wells," SPE 7591 presented at the 53rd Annual Fall Meeting in Houston, TX.

22 Gallu, J.P., Pyle, D.E., and Moran, L.K.: "Physical and Chemical Properties of Cement Exposed to Geothermal Dry Steam," SPE 7876 presented at the 1979 SPE Meeting in Houston, TX.

23 Owsley, W.D.: "Improved Casing Cementing Practices in the United States," Oil and Gas J. (Dec. 15, 1949) 76.

24 "Casing Centralizers," API Standards 10D, 2nd Ed., API (Feb. 1973).

25 Howard, G.C., and Clark, J.B.: "Factors to be Considered in Obtaining Proper Cementing of Casing," Drill. and Prod. Prac., API (1948) 257-272.

26 Goins, W.C., Jr.: "Selected Items of Interest in Drilling Technology," J. Pet. Tech. (July 1971) 857-862.

27 Brice, J.W., Jr., and Holmes, R.C.: "Engineered Casing Cementing Programs Using Turbulent Flow Techniques," J. Pet. Tech. (May 1964) 503-508.

28 McLean, R.H., Manry, C.W., and Whitaker, W.W.: "Displacement Mechanics in Primary Cementing," J. Pet. Tech. (Feb. 1967) 251-260.

29 Clark, C.R., and Carter, L.G.: "Mud Displacement with Cement Slurries," J. Pet. Tech. (July 1973) 775-783.

30 Haut, R.C., and Cook, R.J.: "Primary Cementing, The Mud Displacement Process," SPE 8253, 1979 Fall Meeting in Las Vegas, Nevada.

TABLE I SUMMARY OF OILWELL CEMENTING ADDITIVES¹

Type of Additive	Use	Chemical Composition	Benefit	Type of Cement
Accelerators	Reducing WOC time Setting surface pipe Setting cement plugs Combating lost circulation	Calcium chloride Sodium chloride Gypsum Sodium silicate Dispersants Sea water	Accelerated setting High early strength	All API Classes Pozzolans DiaceI systems
Retarders	Increasing thickening time for placement Reducing slurry viscosity	Lignosulfonates Organic acids CMHEC Modified lignosulfonates	Increased pumping time Better flow properties	API Classes D, E, G, and H Pozzolans DiaceI systems
Weight-reducing additives	Reducing weight Combating lost circulation	Bentonite-attapulgite Gilsonite Diatomaceous earth Perite Pozzolans	Lighter weight Economy Better fillup Lower density	All API Classes Pozzolans DiaceI systems
Heavy-weight additives	Combating high pressure Increasing slurry weight	Hemalite Ilmenite Barite Sand Dispersants	Higher density	API Classes D, E, G, and H
Additives for controlling lost circulation	Bridging Increasing fillup Combating lost circulation	Gilsonite Walnut hulls Cellulose flakes Gypsum cement Bentonite-diesel oil Nylon fibers	Bridged fractures Lighter fluid columns Squeezed fractured zones Minimized lost circulation	All API Classes Pozzolans DiaceI systems
Filtration-control additives	Squeeze cementing Setting long liners Cementing in water-sensitive formations	Polymers Dispersants CMHEC Latex	Reduced dehydration Lower volume of cement Better fillup	All API Classes Pozzolans DiaceI systems
Dispersants	Reducing hydraulic horsepower Densifying cement slurries for plugging Improving flow properties	Organic acids Polymers Sodium chloride Lignosulfonates	Thinner slurries Decreased fluid loss Better mud removal Better placement	All API Classes Pozzolans DiaceI systems
Special cements or additives				
Salt	Primary cementing	Sodium chloride	Better bonding to salt shales, sands	All API Classes
Silica flour	High-temperature cementing	Silicon dioxide	Stabilized strength Lower permeability	All API Classes
Mud Kil	Neutralizing mud-treating chemicals	Paraformaldehyde	Better bonding Greater strength	API Classes A, E, C, G, and H
Radioactive tracers	Tracing flow patterns Locating leaks	Sc 46		All API Classes
Pozzolan lime	High-temperature cementing	Silica-lime reactions	Lighter weight Economy	
Silica lime	High-temperature cementing	Silica-lime reactions	Lighter weight	
Gypsum cement	Dealing with special conditions	Calcium sulfate Hemihydrate	Higher strength Faster setting	
Hydromite	Dealing with special conditions	Gypsum with resin	Higher strength Faster setting	
Latex cement	Dealing with special conditions	Liquid or powdered latex	Better bonding Controlled filtration	API Classes A, B, G, and H

TABLE II — FACTORS AFFECTING PRIMARY CASING CEMENTING**Personnel**

Well owners responsibility, service company responsibility

Drilling Rig Operations

Running time of casing, rate of running casing, fracture gradient, position of collar on landing joint, circulating time after running casing

Drilling Fluid

Composition, weight, viscosity, water loss and filter cake, gel strength, admixes

Bore Hole

Diameter, depth, straightness, formation characteristics

Casing

O.D. casing versus hole size, depth of casing set versus total depth

Special Tools

Guiding and floating equipment (shoes, collar), centralizers, scratchers, stage cementing, casing movement (reciprocating vs rotation)

Cementing Materials

Slurry volume required (caliper survey, estimate), type of cement (API classification, admixes), mixing water (supply, impurities, temperature), slurry weight (volume - cu. ft./sack, volume to be mixed)

Mixing and Pumping of Cement Slurry

Plugs (bottom, top, location of top plug, compression of fluid), spacers-flushes (water, special fluid), time (mixing, displacement), mixing units (number, type, mixer)

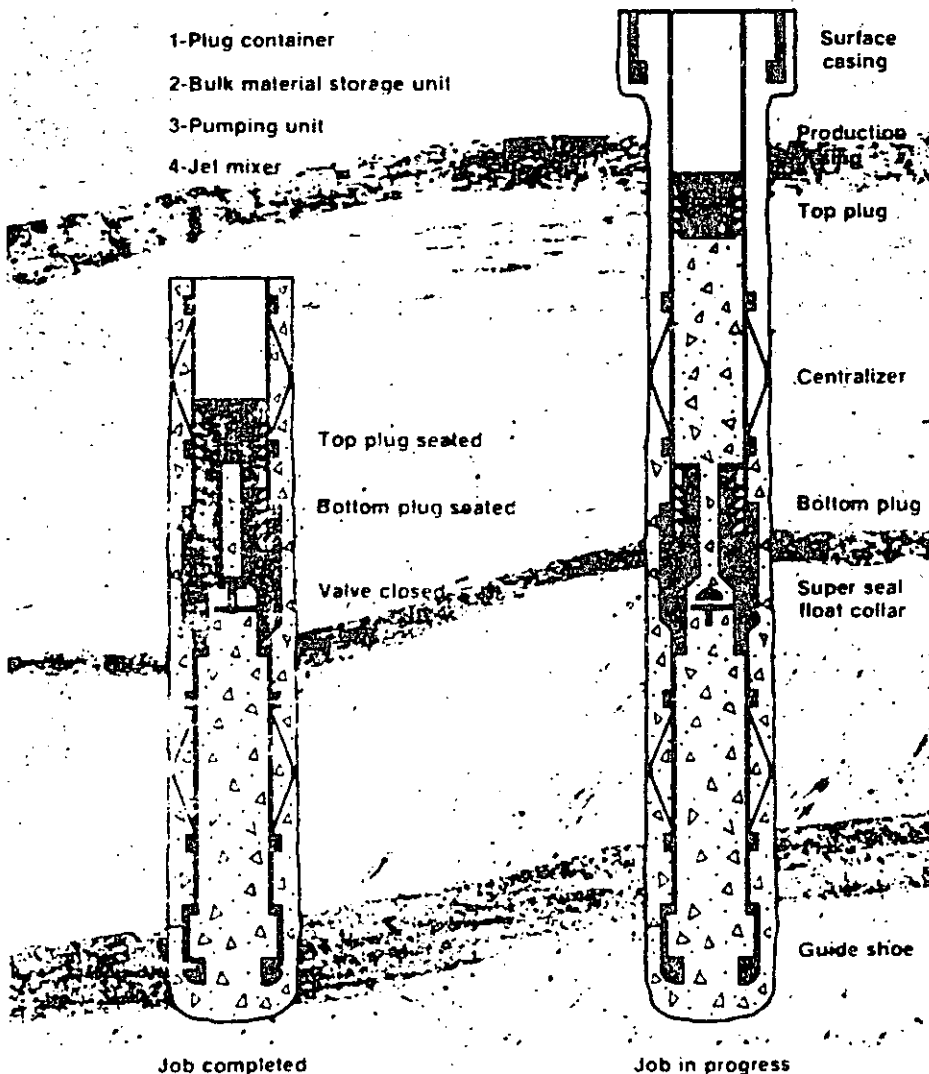
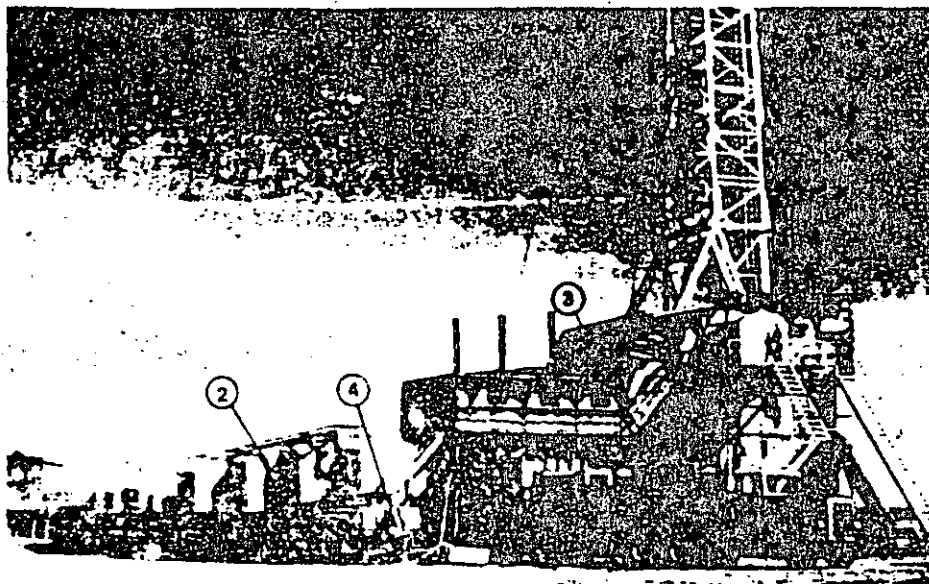
Cementing Head and Connections

Swage, quick change, plug container, opening in head, valves on head, floor manifold

DIGEST OF CEMENTING EQUIPMENT AND MECHANICAL AIDS¹

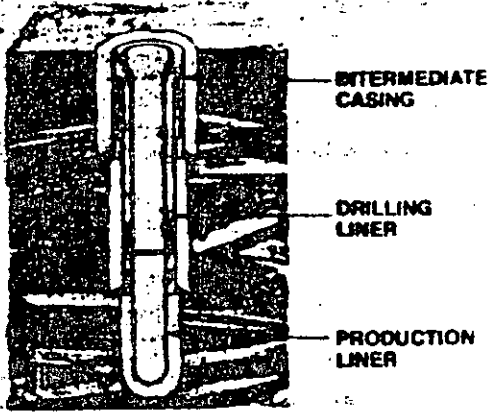
Cementing Equipment and Types	Application	Placement
Floating Equipment		
1. Guide Shoes	Guides casing into well Minimizes derrick strain	First joint of casing
2. Float Collars	Prevents cement flow back Create pressure differentials to improve bond Catches cementing plugs	1 joint above shoe in wells less than 6,000 ft 2-3 joints above shoe in wells greater than 6,000 ft
Automatic Fill-Up Equipment		
1. Float Shoes	Same as Float Collars and Shoes except fill-up is controlled by hydrostatic pressure in annulus	Same as Float Collars or Guide Shoes
Formation Packer Tools		
1. Formation Packer Shoes	Packer expands to protect lower zones while cementing	First joint of casing
2. Formation Packer Collars		As hole requirements dictate
Cementing Stage Tools		
2 Stage 3 Stage Full Opening Tools	When required to cement two or more sections in separate stages	Based on critical zones and formation fracture gradients
Plug Containers		
1. Quick Opening 2. Continuous Cementing Heads	To hold cementing plugs in string until released.	Top joint of casing at surface of well
Cementing Plugs		
1. Top and Bottom Wiper Plugs 2. Ball Plugs 3. Latch Down Plugs	Mechanical Spacer between Mud and cement (bottom plug) and cement and displacement fluid (top plug)	Between well fluids and cement
Casing Centralizers		
Variable Types	Center casing in hole or provide minimum stand-off to improve distribution of cement in annulus, prevent differential sticking	Straight hole—1 per joint through and 200 feet above and below pay zones; 1 per 3 joints in open hole to be cemented Crooked hole—Variable with deviation
Scratchers or Wall Cleaners		
1. Rotating 2. Reciprocating	Remove Mud cake and circulatable mud from well bore Aid in creating turbulence Improve cement bond	Place through producing formations and 50 to 100 feet above. Rotate pipe 15 to 20 RPM Placement is same as rotating Reciprocate pipe pipe 10 to 15 feet off bottom

TYPICAL PRIMARY CEMENTING JOB



TYPES OF LINERS USED IN WELLS

LINER WITH TIE BACK STRING



PRODUCTION LINER OR INTERMEDIATE LINER

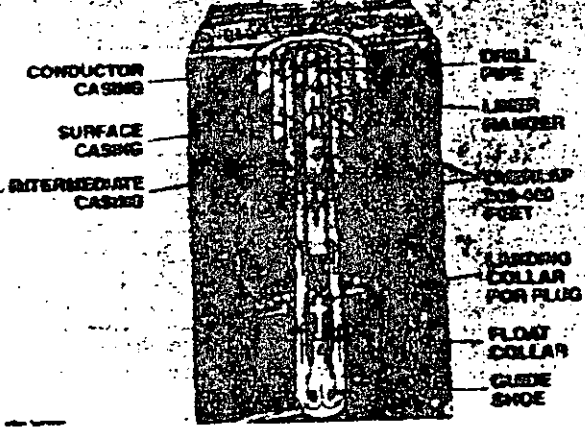
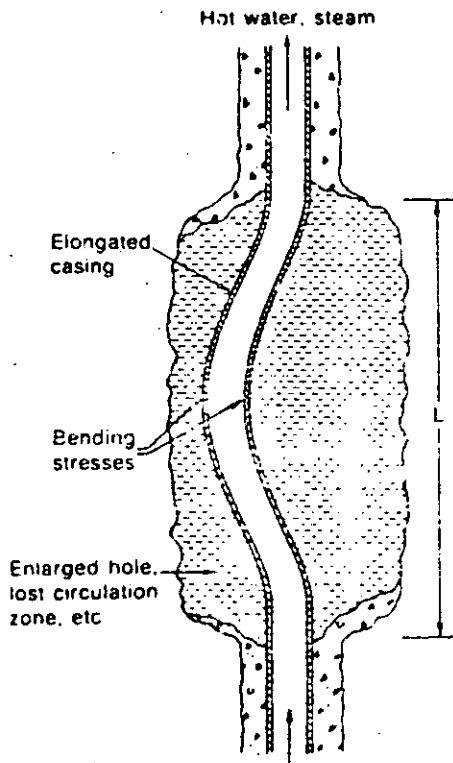
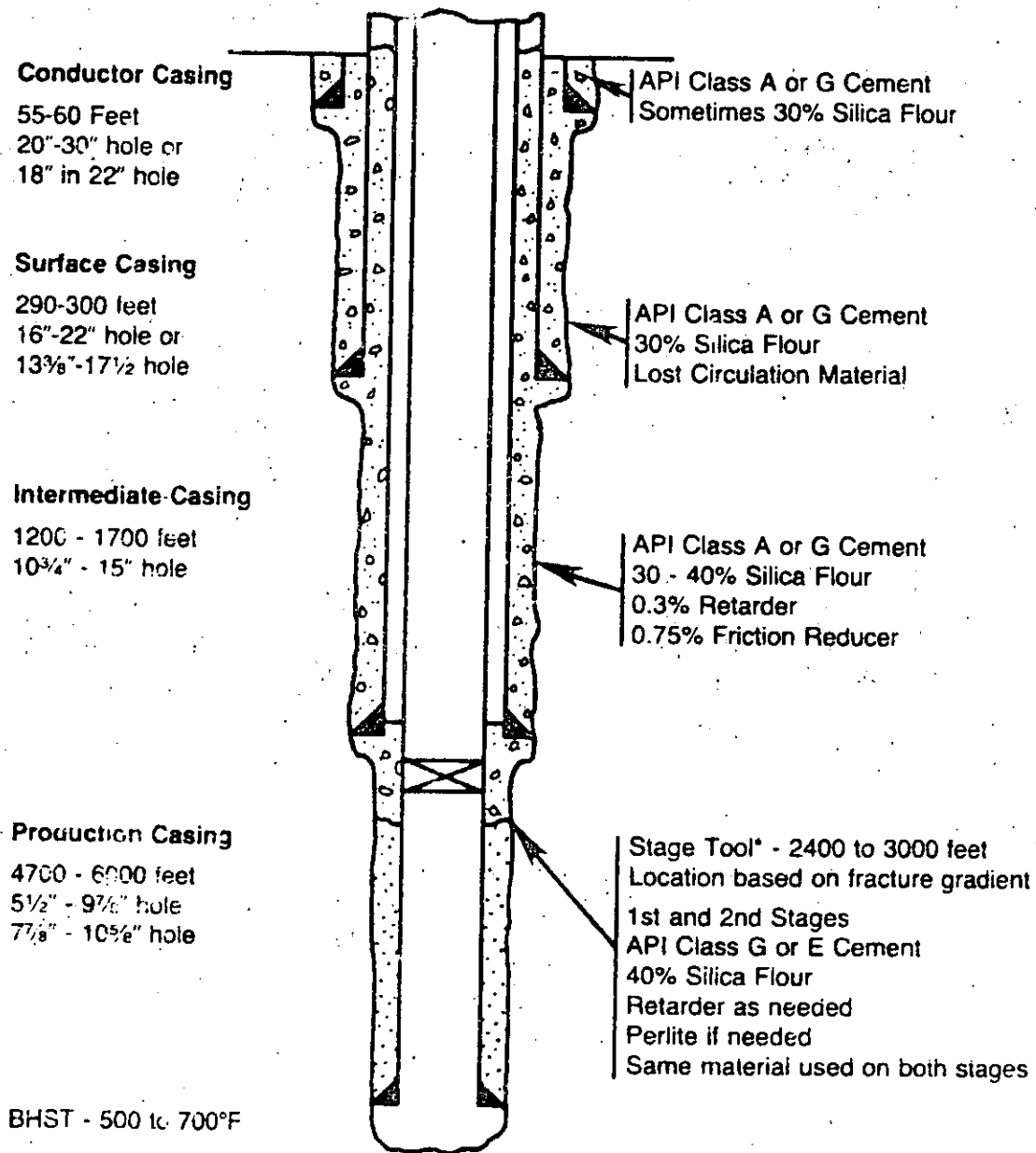


FIGURE 3



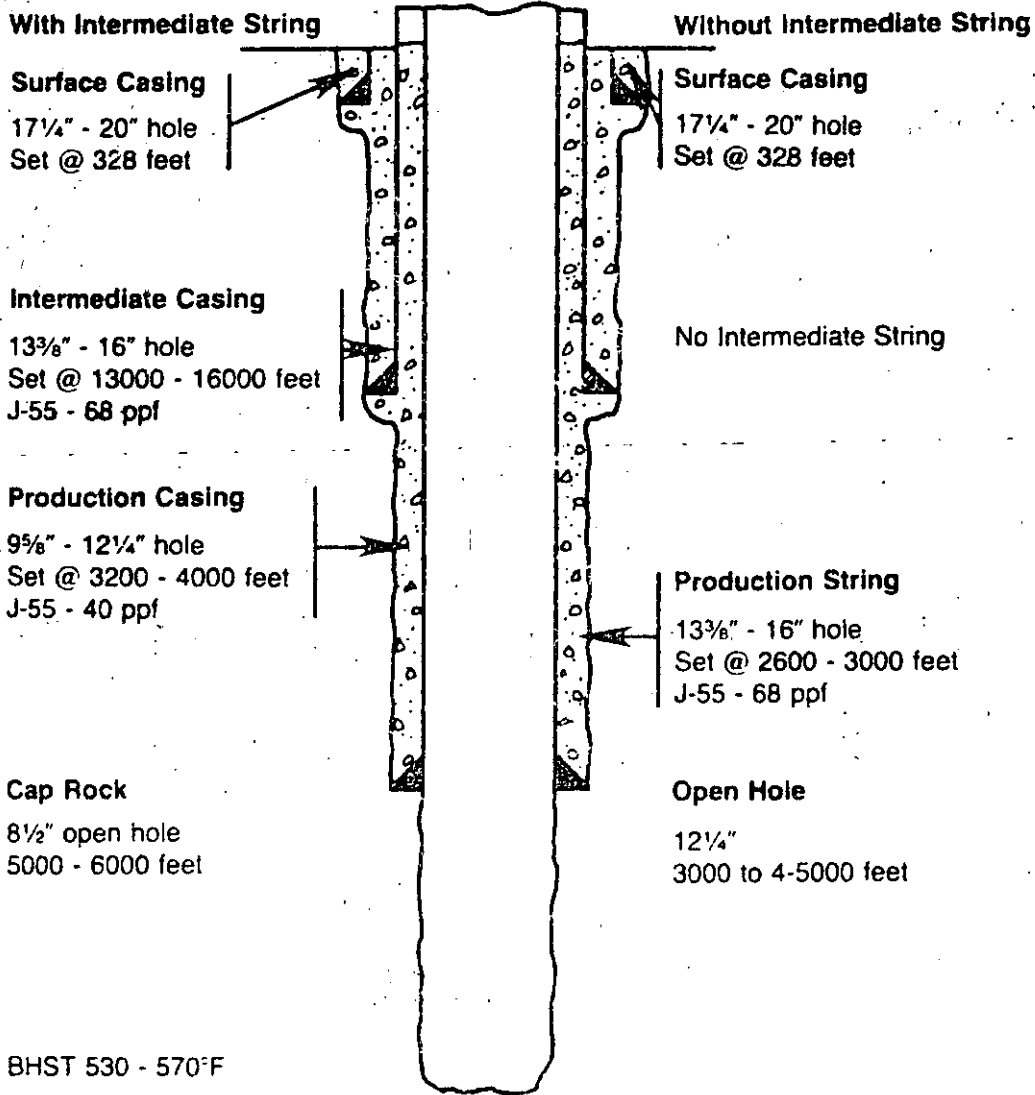
CASING BUCKLING OF UNSUPPORTED PIPE WITH HEATING¹⁰

Early Salton Sea Wells



*Sometimes 3 stage tool without intermediate string.

Geothermal Steam Well* Northern Italy

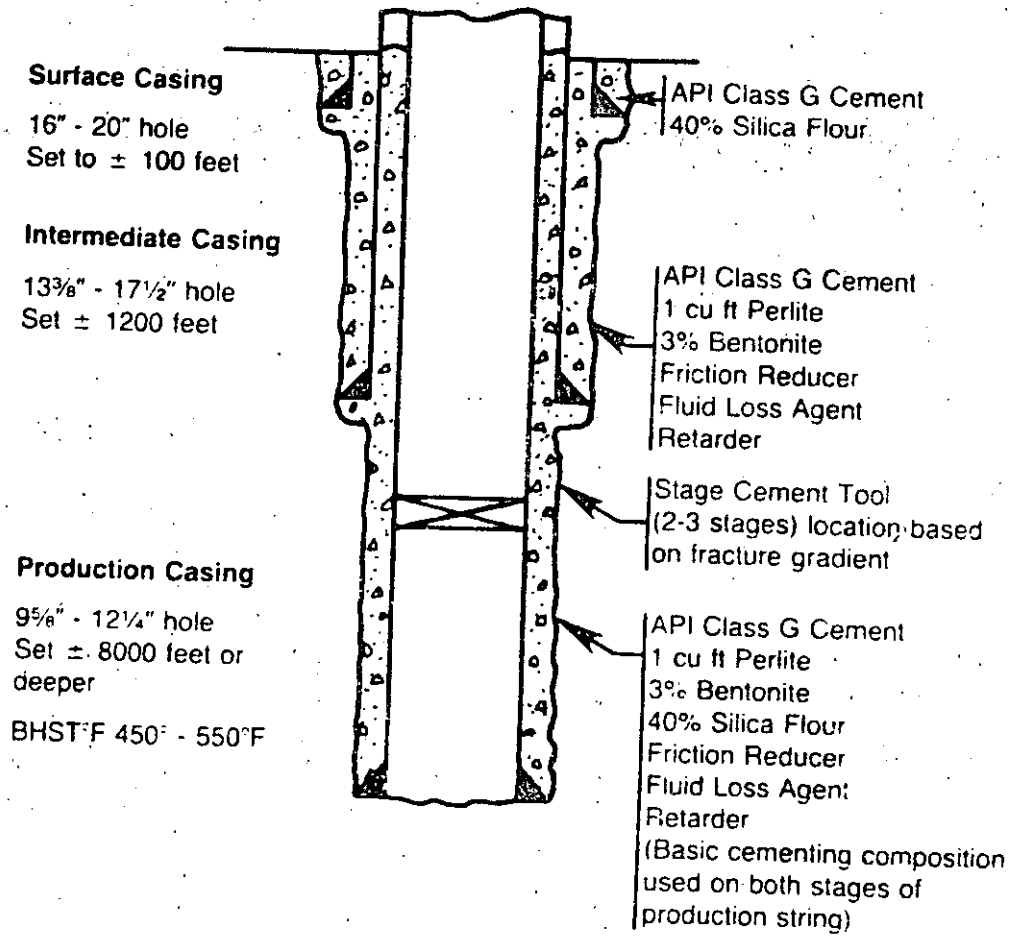


Production Casing Cement
API Class G Type
(425 Cement)
40-80% Silica Flour
plus Retarder

* From advancement in Cementation Techniques in the Italian Geothermal Wells
by Cigni, Ugo, Fabbri, Fulio, Grovannoni, Anselmo - Larderello, Italy

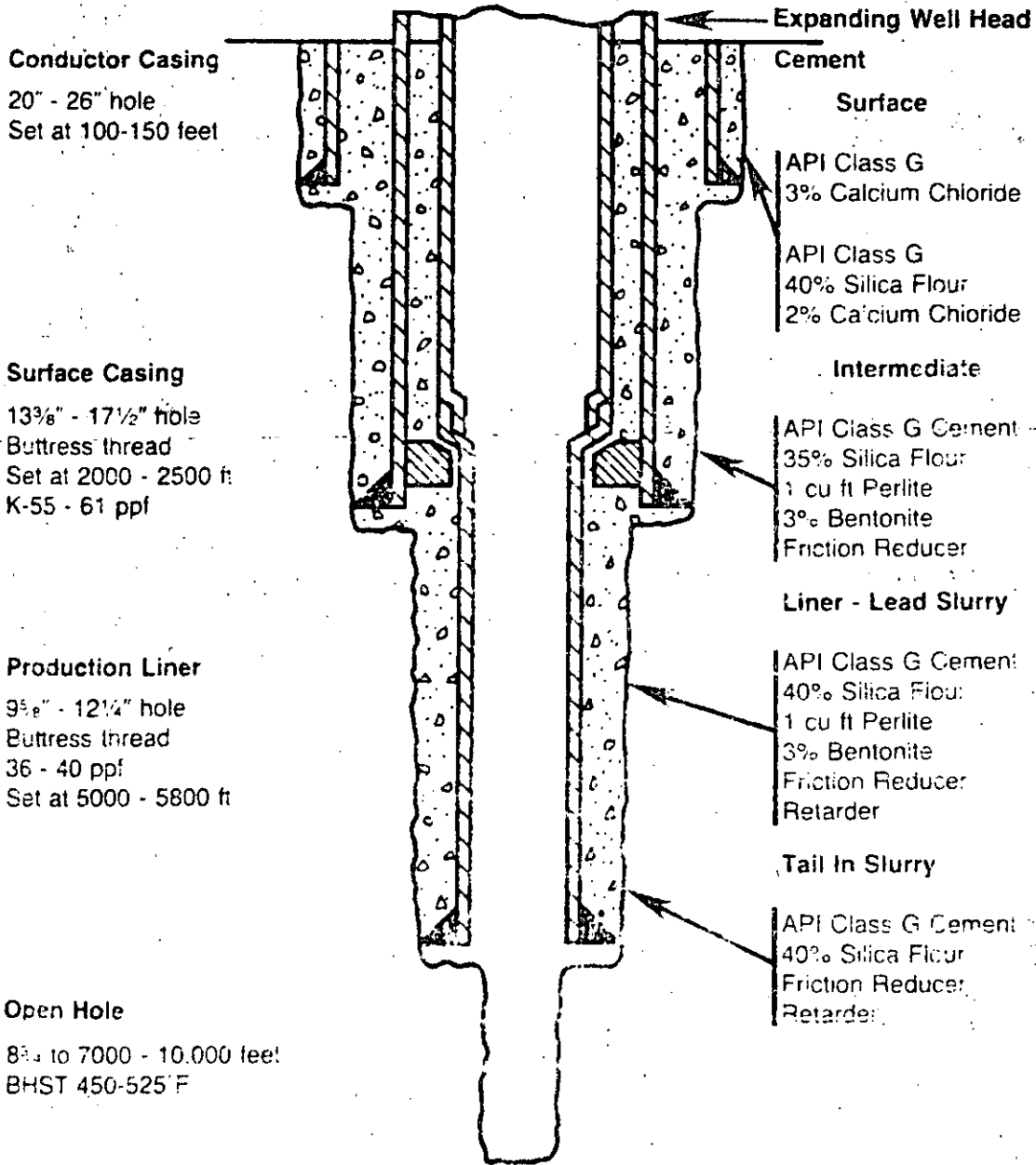
FIGURE 6

**Imperial Valley Wells
Current**



Note - All slurries should be mixed with 0% free water.

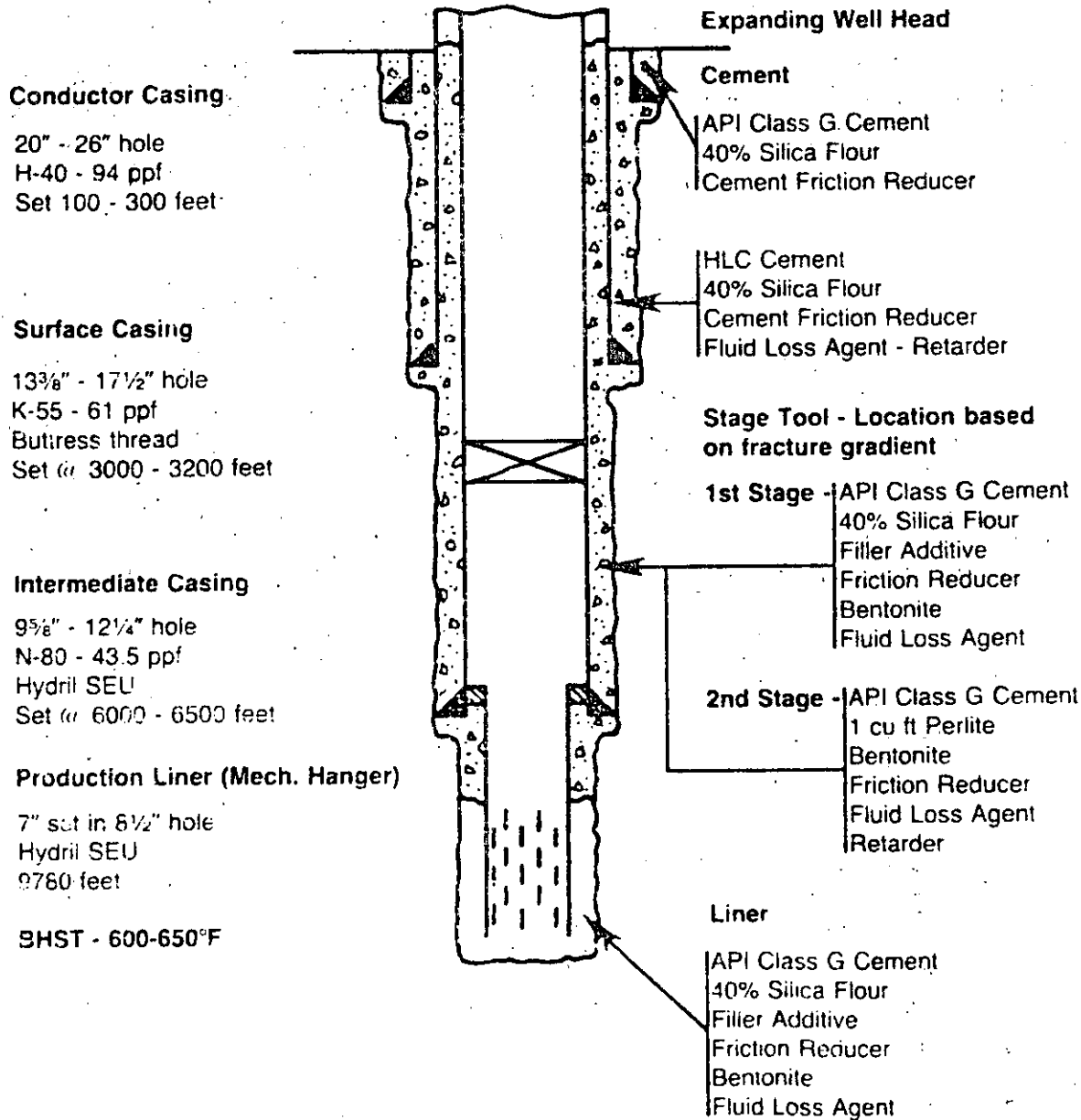
Northern California
Geysers Area



Note - Liner top sometimes squeezed tie back string usually 10"
All slurries mixed with 0% free water.
Preflushes used on all strings.

FIGURE 8

**Baja California, Mexico
Cerro Prieto Field
Geothermal Completion**



Note - Flushes ahead of cement slurry on surface and intermediate strings.

MODULUS OF ELASTICITY OF CASING VERSUS TEMPERATURE

MODULUS OF ELASTICITY - 10⁶ PSI

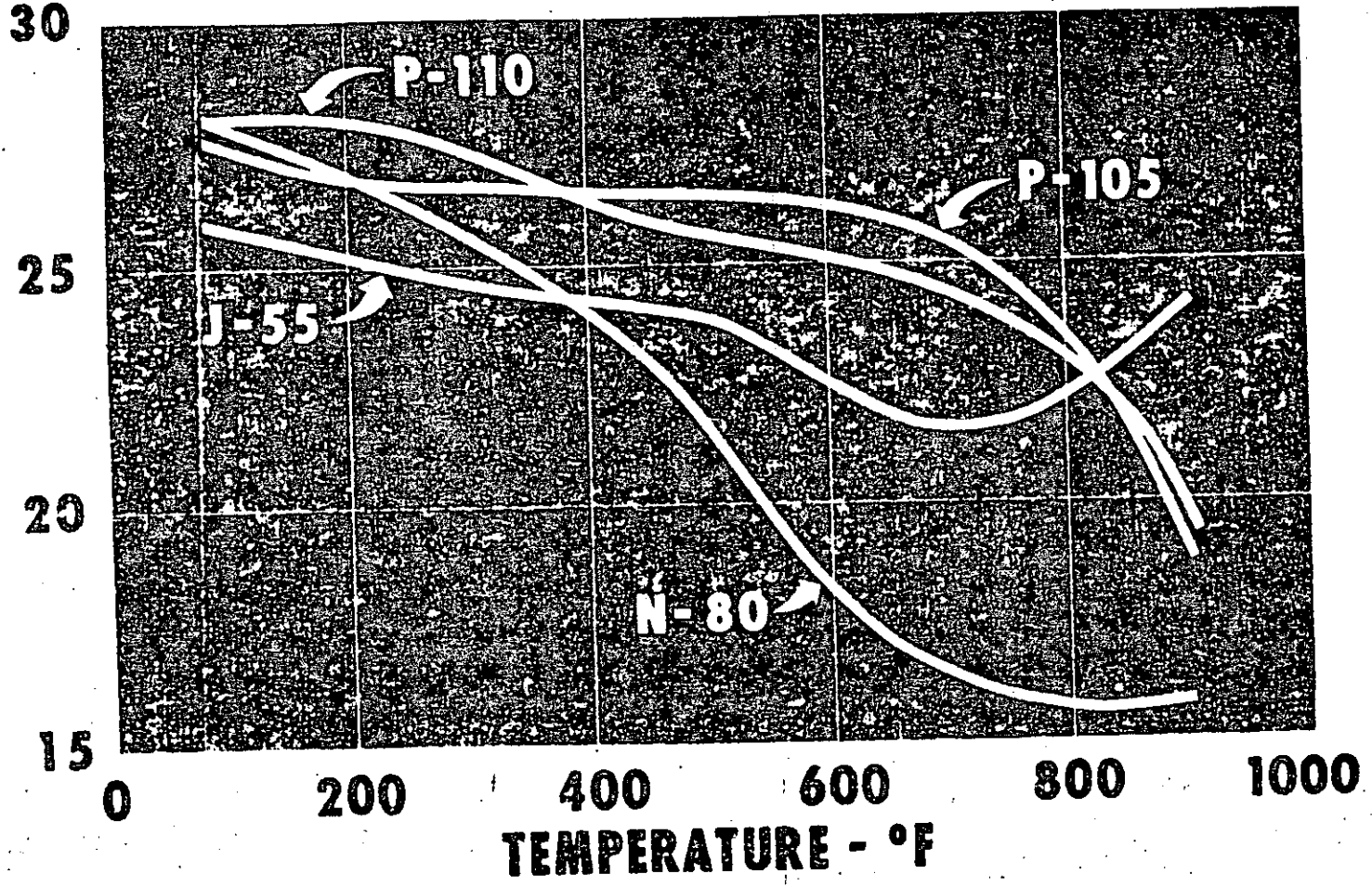


FIGURE 9 26



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE -
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL
8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

PERFORACION, TERMINACION Y MANTENIMIENTO DE POZOS

GEOTERMICOS BACA, NEW MEXICO

ING. CARLOS MIRANDA MOCTEZUMA

DRILLING, COMPLETING, AND MAINTAINING GEOTHERMAL WELLS IN BACA, NEW MEXICO

Stephen Pye

Union Oil Company of California

United States

ABSTRACT

A 55-MWe power plant is planned for development in the Baca location in the Jemez Mountains of New Mexico. Union Geothermal has contracted to provide the steam for the power plant. This paper uses Baca Well No. 13 as a case history to describe the drilling methods, casing program, cementing program, and completion methods used by Union. The discussion includes aerated-water drilling and the methods of solving corrosion problems in aerated water. Lost circulation control in mud drilling and its effect on the subsequent casing cementing program are discussed.

The paper also includes a case history of scale removal methods used in Baca Well No. 11, including drilling the scale out with a turbo-drill and attempts at chemical inhibition.

INTRODUCTION

This paper describes the methods that are currently used to drill, complete and maintain geothermal wells in Baca, New Mexico. FIGURE 1 shows the general location of the Baca field [1].

FORMATION CHARACTERISTICS

Some general understanding of the geology and fluid characteristics is required to understand our drilling and completion practices [1]. FIGURE 2 shows a generalized cross section through the Valdez Calera, and FIGURE 3 shows a pressure and temperature versus depth plot [2].

Most wells have casing set into the top of the thermal anomaly in the Bandalier Tuff, and produce from the Bandalier Tuff or a combination of Bandalier Tuff and Andesite. The better wells produce from natural fractures in the Tuff and/or Andesite.

The pressure and temperature versus depth plots show that the reservoir is underpressured, compared to hydrostatic, by 600 to 900 psi (the reservoir pressure is 1206 psi at 4500' above sea level). The underpressured, but water dominated condition of the reservoir results in severe lost circulation problems, which is why we have had to use air assisted drilling fluids.

Fortunately, the produced water is relatively benign chemically. TABLE 1 [2] gives a generalized chemical analysis of the produced water. Produced water is the primary source of water for the drilling rigs, and the only source of water for the drilling muds. The production wells themselves have experienced very few problems, but there has been one instance of calcium carbonate scale buildup.

DRILLING METHODS

The drilling is broken into two parts: I) surface through the last cemented casing, and II) from the last cemented casing to total depth. There is a distinct difference between the drilling practices and the problems in hole sections I and II, due to a change in philosophy about how lost circulation should be handled. In section I, we work toward eliminating lost circulation, while in section II (the production zone), we worry about damage to the lost circulation zones.

I. Surface Through the Last Cemented Casing

FIGURE 4 shows a schematic of the wellbore completion. The wells are usually spudded in rhyolite or caldera fill. A 17½" hole is drilled to 200 to 500 feet with mud, and then opened to 26". After 20" casing is cemented, 17½" hole is drilled to about 1500', where 13-3/8" casing is cemented. 12½" hole is then drilled to the top of the reservoir (2500' to 4000'). This is the basic drilling program for Phase I, which sounds simple, but is associated with many problems.

The mud program is a gel-lime or gel-Ben-X produced water system. An example of the properties are shown in TABLE 2. Drill pipe corrosion is controlled with oxygen scavengers in this part of the hole. The properties are controlled to maintain adequate hole cleaning and sufficient fluid loss control to avoid problems in some of the upper permeable zones. Since there are few hole problems encountered in this part of the hole that are mud related (no swelling clays, etc.), hole cleaning and some fluid loss control at minimum cost are all that is required of the mud. Because of the lost circulation problems, a low cost mud is desirable to keep overall costs down.

Lost Circulation

Lost circulation is the major time consuming and costly problem encountered at Baca. In Baca, as in all geothermal areas, competent cementing of the casing is a prerequisite to having a useable well when we finish drilling the hole. Bitter experiences have taught us that poorly cemented casing cannot survive the thermal stress cycles that a geothermal well must go through, and very poorly cemented casing cannot survive even one thermal shock. This is discussed in more detail later, but for our purposes here, we consider it imperative that all lost circulation be cured before attempting to cement casing in the well.

The usual lost circulation materials are used in the first attempts (mica, walnut hulls, sawdust, etc.). If the loss is occurring to larger fractures (desirable in the production zone, but not here), the common lost circulation materials usually are unsuccessful or only partially successful. Under these circumstances, cementing of the lost circulation intervals has been the only reliable cure we have found so far, although we have experimented with numerous other "cures".

Cementing lost circulation zones is costly, partly because of the cost of the cement, but mostly because of the time consumed in tripping out and back in with open drill pipe, waiting for the cement to harden, and tripping again to pick up a bit to drill out the cement. Frequently, more than one cement plug may be required. Usually this is due to the size and severity of the lost circulation zone, but occasionally one of the following problems contributes to the lack of success.

1. Did not account for where the fluid level was and overdisplaced the cement plug.
2. Pressured up on the cement plug too soon by filling the hole and by pushing all the cement away (this is a problem in severe lost circulation zones).

3. Did not push any cement back into the formation. The only cement was in the wellbore, so circulation was lost when the plug was drilled out (this is usually a problem in seepage zones). As you can see there is a judgement factor between #2 and #3.
4. Did not wait long enough for the cement to harden. This is frequently a problem in geothermal. We retard the cement for the temperature we are "worried" about - the formation temperature which is hot. However, the loss of circulation has cooled the hole enough that the cement then takes longer to set up. Drilling out too soon will frequently result in taking 24 hours to solve the lost circulation problem instead of saving three or four.

The cement used for these plugs is usually a 1:1 perlite-"G" or "H" cement with appropriate retarders. We attempt to drill enough rat hole without returns to assure that we can get back to the lost circulation zone with the cement.

Directional Drilling

Due to the steep topography and for environmental considerations, more than one well is drilled from a single location, and the wells are directionally drilled to the targets selected by the geologist. Beside this initial reason for directional drilling, there is a secondary reason. The productive fractures at Baca have proved to be elusive at times, and required that the hole be sidetracked and redrilled toward another likely prospect to obtain a productive well.

Our directional work is done with either mud motors or turbines. We have had both good success and dismal failure with both types of equipment, which may indicate that reliability is more a function of the organization handling the tools than the equipment itself. However, we have tended to stay, and had good success with turbines when the temperatures increased. We do most of our directional work in the 12 $\frac{1}{4}$ " hole, but occasionally we have done directional work in the 8-3/4" hole, either to sidetrack or to make a last minute correction to the holes direction. This has occasionally resulted in doing directional work with aerated water or without returns, but it has been successfully accomplished.

In general, the turbines and mud motors are not as reliable as we would like them to be, and the high rpm of these tools results in a very short bit life. However, these tools have allowed us to successfully complete our directional work. We just feel that there is room for improvement in this area because the costs are high.

Blowout Preventers

The blowout preventer stack is shown in FIGURE 5.

II. From the Last Cemented Casing to T.D.

Various methods have been tried at Baca to drill the productive interval.

Air drilling was tried, but hole stability and large water influxes usually prevented successfully reaching the target, and the combination of air and produced water resulted in rapid drill string and casing corrosion.

Straight mud drilling resulted in serious lost circulation problems and frequently the well had to be drilled without returns. The problems encountered in drilling without returns often prevented the well from reaching the desired location, but more importantly, all the mud and cuttings were lost into the productive fractures where it is believed they seriously impaired the wells productivity.

The current practice at Baca is to drill out of the shoe of the 9-5/8" casing with air until sufficient water influx occurs to require switching to an aerated water system. The well is then drilled to T.D. using an aerated water system.

The major problems with an aerated water system are balancing the air-water ratio and inhibiting the drill pipe corrosion (which also affects the integrity of your casing strings).

Corrosion Inhibition

In the initial aerated water drilling tests, the corrosion rates were unacceptably high, approaching 24#/ft²/yr.: We found that combining pH control with a proprietary inhibitor, Unisteam, controlled most of the corrosion problems. The OH⁻ ion is known to be a good oxygen corrosion inhibitor, and we found that if the pH was kept above 10.5 to 11.0, corrosion could be controlled to an acceptable 2#/ft²/yr. or less when used in combination with Unisteam. These corrosion rates are based on corrosion coupons placed in the drill string. The chemical requirements are a function of the chemistry of the produced water (when drilling with an aerated system, you are drilling underbalanced and formation fluids are entering the circulating system, so the chemistry of the circulating fluid rapidly becomes the same as the produced water). At Baca, the produced fluids are relatively benign (see TABLE 1), and inhibition can be obtained with a combination of Unisteam and pH control under most circumstances. However, our attempts to extend this method to other areas with different water chemistries has not always been successful, and we have frequently had to make major changes in the chemistry in order to obtain inhibition.

Even at Baca, the water chemistry will vary slightly from well to well, and occasionally we have high corrosion rates (4-6#/ft²/yr.) for short periods of time because we did not anticipate these changes. The number of times that high corrosion rates have been encountered has been reduced by continuously monitoring pH, bulk mixing caustic, and using chemical pumps to continuously treat the drilling fluid with caustic to maintain the desired pH as indicated by the monitoring system.

While the caustic is added to the circulating fluid (at levels up to 4000#/day), the Unisteam is added to the air stream. The normal Unisteam treatment is to dissolve 30 gallons of Unisteam in 10 bbls of water and inject it into the air stream at a rate of 2 gallons/minute. We have also found it beneficial to add 30 gallons of ammonium hydroxide to this mixture as well.

The ammonium hydroxide was added after we noted that the top 400 to 1000' of the drill pipe appeared corroded on the outside, even though the ring coupons on the inside showed no excessive corrosion. We came up with the following explanation for this external corrosion. As is frequently the case in aerated water drilling, there is a period of time involved in establishing continuous circulation during which there are no returns, except part of the air. This period of non-circulation can be anywhere from 15 minutes to hours in length. During this time, water vapor is carried up the annulus from the surface of the fluid level by the air that is channeling through the water. This warm water vapor condenses on the outside of the pipe which is cooled by the fluids traveling down the inside of the drill pipe. Since this is condensed water vapor, it has a neutral pH and no inhibitive chemicals. Consequently, the air passing by diffuses oxygen into this water layer causing rapid corrosion. With the addition of ammonium hydroxide, some of the ammonia is carried along with the water vapor and air, and when the water vapor condenses on the pipe, the ammonia dissolves in the water providing the necessary corrosion inhibition. The addition of ammonia at Baca has prevented excessive exterior corrosion at the top of the drill pipe.

Balancing the Air-Water System

Balancing an air-water drilling system is at its best an art whose success lies with the experience and dedication of the people at the controls - primarily the driller and the compressor operator. There are no firm fixed air-water ratios, jet sub setting depths or methods of attaining circulation. All I can offer is a review of what we do and why, and the things the driller uses to help him decide the air-water ratios to use.

We have successfully drilled both with and without jet subs. A jet sub is a bit jet nozzle mounted in a drill pipe sub which allows part of the air and water to exit some distance above the

bit to make it easier to establish circulation. When jet subs are used, they are usually placed about 500' below the fluid level. The air exiting the jet sub then helps lift this 500' column of water and establish circulation.

Our normal mode of operation is to use the entire capacity of either one or two compressors, and then adjust the air-water ratio by increasing or decreasing the fluid pump rate. This is the easiest method of operation for the driller, because he has the pump controls at his station, while the air controls are out by the compressors. The compressors we are using put out 1100 to 1200 scfm at the elevations they operate at in Baca. Air-water ratios vary dramatically, but 60:1 is probably a good starting guess. The driller must then adjust this ratio up or down based on how the well performs. If he is having trouble keeping the well circulating, he will increase the air:water ratio (decrease the pump rate), and if circulation becomes too violent, he will decrease the air:water ratio (increase the pump rate).

Since we are basically drilling under blowout conditions, the air:water ratio is a continuously changing quantity. When circulation is initiated, the water is relatively cool, and no production has been encountered. Therefore, a high air:water ratio is required to overcome the underbalanced reservoir condition (see FIGURE 3). As we drill deeper and encounter productive fractures, hot produced fluid enters the wellbore and part of this fluid flashes to steam, which usually increases the gas:liquid ratio in the annulus. The inlet gas:liquid ratio must then be decreased to counteract the increase that occurs in the annulus due to the produced fluid. Since these changes are neither predictable or readily measureable, we must rely on the experience of our personnel to handle the necessary changes in air:water ratios.

Our normal mode of operation involves the use of one compressor (1100 to 1200 scfm), but occasionally two compressors are required (or something between 1100 and 2400 scfm). The extra gas capacity is required to clean the hole because of an incompetent zone or higher gas:liquid ratios are required. We like to keep at least 150 gpm of liquid for carrying capacity, so if gas:liquid ratios need to exceed 60:1, then two compressors are required. We also occasionally encounter an incompetent zone which requires more carrying capacity to keep the hole clean until the zone stabilizes. The extra carrying capacity can be obtained by increasing both the air and liquid injection rates, usually doubling both of them.

Initially it would not appear that air:liquid ratios as high as 60:1 would be required based on the bottom hole pressures. However, since this is an air:water system rather than the more conventional air:mud systems, it is not as efficient. The low

viscosity produced water allows the air to channel through it, so it is not nearly as efficient at removing the liquid as a viscous mud system which will entrain the air and be carried out with the air rather than being bypassed by the air. The use of an air:mud system was considered, but it was discarded for the following reasons:

1. The volume of produced water circulated out of the hole while drilling was large, and a viscosifier would damage the injection wells that had to dispose of the produced water.
2. The viscosifier (clay) could damage the well being drilled during those periods when circulation could not be maintained.
3. The cost of adding a viscosifier to the large part of the circulating system that was only used once was prohibitive.

CEMENTING AND COMPLETION PRACTICES

Since we have just finished drilling the well with aerated water, we will discuss the completion, and then go back to discuss the cementing procedures.

The wells are completed by hanging a 7" preperforated liner from the 9-5/8" casing through the completion interval (see FIGURE 4). A packer is then set in the 9-5/8" casing, and a 9-5/8" tie-back is tied into the 9-5/8" liner and cemented back to the surface. We feel that it is necessary to run this tie-back to provide a string of pipe at the surface that is known to be competent (one that has not been worn by the tool joints or experienced corrosion problems). This competent string of pipe at the surface provides added safety against the shallow casing failures which can cause blowouts.

The surface completion consists of an expansion spool, two full opening valves, a flow tee, a surveying valve, and two wing valves as shown in FIGURE 4.

Our cementing procedures are relatively simple. As discussed previously, it is necessary to fully cement all strings of pipe. The actual cementing is done with a spacer followed by a filler cement of 1 perlite:1 "H" cement with 40% silica flour and the appropriate retarders, friction reducers and gel. The filler cement is followed by a tail-in slurry of "H" cement with 40% silica flour. When cementing the tie-back, no filler cement is used. It is imperative when cementing the tie-back that the cement have 0 free water. Any free water trapped between casing strings will cause the inner casing string to buckle, and while this is a serious problem to watch for when cementing the tie-back, it must also be kept in mind where the 9-5/8" casing laps over the 13-3/8" and where the 13-3/8" laps over the 20" casing.

One horror story should be sufficient to show the necessity of fully cementing casing, and the futility of trying remedial measures after the problem exists.

While drilling Baca #17, lost circulation was encountered at 1090' which resulted in sloughing and a water entry at about 450'. Twenty-inch casing had been set at 247'. After numerous attempts, the lost circulation at 1090' was finally plugged off. The major problem was sloughing at 450' which prevented getting back into the hole to plug the lost circulation zone. The sloughing also was creating a cavity at this depth. The 13-3/8" casing was cemented in place, but there was no cement returns to surface. The annulus was cemented through 1" tubing, and we went on to complete the well. We decided to flow test the well prior to running the tie-back to make sure the well was good before going to that expense. However, when the well was turned on, the casing buckled at 407'. Seven-inch casing was run and cemented back to surface through the collapsed section, the well was turned on, and the 7" casing collapsed at 407'. This horror story has been told to emphasize the need to fully cement the pipe in the hole. We learned our lessons from the failure of Baca #17 and successfully twined this well with Baca #21, which has been completed as a producer.

LOGGING

The logging program consists of running a dual induction log in the 17½" hole, a suite of logs in the 12½" hole consisting of a fracture identification log, compensated formation density, a compensated neutron log, gamma ray log, a dual induction log and a temperature log. The 8-3/4" hole is logged with an induction log, and compensated formation density-compensated neutron-gamma ray log. The large 17½" hole sometimes makes it difficult to obtain a good dual induction log. There are few problems in the logging of the 12½" hole. The temperature log is run first to assure that we can use low temperature tools, which we have been able to do. High temperature tools must be used in the 8-3/4" hole which limits the tools we can run. We would like to run a fracture identification log in this hole, but they are not available in a high temperature version. High temperature logs are available, but not in New Mexico. We inject water to cool the hole while logging, so we do not have any temperature problems unless the water is not going out the bottom. If the water is exiting high in the hole, the tools usually continue to function, but the logging cable burns up. Consequently, we always log going into the hole so that we have a log if the cable burns up on bottom. Our biggest problems are usually no different than logging normal temperature holes: quality control and people operating the equipment.

REMEDIAL SCALE REMOVAL

Well Baca #11 has had a calcium carbonate scaling problem. The carbonate buildup had curtailed the wells productivity, and was removed in 1976. The scale was removed by drilling it out under flowing conditions with a turbine. The well was kicked off and flowed until the surface temperature reached 320°F, and then the turbine was run with 180 gpm of water while the well continued to flow, bringing the cuttings out of the well.

USING THE DATA DEVELOPED AT BACA IN OTHER GEOTHERMAL AREAS

The methods we use to drill and complete wells in Baca have direct application to most every geothermal area under development. The basic methods of drilling down to the top of the reservoir and installing a competent completion in that hole are the same for every geothermal area we are developing, and, therefore, have wide application. The aerated water method of drilling the producing formation may not have as wide an application, but it does describe one of a number of alternative methods for drilling wells into underpressured geothermal reservoirs.

REFERENCES

¹Dondanville, Richard F., "Geologic Characteristics of the Valles Caldera Geothermal System, New Mexico"; Geothermal Energy: A Novelty Becomes Resource; Transactions Geothermal Resources Council Annual Meeting 25-27, July, 1978, Hilo, Hawaii; Volume 2, Section 1.

²"Baca Project Geothermal Demonstration Power Plant", a proposal submitted to the Department of Energy in response to their Program Opportunity Notice EG-77-N-03-1717, 31 January, 1978, by Union Oil Company of California and the Public Service Company of New Mexico.

AVERAGE PRODUCED FLUID CHEMISTRY

	BRINE UNCORRECTED FOR FLASH		CONDENSATE	
	AVG.	(NO. OF SAMPLES)	AVG.	(NO. OF SAMPLES)
pH	7.2	(26)	4.5	(20)
SUSPENDED SOLIDS, mg/l	319	(13)	4.9	(16)
TOTAL DISSOLVED SOLIDS, mg/l	6093	(24)	29	(21)
SiO ₂ , mg/l	599	(40)	29	(21)
CO ₃ ⁼	19	(27)	0	(20)
HCO ₃ ⁻	127	(26)	6.6	(19)
S ⁻	2	(15)	8.6	(1)
SO ₄ ⁼	64	(23)	1.8	(17)
Cl ⁻	3061	(43)	17	(25)
Na	1749	(43)	6	(23)
K	370	(43)	1.4	(23)
Ca	15	(42)	0.4	(19)
Mg	0.3	(21)	0.2	(21)
Ba	0.05	(6)	0.04	(7)
B	23	(26)	0.8	(21)
F	6	(21)	<0.2	(8)

TABLE 1

(from Reference [2])

AVERAGE NONCONDENSIBLE GAS CHEMISTRY

NONCONDENSIBLE GASES IN STEAM PHASE:

2.51% BY WEIGHT (29 SAMPLES)

1.04% BY VOLUME

	AVG. PPM BY WT.	AVG. PPM BY VOL.	(SAMPLES)
CO ₂	28,254	11,973	(28)
H ₂ S	204	125	(31)
N ₂	42	28	(26)
H ₂	1.6	14	(31)
CH ₄	1.4	1.6	(21)

TABLE 1 (Cont'd)

(from Reference [2])

MUD PROPERTIES

Weight - 8.5 to 9.0 #/gallon

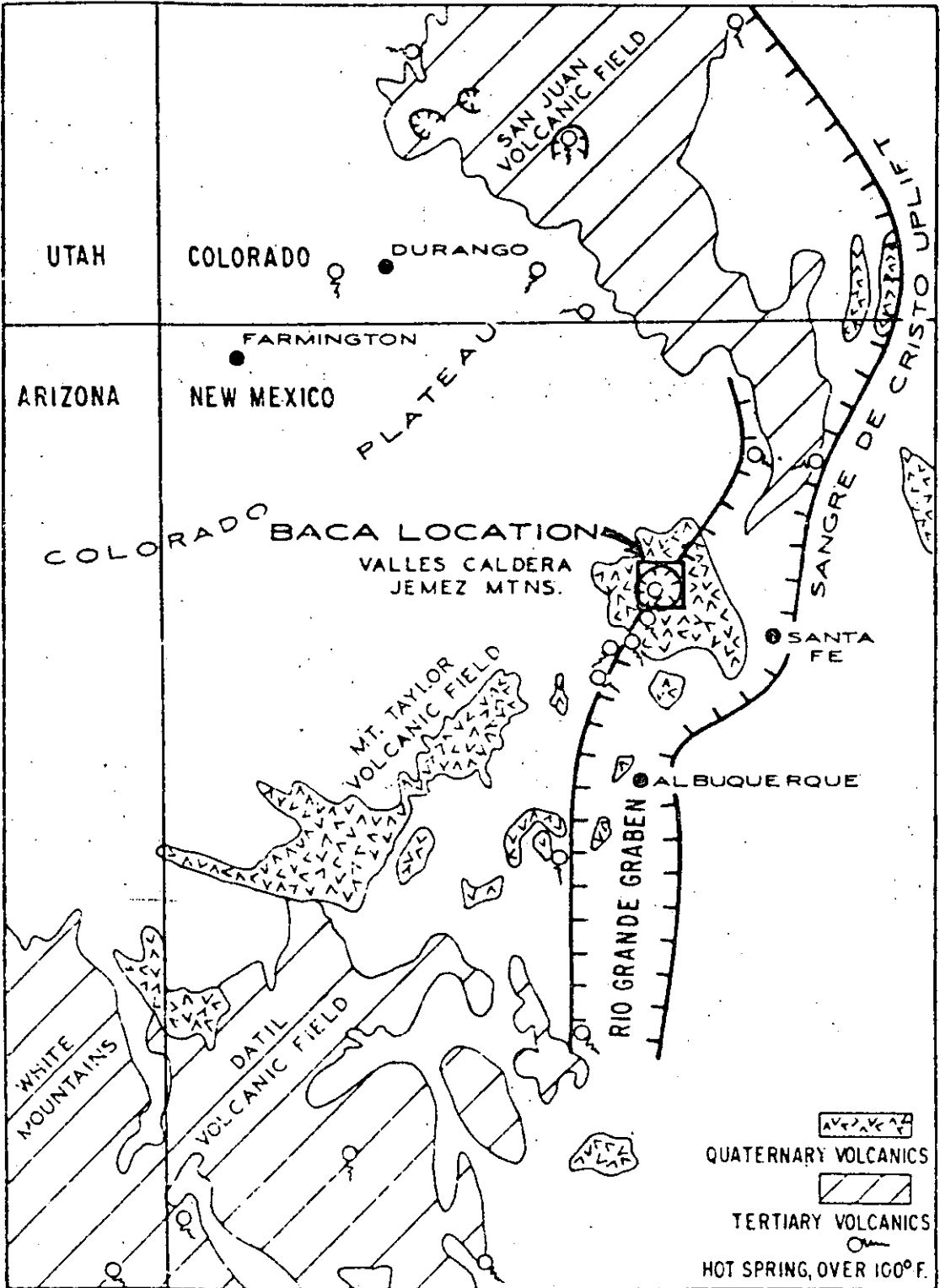
Funnel Viscosity - 30 to 38 seconds

Plastic Viscosity - 2 to 8 cp

Yield Point - 1 to 10 #/100ft²Gel Strength - 10 seconds: 0 to 10 #/100ft²
10 minutes: 4 to 25 #/100ft²

Fluid Loss Control - 10 cc API to no control

TABLE 2



REGIONAL GEOLOGIC SETTING OF VALLES CALDERA, JEMEZ MOUNTAINS, NEW MEXICO.

FIGURE 1
(from Reference [1])

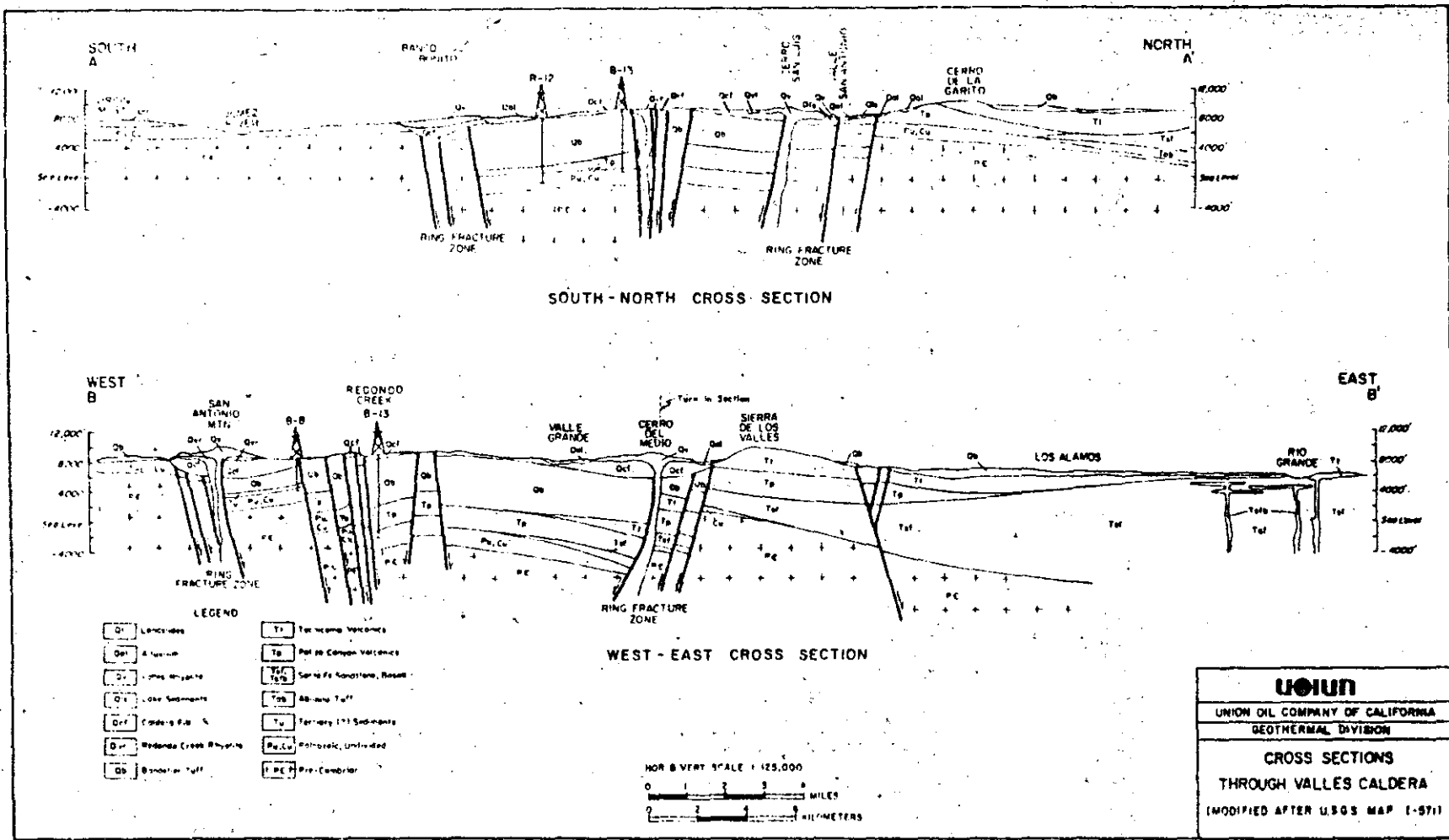


FIGURE 2 (from Reference [2])

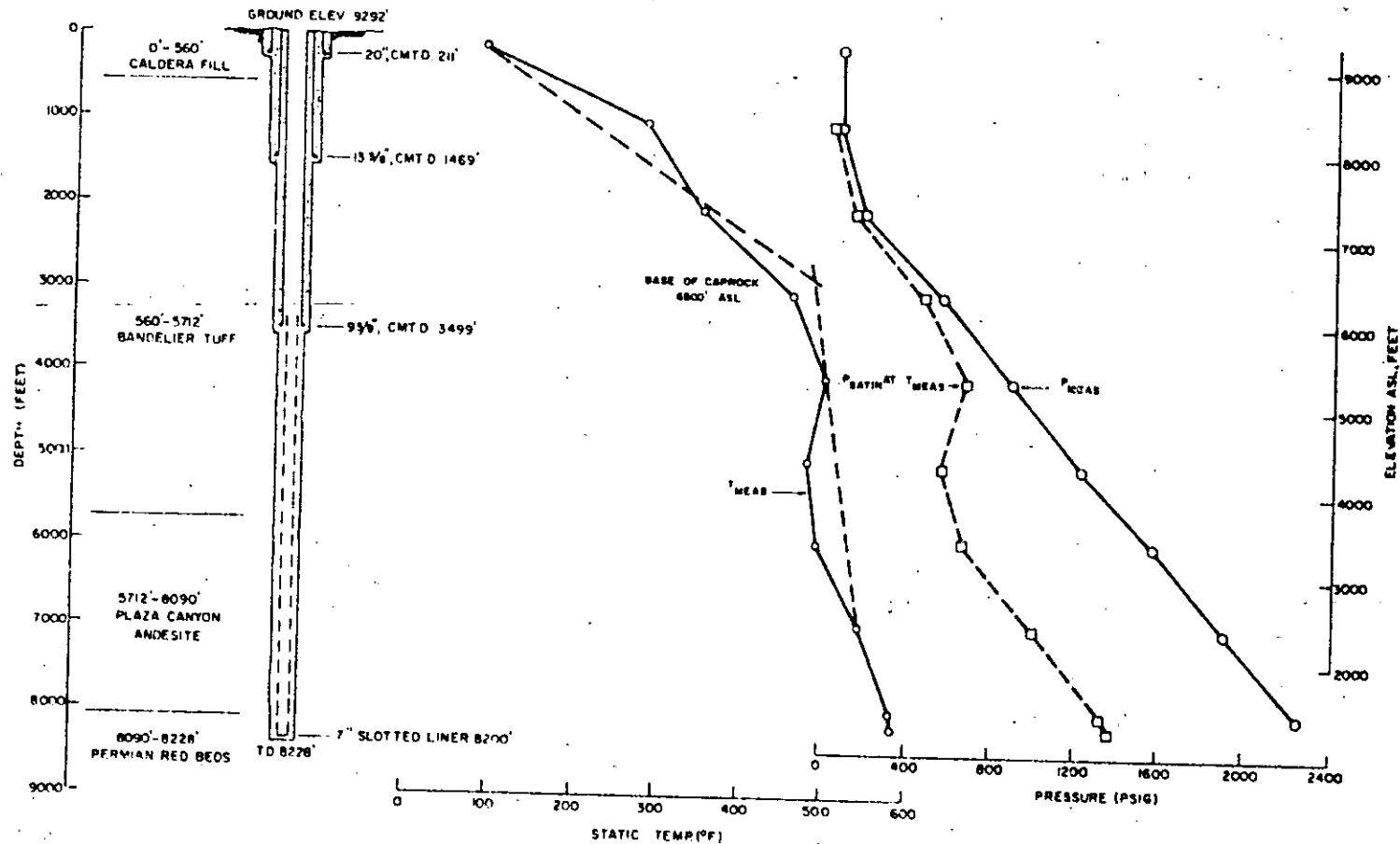


FIGURE 3
CURRENT STATIC CONDITIONS AT BACA 13

16

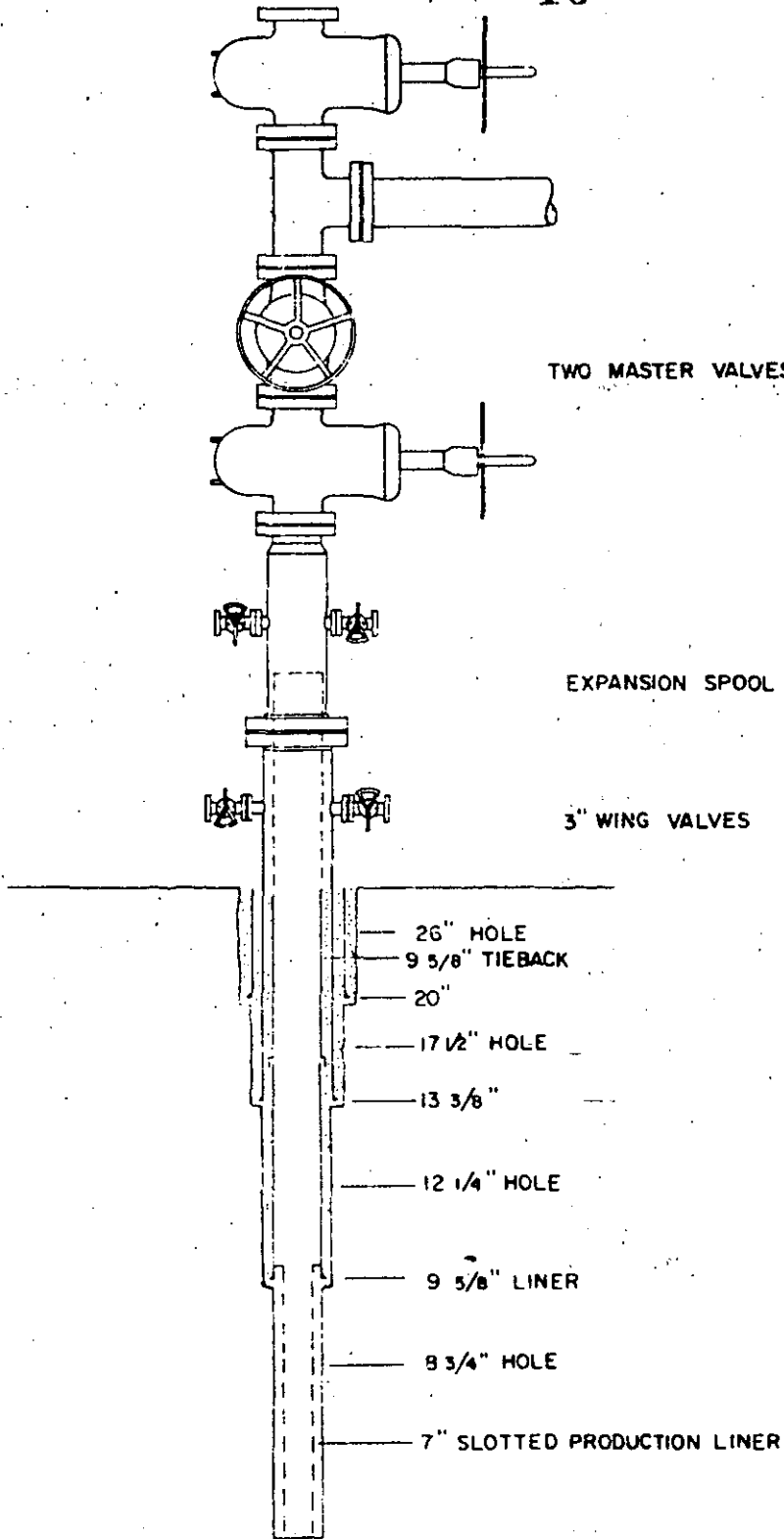


FIGURE 4

SCHEMATIC DIAGRAM OF BACA COMPLETION

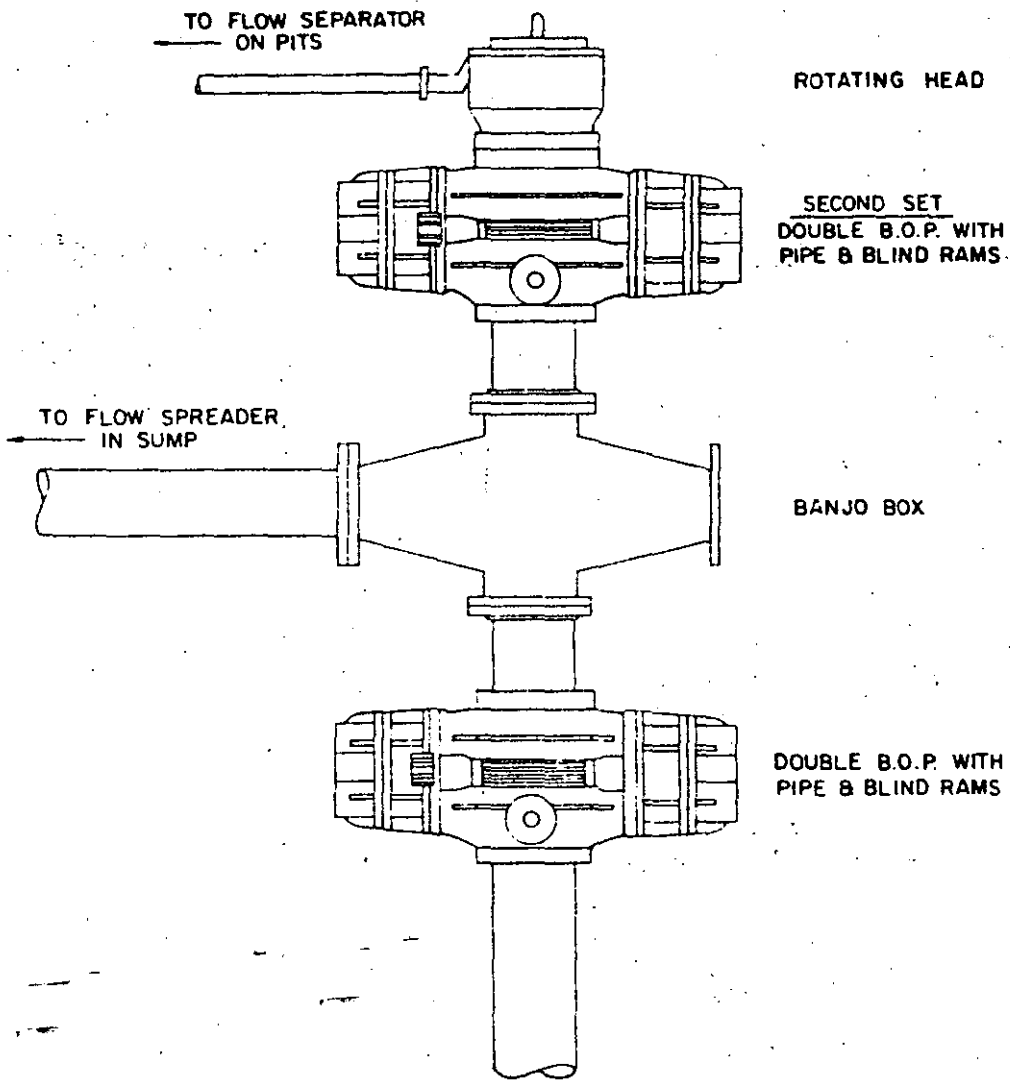


FIGURE 5
SCHEMATIC DIGRAM OF B.O.P. STACK
AT BACA



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE -
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL
8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

TERMINACION DE POZOS GEOTERMICOS EN
CERRO PRIETO

ING. CARLOS MIRANDA MOCTEZUMA

GEOHERMAL WELL COMPLETIONS IN CERRO PRIETO

Bernardo Domínguez Aguirre and Juan M. Cobo Rivera

Comisión Federal de Electricidad de México

México

ABSTRACT

Geothermal well completion criteria have evolved from 1964 to this date. The evolution started with the common techniques used in oil-well completion and gradually changed to accommodate the parameters directly related to the mineralogic characteristics of the geothermal fluids. While acceptable completions can now be achieved, research techniques and data collection should be improved to optimize the procedures.

Considering that the main objective in drilling a geothermal well is that of obtaining the best energetic results possible and under the circumstances that prevail in the reservoir in which it is located we think that well completion should be immediate in order to reach these objectives, considering that some aspects, different to those common to oil wells, do exist.

This work presents some experiences aimed at adequately defining which zone or zones should be subject to exploitation, given the case. The result has been the acquired and observed experiences in this field. Some of the aspects or parameters that were used are common to oil wells, however some, maybe the most significant and trascendental, are geothermal well problems.

In this paper we will refer to well completion with regard to the operations, data recollection and analysis, and mechanical performances necessary to exploit the most favorable stratum, and under this same criteria we will present this work; because deciding when the drilling of a well stops is part of its completion.

During 1964, when drillings began, the criterion was extremely poor, the essence on this lies really in finding the reservoir with the most geothermal energy and the most favorable permeability conditions, without forgetting possible contamination of upper or lower layers containing lower temperature water with scaling materials, to this date this has been possible by analyzing the parameters which we point below and that were totally unknown when drilling started.

PARAMETERS USED DURING DRILLING AND WELL COMPLETION

The group of parameters used in this field to determine the most favorable zone or zones and design a completion may be grouped into; Lithological aspects, cement types, mineral content of the reservoir being drilled, temperature logs and the temperature of the circulating mud, which has been used for drilling. These data are summarized in Table 1.

The lutite coloring which may be either light or dark gray, has a minor significance on greater temperatures which cause metamorphism associated with this coloring. The percentage of sandstone found in the lutites, may mean a larger or smaller stratum permeability and a larger or smaller production directly related to the larger or smaller sandstone percentage. When there is evidence of crushing due to tectonism or the presence of faults or fractures, permeability is logically found and results may be more satisfying. The original temperature of cements and minerals also indicates more or less thermal content which in each case should agree with the temperature logs and with the quality aspects of circulating muds. Electric logs whose design is not specifically related to temperature, but that mark out with great precision the different formations that have been penetrated is an information more closely associated with the above.

LOCATION OF STUDIED WELLS

The Cerro Prieto field has been divided into three main areas, Cerro Prieto I, II and III which are related in a certain way by the depth, pressure and temperature of the reservoir. In Figure 1 we indicate the pressure of the wells that are analyzed here, and that as a matter of fact, are located in the areas mentioned above.

In order to give you an idea of the lithological column which can be generalized in all the field and that only varies in thickness, in Table 2 we emphasize certain kinds of coloring with lutitic material and with some sandstone content, mainly in the zone related to the reservoir, in this work we will only note this part of the lithological column, being the rest only to explain which are the general lithological conditions that should be penetrated during drilling.

It has been possible to find in the reservoir certain kinds of cements and minerals that, according to evaluations and studies, have formed and deposited on a certain environment and mostly on certain temperature levels. This is illustrated in Figure 2, and this way we can clearly appreciate that they part from the calcite up to the epidote. The origin of those minerals is associated to a higher temperature level.

This precise aspect is the most interesting for with the proper use of this information it is relatively easy to define the layers or zones that have a mineral content, as those pointed out previously where there is a higher permeability that has permitted hot water flow to take, in a suspension form, those minerals which have deposited in the formation. In Table 3 we point out the mineral and temperature relation detected during drilling in the Cerro Prieto Field, depending on the analysis on this information, the final results while exploiting completed wells with this criteria, have been very satisfactory.

It is necessary to explain that deposits which have developed on a past period of time and in a high temperature environment, may have to date suffered contamination of salts whose temperature is lower and this has caused phenomena that have favored water infiltrations which deposit salts related to lower temperatures together with salts formed in higher temperatures. This has to be carefully analyzed and interpreted, in order to distinguish this situation, because completion may cause severe scaling problems if these formations are reached.

Besides the parameters mentioned above which are closely related to temperature, it is essential to define that stratum that offers greater porosity and above all permeability, and this is accomplished using the temperature logs and qualitative temperature of drilling muds. A series of two or three logs in a twenty four hour interval is the most convenient means of determining this situation, without leaving out their confrontation with the other

parameters mentioned, in order to confirm that the conclusions among cements, minerals and temperature logs are valid. This information will permit us to decide first, if a reservoir with adequate energetic content as to complete the well has been penetrated or on the contrary continue drilling until bedrock and other more convenient strata are reached. This is the first conclusion that should prevail in a drilling routine; when thermal logs show a favorable condition, an analysis should be done of all former parameters to conclude with certainty a hot reservoir has been penetrated in adequate length and above all, with the desired energetic content.

Sometimes, partial penetration in the reservoir is enough, other times it must be totally penetrated, under this last circumstance, temperature logs will show drastic increases or decreases in temperature, clearly defining the possibly exploited reservoir and its anomaly, in some cases there may be excessive decreases in temperature and in larger depths this favors a temperature increase which may indicate another hot stratum, however, as we cross completely hot and permeable porous zones, drilling is excessively complicated and this increases drilling time and costs.

WELL COMPLETION ANALYSIS

Considering the parameters which we have mentioned, we will make a brief analysis of other well completions trying to emphasize the most significant aspects in regard to completion criteria. Of these wells, M-3 and M-45 were completed during a time before cements and hydrothermal minerals were applied, nevertheless, by comparing the respective figures of methods used in that period of time, one may appreciate the difference in one aspect or another.

WELL M-3 -- This well was built in 1964. The sandstone percentage and the mineralogic content corresponding to the producing zone are indicated in Figure 3. In this case, drilling fluid temperature, two temperature logs obtained with Kuster equipment and electrical logs, were used.

Drilling temperatures higher than 70°C. coinciding with formations of silica cement predominating from 773 to 932 m., and mud temperatures of 63° to 71°C. decreased as calcareous cements appeared. Correlated temperature logs reported an increase in temperature as the zone mentioned above was approached, and decreased in front of lutitic bodies; as indicated at a depth of 900 m. approximately.

WELL M-45 -- This well is located in the Southern part of the field and its physical completion parameters are shown in Figure 4. Its lithological column is made up of sandstone and shale intercalations, the latter predominating, 80% was the maximum percentage reported in some cases, but the greater part is close to 20%, we clearly appreciate at least three lutitic bodies marked out by the samples collected from the flow line and by electrical logs, coinciding with temperature decrease of drilling mud.

Silica cements with minimum carbonate amounts predominate in this well above 1500 m., likewise, the mineral dominating in this case is epidote, in spite of the fact that chlorite and some pyrite are reported. Completion coincided with higher differential temperature bodies, that in some cases exceeded 10°C., sandstone layers, but above all the epidote zone, are reached. This well has given very good results, in spite of mechanical problems that have appeared after its completion.

WELL M-51 -- Physical parameters used for the completion of this well are shown in Figure 5. Well M-51 located in Block II was a semi-exploratory type well, with a depth of 1600 m., we found intercalations of sandstone and shales that latter of medium to dark gray in color, the sandstone bodies have a regular development and sometimes reach 80% but shales are definitely predominating, specially in the producing zone, this is definitely confirmed by electric logs.

Drilling fluid temperatures were significant mainly below 1500 m. and general differentials that nearly reached 10°C. in temperature logs were moderate except T-2, that showed an energetic increase reaching 180° C. at the bottom of the well.

Sandstone calcareous cements with silica acquires more preponderance below 1530 m. the latter corresponding with epidote presence, while above this depth, we find pyrite, chlorite and biotite; the lack of mineralogic analysis during the time this well was completed and only with temperature, electric and lithological logs, probable greater thermal potential found below 1550 m. was unnoticed, making us think this well should have been deepened.

WELL M-110 -- This well is located to the East of Well M-130 and in the area of Block III. The physical parameters used in the completion of this well are illustrated in Figure 6.

Here we find the lithological column made up of light, medium and dark shale and sandstone intercalations, below 1850 we find powerful black color shales. The electric logs clearly agree with lithological conditions and sandstone content whose average is barely 40%, then again they report a great amount of lutitic bodies that separate sandstone layers.

The cements in the sandstones in this case, are predominantly silica and scarcely any carbonate is found, that precisely correlates with black lutite below 1850 m., above this depth it appears less frequently and we find as predominant minerals between 1680 m., towards 1850 m., epidote and pyrite from 1850 m., we find milky quartz, chlorite and pyrite and the same amount of epidote.

Differences between temperature logs and mud circulation exceed 10°C. in several sections and these correspond precisely with groups of sandstone which have marked decreases in lutitic layers.

WELL T-366 -- This is a very interesting well located in Block III, the deepest of the group that has been mentioned previously, physical parameters used for its completion are shown in Figure 7. Here the lithological column was made up of alternated shales and sandstones with shales predominating, the average sandstone content is 40% and in some cases lutitic bodies were reported, as the one located around 2830 m., borehole cuttings showed shale fracture, being this in a block form and of different sizes than those regularly cut by the bit used, the differential temperatures in the drilling mud nearly reached 10°C. and temperature logs obtained with Kuster equipment reported maximum temperatures of 240°C.

Correlating the lithological column and sandstone content with electric logs, we see the relatively low permeability that in this case was found, the cements predominating were silica and in some intervals calcium carbonate, epidote content with some pyrite and milky quartz was definitely dominant within minerals.

The completion of this well, covering from 2400 m. to the bottom, alternating "blind" and slotted casings, was decided, considering the uncertainty of the relative low permeability.

To give you an idea of the results accomplished on cemented wells, this is summarized in Table 4, pointing out initial productions of water and steam, undoubtedly influenced by the larger or smaller energetic quality of the reservoir and of course, the greater or smaller quality of the completion. In this same table we present actual data showing certain decline in the wells evaluated and also shows the maximum established temperatures of the reservoir obtained in each case.

CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

With the application of cements and hydrothermal minerals, the reliable selection of producing zones that may be subject to exploitation, has been clearly defined. See Table 5. However, these parameters necessarily should be carefully used, relating them to the others that were used since the beginning, and this way attain a more adequate conclusion. In each case, it is possible that we find concentrations with lower temperature minerals in zones with cements or minerals whose origin was a high temperature, but actual conditions have permitted this concentration, possibly with a thermal decrease. The rational analysis to this respect, will give a desirable result.

We must consider that the lithological, mineralogical and petrographic analysis of hydrothermal minerals and metamorphic effects, through rock chemistry, and with the use of X rays, is more sophisticated with a tendency to detect firmly the thermal limits in each mineral series, and this way defining with detail the zones to be exploited.

REFERENCES

W. A. Elders, 1977.- A Comprehensive Study of Samples from Geothermal Reservoirs. Internal Report.

A. Santana, 1977.- Alteración Hidrotermal en los pozos del Campo Geotérmico de Ahuachapán. Curso de Geotermia en Cerro Prieto.

J. W. Cole, 1975.- Petrography, Mineralogy and Chemistry of Pureora Andesite Volcano North Island, New Zealand: No. 2, Journal of Geology and Geophysics.- Volume 18.

Juan M. Cobo Rivera, 1979.- Geología y Mineralogía del Campo Geotérmico de Cerro Prieto.

PARAMETERS USED DURING DRILLING & WELL COMPLETION

LITHOLOGIC COLUMN

COLOR OF SHALE ROCKS

SANDSTONE PERCENTAGE FOUND IN FLOW LINE SAMPLES

BLOCK CUTTINGS

FAULT VEIN

* CEMENT IN SANDSTONES

CALCIUM CARBONATE

SILICA

* HYDROTHERMAL MINERALS






DRILLING M'JD IN AND OUT TEMPERATURE

TEMPERATURE LOGS

ELECTRIC LOGS

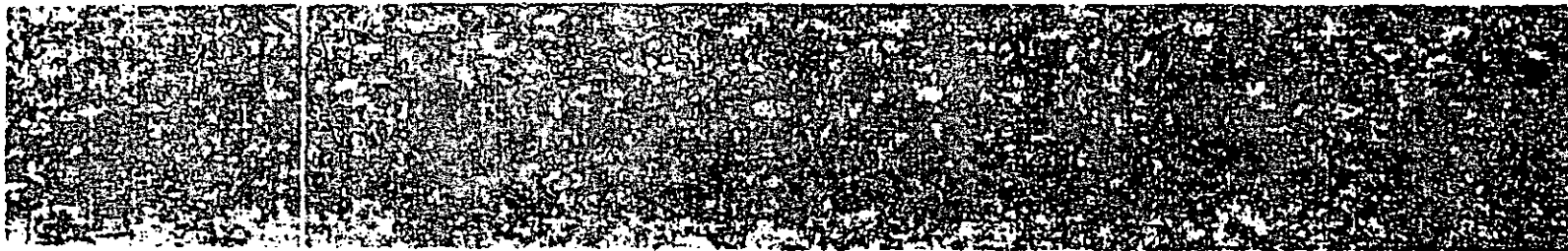
* APPLIED FROM 1978
UP TO DATE

TABLE N° 1

STRATIGRAPHIC SECTION OF THE CERRO PRIETO GEOTHERMAL FIELD					
ERA	PERIOD	EPOCH	PETROLOGY	THICK- NESS	LITHOLOGICAL DESCRIPTION
CENOZOIC	QUATERNARY	PLEISTOCENE		500 TO 2300 m.	ANDESITE, CLAYS, FINE TO COARSE SAND QUARTZ, SILICA, FELDSPAR AND SCARCE GRAVEL DIABASE
				1 TO 100 m.	CLAYSTONE SAND, SANDSTONE.
	TERTIARY			100 m.	BROWN COLORED SHALE, INTERCALATED WITH SANDSTONE
				GREATER THAN 2200 m.	GRAY TO BLACK SHALE, ALTERNATIVE WITH SANDSTONES LIGHT GREYISH
MESOZOIC	CRETACEOUS	SUPERIOR		?	GRANITE BIOTITE.

1980

TABLE 2



MINERALS AND CEMENTS ZONE	TEMPERATURE °C
CALCIUM CARBONATE ZONE	60° - 200°
CALCIUM CARBONATE AND SILICA ZONE	150° - 250°
TRANSITION ZONE	150° - 250°
EPIDOTE AND SILICA ZONE	200° up to over 300°

TABLE N° 3

PRODUCTION AND MAXIMUM TEMPERATURE OF ANALYZED WELLS

WELL	INITIAL	PRODUCTION		TON./HR.	ACTUAL	PRODUCTION		TEMP.
	DATE	STEAM	WATER		DATE	STEAM	WATER	MAX. °C
M-3	(I /65)	46.8	332.3					269.0
M-45	(VIII/77)	32.1	28.1	(1/80)	23.8	9.0		315.0
M-51	(II/79)	117.7	170.3	(1/80)	88.2	146.3		331.0
M-110	(XI/79)	185.3	335.7					320.0
T-366	(VII/79)	212.3	308.5					328.5*
		* ESTIMATED TEMPERATURE						TABLE N° 4

CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

WITH THE CRITERIA ABOVE INDICATED, THE RESULTS HAVE BEEN PROMISING THAT ALL ASPECTS SHOULD BE IMPROVED TO SUPPORT COMPLETIONS FUNDAMENTALLY ON LITHOLOGIC AND MINERALOGIC ANALYSIS, AS WELL AS PETROGRAPHY OF HYDROTHERMAL MINERALS AND METAMORPHISM, GEOCHEMISTRY OF ROCKS, AND X RAY ANALYSIS, TO DETERMINE CAREFULLY THE MINERALS WHOSE GENESIS IS CLOSELY RELATED TO DIFFERENT THERMAL LEVELS, AND THUS EXPLOIT IN A SELECTIVE FORM THE SIMILAR LITHOLOGIC AND MINERALOGIC ZONES THAT WOULD GUARANTEE THE BEST PRODUCTION.

TABLE 5

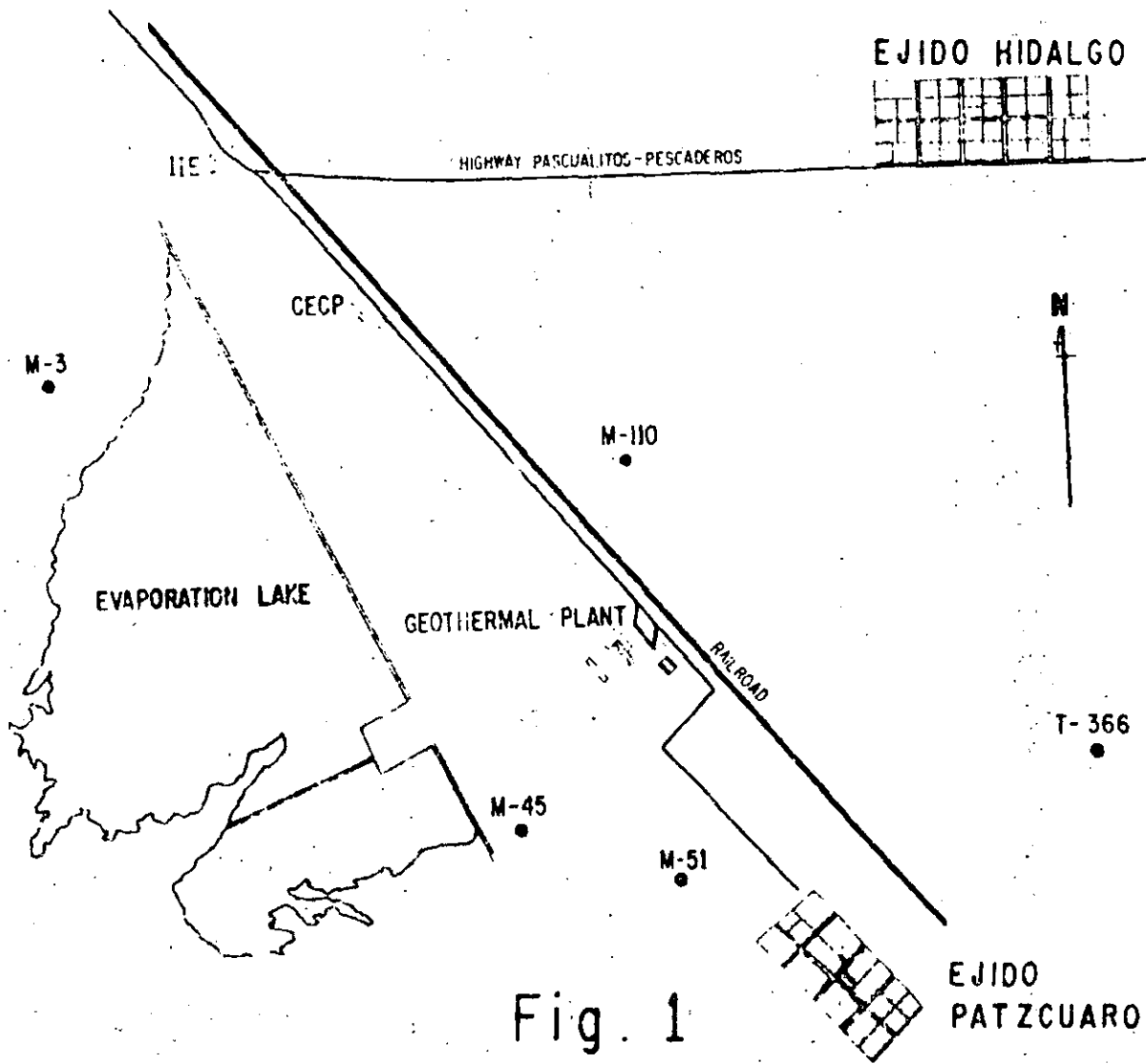
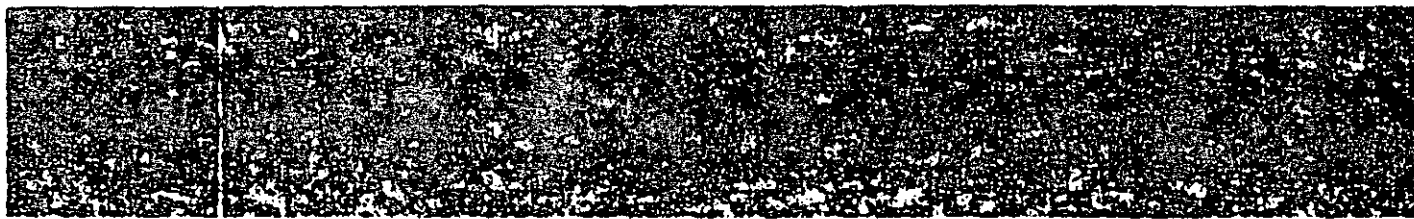


Fig. 1

HIDROTHERMAL MINERALS AS A FUNCTION OF TEMPERATURE AT CERRO PRIETO

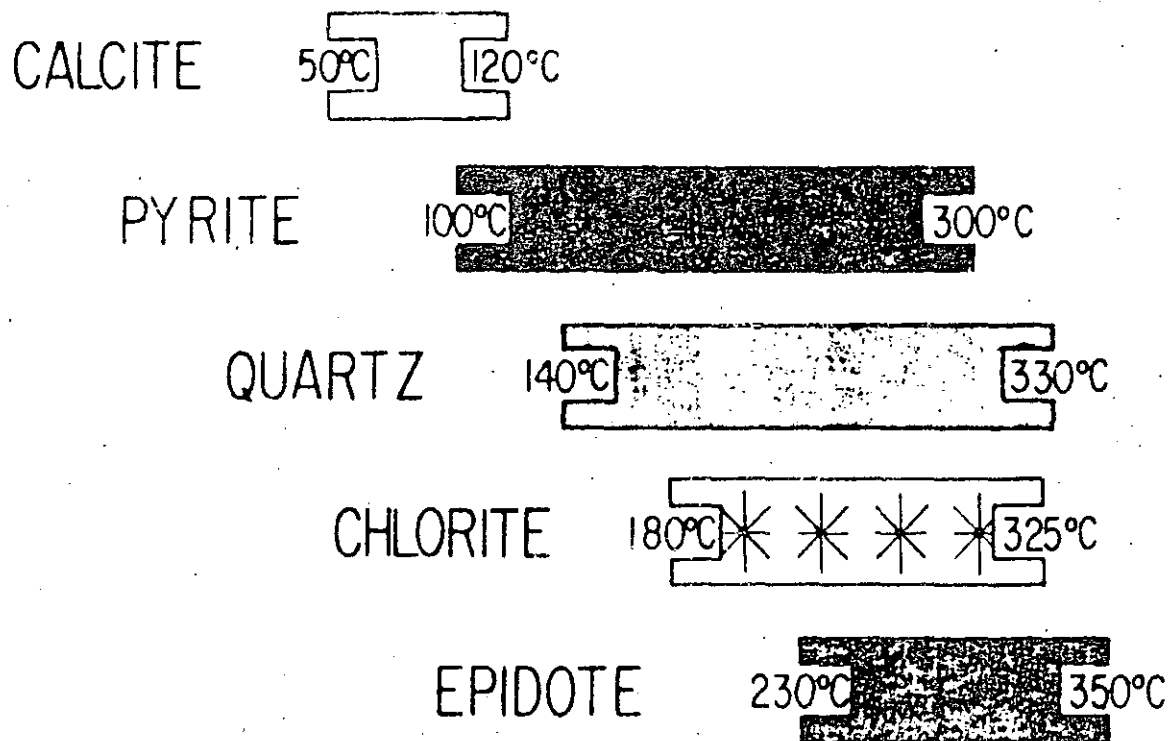
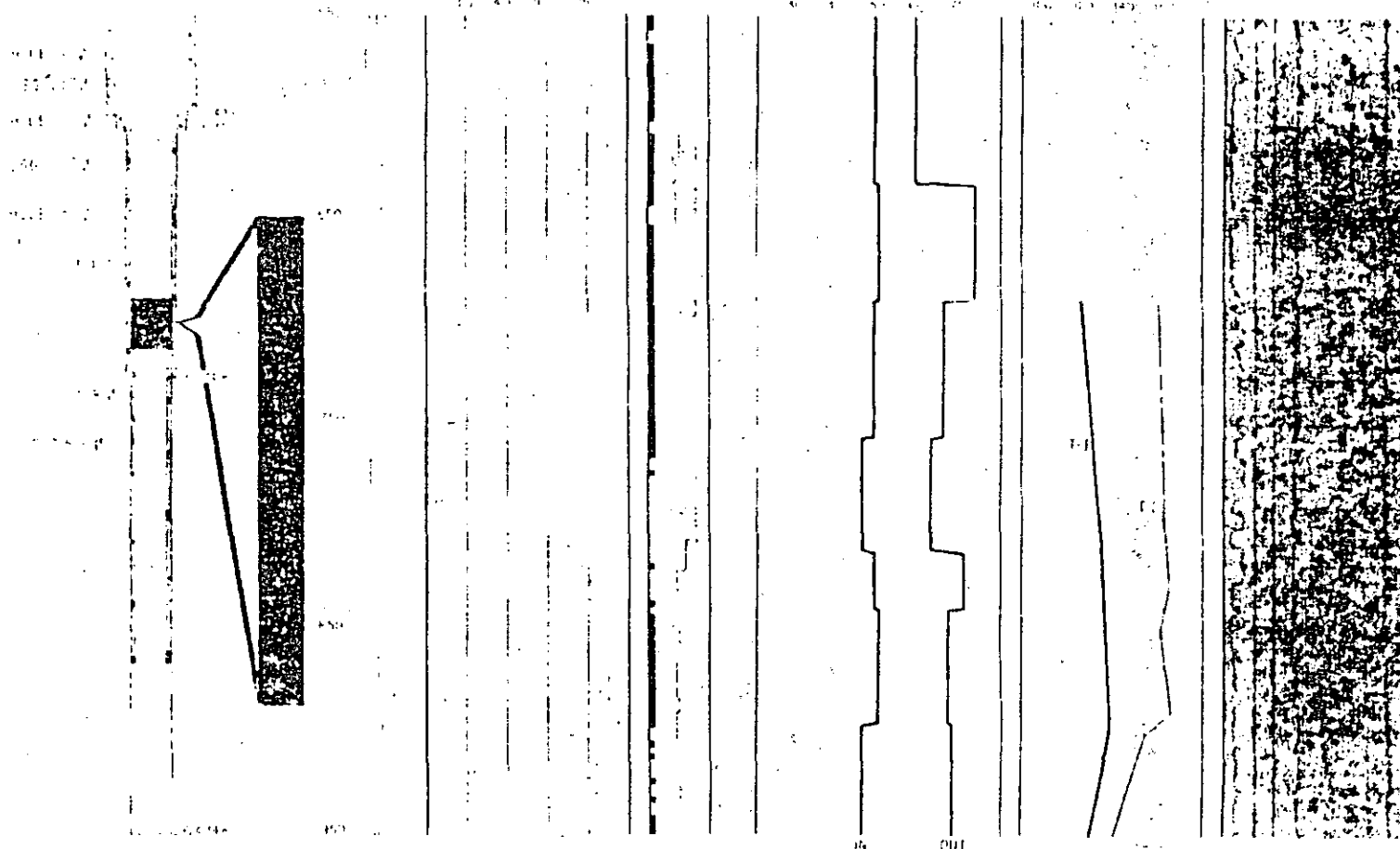


Fig. 2

WELL N-3

CASING DIAGRAM
WELL CONTROL
ROCK COLOR
SANDSTONE %
CEM. 8 MIN
MVD TEMP
TEMP LOG (KUSTER)
ELECTRIC LOG



SHALES

CEMENTS AND MINERALS

TEMPERATURE LOG (KUSTER)

1-1 STATIC WELL DRILLING MUD

■ PYRITE

□ SILICA

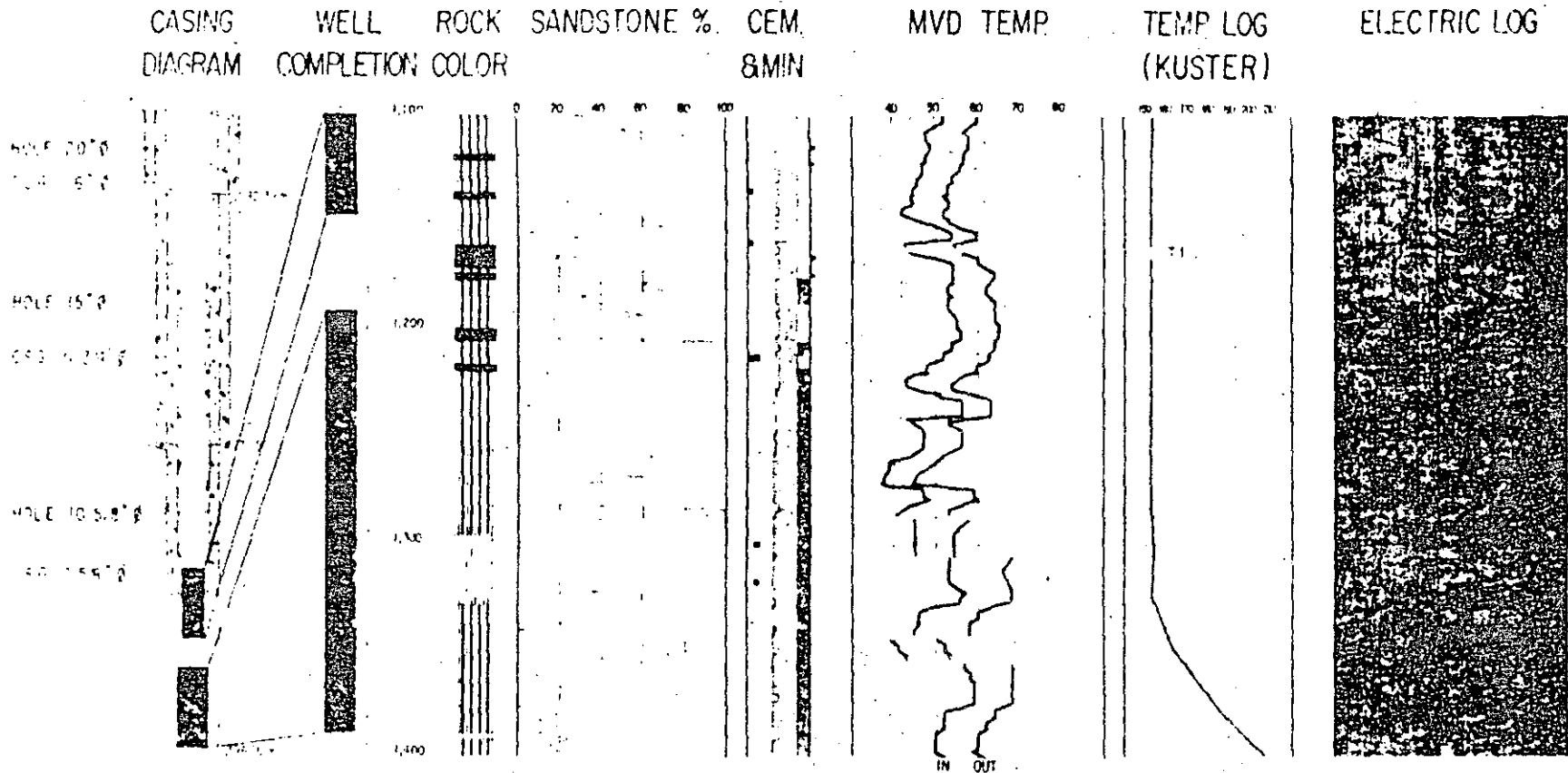
— 1-1 STATIC WELL DRILLING MUD

○ CALCIUM CARBONATE

— 1-2 STATIC WELL DRILLING MUD

Fig. 3

WELL M-45



SHALES

- LIGHT GRAY COLOR
- ▨ MEDIUM GRAY AND DARK COLOR
- BLACK COLOR

CEMENTS AND MINERALS

- PYRITE
- ▨ WHITE QUARTZ
- CALCIUM CARBONATE
- SILICA
- ▨ EPIDOTE
- ▨ CHLORITE

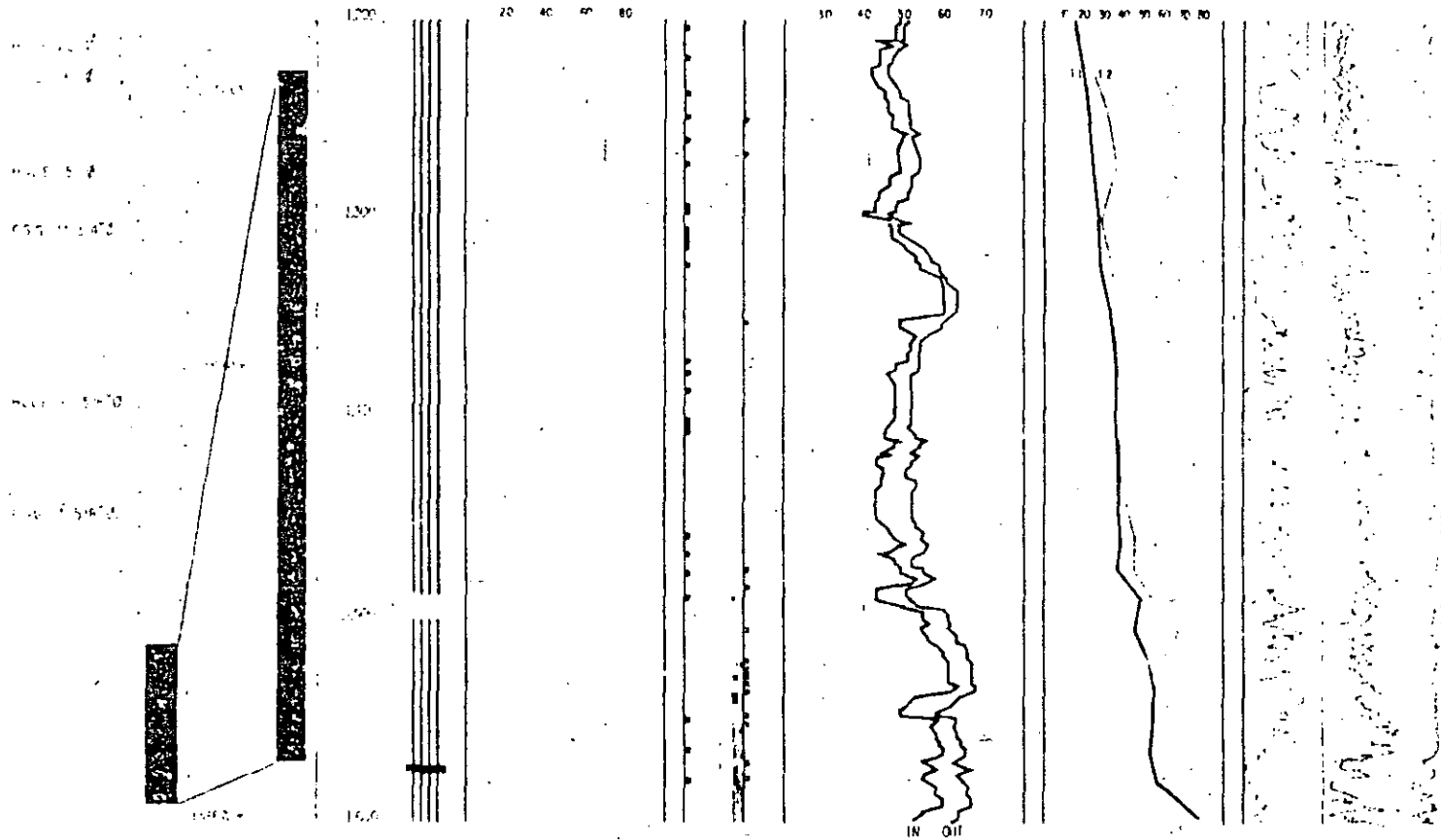
TEMPERATURE LOG (KUSTER)

--- 1-11 HRS WITHOUT CIRCULATION

Fig. 4

WELL M-51

CASING WELL ROCK SANDSTONE % CEM. MVD TEMP TEMP LOG ELECTRIC LOG
 DIAGRAM COMPLETION COLOR & MIN (KUSTER) LOG



SHALES

||||| MEDIUM GRAY AND DARK COLOR
 ■■■■■ BLACK COLOR

CEMENTS AND MINERALS

■ PYRITE
 ● CALCIUM CARBONATE
 ● SILICA
 ● EPIDOTE
 ● CHLORITE

TEMPERATURE LOG (KUSTER)

— T-1 7 HRS WITHOUT CIRCULATION
 - - - T-2 8.30 HRS WITHOUT CIRCULATION

Fig 5



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE -
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL
8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

PREDICION DE LA TEMPERATURA DE FONDO DURANTE LA
PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS

ING. CARLOS MIRANDA MOCTEZUMA

**DOWNHOLE TEMPERATURE PREDICTION
FOR DRILLING GEOTHERMAL WELLS**

R. F. Mitchell
Enertech Engineering and Research Co.
United States

ABSTRACT

Unusually high temperatures are encountered during drilling of a geothermal well. These temperatures affect every aspect of drilling, from drilling fluid properties to cement formulations. Clearly, good estimates of downhole temperatures during drilling would be helpful in preparing geothermal well completion designs, well drilling plans, drilling fluid requirements, and cement formulations.

The thermal simulations in this report were conducted using GEOTEMP, a computer code developed under Sandia National Laboratories contract and available through Sandia. Input variables such as drilling fluid inlet temperatures and circulation rates, rates of penetration, and shut-in intervals were obtained from the Imperial Valley East Mesa Field and the Los Alamos Hot Dry Rock Project.

The results of several thermal simulations are presented, with discussion of their impact on drilling fluids, cements, casing design, and drilling practices.

1. Introduction

Drilling geothermal wells can be more difficult than drilling oil wells because of the unusually high temperatures encountered (as well as other problems such as lost circulation [1]). High wellbore temperatures strongly effect the performance of drilling fluids, cements, well casing and tubing, and the elastomers and seals in packers.

Determination of downhole wellbore and earth temperatures is a complex task. Many variables influence temperatures, which are continuously changing with time. Temperature recording devices have been developed, but these provide only isolated data points for a transient quantity and, furthermore, cannot provide sufficient information to establish the relative importance of variables influencing temperatures. Therefore, a means of computing downhole temperatures is needed to determine important design criteria, such as maximum temperature and time for exposure to high temperatures. Experience has demonstrated that a computer model is needed to account for complexities of heat transfer in a well.

Because of this need, Sandia Laboratories has funded the development of a wellbore thermal simulator called GEOTEMP by Enertech Engineering and Research Co. Currently a second project to enhance the capabilities of GEOTEMP is being conducted. The simulations presented in this paper were conducted with this advanced form of GEOTEMP. This advanced GEOTEMP code will be available from Sandia in Spring of 1981.

Two drilling simulations were conducted, the first based on the GT-2 well drilled in the Los Alamos Hot Dry Rock Project and the second based on geothermal well #56-30 drilled by Republic Geothermal in the Imperial Valley East Mesa Field. The drilling fluids, circulation rates, drilling rates, and shut-in periods that were used in the actual wells were modeled by the thermal simulator. The thermal predictions from these studies are used to discuss:

1. Wellbore temperatures during drilling as a function of depth,
2. Bit temperatures over the drilling history,
3. Cement temperatures from setting to the end of drilling, and
4. Casing temperatures at selected depths over the drilling history.

2. The GEOTEMP Simulator

The major technical features of GEOTEMP are summarized in the following:

1. The flowing stream energy balance is a fully transient analysis with vertical heat convection, and radial heat conduction. Such a fully transient behavior has not previously been available for public use.

2. A composite of annular materials makes up the wellbore description, including the steel, cement, and fluids present in a well. A fully transient radial heat conduction model accounts for the wellbore region. Material heat capacities and natural convection in annular fluids are both included.

3. Radial and vertical heat conduction are the bases for the transient energy transfer in the soil. A key feature in the thermal simulator is the direct coupling of soil and well temperature calculations.

Particular emphasis has been placed on highly transient short time intervals, complex flow histories such as occur in drilling, and flexibility to allow sequential combinations of all flowing possibilities. With the code described in this paper, the complete life of a well can be modeled with one computer run for drilling and circulation during completion, through production and circulation during workover, additional production or injection through the life of a well, and even shut-in after a well is dead.

The original GEOTEMP was developed with only a single primary flowing fluid. The modified GEOTEMP currently under development allows several different wellbore fluids to be defined, and allows the user to specify the injection, production or circulation of any fluid at any time in the life of the well. Further, more than one fluid may be in the wellbore at any time, and the displacement of one fluid by another is automatically computed. The simulation of a cementing operation is one application of this capability.

The original GEOTEMP was developed to model liquid wellbore systems. The modified GEOTEMP now has the capability of simulating air and nitrogen drilling. The simulation can switch between air drilling and mud drilling at any time desired.

The GEOTEMP thermal simulator has been thoroughly tested against analytic solutions to several heat transfer problems and been shown to be very accurate. Field data was acquired from geothermal and petroleum wells for flowing and shut-in conditions to correlate with GEOTEMP. The performance of the thermal simulator in modeling this field data was excellent [2].

3. Geothermal Well Simulations

The GEOTEMP simulator was designed to allow the thermal simulation of the complex drilling and completion process of a typical geothermal well. Table 1 summarizes the drilling history of the Los Alamos GT-2 well. Twenty two separate time periods, six different drilling fluids, varied flow rates, and continuously changing depths characterize the drilling of this well. Table 2 summarizes the drilling history of Republic Geothermal well #56-30. Though not as complex as the Los Alamos well, a thermal simulation of this well would still require four different wellbore fluids, four different flow rates, and varying depth.

Tables 3 and 4 give the well completions of the Los Alamos and Republic wells, respectively. The Los Alamos well is completed with three different size casings and a drill pipe is specified. The Republic well is completed with four different casings and a drill pipe size is specified here also.

The input for the GEOTEMP thermal simulator is sufficiently flexible to completely specify the drilling histories and well completions of Tables 1-4. The remainder of this discussion will focus on particular results from these two thermal simulations.

A. Wellbore Temperatures

Figures 1-4 show the variation of wellbore temperatures with depth in the Los Alamos well at two selected time periods. Figure 1 shows the temperatures at the end of drilling on day 77, Figure 2 shows the temperatures at the end of the shut-in period of day 77. This drilling/shut-in pattern is repeated for the Los Alamos well in Figure 3 and 4 and for the Republic well in Figures 5 and 6. In Figures 1-6 the lines with circles give the tubing temperatures, the lines with squares give the annulus temperatures, and the unmarked lines gives the undisturbed geothermal temperature.

The key to the understanding of Figures 1-6 is the concept of the wellbore as a cross-flow heat exchanger. In Figures 1, 3 and 5 the annulus temperature exceeds the tubing temperature. Thus, the tubing fluid is heated as it flows down the drill pipe and its temperature increases continuously. The temperature of the annulus fluid is more difficult to predict because, while the annulus fluid is being cooled by the tubing fluid, it may be either heated or cooled by the surrounding soil, depending on depth. The balance between the cooling effect of the tubing fluid and the heating effect of the formation determines if the annulus fluid heats up or cools off. Of course, above the depth where the annulus temperature exceeds the geothermal temperature, the annulus temperature always decreases. Figure 1 shows the formation to be dominant in the annulus heat transfer. Note that the annulus temperature continues to increase until it crosses the geothermal line. In Figure 3, the tubing fluid has more influence, and the annulus temperature starts to decrease before

the geothermal line is crossed. Figure 5 shows a dominant effect by the tubing, thus the annulus fluid cools continuously.

Mass flow rate is the governing factor in the differences among Figures 1, 3, and 5. Figure 1 represents an air drilling simulation with a relatively low mass flow rate. The formation temperature governs the annulus heat transfer and there is a relatively large temperature difference between the annulus and tubing temperatures. Figure 5 results from the high mass flow rate of a conventional mud drilling. The annulus and tubing temperatures are nearly the same and the formation temperature has less relative effect on the fluid heat transfer. Figure 3 represents an intermediate case.

Figures 2, 4, and 6 show the effect of shut-in on the wellbore temperatures. In each case, the temperatures move toward the undisturbed geothermal temperatures. In Figure 2, the tubing temperature has lagged 15°-20° behind the annulus temperature, and this indicates the reduced ability of air to transfer heat compared to liquid systems. In Figures 4 and 6, the tubing and annulus temperatures in the liquid wellbore fluids are within a couple of degrees of each other. While the temperatures in all cases have not reached the geothermal temperature, it will be shown in Figures 9 and 10 that the wellbore temperatures have reached the temperature of the formation immediately in contact with the well. The conclusion is that a typical shut-in period is long enough for the wellbore fluid to reach equilibrium with the formation, but not long enough for the formation to return to its undisturbed temperature.

B. Bit Temperatures

Figures 7 and 8 give the temperatures at the drill bit over the drilling history of the Los Alamos and Republic wells respectively. Also indicated on the figures are the inlet temperatures, marked with circles, and the geothermal temperatures, marked with a solid line. These two curves represent extreme temperatures for the bit, and Figures 7 and 8 show that the bit temperature stays between them over the drilling history. The Los Alamos well is the most interesting because of the variety of drilling fluids and circulation rates used.

One notable result is that foam and air drilling are not as effective as conventional drilling fluids. Air and foam drilling are indicated on Figure 7, and in each case the bit temperature shows a significant increase over drilling with liquid systems. A temperature increase late in the drilling history indicates a reduction in daily circulation time from 18 to three hours. An increase to five hours of circulation per day reduced the bit temperature by 40° to 50°.

Figure 8, though not as dramatic as the Los Alamos simulation, clearly shows the effect of time on the bottom hole tem-

perature in the Republic well. At the eighth day and the twenty fourth, the daily hours of circulation were reduced because of logging operations, and in each case the bottom hole temperature increased, compared to bottom hole temperatures during drilling.

C. Cementing Temperatures

Figures 9 and 10 show a possible application of GEOTEMP to cementing operations. Figure 9 shows the radial temperature distribution at the end of cementing (square symbols) and at the end of "waiting on cement" time for the Los Alamos well. The solid line represents the initial undisturbed geothermal temperature. Figure 10 shows a similar plot for the Republic well. In each case, the cement is initially at a temperature 70° to 80° below the formation temperature. This formation temperature has been cooled by drilling operations by 20° in the Los Alamos well and 10° in the Republic well. At the end of the waiting period, the cement temperature has risen to the formation temperature, but it is still cooler than the initial undisturbed temperature.

The possible application of GEOTEMP would be to help design a cementing program where high formation temperatures make cement selection difficult and expensive. The simulations shown in Figures 9 and 10 indicate that the formation temperature governs the cement temperature but also that previous drilling operations have reduced the formation temperature. GEOTEMP could be used to design a circulation program to cool the formation sufficiently to help the cement operation.

D. Casing Temperatures

The final four figures relate temperature predictions to casing design. Figures 11 and 12 show the temperature of the 13-3/8" surface casing used in the Los Alamos well at two different depths over the drilling history of the well. Figures 13 and 14 show the same results for the Republic well. In each figure, square symbols indicate maximum temperatures, circles indicate minimum temperatures, and the solid line shows the undisturbed temperature as reference.

The temperature variation of about 60°F indicated at the casing seat of the Los Alamos well (Figure 11) corresponds to thermal stress changes of about 10,000 psi. The temperature changes at 400 ft range about 20°F, corresponding to 3,500 psi stress changes. These stress changes are large enough that they need to be considered in the well completion design [3]. Figures 13 and 14 indicate a temperature range of about 30°F at the surface casing seat the temperatures are uniformly below the disturbed temperature and at 400 ft the temperatures are above the geothermal temperature. Thus, at shut-in, the casing at 1400 ft will experience compressive thermal stress and the casing at 400 ft will feel tensile thermal stresses.

A useful application of GEOTEMP would be to simulate casing temperatures through drilling and the production life of a geothermal well. The resulting estimates of thermal stresses could be used to design the well completion. In difficult design cases, safety factors could be relaxed somewhat, because of the better thermal stress estimates.

4. Conclusion

The planning of a geothermal well can be aided by good estimates of wellbore and formation temperatures during drilling. Wellbore and bit temperatures are needed to help select drilling fluids. Knowledge of temperatures during cementing help the selection of cost effective cement formations and help design the cementing operations. Casing temperatures during drilling and production are needed to estimate thermal stresses for well completion design.

The GEOTEMP wellbore thermal simulator has been designed to provide this information. The actual well completion can be completely designated and all drilling parameters, such as drilling fluids, inlet temperature, flow rate, penetration rate, and hours of drilling per day, can be specified and changed at any time in the drilling history. Full information about wellbore and formation temperatures is provided at user selected times.

Four applications of the GEOTEMP simulator, 1. wellbore temperatures, 2. bit temperatures, 3. cementing temperatures, and 4. casing temperatures have been demonstrated. The drilling simulations were based on two actual geothermal well drilling histories, the Los Alamos GT-2 well and the Republic Geothermal #56-30 well.

REFERENCES

¹Malcolm A. Goodman, "Lost Circulation Experience in Geothermal Wells", presented at the International Conference on Geothermal Drilling and Completion Technology, Albuquerque, New Mexico, January 21-23, 1981.

²Gary R. Wooley, "Computing Downhole Temperatures in Circulation, Injection, and Production Wells", Journal of Petroleum Technology, September 1980.

³Carl Gatlin, Petroleum Engineering, Drilling And Well Completion, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N.J., 1960.

TABLE 1 LOS ALAMOS GT-2 WELL

DRILLING HISTORY

<u>Time (Days)</u>	<u>Depth (Ft)</u>	<u>Circ. Rate</u>	<u>Hrs. Circ Per Day</u>	<u>Fluid*</u>
0	0	125 gal/min	8.0	2
11.0	1595	125 gal/min	8.0	1
25.0	1595	125 gal/min	3.0	4
27.0	1595	300 SCF/min	8.0	Foam
48.0	2514	125 gal/min	3.0	4
50.0	2514	1245 SCF/min	11.0	Air
65.0	3556	1270 SCF/min	6.0	Air
78.0	3556	125 gal/min	5.0	1
87.0	3727	1275 SCF/min	3.0	Air
91.0	3727	125 gal/min	3.0	1
101.0	3727	1290 SCF/min	14.0	Air
105.0	3963	125 gal/min	15.0	1
114.0	4556	125 gal/min	11.0	3
148.0	6356	125 gal/min	0.0	1
194.0	6356	125 gal/min	13.0	1
199.0	6700	125 gal/min	5.0	1
236.0	6700	125 gal/min	15.0	1
258.0	8577	125 gal/min	1.0	1
263.0	8577	125 gal/min	18.0	1
268.0	9436	125 gal/min	3.0	1
276.0	9549	125 gal/min	5.0	1
292.0	9549	125 gal/min	5.0	1
295.0	9610	125 gal/min	5.0	1

*Fluid	Density (Lb/Gal)	Plastic Visc. (Centipoise)	Yield Point (Lb/100 Ft ²)
1	8.3	1.0	0.0
2	9.3	10.0	3.0
3	8.6	5.0	2.0
4	15.1	30.0	50.0

TABLE 2 REPUBLIC 56-30 WELL

DRILLING HISTORY

<u>Time (Days)</u>	<u>Depth (Ft.)</u>	<u>Circ. Rate</u>	<u>Hrs. Circ. Per Day</u>	<u>Fluid*</u>
0	0	480 gal/min	17.0	1
1	1513	480 gal/min	5.0	1
2	1513	500 gal/min	20.0	2
10	5330	360 gal/min	2.0	3
17	5330	360 gal/min	17.0	4
24	7520	400 gal/min	2.0	4

<u>* Fluid</u>	<u>Density (Lb/Gal)</u>	<u>Plastic Visc. (Centipoise)</u>	<u>Yield Point (Lb/100 Ft²)</u>
1	8.8	4.0	4.0
2	9.0	7.0	4.0
3	8.9	22.0	17.0
4	8.9	9.0	5.0

TABLE 3 LOS ALAMOS GT-2 WELL COMPLETION

<u>Use</u>	<u>Size</u>	<u>Weight/Ft.</u>	<u>Setting Depth</u>
Conductor Pipe	20"	94.0	80.
Surface Casing	13-3/8"	48.0	1600.
Production Casing	10-3/4"	45.5	2535.
Drill Pipe	5-1/2"	21.9	N.A.

TABLE 4 REPUBLIC 56-30 WELL COMPLETION

<u>Use</u>	<u>Size</u>	<u>Weight/Ft.</u>	<u>Setting Depth</u>
Conductor Pipe	20"	94.0	90.
Surface Casing	13-3/8"	54.5	1503.
Protective Casing	8-5/8"	32.0	5320.
Production Casing	6-5/8"	28.0	7520.
Drill Pipe	3-1/2"	9.5	N.A.

LOS ALAMOS GT-2 WELL WELLBORE TEMPERATURES

TIME = 77.2 DAYS

○ TUBING

□ ANNULUS

TEMP F

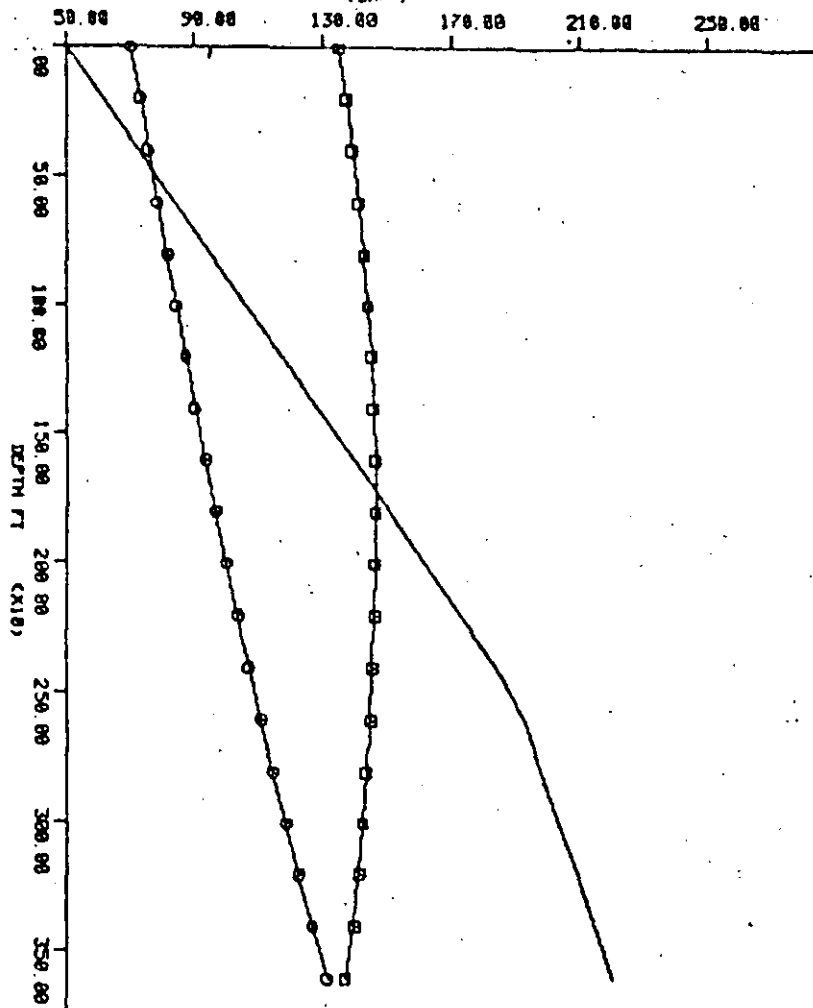


FIGURE 1

LOS ALAMOS GT-2 WELL WELLBORE TEMPERATURES

TIME = 78.0 DAYS

○ TUBING

□ ANNULUS

TEMP F

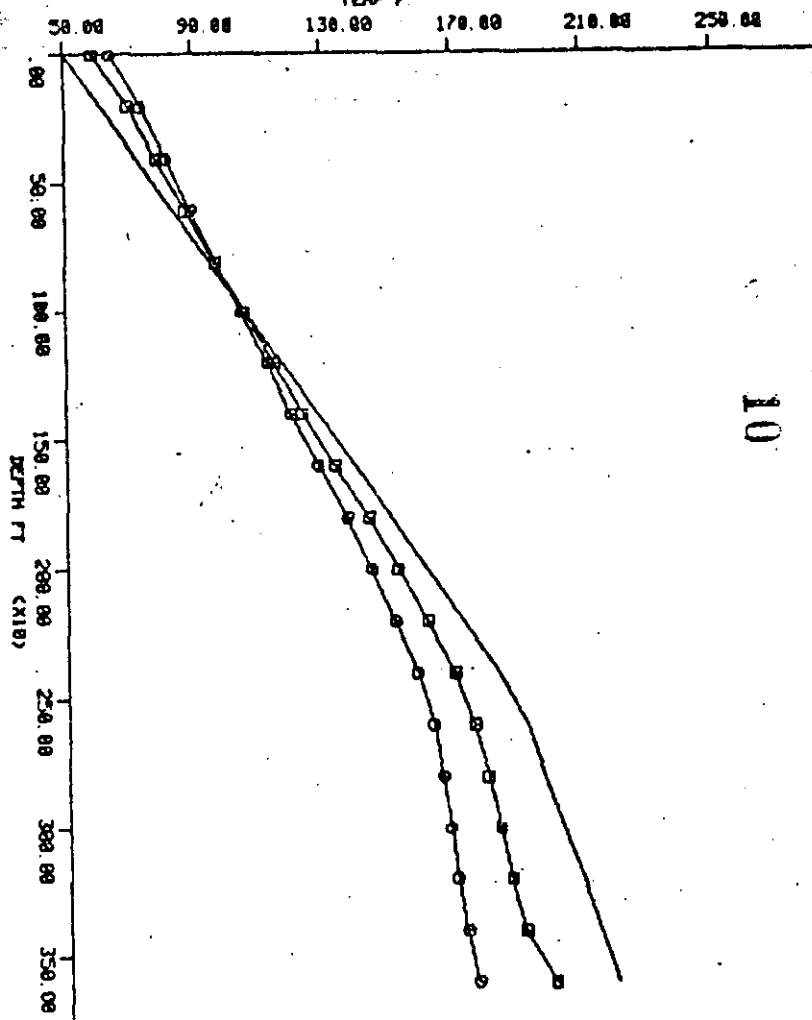


FIGURE 2

LOS ALAMOS GT-2 WELL
WELLBORE TEMPERATURES

TIME = 86.2 DAYS

○ TUBING
□ ANNULUS

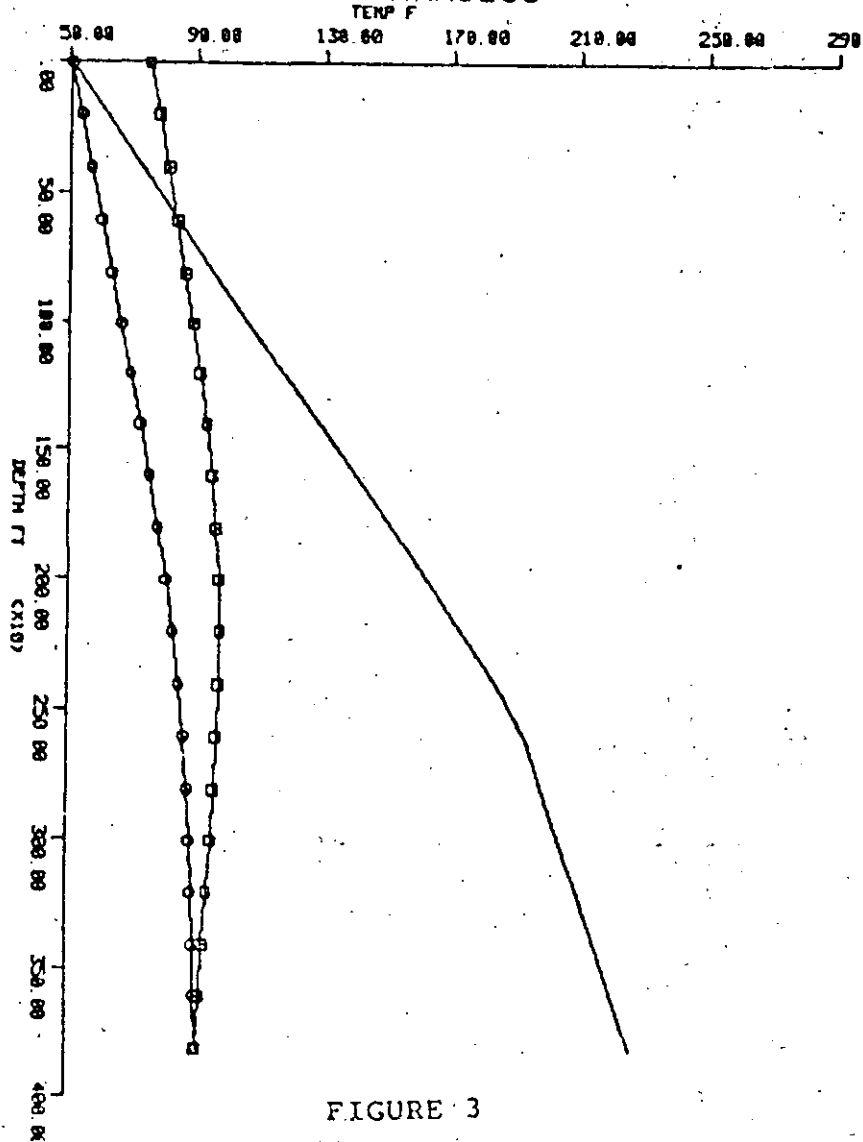


FIGURE 3

LOS ALAMOS GT-2 WELL
WELLBORE TEMPERATURES

TIME = 87.0 DAYS

○ TUBING
□ ANNULUS

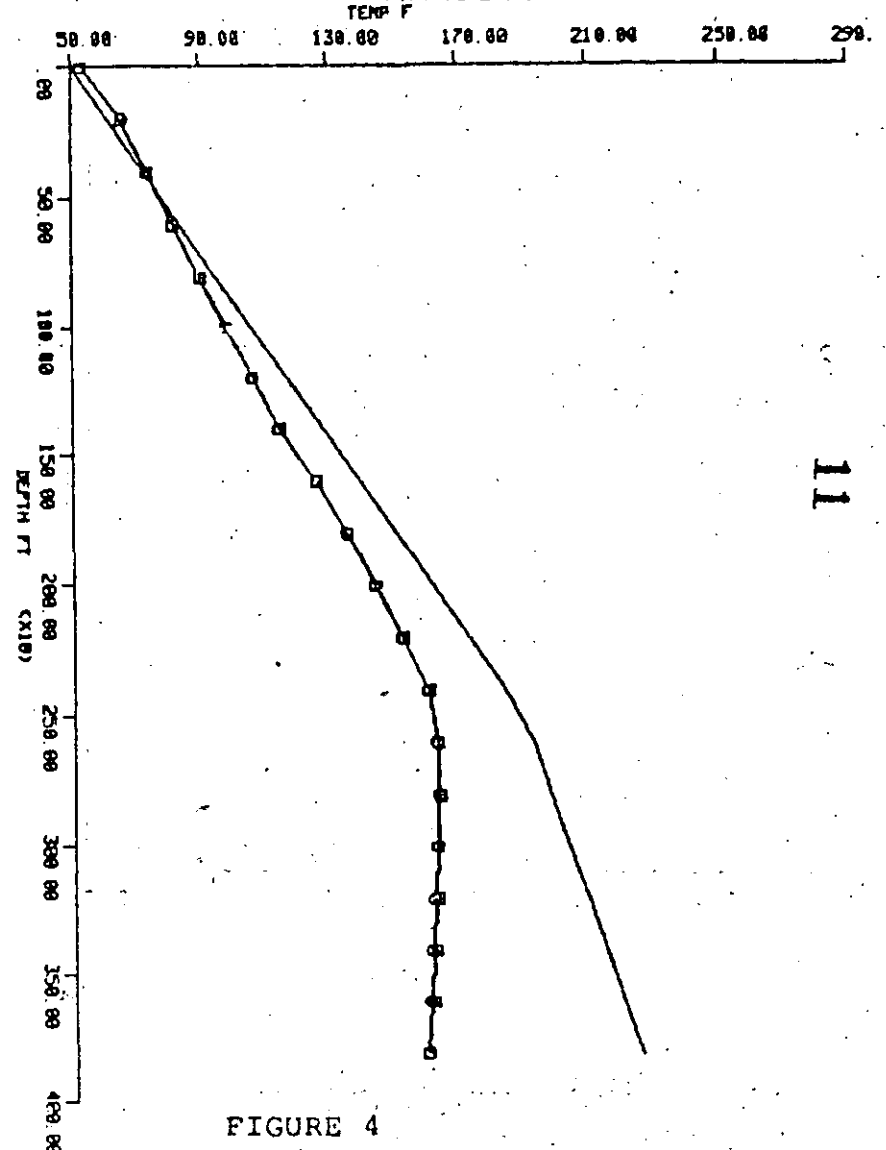


FIGURE 4

REPUBLIC 56-30 WELL
 BIT TEMPERATURE
 DEPTH=7600.0 FT

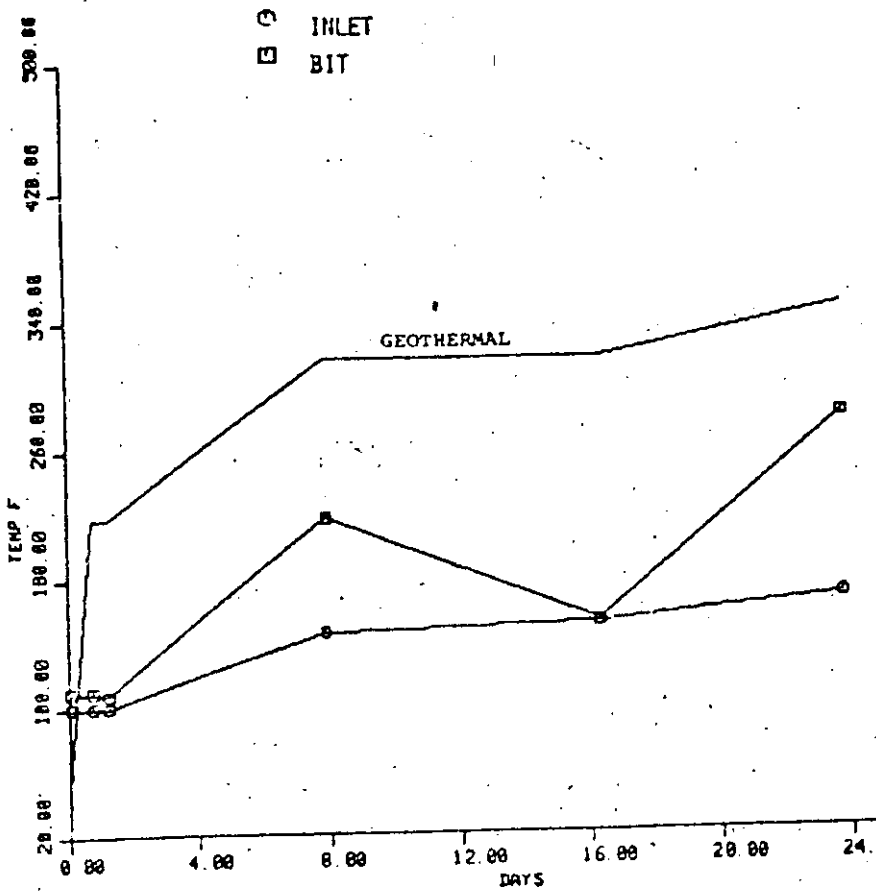


FIGURE 8

LOS ALAMOS GT-2 WELL
RADIAL TEMPERATURES

DEPTH=1600.0 FT

□ CEMENTNG
○ WAIT-O-C

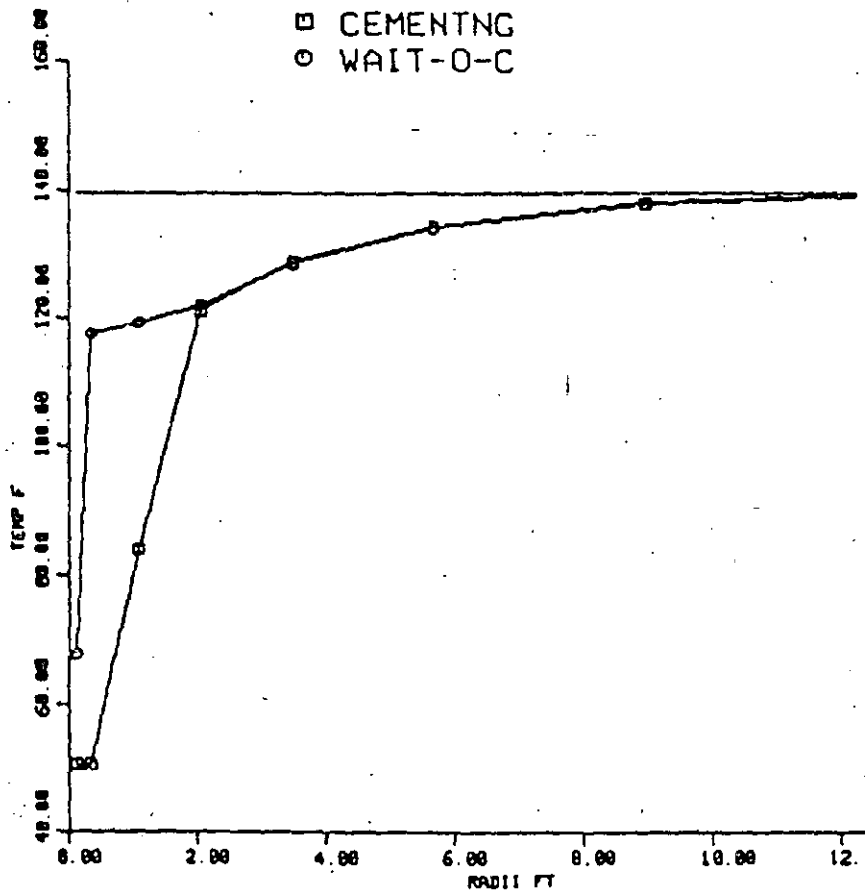


FIGURE 9

REPUBLIC 56-30 WELL
RADIAL TEMPERATURES

DEPTH=1400.0 FT

□ CEMENTNG
○ WAIT-O-C

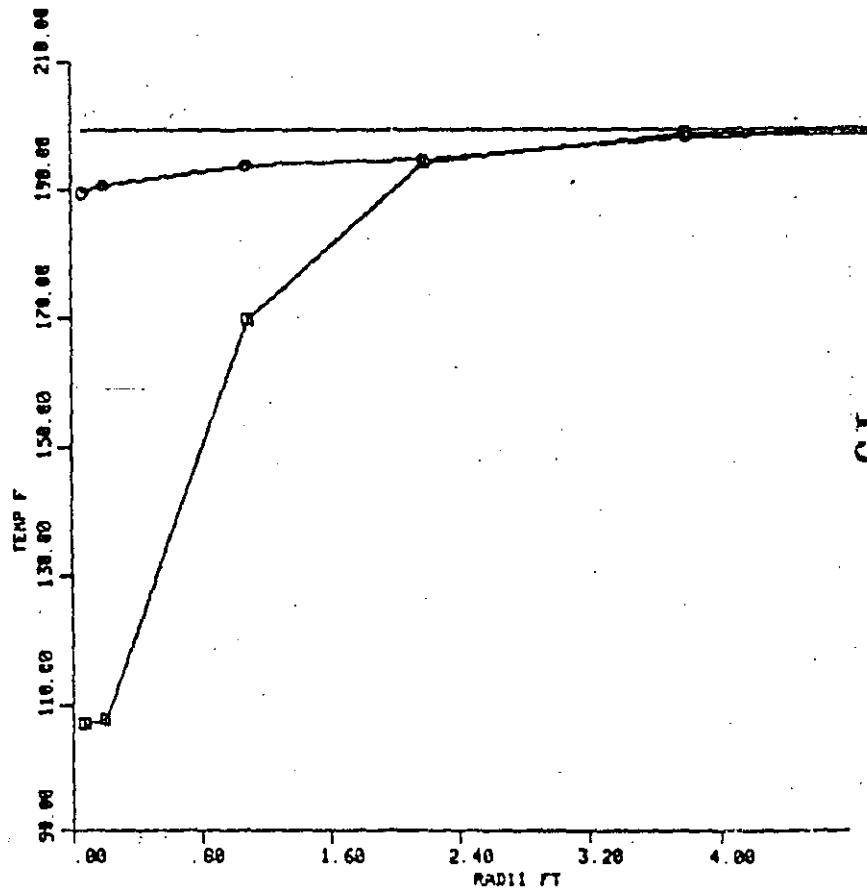


FIGURE 10

LOS ALAMOS GT-2 WELL CASING TEMPERATURE

DEPTH=1600.0 FT
□ MAX TEMP
○ MIN TEMP

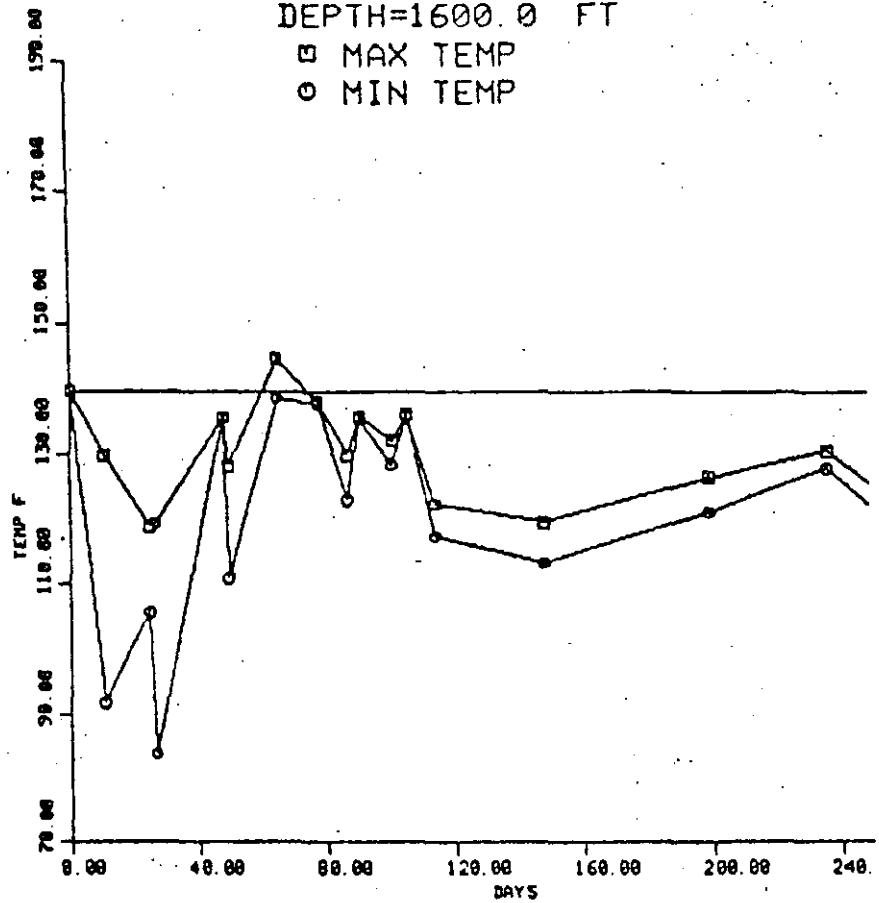


FIGURE 11

LOS ALAMOS GT-2 WELL CASING TEMPERATURE

DEPTH=400.0 FT
□ MAX TEMP
○ MIN TEMP

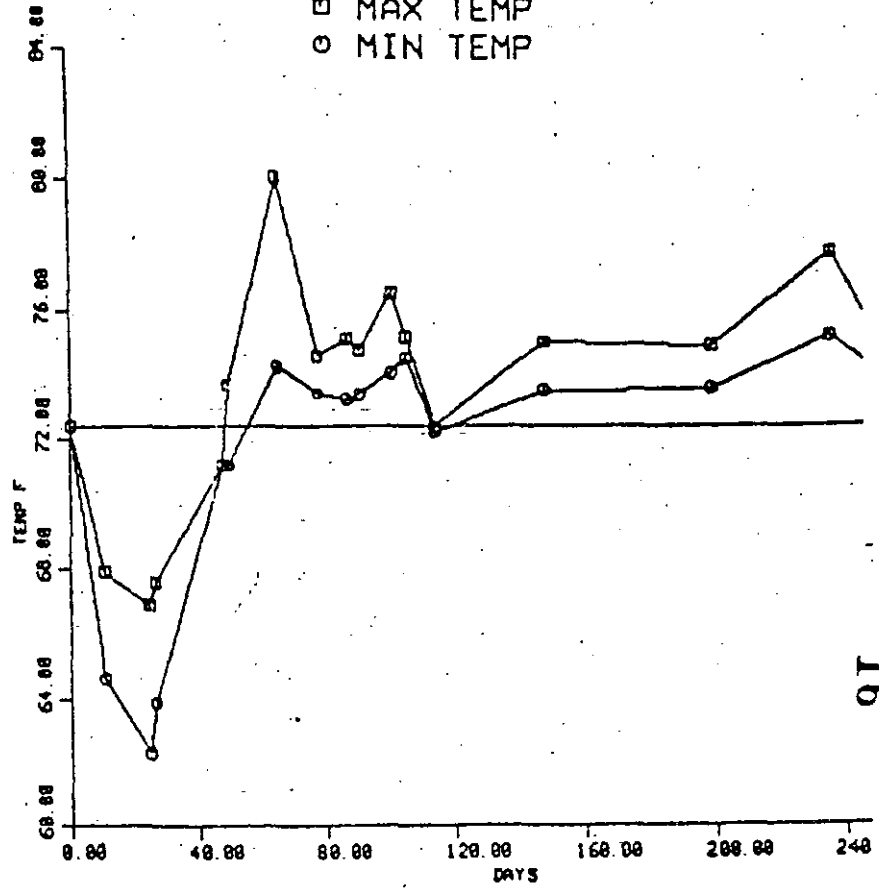


FIGURE 12

REPUBLIC 56-30 WELL
CASING TEMPERATURE

DEPTH=1400.0 FT

□ MAX TEMP
○ MIN TEMP

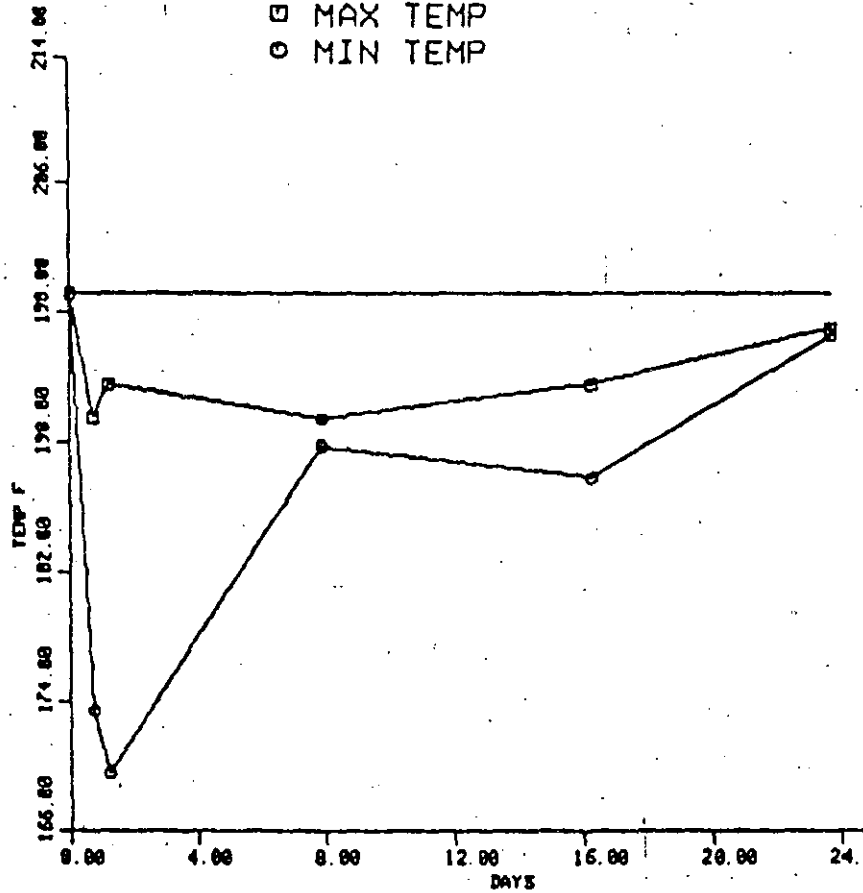


FIGURE 13

REPUBLIC 56-30 WELL
CASING TEMPERATURE

DEPTH=400.0 FT

□ MAX TEMP
○ MIN TEMP

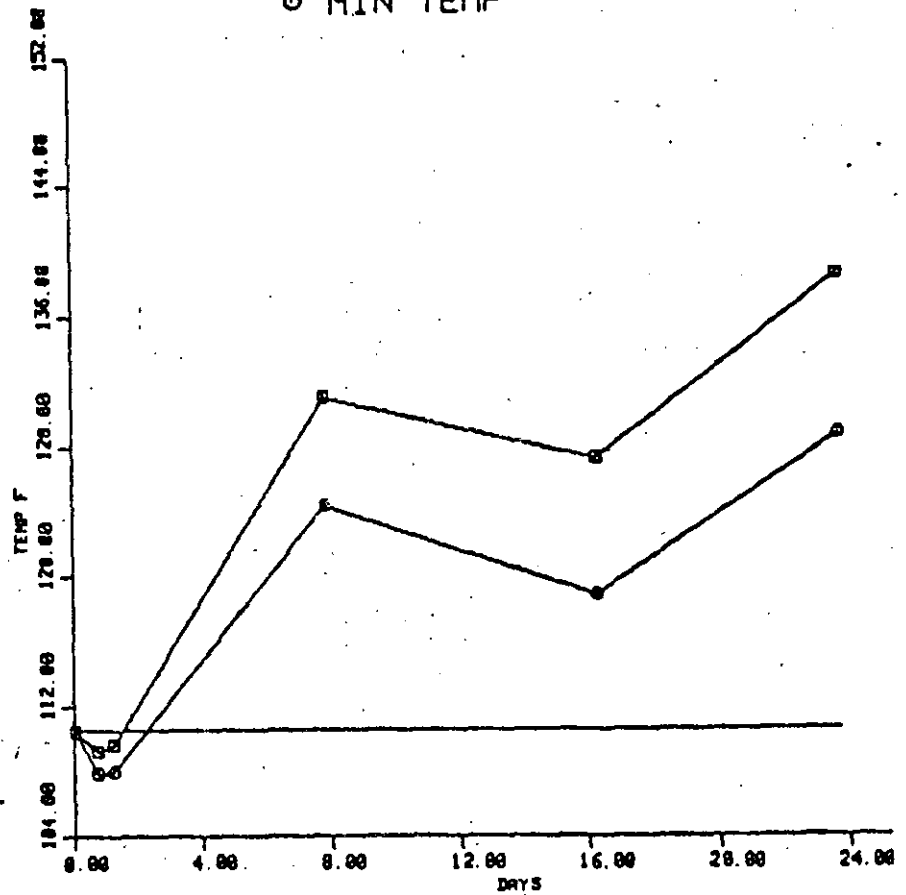


FIGURE 14



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE -
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL
8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

EXPERIENCIAS SOBRE PÉRDIDAS DE CIRCULACION EN
POZOS GEOTERMICOS

ING. CARLOS MIRANDA MOCTEZUMA

LOST CIRCULATION EXPERIENCE IN GEOTHERMAL WELLS

1

E-34

Malcolm A. Goodman

Enertech Engineering and Research Co.

United States

ABSTRACT

Lost circulation during drilling and cementing in geothermal wells is a problem common to most geothermal areas. Material and rig time costs due to lost circulation often represent one fourth or more of the total well cost. Assessment of the general drilling and completion practices commonly used for handling lost circulation have been surveyed and evaluated under a study sponsored by Sandia National Laboratories. Results of this study, including interviews with geothermal production companies and with drilling fluid service companies, are reported in the paper.

Lost circulation in geothermal wells is generally very different from lost circulation in petroleum wells. Conventional lost circulation materials and squeeze cementing are not always successful in the cavernous and vugular low-pressure formations encountered in geothermal reservoirs. Special completion methods, such as liner and tieback string, are often used to improve cement placement and setting in lost circulation zones. High wellbore temperatures during geothermal cementing magnify the lost circulation problem. Cement retarders may be needed to prevent premature setting at the higher temperatures, yet too much retarder may lead to an unsuccessful completion, particularly because of the large volume of cement that may be required to seal a lost circulation zone.

Conclusions and recommendations are presented for control of lost circulation during geothermal operations. Recent improvements in lost circulation materials and techniques and potential equipment solutions to the lost circulation problem are discussed. Research needs are also identified.

SUMMARY

Lost circulation during drilling and completion of geothermal wells can be a severe problem, particularly in naturally fractured and/or vugular formations. Geothermal and petroleum operators, drilling service companies, and independent consultants were interviewed to assess the lost circulation problem in geothermal wells and to determine general practices for preventing lost circulation. This paper documents the results and conclusions from the interviews and presents recommendations on engineering and research needs.

INTRODUCTION

Lost circulation during drilling and cementing in geothermal wells is a problem common to most geothermal areas. Material and rig time costs due to lost circulation often represent one fourth or more of the total well cost. Assessment of the problem and general drilling and completion practices commonly used for handling lost circulation have been surveyed and evaluated under a study sponsored by Sandia Laboratories. Results of this study, including interviews with geothermal production companies and with drilling fluid service companies, are documented in this paper.

Lost circulation in geothermal wells is generally very different from lost circulation in petroleum wells. Conventional lost circulation materials and squeeze cementing are not always successful in the cavernous and vugular low pressure formations encountered in geothermal reservoirs. Special completion methods, such as liner and tieback string, are often used to improve cement placement and setting in lost circulation zones. High wellbore temperatures during geothermal cementing magnify the lost circulation problem. Cement retarders may be needed to prevent premature setting at the higher temperatures, yet too much retarder may lead to an unsuccessful completion, particularly because of the large volume of cement that may be required to seal a lost circulation zone.

To assess current drilling and completion practices for handling lost circulation in geothermal wells, industry representatives were interviewed by direct contact and visits. Four geothermal operators, two petroleum operators, three drilling service companies, and two consulting companies comprise the interview group. The specific objectives of the interviews were the following:

1. Identify the common causes for lost circulation in geothermal wells.

2. Evaluate the general procedures for preventing lost circulation from occurring and the methods used for overcoming lost circulation after it has occurred.

3. Compare findings from the geothermal and petroleum industry and draw on petroleum experience to determine potential solutions for application to the geothermal industry.

4. Identify new approaches and needed research to solve the lost circulation problem in geothermal wells.

Objectives 1 and 2 are addressed in the first section of this paper in discussion of lost circulation experience. In the second section, objective 3 is considered in terms of current drilling and completion concepts. The final section considers objective 4 and presents recommendations for R&D.

LOST CIRCULATION EXPERIENCE

Based on results from the survey of industry experience, geothermal operators are using conventional petroleum methods for fighting lost circulation problems. These range from lost circulation materials (LCM) to gunk squeezes. The survey indicates that these methods may or may not be successful in overcoming lost circulation, depending on particular downhole conditions. At present, no major or new advancements in methods or materials have been put forth to solve geothermal lost circulation problems.

Geothermal Drilling Summary

The following observations and conclusions summarize the experience in handling lost circulation in geothermal wells:

1. In sedimentary formations such as the Imperial Valley, lost circulation is not a severe problem. Use of LCM, low mud weight, solids control, and proper hydraulics for hole cleaning are sufficient for handling lost circulation when it occurs.

2. The worst conditions for lost circulation occur in low pressure fractured and/or vugular formations, such as the Geysers. Geothermal and petroleum operators believe that pressure parting and thermal stress cracking due to drilling contribute to the problem, but to what extent is unknown. In these fractured and vugular formations, LCM is generally tried first, followed by cement plugs, followed by blind drilling as a last resort.

3. Shale swelling and wellbore instability can accompany lost circulation. Low mud weight for lost circulation control may not generate sufficient downhole pressure to stabilize shale

zones. Reduced flow rates above lost circulation intervals cause hole cleaning problems and increased fill on bottom. These problems can lead to stuck pipe. With low mud weights, proper mud chemistry is important for control of shale swelling. If wellbore instability is severe and cannot be controlled, the general practice is to set casing to provide wellbore support before commencing with deeper drilling.

4. Concentric drill pipe has been tried by some operators, but the concerns of persons interviewed is that the extra cost in equipment and rig time does not justify its use. Although concentric drill string may prevent lost circulation of mud during drilling, the problem during cementing of casing remains.

Summary of Cementing and Casing Design

When LCM is not effective, setting of cement plugs is the common practice for sealing lost circulation zones. Numerous plugs are often required in order to completely seal a lost circulation interval. From the survey of industry experience, the following conclusions are offered:

1. Cement plugging of lost circulation zones in geothermal wells is often unsuccessful, particularly on the first attempt. The major reason is downhole temperature which is not known accurately enough for determining needed amounts of retarder. Also, movement of formation water and wellbore fluids can wash away the cement slurry or inhibit the setting reaction.

2. Diesel oil-bentonite-cement gunk squeezes, which are used successfully by the petroleum industry to combat severe lost circulation, are generally not used in geothermal drilling because of environmental reasons associated with the diesel oil component. Furthermore, gunk squeezes are difficult to properly design for geothermal wells since the annulus fluid level above the lost circulation zone is not usually known.

3. Sodium silicate systems are being used by some geothermal operators to control total loss of circulation. The sodium silicate gel is pumped into the lost circulation zone ahead of cement, and forms a barrier to retain the slurry while it sets.

4. When setting casing through a lost circulation interval, a liner and tieback string are often used. The liner can be cemented from above and below to ensure a good cement job. Once the liner is set opposite the lost circulation zone, the tieback string can be cemented through a full-opening port without loss of circulation. The full cemented tieback string has no casing wear from drilling and is undamaged from tripping, fishing, plugging, and other operations.

5. Casing problems can result from poorly cemented lost circulation sections. Eccentric loads and stress concentrations can occur due to unequal cement support around the casing. Exposure to formation fluids, particularly flowing fluids, can cause corrosion, pitting, and wear along with hot spots and thermal strains in the casing.

Geothermal Regions

Geysers In the steam dominated Geyser field, reservoir pressure is low, compared to the higher pressures of the water dominated reservoirs in Utah and Baca. This can magnify the lost circulation problem because of drilling induced pressure parting of the rock formations. Operators are uncertain whether lost circulation in the Geysers is governed principally by pressure parting or by natural fractures and vugs, and to what extent the two mechanisms interact and contribute to the problem.

The present solution for lost circulation control involves cement and sodium silicate. If the loss is partial, then lost circulation additives (usually mica or walnut hulls) and/or straight cement are used. Total loss is controlled with cement preceded by sodium silicate gel. Gunk squeezes are not used because of environmental factors and because of the difficulty in determining mixture ratios for the squeeze. Without annulus fluid levels, the balanced plug method for designing a gunk squeeze cannot be used to calculate proper mixture ratios.

Open hole logs are not generally run in the Geysers. Borehole detection devices such as spinner surveys and borehole televiwers are not generally used. The existing version of borehole televiwer cannot withstand the elevated temperatures, but the U.S. Geological Survey has developed a new model which may be serviceable. Presently, operators cannot specifically identify and accurately locate individual lost circulation zones in open hole. In cased holes, the cement bond log is run, but is not dependable for locating lost cement zones or voids behind pipe.

Concentric drill string has been tried by some operators, but did not perform well and the additional running time caused the system to be uneconomic.

Imperial Valley Although lost circulation is not a major problem in the sedimentary formations of this geothermal region, LCM is sometimes used due to pressure induced lost circulation. In general, conventional muds with thinners for high temperature problems and mud density of 9-10 ppg, and good drilling practices with effective rheology, hydraulics, and solids control to maintain the proper equivalent circulating density, will

prevent lost circulation problems from occurring in the Imperial Valley.

In theory, lost circulation material should not be needed in the Imperial Valley, but in practice LCM is helpful, particularly in the very permeable sediments. Lost circulation creates a reduction in annulus pressure which complicates the ability to control lost circulation through mud weight alone. Grain size selection methods for lost circulation material do not always correlate in the Imperial Valley with formation plugging needs. LCM seldom stops lost circulation, but usually reduces it significantly.

With regard to cementing in the Imperial Valley, operators are not aware of lost circulation problems, even though cement weights exceed 9 ppg. Remedial cementing is sometimes necessary because of cement fingering caused by underground water percolation.

Two types of casing problems in the Imperial Valley are noted. One is corrosion associated with underground water percolation which could be due to improper cement sealing resulting from lost circulation during cementing. The other is thermal parting and/or buckling due to temperature changes during operations.

Utah Most experience with lost circulation has occurred in the Roosevelt lease. Depth to the top of the reservoir at Roosevelt varies across the field between 1200-7500 feet. Lost circulation occurs in the granite which is covered by a mantle of sedimentary formations.

No casing problems such as buckling or thread jump have occurred at Roosevelt, even though 10-20 cycles of on-off production have taken place.

Concentric drill string was considered and was inquired into for drilling lost circulation zones but has not been used. The borehole televiewer has been used in some wells after drilling to inspect fractures, but generally such detection methods and sensing devices for lost circulation evaluation are not used.

In one Roosevelt well, lost circulation was particularly severe. The problem was aggravated in part by the fact that no formation fluids were encountered during drilling of the lost circulation zone and, hence fluid pressure differential was highly overbalanced. The well is presently used for reinjection of fluids produced during tests in nearby production wells. When first used as an injector, the well would not accept all fluid injected and the casing was then perforated opposite the lost circulation zone. No injection problems have occurred since. Initially, after perforating, the well

lost injected fluid to the lost circulation zone with no fluid standing in the casing. But after a number of injection periods, the well began holding fluid, indicating that the lost circulation zone became less permeable.

The lost circulation problem in the Roosevelt well started at 1655 feet when the drill pipe dropped two feet. Approximately two weeks were required to drill through the lost circulation zone from 1655-2000 feet. The extra cost in rig time and materials represented a major part of the total well cost. The day-by-day experience through the lost circulation zones in this well is documented in the Appendix and demonstrates the severity of the problem (lost circulation materials used include large amounts of lumped coal, alfalfa cubes, and plastic bags filled with wood and barite).

Baca In the Baca area, lost circulation is a problem in fractured rock of the Bandalera tuff, causing water flows from above in the Caldera fill because of pressure underbalance. The water influx into the wellbore is accompanied by hole caving and sloughing, generating additional drilling problems. If lost circulation results in partial loss of returns, then use of lost circulation material in the drilling mud is normally tried. If the loss is total, then cement spotting and squeezing is used.

LASL Hot Dry Rock Severe lost circulation problems have occurred during drilling of the wells for the Los Alamos Hot Dry Rock project. In these wells, lost circulation in vugular limestone is complicated by swelling shales above the limestone and unexplained casing failures. Present approach for handling the lost circulation is to set casing immediately above and below the thief zone. In one well, concentric drill string was successfully used over a portion of the hole for control of lost circulation.

Of particular interest are the casing failures (holes and splits in the casing wall) experienced in the EE-2 well after drilling and cementing were completed. Such failures may be related to the lost circulation zones which could lead to poor cementing and improper casing support. Thermal stresses may be induced in the casing where formation fluids contact the pipe in partially cemented zones, and overburden loads may cause buckling of casing in unsupported regions. Also, trapped fluids due to poor mud displacement by cement can result in collapse pressures due to thermal expansion. Another source of potential casing problems in poorly cemented sections is corrosion and pitting due to formation fluid movement along the pipe. If the fluid contains formation fines, then erosion and pipe cutting can also occur. Such a situation may result due to fluid circulation down the wellbore from a water zone to a lost circulation zone. The specific reason or causes for the casing problems in the EE-2 well have not been identified.

elevated temperatures. And what if the packer is not properly placed or does not set or seal? Equipment solutions may have application in big holes where lost circulation is magnified, and mud rheology is more difficult to control. As a general practice, operators believe that lost circulation problems, if properly evaluated, can be solved with materials, either LCM and/or cements with additives.

Casing Considerations

When casing is exposed to geothermal formations because of poor cementing induced by lost circulation, thermal stresses may be generated due to cold spots associated with water movement and corrosion may occur due to solution and temperature electrolysis. A bad cement job can lead to eccentric support and high stress points. If water-based fluids are trapped outside casing, burst or collapse can result from pressure buildup when wellbore temperature exceeds the boiling point, as may occur during production.

For improved cementing of casing opposite lost circulation zones, a liner and tieback string can be used with the following benefits:

1. Lost circulation zones can be squeezed with cement from the top of the liner.
2. Good cement job between tieback string and casing is ensured because the interval opposite the liner has previously been cemented, indicating that the lost circulation zone below will not effect the cement placement in the casing-casing annulus. This eliminates voids and/or pockets of water between casing strings.
3. The tieback system provides a new wellhead valve and production casing string that is undamaged from drilling.

Detection and Evaluation Methods

Operators are not certain whether lost circulation in geothermal wells is truly unconventional and whether we really know the fracture geometry in these geothermal locations. Also, what are the temperature effects and to what extent does high temperature magnify the conventional lost circulation problem? Lost circulation in a given location can be solved only when the cause is understood and the governing parameters are identified. This suggests the need for detection and evaluation tools. Although lost circulation zones can be identified with methods

such as the spinner survey, fracture orientation and width and porosity size cannot be determined with existing tools.

RECOMMENDATIONS FOR R & D ON LOST CIRCULATION

Six specific research areas have been identified from the industry interviews. These are discussed separately below.

Correlation of Field Experience

The first step in a R & D program on lost circulation should be compilation and correlation of existing industry experience. A detailed survey and evaluation of well data and drilling reports should be undertaken to determine specific downhole conditions leading to lost circulation problems. The success rate of different remedies for different downhole conditions should be identified. It is recommended that the following four lost circulation categories be considered separately:

1. Drilling large holes
2. Rapid drilling
3. Drilling through abnormal pressure zones
4. Drilling through naturally fractured and/or vugular zones.

Full Scale Testing Facility

In order to evaluate lost circulation materials and procedures under field parameters and to understand the effects of downhole conditions, it would be advantageous and economical to perform full scale tests in a laboratory before going to the field. This requires a facility for performing tests under simulated field situations. Such a facility does not presently exist, and, hence, any new developments for control of lost circulation can only be tested in the field. Not only is field site preparation and rig time expensive, but field testing provides only limited information because downhole conditions cannot be varied and downhole measurements are difficult to obtain.

It is recommended that a full scale testing facility be designed and constructed. The apparatus should have capability to independently simulate the following downhole conditions:

1. Full diameter borehole
2. Wellbore circulation flow at variable flow rates

3. Circulating fluids of different types, including cements and polymers
4. LCM at various concentrations
5. Formation rock types
6. Rock permeability, including fractures and vugs
7. Insitu rock stresses and pore pressures
8. Wellbore pressures and equivalent circulating densities
9. Fluid temperatures and formation temperatures.

Small Scale Laboratory Equipment

In addition to full-scale testing under simulated field conditions as discussed in the above section, it would be practical to test plugging capability of LCM in a "dual flow mode" rather than a single flow mode as is done in existing equipment such as the API tester. The API equipment use a slot aligned with the flow direction so that flow stops when the slot is bridged and plugged. This means the slot experiences the full dynamic pressure of the flow, rather than the actual normal pressure as in a wellbore. Under such conditions, plugging characteristics and plug strength as measured in the test may not be representative of field behavior.

To better simulate field flowing conditions, a dual flow tester is recommended where flow through the slot (simulating a fracture or permeability) is independent of flow pass the slot (simulating a wellbore). This requires a flow channel with slots perpendicular to the channel, providing one flow inlet and two flow outlets. Such a device should have capability to provide back pressure on the slot independent of the channel outlet pressure. Formation pressure and wellbore pressure can then be simulated simultaneously. High temperature capability should also be included.

Analytical Formation Plugging Model

An analytical model of lost circulation would be useful for:

1. Evaluation of the various parameters that effect formation plugging and lost circulation, and
2. Design of remedial procedures for specific well conditions.

Many parameters influence lost circulation. Drilling parameters include drilling rate, circulation rate, mud

rheology, LCM size and concentration, and wellbore geometry. Formation parameters include pore pressure, overburden stresses, permeability, fracture or vug size, and geothermal temperatures. A mathematical model that incorporates these parameters as variables should be formulated in terms of fluid mechanics principles.

The model should be tested and correlated with field data and sensitivity studies should be performed on the dependent parameters. The sensitivity studies will identify the most important variables.

With an analytical model, design considerations can be evaluated for control of lost circulation under given field conditions. It may be possible to construct charts or nomographs for selection of drilling parameters and lost circulation materials for specific well conditions.

New Cements and Plugging Systems

Research on materials for plugging of geothermal formations should be initiated. The study should consider, not only plugging capability, but also handling, pumping, and placement techniques. The investigation should emphasize methods and materials for plugging fractured and vugular formations.

A recent literature search on lost circulation indicated that more than two-thirds of the references were patents, all of which deal with methods and materials for formation plugging. It is recommended that these patents be reviewed and evaluated. Many of the patents are associated with sand consolidation systems and placement techniques for sand control purposes. Others are related to selective plugging for reservoir injection and secondary recovery purposes. Materials, equipment, and methods developed for these applications may have use for lost circulation.

Logging Tool for Lost Circulation

Size of formation fractures and vugs should be known in order to properly bridge and plug lost circulation zones. A wellbore tool for measurement of fracture/vug size would be useful for design of remedial procedures. It is recommended that development of a logging type tool for this purpose be undertaken.

ACKNOWLEDGEMENT

The work presented here was conducted under contract to Sandia National Laboratories. Support from the Drilling Technology Division at Sandia and permission to publish is appreciated.

16
REFERENCES

1. Pettitt, R. A., "Planning, Drilling, and Logging of Geothermal Test Hole GT-2, Phase I," Los Alamos Scientific Laboratory Report LA-5819-PR, Issued January 1975.
2. Pettitt, R. A., "Planning, Drilling, Logging, and Testing of Energy Extraction Hole EE-1, Phases I and II," Los Alamos Scientific Laboratory Report LA-6906-MS, Issued August 1977.
3. Green, K., "Lost Circulation: A Major Problem in the Geysers," Proceedings of the Geothermal Research Council Conference in Albuquerque, March 1980.

APPENDIX

Daily Record of Lost Circulation Experience
in a Well in the Roosevelt Lease - Utah

Days from Start
of Lost Circulation

- | | |
|---|--|
| 1 | Lost returns at 1655' - 1657', Fractured formation, Mixed pit with 30% LCM, Drilled to 1678, No returns |
| 2 | Lost 1400 bbls mud
Pumped 300 bbls mud, 35% LCM, Hole filled to 50'
Pumped 300 bbls mud, 35% Lost circulation material
Pumped 100 bbls mud in drill pipe, 25 bbls mud in annulus, No returns
Pumped high water loss pill, No returns
Mixed 1 pit mud, 35% LCM, Pumped in hole
Mixed and pumped 50 sacks Class B cement, Tagged top of cement |
| 3 | Mixed and pumped 50 sacks Class B cement, Tagged cement
Mixed and pumped 50 sacks Class B cement, Tagged top of cement at 1647'
Dropped 2 tons alfalfa cubes plus 300 bbls of water, No fill in hole
Dropped 1-1/2 tons alfalfa cubes plus 200 bbls water, No fill
Dropped 200 gallons soaked burlap sacks |

Days from Start

- Dropped 1-1/2 tons alfalfa cubes plus 200
bbls of mud, 35% LCM
- 4 Bit in hole, No fill
Pumped 200 gelled burlap sacks
Pumped 3 tons lumped coal (6" - 9" size)
Pumped 2 tons alfalfa cubes
Hole filled up
Drilled bridges to 1650', Lost returns
- 5 Dropped 180 burlap sacks in hole
Dropped 1 ton lumped coal (6" - 9" size)
Dropped 2-1/2 tons alfalfa cubes in hole
Dropped 2 tons lumped coal in hole
- 6 Bit drilled bridges to 750', Lost returns
Bit to 1650', Hole clear
Dropped 7 plastic bags filled with mud
(10" OD x 15' long) followed with gelled
mud
- Hole clear to 1658'
- 7 Dropped 2 tons lumped coal in hole
Pumped 1 pit mud, 35% LCM, Drilled bridges
1675'
Spot 150 sacks barite plug, No fill
Spot 150 sacks barite plug, No fill
Pumped 1 pit mud, 35% LCM
- 8 Dropped 400 plastic bags filled with wood
chips and barite in hole, flushed with
400 bbls mud, No fill
- 10 Flushed 420 gallons diesel oil
Flushed 840 gallons diesel oil mixed with
6 gallons DOC #12
Flushed with 200 sacks Class B cement
- 12 Drilled 12 hours, No returns
Drilled 15 hours to 2004', Tried to run
logs
- 14 Ran 9-5/8", 40 ppf casing, Set at 2001'
Pumped 200 sacks Class B cement plus
silica flour
Pumped 600 sacks Class B cement plus
silica flour
Drilled to 2160', Lost returns
Pumped mud with coarse mica flakes,
Fibertex, Plug-It, Cotton seed hulls
Pumped mud containing High-Seal paper
Drilled to 2240', Full returns
Carrying 12% LCM in mud
- 16 Full returns

1

E-139

CONSTRUCTION OF A PROBE FOR MEASURING TEMPERATURE AND PRESSURE IN DEEP WELLS

N. ADORNI,* L. CEPPATELLI,† A. GRASSI,† A. PALAMA† and P. ROSSELLI†

*Centro Informazioni, Studi e Esperienze (CISE), Milan, Italy, †ENEL-Direzione Studi e Ricerche, Centro Ricerca Geotermica, Pisa, Italy

Abstract—As part of the Energy Research & Development Programme of the European Economic Communities (EEC), the National Electric Authority (ENEL), with a financial contribution from the EEC,* carried out an optimisation study of the instrumentation and techniques used in geothermal measurements.

This paper describes a temperature and pressure system for geothermal wells. The system permits (at real time and on the ground) the electrical recording of temperature and pressure profiles in deep boreholes to a depth of 3000 m with maximum running temperatures of 240°C and pressures of 250 bar.

The study was undertaken because this type of equipment was not available on the market, being restricted to a special field of application.

At the moment only mechanical instrumentation can be acquired for these measurements, and these provide no real time data; the electrical equipment on sale is limited to much lower temperatures.

A brief description is given of the different parts of the system and the experiments conducted on them.

As some elements had to be specially invented the CISE has taken out the relative patents in Italy.

The experiments are by now at an advanced stage and have proved that the system is completely reliable.

DESCRIPTION OF SYSTEM

Figure 1 shows the design of the entire system and its position in the well on a drilling mast. It also reveals how the equipment can be used for other types of measurement, apart from temperature and pressure.

The system consists of: (a) a temperature and pressure probe; (b) a cable for mechanical and electric connection between the probe and ground instrumentation; (c) a truck-mounted winch for lowering the probe into the well; (d) ground instrumentation and equipment.

Pressure and temperature probe

The probe (Fig. 2) is made up of three modular elements, one of which fixes the probe to the cable and seals the cable off from the measuring zone; the other two contain the temperature and pressure sensors respectively.

The measuring segments can be removed and replaced by others containing transducers for measuring other physical parameters.

Maximum diameter of the probe is 92 mm; working temperatures could reach 300°C if the cable used at the moment did not limit this value to around 240°C. Operational pressure is now limited to 250 bar but with a few modifications could be carried to more than 400 bar.

Three spring rods are fitted on the outside of the probe for use in wells up to 350 mm diameter, to prevent the probe from banging against the bore-walls. The segments are insulated up to temperatures of 200°C by Viton O-rings. Metallic seals are used in the presence of higher temperatures.

The measuring segments are connected to the probe electrically by ceramic connectors. These connectors are able to work at more than 300°C.

*ENEL - EEC Contract No. 166-76-EG-1

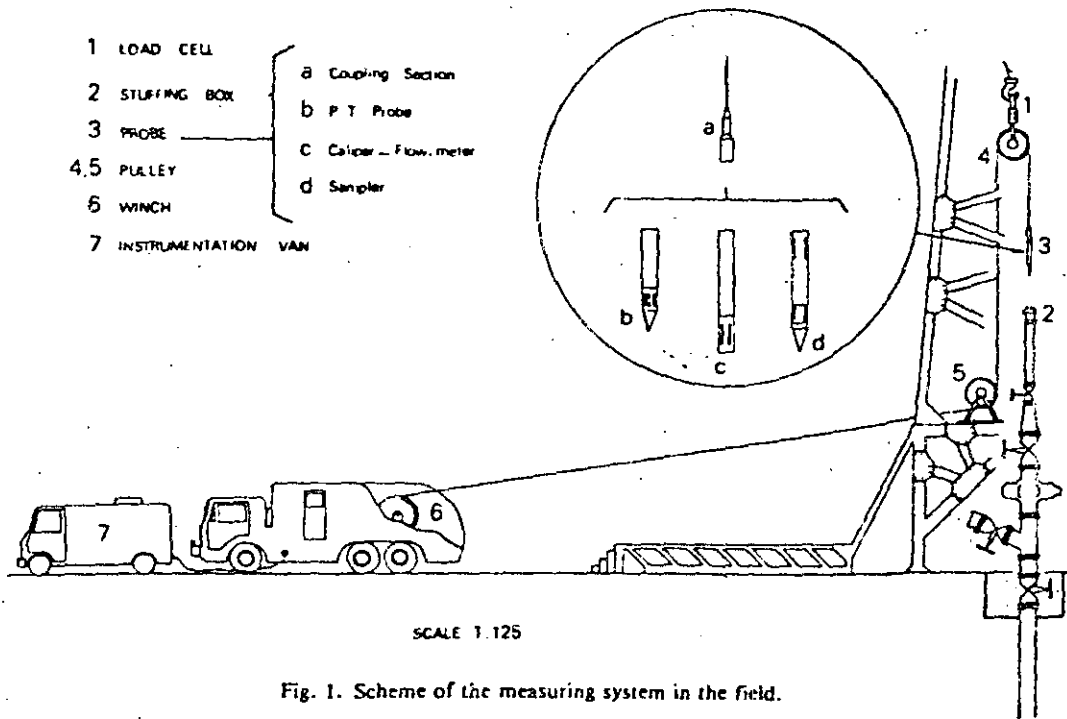


Fig. 1. Scheme of the measuring system in the field.

The body of the probe was constructed in AISI 316 steel which has proved to have the same behavior towards the geothermal fluid as the MONEL but costs rather less.

Coupling and sealing system

(a) *Cable - probe coupling.* The probe is fixed to the cable mechanically by means of a clamp (Fig. 2, No. 1) containing two series of cup springs, in which are locked each of the two armor layers of the cable. The probe uncouples automatically whenever the load reaches a given value, depending on how the clamp grip has been adjusted; this prevents any excessive load on the cable and permits its total recovery should the probe get stuck in the well.

The cup springs are constructed in a pre-treated XN26TW stainless steel.

This device has now been covered by an Italian patent †.

(b) *Sealing zone between cable and sensors.* Figure 2 shows how the sealing zone lies between the clamp and the electronic connector joining the cable to the measuring segments.

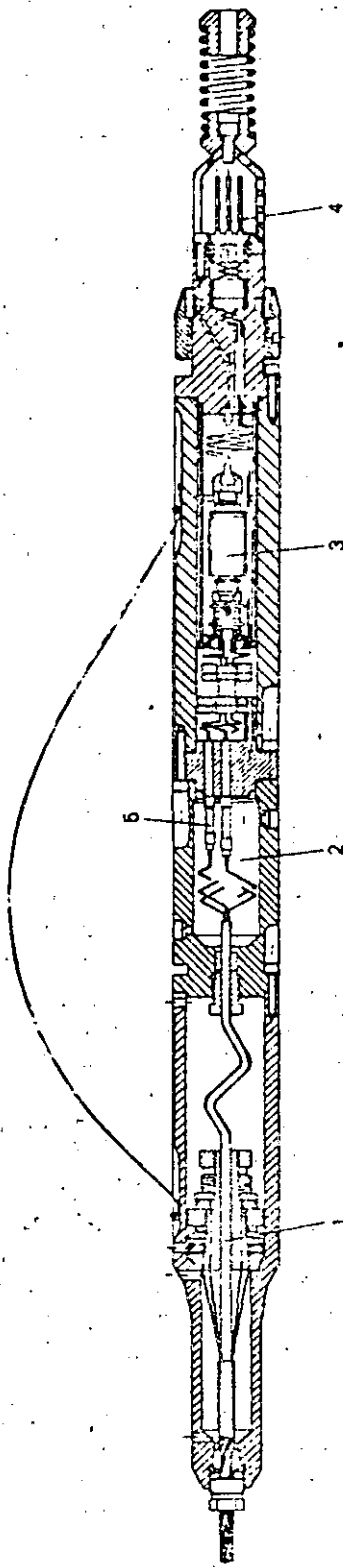
As the inside of the measuring segments must be kept more or less at atmospheric pressure and the fluid surrounding the probe is usually conductive, the sealing must be resistant to pressures of 250 bar and temperatures of 240°C and avoid contact between the external fluid and the electric conductors.

This problem was solved by welding ceramic bushing insulators (No. 5) to the body of the probe, inside a double chamber filled with silicon oil (No. 2).

(c) *Measuring zone.* The measuring zone consists of two segments containing the pressure sensor (No. 3) and temperature sensors (No. 4) respectively.

The pressure sensor is connected to the probe by elastic suspensions that extend the route taken by the heat flow and also protect the instrument from knocks. It is placed in a chamber of highly conductive material and connected to the probe at the ends only. The sensor is thus

†Patent No. 9308 A/79 (8/1/1979).



- 1 LOCKING CABLE SYSTEM
- 2 OIL CHAMBER
- 3 PRESSURE TRANSDUCERS
- 4 THERMORESISTANCES
- 5 CERAMIC BUSHING CONDUCTORS

Fig. 2. Temperature and pressure probe.

form permitting their immediate interpretation; (vi) stuffing-box for lowering the probe into productive or pressurized wells.

The instrumentation line (Fig. 4) comprises a control unit (computer) connected to a group of instruments. The computer and peripheral units are connected by an IEEE 488 interface which is a widely-used standard in interface systems. This means that the units can be replaced or new units added as required without modifying the general layout of the system.

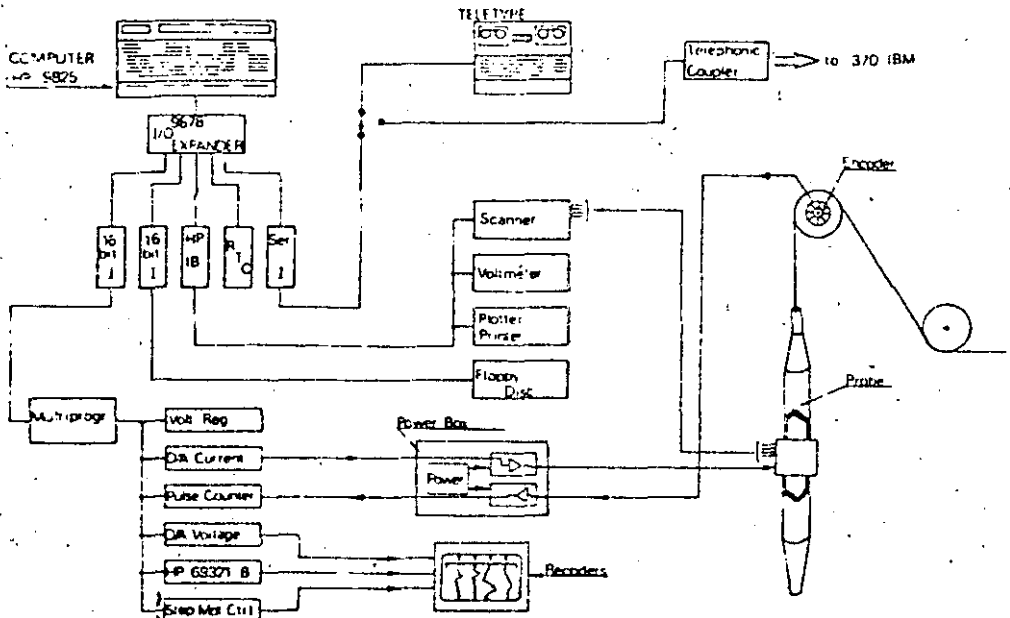


Fig. 4. Scheme of the instrumentation line.

The instrumentation is made up of an Automatic Data Acquisition System, model 3052/A (Hewlett - Packard) comprising: (i) 9825/A calculator with 16K byte-memory; (ii) low noise scanner; (iii) high-precision high-impedance voltmeter; (iv) multiprogrammer; (v) impact plotter printer; (vi) floppy disc; (vii) two-pen recorder; (viii) clock; (ix) extra modules.

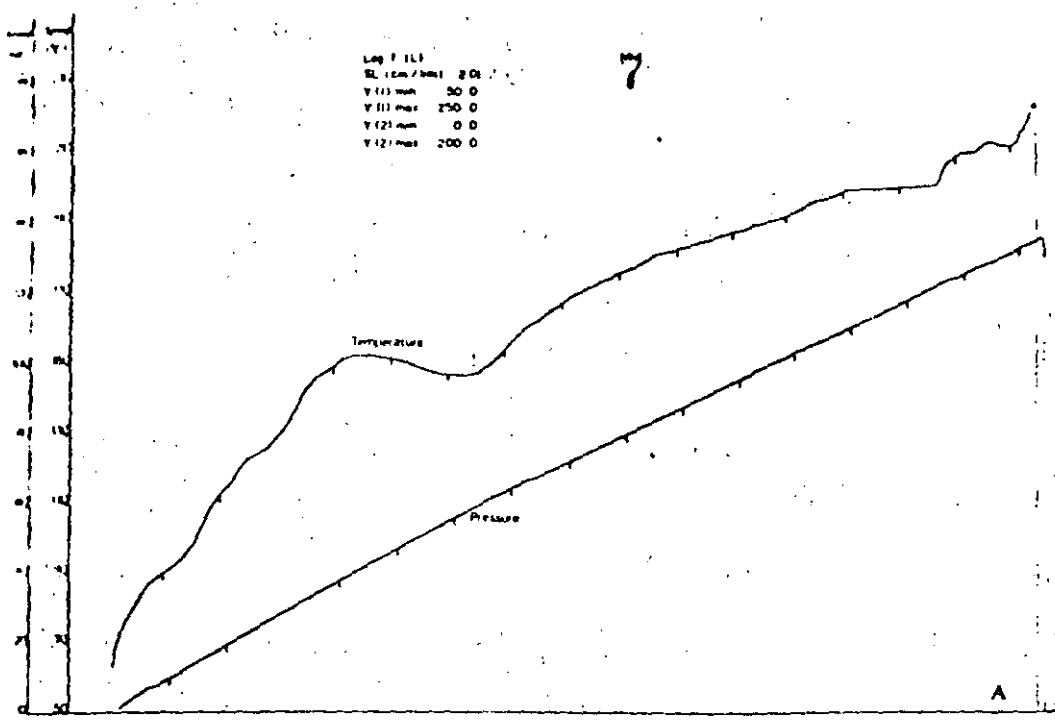
Some programs have been prepared for different types of calculations, depending on operational requirements.

The main program is for data acquisition and processing, with the probe in movement or immobile and taking samples at regular time or space intervals. Time, depth, pressure and temperature are recorded continually on the display. The recorder traces the pressure and temperature curve as a function of time or space (Table 2). The data are then transferred onto magnetic cartridge or floppy disc and can also be printed (Table 2).

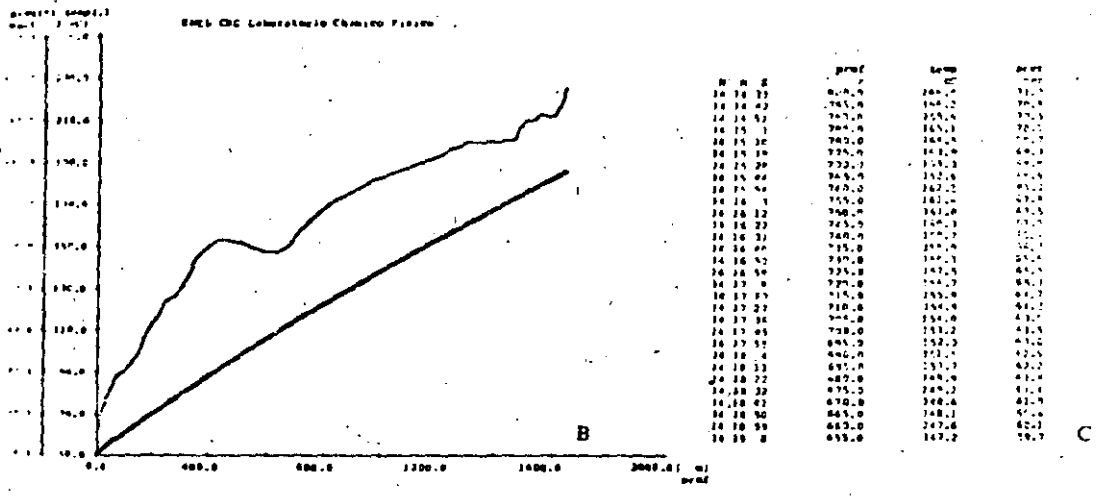
Other programs are for further processing outside the line and for duplicating and plotting the data (Table 2). Finally, the calculator can be connected, if necessary, to a terminal, or directly to a computer center, where the processing facilities are greater.

For measurements in flowing wells a special sealing device had to be designed and constructed for the well-head, accounting for the characteristics of the cable and the size of the probe. The design of this device is shown in Fig. 5. It is made up of cones of elastic material that, when compressed by a pressurized hydraulic fluid, lock onto the outside surface of the cable. By regulating the fluid pressure the grip can be adjusted as required, making it easier to play out the cable and at the same time avoiding excessive wear on the cones.

Figure 2 An example of data output. (A) = Graph of temperature and pressure vs depth (m). (B) = Plot of temperature and pressure vs depth (m). (C) = Table. Column 1-hours; 2- depth; 3-temperature; 4-pressure



A



B

h	depth	temp	press
10	10	25.0	200.0
10	20	35.0	400.0
10	30	45.0	600.0
10	40	55.0	800.0
10	50	65.0	1000.0
10	60	75.0	1200.0
10	70	85.0	1400.0
10	80	95.0	1600.0
10	90	100.0	1800.0
10	100	100.0	2000.0
10	110	100.0	2200.0
10	120	100.0	2400.0
10	130	100.0	2600.0
10	140	100.0	2800.0
10	150	100.0	3000.0
10	160	100.0	3200.0
10	170	100.0	3400.0
10	180	100.0	3600.0
10	190	100.0	3800.0
10	200	100.0	4000.0

C

TESTING THE MEASUREMENT SYSTEM

Before experimenting the temperature and pressure probe in geothermal boreholes a series of tests were first conducted on the different segments to test them and calibrate the sensors.

Prolonged experiments were later carried out in wells of differing characteristics to check on how the probe and accessory instrumentation react in all possible working conditions. The test

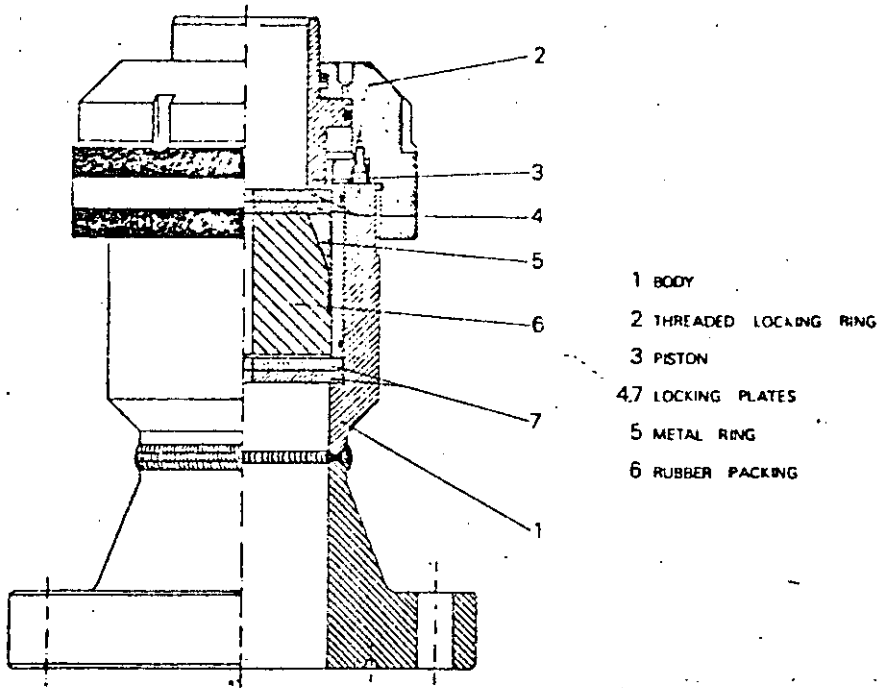


Fig. 5. Stuffing-box device.

results led to the elimination of some small faults so that the probe is now in perfect working order and complies in full to the technical specifications of the design.

The main problems to be solved referred to the hydraulic and electric sealing system as well as optimizing the pressure sensor connecting system to facilitate its replacement. The use of a new type of sensor meant a considerable increase in reliability and accuracy of the pressure readings, reaching an accuracy of 0.25% throughout the measuring range, despite the fact that the running temperatures are limited to below 240°C.

For a more flexible use of this measuring system tests were conducted with the objectives of:

- designing and testing different measuring sections containing pressure sensors of varying operational ranges; in this way the sections can be changed to suit whichever type of measurement is required;
- exploiting the modular nature of the system so as to create sections for measuring parameters other than temperature and pressure.

A new section has been prepared for recording fluid velocity in the well and the diameters on two orthogonal axes (with a financial contribution from EEC). The first laboratory and field experiments on this section will be carried out during the next few months. It will use the same coupling system, cable and ground and wellhead equipment utilized for the temperature and pressure probe, and has the same operational limits of 240°C and 250 bar.

The range of measurements of the whole instrumentation line described previously will obviously be widened with this probe.

CONCLUSIONS

The research conducted so far for optimizing measurement techniques on geothermal wells has led to the construction of a pressure and temperature measuring system down to 3000 m depth and up to pressures of 250 bar and temperatures of 240°C.

The operational details are summarized in Table 3. The system can be extended and, in fact, a modular section is now being prepared for measuring longitudinal flow and diameter in deep wells. Tests will be run on this new section within the next few months and its working characteristics then defined. A study is also under way for extending its field of utilization even further to include a section for fluid sampling in the well.

Table 3. System specifications

Temperature range: 0 - 240°C	Measuring rate vs time: max 2 meas/s vs depth: max 10 meas/m
Pressure range: 0 - 250 bar	Tabulating rate vs time: max 1 meas every 2 s vs depth: max 2 meas/m
Maximum depth: 3000 m	Graph Chart speed: max 5 mm per meas min 0.0835 mm per meas P and T scales, max and min: keyboard selectable outscale signal
Temperature Total error band: max = 0.2°C Time constant: 3 s Resolution: 0.01°C	Storage capacity: 20,000 measurements per disc
Pressure Total error band: max = 0.3% of full scale Resolution: 0.004% of full scale	
Outline operations	
Duplication: It is possible to reproduce tables and graphs choosing max and min time or depth interval and max and min temperature and pressure scales. It is possible to plot any parameter in UNI A4 size	
Data processing: Some programs are available for particular calculations	
Data transfer: From Floppy disc or cassette for Texas Sient 700 ASR terminal or via Modem.	

So far the results have been highly satisfactory and the instrumentation that has already been constructed and tested offers wide possibilities for the future.

Whenever an electric cable is available that can operate in temperatures of more than 250°C the probe could be used in very hot wells in which the measurements are now conducted with mechanical equipment.

RESULTS OF OPERATOR SURVEY (continued)

geothermal wells. This is due primarily to the cool-down obtained by necessary fluid circulation before cementing actually begins. In addition, most drilling/cementing programs of those interviewed call for setting of casing above the geothermal zone before the higher temperatures are actually encountered. Desired compressive strengths fall into the 2300 to 3000 psi range but 1000 psi at extended time would be accepted by most operators. Chemistry of the fluids varies widely from essentially fresh water levels up to 44,000 ppm total dissolved solids (TDS) with both carbonate and sulfate ions present. Much of the hot, dry steam wells produced up to 2 percent non-condensable gases, 0.3% of which was hydrogen sulfide. Since most of the rock formations encountered are highly fractured and quite permeable, virtually all of those surveyed expressed strong interest in so-called "lightweight" cements. Slurry weights of 12 to 14 lb./gal. are in current use but weights in the 9.3 to 10 lb./gal. range are desired. Additional points mentioned but not shown in the table indicated that pressures above hydrostatic are rarely encountered and that thermal shock effects on the cement sheath will be significant.

As a result of the survey, the following initial test criteria have been established: (1) placement ability - 3 to 4 hours retardation at bottom hole circulating temperature (BHCT), (2) compressive strength - greater than 500 psi at 24 hours for lightweight cement, (3) permeability - less than 0.1 md to water, and (4) stability - strength loss no greater than 30% in 30 days. These values may appear to be somewhat liberal, but the object of the initial testing program is to rule out those systems which are really bad while retaining those which show any promise at all. Using the above mentioned criteria as a guide, screening tests are being run in the following order: (1) thickening time, (2) compressive strengths, (3) permeability, (4) bonding, (5) volume change, and (6) stability. When two or more tests are of equal significance, the test requiring the least amount of time is run first. Candidates successfully passing this program will be scheduled for long-term exposure tests in either actual or simulated geothermal conditions.

PRELIMINARY "SPEARHEAD" RESULTS

In order to determine the best lightweight candidates for the screening program described above, a series of "spearhead" tests were conducted. Since the operator survey showed a high degree of interest in lighter weight cements, only slurries with a specific gravity of 1.56 (13.0 lb/gal) and less were tested. Complete results are reported elsewhere⁷ but a summary appears in Table II. Of those tested, the most promising system appears to be Portland cement plus silica flour with various "extenders" added to obtain lower weight. Extenders used included bentonite, perlite, diatomaceous earth, coal, sawdust, and sodium silicate. With most of these agents, the extra water required with the ex-

tender is the agent actually producing the lighter weight. All systems showing a compressive strength of at least 500 psi have been moved into the more rigorous screening program described earlier. Of those systems tested, failures included aluminous cements with any extender, California natural pozzolans with any cement, silica-lime mixtures in anything but a 1:1 mix, and liquid sodium silicates with metal oxides and acids.

Table II. Preliminary "spearhead" testing -- summary of results.

<u>SYSTEM</u>	<u>WEIGHT(LB/GAL)</u>	<u>STRENGTH(PSI)</u>
Portland + Silica	12.0 to 13.0	>1000
w/Extenders	11.4 to 11.9	700 to 1000
	10.8 to 11.3	450 to 700
Silica + Lime	12.0 to 13.0	>1000
w/Extenders	11.4 to 11.9	700 to 1000
	10.8 to 11.3	450 to 700
Portland + Silica +	12.0 to 13.0	> 1000
Fly Ash	11.4 to 11.9	<700
w/Extenders		
Class J	12.0 to 13.0	>1000
w/Extenders	11.4 to 11.9	600 to 800

CONCLUDING REMARKS

The overall goal of the research effort described partially in this paper is to develop a cementing system suitable for all geothermal cementing applications. To this end, our Phase II has been organized in the following manner: (1) initial "spearhead" testing, (2) placement measurements, (3) stability measurements, (4) chemical studies, and (5) development of non-Portland systems. Only a small portion of our work has been presented here. Additional publications will follow as the results become available.

BIBLIOGRAPHY

1. Crowley, J., 43rd California SPE of AIME, November, 1972.
2. Pollock, R. W., Beecroft, W. H., and Carter, L. G., 17th Meeting, Petroleum Society of C.I.M., Edmonton, Canada, May, 1966.
3. Ostroot, G. W., Shyrook, S., Cementing Geothermal Steam Wells, J. Pet. Technology, December, 1974, pp. 1425-1429.
4. Kennerly, R. A., New Zealand Journal of Science, Vol. 4, pp. 453-68, 1961.
5. Chirringhall, L. and Radent, G., Geothermics, Vol. 1, pp. 119-123.
6. Development of Geothermal Well Completion Systems, Phase I Report, DOE Contr. No. EG-77-C-02-4190, July-September, 1977.

BIBLIOGRAPHY (continued)

- 7. Development of Geothermal Well Completion Systems, Phase II Progress Report No. 1, DOE Contract No. EG-77-C-02-4190, October 1977 to March 1978.
- 8. Cigni, U., Fabbri, F., and Giovannoni, A., Second U.N. Development and Use of Geothermal Resources Symposium (San Francisco, May 20 to 29, 1975) Proc., Vol. 2, pp. 1471-1481, 1976.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE -
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL
8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

NUEVO METODO PARA LA EVALUACION DE TEMPERATURAS DE
EQUILIBRIO EN LA FORMACION DURANTE LA PERFORACION.

ING. CARLOS MIRANDA MOCTEZUMA

7-371

A NEW METHOD FOR EVALUATING FORMATION EQUILIBRIUM TEMPERATURE IN HOLES DURING DRILLING

A. BARELLI and A. PALAMÀ

ENEL-Unità Nazionale Geotermica, Pisa, Italy

Abstract—The present paper describes a method for evaluating the formation equilibrium temperature during drilling breaks. The method is based on simple graphic techniques suitable for field use and for deciding the duration of the break.

NOMENCLATURE

A, A_1, A_2	= thermal conductivities	[W m ⁻¹ °C ⁻¹]
a	= radial distance from well axis of thermal front	[m]
$f(t_0, r_0)$	= $f = v(t_0, r_0)$	
$f(p_0, r_0)$	= Laplace transform of f	
I_0, I_1	= modified Bessel functions I of order zero and one	
K_0, K_1	= modified Bessel functions K of order zero and one	
k, k_1, k_2	= thermal diffusivities	[m ² s ⁻¹]
p	= parameter of the Laplace transform	[s ⁻¹]
p_0	= Laplace dimensionless parameter of \bar{v}	
q, q_1, q_2	= $\sqrt{\frac{p}{k}}, \sqrt{\frac{p}{k_1}}, \sqrt{\frac{p}{k_2}}$	[m ⁻¹]
r	= radial distance from well axis	[m]
r_0	= $\frac{r}{a}$ = dimensionless radius	
$T(t, r)$	= temperature distribution	[°C]
T_0	= drilling fluid temperature at bottom-hole and when the circulation is stopped	[°C]
T_{∞}	= formation equilibrium temperature	[°C]
t	= time lapse since circulation ended	[s]
$t_0 = \frac{t}{a^2}$	= dimensionless time	
$v(t, r)$	= dimensionless function defined in equation (1)	
$\bar{v}(p, r)$	= Laplace transform of v	[s]
$v(t_0, r_0)$	= dimensionless function defined in equation (5)	
$\bar{v}(p_0, r_0)$	= Laplace transform of v	
Δ	= defined in equation (3)	

INTRODUCTION

Drilling in geothermal boreholes usually stops at convenient depth intervals to measure bottom-hole temperature, so as to estimate the formation equilibrium temperature. The observed temperatures, nevertheless, differ from the formation equilibrium temperature, as the drilling fluid has cooled the formation during drilling.

The formation equilibrium temperature, i.e., the asymptote of the bottom-hole temperatures recorded during the break in drilling, must then be estimated using the bottom-hole temperature transient. The problem is complicated by the fact that the break must be reduced to as little time possible to minimize drilling costs.

Substituting zero for z_0 in equations (8) and (9), in fact, we obtain

$$T(t) = T_0 + (T_\infty - T_0) f(t_0) \quad (10)$$

$$\bar{f}(p_0) = \frac{K_1 (\sqrt{p_0}) I_0(0)}{\sqrt{p_0}} = \frac{K_1 (\sqrt{p_0})}{\sqrt{p_0}} \quad (11)$$

The inverse $f(t_0)$ of the Laplace transform (11) is (see Abramowitz and Stegun (1972), p. 102A).

$$f(t_0) = \exp\left(-\frac{1}{4t_0}\right) = \exp\left(-\frac{a^2}{4kt}\right);$$

equation (10) then becomes

$$T(t) = T_0 + (T_\infty - T_0) \exp\left(-\frac{a^2}{4kt}\right) \quad (12)$$

Two graphical methods were then developed to determine the unknown parameters T_0 , T_∞ , a^2/k from the best fit of observed data with equation (12).

Both of these methods are based on special graph papers.

Graph paper 1

The first graph paper (Fig. 7) is linear on the ordinate axis and has the function

$$\exp\left(-\frac{1}{4t_0}\right)$$

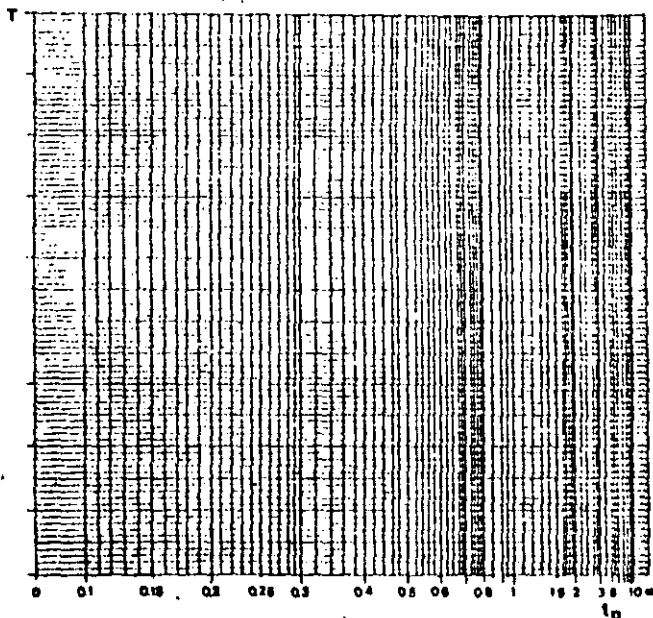


Fig. 7. Graph paper 1.

on the abscissae axis. If a^2/k is known we can plot $T(t)$ and t_0/a^2 on this paper and the observed data points should lie on a straight line. T_∞ and T_0 can now be read on the $t_0 = 0$ and $t_0 = \infty$ vertical lines.

Unfortunately a^2/k is usually unknown so that a trial and error procedure must be used.

A simple criterion will adjust the estimated value of a^2/k in this procedure. If the observed data points show an increasing slope then a^2/k has to be increased; if, on the contrary, the slope decreases then a^2/k must be decreased. A few trials are usually sufficient to determine the correct value of a^2/k .

Graph paper 2

The second graph paper (Fig. 8) is logarithmic on the ordinate axis and hyperbolic on the abscissae axis. To explain the use of this paper let us modify slightly equation (12)

$$T(t) - T_0 = (T_\infty - T_0) \exp\left(-\frac{a^2}{4kt}\right)$$

and taking the logarithm of both sides

$$\ln(T(t) - T_0) = \ln(T_\infty - T_0) - \frac{a^2}{4kt}$$

we see that if T_0 is known and we plot $T - T_0$ as a function of t on this paper the observed data points should lie on a straight line. Again, if the observed data points show an increasing slope then T_0 has to be increased whereas, if the slope decreases, then T_0 has to be decreased.

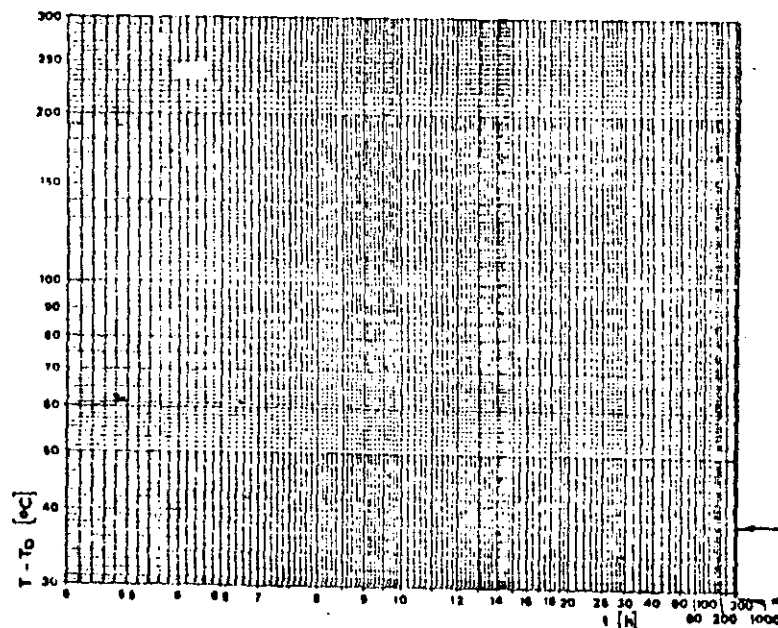


Fig. 8. Graph paper 2.

T_{∞} can be read on the $t = \infty$ vertical line, whereas a'/k can be determined by drawing the parallel to the best fit straight line through the point marked with an arrow (Fig. 8) and by reading a'/k on the intersection of this parallel with the abscissae axis.

The two graph papers can also be used together in a nested procedure. By using the T_{∞} value obtained from graph paper 1 as an estimate for graph paper 2 and the a'/k value obtained from graph paper 2 as an estimate for graph paper 1. This nested procedure usually converges very quickly.

Acknowledgements—The authors thank Mr. G. Magini, Mr. T. Ridolfi and Mr. P. Valentini for their cooperation in processing the experimental data and useful discussions on this subject.

REFERENCES

- Abramowitz, M. and Stegun, I. A. (1972) *Handbook of Mathematical Functions*, Dover, New York.
Carslaw, H. S. and Jaeger, J. C. (1959) *Conduction of Heat in Solids*, Oxford University Press, Oxford.
Korn, G. A. and Korn, T. M. (1968) *Mathematical Handbook for Scientists and Engineers*, McGraw-Hill, New York.
Manetti, G. (1973) Attainment of temperature equilibrium in holes during drilling. *Geothermics* 2, 94–100.
Stehfest, H. (1970) Numerical inversion of Laplace transforms. *Communications of the A.C.M.* 13-1, 47–49.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE -
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL
8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

INCREMENTO DE LA PRODUCCION DE LOS POZOS 2 Y 26 DEL
CAMPO DE LOS AZUFRES SI SU T.R. FUERA DE 13 3/8 EN
LUGAR DE 9 5/8

ING. CARLOS MIRANDA MÓCTEZUMA

Handwritten notes on the left margin, including "July 6, 71" and "P. 10/11/85".

Estimated Output of Los Azufres Wells 2 and 26 if Production

Casing was 13-3/8" Instead of 9-5/8"

Jon S. Gudmundsson

Rafael Molinar C.

June, 1985

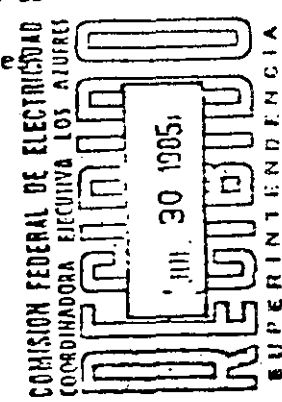
00 1

The production wells in Los Azufres have a 9-5/8" casing. In many geothermal fields worldwide, larger diameter wells are becoming more and more common. Wells with a 13-3/8" production casing have been drilled in several fields. It has been found that these wells tend to produce more than 9-5/8" wells in the same field. This fact has long been known in the case of vapor-dominated reservoirs.

Small changes in mixture enthalpy and well diameter affect the output of geothermal wells greatly. The frictional pressure drop in two-phase flow is higher than that of liquid or steam only flow. The reservoir-wellbore conditions in Los Azufres are such that two-phase mixtures flow from the bottom to wellhead in most of the wells. A typical well completion is such that the 7" slotted liner section is short, and then there is 9-5/8" casing to the surface. Therefore, both the fluid state (two-phases enter wellbore) and casing design (9-5/8" casing deep) are such that a larger wellbore diameter is likely to increase the output of a typical well.

The general statement can be made, that we know that steam wells produce more when the wellbore diameter is increased, and two-phase wells are likely to do so also. It then becomes an economic question whether to drill larger holes and put in larger casing, both of which are more expensive than conventional wells.

Wells A-2 and A-26 were selected as examples to calculate the likely in-



crease in output if they had 13-3/8" casing instead of 9-5/8" casing. The slotted liner in a large diameter wells would be 9-5/8" instead of 7".

A state-of-the-art wellbore simulator was used to calculate the downhole flowing conditions based on the measured flowrate, enthalpy, and wellhead pressure. The downhole conditions were calculated for the actual casing design. Then, the casing design was assumed larger and these calculated downhole conditions were used as input in another calculation. Using the wellbore simulator, the flowing pressure was calculated from the bottom and to the wellhead. That is, the wellhead pressure for the same flowrates as measured, but this time a larger wellbore diameter.

The calculations showed that for 233 tonne/hour flow in well A-2 the wellhead pressure increased from 25.1 bar-abs to 39.0 bar-abs. That is, if the production casing in well A-2 was 13-3/8" instead of 9-5/8" the wellhead pressure at this flow would be much higher. The implication is that the two-phase mixture flows more easily to the surface so the wells is likely to produce much more at lower wellhead pressures. An increase in flowrate of 50 to 100 percent would seem reasonable.

The calculations showed that for 227 tonne/hour flow in well A-26 the wellhead pressure increased from 17.3 bar-abs to 31.9 bar-abs. The same argument applies here as in the case of well A-2.

In the case of well A-26 it was possible to estimate what the wellhead pressure would be for a larger diameter well when it flowed at 409 tonne/hour. The calculated wellhead pressure was 26.5 bar-abs. It would seem reasonable to expect a doubling in total mass flowrate in well A-26 if it had a 13-3/8" production casing.

The calculations performed on wells A-2 and A-26 indicate that a 13-3/8" completion program would be of great benefit in Los Azufres.

Well A-2 Measured values

3

Total Mass Flowrate		Wellhead Pressure		Mixture Enthalpy	
(tonne/hr)	(lb/hr)	(bar-a)	(psia)	(kJ/kg)	(Btu/lb)
148.8	327,360	28.6	415	1150.67	495.76
232.9	512,380	25.1	364	1233.19	531.32
281.2	618,640	21.7	315	1235.28	532.22
319.8	703,560	12.3	178	1318.32	568.00

Static resvr. press. at 1100 m = 61.41 $\rho_{\text{liquid}} \times h = 63.16$ bar-g
 = 930 psia

Casing design 0-963 m 9-5/8" 47 lb/ft ID = 0.7234 ft
 963-1112 m 7" 29 lb/ft ID = 0.5153

963 m = 3159 ft ; 1100 m = 3609 ft

Well A-2 Calculated values

4

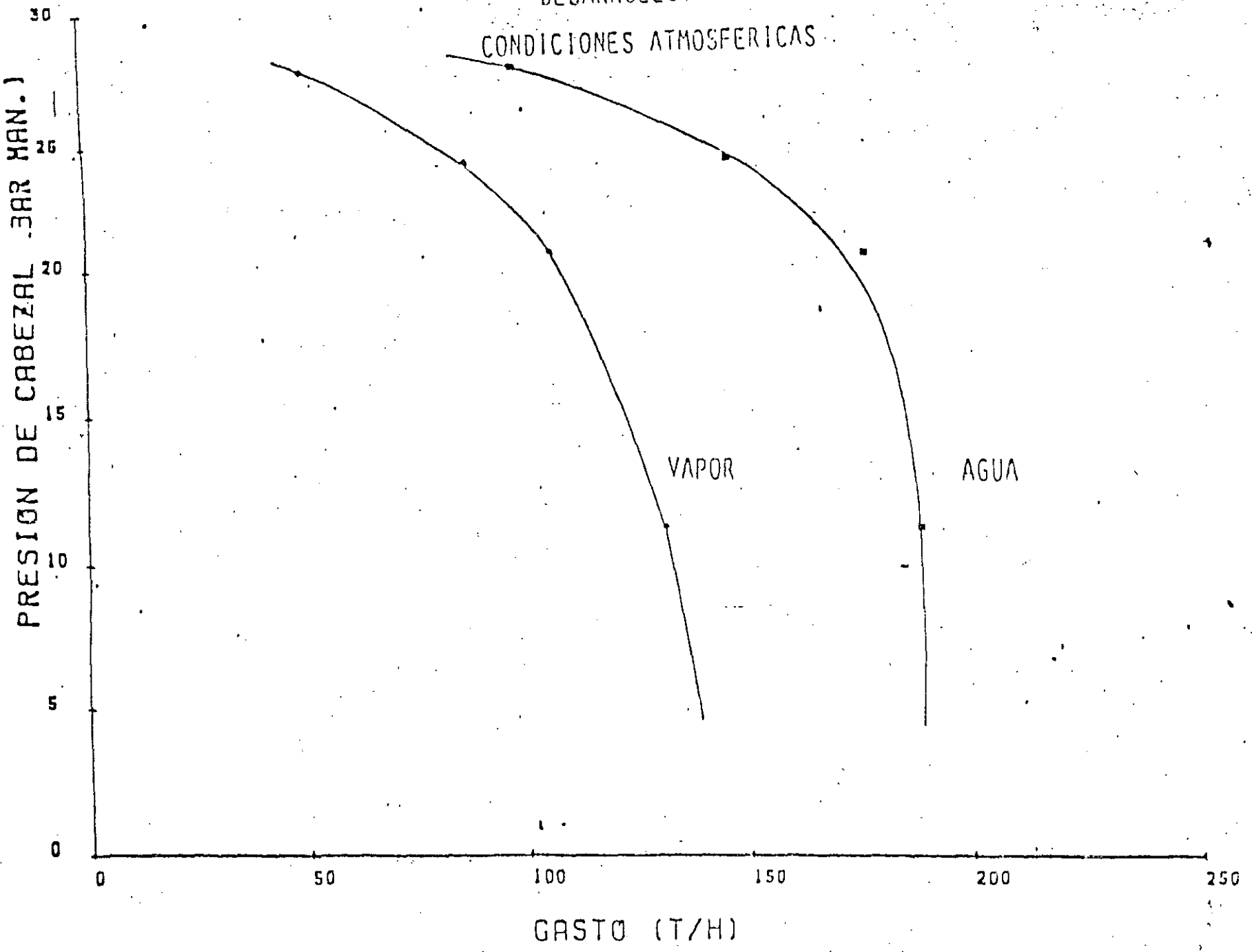
Flow rate (lb/hr)	Press. @ 3609 ft (psia)	Steam @ 3609 ft.	Wellhead press. large well (psia)	(bar-a)
327,560	—	0.0%	—	
512,350	842.17	2.0%	565.87	39.0
618,240	891.32	1.0%	577.15	39.7
703,550	871.52	6.7%	539.48	37.2

Large casing 13-3/8" 54.5 lb/ft ID = 1.0513

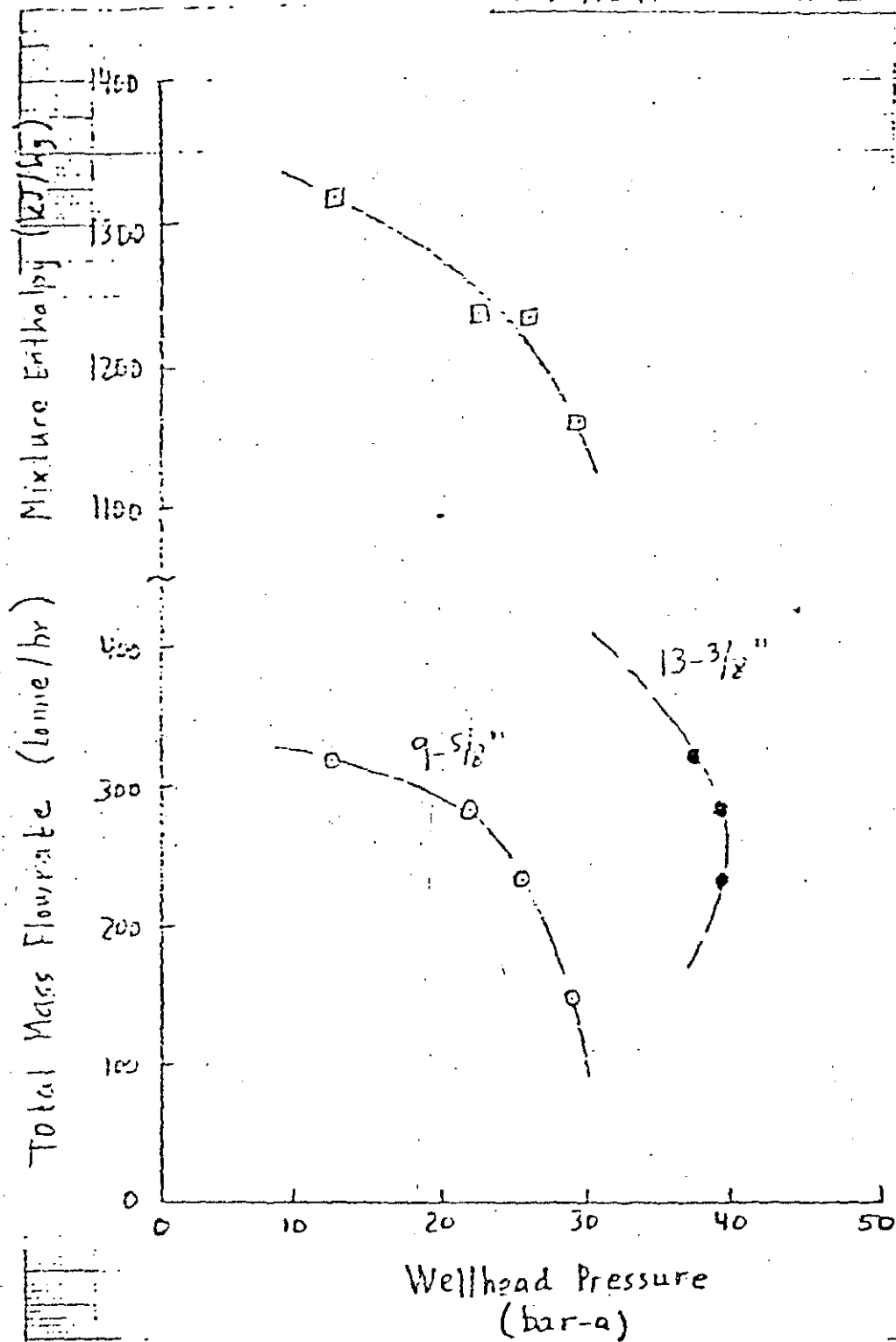
FECHA	P C (BAR MAN)	D O (IN)	PRODUCCION A CONDICIONES ATMOSFERICAS				PRODUCCION A PRESION DE SEPARACION DE 0 BAR ABS		PRODUCCION A PRESION DE SEPARACION DE 10 BAR ABS	
			Q v (T/H)	Q a (T/H)	Q m (T/H)	H (KJ/KG)	Q v (T/H)	Q a (T/H)	Q v (T/H)	Q a (T/H)
	27.6		50.2	98.6	148.8	1150.67	31.21	117.59	28.64	120.16
	24.1		87.0	145.9	232.9	1233.19	58.23	174.67	54.36	178.54
	20.7		105.3	175.9	281.2	1235.20	70.60	210.60	65.92	215.28
	11.3		131.4	188.4	319.8	1318.32	93.26	226.54	88.15	231.65

OBSERVACIONES: ESTE POZO FUE DESARROLLADO CON VALVULA REGULADA DURANTE 1979.

PC • PRESION DE CABEZAL, DO • DIAMETRO DE ORIFICIO INSTALADO, Qv • GASTO DE VAPOR, Qa • GASTO DE AGUA.



Los Azufres Well 2



Well A-26 Measured values

Total Mass Flowrate (tonne/hr)	(lb/hr)	Wellhead Pressure (MPa)	(psia)	Mixture Enthalpy (kJ/kg)	(Btu/lb)
242.50	533,500	1.451	210.40	1212	521.07
227.20	499,840	1.727	250.42	1216	522.77
181.70	399,960	1.968	285.36	1213	521.50
122.20	268,240	2.175	315.38	1188	510.25
96.10	211,420	2.244	325.38	1191	512.04
56.90	125,180	2.210	320.45	1154	476.13

Static surr. press. at 1240 m = 10.61 kg/cm²
 = 59.44 bar-g = 60.44 bar-a = 876.38 psia

Casing design C-1084 m 4-5/8" 43.5 lb/ft II = 0.72"
 1084-1240 m 7" 29.0 lb/ft II = 0.715"
 1084 m = 3556 ft, 1240 m = 4068 ft

Well A-26 Calculated values

Flowrate (lb/hr)	Press. @ 4068 ft (psia)	Stem @ 4068 ft	Wellhead press. base well (psia)	(bar-a)
533,500	747.27	2.9 %	455.99	31.45
499,840	739.75	3.3 %	462.76	31.91
399,960	665.98	5.0 %	422.30	29.12
268,840	628.93	4.5 %	—	—
211,420	617.74	5.2 %	—	—
125,180	—	0.6 %	—	—
900,000 407.09 tonnes/hr	876.00	0.0 %	324.60	26.52

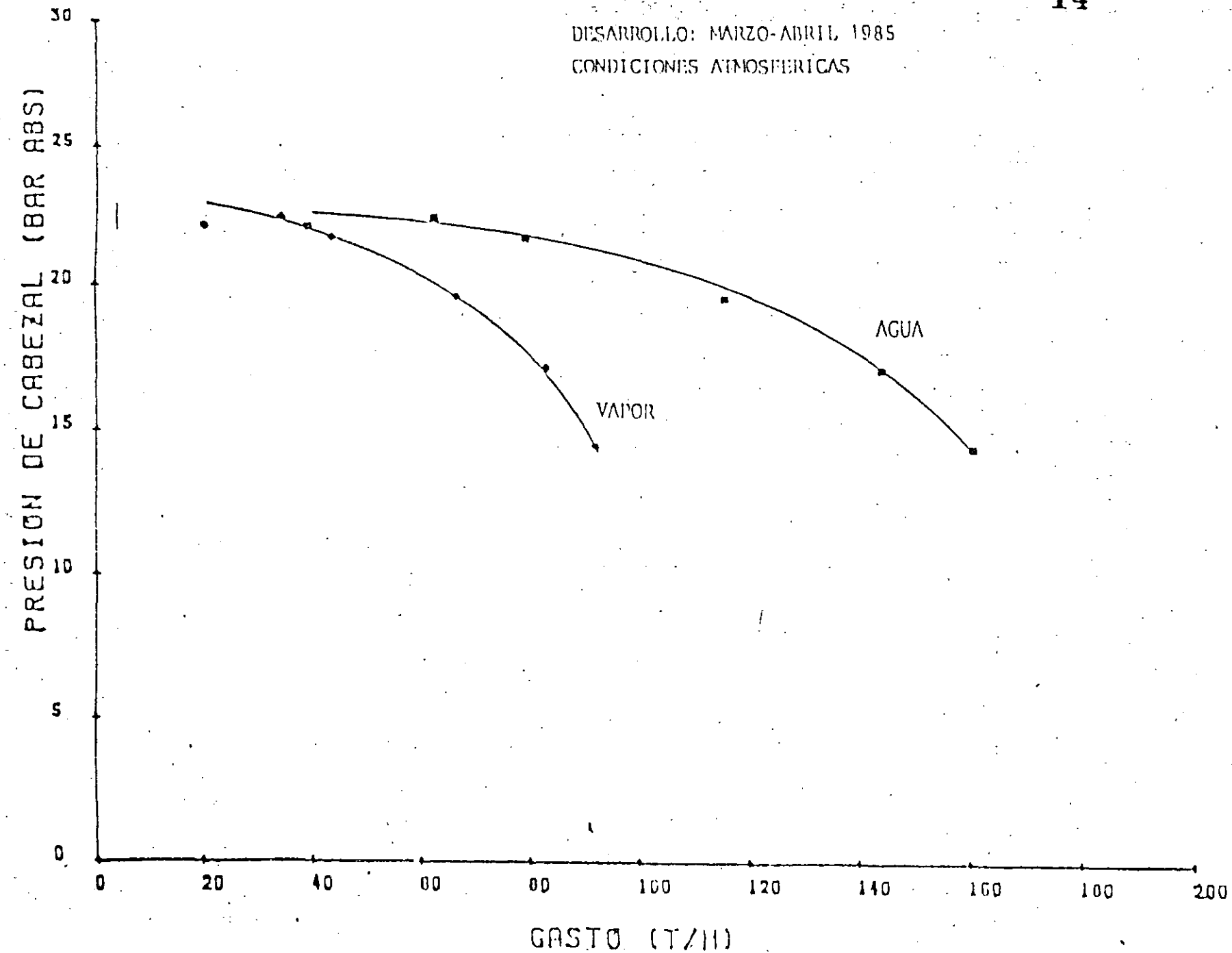
60-07 casing 13-3/8" 54.5 lb/ft 12 = 1.0513 ft

CURVA CARACTERÍSTICA POLSA-26

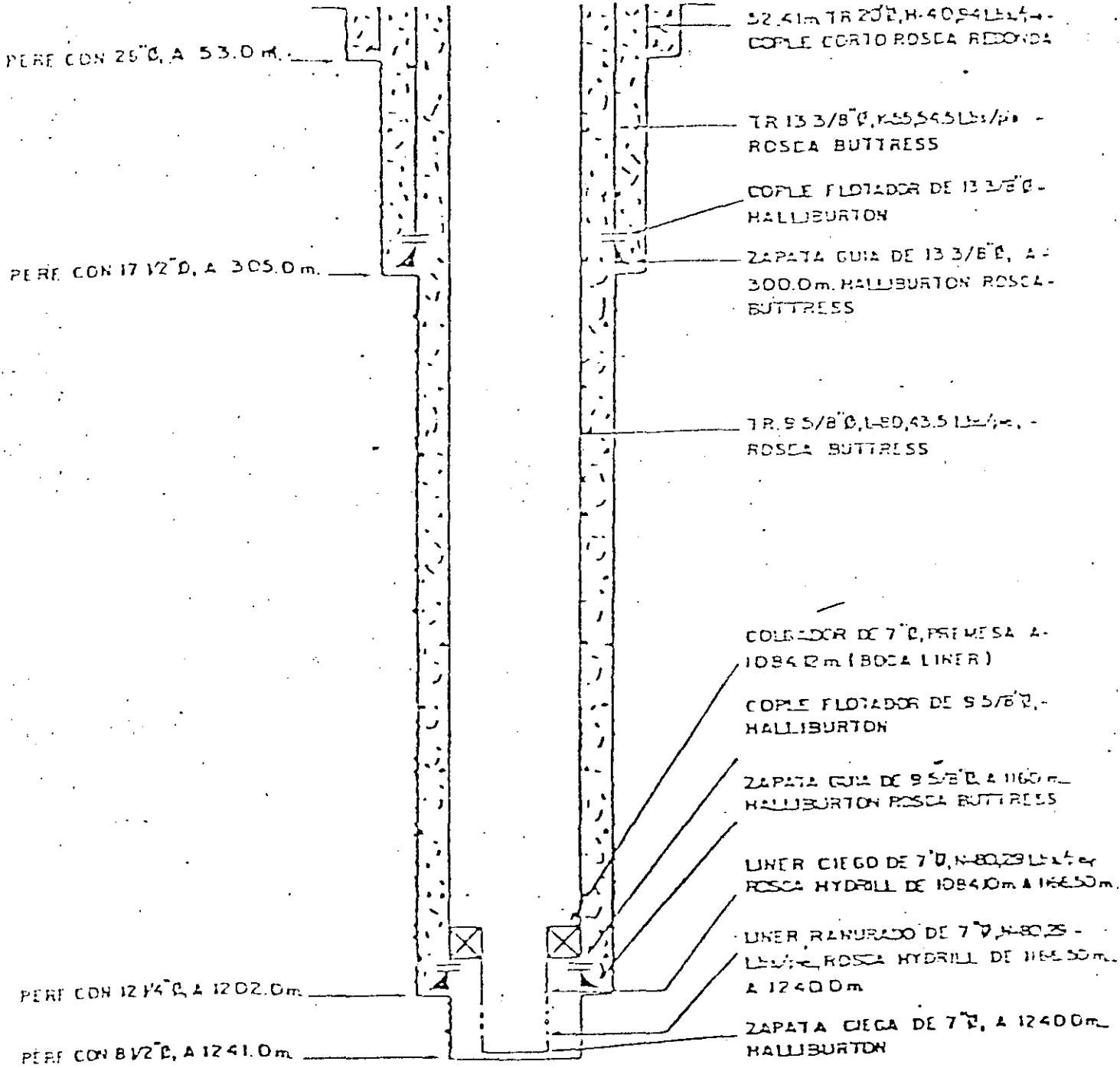
14

DESARROLLO: MARZO-ABRIL 1985

CONDICIONES ATMOSFERICAS

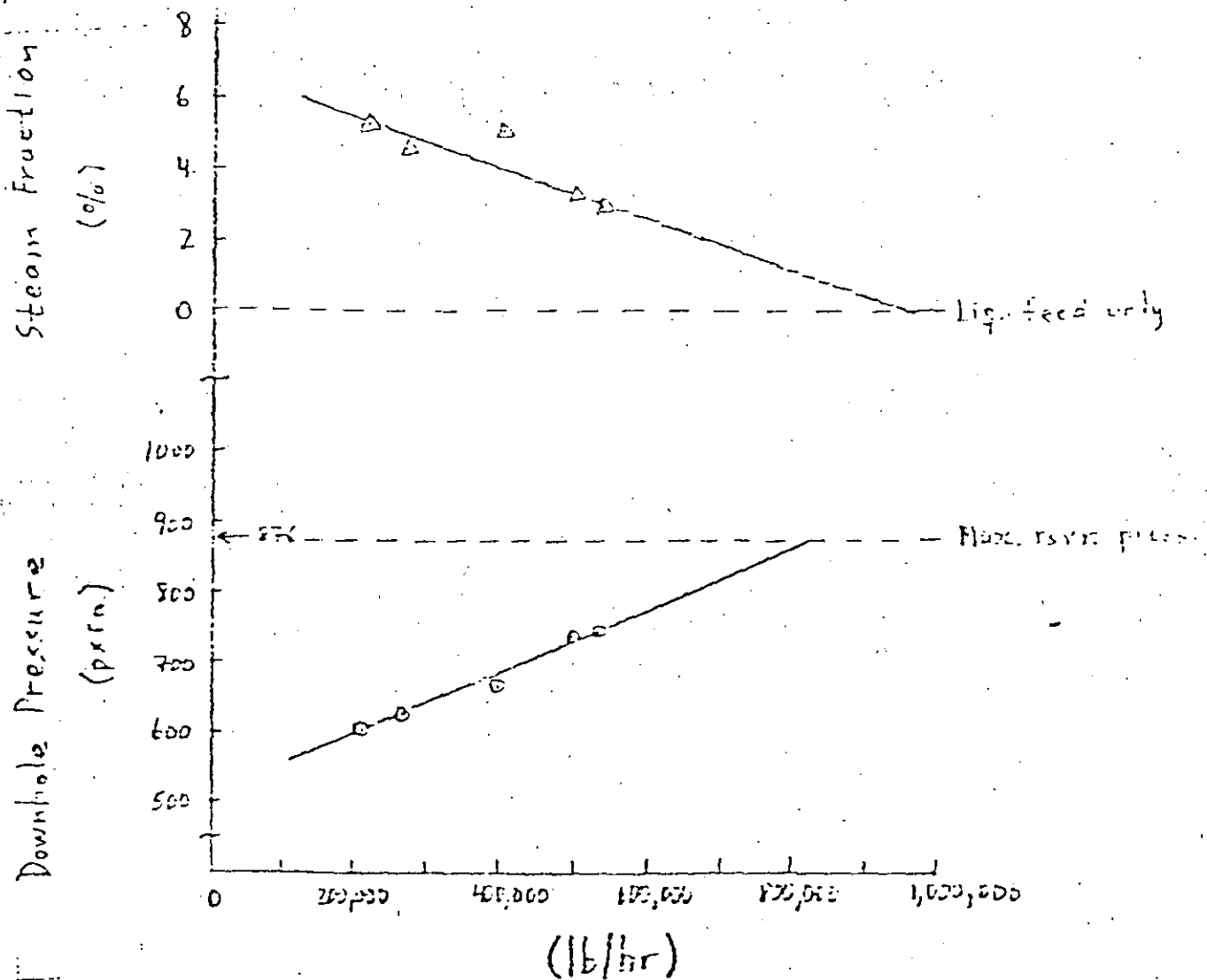


ESTADO ACTUAL



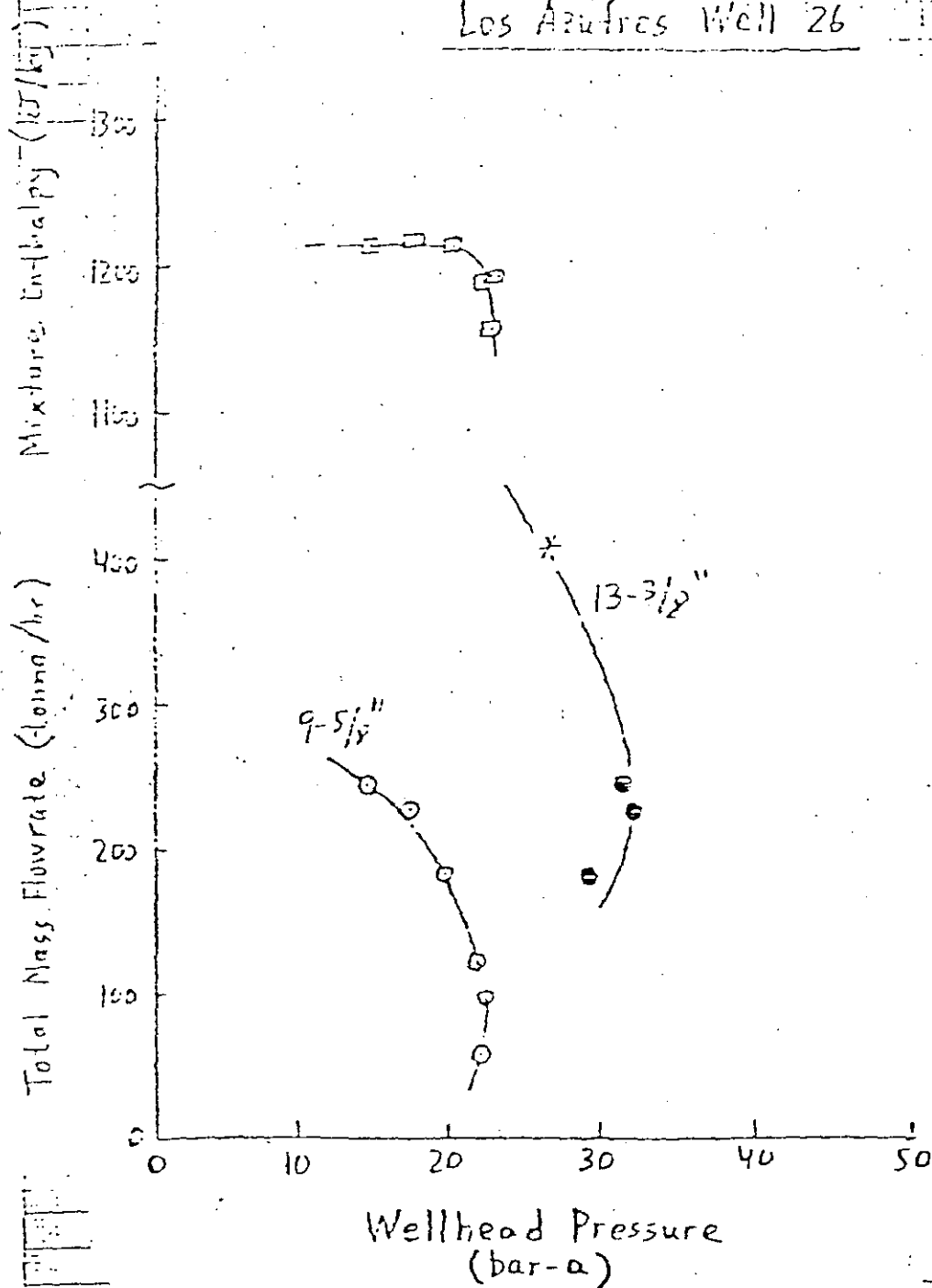
Los Azufres Well 26

Calculated conditions downhole



Total Mass Flowrate

Los Azules Well 26



Handwritten notes on the left margin, including "CP", "1985", "7/30/85", and "SUPERINTENDENCIA".

Estimated Output of Los Azufres Wells 2 and 26 if Production Casing was 13-3/8" Instead of 9-5/8"

Jon S. Gudmundsson

Rafael Molinar C.

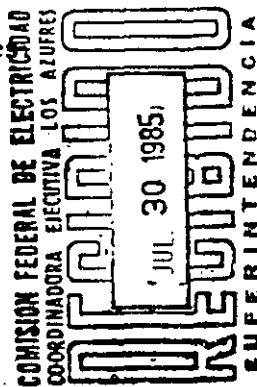
June, 1985

The production wells in Los Azufres have a 9-5/8" casing. In many geothermal fields worldwide, larger diameter wells are becoming more and more common. Wells with a 13-3/8" production casing have been drilled in several fields. It has been found that these wells tend to produce more than 9-5/8" wells in the same field. This fact has long been known in the case of vapor-dominated reservoirs.

Small changes in mixture enthalpy and well diameter affect the output of geothermal wells greatly. The frictional pressure drop in two-phase flow is higher than that of liquid or steam only flow. The reservoir-wellbore conditions in Los Azufres are such that two-phase mixtures flow from the bottom to wellhead in most of the wells. A typical well completion is such that the 7" slotted liner section is short, and then there is 9-5/8" casing to the surface. Therefore, both the fluid state (two-phases enter wellbore) and casing design (9-5/8" casing deep) are such that a larger wellbore diameter is likely to increase the output of a typical well.

The general statement can be made, that we know that steam wells produce more when the wellbore diameter is increased, and two-phase wells are likely to do so also. It then becomes an economic question whether to drill larger holes and put in larger casing, both of which are more expensive than conventional wells.

Wells A-2 and A-26 were selected as examples to calculate the likely in-



crease in output if they had 13-3/8" casing instead of 9-5/8" casing. The slotted liner in a large diameter wells would be 9-5/8" instead of 7".

A state-of-the-art wellbore simulator was used to calculate the downhole flowing conditions based on the measured flowrate, enthalpy, and wellhead pressure. The downhole conditions were calculated for the actual casing design. Then, the casing design was assumed larger and these calculated downhole conditions were used as input in another calculation. Using the wellbore simulator, the flowing pressure was calculated from the bottom and to the wellhead. That is, the wellhead pressure for the same flowrates as measured, but this time a larger wellbore diameter.

The calculations showed that for 233 tonne/hour flow in well A-2 the wellhead pressure increased from 25.1 bar-abs to 39.0 bar-abs. That is, if the production casing in well A-2 was 13-3/8" instead of 9-5/8" the wellhead pressure at this flow would be much higher. The implication is that the two-phase mixture flows more easily to the surface so the wells is likely to produce much more at lower wellhead pressures. An increase in flowrate of 50 to 100 percent would seem reasonable.

The calculations showed that for 227 tonne/hour flow in well A-26 the wellhead pressure increased from 17.3 bar-abs to 31.9 bar-abs. The same argument applies here as in the case of well A-2.

In the case of well A-26 it was possible to estimate what the wellhead pressure would be for a larger diameter well when it flowed at 409 tonne/hour. The calculated wellhead pressure was 26.5 bar-abs. It would seem reasonable to expect a doubling in total mass flowrate in well A-26 if it had a 13-3/8" production casing.

The calculations performed on wells A-2 and A-26 indicate that a 13-3/8" completion program would be of great benefit in Los Azufres.

Well A-2 Measured values

Total Mass Flowrate		Wellhead Pressure		Mixture Enthalpy	
(tonne/hr)	(lb/hr)	(bar-a)	(psia)	(kJ/kg)	(Btu/lb)
148.8	327,360	28.6	415	1150.67	495.76
232.9	512,380	25.1	364	1233.19	531.32
281.2	618,640	21.7	315	1235.28	532.22
319.8	703,560	12.3	178	1312.32	568.00

Static rsvr. press. at 1100 m = 61.41 $\frac{\text{tonne}}{\text{cm}^2} = 63.16 \text{ bar-g}$
 = 930 psia

Casing design: 0-963 m 9-5/8" 47 lb/ft ID = 0.7234 ft
 963-1112 m 7" 29 lb/ft ID = 0.5153

963 m = 3159 ft ; 1100 m = 3609 ft

Well A-2 Calculated values

Flow rate (lb/hr)	Press. @ 3609 ft (psia)	Steam @ 3609 ft.	Wellhead press. large well (psia)	(bar-a)
327,360	—	0.0%	—	
512,380	842.17	2.0%	565.87	39.0
618,240	891.32	1.0%	577.15	39.7
703,560	871.32	6.7%	539.48	32.2

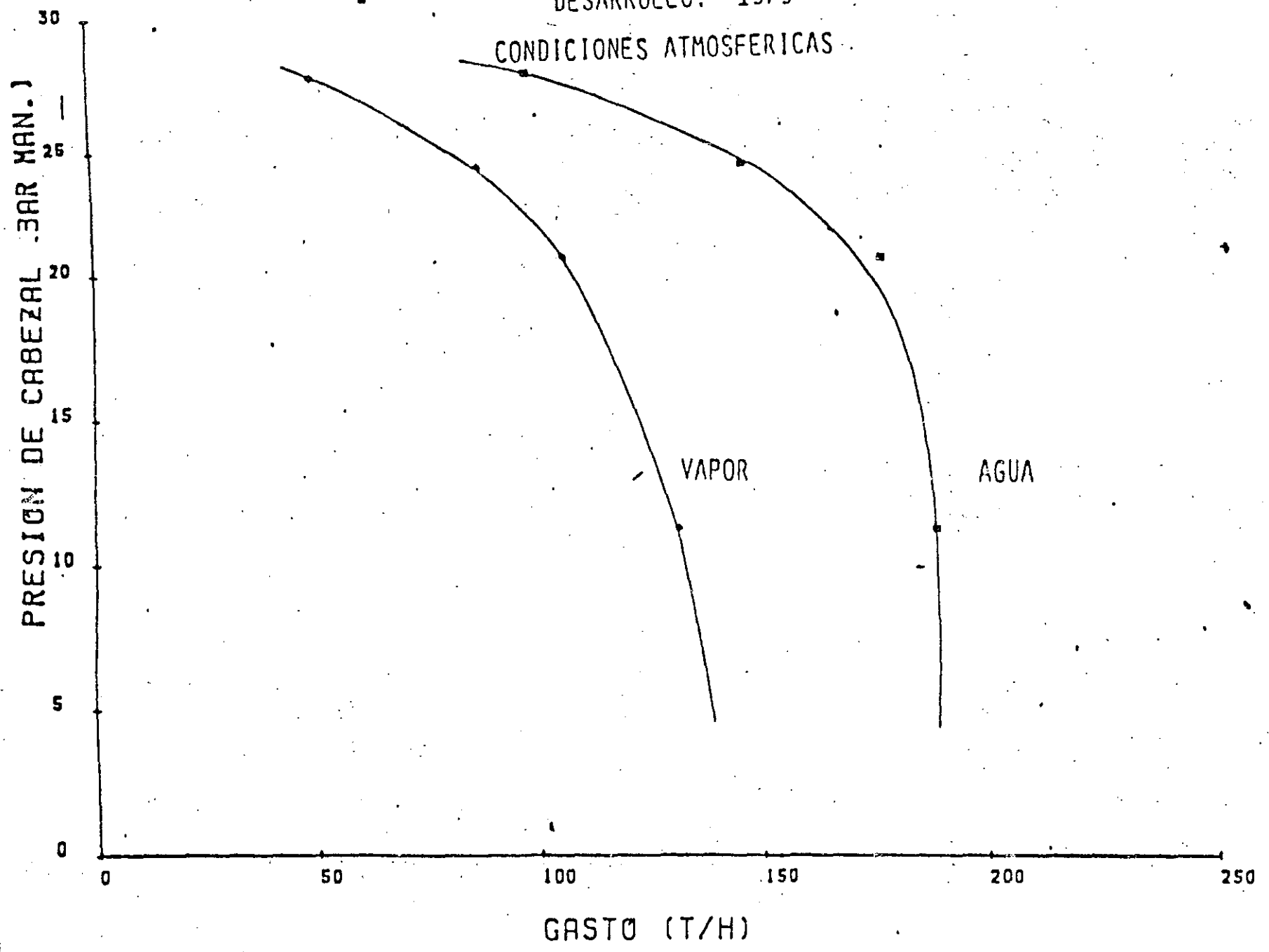
Large casing 13-3/8" 54.5 lb/ft $\pm D = 1.0513$

FECHA	P C (BAR MAN)	D O (I N)	PRODUCCION A CONDICIONES ATMOSFERICAS				PRODUCCION A PRESION DE SEPARACION DE 8 BAR ABS		PRODUCCION A PRESION DE SEPARACION DE 10 BAR ABS	
			G v (T/H)	G a (T/H)	G m (T/H)	H (KJ/KG)	G v (T/H)	G a (T/H)	G v (T/H)	G a (T/H)
	27.6		50.2	98.6	148.8	1150.67	31.21	117.59	28.64	120.16
	24.1		87.0	145.9	232.9	1233.19	58.23	174.67	54.36	178.54
	20.7		105.3	175.9	281.2	1235.28	70.60	210.60	65.92	215.28
	11.3		131.4	188.4	319.8	1318.32	93.26	226.54	88.15	231.65

OBSERVACIONES: ESTE POZO FUE DESARROLLADO CON VALVULA REGULADA DURANTE 1979.

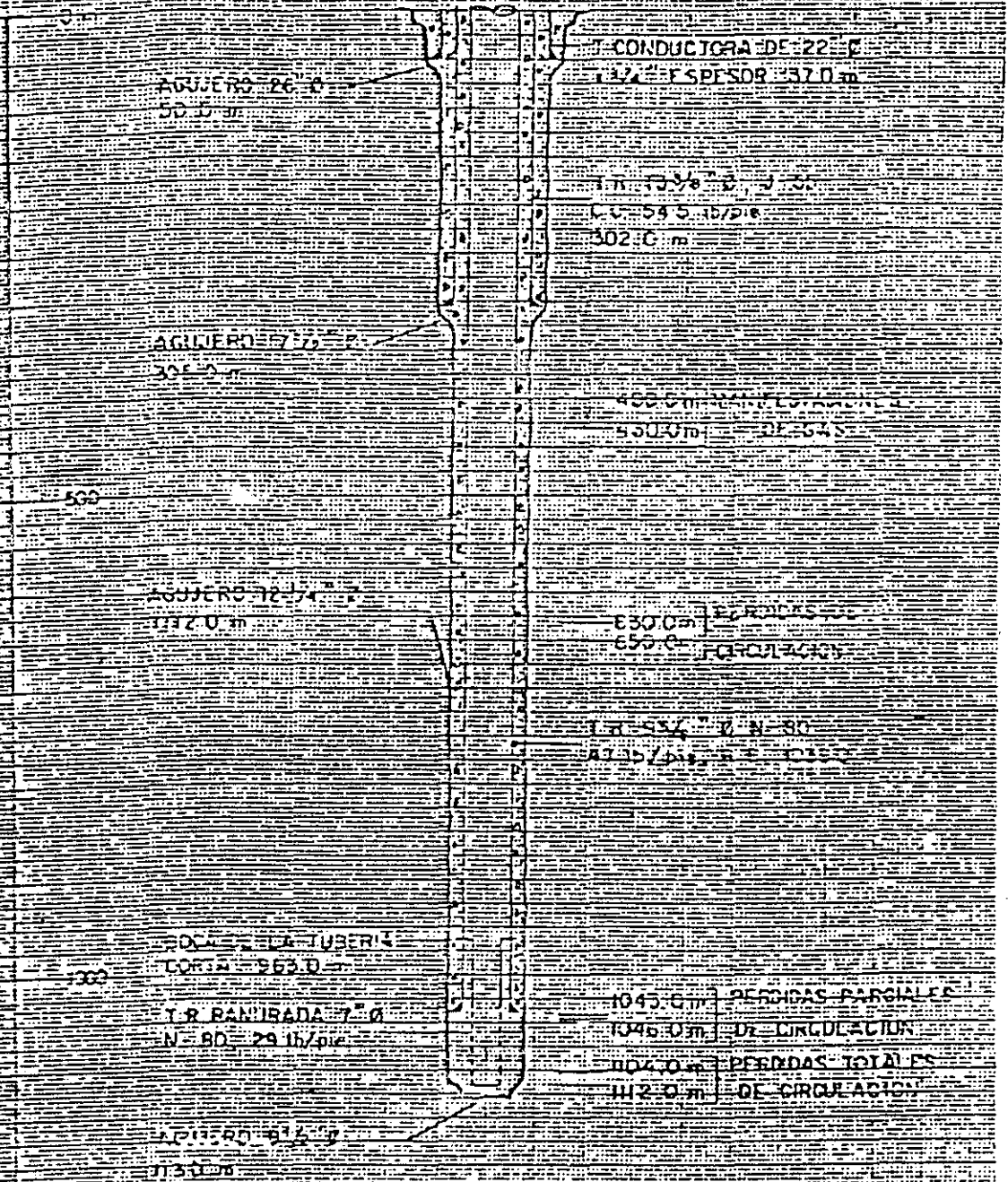
PC • PRESION DE CABEZAL. DO • DIAMETRO DE ORIFICIO INSTALADO. Gv • GASTO DE VAPOR. Ga • GASTO DE AGUA.

CONDICIONES ATMOSFERICAS



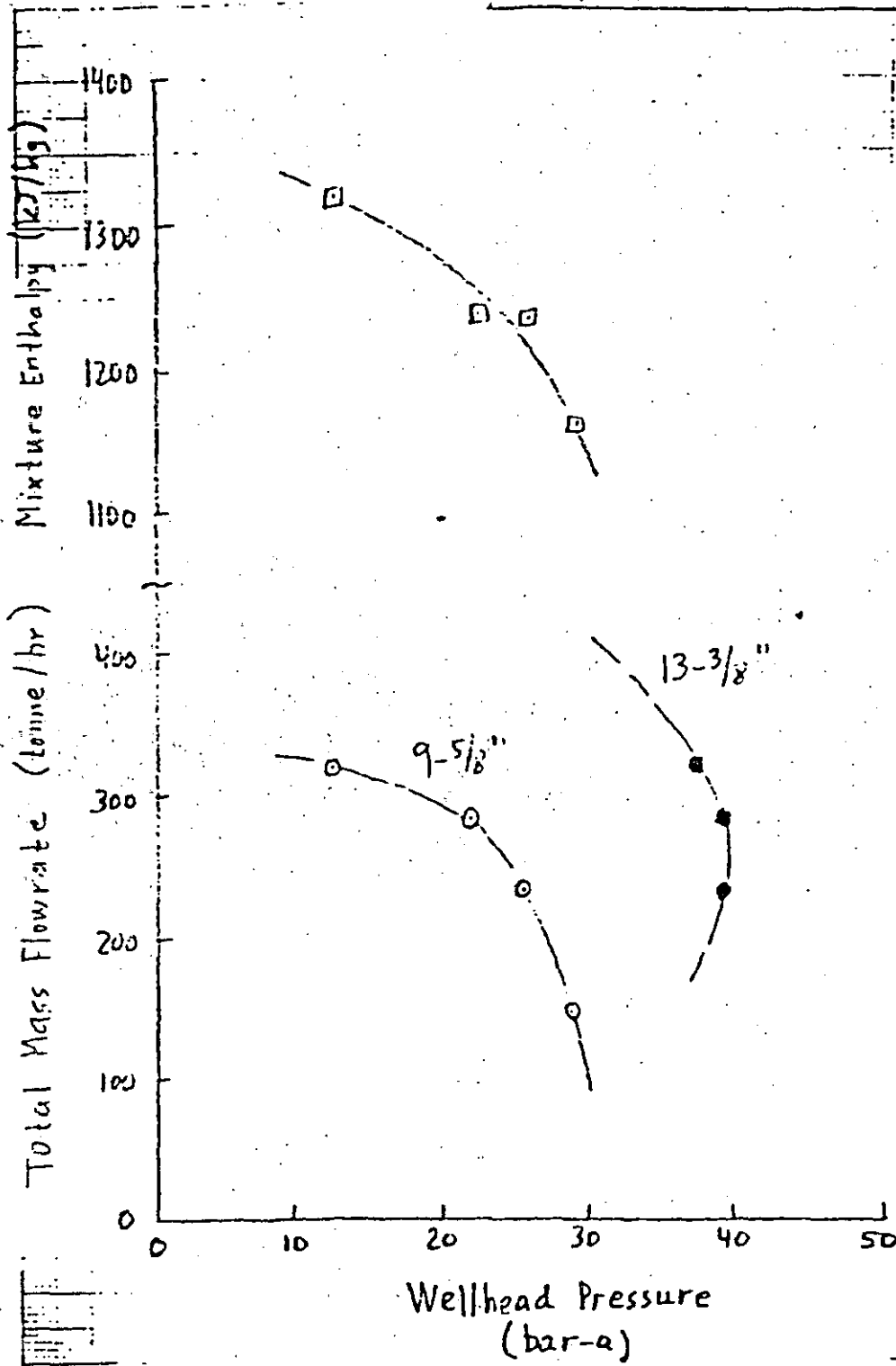
CROQUIS DEL POZO A-2 LOS AZULERES MICH.

PROFUNDIDAD



DIBUJADO M.D.R.

Los Azufres Well 2



Well A-26 Measured values

Total Mass Flowrate		Wellhead Pressure		Mixture Enthalpy	
(tonne/hr)	(lb/hr)	(MPa)	(psia)	(kJ/kg)	(Btu/lb)
242.50	535,500	1.451	210.40	1212	521.07
227.20	499,840	1.727	250.42	1216	522.79
181.10	399,960	1.968	285.36	1213	521.50
122.20	269,200	2.175	315.38	1188	510.75
96.10	211,420	2.244	325.38	1191	512.04
56.90	125,180	2.210	320.45	1154	496.13

Static svr. press. at 1240 m = 60.61 kg/cm²
 = 59.44 bar-g = 60.44 bar-a = 876.38 psia

Casing design C-1084 m 4-5/8" 43.5 lb/ft $\sigma = 0.72$

1084-1240 m 7" 29.0 lb/ft $\sigma = 0.75$

1084 m = 3556 $\frac{ft}{ft}$, 1240 m = 4068 $\frac{ft}{ft}$

Well A-26 Calculated values

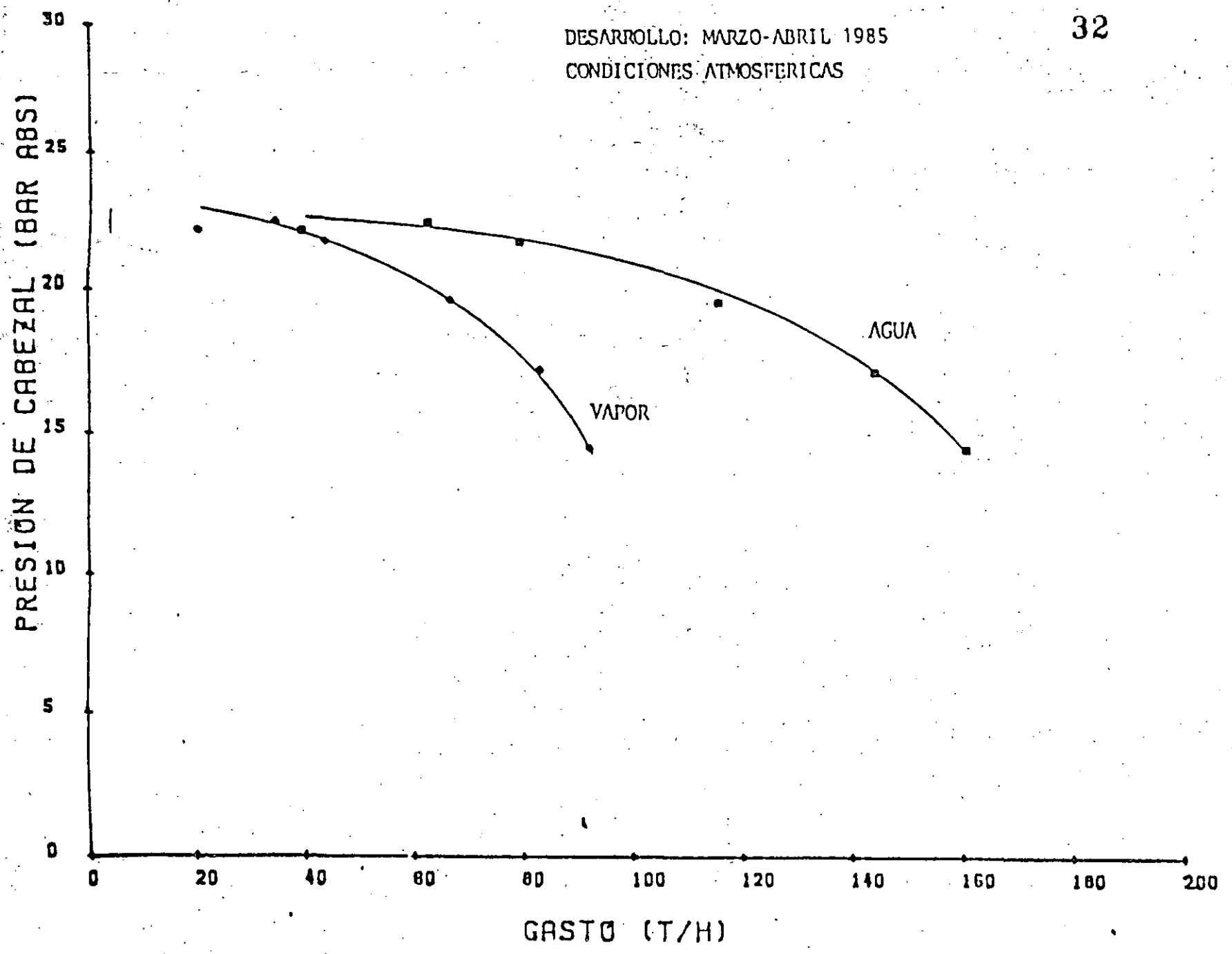
Flowrate (lb/hr)	Press. @ 4068 ft (psia)	Steam @ 4068 ft	Wellhead press. base well (psia) (bar-a)	
533,500	747.27	2.9 %	455.99	31.45
499,840	739.75	3.3 %	462.76	31.91
399,960	665.98	5.0 %	422.30	29.12
268,840	628.93	4.5 %	—	—
211,420	607.74	5.2 %	—	—
125,180	—	0.0 %	—	—
900,000 409.09 ton/hr	876.00	0.0 %	384.60	26.52

Loop casing, 13-3/8" 54.5 lb/ft $1.0513 \frac{ft}{in}$

CURVA CARACTERÍSTICA PULJ A-26

DESARROLLO: MARZO-ABRIL 1985
CONDICIONES ATMOSFERICAS

32



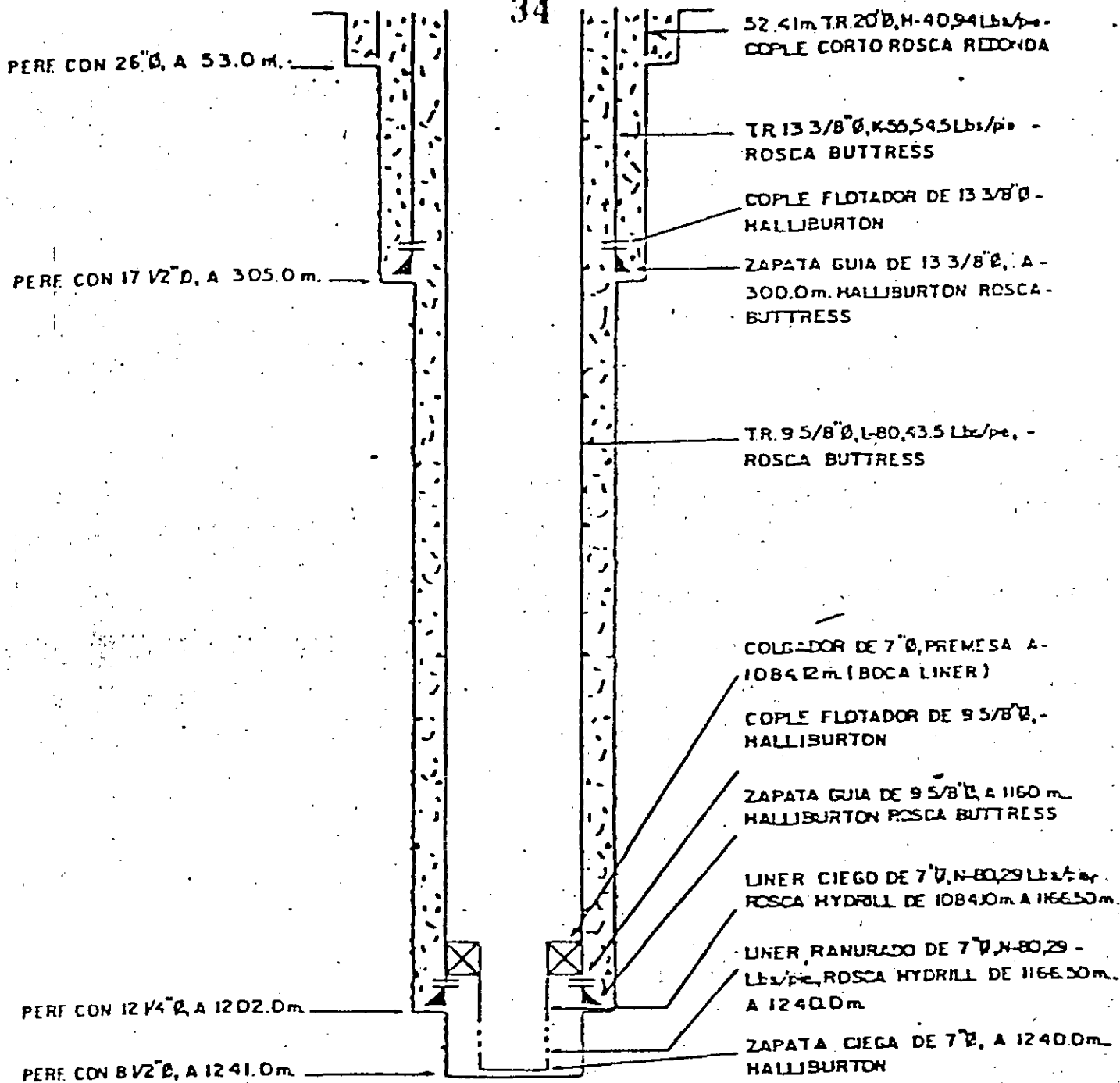
DEPTO. DE EVALUACION Y TACIEMIENTOS

[CFE]

CROQUIS DE LA TERMINACION DEL POZO A - 26 Y

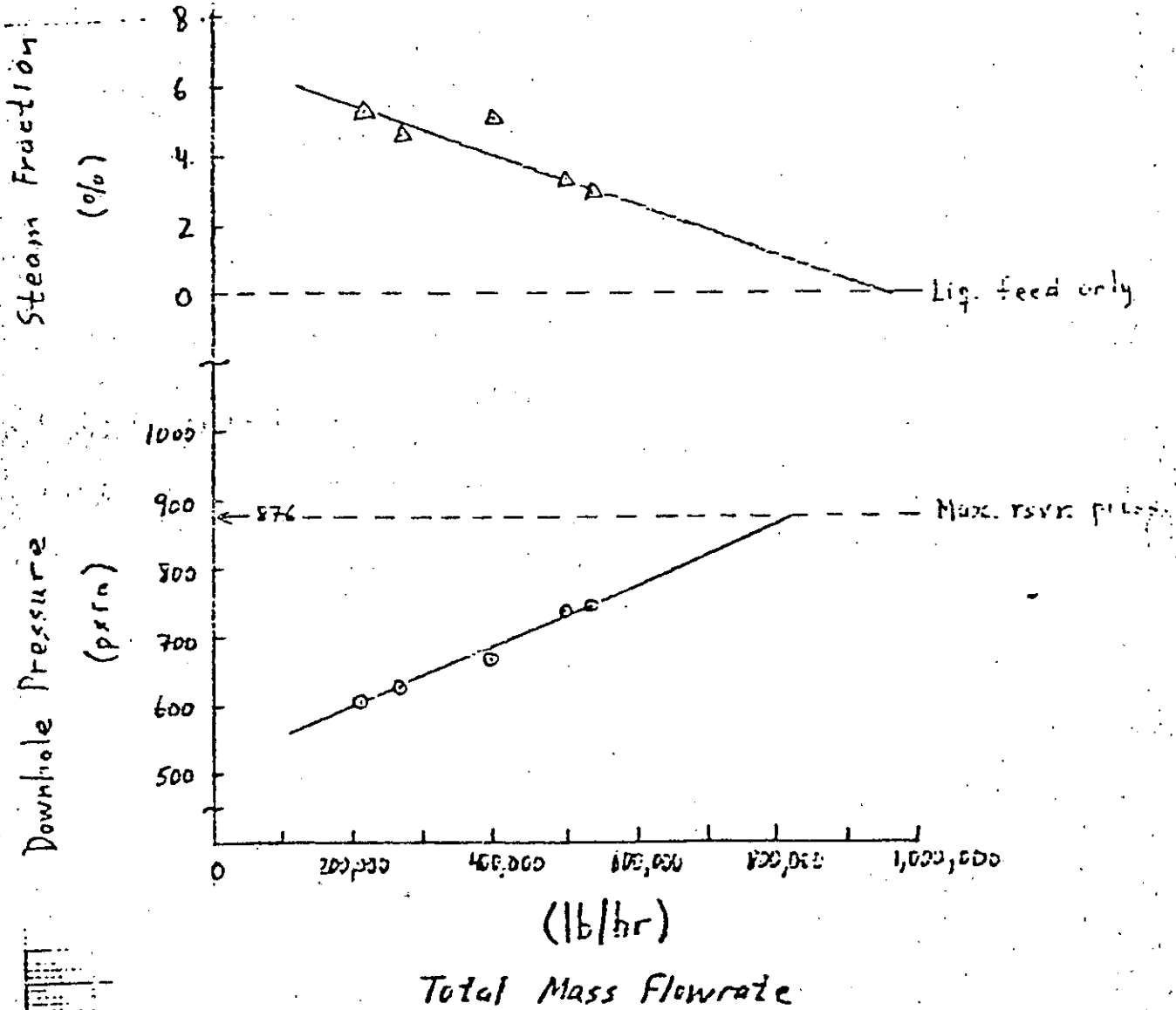
ESTADO ACTUAL

34

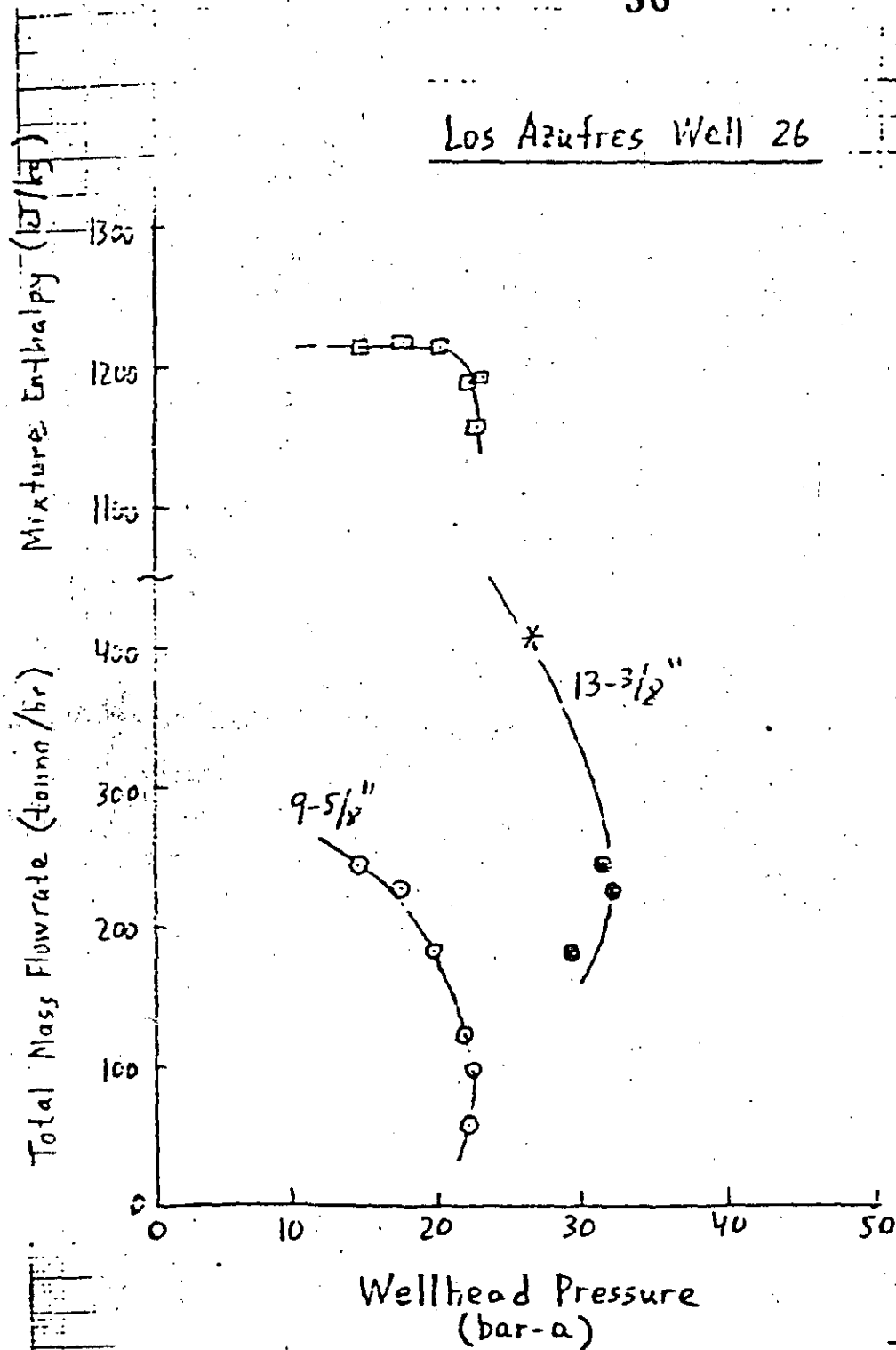


Los Azules Well Z6

Calculated conditions downhole



Los Azufres Well 26





**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA, LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL 8 DE OCTUBRE AL 17 DE DICIEMBRE DE 1985.

- TECNOLOGIA DE LA PERFORACION
- TABLAS Y GRAFICAS

M. EN I. PEDRO CAUDILLO MARQUEZ
DICIEMBRE, 1985

The industry's first truly non-cross threadable, weld-on surface casing connection developed to save valuable rig time with stable, easy stabbing and fast make-up. **Weld-on connection**

- Reduce possible shipping damage; weld connection to pipe at local welding facility
- Easily repaired by cutting off damaged connection and welding on new connection
- Stabbing length up to four times longer than that of conventional connections
- Threads makeup on two different diameters

- Positive, rugged torque stop
- Fast make-up with no cross-threading
- Stable, 2-thread flank stabbing, can be spun up with a rope and torqued up with rig tongs
- Streamlined bore, design allows maximum clearance
- Machined O.D. designed to pass 20" through a 21 1/4 and 16" through a 18 3/4 Annular BOP
- Exceeds API pipe body ratings in tension
- Easily tripped when necessary without galling or cross-threading
- Ideal for mud line suspension equipment

HYDRIL NCT SPECIFICATIONS

PIPE										CONNECTION											
Size (O.D. & Weight (Nominal))	Connection Type	P.E. Weight	Wall Thickness	Grade	I.D. (Nom.)	Drift (API)	Coll. Press.	Inter. Yield Press.	Pipe Body Yield Strength 1000 Lbs.	O.D. (Turned)	I.D. (Bored)	Wt. per Set	Length Made Up	Threads per Inch	External Pressure Rating	Internal Pressure Rating	Tension Min. Yield 1000 Lbs.	Parting Load 1000 Lbs.	Tension Setting Depth**	Bending Moment at Min. Yield+	Bending Efficiency
In.—Lbs./Ft.		Lbs./Ft.	In.		In.	In.	psi	psi	1000 Lbs.	In.	In.	Lbs.	In.	Inch	psi	psi	Lbs.	Lbs.	Fl.	Fl.-Lb.x10 ³	%
16—75.0	NCT-K	72.80	.438	H-40	15.124	14.936	990	1920	857	17.105	15.000	134	10.413	3	1020	2870	1725	2156	7,620	4.05	150
16—75.0	NCT-K	72.80	.438	K-55	15.124	14.936	1020	2630	1178	17.105	15.000	134	10.413	3	1020	2870	1725	2156	10,470	4.05	109
16—75.0	NCT-K	72.80	.438	X-52	15.124	14.936	1010	2490	1114	17.105	15.000	134	10.413	3	1020	2870	1725	2156	9,900	4.05	115
16—75.0	NCT-K	72.80	.438	X-56	15.124	14.936	1020	2680	1199	17.105	15.000	134	10.413	3	1020	2870	1725	2156	10,660	4.05	107
16—75.0	NCT-K	72.80	.438	X-60	15.124	14.936	1020	2870	1285	17.105	15.000	134	10.413	3	1020	2870	1725	2156	11,420	4.05	100
16—84.0*	NCT-K	81.97	.495	K-55	15.010	14.822	1410	2980	1325	17.105	15.000	134	10.413	3	1440	3250	1725	2156	10,520	4.57	110
16—84.0*	NCT-K	82.77	.500	X-52	15.000	14.812	1410	2840	1266	17.105	15.000	134	10.413	3	1480	3280	1725	2156	9,950	4.57	115
16—84.0*	NCT-K	82.77	.500	X-56	15.000	14.812	1450	3060	1363	17.105	15.000	134	10.413	3	1480	3280	1725	2156	10,720	4.57	107
16—84.0*	NCT-K	82.77	.500	X-60	15.000	14.812	1480	3280	1461	17.105	15.000	134	10.413	3	1480	3280	1725	2156	11,490	4.57	100
18 5/8—87.5	NCT-K	84.51	.435	H-40	17.755	17.567	630	1630	994	19.625	17.573	158	11.315	3	630	2450	1745	2182	7,570	5.52	150
18 5/8—87.5	NCT-K	84.51	.435	K-55	17.755	17.567	630	2250	1367	19.625	17.573	158	11.315	3	630	2450	1745	2182	10,420	5.52	109
18 5/8—87.5	NCT-K	84.51	.435	X-52	17.755	17.567	630	2130	1293	19.625	17.573	158	11.315	3	630	2450	1745	2182	9,850	5.52	115
18 5/8—87.5	NCT-K	84.51	.435	X-56	17.755	17.567	630	2290	1392	19.625	17.573	158	11.315	3	630	2450	1745	2182	10,610	5.52	107
18 5/8—87.5	NCT-K	84.51	.435	X-60	17.755	17.567	630	2450	1491	19.625	17.573	158	11.315	3	630	2450	1745	2182	11,360	5.52	100
18 5/8—94.5	NCT-K	90.75	.468	H-40	17.689	17.501	810	1760	1068	19.625	17.573	158	11.315	3	810	2640	1745	2182	7,530	5.91	150
18 5/8—94.5	NCT-K	90.75	.468	K-55	17.689	17.501	780	2420	1468	19.625	17.573	158	11.315	3	780	2640	1745	2182	10,360	5.91	110
18 5/8—94.5	NCT-K	90.75	.468	X-52	17.689	17.501	780	2290	1388	19.625	17.573	158	11.315	3	780	2640	1745	2182	9,790	5.91	115
18 5/8—94.5	NCT-K	90.75	.468	X-56	17.689	17.501	780	2460	1495	19.625	17.573	158	11.315	3	780	2640	1745	2182	10,550	5.91	107
18 5/8—94.5	NCT-K	90.75	.468	X-60	17.689	17.501	780	2640	1602	19.625	17.573	158	11.315	3	780	2640	1745	2182	11,300	5.91	100
18 5/8—97.7	NCT-K	94.15	.486	H-40	17.653	17.465	890	1830	1108	19.625	17.573	158	11.315	3	890	2740	1745	2182	7,560	6.12	150
18 5/8—97.7	NCT-K	94.15	.486	K-55	17.653	17.465	880	2510	1523	19.625	17.573	158	11.315	3	880	2740	1745	2182	10,390	6.12	109
18 5/8—97.7	NCT-K	94.15	.486	X-52	17.653	17.465	880	2370	1440	19.625	17.573	158	11.315	3	880	2740	1745	2182	9,830	6.12	115
18 5/8—97.7	NCT-K	94.15	.486	X-56	17.653	17.465	880	2560	1551	19.625	17.573	158	11.315	3	880	2740	1745	2182	10,580	6.12	107
18 5/8—97.7	NCT-K	94.15	.486	X-60	17.653	17.465	880	2740	1662	19.625	17.573	158	11.315	3	880	2740	1745	2182	11,340	6.12	100
20—94.0	NCT-K	91.51	.438	H-40	19.124	18.936	520	1530	1077	21.000	19.000	151	9.513	3	520	2300	2019	2524	7,640	6.51	152
20—94.0	NCT-K	91.51	.438	K-55	19.124	18.936	520	2110	1480	21.000	19.000	151	9.513	3	520	2300	2019	2524	10,500	6.51	110
20—94.0	NCT-K	91.51	.438	X-52	19.124	18.936	520	1990	1400	21.000	19.000	151	9.513	3	520	2300	2019	2524	9,930	6.51	117
20—94.0	NCT-K	91.51	.438	X-56	19.124	18.936	520	2150	1507	21.000	19.000	151	9.513	3	520	2300	2019	2524	10,690	6.51	108
20—94.0	NCT-K	91.51	.438	X-60	19.124	18.936	520	2300	1615	21.000	19.000	151	9.513	3	520	2300	2019	2524	11,450	6.51	101
20—106.5	NCT-K	104.13	.500	K-55	19.000	18.812	770	2410	1685	21.000	19.000	151	9.513	3	770	2630	2019	2524	10,550	7.26	109
20—106.5	NCT-K	104.13	.500	X-52	19.000	18.812	770	2270	1593	21.000	19.000	151	9.513	3	770	2630	2019	2524	9,970	7.26	115
20—106.5	NCT-K	104.13	.500	X-56	19.000	18.812	770	2450	1715	21.000	19.000	151	9.513	3	770	2630	2019	2524	10,740	7.26	107
20—106.5	NCT-K	104.13	.500	X-60	19.000	18.812	770	2630	1838	21.000	19.000	151	9.513	3	770	2630	2019	2524	11,510	7.26	100
20—131.0*	NCT-K	129.33	.625	X-52	18.750	18.562	1410	2840	1978	21.000	18.730	171	9.513	3	1540	3330	2316	2848	10,070	9.13	118
20—131.0*	NCT-K	129.33	.625	X-56	18.750	18.562	1450	3060	2130	21.000	18.730	171	9.513	3	1540	3330	2316	2848	10,840	9.13	110
20—131.0*	NCT-K	129.33	.625	X-60	18.750	18.562	1480	3280	2283	21.000	18.730	171	9.513	3	1540	3330	2316	2848	11,620	9.13	102
20—131.0*	NCT-S	129.33	.625	X-52	18.750	18.562	1410	2840	1978	21.000	18.730	231	13.202	2	1540	3330	2487	3028	10,070	9.05	117
20—131.0*	NCT-S	129.33	.625	X-56	18.750	18.562	1450	3060	2130	21.000	18.730	231	13.202	2	1540	3330	2487	3028	10,840	9.05	109
20—131.0*	NCT-S	129.33	.625	X-60	18.750	18.562	1480	3280	2283	21.000	18.730	231	13.202	2	1540	3330	2487	3028	11,620	9.05	101
20—133.0	NCT-K	131.33	.635	K-55	18.730	18.542	1500	3060	2125	21.000	18.730	171	9.513	3	1540	3330	2316	2848	10,650	9.13	110
20—133.0	NCT-S	131.33	.635	K-55	18.730	18.542	1500	3060	2125	21.000	18.730	231	13.202	2	1540	3330	2487	3028	10,650	9.05	109
20—169.0	NCT-S	166.40	.812	K-55	18.376	18.188	2500	3910	2692	21.000	18.376	286	13.202	2	2590	4260	2487	3028	10,240	11.26	109
20—169.0	NCT-S	166.40	.812	X-52	18.376	18.188	2450	3690	2545	21.000	18.376	286	13.202	2	2590	4260	2487	3028	10,040	11.26	115
20—169.0	NCT-S	166.40	.812	X-56	18.376	18.188	2510	3980	2741	21.000	18.376	286	13.202	2	2590	4260	2487	3028	10,240	11.26	107
20—169.0	NCT-S	166.40	.812	X-60	18.376	18.188	2590	4260	2937	21.000	18.376	286	13.202	2	2590	4260	2487	3028	10,240	11.26	100

* Nominal weight for application on some pipe. This is a carbon steel with 10% tolerance over nominal weight.
 ** Based on the smaller of the following factors: pipe body yield strength SF = 1.5 for design in parting (which is SF = 1.75 for design in connection) and flange yield strength SF = 1.5.

PIPE BODY PRESSURE RATINGS (PER API FORMULAE)

Size O.D. and Weight (Nominal)	Wall Thick- ness	MINIMUM COLLAPSE PRESSURE									MINIMUM INTERNAL YIELD PRESSURE			
		K-55	C-75	L-80/N-80	X-80	C-95	P-110	X-125	X-140	V-150	K-55	C-75	L-80/N-80	X80
		In-Lbs/Ft Inches	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI
4 1/2-11.6	.250	4,940	6,190	6,350	6,810	7,010	7,560	8,010	8,300	8,400	5,350	7,290	7,780	8,750
4 1/2-13.5	.290	6,420	8,170	8,540	9,300	9,650	10,070	11,610	12,400	12,880	6,200	8,460	9,020	10,150
4 1/2-15.1	.337	7,620	10,390	11,080	12,220	12,750	14,320	15,840	17,220	18,110	7,210	9,830	10,480	11,790
4 1/2-16.6	.373	8,360	11,400	12,160	13,680	14,440	16,720	19,000	20,910	22,100	7,980	10,880	11,600	13,050
4 1/2-18.8	.430	9,510	12,960	13,830	15,560	16,420	19,010	21,610	24,200	25,930	9,200	12,540	13,380	15,050
4 1/2-21.6	.500	10,860	14,810	15,800	17,780	18,770	21,730	24,690	27,650	29,630	10,590	14,580	15,560	17,500
4 1/2-24.6	.560	11,990	16,340	17,430	19,610	20,700	23,970	27,240	30,510	32,690	11,980	16,330	17,420	19,600
4 1/2-26.5	.630	13,240	18,060	19,260	21,670	22,880	26,490	30,100	33,710	36,120	13,480	18,380	19,600	22,050
5-13	.253	4,140	4,990	5,140	5,430	5,540	5,830	6,050	6,350		4,870	6,840	7,080	7,970
5-15	.296	5,550	6,870	7,250	7,830	8,090	8,830	9,490	9,980	10,260	5,700	7,770	8,290	9,320
5-18	.362	7,390	10,000	10,490	11,520	12,010	13,450	14,830	16,070	16,860	6,970	9,500	10,140	11,400
5-20.3	.408	8,240	11,240	11,990	13,490	14,240	16,490	18,560	20,310	21,470	7,850	10,710	11,420	12,850
5-20.8	.422	8,500	11,590	12,360	13,910	14,680	17,000	19,320	21,600	22,870	8,120	11,080	11,820	13,290
5-21.4	.437	8,770	11,960	12,760	14,360	15,150	17,550	19,940	22,330	23,930	8,410	11,470	12,240	13,770
5-23.2	.478	9,510	12,970	13,830	15,560	16,430	19,020	21,620	24,210	25,940	9,200	12,550	13,380	15,060
5-24.1	.500	9,900	13,500	14,400	16,200	17,100	19,800	22,500	25,200	27,000	9,830	13,130	14,000	15,750
5-26.7	.562	10,970	14,960	15,960	17,960	18,960	21,950	24,940	27,930	29,930	10,820	14,750	15,740	17,700
5-29.2	.625	12,030	16,410	17,500	19,690	20,780	24,060	27,340	30,630	32,810	12,030	16,410	17,500	19,690
5-31.6	.687	13,040	17,780	18,960	21,330	22,520	26,070	29,630	33,190	35,560	13,220	18,030	19,240	21,640
5-34.0	.750	14,030	19,190	20,400	22,950	24,200	28,050	31,880	35,700	38,250	14,440	19,690	21,000	23,630
5 1/2-14	.244	3,120	3,560	3,620	3,860	3,970	4,240	4,410	4,480		4,270	5,820	6,210	6,990
5 1/2-15.5	.275	4,040	4,860	4,990	5,260	5,360	5,620	5,890	6,170		4,810	6,560	7,000	7,870
5 1/2-17	.304	4,910	6,070	6,260	6,730	6,930	7,460	7,900	8,170	8,300	5,320	7,250	7,740	8,710
5 1/2-20	.361	6,620	8,440	8,830	9,630	10,000	11,080	12,100	12,950	13,480	6,320	8,910	9,190	10,340
5 1/2-23	.415	7,670	10,460	11,160	12,380	12,920	14,520	16,070	17,480	18,390	7,260	9,600	10,560	11,880
5 1/2-23.8	.437	8,050	10,970	11,700	13,170	13,900	15,920	17,690	19,320	20,390	7,650	10,430	11,120	12,510
5 1/2-26	.476	8,700	11,860	12,650	14,230	15,020	17,390	19,760	22,140	23,720	8,330	11,320	12,120	13,630
5 1/2-26.8	.500	9,090	12,400	13,220	14,880	15,700	18,180	20,660	23,140	24,790	8,750	11,930	12,730	14,320
5 1/2-28.4	.530		13,060	13,930	15,670	16,540	19,160	21,770	24,380	26,120		12,650	13,490	15,180
5 1/2-29.7	.562	10,090	13,760	14,680	16,510	17,430	20,180	22,940	25,690	27,520	9,830	13,410	14,310	16,090
5 1/2-32.3	.612	10,880	14,830	15,820	17,800	18,790	21,760	24,720	27,690	29,670	10,710	14,660	15,580	17,530
5 1/2-32.6	.625	11,080	15,110	16,120	18,130	19,140	22,160	25,180	28,200	30,220	10,940	14,910	15,910	17,900
5 1/2-35.3	.687	12,020	16,400	17,490	19,680	20,770	24,050	27,330	30,610	32,790	12,020	16,390	17,490	19,670
5 1/2-36.4	.705	12,290	16,760	17,880	20,120	21,230	24,590	27,940	31,290	33,530	12,340	16,820	17,950	20,190
5 1/2-38.0	.750	12,950	17,670	18,840	21,200	22,380	25,910	29,440	32,980	35,330	13,130	17,900	19,090	21,480
5 1/2-40.5	.812	13,640	18,880	20,130	22,650	23,910	27,690	31,460	35,240	37,750	14,210	19,380	20,670	23,250
6 1/2-20	.288	2,970	3,360	3,480	3,700	3,800		4,170	4,220		4,180	5,710	6,090	6,850
6 1/2-24	.352	4,560	5,570	5,760	6,140	6,290	6,710	7,030	7,180	7,350	5,110	6,970	7,440	8,370
6 1/2-28	.417	6,170	7,830	8,170	8,880	9,200	10,140	11,000	11,710	12,130	6,060	8,260	8,810	9,910
6 1/2-32	.475	7,320	9,830	10,320	11,330	11,600	13,210	14,550	15,740	16,510	6,900	9,410	10,040	11,290
6 1/2-33.0	.500	7,680	10,470	11,160	12,390	12,920	14,530	16,080	17,490	18,400	7,260	9,910	10,570	11,890
6 1/2-35	.525		10,940	11,670	13,130	13,860	15,850	17,610	19,230	20,290		10,400	11,090	12,480
6 1/2-36.7	.562	8,540	11,650	12,420	13,970	14,750	17,080	19,410	21,740	23,080	8,160	11,130	11,880	13,360
6 1/2-40.2	.625	9,400	12,820	13,670	15,380	16,230	18,800	21,360	23,920	25,630	9,080	12,380	13,210	14,860
6 1/2-43.7	.687	10,220	13,940	14,870	16,730	17,660	20,450	23,240	26,020	27,880	9,960	13,610	14,520	16,330
6 1/2-47.1	.750	11,040	15,060	16,060	18,070	19,070	22,090	25,100	28,110	30,120	10,900	14,860	15,850	17,830
6 1/2-50.4	.812	11,830	16,130	17,210	19,360	20,430	23,660	26,890	30,110	32,260	11,800	16,090	17,160	19,300
6 1/2-53.7	.875	12,610	17,190	18,340	20,630	21,780	25,220	28,660	32,100	34,390	12,710	17,330	18,490	20,800
6 1/2-56.8	.937	13,360	18,210	19,430	21,860	23,070	26,710	30,360	34,000	36,430	13,610	18,560	19,800	22,280
6 1/2-59.9	1,000	14,100	19,220	20,510	23,070	24,350	28,200	32,040	35,880	38,450	14,530	19,810	21,130	23,770
6 1/2-62.9	1,062	14,810	20,190	21,540	24,230	25,570	29,610	33,650	37,690	40,380	15,430	21,040	22,440	25,250
6 1/2-65.8	1,125	15,510	21,150	22,560	25,380	26,790	31,010	35,240	39,470	42,290	16,340	22,090	23,770	26,750
6 1/2-71.4	1,250	16,840	22,960	24,490	27,550	29,090	33,680	38,270	42,860	45,920	18,160	24,760	26,420	29,720
7-20	.272	2,270	2,660	2,740	2,860	2,900	2,980	2,980	2,980		3,740	5,100	5,440	6,120
7-23	.317	3,270	3,770	3,830	4,030	4,150	4,450	4,650	4,760	4,800	4,360	5,940	6,340	7,130
7-26	.362	4,320	5,250	5,410	5,740	5,870	6,210	6,460	6,690	6,890	4,980	6,790	7,240	8,140
7-29	.408	5,400	6,760	7,020	7,580	7,820	8,510	9,120	9,560	9,800	5,810	7,650	8,160	9,180
7-32	.453	6,460	8,230	8,600	9,370	9,730	10,760	11,720	12,520	13,020	6,230	8,490	9,060	10,190
7-35	.498	7,270	9,710	10,180	11,170	11,640	13,010	14,330	15,490	16,230	6,850	9,340	9,960	11,200
7-38	.540	7,830	10,680	11,390	12,810	13,420	15,110	16,760	18,260	19,240	7,420	10,130	10,800	12,150
7-41	.590	8,490	11,580	12,350	13,890	14,660	16,980	19,300	21,550	22,810	8,110	11,080	11,800	13,270
7-42.7	.625	8,940	12,200	13,010	14,640	15,450	17,890	20,330	22,770	24,390	8,590	11,720	12,500	14,060
7-44	.640	9,140	12,460	13,290	14,950	15,780	18,260	20,770	23,260	24,920	8,800	12,000	12,800	14,400
7-46	.670		12,880	13,850	15,580	16,450	19,040	21,640	24,230	25,970		12,560	13,400	15,070
7-46.4	.687	9,740	13,280	14,160	15,930	16,820	19,470	22,130	24,780	26,550	9,450	12,880	13,740	15,460
7-49.5	.730	10,280	14,010	14,950	16,810	17,750	20,550	23,350	26,150	28,020	10,040	13,690	14,600	16,420
7-50.1	.750	10,520	14,350	15,310	17,220	18,180	21,050	23,930	26,790	28,700	10,310	14,060	15,000	16,870
7-53.6	.812	11,280	15,380	16,410	18,460	19,480	22,560	25,640	28,710	30,760	11,160	15,220	16,240	18,270
7-57.1	.875	12,030	16,170	17,300	19,690	20,780	24,060	27,340	30,630	32,810	12,030	16,410	17,500	19,690
7-60.5	.937	12,750	17,390	18,550	20,870	22,030	25,510	28,980	32,460	34,780	12,880	17,570	18,740	21,080
7-63.9	1,000	13,470	18,730	19,990	22,040	23,270	26,940	30,610	34,290	36,730	13,750	18,750	20,000	22,500
7-67.1	1,062	14,160	19,300	20,590	23,170	24,450	28,310	32,170	36,040	38,610	14,600	19,810	21,240	23,890
7-70.3	1,125	14,840	20,230	21,580	24,780	25,63								



3

MINIMUM INTERNAL YIELD PRESSURE					OPTIONAL API TEST PRESSURE** (Special Order)								Wall Thickness Inches	Size O.D. and Weight (Nominal) In.-Lbs./Ft.	
C-95 PSI	P-110 PSI	X-125 PSI	X-140 PSI	V-150 PSI	K-55 PSI	C-75 PSI	L-80/N-80 PSI	X-90 PSI	C-95 PSI	P-110 PSI	X-125 PSI	X-140 PSI			V-150 PSI
9,240	10,690	12,150	13,610	14,580	4,900	6,700	7,100	8,000	8,400	9,800	11,100	12,400	13,300	250	4 1/2-11.6
10,710	12,410	14,100	15,790	16,920	5,700	7,700	8,200	9,300	9,800	11,300	12,900	14,400	15,500	290	4 1/2-13.5
12,450	14,420	16,380	18,350	19,660	6,600	9,000	9,600	10,800	11,400	13,200	15,000	16,800	18,000	337	4 1/2-15.1
13,780	15,960	18,130	20,310	21,780	7,300	9,900	10,600	11,900	12,600	14,600	16,600	18,600	19,900	373	4 1/2-16.6
15,890	18,390	20,900	23,410	25,080	8,400	11,500	12,200	13,800	14,500	16,800	19,100	21,400	22,900	430	4 1/2-18.8
18,470	21,390	24,310	27,220	29,170	9,800	13,300	14,200	16,000	16,900	19,600	22,200	23,000	23,000	500	4 1/2-21.6
20,690	23,960	27,220	30,490	32,670	11,000	14,900	15,900	17,900	18,900	21,900	23,000	23,000	23,000	560	4 1/2-24.6
23,270	26,950	30,620	34,300	36,750	12,300	16,800	17,900	20,200	21,300	23,000	23,000	23,000	23,000	630	4 1/2-26.5
8,410	7,740	11,070	12,400	15,540	4,500	6,100	6,500	7,300	7,700	8,900	10,100	11,200	12,300	253	5-13
9,840	11,400	12,950	14,500	15,540	5,200	7,100	7,600	8,500	9,000	10,400	11,800	13,300	14,200	296	5-15
12,040	13,940	15,840	17,740	19,010	6,400	8,700	9,300	10,400	11,000	12,700	14,500	16,200	17,400	362	5-18
13,570	15,710	17,850	19,990	21,420	7,200	9,800	10,400	11,800	12,400	14,400	16,300	18,300	19,600	408	5-20.3
14,030	16,250	18,460	20,680	22,160	7,400	10,100	10,800	12,200	12,800	14,900	16,900	18,900	20,300	422	5-20.8
14,530	16,820	19,120	21,410	22,940	7,700	10,500	11,200	12,600	13,300	15,400	17,500	19,600	21,000	437	5-21.4
15,890	18,400	20,910	23,420	25,100	8,400	11,500	12,200	13,800	14,500	16,800	19,100	21,400	22,900	478	5-23.2
16,630	19,250	21,880	24,500	26,250	8,800	12,000	12,800	14,400	15,200	17,600	20,000	22,400	23,000	500	5-24.1
18,890	21,640	24,590	27,540	29,500	9,900	13,500	14,400	16,200	17,100	19,800	22,500	23,000	23,000	562	5-26.7
20,780	24,060	27,340	30,630	32,810	11,000	15,000	16,000	18,000	19,000	22,000	23,000	23,000	23,000	625	5-29.2
22,840	26,450	30,060	33,680	36,070	12,100	16,500	17,600	19,800	20,900	23,000	23,000	23,000	23,000	687	5-31.6
24,940	28,880	32,810	36,750	39,380	13,200	18,000	19,200	21,600	22,800	23,000	23,000	23,000	23,000	750	5-34.0
7,380	8,540	9,700	10,870	14,510	3,900	5,300	5,700	6,400	6,700	7,800	8,900	9,900	10,900	241	5 1/2-14.5
8,310	9,630	10,940	12,250	14,510	4,400	6,000	6,400	7,200	7,600	8,800	10,000	11,200	12,200	275	5 1/2-17
9,190	10,640	12,090	13,540	14,510	4,900	6,600	7,100	8,000	8,400	9,700	11,100	12,400	13,300	304	5 1/2-19
10,910	12,640	14,360	16,080	17,230	5,800	7,900	8,400	9,500	10,000	11,600	13,100	14,700	15,800	361	5 1/2-20
12,540	14,530	16,510	18,490	19,810	6,600	9,100	9,700	10,900	11,500	13,300	15,100	16,900	18,100	415	5 1/2-23
13,210	15,300	17,380	19,470	20,860	7,000	9,500	10,200	11,400	12,100	14,000	15,900	17,800	19,100	437	5 1/2-23.8
14,390	16,600	18,930	21,200	22,720	7,600	10,400	11,100	12,500	13,200	15,200	17,300	19,400	20,800	476	5 1/2-26
15,110	17,500	19,890	22,270	23,860	8,000	10,900	11,600	13,100	13,800	16,000	18,200	20,400	21,800	500	5 1/2-26.8
16,020	18,550	21,080	23,610	25,300	11,600	12,300	13,000	14,600	15,300	17,000	19,300	21,600	23,000	530	5 1/2-28.4
16,990	19,670	22,350	25,030	26,820	9,000	12,300	13,100	14,700	15,500	18,000	20,400	22,900	23,000	562	5 1/2-29.7
18,500	21,420	24,340	27,260	29,210	9,800	13,400	14,200	16,000	16,900	19,600	22,300	23,000	23,000	612	5 1/2-32.3
18,890	21,880	24,860	27,840	29,830	10,000	13,600	14,500	16,400	17,300	20,000	22,700	23,000	23,000	625	5 1/2-32.6
20,770	24,040	27,320	30,600	32,790	11,000	15,000	16,000	18,000	19,000	22,000	23,000	23,000	23,000	687	5 1/2-35.3
21,310	24,680	28,040	31,400	33,650	11,300	15,400	16,400	18,500	19,500	22,600	23,000	23,000	23,000	705	5 1/2-36.4
22,670	26,250	29,430	33,410	35,800	12,000	16,400	17,500	19,600	20,700	23,000	23,000	23,000	23,000	750	5 1/2-38.0
24,550	28,420	32,300	36,170	38,760	13,000	17,700	18,900	21,300	22,400	23,000	23,000	23,000	23,000	812	5 1/2-40.5
7,230	8,830	10,230	11,620	13,020	3,800	5,200	5,600	6,300	6,600	7,700	8,700	9,700	10,700	288	6 1/2-20
8,300	10,460	12,120	13,770	15,420	4,700	6,400	6,800	7,700	8,100	9,400	10,600	11,900	12,800	352	6 1/2-24
11,920	13,800	15,680	17,570	19,460	5,500	7,600	8,100	9,100	9,600	11,100	12,600	14,100	15,100	417	6 1/2-28
12,550	14,530	16,510	18,490	19,810	6,000	8,100	8,600	9,700	10,200	11,700	13,200	14,700	15,700	475	6 1/2-32
13,170	15,250	17,330	19,420	20,880	6,600	9,100	9,700	10,900	11,500	13,300	15,100	16,900	18,100	500	6 1/2-33.0
14,100	16,300	18,560	20,780	22,270	7,500	10,200	10,900	12,200	12,900	14,900	17,000	19,000	20,400	562	6 1/2-36.7
15,680	18,180	20,640	23,110	24,760	8,300	11,300	12,100	13,500	14,300	16,800	19,300	21,100	22,600	625	6 1/2-40.2
17,240	19,960	22,680	25,410	27,220	9,100	12,400	13,200	14,900	15,800	18,300	20,700	23,000	23,000	687	6 1/2-43.7
18,020	21,790	24,760	27,740	29,720	10,000	13,600	14,500	16,300	17,200	19,900	22,600	23,000	23,000	750	6 1/2-47.1
20,380	23,590	26,810	30,030	32,170	10,800	14,700	15,700	17,600	18,600	21,600	23,000	23,000	23,000	812	6 1/2-50.4
21,960	25,420	28,890	32,360	34,670	11,600	15,800	16,900	19,000	20,100	23,000	23,000	23,000	23,000	875	6 1/2-53.7
23,510	27,230	30,940	34,650	37,130	12,400	17,000	18,100	20,400	21,500	23,000	23,000	23,000	23,000	937	6 1/2-56.8
25,090	29,060	33,020	36,980	39,620	13,300	18,100	19,300	21,700	22,900	23,000	23,000	23,000	23,000	1,000	6 1/2-59.9
26,650	30,860	35,070	39,270	42,080	14,100	19,200	20,500	23,000	23,000	23,000	23,000	23,000	23,000	1,062	6 1/2-62.9
28,230	32,690	37,150	41,600	44,580	14,900	20,400	21,700	23,000	23,000	23,000	23,000	23,000	23,000	1,125	6 1/2-65.8
31,370	36,320	41,270	46,230	49,530	16,600	22,600	23,000	23,000	23,000	23,000	23,000	23,000	23,000	1,250	6 1/2-71.4
6,460	7,480	8,500	9,520	11,890	3,400	4,700	5,000	5,600	5,900	6,800	7,800	8,700	9,700	272	7-20
7,530	8,720	9,910	11,090	11,890	4,000	5,400	5,800	6,500	6,900	8,000	9,100	10,100	10,900	317	7-23
8,600	9,950	11,310	12,670	13,580	4,600	6,200	6,600	7,400	7,800	9,100	10,300	11,600	12,400	362	7-26
9,690	11,220	12,750	14,280	15,300	5,100	7,000	7,500	8,400	8,900	10,300	11,700	13,100	14,000	408	7-29
10,760	12,460	14,160	15,850	16,990	5,700	7,800	8,300	9,300	9,800	11,400	12,900	14,500	15,500	453	7-32
11,830	13,700	15,560	17,430	18,680	6,300	8,500	9,100	10,200	10,800	12,500	14,200	15,900	17,100	498	7-35
12,820	14,850	16,870	18,900	20,250	6,800	9,300	9,900	11,100	11,700	13,600	15,400	17,300	18,500	540	7-38
14,010	16,230	18,440	20,850	22,130	7,400	10,100	10,800	12,100	12,800	14,800	16,900	19,000	20,200	590	7-41
14,840	17,190	19,530	21,880	23,440	7,900	10,700	11,400	12,900	13,600	15,700	17,900	20,000	21,400	625	7-42.7
15,200	17,600	20,000	22,400	24,000	8,000	11,000	11,700	13,200	13,900	16,100	18,300	20,500	21,900	640	7-44
15,910	18,430	20,940	23,450	25,120	11,500	12,300	13,000	14,800	15,500	17,800	19,100	21,400	23,000	670	7-46
16,320	18,890	21,470	24,040	25,760	8,600	11,800	12,600	14,100	14,900	17,300	19,600	22,000	23,000	687	7-46.4
17,340	20,080	22,810	25,550	27,380	9,200	12,500	13,300	15,000	15,900	18,400	20,900	23,000	23,000	730	7-49.5
17,810	20,620	23,440	26,250	28,120	9,400	12,800	13,700	15,400	16,300	18,900	21,400	23,000	23,000	750	7-50.1
19,280	22,330	25,370	28,420	30,450	10,200	13,600	14,500	16,300	17,200	20,000	22,400	23,000	23,000	812	7-53.6
20,780	24,060	27,340	30,630	32,8											

PIPE BODY PRESSURE RATINGS (PER API FORMULAE)

Size O.D. and Weight (Nominal)	Wall Thickness Inches	MINIMUM COLLAPSE PRESSURE									MINIMUM INTERNAL YIELD PRESSURE			
		K-55	C-75	L-80/N-80	X-90	C-95	P-110	X-125	X-140	V-150	K-55	C-75	L-80/N-80	X-90
		PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI
7 3/4-46.1	.595	7,800	10,630	11,340	12,750	13,310	14,980	16,610	18,090	19,050	7,390	10,080	10,750	12,090
7 3/4-47.6	.625	8,160	11,120	11,860	13,350	14,090	16,310	18,170	19,870	20,990	7,760	10,590	11,290	12,700
7 3/4-48.6	.640	8,330	11,360	12,120	13,640	14,400	16,670	18,940	20,760	21,960	7,950	10,840	11,560	13,010
8 5/8-28	.304	1,880	2,120	2,160	2,200	2,210	2,210	2,210	2,210	2,210	3,390	4,630	4,930	5,550
8 5/8-32	.352	2,530	2,950	3,050	3,210	3,280	3,430	3,470	3,470	3,470	3,930	5,360	5,710	6,430
8 5/8-36	.400	3,450	4,020	4,100	4,250	4,360	4,700	4,940	5,090	5,150	4,460	6,090	6,490	7,300
8 5/8-40	.450	4,400	5,350	5,520	5,870	6,010	6,380	6,640	6,830	7,040	5,020	6,850	7,300	8,220
8 5/8-44	.500	5,350	6,680	6,950	7,490	7,730	8,400	8,990	9,410	9,650	5,580	7,610	8,120	9,130
8 5/8-49	.557	6,440	8,200	8,570	9,340	9,690	10,710	11,670	12,460	12,950	6,220	8,480	9,040	10,170
8 5/8-49.1	.562	6,530	8,330	8,710	9,500	9,860	10,920	11,900	12,730	13,240	6,270	8,550	9,120	10,260
8 5/8-52	.595	7,060	9,210	9,650	10,370	11,000	12,260	13,450	14,490	15,160	6,640	9,050	9,660	10,870
8 5/8-54.0	.625	7,390	10,010	10,510	11,540	12,030	13,470	14,860	16,100	16,890	6,970	9,510	10,140	11,410
8 5/8-58.7	.687	8,060	11,000	11,730	13,200	13,930	15,990	17,770	19,410	20,490	7,670	10,450	11,150	12,550
8 5/8-63.5	.750	8,730	11,910	12,700	14,290	15,080	17,470	19,850	22,230	23,820	8,370	11,410	12,170	13,700
8 5/8-68.1	.812	9,380	12,790	13,650	15,350	16,200	18,760	21,320	23,880	25,580	9,060	12,360	13,180	14,830
8 5/8-72.7	.875	10,030	13,670	14,590	16,410	17,320	20,050	22,790	25,520	27,350	9,760	13,320	14,200	15,980
8 5/8-77.1	.937	10,650	14,530	15,490	17,430	18,400	21,300	24,210	27,110	29,050	10,460	14,260	15,210	17,110
8 5/8-81.5	1.000	11,270	15,370	16,400	18,450	19,470	22,550	25,620	28,700	30,750	11,160	15,220	16,230	18,260
8 5/8-85.8	1.062	11,880	16,200	17,280	19,430	20,510	23,750	26,990	30,230	32,390	11,850	16,160	17,240	19,390
8 5/8-90.0	1.125	12,480	17,010	18,150	20,420	21,550	24,950	28,360	31,760	34,030	12,550	17,120	18,260	20,540
9 5/8-36	.352	2,020	2,320	2,370	2,440	2,460	2,470	2,470	2,470	2,470	3,520	4,800	5,120	5,760
9 5/8-40	.395	2,570	2,980	3,090	3,260	3,330	3,480	3,530	3,530	3,530	3,950	5,390	5,750	6,460
9 5/8-43.5	.435	3,250	3,750	3,810	4,010	4,130	4,430	4,620	4,730	4,750	4,350	5,930	6,330	7,120
9 5/8-47	.472	3,880	4,630	4,750	4,990	5,080	5,310	5,630	5,890	6,020	4,720	6,440	6,870	7,720
9 5/8-53.5	.545	5,130	6,380	6,620	7,110	7,330	7,930	8,440	8,790	8,970	5,450	7,430	7,930	8,920
9 5/8-58.4	.595	5,990	7,570	7,890	8,560	8,870	9,750	10,550	11,190	11,570	5,950	8,110	8,650	9,740
9 5/8-59.4	.609	6,220	7,900	8,250	8,970	9,300	10,260	11,140	11,860	12,300	6,090	8,300	8,860	9,970
9 5/8-61.1	.625	6,500	8,280	8,660	9,440	9,800	10,840	11,810	12,620	13,130	6,250	8,520	9,090	10,230
9 5/8-64.9	.672	7,140	9,400	9,860	10,800	11,240	12,550	13,790	14,880	15,570	6,720	9,160	9,770	11,000
9 5/8-70.3	.734	7,750	10,570	11,270	12,600	13,160	14,800	16,400	17,850	18,790	7,340	10,010	10,680	12,010
9 5/8-75.6	.797	8,350	11,390	12,150	13,670	14,430	16,710	18,990	20,870	22,070	7,970	10,870	11,590	13,040
9 5/8-80.8	.859	8,940	12,190	13,010	14,630	15,440	17,880	20,320	22,760	24,380	8,590	11,710	12,490	14,060
9 5/8-86.0	.922	9,530	12,990	13,860	15,590	16,460	19,060	21,650	24,250	25,980	9,220	12,570	13,410	15,090
9 5/8-91.0	.984	10,100	13,770	14,690	16,520	17,440	20,190	22,950	25,700	27,530	9,840	13,420	14,310	16,100
9 7/8-62.8	.625				8,980	9,310	10,260	11,150	11,870	12,310				9,970
10 3/4-40.5	.350	1,580	1,720	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	3,130	4,270	4,560	5,130
10 3/4-45.5	.400	2,090	2,410	2,480	2,560	2,580	2,610	2,610	2,610	2,610	3,580	4,880	5,210	5,860
10 3/4-51	.450	2,700	3,100	3,220	3,400	3,490	3,670	3,750	3,750	3,750	4,030	5,490	5,860	6,590
10 3/4-55.5	.495	3,390	3,950	4,020	4,160	4,300	4,630	4,850	4,990	5,040	4,430	6,040	6,450	7,250
10 3/4-60.7	.545	4,160	5,020	5,160	5,460	5,570	5,860	6,070	6,380	6,560	4,880	6,650	7,100	7,980
10 3/4-65.7	.595	4,920	6,080	6,300	6,760	6,950	7,490	7,930	8,200	8,330	5,330	7,260	7,750	8,720
10 3/4-73.2	.672	6,100	7,730	8,060	8,760	9,080	9,990	10,830	11,510	11,920	6,020	8,200	8,750	9,850
10 3/4-79.2	.734	7,000	9,050	9,480	10,370	10,790	12,010	13,170	14,170	14,800	6,570	8,960	9,560	10,750
10 3/4-85.3	.797	7,550	10,300	10,920	12,010	12,530	14,060	15,540	16,870	17,730	7,140	9,730	10,380	11,680
10 3/4-91.2	.859	8,090	11,030	11,760	13,230	13,970	16,080	17,870	19,530	20,620	7,690	10,490	11,190	12,590
10 3/4-97.1	.922	8,630	11,760	12,550	14,110	14,900	17,250	19,600	21,960	23,520	8,260	11,260	12,010	13,510
10 3/4-102.9	.984	9,150	12,470	13,300	14,970	15,800	18,290	20,790	23,280	24,950	8,810	12,010	12,810	14,420
10 3/4-108.7	1.047	9,670	13,190	14,070	15,820	16,700	19,340	21,980	24,620	26,370	9,370	12,780	13,640	15,340
11 3/4-47	.375	1,510	1,620	1,630	1,630	1,630	1,630	1,630	1,630	1,630	3,070	4,190	4,470	5,030
11 3/4-54	.435	2,070	2,380	2,450	2,530	2,540	2,570	2,570	2,570	2,570	3,560	4,860	5,180	5,830
11 3/4-60	.489	2,660	3,070	3,180	3,360	3,440	3,610	3,680	3,680	3,680	4,010	5,460	5,830	6,550
11 3/4-65	.534	3,290	3,810	3,870	4,060	4,180	4,490	4,690	4,810	4,850	4,370	5,960	6,360	7,160
11 3/4-71	.582	4,040	4,750	4,870	5,130	5,220	5,540	5,760	6,030	6,180	6,500	6,930	7,360	8,260
11 3/4-75	.616	4,540	5,630	5,690	6,130	6,230	6,610	6,810	7,090	7,170	6,900	7,360	7,820	8,800
11 3/4-79	.656	5,190	6,420	6,490	6,890	7,090	7,650	8,120	8,420	8,570	7,330	7,820	8,290	9,380
11 3/4-83	.691	5,880	7,150	7,220	7,720	7,980	8,700	9,330	9,800	10,060	7,720	8,230	8,760	9,960
11 7/8-71.8	.582				4,980	5,070	5,300	5,630	5,880	6,010				7,720
13 3/8-61	.430	1,540	1,660	1,670	1,670	1,670	1,670	1,670	1,670	1,670	3,090	4,220	4,500	5,060
13 3/8-68	.480	1,950	2,220	2,260	2,320	2,330	2,330	2,330	2,330	2,330	3,450	4,710	5,020	5,650
13 3/8-72	.514	2,230	2,590	2,670	2,780	2,820	2,880	2,880	2,880	2,880	3,700	5,040	5,380	6,050
13 3/8-77	.550	2,580	2,990	3,100	3,270	3,340	3,500	3,550	3,550	3,550	3,960	5,400	5,760	6,480
13 3/8-85	.608	3,300	3,810	3,870	4,060	4,180	4,490	4,690	4,810	4,850	4,380	5,970	6,360	7,160
13 3/8-92	.672	4,080	4,910	5,050	5,300	5,420	5,700	5,900	6,020	6,060	4,840	6,590	7,030	7,930
13 3/8-98	.719	4,660	5,720	5,910	6,310	6,480	6,930	7,280	7,470	7,550	5,170	7,060	7,530	8,470
13 3/8-88.2	.625	3,360	3,910	3,980	4,130	4,270	4,590	4,800	4,940	4,990	4,420	6,020	6,420	7,220
14-	.650	3,450	4,040	4,110	4,260	4,370	4,710	4,950	5,100	5,170	4,470	6,090	6,500	7,310
14-	.700	4,040	4,860	4,990	5,260	5,360	5,620	5,890	6,170	6,330	4,810	6,560	7,000	7,870
14-	.750	4,630	5,670											



5

MINIMUM INTERNAL YIELD PRESSURE					OPTIONAL API TEST PRESSURE** (Special Order)										Wall Thickness	Size O.D. and Weight (Nominal)
C-95	P-110	X-125	X-140	V-150	K-55	C-75	L-80/N-80	X-90	C-95	P-110	X-125	X-140	V-150	Inches		
PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI			
12,760	14,780	16,790	18,810	20,150	6,800	9,200	9,800	11,100	11,700	13,500	15,400	17,200	18,400	.595	7 3/4-46.1	
13,410	15,520	17,640	19,760	21,170	7,100	9,700	10,300	11,600	12,300	14,200	16,100	18,100	19,400	.625	7 3/4-47.6	
13,730	15,900	18,070	20,230	21,680	7,300	9,900	10,600	11,900	12,600	14,500	16,500	18,500	19,800	.640	7 3/4-48.6	
5,860		7,710	8,840		3,100	4,200	4,500	5,100	5,400		7,000	7,900		.304	8 3/8-28	
6,780	7,860	8,930	10,000	10,710	3,600	4,900	5,200	5,900	6,200	7,200	8,200	9,100	9,800	.352	8 3/8-32	
7,710	8,930	10,140	11,360	12,170	4,100	5,600	5,900	6,700	7,000	8,200	9,300	10,400	11,100	.400	8 3/8-36	
8,670	10,040	11,410	12,780	13,700	4,600	6,300	6,700	7,500	7,900	9,200	10,400	11,700	12,500	.450	8 3/8-40	
9,640	11,160	12,680	14,200	15,220	5,100	7,000	7,400	8,300	8,800	10,200	11,600	13,000	13,900	.500	8 3/8-44	
10,740	12,430	14,130	15,820	16,950	5,700	7,800	8,300	9,300	9,800	11,400	12,900	14,500	15,500	.557	8 3/8-49	
10,830	12,540	14,250	15,960	17,100	5,700	7,800	8,300	9,400	9,900	11,500	13,000	14,600	15,600	.562	8 3/8-49.1	
11,470	13,280	15,090	16,900	18,110	6,100	8,300	8,800	9,900	10,500	12,100	13,800	15,500	16,600	.595	8 3/8-52	
12,050	13,950	15,850	17,750	19,020	6,400	8,700	9,300	10,400	11,000	12,800	14,500	16,200	17,400	.625	8 3/8-54.0	
13,240	15,330	17,420	19,510	20,910	7,000	9,600	10,200	11,500	12,100	14,000	15,900	17,800	19,100	.687	8 3/8-58.7	
14,460	16,740	19,020	21,300	22,830	7,700	10,400	11,100	12,500	13,200	15,300	17,400	19,500	20,900	.750	8 3/8-63.5	
15,650	18,120	20,590	23,070	24,710	8,300	11,300	12,100	13,600	14,300	16,600	18,800	21,100	22,600	.812	8 3/8-68.1	
16,870	19,530	22,190	24,860	26,630	8,900	12,200	13,000	14,600	15,400	17,900	20,300	22,700	23,000	.875	8 3/8-72.7	
18,060	20,910	23,760	26,620	28,520	9,600	13,000	13,900	15,600	16,500	19,100	21,700	23,000	23,000	.937	8 3/8-77.1	
19,280	22,320	25,360	28,410	30,430	10,200	13,900	14,800	16,700	17,600	20,400	23,000	23,000	23,000	1.000	8 3/8-81.5	
20,470	23,700	26,930	30,170	32,320	10,800	14,800	15,800	17,700	18,700	21,700	23,000	23,000	23,000	1.062	8 3/8-85.8	
21,680	25,110	28,530	31,960	34,240	11,500	15,700	16,700	18,800	19,800	23,000	23,000	23,000	23,000	1.125	8 3/8-90.0	
6,080	7,040	8,000	8,968	9,600	3,200	4,400	4,700	5,300	5,600	6,400	7,300	8,200	8,800	.352	9 3/8-36	
6,820	7,900	8,980	10,050	10,770	3,600	4,900	5,300	5,900	6,200	7,200	8,200	9,200	9,900	.395	9 3/8-40	
7,510	8,700	9,890	11,070	11,860	4,000	5,400	5,800	6,500	6,900	8,000	9,000	10,100	10,900	.435	9 3/8-43.5	
8,150	9,440	10,730	12,010	12,870	4,300	5,900	6,300	7,100	7,500	8,600	9,800	11,000	11,800	.472	9 3/8-47	
9,410	10,900	12,390	13,870	14,860	5,000	6,800	7,200	8,200	8,600	10,000	11,300	12,700	13,600	.545	9 3/8-53.5	
10,280	11,900	13,520	15,150	16,230	5,400	7,400	7,900	8,900	9,400	10,900	12,400	13,800	14,800	.595	9 3/8-58.4	
10,520	12,180	13,840	15,500	16,610	5,600	7,600	8,100	9,100	9,600	11,100	12,700	14,200	15,200	.609	9 3/8-59.4	
10,800	12,500	14,200	15,910	17,050	5,700	7,800	8,300	9,400	9,900	11,400	13,000	14,500	15,600	.625	9 3/8-61.1	
11,610	13,440	15,270	17,110	18,330	6,100	8,400	8,900	10,100	10,600	12,300	14,000	15,600	16,800	.672	9 3/8-64.9	
12,680	14,680	16,680	18,680	20,020	6,700	9,200	9,800	11,000	11,600	13,400	15,300	17,100	18,300	.734	9 3/8-70.3	
13,770	15,940	18,110	20,290	21,740	7,300	9,900	10,600	11,900	12,600	14,600	16,600	18,500	19,900	.797	9 3/8-75.6	
14,840	17,180	19,520	21,870	23,430	7,900	10,700	11,400	12,900	13,600	15,700	17,800	20,000	21,400	.859	9 3/8-80.8	
15,930	18,440	20,950	23,470	25,150	8,400	11,500	12,300	13,800	14,600	16,900	19,200	21,500	23,000	.922	9 3/8-86.0	
17,000	19,680	22,360	25,050	26,840	9,000	12,300	13,100	14,700	15,500	18,000	20,400	22,900	23,000	.984	9 3/8-91.0	
10,520	12,180	13,840	15,510	16,610				9,100	9,600	11,100	12,700	14,200	15,200	.625	9 3/8-62.8	
5,410	6,270	7,120	7,980		2,900	3,900	4,200	4,700	4,900	5,700	6,500	7,300		.350	10 3/4-40.5	
6,190	7,160	8,140	9,120	9,770	3,300	4,500	4,800	5,400	5,700	6,600	7,400	8,300	8,900	.400	10 3/4-45.5	
6,960	8,060	9,160	10,260	10,990	3,700	5,000	5,400	6,000	6,400	7,400	8,400	9,400	10,100	.450	10 3/4-51	
7,660	8,860	10,070	11,280	12,090	4,000	5,500	5,900	6,600	7,000	8,100	9,200	10,300	11,100	.495	10 3/4-55.5	
8,430	9,760	11,090	12,420	13,310	4,500	6,100	6,500	7,300	7,700	8,900	10,100	11,400	12,200	.545	10 3/4-60.7	
9,200	10,650	12,110	13,560	14,530	4,900	6,600	7,100	8,000	8,400	9,700	11,100	12,400	13,300	.595	10 3/4-65.7	
10,390	12,030	13,710	15,320	16,410	5,500	7,500	8,000	9,000	9,500	11,000	12,500	14,000	15,000	.672	10 3/4-73.2	
11,350	13,140	14,940	16,730	17,920	6,000	8,200	8,700	9,800	10,400	12,000	13,700	15,300	16,400	.734	10 3/4-79.2	
12,330	14,270	16,220	18,160	19,460	6,500	8,900	9,500	10,700	11,300	13,000	14,800	16,600	17,800	.797	10 3/4-85.3	
13,280	15,380	17,480	19,580	20,980	7,000	9,600	10,200	11,500	12,100	14,100	16,000	17,900	19,200	.859	10 3/4-91.2	
14,260	16,510	18,760	21,010	22,510	7,500	10,300	11,000	12,400	13,000	15,100	17,200	19,200	20,600	.922	10 3/4-97.1	
15,220	17,620	20,020	22,430	24,030	8,100	11,000	11,700	13,200	13,900	16,100	18,300	20,500	22,000	.984	10 3/4-102.9	
16,190	18,750	21,310	23,860	25,570	8,600	11,700	12,500	14,000	14,800	17,100	19,500	21,800	23,000	1.047	10 3/4-108.7	
5,310	6,140	6,980	7,820	8,380	2,800	3,800	4,100	4,600	4,900	5,600	6,400	7,100	7,700	.375	11 3/4-47	
6,150	7,130	8,100	9,070	9,720	3,300	4,400	4,700	5,300	5,600	6,500	7,400	8,300	8,900	.435	11 3/4-54	
6,920	8,010	9,100	10,200	10,920	3,700	5,000	5,300	6,000	6,300	7,300	8,300	9,300	10,000	.489	11 3/4-60	
7,560	8,750	9,940	11,130	11,930	4,000	5,500	5,800	6,500	6,900	8,000	9,100	10,200	10,900	.534	11 3/4-65	
8,230	9,530	10,840	12,140	13,000	4,500	5,900	6,300	7,100	7,500	8,700	9,900	11,100	11,900	.582	11 3/4-71	
8,740	10,120	11,510	12,890	13,810	4,900	6,300	6,700	7,600	8,000	9,300	10,500	11,800	12,600	.618	11 3/4-75	
9,280	10,750	12,210	13,680	14,660	5,300	6,700	7,100	8,000	8,500	9,800	11,200	12,500	13,400	.656	11 3/4-79	
9,780	11,320	12,860	14,410	15,440	5,700	7,100	7,500	8,500	8,900	10,400	11,800	13,200	14,100	.691	11 3/4-83	
8,150	9,430	10,720	12,010	12,870				7,100	7,400	8,600	9,800	11,000	11,800	.582	11 3/4-71.8	
5,340	6,190	7,030	7,880	8,440	2,800	3,800	4,100	4,600	4,900	5,700	6,400	7,200	7,700	.430	13 3/8-61	
5,970	6,910	7,850	8,790	9,420	3,200	4,300	4,600	5,200	5,500	6,300	7,200	8,000	8,600	.480	13 3/8-68	
6,390	7,400	8,410	9,420	10,090	3,400	4,600	4,900	5,500	5,800	6,800	7,700	8,600	9,200	.514	13 3/8-72	
6,840	7,920	9,000	10,070	10,790	3,600	4,900	5,300	5,900	6,300	7,200	8,200	9,200	9,900	.550	13 3/8-77	
7,560	8,750	9,940	11,140	11,930	4,000	5,500	5,800	6,500	6,900	8,000	9,100	10,200	10,900	.608	13 3/8-85	
	9,670			13,190	4,400	6,000	6,400			8,800			12,100	.672	13 3/8-92	
8,940	10,350	11,760	13,170	14,110	4,700	6,500	6,900	7,700	8,200	9,500	10,800	12,000	12,900	.719	13 3/8-98	
7,630	8,830	10,030	11,240	12,040	4,000	5,500	5,900	6,600	7,000	8,100	9,200	10,300	11,000	.625	13 3/8-88.2	
7,720	8,940	10,160	11,370	12,190	4,100	5,600	5,900	6,700	7,100	8,200	9,300	10,400	11,100	.650	14-	
8,310	9,630	10,940	12,250	13,130	4,400	6,000	6,400	7,200	7,600	8,800	10,000	11,200	12,000	.700	14-	
8,910	10,310	11,720	1													

CHAPTER 3

ABNORMAL PRESSURE THEORY

6

The occurrence of highly pressured formations in the earth has been well documented in the literature. This geological phenomenon has caused severe problems in various regions of the United States, Europe, Africa, the Middle East, the Far East and South America. Statistically, nearly one-half of all land wells and more than one-third of all offshore wells drilled through abnormally pressured formations experience trouble leading to great expense, pollution, of the natural environment, loss of petroleum reserves and/or loss of human life. For this reason, an understanding of the origin, detection and evaluation of abnormal pressures is important to the future of the industry.

WHAT ARE ABNORMAL PRESSURES?

By definition, abnormal pressures (or geopressures) are those pressures greater than the hydrostatic pressure of the formation fluids. Consider a layer of sediments deposited at the bottom of a sea in a fluid environment. As more and more sediments are added above this layer, the additional weight packs the grains closer together. Some of the water within the pore spaces is squeezed out by the compaction. As long as this process is not interrupted, and the subsurface water remains continuous with the sea above, the pressure within the formation is said to be hydrostatic or normal. This means that under hydrostatic conditions, the formation pressure at depth is defined by:

$$P_h = 0.052 \times \rho_n \times D$$

- where, P_h = formation hydrostatic pressure, psi
 0.052 = conversion constant, gal/in²-ft.
 ρ_n = formation fluid density, ppg
 D = formation depth, ft.

Hydrostatic pressure is then, by definition, that pressure exerted by the weight of a column of fluid. Any pressures greater than hydrostatic are abnormal pressures. Conversely, pressures less than hydrostatic are called subnormal.

The formation fluid density, symbolized by ρ_n , is generally referred to as a pressure gradient in psi/ft. The gradient can be determined by dividing the hydrostatic pressure by the depth, or simply multiplying the density in ppg by 0.052. If the formation fluid is fresh water (8.33 ppg), the normal or hydrostatic gradient (G_n) is 0.433 psi/ft.

The normal gradient in the subsurface varies widely among different geological provinces because subsurface fluids contain variable amounts of dissolved solids and gas, and are subjected to different temperatures and pressures. Under average subsurface conditions along coastal regions, the formation fluid is water containing approximately 80,000 ppm chlorides. This converts to a gradient of 0.465 psi/ft. Thus, the accepted normal gradient in the coastal regions is approximately 9.0 ppg.

Observations in other provinces indicate normal pressure gradients varying from 0.426 psi/ft to 0.460 psi/ft. Because subnormal pressures are prevalent in many of these areas, especially the older formations of "hard rock country," the average normal gradient is sometimes defined as less than that of fresh water. The most widely accepted gradient in hard rock country is 0.429 psi/ft, or 8.25 ppg.

In practice, abnormal pressures are described by a "psuedo," or false gradient. This is because the hydrostatic phenomenon is violated in overpressured environments. For comparison,

where, $P_a = 0.052 \times \rho_n \times D + p_a$
 P_a = abnormal formation pressure, psi
 p_a = pressure increment, psi

Or more simply, $P_a = G_a \times D$
 where, G_a = abnormal pressure gradient, psi/ft

Figure 3-1 compares G_a to the normal gradient (G_n). Note that the schematic shows a formation pressure which is hydrostatic to 8,000' and abnormal below. This is typical of geopressured wells. Also, note that G_a , unlike G_n , varies with the depth of the well.

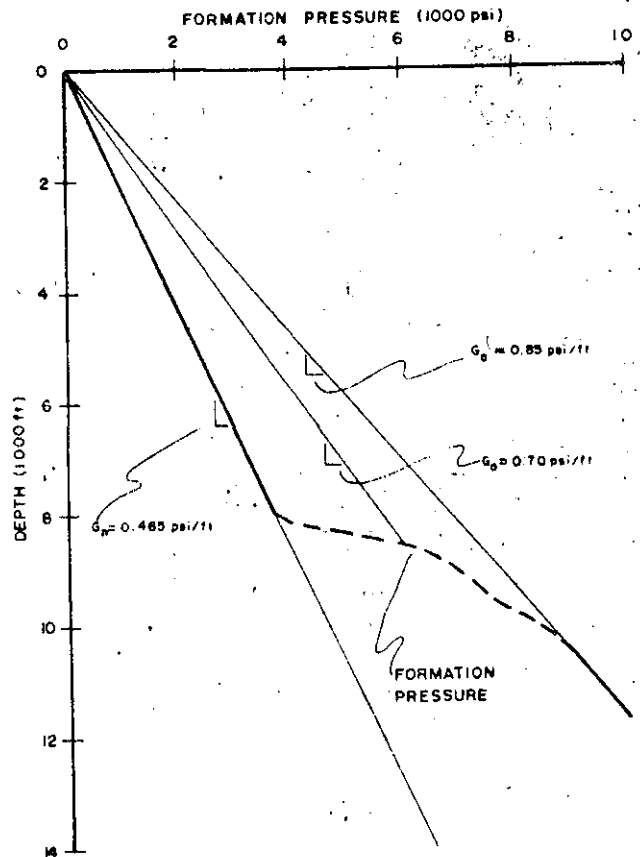


Figure 3-1
 Comparison of Normal Gradient (G_n) and Abnormal Gradient (G_a) for a Typical Gulf Coast Well

CHARGED UPPER SANDS

High pressures can occur in shallow sands if they are charged by gas from lower formations. This condition results from a poor surface casing cement job, casing leak or a blowout in a nearby well.

Upper sands can also be highly pressured if gas developments are trapped by very rapid deposition. This occurrence is isolated, but must be handled with extreme care. Several land rigs on the Texas coast have fallen into craters caused by blowouts from trapped gas.

TECTONIC MOVEMENT

In areas of significant subsurface movement, geopressed environments can be created by uplifting or faulting.

Uplifting — Formations normally compacted at great depth can be uplifted to shallower depth. Should the original pressure be retained, abnormally high pressures can result as shown in Figure 3-4. This phenomenon is not uncommon on the Gulf Coast.

The geological process which uplifts a buried formation also tends to lift or fold the overburden. It follows that the uplift can generate abnormal pressures only when accompanied by another geological process which reduces the relief between the buried rock and the surface. Piercement, plastic deformation of the overlying strata and erosion can create this effect.

The magnitude of the pressure is a function of the depth of burial and the degree of uplift. For the same uplift, higher pressures result from shallower depths of burial. The table below shows the effect of a 2,000' uplift from various depths.

Original Depth (ft)	Uplifted Depth (ft)	Original Press. (psi)	Ga (psi/ft)	Mud Wt. (ppg)
10000	8000	4650	0.58	11.2
8000	6000	3720	0.62	
6000	4000	2790	0.70	13.5
4000	2000	1860	0.93	18.0

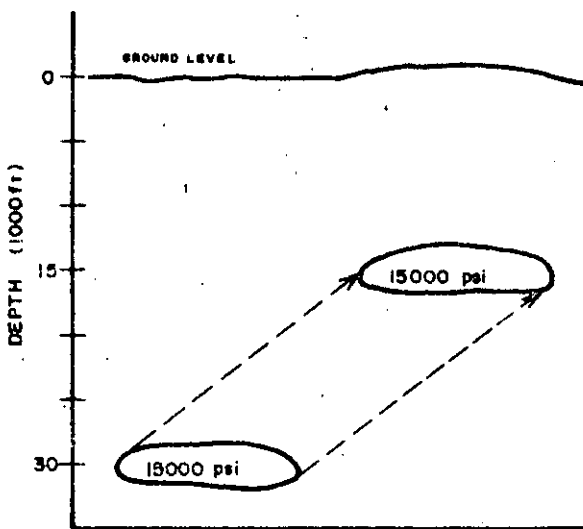


Figure 3-4

Abnormal Pressures Due to Uplifting.

The Pressure Gradient of the Formation Increases from 0.5 psi/ft to 1.0 psi/ft in the Example.

Faulting — Should subsurface movement create severe faulting, deeper fluid pressures can escape to shallower formations. The behavior becomes very similar to charged upper sands. As in charged sands, abnormal pressures will exist if the higher pressure does not dissipate to the surface.

COMPACTION

Compaction is the most common and best understood phenomenon causing abnormal pressures. As long as the sedimentary process allows the water in the pore spaces to escape to the surface with the addition of overburden, the formation pressure will remain hydrostatic. When the water is no longer allowed to be squeezed out, the sedimentary grains can not compact since water is essentially incompressible. The major support of the overburden is then transferred from the rock matrix to the fluid. The fluid pressure becomes greater than hydrostatic and geopressures result.

Geopressures along the Texas-Louisiana Gulf Coast and similar young sedimentary basins are classic examples of compaction. These pressures are the most easily identified and measured, not only for geological reasons as we will see later, but also because of the availability of data from the high drilling activity.

For simplicity, consider the analogy of a sponge saturated with water. The sponge has porosity and permeability much like that of a rock matrix. When you press down on the sponge, the water escapes as the sponge compresses. The applied pressure is mostly supported by sponge matrix. If you enclose the sponge in a rubber sheet, you prevent the water from escaping. Now, the sponge will compress only slightly because the load is transferred to the water. In this sense, the hand pressure is analogous to the overburden. A small pin hole representative of the borehole in the top of the sheet will allow the water to escape under pressure.

It is evident that the presence and effectiveness of the "seal" is the key to abnormal pressure from compaction. With this in mind, the existence and magnitude of pressures in a sedimentary environment are dependent on the following, all of which impede the flow of formation water:

- Presence of an impervious (low permeability) overlying formation** — rock salt, clay or shale deposit.
- Thickness of the impervious overlying strata.**
- Depth of burial** — the deeper the depth of burial, the greater the compaction and resistance to flow.
- Age** — the older the sediments, the greater the possibility that excess reservoir pressure will have dissipated with time through microfissures, cracks, etc. For this reason, abnormal pressures are more prevalent and severe in the younger Tertiary rocks of the Gulf Coast than the Permian, Pennsylvanian, and Mississippian rocks of West Texas.
- Faulting** — regional growth faults contribute to the origin of abnormal pressures by redistributing sediments and placing permeable zones opposite impervious zones, thus inhibiting the flow of fluids to regions of hydrostatic equilibrium.
- Absorption** — under certain conditions, adhesion of liquid or gas molecules to a surface can retard flow in compacting shales.

DETECTION OF ABNORMAL PRESSURES

There are several obvious advantages to being able to detect and measure abnormal pressures. A detailed study of local conditions prior to, during and after drilling of the well allows for

- a. More effective well programming,
- b. Maximum penetration rates with minimum density drilling mud,
- c. Safer and more economical selection of casing points,
- d. Minimum trouble due to lost circulation and kicks,
- e. Better engineered production and test equipment, and
- f. Better understanding of local geology and drilling problems.

Numerous techniques to identify and measure geopressures are available in the industry today. Basically, they can be divided chronologically in the life of a well: prior to drilling, during drilling and after drilling. Table 3-1 outlines most of the present methods of detecting and evaluating abnormal pressures.

The earlier in the life of a well that abnormally pressured formations can be recognized, the less the expense and risk. A good knowledge of the situation allows for proper planning of drilling techniques and equipment design. Unfortunately, the accuracy of detection and evaluation increases as the well is drilled deeper. The objective is then to recognize the conditions as soon as possible with as much accuracy as is feasible.

PRIOR TO DRILLING

Mud Histories and Drilling Reports — The traditional method of recognizing the presence of geopressures is to study mud histories and drilling reports from offset wells in the area. Mud weights will give a good indication

g. Osmosis — the spontaneous flow of water from a more dilute to a more concentrated solution when separated by a semi-permeable membrane (clay) can generate sufficient osmotic pressure to reduce the effective permeability of the clay bed.

The perfect seal is just like the perfect crime: it rarely exists. But as long as the water expulsion process is retarded, especially under conditions of rapid deposition, the situation can lead to abnormal pressures.

In addition to the four major causes of abnormal pressures, geologists hypothesize that certain chemical processes can lead to pressures by creating a seal or by increasing the fluid volume within the rock.

DIAGENESIS

Diagenesis is the post depositional alteration of a rock or its constituent materials by time, pressure and temperature. In sand-shale sequences, the alteration of the shales (predominantly montmorillonite in the Gulf Coast) to illites releases free water to the pore spaces. If the additional water is not allowed to escape, the pore fluid will tend to accept the overburden load. In carbonate sequences, diagenesis can create permeability barriers in the porous formations and effect a fluid seal.

THERMAL EXPANSION

Water, by nature, is more sensitive to thermal expansion than compression. In areas of high geothermal gradient like South Texas, the increase in volume of the pore fluid can cause high pressures.

THERMAL CRACKING OF HYDROCARBONS

Hydrocarbons, once generated and trapped in the subsurface, are subject to thermal cracking under temperature and pressure. It is postulated that this can lead to an increased volume in the order of two to three times the original volume.

**TABLE 3-1
DETECTION AND EVALUATION
OF ABNORMAL PRESSURES**

- I. PRIOR TO DRILLING
 - A. Mud histories and drilling reports from offset wells
 - B. Geologic correlation to similar areas
 - C. Evaluation of offset wireline logs:
 - 1. Induction (conductivity)
 - 2. Electrical (resistivity)
 - 3. Acoustical (interval transit time)
 - 4. Gamma-gamma (density)
 - 5. Neutron-gamma (porosity)
 - D. Geophysical aspects:
 - 1. Seismic data (interval transit time)
 - 2. Gravity data (bulk density)
 - E. Penetration rate/SP correlation
 - F. Periodic log runs
 - G. Paleontology
 - H. Change in size and shape of shale cuttings
 - I. Increase in fill on bottom
 - J. Increase in drag and torque
 - K. Increase in shale penetration rate
 - L. Decrease in d-exponent trend
 - M. Decrease in shale bulk density trend
 - N. Increase in flowline temperature
 - O. Increase in chloride content in mud filtrate
- II. DURING DRILLING
 - A. Kick
 - B. Presence of contaminating formation fluids
 - C. Increase in background gas and connection gas
 - D. Abnormal trip fill-up behavior
- III. AFTER DRILLING
 - A. Drill stem tests
 - B. Shut-in pressure tests
 - C. Down-hole pressure bombs
 - D. Wireline log evaluation

of both the location and magnitude of the pressures. Any problems such as kicks, lost circulation, differential sticking, etc., will be included in the mud histories. The drilling reports provide more detailed information on the mud program and problems encountered during drilling. They also list casing points, bit records and pressure test results.

Sometimes the use of mud weights to estimate formation pressure can be highly misleading. Many of the older wells were drilled with mud weights as high as 2 ppg over the formation pressure. Then too, in areas of troublesome shales (fractured, brittle or bentonitic) excessive mud weights have been used to minimize the situation.

Also, since this approach does not consider the stratigraphy, knowledge of the geology in the area is most useful. The information developed from the mud histories and drilling reports should be adjusted to allow for projected differences in elevation, faults, salt domes, etc.

Geologic Correlation — In areas where the geology is basically known, but where few or no wells have been drilled, geopressed zones can be expected if a known pressured formation will be penetrated. For example, the Frio, Vicksburg and lower Wilcox formations in South Texas are nearly always highly pressured. Special pre-

cautions must be taken in any wells designed to penetrate these formations.

Wireline Logs — The above discussed techniques provide generalized information, but the need for more accurate methods of locating these zones and determining their pressures is self-evident. Evaluation of wireline logs of offset wells is one of the most reliable methods used prior to drilling the well.

Numerous logs are available today that can be used to accomplish this purpose. Some logs are more accurate than others because they are less affected by borehole conditions. However, the various provinces tend to rely more on logs common to their area for pressure evaluation. For example, the sand-shale sequences in the Gulf Coast are best evaluated with induction-electric logs (IEL). Acoustical logs are used extensively in the carbonates of West and East Texas for porosity determination and correlation. The IEL is rarely used in West Texas because of peculiar formation characteristics.

In any case, most log interpretations are related to porosity, either directly or indirectly. Because of the unpredictability of sand porosity, the techniques are limited to clean shales. Shales have the property of compacting to a rather uniform and homogeneous structure. The pressures in the porous reservoir can be estimated from the pressures of the surrounding shales. Some study of carbonate compaction has shown promising results; but to date, no fully developed techniques have been published.

We have already seen that in a normally pressured environment, sediments compact as the increasing weight of the overburden squeezes out the connate water. Thus, we can say that the porosity (void space) decreases with depth. Under abnormal conditions, the water is not allowed to escape and the compacting process is altered. The porosity will no longer continue to decrease and in most cases will increase below the top of the geopressed zone. Figure 3-5 illustrates this point.

Experience has shown that the normal compaction trend is best illustrated by a logarithmic function and will plot as a straight line on semi-log paper. This will be pursued in detail in Chapter 7.

Hottman and Johnson first recognized that the degree of compaction could be estimated from log-derived shale resistivity. The overpressured shales are more conductive to electricity (lower resistivity), because they contain larger volumes of salt water than would a normal shale at the same depth. These factors cause a corresponding log response on the induction electric log as shown in Figure 3-6. The same response on shale resistivity can be noted on the old electrical survey (ES).

Shale resistivity or conductivity values can be plotted versus depth on semi-log paper to determine the presence of the pressured zones. Figure 3-7 shows the shale conductivity plot for a South Texas well. The formation pore pressure can be estimated from the departure of the measured values from the normal trend. This technique, as well as the remaining techniques described in this chapter, are covered in detail in Chapter 7.

The log-derived shale resistivity/conductivity method is the most popular on the Gulf Coast because of the availability of data. Unfortunately, a number of variables affecting shale resistivity (other than compaction) can

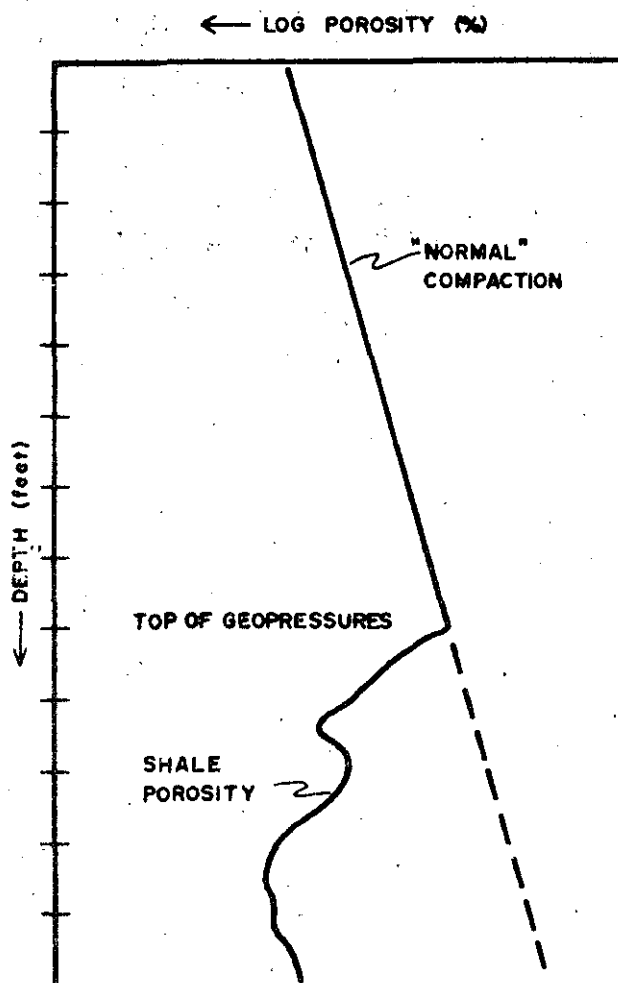


Figure 3-5
Porosity Plot of Shale Showing
"Normal" Compaction and Trend Reversal.

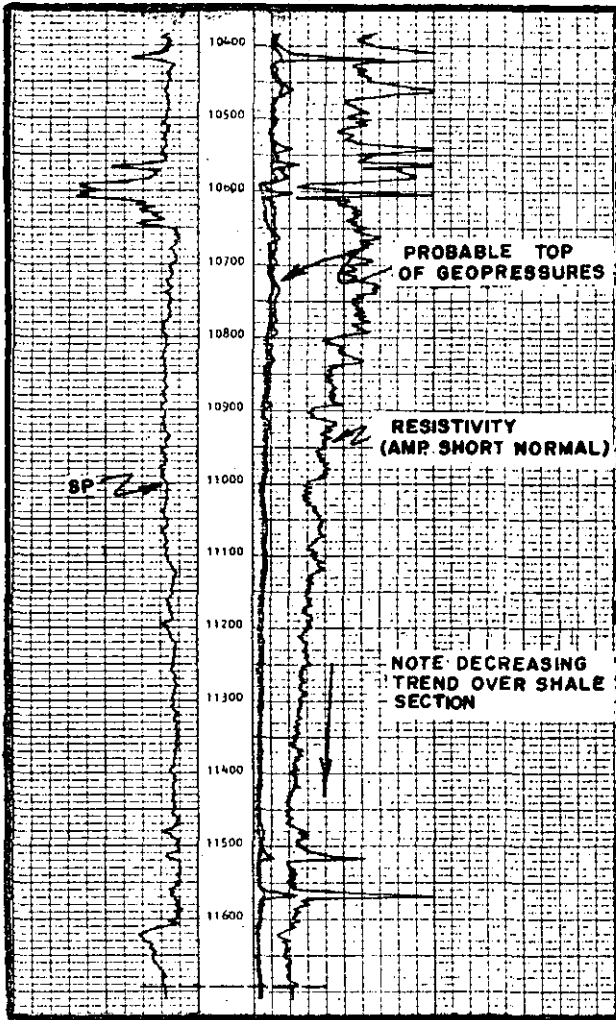


Figure 3-6
Electric Log Showing Decreasing Trend of Shale Resistivity in the Top of a Geopressured Zone.

reduce the accuracy in some instances: 1) salinity, 2) matrix material or mineralogy, 3) temperature and 4) well bore conditions (mud type, filtrate, etc.). No attempt is made to correct for these variables because of their unpredictability:

The acoustic velocity log is a porosity tool that is only slightly affected by well bore conditions. It uses a two-receiver technique to compensate for deviations and is commonly called a borehole-compensated acoustic log.

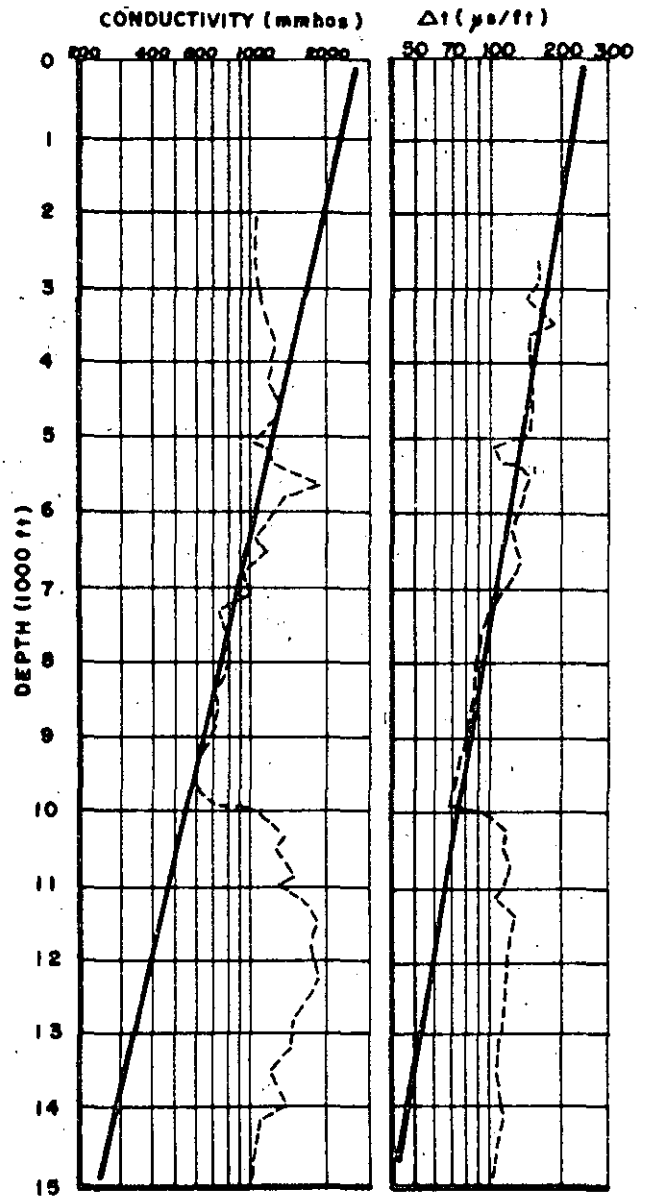
Acoustic tools measure in microseconds the time it takes for sound to travel a specified distance. Sound is transmitted through pure substances at known velocities. If the substance is not pure, the interval transit time is affected by the constituents. For example, a pure shale (0% porosity) transmits sound at approximately 16,000 fps, or 62.5 microseconds per foot. If the porosity increases from 0% to 30% and the void spaces filled with sea water, the velocity drops to 12,700 fps and the interval transit time increases to about 103 microseconds/foot.

In the normally pressured section, the shale interval transit time will follow a decreasing trend as the porosity decreases. When the top of the geopressured region is encountered, the trend will reverse. This is illustrated in Figure 3-8. Empirical relationships have been developed for estimating the pore pressure by various authors, some

of which are described in Chapter 7. Even though the acoustic log provides more accurate raw data, in many areas along the Texas-Louisiana coast the conversion method is less reliable than the induction log because of lack of available acoustic logs.

A less common log, the density log (or gamma-gamma), measures the bulk density of the formations in place. Although designed to estimate porosity and lithology for formation evaluation, the density log provides an excellent correlation to the normal/abnormal compaction of shales.

A gamma ray source irradiates the formation with gamma rays. These rays react with the electrons surrounding the borehole and are back-scattered. A detector in the tool records the intensity of the back-scattered rays which varies with the bulk density of the rocks surrounding the borehole. The readings should be compensated to reflect hole size irregularities and mud cake thickness greater than 1/4".



Figures 3-7 and 3-8
Shale Conductivity and Interval Transit Time Plots for a Geopressured South Texas Well.

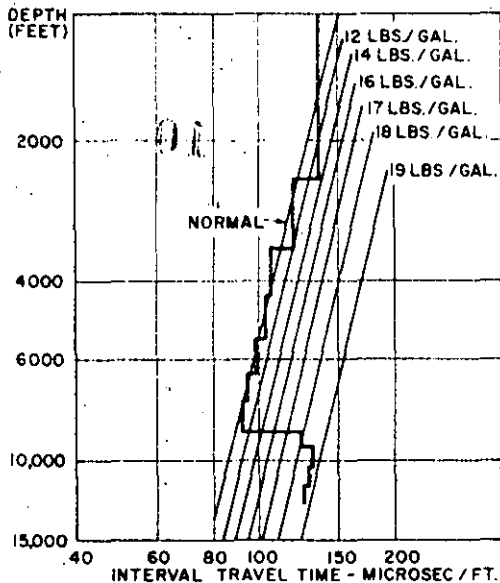


Figure 3-9
Evaluation of Abnormal Pressure from Seismic Data
(After Pennebaker)

Another radioactive log, the neutron-gamma curve, measures and records the gamma rays of capture arriving at a detector for use in estimating porosity. Principally used for correlation, lithology determination, and gas/liquid differentiation, the neutron-gamma log, by way of its ability to estimate porosity, can be used to study shale compaction and determine the top of geopressures. Although it correlates well with the short normal resistivity curve, it is not used extensively for geopressure determination, because it is influenced appreciably by borehole conditions and cannot distinguish between a change in fluid density and equivalent change in matrix porosity.

Geophysical Aspects — One of the most remarkable techniques to evaluate abnormally pressured zones was proposed by Pennebaker in 1968. He noted that the recent advances in seismic data acquisition, processing and interpretation made it possible to predict and evaluate abnormally pressured zones before the well is drilled.

Seismic data can be converted, by use of any of a variety of sophisticated computer techniques, to interval transit time. The resulting data is very similar to that from an acoustic log. After velocity analyses have been satisfactorily constructed and interpreted, the interval velocities can be calibrated into pore pressure gradients or mud weight equivalents.

Pennebaker's original calibration curve (shown as an overlay technique in Figure 3-9) is fairly reliable for Gulf Coast type geological sections. An alternate method of calibration is Hottman and Johnson's acoustic travel time-pressure plot in Figure 3-10. Although this empirical plot was designed for acoustic logs, it generally works quite well for seismically derived velocities.

Because one of the physical characteristics of an abnormally pressured shale is its abnormally low density as compared to the normally pressured section, a gravity survey is often used to detect such zones. Although limited by its inability to distinguish between shale and salt masses, other geophysical methods such as seismic refraction permit differentiation.

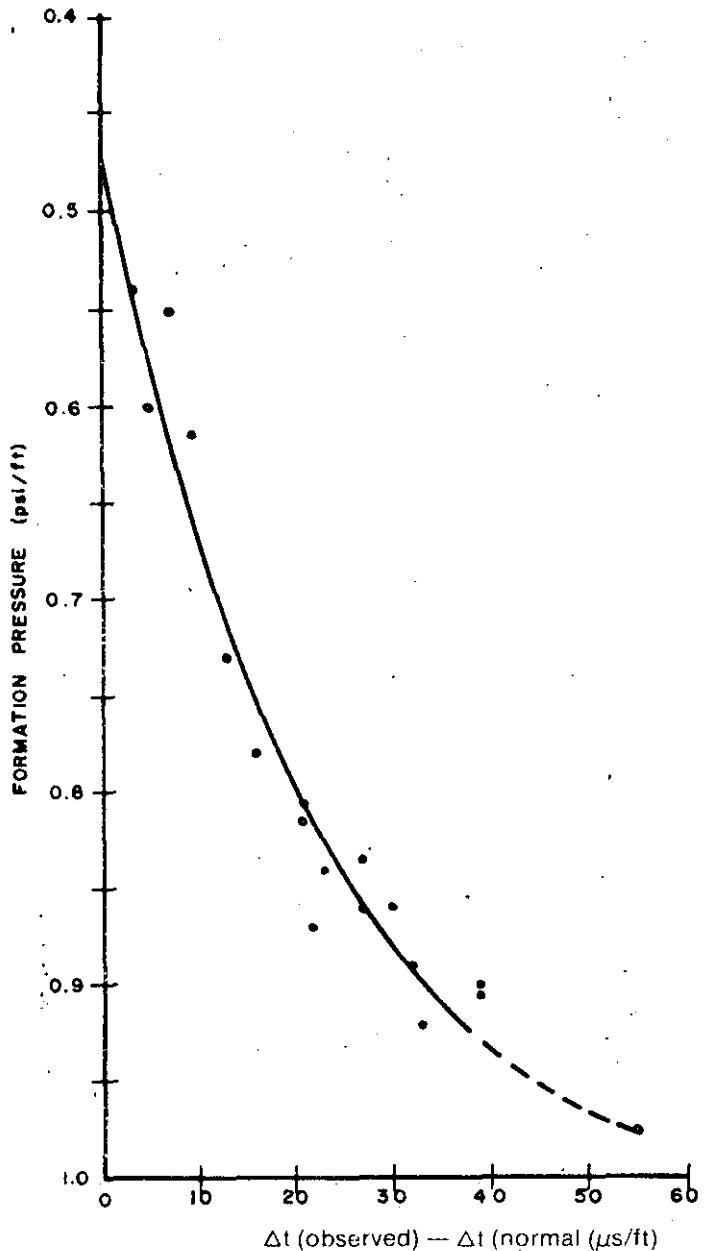


Figure 3-10
Correlation Curve for Formation Pressure from
Acoustic Properties of Shale
(After Hottman and Johnson)

Very little information concerning the gravimetric effects of abnormally pressured shales has appeared in the literature. However, it has been determined that the interpretation of gravity data is quite ambiguous and additional geophysical and geological information must be used in conjunction with gravity. Promising techniques are presently being developed to calibrate gravity data with other available methods.

The value of geophysical data is self-evident. Unfortunately, few companies are willing to share their experiences regarding the geophysical aspects of abnormal pressures because of its value to oil prospecting and lease acquisition. Until then, its full usefulness will be limited.

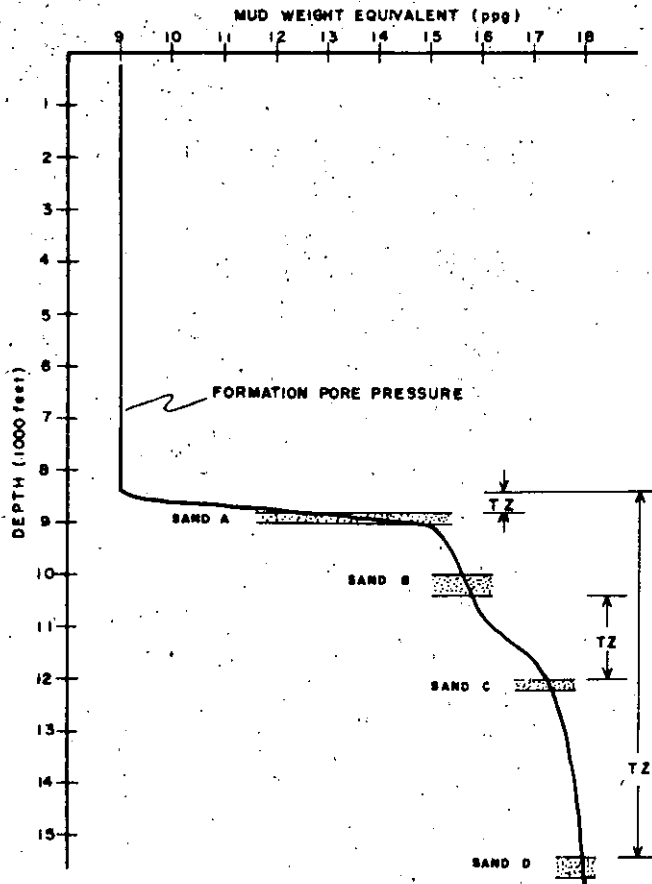


Figure 3-11
Three Different Transition Zones

DURING DRILLING

The term "transition zone" is important to the study of geopressured drilling. The transition zone can be

1. The interval from the top of geopressures to the top of the first permeable sand in the geopressured section;
2. Any rapid pressure increase in an impermeable (usually shale) section; or
3. The interval from the top of geopressures to the depth where the maximum pore pressure is encountered in the well.

These are illustrated in Figure 3-11.

The initial transition zone is traditionally the casing seat for intermediate or protective casing for two reasons. First, the pore pressure in the first permeable sand in the geopressured section is usually higher than the fracture gradient at the surface casing shoe. Drilling into this sand will probably lead to breaking down of an upper formation before the well is eventually controlled. Secondly, as we will see later, the fracture gradient increases with both depth and pore pressure. The deeper protective casing is set, the less the risk of fracturing the protective casing seat after it is set.

Any rapid pressure increase in an impermeable section can create problems if insufficient mud weight is carried into the next sand. The resulting "kick" is not only expensive to control, but also invites blowout conditions.

The maximum pore pressure encountered in the well is important because it determines minimum casing require-

ments. The fracture gradient/pore pressure profiles, which will be discussed in detail later, determine the casing seats and casing sizes.

The most critical of the three types of transition zones is the initial one because of the risks involved: weak upper formations, long interval of open hole, differential sticking problems, etc. In the following discussions of detecting abnormal pressures while drilling, we will stress the initial transition zone with lesser emphasis on the remaining two. You will note that all of the methods are related, either directly or indirectly, to differential pressure. The mechanics of some of the various techniques are covered in Chapter 7.

Kick — A kick is defined as any unwanted entry of formation fluids into the wellbore in sufficient quantity to require shutting the well in. Kick conditions exist when there is insufficient hydrostatic head to control subsurface pressures in permeable formations. Although lost circulation, swabbing and failure to fill the hole on a trip can also create this condition, we are specifically interested in this chapter in carrying sufficient mud weight to prevent a kick from occurring.

Actually, taking a kick was one of the first methods used to find the initial transition zone. A relatively low mud weight, in the neighborhood of 11.0-12.5 ppg, was carried until the first pressured sand was penetrated. After the kick was controlled, the formation pressure was calculated and protective casing set.

This technique has very apparent limitations. Although it is still used inadvertently when other indicators are masked, it is not recommended. Other techniques, although not as spectacular, are preferred.

Presence of Contaminating Formation Fluids — An obvious offshoot of the kick method, the presence of oil, gas or salt water, can also indicate insufficient mud weight. This too, can be masked by the other variables that can reduce the hydrostatic head. Indicators of this condition are an increase in gas cutting of mud, formation oil in the mud and chlorides in the mud filtrate.

Increase in Background and Connection Gas. Gas detector equipment used to assist in rating shows on standard mud logging units have proved successful as indicators of high pressured intervals. The hot wire unit measures the percent of gas in the mud system. This gas is in the form of background gas, connection gas or show gas. Background gas is usually that gas that is entrained in shale formations, and as such, is sometimes called shale gas. The shale gas enters the mud system as the shale is drilled by the bit. If a differential pressure is created on bottom by a combination of low density mud and higher formation pressure, small amounts of gas will enter the wellbore and increase the amount of background gas in the mud.

Background gas normally increases gradually in the transition zone. Connection gas, however, is more concentrated. If the hydrostatic mud column is only slightly above the formation pressure, the piston effect created by upward movement of the pipe while making a connection can swab the well in.

Abnormal Trip Fill-Up Behavior — It is always good drilling practice to keep the hole full while pulling out of the hole for a trip. If the height of the fluid in the annulus is not sufficiently maintained, the hydrostatic head could become low enough to allow entry of formation fluids

into the wellbore. The swabbing effect also aggravates this condition. Mud must be pumped into the annulus to compensate for the removed volume of steel. Automatic recorders or small, calibrated fill tanks are used to periodically check the amount of mud pumped. If the volume of mud is appreciably less than the volume of steel removed, the well can be flowing. This situation is caused by insufficient mud weight or swabbing. In either case, corrective action must be taken immediately.

Penetration Rate/SP Correlation — A plot of penetration rate (mpf or fph) provides an excellent correlation to the SP curve from the electric wireline log of an offset well. In complex lithology, the penetration rate curve can still be used to locate significant lithological changes.

Periodic Log Runs — Periodic wireline logs are the most effective, but unfortunately, one of the most expensive techniques to detect transition zones while drilling. The logs can be used to correlate with offset wells and to determine formation pore pressures using techniques described earlier in this chapter and in Chapter 7.

One of the most useful bits of information while drilling is to know exactly where you are stratigraphically at all times, especially if the area is faulted. In developmental drilling, it is common to set protective casing in a particular formation, such as "150 ft. below the 'F' sand." Logs are generally run after drilling some 50' to 100' below what appears to be the top of the transition zone and any time thereafter as warranted by drilling conditions. Care must be taken in correlating logs from directional wells as the logs are based on measured depth.

Paleontology — Paleontology, or the study of fossils, is an accurate method to determine stratigraphic location in areas where applicable, such as the Texas-Louisiana Gulf Coast. Certain fossils (Jeffersonian Davisi in Off-shore Texas, for example) will appear in the top of the transition zone or in other formations to confirm the stratigraphic location.

Change in Size and Shape of Shale Cuttings — Shale cuttings from the transition zone are generally larger than those from the normally pressured zone. The edges are sharp and angular, while normally pressured shale cuttings are small with rounded edges and are generally flat. Figures 3-12 and 3-13 compare the cuttings.

The size and shape of the shale cuttings depend on several variables, including:

- Mineralogical, chemical and physical properties
- Type of mud system
- Circulation rate
- Hole geometry
- Down-hole agitation
- Bit type

Increase in Fill on Bottom — The shale cuttings spalling off the walls of the hole tend to load the hole. Unless the hydraulics of the mud system are altered, these cuttings fall to the bottom. In some cases, the cuttings will close around the drill collar and bit requiring "pumping the kelly" out of the hole to free the drill string.

Increase in Drag and Torque — The increase in the size and amount of cuttings coming into the wellbore can correspondingly increase drill string torque (while rotating) and drag (while making a connection or tripping). It is difficult to distinguish the situation in deviated holes or when drilling from floating vessels.

Increase in Shale Penetration Rate — Various studies in the industry have indicated a definite relationship between penetration rate and differential pressure (bottom hole pressure difference between the mud column and formation). They showed that penetration rate decreases as the differential pressure increases and vice versa.

An interesting part of this concept is that under *constant* drilling conditions in the normally pressured section, the differential pressure increases with depth. A one ppg overbalance at 5,000' equals 260 psi; at 10,000, a one ppg

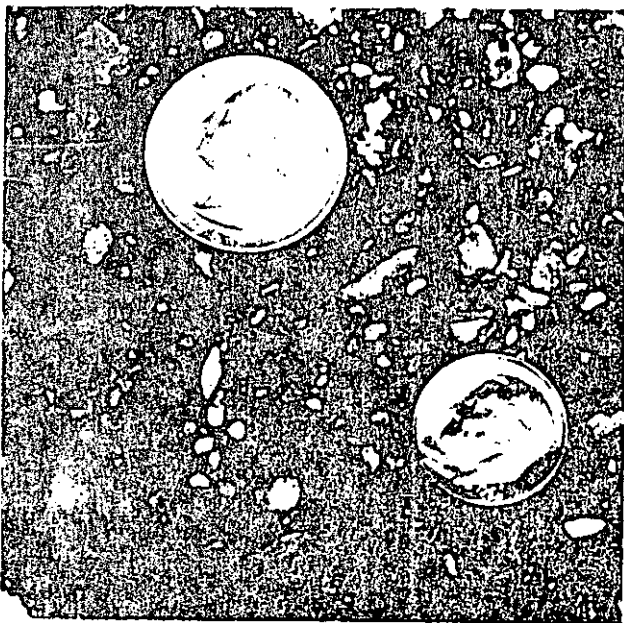


Figure 3-12
Shale Cuttings from Zones of Equalized Pressure

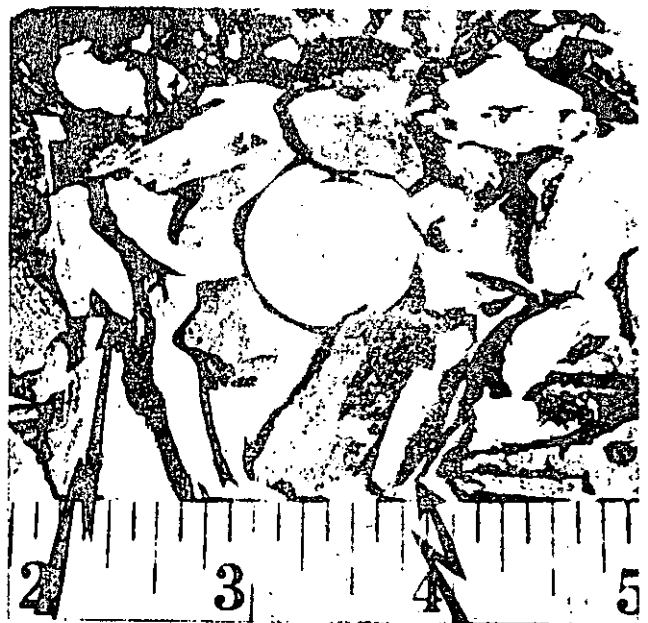


Figure 3-13
Transition Zone Shale Sample

overbalance equals 520 psi. This causes a corresponding decrease in penetration rate in the shales that follow a definite trend in the normal section. The ever-decreasing trend reverses as overpressures are encountered, thus permitting detection of the transition zone.

This particular technique has been used successfully in many areas over preselected intervals beginning immediately above the expected top of geopressures. Care must be taken to maintain constant variables (rotary speed, weight on bit, mud weight, hydraulics, etc.) to prevent masking the indicator. Bit dulling near the end of a bit run can also mask the transition zone, so a sharp bit should be run as close as possible to the top of expected geopressures. A comparison is shown in Figure 3-14.

Decrease in d-Exponent Trend — Unfortunately, it is often impractical to maintain constant drilling variables to use penetration rate as an indication of geopressures. The d-exponent was introduced by Jordan and Shirley in 1966 to consider the more significant drilling variables by "normalizing" the penetration rate. Although originally developed for the Louisiana Gulf Coast, the technique has gained popularity in other areas, including hard rock drilling.

The d-exponent is derived from the fundamental drilling equation relating penetration rate to weight on bit, rotary speed, bit size and formation drillability:

$$P = K \left(\frac{W}{D} \right)^d N^e$$

where, P = penetration rate, fph
 K = formation drillability
 W = weight on bit, lbs.
 D = bit diameter, in.
 N = rotary speed, rpm
 d = weight on bit exponent
 e = rotary speed exponent

There are other variables that affect penetration rate such as hydraulics, bit type, Reynolds number, etc., but inclusion of these sometimes ill-defined values only serve to complicate the solution. Jordan and Shirley simplified the equation even further by assuming that (1) the drillability is relatively constant ($K = .1$) and (2) the rotary speed varies linearly with penetration rate ($e = 1$). These assumptions appear valid on the Gulf Coast (especially in long shale sections) and over selected intervals in most other areas. They tend to lose validity as the geology becomes more complex.

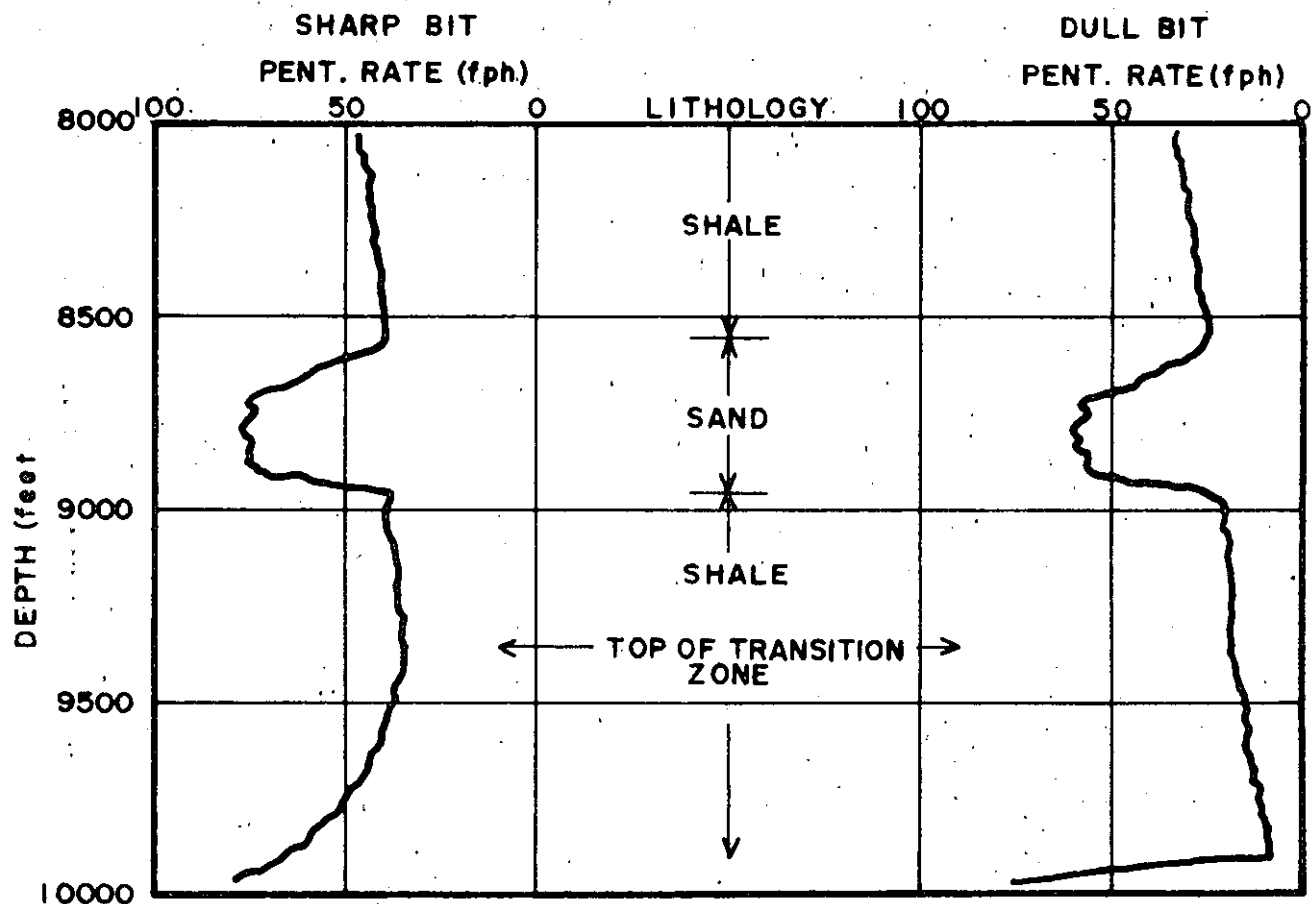


Figure 3-14
 Comparison of Sharp Bit and Dull Bit Penetration Rates
 in the Top of the Transition Zone. Note How the
 Dull Bit Masked Transition Zone.

After manipulation for units conversion, the Jordan and Shirley solution for the d-exponent becomes

$$d = \frac{\log\left(\frac{P}{60N}\right)}{\log\left(\frac{12W}{10^6 D}\right)}$$

A further operation to simplify the logarithmic calculation produces the more usable equation

$$d = \frac{\log\left(\frac{60N}{P}\right)}{\log\left(\frac{10^6 D}{12W}\right)}$$

A term called the "corrected d-exponent" (or d_c) can be used to modify the d value to give a better pictorial presentation and to allow for reasonably accurate pore pressure prediction. See Figure 3-15. The modification incorporates the normal fluid gradient and the actual mud weight. The d_c exponent is calculated from

$$d_c = \frac{\text{normal gradient (ppg)}}{\text{actual mud weight (ppg)}} \times d$$

Normal gradient for the Gulf Coast is 9.0 ppg; in hard rock country it is approximately 8.25 ppg.

Nomographic calculations and interpretation of d- and d_c -exponents are covered in detail in Chapter 7.

Decreases in Shale Bulk Density Trend — Several authors have devised methods to measure the bulk density of shale cuttings at wellsite. The plot of shale density versus depth is similar to that derived from the density log and, as such, is closely related to porosity. The general method works quite well in certain areas, but does not apply universally. Overlays and correlation techniques, of which the work by Boatman is the most popular, have been used successfully to predict required mud weights. This is discussed in detail in Chapter 7.

Increase in Flowline Temperature — Fluids within the transition zone are immobile and under greater pressures and as such, can have above-normal temperatures. As a result, the formation gains heat that is transferred to the mud during drilling operations. A change in flowline temperature of 2° to 6°F can indicate the presence of a transition zone.

Unfortunately, this indicator has many pitfalls and should not be relied on exclusively, since flowline temperature is a function of

- Circulation rate
- Time elapsed since trip
- Mass of metal in drill string
- Volume of mud
- Type of mud
- Heat transfer variables

Increase in Chloride Content of Mud Filtrate — When formations containing abnormal amounts of salt water are penetrated, a check on the mud filtrate can indicate an increase in the chloride ion. The high chloride content of abnormally pressured shales can indicate presence of geopressures. This indicator is valid, but is difficult to establish unless there is close control over the mud properties and analysis. Routine mud checks usually do not show the subtle changes in chloride content of the filtrate caused by formation fluids.

AFTER DRILLING

There are a variety of methods, both direct and indirect, that can be used to confirm formation pressures after the well has been drilled. Some of the more common techniques are discussed below.

Drill Stem Tests — A drill stem test is run to obtain accurate information about the producing capabilities of a potential reservoir. The principal objectives of the test are to determine the types of fluids, the potential rate of production and the subsurface pressures.

The drill stem test derives its name from the fact that the drill string is used as a conduit to bring formation fluids to the surface. The zone of interest is isolated by the use of single packers if the zone is at the bottom of the hole, or by tandem packers if up the hole.

The subsurface pressure, which is of interest in this chapter, is automatically recorded during the course of the test. An interpretation of the pressure records is beyond the scope of this book; however, let it suffice to say that an accurate measurement of the formation pressure can be obtained.

Shut-in Pressure Tests — Shut-in pressure tests are run on completed wells throughout their life, although tests on the relatively virgin state of the reservoir are preferred. Mathematical techniques, some sophisticated and others simply depending on the nature of the reservoir fluid and producing formation, are used to convert shut-in pressure tests to approximate formation bottom hole pressure.

Down-Hole Pressure Bombs — A variety of instruments are available to measure formation pressure directly under bottom-hole conditions. These bombs are usually run with wireline equipment.

Wireline Log Evaluation — Logs run on the well after reaching total depth can be evaluated as the offset logs were to estimate formation pressure and pick the geopressured zones. This type of information is in turn useful in planning subsequent wells.

FRACTURE GRADIENTS

The importance of carrying sufficient mud weight to prevent blowouts is self-evident. But it is equally important that the same precautions be given to excessive mud weights that would induce or extend fractures in some of the shallower or weaker formations. Loss of whole mud to the formation, aside from being quite expensive, reduces the hydrostatic head of the mud and invites blowout conditions.

Minimum fracture pressures dictate the maximum mud weights that can be safely carried without casing off the weaker zones. This knowledge, coupled with the expected pore pressure, can be used to select optimum casing and mud programs.

Formation fracture pressure, by definition, is that pressure necessary to overcome the formation pore pressure and the strength of the rock matrix. Logically, those fractures should occur along planes normal to the least principal stress. It has been postulated that vertical fractures are formed in regions characterized by active normal faulting. This is particularly interesting since to create a horizontal fracture, the overburden pressure must be exceeded.

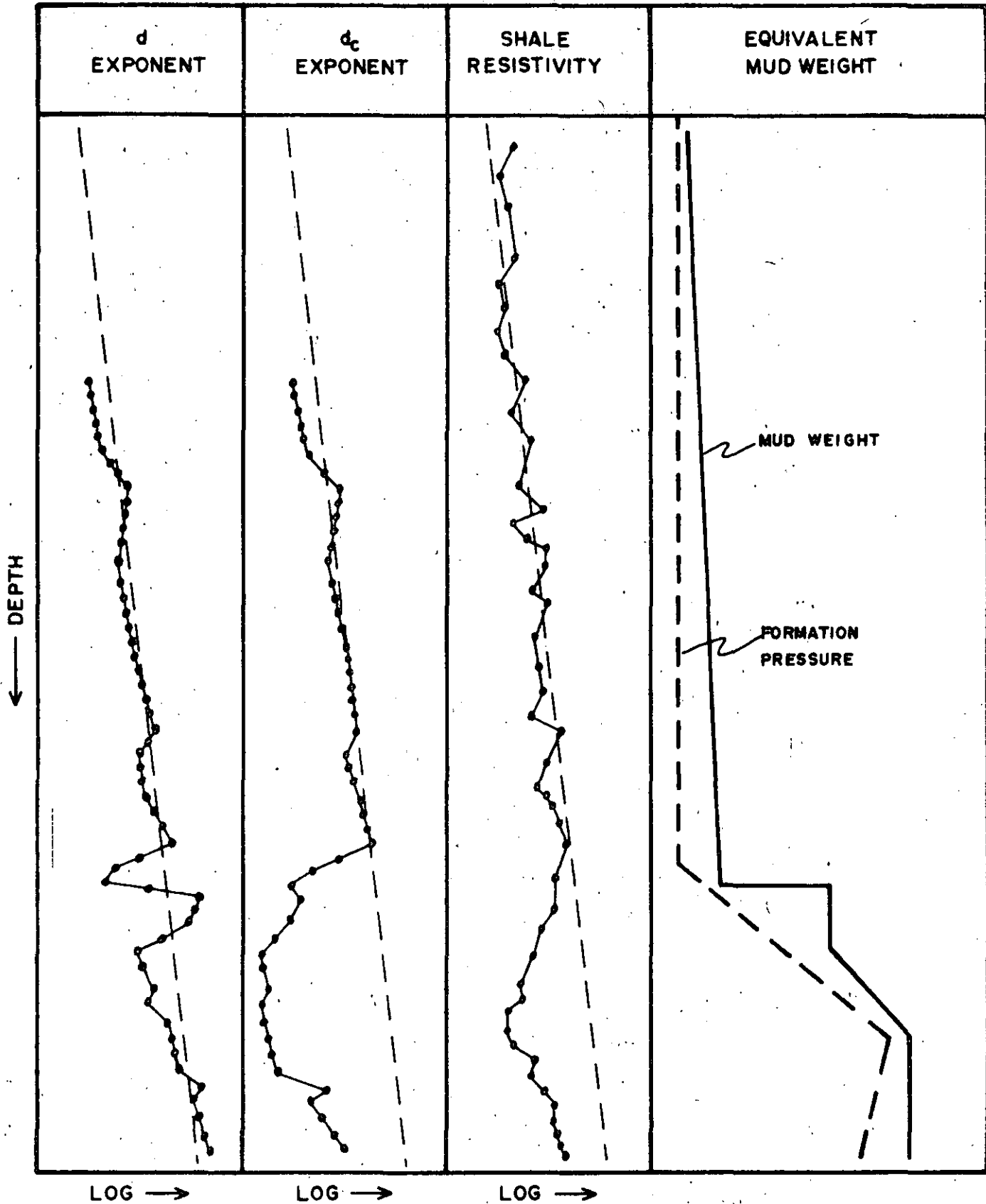


Figure 3-15
 Comparison among d- and d_c- Exponents and Shale
 Resistivity in Relation to Formation
 Pressure and Actual Mud Weight.

Since the majority of fracturing operations in oilfield provinces require pressures less than the overburden, it follows that the fractures should be vertical. The controlling stress, therefore, is in the horizontal direction.

Consider a hypothetical subsurface rock under a state of stress described in Figure 3-16. The stress due to the weight of the overburden (S) is supported by both the fluid within the pore space and the rock frame. The resultant vertical stress is described by the algebraic difference between the overburden pressure and the pore pressure (p).

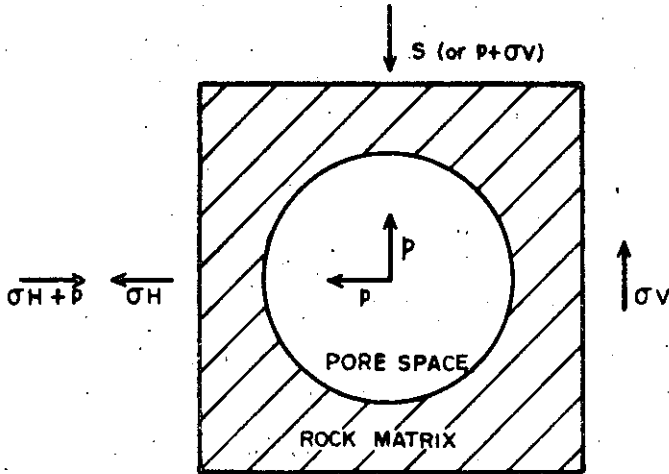


Figure 3-16
Hypothetical Subsurface Rock Under Stress

Mathematically,

$$\phi_v = S - p \text{ (psi)}$$

The least principal stress, ϕ_h , has been the subject of many articles in the literature. Hubbert and Willis presented the first approximation of ϕ_h in 1957. They estimated the horizontal stress to be between one-third and one-half the vertical stress. The range describes the minimum pressure required to 1) extend a fracture, and 2) induce a fracture. Mathematically, then,

$$\frac{1}{3}\phi_v \leq \phi_h \leq \frac{1}{2}\phi_v$$

$$\text{or, } \frac{1}{3}(S-p) \leq \phi_h \leq \frac{1}{2}(S-p)$$

Remembering that the fracture pressure must also exceed the pore pressure, then

$$P_f = p + \frac{1}{3}(S-p) \quad \text{(to extend)}$$

$$\text{and } P_f = p + \frac{1}{2}(S-p) \quad \text{(to induce)}$$

where,

P_f = fracture gradient pressure, psi

Expressed in terms of gradients for easy comparison to mud weight equivalent, and incorporating the overburden approximation of 1 psi/ft, the Hubert and Willis equations become

$$\frac{P_f}{D} = \frac{1}{3}\left(1 + \frac{2p}{D}\right) \quad \text{(to extend)}$$

$$\text{and } \frac{P_f}{D} = \frac{1}{2}\left(1 + \frac{p}{D}\right) \quad \text{(to induce)}$$

Under normal hydrostatic conditions on the Gulf Coast where $p/D = 0.465$ psi/ft, the Hubbert and Willis range is,

$$0.643 \leq \frac{P_f}{D} \leq 0.732 \quad \text{(psi/ft)}$$

$$\text{or, } 12.4 \leq \frac{P_f}{D} \leq 14.1 \quad \text{(ppg)}$$

In the geopressed section, the fracture gradient increases with the increase in pore pressure. A nomographic solution to the equations as a function of pore pressure is shown in the Appendix.

Although not specified directly, some authorities credit Hubbert and Willis with using Hooke's law to relate the horizontal and vertical stresses by,

$$\phi_h = \left(\frac{\mu}{1-\mu}\right) \phi_v$$

where, μ = Poisson's ratio for rocks

Poisson's ratio, simply the ratio of tangential strain to longitudinal strain, can be measured in the laboratory and converted to a stress ratio. The Hubbert and Willis approximation indicates a Poisson's ratio range of 0.25 to 0.33. This agrees favorably with most laboratory studies on reservoir rocks under ambient conditions, but more recent studies have shown a marked effect of temperature and pressure on the ratio.

It is interesting to note that the fracture gradient equation is a function of pore pressure, overburden gradient and a stress ratio. The pore pressure is a fixed value (depending on the accuracy of the estimate), but the remaining variables are somewhat undefined. Most of the major subsequent studies have evaluated the overburden and stress ratio relationships with field data to arrive at improved prediction techniques.

Field data was acquired by actually fracturing old wells and nonproductive wells during abandonment, by correlation of stimulation and cementing information, and by maximum mud weights carried in uncased intervals. Basically, the fracture gradient at a given depth can be determined by pressuring up on a column of fluid until breakdown occurs and substituting the information into

$$P_f = \rho_n + \frac{P_s}{0.052 \times D} \quad \text{(ppg)}$$

where, ρ_n = equivalent density of column of fluid, ppg

P_s = surface pressure required to fracture formation, psi

D = depth, feet

The tests substantiated the Hubbert and Willis range in hard rock country, but proved it too conservative at depths in relatively tectonically relaxed provinces like the Gulf Coast. Remember that the original work is not even a function of depth.

The first major work proposing a prediction technique that included a depth relationship was presented by Matthews and Kelly in 1967. They, too, assumed an average overburden of 1 psi/ft, but replaced the Poisson's ratio by a "matrix stress coefficient," K_i , that was determined from empirical data. This transformed the classic

Hubbert and Willis equation to

$$\frac{P_f}{D} = \frac{p}{D} + Ki(1 - \frac{p}{D})$$

The Matthews and Kelly work demonstrated two important points. First, the matrix stress coefficient (or essentially, Poisson's ratio), increases with depth unlike the Hubbert and Willis values. Second, South Texas formations support greater pressures than South Louisiana formations at the same depth. Both of these points are illustrated in Figures 3-17 and 3-18. Working curves using the technique are available in the Appendix.

Although the Matthews and Kelly technique has worked quite well and is still widely used, studies by Pennebaker (1968) and Eaton (1969), provide solutions that appear to be more representative of actual conditions. Fracture gradients using Matthews and Kelly are generally too conservative below 14,000 feet.

Pennebaker's work is indeed unique. He studied a series

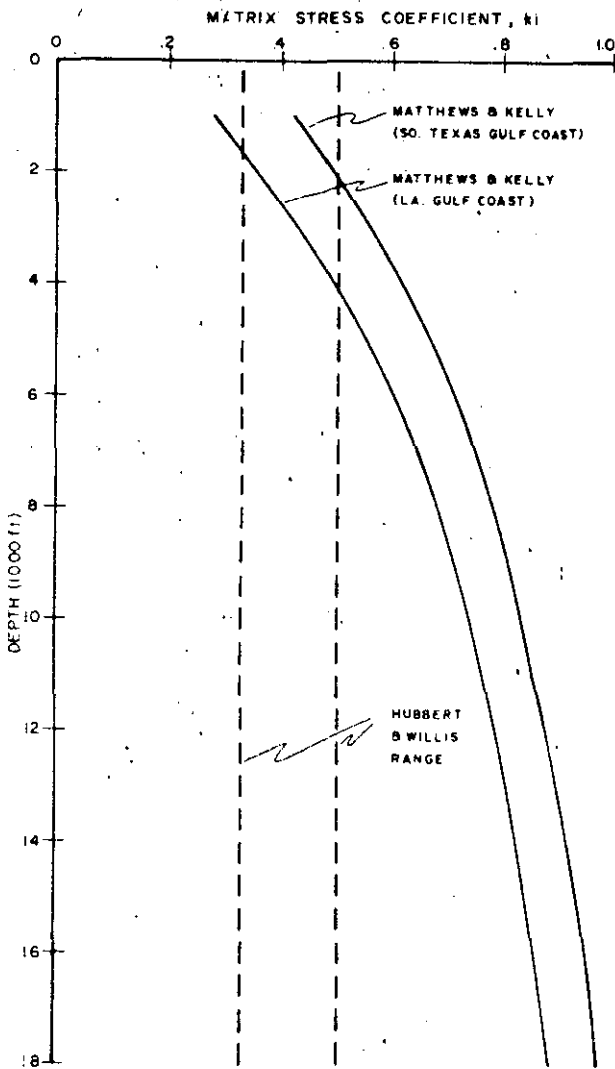


Figure 3-17
Matrix Stress Coefficients for Gulf Coast Wells

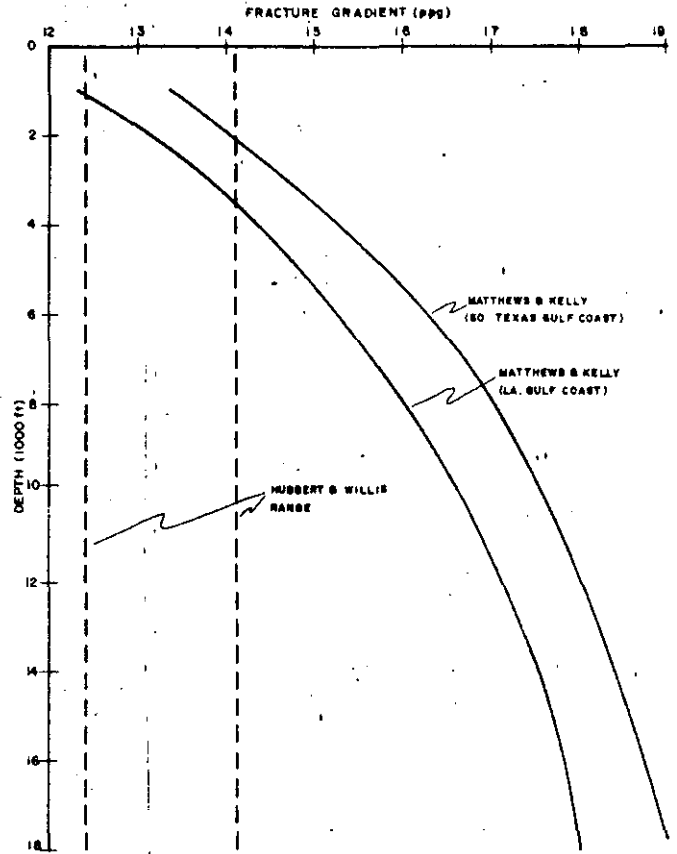


Figure 3-18
Comparison among Fracture Gradients for Normally Pressured Gulf Coast Formation.

of wells in South Texas using seismic data to predict abnormal pressures and fracture gradients. Following Hubbert and Willis' lead, Pennebaker also used a correlation variable based on Poisson's ratio which he called "the ratio of horizontal stress to vertical stress." His stress curve is remarkably similar to Matthews' and Kelly's matrix stress curve for South Texas.

Pennebaker recognized that stress ratio can vary not only with depth, but also with geologic age or location as reported by Matthews and Kelly. However, he felt that the overburden gradient, which in itself is influenced by the geologic age, is the controlling factor. To arrive at an empirical solution for fracture gradient prediction, Pennebaker assumed the stress ratio curve to be the same for all areas and varied the overburden curves to fit local conditions.

The proper overburden curve is selected from Figure 3-19 by plotting interval transit time (calculated from seismic velocity data) versus depth on logarithmic coordinates. Pennebaker set up an arbitrary reference point based on the depth that the normal trend line crossed 100 microseconds/foot. Since interval transit time is roughly proportional to bulk density and degree of compaction, correlations can be made with geologic time. The position of normal compaction lines as related to geologic age of the Gulf Coast sediments is shown in Figure 3-20.

It is interesting to note that formations closest to the coastline have the highest interval transit times and cross

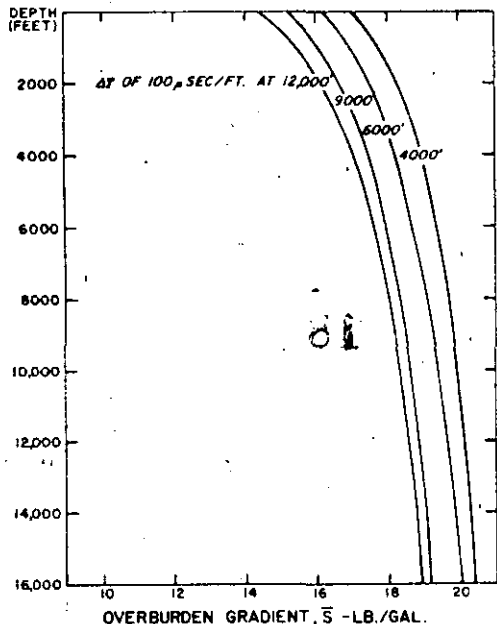


Figure 3-19
Various Overburden Curves Used to Calculate Fracture-Gradients from Seismic or Acoustic Velocity Data.
 (After Pennebaker)

the 100 microsecond line at deeper depths. This is as expected, since the younger sediments toward the coast-line are less compacted, have higher interval transit times and lower overburden gradients than those further inland.

The Pennebaker technique is quite good because it localizes fracture gradient prediction. Unfortunately, seismic data are not readily available. For this reason, the curves are not used extensively.

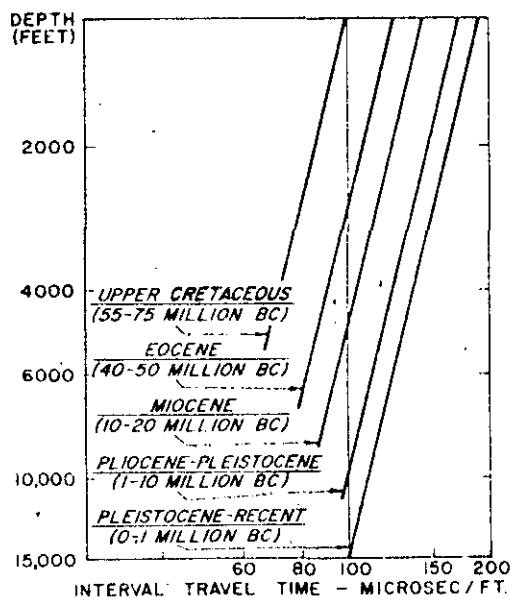


Figure 3-20
Relative Position of Normal Compaction Lines from Seismic or Acoustic Data.
 (After Pennebaker)

Eaton published data in his paper for an overburden curve for Gulf Coast sediments from measured bulk densities. He then back calculated to a Poisson's ratio relationship from empirical data to evaluate the Hubbert and Willis equation.

Eaton's curve (shown in the Appendix), is very applicable to offshore drilling, but tends to be too stringent in other Gulf Coast areas, especially South Texas. This is not serious since it allows for an automatic safety margin in inland provinces.

Eaton also showed how similar curves could be established in other areas, even the relatively unpredictable regions of hard rock country. Recent studies using the technique have substantiated this by comparison to empirical fracture gradient tables published by Gibbs (1966) on West Texas, and Rhem (1969), on Wyoming which appear in the Appendix.

Figure 3-21 compares several of the techniques for a typical geopressured well. Note the effect of depth and pore pressure on the predicted fracture gradients from the various techniques.

PRESSURE PROFILES

The most effective method to plan a geopressured well and determine the well control situation while drilling is to construct a pressure profile. The profile compares the relationships among the formation pressure, fracture gradient and actual mud weight at depth.

In the planning stages of the well, the expected formation pressure is first determined by any of the several methods described in this section. The immediate result is a knowledge of the required mud weights in various

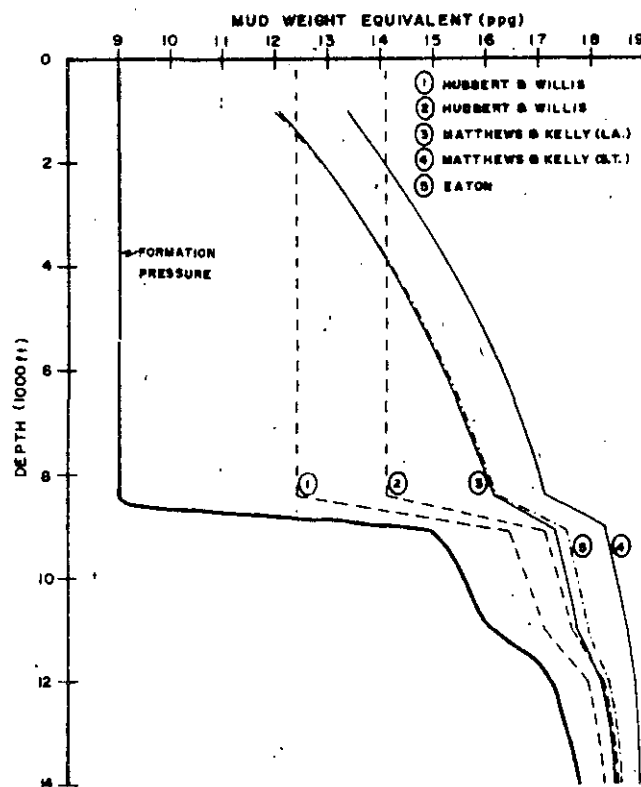


Figure 3-21
Comparison of Several Fracture Gradient Prediction Curves for a Typical Geopressured Well.

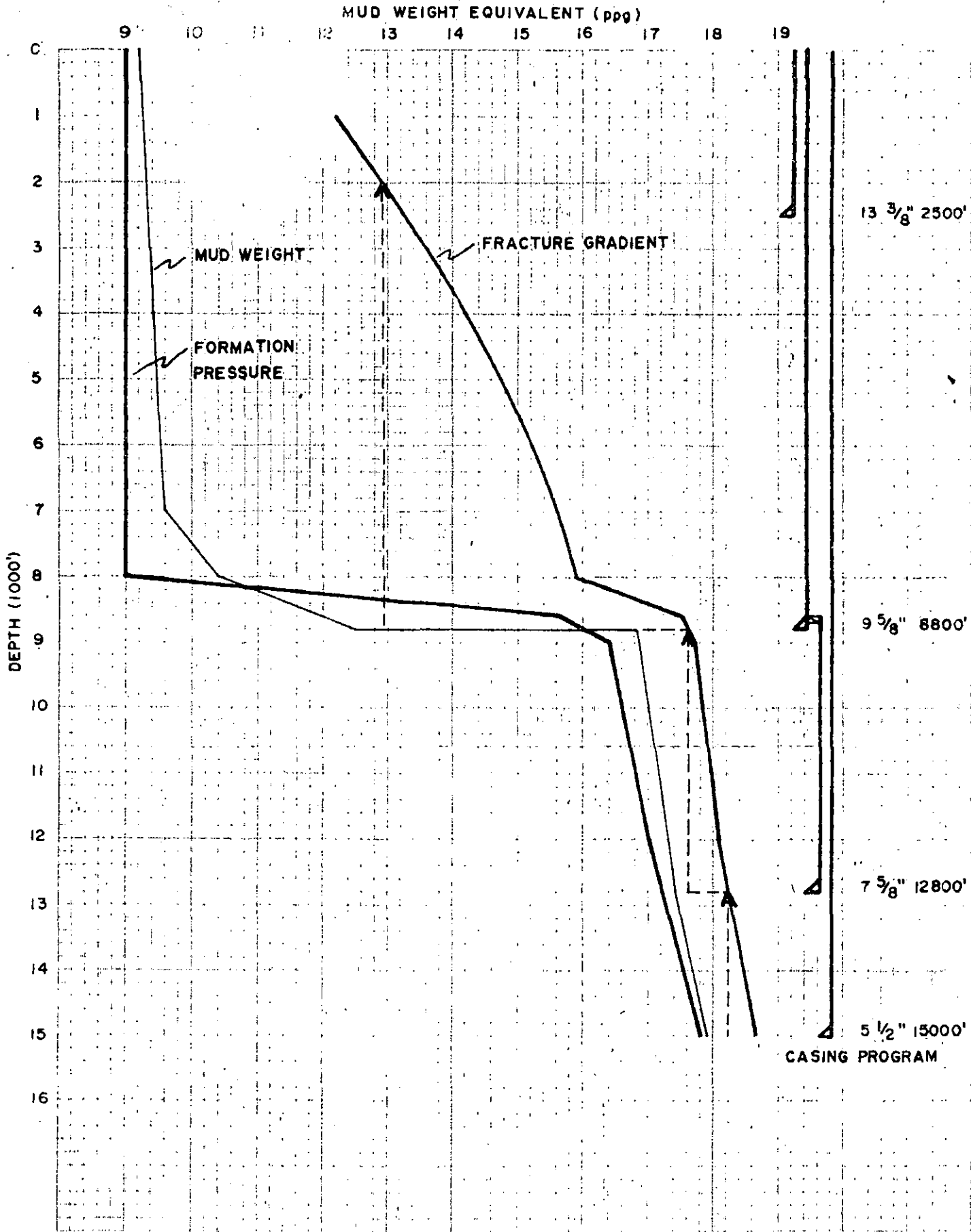


Figure 3-22
Pressure Profile for a Typical Geopressured Well.

sections of the hole. Generally, the hydrostatic head of the mud exceeds the formation pressure by 300 to 500 psi. From Figure 3-22 note that in the transition zone around 8,000 feet, the mud weight is less than the formation pressure. This is to prevent fracturing the surface casing shoe and to allow for proper identification of the zone as described earlier in this section.

The fracture gradient curve is added by using a suitable graph from the Appendix. The example uses Eaton's Gulf Coast fracture gradient curve. The fracture gradient is determined from the estimated formation pore pressure rather than the mud weight.

Once the pressure profile is constructed, the first objective is to determine the casing seats and the number of casing strings by somewhat of a trial and error solution. The process begins at the bottom of the hole. Remembering that the effective mud hydrostatic head must not exceed the fracture gradient at any depth, add 0.3 ppg to the mud weight at TD to allow for pressure losses in the annulus during circulation. It is advantageous to include a 0.5 ppg margin, especially in clearances that are small; but in most wells, as in the example, this is impractical. Now, construct a vertical line at 18.2 ppg until it intersects the fracture gradient curve at 12,800'. This is the minimum depth for the last drilling string. This casing will be set at approximately 17.4 ppg mud.

At this point, repeat the process by adding a small safety margin to the mud weight (17.6 ppg) and drawing a vertical line until it again intersects the fracture gradient curve (17.6 ppg equivalent at 8,800'). Note that this casing seat is in the transition zone. Repeating the process, the required initial casing seat is determined to be at 2,000'. It appears that we need three casing strings: surface, intermediate (protective) and a drilling liner.

The state regulatory boards dictate the minimum depth for surface casing to protect the fresh water sands in the area. If that depth is above the calculated depth, then an additional string must be added, or the operator can request an exemption to the rule. Otherwise, it serves only to increase the safety margin, as in the example. The surface casing point is selected as 2,500' to meet regulatory rules.

Offshore, the USGS specifies a depth range for the various casing strings dependent on the location, pressures and depth of the well. These rules follow a similar pressure profile pattern, but several articles in the literature have showed inequities.

Knowing the required number of casing strings, the various casing sizes can be determined. Again, the process begins at the bottom of the hole, except that the primary concern is the production casing which has not been mentioned. The production casing size is dependent on the tubing requirements to produce the well. Generally, single completions require 5½" casing (for 2¾" or 2⅞" tubing). Multiple completions require 7" or larger casing.

Assuming a single, 5½" production casing completion, casing/hole size compatibility must be studied. The hole size over the interval from 12,800' to 15,000' must be large enough to accept the 5½" casing. The desired clearance depends largely on the hole conditions, but generally speaking, 5½" casing is run in a minimum of a 6½" hole. This dictates that 7⅝" casing must be set for the drilling liner.

A chart in the Appendix is useful in determining casing compatibilities. The variations are dependent on the hole conditions as well as the casing design pressure. The higher the design pressures, the thicker the wall and consequently, the smaller the bit that can be run through it. Inside and drift diameters for different casing types are listed in the Appendix.

Following this procedure up the hole, it can be determined that a typical casing design for the example well might be 13⅜" (surface) at 2,500', 9⅝" (protective) at 8,800', 7⅝" (drilling liner) at 12,800', and 5½" (production) to TD. Corresponding hole sizes are 17½", 12¼", 8½" and 6½". Any additional casing design theory is beyond the scope of this book.

It is apparent from the example that there is very little room for error. Misjudgment of the proper casing seats can lead to "running out of hole," lost circulation or loss of the well from a blowout. Various chapters in this book are devoted to minimizing this probability.

ALTERNATE NOZZLE COMBINATIONS

NOZZLE COMBINATIONS Sizes in 1/32"		AREA Square Inches
Two	Three	
7 8		0.08667
7 9		0.09971
8 9		0.11121
9 9		0.12425
8 10		0.12579
	7 7 9	0.13729
9 10		0.13883
	7 8 9	0.14880
10 10		0.15340
9 11		0.15493
	7 9 9	0.16183
	7 8 10	0.16337
10 11		0.16950
	8 8 10	0.17487
	7 9 10	0.17641
11 11		0.18561
10 12		0.18715
	8 9 10	0.18791
	8 8 11	0.19098
	8 10 10	0.20249
11 12		0.20325
	8 9 11	0.20402
	9 9 11	0.21706
	8 10 11	0.21859
12 12		0.22089
	8 9 12	0.22166
11 13		0.22243
	9 10 11	0.23163
	8 11 11	0.23470
	9 9 12	0.23470
	8 10 12	0.23623
12 13		0.24007
	9 11 11	0.24774
	9 10 12	0.24927
	9 9 13	0.25387
13 13		0.25924
12 14		0.26078
	10 10 12	0.26384
	9 11 12	0.26538
	9 10 13	0.26845
13 14		0.27995
	10 11 12	0.27995
12 15		0.28302
	9 12 12	0.28302
	10 10 13	0.28302

NOZZLE COMBINATIONS Sizes in 1/32"		AREA Square Inches
Two	Three	
	9 11 13	0.28455
	10 12 12	0.29759
	10 11 13	0.29913
14 14		0.30066
13 15		0.30219
	9 12 13	0.30219
	10 10 14	0.30373
	9 11 14	0.30526
	11 11 13	0.31523
	10 12 13	0.31677
	10 11 14	0.31984
14 15		0.32290
13 16		0.32597
	11 12 13	0.33287
	10 13 13	0.33594
	11 11 14	0.33594
	10 12 14	0.33748
15 15		0.34515
14 16		0.34668
	11 13 13	0.35205
	11 12 14	0.35358
	10 13 14	0.35665
	11 11 15	0.35818
	10 12 15	0.35972
15 16		0.36892
	12 12 14	0.37122
14 17		0.37199
	11 13 14	0.37276
	11 12 15	0.37583
	10 14 14	0.37736
	10 13 15	0.37889
	12 13 14	0.39040
16 16		0.39270
	11 14 14	0.39347
	12 12 15	0.39347
15 17		0.39423
	11 13 15	0.39500
	11 12 16	0.39960
	12 14 14	0.41111
	12 13 15	0.41264
	11 14 15	0.41571
	12 12 16	0.41724
16 17		0.41801
	11 13 16	0.41878
15 18		0.42108
	13 13 15	0.43182

NOZZLE COMBINATIONS Sizes in 1/32"		AREA Square Inches
Two	Three	
	12 14 15	0.43335
	12 13 16	0.43642
	11 15 15	0.43795
	11 14 16	0.43949
	12 12 17	0.44255
17 17		0.44332
	11 13 17	0.44409
16 18		0.44485
	13 14 15	0.45252
	12 15 15	0.45559
	13 13 15	0.45559
	12 14 16	0.45713
	11 15 16	0.46173
	12 13 17	0.46173
17 18		0.47017
	13 15 15	0.47477
	13 14 16	0.47630
	12 15 16	0.47937
	13 13 17	0.48090
	12 14 17	0.48244
18 18		0.49701
	14 14 16	0.49701
	13 15 16	0.49954
	13 14 17	0.50161
16 20		0.50315
	12 16 16	0.50315
	12 15 17	0.50468
	13 13 18	0.50775
	12 14 18	0.50928
	14 15 16	0.51925
	13 16 16	0.52232
	14 14 17	0.52232
	13 15 17	0.52385
17 20		0.52846
	12 16 17	0.52846
	13 14 18	0.52846
	12 15 18	0.53152
	14 16 16	0.54303
	14 15 17	0.54456
	13 16 17	0.54763
	14 14 18	0.54917
	13 15 18	0.55070
18 20		0.55530
	15 15 17	0.56681
	14 16 17	0.56834

TABLE 7 continued
ALTERNATE NOZZLE COMBINATIONS

NOZZLE COMBINATIONS Sizes in 1/32"		AREA Square Inches
Two	Three	
	14 15 18	0.57141
	13 17 17	0.57294
	13 16 18	0.57448
	15 16 17	0.59058
	18 17 17	0.59365
	15 15 18	0.59365
	14 16 18	0.59518
	13 17 18	0.59979
20 20		0.61359
	15 17 17	0.61589
	15 16 18	0.61743
18 22		0.61973
	14 17 18	0.62050
	13 18 18	0.62663
	14 15 20	0.62970
	13 16 20	0.63277
	16 16 18	0.64120
	15 17 18	0.64274
	14 18 18	0.64734
	15 15 20	0.65194
	14 16 20	0.65348
	16 17 18	0.66651
	15 18 18	0.66958
	15 16 20	0.67572
20 22		0.67802
	14 17 20	0.67879
	16 18 18	0.69336
	16 16 20	0.69950
	15 17 20	0.70103
	14 18 20	0.70563
	16 17 20	0.72481
	15 18 20	0.72787
	14 17 22	0.74321
20 24		0.74858
	17 17 20	0.75012
	16 18 20	0.75165
	16 16 22	0.76392
	15 17 22	0.76546
	17 18 20	0.77696
	15 20 20	0.78617
	16 17 22	0.78923
	15 18 22	0.79230
	16 20 20	0.80994
	17 17 22	0.81454
	16 18 22	0.81608

NOZZLE COMBINATIONS Sizes in 1/32"		AREA Square Inches
Two	Three	
	17 20 20	0.83525
	17 18 22	0.84139
	15 20 22	0.85059
	18 18 22	0.86823
	16 20 22	0.87437
24 24		0.88357
	17 17 24	0.88511
	16 18 24	0.88664
	17 20 22	0.89968
	17 18 24	0.91195
	18 20 22	0.92652
	16 22 22	0.93880
	18 18 24	0.93880
	16 20 24	0.94493
24 26		0.96027
	17 22 22	0.96411
	17 20 24	0.97024
22 28		0.97254
	18 22 22	0.99095
	18 20 24	0.99709
	17 22 24	1.03467
26 26		1.03697
24 28		1.04311
	17 20 26	1.04694
	20 20 24	1.05538
	18 22 24	1.06151
	18 20 26	1.07379
	17 24 24	1.10523
26 28		1.11981
	20 22 24	1.11981
	18 24 24	1.13208
	20 20 26	1.13208
	18 22 26	1.13821
	22 22 24	1.18423
	20 24 24	1.19037
	20 22 26	1.19651
28 28		1.20264
	18 24 26	1.20878
	20 20 28	1.21491
	18 22 28	1.22105
	22 24 24	1.25480
	22 22 26	1.26093
	20 24 26	1.26707
	20 22 28	1.27934
	22 24 26	1.33150

NOZZLE COMBINATIONS Sizes in 1/32"		AREA Square Inches
Two	Three	
	20 26 26	1.34377
	22 22 28	1.34377
	20 24 28	1.34990
	24 24 26	1.40206
	22 26 26	1.40819
	22 24 28	1.41433
	20 26 28	1.42660
	24 26 26	1.47876
	24 24 28	1.48489
	22 26 28	1.49103
	20 28 28	1.50944
	26 26 26	1.55546
	24 26 28	1.56159
	22 28 28	1.57386
	26 26 28	1.63829
	24 28 28	1.64443
	26 28 28	1.72113

TABLE 9
Areas of Circles

D = Diameter. Area = .7853981634 D²

Diam.	Area	Diam.	Area	Diam.	Area	Diam.	Area	Diam.	Area	Diam.	Area
$\frac{1}{32}$.000767	2	3.1416	$6\frac{1}{4}$	37.122	$11\frac{1}{4}$	108.434	$10\frac{1}{2}$	217.08	$21\frac{1}{2}$	363.05
$\frac{1}{16}$.003068	$2\frac{1}{2}$	3.5466	7	38.485	$11\frac{1}{2}$	110.753	$10\frac{3}{4}$	220.35	$21\frac{3}{4}$	367.28
$\frac{3}{32}$.006903	$2\frac{1}{4}$	3.9761	$7\frac{1}{4}$	39.871	12	113.10	$10\frac{1}{2}$	223.65	$21\frac{1}{2}$	371.54
$\frac{1}{8}$.01227	$2\frac{3}{8}$	4.4301	$7\frac{1}{2}$	41.282	$12\frac{1}{4}$	115.47	17	226.08	$21\frac{3}{8}$	375.83
$\frac{3}{16}$.01917	$2\frac{1}{2}$	4.9088	$7\frac{3}{8}$	42.718	$12\frac{1}{2}$	117.86	$17\frac{1}{4}$	230.33	22	380.13
$\frac{1}{4}$.02761	$2\frac{5}{8}$	5.4119	$7\frac{1}{2}$	44.179	$12\frac{3}{4}$	120.28	$17\frac{1}{2}$	233.71	$22\frac{1}{4}$	384.46
$\frac{3}{8}$.03758	$2\frac{3}{4}$	5.9396	$7\frac{5}{8}$	45.664	$12\frac{1}{2}$	122.72	$17\frac{3}{4}$	237.10	$22\frac{3}{4}$	388.82
$\frac{1}{2}$.04909	$2\frac{7}{8}$	6.4918	$7\frac{3}{4}$	47.173	$12\frac{3}{4}$	125.19	$17\frac{1}{2}$	240.53	$22\frac{1}{2}$	393.20
$\frac{5}{16}$.06213	3	7.0686	$7\frac{7}{8}$	48.707	$12\frac{1}{2}$	127.68	$17\frac{5}{8}$	243.98	$22\frac{3}{8}$	397.61
$\frac{3}{8}$.07670	$3\frac{1}{4}$	7.6699	8	50.266	$12\frac{3}{4}$	130.19	$17\frac{3}{4}$	247.45	$22\frac{1}{2}$	402.04
$\frac{7}{16}$.09281	$3\frac{1}{2}$	8.2958	$8\frac{1}{4}$	51.849	13	132.73	$17\frac{1}{2}$	250.95	$22\frac{3}{4}$	406.49
$\frac{1}{2}$.1104	$3\frac{3}{4}$	8.9462	$8\frac{1}{2}$	53.456	$13\frac{1}{4}$	135.30	18	254.47	$22\frac{1}{2}$	410.97
$\frac{9}{16}$.1296	$3\frac{1}{2}$	9.6212	$8\frac{3}{4}$	55.088	$13\frac{1}{2}$	137.89	$18\frac{1}{4}$	258.02	23	415.48
$\frac{5}{8}$.1503	$3\frac{3}{4}$	10.3206	$8\frac{1}{2}$	56.745	$13\frac{3}{4}$	140.50	$18\frac{1}{2}$	261.59	$23\frac{1}{4}$	420.00
$\frac{11}{16}$.1726	$3\frac{1}{2}$	11.0447	$8\frac{3}{4}$	58.426	$13\frac{1}{2}$	143.14	$18\frac{3}{4}$	265.18	$23\frac{1}{2}$	424.56
$\frac{3}{4}$.1963	$3\frac{3}{4}$	11.7933	$8\frac{1}{2}$	60.132	$13\frac{5}{8}$	145.80	$18\frac{1}{2}$	268.80	$23\frac{3}{4}$	429.13
$\frac{13}{16}$.2217	4	12.566	$8\frac{3}{4}$	61.862	$13\frac{3}{4}$	148.49	$18\frac{3}{4}$	272.45	$23\frac{1}{2}$	433.74
$\frac{7}{8}$.2485	$4\frac{1}{4}$	13.364	9	63.617	$13\frac{1}{2}$	151.20	$18\frac{1}{2}$	276.12	$23\frac{3}{4}$	438.36
$\frac{15}{16}$.2769	$4\frac{1}{2}$	14.186	$9\frac{1}{4}$	65.397	14	153.94	$18\frac{3}{4}$	279.81	$23\frac{1}{2}$	443.01
$\frac{1}{2}$.3068	$4\frac{3}{4}$	15.033	$9\frac{1}{2}$	67.201	$14\frac{1}{4}$	156.70	19	283.53	$23\frac{3}{4}$	447.69
$\frac{17}{16}$.3382	$4\frac{1}{2}$	15.904	$9\frac{3}{4}$	69.029	$14\frac{1}{2}$	159.48	$19\frac{1}{4}$	287.27	24	452.39
$\frac{19}{16}$.3712	$4\frac{3}{4}$	16.800	$9\frac{1}{2}$	70.882	$14\frac{3}{4}$	162.30	$19\frac{1}{2}$	291.04	$24\frac{1}{4}$	457.11
$\frac{11}{8}$.4057	$4\frac{1}{2}$	17.721	$9\frac{3}{4}$	72.760	$14\frac{1}{2}$	165.13	$19\frac{3}{4}$	294.83	$24\frac{1}{2}$	461.86
$\frac{3}{4}$.4418	$4\frac{3}{4}$	18.665	$9\frac{1}{2}$	74.662	$14\frac{3}{4}$	167.99	$19\frac{1}{2}$	298.65	$24\frac{3}{4}$	466.64
$\frac{13}{8}$.4794	5	19.635	$9\frac{3}{4}$	76.589	$14\frac{1}{2}$	170.87	$19\frac{5}{8}$	302.49	$24\frac{1}{2}$	471.44
$\frac{15}{8}$.5185	$5\frac{1}{4}$	20.629	10	78.540	$14\frac{3}{4}$	173.78	$19\frac{3}{4}$	306.35	$24\frac{3}{4}$	476.26
$\frac{17}{8}$.5591	$5\frac{1}{2}$	21.648	$10\frac{1}{4}$	80.516	15	176.71	$19\frac{1}{2}$	310.24	$24\frac{1}{2}$	481.11
$\frac{1}{2}$.6013	$5\frac{3}{4}$	22.691	$10\frac{1}{2}$	82.516	$15\frac{1}{4}$	179.67	20	314.16	$24\frac{3}{4}$	485.98
$\frac{19}{8}$.6450	$5\frac{1}{2}$	23.758	$10\frac{3}{4}$	84.541	$15\frac{1}{2}$	182.65	$20\frac{1}{4}$	318.10	25	490.87
$\frac{21}{8}$.6903	$5\frac{3}{4}$	24.850	$10\frac{1}{2}$	86.590	$15\frac{3}{4}$	185.66	$20\frac{1}{2}$	322.06	$25\frac{1}{4}$	495.79
$\frac{23}{8}$.7371	$5\frac{1}{2}$	25.967	$10\frac{3}{4}$	88.664	$15\frac{1}{2}$	188.69	$20\frac{3}{4}$	326.05	$25\frac{1}{2}$	500.74
1	.7854	$5\frac{3}{4}$	27.109	$10\frac{1}{2}$	90.763	$15\frac{3}{4}$	191.75	$20\frac{1}{2}$	330.06	$25\frac{3}{4}$	505.71
$1\frac{1}{8}$.9040	6	28.274	$10\frac{3}{4}$	92.886	$15\frac{1}{2}$	194.33	$20\frac{3}{4}$	334.10	$25\frac{1}{2}$	510.71
$1\frac{1}{4}$	1.2272	$6\frac{1}{4}$	29.465	11	95.033	$15\frac{3}{4}$	197.93	$20\frac{1}{2}$	338.16	$25\frac{3}{4}$	515.72
$1\frac{1}{2}$	1.4849	$6\frac{1}{2}$	30.680	$11\frac{1}{4}$	97.205	16	201.06	$20\frac{3}{4}$	342.25	$25\frac{1}{2}$	520.77
$1\frac{3}{4}$	1.7671	$6\frac{3}{4}$	31.919	$11\frac{1}{2}$	99.402	$16\frac{1}{4}$	204.22	21	346.36	$25\frac{3}{4}$	525.84
$1\frac{5}{8}$	2.0739	$6\frac{1}{2}$	33.183	$11\frac{3}{4}$	101.623	$16\frac{1}{2}$	207.39	$21\frac{1}{4}$	350.50	26	530.93
$1\frac{3}{4}$	2.4053	$6\frac{3}{4}$	34.472	$11\frac{1}{2}$	103.869	$16\frac{3}{4}$	210.60	$21\frac{1}{2}$	354.66		
$1\frac{7}{8}$	2.7612	$6\frac{1}{4}$	35.785	$11\frac{3}{4}$	106.139	$16\frac{1}{2}$	213.82	$21\frac{3}{4}$	358.84		



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA, LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL 8 DE OCTUBRE AL 17 DE DICIEMBRE DE 1985.

- TECNOLOGIA DE LA PERFORACION
DISEÑO E INSTALACION DE TUBERIAS

M. EN I. PEDRO CAUDILLO MARQUEZ
DICIEMBRE, 1985

Oil & Gas
Journal
OIL & GAS
JOURNAL

Petróleo Internacional

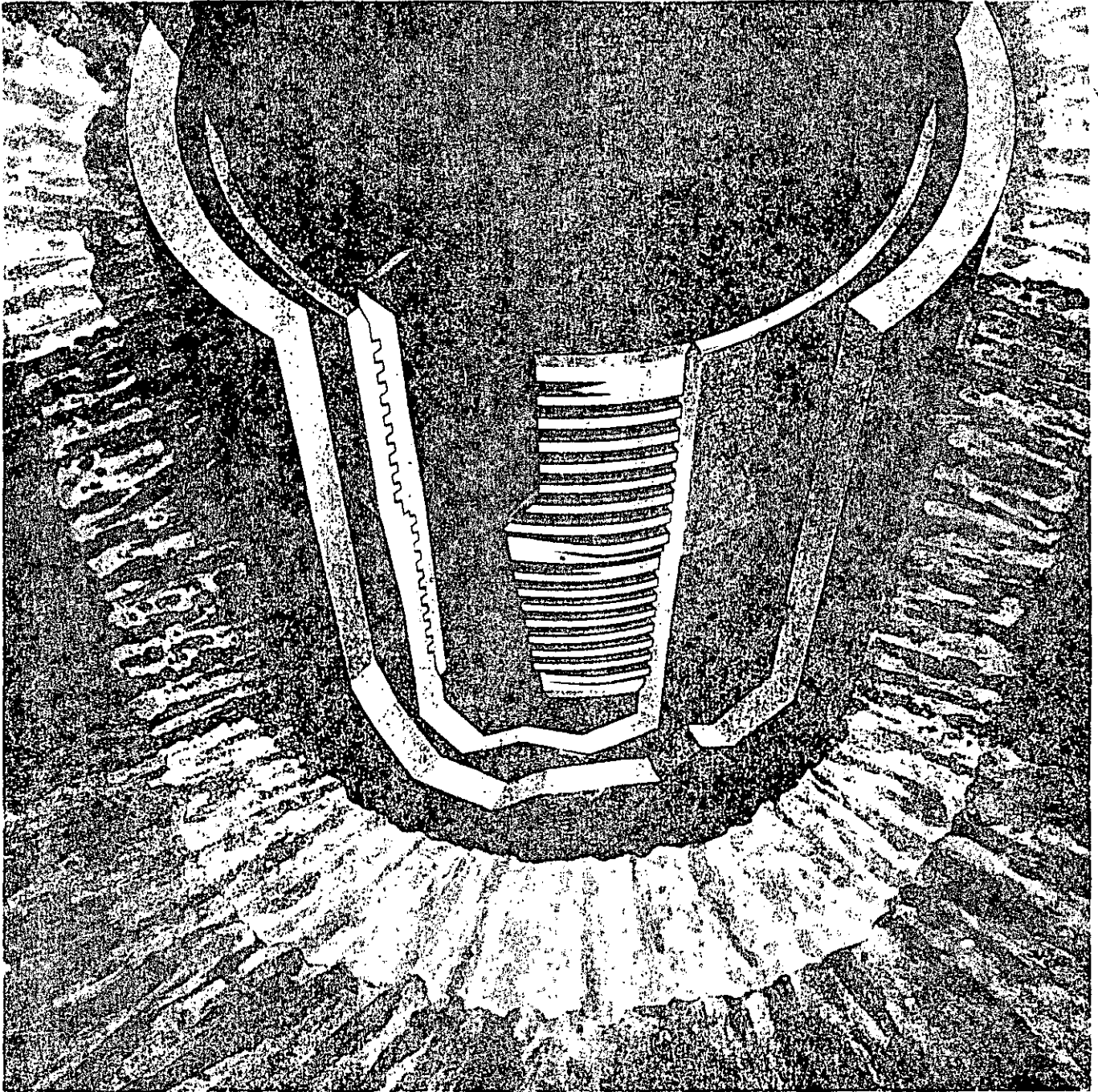
JULIO
1979

EXPLORACION • PERFORACION • PRODUCCION • OLEODUCTOS • PROCESOS



Perforación pozos Ecuador, Foto CEPA

DISEÑANDO E INSTALANDO TUBERIAS



Conexiones Hydril

Llegue al Fondo de Sus Problemas de Revestimiento

Hydril tiene 9 conexiones especializadas desde revestimientos de superficie hasta tubos de fondo . . . Roscas de 2 etapas con sistemas selladores de alta presión disponibles en diámetros externos

casi lisos hasta recalcados externos para resolver cualquier requisito en programas de revestimiento. Escriba o llame para pedir el Catálogo 781-A.



HYDRIL®

Casa Central de Ventas: Apdo. Postal 60458, Houston, Texas 77205 E.U.A. Teléfono (713) 449-2000, Telex 79-1227 HYD SALES HOU

PRIMERA PARTE

Secciones tubulares aíslan presiones hoyo abajo

John F. Greenip, Jr.
Hydril Co.
Houston, EE.UU.

PERFORAR en busca de petróleo y gas involucra dos objetivos primordiales: Hacer la perforación hasta el yacimiento y mantener el hoyo desde el mismo hasta la superficie para llevar el fluido.

La tubería de protección o revestimiento evita flujos desde y hacia las formaciones y generalmente es empacada en cemento para garantizar una barrera de presión continua fuera del tubo y a través de la sección cementada. Para completar un pozo, se instala tubería adicional recuperable que actúa como línea de flujo vertical entre la formación y el cabezal del pozo en la superficie. La sarta de entubado permite aislar diversas secciones del revestimiento al líquido de producción. Se diseña para ser recuperado desde el contorno del pozo en los trabajos de reacondicionamiento.

Funciones del entubado y revestimiento en la vida del pozo:

- Evitan derrumbe del pozo
- Evitan contaminación del agua dulce en las zonas superiores por fluidos de zonas bajas
- Evitan contaminación de los fluidos producidos por sustancias extrañas tales como arena, agua, etc.
- Evitan contaminación en la zona con problemas (H₂S, CO, Sal, etc.)
- Confinan la producción hacia la sección de flujo
- Proporcionan un medio para con-

trolar la presión interna, externa e intermedia del pozo

- Permiten la instalación cómoda del equipo de extracción artificial para la producción del pozo

- Sirven como vía de flujo para los producidos

Ambos representan un factor significativo en los costos de perforación y completación de un pozo en el orden del 15 al 17,5% del costo de pozo completado y representa el gasto de capital simple más grande (Tabla I).

Factores de diseño fundamental.— Todo diseño requiere la aplicación de criterios de ingeniería. En nuestro caso se necesitan tres criterios técni-

cos primarios: Colapso, reventón y tensión. Las necesidades que satisfacen estos criterios dependen de otras cargas para cada uno de estos criterios.

Las presiones de colapso se presentan cuando la presión fuera de la tubería es mayor que la presión interna de la misma.

Los reventones ocurren cuando la presión interna de la tubería es mayor que la presión externa con tendencia a expandir el tubo hasta su punto de explosión.

Las cargas de tensión sobre la tubería crean un esfuerzo axial. En todo caso, la junta superior debe re-

Sobre la serie . . .

EXISTEN DOS objetivos fundamentales en el diseño de revestimiento para un pozo.

El primero es disminuir el número de sarts y la longitud de cada una de ellas. Aquí, la toma de decisiones depende de las consideraciones legales y geológicas.

El segundo consiste en disminuir el tamaño, peso y resistencia de cada sarta y optimizar el costo. Este procedimiento considera aspectos geológicos y especificaciones de secciones tubulares.

Disminución de sarts.— La eliminación de una sarta considerada previamente necesaria, es uno de los grandes logros de un ingeniero de perforación.

Específicamente, en las zonas de distribución o cuando se usa un programa de revestimiento muy conservador.

Otro de los grandes logros es la simplificación de la sarta sin sacrificar la capacidad de producción. Específicamente, cuando se colocan lumbreras inicialmente muy altas o cuando los problemas hoyo abajo se resuelven sin revestimiento. Cada método dependerá del estudio geológico favorable. El revestimiento sirve para resolver algunos problemas.

Ahorros.— Conocida la profundidad, se puede ahorrar usando tubos más pequeños, menos peso, especificación apropiada y ajuste de las secciones tubulares a las condiciones internas del pozo.

Esta serie consiste de cinco monografías sobre Diseño, Manejo, Montaje de secciones tubulares y Economía. Entre los puntos incluidos están:

- Criterios básicos
- Diseño de Revestimiento
- Diseño de Entubado
- Aplicaciones especiales
- Manejo de tubería

Tubulars isolate

Designing and running pipe for drilling purposes requires technical criteria of collapse, burst and tension. Designing strings for the same objectives requires the design engineer's knowledge of basic well conditions as the depth of the zones being drilled and their respective mud weight requirements.



PRECAUCION cuando se efectúan las conexiones apropiadamente es un gasto insignificante si se compara a los costos de pesca, pérdida de tiempo, reemplazo de tubería, etc.

sistir el pozo de todas las secciones de tubería debajo de ella eliminando sustancialmente el esfuerzo de tensión en una sección única.

Existen tres criterios secundarios que deben tomarse en cuenta durante el diseño: El esfuerzo de curvatura, compresión axial y la torsión. Sin embargo, con los adelantos modernos en esta materia, dichos criterios se han eliminado casi por completo.

Diseño de sartas. Criterios.— En primer lugar se deben conocer la profundidad de los mantos perforados y las necesidades del peso de lodo, propiedades físicas de la tubería y conexiones para calcular y obtener la capacidad de presión para deformación interna, prueba hidrostática de presión, presión de colapso y cabezal hidrostático del pozo, factor de flotación, reducción de la capacidad de presión de colapso debida a la carga de tensión y diseño de los factores para reventones, colapso y tensión.

Especificaciones API.— El Instituto Americano del Petróleo (API), identifica, asesora y desarrolla normas para los productos fabricados para la

industria del petróleo y gas. Las especificaciones 5A, 5AC y 5AX para accesorios tubulares de campo, definen tubería de revestimiento como secciones tubulares con D.E. límite desde 4½ hasta 20 pg. El entubado se define como tubería con D.E. desde 1,050 hasta 4½ pg.

Revestimiento y entubado se consideran API si cumplen ciertas especificaciones tales como peso/pie, longitud, D.E., espesor de pared, longitud de desviación del mandril, diámetro del mismo, gradiente de acero de la tubería, prueba de presión hidrostática y métodos de fabricación de acero.

Las normas establecen las dimensiones reales para conexiones roscadas API y otros. API agrupa las capacidades de trabajo frente a las fallas internas, colapso, esfuerzos de resistencia a la tensión y conexiones.

Los pesos del revestimiento y entubado se expresan en lb/pie lineal y se designan como el peso de extremo pleno de tubería sin rosca y de corte recto. El peso nominal es el peso, con conexiones API incluyendo recalca-

Tabla 1

Costo de perforación y equipo de nuevos pozos para 1977

	% Costo total del pozo
Pagos a contratistas	36.6
Compras	
Preparación de caminos y sitios	4.1
Transporte	3.9
Combustible	1.1
Lodo de perforación y aditivos	6.9
Sistema de control y registro de pozos	1.2
Otras pruebas físicas	0.7
Servicios de evaluación de cables y registradores	3.2
Servicios de perforación direccional	0.6
Perforando	1.1
Tratamiento de formación	3.0
Cemento y servicios de cementación	3.7
Revestimiento y entubado	17.5
Accesorios de entubado	0.7
Alquiler de herramientas especiales	3.1
Brocas de perforación y ensanchadores	1.6
Equipo para el cabezal del pozo	1.8
Otros equipos y suministro	2.0
Taponamiento	0.5
Supervisión y vigilancia	2.1
Otros gastos	4.6

*Reporte del comité de costos del IPAA, Mayo 1978

dos, roscas y acoplamientos.

Cada extremo pleno se toma en cuenta en el diseño y su desviación del peso en la longitud total de la sarta debe estar dentro de la tolerancia específica. Los límites de longitudes para el revestimiento son tres en total.

Primer límite.— Denominado R1. Incluye secciones de tubería desde 16 a 25 pies de longitud.

Segundo límite.— Denominado R2. Incluye secciones de tubería desde 25 a 34 pies de longitud.

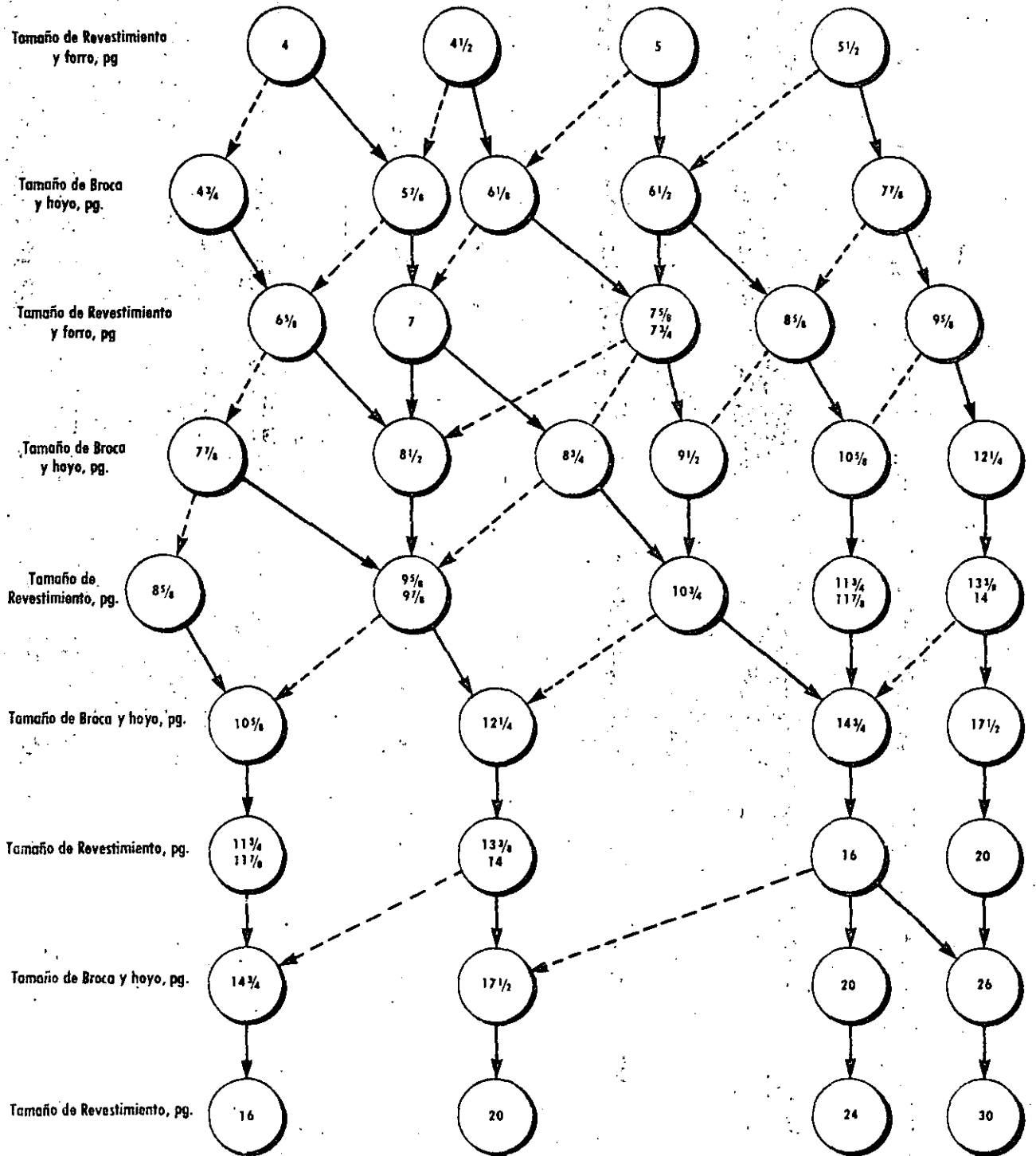
Tercer límite.— Denominado R3. Incluye secciones de tubería de 34 pies en adelante.

El entubado está comprendido entre dos límites: El R1 tiene de 20 a 24 pies/junta y el R2 es de 28 a 34 pie/junta.

Sin embargo, el revestimiento más frecuentemente usado comprende longitudes R3. Estas longitudes reducen el número de conexiones roscadas que se necesitan para la sarta de revestimiento. Como el revestimiento se introduce en juntas simples, el largo de las secciones no presenta ningún problema de operación.

Sin embargo, el entubado frecuentemente se engancha en la cabria durante los trabajos de reacondicionamiento y generalmente penetra en vástagos de junta doble o triple. Por

Tabla para seleccionar tubería de Revestimiento



Esta tabla se usa para seleccionar tubería de revestimiento necesaria para muchos programas de perforación. Para usar esta tabla, determine el tamaño de revestimiento o forro para la última sección que va a ser introducida. Entre en la tabla con ese valor y siga el flujoograma que indica el tamaño de hoyo necesario para colocar dicha tubería (Ej. Forro de 5 pg. dentro de un hoyo de 6 1/8 pg. ó 6 1/2 pg.). Las líneas continuas representan las brocas comúnmente usadas para ese tamaño de tubería que puede tener el juego adecuado para penetrar y cementar el revestimiento o el forro (Ej. Revestimiento de 5 1/2 pg. dentro de un hoyo de 7 3/8 pg.). Las líneas punteadas representan tamaños de hoyos menos usados (Ej. 5 pg. dentro de un hoyo de 6 1/8 pg.). Al seleccionar uno de estos caminos punteados debe prestarse especial atención a la conexión, peso del lodo, cementación y patas de perro.

Los D.E. grandes de conexiones, la preparación de la torta de lodo espeso, los zonas con problemas de cementación (pérdida elevada de agua, etc.) y patas de perro, complican la introducción de revestimiento y forros en situaciones de poco peso libre. Después de seleccionar el tamaño del hoyo, se selecciona un revestimiento suficientemente grande para que permita el paso de una broca para hacer el hoyo. Las líneas sólidas representan tamaños de revestimiento comúnmente usado comprendiendo la mayoría de los pesos (Ej. Broca de 6 1/2 pg. dentro de revestimiento de 7 3/8 pg.). Las líneas punteadas representan tamaños de revestimiento donde solo se pueden usar los tamaños livianos (Ej. Broca de 6 1/8 pg. dentro de revestimiento de 7 pg.). El proceso de selección se repite hasta que aparezca anticipadamente el número de tamaños de revestimiento.

esta razón la mayoría de los entubados que se introducen están en el rango R2 lo cual corresponde con la longitud común de la tubería de perforación.

Diámetros Internos y Externos necesarios.— Las tolerancias API permiten una desviación del D.E., de $\pm 0,031$ pg., en 4 pg. o menos; $\pm 0,75$ en $4\frac{1}{2}$ pg. y más. Aunque las tolerancias se adaptan a tubos de bajo diseño, las especificaciones están siempre sobrediseñadas para mayor seguridad. En los extremos plenos de la tubería de revestimiento, el sobrediseño alcanza 0,020 pg. a 0,080 pg., dependiendo del tamaño de tubería.

El espesor de pared no tiene límite máximo. Sin embargo, el valor mínimo permitido es 87,5% del espesor nominal. Este dato es sumamente importante ya que el método API para determinar la presión de fragilidad interna del tubo se basa en el valor de la pared reducida.

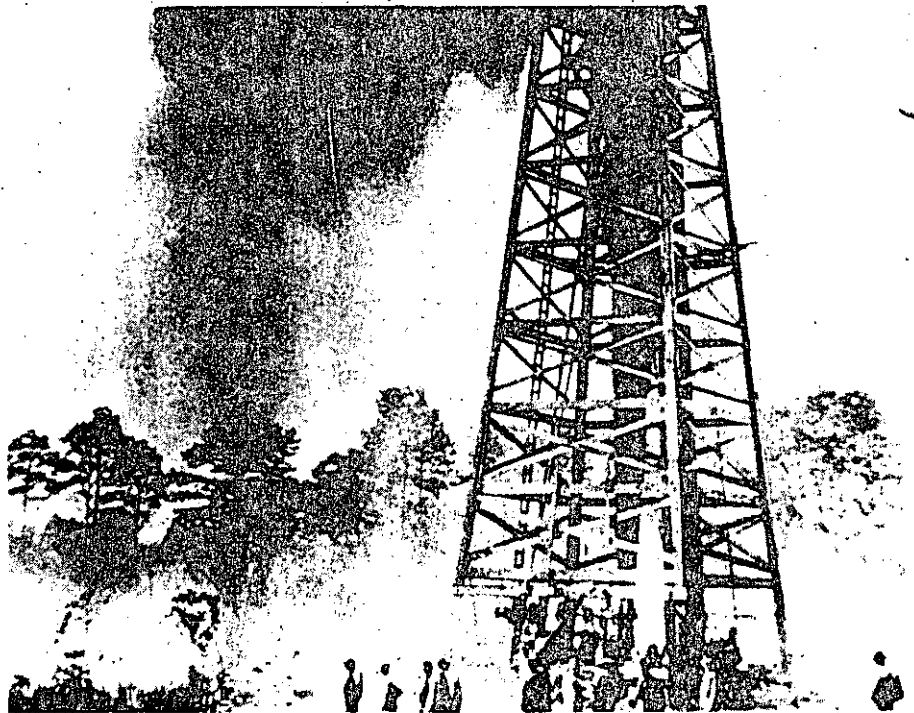
El diámetro interno viene determinado por el D.E., y por el espesor de pared del tubo. Como no hay espesor máximo de pared ni D.I., se usa el diámetro desviado para este fin. Este diámetro es el mínimo diámetro del mandril que debe pasar libremente a través del tubo y que permite definir la tolerancia del diámetro interno, la ovalidad y hasta cierto grado la rectitud de la tubería.

Sin embargo, una de las principales razones para la deriva del revestimiento es asegurarse de que es capaz de permitir el paso de un tamaño de broca dado para el cual se ha determinado un tamaño de mandril corto.

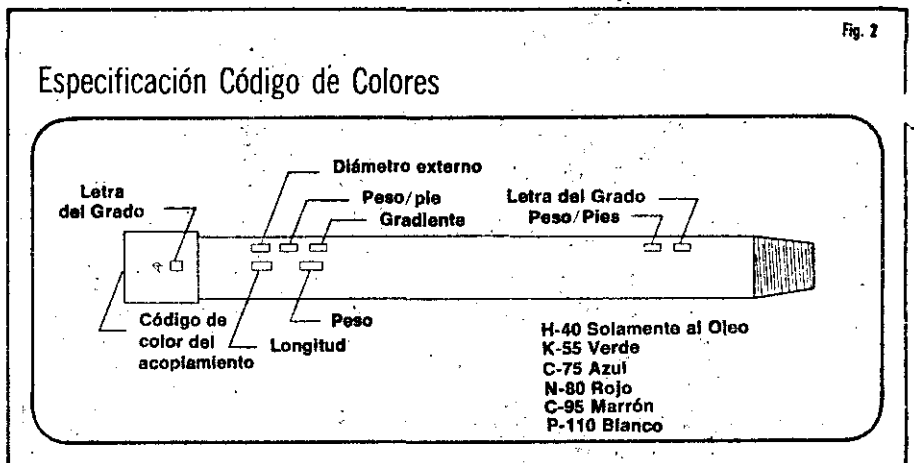
La longitud de un mandril derivado de 6 pg. para 8% pg. y menores, y 12 pg. para 9% y mayores, no es suficiente para ayudar sustancialmente a determinar la rectitud de la tubería. En algunos casos, es necesario introducir la tubería de revestimiento con un diámetro ajustado que no permite el paso de un tamaño de broca ordinario. Esta diferencia en diámetro es muy pequeña por lo que con frecuencia se espera que la tubería de revestimiento pase un ajuste de sobrediseño especial que permita el paso del tamaño de una broca común.

Algunos tamaños y pesos son:

Tubería de Revestimiento Tamaño, pg.	Tubería de Revestimiento Peso, lb/ pie	Desviación Especial pg.
7	32,0	6
7½	46,1	6½
8%	32,0	7½
9%	53,5	8½
10%	65,7	9½
11%	65,0	10%
13%	72,0	12½



EL CONTROL del pozo depende en alto grado de los aditamentos tubulares, revestimiento y diseño de entubado.



En casos como revestimientos de 13% pg., 72,0 lb/pie, sería muy raro encontrar tubería sin desviación para una broca de $12\frac{1}{4}$ pg. Sin embargo, estas secciones tubulares son especialmente diseñadas y cualquier tubo traído del montón no tendrá el ajuste especial.

Los requerimientos de D.I., para la sarta de entubado, son completamente diferentes a los de la tubería de revestimiento. El entubado debe permitir el paso de secciones largas de herramientas de cable siendo necesaria la introducción del tubo con un mandril más grande.

Este mandril tiene 42 pg. de largo y su paso a través de una junta del entubado dará una indicación de la rectitud de la tubería. Debido a lo largo del mandril y al hecho de identificar cuan recto es el tubo, es

muy raro tener tubería previamente ajustada o amontonada sobre soportes ampliamente espaciados donde la desviación viene a ser casi imposible. El diámetro de desviación es siempre menor que el diámetro nominal y sirve para garantizar que un D.I. mínimo.

El mandril de deriva no tiene límites de tolerancia máxima para el D.E., pero establece los límites de tolerancia en la tubería.

Gradientes de Acero.— Se identifican con letras y números que indican ciertas características de la tubería de acero.

En cada grado API, el número designa la resistencia mínima de esfuerzo cedente.

Así, J-55 representa una resistencia mínima de esfuerzo cedente de 55.000 psi. La tubería puede soportar 55.000

Tabla 2

Nomenclatura

- D—D.E., Nominal, pg.
- FS— Resistencia de fibra, psi (60% de esfuerzo mínimo cedente para acero H-40, K-55 10¼ pg. y tubería más grande; 80% de esfuerzo cedente para los demás aceros)
- P— Presión de cedimiento interno mínimo, psi
- P_h— Presión de la prueba hidrostática
- t— Espesor de pared nominal, pg.
- Y— Esfuerzo cedente mínimo del tubo, psi

psi con una elongación menor del 0,5%. La letra asociada al número representa otros parámetros tales como resistencia máxima cedente. En J-55 es 80.000 psi. con resistencia mínima superior de 75.000 psi (Tabla 3).

Existen especificaciones diferentes a API que se usan ampliamente en la industria. Cada una, corresponde a diversas especificaciones que involucran propiedades específicas tales como resistencia de alta tracción, resistencia al colapso desproporcionalmente elevada o resistencia de los aceros a fracturarse por la presencia de sulfuros.

Una gran cantidad de sartas y revestimiento tienen especificaciones diferentes a API. Esta tubería se fabrica en gran parte siguiendo las especificaciones API pero con pequeñas variantes del grado de acero, espesor de pared, D.E., conexión roscada y recalcos asociados. Así, los límites de fragilidad interna, colapso y tracción del tubo y la conexión no son API.

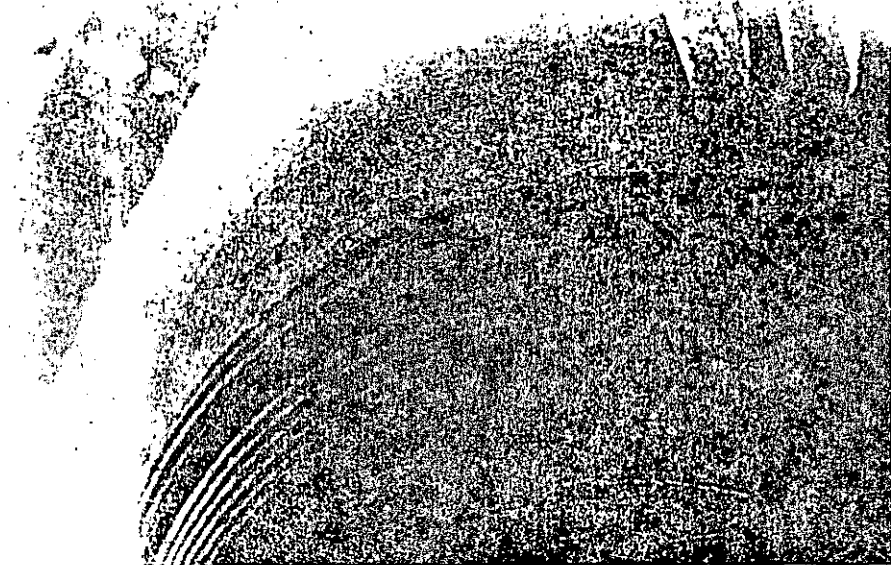
La tubería se fabrica con métodos de soldadura o sin costura. El acero puede ser forjado en caliente, repujado, estrujado, enfriado y dándole el temple de acabado con la forma deseada, dimensiones y propiedades.

La tubería con soldadura eléctrica posee una costura longitudinal originada por soldadura eléctrica instantánea o por resistencia eléctrica sin la adición de metales extraños. Este tipo de tubería se usa con mucha frecuencia.

Prueba de Presión Hidrostática.— El más alto valor de la presión hidrostática corresponde al experimento más riguroso basado en el 60% ó el 80% del esfuerzo de resistencia cedente mínimo de la tubería dependiendo del gradiente de acero y del tamaño del tubo. La fórmula básica del experimento (Nomenclatura descrita en la Tabla 2) es:

$$P_h = (2FS)t / D$$

Por ejemplo, tubería de revestimiento de 7 pg. de diámetro, N-80, con



LOS PROTECTORES de roscas sirven de escudos a las zonas fresadas de conexiones contra daños y corrosión: Amellados, abolladuras, escoples y otras deformaciones aumentan la posibilidad de fractura y reducen la presión de resistencia de la tubería.

espesor nominal de 0,453 pg. sería probada hidrostáticamente a 8.300 psi basado en la aplicación de la fórmula y asumiendo que el esfuerzo cedente mínimo es del 80%. Así:

$$P_h = 2(64.000)0,453 / 7,0 \\ = 8.300 \text{ psi.}$$

Debe tenerse en cuenta que esta fórmula se basa en el espesor nominal de pared en vez del espesor mínimo de pared. El experimento riguroso exige una prueba a 91,4% de capacidad para fragilidad interna API. Este método permite determinar la presión hidrostática aplicada a la tubería fuera de especificación API.

En casos donde la capacidad del acoplamiento es menor que el cuerpo del tubo, se utiliza una prueba de presión hidrostática más baja.

Conexiones.—Las normas API establecen que la tubería de revestimiento debe tener extremos plenos. Pero estos generalmente se obtienen con roscas y acoplamientos tales como la rosca 8RD y el acoplamiento corto ST&C, rosca 8RD y acoplamiento largo LT&C; roscado embutido y acoplamiento y roscado de línea extrema (X-LINE) para revestimiento. Los roscados son fresados en tubos de extremo pleno y posteriormente son ajustados a los acoplamientos con excepción de los X-LINE, machos o pasadores. Un D.E. reducido se ofrece en varios tamaños y pesos para permitir el paso libre adicional entre el tubo y el hoyo; al mismo tiempo que

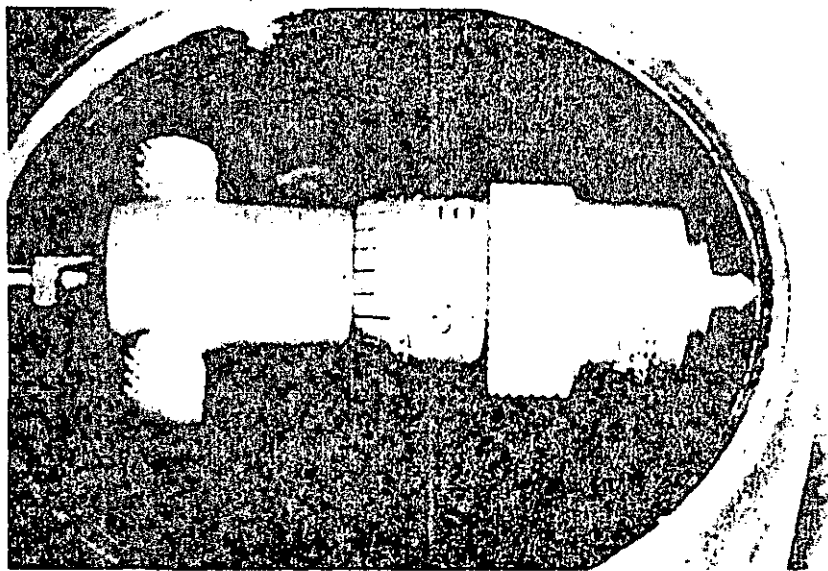
los acoplamientos con paso libre especial reducen con frecuencia la capacidad de conexión en las pruebas de presión y fragilidad interna.

Los alcances para estos productos se calculan generalmente usando fórmulas API consistentes con los métodos API. Los parámetros tales como el diámetro ajustado, tolerancia del espesor de pared, longitudes y tolerancia de peso se mantienen invariables o son consistentes con las especificaciones API.

El entubado generalmente se compra con roscado fresado sobre un recalco. El más común es el ocho redondo (8RD) que posee un roscado fresado sobre un extremo externo recalco (EUE).

El recalco es el metal aglomerado en el extremo del tubo por forjado en caliente antes del templado. Este método de fabricación ayuda a mantener las propiedades mecánicas y metalúrgicas en el recalco del cuerpo de tubería. Este recalco se usa generalmente para aumentar la resistencia a la tensión de la conexión para igual ó mayor valor que el cuerpo de la tubería. Además, una conexión fresada sobre un recalco proporciona resistencias en exceso de compresión y doblez al cuerpo del tubo.

Además de las conexiones API, existen otras conexiones de patente privada que ofrecen características de calidad no encontradas en conexiones API. Una de éstas es el tipo raso.



LAS MEDICIONES precisas en la fábrica es una pequeña parte del criterio total utilizado para analizar las condiciones óptimas de las conexiones primarias.

Tabla 3

Gradientes de tubería de revestimiento y entubado

Especificación	Esfuerzo mínimo, psi	Esfuerzo máximo, psi	Promedio, psi
Gradientes del entubado API			
H-40	40,000	80,000	60,000
J-55	55,000	80,000	75,000
C-75	75,000	90,000	95,000
L-80	80,000	95,000	95,000
N-80	80,000	110,000	100,000
P-105	105,000	135,000	120,000
Gradientes de Revestimiento API			
H-40	40,000	80,000	60,000
J-55	55,000	80,000	75,000
K-55	55,000	80,000	95,000
C-75	75,000	90,000	95,000
L-80	80,000	95,000	95,000
N-80	80,000	110,000	100,000
C-95	95,000	110,000	105,000
P-110	110,000	140,000	125,000

Estas conexiones (SFJ-P Hydril) tienen un diámetro ligeramente mayor que el D.E. de la tubería y son ampliamente usadas en alienamientos (forros) o situaciones de poco juego libre.

Otras conexiones de patente privada (PH-4, Hydril) se usan en tuberías donde la API no está disponible (2 3/4 pg., 11.65 lb/pie de tubería).

Dentro de las características especiales están el paso libre de D.E. para reacondicionamientos de pozo angosto, contornos libres de encajes a través de conexión del D.I. para aumentar las características de flujo, sellos metal-metal para aumentar la integridad de sellado de alta presión, alta resistencia al doblado para pozos desviados, rebordes múltiples para alta resistencia a la torsión y conexión de D.E., alineada en la sarta para penetración fácil en las operaciones de reacondicionamiento múltiple.

Características primordiales de las conexiones:

- alta resistencia a la torsión para huecos profundos
- conexión integral que reduce las vías potenciales de escapes
- anillos elásticos para protección contra la corrosión continua
- alta resistencia a la compresión para situaciones de esta índole
- capacidad a la fragilidad interna no existente en las conexiones API

Procedimiento para el diseño:

- seleccione el tubo adecuado
- seleccione un tubo de revestimiento o sarta de entubado para diseñarlo, comprarlo e introducirlo

Ejemplo de diseño:

D.E. de tubería: 10 3/4 pg.
 Peso Nominal: 55.5 lb/pie
 Espesor de Pared: 0.495
 El diámetro nominal y el diámetro de desviación quedan determinados

por el espesor de pared y el D.E.

Gradiente de Acero: N-80 (Lo cual define esfuerzo de resistencia mínima y el esfuerzo mínimo de colapso)

Conociendo el D. E. podemos determinar:

Esesor de Pared— Capacidades del tubo para resistencia a la fragilidad interna, colapso, torsión y presión hidrostática para la prueba.

El tipo de conexión roscada que se desea viene designada ST&C.

A menos que se especifique, se usa un acoplamiento regular.

Puesto que los esfuerzos de fragilidad interna de la conexión y del tubo difieren ampliamente, el D.E., peso, gradiente y longitud de conexión se usan para calcular la fragilidad interna y las capacidades de tensión de la conexión. Esa mínima longitud de tubería viene designada por R-3.

Fragilidad Interna

Como se describió previamente, el cálculo de la fragilidad interna se obtiene mediante la fórmula:

$$P = (0,875) (2Y, t) / D$$

que permite obtener el valor mínimo de la presión para causar una deformación permanente. Esta fórmula se basa en el espesor de pared mínimo permitido $(0,875)t$ y el esfuerzo de fragilidad mínimo permitido.

Colapso. Existen cuatro fórmulas API para determinar el colapso dependiendo del tipo: elástico, de transición, plástico y fragilidad. Viene determinado por el D.E., el espesor de pared y el gradiente de acero. Las fórmulas para el colapso elástico y fragilidad se determinan teóricamente. Las fórmulas para el colapso plástico y de transición se determinan a partir de los datos experimentales. La capacidad de colapso aumenta proporcionalmente con el espesor de pared.

Por ejemplo para satisfacer la capacidad de presión interna de un tubo de revestimiento de 9.500 psi, se puede obtener con 7 pg., 26 lb/pie, P-110 o 7 pg., 35 lb/pie y N-80.

Para satisfacer la necesidad de un colapso a 6000 psi, se usa 7 pg., 26 lb/pie, P-110. Pero en N-80, 7 pg. y 29 lb/pie es más adecuado.

Tensión.— Se determina a partir de la sección transversal del tubo basado en las dimensiones nominales y la fragilidad interna mínima del acero. En el revestimiento, el tubo generalmente es más fuerte que las conexiones por lo que las consideraciones en el revestimiento dependen enormemente de la resistencia de la conexión. Las conexiones del entubado son generalmente más resistentes que el cuerpo del tubo.

Las consideraciones de tensión en el entubado se basan en la resistencia a la tensión del tubo. □

Diseño de revestimiento óptimo

John F. Greenip, Jr.
Hydril Co.

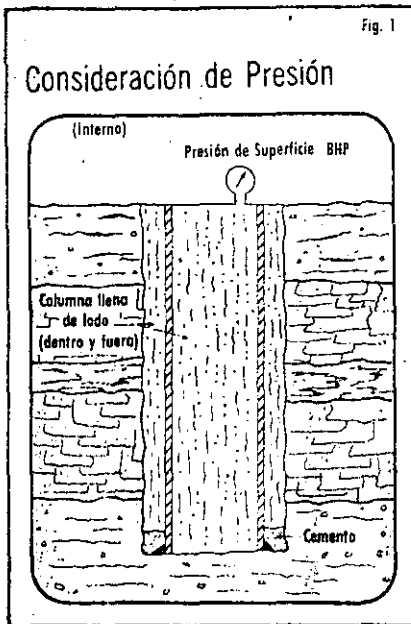
EN LA PERFORACION de un pozo y su producción, es imperativo aplicar los principios de ingeniería económica para diseñar un programa en el cual el operador va a obtener el programa más efectivo. El programa ideal es aquél en el cual se diseña el revestimiento desde el tope hasta el fondo de la formación productora. Debe observarse, no obstante, que las formaciones geológicas difieren abundantemente por lo que el revestimiento deberá variar acorde con esta circunstancia. Cada sarta, por lo tanto, debe cumplir una función específica en la zona que le corresponde.

Revestimiento Conductor. Se usa en la superficie de suelos blandos tales como pantanos, ciénagas o lechos submarinos. El objetivo primordial es evitar la erosión o inundación del pozo en la base de la cabria; además de proporcionar un conducto tubular para elevar el fluido de perforación lo suficiente para impulsarlo hasta el pit. También se usa para evitar erosión en las sartas siguientes y servir de soporte de los cabezales de carga donde la sustentación resulta inadecuada. Se puede usar el método convencional de uniones roscadas consecutivas o usar tuberías sin elementos de conexión pero soldadas a medida que la sarta aumenta. Este es el sector de mayor longitud en toda la sarta de perforación y los diámetros varían entre 16 y 48 pg. Sin embargo, los tamaños dependen de la profundidad total y del programa elaborado.

Revestimiento de Superficie. Esta

Optimum economy in designing a casing program

When drilling a well, and subsequently its production, it is necessary to apply economic principles to design a program whereby the operator may obtain the most efficiency. The casing must be adapted to the different geological formations, and so each string must perform specific functions according to the zones.



sección se introduce para proteger al pozo de cavidades internas o fallas que se presentan generalmente cerca de la superficie. También protege al pozo de las filtraciones de aguas de los mantos acuíferos. Generalmente es de un diámetro menor siguiendo al revestimiento conductor, pero su profundidad puede llegar a unos 200 pies. Otras veces alcanza los miles de pies, dependiendo de las formaciones encontradas. En algunos países el tamaño de esta sección se ha regulado para proteger los mantos acuíferos. Esta sección es el punto de partida para el cabezal de revestimiento. Otra de sus ventajas permite evitar los reventones de pozos y servir de soporte a las sartas posteriores.

Sartas adicionales. Si el pozo es sumamente profundo, o si se confrontan problemas agudos de perforación, tales como sobrepresiones en formaciones o secciones de circulación pobre, las sartas adicionales son necesarias para aislar estas zonas. Cuando las zonas presentan tendencia a la fractura, estas secciones se pueden usar para aislarlas y evitar que el lodo pueda provocar fracturas prematuras. Estas secciones se recomiendan especialmente en aquellas zonas donde existe una alta presión que puede provocar dichas fallas.

La sección final de revestimiento a introducir es la sección de producción y por ende, la más importante. Esta porción de tubería permite aislar el fluido de otros fluidos no deseables tales como agua o gas excesivo de las formaciones adyacentes. En realidad, éste viene a ser el sector de protección al entubado, especialmente hasta que se desarrolla el reacondicionamiento concéntrico del pozo a la altura de la formación productora.

Forros y conexiones. Esta sarta reducida va desde el fondo del pozo hasta unos cien pies o más de la última sarta colocada. Otro tipo de forro (de perforación) se utiliza en formaciones de alta presión, generalmente en el completamiento del mismo. El forro de producción se coloca en el intervalo productivo de la formación y se diseña para aguantar dicha formación, presiones estimuladoras y flujo de fluidos. Todos los forros se suspenden mediante un sustentador y se cementan en el sitio, pero ocasionalmente se instalan sin cementarse. Una gran ventaja del forro es su bajo costo. Por ser corto puede ocasionar problemas de filtración del sello del sustentador, problemas de introducción o dificultades de cementación.

El revestimiento encima del forro debe absorber presiones de impacto cuando se perfora debajo del forro. Después de colocar el forro al perforar a la profundidad deseada, el mismo puede ser conectado de regreso a la superficie mediante la sarta de conexión para completar la sarta de revestimiento de producción. Esta combinación permite que se mantenga una sarta de revestimiento en el tope del pozo sin haberse perforado previamente. Con ello se elimina el problema de desgaste de revestimiento a la tubería de perforación rotatoria. Otros ahorros pueden obtenerse con pesos livianos, o revestimiento de menor grado necesarios para reducir los esfuerzos de tensión.

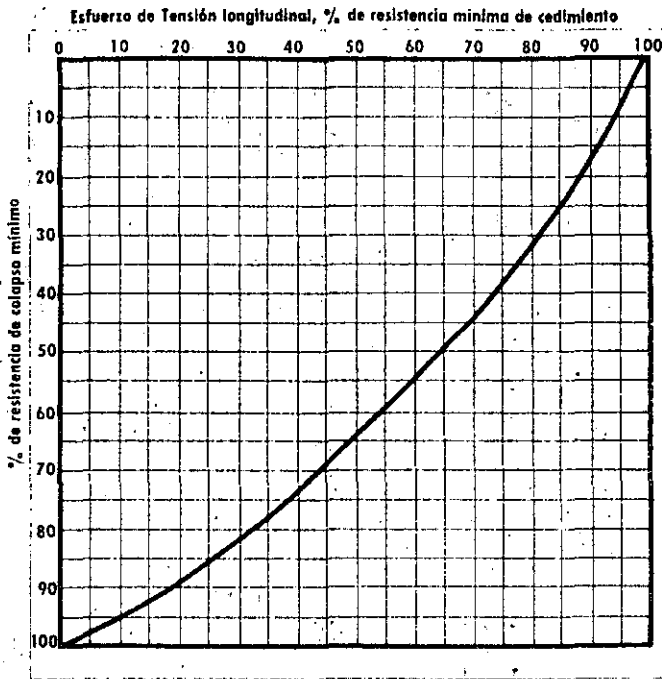
Diseño de Revestimiento. Un revestimiento bien diseñado debe resistir:

- Ruptura y explosión debido a presiones internas
- Colapso ante presiones externas
- Estiramientos axiales debidos a la tensión
- Fallas debido a filtraciones
- Fallas debido a los efectos de compresión
- Fallas debido a efectos de doblez
- Fallas debido a efectos de torsión
- Fallas debido a la corrosión y debilitamiento por desgaste.

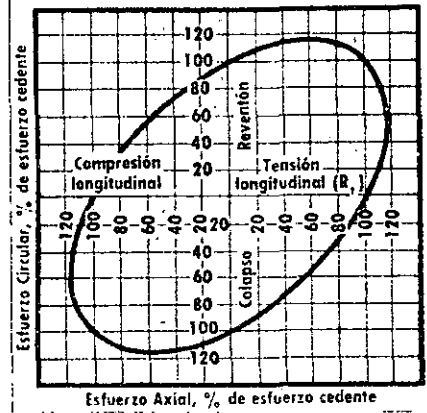
Las primeras cuatro se incluyen en todo diseño. Las restantes, se consideran fallas inesperadas o condiciones especiales, que deben considerarse para tomar en cuenta las mínimas causas de problemas en el diseño y todas las condiciones envueltas en el mismo.

Fallas debido a presiones internas. En primer lugar se considera la carga de presión interna. Luego viene el factor de diseño y el tipo de revestimiento disponible. Cuando se dispone de estos datos, se determina qué revestimiento se encontrará fuera de especificación y se descarta. La parte

Elipsoide para el esfuerzo de cedimiento axial



(Basado en la teoría de energía mínima de deformación por esfuerzo cortante o la ecuación de Hencky - von Mises)



más difícil del diseño es determinar la presión interna.

Cuando las profundidades y el fondo del pozo tienen presiones moderadas, se asume que la presión diferencial es la misma en el yacimiento y en el fondo del pozo para la longitud total de la sarta (Fig. 1). Pero al considerar los incrementos necesarios de presión interna, esta suposición es antieconómica por lo que se debe estimar la máxima superficie de anclaje interno donde se va a sujetar el revestimiento. La presión en este punto es arbitraria y depende grandemente de la experiencia de campo en un sector dado. Puede igualarse a la tasa de presión de trabajo de la superficie del equipo que se usa. Cuando la presión de superficie se usa como límite de carga interna, se asume que el hoyo permanece lleno de lodo hasta que la densidad de éste es uniforme interna y externamente. Cualquier presión de superficie se aplica uniformemente a lo largo de la sarta. Cuando la densidad del lodo no es uniforme interna y externamente del revestimiento, la carga de presión interna es la suma de la presión de superficie y la presión hidrostática diferencial entre las diferentes densidades del lodo en el punto considerado. La máxima presión de superficie se tiene posiblemente

cuando el revestimiento de disparo se llena con gas de la formación y puede ser algo más pequeña que la presión del fondo del pozo de la columna de gas (Tablas A y B). Una ecuación útil para obtener ésta presión es:

$$P_s = P_H / (e^{0.000034 GL})$$

El metano (CH₄) con gravedad específica de 0,55 se usa cuando se desea calcular la presión de superficie máxima posible, y cuando la gravedad específica del gas producido no se conoce. Es conservador estimar dichos cálculos cuando se usa metano debido a que generalmente la gravedad específica de los gases producidos es mayor que la del metano.

Otro método considera la máxima presión que sobrepasa el gradiente de fractura del yacimiento debajo del asiento del revestimiento liberando cualquier otra presión. Se asume que el revestimiento se llena con gas de formación con la presión máxima en el fondo el pozo y disminuyendo a medida que la profundidad disminuye por el peso o el gradiente del gas. Con este método, la presión interna del revestimiento a cualquier punto es la presión del gas dentro del revestimiento a ese punto, menos la presión

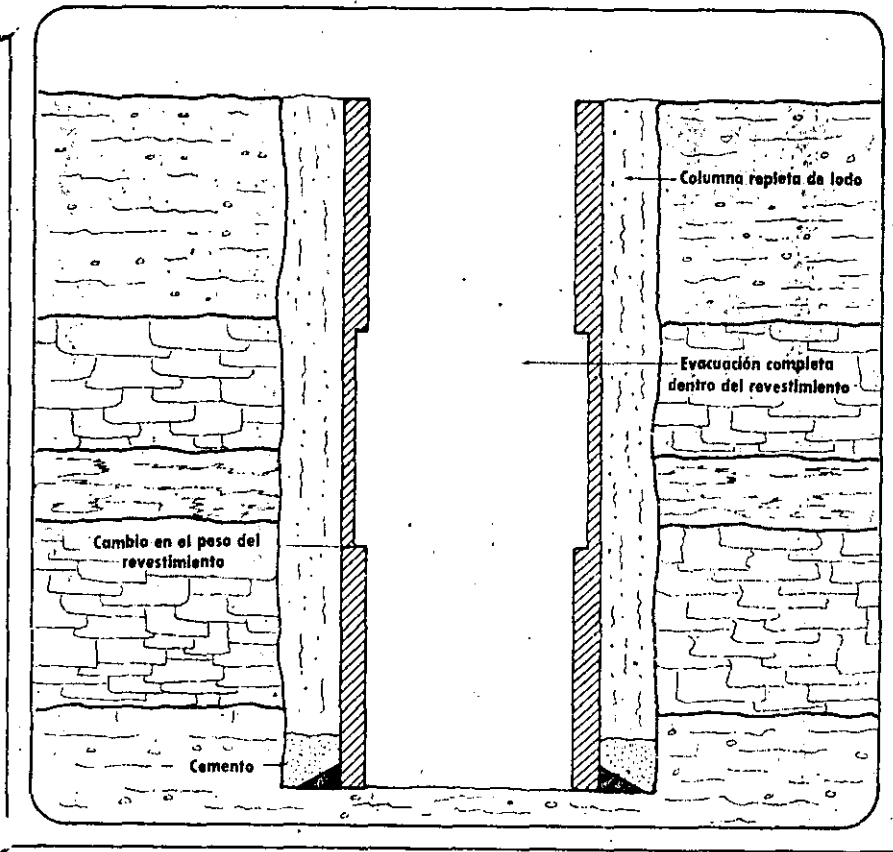
hidrostática fuera del revestimiento. Esta presión se calcula con la fórmula:

$$P_b = G_{bd}D_1 - G_g (D_1 - D_2) - (0,052 W_o D_2)$$

Sin importar el método usado para determinar esta presión, la presión diferencial en cualquier punto se determina multiplicando por el factor de diseño de la presión interna en cualquier punto de la sarta. Es recomendable probar el revestimiento hidrostáticamente para evitar daños lamentables en el interior de la formación. La resistencia a la presión de reventón se reduce en un 70% cuando se practican huellas fatales en las mordazas, del 15 al 17% en los espesores de pared y del 3 al 4% sobre los contornos.

Colapso del Revestimiento. El factor de diseño en colapso de 1,125 es aceptado generalmente. Representa la relación entre la presión de colapso dividida por la presión diferencial externamente aplicada. Se basa en la suposición de que no existe presión en el revestimiento y de que los alrededores o el fluido externo poseen un cabezal hidrostático correspondiente al peso de lodo presente en el momento en que se coloca. Es difícil prevenir colapso en estas secciones debido a movi-

Consideración de la presión de Colapso



mientos laterales en terremotos, fallas de formación, etc.; sin embargo, se puede prevenir el colapso debido al flujo plástico seleccionando, revestimiento más pesado y de más alto grado. Este es costo y peso adicional que se agrega al revestimiento.

Otro fallo de colapso encontrado, es el que se presenta durante la filtración de cemento. Aquí se introduce una sección del empacador para colocarlo arriba o abajo de la sección que se va a instalar.

Si el cemento original que se ha colocado detrás del tubo es defectuoso y la presión de trabajo es excesiva, es muy posible que los esfuerzos se repartan hasta ésta sección con el consiguiente colapso del revestimiento.

Se debe tener cuidado al transportar las secciones de revestimiento para evitar fracturas prematuras en su estructura. La misma precaución debe tomarse al introducirla. Cualquier defecto mecánico reduce la resistencia al colapso.

Por ejemplo, los cálculos muestran que una pared de tubo delgado y perfectamente redondo, si se deforma en un 1%, sufre una deducción de la resistencia al colapso en un 25%. Por eso, la más mínima deformación ocasionada por mordazas, cuñas o cualquier condición de esta índole en el

fondo del pozo disminuye considerablemente la resistencia al colapso. Sometido a tensión el tubo colapsa más rápidamente; mientras que sometido a compresión, dicha resistencia aumenta. En la fig. 2 se muestra el fenómeno biaxial ya descrito, especialmente importante cuando se usan sartas combinadas para optimizar el costo.

Los valores para las resistencias de colapso se pueden encontrar a partir de las fórmulas en el boletín API No. 5C3.

Para el revestimiento sometido a presiones internas, los requerimientos son: Presión de colapso para la parte inferior de la sarta y tensión en la parte superior de la misma. El diseño de una sarta de revestimiento y su colapso consiste de una selección de revestimiento económico con resistencia alta al colapso para obtener un factor de diseño alrededor del 1,125 que con frecuencia se usa.

Siempre se asume que la presión fuera del revestimiento se origina del peso de la columna de lodo que llega hasta la superficie y que la presión dentro del revestimiento es cero para cargas de colapso (Fig. 3). Para la sección interna más remota, la resistencia del colapso del revestimiento se determina calculando la presión hi-

Nomenclatura

AS	= Sección transversal del tubo, pg^2
BF	= Factor de Flotación
BI	= Carga de doblez, Lb.
CP	= Presión de Colapso, Lb/pg^2
D	= Diámetro nominal externo
D_1	= Profundidad del asiento del Revestimiento, pie
D_2	= Profundidad considerada, pie
DF	= Factor de diseño del colapso
DF _t	= Factor de diseño de tensión
e	= Base de logaritmos naturales 2.7
G	= Peso específico del gas
G_w	= Gradiente Overburden, normalmente 1.0 o menos, Lb/pg^2
G_g	= Gradiente del gas, Psi/pie
L	= Profundidad del pozo, pie
P	= Presión de cedimiento interno mínima
P_B	= Presión del fondo del pozo, Lb/pg^2
P_b	= Presión interna en el fondo, a D_1 , donde D_2, D_1 , Lb/pg^2 .
P_r	= Colapso requerido, Lb/pg^2
$P_{r,a}$	= Presión mínima de colapso bajo esfuerzo de tensión axial, Lb/pg^2
$P_{r,o}$	= Presión mínima de colapso libre del esfuerzo de tensión axial, Lb/pg^2
P_s	= Presión de superficie, Lb/pg^2
S	= Tensión axial, Lb/pg^2
SD	= Profundidad de colocamiento, pie
W	= Peso del lodo Lb/gal
W_w	= Peso nominal de revestimiento, Lb/pie
W_o	= Peso del lodo fuera del revestimiento, Lb/gal
Y_o	= Resistencia de cedimiento mínimo de la tubería, Lb/pg^2
θ	= Variación del ángulo en $^{\circ}/100$ pies

drostática del fondo del pozo y multiplicándolo por el factor de diseño del colapso. Matemáticamente tenemos:

$$P_c = (0,052 W_o D_1) (DF_r)$$

Así tenemos que la presión hidrostática varía directamente proporcional a la variación de la profundidad.

La reducción de la presión de colapso mínima debida a la tensión axial se calcula usando la fórmula:

$$P_{r,a} = P_{r,o} [1 - 0,75 (S_a/Y_p)^2] \\ \text{o} \quad - 0,5 (S_a/Y_p) P_{r,o}$$

Esta ecuación se basa en la energía de esfuerzo máxima de Hecky-von Mises de la teoría de distorsión de campo. Generalmente se resuelve por tanteos sucesivos para determinar la profundidad de colocamiento. La carga axial con flotación se determina multiplicando la columna de aire interno (peso) por el factor de flotación. Este factor (BF) se determina usando la relación:

$$BF = (65,4 - W)/65,4$$

Tensión. En cierto punto de la sarta, el colapso deja de ser un factor de control en el diseño de la misma. A partir de este punto, la tensión juega el papel más importante. Existen seis cargas de tensión separadas que se aplican al revestimiento en pozos de gas y petróleo.

1. Peso de la sarta desde la conexión de superficie. A éste se debe restar el efecto de flotación del líquido en el cual la sarta está suspendida. Algunos asumen que la sarta está suspendida en el aire para no considerar el efecto de flotación.

2. Cargas de impacto ocasionadas durante la introducción de la sarta. Esto provoca efectos de momento o impulsos que se agregan a la carga de tensión. El cálculo de la misma no es fácil ya que es una función de la velocidad y la carga de la sección que se desliza.

3. Cargas debido a la fricción de la tubería con las paredes y el contorno del pozo.

4. Al cementar, las secciones de revestimiento pueden arrancar parte del cemento fraguando con la torta del lodo.

La acción que se lleva a cabo permite una buena compactación del pozo pero la tensión se hace excesivamente alta.

5. Cambios de temperatura después del cementado de la sarta. Al circular lodo frío se reduce la temperatura del revestimiento. Esto aumenta el esfuerzo de tensión a una tasa de aproximadamente 207 Lb/pg² por °F. de caída de temperatura.

6. La presión alta de fluido dentro del revestimiento va a expandir y reducir la longitud de la sección de tubería aumentando con ello la carga de tensión.

La mayoría de las variables mencionadas anteriormente, son difíciles de establecer con precisión. Las cargas presentes en las secciones nunca pueden ser anticipadas con exactitud. Además, se presentan errores tales como los factores de diseño que ameritan márgenes de diseño como elementos de seguridad en el mismo. El factor de diseño de tensión se calcula dividiendo la resistencia de la junta de conexión entre la carga axial aplicada. La resistencia de la junta no es más que el peso de sección colgando desde el tope y que se debe colocar sobre una junta sin que ésta sufra fallas.

Los factores de diseño en la tensión varían desde 1,5 a 2 con el más comúnmente usado 1,8. Un factor igual a 1,00 representa la resistencia igualada con el material. La mayoría de los mismos se basa en la resistencia de partición de la junta en el tope



FRACTURAS de este tipo pueden evitarse al introducir tubería a una velocidad tal que la carga pueda ser controlada. Esta sarta se partió después de recibir el impacto de la carga. La parte superior de la misma sufrió esfuerzos que se desplazaron estilo "bumeran" y luego se concentraron en el tope de la sección asentada en el fondo del pozo (Fig. 4).

descartando el efecto de flotación debido al lodo. Esto permite usar un factor de diseño mayor que el calculado.

El mismo se puede calcular con la relación:

$$DF_1 \text{ (con flotación)} = DF_2/BF$$

Fugas- Sellos de conexión. Un setenta por ciento de conexiones de revestimiento tienen especificaciones API. Las mismas tienen diferencias en cuanto a perfiles de roscas pero todas se diseñan con el mismo concepto de roscas ahusadas. Existen dificultades en la duplicación de estas roscas durante los procesos de fabricación, lo cual implica dejar tolerancias entre las crestas y las raíces de las mismas aún cuando éstas sean pequeñas.

Por ejemplo, si se acoplan y conectan tubos perfectamente secos con acoplamientos roscados en forma compacta, y sin causar debilitamiento en los hilos de las roscas, siempre existirá una abertura helicoidal entre la cresta y la raíz de las roscas. Al mismo tiempo, el pequeño canal abierto a lo largo de la tubería permitirá el flujo del fluido.

En consecuencia, es necesario usar un componente de rosca que bloquee el pasaje para complementar el mecanismo hermético. Este componente se diseña para sellar permanentemente el pequeño canal helicoidal y

para suministrar la lubricación necesaria que evita la fricción.

La mayoría de los componentes incluyen un material de relleno sólido como el cobre granulado, zinc o grafito suspendido en una base lubricante. Estos materiales de relleno o partículas suspendidas, contribuyen a darle soporte al lubricante y prestar servicio sellante en las áreas entre la cresta y la raíz de los hilos de la rosca.

Con estas cualidades, la conexión puede soportar presiones diferenciales más altas. En el boletín API No. 5A2, se encuentra información sobre diversos componentes, sus composiciones y sus características.

La aplicación del componente adecuado es vital para la integridad del sello aplicado.

Existen conexiones especiales que no se ajustan a las especificaciones API como la conexión de triple sello de la compañía Hydril. En esta conexión, no se tienen componentes de roscas para efectuar el sellado o para complementar el mecanismo de sellado. Los componentes se usan, sin embargo, para efectuar el ajuste adecuado de la conexión.

Situaciones de posibles fallas. Si una sarta de revestimiento se coloca bajo una carga de compresión axial elevada, en el punto más bajo, la sarta puede cubrir alteraciones, especialmente si existen filtraciones en la sección. Esto provocaría un doblamiento de la tubería con la consiguiente fractura de las roscas bajo la poca carga de doblez existente en dicho punto. Esto es debido a que los revestimientos no se diseñan para cargas de columnas sino que cada sección debe mantener una tensión cuando sea posible.

Al calcular la carga de tensión el efecto de doblez debe considerarse ampliamente. Este efecto aumenta al aumentar la carga de tensión y se debe deducir de la resistencia de tensión de la junta. Para determinar este efecto de doblez se puede usar la siguiente ecuación:

$$B = 63 \theta D W_n$$

El peso de revestimiento es proporcional a su diámetro. Y la carga de doblez aumenta proporcionalmente con el cuadrado del diámetro.

Sin embargo, la resistencia de la junta no aumenta a la misma tasa. El resultado viene de problemas más severos presentes en diámetros grandes en vez de diámetros pequeños de revestimiento.

Se necesita por lo tanto, aumentar el factor de diseño de tensión para los tamaños de revestimientos más gran-

des cuando estos se sometan a cargas de doblez.

Las fallas debido a la torsión son raras, pero pueden ocurrir. Especialmente cuando se rota el revestimiento. Este giro podría causar que cierta parte del mismo se atasque con las paredes del pozo y se produzcan dos efectos contrarios de acción y reacción sobre el revestimiento.

Si la conexión se somete a un exceso de torsión, aunque no se causen fallas estructurales en la misma, la acción puede resultar en la eliminación de las capacidades para sellar y disminuir la resistencia de la junta, lo mismo que se podría causar una restricción del diámetro del tubo.

Consideración Económica. Existen condiciones tales como profundidades, presiones prematuras, y pesos de lodo o fluido en el pozo, que permiten una selección de pesos y grados de materiales para un diseño específico en una sarta dada. Estos son generalmente considerados en los llamados elementos graduados o sartas mixtas.

Por supuesto, considerando los tres principios de diseño, reventones, tensión y colapso, siempre se debe tener la tubería más resistente en el tope de la sarta. La que pueda originar reventones internos por presiones internas van a ser generalmente más grandes en el tope del pozo, mientras que las cargas de colapso van a ser más grandes en el fondo del mismo.

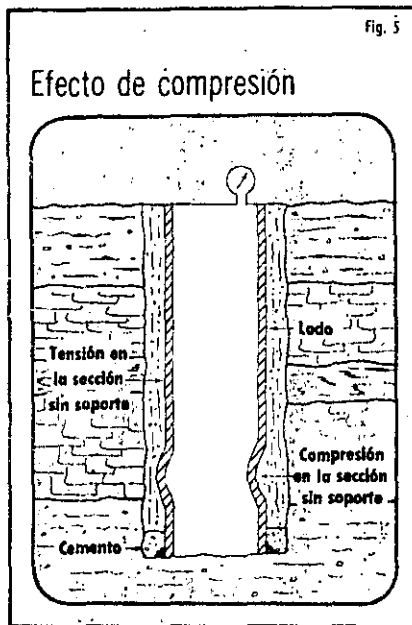
En consecuencia, cuando se hagan consideraciones de diseño, un resultado favorable sería usar tubería liviana y bajos grados de material (Lo cual representa ahorros sustanciales) en varios puntos de la sarta entre las secciones del tope y del fondo.

Si se ejecuta esto, los ahorros serían del orden del 15 al 20% y puede ser que resulte mejor una sarta mixta en vez de una totalmente uniforme.

Otra consideración económica es el uso de una combinación de sartas y forros de respaldo en secciones o sartas completas introducidas hasta el fondo del pozo. Las anteriores consideraciones se pueden aplicar para cargas de tensión que se pueden reducir para poder usar menos peso y gradientes más bajos.

Ejemplo de Diseño de Revestimiento. Condiciones:

1. Revestimiento de 7 $\frac{3}{8}$ pg. colocado a 17.500 pies dentro de 9 $\frac{3}{8}$ pg., con 47 lb de revestimiento intermedio a 13.700 pies.
2. Hoyo de 8 $\frac{1}{2}$ pg desde 13.700 a 17.500 pies
3. Peso de lodo para 7 $\frac{3}{8}$ pg. revestimiento de 14 Lb/gal
4. Revestimiento de 7 $\frac{3}{8}$ pg. para broca de 6 $\frac{1}{2}$ pg.



Solución.

Determine la presión del fondo del pozo:

$$P_H = 0,052 \times W \times L \\ = 0,052 \times 14 \times 17.500 \\ = 12,740 \text{ Lb/pg}^2$$

Asumiendo que el gradiente del total del gas desde la presión máxima de la superficie en el fondo es:

$$P_N = 0,716 \times P_H \\ = 0,716 \times 12.740 \\ = 9.100 \text{ Lb/pg}^2$$

Los requerimientos de cedimiento interno para el revestimiento con el factor de diseño igual a 1,1 es:

$$P = DF_i \times P_N \\ 1,1 \times 9.100 \\ 10.000 \text{ Lb/pg}^2$$

Algunos pesos de revestimiento y grados tienen una capacidad de cedimiento interno mínimo en un exceso del 10.000 Lb/pg² y son:

- 45,3 Lb/pie, N-80, HC-95 y P-110
- 39,0 Lb/pie, HC-95, y P-110
- 33,7 Lb/pie, P-110

El tubo con gradiente HC-95 es apropiado para resistencia de gran colapso con grado de 95.

Haciendo el diseño desde el fondo del pozo hacia la superficie tenemos: Si asumimos presión interna igual a cero y la presión de colapso es la presión del fondo del pozo, para que la tubería sufra colapso con un factor de diseño de 1,125 se tiene que la presión a la cual esta tubería colapse es:

$$P_c = DF_c \times P_H \\ = 1,125 \times 12.740$$

$$= 14,300 \text{ Lb/pg}^2$$

La única tubería que reúne las cualidades apropiadas para presión interna es la especificada P-110 con 45,3 Lb/pie y la única que soporta las presiones de colapso.

Este peso no representa problemas para la mechas de 6 $\frac{1}{2}$ pg. Sin embargo, el espesor de pared en este caso se consigue con un diámetro especial de 7 $\frac{3}{8}$ pg. y 46,1 Lb/pie, debajo del mismo valor, donde la presión externa por el factor de diseño del colapso se hace igual a esta presión.

Para estimar el punto de intersección, la profundidad mínima de colocación de la sarta para 7 $\frac{3}{8}$ pg., 39,0 Lb/pie, P-110 en 14 Lb/gal de lodo, se calcula sin considerar la reducción biaxial debido a la tensión de la tubería de 7 $\frac{3}{8}$ pg. y 46,1 Lb/pie de tubería. Se puede calcular usando:

$$SD = P_c / DF_c (0,052) W \\ = 11.060 / 1,125 (0,052) 14 \\ = 13.500 \text{ pie}$$

Esto es a 4.000 pies sobre la profundidad total. Como el peso de revestimiento de 46 Lb/pie y 7 $\frac{3}{8}$ pg., reduce considerablemente la resistencia de colapso del revestimiento de 39,0 Lb/pie y 7 $\frac{3}{8}$ pg., la profundidad de colocamiento se reduce de 30 a 40% en la longitud de 7 $\frac{3}{8}$ pg. y 46,1 Lb/pie.

Así tenemos:

$$\text{Actual SD} = 13.500 - (0,3 \text{ a } 0,4) \times 4.000 \\ \text{úse SD} = 13.500 - 1.600 \\ = 11.900 \text{ pie}$$

Esto requiere 5.600 pies de revestimiento de 7 $\frac{3}{8}$ pg., 46,1 Lb/pie, P-110 para un total de 258.000 lb/pie.

Para determinar la capacidad del colapso reducido en revestimiento de 7 $\frac{3}{8}$ pg. y 39,0 lb/pie, el radio X de la carga de tensión a su resistencia de tensión se calcula usando:

$$X = 258.000 / Y_p \times A_s$$

donde A_s es la sección transversal de revestimiento. Para 39 Lb/pie tenemos:

$$X = 258.000 / 110.000 (11,192) \\ = 0,21$$

Usando el radio de carga X para la resistencia, el radio Y de la capacidad de colapso biaxial en relación con el mismo valor API se puede obtener

$$Y = 0,878$$

Luego, la capacidad de colapso reducido, para revestimiento de 7 $\frac{3}{8}$ pg. y 39,0 Lb/pie viene dado por:

Tabla 2

Diseño Final

Tamaño Pg.	Intervalo pie	Peso Lb/pie	Grado	Conexión	DF ₁	DF ₂	DF _c
7%	0- 2.950	39,0	F-110	CTS	1,57	1,39	High
7%	2.950-11.900	39,0	P-110	TS	1,60	1,39	1,12
7%	11.900-17.500	46,1	P-110	FJ-P	3,38	1,62	1,18

Tabla 3

Diseño Revisado

Tamaño Pg.	Intervalo Pie	Peso Lb/pie	Grado	Conexión	DF ₁	DF ₂	DF _c
7%	0- 2.440	39,0	P-110	CTS	1,60	1,39	High
7%	2.440- 3.700	39,0	P-110	TS	1,60	1,39	2,83
7%	3.700- 6.900	33,7	P-110	TS	1,60	1,19	1,12
7%	6.900-11.900	39,0	P-110	TS	2,14	1,39	1,12
7%	11.900-17.500	46,1	P-110	FJ-P	3,38	1,62	1,18

Tabla 4

Forro y Junta de respaldo

Diseño del forro Tamaño Pg.	Intervalo pie	Peso Lb/pie	Grado	Conexión	DF ₁	DF ₂	DF _c
7% Diseño	13.500-17.500	46,1	P-110	FJ-P	4,73	1,63	1,18

de Junta de Respaldo Tamaño Pg.	Intervalo Pie	Peso Lb/pie	Grado	Conexión	DF ₁	DF ₂	DF _c
7%	0- 8.630	33,7	P-110	TS	1,87	1,19	1,12
7%	8.630-13.500	39,0	P-110	TS	5,11	1,39	1,13

$$P_{1,2} = Y \times P_{c,2}$$

$$= 0,878 \times 11.060$$

$$= 9.710 \text{ Lb/pg}^2$$

Esto es, a 11.900 pies, la presión de colapso es

$$CP = 0,052 \times 14 \times 11.900$$

$$= 8.660 \text{ Lb/pg}^2$$

y el factor de diseño correspondiente será:

$$DF_c = P_{c,2} / CP$$

$$= 9.710 / 8.660$$

$$= 1,12 \text{ para } 7\% \text{ pg.}, 39,0 \text{ Lb/pie}, \text{ P-110}$$

Si el factor de diseño estuviese por debajo de 1,125, se tomaría un punto de intersección más allá del valor para el hoyo.

Con 5.600 pies de 46,1 Lb/pie, P-110 en el fondo, el factor de diseño para 46,1 Lb/pie se calcula:

$$DF_1 = 873.000 / 258.000$$

$$= 3,38$$

Usando una conexión de triple sello, el valor de 7% pg., y 39,0 Lb/pie de revestimiento, se toma mucho más allá del hoyo como sea posible, manteniendo un factor de diseño de tensión de 1,6. Así

$$DF_1 = 39,0 \text{ (Resistencia de junta)}$$

$$\text{Lb/pie (39L + 258.000)}$$

$$1,6 = 971.000 / (39L + 258.000)$$

$$L = (971.000 / 1,6 - 258.000) / 39$$

$$= 8.950 \text{ pies.}$$

Con 8.950 pies de 39,0 Lb/pie, la conexión de sello triple abarca 2950 pies muy cerca de la superficie. La tabla 2 muestra el diseño final.

Los costos de la sarta se pueden calcular ahora:

$$39,0 \text{ Lb/pie, P-110, CTS} = \$3.250 / 100 \text{ pie}$$

$$39,0 \text{ Lb/pie, P-110, TS} = \$2.700 / 100 \text{ pie}$$

$$46,1 \text{ Lb/pie, P-110, FJ-P} = \$3.000 / 100 \text{ pie}$$

Costo de la sarta:

$$\$32,50/\text{pie} \times 2.950 \text{ pie} = \$ 96.000$$

$$\$27,00/\text{pie} \times 8.950 \text{ pie} = \$242.000$$

$$\$30,00/\text{pie} \times 5.600 \text{ pie} = \$168.000$$

$$\text{Costo total de tubería} = \$506.000$$

Otras alternativas de Diseño de Sartas. Con el factor de diseño de tensión de la sección del tope por debajo de 1,6 se puede investigar una alterna-

tiva de diseño diferente.

Sabemos que la especificación P-110, 33,7 Lb/pie posee suficiente resistencia al cedimiento interno. La sección de sello triple se puede intersectar sobre P-110 y 33,7 Lb/pie tomándolo por encima de hoyo tanto como sea posible y como la resistencia a la tensión lo permita.

A partir de este punto, la especificación 39,0 Lb/pie CTS se debe usar en la superficie tal como se muestra en el cálculo revisado de la fig 3.

Con el costo de 33,7 Lb/pie, P-110 de la conexión de sello triple alrededor de los 2.350/pie, la nueva alternativa de sarta viene a ser:

$$\$32,50/\text{pie} \times 2.440 \text{ pies} = \$ 79.000$$

$$\$27,00/\text{pie} \times 1.260 \text{ pies} = \$ 34.000$$

$$\$23,50/\text{pie} \times 3.200 \text{ pies} = \$ 75.000$$

$$\$27,00/\text{pie} \times 5.000 \text{ pies} = \$135.000$$

$$\$30,00/\text{pie} \times 5.600 \text{ pies} = \$168.000$$

$$\text{Costo total de tubería} = \$491.000$$

Esta alternativa reduce el costo en \$15.000 aumentando el factor de seguridad para la tensión y el factor en la superficie usando de 1,57 a 1,60.

Forro y Junta de Respaldo. Este es otro método de completar este pozo opuesto al del cálculo de sarta de longitud simple (Tabla 4).

El costo para las dos sartas viene a ser:

$$\$23,50/\text{pie} \times 8.630 \text{ pies} = \$203.000$$

$$\$27,00/\text{pie} \times 4.870 \text{ pies} = \$131.000$$

$$\$30,00/\text{pie} \times 4.000 \text{ pies} = \$120.000$$

$$\text{Costo total de tubería} = \$454.000$$

Así, usando un forro y junta de respaldo, los costos de tubería son \$52.000 y \$37.000 más baratos que las dos sartas grandes.

Esto se hace reduciendo el peso necesario de revestimiento para obtener una adecuada resistencia de tensión en la longitud del revestimiento de 46,1 Lb/pie en el fondo y desde 5.600 pies hasta 4.000 pies.

El éxito de la aplicación de este método depende de si el costo de herramientas de sustentación del forro y el tiempo de perforación son aventajados por los costos de tuberías reducidas.

Sin embargo, cuando el revestimiento es difícil de obtener, la combinación de forro y junta de respaldo ofrece una alternativa sin comparación. □

Cómo seleccionar el entubado para la terminación de un pozo

LAS EXIGENCIAS de flujo de fluidos para un pozo económicamente factible deben conocerse y usarse como parte integral del programa total de perforación y completamiento.

Aun cuando el entubado es la última sarta que penetra en el pozo, sus requisitos dictan la norma en cuanto a la tubería precedente al entubado.

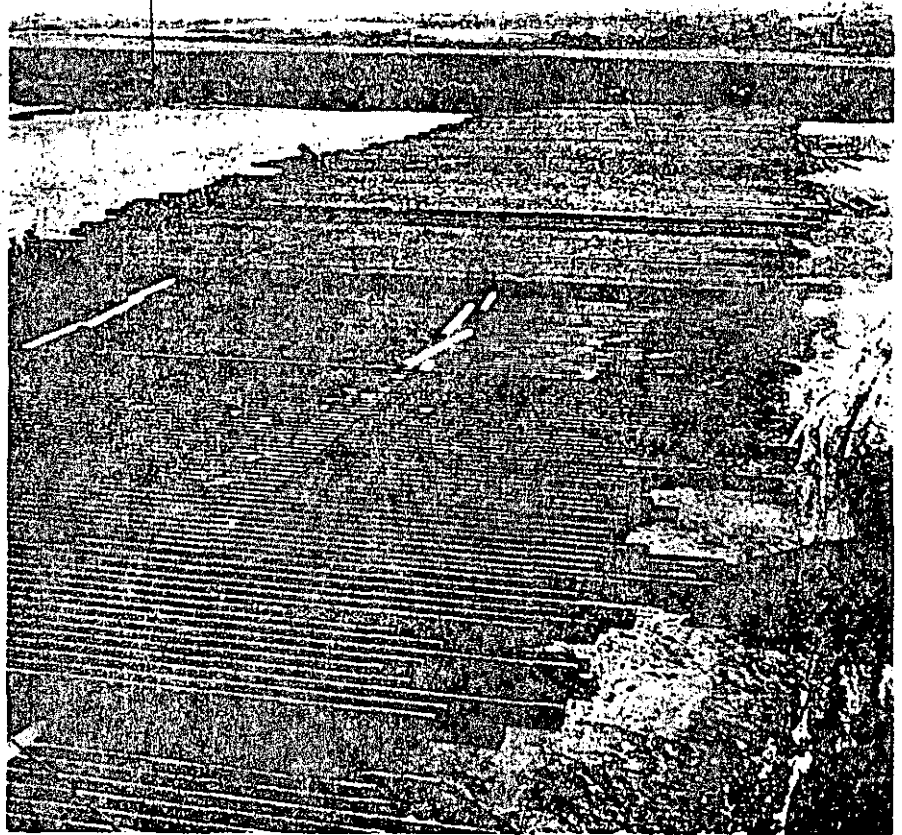
Esta tubería sirve como canal de flujo para el fluido de producción. Además, permite aislar el revestimiento de producción cuando se usa con un empacador.

El diseño de esta sarta requiere mayor planificación que las necesarias para justificar los criterios de diseño en la tensión, cedimiento interno y el colapso.

Primero, debe determinarse el contorno adecuado para hacer posible la producción.

Después, se atiende al criterio de máxima producción especialmente en aquellos períodos donde los máximos permitidos gobiernan la tasa de producción. El diseño en la producción restringida, constituye una necesidad económica en dicha circunstancia.

Después de conocer la superficie de flujo deseada, se pueden aplicar varios tamaños de sartas con sus



EL ESPACIAMIENTO adecuado de la tubería en rampas facilita la movilización de revestimiento y entubado. Los tubos deben descargarse y colocarse de forma que la cuadrilla pueda tomar primero la sección inferior de la sarta.

Selecting tubing for well completions

Once the desirable flow area is determined, the tubing which meets the requirements can be applied to the well completion program stress requirements. Tubing is run to serve as the flow channel for the produced fluid and to isolate the production casing from the produced fluid when used with a packer.

respectivos pesos a las exigencias de resistencia en el programa de terminación del pozo.

Tipos de completamiento de entubado. La sarta de entubado convencional se define como la sección que se introduce en una sarta de revestimiento cementada. Generalmente, un empacador se coloca en el fondo del entubado para aislar la sección anular entre el entubado y el intervalo

de revestimiento productivo.

La sección aislada evita que, tanto la presión como los fluidos, interaccionen en la sarta de producción.

Este procedimiento obliga al entubado a resistir la presión, corrosión y erosión en el pozo. Como se sabe, el revestimiento de producción se cementa en el sitio y cualquier daño al mismo requiere procedimientos de reparación costosos y algunas

Fig. 1

Completamiento convencional sencillo

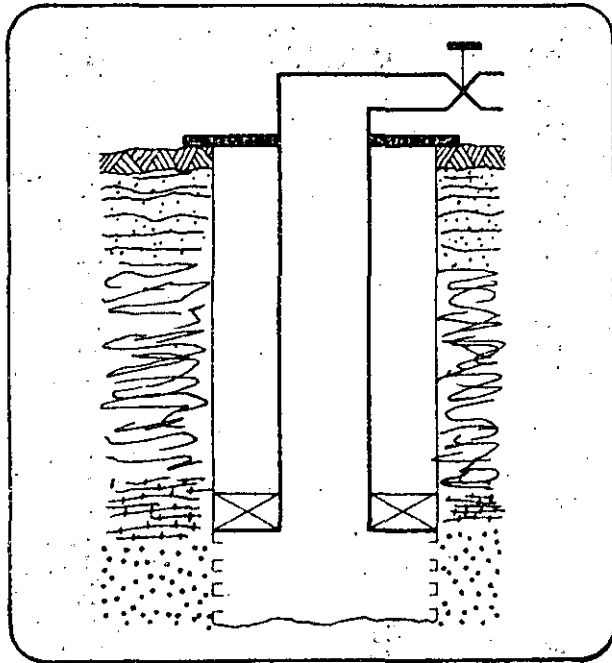
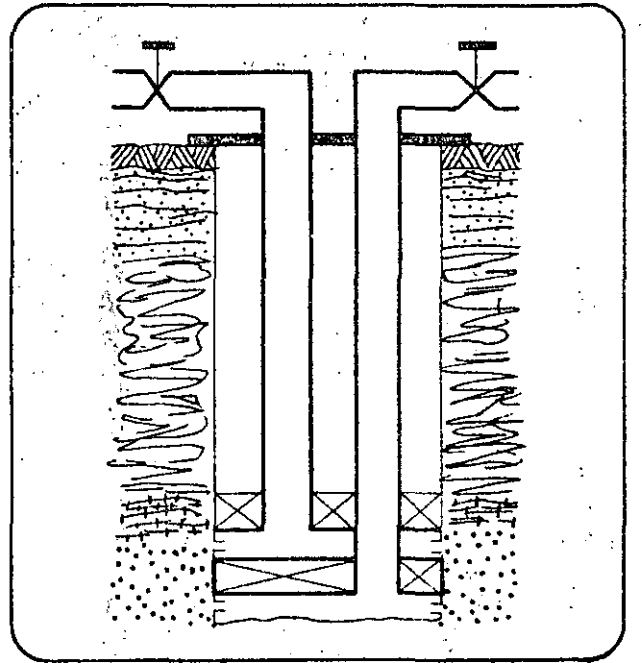


Fig. 2

Completamiento convencional doble



veces sin éxito.

El mismo daño a la sarta puede repararse practicando un reacondicionamiento más económico que perforar y terminar un pozo de reemplazo.

La sección anular, después de aislarse, se llena y circula con fluido inhibidor de completamiento previniendo la acción corrosiva sobre la sarta de producción.

Además, si el fluido de completamiento tiene una densidad más baja que el lodo en el cual se está introduciendo la sarta de revestimiento, puede reducirse la presión de colapso en el fondo de la sarta de entubado así como la fuerza sobre el empacador durante la producción.

Completaciones Dobles. Una variante de la sarta de entubado convencional es la completación doble, siendo la convencional doble la más común.

En este caso, un par de sargas colocadas lado a lado, completadas en diferentes intervalos de producción, permite reducir el número de pozos de desarrollo en un campo de zonas múltiples de producción.

Las dos sargas pueden introducirse juntas o separadas. El método de penetración simultánea permite introducir sargas en revestimiento con ensanchamiento más reducido.

En embargo, las mismas exigen cuñas dobles, elevadores y arietes de tubo.

Cuando se dispone de suficiente juego en el revestimiento, la penetra-

Tabla 1

Nomenclatura

A_s	= Sección transversal del tubo, pg^2
DF_c	= Factor de Diseño del colapso
DF_i	= Factor de Diseño de Resistencia Interna
DP	= Columna de densidad referencial, psi
GPr	= Relación de la presión del gas
HL	= Carga de Enganche anticipado, lb
L_p	= Profundidad del empacador, pie
L_t	= Profundidad del entubado, pie
P	= Presión de resistencia interna mínima, psi
P_{11}	= Presión del Fondo del pozo, psi
P_c	= Requisito de colapso, psi
P_y	= Cedimiento a la tensión del cuerpo del tubo, psi
W_t	= Peso Nominal del tubo, lb/pie
Y_p	= Resistencia mínima cedente del tubo, psi
ρ_a	= Densidad del fluido en la sección anular, lb/gal
ρ_t	= Densidad del fluido en el entubado, lb/gal

ción de cada sarta por separado permitirá una extracción selectiva de las sargas de entubado.

Con las lumbreras radiales reducidas y la obstrucción de una segunda sarta de entubado en una completación doble, la fuerza de arrastre va a ser mucho mayor cuando se introduzca o se extraiga dicha sarta que en una completación sencilla.

Este incremento de fuerza es relevante cuando se extrae una sarta doble, siendo necesario diseñar la

sarta con factores de diseño de tensión más elevados que los factores usados en las completaciones convencionales sencillas.

El entubado con amplio juego y con conexiones de DE. rectilíneo, facilitarán la penetración y extracción de una sarta de doble entubado, evitando los enganches de collar a collar muy comunes en algunas conexiones de especificación API.

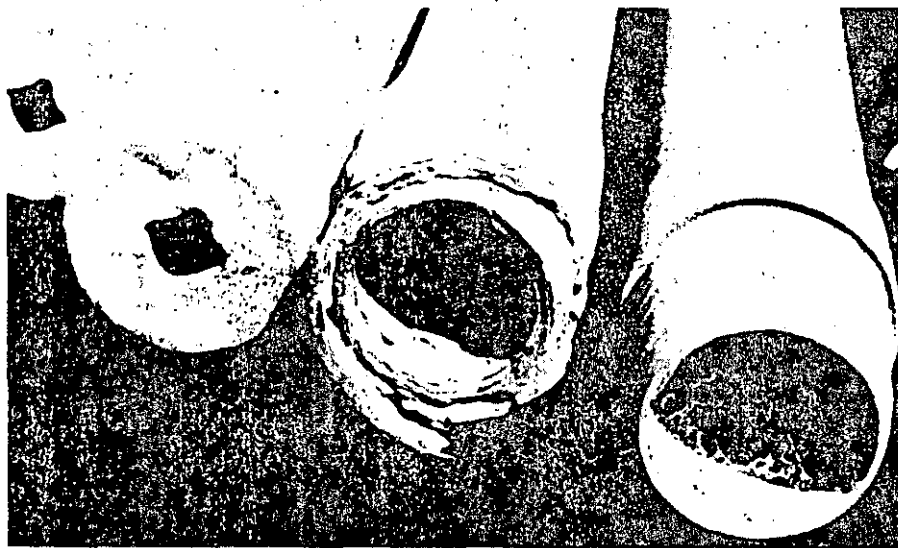
La circulación doble difiere de la convencional en que las dos sargas se completan en la misma zona (Fig. 3).

Esto permite la inyección de agentes químicos en una sarta mientras se obtiene producción por la otra creando un medio de inhibición continuo de corrosión para ambas sargas de entubado.

Otra ventaja radica en la localización de químicos estimulantes o también lodos. Esta propiedad evita la necesidad de cabecear o forzar el contenido completo del entubado hacia la formación, con el propósito de matar el pozo.

Las circulaciones dobles se completan con frecuencia usando tubos iguales y permitiendo alternar las sargas para el canal de la producción y para la inyección de agentes químicos.

En pozos donde la acción corrosión-erosión reduce la vida de la sarta de producción, las sargas de producción combinadas aumentan la vida útil entre los reacondicionamien-



LA HUMEDAD en los ambientes es el factor de corrosión más severo. Aquí se muestra el efecto de la humedad sobre la sarta en un ambiente tropical. Las roscas deben limpiarse, suavizarse, e inspeccionarse cada 3 ó 6 meses.

tos y los reemplazos de entubado.

En sartas dobles concéntricas, una de las sartas se introduce dentro de la otra (Fig. 4). Esto permite a la producción fluir dentro del conducto o la sección anular entre las sartas de entubado. La otra sarta, similar a la de circulación doble, sirve como sarta de inyección de agentes químicos, como sarta de dominio o para la localización de fluidos estimulantes.

Una de las ventajas de las sartas concéntricas dobles sobre la sarta de circulación doble, estriba en la capacidad, y posee árbol y enganche modificados para instalar el entubado concéntrico después de efectuar el completamiento del pozo.

Ambas sartas han logrado amplia aceptación en pozos productivos de alta presión o con H_2S porque permiten inyección química en la producción y circulación de un fluido para matar el pozo.

La circulación de la columna de lodo para matar el pozo es sumamente superior al lodo de cabeceo en el tubo y la formación o inserción de contrapresión para matar el pozo.

REQUISITOS DE DISEÑO. Al igual que el revestimiento, el entubado debe satisfacer los requisitos de diseño en las condiciones de carga de presiones externa e interna a las cuales estará sometido.

Además, para satisfacer las demandas de cedimiento interno y colapso, el diseño debe establecer los requisitos de tensión más allá de lo necesario para que la sarta alcance el fondo del pozo sin dificultades.

La carga de presión interna puede originarse por diferentes presiones tales como la de tratamiento de estimulación, de prueba, natural, a la

presión necesaria para bombear el interior del pozo y dominarlo. Cuando la presión máxima no se aplica desde el bombeo en la superficie con presión de cierre desconocida, se asume un gradiente de gas desde la superficie hasta la profundidad de la formación.

Un pozo que produce gas tiene generalmente una presión interna de entubado mayor que la de un pozo produciendo exclusivamente agua o petróleo. Esto se debe a la baja presión hidrostática que se desarrolla en la columna gaseosa menos densa que la presión desarrollada por el agua o el petróleo.

Por esa razón, la sarta de entubado en pozo de ensayo o en un pozo de gas conocido se diseña incluyendo la presión de superficie que va a encontrarse cuando el pozo se active con la columna de gas y a través de la sarta de entubado.

Puesto que la densidad más baja encontrada corresponde al metano, la gravedad específica del mismo (0.55) se usa para estimar la presión de activación del entubado.

Estimulación del Pozo. En la estimulación del pozo, el fluido se impulsa a presión dentro del entubado. Esta presión de inyección de superficie va acoplada con la presión hidrostática de fluido de estimulación. Además, mantiene la sección inferior de la sarta de entubado a una presión mayor que la presión de superficie.

Sin embargo, por causa del fluido de completamiento en la sección anular entre el revestimiento y el entubado, la presión hidrostática proporciona una contracción de la sarta de entubado. Despreciando los efectos de fricción, si el fluido de completamiento tiene una densidad mayor que la densidad del fluido de estimulación,

entonces la presión más grande se encontrará en la superficie.

Si las densidades de ambos fluidos son iguales, la presión diferencial será la misma a través de toda la sarta.

Si se quiere reducir la presión diferencial mientras se estimula el pozo, debe aplicarse presión a la sección anular. Esta presión de contracción actúa completamente en toda la sarta y reduce los requisitos de presión interna para el entubado.

Ejemplo. Suponga que la presión de tratamiento de superficie es 12.000 psi. El fluido de completamiento y tratamiento entra a 10 lb/gal. El tamaño del entubado es 2-7/8 pg. y el factor de diseño para el cedimiento interno es 1,25. Si no se tiene contracción, el entubado tendrá una capacidad de resistencia interna de:

$$P = 1,25 \times 12.000 \\ = 15.000 \text{ psi.}$$

Esta sarta necesita tubería de 8,7 lb/pie, con especificación N-80, a un costo de U.S. \$11,00. Si se desarrolla una presión de contracción en la sección anular, de 4.000 psi, la presión diferencial viene a ser 8.000 psi, con una resistencia interna de:

$$P = 1,25 \times 8.000 \\ = 10.000 \text{ psi}$$

Por lo tanto, esta sarta requiere entubado de 6,5 lb/pie a un costo de U.S. \$8,25. Esto significa un ahorro de 38.000 dólares en un pozo de 12.000 pies con ahorros en el entubado de 3,15 dólares por pie de tubería.

Ataque con lodo (Bull-Heading). Si se termina un pozo sin circular un fluido para matarlo, generalmente lodo, es necesario rellenar con lodo hacia la formación. Esto exige que la presión de bombeo sea superior al SITP para iniciar el flujo.

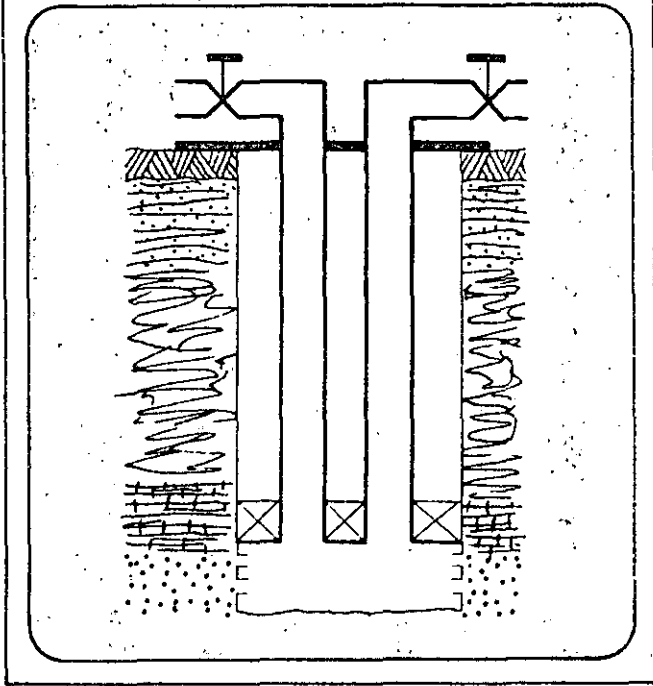
A medida que el fluido penetra en la formación, es necesario aumentar la presión de superficie para mantener dicho flujo.

En situaciones donde la producción es netamente gas, el lodo alcanzará la formación antes de que el gas sea completamente forzado a salir del entubado y hacia la formación. El lodo, taponando la formación, evitará cualquier exceso de bombeo dentro del entubado.

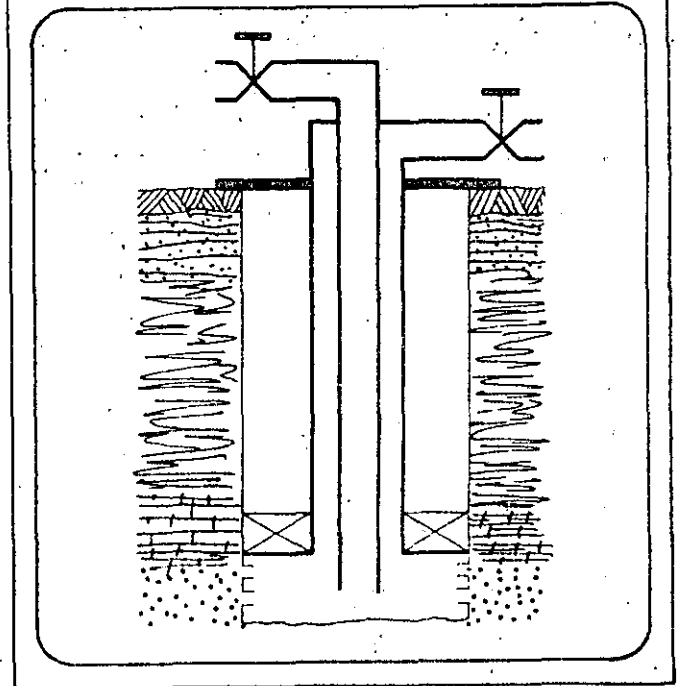
Por lo tanto, es necesario fracturar la formación con el lodo para iniciar el flujo y matar el pozo, o también contener con entubado de menor diámetro para establecer circulación.

Si se quiere, se puede fraccionar el lodo, pero el entubado tiene que estar diseñado para aguantar la

Completamiento de doble circulación



Completamiento concéntrico doble



presión requerida.

Sartas con doble propósito. En aquellos pozos donde el entubado también se usa como sarta, el mismo debe ser capaz de soportar dichas presiones por anticipado cuando se inyecta cemento o cuando se analiza la presión del revestimiento.

Los factores comunes de diseño para la resistencia interna y para sartas de entubado están en el rango de 1,1 a 1,35.

En zonas geológicas donde las necesidades de presión interna son muy conocidas, se pueden usar los factores de diseño más pequeños. Pero en zonas donde la presión se desconoce y las presiones anticipadas de superficie y tratamiento se basan en una información limitada, deben usarse los factores de diseño más grandes. Esto permite obtener un margen de error más grande al estimar las necesidades de presión interna del entubado.

Es muy costoso mantener el equipo de servicio de tratamiento en el sitio de trabajo. Así, debe descubrirse si la presión que actualmente se requiere para fracturar la formación es mayor que la presión de separación y la capacidad del entubado para la resistencia interna.

El entubado puede sufrir colapso por cargas de diferentes fuentes a lo largo de la vida útil del pozo, si el fluido usado en la terminación se coloca en la sección anular entre el entubado y el revestimiento con un empacador.

Al inicio de las labores de terminación, la presión interna en el fondo de la sarta de entubado puede ser igual o mayor que la presión en la sección anular.

Cuando el pozo comienza a producir, la restricción de la presión de flujo interno del fluido puede generar presiones de flujo muy bajas en el fondo del pozo para establecer la tasa de flujo deseada. Esta condición produce una carga de colapso de la sarta de entubado, con mayor intensidad precisamente sobre el empacador.

Con un yacimiento impulsado por agotamiento, las presiones de fondo y estática disminuyen conforme el fluido abandona el yacimiento. Al final de la vida del pozo, la presión de colapso puede alcanzar cifras bastante elevadas.

Esto es cierto particularmente en pozos de gas cuando la producción se efectúa por succión desde un sistema compresor de gas. El mismo puede producir presiones de fondo bastante pequeñas, con un flujo muy bajo y la correspondiente presión de colapso elevada.

Reduciendo las demandas de resistencia al colapso. En la terminación de un pozo donde existe una presión de fondo elevada y formación de baja producción, un fluido liviano de completamiento puede reducir la demanda de resistencia al colapso del entubado al final de la sarta.

Ejemplo. Suponga que Ud. dispone de los siguientes datos:

Profundidad

del Empacador = 15.000 pies

Lodo = 16 Lb/Gal.

Entubado = 3-1/2 pg N-80

$$P_{11} = 16 \times 15.000 \times 0,052$$

$$= 12.480 \text{ psi}$$

$$DF_c = 1,125$$

Demanda de

$$\text{Colapso (P.)} = 1,125 \times 12.480$$

$$= 14.040 \text{ psi}$$

Use entubado de 3-1/2 pg. de 12,95 Lb/pie. N-80 para la superficie. Estimando el costo en U.S. \$15,68 por pie. Usando 10 lb/gal de fluido de completamiento, tenemos:

$$P_{11} = 10 \times 15.000 \times 0,052$$

$$= 7.800 \text{ psi}$$

$$P_c = 1,125 \times 7.800$$

$$= 8.780 \text{ psi}$$

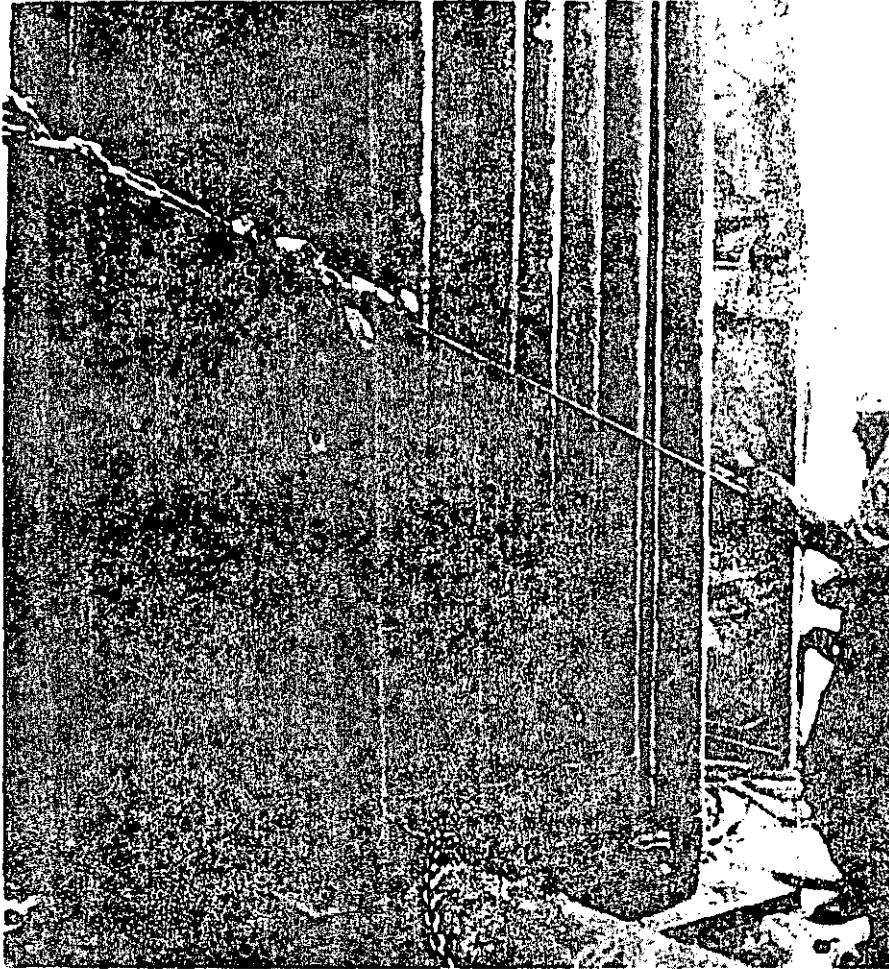
Use entubado de 3-1/2 pg., 9,3 lb/pie y N-80. Sin embargo, la presión de superficie necesaria será:

$$P_{11} \times G_{11} \times DF_c = 12.480 \times 0,751 \times 1,25$$

$$= 11.720 \text{ psi.}$$

Estos resultados permiten seleccionar un entubado de 3-1/2 pg., N-80 a un precio de 11,85 dólares por pie. Comparado con un entubado de 12,95 lb/pie, el ahorro asciende a 57.500 dólares para los 15.000 pies de sarta.

Complicaciones de Perforación. En algunos pozos, antes de la perforación es necesario reemplazar el lodo en el entubado con un fluido menos



EL REVESTIMIENTO y entubado representan el 18% de gasto de capital simple más grande que hubo en 1977.

denso. Esto puede hacerse circulando fluido liviano bajo el entubado, forzando al lodo hacia la sección anular a través de la lumbrera de circulación.

Después del desplazamiento completo, la lumbrera de circulación del entubado se cierra. La presión del mismo puede purgarse justamente antes de perforar. La columna diferencial de densidad producirá una demanda de carga de colapso sobre el entubado.

Esto se puede calcular mediante la fórmula:

$$P_c = (\rho_a - \rho_f) 0.052 \times L_p \times DF_1$$

Los factores de diseño del colapso se usan con frecuencia entre 1,0 y 1,15. Estos factores se consideran adecuados puesto que la presión diferencial de colapso se determina con el entubado completamente vacío en el peor de los casos posibles.

Selección del Tamaño y Grado. Después de determinar la resistencia al colapso y la resistencia interna, debe seleccionarse tanto el espesor de pared como el grado del acero. A diferencia de las sargas de revestimiento, donde el peso y el grado

varían conforme varía la presión de colapso desde el fondo del pozo, el entubado generalmente se selecciona para mantener hasta donde sea posible un grado y una carga liviana.

Después de seleccionar un grado y una carga específica que cumpla con las demandas de resistencia interna, la sarga debe suspenderse tan alto como sea posible y tanto como los factores de diseño de resistencia a la tensión y al esfuerzo interno lo permitan.

En el punto de la sarga donde dichos factores no satisfacen las exigencias, se hace necesario conectar cargas mayores y de más alto grado de acero que cumplan con las demandas del diseño en ese punto.

En el entubado, la resistencia a la tracción en la conexión es generalmente igual o mayor que la resistencia de la tubería. Por esa razón, la longitud de una carga específica y un grado de acero del entubado, va a estar dominada por la resistencia del cuerpo del entubado. Esta longitud viene dada por:

$$L_1 = P_y / DF_1 (W_1)$$

donde:

Las razones para mantener la selección de un tamaño, peso, y grado del entubado, se justifican al reducir la turbulencia y la posibilidad de introducir la tubería en una secuencia errónea, facilitando el trabajo de montaje y separación, usando los cabrestantes en particular y reduciendo los pases de enlace.

En la mayoría de los pozos productores, el gas acompaña al petróleo producido o es el principal producto. Las velocidades del flujo son suficientes para obtener flujo turbulento.

Con cada cambio del DI de la sarga de producción, la corriente de flujo desarrolla una acción turbulenta que tiende a erosionar el tubo. Esta turbulencia adicional puede reducirse disminuyendo el número de cambios en el DI de la tubería.

Inicialmente, cuando la tubería se introduce con el peso y el grado marcados en la misma, una combinación de carga y peso crearía un poco más de dificultad para introducirla. Sin embargo, el entubado generalmente se diseña para ser extraído y reincorporado. Si dichas marcas se han desgastado, la identificación de las juntas se hace más difícil y diferentes espesores de pared y grado pueden intercambiarse.

Un peso determinado puede identificarse por su espesor de pared (aunque esto requiera un servicio de medición confiable), pero la identificación del grado de acero es aún más difícil en el sitio de trabajo.

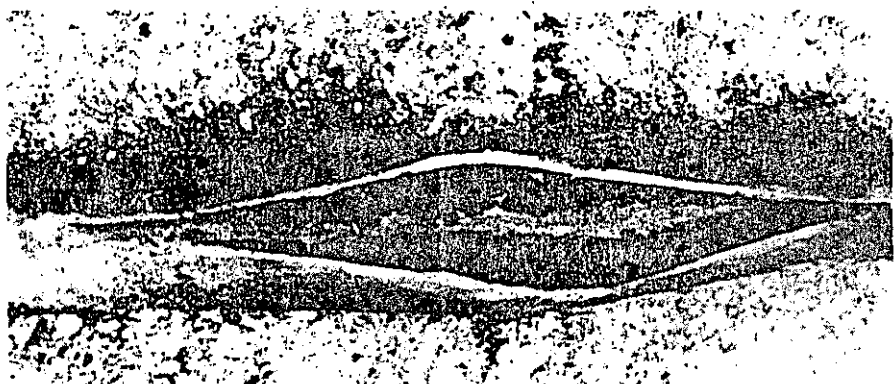
El introducir entubado con especificación N-80 cuando el diseño demanda entubado P-105, trae como consecuencia fallas en la sarga de entubado.

Demandas del Reacondicionamiento. Muchos pozos, particularmente los de las zonas remotas o costafuera, se diseñan para trabajar con procedimientos de introducción continua de tubería, lo que evita la necesidad de extraer el entubado.

En las operaciones de cable, las herramientas se seleccionan para acoplarse al tamaño del entubado para el cual se usan. Una sarga de entubado que tenga un contorno más reducido (una carga mayor de un tamaño específico) en el tope del pozo que en la sección inmediata inferior, hace más difíciles los trabajos con el cable.

Una sección de empaque con un tamaño necesario para colocar en su interior entubado de $2\frac{7}{8}$ pg., 6,5 lb/pie, podría no pasar a través de un entubado de $2\frac{7}{8}$ pg., y 8,7 lb/pie.

Es necesario extraer la sarga de entubado en la mayoría de los pozos. El entubado debe diseñarse tomando en cuenta la tensión necesaria para



SI SE PASA limite de la capacidad de la resistencia interna del tubo, el resultado no será sólo filtraciones en el mismo, sino también fallas catastróficas del tubo.

aceros apropiados para usar en ambientes cargados de H₂S están disponibles en resistencias mayores al tipo L-80)

$$DF_1 = 15.000 / 8.000 = 1,88$$

$$L_{12} = P_{y2} / DF_t W_{12} - L_{t1} W_{11} / W_{12}$$

$$= 295.000 / (1,6) 12,95 - (14.000 (10,3)) / 12,95$$

$$L_{12} = 3.100 \text{ pies}$$

Así, las 12 libras llenan perfectamente los parámetros de diseño entre la superficie y los 2.000 pies (Ver Tabla 2)

La sobrecarga para esta puede determinarse calculándola para cada sección.

Para las 12 lb/pie:

$$OP_2 = P_{y2} - (L_{t1} W_{11} + L_{12} W_{12})$$

$$= 295.000 - (14.000 \times 10,3 + 2.000 \times 12,95)$$

$$OP_2 = 125.000 \text{ lb}$$

Para las 10 lb/pie:

$$OP_1 = P_{y1} - (L_{t1}) W_{11}$$

$$= 233.000 - (14.000 \times 10,3)$$

$$OP_1 = 89.000 \text{ lb}$$

O sea que la sobrecarga para la sarta viene a ser 89.000 libras, el menor valor de los dos cálculos.

Diseños combinados. Esta sarta de entubado tiene algunas modificaciones en los extremos. La sección superior de la sarta tiene un DI más pequeño que el de la sección inferior. Esto hace más difícil el trabajo con algunos equipos de cable, pero permite reducir la sección de flujo donde se necesita con más frecuencia: cerca de la superficie.

Un diseño de entubado diferente puede usarse para obtener un contorno más grande y cumplir todavía con las demandas del diseño desde el fondo hacia arriba hasta la longitud máxima de la sección superior.

Para la sección inferior, se usará entubado de 2 $\frac{7}{8}$ pg., 6,5 lb/pie, L-80.

Así:

$$DF_1 = 10.570 / 8.000 = 1,32$$

y a 16.000 pies:

$$DF_c = 11.170 / 9.970 = 1,12$$

Contrariamente al primer método de traer la sección inferior de la sarta hacia la superficie del pozo, tanto como sea posible, la sección superior (3 $\frac{1}{2}$ pg., 10,3 lb/pie, L-80) se extenderá tan lejos como el factor de diseño lo permita.

Matemáticamente:

Tabla 2

Resultados del Problema

PRIMER DISEÑO

Profundidad, pies	Tamaño, pg.	Peso, lb/pie	Grado	DFt	DFi	DFc
0- 2.000	3 $\frac{1}{2}$	12,95	L-80	1,73	1,88	8,12
2.000-16.000	3 $\frac{1}{2}$	10,3	L-80	1,62	1,45	1,22

SEGUNDA ALTERNATIVA

Profundidad, pies	Tamaño, pg.	Peso, lb/pie	Grado	DFt	DFi	DFc
0-11.000	3 $\frac{1}{2}$	10,3	L-80	1,60	1,45	1,63
11.000-16.000	2 $\frac{7}{8}$	6,5	L-80	4,46	1,32	1,12

acomodar y mover el empacador de su asiento, para vencer el arrastre de pared a pared entre el entubado y el revestimiento y mantener la carga dinámica desarrollada durante la introducción y la extracción.

Si el entubado se usa en trabajos de rehabilitación, la sarta tendrá que soportar las condiciones de carga que se presenta en la inyección de cemento, pescando, perforando cemento y en la prueba de presión.

Un requisito esencial de la sarta de entubado recuperable, es su alta resistencia a la tracción. Aun cuando la sarta se diseñe sobre la base para satisfacer el factor de diseño de tensión, la sobrecarga, disponible cuando la resistencia de tensión se encuentra sobre la carga de enganche, también constituye un valor importante. Dicha sobrecarga, proporciona información necesaria para que el ingeniero pueda planificar el procedimiento de rehabilitación.

Esta fuerza de sobrecarga para la extracción se define así:

$$OP = P_y - HL$$

Ejemplo de Diseño de Entubado

En este ejemplo, el problema asume las condiciones siguientes:

- Profundidad de Entubado, 16.000 pies
- Fluido de Completamiento, 12 lb/gal
- Tamaño de Tubo deseado, 3 $\frac{1}{2}$ pg.
- Presión de Superficie, 8.000 psi
- Factor de Diseño de Tensión, 1,6

Factor de Diseño de Colapso, 1,125
Factor de Diseño de Resistencia Interna, 1,30

Grado de acero resistente a la fractura por esfuerzo del sulfuro.

Solución. Diseñando desde el fondo a la superficie, la presión de colapso a 16.000 pies y 9.000 psi, demanda entubado de 3 $\frac{1}{2}$ pg., 10,3 lb/pie, L-80 con el siguiente Factor de Diseño de colapso:

$$DF_c = 12.120 / 9.970 = 1,22$$

El correspondiente factor de diseño de resistencia interna es:

$$DF_i = 11.560 / 8.000 = 1,45$$

El entubado de 3 $\frac{1}{2}$ pg., y 10,3 lb/pie se trae de nuevo a la superficie cuando el factor de diseño de tensión permita una longitud de:

$$L_{t1} = P_{y1} / DF_t (W_{t1})$$

$$= 233.000 / 1,6 \times 10,3$$

$$= 14.000 \text{ pies}$$

Una carga más pesada, o un grado mayor debe usarse desde 2000 pies en dirección hacia la superficie. Usando aceros API, la resistencia no puede aumentarse porque se trabaja en un ambiente cargado de sulfuro, pero el peso debe aumentarse para que la tubería tenga más resistencia a la tracción. Pruebe el tipo de 3 $\frac{1}{2}$ pg., 12,95 lb/pie. (Los grados de

$$(W_{12} \times L_{12}) + W_{11} \times (L - L)$$

$$= P / DF_1$$

$$(10.3 \times L_{12}) + 6.5 \times (16.000 - L_{12})$$

$$= 233.000 / 1,6$$

$$3,8 \times L_{12} = 145.600 - 104.000$$

$$L_{12} = 11.000 \text{ pies (Ver Tabla 2)}$$

La sobrecarga para esta sarta se puede calcular ahora:

$$OP_2 = P_{12} - (L_{11} W_{11} + L_{12} W_{12})$$

$$= 233.000 - (5.000 \times 6,5$$

$$+ 11.000 \times 10,3)$$

$$= 87.000 \text{ libras}$$

Para el tipo de 6,5 lb/pie se tiene:

$$OP_1 = 145.000 - 32.500$$

$$= 112.000 \text{ libras}$$

Esto representa una sobrecarga de casi 87.000 libras. Lo cual es aproximadamente la sobrecarga para el primer diseño.

Ambos diseños tienen sobrecargas similares y cada uno cumple con los

requisitos mínimos de diseño. Sin embargo, el segundo diseño tiene una carga total de 25.000 libras menos que el primer diseño, reduciendo la carga de enganche.

El costo de 3½ pg., 12,95 lb/pie, L-80 es cerca de U.S.\$17,75. El costo de 3½, 10,3 lb/pie, L-80 es cerca de U.S.\$13,40 lb/pie. Así, el costo total de la sarta es de U.S.\$223.000.

En el segundo diseño, con el costo de 2¾ pg., 6,5 lb/pie, L-80 (entubado) de U.S.\$9,30 origina un costo cerca de U.S.\$194.000.

Esto representa un ahorro de 29.000 dólares en una sarta que cumple con los requisitos del factor de diseño y que posee igual sobrecarga además de permitir un paso sin restricciones a las herramientas de cable.

El potencial de extracción de la segunda sarta produce su efecto en la productividad del pozo. Esta segun-

da sarta sacrifica superficie de flujo en el fondo a 5.000 pies para obtener un aumento en la superficie de flujo en el tope a 2.000 pies. La influencia de esta segunda sarta en la productividad del pozo podría depender de las características del mismo, de la presión de flujo de la superficie y del tipo de fluido producido.

Bibliografía

"Formulas and calculations for casing, tubing, drill pipe and line pipe properties", Boletín 5C3, API, Marzo 1977.

Handleman, G. M., "Buckling under locally hydrostatic Pressure", J. App. Mechanics, Vol. 13, No. 8, Septiembre 1946.

Odum, M. E. Jr., "Deep well tubular design considerations", SPE papel 3166, 1970.

Patterson, C. C., "Corrosion fatigue causes bulk of string failures", OGJ, Julio 29, 1974, p. 163.

"Restricted yield strength for casing and tubing", Especificación 5AC, API, Marzo 1977. "Tubular Connections" catálogo Sección 771-A, Hydril Co., 1977.

Situaciones especiales requieren una planificación tubular especial

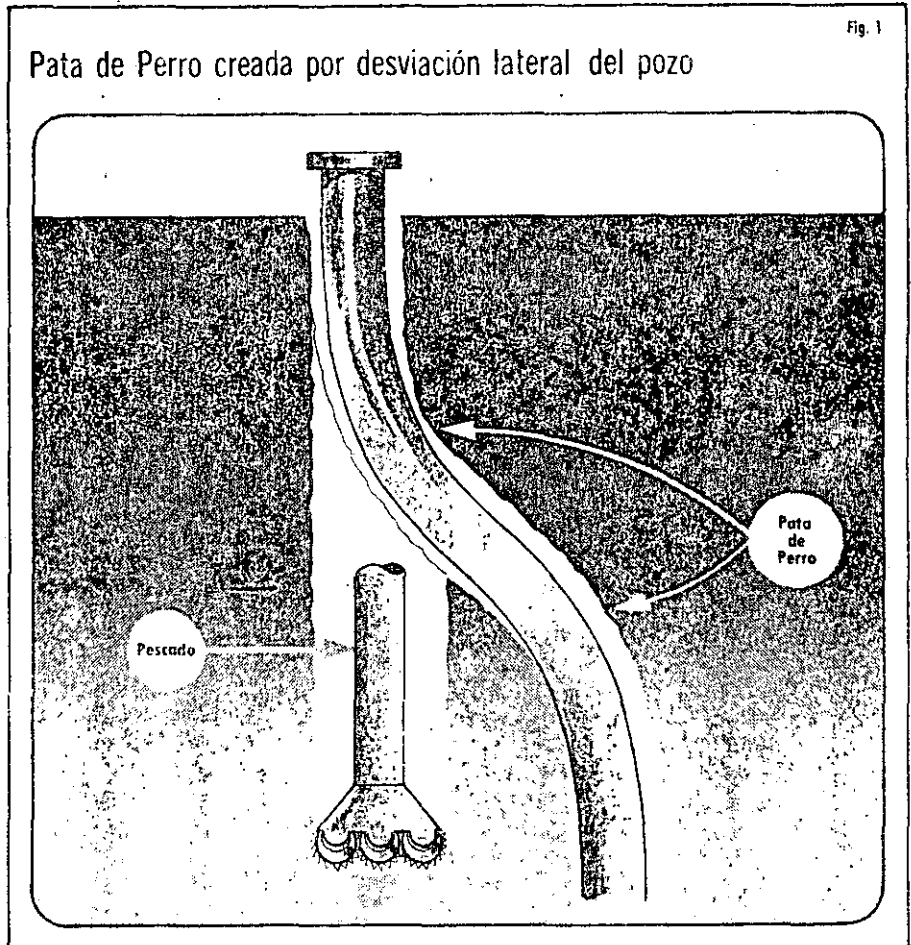
LAS SITUACIONES donde se presentan ambientes difíciles o cuando la carga grave sobre el tubo necesita consideraciones de diseño más allá del colapso normal, con frecuencia se necesitan criterios de diseño de tensión, resistencia interna y otros.

Por ejemplo, las situaciones que se pueden aplicar al programa de diseño tubular incluyen: patas de perro, perforación direccional, pozos geotérmicos o de inyección a vapor, corrosión debida al dióxido de carbono, o sulfuro de hidrógeno y los sistemas de inyección de fluido.

Patas de Perro y Desviaciones. La tubería debe soportar las presiones de carga interna, externa y la tensión normal, cuando se colocan las patas de perro o cuando se practiquen desviaciones en el pozo. Las patas de perro son cambios bruscos en los ángulos del pozo causados intencionalmente o no (hasta 10°/100 pies).

Cuando se desvía intencionalmente el pozo, se pretende usar vía distinta de la vía donde ya existe un pescado. El ángulo puede variar desde la vertical hasta un ángulo adecuado para detener el contorno del pozo (Ver fig. 1). Después de pasar dicha zona, se puede practicar una nueva desviación hasta alcanzar la línea paralela de la antigua perforación. Este procedimiento (Sidetracking) produce ángulos de desviación bastante grandes.

Pata de Perro creada por desviación lateral del pozo



Sin embargo, puede ser que al desviar el pozo, el objetivo a alcanzar quede bastante retirado, con lo que se va a aumentar la perforación. Indudablemente, al reducir el ángulo de desviación del pozo, se reduce la resistencia a la doblez del tubo.

Cuando el ángulo de un pozo se desvía para obtener un nuevo objetivo, o bien para revisar el anterior objetivo, dicha desviación no necesariamente tiene que ser una pata de perro para evitar llegar al pescado. Sin embargo, si la desviación se inicia por anticipado desde una altura considera-

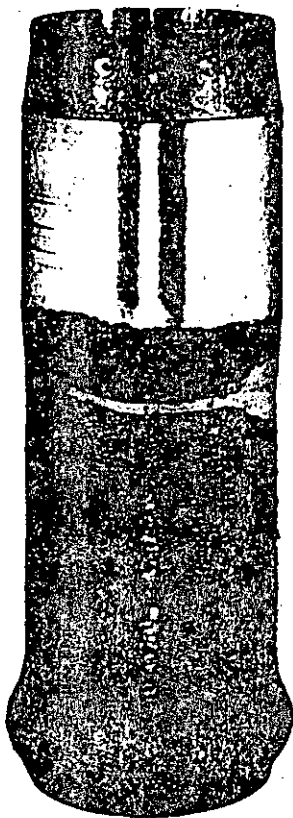
ble, la desviación puede ser mucho menor y por lo tanto el ángulo de desviación sería mucho más pequeño.

Esta situación crea la toma de decisión entre dos alternativas: Efectuar una perforación acompañada de menores esfuerzos por ángulos de desviación menores o disponer de una perforación reducida usando patas de perro con ángulos más agudos.

Cuando se perfora desde una zona que no está directamente situada sobre la formación productora, es necesario recurrir a la perforación direccional. Esta situación se presenta regular-

Tubular design

Special situations like doglegs, directionally drilled holes, geothermal or steam injection wells, corrosion and fluid injection systems, dictate the emphasis on more criteria applied to tubular design programs.



ESTAS probetas de laboratorio, de $5\frac{1}{2}$ pg., 17 lb/pie, HCS, se sometieron a la prueba de destrucción de Tubo. El abultamiento en el extremo inferior se produjo cuando el material de acero fue comprimido. La fractura por esfuerzo de corrosión (derecha) sobre la sección (1) dió como resultado un aumento del esfuerzo de tensión sobre el area (2); en la sección (3) se aprecia cómo el acoplamiento falla.

mente en las plataformas costafuera, pero también puede presentarse cuando se perfora en zonas urbanas donde existan residencias, en sierras o en las zonas identificadas "permafrost" donde las zonas de perforación no son accesibles o la perforación es muy costosa.

En pozos desviados, el cambio de ángulo se controla con un pequeño incremento (entre 2 y 3 grados por cada 100 pies) comparado con las patas de perro. Sin embargo, los pozos con patas de perro comienzan inmediatamente después del hueco, mientras que los pozos direccionales pueden iniciarse a 1.500 pies desde la superficie.

Por eso, un pequeño cambio en el ángulo en pozos direccionales acoplado con la tensión debida al peso del tubo, puede tener más significado en la resistencia del tubo que una pata de perro en el fondo del pozo.

Al doblar un tubo, se origina un esfuerzo de tensión en la pared externa de la doblez con el correspondiente esfuerzo de compresión en el interior de la doblez. La carga neta de tensión en la pared externa a la doblez puede ser más grande que la carga para la cual la sarta fue diseñada, especialmente cuando la carga de doblez va unida a la carga de tensión sobre el tubo.

Tabla 1

Nomenclatura

A_1	= Sección transversal del DI del tubo, pg^2
A_o	= Sección transversal del OD del tubo, pg^2
A_p	= Área del contorno del pozo
A_s	= Sección transversal del tubo, pg^2
F	= Fuerza debida al cambio de temperatura, lb.
F_b	= Fuerza de abombamiento, lb.
F_c	= Fuerza compresiva, lb
F_t	= Carga total del entubado, lb
HL	= Carga de enganche anticipado, lb
ΔP_i	= Presión interna promedio, psi
ΔP_o	= Presión externa promedio, psi
$\Delta T(\text{av})$	= Cambio promedio de temperatura, $^{\circ}F$
Θ	= Tasa de cambio de ángulo, $^{\circ}/100$ pie
M	= Relación de Poisson ($\approx 0,3$ para acero)
σ_c	= Esfuerzo de compresión, psi.
σ_t	= Esfuerzo de tensión, psi

El esfuerzo debido a la doblez viene dado por la fórmula:

$$\text{Esfuerzo} = (+ -) 218 (\Theta) \text{OD}$$

Al colocar un tubo de $10\frac{3}{4}$ pg. a través de un cambio de ángulo de 6° grados por 100 pies, se producirá un

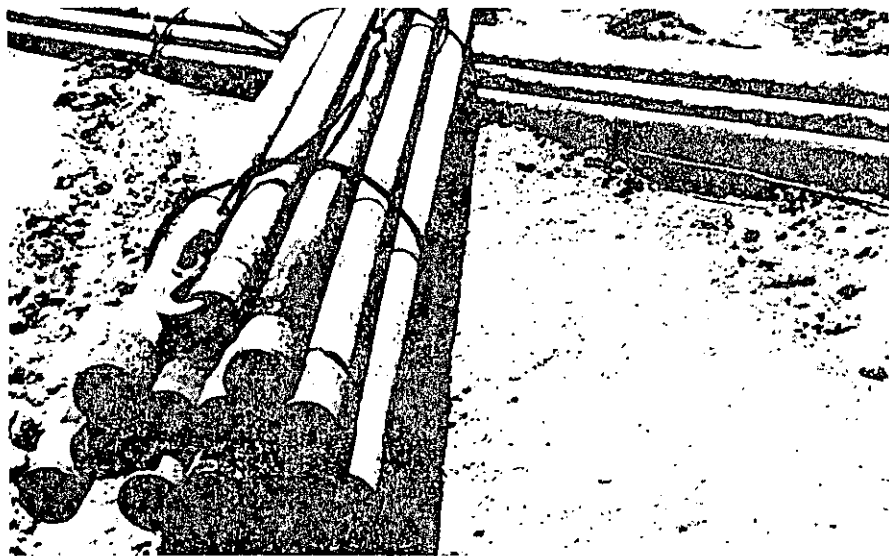
esfuerzo adicional sobre la tubería de 14,000 psi o cerca del 18% del esfuerzo cedente mínimo en acero de especificación N-80.

Tal y como se muestra en la ecuación, si el tubo es más largo, el esfuerzo de doblez es mayor (Tabla 2). Este esfuerzo es independiente del peso de la tubería, eliminando la oportunidad de aumentar el espesor de la pared para reducir el nivel del esfuerzo. Esto constituye un método de aliviar esfuerzos de cedimiento interno o esfuerzos de tensión.

Las conexiones también están sujetas a esfuerzos de doblez cuando están justamente en patas de perro o en la desviación del pozo. Las conexiones torneadas tales como las llamadas "premium" pueden tener un exceso de resistencia al esfuerzo de doblez con respecto a la del cuerpo del tubo.

Sin embargo, las conexiones torneadas en el extremo plano, que no tengan la resistencia adicional de un recalcado exterior, tampoco van a tener la resistencia a la doblez por parte del tubo.

Esta deficiencia en la doblez, más grande aún en tuberías de mayor diámetro, permite que la mayoría de las conexiones de revestimientos se hagan vulnerables a las filtraciones en las roscas de unión, o que por fatiga



EL MANEJO de sartas apiladas puede dañarlas considerablemente. Se estima que el material eliminado por daños en este tipo de maniobras oscila entre el 4% y 5%. Si el tubo se daña en las roscas, o si tiene rayaduras, abultamientos, o deformaciones, no se puede usar para meterlo en el pozo.



ESTA FRACTURA comenzó por acción del esfuerzo de fracturas debido a la presencia de sulfuros. Luego se propagó a lo largo de puntos donde la concentración del esfuerzo fué más alta y sobre las marcas de la herramienta en el acoplamiento.

Tabla 2

Esfuerzo (psi) debido al doblamiento del revestimiento

DE del Tubo, pg.	Cambio de ángulo, °/100 pie				
	2	4	6	8	10
5	2,200	4,400	6,600	8,000	11,000
5½	2,400	4,800	7,200	9,600	12,000
6½	2,900	5,800	8,700	11,600	14,500
7	3,050	6,100	9,150	12,200	15,250
7¾	3,325	6,650	9,975	13,300	16,625
8½	3,750	7,500	11,250	15,000	18,750
9¾	4,200	8,400	12,600	16,800	21,000
10¾	4,700	9,400	14,100	18,800	23,500
11¾	5,125	10,250	15,375	20,500	25,625
13¾	5,825	11,650	17,475	23,300	29,125
14	6,100	12,200	18,300	24,400	30,500

fallen estructuralmente en una situación de doblez determinada.

Pozos Geotérmicos o de Inyección a Vapor. En los pozos geotérmicos, en los de inyección de vapor y en algunos otros que también producen a altas temperaturas, las sartas de revestimiento y entubado están sujetas a un incremento total de la temperatura.

Después que la tubería se coloca en el sitio, a las temperaturas estáticas de la formación, el fluido producido aumenta la temperatura del entubado y del revestimiento.

Conforme la temperatura aumenta, la tubería se expande. Sin embargo, debido a que la tubería se encuentra unida por ambos extremos, se origina una tendencia a comprimir la tubería, lo que causa una combinación de rotación en anillo y compresión axial del tubo.

En algunos casos la tubería se va a expandir lo suficiente como para forzar al cabezal del pozo a salir hacia la superficie.

Esta expansión debida a la temperatura exige tomar en cuenta las cargas

debidas a la compresión y las cargas de doblez añadidas a la tensión natural del tubo, la presión interna y las cargas de presión externa.

El esfuerzo de compresión que se desarrolla en una sección del tubo, con los extremos unidos a las otras secciones tubulares, es una función de la temperatura y se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$\sigma_c = -207 \Delta T$$

donde:

La constante 207 se basa en la expansión térmica y el módulo de elasticidad del acero en psi/°F.

El esfuerzo es independiente de la resistencia de la tubería o de la sección transversal. Al igual que un esfuerzo de compresión, reduce el esfuerzo de tensión que existe en la terminación de un pozo. Si se desea mantener una carga de tensión en la superficie mientras se produce un fluido caliente, el esfuerzo de compresión posteriormente desarrollado debe ser menor que el esfuerzo de tensión inicial.

En este caso, la sarta tiene que diseñarse con suficiente esfuerzo de

tensión para evitar la carga de compresión sobre el tubo cuando el pozo comienza la producción.

La longitud entre los extremos fijos se va a comprimir debido al cambio de temperatura en esa sección, en un pozo donde la sarta de producción se encuentra fija en el fondo, con un empacador o cementado alrededor de la zapata. El esfuerzo de tensión en la terminación debe ser mayor que el esfuerzo de compresión durante la producción.

Por ejemplo:

$$\text{Profundidad} = 10.000 \text{ pies}$$

$$\text{Tamaño del Tubo} = 7 \text{ pg.}$$

$$\Delta T = 200^\circ \text{F.}$$

El esfuerzo de compresión es = $(207) \times (200) = 41.400 \text{ psi.}$

Si se usa entubado N-80, de 7 pg., 29 lb/pie, el esfuerzo de tensión en la terminación con un factor de flotación de 0,85 es la carga de enganche de la sarta dividida entre la superficie del tubo:

$$\sigma_t = (10.000) (29) (0,85) / 8,449 = 29.200 \text{ psi}$$

Este resultado es menor que el valor del esfuerzo de compresión = 41.000 psi desarrollado durante la producción y que podría causar que tanto el enganche como el cabezal del pozo tiendan a salir hacia la superficie.

Esto se presenta verdaderamente en los pozos de completación con escasa lumbrera entre el entubado y el revestimiento o entre el tubo y el contorno del pozo donde una rotación en anillo no debería esperarse para absorber parte de la expansión del tubo.

Pretensando el tubo unos 15.000 psi por encima de la carga de enganche

al momento de cementar, se podría prevenir esta situación:

Carga Previa = (15.000) (8,449)
≈ 127.000 lb.

En este ejemplo, el tubo se puede pretensar para inducir suficiente esfuerzo de tensión al realizar la completación. Cuando el pretensado no es posible, los factores de diseño de tensión se pueden mantener intencionalmente bajos para mantener un alto esfuerzo de tensión de completamiento.

Esto puede hacerse introduciendo tubería más pesada en el fondo con tubos más livianos y de más alto grado en el tope.

En algunos completamientos a altas temperaturas, el entubado o el revestimiento de producción se cementa en la superficie. Esto permite proporcionar soporte lateral al tubo que de otra manera no tendría, reduciendo la tendencia a la rotación helicoidal.

Sin embargo, existe una desventaja causada por la naturaleza del cambio de temperatura. El tubo, como se aprecia en la fórmula, tiene su más severa carga de compresión con el cambio más grande de temperatura. El cambio de temperatura es más alto en la superficie para una distribución estática de flujo de temperatura a través de todo el pozo. Con el tubo cementado en la superficie, los intervalos de cope son sujetos a la diferencia máxima de temperatura entre las temperaturas estáticas y fluyente.

Si el tubo está solamente fijo en el fondo, la diferencia de temperatura se toma a través de todo el intervalo sin soporte (entre los extremos fijos), la cual es mucho menor que la diferencia de temperatura que se registra en la superficie.

Para el ejemplo citado con una temperatura promedio de cambio en 200° F, para 10.000 pies de longitud, la diferencia de temperatura en la superficie puede llegar a 300° F. Esta desventaja de cementar en la superficie puede oponerse a las ventajas de obtener un soporte lateral completo.

La conexión debe resistir tanto las cargas de compresión como las cargas de torsión helicoidal y además las cargas adicionales de compresión que se desarrollan. Las actuales conexiones más conocidas incluyen el Embutido API (API Buttress) y las conexiones apropiadamente fresadas con resaltes, tales como las de Hydril HCS y las modificadas tipo Super EU.

Corrosión. La presencia de CO₂ y H₂S junto con el agua, pueden ocasionar una corrosión galvánica de los bujales expuestos. Además, el H₂S puede causar fracturas debidas al esfuerzo de corrosión.

Cuando se disuelven en agua, el

LOS POZOS que se mantienen produciendo a temperaturas muy elevadas, tales como los pozos geotérmicos, pueden sufrir compresiones axiales combinadas con rotaciones helicoidales.

CO₂ y el H₂S originan una solución ácida. Esta solución reacciona con el hierro del tubo causando erosiones localizadas que eventualmente se convierten en agujeros en la pared de la tubería.

Hay tres métodos para combatir eficazmente la corrosión. Se puede bombear periódicamente un inhibidor que produzca una película protectora sobre la tubería. Si no existe forma de mantener la circulación abajo, se puede inyectar al pozo y bombearlo por el entubado.

En otro tipo de completaciones, este inhibidor se puede circular dentro del pozo. En los pozos con balancines, el inhibidor se puede enviar a través de la sección anular. En una planta de recuperación de gas, el inhibidor se puede inyectar al sistema del gas. Si los pozos se completan con circulación doble o concéntricos dobles, el inhibidor se puede inyectar a través de una sarta, obteniendo el producto con el inhibidor por la otra.

Otra alternativa consiste en usar un revestimiento de plástico sobre el tubo expuesto al producto. Hay una gran variedad de espesores de revestimientos plásticos y materiales para los diferentes componentes químicos y las temperaturas del producto.

La aplicación del revestimiento en el interior del tubo puede reducir su diámetro efectivo, lo que origina coordinar una capa de revestimiento para alcanzar el diámetro de trabajo a través del entubado.

A diferencia del inhibidor, la aplicación del revestimiento plástico es difícil de llevar a cabo en todas las superficies en contacto con el fluido de producción. Específicamente, es difícil aplicarlo en acoplamientos de re-

ceso y accesorios tales como empacadores, nipples de asiento y válvulas de seguridad.

Muchos accesorios se hacen con acero inoxidable para resistir la corrosión. Sin embargo, los acoplamientos generalmente no son de este material.

Para mantener la continuidad de la barrera plástica anticorrosiva, algunas conexiones vienen provistas con un anillo de Teflón que se ajusta al diámetro interno entre el extremo del pasador y la cajera.

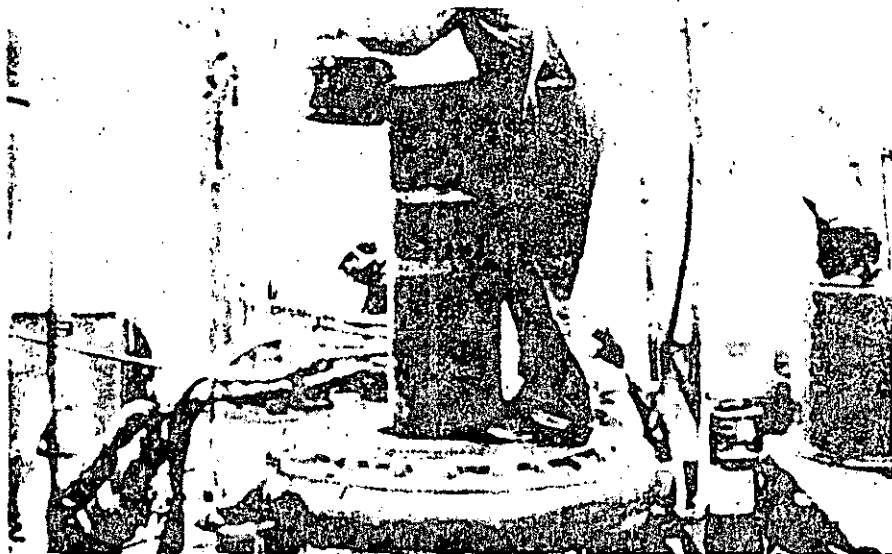
Un tercer método de controlar la corrosión es usando entubados de acero con alto contenido de carbono o entubados de acero inoxidable. Este método no es muy común puesto que su costo puede ser tres veces más que la sarta de acero convencional. Pero pueden usarse cuando el revestimiento de plástico o la circulación del inhibidor resultan prácticamente ineficientes.

Fractura por acción del Sulfuro. Este tipo de corrosión es más severo que la corrosión galvánica porque puede causar una falla estructural total en todo el equipo.

La fractura del esfuerzo de corrosión en este caso es diferente al galvánico porque ataca los puntos donde se concentran grandes esfuerzos de tensión. La corrosión galvánica sólo desgasta el tubo.

Después del inicio, el esfuerzo correspondiente a la tensión puede aumentar por causa de la restricción del área, con lo cual se acelera el fracturamiento. Dicho proceso continúa hasta que se alcanza el límite de rompimiento del acero donde se presenta la falla en el punto donde se concentró inicialmente dicho esfuerzo.

La figura 3 muestra una falla que se



EL MANTENER los protectores de los extremos del revestimiento en su posición antes del encaje, permite prevenir daños prematuros a las roscas. Nunca mueva o maniobre la tubería sin el protector de roscas.

inició con la fractura del esfuerzo de corrosión. La zona 1 muestra la fractura original iniciada por el esfuerzo de corrosión. A medida que esta zona de fractura fue aumentando, la zona adyacente absorbió el peso de la sarta hasta que el esfuerzo alcanzó el límite de la resistencia del tubo. El acoplamiento colapsó por la tensión en la zona 2.

Para prevenir este tipo de corrosión en las sargas tubulares, se deben tomar en cuenta ciertos criterios de diseño tales como los factores que gobiernan la resistencia de los entubados y las propiedades físicas del acero usado en su construcción.

Después de una intensa investigación, se ha determinado que los aceros con alto contenido de carbono son más susceptibles al ataque por parte del H_2S y su acción corrosiva.

La especificación API 5AC cita tres gradientes de acero (C-75, L-80 y C-95) con una resistencia máxima de 15,000 psi. Este margen restringido tiene un efecto neto de mantener al máximo dicha resistencia mientras que el acero resiste adecuadamente los esfuerzos.

Además del margen de resistencia, los aceros se tratan al calor y químicamente para enfrentar la acción del H_2S .

Los experimentos han arrojado como conclusión que el uso de entubado L-80, tratado térmicamente, ha permitido efectuar más labores con este tipo de tubos durante mayores períodos.

Hay otros tipos de entubados que también se usan para contrarrestar la acción del H_2S en el acero. La mayoría de estos tubos poseen resistencias mínimas de 80,000 psi has-

ta 90,000 psi, con una resistencia cedente controlada a 15,000 psi, que corresponde al tipo API.

Otro factor que contribuye a la acción del H_2S , es la temperatura del acero. Se ha demostrado que a elevadas temperaturas, los aceros de alta resistencia no son susceptibles al ataque del sulfuro de hidrógeno. La especificación de la NACE, MR-01-75, refiere el uso de aceros API tipo P-105, P-110 y otros aceros con un máximo en la resistencia de 140,000 psi, en un ambiente de sulfuro de hidrógeno donde las temperaturas superan los 175° F.

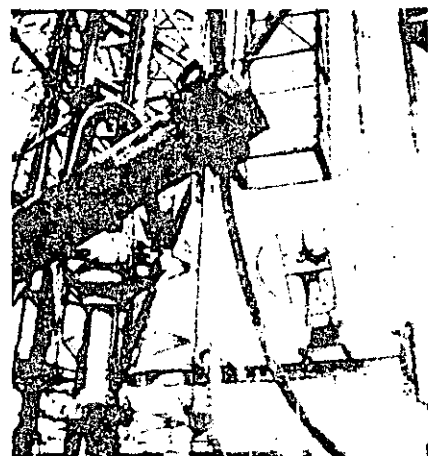
Al usar grados API tipos N-80, C-95 y otros tipos, las resistencias máximas alcanzan los 110,000 psi a temperaturas por encima de los 150° F.

Otros factores que afectan la resistencia a la acción del sulfuro de hidrógeno incluyen el nivel del esfuerzo en el acero y el tiempo de exposición. Niveles más reducidos del esfuerzo implican una reducción de la acción del H_2S .

Las propiedades mecánicas y químicas del acero, unidas al tiempo de exposición y al nivel del esfuerzo de tensión en el acero, determinan la susceptibilidad del acero a la acción corrosiva del sulfuro de hidrógeno.

Al diseñar el entubado o el revestimiento, las propiedades deben ser las más adecuadas para que el acero mantenga temperaturas de pared que disminuyan la acción del sulfuro. Así, la acción de éste se hace prácticamente inofensiva y el nivel de su acción no se considera generalmente.

La mayoría de los diseños incluye tanto el tiempo de exposición como el nivel del esfuerzo. Ambos son suficientemente altos para ser considera-



EL REVESTIMIENTO se introduce en juntas simples y generalmente se usa el Rango 3, 34 pies de longitud o más largas. Esto permite reducir el número de conexiones necesarias para la sarta.

dos "casos difíciles" con lo cual se supone que existe un tiempo indefinido de exposición y un esfuerzo de tensión máximo sobre el tubo. Además, los esfuerzos locales dentro de algunas conexiones pueden acercarse a la altura del límite de resistencia aún cuando la sarta haya sido diseñada para aguantar un nivel moderado de esfuerzos (50% a 75% de cedimiento mínimo).

El diseño del revestimiento y el entubado para las sargas se hace difícil cuando la restricción de la resistencia mínima de cedimiento se sitúa en 90,000-95,000 psi en un ambiente de H_2S . Debido a las grandes presiones de gas existentes en el fondo del pozo, tanto la presión como la tensión requieren aceros con resistencias muy grandes. Por eso, al aplicar el criterio, lo más lógico es ubicar tubería con espesores de pared más grandes para aguantar las cargas de alta tensión y de la presión interna.

En estos pozos, la resistencia de los aceros de alto gradiente permite resistir los ambientes más saturados de sulfuro aún a elevadas temperaturas proporcionando una gran economía y para ventaja del diseñador.

Un pozo donde la temperatura del fondo es elevada, puede usar entubado tipo P-105 y revestimiento tipo P-110 y X-125 en la sección inferior del pozo, diseñado hasta el punto en que la temperatura estática alcanza valores bajos. En este "cruzamiento de temperaturas" es necesario introducir gradientes de acero elevado que permitan hacer frente a la acción corrosiva del sulfuro de hidrógeno.

Así, el diámetro del tubo puede reducirse y obtener una sarta más liviana. Esto es sumamente importante en la sección superior de la sarta donde se necesitan aceros menos re-

sistentes. El peso reducido en las secciones del fondo hará que se reduzca el peso de las secciones en la superficie.

Pozo de Inyección. En pozos donde se desea usar fluidos de inyección, o en pozos de producción que requieren una inyección de fluido para efectuar fracturamiento hidráulico, el entubado se somete a una tensión adicional o cargas de compresión que no se presentan normalmente en las situaciones de producción.

En las situaciones donde se inyecta el fluido, el mismo se bombea desde la superficie y hacia abajo del entubado. El entubado, encajado en las formaciones adyacentes y con altas temperaturas estáticas, recibe este fluido que absorbe la entalpía del entubado enfriándolo.

En un pozo completado con la sarta de producción fija al fondo, bien sea cementado o con empaques, el efecto

de enfriamiento del tubo tiende a reducir el tamaño de la sarta (contracción). Los extremos fijos se oponen a esta contracción generando una carga de tensión en la sarta de entubado. Dicha carga viene dada por:

$$F = 207 (\Delta T) A_s$$

Además de esta contracción, existe otra contracción debido al efecto de abombamiento. Con un diferencial de presión interna promedio en el momento de la inyección, en comparación con la del momento de completación, se va a presentar un efecto de contracción neto que sumado al efecto de la temperatura y al efecto de abombamiento, van a crear tensiones en el tubo cuya fuerza viene dada por:

$$F_n = 2\mu \{ \Delta P_i (A_i) - \Delta P_n (A_n) \}$$

Estas cargas de tensión debidas a la temperatura y al abombamiento aumentan la carga total sobre el entubado.

$$F_t = H L \{ F + F_n \}$$

En un pozo completado sin fijar el extremo de la sarta al fondo, permitiendo un movimiento libre a la altura del empaque, los efectos de abombamiento y de temperatura no van a causar una carga adicional en la sarta de entubado. Sin embargo, la contracción estará todavía presente. Pero no se va a generar ninguna carga adicional sobre el entubado.

Una fuerza de compresión neta, generalmente se desarrolla en el fondo de la sarta por el incremento de la presión actuando sobre el extremo de la tubería. Esta fuerza viene dada por la siguiente ecuación:

$$F_p = \Delta P_i (A_p - A_i) + \Delta P_n (A_p - A_n)$$

Para finalizar, es conveniente tomar en cuenta que además de la carga compresiva, también se va a desarrollar un esfuerzo doblante debido al retorcimiento helicoidal causado por todos los efectos anteriores. □

CONCLUSION

Cuidado en el manejo de tubería

John F. Greenip
Hydril Co., Houston, E.U.A.

LOS PRODUCTOS tubulares son gastos considerables en la perforación y completación de un pozo. Por ello, es imprescindible proteger dicha inversión y asegurarse que se va a obtener un máximo rendimiento de los mismos.

De hecho, aún cuando los tubulares de acero son tratados bruscamente, los mismos no son de ninguna manera indestructibles.

Por lo tanto, es necesario llevar un control estricto del movimiento de dicho equipo desde que se obtiene del fabricante hasta que se usa por la cuadrilla de perforación.

El procedimiento recomendado por el API (American Petroleum Institute) para el Cuidado y Usos de Revestimiento y Entubado (Manual RP 5C1), incluye las causas comunes donde se encuentran los problemas del revestimiento y entubado. El 50% de dichas causas están relacionadas con el maltrato en el envío, manejo, y en las operaciones de introducción.

El mal cuidado de las secciones tubulares puede causar serios problemas en las juntas a través de las cuales se presentan filtraciones antieconómicas.

Embarques. Al enviar entubado, por mar, tierra o aire, es aconsejable seguir las instrucciones recomendadas por API. Aun cuando cada forma de transporte tiene sus problemas, siempre es ventajoso seguir un método adecuado para reducir los problemas al mínimo.

En las sarta, reserve suficiente

espacio entre cada capa de tubo colocada. Fijese que las roscas en los extremos no hagan contacto con otras superficies relativamente duras, especialmente en el momento del embarque. Si es necesario realizar muchos movimientos laterales, como el que se presenta en los transportes por barcos, es necesario colocar espaciadores entre las juntas en cada capa de tubería colocada.

Mantenga la tubería fuera del posible contacto con sustancias corrosivas. Esto incluye el agua de mar o el lastre, sustancias químicas y suciedad. Use protectores para los extremos, para que no se dañe el interior de los tubos, ni las roscas.

La carga de entubado no debe moverse o saltar de su sitio. Las amarras deben soportar las cargas dinámicas y evitar que se desplacen, inclinen y se derrumben.

Manejo. Una de las tareas más difíciles de realizar es movilizar el revestimiento y el entubado sin causar daños al entubado, conexiones o trabajadores. El manual API contiene procedimientos para hacer estas operaciones sin causar problemas a ninguno de los tres.

Los protectores de rosca deben permanecer en posición mientras dura el proceso de movilización del entubado. Los mismos deben inspeccionarse durante el embarque, ya que son fáciles de separarse de su sitio, con el correspondiente daño a las roscas. Los mismos deben mantenerse en buen estado. Cuando se movilice tubería por medio de cuerdas, se recomienda usar una eslinga conjuntamente con una barra

espaciadora. Los ganchos que generalmente se colocan en los extremos del tubo, dañan las roscas. Es preferible colocar los elevadores en los extremos de las roscas para evitar que las mismas sufran deterioros.

Un buen equipo puede evitar daños mayores al entubado durante las maniobras (Fig. 2). Mellas, abolladuras, gubias, ovalados y otras deformaciones localizadas, reducen la resistencia al colapso del tubo y aumentan la posibilidad de ataques por corrosión.

La tubería no debe recibir cargas de impacto por rodamientos o caídas desde camión o desde otro sitio. En vez de confiarse a la fricción que normalmente existe entre el tubo y las manos del operador, es preferible usar eslingas de cuerdas para controlar el movimiento del tubo hacia los patines.

Una junta de tubería puede llevarse hacia la posición manualmente. Pero es muy difícil cambiar el momento de inercia de una junta de 1 tonelada.

Cuando se rueda tubería a lo largo de largueros metálicos, se debe tener mucho cuidado de que las conexiones no hagan contacto con los tubos adyacentes. Esto se presenta fácilmente cuando las juntas no están paralelas. De esta manera, las conexiones pueden dañarse aun con los protectores.

Almacenaje. El apilar y almacenar tubería requiere algunas de las consideraciones que se han citado para el embarque.

Los largueros deben situarse entre cada capa de tubos colocada. Además, los mismos deben alinearse verticalmente (a plomo) y horizontalmente

para evitar rodamientos y contactos laterales. El uso adecuado de estos largueros, por cada capa (cada tres), evita que los tubos se doblen o que se compriman los largueros más bajos (Fig. 3).

Los largueros deben bloquearse a cada lado para evitar el rodamiento de tubos. Los estribos deben ser los más adecuados para soportar el peso hasta una altura recomendada de 10 pies de máximo para cualquier entarimado.

También, los tubos deben situarse lejos de sustancias corrosivas; por lo tanto, se recomienda que la primera capa de tubos se coloque a una altura de 18 pulgadas del suelo.

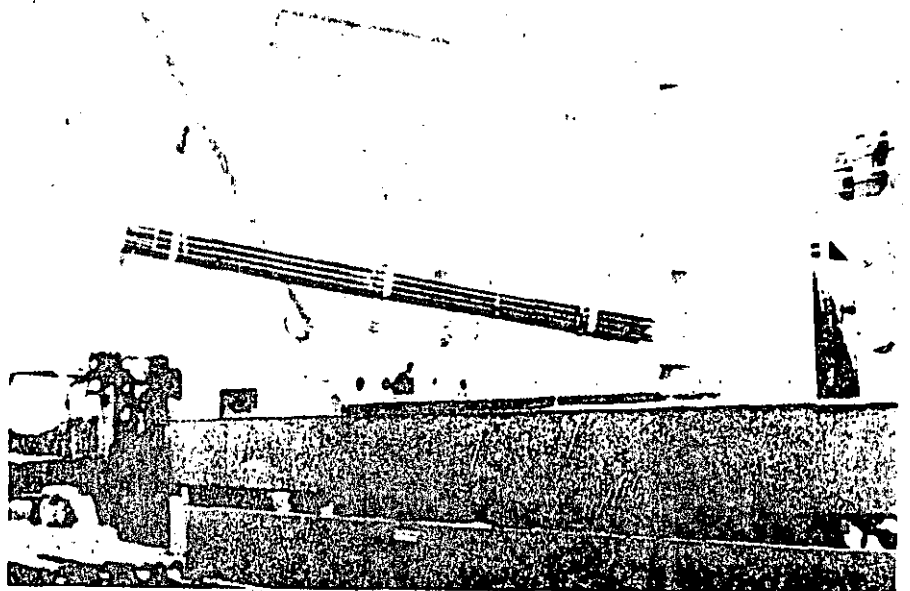
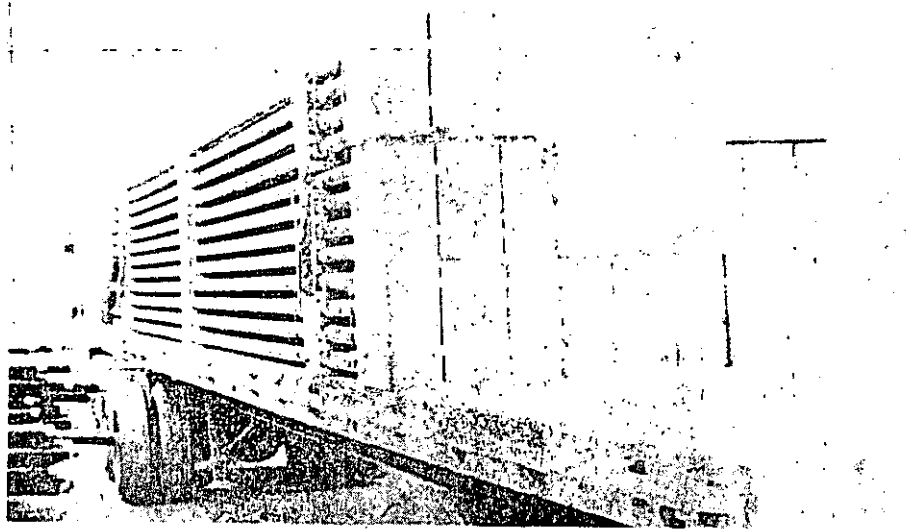
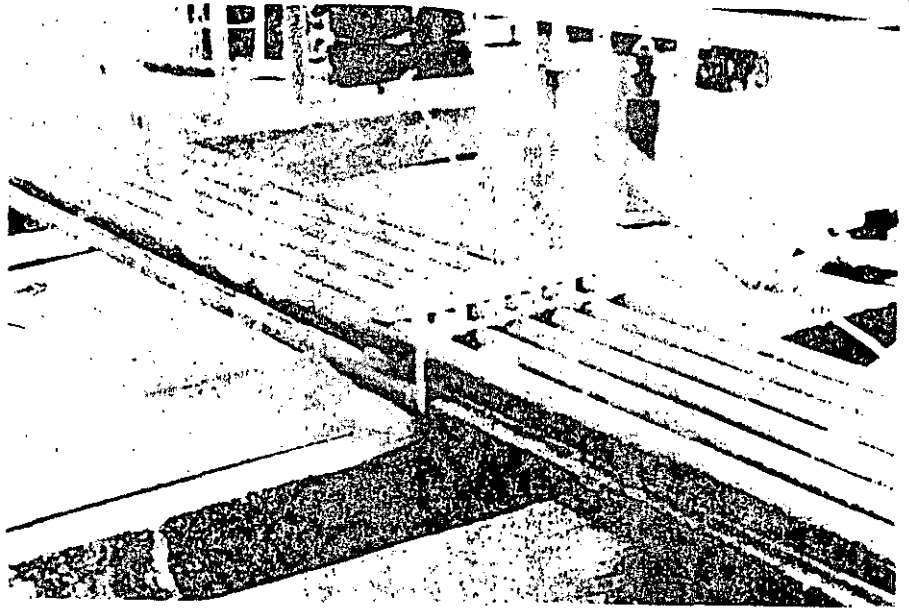
Introduciendo tubería. Es necesario disponer de un control adecuado para evitar daños a la tubería. El apilamiento de tubería en el lugar escogido requiere las mismas consideraciones que el almacenamiento de tubería en patios. Sin embargo, existen otras consideraciones especiales que deben tomarse en cuenta.

La mayor parte del movimiento sobre la tarima y en los pasillos es manual. Esto evita que el tubo se almacene a la misma altura tal y como si estuviese en el patio. Además, las tarimas portátiles no son seguras para soportar toda la carga que se requiere en tarimas elevadas.

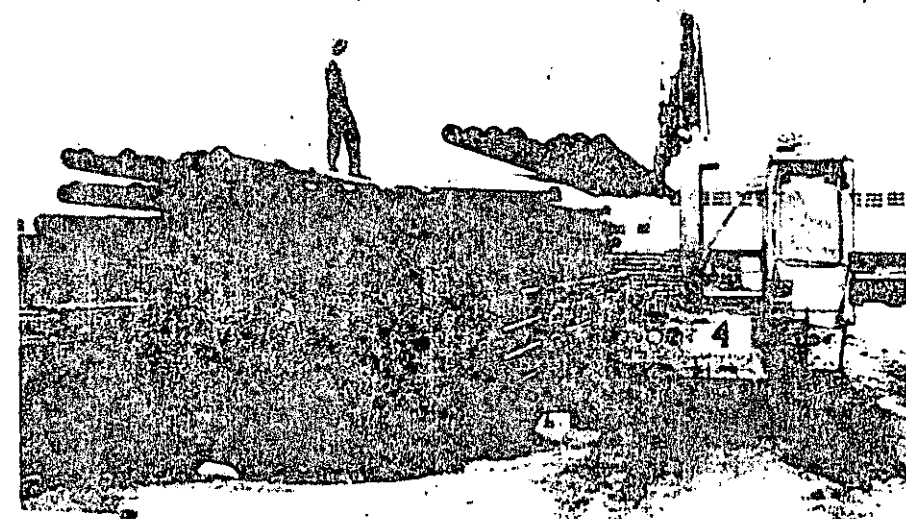
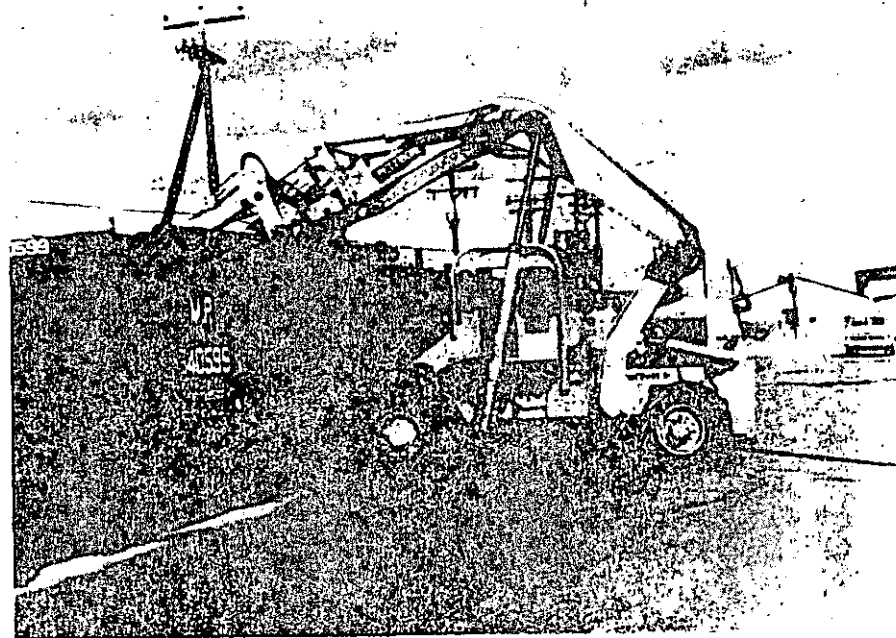
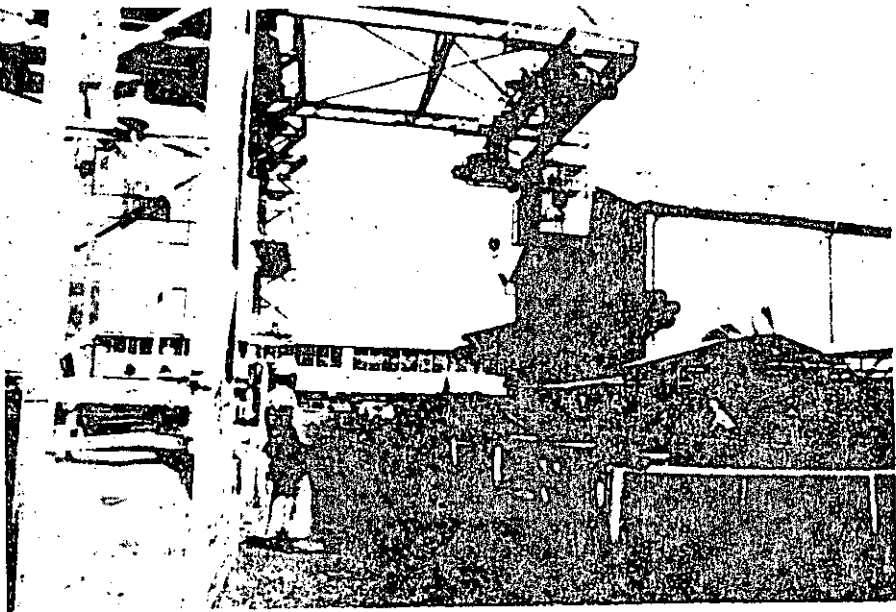
Los aceros con gradientes más elevados son más susceptibles de recibir grandes daños por impactos, por cargas de impacto en la caída, en la oscilación o el rebote después de la caída. Por eso, debe evitarse al máximo la caída de estos tubos.

La tubería debe ser almacenada de acuerdo a las necesidades para la introducción en el pozo. Los tamaños deben mezclarse, al igual que los pesos, gradientes, sargas de conexión, y así sucesivamente. La sección más baja del interior del pozo, la primera en ser introducida, debe colocarse en el tope de la tarima. Si se introducen tubos en forma equivocada, la consecuencia puede ser el colapso de toda la sarga introducida en el pozo.

También, el apilamiento debe ser eficiente para facilitar la inspección visual del tubo. Tales inspecciones deben practicarse especialmente en los extremos del tubo y en las partes vulnerables del entarimado. Este tipo de inspecciones puede descubrir con tiempo daños que hayan ocurrido durante el embarque o al momento de



LA SEPARACION y confinamiento de tubos durante el embarque ayudará en la prevención de daños a las secciones inferiores. Esto puede llevarse a cabo mediante listones de madera perforados de acuerdo al diámetro externo del tubo. Estos paquetes de tubos, apilados y amarrados en pequeños grupos, proporcionan puntos de sustentación que evitan el uso de eslingas o ganchos para levantarlos.



EL MOVIMIENTO de tubería requiere el uso de equipo adecuado para evitar daños al entubado. Ya sea que el tubo se encuentre en las instalaciones del fabricante donde se han hecho las roscas (1), durante el transporte (2) o en el lugar de almacenamiento.

almacenar la tubería.

Inspección. Cuando se va a practicar una inspección de zona, el compuesto protector de roscas durante el embarque debe removerse con un solvente adecuado. Es sumamente importante que la conexión se limpie. No debe usarse diesel ni kerosen para efectuar esta limpieza, por que el residuo que siempre queda en las ranuras y filetes de una conexión puede dañar, diluir o eliminar la capacidad de protección del compuesto.

Si se dispone de aire comprimido en la cabría, la limpieza puede efectuarse a chorro de aire seco. Entonces, aproveche el aire para extraer la suciedad del interior del tubo.

El alcohol isopropílico, metanol o el 1,1,1 tricloroetano, son solventes excelentes especialmente en climas invernales.

Inspeccione todas las conexiones cuidadosamente mientras efectúa la limpieza de las mismas. Aquellas que resulten con daños, aún cuando dicho daño parezca insignificante, deben ser apartadas hasta que se efectúe la reparación correspondiente.

Las conexiones separadas por daños, deben marcarse e identificarse para evitar que se usen inadecuadamente. Use pintura roja, para la identificación.

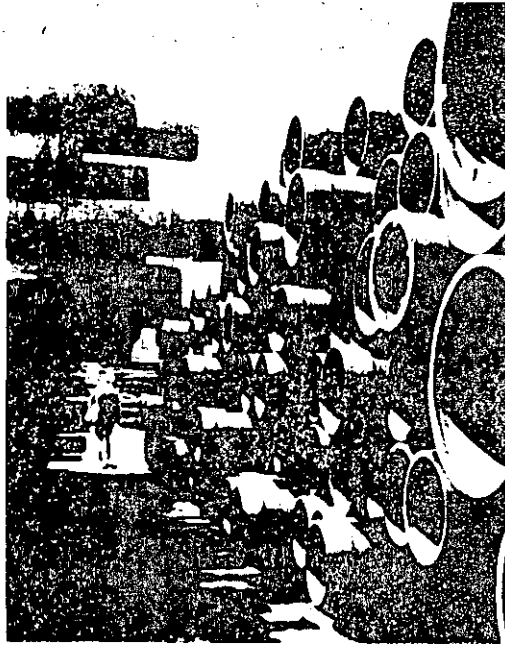
La limpieza del revestimiento debe efectuarse mientras se ejecuta la penetración del mismo. Especialmente, si el revestimiento se encuentra almacenado en varias capas enlazadas. Quite los protectores y limpie las conexiones. También, limpie los pasadores de los protectores y vuelva a colocarlos en una caja limpia.

En ambientes donde los tubos estén expuestos a oxidación, cubra todas las zonas fresadas o torneadas con una capa fina de aceite liviano después de realizar la inspección y si hay demoras en introducir la sarta en el pozo.

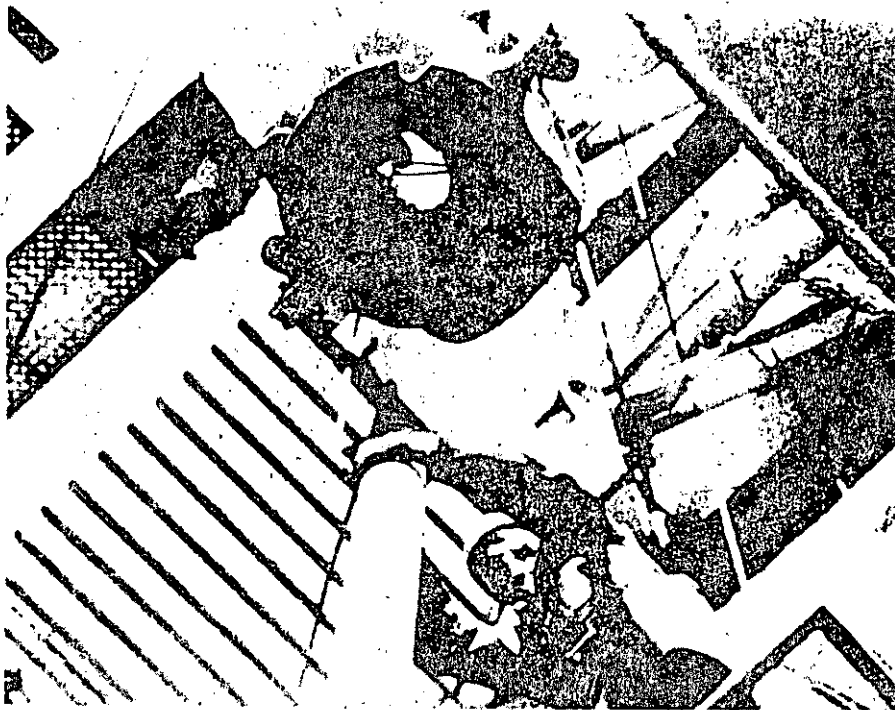
Equipo de introducir las sargas. Se recomiendan los elevadores tipo cuña cuando se introduzcan sargas grandes. Tanto las crucetas como los elevadores tipo cuña deben limpiarse y secarse, afilarse y cuando se introduzcan sargas pesadas, deben ser más grandes.

Si se usan elevadores de collar, la superficie giratoria debe inspeccionarse cuidadosamente buscando zonas desgastadas que pueden causar deslizamientos del acoplamiento con el peligro de que salte hacia fuera. La carga debe distribuirse uniformemente cuando se aplique sobre la superficie giratoria del acoplamiento.

También deben examinarse estos



LAS SARTAS alineadas verticalmente (Izquierda) evitan que los tubos se doblen por mala distribución de la carga. Los tubos no se deben apilar por encima de los 10 pies de altura. Con esto se obtiene seguridad y se realizan mejores inspecciones y operaciones más eficientes (Fig. 3).



LA AYUDA de un operador en la tarima de enchufado permite realizar un enchufe preciso, al mismo tiempo que se evitan daños a las roscas. Si se enchufa mal, remueva y reinstale (Fig. 4).

dispositivos para ver si el contacto ha sido parejo. Si el desgaste es desigual, el tubo puede abollarse o puede causar un mal corte a las cuñas.

Cuando se usen las primeras juntas de revestimiento, debe usarse una abrazadera de seguridad. Debe asegurarse que las cuñas reciben el peso adecuado para evitar que los segmentos no se despeguen.

Los dados de la herramienta de contrafuerza deben limpiarse y ajustarse para evitar que las estrías se amellen o afecten la estructura del

tubo. También deben limpiarse e inspeccionarse durante la introducción en el pozo.

Levantando tubería. Mueva la tubería hacia el pasillo. Después, levántela y llévela hasta el piso de la cabria con el correspondiente pasador protector y la caja protectora o con el tapón elevador en su lugar.

Escoja siempre la más simple. Evite daños durante operación; no levante más de una sarta por movimiento.

En el movimiento de sarta pesada,

no efectúe ninguna operación manual. Es preferible usar una grúa especial para proteger el pasador protector a lo largo del pasillo o si la caja rebota en la rampa. Para ayudar a la grúa, se puede usar una cadena a lo largo del pasillo que también sirva para evitar que la junta se deslice hacia el pasillo o hacia la rampa.

Con la junta descansando en la puerta en V, el protector de caja puede quitarse del tubo encuellado. En los casos donde se use el tapón elevador, debe dejarse en la caja hasta que la junta se reconecte y se baje hasta el piso.

La ventaja del elevador de tapón se pone de manifiesto cuando se introduce revestimiento con conexiones tipo liso, o cuando se realizan pruebas de presión interna.

Quite el protector o el tapón elevador de la caja en la mesa rotatoria. El pasador debe saturarse moderadamente empleando un pincel. Debe usarse un componente protector de rosca para obtener un óptimo procedimiento de contacto.

La mayoría de los compuestos para roscas contienen partículas sólidas dispersas suspendidas en un lubricante. Bajo condiciones especiales, estas partículas pueden asentarse en el fondo del recipiente. Por lo tanto, este compuesto debe agitarse constantemente para distribuir los sólidos completamente con el lubricante.

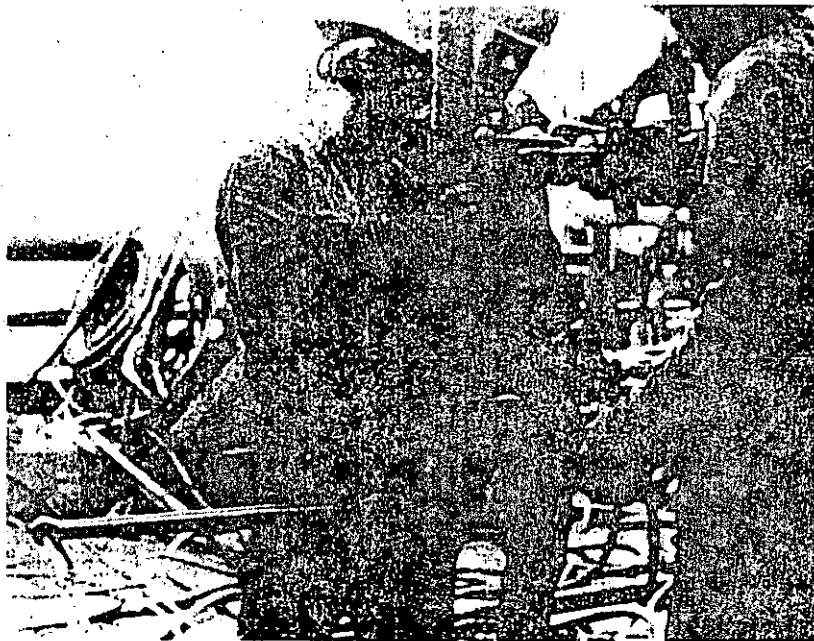
Estas partículas sólidas son necesarias para efectuar una conexión adecuada y sello entre las conexiones que dependen de la interferencia del sello en roscas. Los sólidos actúan como material aglutinante entre las raíces de las roscas y las crestas de la misma para evitar o retardar el flujo de fluidos a través de la conexión.

Los sólidos conjuntamente con el lubricante, actúan para evitar que haya esfuerzos elevados por contacto entre el pasador y la caja o que el acoplamiento desgaste el acero.

Este desgaste en las roscas puede ser desastroso y las pérdidas por filtraciones no se harán esperar. En las conexiones de metal a metal, el desgaste también perturba el sellado con la correspondiente filtración a través de la conexión.

Los compuestos de roscas deben ser consistentes entre recipiente y recipiente para evitar falsas lecturas de torque durante el enroscado. Las propiedades del compuesto como lubricante en lo que a fricción se refiere, señalan el torque requerido para cualquier perfil de conexión.

Usar un compuesto con diferentes propiedades resistentes a la presión, trae como resultado que la conexión esté sometida a niveles de esfuerzos por contacto muy diferentes, y que la



LOS PROTECTORES de enchufe sirven como guías y seguro contra los daños en el enchufe tanto al entubado como a las conexiones del revestimiento (Fig. 5).

misma sea sometida a mayor número de vueltas durante el enroscado aún para el mismo torque aplicado.

En ambientes invernales, la aplicación del compuesto de roscas puede permitir una distribución pareja sobre las roscas, siempre y cuando el compuesto no se diluya con ningún solvente. Pero en general no se recomienda.

Además, el mismo compuesto puede afectar el torque de reconexión:

La mayor parte del porcentaje de torque aplicado se distribuye hacia el movimiento del componente de rosca. El porcentaje menor se distribuye sobre la conexión en sí. Las pruebas señalan que el 20% del torque aplicado va hacia el ensamblaje de la conexión cuando se usa el compuesto API modificado y usado a menos 40°F.

Enchufe y Enroscado. En el enchufado, baje cuidadosamente el simple para no dañar las conexiones. Enchufe verticalmente, con la ayuda de un operador sobre la tarima de enchufado (Fig. 4). Si se enchufa erróneamente, desenchufe y reinstale de nuevo.

Cuando se obliga al pasador a entrar en la caja en el acoplamiento, la operación puede resultar en detrimento de las roscas o los sellos, con la correspondiente mala conexión.

El enroscado debe comenzar lentamente para evitar que las roscas se desgasten. En las sargas pequeñas esto puede realizarse manualmente (Fig. 5).

Uno de los factores más importantes en la introducción de la sarga de revestimiento y entubado es la aplicación del torque adecuado.

Si el torque que se aplica es más

bajo del recomendado se pueden presentar los siguientes problemas:

1. Filtraciones debido a la inadecuada interferencia entre las roscas o entre los sellos.
2. Baja resistencia a la tensión debido a la conexión causada por mal enroscado.
3. Baja resistencia a la fractura por conexión, causada por el mal colocamiento del sello.

Si se aplica un torque por encima de lo recomendado se puede originar lo siguiente:

1. Filtraciones debido al desgaste de las roscas.
2. Separaciones de los acoplamientos debido al exceso del esfuerzo de levantamiento.
3. Baja resistencia a la tensión de conexión debido a roscas deformes.
4. Baja resistencia al desprendimiento de la conexión causado por el exceso de esfuerzo aplicado al acoplamiento y al mal colocamiento del sello.
5. Reducción del diámetro de tolerancia debido al exceso de longitud del pasador entre el diámetro interno del tubo.

La aplicación del torque adecuado se debe obtener con una herramienta de contrafuerza y una célula de carga propiamente calibrada, colocada en la línea de contrafuerza. La célula de carga debe seleccionarse para que se adapte a la longitud del brazo de la herramienta de contrafuerza que se usa, y el cable de aguante debe estar a 90° con respecto a la herramienta cuando la carga se aplica. Debe permitirse que la herramienta de contrafuerza se mueva verticalmente para evitar que se caiga hacia

el tubo a medida que el pasador enrosca en la caja.

Conforme el torque se aplica en la conexión, la velocidad debe reducirse para permitir que todo el sistema de contrafuerza se ajuste. El acelerar el movimiento para alcanzar un determinado torque en la escala no va a aumentar el mismo en la conexión.

Además, deben tomarse en cuenta los vientos, los cuales pueden hacer oscilar la unión giratoria y desalinearse el bloque. De esta forma, cuando se efectúa el enchufe, las lecturas del torque no serán representativas y se tendrá el correspondiente daño a la conexión.

Las válvulas por las cuales se controla el fluido hacia los calibradores de torque, pueden causar lecturas erróneas y muy bajas si se usan demasiado. En realidad, las lecturas de torque representan una fracción de las lecturas actuales del torque aplicado a la conexión. La mayoría de las conexiones no efectúan el trabajo para el cual están capacitadas y menos si se les aplica un torque tres o cuatro veces por encima del valor recomendado.

El fluido en la célula de carga debe chequearse periódicamente. Si se observa que el nivel del mismo está muy bajo, el pistón en su carrera va a desplazar todo el fluido existente, causando lecturas más bajas de la que realmente existe.

Bajando la sarga. La sarga debe bajarse lentamente. Muchas conexiones de entubado y revestimiento no se diseñan para soportar las fuerzas de arrastre de las conexiones de la tubería, y no pueden introducirse a la misma velocidad.

Mientras se efectúa la introducción lentamente, obstáculos tales como puentes, patas de perro y empacadores pueden detectarse antes de aplicar una carga intensa. Esto, permite evitar que esfuerzos de compresión y torsión puedan conjuntamente afectar la sarga.

La tubería tiene que mantenerse llena del lodo mientras se introduce la misma para prevenir el colapso. Por lo tanto, se recomienda que se use una línea de llenado por cada junta, o cuando se ha metido bastante peso de sarga o en juntas alternadas.

Cuando se usa una zapata de llenado automático, la operación debe chequearse para verificar que está bajando adecuadamente.

La sarga no debe detenerse bruscamente. Las cargas dinámicas asociadas al repentino frenado, aumentan la carga total sobre la sarga. También, el usar cuñas para descender la sarga y detenerla bruscamente, puede dañar tanto al tubo como a las cuñas. □



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA, LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL 8 DE OCTUBRE AL 17 DE DICIEMBRE DE 1985.

MATERIA: TECNOLOGIA DE LA PERFORACION

M. EN I. PEDRO CAUDILLO MARQUEZ
DICIEMBRE, 1985

WORLD OILS

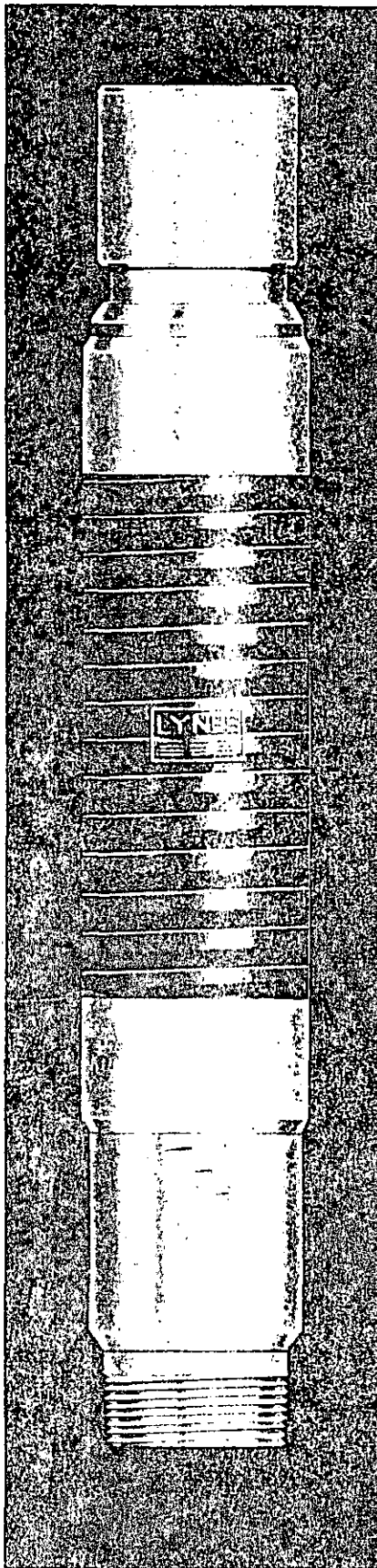
CONTRACT

INCLUDING

By George S. Suman



We learned a lot from our big boys.



You name a job a packer can do — and there's a Lynes Packer for the job.

That works regardless of the size, shape or condition of the hole. Or casing.

Now the time-proven Lynes inflatable element has been adapted to a thru-tubing bridge plug, the **Gemini**

That goes in slim (through 3" tubing)

And opens up big (sets in 7 $\frac{5}{8}$ " casing)

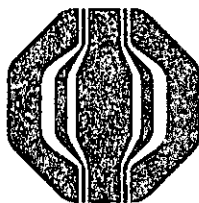
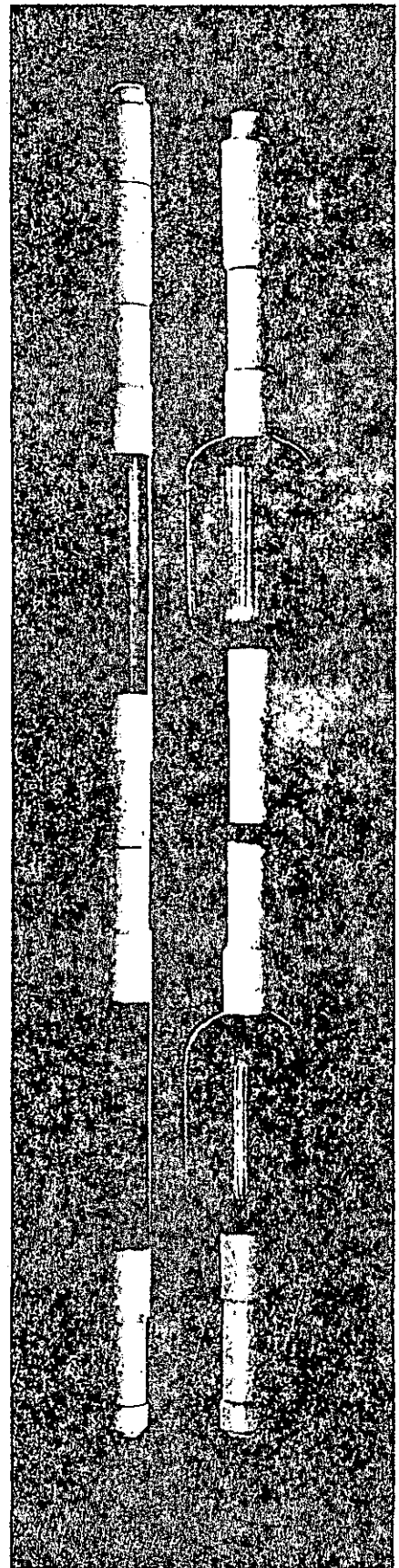
And seals

And holds

More differential pressure than any previous design.

If your well problem can be solved by a thru-tubing bridge plug, the Lynes **Gemini** will do the job better than any plug you can buy. Regardless of price, maker or design.

Let a Lynes rep tell you all about the **Gemini**. It's just the first of a whole new family of Lynes slim-line down-hole tools.



LYNES

P.O. Box 12486
Houston, Texas 77017

World Oil's

Cementing oil and gas wells

... including casing handling procedures

BY
GEORGE O. SUMAN, JR. AND RICHARD C. ELLIS

Acknowledgment

This handbook is the result of a comprehensive study of cementing oil and gas wells including casing handling procedures. The authors' basic work was sponsored by AMF Tuboscope, Inc.; Bakerline, a division of Baker International Corp.; Dowell Schlumberger; Oil Tool Division, PENGU Industries, Inc.; Lynes, Inc.; Texas Iron Works, Inc., and Varco International, Inc. The authors wish to express their appreciation to these companies for their sponsorship and for the complete freedom allowed in preparation of all material. Thanks are also due the sponsors and many other manufacturers for providing information and illustrations; and to those in industry who reviewed the manuscript and contributed many helpful suggestions.

Copyright© 1977
All rights reserved

Table of Contents

Cementing Oil and Gas Wells Handbook

Part 1—Basic functions of cement are given, with concepts to consider in mud, pipe and hole preparation to prevent job failure	5
Part 2—Casing inspection and pipe handling methods, including thread make-up control, hydrostatic testing, landing practices	14
Part 3—How basic cements and additives can be tailored to give desired properties for completion and remedial operations....	22
Part 4—Practical interpretation of rheology, annular displacing forces. How to avoid bypassing mud during primary cementing	32
Part 5—Guidelines for downhole equipment use, stage cementing methods, new concepts for cementing large diameter casing	41
Part 6—Liner applications and equipment used for installation. Common problems to avoid while pumping, displacing cement	50
Part 7—A review of cement plug placement, tubingless completion techniques and the art and science of cement squeezing	57
Part 8—Methods for evaluating primary cementing effectiveness plus a wrapup of several new tools to improve completion operations	66



About the authors

GEORGE O. SUMAN, JR., attended the California Institute of Technology and the University of California (Berkeley), graduating with a B.S.M.E. in 1952. He spent two years with Aramco in Saudi Arabia and 18 years with Shell Oil Co. working primarily with drilling, completion and stimulation design and application. In 1973 he formed Completion Technology Co. which is actively working with a number of client companies

in improving well reliability and profitability. Mr. Suman has authored many technical papers on well completion and drilling techniques and he holds numerous patents and applications in these specialties. He is a member of API and SPE and a registered professional engineer in Louisiana and Texas.

RICHARD C. ELLIS graduated from the Wisconsin Institute of Technology in 1962 with a B.S.M.E. and from the University of Wisconsin in 1968 with the M.S. in mining engineering. He spent nine years with Shell Oil Co. working on design and application of artificial lift, sand control and well completions for primary, waterflood and thermal recovery operations, both onshore and offshore. His latest assignment with Shell was production engineering section leader for the Western U.S. and Alaska. Mr. Ellis joined the staff of Completion Technology Co. in 1976. He is a member of SPE and a registered professional engineer in Texas.



Cementing oil and gas wells

... including casing handling procedures

Part 1—Basic functions of cement are given, with concepts to consider in mud, pipe and hole preparation to prevent job failure

George O. Suman, Jr., President and
Richard C. Ellis, Project Engineer,
Completion Technology Co., Houston

10-second summary

Opening article discusses basic cement properties in relation to ability to support casing loads and prevent damage or joint loss. Mud selection, and procedures to prevent differential pipe sticking during cementing are given, and examples of casing defects found in new pipe are shown to encourage careful pre-job pipe handling.

FROM THE COMPLETION SPECIALIST'S viewpoint, proper primary cementing should be the operator's main concern. Poor displacement efficiency which leaves a substantial volume of mud at the cement-formation interface can lead to just about every completion and production problem in the book—oil and gas can be lost from the pay zone, stimulation fluids and enhanced recovery chemicals can bypass the formation, extraneous fluids may be produced and the borehole may not be properly supported.

It is important to plan for the primary cement job long before casing is run into the hole, to avoid common problems such as improperly conditioned mud and stuck pipe. And the casing string itself should be carefully inspected and handled to avoid damage that can cause failure in otherwise properly designed strings.

This article introduces critical concepts to consider in preparing for the primary cement job, including discussions of:

► The function of the cement sheath in supporting the formation and protecting the casing from various

About the series

Field engineers and others who handle casing and cementing for present-day wells are responsible for one of the most critical phases of well completion. It has never been so important from the standpoint of safety, environmental protection and economics to insist that the best-available technology be applied.

Unfortunately, much important research and technical development has not been interpreted and applied directly to the operational phase in a straightforward and concise manner. It is the objective of the authors of this exclusive new series to fill that large gap between research and field operations.

The following subjects will be covered in the eight articles:

1. Functions of cement, precautions to take during drilling, common causes of casing and connection failures
2. Casing handling, recommendations for inspection, make-up and testing
3. Cement slurry chemistry and use of additives
4. Displacement mechanics and rheology considerations, need for pipe movement and centralization
5. Primary cementing, proper use of downhole and surface equipment
6. Liner cementing, techniques, problems, how to evaluate results
7. Special cementing, recent innovations, remedial squeezes, plug-backs, tubingless completions
8. Job evaluation methods, logging, how to locate tops and define bond effectiveness, tests for zonal separation.

A format similar to WORLD OIL's Sand Control Series (November 1974-June 1975) will be followed in these presentations, including sequential development and discussion of concepts and application, with frequent reference to preceding material.

The authors make liberal use of published literature with grateful acknowledgment of the original investigators. An extensive reference list is included, and to get maximum benefit from this series, readers are encouraged to pursue the original works where important concepts cannot be adequately discussed due to space limitations.

—Editor

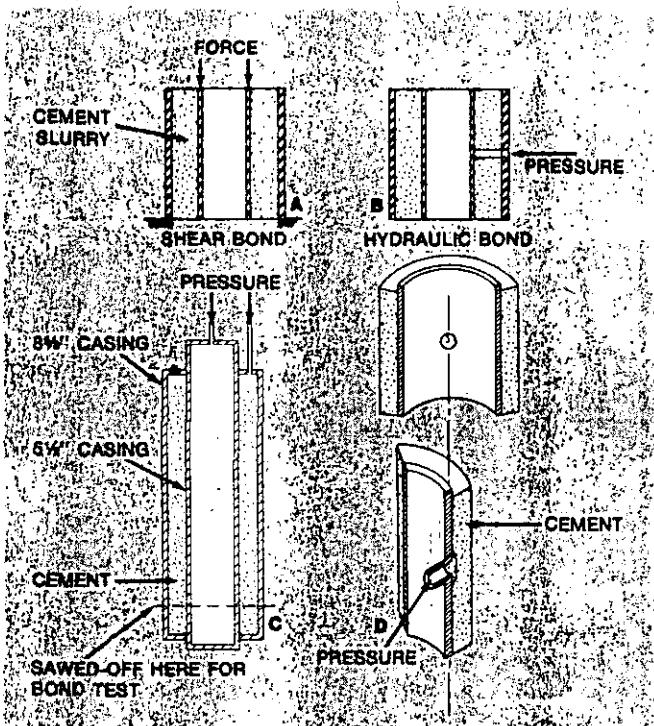


Fig. 1—Lab tests to measure casing/cement bonding characteristics. Test A¹ measures axial loading strength. Test B¹, C¹ and D¹ measure hydraulic bond. In test C, after cementing under controlled pressure, the casing is sawed off to check bonding. Test D, is a direct measure of cement/pipe adhesion strength in samples formed in a 7-inch mold.

kinds of damage such as fault shear, perforating deformation, and joint loss while drilling

► Drilling fluid selection and conditioning to improve cement displacement efficiency and prevent differential pipe sticking during cementing, and

► Common causes of casing failure that can adversely affect the cement job as well as future operations, including mill defects appearing in new pipe.

Discussions are illustrated by schematic drawings, curves, tabular data and photographs. An extensive reference list appears at the end of the article.

Cement used in primary cementing is normally designed:

1. To support the axial load of the casing string and strings to be run later
2. To seal intended production or injection intervals from overlying or underlying permeable sections (zone isolation)
3. To protect the casing from damage or failure, and
4. To support the borehole through the productive interval.

AXIAL LOAD SUPPORT

High axial loads may be imposed on the casing string and/or surrounding cement by landing and suspension methods and later operations. And the cement strength

required to support such axial casing loads has been determined through shear bond tests.^{1,2,3}

The axial load which breaks the cement bond has been measured with the test apparatus shown in Fig. 1(A). In this test where the surface in question is the outer periphery of the inside pipe, the ability of cement to support axial casing loads was found to be proportional to the area of contact between cement and the casing. Therefore, support coefficient,² shear bond³ or sliding resistance,⁴ as it is described by various investigators, is the load required to break the bond, divided by the surface area between cement and pipe.

Shear bond strength increases with cement tensile or compressive strength as shown in Fig. 2.² A fairly narrow range of shear bond at a given tensile strength resulted for various cement compositions tested. And a significant reduction in shear bond was caused by mud wetting of the pipe. Poorest results were obtained when the pipe was mud-wetted and no attempt was made to remove the mud film.

Based on these worst-case results, Bearden and Lane² provided a relationship for determining support capability of a cement sheath, conservatively utilizing results for mud-wetted and non-displaced conditions. Modifying their relationship to utilize compressive strength (assumed to be 10 times tensile strength), gives the formula:

$$F = 0.969 S_c d H,$$

Where:

F = force or load to break cement bond, pounds

S_c = compressive strength, psi

d = outside diameter of casing, inches

H = height of cement column, feet.

For example: For one bonded foot of 7-inch casing, using 500 psi compressive strength cement: $F = 0.969 \times 500 \times 7 \times 1 = 3,390$ pounds.

Required strength. The load to break the cement bond during hanging and drilling-out operations normally would not exceed weight of the casing string (such as surface pipe) plus miscellaneous loads (such as weight on bit when drilling out the shoe joint). Therefore, the load capacity noted above, 3,390 pounds per foot of cement column, provided by the relatively low compressive strength of 500 psi, should be more than adequate to handle anticipated axial loads.

Thus, as this example indicates, the equation permits calculation of approximate load capacity for various pipe sizes and cement compressive strengths.

Cement compositions normally can be formulated to rapidly develop adequate strength for casing landing loads. This allows drilling operations to proceed with little or no waiting-on-cement (WOC) time.

Also, low strength "filler" cements, which are relatively inexpensive and of low density—and less likely to induce lost circulation when high cement columns are required—may have adequate compressive strength to meet axial load support requirements.

In addition to water-based mud wetting of the pipe—which is allowed for in the above equation—other factors

that affect cement shear bond performance with respect to axial load are:

- Casing collars, which increase the ability of the cement to support axial loads
- Low water-to-cement ratios which increase slurry density and improve shear bond because of increased compressive strength, Fig. 3.⁴
- Radial loads imposed on cement and casing by the formation, which should increase shear bond due to the increased friction between pipe and cement
- Oil-based mud wetting of the pipe which lowers shear bond to a greater extent than water-based mud wetting
- Mill varnish on the exterior of the casing which lowers shear bond
- Roughness of the exterior casing surface, such as rust or special resin-sand coatings, which can increase shear bond substantially⁴ (Normally such special coating would not be required for axial load support because minimum shear bond strength is adequate)
- Raw cement characteristics, such as fineness of grind, may also affect shear bond strength
- Cement contamination by mud which lowers shear bond appreciably, see Fig. 3.
- Displacement mechanics and efficiency which affect thickness and continuity of the cement sheath around the casing, and
- Pressure/temperature effects which can contract the casing diameter after the cement hardens. This factor will be discussed in a later article.

ZONE ISOLATION

Although cement with a low compressive strength may be adequate to handle axial and rotational casing loads, high ultimate strength may be required for zone isolation and to support the borehole. Therefore, cement compositions should be selected which quickly provide adequate compressive strength for continued drilling operations but which also provide adequate strength, ultimately, for production operations.

A comprehensive study of factors governing zone isolation under downhole conditions would be very complex. Zone isolation depends, in part, on load interactions between formation, cement and casing, some of which are not well understood. Further difficulty arises in determining type and magnitude of loads imposed by fluid injection pressures and temperatures, and production pressure drawdown and depletion.

For these reasons, only qualitative judgements have been attempted in studies to date and these usually relate to the "hydraulic bond" which indicates adhesion between casing and cement, or between cement and formation. The actual relationship between hydraulic bond measured in the lab, and downhole zone isolation has not been reported, if such a determination has been made.

Bonding test. Various investigators^{5,6} have measured hydraulic bond. Test arrangements are shown in Fig. 1(B).^{5,6} and Fig. 1(C).⁵ Pressure is applied to the exterior surface of the casing causing the casing to become

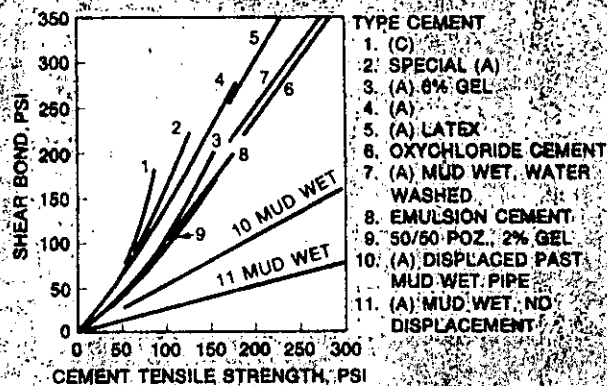


Fig. 2—Effect of cement tensile strength and mud wetting on shear bond. Most cements fall in narrow range except where mud is not removed (after Bearden and Lane).

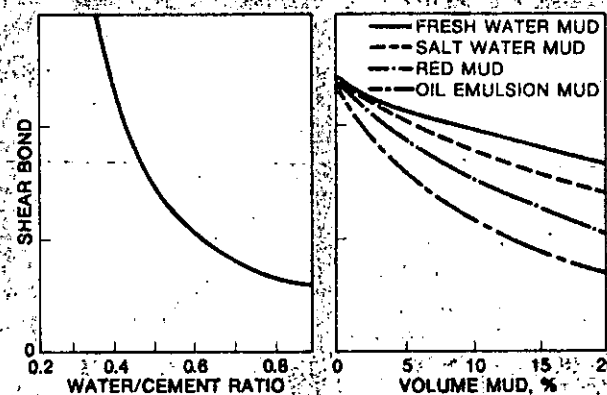


Fig. 3—Water content and mud contamination lower shear bond strength. Absolute value of shear bond is not shown but the scale is linear so that percent change can be estimated (after Becker and Petersen).

smaller in diameter and "pull away" from the cement, forming a micro-annulus which permits leakage.

Hydraulic bond strength in the test shown in Fig. 1(B) ranges from 100 to 1,200 psi for water and from 45 to 450+ psi for gas (nitrogen) depending on roughness of the exterior pipe surface and type of mud wetting, see below. No fixed correlation between cement compressive strength and hydraulic bond was found.

Hydraulic bond vs. casing surface and type of fluid wetting^{3,6}

Surface finish	Type mud wetting	Hydraulic bond (psi)	
		Water	Gas
New mill-varnished	None	200-250	
Varnish removed (chemical)	None	300-400	
Varnish removed (sand-blast)	None	500-700	150
Varnish removed (sand-blast)	Fresh water	100	50
Varnish removed (sand-blast)	Invert oil emulsion	100	50
Varnish removed (sand-blast)	Oil base	100	50
Resin-sand coat (new, sand blast)	None	1,100-1,200	450
Resin-sand coat (new, sand blast)	Fresh water	100	55
Resin-sand coat (new, sand blast)	Invert oil emulsion	100	45
Resin-sand coat (new, sand blast)	Oil base	100	45

Cement: API Class A
 Water Content: 5.2 gal/sk
 Curing temperature: 80°F
 Curing time: 24 hours
 Casing size: 2" inside 4"

Hydraulic bond strength is improved by resin-sand coatings, as shown above, only when there is no mud wetting. Such coatings consist of graded sand bonded by

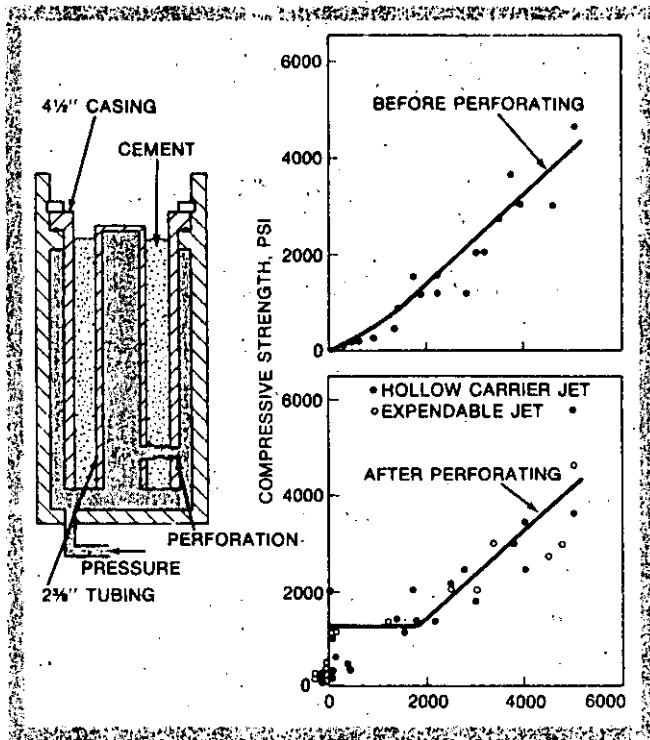


Fig. 4—Test setup to measure perforating effects on hydraulic bond with pressure from inside and outside. Targets were tested, then perforated in a separate pressurized well, then returned for testing as shown. Perforations were placed about two inches from the bottom of the 12-inch targets. Results are plotted in curves. Lower curve shows bond was usually destroyed when compressive strength was below about 2,000 psi (after Godfrey and Methven)¹².

epoxy to the exterior of the pipe by the patented Ruff-Cote process. These coatings normally are rated to 300-325° F.

The pressure at which failure of the hydraulic bond occurred in the test shown in Fig. 1(C) can be increased by:

1. Preventing formation of the micro-annulus by controlling pressure differential across the casing as the cement sets, and/or
2. Attaching seal rings of deformable rubber to the exterior of the casing (sealing rings designed to stop migration of fluid between the casing surface and the inside of the cement sheath are available for field installation. And the above tests indicate such devices should increase zonal separation efficiency).

However, zone isolation is routinely obtained in the field at greater differential pressures than those causing failure in these hydraulic bond tests. Therefore, such tests are probably not completely representative of downhole conditions everywhere.

Effects of mud wetting. Further tests were conducted to more directly measure adhesion between cement and pipe,⁷ Fig. 1(D). These tests, do show an advantage for the resin-sand exterior, in the mud-wetted condition, which was not apparent in the previously discussed test, see table.

However, it should be emphasized that when resin-sand coatings are used downhole, effectiveness should be increased by removing mud from the casing surface using pre-flushes ahead of the cement and cement scouring.

Effect of mud film on bond strength

Surface condition	Surface coating	Hydraulic bond, psi
Dry	Mill varnish	<20
Mud film	Mill varnish	<20
Dry	Rusty	350-450
Mud film	Rusty	20-50
Dry	Acid etched	250-400
Mud film	Acid etched	40-50
Dry	Sandblasted	500-600
Mud film	Sandblasted	50-60
Dry	Epoxy coated, 6-12 mesh sand	700-950
Mud film	Epoxy coated, 6-12 mesh sand	500-600

Curing time: 24 hours
Curing temperature: 120 F

And casing using the Ruff-Cote process should be well centralized to avoid imbedding mudcake or shale into the roughened surface. Preventing such imbedment might not be possible in irregular, doglegged or high angle hole, or where mud is poorly conditioned.

One important advantage of the resin-sand treatment would be that formation of a micro-annulus under certain pressure/temperature conditions might be prevented. This result appears to be verified by cement-bond logs.⁸

Cement-formation bond. Still other tests have been conducted to examine the bond between cement and formation. In one lab investigation⁹ in which cement was placed into contact with formation cores and the interface was tapped by a simulated perforation, the effect of various contact surfaces (dry, mud layer) and applied squeeze pressure was evaluated.

Bond strength was found to depend on degree of contact between cement and formation. When a mud cake was present between cement and formation, bond strength was greatly reduced for all cases examined. When cement was squeezed against dry cores, bond strength approached or exceeded formation compressive strength.

Test results were not provided for low compressive and/or low tensile strength formation materials such as unconsolidated sands and some shales. Presumably, little or no bond strength would be indicated for these materials—yet zone isolation is obtained in the field.

Although these results may be indicative of various relationships, tests more closely simulating downhole conditions might provide further insight into the requirements for zone isolation.

Cement vs. perforating damage. Operators have generally considered cement with 2,000 psi or less compressive strength optimum for perforating—a belief based on appearance of targets perforated with bullets and/or jets at the surface, under simulated downhole conditions.^{9,10} Visual inspection of such perforated targets containing higher strength cement revealed cracks in the sheath.

Application of results of these tests is wrong, because: Atmospheric tests of explosives are more damaging than those performed under pressure due to greater expansion of detonation gases, and cement with hairline fractures may still prevent fluid leakage.

Godfrey¹¹ measured shear and hydraulic bond strengths on samples before and after perforating with single hollow carrier and expandable jet charges, under simulated downhole pressure conditions (3,000 or 5,000 psi). The test arrangement, Fig. 4, prevented creation of a micro-annulus and the cement was loaded in compression from outer and inner surfaces, as well as from the bottom. The 1-9/16-inch OD hollow carrier gun used a 3.2 gram

charge and the expendable 1-11/16-inch OD charge was 10.0 grams.

Before perforating, hydraulic bond strength increased with increased compressive strength, Fig. 4.

Hydraulic bond strength was destroyed by perforating when cement compressive strength was low, Fig. 4, but was unaffected when cement compressive strength exceeded 2,000 psi. Therefore, high compressive strength cement appears best from the standpoint of zone isolation.

Expandable guns vs. carrier guns. The cement sheath tends to minimize casing damage caused by expendable perforating charges,^{12,18} Fig. 5. And expendable guns of nominal charge, for example through-tubing guns, may be used with little or no danger of serious casing damage. Although damage may occur to flawed or mill defective casing, particularly if unsupported by cement.

However, expendable charges may split casing collars that are unsupported by cement.¹³ And large expendable guns, over about 20 grams, frequently damage partially supported or unsupported casing.

Conventional hollow carrier, steel shaped-charge guns cause only slight casing deformation and essentially no damage regardless of support, because most of the forces from the exploding charges are contained by the carrier body. However, no data has yet been reported on the effect of using extra strength charges in carrier guns, or special charges designed to produce larger than normal holes.

As another important point, it was also-determined in perforating tests¹² that cement compressive strength is not an important factor in preventing casing deformation at the perforation point, Fig. 5.

CASING SUPPORT PROTECTION

The cement sheath between casing and borehole serves an important function in protecting the pipe from the stresses of formation movement, and in preventing unscrewing and possible loss of bottom joints in surface and intermediate strings. However, certain properties of this cement such as its contributions to collapse resistance of the installed casing may be greatly overrated.

Salt flow. Casing damage can be caused by lateral loads resulting from flow of salt formations.¹⁴ Salt may flow in various ways depending on combinations of overburden load and temperature. And it may not be economically practical to design casing for the most severe situations of non-uniform loading which can occur, such as the "flattening" effect illustrated in Fig. 6 (top).

However, when the annulus is completely filled with cement, casing is subjected to a nearly uniform loading approximately equal to the overburden pressure, and, although modes of failure may be different, casing design, to withstand *uniform* salt pressure can be computed on the same basis as designs to withstand fluid pressure.

Failure of casing by non-uniform loading in inadequately cemented washed-out salt sections should be considered a drilling and cementing problem rather than a casing design problem. Salt-saturated or oil-based drilling fluids are often used during drilling to minimize wash-outs, and in special cases salt-saturated cement is used during cementing.

Fault shear. Casing failure caused by formation move-

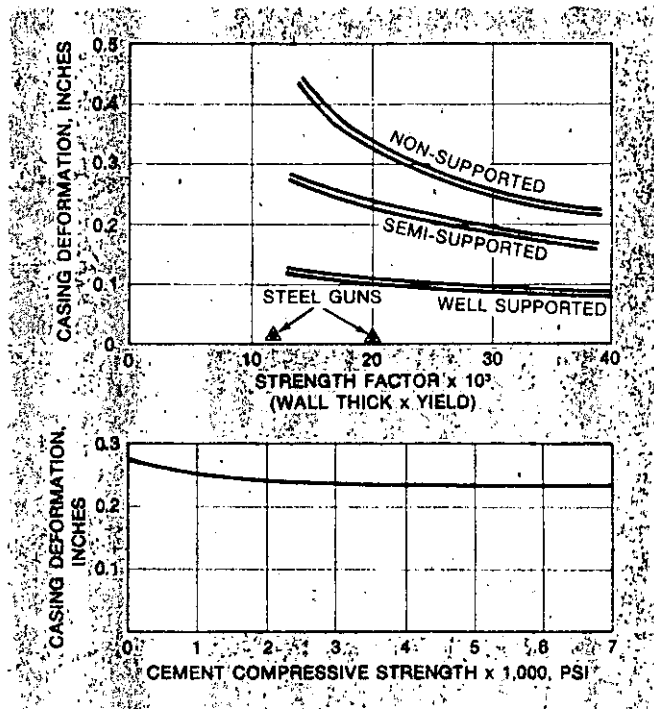


Fig. 5—Cement support minimizes casing deformation caused by expendable perforating guns as shown by curves, top, from tests with 20 gram charges, at 1,000 psi and 180° F conditions. The three cases represent no cement, a 3/4-inch sheath held by thin steel and a strongly encased sheath. Compressive strength of the sheath was less important, as indicated by second curve, bottom (after Bell and Shore).¹²

ment along natural or induced fault planes—as opposed to salt flow—is best handled by *elimination* of cement through the affected interval and perhaps opening the hole to enable fault slippage to take place without loading the casing in shear,^{15,16} Fig. 6 (bottom).

Other downhole conditions, such as borehole doglegs and sand control failure,¹⁷ also may cause casing damage similar to the types described above. The type of load condition may be deduced through geology, petrophysics, and operational correlations and measurements of the damage configuration.¹⁸ Tools are available for establishing the cross-section (collapse) and deflection (buckling or shear) of moderately damaged pipe. Knowledge of failure mechanism is essential to selection of the failure prevention method, i.e. cement sheath or no cement sheath.

Casing joint loss. Adequate cement strength and good cementing and operational practices may be required to prevent parting or other failure in the bottom joints of surface and intermediate casing strings.¹⁰ In most cases, failure in the bottom few joints of casing is not discovered until electric logs show that the bottom one, two, or three joints have parted from the string and slipped down the hole. In other cases, the parted section uncovers a high pressure or lost circulation zone, or it shifts laterally, restricting passage of drilling equipment.

Analysis of possible causes of such failure¹⁹ indicate that the casing is unscrewed rather than broken. The unscrewing occurs because of short-lived, high-level torque impulses transmitted to the casing by the bit as it hangs up while drilling cement and cementing equipment out of the bottom joints. The problem is normally prevented by welding or using thread locking compounds on the

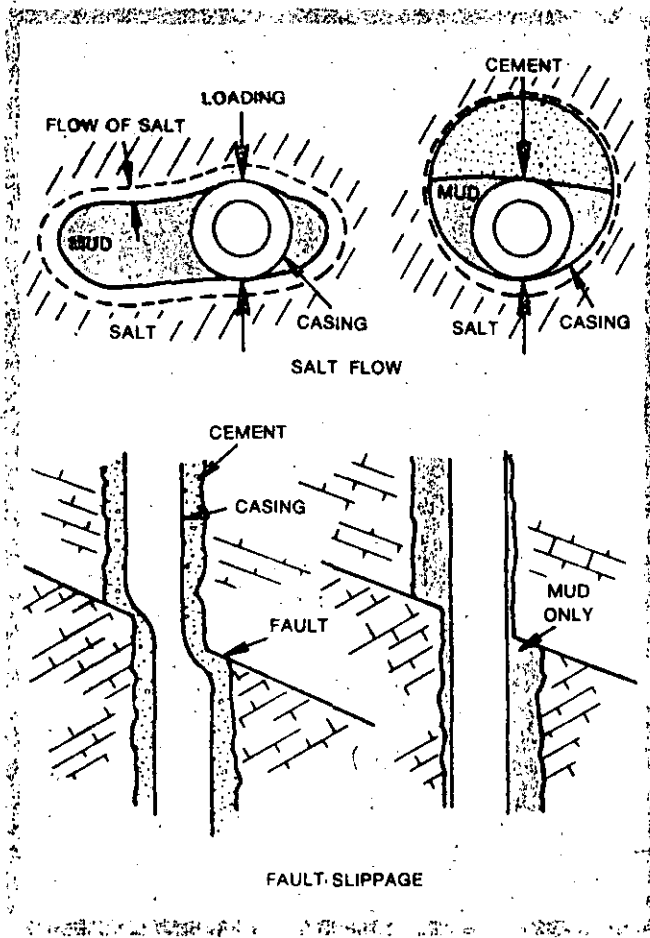


Fig. 6—Cement sheath effects with formation loading. Strong, well centralized cement sheath, top, can prevent flattening effect of salt flows in washed out holes (Cheatham and McEver)¹⁸. But in fault slippage zones, bottom, cement sheath may cause more damage by holding pipe rigid through shear zone.

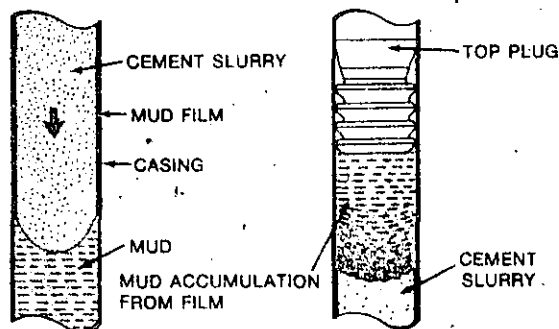


Fig. 7—Mud film on casing should be removed by bottom plug when displacing. Drawing shows how, with top plug only, mud is removed after slurry passes to build up, under the plug and be deposited in the critical area around the shoe joint (after Owsley)¹⁹.

connections and controlling rotary speed, as discussed below.

To avoid loss of joints when cement is to be drilled out of the shoe, these practices should be followed:

1. Select a competent formation for the casing point. Drill-out with drilling fluid which will maintain stability of this formation. Avoid dogleg sections, or sharp curves

in directionally drilled holes near the casing point.

2. Weld threads on H-40 pipe with a 1/4-inch fillet weld (see cautions below) or properly clean threads on J-55 or higher grades with volatile (not oily) solvent, and apply thread-locking compounds to both sides of the lowermost couplings, including the three to six couplings joining the bottom four to seven joints. When a bottom plug is used, Schuh¹⁰ recommends strengthening three couplings; when a plug is not used, six couplings.

3. Follow other good practices to be discussed in this series, i.e. proper downhole casing equipment, pipe movement, high displacement rates, chemical washes or spacers ahead of cement, adequate centralization, etc.

4. Use good quality cement that will develop high early compressive strength, and adequate shear bond, for the last portion of the slurry to fill the annulus—from shoe upwards 200 to 400 feet (or 10% of casing length). Elevate compressive and shear bond strength of the cement around lower joints by decreasing water-to-cement ratio (increasing density) of last portion of slurry, Fig. 3.

5. Use two plugs. Without a bottom plug, mud film from the inside casing wall can accumulate beneath the top plug and be deposited in and around the shoe joints,²⁰ Fig. 7. Fill-up for various film thicknesses can be significant, for example: For 10,000 feet of 5 1/2-inch casing, 1/16, 1/32 and 1/64-inch thick films would fill 510, 260 and 130 feet, respectively.

Even when a top plug is used, accurate displacement calculations should be made to avoid over-displacement and mud or water contamination around the shoe.

6. Release surface pressure following cement placement to minimize chance for a micro-annulus to form between casing and cement. However, surface pressure is sometimes used as an aspect of casing landing operation to prevent casing instability and buckling conditions.²¹

7. Do not disturb casing until cement has obtained initial set—about three times thickening time. Keep drill pipe out of the hole until after this time. The cement composition should have minimum 500 psi compressive strength (some say 1,000 psi) at time of drilling-out.

8. Control rotary speed while drilling cement out of casing, as indicated in Fig. 8. But if the casing joints have been improperly strengthened, i.e. misapplied thread locking compound or welded J-55 or higher grade casing, permissible rotary speed may be only one-tenth or less of values shown.

Welding recommendations. Lower casing grades, H-40, present few problems. However, field personnel should be aware that higher grades can be downgraded and sold as lower grades, i.e. up to 80,000 psi yield strength pipe can be downgraded to H-40. Thus grades should be positively identified before welding. Also, casing collars and other downhole casing equipment are sometimes manufactured of higher grade steel.

Welding on high grade tubulars is critical, requiring careful preheating and use of special electrodes (P-11C and C-75 should never be welded). Here are a few important points to remember when welding oil field tubulars:²² Use only low hydrogen electrodes. Always preheat N-80; preheating is preferable on J-55; H-40 can be

welded without preheat. Preheating temperature should be 500-600° F and it should not drop below 400° F during welding. The weld should cool at ambient temperatures. A Tempilstik type crayon should be used to verify and carefully control temperatures.

Collapse support questionable. A lowered casing design safety factor in collapse (perhaps 0.85 versus 1.125) is sometimes considered for casing to be used below the cement top, on the assumption that cement will provide additional support.²³ Such a practice is not valid.

According to Cheatham and McEver,¹⁴ cement in the annulus between salt and casing is compressed by salt pressure, reducing stress transmitted to the casing. However, this reduction is calculated to be less than 5% for 8-5/8-inch casing cemented in 12-inch hole, or about 200 psi for a pressure of 6,000 psi acting on the cement. Further, this load reduction depends on uniform placement of cement in the annulus—a condition which is not normally achieved throughout the column.

Other tests²⁴ suggest that a cement sheath may provide greater collapse resistance support for lower casing grades (H-40, J-55). However, minor radial or longitudinal discontinuities in the cement sheath eliminate this support.

Therefore, the cement sheath should have no bearing on the decision to use a low collapse safety factor.

PRECAUTIONS DURING DRILLING

Favorable conditions for primary cementing should be established long before the actual cementing operation. It is particularly important to select hole and casing sizes, and drilling fluid properties, which maximize mud displacement efficiency and minimize likelihood for differential pressure sticking and swab/surge pressures.

Drilling fluids should be selected and drilling operations conducted—so as to minimize borehole washouts. For instance, the ideal drilling fluid:

1. Is non-thixotropic (little or no gel strength) with low plastic viscosity and yield point, to maximize displacement efficiency and minimize swab-surge pressures.
2. Has low weight with low solids content and low filtration loss with a thin cake to minimize likelihood of differential pressure sticking, and
3. Is compatible with cement composition.

Such conditions cannot always be attained in actual practice. For instance, in deep, hot wells it is difficult to maintain low gel strength, yield point and plastic viscosity—particularly with weighted muds. These conditions, combined with long trip time and casing running time, lead to mud properties that can be most unfavorable by the time the job is initiated. However, when effective cementing is important, and it is feasible to maintain low density fluids, an effort should be made to achieve the conditions noted above. Other factors influencing favorable mud displacement and swab/surge pressures will be discussed in a later article.

The differential pressure sticking concept^{25, 26, 27} is very important to understand, and this problem must be prevented if casing movement (reciprocation and/or rotation) is planned during cementing operations. Otherwise the casing may become stuck after being run to

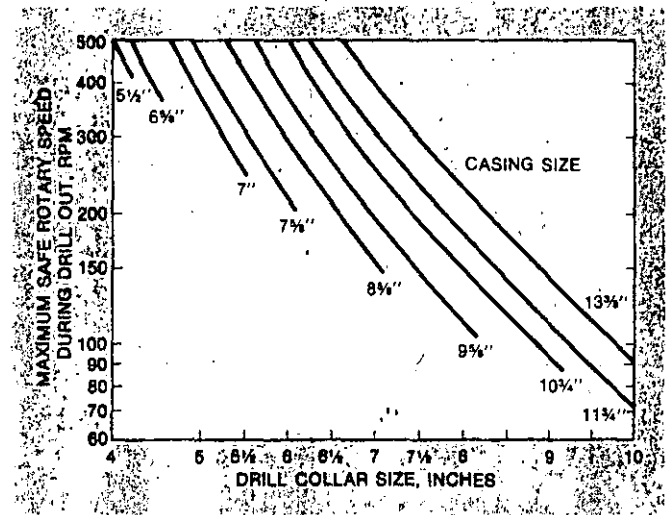


Fig. 8—Maximum safe rotary speed for drilling out cement and cementing equipment for all grades of casing strengthened with thread-locking compound, and for H-40 grade casing strengthened with a full-circumference weld (after Schuh)¹⁹. Note: If joints are not properly strengthened, safe speeds can be one-tenth those shown.

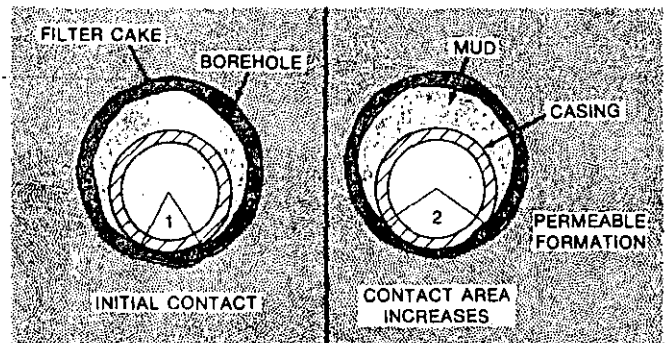


Fig. 9—Differential sticking of casing occurs in a permeable zone when pipe contacts mud cake as shown, left, then filtrate loss causes cake thinning, right, which increases contact area, (1) to (2), in turn increasing force holding pipe to wall (after Outmans)²⁸.

bottom and before completion of cementing, and movement during that most critical period²⁸ may not be possible.

Differential pressure exists across a mud cake, with pressure on the inside consisting of mud column weight plus pressure increase due to annular flow. External pressure is the pore pressure of the surrounding permeable formation. This differential pressure causes water in the mud to continuously flow through the filter cake into the formations.

While the casing is in motion, contact with the filter cake is lubricated by a thin layer of drilling mud, which continues to supply filtrate. When pipe movement is interrupted or stopped, the casing seals off the cake from the filtrate supply in the contact area and the cake begins to thin as water continues to be driven into the surrounding permeability, see Fig. 9. As the cake thins, the contact area increases, the pipe is pressed against the wall with greater force, and the contacted surface changes from mud to solid clay particles.

This pressure loading effect and the high friction factor between pipe and cake solids can increase hook load until the casing cannot be moved.

How to prevent sticking. During cementing, differential



A



B

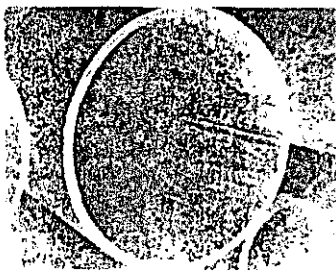


C

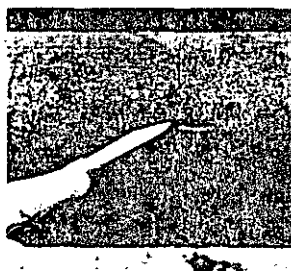
Fig. 10—Defects rolled into the pipe wall at the mill. Photo A shows pits left by mill slugs that penetrate 0.210 inch into a 0.337-inch wall. Photo B shows the hole left by a broken-out metal fold (lamination) that was rolled into the wall, but did not fuse. Photo C is another example of pitting caused by removal of foreign material rolled into the outer surface.



A



B



C

Fig. 11—Longitudinal imperfections in new pipe. Photo A shows part of an eight-foot long seam penetrating 0.110-inch in a 0.217-inch wall. Seam was detected by magnetic particle inspection; depth was measured by grinding as shown. Photo B shows internal grooving in seamless pipe caused by pieces of hard metal adhering to the plug. The external longitudinal gouge in Photo C could be mill or transit damage.

sticking tendency may also increase because of the disturbance and reformation of filter cake caused by some preflush fluids, change-over of fluids and/or mechanical cake removal techniques.

Things to remember regarding differential pressure sticking are:

- Sticking occurs opposite permeable formations, particularly where pressure is depleted and/or high mud overbalance pressure exists

- Sticking generally occurs after an interruption of pipe movement or long interruption of circulation, or disturbances of wall cake

- Circulation, if interrupted, can be restarted after the casing becomes stuck. This helps identify sticking, as opposed to wall caving, which would likely prevent circulation

- A small clearance between casing and borehole is conducive to wall sticking because it tends to increase casing/film cake contact area. This contact area can be reduced by using centralizers and/or designing the well to have a larger borehole.

- High deviation of the borehole also tends to increase contact area, and

- High weight, high water loss and high-solids-content fluids can increase the friction factor between casing and filter cake. Muds are available which provide cakes with lower coefficients of friction.²⁹

CASING FAILURE CAUSES

Obtaining an effective casing/cement installation requires proper inspection, care and handling, and make-up of the casing itself. Without such treatment, even properly designed casing may fail. Texter³⁰ and Casner,³¹ and others, have identified a variety of potential casing failures such mill defects, mishandling, borehole doglegs and corrosion. From such information, API has developed recommended practices for the care and use of casing³² and has defined the principal causes of trouble in otherwise properly designed casing strings, see below.

Principal causes of failure in otherwise properly designed casing strings

- Mishandling in mill, in transport and in the field
- Poor running and pulling practices
- Improper landing tension
- Improper cutting of field-shop threads.
- Poorly manufactured couplings for replacement
- Leaking joints
- Drill pipe wear
- Wireline cutting from swabbing, etc., and
- Corrosion.

Principal causes of connection failures

- Under (or over) tonging
- Dirty threads, galled threads
- Improper engagement (cross-threading)
- Excessive making and breaking
- Improper joint make-up at mill
- Casing ovality or out-of-roundness
- Improper cutting of field-shop threads
- Wrong thread compound or mis-application
- Over-tension casing, and
- Dropping the string.

A survey conducted by the API Southern District Tubular Goods Committee a number of years ago³³ revealed that over 80% of tubular string failures occurred in the connections. Common causes of connection leakage under external or internal pressure as identified by API,³² are also shown in the above table. Most of these causes for leaking joints can be avoided through proper inspection and make-up practices, many of which will be discussed in the next article.

Mill defects in casing. Imperfections may be found in new casing as delivered by a mill. Such imperfections, shown approximately in decreasing likelihood of occurrence are as follows:

Defects found in new casing

- Seams
- Laps
- Eccentricity
- Rolled-in-slugs
- Pits
- Gouges
- Plug scores
- Weld area cracks
- External, longitudinal cracks
- Upset, transverse cracks

Casing joints containing such imperfections may be identified and segregated by non-destructive testing and inspection techniques. Examples of the above imperfections are shown in accompanying photographs taken during field inspections, Figs. 10-13.

Although such imperfections may not actually lower a casing joint's burst, collapse or tensile strength below acceptable limits because of size, orientations, etc., API conservatively considers an imperfection to be a defect if it penetrates deeply enough so that less than 87½% of specified wall thickness remains.

However, if the imperfection can be removed by grinding and the remaining wall thickness is equal to or greater than 87½% of the specified wall thickness, the joint is considered to meet API specifications. Otherwise the portion containing the defect must be cut off. The remaining joint continues to meet API specifications if it is within one of the permitted API length ranges.

API specifies that high strength casing (P-110) be inspected by non-destructive test methods at the mill. Imperfections that penetrate over 5% and less than 12½% of the wall thickness must be removed by grinding.

Coming next month: Casing inspection and handling, joint make-up, use of thread compounds, hydrostatic pressure testing and landing practices.

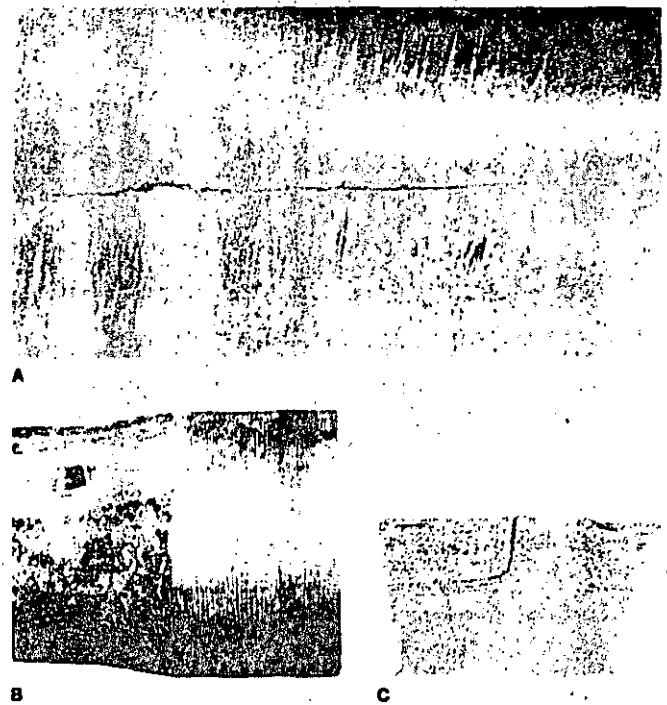


Fig. 12—Types of cracks occasionally found in new pipe. Photo A is a longitudinal, external crack detected by magnetic particle-inspection. The example in Photo B illustrates a transverse crack on the pipe upset with a grind mark showing penetration. The etched and enlarged sample in Photo C is a wall cross section through an arc weld with a hook-crack that has penetrated the pipe OD. This is caused by a layering in the plate edge that turns toward the surface (ID or OD) during welding.

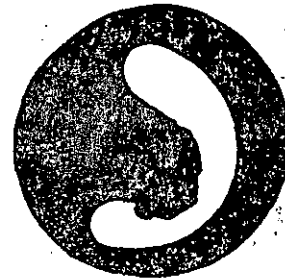


Fig. 13—Example of eccentric pipe that failed in collapse because one side was too thin.

LITERATURE CITED

- 1 Farris, R. F. "Method for Determining Minimum Waiting-on-Cement Time," *Trans. AIME* (1946), 165, pp. 175-188.
- 2 Bearden, W. G. and Lane, R. D. "Engineered Cementing Operations to Eliminate WOC Time," *API Drilling and Production Practice* (1961), p. 17.
- 3 Evans, G. W. and Carter, L. G. "Bonding Studies of Cementing Compositions to Pipe and Formations," *API Drilling and Production Practice* (1962), p. 72.
- 4 Becker, H. and Peterson G. "Bond of Cement Compositions for Cementing Wells," *Proc. Sixth World Petroleum Congress, Frankfurt, Germany, June 10-26, 1963.*
- 5 Bearden, W. G., Spurlock, J. W. and Howard, G. C. "Control and Prevention of Inter-Zonal Flow," *Journal of Petroleum Technology* (May 1965), pp. 579-584.
- 6 Evans, G. and Carter, G. "New Technique for Improving Cement Bond," *API Drilling and Production Practice* (1964), pp. 33-38.
- 7 Scott, J. B. and Brace, R. L. "Coated Casing—A Technique for Improved Cement Bonding," *API Drilling and Production Practice* (1966), pp. 43-47.
- 8 Ferril, W. H., Pilkington, P. E. and Scott, J. B. "A Look at Cement Bond Logs," *Journal of Petroleum Technology*, June 1974, pp. 607-617.
- 9 Olyphant, S. C. and Farris, R. F. "A Study of Some Factors Affecting Gun Perforating," *Trans. AIME* (1947), 170, pp. 225-242.
- 10 Morgan, B. E. and Dumbald, G. K. "A Modified Low-Strength Cement," *Trans. AIME* (1951), 192, pp. 165-170.
- 11 Godfrey, W. K. "Effect of Jet Perforating on Bond Strength of Cement," *Journal of Petroleum Technology* (November 1968), pp. 1301-1314.
- 12 Bell, W. T. and Shore, J. W. "Casing Damage from Gun Perforators," *API Drilling and Production Practice* (1964), pp. 7-14.
- 13 Godfrey, W. K. and Methven, N. E. "Casing Damage Caused by Jet Perforating," Paper SPE 3043, 45th Annual Fall Meeting, Houston, Oct. 4-7, 1970.
- 14 Cheatham, Jr., J. B. and McEver, J. W. "Behavior of Casing Subjected to Salt Loading," *Trans. AIME* (1964), 231, pp. 1069-1075.
- 15 McCauley, T. V. "Planning Workovers in Wells with Fault-Damaged Casing—South Pass Block 27 Field," *Journal of Petroleum Technology* (July 1974), p. 739.
- 16 Roberts, D. L. "Shear Prevention in the Wilmington Field," *API Drilling and Production Practice* (1953), p. 146.
- 17 Suman, G. O. Jr., "World Oil's Sand Control Handbook," Gulf Publishing Co. (1975).
- 18 Suman, G. O. Jr., "Casing Buckling in Producing Intervals," *Petroleum Engineer*, (April 1974), p. 36.
- 19 Schuh, F. J., "Failures in The Bottom Joints of Surface and Intermediate Casing Strings," *Journal of Petroleum Technology*, January 1968, pp. 93-101.
- 20 Owsley, W. D., "Improved Casing Cementing," *The Oil and Gas Journal*, Dec. 15, 1949.
- 21 Dellinger, T. B. and McLean, J. C., "Preventing Instability in Partially-Cemented Intermediate Casing Strings," SPE Paper 4606, presented at 48th Annual Fall Meeting SPE of AIME, Las Vegas, Sep. 30-Oct. 3, 1973.
- 22 Dalrymple, D. H., Personal Communication.
- 23 Calvey, H. J., "Casing Designs and Programs Considered in the Anadarko Basin," Paper SPE 3909, 1972 Deep Drilling Symposium, Amarillo, Sept. 11-12, 1972.
- 24 Evans, G. W. and Harriman, D. W., "Laboratory Tests on Collapse Resistance of Cemented Casing," SPE Paper 4088, 47th Annual Fall Meeting, San Antonio, Oct. 8-11, 1972.
- 25 Helmick, W. E. and Longley, A. J., "Pressure Differential Sticking of Drill Pipe and How It Can Be Avoided or Relieved," *API Drilling and Production Practice* (1957), pp. 55-61.
- 26 Outmans, H. D., "Mechanics of Differential Pressure Sticking of Drill Collars," *Trans. AIME* (1958), 213, pp. 265-274.
- 27 Outmans, H. D., "Spot Fluid Quickly to Free Differentially Stuck Pipe," *The Oil and Gas Journal*, July 15, 1974, pp. 65-68.
- 28 Barkis, B., "Primary Cementing, the Critical Period," B&W Publication.
- 29 Annis, M. R. and Monaghan, F. H., "Differential Pressure Sticking Laboratory Studies of Friction Between Steel and Mud Filter Cake," *Journal of Petroleum Technology*, May 1962, pp. 537-543.
- 30 Texter, H. G., "Oil-Well Casing and Tubing Troubles," *API Drilling and Production Practice* (1955), p. 7.
- 31 Casner, J. A., "Care and Handling of High-Strength Tubular Goods," *API Drilling and Production Practice* (1961), pp. 169-176.
- 32 API Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing," API RP 5C1, Tenth Edition, March 1975.
- 33 Oxford, W. F., "API Southern District Tubular Goods Committee Summary of Inspection for Period Jan. 1, 1963 to Jan. 1, 1964," Houston, March 1966.

Cementing oil and gas wells

Part 2—Casing inspection and pipe handling methods, including thread make-up control, hydrostatic testing, landing practices

George O. Suman, Jr., President, and Richard C. Ellis, Project Engineer, Completion Technology Co., Houston

15-second summary

How electronic inspection at the mill, pipe yard or rig site finds serious metallurgical defects. Pipe handling discussion tells why torque control alone is inadequate for thread make-up. Axial load in slips is explained as are hydrostatic rig floor tests for connection leaks and landing practices to correct for future load changes.

HIGHER EQUIPMENT and service costs and the trend towards completion of wells in deeper, more severe environments emphasize the need for strict attention to casing quality control and handling before cementing. In one study, over 5% of 33,000 casing joints inspected did not meet API specifications because they contained defects. In another example, rig floor testing revealed 1.4% of the joints tested leaked.

This article tells what can be done to prevent the running of defective casing, including:

► Casing inspection methods: Need for, and results of, field casing inspection, and techniques and principles of non-destructive inspection in the pipe yard, rig site or mill

► Pipe handling: Recommended procedures for transporting and running casing; rig floor practices to avoid slip and tong damage

► Casing make-up: Functions of threads and thread compounds in sealing-off fluids; factors affecting torque recommendations, and systems to control make-up for optimum connection performance; and

► Rig floor connection testing: Internal and external hydrostatic tests for leakage; how thread configuration affects test application; casing landing practices.

Many casing problems are directly related to casing condition existing prior to cementing,^{30, 32, 34, 35} usually as a result of: Metallurgical flaws, damage in transit or on location; improper connection make-up, or poor running practices.

CASING INSPECTION

Casing inspection can mean anything from visual rig crew checks of pipe body and threads while running, to extensive non-destructive inspection (NDI) of each joint, including threads and couplings.



Fig. 14—Magnetic particle inspection defines mill imperfection that are otherwise not visible. Before-and-after photo of 5½-inch, N-80 casing segment, shows how seam in the metal was detected by inspection.

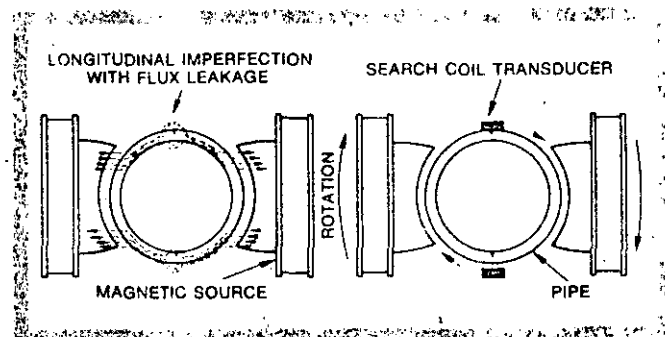


Fig. 15—Schematic of transverse electromagnetic-diverted-flux search coil (EDFSC) system illustrates how flux diversion detects seams, etc. oriented along pipe axis.

Seams, rolled-in-slugs and eccentricity are some imperfections that are not visible without aid of some type of NDI; an example is shown in the with-and-without magnetic particle inspection of the same section of pipe, Fig. 14. Obviously in this example, visual inspection alone would not be adequate.

The cost for NDI of pipe body and end areas varies with location and other factors. But, generally, cost for complete inspection of casing is less than 10% of total casing cost, as shown in the table on following page.

Inspection costs vs. casing costs

Casing size, in.	Typical inspection costs per length, \$*			Percent of casing cost, f.o.b. pipe mill**		
	Body-wall	End area	Total cost per foot*	K-55	N-80	P-110
1 3/4	19.00	5.50	0.612	4.23	2.48	
9%	14.70	4.95	0.491	5.06	3.68	2.59
7	13.90	4.70	0.465	7.41	4.37	3.60
5 1/2	12.45	4.40	0.421	9.60	5.32	4.39

* Range 3 casing, approx. 40' lengths.
** Typical casing costs, Jan. 1977.

Need for inspection. Pipe manufacturers have extensive quality control procedures, and API specifications call for nearly 30 separate tests during the manufacture of casing.^{36, 37, 38} Most manufacturers utilize in-line NDI equipment. And such inspections are required for P-110 grade casing.

However, a study of an independent service company's casing inspection statistics, compiled over a 12-month period in 1975/1976, shows that 1,861 joints of a total 33,562 inspected (5.54%) failed to meet API specifications, see table below:

Note: API defines a *defect* as any imperfection that effectively reduces the wall thickness of any grade pipe to less than 87 1/2% of the *specified* wall thickness.³⁶ In lower casing grades, no action is required for imperfections that do not classify as defects; however, in high-strength casing (such as P-110) an *imperfection* penetrating 5% or more of the specified wall thickness must be removed by grinding. Only such "imperfections" are included in the table.³⁸

Over 80% of the problems included in the above study originated in the mill; the remainder was handling damage. Casing of all grades was included in the study. However, grades were mostly N-80 or higher, as shown below:

Number of defects by casing grade

Grade	No. lengths inspected	Total defects	Body defects	End area, other defect
K-55 & H-40	2,536	82	41	41
Percent	100.0	3.2	1.6	1.6
C-75, N-80, S-95	24,001	1,377	719	658
Percent	100.0	5.7	3.0	2.7
P-110, other	7,025	402*	293	109
Percent	100.0	5.7	4.2	1.6
Total	33,562	1,861	1,053	808
Percent	100.0	5.5	3.1	2.4

* An additional 821 "imperfections" were noted for this grade.

Industry efforts. It is estimated that only 15-20% of oil field casing and tubing is currently inspected by inde-

New casing inspection results*

Casing Size	No. lengths inspected	Location, type of Imperfection**					Total imperfect	Total defective lengths
		External bodywall	Internal bodywall	Connection	Drift, other†	Thinwall, eccentric		
4 1/2	934	116		2			118	40
5	4,629	287	52	266	4	33	642	467
5 1/2	8,369	354	25	109	4	17	509	373
7	6,874	271	26	94	22	104	517	259
7 1/2	2,772	124	4	64	12	1	205	152
9%	7,147	305	20	220	25	26	596	479
10%	1,416	36	4	22		1	63	59
11 1/2	75							
13%	1,109	2	1	22	1		26	26
16	114			1	2		3	3
20	123	2		1			3	3
Total	33,562	1,497	132	801	70	182	2,682	1,861

Casing Size	Description of bodywall, connection imperfections															
	Seam		Lap		Roll-in slug		Pit		Gouge		Crack, cut		Pint††		Coupling††	
	Ext	Int	Ext	Int	Ext	Int	Ext	Int	Ext	Int	Ext	Int	Mfg	Hdg	Mfg	Hdg
4 1/2	71		11		1		23		3		32		1		2	
5		3	117	41	24		31	3	2		11		12	5	7	4
5 1/2	86	10	156	4	43	6	51	6	6		24	3	14	23	41	251
7	64		99	4	46	1	6		6		6	3	5	12	1	37
7 1/2	78	1	21	2	14	1	10		5		2		3	6	23	18
9%	162	3	60	2	53	9		1	1		10	1	10	55	94	49
10%	14		2		20	1							2	9	13	22
11 1/2																
13%					1						1				17	5
16																1
20					2											1
Total	575	17	466	53	204	18	121	17	85	8	46	19	101	251	396	53

* Source: AMF Tuboscope reports to several operators on new casing inspection in various yard and field locations, 1975/1976.
** See API definition of "imperfection" and "defect" in text.
† Includes 1-3 lengths of wrong grade or wrong weight.
†† Analysis of connection damage by manufacturer or in handling.

pendent service companies utilizing NDI techniques.

One possible reason that manufacturers' NDI does not discover all problems is that sensitivity of plant equipment is adjusted to detect defects, as defined by API, that penetrate 12½% or more of the specified wall thickness on a "go, no-go basis," whereas, an independent inspection company usually adjusts equipment to a higher level of sensitivity, then relies on detailed examination of the imperfection to determine if it is within API specifications.^{36, 38}

Non-destructive inspection techniques. The semi-automatic non-destructive inspection units that many inspection companies have developed feature: Two electromagnetic-diverted-flux, search coil (EDFSC) testing systems; a radiation wall thickness measuring device; and an electronic metal comparitor. These systems are used to detect imperfections in the pipe body as the pipe moves through the NDI unit at a constant speed.

Units are available that can handle tubulars of 1.315 to 14-inch OD. Various units have inspection or scanning speeds that vary from less than 30 seconds to over 60 seconds, per Range 3 length. Most units are portable and can be used at the well site, pipe yard or mill.

Principles of EDFSC systems are illustrated in Figs. 15 and 16. A magnetic flux field is induced into the wall of the pipe. This field flows in one direction and diverts around imperfections. Flux diversion or leakage occurs through air near the pipe surface.

Search coils, cut through these diverted flux fields and generate electrical impulse. The recorded magnitude and pattern of these impulses indicate imperfections.

A large number of variables affect EDFSC sensitivity, i.e. shape and orientation of an imperfection; magnetic flux field energy level; shape and orientation of the search coil with respect to the imperfection and direction of diverted flux field. Specific combinations of the controllable variables are proprietary information of inspection companies.

Wall thickness of 0.75-inch or more reduces EDFSC sensitivity to *internal* body wall defects. In critical applications where thick-wall casing is used, additional inspection with internal magnetic particle techniques, or other special methods, may be required.

Radiation wall thickness measuring is an efficient method for inspecting oil field tubulars for general (not localized) wall thickness variations like eccentricity within a joint, or change of weight between different joints of the same grade. This system is not used to detect cracks, pits or other surface imperfections. The radiation source and detection equipment does not come in contact with the pipe being inspected.

There are three common arrangements of source and detector for gamma-ray thickness gaging, Fig. 17.⁴⁰ These systems are sensitive to distance between pipe wall and source, between source and detector, and between detector and pipe wall. Precise alignment must be maintained to avoid inaccurate readings.

Pipe movement vs. rotational speed of the gamma-ray unit affects the percentage of pipe actually scanned, as the path of investigation is a helical trace around the circumference, like the stripe on a barber's pole. Rota-

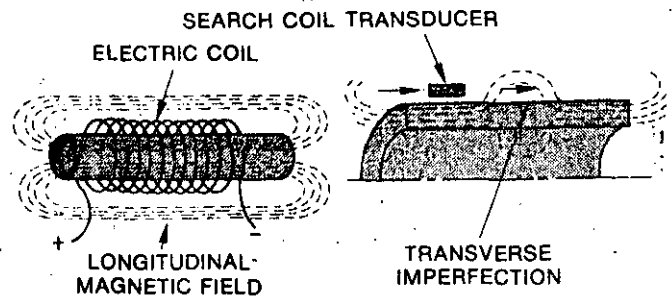


Fig. 16—Schematic of longitudinal EDFSC system used to detect transverse imperfections.

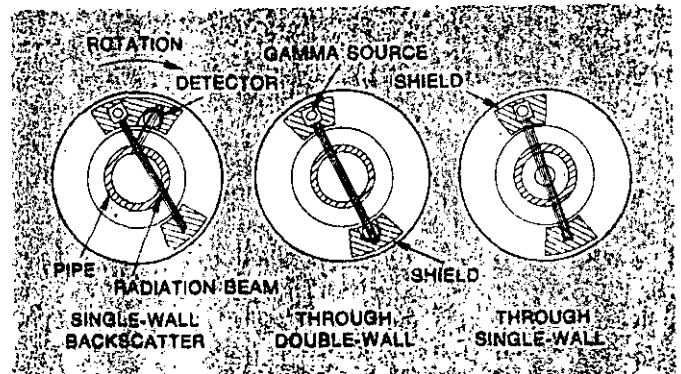


Fig. 17—Radiation wall thickness measurement uses a highly focused beam to irradiate the casing wall as system rotates around pipe. Drawings indicate three common arrangements of source and detector (after Kahl).⁴⁰

tional speed of the single-wall system can be faster than backscatter or double-wall systems. However, all three systems can detect general wall thickness variation.

Electronic metal comparitors electronically compare the grade of pipe being inspected with a grade standard. This system induces eddy current into the pipe which is adjusted until balance is achieved with the standard. Then as the pipe is inspected, variation in the balance is an indication of metallurgical change. The technique is very sensitive and even different heats of pipe of the same grade can be detected.

This comparison is a quick and easy, positive identification of grade change. However, it is only *qualitative*. It does not define either magnitude of metallurgical change or direction of change, i.e. increase or decrease in grade.

This system is most commonly used for inspection in the yard and at the rig, where mixing of grades may have occurred, or for inspection of used tubulars.

End area magnetic particle inspection is a procedure separate from those performed by the NDI unit.

This method is based on the same diverted magnetic flux principles of the EDFSC system, except that dry iron powder that is "sprayed" onto the surface is magnetically attracted to flux leakage occurring at imperfection. These particle accumulations are visually located.

The end area being inspected must be cleaned with a solvent, to a dry surface, to prevent powder accumulations on moisture, grease, thread compounds, etc. Prior to inspection, threads should be visually examined for tears, cuts, shoulders or other imperfections breaking the contour of the threads; these are also defects.⁴¹ And, while

it is not always essential, sand blasting will improve magnetic particle inspection sensitivity.

How to find imperfection depth. Further examination of imperfections is required to determine if they are—in fact—a defect, as defined earlier.

When NDI units indicate presence of an imperfection, magnetic particle inspection, as was described, is frequently required, to locate the imperfection in the pipe body.

Once located, imperfections on the pipe's outer diameter are measured by grinding to the base of the imperfection. If 87½% of the specified wall thickness remains, in any grade, the pipe complies with API.³⁰ However, with high strength (P-110) casing, any imperfection that penetrates 5% or more of the wall thickness *must* be removed by grinding.³⁸ The ultrasonic wall thickness spot check device is usually used to determine remaining wall thickness.

Unfortunately, there is no commonly used, non-destructive method to thoroughly examine imperfections on the *internal* diameter surface. Although this is a disadvantage, it is not a significant problem as most surface metallurgy imperfections in new casing occur on the outer diameter as a consequence of the manufacturing process. For example, less than 5% of the defects in the major study previously discussed are internal.

Ultrasonic wall thickness instruments use a compression-wave source and a detector to spot check wall thickness. These instruments can be accurate to ±0.005-inch when the sonde is properly coupled to the pipe.

In application, a liquid couplant—like water, oil or antifreeze that contain no gas, solids or fibrous materials—is applied to the clean pipe surface and the ultrasonic sonde is pressed firmly against the moistened pipe.

Length, diameter, hardness. Mechanical measurements are made to verify that joint lengths meet industry specifications and/or will be satisfactory for a specific application. And occasionally when a larger than standard drift diameter is desired, special drift mandrels are used to cull the pipe stock. This and other special inspections requested by an operator should be performed in the pipe yard or mill to avoid transporting a large number of unusable lengths.

Hardness testing is commonly used to verify a restricted range of yield strength for casing that is to be used in sour (H₂S) environments (except C-75 grade casing which has been manufactured for this application).³⁹ Such tests can be conducted anywhere. However, consistently accurate data are difficult to obtain in less than lab type environments. Accuracy will depend on surface preparation, clamping systems, etc.

Significant industry effort was expended to develop C-75 grade materials for severe sour gas environments. Methods for specifying and inspecting these types of materials are available in the literature.⁴²

Identification bands. Pipe that has been inspected is usually identified by stenciled information and color coded bands, above right. The stencil usually states who did what type of inspection and when. While this is not an official code, it represents common practices used by most inspection companies.

Recommended inspected tubular goods identification

Type paint band	Location	Indicates
White	Near box	Meets API specs
Yellow	Near box	Imperfections not repaired as per API Std 5AX
Yellow and white	Near box	Imperfections repaired as per API std 5AX
Blue	Near box	ID imperfections, depths cannot be measured accurately
Red	Near box	ID or OD defects that fail API acceptance specs
Red	Around coupling, adjacent to threads	Defective box or pin
Orange zig-zag pattern	Near coupling or box end	Length fails to pass API drift mandrel

Where to inspect pipe. The most common locations for non-destructive casing inspection are pipe yards and well sites. Occasionally independent company inspection is conducted at the pipe mill. Inspection close to the pipe source cuts the cost of transporting defective pipe. However, well site inspection minimizes the running of casing that was damaged after yard or mill inspection. Thus, choice of location should be based on *operator control* of pipe prior to well site delivery.

Lack of space at the well site may preclude use of NDI. However, some type of inspection is required at every well, if it is only cleaning and visual inspection by the rig or casing crew and application of compound to pin and coupling threads prior to running. In any case, *planning* for well site equipment and pipe rack arrangements should include the well site inspection program.

When NDI units are to be used at the site, the pipe rack arrangement and casing location should be compatible with the inspection program and NDI unit capability. Some units have single pass capability while others require pipe to pass through the unit in both directions. An extra pipe rack may simplify the job. Also, it is extremely difficult to do a good inspection job on casing ends that overhang the mud pit. Preliminary planning greatly reduces time required for well site inspection.

Inspection equipment must be maintained in excellent operating condition to provide consistently accurate results, and people operating the units have to be competent. The operator should demand optimum performance. At least two of the larger service companies provide technical seminars for operating company personnel.

CASING HANDLING

During the past 40 years, recommendations for proper care and use of casing have been defined and encouraged by API.³² But casing is still subjected to damaging handling practices in many locations.

Some of the more important handling practices are shown in the following table. More complete handling procedures are documented in the literature.^{31, 32, 43}

Recommended casing handling practices

- Move casing only when thread protectors are in place

- Store or rack casing only on wooden or metal surfaces free of rocks, sand or other debris
- Use spreader-bar and choker-chain arrangement near each end to prevent crushing when handling bundles of casing joints with a crane
- Do not unload pipe by dropping. When unloading by hand, use a rope sling to control pipe momentum and prevent pipe-banging after rolling down the skids. Even with protectors in place, pipe threads can be damaged
- Avoid all rough handling.

Running casing. Design details identifying various weights and grades for each section of the string should be available. If weight and grade of a joint cannot be clearly identified, it should be set aside until positive identification can be made.

Casing ID can readily be checked (drifted) as it is pulled into the derrick, by dropping a drift mandrel through the joint. Drifting at this time removes any debris that could interfere with cementing equipment. It also prevents the running of a joint with a restrictive ID.

For short, lightweight, casing strings where collar-pull elevators are used, the bearing surface should be inspected to be sure that the load will be uniformly distributed. Side load on a collar could "jump" the collar off.

Slip-type elevators and spiders are recommended for long casing strings. It is critical that the casing be gripped so that no permanent deformation results from the gripping forces.

Axial loads in slips. Where casing is gripped by wedges or tapered elements with slip-type equipment, as in Fig. 18,⁴⁴ axial load (F) due to casing weight tightens the gripping elements with radial force (W) due to wedging action of slips in the tapered bore.

Critical axial load (F_c) for slip-type equipment, where permanent deformation of the casing occurs, is determined as follows:⁴⁵

$$F_c \text{ (lbs.)} = C \times A \times \sigma$$

Where

σ = yield strength of the casing, psi
 A = Cross sectional area of the pipe body, in²

$$C = \text{Crushing factor} = 1 / \left[1 + \frac{rK}{L} + \left(\frac{rK}{L} \right)^2 \right]^{1/2}$$

And: r = Outside casing radius, in.
 L = Slip gripping length, in.
 K = Transverse load factor = 2.636, based on accepted API slip bowl taper of 2 inches per foot and minimum coefficient of friction (0.2) for lubricated hardened steel against hardened steel at the slip-bowl interface.

For a given size, weight and grade of casing, slip length (L) is the primary variable controlling critical load.

Example calculation: For 9 $\frac{3}{8}$ -inch, 47 pound/foot, N-80 casing, using 14-inch slips:

$$\begin{aligned} A &= 13.57 \text{ in}^2 \\ C &= 0.606 \\ \sigma &= 80,000 \text{ psi, and} \\ F_c &= 0.606 \times 13.57 \times 80,000 = 657,000 \text{ pounds.} \end{aligned}$$

Slips used for heavy casing strings should be checked

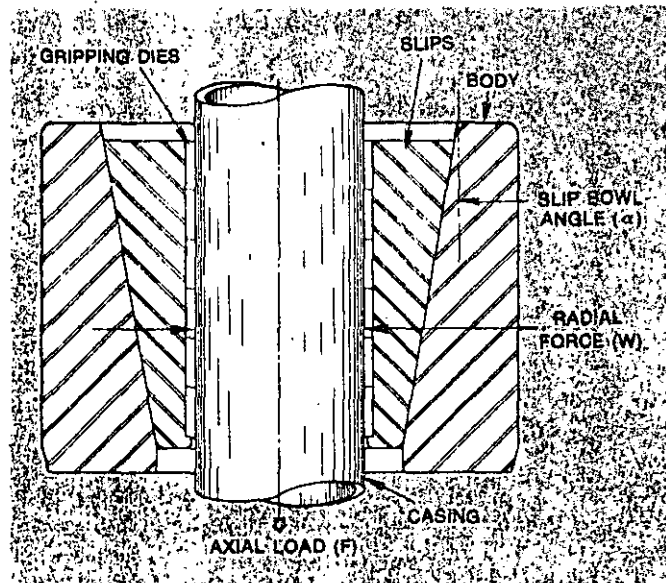


Fig. 18—Slip configuration and symbols used in calculating critical axial load where radial force starts to deform the casing.

for adequate length and bearing area to minimize damage.

Radial force (W) is related to axial load (F) by slip geometry and the coefficient of friction (μ) between slip and bowl. This relationship is

$$W \text{ (lbs.)} = \frac{1 - \mu \tan \alpha}{\mu + \tan \alpha} \times F$$

Where: α = Slip bowl taper angle, Fig. 7
 $\mu = 0.2$ (usually)

Slip marks damage the integrity of high strength or sour service casing. To minimize this damage, slips should be clean, in good repair and they should be selected to fit casing OD closely. In rare instances where odd-size casing is required, special slips should be provided. Slips should all lower together and seat properly in the slip bushing or bowl. Slip marks should be examined periodically for uniform impressions.

CASING MAKE-UP, TORQUE

The thread protectors should not be removed until joint is ready to be stabbed into the box end of the preceding joint. The joint then should be lowered carefully to avoid thread damage. Vertical alignment should be maintained and the casing should be rotated very slowly at first to assure thread alignment.

Tong dies should be examined for wear prior to running casing. The back-up line should be positioned on the back-up post so tong gripping surfaces exert an even load and minimum bending force on the casing.

The back-up line must be lined up at a 90-degree angle to the power tongs to obtain an accurate indication from a torque gage that measures tension in the back-up line. The torque gage should be reliable and in calibration so that irregularities in torque required for casing make-up can be observed.

The development of power tongs in the 1940s provided the means for improving make-up practices as well as reducing rig time required to run casing. However, the

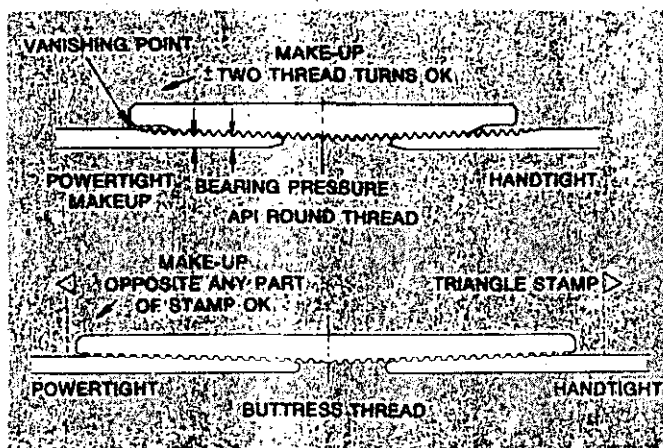


Fig. 19—Thread configuration and basic make-up positions of API 8 round and Buttress threads (after API Spec 5A).²⁴

practice of using torque *alone* as the means for make-up control was never intended by API.

The two most important factors that influence leak resistance of threaded pipe joints were identified, over 30 years ago, as joint make-up and thread compound.⁴³

The basic sealing principle for API 8 round threaded connections, Fig. 19,⁴⁵ is that contact (bearing) pressure between pin and box, produced by make-up, forms several metal-to-metal seals, and that solids from thread compound fill the void space between the threads. These solids are required to transmit bearing pressure from one threaded surface to the other. The connection seal is maintained only as long as bearing pressure is greater than the internal or external differential pressure.

Sealing ability—as well as the influence on friction—of different thread compounds varies greatly. Pressure tests have shown that marked variation in sealing ability exists between different brands of API Modified thread compounds as well as with specialty compounds.⁴⁶

Non-API connections. Several different types of non-API tubular connections are commonly used. Descriptions of these have been reported in the literature,⁴⁸ and latest data on premium thread designs are available from manufacturers or COMPOSITE CATALOG.

Such connections employ several different basic types of thread designs. They can have both shouldering and non-shouldering connections with “metal-to-metal” seals, while other connections rely on a supplementary, resilient Teflon seal.

Obtaining a pressure seal in connections that rely on metal-to-metal sealing requires make-up, to force the pin and box mating surfaces together.

Theoretically, the pin should be stressed to about the yield point to obtain maximum leak resistance. This keeps the connection in the elastic stress range and produces the maximum amount of bearing pressure between mating surfaces for leak resistance.^{49, 50} A precise make-up procedure is required to achieve these maximum leak resistance conditions.

API torque recommendations. Although it was never intended, development of power tongs made it very convenient to use torque as the only guide for make-up control. However, variations in thread design, surface finish, thread compounds and the size, weight and grade of pipe all interact and influence make-up torque.

The API round thread pullout strength formula was thought to contain several variables that affect make-up torque.⁵¹ And when API conducted tests that measured torque required to make up API 8 round threaded connections lubricated with API Modified thread compound, it was found—empirically—that these torque values were about 1% of the calculated pullout strength.

Therefore, the recommended torque values listed in API RP 5C1 are calculated from the following relation:

$$\text{Torque (ft. lbs.)} = 0.01 \text{ Minimum joint strength (lbs.)}$$

API RP 5C1 further states that torque was selected to give optimum make-up of API 8 round connections under normal conditions and should be considered satisfactory only if the face of the coupling is within plus or minus two thread turns of the last thread scratch (vanishing point), Fig. 19.

When using API RP 5C1 recommended make-up torque tables, use API Modified thread compound and *observe the make-up position* of each connection.

For Buttress threads, API recommends:

1. Determine torque required to make-up each of several connections to the proper position, then
2. Use that torque to make-up the balance of the same weight and grade pipe in the string, but
3. Continually observe make-up position for verification of proper make-up.

Buttress thread connections have triangles stamped on the pin ends. Proper make-up is achieved when the coupling face is opposite any portion of the triangle, Fig. 19.

Effect of thread compounds. Torque required to properly make-up connections depends primarily on friction between pin and box threads. For clean, damage-free threads, make-up torque is significantly affected by type of thread compound. Use of different compounds can cause make-up torque variations of up to 500%.⁵²

Such large variations indicate that, to establish maximum bearing pressure between pin and box mating surfaces—and not risk overstressing pin or box—a more accurate means of measuring make-up (than torque alone) is required. Two methods for making such measurements will be discussed.

An API subcommittee is currently reviewing thread compound standards, attempting to develop more precise standards for friction and leak resistance performance.

Careful selection of compounds for each set of conditions, on the basis of friction and leak resistance characteristics, is encouraged. These characteristics should be clarified by discussions with both pipe and lubricant manufacturers.

Make-up control (Torque-Turn). During 1963, the API Southern District Tubular Goods Committee conducted a survey of tubular string failures.³³ This survey (still the only comprehensive study published) showed that 86% of reported casing failures occurred in connections.

In 1967, Exxon began licensing its newly developed Torque-Turn make-up control device,^{47, 49, 52} an automated make-up monitoring system for API type connections that cross-checks torque with turns (make-up position) to determine connection acceptability.

Make-up control with this system involves pre-setting

of reference, minimum and maximum torque, and low, minimum and high turns.

These torque and turns settings vary with size, weight and grade of casing, thread compound and type of connection. Specific settings are considered proprietary information of various licensees.

The system can accommodate single-end or double-end connection make-up. Double-end make-up is used when the mill provides collars separately or "hand-tight" (floating) which need to be made-up on the rig floor. The system is available in most U.S. steel mills for installing collars, if specified. Where the system is to be used on the rig floor, collars made-up in the mill should utilize the same control so that the first-half of the connection is not disturbed.

A new make-up control system recently developed by AMF Tuboscope provides a method to evaluate the condition of pin and box threads before casing is run into the well, and measure connection make-up.⁵³

To apply AMF's Torque at Proper Engagement (TAPE) control system, protectors are removed and threads are cleaned. Then, API ring and plug gages are run on both threads to the hand-tight plane using a power driven tool with controlled torque, Fig. 20. The location of the gage on the threads is checked per API Standard 5B.

Torque reference marks are inscribed around pipe circumference and coupling if the relative position of the hand tight plane agrees with API. Thread compound is applied and cleaned thread protectors are replaced.

When casing is run, each connection is made up to a specified torque load and the distance between pipe and coupling reference marks is checked with a special gage card on which the mark shows in an "acceptance window" when proper make-up position is achieved, Fig. 20.

Torque is recorded on a chart and used to verify proper thread engagement and make-up. This new development will be available initially in California.

RIG FLOOR LEAK TESTS

Hydrostatic testing of casing connections on the rig floor is a technique used to prove leak resistance of connections. Tools are currently available that provide for internal testing of up to 8 $\frac{3}{8}$ -inch casing, and external testing of up to 16-inch casing.

Hydrostatic tests have been proven capable of detecting (on the surface) connections that will leak under pressure. Such a detectable leak could easily result in a casing leak downhole.

There are advantages and disadvantages of both internal and external testing, for example: The small fluid volume used in external testing increases sensitivity and shortens test time; however, visual inspection of a leaking connection is not possible with external testing. Also, the internal system can test the entire joint.

Connection geometry has a significant effect on whether a connection is more subject to leaking due to high internal or high external pressures. To prevent leakage, connection bearing pressure must exceed pressure differential from either direction. But the same pressure differential, in turn, has an "energizing" effect on the bearing pressure that can alter the true leak resistance of the connection. And this effect varies greatly with direc-

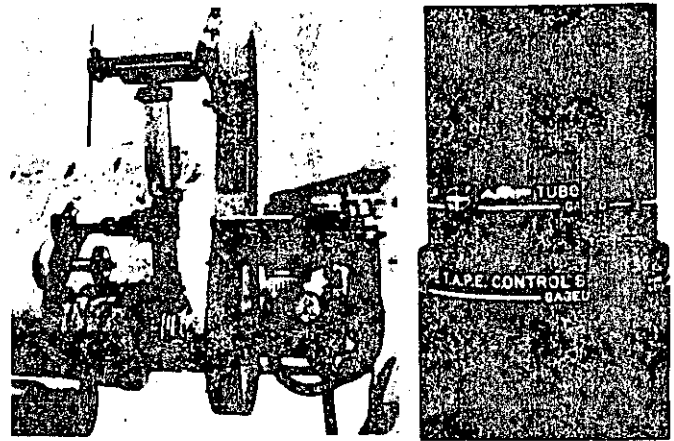


Fig. 20—New make-up control system uses controlled-power unit, left, to run ring and plug gages to "hand-tight" positions to check pin and box thread quality. Reference marks, right, then are applied to pin and box, and make-up position is verified on the rig floor using calibrated window in special card, right (courtesy AMF Tuboscope).

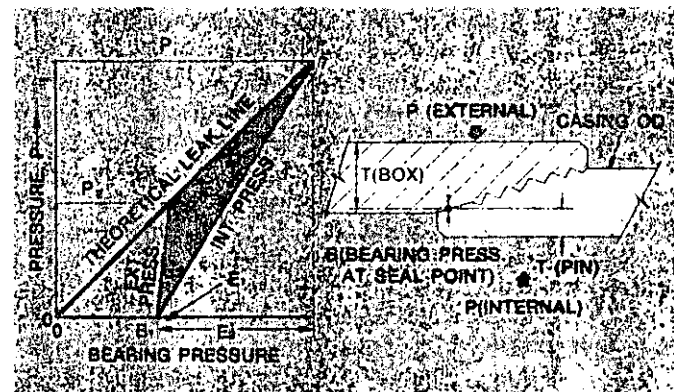


Fig. 21—Energizing effect of pressure applied across a connection. On the curve representing the thin-pin, thick-box connection in the drawing, B, is initial bearing pressure from make-up in the metal-metal inner seal, P_e and P_i are theoretical external or internal pressures required to initiate a leak at the seal, and θ is a function of connection geometry. When thicknesses are nearly equal, as in API connections, θ approaches zero and the energizing effect of pressure in either direction is not significant.

tion of the differential pressure and connection geometry, Fig. 21.

External testing, for example, can be more effective in detecting leaks in premium type connections that have a metal-to-metal seal surface at or near the tip of the pin. Insufficient make-up (position-wise) due to damaged or defective threads or seal surfaces can result in low initial bearing pressure even with *apparently adequate* torque. In such connections, the metal is much thinner in the pin than in the collar, at the sealing point. Therefore, higher internal pressure "energizes" the otherwise insufficient seal by expanding the pin into the box, increasing bearing pressure. Conversely, increase in external pressure has very little energizing effect on the seal, Fig. 21. In this thin-pin, thick-collar situation, a lower external pressure would detect the problem.

Test procedures. For API, non-premium connections, in which pin and collar thickness difference is less significant, test procedures used may be of more importance than the test method, internal or external.

The length of time that test pressure is held on the

connection varies widely in practice, as do opinions on the subject. Many leaks have not been detected in less than 10 seconds, and many testers recommend that 10 seconds be the absolute minimum even in low pressure service. For pressures over 2,000 psi, 20-30 seconds (or more) would give more reliable results.

Leakage depends on time because of the tortuous path fluids may follow through voids between threads and/or because of the slow displacement of viscous but non-sealing thread compound.

Use of a strip chart pressure recorder is a simple way to obtain a permanent record of connection testing. It allows development of more dependable test duration statistics. And the strip chart can be retained as a permanent record of test time and leaks found.

Recommended test pressure also varies with application and with operator. Most testing companies recommend that test pressure be 80% of pipe yield pressure. And—attempting to duplicate downhole conditions—some testers recommend that pressure be applied and released at least once before performing the test, and that all testing be conducted with the connection in tension.

Since there are no industry standards for hydrostatically testing casing connections on the rig floor, and because practices vary widely,⁵⁵ it is recommended that equipment and procedures be carefully examined before each job.

CASING LANDING

Casing landing practices should be specifically defined for each well to minimize chances of buckling or parting during future operations. Practices effectively used in one field may not be appropriate for another.

Three variations are usually implemented:

1. Normally, casing is landed in the wellhead in the position in which it was cemented, i.e. "as cemented"
2. It can be stretched to increase tension, or
3. It can be slacked off to reduce tension.

Which procedure is used and to what degree slack-off or tension is added is a function of anticipated changes in wellhead loading that will occur during the life of the well.

Wellhead loading is affected by: Changes in temperature and pressure; internal and external fluid weight variations; and location of the permanent (and temporary, if any exists) freeze point (free point). Equations, useful nomographs and analytical procedures in the literature can be used to determine appropriate landing procedures.^{56, 57}

Two methods that can be used to adjust wellhead loading offshore where ocean bottom suspension precludes use of conventional onshore landing practices are: Increase height of the primary cement column; and/or hold an internal pressure on the casing until cement sets.⁵⁸

Increasing height of cement is usually more economical as it requires less rig time. However, certain problem formations or lost circulation zones may not tolerate high cement columns.

Holding internal pressure normally results in a net

lengthening of casing as the piston effect causes more lengthening than the shortening effect of swelling (ballooning). This "stretch" is cemented in when the cement sets. However, swelling that increases casing diameter slightly may create a micro-annulus between cement and casing when pressure is released after cement has set.

Because of an increasing awareness of bonding and micro-annulus problems, operators in certain geographical areas are reluctant to hold pressure on casing greater than the differential required to support the denser cement column in the annulus.

In any case, it is necessary to anticipate changes in downhole conditions that may occur during well life to determine correct adjustments or landing procedure. Severe conditions such as arctic (permafrost), ultra deep, thermal or geothermal environments, of course, require even more careful evaluation and perhaps specialized landing practices.

Coming next month: Cement slurry composition, classifications, types and availability of additives, applications in common downhole problems, special cements for special purposes.

LITERATURE CITED

- ¹ Kettenburg, R. J. and Schmieder, F. R., "Oil-well Casing Failures," *API Drilling and Production Practices*, 1945, p. 185.
- ² Davis, S. H. and Nippert, H. W., "Why High-Strength Tubular Goods Fail," *Oil & Gas Journal*, April 13, 1964, p. 84.
- ³ "API Specification for Casing Tubing and Drill Pipe," API Spec 5A, Thirty-third Edition, March 1976.
- ⁴ "API Specification for Restricted Yield Strength Casing and Tubing," API Spec 5AC, Tenth Edition, March 1976.
- ⁵ "API Specifications for High-Strength Casing, Tubing and Drill Pipe," API Spec 5AX, Tenth Edition, March 1976.
- ⁶ Hamby, T. W., Jr., Broussard, L. P. and Taylor, D. B., "Producing Mississippi's Deep, High-Pressure Sour Gas," *JPT*, June 1976, p. 629.
- ⁷ Kahl, K. E., "Automatic Nondestructive Testing of Oil Field Tubular Goods," ASME Paper 75-Pet-42, presented at the Petroleum Mechanical Engineers Conference, Tulsa, Okla., Sept. 21-25, 1975.
- ⁸ "API Specifications for Threading, Gaging and Thread Inspection of Casing, Tubing and Line Pipe Thread," API Standard 5B, Ninth Edition, March 1974.
- ⁹ Swanow, T. M., "Experience With High Strength Steel Oil Field Tubular Goods, in Sour Service," presented at the Symposium on Line Pipe and Tubular Goods, API 1976 Stand. Conf., Dallas, Texas June 13-18, 1976 p. SS-4:3.
- ¹⁰ Kemler, E. N., "Factors Influencing the Leakage Resistance of Threaded Pipe Joints," *API Drilling and Production Practice*, 1946, p. 275.
- ¹¹ "Development of Casing Handling Equipment for Ultra-Deep Gas and Oil Wells," report available from Varco Oil Well Tools, Box 6626, Orange, Calif.
- ¹² Spiri, W. H. and Reinhold, W. B., "Why Drill Pipe Fails in the Slip Area," *World Oil*, October 1969.
- ¹³ Grenawalt, J. J., Pallante, N. L. and Roblin, M. J., "Relative Sealing Characteristics of Thread Compounds," presented at the Petroleum Branch ASME Meeting, Philadelphia, Pa., Sept. 17-20, 1967, also R&D report of Youngstown Sheet & Tube Co.
- ¹⁴ Weiner, P. D. and True, M. E., "Unique Device Eliminates Leaks in API Connections," *World Oil*, July 1969.
- ¹⁵ Anon, "1976-77 Tubing Tables," *World Oil*, January 1976.
- ¹⁶ Weiner, P. D. and True, M. E., "A Method of Obtaining Leakproof API Threaded Connections in High-Pressure Gas Service," API Paper 926-14-M, presented March 1969.
- ¹⁷ Eaton, B. A., "Detecting Leaks in Oil Field Tubular Connections," *World Oil*, September 1973.
- ¹⁸ "Formulas and Calculations for Casing, Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties," API Bul 5C3, Second Edition, November 1974.
- ¹⁹ Weiner, P. D. and Sewell, F. D., "New Technology for Improved Tubular Connection Performance," *JPT*, March 1967.
- ²⁰ "TAPE Control: The New Reliable Method of Evaluating Threaded Connections and Controlling Makeup," AMF Tuboscope *Factsheet*, Vol. 76, No. 6.
- ²¹ Hasha, M. H. and Snyder, R. E., "External Testing Finds Hidden Connection Leaks," *World Oil*, February 1971.
- ²² Kerr, H. P., "Thread Leaks in Tubing and Casing Strings," *API Drilling and Production Practice*, 1965, p. 14.
- ²³ Cox, W. R., "Key Factors Affecting Landing of Casing," *API Drilling and Production Practice*, 1957, pp. 225-230.
- ²⁴ Chesney, A. J., Jr. and Garcia, J., "Load and Stability Analysis of Tubular Strings," Paper 69-Pet-15, presented at the ASME Petroleum Mechanical Engineering Conference, Tulsa, Okla., Sept. 21-25, 1969.
- ²⁵ Dellinger, T. B. and McLean, J., "Preventing Instability in Partially Cemented Intermediate casing Strings," Paper SPE 4686, presented at the Fall Meeting of SPE of AIME, Las Vegas, Nev., Sept. 30-Oct. 3, 1973.

Cementing oil and gas wells

Part 3—How basic cements and additives can be tailored to give desired properties for completion and remedial operations

George O. Suman, Jr., President, and Richard C. Ellis, Project Engineer, Completion Technology Co., Houston

10-second summary

API's classification of basic cements is presented, commercial additives are listed and effects of slurry formulation on properties such as thickening time, compressive strength and density are discussed. The function of various cement compositions in typical and special downhole applications is explained.

CEMENT SLURRY composition can be tailored—by selection of the correct API-classified cement, proper use of one or more additives and addition of the desired volume of water—to meet demands of nearly any modern well completion. Examples of applications where special cement formulations may be needed are: High pressure gas containment, squeezing and plugging, extreme temperatures and lost circulation conditions. This article covers these important considerations with discussions of:

► Basic cement properties: Chemical and physical characteristics; API classifications and geographical application; how to calculate slurry density, yield and cost

► Cement additives: A listing of what's available under what trade name; how additives are used to develop slurry properties such as fast or slow thickening time, high or low density and fluid (filtrate) loss

► Properties of set cement: How cement composition affects strength and expansion characteristics, and

► Special cements: A discussion of salt cement; formulations for high/low temperature conditions.

BASIC CEMENT PROPERTIES

"Neat" oil well cement—the basic powdered material, without additives—is commonly called "Portland cement" after the small town in England where it was first made. It is manufactured from limestone, clay, sand and iron ore, which are finely ground and blended, then fired in a rotary kiln to about 2,600° F. These materials semi-melt into glass-like balls or clinkers of complex calcium silicate which then are re-ground with gypsum.

Portland cement consists primarily of: Tricalcium silicate, dicalcium silicate, tricalcium aluminate and tetracalcium aluminoferrite. In addition, it contains free gypsum (CaSO₄) magnesia (MgO) and lime (CaO).⁵⁹

The percentage of these components in the final blend can affect early strength, sulfate resistance, hydration, swelling and cracking during cure and/or rate of hardening. API has established cement classes, with maximum percent of the above chemical components designated.⁶⁰ API has developed *physical* requirements as well, including: water addition, soundness, fineness, minimum thickening time, minimum compressive strength and free water content.

Soundness is a measure of the expansive properties of a cement, and fineness is the particle size to which a clinker is ground. Particle size can affect setting time, early strength and water addition.

API also has specifications for certain additives such as bentonite, barite and fly ash.

Cement classifications provided by API for nine classes of cement allow for various pressure/temperature conditions, early strength, sulfate resistance, adaptability to modification with accelerators and retarders and availability, as follows:

API cement classes

Class	Depth range,* ft.	Available sulfate resistance	Characteristics, availability
A	0—6,000	Ordinary	Common (construction), widely avail.
B	0—6,000	Moderate	Special (construction), avail. California, Canada
C	0—6,000	Ord., mod., high	High early strength, fine grind, widely avail.
D	6,000—10,000	Mod., high	Coarse grind, retarded, not avail. North America
E	10,000—14,000	Mod., high	Same as D
F	10,000—16,000	Mod., high	Same as D
G	0—8,000	Mod., high	Basic cement, no chemical retarder, avail. West. U.S.
H	0—8,000	Moderate	Basic cement, coarse grind no chemical retarder, Gulf Coast & Mid-Continent
J	12,000—16,000	High	Resists strength retrogression, min. temp. 230° F

* As manufactured. Based on normal size cement job in well with geothermal gradient of 1.5° F per 100 feet.

The nine classes cover applications to depths of 16,000 feet (4,800 m), as manufactured, and a wide variety of depth and temperature/pressure conditions with addition of accelerators or retarders.

Because sulfate salts have low solubility at temperatures above 140° F, sulfate resistance is not normally a consideration at that temperature or higher.

Some 40 manufacturers around the world are author-

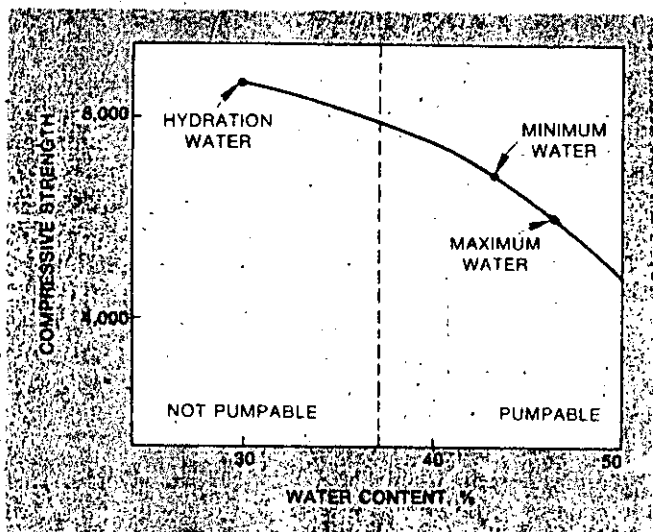


Fig. 22—Compressive strength of cement is reduced nearly in proportion to amount of water in slurry. Approximate points for water required for hydration, "minimum" water and "maximum" water are also indicated.⁶¹

ized to use the API monogram for one or more classes of cement; still, only a few classes are available in a given area. However, two "basic" cement classes can be modified with accelerators or retarders to cover a wide variety of pressure/temperature conditions—Class G (available in Colorado, California and Alaska) and Class H (available in Mid-Continent and Gulf Coast).

Depth ratings of cement are based on lab determinations of thickening time and minimum compressive strength development, in which samples are subjected to simulated temperature/pressure behavior representative of a large percentage of actual jobs.⁶¹

Thickening time is the time required to reach the approximate upper limit of pumpable consistency. Minimum thickening time specifications (and maximum for classes G and H) are based on pumping times from field data.

Minimum compressive strengths are specified after 8 and/or 24-hour curing times for samples subjected to pressure (3,000 psi except for 1,000-foot and 2,000-foot simulations) and temperature (based on a geothermal gradient of 1.5° F per 100 feet).

Since actual geothermal temperature gradient, bottom hole circulating temperature and time requirement may differ from those used in the lab to establish depth ratings, such ratings will not always be applicable. For instance, geothermal temperature gradients range from about 0.8 to 2.4° F per 100 feet in various parts of the southeast United States.

Where the gradient is low, depth rating might be extended; conversely, depth rating might have to be reduced where the gradient is high.

A recent (1976) compilation of subsurface temperature data by the American Association of Petroleum

Geologists and United States Geological Survey has been published in two map sets "Subsurface Temperature Map of North America" and "The Geothermal-Gradient Map of North America." These maps are available through the Branch of Distribution, U.S. Geological Survey, 1200 South Eads St., Arlington, Va. 22202 (or same office, Box 25286, Federal Center, Denver, Colo. 80225) at a price of \$4 per set. Service companies can also supply such data.

Water is added to cement to make the slurry pumpable, and provide for hydration (the chemical reaction). Although only 25% water by weight of cement (Fig. 22) may be needed for hydration (a slurry density of about 18.3 ppg), normal water content is higher to provide for pumpability, as shown below:

Neat cement slurries

Class	Percent water	Gals. water per sack	Slurry den., ppg*	Slurry yld., ft. ³ /sk*
A.....	46	5.19	15.6	1.17
B.....	46	5.19	15.6	1.17
C.....	56	6.32	14.8	1.32
D.....	38	4.28	16.4	1.05
E.....	38	4.28	16.4	1.05
F.....	38	4.28	16.4	1.05
G.....	44	4.96	15.8	1.14
H.....	38	4.28	16.4	1.05
J.....	38-43.5	4.28-4.91	16.0-15.4	1.09-1.17

* Based on absolute vol. per sack cement equal 3.59 gals.

The normal water content differs for various classes according to fineness of grind. Excess water should be avoided to prevent cement-water stratification. API requires that Class G and H slurries have less than 1.4% top settling (free water) as measured in a 250 ml graduate in two hours.

Care should be taken to add the proper amount of water for the cement to be used. For example, Class H is sometimes inadvertently handled like Class A, and the resulting mix has reduced strength, retarded thickening time and excessive free water.

Free water content is usually higher at increased temperature due to thinning, and lab tests at elevated temperature are sometimes required. Free water can be minimized by: Limiting the amount of mix water, adding bentonite in small quantities or selecting and controlling quantity of other slurry additives.

How to calculate yield, cost. To estimate job cost, price per sack is not as important as cost per cubic foot of slurry because the latter varies with yield due to different water contents.

Slurry density, yield and cost can be calculated, given specific gravity, bulk weight and water required by the cement—or additive—and cost of the material, as follows:

Given:

- One sack (one cubic foot) of Class A cement weighs 94 pounds
- Cement cost is \$3.75 per sack

- 5.19 gallons of water required per sack
- Specific gravity of water is 1.0, density is 8.34 ppg
- Specific gravity of cement is 3.15, absolute density is $3.15 \times 8.34 \text{ ppg} = 26.21 \text{ ppg}$, and
- One cubic foot equals 7.48 gallons.

Then:

- Absolute volume of cement = $94/26.21 = 3.59$ gallons
- Weight of water per sack = $5.19 \times 8.34 = 43.28$ pounds
- Absolute volume of water = 5.19 gallons.

And:

- Slurry density = $\text{Weight/volume} = (94 + 43.28) / (3.59 + 5.19) = 15.6 \text{ ppg}$
- Yield = $\text{gals. per sack/gals. per ft.}^3 = 8.78/7.48 = 1.17 \text{ ft.}^3 \text{ per sack}$
- Slurry cost = $\$3.75 \text{ per sack}/1.17 \text{ ft.}^3 \text{ per sack} = \3.21 per ft.^3

Most slurry additives are expressed as percent by weight of cement. One exception is salt which is expressed as percent by weight of fresh water.

When additives such as bentonite are used in the mixture, this calculating method must be expanded. Densities and water requirements of most additives are included in the accompanying table. Service companies can also provide such information to customers, with density and yield already calculated for most mixtures.

Another source of information concerning the chemical aspects of cement and additives is the SPE Monograph, *Cementing*, by Dwight Smith.⁶²

CEMENT ADDITIVES

Almost all cement used in oil and gas wells is Portland cement. However, "neat" cement is seldom used throughout a job as various additions are usually made to modify the following properties of either slurry or set cement:

Slurry	Set cement
Thickening Time	Compressive strength
Density (yield)	Strength retrogression
Friction during pumping	Cement strength downhole
Fluid loss (filtrate)	Expansion
Lost circulation resistance	

A listing of selected additives available from major U.S. service companies is shown in the accompanying table. And the following discussions explain functions of these additives in modifying cement composition.

Mud contamination also acts on the slurry to affect some or all of the above properties; these effects will be discussed in a later article.

Thickening time may be varied using accelerators or retarders. The most common *accelerators* are: Calcium chloride, sodium silicate, sodium chloride (low concentrations), seawater, gypsum and ammonium chloride.

Additives that *retard* are: Calcium lignosulfonate, organic blends, carboxy methyl hydroxy ethyl cellulose (CMHEC), borax, sodium chloride (high concentrations) and most fluid loss agents.

Thickening time is a function of both temperature and pressure, Fig. 23.⁶³ Thickening time can also be shortened by interruption of pumping (loss of agitation). And API tests can be done in this manner to simulate actual interruptions during squeezing (tentative).

Thus, thickening time of a slurry must be established for realistic conditions to ensure adequate pumping time for slurry placement. Avoid excessive thickening time to prevent: Delays in resuming drilling operations, settling and separation of cement slurry components, formation of free water pockets, loss of hydrostatic head and gas cutting.

Increased water lengthens thickening time of unretarded cement (Class A, C, G; H). However, with retarded cements (Classes D, E, F) increased water or solids may shorten thickening times by reducing the concentration of retarder.⁶⁴

Thickening time can be measured using pressurized consistometers. API has developed schedules, for pressure/temperature increases versus time, that simulate cement placement conditions for different types of cementing operations such as squeeze cementing (also plug back), liner cementing (tentative), casing cementing and alternate hesitation squeeze cementing (tentative). Thickening time tests can also be tailored to individual well condi-

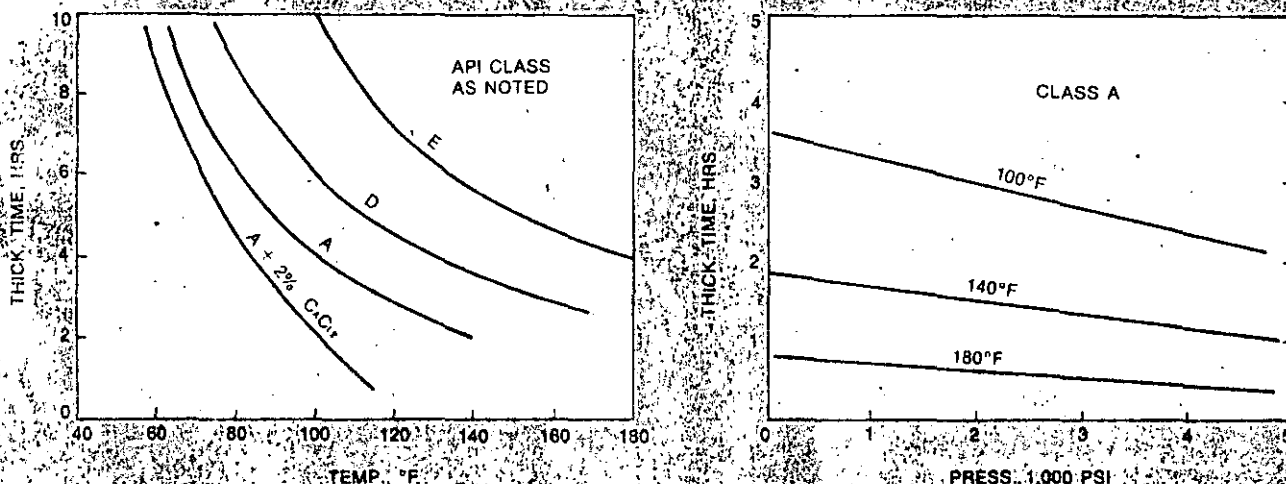


Fig. 23—Effect of temperature and pressure on thickening time of Portland cement. At atmospheric pressure, left, thickening time is reduced by high temperature. At constant temperature, right, thickening time is reduced by pressure (after Bearden).⁶³

Selective products of major U.S. service companies

Product	Specific gravity	Bulk density, lbs./ft ³	Water required, gal./sk	Tradename				
				BJ-Hughes	Dowell	Dresser	Halliburton	Western
Accelerator								
Calcium chloride	1.75-1.96	50	None	A7, A7-L, A6	S1	CaCl ₂	CaCl ₂	CaCl ₂
Salt 1-6%	2.16-2.17	70-71	None	A-5	D44	Salt	Salt	Salt
NaCl, CaCl ₂ mixture	2.00 est.	50 est.	None		D43			
CH ₃ Cl, CaCl ₂ blend	2.00 est.	50 est.	None	A-8		MA-2	HA-5	
Sodium silicate	2.62	60	None	Diacel A	D57	Diacel A	Diacel A	Diacel A
Retarder								
Calcium lignosulfonate	1.5-1.56	35	None	R-5		MIR-3	HR-4	WR-2
Calc. ligno. (Nembreak)	1.23-1.30	30	None	R-5	D13	MIR-1	HR-7	WR-1
High temp. blend	1.22	23	None	R11, R14-L	D28, D99, D100	MHR-8	HR-12, HR-20	WR-6
Ligno-liquid	1.26		None	R-10L	D81	MIR-L	HR-6L	WR-11
CMHEC (carboxy methyl hydroxy ethyl cellulose)	1.36	29	0 (up to 0.7%)	R6 (Diacel LW)	D8, LWL	MFLR-7	Diacel LWL	Diacel LWL
Salt (saturated)	2.16-2.17	70-71		A-5	D44	Salt	Salt	Salt
Borax	1.73	65		Borax	D93	MHR-9	Borax	Borax
Thixotropic cmt. retarder	5.47				D74			WR-10
Extender								
Bentonite	2.65	60	1.3 (2% gel)	BJ Gel	Gel D20	M-Gel	Gel	Bentonite
Diatomaceous earth	2.10	16.7	8.2 (cu. ft.) 10%-5.0 gal	Diacel D	D56	Diacel D	Diacel D	Diacel D
Pozzolan:								
Fly ash	2.46	74	3.6	Diamix F (74#)	D35 (74#)	Magco Poz A	Pozmix A (74#)	Pozment A (74#)
Natural poz. (S. Tex.)						Magco Poz N		
Natural poz. (Calif.)				Diamix A (47#)	D61 (47#)			
Fly ash (New Orleans, Houston)	2.06	60			D48 (60#)			
Cement Pozzolan and Bentonite	2.89	87.0	10.9 (max.)		Litepoz 300	Econoblend	Hallib. light	
Calcined shale-cement	2.71	75	7.66 (max.)	Trinity Lt. Wt.	D49, TLW, DLW	Trinity Lt. Wt.	Trinity Lt. Wt.	TLW, TXI Lt. Wt.
Anhydrous sodium meta-silicate	2.40		6-6.8 (2% sil.)	Lodense	D79	Thrifty mix	Econolite	Thrifty Lite
Weight material								
Ottawa sand	2.63	100	0	Frac sand 20/40	Sand	MS-3	Sand	Sand
Barite	4.25	135	2.4	W-1	D31	Magco-bar.	Barite	Barite
Hematite (iron oxide)	4.93-5.02	165-193	0-0.36 gal/100 lbs.	W-5	D76	MW-2	HI Dense 3	Hematite
Ilmenite	4.45	150	None		D18	MW-1		Ilmenite
Fluid loss additive								
CMHEC	1.36	29	0 (up to 0.7%)	R-6	D8	MFLR-7	Diacel LWL	Diacel LWL
CEMAD-1 (Amer. Cyanamid)	1.36		None				CEMAD-1	CEMAD-1
Organic polymers	1.22	37-40	None		D59	MFL-5	Halad 9, 22A	CF-1, CF-2, CF-6
Organic polymer blend	1.31	40	None	D-19	D60	MFL-4	Halad 14	CF-3 (ultra low)
Lost circulation material								
Gilsonite	1.07	50	2.0 (50 lbs.)	D-7	D24	Gilsonite	Gilsonite	Gilsonite
Crushed coal (Kollite)	1.30	50	2.0 (50 lbs.)		D42			
Cellulose				Cello-Flake	D29	Cell-O-Seal	Flocel	Cello-Seal
Walnut shells	1.28	50	0	Tuf-Plug	J51	Nut Plug	Tuf-Plug	Tuf-Plug
Perlite expanded	2.40	8	4.0 (cu. ft.)	BJ Perlite	D72		Perlite Reg.	Perlite Reg.
Perlite semi. expanded	2.40	43	6.0 (cu. ft.)	Oil Patch Nine		Perlites	Perlite Six	
High temperature								
Silica flour	2.63	70	4.8 (100 lbs.)	D-8	D66	MS-1	SSA-1	SF 3
Silica sand	2.63	100	None	D-8C	D30	MS-2	SSA-2	SF 4
Dispersant								
Organic	1.30-1.63	40-43	None	D-31	D65	MCD-3, MCD-4	CFR-1, CFR-2	TF-4
Liquid	1.18		None	D-31L	D80	MCD-1	CFR-22L	
Special materials								
Expanding cement	3.15	94	6.3	Chem Comp	Chem Comp	Chem Comp	Chem Comp	Chem Comp
Defoamers (Powder, liq., other)				D-6, D-61, D-21	D46, D47	MFP-5, 1	NF-P, NF-1, D-Air 1, 2	AF-8, AF-1
Gel agent blend (Slo Flo)	2.26				D71			VCT
Plaster paris (Gypsum cement)	2.70	75	4.8	Gyp-Seal	D53, RFC		Cal-Seal	Thixad
Gypsum-cement blend	2.90 est.	75	4.0		Arctiset		Permafrost II	
Latex	1.10		0	D-5	D-15	MCL-2	Latex LA-2	CLX-1
Aluminate (Ciment Fondu, Lumnite)	3.20	90	4.5	Lumnite	Lumnite		Lum. C.F.	Lum., C.F.
Mud Kil (Lo temp. and hi temp.)			None	Firm Set 1, 2	Mud Kil 1, 2	Hard Set 1, 2	Mud Kil 1, 2	
Nylon fibres	1.23		None	Visqueez MK-II	D94		Tuf add. 1	
Diesel oil cement (additive)	0.90-1.00		None		MS4, F33		DOC-3, DOC-10	
Preflush-thick			None	Mud Sweep	Spacer 1000		SAM-5	Excello-Gel
Preflush-thin	1.10 est.			Mud Clean	CW7, CW100	MMW-1	MCA, Mud Flush	WMW-1
Oil mud spacer	1.10 est.			Unimul	OBM Spacer	MCS-2, MCS-3	SAM-4	APS-1, APS-2

Basic cements (Class A, B, C, D, G, H): Specific gravity 3.15, bulk density 94 lbs./sack (80 in Canada).

See accompanying table for water requirement.

Note: "None" means water required is not significant or is not intended to be used.

" " means data or trade name is unknown, product may be available.

This table is not a complete listing of available products. Please check with local service companies.

tions by service companies, if the published API schedules are not applicable.

Note: These measurements are made in metal vessels which prevent any fluid loss. Thickening time values determined are therefore *higher* than they might be opposite a permeable zone, after partial dehydration.

Slurry density may be *reduced* with extenders such as bentonite, pozzolan, diatomaceous earth and anhydrous sodium meta-silicate. Gilsonite and crushed coal also reduce density. And special calcined shale-cement (such as Trinity Lite-Wate or Texas Industries Light Weight) are used for this purpose.

Low density is frequently desired, to decrease likelihood of breaking-down the formation and causing lost circulation. In addition, such slurries cost less per cubic foot, as yield per sack is increased.

Density decrease results in large part from increased water content. Extenders permit water addition without separation. However, cement strength is reduced approximately in proportion to water content increase, Fig. 22.

However, as was discussed in Part 1, high cement strength is not always required.

Bentonite has for years been the most commonly used additive for "filler" type cement.⁶⁵ In addition to its effect on density, yield and cost, bentonite increases viscosity and gel strength, which reduces settling of high density particles (weight material, cement) or floating of low density particles (Perlites, pozzolan, gilsonite, crushed coal).

Bentonite also reduces API fluid loss. However, cements containing bentonite are more permeable and have lowered sulfate resistance.

Pozzolans increase slurry viscosity and provide low permeability. Sodium meta-silicate provides a very low-density slurry with early compressive strength; this material and calcined shale-cement are becoming popular, particularly offshore. The latter is a special cement, not an extender, as mentioned earlier.

Light-weight cements are listed in the accompanying table which separates slurry compositions providing more

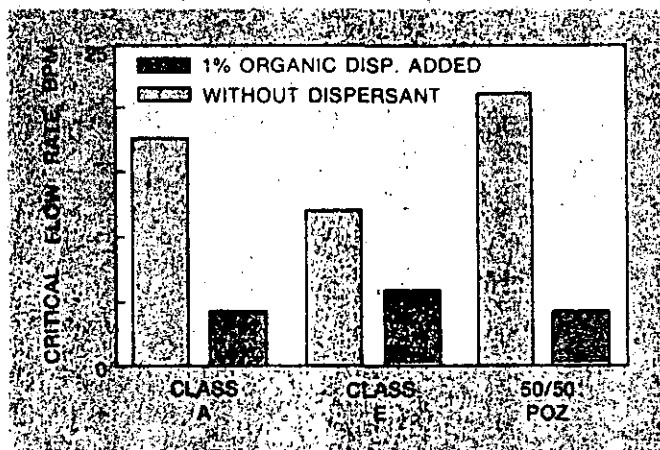


Fig. 24—How dispersants reduce yield point to allow turbulent flow at reduced pump rates in a 5½-inch casing by 7½-inch wellbore annulus.⁶⁶

than, and less than, 500 psi compressive strength.⁶⁶ The lowest-weight slurries providing more than 500 psi compressive strength are Class C cement with gel, and Class C cement with silicate.

Common light weight cements

Type cement	Extender, % by wt. cement					Density, ppg, for comp. strength:	
	Gel	Salt	Sodium meta-sil.	Water	Diacel D	Above 500 psi	Below 500 psi
Class H.....	4	14.1
.....	8	13.1
.....	12	12.6
.....	16	3	12.5
Class C.....	4	13.1
.....	8	12.5
.....	12	12.0
Prehydrated gel.....	1.5*	14.2
.....	2.0*	13.7
.....	2.5*	12.8
.....	3.0*	12.3
.....	3.5*	12.1
.....	4.0*	11.8
.....	4.5*	10.7
Pozzolan and fly ash 50/50.....	2	14.1
.....	6	13.3
.....	10	12.8
.....	18	12.4
Silicate.....	1.0	14.2
.....	2.0	12.5
.....	3.0	11.4
Calcined shale-cement**.....	65	13.7
.....	85	12.8
.....	95	12.4
.....	115	12.0
Pozzolan and bentonite.....
Class H.....	6†	74	13.6
.....	6†	83	13.1
.....	6†	104	12.4
Class C.....	6†	104	12.0
Diacel D.....	10	13.2
.....	20	12.4
.....	30	11.7
.....	40	11.0

* Percent by weight water
 ** Trinity-Lite-Wate data. Similar cement available from Texas Industries.
 † 65/35 cement and Pozmix A, % gel based on combined weight.

Density may be increased with weight material such as sand, barite, hematite or ilmenite, and/or salt dissolved in the mix water, as shown in the following table:⁶⁶

Weight material for cement

Material	Specific gravity	Grind (mesh)	Max. density, ppg	Extra water needed	Eff. on comp. strength	Eff. on pumping time
Ottawa sand.....	2.63	20-100	18	None	None	None
Barite.....	4.25	325	19	20%	Reduce	Reduce
Coarse barite.....	4.00	16-80	20	None	None	None
Hematite.....	5.02	40-200	20	2%	None	None
Ilmenite.....	4.45	30-200	20	None	None	None
Dispersant.....	17.5	None	Increase	Increase
Salt.....	18	Reduce	Varies

A density of 22 ppg can be obtained with hematite or ilmenite plus friction reducing additives. Fine barite (325 mesh grind used in mud) requires a large amount of water, which reduces compressive strength and retards thickening time, and therefore is rarely used.

A slurry weighted with solids must have viscosity and gel strength needed to carry and suspend high specific gravity solids. And it should be noted that some additives tend to significantly thin or thicken a slurry (fluid loss agents, retarders, water content).

Pretesting of such high density slurries should include density, thickening time, compressive strength, settling, free water and viscosity measurements.

High density (up to 17.5 ppg) may be obtained by adding dispersant to the slurry to provide pumpability at lower than normal water/cement ratios. This approach is most expensive, but results in highest compressive strength. Cement densified in this manner also may need an additive to reduce filtrate loss because further reduction in water content may make the slurry unpumpable. Also, densification tends to accelerate curing time.

Friction reduction. Dispersants can also be used to reduce the yield point (consistency index) of the slurry, which reduces friction and allows turbulence to occur at reduced pump rates, Fig. 24. Common dispersants are: Alkyl aryl sulfonate, polyphosphate, lignosulfonate, salt and organic acid.

Turbulent flow additives tend to cause settling and excessive free water. These effects should be tested in the lab prior to field use.

Fluid loss (filtrate). Addition of fluid loss agents has important application in: Preventing gas leakage, in squeeze cementing and, occasionally, to maintain pumpability in primary casing and liner cement jobs.

Fluid loss additives may also reduce likelihood of differential pressure sticking where stuck pipe has been associated with mud cake removal. Fluid loss additives might be considered when there is little or no mud cake on the borehole wall—for example, when drilling with water. In normal primary cementing, high fluid loss cement does not dehydrate significantly in permeable zones because filtration is controlled by the mud cake.

The API fluid loss test on cement is conducted at 100 or 1,000 psi differential pressure through a 325 mesh screen. 1,000 psi is used when the slurry has been elevated in temperature and pressure in a consistometer in accordance with one of the API simulation schedules. Testing conditions need to be identified for the true meaning of the data to be known. In addition, many 100 psi tests are mistakenly run on No. 50 Whatman paper instead of 325 mesh screen.

Water dehydrates almost instantly from a neat cement tested in the above manner. The 30 minute fluid loss (100 psi) of neat Class A cement is about 1,000 ml.

Early in 1960, significant progress was made in developing cement additives that lower fluid loss with a high molecular weight, synthetic polymer.⁶⁸ Such additives may provide fluid loss in a low range. These additives usually are affected by temperature, Fig. 25. Generally, thickening time is retarded and, at low temperature, this

retardation may have to be offset by accelerators.

Concentration and/or combination with other fluid loss materials may have to be adjusted accordingly. For most cement squeezing and gas leakage applications, 50-150 ml fluid loss cements (30 minutes at 1,000 psi) are used. Bentonite and CMHEC are also used to reduce filtrate loss.

Fluid loss vs. gas leakage. Under certain conditions associated with gas sand cementing, formation gas can move through the pipe/borehole annulus as the cement sets. This leakage can pressure-up the annuli between casing strings or between pipe and formation; it can cause failure of liner laps, even blowout of surface pipe.⁶⁹

Such gas entry into the cement column occurs⁷⁰ when a column-supporting seal forms in the slurry in the annulus above the gas zone, and water from the slurry seeps through the mud cake into permeable formations, lowering column weight. The effective hydrostatic pressure may be reduced by this mechanism to less than reservoir gas pressure.

Another mechanism for gas entry would be for the hydrostatic pressure of mud, preflushes and cement—before any water loss—to be less than reservoir pressure, but this can, of course, be avoided by proper design.

The annular seal may be caused by: Bridging from cement dehydration; fast setting of a portion of the cement column; gelation (or a significant viscosity increase) of the column from slurry chemical reactions; and/or bridging due to caving or sloughing formations, or removed mud cake/cutting debris.

A most important aspect of gas leakage prevention is reduction of cement fluid (filtrate) loss. In addition, steps may be taken to ensure that the cement slurry opposite the gas sand will set up faster than other slurry in the annulus. Allowance may have to be made for the possibility that after lengthy circulation, cement slurry temperature may be highest some distance off bottom.⁷¹

Fluid loss in squeeze cementing. Control of cement fluid (filtrate) loss can be important in this application. When pressure is applied, water or fluid will be forced from the slurry if it is in contact with a permeable surface free of mud cake. The solid particles become compacted and slurry density increases. If the cement contains no fluid loss control agents, the cement particles may eventually bridge and prevent further slurry movement.

This concept was demonstrated in a core taken through cement remaining in the borehole following the squeeze of a perforated interval.⁷² Density measurements showed significant slurry dehydration across and somewhat above the upper portion of the perforations, Fig. 26. There was no cement across lower perforations—although squeeze pressure exceeded fracture pressure—as the dehydrated neat API Class E cement had bridged-off the casing. A low filtrate loss formulation may have prevented such dehydration and bridging.

Highly successful results are obtained when squeeze operations are conducted with: Low fluid loss cement, clean completion fluids (such as salt water) and relatively

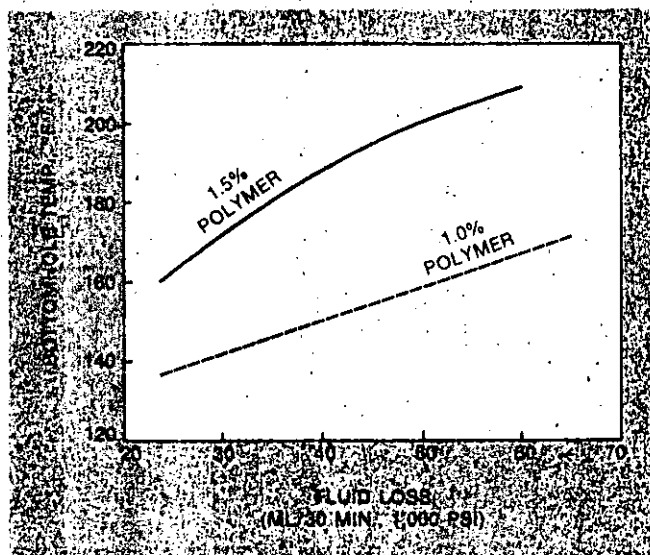


Fig. 25—High molecular weight, synthetic polymer greatly reduces fluid loss. Example shows effect on API Class E cement (after Stout and Wohl).⁶⁹

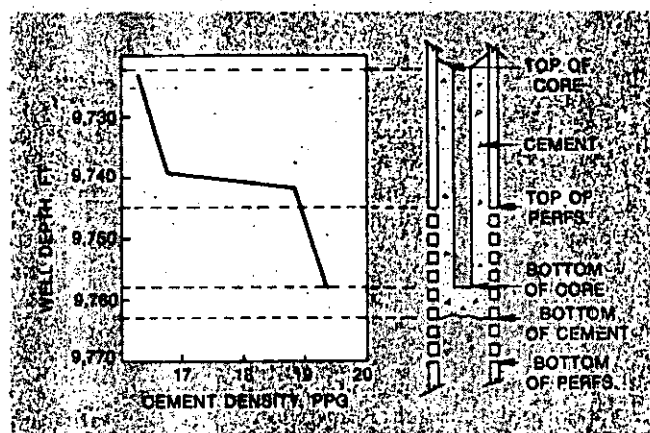


Fig. 26—Results of a core test through cement following an attempted perforation squeeze indicates slurry dehydrated at the top of the perforations. There was no cement in the bottom of the perforated interval (after Beach, et al).⁷²

low final squeeze pressures. Squeeze techniques and applications will be discussed in a later article.

Lost circulation. Drilling fluids or slurries are usually lost to either natural or induced formation fractures. These fluids may also be lost through highly permeable formations—starting at about 5 darcies for drilling fluid with a maximum particle size of 0.002-inch (300 mesh). Cement with its larger particle size (neat cement has 2.6-18% particles larger than 200 mesh) is less susceptible to loss in permeable formations.

The best time to treat the formation to reduce such fracture or formation permeability—and thus increase the downhole pressure at which circulation is lost—is during drilling when high concentrations of bridging materials and various types of plugs (pills) may be utilized.⁷³

During primary cementing, concentrations of such materials must be *more carefully controlled* to avoid bridging the casing or liner/borehole annulus, or plugging of downhole equipment such as bottom wiper plugs, small diameter storage tools and float equipment.

The subject of lost circulation during drilling is discussed briefly below, in relation to cement formulations

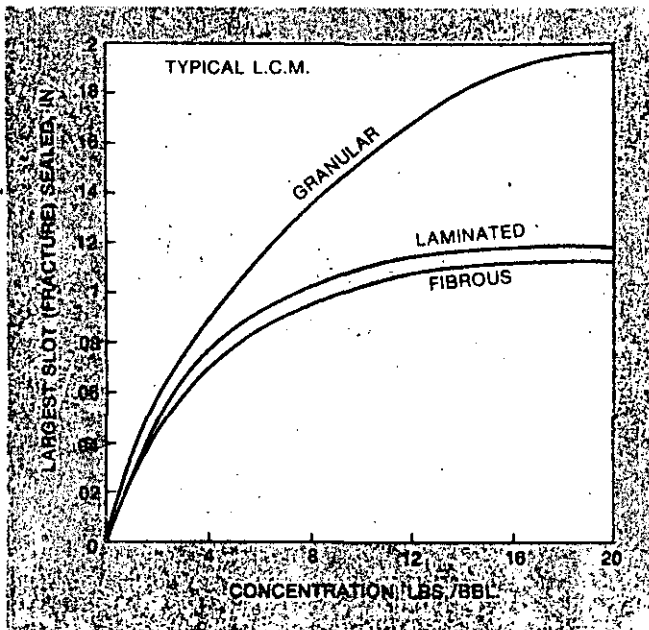


Fig. 27—Granular lost circulation material was most effective in sealing simulated downhole fractures in lab tests (after Howard and Scott).⁷⁴

and additives that might be considered for such applications. However, a complete review of the lost circulation problem during drilling is beyond the scope of this series. Control of lost circulation during primary cementing will be discussed in greater detail in a later article.

Types of lost circulation additives available for cement are blocky-granular materials (walnut shells, gilsonite, crushed coal, Perlite-expanded and Perlite-semi expanded) which form bridges; and lamellated materials (cellophane flakes) which form flake type mats.

Fibrous materials (such as nylon fibers) are effective in drilling fluid for sealing large openings but are not normally used in cement because of the tendency to plug surface and downhole cementing equipment. Also, most other fibrous materials contain organic chemicals that can seriously retard cement thickening time. On the basis of lab work by Howard and Scott,⁷⁴ granular material was found best for bridging fractures (slots), Fig. 27.

Cement plug formulations may be selected on the basis of these characteristics: Quick-gelling, low density (high yield), rapid set, fluid loss (filtrate), and cement plug drillout rate. The product also should be easy to handle and "weevil-proof."⁷³

The following compositions are used as cement plugs (pills):

1. **Thixotropic cements.** Blends of Portland cement and gypsum, these cements are thin while being pumped, but develop gel strength quickly when pumping stops.^{75,76} Field experience has shown that quick-gelling cements stay closer to the wellbore (within surrounding fractures, etc.) in lost circulation applications. The cement also has high filtrate loss.

Note: Fluid (filtrate) loss is important when dealing with mud or slurry loss to fractured, permeable formations. Assuming that frac pressure exceeds reservoir pressure, high filtrate loss cements (such as untreated thixotropic or neat) can dehydrate and bridge within such fractures, thus blocking further fluid loss.

2. **Neat or low density cements.** As discussed above, neat and thixotropic cements have high filtrate loss. However, low density cements may or may not have high filtrate loss.

3. **Mixtures with diesel-oil.** Various compositions—diesel and bentonite; diesel, bentonite and cement; or diesel, bentonite and

polymer—can be effective when water bearing sands are present. In application, these materials are pumpable until they set up or expand upon contact with water.

4. **Gypsum cement:** A quick setting hard cement for use at shallow depths, it differs from construction gypsum in that it is semi-hydrated to control pumping time. Soluble salts in mixing water can greatly accelerate thickening time. Therefore, pumping time should be checked before the job, considering the water on location. Gypsum is considered a *temporary* plugging material as it is water soluble after it sets up.

5. **Other cementitious, high-water-loss, high-solids slurries** such as Diascal M and barite plugs. The latter can be formulated to 21 ppg.

Bridging materials can be used in most of the above compositions when loss is severe.

PROPERTIES OF SET CEMENT

Cement compressive strength increases as a function of temperature, pressure and time to an ultimate value which depends on cement composition. Compressive strength measurements are obtained on the basis of 11 API pressure/temperature/time schedules, for depths from 1,000-20,000 feet. A temperature gradient of 1.5° F

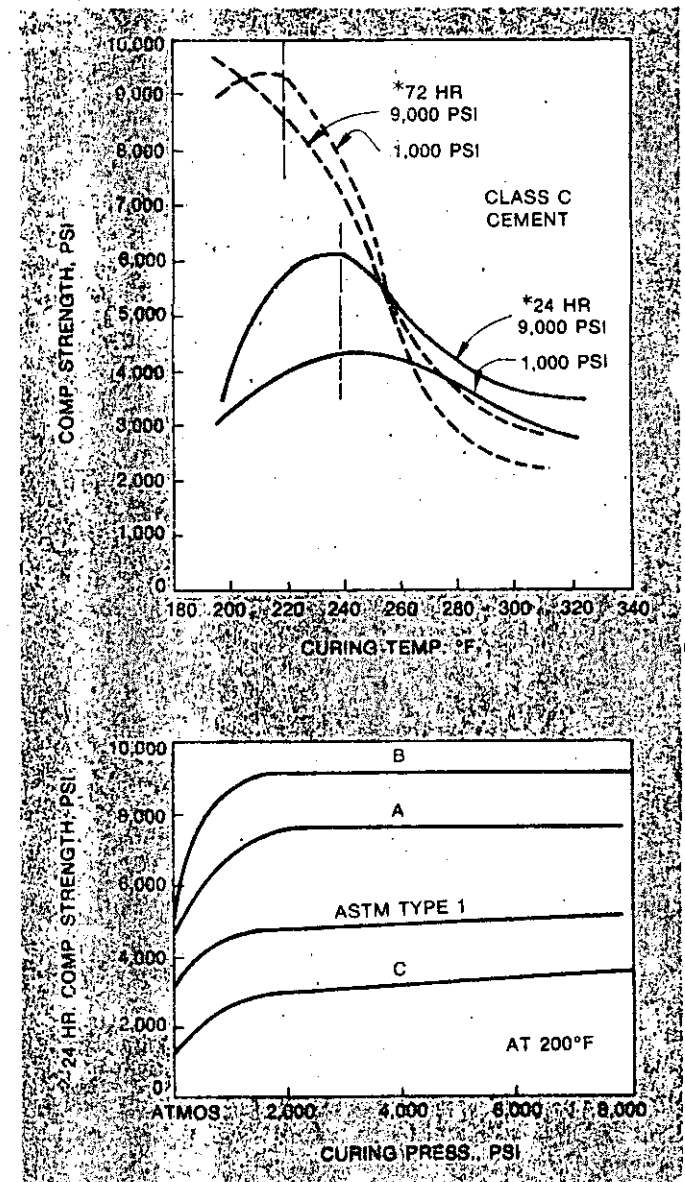


Fig. 28—Effect of curing pressure and temperature on compressive strength. At constant temperature, bottom, 24-hour strength changes little above 3,000 psi. Slow set, Class C cement, top, shows significant strength retrogression as curing temperature increases (*curing pressures).⁷⁷

per 100 feet is provided for in each schedule. The pressure is 3,000 psi for all schedules except the two shallowest (1,000 and 2,000 feet) for which it is less.

The reason why API tests are run at 3,000 psi or less is that compressive strength changes very little above that pressure level, Fig. 28, bottom. However, at high temperatures (about 250-300° F) pressure effect may be more significant than those of Fig. 28. Tentative data indicates, at least, that actual well pressure should be more closely simulated.

Recommended curing periods are 8, 12, 18, 24, 36, 48 and 72 hours, depending on job requirements (such as waiting-on-cement time or strength retrogression). Usually, compressive strength is very close to ultimate within three days. Early strength is increased with calcium chloride, sodium chloride, ammonium chloride, "minimum" water and heat. Early strength is decreased with lignosulfonate, CMHEC and "maximum" water. Compressive strength information is available through service companies.

Strength retrogression. Four variables—composition, temperature, pressure and time—affect compressive strength.⁷⁷ However, at high temperature, cement compositions may retrogress (lose strength) after reaching a high value and never attain the strength reached at lower curing temperature; Fig. 28, top, illustrates one severe example.

This strength retrogression is accompanied by increased cement permeability, i.e. a neat retarded cement with 0.02+ md permeability at 290° F after three days may have 8+ md at 320° F after seven days.⁷⁸

Retarded cement for high temperature application, and high water content cement, seem particularly subject to strength retrogression (Fig. 28). For cement types used in deep and/or hot wells the phenomenon begins at around 260° F, and becomes severe at 290° F. Generally complete strength retrogression has taken place within seven days.⁷⁸ Although remaining compressive strength may be adequate for many applications, addition of silica flour to the slurry provides a way to maintain strength.⁷⁹

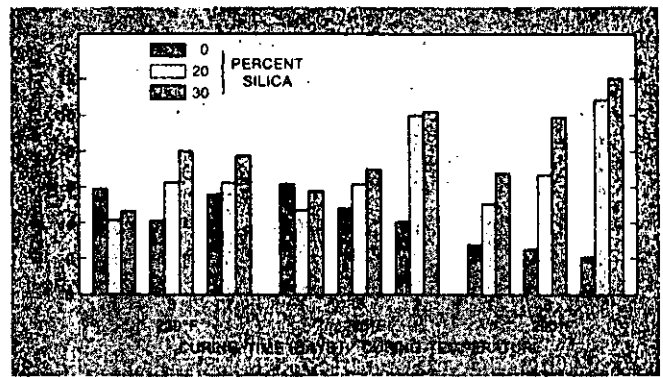


Fig. 29—Silica flour inhibits strength retrogression at high temperatures as indicated for Class E cement. For example, 20% silica increases the 2,000 psi, 7-day compressive strength of neat cement to 12,000 psi, at 290° F (after Ostroot).⁷⁹

Silica flour in high percentages inhibits strength retrogression and produces compressive strength far in excess of neat cement, Fig. 29.⁷⁹ Silica flour also reduces permeability of set cement; for instance, its addition to cement cured at 350° F reduces permeability to less than 0.001 md.

Maximum strength occurs at 300-400° F when 30-50 parts of silica flour are added to 100 parts of cement.⁸⁰

Usually 35% silica flour is used. Silica sand ground to 200 mesh reacts with cement in the same way as fine ground 325 mesh silica flour. Silica sand is used when high density is desired and silica flour when low density is adequate.

Compositions containing silica sand or flour can be retarded effectively for high temperature wells.⁷⁹ Class J cement does not require silica flour and can be used to about 16,000 feet without retarder—this class should not be used at less than 230° F.

Most nonreactive additives (salt, weight materials, crushed coal, mica and other bulking agents) can be admixed with a silica stabilized cement without adversely affecting temperature stability.⁸⁰ Bentonites, diatomaceous earth and expanded perlite should not be added to Portland cement for use above about 250° F in concen-

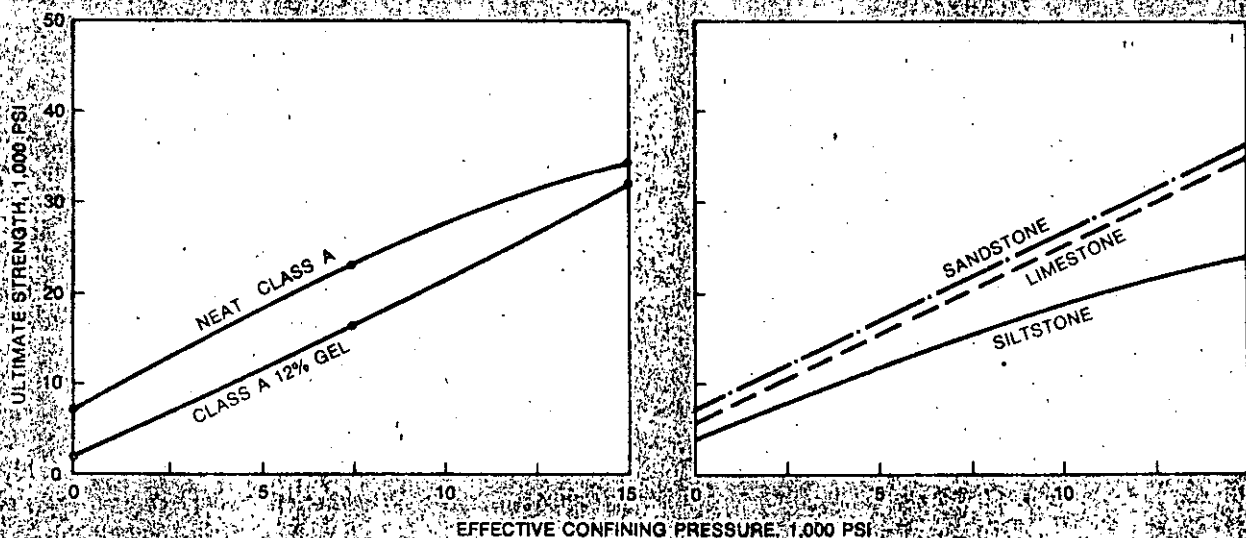


Fig. 30—Under confining pressure, ultimate strength of cement, left, is similar to that of typical reservoir rocks, right (after Handin).⁸¹

trations of 5-15% without adding about 20% extra silica. Natural pozzolans and fly ashes produce a strong material with silica stabilized cements up to 450° F. At a temperature of 600° F, fly ash and— to a lesser degree— natural pozzolans, cause cement to weaken and become more permeable.⁸⁰

Strength at downhole conditions. Handin conducted triaxial compression tests on various cement samples with independently applied external confining pressures and internal pore pressure such as encountered downhole.⁸¹ These tests show that strength increases, Fig. 30, and is more or less comparable to rock for similar conditions.

Large variations in the standard compressive strength, as measured at zero confining pressure, tend to disappear under load; and oil well cements become very ductile, even under low confining pressures. However, for rapidly applied strain associated with gun perforating, ductility might be small.

Cement can be highly compactible under confining loads, Fig. 31. Bulk volume reduction (of lab samples) of 30% or more are attainable for some formulations. Neat cement shows least compactability.

Expansion. Saturated salt cement, Pozzolan cement, Gypsum-Portland blends and several other formulations, some proprietary, expand during setting.⁸²⁻⁸⁵ Suggested as a benefit of this expansion, is elimination of the micro-annulus at the cement/casing interface.

Cement expansion may increase thickness of a cement sheath by a few thousands of an inch. However, cement expansion and/or contraction would appear to be of minor importance, relative to the magnitude of other downhole effects such as: Inadequate mud displacement; mud cake thickness; borehole elastic/plastic deformation, and cement loading conditions, ductility and compactability.

SPECIAL CEMENTS

Unique cements and additives are available for non-conventional or extreme service applications such as high temperatures found in geothermal wells and other thermal projects, and low temperatures in Arctic permafrost.

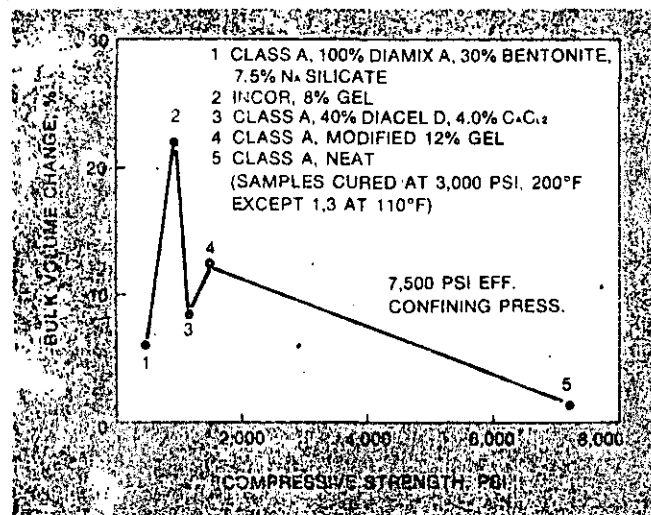


Fig. 31—Compactibility of cement samples under confining pressures. Bulk volume reduction is significant except for neat cement. At higher confining loads, 15,000 psi, certain other compositions had over 30% volume reduction (after Handin).⁸¹

Salt cement is now used fairly extensively; some important characteristics of salt cement are shown in Fig. 32 and the accompanying table.^{86, 87, 88}

Characteristics of salt cement

- Osmotic pressure will cause water from sand or shale to migrate to the salt cement causing expansion which improves bond log.⁸⁶
- Thematically less disruptive to swelling and non-swelling clays, thereby minimizes cleavage, softening or sloughing of shale beds.
- Clay dispersion is minimized to aid well productivity should cement filtrate loss be significant. However, original mud cake normally prevents such filtrate loss.
- Salt is an accelerator in low concentrations and it retards at high concentrations, but the effect is neutral throughout a broad range in between, Fig. 32. This tolerance can, in many cases, permit use of either fresh or seawater for mixing without affecting thickening time.
- Salt in small concentrations tends to increase early compressive strength, Fig. 32, but has little or no effect on ultimate strength. In high concentrations, it reduces early strength and can cut ultimate strength in half.
- Saturated cements minimize solution of formation salt sections.
- Can increase slurry weight by as much as 1.7 ppg.
- In the 1-5% range, reduces turbulence-critical-flow velocity through dispersion and reduces viscous properties. At higher concentrations, over 18%, this effect is minor and dispersants may not be effective.

High temperature cements are now required for conditions which extend beyond the upper (in-situ combustion and some geothermal steam) effective limits of basic Portland cement.

The upper limit for silica-Portland cements is around 700° F. This cement has application in deep, hot wells and many thermal recovery and geothermal wells.⁸⁹

Calcium aluminate cement (Ciment Fondu or Lumnite) has been used in in-situ combustion wells where temperatures may reach 2,000° F. Calcium aluminate cement is manufactured from limestone and bauxite ores. Neat calcium aluminate cement has high heat of reaction and attains almost full compressive strength of some 12,000 psi in 24 hours. Admixes are fire brick, fly ash and silica flour. This cement is used as a mortar for fire boxes.

In Arctic permafrost, permanently frozen subsurface formation, the surface temperature is so cold that underlying formations do not reach 32° F for several hundred feet. Permafrost is some 300 feet thick in the Mackenzie River Delta, about 2,000 feet on the North Slope.

Cementing conductor pipe and surface pipe in permafrost presents a special problem because neat Portland cement will not set up and provide strength before it freezes.⁶⁰ This problem is overcome in hard rock areas by heating the hole with warm drilling mud, then cementing with heated cement and mix water. The heating delays freezing of the cement until after it has set up.

This method cannot be used through unconsolidated formations held together by ice because the hole will enlarge and create a void between cement and formation.

Loose permafrost is cemented with either: Calcium aluminate cement/fly ash mixture or Gypsum-Portland cement blend. These mixtures will set up and provide more than 500 psi compressive strength in 24 hours. At present, the latter is in greater use.

Gypsum-Portland cement blends⁹⁰⁻⁹² are available through several service companies. These blends contain dispersant, retarder and enough salt to depress the freezing point to about 20° F. The slurries will set up at 15-20° F, have a low heat of hydration, no free water separation and they are stable under freeze-thaw cycling.

The cement will develop about 500 psi compressive strength in 1-3 days and have 1,000-2,000 psi compressive strength in 7-28 days. The early strength comes from

the gypsum, later strength from the Portland cement.

Cementing operations at Prudhoe Bay have been discussed in the literature.⁹³ And API has established Arctic cementing testing procedures including freeze-thaw cycles.^{61, 94}

Other special cements and additives available for non-conventional applications include: The Trinity Lite-Wate and Texas Industries Light Weight cements mentioned earlier, pozzolanic-lime cements, gypsum cement, latex cement, resin cement and cement containing nylon fibers for reinforcement.⁹⁵ Information is available through the service companies.

Radioactive tracers are sometimes used in cement for location purposes following primary cementing or squeezing. Also, additives such as defoamers and those which offset the retarding effect of mud contamination, are available.

Critical cement jobs for difficult wells should be planned in detail and the slurry must be carefully designed. Due to the large number of possible combinations of cement types and additives, variable operating conditions, variations in manufacture, inconsistent field water characteristics, etc., the only way to verify thickening time for critical jobs is to test the planned slurry at anticipated actual pressure/temperature conditions.

The test mixture should use water from the location. And after preliminary design work is complete, the specially compounded cement should be blended at the bulk stations at least a day prior to use, to allow time for a sample to be lab tested.

Coming next month: The displacement process during primary cementing: Flow theory; fluid behavior; what causes channeling; how to improve mud displacement.

ACKNOWLEDGMENT

The authors wish to acknowledge the contribution of Mr. Kerr Godfrey of Atlantic Richfield Co. who provided valuable information and data included in this article.

LITERATURE CITED

- ⁹³ Ludwig, N. C., "Chemistry of Portland Cement Used in Oil Wells," *Oil-Well Cementing Practices in the United States*, API, 1959, pp. 27-37.
- ⁹⁴ "API Specification for Oil-Well Cements and Cement Additives," API Spec 10A, 18th Edition, Jan. 1974.
- ⁹⁵ "API Recommended Practice for Testing Oil-Well Cements and Cement Additives," API RP 10B, 19th Edition, Jan. 1974.
- ⁹⁶ Smith, D. K., "Cementing," SPE Monograph Series, Vol. 4, SPE of AIME, 6200 N. Expressway, Dallas, Texas 75206.
- ⁹⁷ Bearden, W. G., "Effect of Temperature and Pressure on Physical Properties of Cements," *Oil-Well Cementing Practices in the United States*; API, 1959, pp. 49-59.
- ⁹⁸ Anon., "Applied Engineered Cementing," Manual, Byron Jackson Inc., Vol. 1.
- ⁹⁹ Morgan, B. E. and Dumbould, G. K., "Recent Developments in the Use of Bentonite Cement," *API Drilling and Production Practice*, 1953, pp. 163-176.
- ¹⁰⁰ Godfrey, W. K., Atlantic Richfield Co. Personal communication, 1977.
- ¹⁰¹ McLean, R. H., Manry, C. W. and Whitaker, W. W., "Displacement Mechanics in Primary Cementing," *Journal of Petroleum Technology*, Feb. 1967, 251-260.
- ¹⁰² Stout, C. M. and Wahl, W. W., "A New Organic Fluid-Loss-Control Additive for Oilwell Cements," *Journal of Petroleum Technology*, Sept. 1960.
- ¹⁰³ Stone, W. H. and Christian, W. W., "The Inability of Unset Cement to Control Formation Pressure," Paper SPE 4783, Presented at the AIME Symposium on Formation Damage Control, New Orleans, La., Feb. 7-8, 1974.
- ¹⁰⁴ Carter, G. and Slagle, K., "A Study of Completion Practices to Minimize Gas Communication," Paper SPE 3164, Presented at Central Plains Regional Meeting, Amarillo, Texas, Nov. 16-17, 1970.
- ¹⁰⁵ Holmes, C. S. and Swift, S. C., "Calculation of Circulating Mud Temperatures," *Journal of Petroleum Technology*, June 1970, pp. 670-674.
- ¹⁰⁶ Beach, H. J., O'Brien, T. B. and Goins, Jr., W. C., "The Role of Filtration in Cement Squeezing," *API Drilling and Production Practice*, 1961, pp. 27-35.
- ¹⁰⁷ Messenger, J. U., "How to Combat Lost Circulation," *Oil and Gas Journal*, Three Part Series, May 13, 20, 27, 1968.
- ¹⁰⁸ Howard, G. C. and Scott, Jr., P. P., "An Analysis and The Control of Lost Circulation," *Transactions of AIME*, Vol. 192, 1951, pp. 171-182.

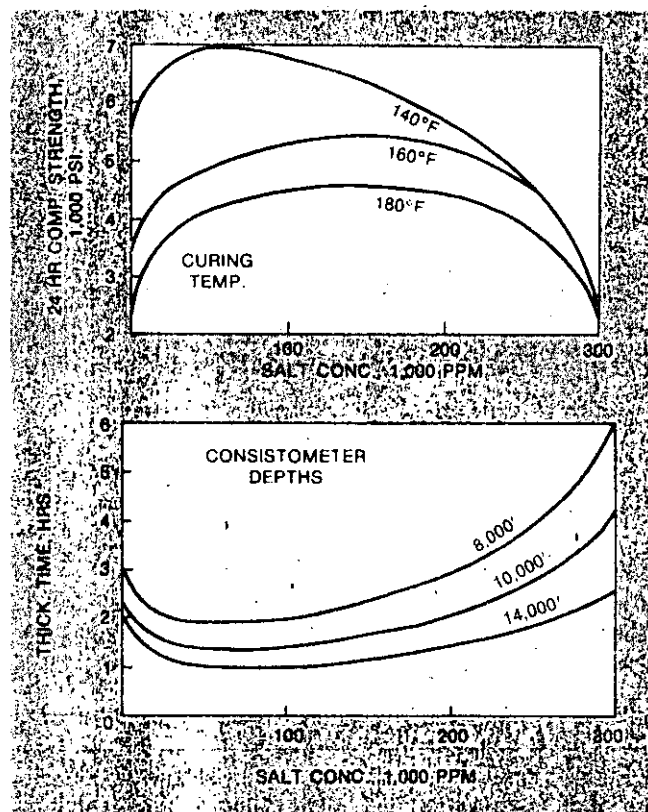


Fig. 32—Effect of sodium chloride (salt) on cement properties. Small concentrations shorten thickening time, bottom, and there is a broad range where the effect is minimal before salt retards set-up. Early compressive strength is increased by small salt concentrations, top. Data taken from tests of retarded oil well cement (after Ludwig).⁹⁹

- ¹⁰⁹ Spangle, L. B. and Calvert, D. G., "Improved Primary and Remedial Cementing with Thixotropic Cement Systems," Paper SPE 3833, Presented at Rocky Mountain Regional Meeting, Denver, Colo., April 10-12, 1972.
- ¹¹⁰ Clement, C., "A Scientific Approach to the Usage of Thixotropic Cements," Paper SPE 6011, Presented at the 51st Annual Fall Meeting, New Orleans, La., Oct. 3-6, 1976.
- ¹¹¹ Mid-Continent District Study Committee on Cementing Practices and Testing of Oil-Well Cements, "Effects of High Pressures and Temperature on Strength of Oil-Well Cements," *API Drilling and Production Practices*, 1954, pp. 72-81.
- ¹¹² Carter, G. and Smith, D., "Properties of Cementing Compositions at Elevated Temperatures and Pressure," *Transactions of AIME*, Vol. 213, 1958, pp. 20-27.
- ¹¹³ Ostroot, G. W. and Walker, W. A., "Improved Compositions for Cementing Wells with Extreme Temperatures," *Journal of Petroleum Technology*, March 1961, pp. 277-284.
- ¹¹⁴ Eilers, L. H. and Root, R. L., "Long-Term Effects of High Temperature on Strength Retrogression of Cements," Paper SPE 5028, Presented at 49th Annual Fall Meeting, Houston, Oct. 6-9, 1974.
- ¹¹⁵ Handin, J., "Strength of Oil Well Cements at Downhole Pressure-Temperature Conditions," *Journal of Petroleum Technology*, Dec. 1965, pp. 341-347.
- ¹¹⁶ Carter, L. G., Waggoner, H. F. and George, C., "Expanding Cements for Primary Cementing," *Journal of Petroleum Technology*, May 1966.
- ¹¹⁷ Root, R. L. and Calvert, D. G., "The Real Story of Cement Expansion," Paper SPE 3346, Presented at Rocky Mountain Regional Meeting, Billings, Mont., June 2-4, 1971.
- ¹¹⁸ Beirut, R., "Expansive and Shrinkage Characteristics of Cements Under Actual Well Conditions," *Journal of Petroleum Technology*, Aug. 1973.
- ¹¹⁹ Beirut, R., "True Expansive Characteristics of Commercially Available Expansive Cement Under Actual Well Conditions," Paper SPE 6013, Presented at 51st Annual Fall Meeting, New Orleans, La., Oct. 3-6, 1976.
- ¹²⁰ Slagle, K. A. and Smith, D. K., "Salt Cement for Shale and Bentonite Sands," *Journal of Petroleum Technology*, 1963.
- ¹²¹ Cunningham, W. C. and Smith, D. K., "Effect of Salt Cement Filtrate on Subsurface Formations," *Journal of Petroleum Technology*, March 1968.
- ¹²² Ludwig, N. C., "Effects of Sodium Chloride on Setting Properties of Oil-Well Cements," *API Drilling and Production Practice*, 1951, pp. 20-27.
- ¹²³ Ostroot, G. W. and Shryock, Jr., S., "Cementing Geothermal Wells," Paper SPE 904, Presented at the 39th Annual Meeting, Houston, Oct. 11-14, 1964.
- ¹²⁴ Cunningham, W. C., Fehrenbach, J. R. and Maier, L. F., "Arctic Cements and Cementing," *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1972.
- ¹²⁵ Maier, L. F., Carter, M. A., Cunningham, W. C. and Bosley, T. G., "Cementing Materials for Cold Environments," *Journal of Petroleum Technology*, Oct. 1971.
- ¹²⁶ Kljucec, N. M., Telford, A. S. and Bombardieri, C. C., "Gypsum-Cement Blend Works Well in Permafrost Areas," *World Oil*, March 1973.
- ¹²⁷ Anon., "How BP Alaska Cements Through Permafrost," *Petroleum Engineer*, April 1973.
- ¹²⁸ Anon., "Cement Blends Can Be Tested for Arctic Environments," *Petroleum Engineer*, Feb. 1977.
- ¹²⁹ Carter, L. G., Slagle, K. A. and Smith, D. K., "Stress Capabilities Improved by Resilient Cement," *API Drilling and Production Practices*, 1968, pp. 29-37.

Cementing oil and gas wells

Part 4—Practical interpretation of rheology, annular displacing forces. How to avoid bypassing mud during primary cementing

George O. Suman, Jr., President, and Richard C. Ellis, Project Engineer, Completion Technology Co., Houston

10-second summary

Basic principles of mud and cement slurry behavior in the annulus, as mud is being displaced, are explained. Fluid design factors and guidelines for improving the displacement process to prevent mud channeling are given.

A COMMON CAUSE of failure in primary cementing is incomplete displacement of drilling muds, which can leave vertical, mud filled channels in the cement. This mud may be displaced later under producing conditions to create open channels that permit formation fluids to migrate vertically behind the casing. Even with good displacement procedures, some residual mud pockets likely will remain in irregularities in the borehole.

The displacement process and key factors for improving displacement efficiency are described in this article.

FLOW, DISPLACEMENT PRINCIPLES

Two basic forces associated with drilling mud displacement during primary cementing are: Differential pressure, and cement-on-mud (fluid-on-fluid) drag forces.⁹⁶ To effectively displace muds, oil well cements must exert a combination of differential pressure and drag forces of sufficient magnitude to overcome forces resisting displacement.

These resisting forces are pressure, and casing-mud or borehole-mud (solid-on-fluid) drag forces, Fig. 33.^{96, 97} The resisting pressure is related to properties of the mud, i.e., density and gel strength. The resisting drag forces are some function of mud gel strength and viscosity and distance between casing and borehole wall.

Drilling mud and cement slurry fluid properties vary in the wellbore due to lack of uniform makeup and temperature/pressure effects. Annular flow area also varies as a result of decentralized casing, washouts, filter cake thickness changes, directional changes, formation swelling, etc.

For most muds and cement slurries, effective viscosity (a measure of a fluid's resistance to flow) decreases as flow velocity increases.⁹⁸ And with constant displacement

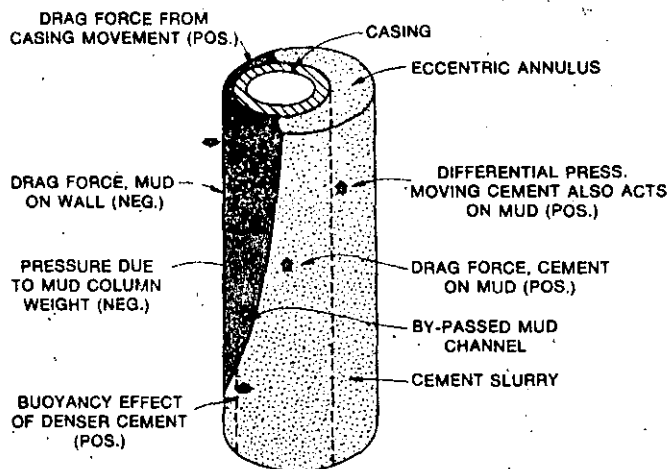


Fig. 33—Various forces acting to displace, and resist displacement, of a by-passed vertical mud column during primary cementing.^{96, 97}

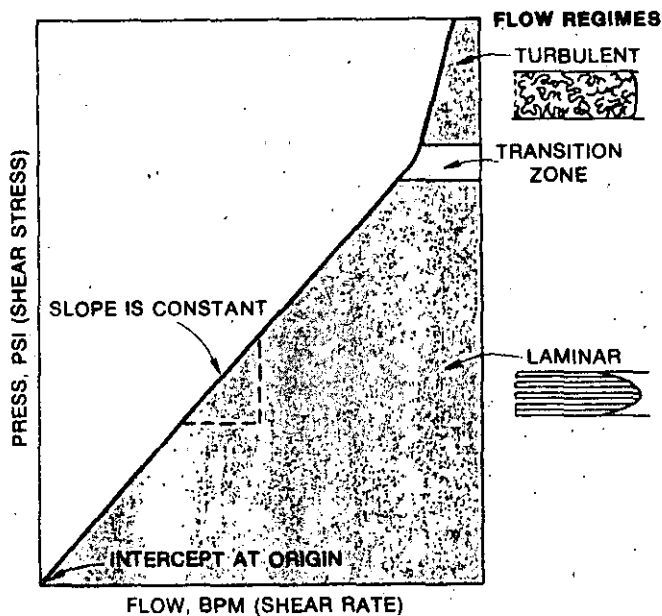


Fig. 34—Newtonian fluid flow starts when pressure is applied. Flow regime and velocity profile inside pipe are shown in small drawings.

rate, flow velocity changes with variations in flow area. Such velocity changes have significant and complex effects on pressure required to maintain flow in these fluid systems.

Newtonian, non-Newtonian flow. The character of flowing fluid is described by the relationship between flow rate (shear rate) and pressure (shear stress), that caused

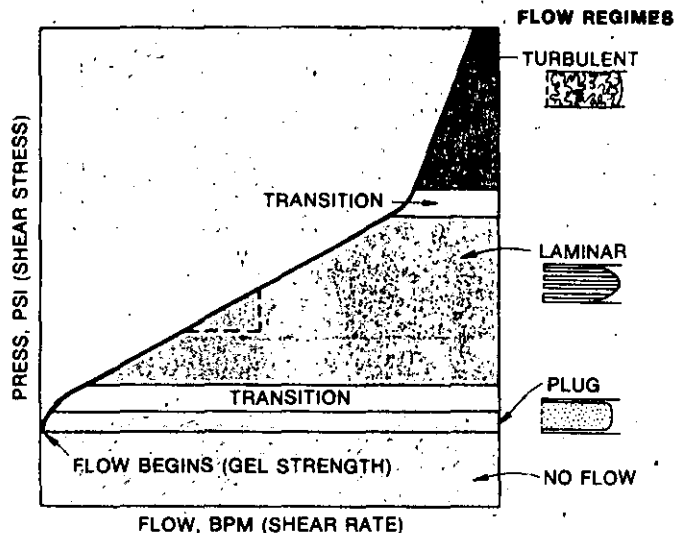


Fig. 35—Non-Newtonian fluids exhibit resistance to flow when pressure is applied. Velocity profiles of various types of flow are shown.

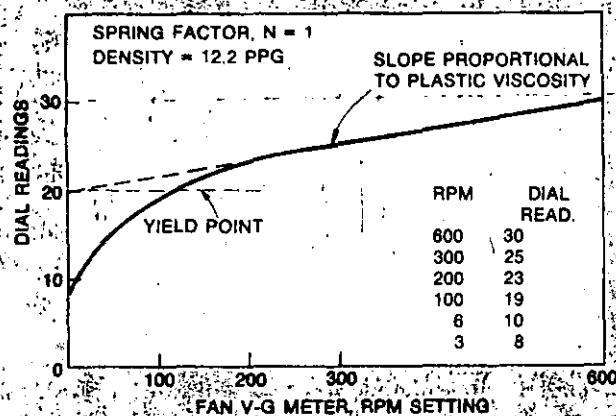


Fig. 36—Example use of Fann V-G meter to calculate plastic viscosity (μ_p) and yield point (t_y) for Bingham Plastic Model equations. For data shown, $\mu_p = 600 \text{ rpm reading} - 300 \text{ rpm reading} = 30 - 25 = 5 \text{ cp}$. And $t_y = 300 \text{ rpm reading} - \mu_p = 25 - 5 = 20 \text{ lbs./100 ft.}^2$

the movement. There are two basic fluid types, Newtonian and non-Newtonian. Newtonian fluids, such as water, exhibit a straight-line relationship between flow rate (shear rate) and pressure (shear stress) while the fluid is in laminar flow. A Newtonian fluid begins to flow when pressure is applied. As pressure increases, flow velocity increases, from laminar, through a transition zone (part laminar and part turbulent), to fully developed turbulent, Fig. 34.

Non-Newtonian fluids are more complex; they may exhibit resistance to flow (gel strength) when pressure is applied. Fluids with gel strength can flow at very low rates in a solid or, plug-like manner.¹⁰⁰ Non-Newtonian fluids thus can have three flow regimes—plug, laminar and turbulent—with transition zones between each, Fig. 35.

Drilling muds and oil well cement slurries are non-Newtonian. Extensive study has developed mathematical models that can be used to predict flow properties and pressure-velocity relationships of such muds and cements. The Bingham Plastic Model and the Power Law Model are most commonly used. The former has been utilized for drilling fluid analysis since the mid-1940s.¹⁰⁰ Power

Law Model equations—presented in the late 1950s—¹⁰¹ are generally considered to be more accurate than those of the Bingham model.

A recently proposed yield-pseudoplastic model that theoretically improved the above, is not widely used.¹⁰²

Such models attempt to describe the relationship of shear rate and shear stress for muds and slurries. Extremely useful in analyzing the displacement process, they are not precise techniques.

They should be used to determine flow regime and pressure requirements for displacement. But, results should be interpreted as more qualitative than quantitative. That is, if the analysis indicates a potential displacement problem, believe it. If it shows acceptable displacement conditions, do all that can be done to enhance the displacement process anyway.

Fluid property measurement. The Fann V-G (viscosity-gel) meter is used to measure plastic viscosity, yield point and gel strength of mud, and cement slurries.¹⁰³ Field models have two speeds, to develop shear rate at 300 and 600 rpm; lab models have six speeds: 3, 6, 100, 200, 300 and 600 rpm. The lab model can measure properties over a range of speeds. However, the two speeds of the field instrument are enough to measure plastic viscosity (μ_p) and yield point (t_y) used for pressure drop and flow regime determination with the Bingham model, as in Fig. 36.¹⁰⁰

The Power Law Model requires two different fluid property descriptions. Consistency index (K') and flow behavior index (n') are also determined from the Fann V-G meter readings. Fann dial readings and rotational speeds are converted to shear stress in lbs./sq. ft. and shear rate in sec.⁻¹, respectively.

These data then are plotted on log paper and (n') is the slope of the line through the converted readings at 600 and 300 rpm and (K') is the intercept of the extrapolated straight line at unity rate of shear, Fig. 37. Details on operation of the Fann V-G meter are available elsewhere.^{103 104}

Flow analysis calculations. Basic equations for flow analysis of Newtonian and Bingham/Power Law models of non-Newtonian fluids, and relevant nomenclature, are

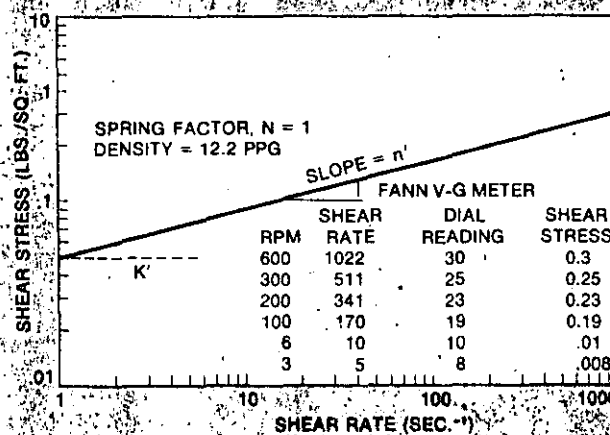


Fig. 37—Example use of Fann V-G meter, with readings and speed, to calculate flow behavior index (K') and fluid consistency index (n') for use in Power Law Model Equations. For data shown: $n' = 3.32$ ($\log_{10} 600 \text{ rpm read.}/300 \text{ rpm read.}$) = $3.32 \times \log_{10} 30/25 = 0.26288$. And $K' = N$ (300 rpm read.) $1.066/100 (511)^{n'} = 1 \times 25 \times 1.066/100 \times 511^{3.32} = 0.05173$.

Summary of flow equations for fluids in casing/wellbore annulus

Newtonian fluids	Non-Newtonian fluids	
	Bingham Plastic Model	Power Law Model
$V = 17.15 Q / (D_h^2 - D_p^2)$, $Q = V (D_h^2 - D_p^2) / 17.15$ For all fluids and models		
$V_c = 2.26 \mu / (D_h - D_p) \rho$	$V_c = \frac{1.62 \mu_p + 1.02 [\mu_p^2 + 8.2 (I_h - I_p)^2 t_r \rho]^{1/2}}{(D_h - D_p) \rho}$	$*V_c = [N_{Re}' K' 96^{n'} / 1.86 (D_h - D_p)^{n'} \rho]^{1/(2-n')}$
$P_1 = \mu VL / 1,500 (D_h - D_p)^2$ Where: $V < V_c$	$P_1 = \frac{\mu_p VL}{1,500 (D_h - D_p)^2} + t_r L / 225 (D_h - D_p)$ Where: $V < V_c$	$P = 0.039 L \rho V^2 f' / (D_h - D_p)$
$P_1 = fLV^2 \rho / 25.6 (D_h - D_p)$, Where: $V \geq V_c$	$P_1 = fLV^2 \rho / 25.6 (D_h - D_p)$, Where: $V \geq V_c$	$N_{Re}' = 1.86 V^{(2-n')} (D_h - D_p)^{n'} \rho / K' 96^{n'}$
$N_{Re} = 928 (D_h - D_p) V \rho / \mu$	$N_{Re} = 2,965 (D_h - D_p) V \rho / \mu_p$	

*Power Law Model V_c calculations frequently assume $N_{Re}' = 3,000$.
Since N_{Re}' for critical flow varies as a function of n' , the following values are sometimes used (Source Fig. 39):

n'	N_{Re}'	n'	N_{Re}'	n'	N_{Re}'
0.2	4,800	0.5	3,500	0.8	3,200
0.3	3,500	0.6	3,500	0.9	3,100 *
0.4	3,500	0.7	3,400	1.0+	2,900

Nomenclature for flow equations

- D_h = Hole diameter, in.
- D_p = Casing OD, in.
- f = Friction factor (Bingham-Newtonian, Fig. 38)
- f' = Friction factor (Power Law, Fig. 39)
- K' = Consistency index (Fig. 37)
- L = Length, ft.
- μ = Viscosity, cp
- μ_p = Plastic viscosity, cp (Fig. 36)
- n' = Flow behavior index (Fig. 37)
- N_{Re} = Modified Reynolds Number (Bingham and Newtonian)
- N_{Re}' = Modified Reynolds Number (Power Law)
- P = Pressure drop, psi
- P_1 = Pressure drop, laminar flow, psi
- P_t = Pressure drop, turbulent flow, psi
- Q = Pumping rate, bpm
- ρ = Density, ppg
- t_r = Yield point, lbs./100 ft.² (Fig. 36)
- V = Velocity of fluid in annulus, ft./sec.
- V_c = Critical velocity, min. for full turb. flow, ft./sec.

shown in accompanying tables. These equations can be used to calculate pressure drop, critical flow rates and to determine flow regimes.¹⁰⁵

Complete pressure drop and flow analysis calculations, even with electronic calculators, are tedious but acceptable results can be obtained. Computer facilities in most service companies, and many operating companies, have made more detailed flow analyses practical. For example, variations of flow area due to borehole irregularities, and presence of more than one type of fluid can be easily considered. However, with computerized analyses, the analytical procedure, the type of mathematical model

Example flow calculation results

Hand calculated for 12 bpm flow over 1,000 ft. in two different annuli, using fluid data from Figs. 36 and 37.*

Function	Bingham Plastic Model		Power Law Model	
	$5\frac{1}{2} \times 7\frac{7}{8}$ **	$5\frac{1}{2} \times 8\frac{1}{2}$ **	$5\frac{1}{2} \times 7\frac{7}{8}$	$5\frac{1}{2} \times 8\frac{1}{2}$
V	6.48	4.9	6.48	4.9
$V_c \dagger$	6.23	0.17	5.29†	5.11†
P_1	N.A.	40	6.25††	6.03††
P_t	56.5	N.A.	34.5	23
P	111,340	N.A.	4,262	2,789
N_{Re}
N_{Re}'

* $\mu = 5$ cp; $t_r = 20$ lbs./100 ft.²; $\rho = 12.2$ ppg; $n' = 0.26288$; $k' = 0.0517258$.
** $5\frac{1}{2}$ " casing in $7\frac{7}{8}$ " and $8\frac{1}{2}$ " wellbores.
† Reynolds Number = 3,000.
†† Reynolds Number = 4,000, selected from Fig. 39.
‡ Note close correlation of hand calculations to service company computer calculated results shown in text.

used and input data should be completely understood, to avoid misleading results.

Shown below are some example computer calculations, by various service companies, of critical velocity (V_c) of fluid, described by Fann V-G readings from Fig. 36 and 37. Note that they correspond closely to similar data calculated by hand, as shown in the accompanying table.

Service Co.	Critical velocity in two different annuli, ft./sec.	
	$5\frac{1}{2} \times 7\frac{7}{8}$ "	$5\frac{1}{2} \times 8\frac{1}{2}$ "
BJ Hughes	5.2	5.0 ft./Sec.
Dowell	5.62*	5.46*
Halliburton	5.31	5.14
Western	6.60*	6.37*

*Computer output presents critical pump rate. For comparison, these data have been converted to critical velocity.

Flow regimes, pressure drop determinations. Plug, laminar, turbulent flow and transition zones for any non-Newtonian fluid are functions of velocity and fluid properties. Mathematical determinations of velocity at which turbulence is fully established have been based on some form of Reynolds Number for both models. In the Bingham model, 3,000 was used to derive critical velocity—the minimum velocity that will maintain full developed turbulent flow.

In the Power Law Model, Reynold's Number has varied; 2,100 and 3,000 have been used although the latter is more generally accepted. More than one organization prefers to use a sliding value based on flow behavior index, n' , Fig. 39.

Pressure drop determinations with Power Law equations or the Bingham model for turbulent flow use friction factors taken from a Stanton-type diagram. The Modified Reynolds Number (Bingham model) is calculated and used to find friction factor (f) as shown in Fig. 38.¹⁰⁶ The Modified Reynolds Number (Power Law Model) is used to find friction factor (f'), Fig. 39.¹⁰¹

Displacement pressure. A non-Newtonian fluid in either turbulent or plug flow has a flatter velocity profile, across the area of flow, than when it is in laminar flow. Thus, cement in turbulent or plug flow will exert a more

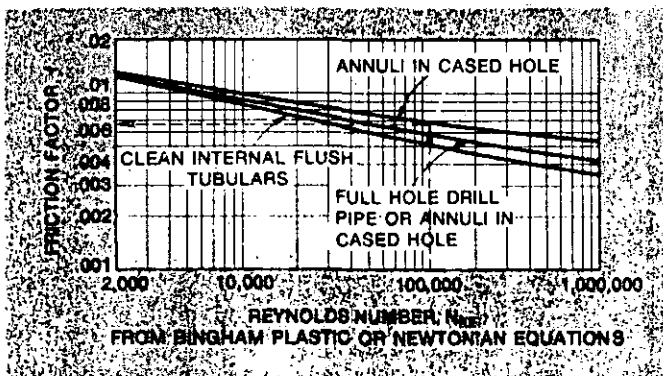


Fig. 38—Friction factors for use in Bingham Plastic Model or Newtonian fluid equation, see table. Example use: For calculated N_{RE} of 111,340, read $f = 0.0067$ (after Ormsby).¹⁰⁶

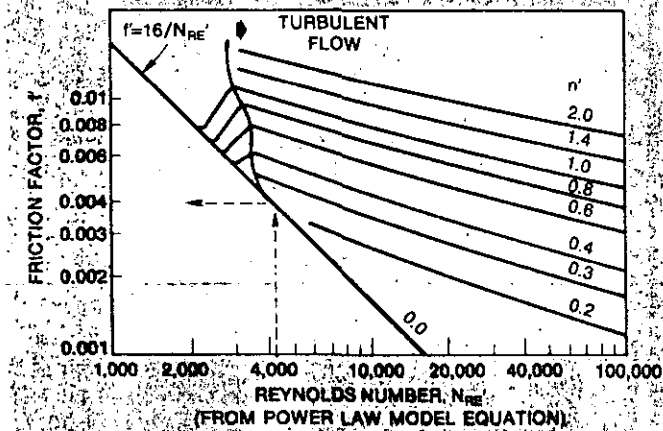


Fig. 39—Friction factor, f' , for use in Power Law Model equations. Note that N_{RE} for critical velocity varies with n' . Example use: For $n' = 0.26288$, derived from Fig. 37, and calculated $N_{RE} = 4,262$, read $f' = 0.0041$ (after Dodge et al).¹⁰¹

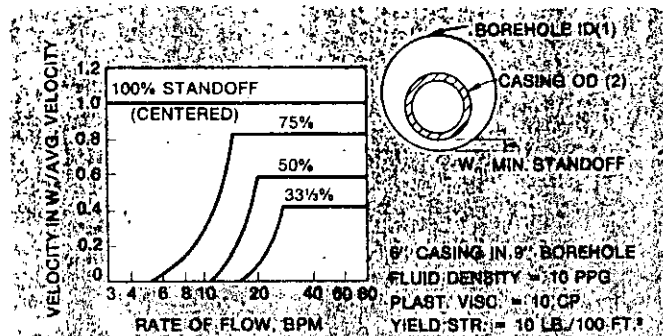


Fig. 40—How decentralization affects velocity on the narrow side of the annulus in relation to over-all rate of flow for one set of fluid and hole conditions. Example use: With 50% standoff, fluid in narrow side will not move before average flow exceeds 10 bpm; above 20 bpm, it is never more than 60% of total flow rate. Standoff % = $100 W_n / \text{radius } (1) - \text{radius } (2)$. (after McLean et al).⁹⁸

uniform displacing force against the mud in the casing-wellbore annulus. In laminar flow, cement has a parabolic velocity profile across the area of flow and it is likely to “telescope” through the mud, leaving bypassed channels.

Knowing displacement pressure and flow rate that will keep a slurry in turbulent or plug flow in the annulus is essential for primary cement job design. Physical limits of pumping equipment and wellbore formation strength also have to be considered to determine what flow regime can be established and maintained. These will be dis-

cussed later in this article.

Drag force is the other basic mechanism that displaces mud from the casing-wellbore annulus. Drag forces that aid in displacement exist between mud and cement at the fluid-to-fluid interface or contact plane. Displacement drag forces increase with increasing velocity of cement at the contact plane and with increasing pressure between mud and cement. These forces develop after a portion of mud has been bypassed and a cement-mud contact plane exists, in alignment with the direction of flow.

Resisting drag forces exist at contact planes between mud and borehole wall and between mud and casing. When casing is not centered, resisting drag force effects will not be uniform across the annular flow area. This difference increases with decentralization and increases the likelihood of bypassing mud on the narrow side of the annulus. An indicator of the degree of decentralization is percent standoff, and investigations have shown that standoff increases the velocity required to initiate mud flow from the narrow side of the annulus, Fig. 40.⁹⁸

Resisting drag forces have an effect on displacement efficiency that is also proportional to mud gel strength, i.e. higher gel strength increases differential resistance to flow across a non-concentric annular area.

Under conditions that contribute to mud bypassing in an eccentric annulus, drag forces at the cement-mud interface should cause erosion of the bypassed mud. This erosion will reduce the area of contact between mud and casing and mud and borehole. If cement-on-mud drag forces are high enough to cause mud erosion, and contact time is long enough, complete mud removal should be achieved. However, those conditions are most likely to exist when cement has adequate “contact time,” with a high velocity difference between cement and mud — achieved only with cement in turbulent flow.¹⁰⁷ Contact time is defined as the period during which a position in the annulus (generally above the zone of interest) remains in contact with a cement slurry that is in turbulent flow, Fig. 41.

The resisting drag force between mud and casing can

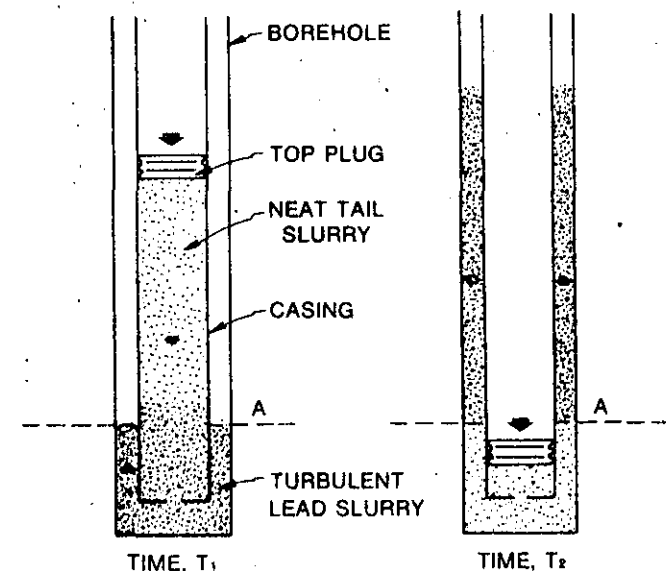


Fig. 41—Mud displacement is improved by additional contact time, the period during which a point, A, is in contact with slurry in turbulent flow. Contact time in minutes = $T_2 - T_1 = V_T / 235.6 Q$; V_T = Volume of slurry in turbulent flow, Q = displacement rate, gal./min. (after Brice et al).¹⁰⁷

be altered to a positive mud displacing force by rotating the casing while displacing cement.⁹⁶ This positive effect is illustrated in Fig. 42. Reciprocation—moving casing up and down—exerts a somewhat less-positive displacing drag force. However, reciprocation also affects velocity of cement and mud, as will be discussed later.

HOW TO IMPROVE MUD DISPLACEMENT

It is necessary to operate within limiting conditions of the borehole, and control certain variables, to develop best displacement pressure and most positive drag forces during primary cementing. The following is a discussion of: Conditions that limit different aspects of displacement and controllable variables in the system.

Centering pipe in the borehole creates a uniform annular flow area perpendicular to flow direction, and minimizes variation of resistive drag forces across this flow area. This concept has been encouraged for over 30 years.¹⁰⁸

Centralizers do not provide perfect casing-borehole concentricity. But they will substantially improve standoff conditions, as casing without centralizers will lie against the borehole wall.

Mechanical centralizers are available for nearly every possible casing-hole size combination. However, use of these devices is strongly resisted—under certain conditions—by some drilling personnel. Generally, this resistance is due to a concern that they will “hang up” and prevent casing from being run to desired depth.

Unfortunately, conditions that generate greatest concern about centralizers—like highly deviated wells with numerous washouts—are, many times, the very conditions that make their use one of the key requirements for success. In some cases, centralizers can actually increase chances of getting casing down, i.e. where differential sticking is a problem, see Part 1 of the series.

Rotating vs. reciprocal casing movement. Either type of pipe movement alters drag effects between mud and casing, to a positive displacement force from a resistive displacement force. But based on model studies,⁹⁶ rotation appears to be more effective than reciprocation in removing bypassed mud, where casing is severely off center. In addition to the mud-casing drag forces, there are cement-casing drag forces that also aid displacement. During rotation, cement-casing drag forces are more effective than during reciprocation, as they tend to “pull” the cement into the bypassed mud column instead of alongside it.

Rotating casing at 15-25 rpm provides more pipe movement relative to annular fluids than reciprocating 20 feet on a one minute cycle. Therefore, in addition to the more effective direction of casing related drag forces, rotation generates more total drag force during displacement.

Reciprocating can cause lateral casing movement, or changes in standoff, as centralizers move across wellbore irregularities. This lateral movement alters the flow area and encourages bypassed mud displacement.

Pressure velocity surges. Reciprocal movement also affects flow rate and velocity of fluid in the annulus, Fig. 43. During the upstroke, velocity in the annulus decreases, as part of the fluid pumped out of the shoe occupies the volume previously occupied by the casing and fluid inside

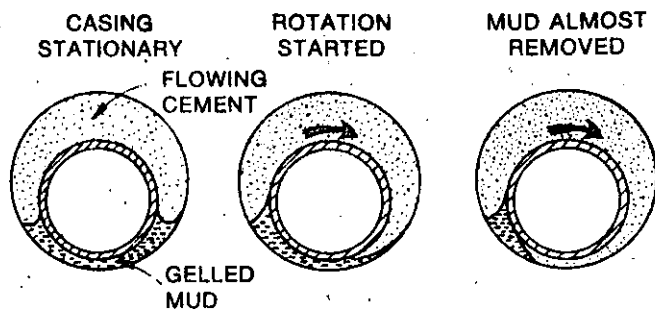


Fig. 42—Rotational displacing drag force aids in removal of by-passed mud in the narrow side of an eccentric annulus (after McLean et al).⁹⁴

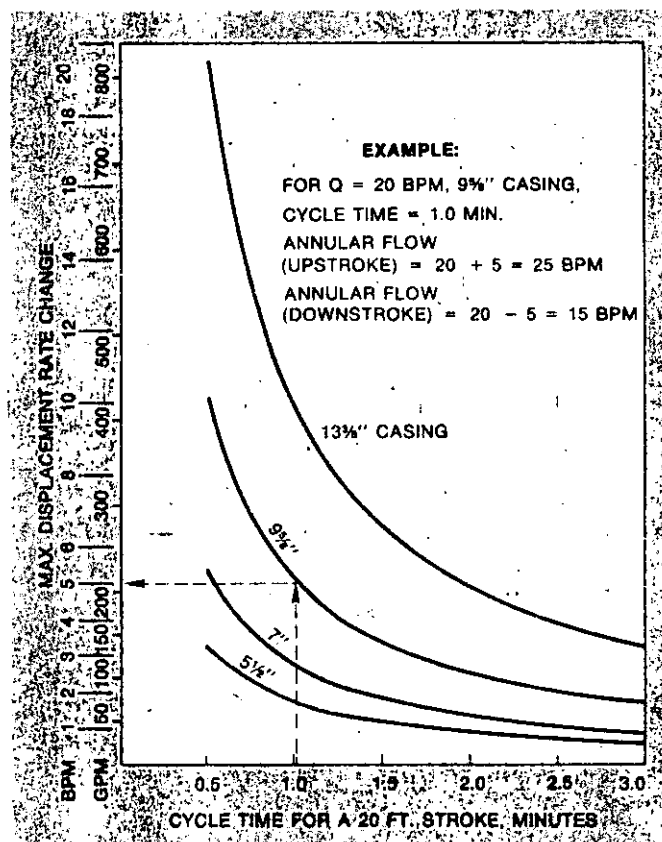


Fig. 43—Effect of reciprocal casing movement on annular flow rate. Maximum displacing rate assumes uniform acceleration, deceleration over 4 feet at each end of stroke.

the casing. On the downstroke, the casing acts like a piston, displacing fluid in the wellbore below the shoe up the annulus, along with the volume of fluid being pumped through the shoe.

This motion creates substantial pressure and velocity surges in the wellbore, Fig. 44,¹⁰⁹ which improve the erosional effect of cement on bypassed mud by substantially increasing displacing drag forces. However, it is very important to know the magnitude of pressure changes to avoid breaking down the formation and causing lost circulation. This problem will be discussed later in this article.

Pipe moving techniques. A power swivel should be used to rotate casing to avoid over-torquing the connections; such forces should not exceed casing makeup torque.

Thread compounds with Teflon and/or Silicone additives should be avoided where high torque ranges are

required for rotation. The low friction character of these compounds may allow over-torquing and excessive make-up that exceeds pin or collar yield strength.

Equipment is available that reciprocates and rotates casing simultaneously. A recently published review of this method, compared to reciprocation alone, showed definite improvement in success ratio of primary cementing jobs in conventional completions with small annular clearances in Exxon Co. development wells drilled in the Texas Gulf Coast.¹¹⁰

While reciprocating, pick-up loads clearly have to be less than pipe tensile strength. And it is important to note that casing weight variation will occur during the completion operations, Fig. 45.¹¹¹

The difference in indicator readings on upstroke and downstroke is very important. This difference indicates whether casing is moving freely or is tending to stick. While circulating and conditioning mud prior to cementing—with casing on bottom—the difference between upstroke and downstroke weight decreases, Fig. 45, with improved mud conditions, i.e. lower gel strength and plastic viscosity. Then, the indicator will reflect weight increase from pumping heavier cement into the casing. As cement displaces mud up the annulus, there is a weight reduction, but difference in upstroke and downstroke weight should remain fairly constant if casing is moving freely.

Stuck pipe is indicated by an increase in the weight difference on up and down strokes and not by weight increase alone.

Standoff rings. Mechanical devices can be used to minimize frictional forces between casing and wellbore that resist movement during mud conditioning and cementing. Centralizers that rotate on the casing also reduce rotational resistance.

Other devices that aid pipe movement are positive standoff rings. These tools ride freely on the casing between collars, and they have ODs slightly larger than collars. Normally located above zones of interest, these rings act as bearings, reducing contact area between casing and formation, to substantially reduce forces required to move casing in either reciprocal or rotational motion.

This equipment is recommended for: Highly deviated wells, where differential sticking is expected, or where any conditions are expected that would make casing movement difficult.

Scratchers. Casing centralizing and movement was developed as a "package" that included use of scratchers—mechanical devices designed to remove filter cake and, theoretically, improve the surface for cement bonding, directly to the formation.

This may be the case opposite non-permeable zones, where no filter cake has formed. However, scratchers likely remove only the outer, softer portion of the filter cake that has built up opposite permeable zones.

This should positively affect cementing, but if total cake removal were achieved it could create lost circulation or other problems related to cement dehydration.

Placing scratchers opposite washouts should improve mud displacement. Also, scratchers mechanically disturb mud gel strength and induce added turbulence.

Wellbore formation pressure limits. Every borehole

has limits on bottomhole pressures. The lower limit must be high enough to prevent entry of formation fluid and to stop formation sloughing. The upper limit must be lower than pressure that would induce formation fractures and cause lost circulation. Clark presented a graphic view of typical bottomhole pressure variations during normal drilling and completion and a theoretical bottomhole pressure chart where formation strength was exceeded.¹¹²

Review of the drilling history should help identify pressures that existed in the wellbore during drilling. If kicks were encountered and formation fluids entered the wellbore, *minimum* pressure limits should be clear. If lost circulation occurred, upper limits may be more definite. Many other conditions can be used to define a well's "pressure window."

Fracture gradient knowledge is important in determining safe slurry density and/or pump rate, and whether stage equipment is needed. A profile showing fracture gradient vs. depth is desirable. Such a profile, to be discussed in a following article, enables systematic design approach. However, accurate fracture gradient profiles are not always available.

Indications of fracture gradient are obtained for a given area through: The presence of lost-circulation during drilling, and records of breakdown pressures encountered during stimulation and squeeze operations.

Occasionally, operators invest an extra effort to make systematic and intentional measurement of breakdown pressure. One company obtained breakdown gradients with drilling mud in open hole as part of the normal plugback and abandonment procedure for offshore exploratory wells.¹¹³ And attempts have been made to determine fracture gradient through log measurements.¹¹³⁻¹¹⁶

Effects of pipe movement on wellbore pressure have been defined in the literature.¹¹⁷⁻¹²⁰ There is general agreement that accurate determination of swab-surge pressures associated with pipe movement requires consideration of properties of the systems at work in the wellbore. This includes fluid properties and regime determinations and an accurate prediction of borehole ID variation.

Hand calculations required to do this accurately are complicated and time consuming. Therefore, computer programs and nomographs have been used to simplify analysis and predict swab-surge pressures for a given set of well conditions.

Many operators and mud companies have computer programs available for determining surge pressures due to casing running. This information is essential, to determine what running speed to use to stay within limits (the pressure window) of a well.

Condition mud before cementing. Reducing gel strength and plastic viscosity greatly improves displacement efficiency, and it reduces pressures required at the cement-mud interface to displace mud. It also reduces displacement drag forces required to erode and remove bypassed mud by reducing casing-to-mud and wellbore-to-mud resistive drag force effects described earlier.

Under certain, well defined, pressure window limits, it may be desirable to lower mud density, along with gel

strength and plastic viscosity, nearly to the minimum wellbore pressure limit. This would permit a larger pressure increase for displacement pressures.

If this is done, pipe should only be rotated, to prevent a swabbing action that may reduce pressure below the lower limit.

In most cases, mud circulation to clean up the hole and remove cuttings from the mud should be adequate if good mud properties were maintained while drilling the final portion of the hole.

Casing running tips. The final steps of: Making up the last casing joint (landing joint) and the cementing head, establishing circulation and starting to move the pipe requires careful planning and a well coordinated effort.

With good hole stability and an accurate casing tally, it is possible to pick up the landing joint prior to tagging bottom. If possible, the cementing head should be made up on the landing joint, otherwise it should be on the rig floor, checked and ready for makeup.

Casing should not be stopped within 15 feet of bottom or with less than 10 feet between elevator and spider as this is the minimum space to permit adequate weight slack-off to overcome most differential sticking tendencies.

With the casing "free" it can be picked up to verify ability to reciprocate. Maximum resistance to casing movement is experienced at this time and maximum pick-up load should be accurately defined to avoid over-stressing the pipe.

With casing 10-15 feet off bottom, final mud circulation should be started—slowly—while moving the casing. As circulation progresses, pressures normally decline as mud gel strength and plastic viscosity (shear stress) decrease with slowly increasing pump rates (shear rate).

The minimum amount of mud circulated prior to mixing cement should be the casing's volume. This verifies that float equipment is clear of foreign objects. It may be desirable to circulate even longer if circulating pressures are abnormally high.

Mud contamination effects. The possibility of mixing cement and mud always exists during pumping and displacement. Such contamination can result in: Accelerated or retarded thickening times, reduced cement compressive strength, reduced bond strength (see Fig. 3, Part 1), increased filtrate loss (higher than in either mud or cement); and with oil base mud, the mixture may become an unpumpable mass.¹²¹⁻¹²⁶

An API study showed that inorganic chemicals have an erratic effect on oil well cements,^{123,124} but generally tend to accelerate—the effect depends on concentration. Organic chemicals generally retard, and may completely inhibit cement set in some instances.

Severe thickening with oil muds occurs with cement mixing because such muds are thickened by water wet solids that are readily available in the high solids content cement. The small average cement particle size and large particle surface area contribute to the thickening problem, which is most serious when oil base mud and cement slurry densities are high. Also, oil emulsion muds often contain calcium chloride in the water phase, which can accelerate setting.

Pre-job tests at various oil mud/cement slurry ratios can indicate extent of potential thickening problems.

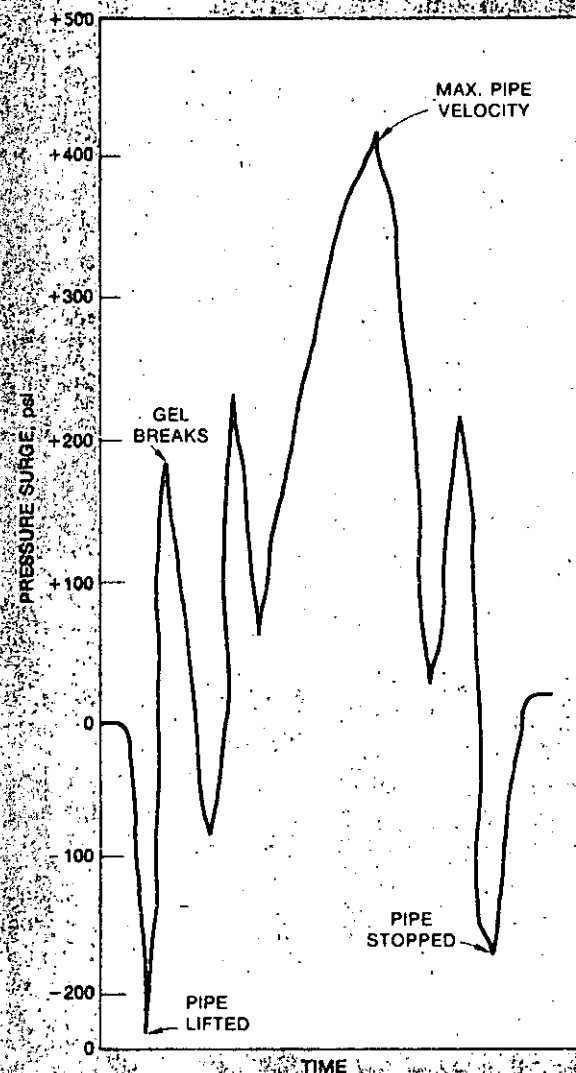


Fig. 44—Measured pressure surges associated with picking-up and running of a single casing joint. Casing was lowered smoothly after lifting. Clearly shown are the swab and surge effects caused by viscous drag, inertia and mud gel characteristics (after Burkhardt).¹⁰⁹

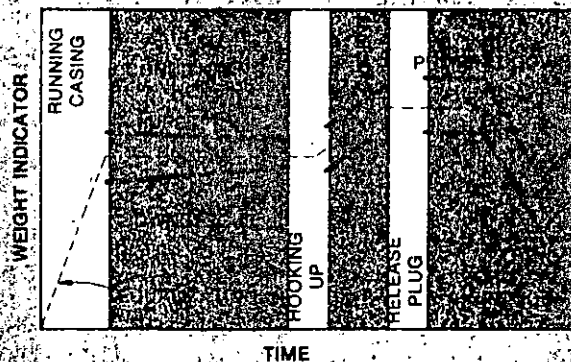


Fig. 45—Pipe weight on indicator on upstroke and downstroke indicates whether casing is moving freely. Changing weight reflects mud gel strength changes and density differences as cement is pumped, but difference between up and down stroke should remain fairly constant if pipe is free (after Barkis).¹¹¹

To prevent mud/slurry problems, it is best to minimize contact. The bottom wiper plug prevents contamination in the casing, and a spacer fluid reduces cement-

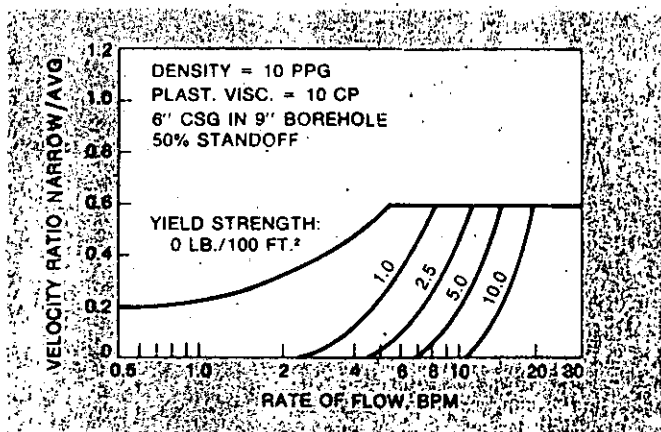


Fig. 46—Effect of fluid yield strength on velocity required to initiate flow in narrow side of eccentric annulus, for Bingham Plastic fluid with turbulent flow through annulus, see Fig. 40 (after McLean et al).²⁰

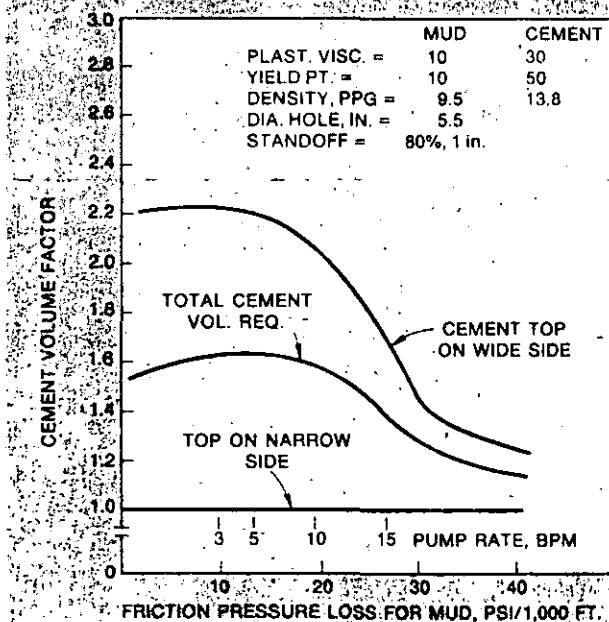


Fig. 47—Type of curve that can be designed for individual conditions to determine additional cement, to assure coverage of the narrow side of eccentric annulus. Multiply volume factor times volume of annulus from shoe to desired cement column height. Example: At 5 bpm: To get cement to 1,000 feet above the shoe on the narrow side, requires 1.6 times the 1,000-foot annulus volume. Final cement top on wide side will be 2,200 feet above shoe. Note how volume factor decreases with higher pump rates (after Graham).²¹

mud contact in the annulus.

Two bottom plugs may be required—one ahead, and one behind the spacer fluid—to prevent mud-cement contamination if: Contamination would create serious problems, and the spacer fluid does not by itself strip the mud film from the casing bore.

A single bottom plug, ahead of the cement, will remove the film and accumulate mud ahead of the plug and behind the spacer fluid (see Fig. 7, Part 1). This accumulated mud then can contaminate the cement.

A variety of spacer or preflush fluids are available, including water, brine, solutions of acid phosphates, diesel-oil (weighted or unweighted), oil base fluids and emulsions (oil in water, water in oil). Compatibility of both spacer and mud, and spacer and cement should be veri-

fied on every cement job. Selection of amount and type of spacer depends on type of mud being used and interaction problems between cement and mud.

A water flush, normally in turbulent flow, may aid mud displacement efficiency. Salt water has less tendency—than fresh water—to cause shales to swell or slough. However, fresh water, salt water or fluids containing dispersing surfactant should not immediately precede a high density cement slurry as thinning and weight material settling may occur.

DISPLACEMENT RATE, RHEOLOGY DESIGN

Generally, high displacement rates improve displacement efficiency if cement can be in turbulent flow up the annulus. Conditions that may prevent such flow include: Limited displacement rate capability (pumping equipment), a pressure window that limits displacement pressure and improper flow (rheological) properties of mud and/or slurry.

Providing extra pumping equipment is basically an economic decision, if wellbore conditions can tolerate higher displacement pressures: Formation conditions that determine the pressure window are fixed, and attempts to exceed those pressure limits may create serious problems.

Use of dispersants. The value of properly conditioned mud has been discussed. Fluid properties of the cement slurry can also be altered, i.e. dispersants can be added to lower gel strength to attain turbulent flow at lower displacement rates. This can be desirable where high pump rates would otherwise be required. By adding dispersant and lowering pump rate, an increase in effective contact time can be realized, along with the desired velocity profile.

However, if turbulence can be achieved at reasonable pump rates without dispersants, the resulting displacement should be better, i.e. turbulent flow is better than laminar flow, but additional turbulence may not be "better yet."

After turbulent flow is established, displacement efficiency increases with increased slurry flow resistance, as displacing drag forces increase with increasing contact pressure at the cement-mud interface. Thus, thinning the slurry to get "more" turbulence is not recommended.

The buoyancy effect of higher density cement slurry on lower density mud is a controversy in the literature.^{87,127,128} Such effects should provide a positive displacing force on bypassed mud as long as there is vertical continuity of the mud column to the top of the rising cement-mud interface.

Contact pressure at the base of the bypassed mud-cement interface increases with increasing height of cement. This should increase both displacing pressure and erosional effects due to increased contact pressure near the bottom of the bypassed mud column.

However, if the cement bypasses a portion of mud and then reestablishes complete displacement of the movable mud in the annulus above the bypassed mud, displacing drag forces may be the only effective force working to remove the mud. With these conditions, it is likely that a large portion of the bypassed mud will not be removed unless turbulent cement flow is maintained. Sufficient contact time should be provided to allow the cement-mud

drag forces to erode away any bypassed mud; a minimum of 10 minutes is recommended.⁹⁷

How to utilize plug flow. When wellbore conditions are such that turbulence cannot be achieved, displacing with cement in a plug flow regime can maintain a flatter velocity profile in the annulus.¹²⁷

While drag forces are not as effective as with turbulence, they can be maximized by increasing cement gel strength as high as possible, particularly in the lead part of the slurry.

Also, cement density can improve plug flow displacement when it is maintained at least two pounds per gallon heavier than the mud.¹²⁷

Centralized pipe and rotational movement may improve displacement efficiency. But reciprocal movement should be avoided, as intermittently increasing cement velocity could bypass mud.

Pumping rates should produce annular rising velocity not greater than 90 feet per minute. Under some conditions this cannot be accomplished by controlling pump rate, i.e. with U-tube effect of higher density cement, and/or presence of lost circulation.

How to improve laminar flow displacement. Wellbore and/or surface conditions that prohibit turbulent flow may also prohibit plug flow. When these not-uncommon circumstances exist, an alternative is to alter cement rheological properties to increase apparent slurry viscosity.

Displacement, even in laminar flow can be effective if the slurry is thicker (has higher yield strength and plastic viscosity) than the mud; and if sufficient volumes are used to obtain desired cement height on the narrow side of an eccentric annulus.^{98,99}

One guide for cement rheological design is to have cement yield strength exceed mud yield strength by a factor equal to maximum annulus clearance divided by minimum annulus clearance.

Even though turbulence will not be achieved, the highest practical pump rate is recommended, as the difference between mud and cement velocities on the wide side vs. the narrow side is reduced as rate increases, Fig. 46.

The cement volume used under these displacement conditions should be such that the final height of cement on the narrow side is above any zones to be protected. This volume can be determined from design curves based on specific mud and cement properties and casing-wellbore configurations (eccentricity), Fig. 47.

This data should be derived from well site measurements of mud and cement slurry rheological properties and calipered hole size information. The detailed design curve determination is available in the literature.⁹⁸

Coming next month: Primary cementing techniques, proper use of downhole and surface equipment.

How to improve mud displacement during primary cementing

1. Center pipe in the borehole
2. Move casing during mud conditioning and cementing
 - Rotation is best for removing mud channels from narrow side of non-centered casing
 - Reciprocation aids in achieving turbulence. Do not use when displacing in plug flow
 - Combined rotation-reciprocation is most effective when displacing with turbulent flow
3. Know formation pressure limits in the wellbore
 - Lower limit is that required to maintain positive formation control
 - Upper limit is a function of the formation's strength, its resistance to hydraulic fracturing
4. Condition mud prior to cementing
5. Avoid adverse mud-cement reactions
 - Use proper spacer fluids or flushes and wiper plugs
6. Control displacement rates and slurry rheology
 - Use high rates where turbulence can be maintained in the widest annular area, across interest zones
 - With turbulent flow, provide adequate contact time for mud removal
 - When turbulence cannot be developed and maintained, consider lower rates to achieve plug flow in narrowest annular areas, across interest zones
 - If neither condition can be attained, adjust cement properties to achieve high yield strength and plastic viscosity, displace at the highest practical rate and use sufficient volume to get desired height on narrow side of eccentric annulus

⁹⁷ Brown, R. W., et al., "Cement Rheology—A Tool for Better Completions," *Petroleum Engineer*, February 1963.

¹⁰⁰ Howard, G. C. and Clark, J. B., "Factors to be Considered in Obtaining Proper Cementing of Casing," *API Drilling and Production Practice*, 1948, pp. 257-272.

¹⁰¹ Dodge, D. W. and Metzner, A. B., "Turbulent Flow of Non-Newtonian Systems," *AIChE Journal*, Vol. 5, No. 2, June 1959.

¹⁰² Robertson, R. E. and Stiffs, H. S., Jr., "An Improved Mathematical Model for Relating Shear Stress to Shear Rate in Drilling Fluids and Cement Slurries," *SPEJ*, February 1976.

¹⁰³ "Standard Procedure for Testing Drilling Fluids," *API RP13B*, Sixth Edition, April 1976.

¹⁰⁴ "Testing Oil Well Cements and Cement Additives," *API RP10B*, Ninth Edition, January 1974.

¹⁰⁵ Rogers, W. F., *Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids*, Third Edition 1963, Gulf Publishing Co., Houston.

¹⁰⁶ Ormsby, G. S., "Calculation and Control of Mud Pressures in Drilling and Completion Operations," *API Drilling and Production Practices*, 1954, pp. 44-55.

¹⁰⁷ Brice, J. W., Jr., and Holmes, B. C., "Engineered Casing Cementing Programs Using Turbulent Flow Techniques," *JPT*, May 1964.

¹⁰⁸ Teplitz, A. J. and Hassebrook, W. E., "An Investigation of Oil-Well Cementing," *API Drilling and Production Practice*, 1946, pp. 76-103.

¹⁰⁹ Burkhardt, J. A., "Wellbore Pressure Surges Produced by Pipe Movement," *JPT*, June 1961.

¹¹⁰ Holloy, J. A., "Field Proven Techniques Improve Cementing Success," *World Oil*, August 1976.

¹¹¹ Barkis, B., "Primary Cementing, The Critical Period," *B&W*, Inc., Technical Literature.

¹¹² Clark, E. H., Jr., "A Graphic View of Pressure Surges and Lost Circulation," *API Drilling and Production Practices* 1956, pp. 424-438.

¹¹³ MacPherson, L. A. and Berry, L. N., "Prediction of Fracture Gradients from Log Derived Elastic Moduli," *The Log Analyst*, September 1972, pp. 12-19.

¹¹⁴ Matthews, W. R. and Kelly, J., "How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient from Electric and Sonic Logs," *Oil and Gas Journal*, February 20, 1967, pp. 92-106.

¹¹⁵ Eaton, B. A., "Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oil-field Operations," *JPT*, October 1969, pp. 1,353-1,360.

¹¹⁶ Taylor, D. B. and Smith, T. K., "Improved Fracture Gradient Estimates in Offshore Drilling Operations," *API Drilling and Production Practice* 1970, pp. 41-50.

¹¹⁷ Cardwell, W. T., Jr., "Pressure Changes in Drilling Wells Caused by Pipe Movement," *API Drilling and Production Practices*, 1953, pp. 97-112.

¹¹⁸ Schuh, F. J., "Computer Makes Surge Pressure Calculations Useful," *O&GJ*, August 3, 1964.

¹¹⁹ Bazer, D. A. and Owen, H. B., Jr., "Field Application and Results of Pipe Tripping Nomographs," Paper SPE 2656, 1969.

¹²⁰ Fontinot, J. E. and Clark, R. K., "An Improved Method for Calculating Pressures in a Drilling Well," Paper SPE 4521, presented at Fall Meeting, Las Vegas, Nev., September 30-October 3, 1973.

¹²¹ Carney, L. L., "Cement Spacer Fluid," Paper SPE 4784, presented at Formation Damage Symposium, New Orleans, La., February 7, 8, 1974.

¹²² Morris, E. F. and Motley, H. R., "Oil Base Spacer System for Use in Cementing Wells Containing Oil Base Drilling Muds," Paper SPE 4610, presented at Fall Meeting, Las Vegas, Nev., September 30-October 3, 1973.

¹²³ Beurte, R. M., "All Purpose Cement-Mud Spacer," Paper SPE 5691, presented at Formation Damage Control Symposium, Houston, January 29-30, 1976.

¹²⁴ "The Effects of Drilling-Mud Additives on Oil-Well Cements," *API Bulletin D-4*, Corrected Edition, March 1963.

¹²⁵ Anderson, F. M., "Effect of Mud-Treating Chemicals on Oil-Well Cements," *O&GJ*, September 29, 1952.

¹²⁶ Tschirley, N. K., "Cementing in Oil Muds," *Petroleum Engineer*, May 1975.

¹²⁷ Parker, P. N., et al., "An Evaluation of a Primary Cementing Technique Using Low Displacement Rates," Paper SPE 1234, presented at Fall Meeting, Denver, Colo., October 3-6, 1965.

¹²⁸ Garvin, T. and Slagle, K. A., "Scale Model Displacement Studies to Predict Flow Behavior During Cementing," *JPT*, September 1971.

LITERATURE CITED

- ⁹⁸ McLean, R. H., Manry, C. W. and Whitaker, W. K., "Displacement Mechanics in Primary Cementing," *JPT* Vol. 19, February 1967.
- ⁹⁹ Clark, C. R. and Carter, L. G., "Mud Displacement with Cement Slurries," *JPT*, July 1973.
- ⁹⁷ Graham, H. L., "Rheology-Balanced Cementing Improves Primary Success," *O&GJ*, December 18, 1972.

Cementing oil and gas wells

Part 5—Guidelines for downhole equipment use, stage cementing methods, new concepts for cementing large diameter casing

George O. Suman, Jr., President, and **Richard C. Ellis**, Project Engineer, Completion Technology Co., Houston

10-second summary

Concepts and applications of cementing equipment used on casing strings during primary cementing are explained along with a discussion of stage cementing, mixing and density measuring devices, and how to cement large diameter casing by the stab-in method.

PREVIOUS ARTICLES in this series have presented the basic principles of hole preparation, casing handling, cement slurry chemistry and additive selection—and how mud is displaced by the cement slurry.

This article will discuss downhole and surface equipment used in conventional primary cementing, with emphasis on the common problem of lost circulation. Special considerations for each of the casing strings—conductor, surface, intermediate and production—are reviewed and new ideas are presented for cementing large diameter casing.

Realizing that this subject covers a broad range of commercially available products and that design features of the equipment mentioned may vary widely among manufacturers, it is the intent of the authors to stress basic concepts and applications, and general precautions.

Equipment used in conventional primary cementing normally includes a casing guide shoe, float collar, bottom and top wiper plugs, cementing head, centralizers, mixing equipment and pumps, Fig. 48.^{129, 130, 131} Rotating or reciprocating type scratchers, multiple staging equipment, external casing packers, metal petal baskets and/or other specialized cementing equipment are frequently required. And, resin-sand coated casing, external casing seal rings and devices for increasing the annular velocity and/or swirling cement are sometimes applied.

TYPES OF SHOES, COLLARS

In most cases, except in certain shallow wells, a round-nosed shoe is run on the bottom joint to guide the casing

past borehole irregularities encountered while running the string. Three types of shoes are commonly used: Guide shoes (without valves of any kind), float shoes and differential or automatic fill-up types, Fig. 49.

Collars have basically the same features as shoes. They are commonly known as baffle collars (without valves), float collars, and differential or automatic fill-up collars, Fig. 49. Located one or more joints above the shoe, the collar, in addition to float and fill-up functions, acts as a seat for pump-down wiper plugs. It thus indicates when cement placement is complete, and controls the amount of cement left in the casing. Since cement immediately below the wiper plug may be contaminated, the collar should be positioned to minimize the amount of contaminated cement pumped out around the shoe.

The guide shoe or baffle collar has an open bore somewhat smaller than pipe inside diameter. The float type contains a check valve which prevents backflow of cement into the casing after the cement job has been completed. This feature also prevents flow into the bottom of the casing during running.

When float equipment is used, the casing rides or floats down to the desired depth because it is partially empty and somewhat buoyant. When using float shoes or collars, buoyancy is controlled by the amount of fluid placed inside the casing from a surface fill-up line. The casing is normally filled at regular intervals (say every five to 20 joints). Partial filling is also required to prevent collapse of large diameter casing.

Differential/automatic fill-up shoes and collars provide partial fill-up of the casing during running, using either differential pressure, Fig. 49, or—for the automatic type—a predetermined-size orifice. Most single, differential fill-up units (shoe or collar) keep the casing about 90% full, unless the well's fluid level is low due to lost circulation. An additional differential fill-up unit results in about 81% fill-up. Of course, neither type of "automatic" fill-up equipment should be run in combination with float equipment.

Pumping fluid through some types of "automatic" fill-up units converts them to conventional float valves. In other types, a ball is pumped through the tool for conversion, Fig. 50. This type preserves the "automatic" fill-up feature if attempts are made to break circulation during running.

Differential fill-up equipment is frequently used on long

strings to: Reduce surge pressures by permitting part of the displaced mud to enter the casing, rather than all being forced up the annulus; to provide continuous

partial fill, thereby reducing running time, and to avoid the hazard of casing collapse.

Some reasons for selecting float equipment without fill-up features are:

- The casing can be filled with well-conditioned mud, and entry of extraneous materials from the borehole is avoided, i.e. shale cavings, cuttings and LCM.
- This equipment is somewhat simpler in operation and, possibly, more reliable.
- It gives more positive indications of wellbore fluid gains or losses; and it offers positive downhole casing shut-off if the well tries to kick.
- There is a more or less continuous and progressive "breaking" of gelled mud in the borehole.

Pressure surges causing formation fracturing and lost circulation can be prevented by limiting casing running speed. Running casing at speeds which provide annular flow rates acceptable during drilling is normally safe (see Fig. 43, Part 4). Surge pressure should be calculated to determine safe running speed where clearance between hole and casing is small (Part 4). Other considerations in establishing running speed include: Presence of bridges or key seats or doglegs; proximity of the shoe to total depth, and, occasionally, the number of scratchers and centralizers.

If there is lost circulation material in the mud system, "automatic" fill-up equipment should not be used. And if use of lost circulation material in the slurry is planned, bottom wiper plugs and float equipment—perhaps with the exception of flapper valve types with straight-through openings—may have to be avoided.

As an extra precaution to supplement visual tool inspection, fluid can be pumped through float and fill-up equipment after make-up to verify operation before running to bottom.

Following cement placement—and after bumping the top plug—the pressure normally is released. This release should be rapid, to activate the check valve. If backflow is observed, pressure must be maintained until the cement sets up. However, excessive internal pressure expands the casing and it can contract and form a micro-annulus when the pressure is released—after the cement sets (see Part 1).

Float, baffle and fill-up collars are normally made with equal or greater burst and collapse strength than the casing on which they are run. For shoes, however, these design criteria are not generally considered critical, as high burst and collapse strength is not required at this location in the string after drill-out.

WIPER PLUGS, CEMENTING HEADS

Wiper plugs are used to separate the cement from preceding or following fluids, Fig. 51. The bottom plug also removes mud from the wall of the casing, and prevents this mud from accumulating beneath the top plug and being deposited around the lower casing joints (Part 1).

After reaching bottom; the diaphragm in the bottom plug ruptures and cement is displaced out the bottom of the pipe and around the casing. The top plug seats on

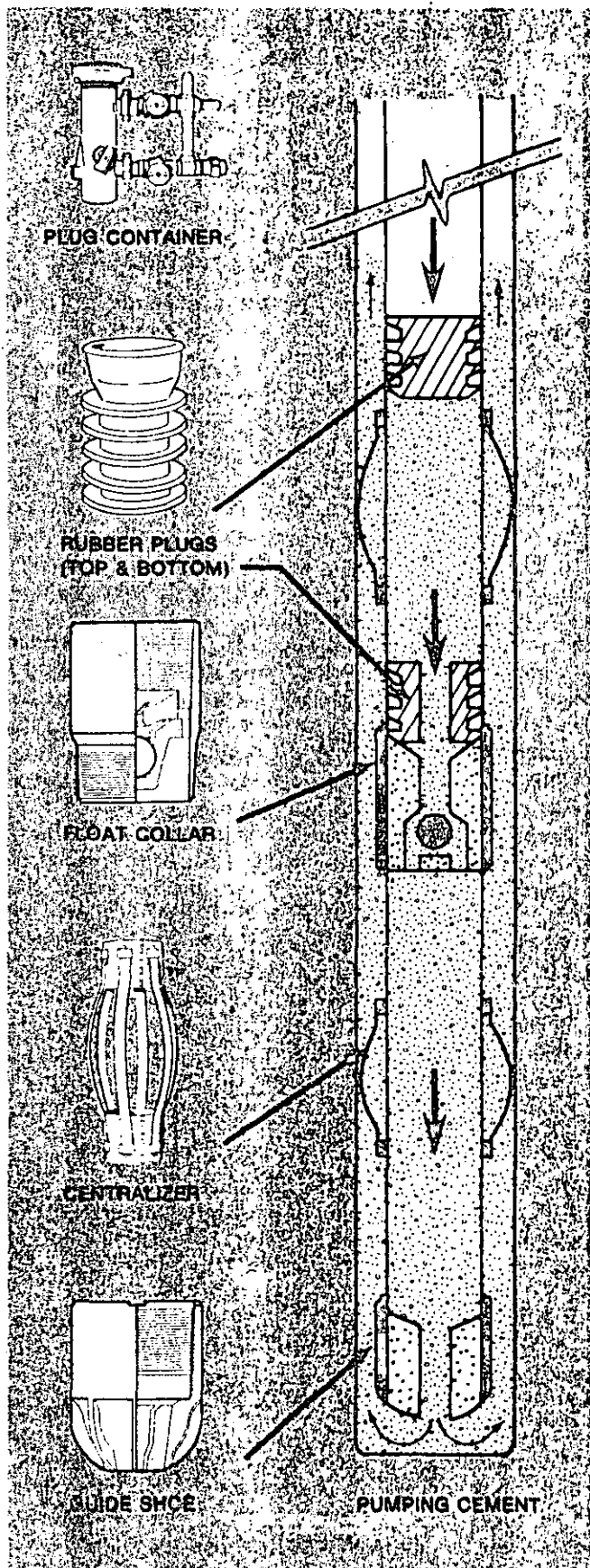


Fig. 48—Main equipment components of a typical primary cement job in a moderate depth well where additional accessories such as scratchers, stage collars, etc. are not required.

the bottom plug or float collar, after being displaced to bottom, and shuts off flow.

Cementing heads are available which hold one or more plugs. When the two-plug system is used, the operator should verify that the bottom plug is, in fact, placed in the bottom position in the cementing head. A mechanical device should be used to give visual proof when the top plug leaves the head. The cementing manifold should be connected so that the plug can be pumped out of the cementing head with the displacing fluid.

If the cementing head is located far out of reach, delays may be encountered in releasing the top plug and pumping may be interrupted for a period of time to the detriment of the operation. Pup joints may have to be used to keep the cementing head within reach so that such delays can be minimized.

At this time the cement is usually falling down the casing on a vacuum. And displacing fluid can be siphoned into the casing below the top plug (before it is released) if the valve to the supply source is not kept closed. Since the fluid can be siphoned through the cementing pump, the valve should not be opened until the top plug has been released.

Another precaution taken by some service companies is to pump a small volume of cement on top of the top plug before switching to displacing fluid.

A bottom plug is not recommended with large amounts of lost circulation material in the slurry or with badly rusted or scaled casing, as such material may collect on the ruptured diaphragm.

Displacement of the top plug should be carefully monitored. The volume of fluid behind the plug should be determined from calibrations on the cementing unit tanks or by measuring out of a mud storage tank. Another method is to count pump strokes and convert to volume by applying a known pump efficiency. If available, a flowmeter can be used to verify volumes pumped.

Pumps should be slowed as the pre-calculated displacement volume is reached, to avoid sudden bumping of the top plug and excessive pressure. A mudline pop-off valve is a desirable safety precaution.

If the top plug does not bump at the calculated volume (allowing for displacement fluid compressibility), displacement should be stopped.

Accurate volume measurements can be important in trouble-shooting a problem cement job, as well as in keeping track of the location of the top plug.

CENTRALIZERS

Casing centralizers are used to: Improve displacement efficiency (Part 4); to prevent differential pressure sticking (Part 1), and to keep casing out of key seats.

Two general types of centralizers are spring-bow and rigid. The spring-bow type has greater ability to provide stand-off where the borehole is enlarged. The rigid type provides more positive stand-off where borehole is to-gauge. Special close-tolerance centralizers may be used on liners. Important design considerations are: Positioning, method of installation and spacing.

Centralizers should be positioned on casing: Through intervals requiring effective cementing; on casing adjacent to (and sometimes, passing through) intervals where differential sticking is a hazard, and occasionally

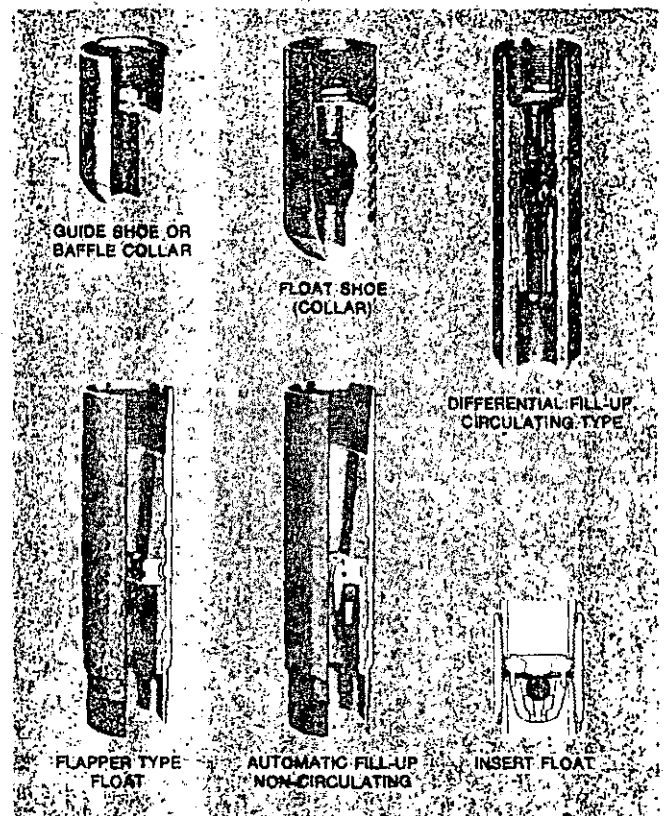


Fig. 49—Examples of commonly used shoes and collars. Two fill-up devices are shown, the differential shoe or collar allows circulation while running pipe. With orifice type automatic fill-up device, high circulation rate shears the orifice retainer, converting tool to flapper type float. Insert float fits in casing collar recess between joints. (Courtesy Bakerline and Dowell)

on casing passing through dog-legs where key seats may exist.

Effective cementing is important through production intervals and around the lower six joints of surface and intermediate casing strings—to minimize likelihood of joint loss. Particularly susceptible to differential pressure sticking are permeable zones where pressure is depleted and/or high mud overbalance pressure exists. Small clearance between casing and borehole, high deviation of the borehole and poor quality mud all increase differential sticking hazard (Part 1); proper centralization reduces the harmful effects of these conditions.

Although centralizers may appear to be unnecessary obstructions on the pipe, they are effective and should be used where applicable. Correct positioning requires a caliper log of the wellbore so that locations correspond with to-gauge sections of the borehole.

Installation method depends on type, i.e. solid body, split body or hinged. The hinged type is most commonly installed.

Centralizers are held in their relative position on the casing either by the casing collars or mechanical stop collars, Fig. 52. The restraining device (collar or stop collar) should always be located within the bow-spring type centralizer so the centralizer will be pulled—not pushed—into the hole. Therefore, the bow-spring type centralizer should not be allowed to ride free on a casing joint.

API has established specifications for casing central-

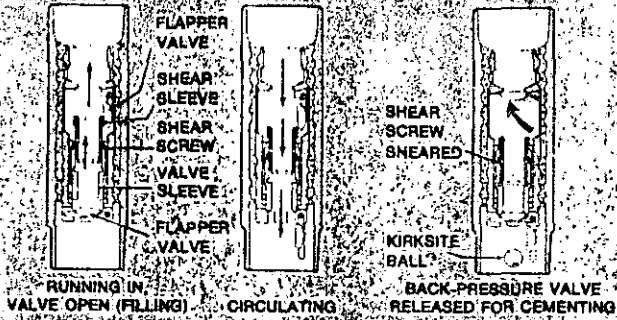


Fig. 50—Principle of differential fill-up operation. Pressure area differential on valve sleeve favoring the inside makes it engage lower flapper when casing is 90% full. Circulation has no effect on tool, center, until dropped ball shears the second sleeve, permanently releasing the upper flapper, right.

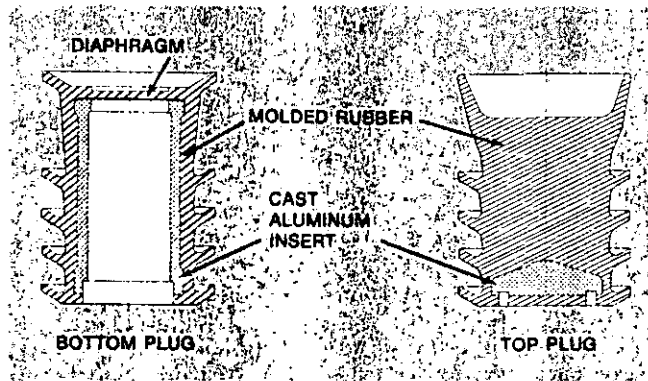


Fig. 51—Top and bottom wiper plugs. Diaphragm in bottom plug ruptures with pressure increase to allow slurry passage. Solid plug, right, follows slurry. All plug material is drillable.

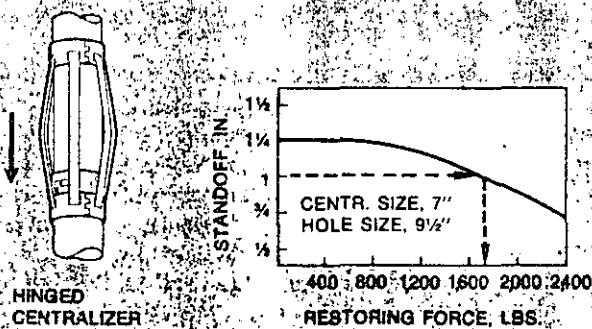


Fig. 52—Example of spring-bow centralizer contained by stop collar so that device is pulled into hole. Load-deflection curve for a centralizer gives lateral force on casing at various deflections. For the example curve shown¹³³, it takes over 1,700 pounds to move the casing 1/4 inch off center.

izers, covering specific hole sizes and casing sizes and weight.¹³² Starting force, permanent set and restoring force are defined and specified for individual sets of conditions.

Starting force is the force required to start the centralizer into previously run casing, as determined by API test. The maximum starting force permitted is less than the weight of 40 feet of medium weight casing on which the centralizer is run.

Permanent set is the constant bow height of the bow-springs after each bow-spring has been flattened 12 times. Maximum starting force is determined before permanent set—restoring force after.

Restoring force is the force exerted by a centralizer against the borehole to keep the pipe away from the wall. Centralizer restoring force capacity is determined through API test procedures and can be presented as a load-deflection curve, Fig. 52.¹³³ The minimum API restoring force must equal $2(w) \sin 30$ degrees—where (w) equals weight of 40 feet of medium weight casing and 30 degrees represents an average hole angle—at a casing to borehole stand-off 0.67 times average casing to borehole clearance. The factor (2) compensates for doglegs and is not applied for casing sizes from 10 3/4—20-inch.

Centralizer spacing. Load-deflection curves may be used for determining spacing required to achieve desired stand-off. And it should be noted that stand-off required to prevent differential pressure sticking will normally be less than that to properly centralize casing for good displacement efficiency. The lateral load imposed on a casing centralizer is the combined effect of centralizer spacing, casing weight, hole angle, weight of casing below the centralizer and dogleg (even though minor). The equation is:

$$\text{Lateral load} = \text{Casing weight component} \pm \text{tension component} = m \cdot W \cdot L \cdot \sin \theta \pm 2(T) \sin \delta$$

Where:

- m = Steel in mud buoyancy factor
- W = Weight per foot of casing, pounds
- L = Distance from centralizer to next lower centralizer, feet
- θ = Borehole angle, degrees
- T = Tension (pulling force) due to casing below centralizer
- δ = One-half the change in angle between centralizer and next lower centralizer

When a dogleg exists between centralizers, expressed in degrees per 100 feet, then

$$\delta = \frac{\text{Dogleg (degrees/100-ft.)} \times \text{Spacing (ft.)}}{200}$$

$$T = \sum m \cdot W \cdot L \cdot \cos \theta \text{ for casing sections below the centralizer (the weight of the casing in mud is a close approximation for hole angles below the centralizer of 25 degrees or less)}$$

The sign (\pm) for the second term depends on the direction of the dogleg (usually the sign is negative for a build-up in angle and positive for a drop-off in angle). The positive sign provides a more conservative (higher) calculated load and may be acceptable because of other unknowns in a deviated hole.

Example calculation: For: $m = 0.847$ (10 ppg mud); $W = 40.0$ lb/ft, 9 3/8 inch casing; $L = 45$ feet (centralizer spacing); $\theta = 25$ degrees; 916 feet of casing below centralizer, and a 2 degree/100 foot dogleg:

$$\text{Lateral load (additive dogleg)} = (0.847)(40.0)(45)(0.4226) \div 2 \{[(0.847)(40.0)(916)] 0.00785\} = 644 + 487 = 1,131 \text{ lb.}$$

$$\text{Lateral load (Subtractive dogleg)} = 644 - 487 = 157 \text{ lb.}$$

Some iteration (trial and error calculation) is required in calculating centralizer spacing in this manner because a centralizer spacing must be assumed and then the lateral load on the centralizer calculated. The load then

must be compared to the centralizer load deflection curve, Fig. 52, to determine whether the desired stand-off will be achieved. If not, then a closer spacing must be assumed.

Rules of thumb for centralizer spacing in vertical holes

Surface casing—One centralizer should be placed immediately above the shoe and one at the top of each of the bottom six joints, to insure centralization and uniform placement of cement in this critical section for reasons given in previous articles. Centralizers may also be installed to improve cement placement around any critical water sands.

Intermediate casing—One centralizer should be placed immediately above the shoe and one at the top of each of the bottom six joints. Centralizers may also be placed within the cement interval to ensure uniform cement distribution opposite critical zones.

Production casing—Place one centralizer immediately above the shoe and one at the top of each of the bottom six joints. They should be placed on every joint through the producing zones and extending 100 feet above (and below, if applicable). Other potential problem zones, key seats, sticking areas, etc. should also be protected with centralizers.

Liners—Use centralizers if clearance and hole conditions permit.

Stage cementing—Centralizers should be spaced over the cemented interval above the stage collar and one joint below, since there is no casing movement in such jobs. When used the external packer would act as the lower centralizer.

Some manufacturers provide centralizers for installation on a given casing size, with several bow-spring sizes to accommodate starting and restoring force requirements for different previously run casing sizes. Therefore, size of both casing to be installed and the previously installed casing (or hole) should be specified when equipment is ordered.

WIPERS, SCRATCHERS

Wipers and scratchers are used primarily to remove borehole mud cake. They also aid in breaking-up gelled mud. Both rotating and reciprocating styles are available, Fig. 53 (also see Part 4). These devices are rarely used on liners because of close clearances.

Rotating type wipers or scratchers are run across the zone of interest plus an additional 20 feet above and below the zone. Reciprocating type scratchers are generally spaced at 5 to 15-foot intervals throughout the zone plus the additional 20 feet above and below. When reciprocating, the vertical casing movement should always exceed the distance between wipers or scratchers. If reciprocal movement equals the spacing, removed mud cake and cuttings can accumulate at the end of each stroke.

When wipers or scratchers are used, mud circulation should always be started before pipe is moved. And pipe should be moved slowly at first. If no pipe movement is planned, these devices should not be run.

MULTIPLE STAGE EQUIPMENT

Multiple stage cementing consists of conventional placement of cement slurry around the lower portion of a casing string followed by placement of successive upper stages through ports in a stage or port collar, Figs. 54, 55.^{13*} Although most stage cementing is done in two

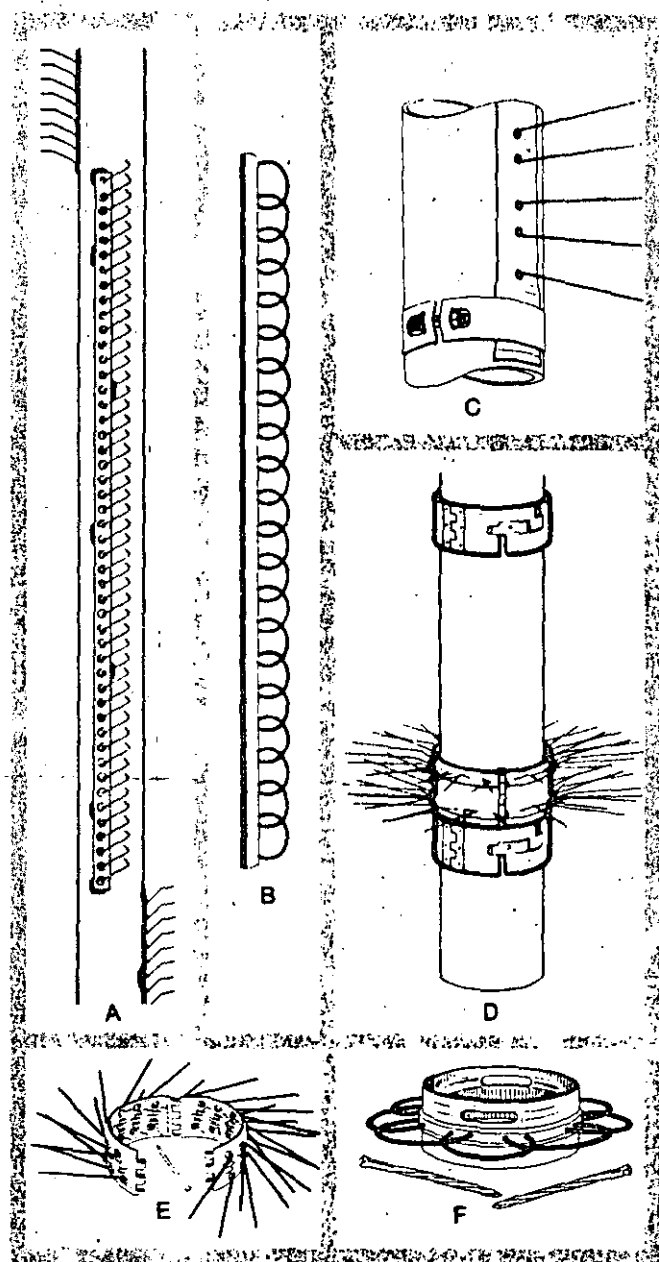


Fig. 53—Examples of commonly used rotating and reciprocating type wipers and scratchers. Rotating type (A; B, C) are spot welded or clamped. Reciprocating types (D, E, F) move between stop collars or are secured in-place with drive-set nails.

stages, additional stages are possible.

Stage cementing can be used: When a long column of cement is required and weak formations are present which will not support the hydrostatic head; when two or more widely separated intervals are present which must be cemented (for instance, an upper high pressure gas or water sand), or when special situations exist such as in the Arctic where casing suspension is desired below the base of the permafrost.

In deep, hot wells, stage cementing may also be required to place slurry with proper temperature characteristics at the desired level, i.e. retarded cement with adequate thickening time for hot formations may not set-up if it is circulated to low temperature, shallow zones.

Stage or port collars may also be used for placing special fluids in upper portions of the casing string for

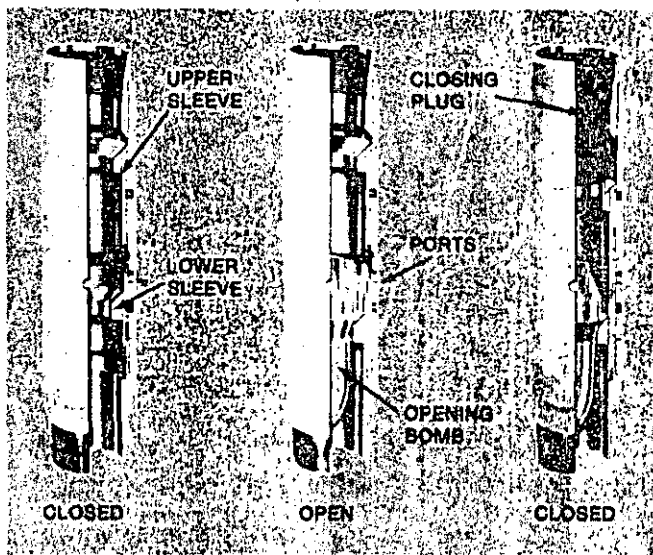


Fig. 54—Stage collar operation. Tool is run in closed position, left. When lower stage is complete, bomb is dropped to move lower sleeve down exposing ports, center. Wiper plug following second stage slurry, right, moves upper sleeve down closing all ports with cement outside casing. (Courtesy Dowell)

protection against freezing, corrosion or fault movement. Advantages of port collars are that they can be opened and closed repeatedly, Fig. 55.

When wellbore fracture gradient profile is known, the stage cementing operation can be tailored more specifically to existing conditions.¹³⁵ For example, high density cement can be utilized and the cement column brought above the weak zone during the first, conventional stage. After that stage has set and the weak zone is sealed-off, a column of cement which would otherwise have fractured the weak zone and caused lost circulation can be introduced at the stage collar.

Other combinations of formation fracture gradients and cement densities and column height can be handled utilizing two and three stages.¹³⁴ Fracture gradients in the above example were determined primarily during stimulation treatments. Squeeze cementing fracture gradient information was also utilized.

Stage collars are most commonly used for this purpose, Fig. 54. The stage collar contains ports which are initially isolated by a sliding sleeve(s). The sleeve(s) can be moved downward to open the ports—and later close them—with a special bomb or tripping plug. The stage collar is used in combination with: Special plug catching baffles, bypassing bottom and shut-off wiper plugs, port opening bomb or tripping plugs and closing wiper plugs.

Typical application. The stage type tool is installed in the desired place in the casing string as it is being run.¹³⁶ In the first stage, cement is circulated around the shoe and part way up the annulus—sometimes up to the location of the stage collar. After cement has been placed around the bottom of the casing, the multiple stage tool is opened hydraulically by plugs. The well then can be circulated with mud, if desired.

The upper cementing operation(s) may proceed immediately, or the lower stage may be permitted to set-up. The final plug, following the upper stage cement slurry, closes the ports in the stage collar.

When a port collar is used, casing is run with one or

more port collars in-place, in the closed position. The first stage primary cement job is conducted in the conventional manner. The casing then is landed. Drill pipe is run with a special tool for opening, closing and packing-off the collars. One port collar can be opened, and cement placed. That collar then is closed, the next collar is opened, cement is placed, and so on. With all collars closed, excess cement is reverse circulated.

When these devices are used, an external casing packer or metal petal basket is commonly installed below the collar to prevent cement from falling through mud in the annulus. This precaution is particularly appropriate when weak zones exist below the collar.

One disadvantage to stage cementing is that the casing cannot be moved (rotated or reciprocated) after the first stage has set. This increases the possibility of channeling and incomplete mud removal.

Although stage cementing equipment has proven to be quite reliable, it is always possible that the collar will not close and seal completely. If this happens, satisfactory remedial cementing at shallow depths, particularly when the well is completed in deeper high pressure zones, may not be possible. However, the only alternative to use of

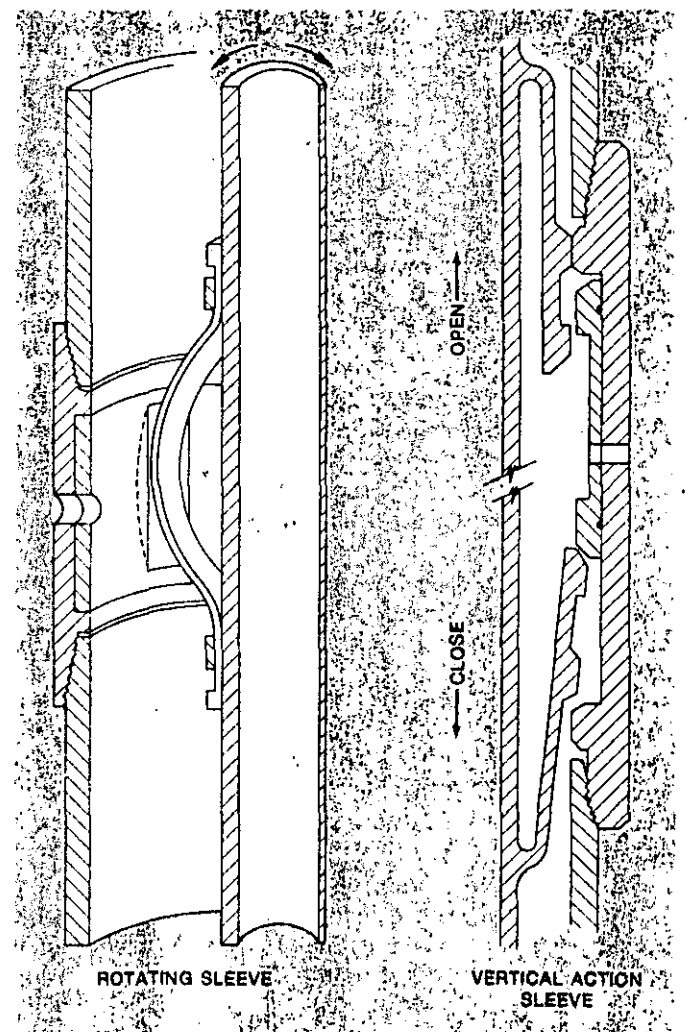


Fig. 55—Operating principle of two types of port collars that can be repeatedly opened or closed by rotation of tubing or drill pipe, left, or by vertical movement, right. Use of cup type packers and additional ported sleeves on the inner string (see Fig. 59) allow cement to be placed through one or more casing port collars.

collars—if stage cementing is absolutely necessary—is perforating, cementing and squeezing the perforations. Use of stage cementing collars is certainly preferable to this alternative.

External casing packers, available in both solid rubber and inflatable styles, are becoming more widely applied in primary cementing to reduce the cost of remedial work. The external casing packer is frequently applied in lieu of the metal petal basket where positive control is required. Packers also help centralize the casing.

The use of the external casing packer and a stage collar as a pack-off shoe or collar is illustrated in Fig. 56. This combination has been effective in preventing loss of cement to rat hole and contamination of the primary cement job cement with mud. Inflatable external packers and port collars have also been applied for cementing between zones to be open hole gravel packed as discussed in a previous series (see *WORLD OIL'S Sand Control Handbook*, page 44).

MIXING EQUIPMENT, DENSITY CONTROL

Dry cement must be mixed with the proper amount of water to ensure that slurry and set cement properties are as designed. Effects of inadequate or excessive water are discussed in Part 3 of this series.

For most slurries, the jet mixer will provide a uniform mixture.¹³⁵ Special mixing equipment is sometimes required for high density cement, high viscosity cement and jobs in which precise composition and blending of all additives is particularly critical (such as liner and squeeze cementing operations). Density measurements are used to verify proper cement/water mix ratios during the job.

The jet mixer induces a partial vacuum at the venturi throat which draws in the dry cement. High stream turbulence then provides thorough mixing. This type of mixer is simple, reliable and rugged. Some cementing compositions require the use of specially designed and sized nozzle units. Jet mixers are capable of handling 50 sacks per minute.

One disadvantage of high pressure jet mixers is that two pumps are tied-up during the mixing operation—one mixing, the other pumping fluid downhole.

Special mixing equipment available through service companies utilize a variety of mixing principles. Two basic types are “continuous” and “batch”. Mixing and/or blending is achieved with continuous methods through: Cyclone or whirlpool action; recirculation; jet turbulence, or a combination of these actions. Larger “tub” storage of mixed slurry tends to improve uniformity.

Mixing and/or blending is achieved with batch methods through use of: Propeller or impeller type mixers; paddle mixers; ribbon blenders; pneumatic mixing, and rotation of the cement tank (similar in appearance to those used in construction).

The amount of cement that can be mixed in a batch unit is limited. However, several batch type units can be combined to provide continuous operation on large jobs. Batch mixing provides the most accurate and thorough mixing of all slurry components.

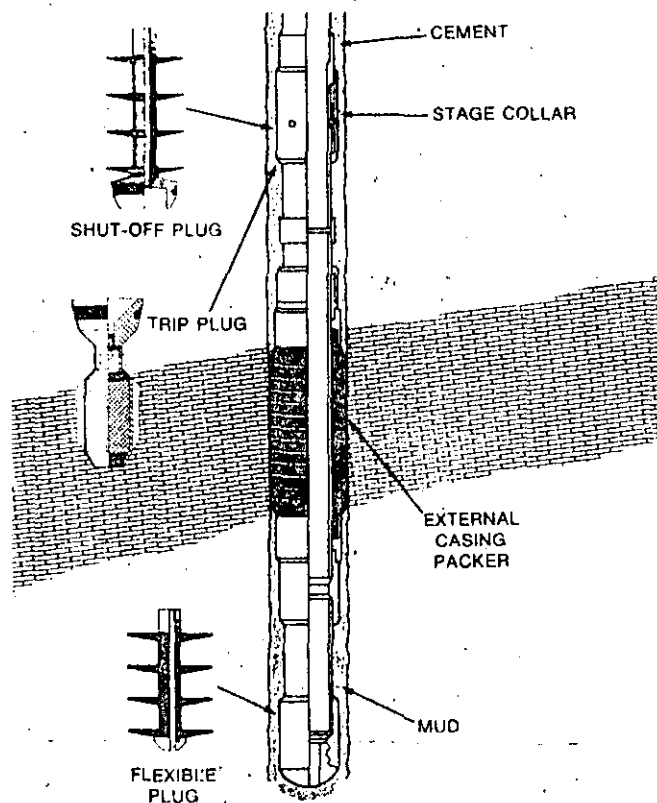


Fig. 56—Schematic of inflatable external packer used with a stage collar to pack off above a weak zone or open hole section. Flexible plug is first pumped to the shoe and pressure is applied to inflate the packer element. The tripping plug opens the sleeve for cementing and the shut-off plug closes the sleeve permanently. Other variations are possible using hydraulically operated cementing collars.

Continuous and batch units can also be combined in series. The various types of equipment have different limits in mixing rate, storage or “holding” volume and pump rate. The service company should be consulted regarding specifications, availability and suitability of units for particular applications.

Density measurements are used to control the mixing operation. Variations in density during a job can result from: Non-uniform blending of dry components; changes in the water-to-cement ratio; air entrainment in the sample, or a combination of these possibilities.

Density is measured as samples with balances (two types), or continuously with radioactive devices or a force-balanced U-tube.¹³⁷⁻¹³⁹

Density is usually obtained with a standard API mud balance. The device is simple, easy to use and gives reasonably correct values when precautions are taken to avoid air entrainment. Avoid sampling the upper, aerated portion of the slurry in tub, blender or mixer.

Accuracy can be improved by using the API pressurized fluid density balance in which the slurry is pressured to about 400 psi with a hand pump before weighing. In this device the air occupies a negligible volume.¹³⁷

LOST CIRCULATION, VOLUME CALCULATIONS

Lost circulation is normally handled in primary cementing by either: Using a low density slurry to prevent formation breakdown and/or using stage equipment if

the breakdown pressure would be exceeded by bringing the cement up in one stage.

Low density slurries may be desirable for minimizing downhole pressure and avoiding lost circulation, but the high strength of neat cement may be preferred through completion intervals and around lower casing joints. Bridging material is added in only small concentrations, if at all, to avoid problems with plugs and float equipment, and bridging in the casing-wellbore annulus, see table.

Although high filtrate loss may be favorable for blocking fractures in permeable zones, some filtrate loss control may be desirable to prevent slurry dehydration and bridging in the wellbore annulus. In such cases, a good compromise is to use a cement with about a 200 to 500 ml filtrate loss at 1,000 psi.

Bridging material should be used in primary cementing only as a last resort. If it is used and stage tools are necessary, only granular type materials should be considered. In addition, the following precautions should be taken:

Precautions to avoid plugging

- Preferably, the first and last portions of the primary cement job will not contain lost circulation material, particularly large solids. Bridging hazards are decreased when slurry free of bridging material initiates flow through restrictions. Slurry free of bridging material at the end of the job will tend to wash away solids left in collars and baffles to improve operation of floats and stage tools. And plugs wipe better with less chance of accumulating bridging material beneath the plug and stopping it prematurely.
- Avoid reducing slurry bridging material carrying capacity with excess water or dispersants. Also, dilution and thinning of slurry from water in pumps, lines or spacers should be avoided.
- The job should be continuous with no shut-downs.

Cement volume required in primary cementing can be calculated using a caliper log and tables provided by the cementing company. An excess of 15-35% is used as a safety factor when a caliper log is used. When such logs are not available, volume is based on experience in the area and is some factor applied to the volume removed by the bit assuming no washouts.

Rig crews commonly calculate hole volume by timing the circulation of marker material (oats, dye, etc.) and

applying mud pump rate and drill pipe displacement data. This can aid in determining cement volume.

METHODS FOR VARIOUS CASING STRINGS

Conductor pipe, and surface, intermediate and production casing strings have different requirements for accessory casing equipment and cement composition (see Parts 1 and 3). For instance, design considerations may include: The need for zone isolation; protection against bottom joint loss; whether or not the interval will be perforated; and so on.

High compressive strength cement should be used at the shoe of all strings and opposite the producing zones, particularly if high pressure treating or fracturing is planned. Compressive strength should be at least 500 psi before drilling out and 2,000 psi before perforating.

Conductor pipe is used to raise the circulating fluid high enough to return to the mud pits.¹²⁰ It also prevents washing out around the rig base and sometimes it provides a base for blowout preventers where gas sands may be encountered at shallow depth. And it may be used to support some of the wellhead load. This pipe is cemented to the surface. Depth can be a few feet to 200 feet.

Normally, an accelerated neat cement is used to provide maximum compressive strength and rotational/axial shear resistance. Minimal accessory downhole casing equipment is used. For instance, a guide shoe and top plug may be used when water is the drilling fluid and mud is not adhering to the inside surface of the casing. Precautions should be taken to avoid pumping this string (or any large diameter casing) out of the hole, as will be discussed below.

Surface casing is run: To protect the shallow fresh water sands from contamination by brines; to seal off problem sections of the hole (such as caving); to provide support for the wellhead, and to provide blowout protection in combination with blowout preventers. Depth can range from a couple of hundred to several thousand feet and is frequently specified by government regulations. Surface pipe is usually cemented to the surface.

Normally, an accelerated neat cement is used to protect a short surface casing string or the lower section of a long string. "Filler" cement is placed across the upper section because such a cement usually: Provides adequate

Properties of bridging material

Type	Specific gravity	Size (Mesh)	Temp. limit	Conc. lb./sk.	Comments
Cellophane flakes	—	¼—¾ in.	⅓—½	Do not use bottom plugs, stage tool or ball type float equip. at over ¼ lb./sk.
Gilsonite	1.07	(8/100)	About 300°F	Normally 5-25**	Do not use more than 25 lb./sk. with stage tools, small annular clearance or small pipe.
Crushed coal	1.30	(8/200)	1,000°F	Normally 5-25**	Do not use more than 25 lb./sk. with stage tools, small annular clearance or small pipe.
Perlite					
Expanded	2.40*	(10/50)	15-20	Expanded Perlite takes on water as pressure increases downhole. Perlite tends to float in thin slurries due to entrapped air. Low gel strength slurries will not carry Perlite. Somewhat fragile and will not perform as well as other granular materials under high differential pressure.
Semi-expanded	2.40*	50% (50/200) 50% (<200)	15-20	
Walnut shells coarse	1.28	¾ in.—(100)	1-5	Do not use in small annular clearances or small pipe. Usually most effective. Not likely to bridge bottom plug or annulus. Only size to use with stage tools or ball type floats.
Walnut shells medium	1.28	(10/100)	1-5	
Walnut shells fine	1.28	(30/100)	1-5	

*Absolute density 83 lb./cu.ft. at zero psi, 143 lb./cu.ft. at 3,000 psi.

**Concentrations of 2-5 lb./sack may be added to cement slurry with minimum danger of bridging.

axial shear bond strength and zonal isolation; it is less likely to "break-down" any weak zones, and it is less expensive than neat cement. Other aspects of slurry design may have to be considered, as discussed in Part 3, if salt zones, sloughing shales or other problems exist.

Precautions may have to be taken to prevent bottom joint loss as described in Part 1, including: Strengthening the lower joints by welding or use of thread locking compound; using two plugs; using both a guide shoe and float collar, and centralizing the pipe.

Hanger devices are available that may be placed in the surface casing a few hundred feet above the shoe to suspend part of the weight of an inner string from that point.

Intermediate casing—protective casing—is most often used to seal off weak zones that might be fractured by heavy muds used to drill deeper, geopressured zones. Conversely, this string is sometimes used to isolate high pressure zones so lighter drilling fluid can be used for drilling deeper zones with more normal, hydrostatic pressure. Intermediate casing is also used to isolate corrosive water.

If only small annular fill-up is required, neat cement is used. When high slurry volumes are needed, inexpensive and low-density filler cement is followed by neat cement at the shoe. Stage cementing is sometimes required. When cementing off bottom an external casing packer and stage collar might be required as a pack-off shoe.

Production casing, in addition to its borehole support function, is run to prevent interzonal flow while producing from or injecting into (such as stimulating) the production interval. High compressive strength cement is preferred in this application.

Neat cement with retarder, if required, is normally used. Cement density and strength retrogression were discussed in Part 3 (two ppg more than mud weight is desirable).

Downhole equipment will normally include two plugs, using both a guide shoe and float collar. Some operators use a float shoe and a float collar as added insurance for positive shut-off. And "automatic" fill-up equipment is often used on production casing.

Cementing large diameter casing requires some special considerations. Such casing is subject to being pumped out of the hole. This will occur when the pump or hydrostatic pressure acting on the cementing head area, equal to the casing inside cross sectional area, provides an upward force exceeding the buoyed weight of the casing. Pressure increase on bumping a plug is, of course, offset and does not contribute to the problem.

Large casing can also be floated out of the hole if the weight of casing and mud in the pipe does not exceed the buoyancy provided by the annular column of cement. The possibility of casing collapse must also be considered. Heavy mud may be required to prevent these occurrences.

Inner string or stab-in cementing is now a fairly common practice for large diameter casing. The string is cemented through drill pipe stung into a special sealing sleeve in the shoe. With this method there is less likelihood

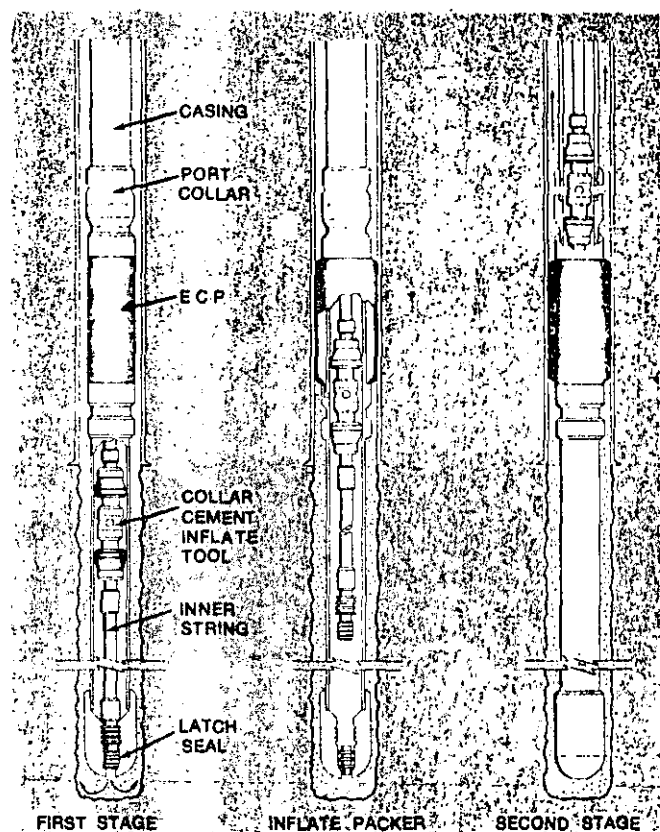


Fig. 57—Stab-in stage cementing for large diameter casing. (1) With seal nipple latched into casing shoe, first stage cement is pumped, and displaced with the flexible latch-down plug. (2) A ball is dropped into the cementing tool, the inner string is raised, and cups are located over ECP port to inflate packer element. (3) Tool is raised and rotated to open port collar, and second stage is pumped. Then ports are closed, and the inner string is reverse circulated for clean-up.

of pumping the casing from the well. There is less mud contamination, less wasted cement, and there is less cement to drill out. One method of stage cementing large diameter, shallow casing using an inflatable external casing packer and port collar is shown in Fig. 57.

Coming next month: Liner cementing—design and application, running and cementing techniques.

ACKNOWLEDGMENT

The authors wish to acknowledge the contribution of Mr. Kerr Godfrey of Atlantic Richfield Co. who provided valuable information and data included in this article.

LITERATURE CITED

- ¹²⁰ Willard, R., Personal communication, 1977.
- ¹²¹ Gage, O. G., Jr., "Subsurface Cementing Equipment," *Oil-Well Cementing Practices in The United States*, API (1959), pp. 109-117.
- ¹²² Moscrip, R. P., Coordinator, "Preparation of Hole, Running and Cementing Casing," *Oil-Well Cementing Practices in The United States*, API (1959), pp. 101-107.
- ¹²³ "API Specification for Casing Centralizers," API Spec 10D, Second Edition, February 1973 and Supplement 1, March 1976.
- ¹²⁴ Anon., "Cementing Program," Weatherford.
- ¹²⁵ Pela, E. C., Coordinator, "Multistage Cementing and Alternations," *Oil-Well Cementing Practices in The United States*, API (1959), pp. 141-147.
- ¹²⁶ Gibbs, M. A., "Delaware Basin Cementing—Problems and Solutions," *Journal of Petroleum Technology*, October 1966, pp. 1281-1285.
- ¹²⁷ Owsley, Wm. D., "Surface Cementing Equipment and Supplies," *Oil-Well Cementing Practices in The United States*, API (1959), pp. 87-89.
- ¹²⁸ Nickles, S. K., "An Instrument for Measuring the Density of Air Entrained Fluids," SPE Paper 4092 Presented at 47th Annual Fall Meeting, San Antonio, Texas, Oct. 8-11, 1972.
- ¹²⁹ Moran, J. P. and Hartweg, D. G., "How to Control Slurry Density," *The Oil and Gas Journal*, April 28, 1958.
- ¹³⁰ Guest, R. J. and Zimmerman, C. W., "Compensated Gamma Ray Densimeter Measures Slurry Densities in Flow," *Petroleum Engineer*, September 1973.

Cementing oil and gas wells

Part 6—Liner applications and equipment used for installation. Common problems to avoid while pumping, displacing cement

George O. Suman, Jr., President, and Richard C. Ellis, Project Engineer, Completion Technology Co., Houston

10-second summary

Liner running and cementing methods are illustrated and applications of various types of liners are discussed. Solutions to common problems encountered in conventional and special liner cementing, and basic job design criteria, are suggested.

LINER CEMENTING is one of the most difficult operations associated with drilling and completion. If a liner is not effectively cemented, the well's capability to produce will likely be reduced and the advantages of the liner installation will not be realized. This article describes liner equipment, cementing applications, some associated problems and solutions.

In one generally accepted definition, a liner is: A string

TYPES OF LINERS

Drilling liners are used to permit deeper drilling operations by isolating lost circulation or highly pressured intervals and controlling sloughing or plastic formations. And in lieu of a full length casing string, the drilling liner improves drilling hydraulics, i.e. greater cross section above liner top enables use of larger drill pipe and/or reduces annular pressure drop.

Production liners are required to provide isolation and support functions when casing was landed above the producing interval.

A tie-back stub liner extends from the top of a liner to a point uphole, inside another string of casing or liner. The stub liner is used to: Repair damaged or worn casing above an existing liner, and to provide an added measure of protection against corrosion and/or pressure.

Tie-back casing is used to extend a liner to the wellhead. It is used primarily for the same reasons as the tie-back liner.¹⁴⁰ Running such a string at the end of a drilling operation assures the protection of fresh, unworn casing.

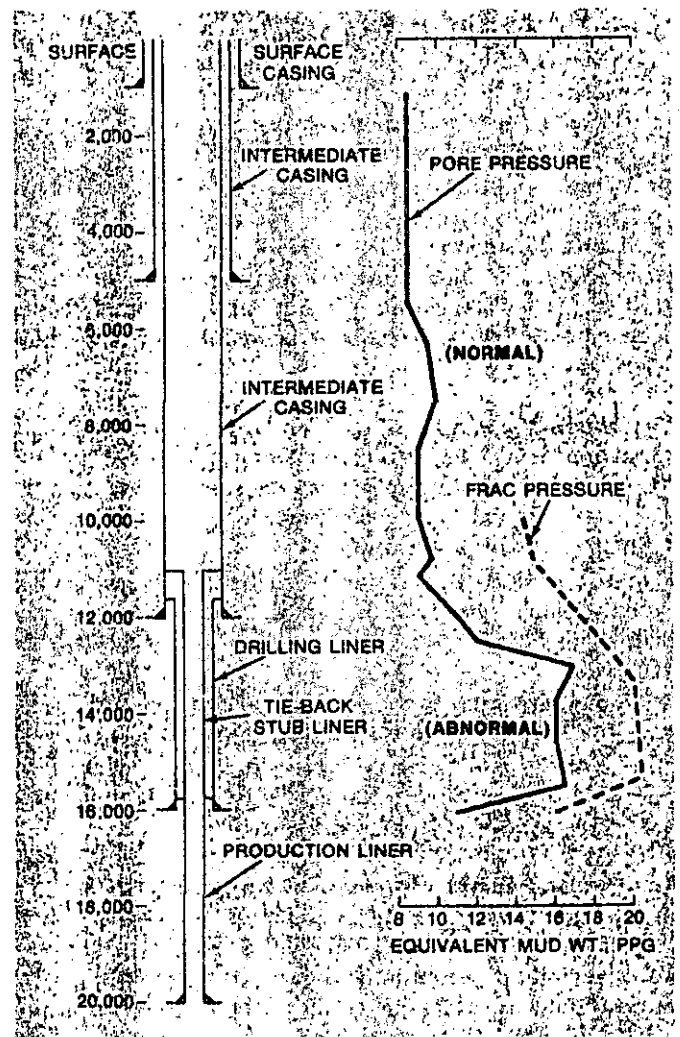


Fig. 58—Example of casing and liner program to seal off high pressure zones in a deep well (after Mahoney and Barros).¹⁴⁰

of casing that is used to case-off the open hole below an existing casing string, and which does not extend up to the wellhead.¹⁴⁰

Included in this definition are slotted, pre-perforated and wire wrapped screens that are placed in an open hole primarily for sand exclusion during producing operations. Such liners are not included in this article as they are not ordinarily cemented in-place. Liners that are discussed are described in the accompanying table. Wells drilled in

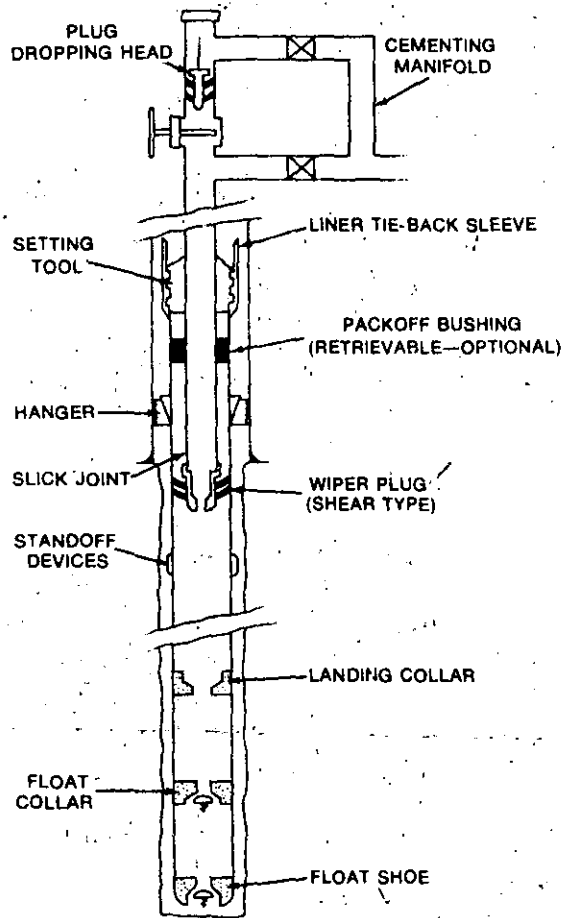


Fig. 59—Typical equipment used to install and cement a drilling liner.

the deep basins of the United States frequently require all of the liner types described, see Fig. 58.¹⁴²

LINER EQUIPMENT

A liner is normally run on drill pipe that extends from the liner setting tool to surface. Special tools are available to perform various running, setting and cementing operations.

The following equipment is discussed from float shoe (bottom) to cementing manifold (top). Equipment locations are shown schematically in Fig. 59.

A float shoe is placed at the bottom of the liner. It contains a check valve designed to prevent back-flow of the cement. A **float collar** can be run above the shoe to provide a back-up check valve to assure that cement cannot re-enter the liner after displacement.¹⁴³ Automatic fill-up type float equipment may be selected (Part 5).

A landing collar is usually run one joint above the float collar or two or more joints above the float shoe to provide space for mud contaminated cement inside the liner. The landing collar's function is to latch and seal the liner wiper plug. It prevents the liner wiper plug from moving uphole if a check valve fails and also prevents it from rotating, which aids the drilling-out operation.

Liner length is selected to extend across the open hole

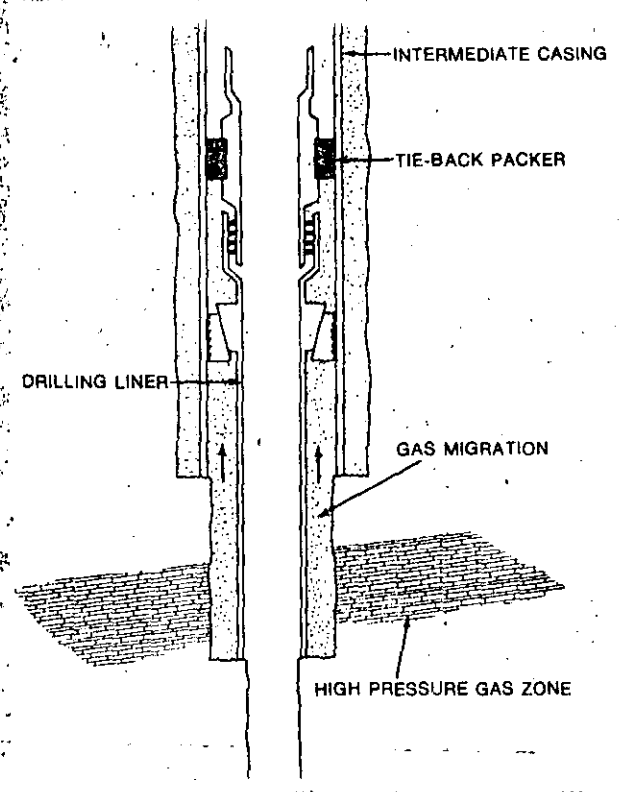


Fig. 60—Schematic of a liner tie-back packer used to repair a leaking liner top where high pressure gas has penetrated the cement. Packer is run after liner is cemented and cleaned out (after Lindsey).¹⁴⁴

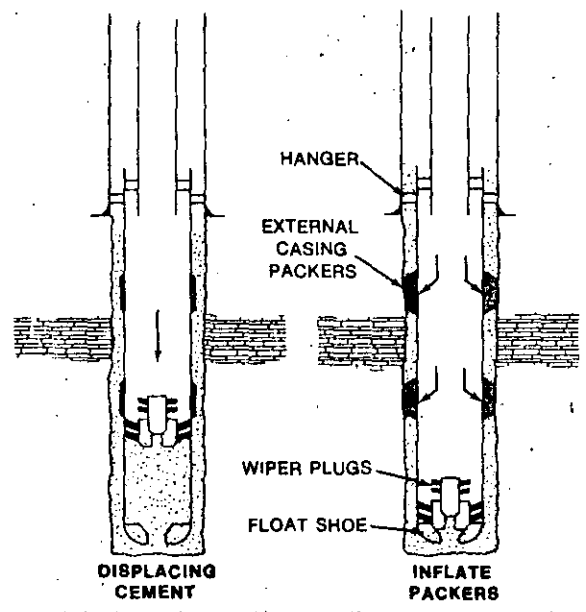


Fig. 61—External casing packers used to provide positive seal between open hole intervals behind drilling liner (after Covlin).¹⁴⁵

and overlap the existing casing or drilling liner. The length of the overlap varies with operators and applications. Fifty to five hundred feet of overlap have been used in various applications. The overlap should place the hanger above any weakened or suspect lower joints in the preceding casing string.

Longer overlaps are used when high pressures are

being isolated behind the liners, to provide more cement volume in the liner-casing annulus. Longer overlaps also reduce cement volume displaced around the drill pipe above the liner running assembly.

Short liner assemblies have been run and set on bottom. Although the small annular clearance limits the degree of liner buckling, any buckling will result in liner-borehole contact—the worst possible position for the liner from a cement placement standpoint. Except in unusual cases where buckling is not expected or where it can be prevented through centralization, liners to be cemented should be suspended from slips set in existing casing, or the drilling liner.

Equipment is available for the special application in which liners are cemented and set on bottom. A special float shoe can be run on the bottom of the liner with an extra internal left-hand thread. The liner is first run into the well. The cementing string then is run and engaged into the thread at the shoe. The liner is run to bottom on the cementing string and the cement job is completed. The cementing string is disconnected from the shoe by rotating to the right.

The liner hanger is installed at the top of the liner. Hangers are usually classified by the method used to wedge slips against the casing wall. Two classifications for hangers are: *Mechanical* and *hydraulic*.¹⁴¹ Mechanical set hangers require manipulation of the drill pipe (rotation and/or reciprocation) to engage the slips. Hydraulic hangers are either hydraulic release or hydraulic set. The slips of hydraulic release types require slight downward movement of the hanger for setting. Slips of hydraulic set types are driven into place by differential pressure.

The presence of slips between liner and casing reduces the bypass area for circulating. This reduced fluid bypass area can create a high pressure loss during circulation and cementing. Hangers are available with multiple split slips which increase the fluid bypass area and provide increased slip contact area. These should be used on long liners for added bypass area where formation strength is low, requiring careful control of cement displacing pressures.¹⁴²

The liner setting tool, a rental item furnished by the liner hanger service company, provides the connection between drill pipe and liner. Swab cups attached to tail pipe¹⁴³ or a pack-off bushing and slick joint are inserted into the liner to provide a seal between the setting tool and the liner, after the liner has been suspended from the hanger and the setting tool released. The tail pipe or slick joint is usually 10-15 feet long. The slick joint method reduces piston force effects of pressure on the formation.

Once the liner is hung, the setting tool can be released and picked up a short distance to confirm, by indicator weight loss, that the setting tool has separated.

A relatively new innovation is the retrievable pack-off bushing that eliminates bushing drill-out.

A liner wiper plug can be attached to the end of the tail pipe or slick joint with a shear pin arrangement. The selection of the proper shear rating is very important to prevent premature shearing and release of the liner wiper plug. This is especially important when a high density slurry is to be used or where a large pressure drop is expected across the liner wiper plug ID. The liner wiper plug can also be latched to the tail pipe to prevent pre-

mature shearing. Release of this type can only be affected by engagement of the drill pipe wiper plug.

Liner packers can be installed at the top of liners to seal between liner and casing, after cement placement. Seal elements may be rubber or lead or a combination of both. Liner top packers may be run as an integral part of the liner hanger and set by manipulation of the liner running tool. However, this type of packer should be considered only if clearance between casing and the packer element is such that the hole can be circulated at desired rates without increasing back pressure excessively on the open hole.

Inadequate circulation clearance, combined with the possibility that the main sealing element could be damaged by mud and cuttings circulating past the packer, could result in seal failure.

A minimum-restriction liner hanger *without* a packer may permit more effective cementing and desired sealing of the overlap. A liner packer does enable reversing-out of excess cement without imposing high pressure on the formation. This type packer is not recommended for high pressure gas control.

Special packers can be set in conjunction with a tie-back sleeve (to be discussed later) after cementing and clean out operations have been completed. These "linertie back packers" seal both in the tie-back sleeve and against the suspending casing.¹⁴³ The tie-back packers are not exposed to potentially damaging circulation and have been successful in controlling gas leakage around the liner top, Fig. 60.

External casing packers have been used on liners to isolate between zones in open hole. They are inflated following cement displacement—before the cement sets up—to provide more effective zone isolation, Fig. 61.¹⁴⁵ External casing packers have also been used to seal the liner top. Liner *stage* cementing is possible with the inflatable external casing packer, and hydraulically operated cementing collars.

Tie-back liner or casing. It may be desirable to extend a liner uphole, with a tie-back "stub" liner, or to the surface with a tie-back casing string. This can be accomplished by installing a tie-back sleeve or receptacle on top of the liner hanger. The tie-back sleeve is usually polished 3-6 feet on the ID surface and is beveled on the top to guide entry of seal nipple, tools, drill bits, etc. Fig. 62.

A liner tie-back sealing nipple run on the bottom of the tie-back string should be designed to fill the full length of the tie-back sleeve with multiple sealing (packing) elements to assure an effective seal even with localized damage to the receptacle ID. Cement float equipment should not be used, to avoid a pressure block which would prevent full insertion of the seal nipple into the receptacle.

As mentioned, the drill pipe extends from the liner setting tool to the surface. The **cementing manifold and pump-down plug dropping head** are connected to the top of the drill pipe. The manifold provides a means of pumping mud and cement down the drill pipe and retaining the pump-down plug until it is to be released, behind the cement.

COMMON RUNNING CEMENTING PROBLEMS

Small annular clearance is the primary problem in liner operations. It is not uncommon to have a 5-inch OD liner

extend below 7-inch casing, inside a 6 $\frac{1}{8}$ -inch drilled hole. With the liner perfectly centered, the annular clearance is only $\frac{9}{16}$ inch. It is likely that even less clearance would exist, as a thin non-movable layer of mud cake may be present opposite permeable zones. This is less than half the clearance normally achieved in casing cementing practices where, for example, it is common to run 5 1/2-inch casing into a 7 7/8-inch drilled hole.

Small clearance causes high pressure losses during circulation and cement placement which increase the possibility of lost circulation.

The small clearance also makes it difficult to run liners. Swab/surge pressures can be extremely severe and *running speeds should be slow* to avoid pressures that could break down formations and cause lost circulation. It is frequently necessary to restrict running speeds to one stand of drill pipe every two to three minutes.¹⁴⁶ Detailed evaluation of swab/surge pressures should be part of a liner running program.

Drilling mud properties for different wells may result in substantially different swab/surge effects. Detailed computerized analytical procedures as well as simplified nomographs are available in the literature to aid in determining maximum running speeds (see refs. 118-120, Part 4).

Cement contamination by mud is increased by the small clearance between liner and open hole. And restricted clearance may inhibit use of centralizers, resulting in severe eccentricity or actual borehole contact. Cement channeling or mud bypassing is most likely under these circumstances.

Cement volumes are necessarily small and bypassed mud, particularly near the top of the liner, will be most difficult to remove. Even with cement in turbulent flow, and with good rheological properties of both the mud and cement, bypassed mud may not be removed due to insufficient "contact time" with the cement slurry.¹⁰⁷

Lack of pipe movement while cementing. Although pipe movement is considered one of the most important factors in achieving a successful cement job, moving a liner while cementing is seldom done because of the desire to be "free" from the liner prior to pumping cement. Fluid rising velocity decreases appreciably above the liner running assembly and debris and cuttings can accumulate around the drill pipe making release difficult, particularly if the mud system was not properly conditioned, prior to the job.

Obtaining competent cement at the liner top with a single-stage liner cementing technique, requires that excess cement be circulated over the top of the liner through the casing-liner annulus. This operation concerns most drilling and operating personnel because premature set could lead to an expensive fishing operation or even well loss. Thus, the desire to be "free" from the liner usually precludes the opportunity for pipe movement.

A recent innovation is a pressure relief sub. After bumping the plug, if release from the liner is not achieved, additional pressure (4,000-5,000 psi) opens ports and enables excess cement to be reversed out of the hole.

Temperature differential. Long-liner installations may encounter problems due to a substantial temperature differential between liner top and bottom. Cement formulated to accommodate the higher, deeper temperatures

may require prolonged WOC time at the liner top to achieve adequate set. Where high pressure gas is to be isolated behind the liner, this problem is severe, as gas "honeycombing" of the unset cement may occur and prevent setting and desired top seal.

Contamination. Mud-cement reactions may develop excessive viscosity at the interface which could increase pressure drop in the annulus. High pumping pressures could fracture weak zones or cause the fluid to be forced from the slurry and the cement to bridge in the annulus. (See Fig. 26, Part 3.)

CEMENTING TECHNIQUES, DESIGN CRITERIA

An effective cement seal is usually required at both ends of a liner. A good cement job on a drilling liner is one that allows drilling to the next casing (or liner) setting depth without: Having to squeeze either at the liner top or at the shoe joint, and without experiencing buckling or other liner damage.

An effective production liner cement job provides a seal between liner and borehole such that remedial cement squeeze jobs are not required—basically the same as for a production casing string.

Developing the seal at the top and bottom of a liner and between the liner and open hole requires effective mud displacement by the cement slurry, and cement properties that permit strength development without excessive waiting on cement time.

Clearance and centralizing. A way to increase clearance would be to redesign the casing program and drill larger holes for a given liner size or, conversely, run smaller liners.

Another solution is to underream the open hole. Where this is not practical over long intervals, selective underreaming opposite critical zones has been applied. However, selectively underreamed sections can be similar to borehole washouts. And effective cementing can be made *more* difficult, rather than simplified, under such conditions. Careful design is important.

Centralizing the liner in the hole is very critical to effective cement placement. This is particularly true in deviated holes: Centralizers or positive standoff devices on the liner could be essential for success of cementing operations. However, the small annular clearance between liner and open hole often prohibits use of centralizers. Fluted positive standoff collars will improve standoff conditions. They can be run with as little as $\frac{1}{4}$ -inch clearance.

Centralizers or positive standoff devices also reduce the likelihood of differential pressure sticking between liner and open hole. This makes it easier to move the liner, once it is in-place. Another innovation, intended to reduce differential sticking and improve cement placement, are helical grooves in the OD surface of the pipe; collapse resistance of such pipe should meet requirements.

Moving the liner while cementing. The design of some liner setting tools and hangers makes it possible to move the liner during cementing. And moving the pipe is one factor that greatly affects cement placement efficiency (Part 4). However, as discussed, liner movement during cementing is rarely attempted.

Special equipment is available that permits liner *rota-*

tion after detaching the setting tool from the liner. But, the small bearing surface area on rotation collars limits the amount of weight that can be suspended below the device. The maximum liner length to be suspended below a rotation collar should be confirmed with the manufacturer.

Temperature compensation. The problem of achieving a cement seal at both ends of a liner increases with liner length, as was mentioned.¹⁴⁷ Wide temperature variations usually require special cement formulations. It may be necessary to retard the cement to compensate for higher temperatures at the bottom. But, at the same time, it is necessary that the cement set at the lower temperatures near the liner top in a reasonable time.

To compensate for the temperature variations it is essential to have accurate downhole circulating and static temperature information. Tests have shown that a cement slurry that had a thickening time of 4 hours and 54 minutes at 125°F had its thickening time reduced to only 2 hours and 57 minutes at 144°F.

Temperature also affects set time and compressive strength. For example, at 230°F a cement may have an 8-hour compressive strength of 1,575 psi but at 200°F that same cement may not even set in 8 hours. (Part 3).¹⁴⁸

Special downhole temperature recording devices have been used to measure actual temperatures to make effective cement formulation decisions.

Cement design criteria. Slurry formulation for liner cementing is not simple. Each liner installation has to be examined to define hole conditions and develop the specific combination of properties that are best suited for the job.

Pumping time (or thickening time) is usually designed to allow "reversing out" the cement in case of a problem. However, in wells where high pressure gas is being isolated behind the liner relatively short thickening and setting time are required to reduce chances of gas penetrating the unset cement (honeycombing).

Slurry density has to be adequate to prevent formation fluid from entering the wellbore, but the combined density and displacement pressures must remain below fracture pressures of the weakest zones open in the wellbore. Normally, slurry density slightly exceeds mud density.

Fluid loss additives are usually required to prevent formation damage and to reduce any tendency for building a cement filter cake that could cause bridging in the annulus. No lost circulation material should be used in liner cementing, to avoid plugging float equipment or the narrow annulus. If this material is absolutely essential for lost circulation control it should *not* be included in the lead or tail portion of the slurry (Part 5).

Cement volume used on liner jobs has varied from less than 100% to over 300% of the required volume. Excess volume increases the likelihood for good cement placement but it also increases the possibility of operating problems. Generally, 125-150% of the required volume based on caliper surveys is used in liner cementing efforts.

One technique that has been used primarily to assure a cement seal at both the liner top and bottom is a "planned squeeze" job. The cement volume placed around the shoe is only 70-80% of the annular volume behind the

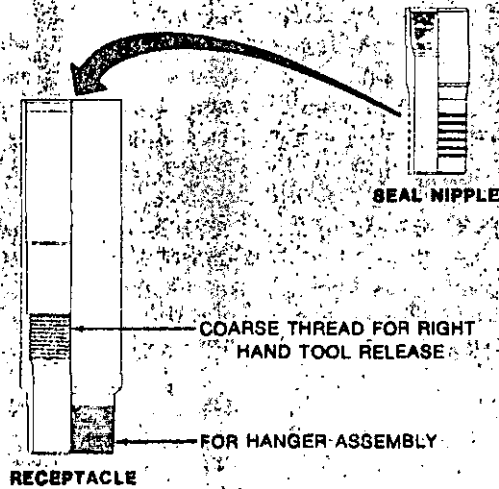


Fig. 62—Tie-back sleeve and seal nipple used to connect tie-back liner or casing to an installed liner (after Lindsey).¹⁴⁹

liner; then a secondary cement squeeze is conducted at the liner top. This technique has not had wide acceptance. The primary disadvantage is that a long gap will be left between upper and lower cemented intervals. And the uncemented, unsupported section of liner may buckle under sever stresses due to temperature and pressure changes.¹⁴⁹

Cement testing. There are special testing schedules for liners.¹⁵¹ Such tests should be conducted using cement samples and additives from material to be used on the job. And the mix water should be from the field water source to "bring to light" any incompatibility between the field water and some admix and/or the cement.

Spacer fluids. The plug arrangement for liner cementing eliminates the opportunity to run a bottom plug ahead of the cement. As a result, there can be a contaminated layer in the lead part of the cement slurry which may become very viscous.

Normally, a spacer fluid is pumped between mud and cement to provide a buffer to avoid serious contamination. Different types of spacers have been used depending on the type of mud used for drilling and the cement slurry selected. In some instances multiple stage spacer systems have been employed to improve mud displacement and reduce chances for adverse mud-cement reactions. Spacer fluids were discussed in Part 4 of this series and additional details are available in the literature.^{121-126, 150, 151}

PUMPING, DISPLACING, JOB EVALUATION

A conventional liner cementing sequence is shown in Fig. 63.¹⁵² The following precautions should be observed while pumping and displacing:

When the liner is in position, mud is usually circulated, to be sure that liner and float equipment are free of any foreign material, and to condition the mud. Of course, debris and cuttings should have been circulated from the well before the liner was run to clean up the system. A clean mud system is important so that such materials will not fall out on top of the liner running assembly during the cement job.

Important information can also be obtained while circulating the well after the liner is run. At a minimum,

bottoms should be circulated to the surface—a full circulation is preferred. Pump rate and pressure should be monitored and checked against the plan for the job. If a serious deviation exists, an adjustment may be required, for instance in pump rate. Fluid should be weighed and examined for gas or formation material. Returns should be gaged and pit level observed for indications of lost returns.

The cement can be batch mixed, circulated through a holding tank or ribbon blender and/or double pumped in order to obtain and control desired cement slurry properties.

Cement displacement rate selection should follow guidelines suggested in Part 4 for casing cementing operations. Turbulent or plug flow rates are encouraged. Such flow minimizes excess cement volume requirements. Most operators prefer to limit the excess cement volume which, of course, is pumped into the drill pipe-casing annulus. And, as mentioned, it is usually desirable to pump some type of spacer fluid (buffer) ahead of the cement.

Plugs. When the cement has been pumped, the pump down plug is released and displaced between cement and mud. At the bottom of the liner setting tool and tail pipe, the pump down plug latches into the liner wiper plug, shearing or unlatching it from the tail pipe. The two plugs then move as a single plug down the liner and latch in and seal at the landing collar.

Since there is no bottom plug, pump down and liner plugs wipe mud film off the ID of the drill pipe and liner. This mud collects below the plugs and can contaminate cement in the bottom of the liner. Spacing between landing collar and float shoe should be adequate to keep contaminated cement out of the liner-open hole annulus. Mud accumulations beneath a wiper plug can be substantial (Part 1).

Excess cement. With cement in-place it is standard procedure to pull the liner setting assembly out of the liner hanger. With the tail pipe above the liner top, excess cement can be reversed out. However, reverse circulation places an extra pressure on the annulus, and this additional pressure should be precalculated and controlled, where necessary, to avoid formation breakdown. A liner packer keeps reverse circulation pressures off the formation.

One practice is to simply pull the drill pipe and leave cement inside the casing to be drilled out. Waiting on cement time depends on cement composition and hole conditions.

Tie-back casing is usually cemented by conventionally circulating the cement. The cement job is conducted before landing the seal nipple in the tie-back receptacle. Or it can be cemented in-place, after landing and testing the tie-back connection, by circulating cement through a stage collar located above the tie-back nipple.

A tie-back casing string may also be cemented by reverse cementing (cementing down the annulus).¹⁰³ This technique has been used in some deep wells—above high pressure gas zones and leaking drilling liners—so that leaking gas would be conveyed up the inside of the tie-back string with mud and cement returns.

When reverse circulating cement into place, the cement composition can be correctly tailored to the job—for ex-



About the authors

GEORGE O. SUMAN, JR., attended the California Institute of Technology and the University of California (Berkeley), graduating with a B.S.M.E. in 1952. He spent two years with Aramco in Saudi Arabia and 18 years with Shell Oil Co. working primarily with drilling, completion and stimulation design and application. In 1973 he formed Completion Technology Co. which is actively working with a number of client companies

in improving well reliability and profitability. Mr. Suman has authored many technical papers on well completion and drilling techniques and he holds numerous patents and applications in these specialties. He is a member of API and SPE and a registered professional engineer in Louisiana and Texas.

RICHARD C. ELLIS graduated from the Wisconsin Institute of Technology in 1962 with a B.S.M.E. and from the University of Wisconsin in 1968 with the M.S. in mining engineering. He spent nine years with Shell Oil Co. working on design and application of artificial lift, sand control and well completions for primary, waterflood and thermal recovery operations, both onshore and offshore. His latest assignment with Shell was production engineering section-leader for the Western U.S. and Alaska. Mr. Ellis joined the staff of Completion Technology Co. in 1976. He is a member of SPE and a registered professional engineer in Texas.



ample, retarded cement can be used on bottom, accelerated cement on top and neat cement in-between. Pumping against the hydrostatic pressure of the cement column is not required. However, volume to displace cement to bottom cannot be as accurately determined.

A tie-back stub liner is usually cemented after the seal nipple is landed in the tie-back sleeve and the tie-back liner hanger has been set. Cement is pumped and displaced down the drill pipe and liner with the liner wiper plug used to close a stage cementing collar located just above the seal nipple. With cement in-place the liner running tool is raised until the slick joint or tail pipe is clear of the tie-back liner top and excess cement is reversed out.

Job testing, evaluation. With cement in the casing, a bit and casing scraper are used to drill out to the liner. Then a bit change is made to clean out cement inside the liner.

It is usually desirable to pressure test the overlap to check the seal at the top of the liner prior to cleaning out the float collar and/or float shoe. If the liner is not sealed, a cement squeeze is most easily applied at this time. The overlap pressure tests may use applied internal pressure to create a differential toward the formation. Or, where high formation pressures exist, low density fluid inside the liner may provide sufficient differential toward the borehole to indicate leakage. High differential could be assured by using a DST tool for the test.

Such differential pressure should be equal to or greater than the maximum differential expected during the remaining drilling operation or during future production operations.

It may also be desirable to test the seal at the bottom of a drilling liner after the float shoe has been drilled out. The test of the seal at the shoe should be conducted at

Checklist for equipment, cementing method selection*

- **Type of liner**
Drilling, production or stub liner
- **Float shoe**
Fill-up or straight float type
Weight, grade and joint size
- **Float collar**
Fill-up or straight float type
Spacing above float shoe
Combination landing collar
Weight, grade and joint size
- **Landing collar**
Regular or combination with float
Is ball and seat test sub to be used to set hydraulic hanger
Spacing above float collar
Weight, grade and joint size
- **Primary cementing aids**
Centralizers or standoff devices should be compatible with hanger setting equipment
Externally grooved pipe to reduce differential pressure sticking
- **Liner selection**
Sizes, weight and grade
Length
Joint selection
- **Size, weight, grade of suspending casing string**
Casing wear
Slip load distribution
- **Type liner hanger to use**
Mechanical or hydraulic set
Single or multiple slips (bypass area)
Will rotation, reciprocation be performed during cementing
Hole geometry
Does hanger have to pass through top of another liner
- **Provisions for future tie-back string**
Use of setting collar only or tie-back receptacle
Length of receptacle bore, 3 feet or 6 feet
If tie-back is completed, will liner hanger and receptacle withstand maximum internal and external pressures expected
Should the setting collar or tie-back receptacle be modified for retrievable pack-off bushing
- **Plug dropping head and cementing manifold**
Connection
Latch-under type or handling sub pick-up type
Is ball dropping manifold required (for hydraulic-set hangers and ball and seat test subs)
Tell-tale for plug
- **Plugs**
Size, weight of drill pipe operating string
Shear pin rating of liner wiper plug
Displacement to shear wiper plug
Displacement volume to shear liner wiper plug and bump plugs
- **Cement recommendations**
Weight, viscosity, thickening time, compressive strength, fluid loss and loss circulation material
Use of bottom-hole temperature subs for information necessary to slurry design
- **Procedure**
Pre-cementing conditioning
Pump rate
Bottom-hole treating or break-down pressure
Spacers, flushes
Displacement efficiency
- **Post-cementing procedures**
Clean-out with mill or roller bit
Preparations for completion

*After Lindsey¹⁴³

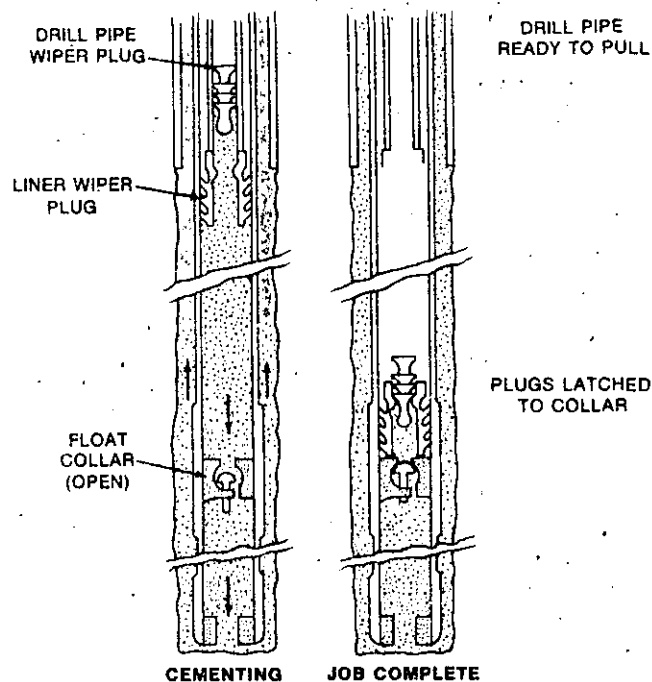


Fig. 63—Schematic representation of the typical liner cementing process. Liner hanging equipment is not shown (after Smith).¹⁵¹

a pressure equal to or greater than the highest mud weight expected to be used prior to setting another liner or casing. (See note about tests with low density fluids, DST's).

In locations where well completion is conducted after the drilling rig is moved off, feed-back on success or failure of production liner primary cementing is essential. Improved primary cementing will be realized when accurate information on the liner cementing technique and results is communicated back to drilling personnel responsible for design and implementation.

Coming in October: Remedial cementing, squeezing, other specialized applications.

LITERATURE CITED

- ¹⁴⁰ Davis, S. H. "Cementing Liners," Chapter 17, *Oil Well Cementing Practices in the United States*, API, 1959.
- ¹⁴¹ West, E. R., and Lindsey, H. E., "How to Run and Cement Liners in Ultra-deep Wells," *World Oil*, June 1966.
- ¹⁴² Mahoney, B. J., and Barrios, J. R., "Cementing Liners Through Deep High Pressure Zones," *Petroleum Engineer*, March 1974.
- ¹⁴³ Lindsey, H. E., "Running and Cementing Deep Well Liners," Three-part series, *World Oil*, November, December 1974 and January 1975.
- ¹⁴⁴ Lindsey, H. E., "Setting Liners in Shallow to Medium Depth Wells," *World Oil*, May 1977. Also paper to Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock, Texas, April 1977.
- ¹⁴⁵ Covlin, R. J., "Cementing Practices—Elk Basin Field," *API Drilling and Production Practices*, 1968.
- ¹⁴⁶ API Bulletin D-17, *Running and Cementing Liners in the Delaware Basin, Texas*, First Edition, December 1974.
- ¹⁴⁷ Traeger, A., and Parker, F. W., "Using Improved Technology to Obtain Better Cement Jobs on Deep Hot Liners," Preprint SPE 3891, April 1972.
- ¹⁴⁸ Shell, F., and Traeger, A., "API Is Seeking More Accurate Bottom Hole Temperatures," *Oil & Gas Journal*, July 10, 1972.
- ¹⁴⁹ Lindsey, H. E., and Bateman, S. J., "Improve Cementing of Drilling Liners in Deep Wells," *World Oil*, October 1973.
- ¹⁵⁰ Carney, L. G., "Single Stage Spacer for Deep Liner Cementing," *Petroleum Engineer*, June 1975.
- ¹⁵¹ Crowe, W. L., Griffin, T. J., and Puntney, A. W., "Cement-Mud Spacer System Improves Illinois Wells," *Drilling DCW*, March 1977, pp. 33-34.
- ¹⁵² Moore, P. L., *Drilling Practices Manual*, The Petroleum Publishing Co., Tulsa, Okla., 1974, Chapter 16, "Cements and Cementing" by D. K. Smith.
- ¹⁵³ Lindsey, H. E., "Techniques for Liner Tie-back Cementing," *Petroleum Engineer*, July 1973.

Cementing oil and gas wells

Part 7—A review of cement plug placement, tubingless completion techniques and the art and science of cement squeezing

George O. Suman, Jr., President, and Richard C. Ellis, Project Engineer, Completion Technology Co., Houston.

10 second summary

Problems and solutions associated with cement plug placement, special methods for cementing small diameter, tubingless completions are discussed. Common misconceptions about squeeze cementing are corrected and recommended procedures are presented.

THIS ARTICLE discusses specialized cementing operations and remedial cement squeezing. Special cement operations covered are:

- ▶ Placing of cement plugs in open hole or casing—bailer methods, balanced placement, use of wiper plugs, special slurry design
- ▶ Cementing single or multiple tubingless completions—displacement problems due to small diameters, how to avoid buckling, and
- ▶ Use of a selective completion tool that isolates and protects the pay zone.

The extensive analysis of squeeze cementing: Corrects common misconceptions; applies the important principle of proper filter cake formation versus undesirable vertical fracturing; and describes methods and equipment for both high and low pressure squeeze cementing.

CEMENT PLUGS, PLACEMENT METHODS

A cement plug is a volume of cement designed to fill a length of casing or open hole and provide a seal against vertical fluid movement.¹⁵⁴⁻¹⁵⁶

Cased hole cement plugs are usually placed to: Abandon lower depleted zones; to plug and abandon an entire well; or to provide a "kick off point" for sidetrack drilling operations. Thru-tubing tools and techniques are available that permit plug placement without pulling tubing and killing the well.¹⁵⁷

Open hole plug back operations can be utilized to: Abandon the lower part of the hole; isolate a zone for formation testing; seal-off lost circulation zones; and/or

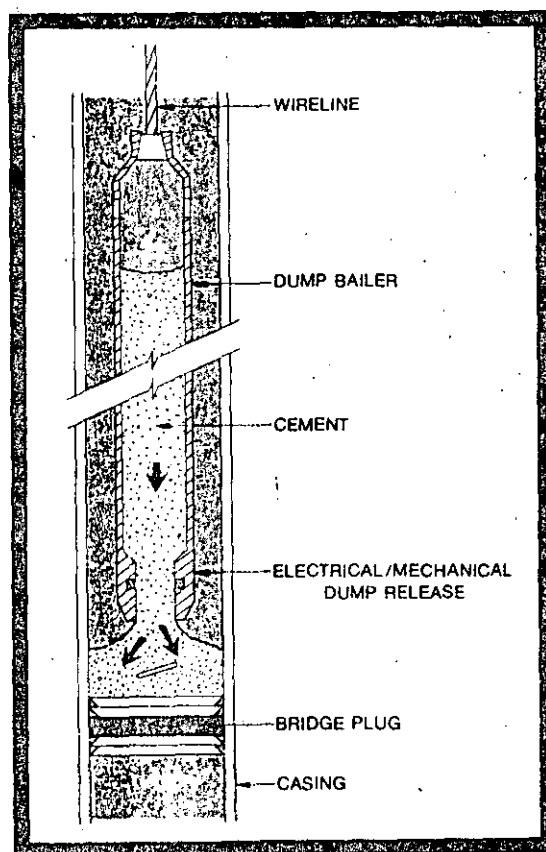


Fig. 64—Dump bailer method of cement placement. Bailer of variable length is lowered on wireline. Device in bottom releases plate or opens ports to dump cement on bridge plug or sand/gravel fill.

initiate directional drilling. (Lost circulation cements are discussed in Part 3.)

Regardless of application, the primary problem with cement plugs is contamination of the cement with drilling mud or well fluids.^{158,159} Placement control and cement composition are critical due to the small volume of cement normally used.

The dump bailer method is normally used in low pressure, cased holes at shallow depths, but it can be used in deeper, higher pressure wells with thru-tubing techniques. Applications of this method are normally limited to conditions where gravity displacement of well fluid by cement will readily occur.

In shallow low pressure wells, drilling mud is not required as the well can be controlled with produced brines or field water. Sand or gravel may be placed below the desired plug interval, or a permanent type bridge

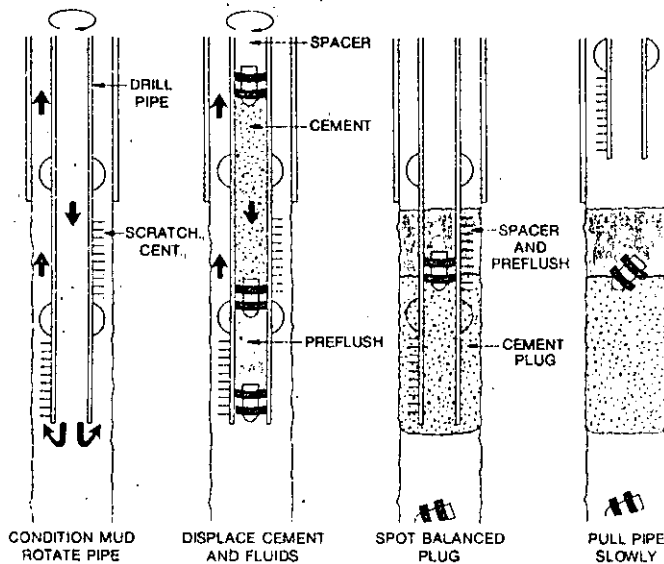


Fig. 65—Schematic of balanced plug method. All fluid volumes are carefully calculated so that hydrostatic pressure on plug in final location is identical in drill pipe and annulus.

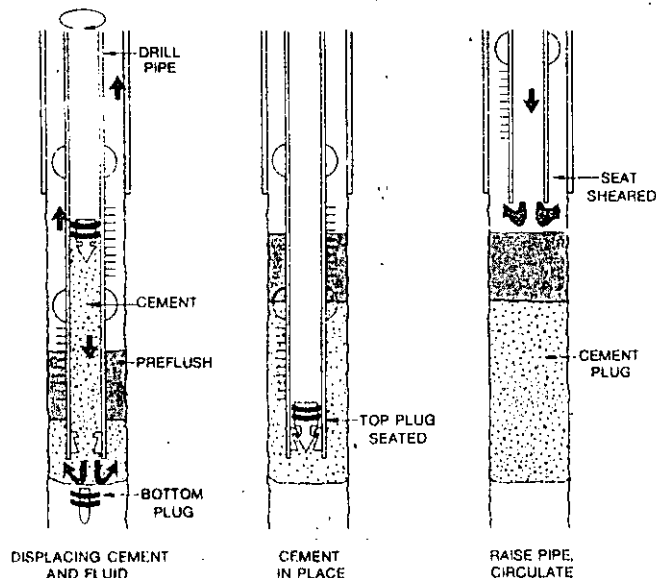


Fig. 66—Two plug method for deeper wells or where displacement is difficult to calculate. Seat stops top plug to indicate when slurry is spotted. Pipe then is raised and additional pressure shears seat to open pipe for circulation, or reverse circulation.

plug can be placed at the base of the plug—unless the well is to be plugged from TD.

Cement is lowered in a dump bailer on a wireline and dumped on the plug, Fig. 64. Only limited volume can be placed at one time and this must take an initial set before another batch can be dumped. In such applications there is little problem with contamination; placement depth is easily controlled and cost is low.

The dump bailer has been used in open holes with lightweight drilling mud present. Open hole inflatable bridge plugs can be used to bottom the plug above TD.

The balance method is most commonly used for plug placement. Preflush, cement slurry and spacer fluid are displaced down the drill pipe with mud until cement level is about equal in annulus and drill pipe. The pipe then is pulled leaving the plug “balanced” in place, Fig. 65. This procedure appears to be quite simple but failures are not uncommon—and they are usually related to contaminated cement. This method is used for both cased and open hole plugs.

The two plug method is used for: Placing plugs at substantial depths; where displacement volumes are difficult to calculate; and/or where cement volumes are small. The method uses a wiper-plug catcher in the bottom of the drill pipe which permits passage of bottom wiper-plugs but stops and seals the top wiper plug, Fig. 66.

Displacement volumes are measured, but when the top plug reaches the catcher, the event is confirmed by a sharp pressure increase, and displacement is stopped. Drill pipe then is pulled slowly above the cement plug, additional pressure shears a pin in the plug seat and circulation or reverse circulation can be established. This method reduces problems that over or under-displacement can create with the balance method.

Recommendations that should reduce probability of mud contamination and increase chances for successful plug placement by balance or two plug methods are listed in the accompanying table.

Sand filler. Some operators use sand to “improve” the “hardness” or “toughness” of a cement plug. Other operators specify that sand should not be used.

Unless well temperature exceeds 230° F, fine sand does not react with cement (see Part 3—Strength Retrogression). And compressive strength of cement at lower temperatures will decrease as sand concentrations increase. Neat cements that are densified with a dispersant have the highest compressive strength. Thus, lab testing does not support use of sand to make slurries “harder.” Yet operators who specify sand use in directional plugs claim improved “hardness” and higher success ratios.

Sand may improve mud removal by some type of scouring action and this could reduce mud contamination. Thus, sand may affect hardness in a manner not related to a sand-cement reaction.

Cement slurries should be densified with dispersants, and sand (if used) should be angular rather than rounded. Some operators prefer mixed sand sizes gradir from fine to coarse. Sand concentrations should not exceed 10-20% by weight of cement.¹⁶⁰

Evaluate plug location, quality. In simple plug backs,

How to minimize mud contamination of cement plugs

• Select an in-gauge section of the hole to position the plug. A caliper log gives the most accurate evaluation, but drilling experience in the area and mud logging data can be valuable aids

• Condition mud prior to mixing cement. Circulate bottoms up, as a minimum, and move the drill pipe. Drill pipe should be equipped with centralizers and scratchers to help remove mud cake and/or reduce cement channeling

• Use preflush fluid ahead of cement—in some operations this can be water. Where chemical flushes are to be used, type will depend on mud composition and density. Oil base mud spacer should be used where oil based muds are present. With water based muds the flush can be water with a mud thinning chemical; or if density is critical, a weighted water base mud flush can be used. Preflush volume should provide at least 150-200 feet of fluid in the annulus

•• Drill pipe wiper plugs can be used ahead of and behind both preflush and cement. Wiper plugs ahead of the cement will be pumped out of the drill pipe and the wiper plug behind the cement will remain in the cement near the top of the plug.

•• Use carefully calculated volumes of preflush and spacer between mud and cement to obtain equal height in annulus and drill pipe when displacement is complete.

• Use a dispersant additive to densify the cement slurry; 17-18 ppg slurries can be prepared by adding 0.75-1.5% dispersant to class A, G or H cements when mixed with less than normal water. These cements develop high early strength and will tolerate a greater degree of mud contamination and still develop adequate strength after necessary WOC time. A thickening time of about 30 minutes in addition to a realistic placement time is recommended

• Use adequate cement volume. Minimum vertical fill for directional or sidetrack operations should be 300 feet. Anticipate that at least the top 50 feet of the plug will be contaminated with mud. It may be desirable to use excess slurry then pull tubing or drill pipe to desired location of plug top and reverse out the excess

• Batch mix cement or mix thoroughly through a ribbon blender, double pump—or simply mix slow enough—to assure uniform high density slurry

• After 2-3 barrels of cement clears bottom of drill pipe, pick up 10-15 feet to reduce exposure of cement to mud below the plug

• Continue to rotate drill pipe until cement displacement is complete to reduce chance of cement channeling through mud in the annulus. Once cement is spotted, avoid rotation until pipe is pulled above the plug.

* For use only with balance method

4-6 hours may be adequate before setting down on the plug to check its position. In directional work, 8-16 hours or more may be required. Provide adequate WOC time.

When drilling a directional plug, check cuttings for premature drillout. If the cuttings are sharp edged and angular, cement has set properly. Subrounded or ball shaped cuttings indicate drilling is premature and additional WOC is recommended.

Usually after 24 hours, inadequate set is an indication of serious contamination and the plug should be drilled out and replaced.¹⁶¹ Where conditions permit, an alternative is to place another plug above the first.

TUBINGLESS COMPLETIONS

In so-called tubingless completions, one or more tubing strings are run and cemented in the borehole to serve as both casing and tubing. Almost all equipment used in cementing conventional casing strings is available for cementing these small diameter tubulars—including:

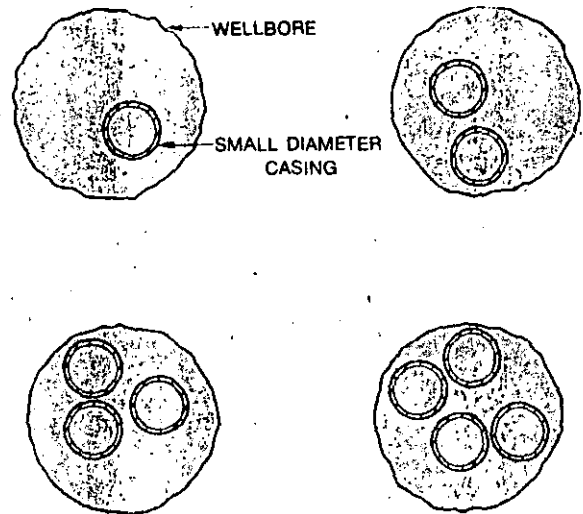


Fig. 67—Possible irregular geometric arrangements of single or multiple strings in tubingless completions causes inefficient displacement of mud by cement.

Guiding equipment, float shoes and collars, multiple stage cementing collars, centralizers, scratchers (rotating and reciprocating), cement baskets and packers or basket-type shoes.¹⁶²⁻¹⁶⁴

Several cementing problems that are particularly significant in the case of tubingless completions are:

1. Due to close tolerances of downhole completion/production equipment in the small "casing," buckling of the strings can create serious problems

2. Mud displacement is more difficult due to irregular geometry and lack of turbulent flow,¹⁶⁵⁻¹⁶⁷ and

3. Drill-out can be more difficult. This is commonly avoided by placing baffles or float collars below zones to be perforated. In addition, special precautions are taken to avoid pumping excess cement on top of the upper plug.

Casing buckling is a great concern to operators utilizing tubingless completions. Special precautions used to prevent buckling include leaving pressure on the strings while cement sets to impart additional tensile loading within the cemented interval, or pulling additional tension on the string after the initial cement set to add tensile loading above the cemented interval.¹⁶⁶

Efficient mud displacement is difficult due to the irregular geometry, Fig. 67, and lack of turbulent flow. However, successful cementing operations have been achieved¹⁶⁵⁻¹⁶⁷ by emphasizing: Casing centralization; pipe movement; increased displacement rate (by pumping through more than one casing string); relative rheological properties between mud and cement (yield point and density); and use of cement slurries having dilatant rheology, i.e. viscosity increases with shear rate. Effective use of preflushes is also important.

Types of pipe movement critically analyzed in the above noted references were rotation or reciprocation (or simultaneous rotation and reciprocation) of single strings, and reciprocation only of multiples strings (rotation of multiple strings may wind the strings together and cause restrictions). "Prudent" use of wire loop type scratchers served to break up gelled mud and create flowstream disturbances to aid displacement—not to remove mud filter cake.

The conclusion was that pipe movement by either

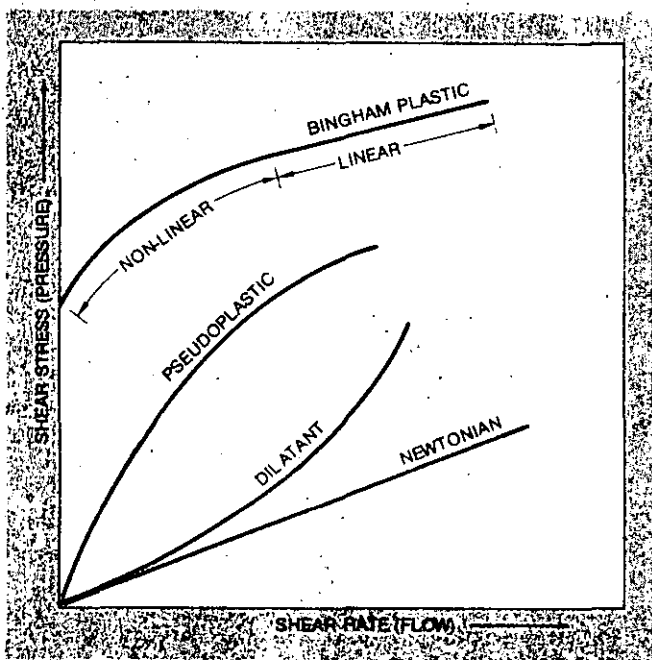


Fig. 68—Four time-independent rheological fluid characteristics in isothermal, laminar flow.

reciprocation or rotation is effective. However, simultaneous rotation and reciprocation desirable for conventional completions was not economic for 2 $\frac{7}{8}$ -inch tubingless completions in 7 $\frac{7}{8}$ -inch hole.¹⁸⁷

Multiple casing strings have been cemented by pumping down only the longest string. A variation of this method is to spot cement through the longest string then lower other bullplugged strings through the unset cement. Such a "delayed setting technique" requires careful planning.

Pumping through more than one string can improve results by increasing displacement rate. When two strings to be cemented are located at the same depth, they may be pumped into simultaneously. When the strings are at different depths, initiation of mixing and pumping cement into each string must be staggered. Occasionally, a string which could be landed at a shallower depth is run to bottom to increase flow velocity by decreasing annular cross sectional area.

Rheology design. Efforts have been made to improve relative rheologic properties between mud and cement, i.e. yield point and density. Before cementing, if circumstances require and permit, mud returns can be watered back during the entire circulation period to lower mud weight, yield point and plastic viscosity. This increases the difference between flow properties of mud and cement. An extensive study utilizing a special computer program indicated that for 2 $\frac{7}{8}$ -inch tubing in 7 $\frac{7}{8}$ -inch hole, most desirable mud properties for maximum displacement efficiency was a plastic viscosity equal or less than 12 centipoise, and yield point equal or less than 5 pounds per 100 square feet.¹⁸⁸

Use of cement slurries having dilatant rheology was shown to be more favorable for mud displacement efficiency.¹⁸⁹ Due to the large annular space and limited conduit size, fluids in the annulus are almost always in laminar flow.

Four possible time-independent isothermal rheologies of fluid exhibiting stable properties in laminar flow are:

Bingham plastic fluids; pseudoplastic fluids; dilatant fluids; and Newtonian fluids, Fig. 68. Bingham plastic and Newtonian fluids are discussed in Part 4. Water is a Newtonian fluid, and water suspensions of finely divided solids, gelled drilling muds and gelled Class H cements (Fig. 69) are Bingham plastic fluids. In the case of Bingham plastic fluids, a finite shear stress and shear rate are proportional in the laminar flow region.

Shear stress and shear rate of pseudoplastic fluids are not proportional, i.e. viscosity decreases with shear rate (shear thinning). An example would be hydroxyethyl cellulose (HEC) based completion fluids. Such fluids can be non-thixotropic and should be readily displaced by cement.

For dilatant fluids, Fig. 68, shear stress and shear rate are also not proportional, and viscosity increases with shear rate. This feature increases displacement forces acting on the narrow side of an annulus and on gelled mud. These fluids, therefore, increase mud displacement efficiency in the laminar flow region.

The extreme differences between rheological types noted above apply only to laminar flow. Turbulent flow would tend to reduce the magnitude of these comparisons. However, turbulent flow in single and multiple string tubingless completions is unlikely.

SELECTIVE COMPLETION TOOL

One special equipment item which eliminates several possible restrictions to flow or production from the formation and provides unusual production or stimulation flexibility is the Selective Completion Tool developed by Gearhart-Owen Industries (see article "New completion technique keeps formation faces clean," *WORLD OIL*, November 1973).

This tool consists of inflatable packers, a cement by-pass arrangement and sliding sleeve port-type collars run as an integral part of the casing string, Fig. 70. After running casing to bottom, the equipment is properly positioned downhole with respect to the productive formation using a gamma ray log for correlation. The inflatable packers are expanded by increased mud pressure after the bottom plug seats on the baffle or collar.

The bottom packer then diverts flow of primary cement from the casing-wellbore annulus into the tool's by-pass area, from which the slurry re-enters the annulus above

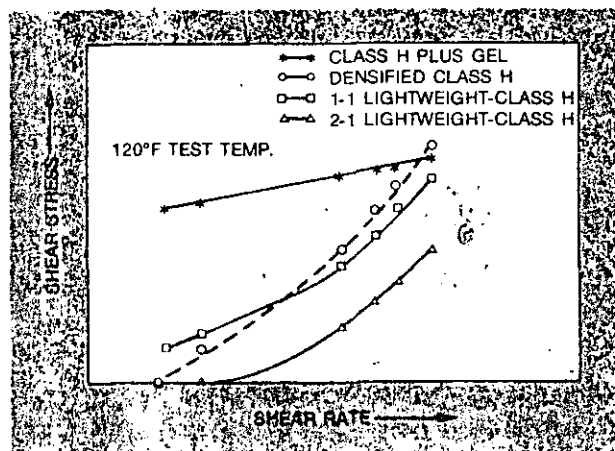


Fig. 69—Rheology of four types of cement slurries. Class H plus gel (straight line) is a "Bingham plastic" fluid, all others exhibit "dilatant" properties (after Clark and Jenkins).¹⁹⁰

the upper packer. Tool length can be extended to 100 feet or more by adding modules. And more than one unit and sliding sleeve may be run at one time.

Cement does not contact the wellbore through the productive formation. And flow restrictions associated with perforations are avoided, i.e. perforating debris and convergence of flow within the formation towards perforation tunnels.

Production or stimulation treatment flow is established through one or more of the sliding sleeve port-type collars which can be repeatedly opened or closed by a mechanical shifting tool run on pipe or wireline. By placing such a collar just above the lower packer and another just below the upper packer, stimulation fluids may be circulated in the annulus across the productive zone to remove mud-caused impairment.

Ports may be opened or closed by wireline for test purposes, or to shut-in a zone. Equipment is available for use in sand control.

In some cases, greater than normal casing to borehole clearance is required. And certain components may have to be custom made for specific applications.

REMEDIAL SQUEEZE CEMENTING

Squeeze cementing is the process of forcing a cement slurry through holes in the casing. The primary objective of squeeze cementing is to develop a seal in the casing-wellbore annulus between formation intervals penetrated by the casing. The most common purposes for squeeze cementing are to:¹⁶⁸

- Repair a primary cement job that failed due to cement by-passing mud (channeling) or insufficient cement height (fill-up) in the annulus
- Eliminate water intrusion from above, below, or within the hydrocarbon producing zone
- Reduce the producing gas-oil-ratio by isolating gas zones from adjacent oil intervals
- Repair casing leaks due to corrosion or split pipe
- Plug all, or part, of one or more zones in a multizone injection well to direct injection into desired intervals, and
- Plug and abandon a depleted or watered-out producing zone.

Squeeze cementing can be classified as *high pressure* and *low pressure*. And two techniques used are: *Bradenhead squeeze* and *packer squeeze*. These classifications and techniques will be discussed later in the article.

Misconceptions. Techniques and technology of squeeze cementing have been developed over a period of more than 40 years,¹⁶⁹ and later operations have proven that some early concepts were incorrect. Yet many applications are still based on these misconceptions. For example, some people erroneously assume that:

1. Cement squeezed through holes (perforations) in casing under high pressure generally forms a horizontal cement "pancake" opposite the holes, thereby developing a barrier to vertical fluid movement
2. Injecting drilling mud into perforations at high pressure opens all perforations
3. High final squeeze is a positive indication of a successful job, and
4. In zones with good permeability, cement penetrates the formation without fracturing.

The fundamental concept of squeeze cementing is that cement filter cake forms the initial seal.

A cement slurry consists of finely divided solid particles dispersed in liquid. Such particles in the slurry

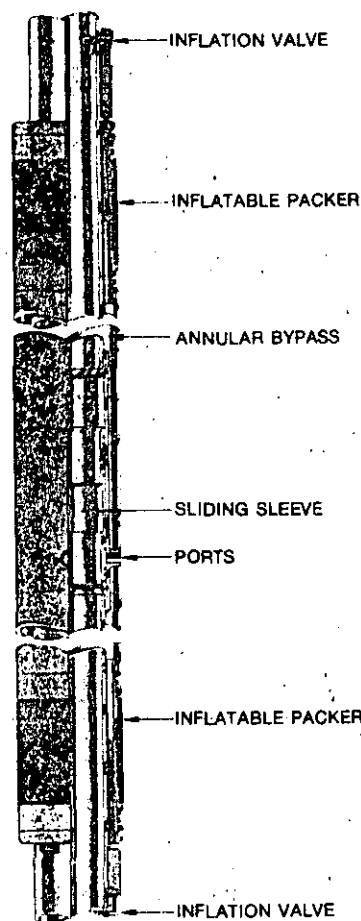


Fig. 70—Selective completion tool features two inflatable packers that straddle and isolate the pay zone. Cement circulates through the tool's internal bypass and re-enters annulus above the upper packer. Sliding sleeves then can be opened to expose inside of casing to the isolated formation. Tool length can be varied (courtesy Gearhart-Owen Industries, Inc.)

cannot be displaced into normal formation permeability as it would require permeability in excess of 100 Darcies to allow a normal slurry to penetrate a sand formation without fracturing.¹⁶⁸ Therefore, when slurry is forced against a permeable formation, the solid particles will filter-out on the formation face as filtrate is forced into the formation permeability.

The filter cake has much lower permeability than most sand formations. And as cake forms on part of the formation, slurry can be diverted to other exposed formation permeability. A properly designed squeeze job will cause dehydrated cement filter cake to fill the opening(s) between the formation and the casing. And, if allowed to cure, the dehydrated cement filter cake will form a nearly impermeable solid.

In cases where slurry is to be placed in a fractured interval (either natural or induced) the cement solids will have to develop a cake on the fracture faces and/or bridge the fracture.

Most successful squeezes in fractured formations have used a staging technique in which a highly accelerated slurry, or a slurry with bridging agents such as gilsonite or sand, is followed by, a second stage of moderate fluid

loss slurry. This system encourages bridging and filter cake development and helps divert movable slurry to unsealed fractures.

Fluid loss control. As noted above, the successful squeeze must deposit cement filter cake in openings between casing and formation.¹⁷⁰ To achieve this it may be necessary to control cement fluid (filtrate) loss. If fluid loss is uncontrolled, cement may dehydrate and bridge off the upper portion of a perforated interval before slurry is displaced to the lower perforations, Fig. 26, Part 3. Conversely, very low fluid loss can result in very slow filter cake development and unacceptably long placement operations.

Key factors that affect rate of filter cake growth are: Slurry properties (fluid filtrate loss and water-to-solids ratio); formation characteristics (permeability, pore pressure and fracture pressure); and squeeze pressure (differential between downhole slurry pressure and formation pore pressure).

And, of course, fluid loss and filter cake growth rate vary directly, i.e. a slurry with a high fluid loss will have a fast filter cake build-up.

The composition of a squeeze slurry should be based on characteristics of the formation opposite the interval(s) to be squeezed, and techniques to be used. In formations with unimpaired natural permeability, slurry with a water-to-solids ratio of 0.4 (by weight) and a low fluid loss of 50-150 cc in 30 minutes under 1,000 psi differential should provide satisfactory caking for most "low-pressure" squeeze jobs.¹⁷¹

Slurry fluid (filtrate) loss can be varied and controlled as required, over the wide range of temperature and pressure conditions normally encountered in oil and gas wells, with various cement additives¹⁷² (Part 3). The

important factors are rate of deposition and amount of filter cake deposited. Slurry solids content affects time required to develop cement cake and time required for adequate dehydration at a given fluid (filtrate) loss.

When squeezing against shales, dense limestones, dolomites—or permeable formations where natural permeability is plugged with mud—a low fluid loss cement may not be desirable. In these situations a "high-pressure" squeeze job is usually performed and low fluid loss slurry could be undesirable because its restricted filtrate loss could inhibit filter cake development.¹⁶⁹

Thus, squeeze pressure, time and slurry composition are the primary controllable variables. However, these factors also are functions of formation character and type of fluid in the well, i.e. drilling mud or "clean" workover fluid.

HIGH PRESSURE SQUEEZING

High pressure squeeze cementing is defined as a job in which fluid pressure in the wellbore exceeds formation fracture pressure prior to or during the time that cement slurry is in contact with the formation. High-pressure methods are recommended only when squeezing relatively impermeable zones or where the squeeze is to be conducted with drilling mud in the hole.

Fracturing of the formation permits displacement of mud or workover fluid through holes in the casing. The slurry then displaces this fluid into the fractures, permitting development of cement filter cake on the fracture surfaces.

Where the previously-cemented annulus contains fluid or mud filled channels, fracture initiation may occur anywhere along the length of the channels—above or below the perforations. After fracturing, cement displaces and follows fluid from the channels into the fracture and cement is deposited in the channels between perforations and the fracture initiation point.

Since it is likely that perforations will be at an intermediate part of any channels, only that part of the channels between the perforations and the fracture initiation point is filled with cement. Use of the hesitation technique under these circumstances may develop additional fractures and a more effective cement seal. More details on hesitation squeezing are presented later in this article.

Potential Problems. With high-pressure squeezes there is no control of either location or orientation of the generated fracture. The fracture will be oriented perpendicular to the least principal stress as shown in Fig. 71. Note that horizontal fractures will not be created if fracture pressure is less than overburden pressure.

Formation fracturing during high-pressure squeezing may be counter-productive, as fractures induced in formations deeper than 3,000 feet are nearly always vertical. Thus, even if the casing-wellbore annulus is sealed, vertical communication between zones may be established in the fracture. Horizontal fractures containing cement "pancakes" cannot be generated by high pressure squeeze cementing in deep wells.¹⁷¹

Once a fracture is created it must be sealed-off with cement, particularly if it is vertical and extends into a zone being isolated. However, sealing-off the fracture may be difficult because fracturing is usually initiated with mud, and attempts to purge the fractures may only extend

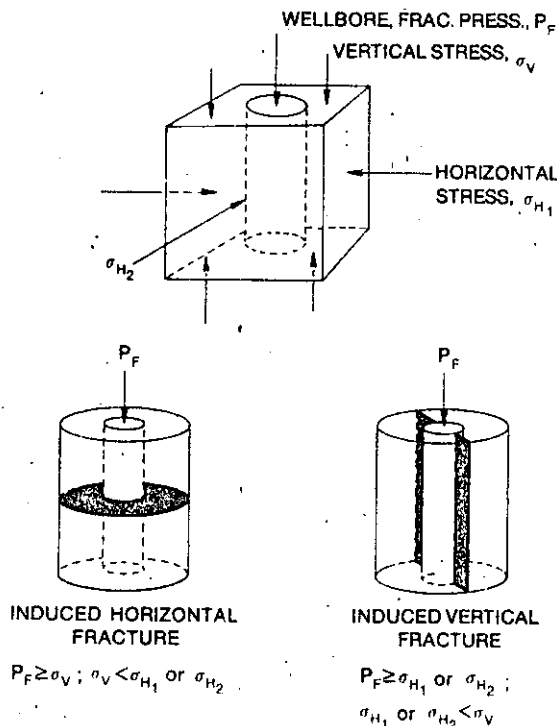


Fig. 71—Effect of well depth and vertical-horizontal formation stresses on type of hydraulic fracture induced by injected fluid. Horizontal fractures will not be created if fracture pressure is less than overburden pressure, this is usually the case at depths greater than 3,000 feet.

them. Thus, the necessary volume of cement can be large. It is not unusual to use 100-500 sacks on a high-pressure squeeze job. Such problems with mud-filled fractures have been minimized by using a high-fluid-loss fluid (water) for breakdown. Where mud is needed for control, such fluid is spotted before setting the packer. After breakdown, cement is circulated into place for squeezing.

Another problem in a perforated interval is that mud-filled perforations can withstand large pressure differentials, especially toward the formation. And, all perforations may not be forced open when the formation is fractured by the high pressure. In fact, the most common cause of squeeze cementing failures is attributed to the unplugging of mud-plugged perforations *after* the squeeze job.

Generally, it is recommended that solids-free workover fluids be used whenever fluid has to be displaced into the formation ahead of cement. Acid or chemical washes can also be used ahead of the slurry. Several clean-up techniques and chemical wash formulas are presented in the literature.¹⁷³⁻¹⁷⁷

LOW PRESSURE SQUEEZING

Low pressure squeeze cementing is defined as a job in which fluid pressure in the wellbore is maintained below fracture pressure of exposed formations prior to, and during, the time slurry is in contact with the formations. In practice, "safe" squeeze pressure is usually specified as some value below established fracture pressure (300 psi has been used in some areas).

Low pressure squeeze cementing¹⁷⁵ utilizes a small volume of low fluid loss slurry placed against exposed permeable formations with a moderate squeeze pressure. Filtrate from the slurry is forced into formation permeability allowing build-up of cement filter cake. Low fluid loss reduces dehydration rate and discourages bridging as the slurry is forced along openings or channels.

In low pressure squeezes, perforations and channels must be clear of mud or other solids. If the well has been on production, such openings may have been purged. If the job is to be performed through new perforations, results may be enhanced by perforating in a solids-free, non-damaging fluid—such as filtered brine to prevent clay swelling—with pressure *underbalance* to permit purging of perforation cavities. In existing perforations pressure/suction washing with or without acid may be considered.

Procedure. In practice, the low pressure squeeze job is generally conducted as follows:

1. Initiate injection. Determine *downhole* injection pressure
2. Circulate slurry to desired location in the casing
3. Apply moderate squeeze (downhole) pressure. Consider increased hydrostatic effect of cement column
4. Restore squeeze pressure by engaging the pump as bleedoff occurs. (Note: During steps 2 and 3, cement filter cake is deposited in perforations or holes)
5. Gradually increase downhole pressure to 500–1,000 psi above pressure required to initiate flow. When bleed-off ceases for about 30 minutes, stop displacing cement slurry and hold the pressure. Do not exceed "safe" squeeze pressure. Successful squeeze jobs are routinely obtained with only one or two cubic feet of cement displaced through the perforations.
6. Reverse circulate excess cement from casing, or pull work string leaving cement to be drilled out later, if necessary.

A properly designed slurry will leave only a small cement filter-cake bump (node) inside the casing after circulating out excess slurry. Improperly designed slurries

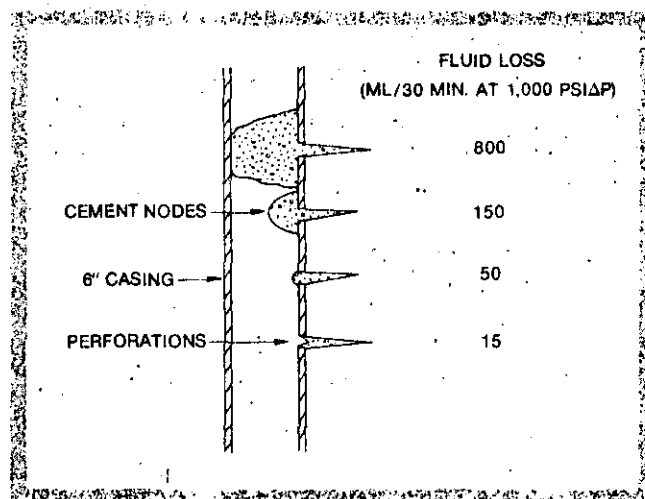


Fig. 72—Schematic of cement filter cake node building after 45 minute squeeze with various fluid (filtrate) loss properties, (after Rilke).¹⁷⁴

can result in excessive caking with enlarged nodes, or inadequate caking and inability to hold pressure, Fig. 72.

The casing can be left with cement nodes small enough that drilling-out is not required. And the ability to reverse out excess cement in many applications makes low pressure squeezing compatible with "thru-tubing" techniques.¹⁷⁶

SQUEEZE TECHNIQUES

Squeeze cementing in permanent and tubingless completions requires some special precautions but basic techniques are similar to those used in conventional wells. And, for the most part, only low pressure squeeze jobs are attempted.

A permanent completion is one in which tubing and wellhead remain in place during life of the well. Squeeze cementing in these wells can be performed with concentric small diameter tubing. Thru-tubing tools such as inflatable bridge plugs and packers have been developed to be run on wireline or small diameter tubing strings to permit conventional, small scale squeeze cementing operations.

Squeezing through small concentric tubing uses very small slurry volumes which are susceptible to contamination by fluids in the casing and in the tubing-tubing annulus. Therefore it is particularly important to maintain accurate volume control of all fluids pumped into the well to assure proper slurry placement.

The hesitation squeeze is a subclassification of squeeze cementing that can be used in either high or low pressure applications. The principal aspect of the technique is alternate pumping and hesitation (not pumping). The hesitation is to encourage cement filter cake buildup.

Hesitation procedures are much more of an art than a science, as hesitation time and pressure change during pumping and waiting are observed, and varied, based on experience. The alternating of pumping and hesitation are continued until the desired final squeeze pressure is obtained,¹⁷¹ Fig. 73.

The Bradenhead squeeze technique normally is used on low pressure formations. Usually the interval to be squeezed is at or near the bottom of the well.

The general procedure, as illustrated in Fig. 74, includes

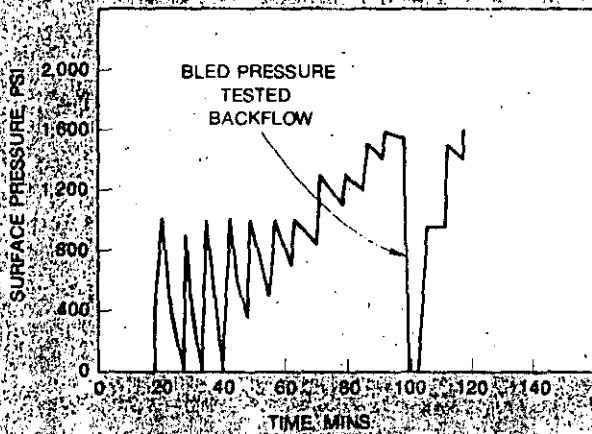


Fig. 73—Example of hesitation squeeze technique shows alternate pumping and hesitation to allow cement filter cake formation and gradual buildup to desired squeeze pressure (after Beach et al).¹¹¹

these steps: Circulate cement across zone to be squeezed; pull drill pipe (or tubing) above the perforations; close blowout preventors (or shut off flow from the annulus) and apply pressure to drill pipe or work string to force slurry to dehydrate against the formation; reverse out excess cement in the work string and casing, or let cement set, and drill out as required.

Squeeze pressure is limited by casing string and well-head burst strength, so the Bradenhead technique is normally used with a low pressure squeeze. It is not a precise cement placement technique and is not generally recommended when there are several open intervals and only one is to be squeezed, or where casing is not pressure tight above the zone to be squeezed.

Packer squeeze techniques permit precise slurry placement and isolate high pressure from casing and wellhead while high squeeze pressures are applied downhole. A packer squeeze can be conducted with either drillable or retrievable squeeze packers. Wellbore fluid below the packer is usually displaced through perforations ahead of the cement when this method is used. Dirty fluid may block flow of cement to a portion of any exposed permeability.

In the past, main advantages of a drillable packer or retainer, over a retrievable packer, were that it prevented backflow and disruption of the filter cake and provided the ability to isolate perforations from circulation pressures above the packer. With new technology, these capabilities are available with some retrievable cement retainers, and they can be of particular advantage when it is necessary to remove the packer from the wellbore after squeezing.

Retrievable packers can be set and released repeatedly on a single trip, as may be required to locate holes in the casing. When retrievable packers are released, differential pressure from the formation must be controlled to prevent back-flow and cement filter cake disturbance. Generally the retrievable packer is less expensive to run; and less rig time is required if cement is to be drilled out.

Many accessories have been developed for use with the retrievable squeeze packer, such as retrievable bridge plugs that can be run below the squeeze packer and set at any point below the packer. The retrievable bridge plug will hold pressure from either above or below.

Although this isolation technique is most always required for high pressure squeeze jobs it can be effectively used on low pressure squeezes where accurate cement placement is desired. And, with a low pressure squeeze, it is possible to run and retrieve the bridge plug on the same trip with the retrievable squeeze packer. It is also possible to squeeze multiple zones on the same trip with this equipment. However, as mentioned earlier, differential pressure between casing and formation must be controlled to prevent displacement of unset cement filter cake.

Drillable packers can be obtained with either of two valve systems: The "popet" type back pressure valve will prevent back-flow only. The "two-way" valve will retain pressure from either direction and closes when drill pipe is pulled above the packer. The two-way valve system makes it possible to reverse circulate any excess cement from the drill pipe without exerting pressure below the packer. Drillable packers can be set on tubing or drill pipe, and by electric (logging) line.

The choice between drillable or retrievable packers is primarily dependent on well conditions and squeeze technique. Details on specific capabilities of either type should be obtained from the service company or manufacturer (supplier).

Packer location should be carefully considered and may vary depending on the type job. If set too far above

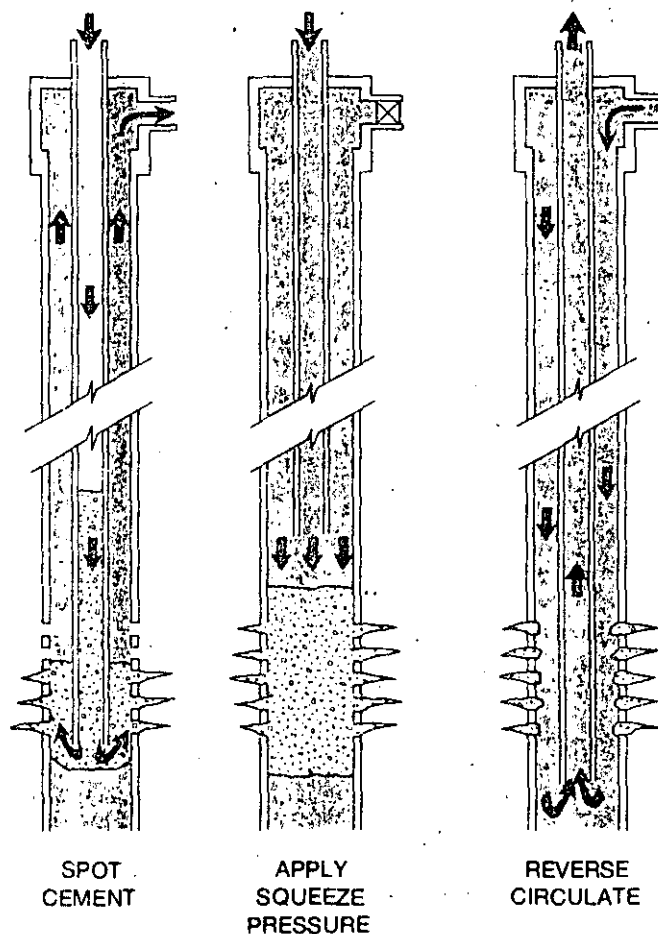


Fig. 74—Schematic of Bradenhead squeeze technique normally used on low pressure formations. Cement is circulated into place down drill pipe (left), then wellhead, or BOP, is closed (center) and squeeze pressure is applied. Reverse circulating through perforations (right) removes excess cement, or plug can be drilled out.

perforations or holes to be squeezed, excessive volumes of fluid—either workover fluids or mud—must be displaced into the formation ahead of the cement, or the slurry may channel through the mud, Fig. 75. Conversely, a packer set too close to perforations or holes could become stuck if pressure on the outside of the casing is transmitted above the packer and causes the casing to collapse.

It is desirable to test and then maintain some pressure on the casing annulus above the packer. Observation of this annulus pressure can be effectively used as a check for leaks in the squeeze string, packer or casing. Annulus pressure can also be used to prevent collapse pressures from developing during high pressure jobs.

Usually, the packer should be set 30-60 feet from perforations. If corrosion holes or split pipe are being squeezed, more space is recommended.

Final squeeze pressure. Thirty (or more) years ago when squeeze cementing was more art than science, high final squeeze pressure was one primary indicator used to measure success. However, high final pressure may occur because dehydrated cement has bridged-off the casing or perforations. And mud cake filled perforations are also capable of withstanding high differential pressure, particularly in the direction of the formation. Thus high final squeeze pressures can be achieved where the squeeze is unsuccessful.

Job evaluation. Proof of a successful squeeze is the withstanding of differential pressure between casing and formation after the well is returned to operation, either production or injection. However, it is usually desirable to test the squeeze job before removing the workover or drilling rig.

Differential into the wellbore may be obtained by swabbing or displacing workover fluid with field crude.

In some production wells it may be impractical to unload the wellbore without returning the well to production. In these cases a positive pressure test that does not exceed formation fracture pressure should be conducted after cement has set and, if required, after drill-out. Even though it is not conclusive, pressure testing can be relatively quick and inexpensive to perform. It may detect a job failure, and, in most cases, less effort and expense are required to repeat the squeeze operation at that time. Procedures for evaluating cement jobs will be discussed more fully in the next article.

In squeeze jobs where cement is to be drilled out, an indication of success is the way the cement drills. If it drills hard all the way, results may be good. However, soft spots or voids usually indicate an unsuccessful job.¹⁶¹

Remedial squeeze cementing techniques and technology provide a wide variety of "cures" for problems related to fluid movement behind the casing and/or in the wellbore. However, prevention—where possible—is a more effective, less expensive solution than squeeze cementing.

Squeeze cementing is a remedial tool. It should not be used as a planned supplement to primary cementing. For example, careful design and execution of primary cementing is a much better way to get zone isolation than relying on high-pressure "block squeezing" above and below the pay. As mentioned, high pressure block squeezing may actually aggravate communication between zones.

Coming next month: Defining the problem to be "cured"

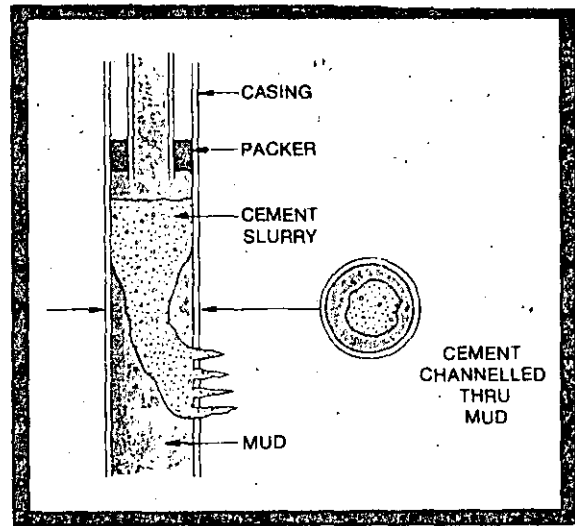


Fig. 75—Packer location is important. In this example, packer is set too high allowing cement slurry to be contaminated as it channels through mud to reach perforations or holes (after Shryock and Slagle).¹⁶⁰

by squeeze cementing is likely the most important rule of preparation. Many diagnostic tools and evaluation procedures that can be used to gain an understanding of downhole conditions before and after squeezing, or after primary cementing, are discussed in the concluding article, along with some recent cementing innovations.

LITERATURE CITED

- ¹⁵⁴ Parsons, C. P., "Plug-back Cementing Methods," AIME Trans. Vol. 118 (1936).
- ¹⁵⁵ Goins, W. C., Jr., "Open hole plug-back Operations," *Oil Well Cementing Practices in the U.S.*, API, 1959.
- ¹⁵⁶ Montgomery, P. C. and Smith, D. K., "Oil Well Cementing Practices and Materials," *Petr. Engr.*, May and June, 1971.
- ¹⁵⁷ Fischer, J. S., Waddler, F. V. and McGuire, J. A., "Improving Production with Electrical Workover System," Paper SPE 2414, 1969.
- ¹⁵⁸ Beach, H. J. and Goins, W. C., Jr., "A Method of Protecting Cements Against the Harmful Effects of Mud Contamination," *AIME Petr. Trans.* Vol. 210, 1957.
- ¹⁵⁹ Morgan, B. E. and Dumbauld, G. K., "Use of Activated Charcoal in Cement to Combat Effects of Contamination by Drilling Muds."
- ¹⁶⁰ Banister, J. A., "Methods and Materials for Placing Cement Plugs in Open Holes," Presented at the National Interstate Oil Compact Commission's Convention, Yellowstone, Wyo., June 1957.
- ¹⁶¹ Murphy, W. C., "Squeeze Cementing Requires Careful Execution for Proper Remedial Work," *Oil & Gas Journal*, February 1976.
- ¹⁶² Buster, J. L., "Cementing Multiple Tubingless Completions," *API Drilling and Production Practice*, 1965, pp. 15-23.
- ¹⁶³ Willingham, J. E., "Experience with 2-7/8" Casing in the West Texas—New Mexico Area," *API Drilling and Production Practices*, 1963, pp. 64-71.
- ¹⁶⁴ Scott, R. W., "Small Diameter Well Completions," *Engineering Practices Manual No. 4*, Reprinted from *World Oil*, 1963.
- ¹⁶⁵ Childers, M. A., "Primary Cementing of Multiple Casing," *Transactions of AIME*, Volume 243, 1968.
- ¹⁶⁶ Clark, C. R. and Jenkins, R. G., "Cementing Practices for Tubingless Completions," SPE Paper 4609 Presented at the 48 Annual Fall Meeting, Las Vegas, Sept. 30-Oct. 3, 1973.
- ¹⁶⁷ Holley, J. A., "Field Proven Techniques Improve Cementing Success," *World Oil* August 1976, pp. 31-33.
- ¹⁶⁸ Shryock, S. H. & Slagle, K. A., "Problems Related to Squeeze Cementing," *JPT*, August 1968.
- ¹⁶⁹ Torrey, P. D., "Progress in Squeeze Cementing Application and Technique," *Oil Weekly*, July 29, 1940.
- ¹⁷⁰ Hook, F. E., and Ernst, E. A., "The Effect of Low-Water-Loss Additives, Squeeze Pressure and Formation Permeability on the Dehydration Rate of a Squeeze Cementing Slurry," Paper SPE 2455. Presented at the SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Denver, May 25-27, 1969.
- ¹⁷¹ Beach, H. J., O'Brien, T. B. & Goins, W. C., Jr., "Controlled Filtration Rate Improves Cement Squeezing," *World Oil*, May, 1961.
- ¹⁷² Binkley, G. W., Dumbauld, G. K. & Collins, R. E., "Factors Affecting the Rate of Deposition of Cement in Unfractured Perforations During Squeeze Cementing Operations," Paper SPE 891-G, 1957.
- ¹⁷³ Rike, J. L., "Obtaining Successful Squeeze-Cementing Results," Paper SPE 4608, 1973.
- ¹⁷⁴ Carter, L. G. et al., "Remedial Cementing of Plugged Perforations," Paper SPE 759, 1963.
- ¹⁷⁵ Morgan, B. E. & Dumbauld, G. K., "Bentonite Cements Proving Successful in Permanent-Type Squeeze Operations."
- ¹⁷⁶ Huber, T. A., Tausch, G. H. & Dublin, J. R., III, "A Simplified Cementing Technique for Recompletion Operations," AIME Transactions, Vol. 201, 1954.
- ¹⁷⁷ Harris F. and Carter, G., "Effectiveness of Chemical Washes Ahead of Squeeze Cementing," API Paper 891-37-H, 1963.

Cementing oil and gas wells

Part 8—Methods for evaluating primary cementing effectiveness plus a wrapup of several new tools to improve completion operations

George O. Suman, Jr., President, and Richard C. Ellis, Project Engineer, Completion Technology Co., Houston

10-second summary

Basic principles of temperature logging, bond logging and various tests for proving fluid shut-off by primary cementing are described, along with three new tools for completion, through-tubing work and whipstock installation.

THIS CONCLUDING article discusses several methods of evaluating the effectiveness of a primary cement job, or a remedial squeeze. The techniques include logging methods—to determine factors such as cement height, thickness, bonding or possible mud channeling—and various positive performance tests such as pressure tests, perforating and bailing, and production and/or production logging tests, to prove whether the job accomplished its intended purpose.

Also discussed are several recently introduced down-hole tools that are closely associated with cementing operations. These include:

- ▶ The new Pack/Perf Completion system that provides positive isolation and formation support through the perforated interval
- ▶ A new through-tubing, inflatable bridge plug that can simplify plug back operations in casing, below the tubing string, and
- ▶ A permanent packer arrangement for positively anchoring a whipstock tool. The system can cut costs and eliminate cement plug placement problems, in this application.

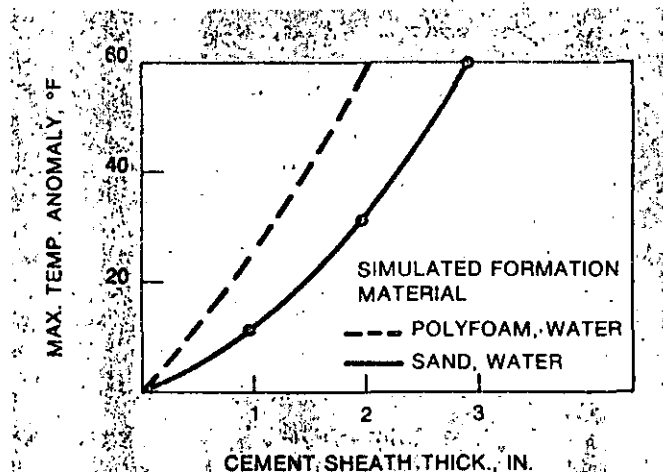


Fig. 76—Lab tests of various cement thicknesses with insulating and non-insulating material simulating surrounding formation indicate that temperature rise inside casing from setting cement can vary significantly with rock thermal diffusivity properties (after Gretener).¹⁸⁰

EVALUATION TECHNIQUES

Evaluation of primary cementing is usually based on one of the following basic failure definitions: Cement failed to fill the casing-borehole annulus above the minimum acceptable cement height; it failed to provide a seal at the casing shoe (or at the top of a liner), or it failed to provide effective isolation of the zones of interest.

When any of these failures are detected, squeeze cementing remedial operations are usually required. A number of evaluation techniques are available, including: Temperature surveys; radioactive logs; pressure tests; acoustical cement bond logs, and production testing and production logging.

Temperature surveys are used to detect maximum height of cement in the casing-wellbore annulus.^{178, 179} Reasonably accurate in this application, such surveys cannot determine cement quality, or effectiveness in preventing vertical fluid migration.

The method consists of running a recording thermometer in the casing following the cementing operation. Setting cement generates "heat of hydration" which in-

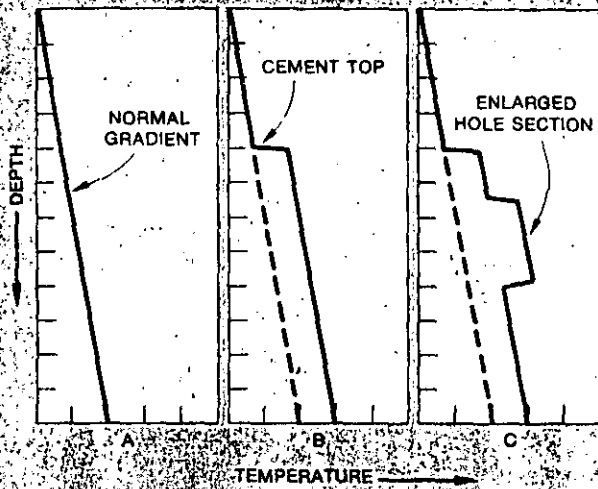


Fig. 77—Idealized temperature log in homogeneous lithology environment. Curve C compared to Curve B illustrates effect of enlarged borehole with corresponding increased cement thickness (after Folmar).¹¹⁹

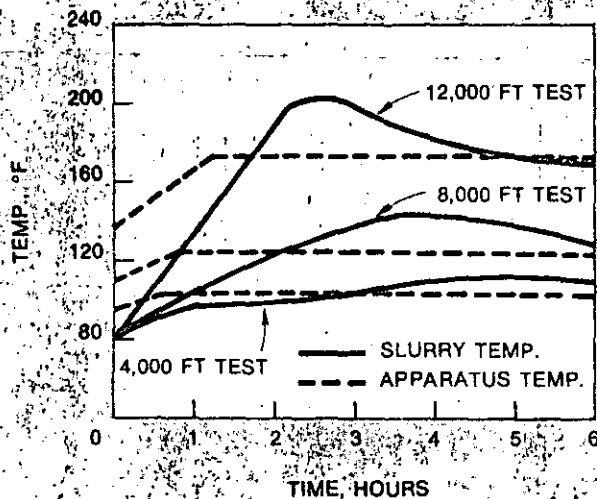


Fig. 78—Cement temperature development with time as a function of well depth is indicated by lab results in a simulated wellbore apparatus preheated to temperatures of various depth levels. Tests show 80° F slurry first cools fluid inside casing, then maximum temperature develops several hours after placement. Temperature rise is greater in higher temperature environment (after Farris).¹²¹

creases the temperature of adjacent fluid in the casing by several degrees.

Maximum temperature anomalies may be expected to range from 10-40° F, Fig. 76.¹²⁰ The magnitude of the anomaly will depend on thickness (or mass) of cement behind the casing, as well as the thermal diffusivity of surrounding formation. Where lithology is fairly uniform, the temperature log will indicate relative thickness of cement behind casing,¹⁷⁹ Fig. 77. Caliper surveys can be particularly helpful in analyzing the temperature survey. If a hot area is noted where there is no hole enlargement, cement has invaded the formation through fractures or a thief zone. If the indicated cement top is higher than calculated, cement channeling should be suspected.

To locate the cement top, the temperature survey should begin either at the surface or at least 1,000 feet

above the expected top. It is desirable to run the survey at 5° F per inch sensitivity under normal conditions. And well conditions must remain static from the time the plug is bumped until the survey is completed. Caution should be observed when mixed lithologies (sand, shale, limestone, dolomite, salt, etc.) are present because it is possible to misinterpret a lithology change as a cement top. In these areas it is advisable to run a base log prior to running casing, to avoid possible erroneous interpretations.

The rate at which temperature changes depends on temperature to which the cement is exposed. This is usually a function of depth of the cement job, Fig. 78.¹²¹ Peak temperatures often occur 4-12 hours after start of mixing operations but remain elevated for more than 24 hours, as shown in Fig. 79. Therefore, temperature surveys normally should be run between 8 and 24 hours after cement is mixed. Because these surveys are only applicable for this short period after cementing, they, of course, have no application in old wells.

There are conditions in some areas where extremely high well temperatures override the temperature increase of the hydrating cement.¹²² If the cement top is between casing strings, the temperature will be greater than, but parallel to, the geothermal gradient. In wells in which particularly heavy or viscous drilling fluids are used, special cement displacing fluids may have to be used to permit running of the survey.

Radioactive surveys. Addition of radioactive tracer material to the lead portion of the cement slurry provides a positive indicator of the cement top. Either long or short half-life material can be used. Carnolite has a half-life of approximately 1,700 years, and permanently affects natural gamma-ray emissions near its location in the well. Several radioactive materials that can be used as tracers have half-lives of 8-80 days.

Principal disadvantages of radioactive survey techniques for cement height determination are: Special health precautions; interference with natural radioactive surveys, and high costs.¹⁷⁸

Pressure, inflow tests. Pressure tests are conducted

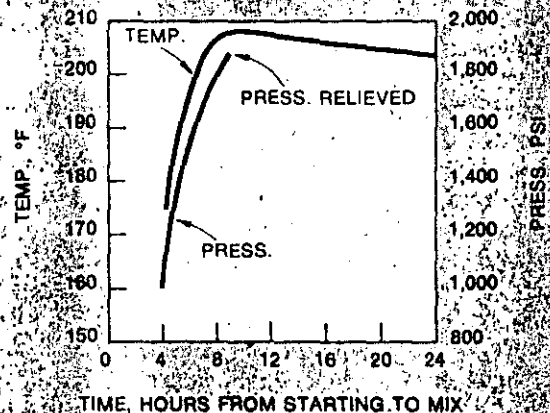


Fig. 79—Temperature and pressure effects within fluid filled casing shut in immediately after cementing. Note maximum temperature buildup 8-12 hours after mixing. Temperature remains elevated for several hours (after Farris).¹²¹

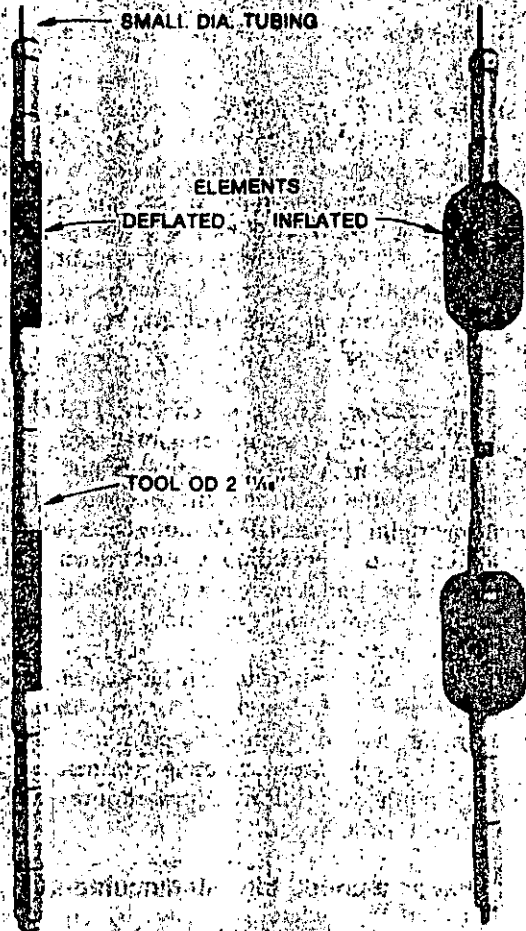


Fig. 86—New through-tubing inflatable bridge plug can be run through 3½-inch tubing, on macaroni string or coiled tubing, and set in casing as large as 7⅝-inch. Tool holds 700-psi differential pressure (photo courtesy Lynes, Inc.).

WOC time, and cement filled ECPs are perforated to establish exclusive communication to zones of interest, Fig. 85.

The need for remedial squeeze cementing for zone isolation should be eliminated. Casing will be centered in the borehole at the ECP and a uniform cement sheath thickness will exist.

Isolation packing, ball sealers, chemical diverters, etc. are frequently used to ensure that each perforation receives treating fluids. However, after improper conventional cementing, such fluids may move vertically in the annulus even though they entered individual perforations. The Pack/Perf system contacts the formation with a pressurized rubber seal, backed by non-contaminated cement, that positively blocks vertical fluid movement in the annulus. Acid, hydraulic frac fluid, chemical sand consolidation fluid and other treatments will enter the formations for which they are intended.

Increased borehole wall support can be a significant advantage where wells are completed in weak formations or where the reservoir is geopressured. Such formations are particularly subject to failure if mechanical

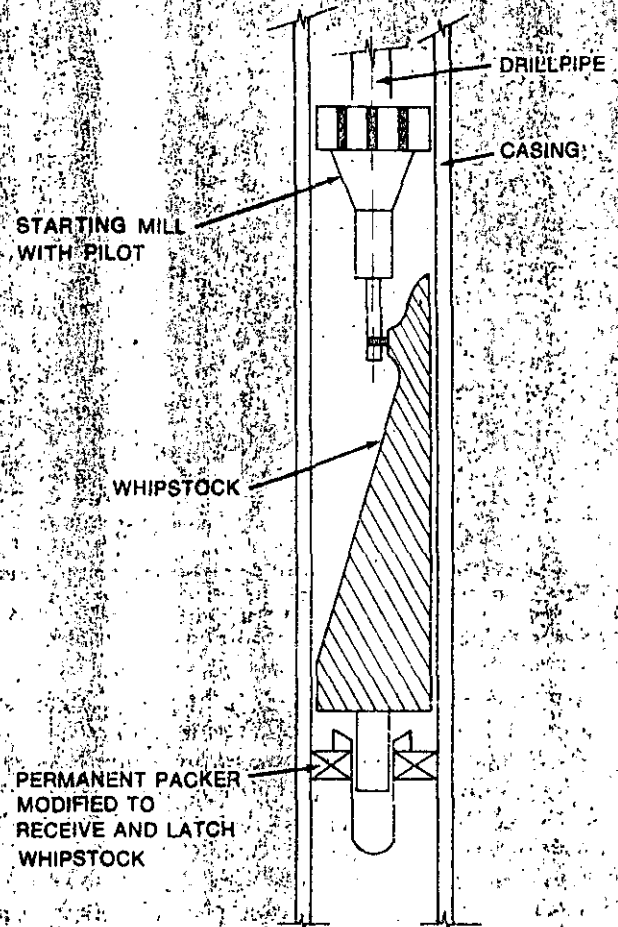


Fig. 87—Schematic of new whipstock anchor offered by Baker Packers. System provides positive seat without danger of disturbing tool when bit is pulled back through casing window. Permanent packer is set first in oriented position (if desired) then whipstock anchor is run on the pilot mill and stabbed into the packer. Additional set-down weight then shears mill free to begin sidetrack operation.

support is not provided. Mud channels or pockets left from conventional cementing can be "drained" when the well is perforated and produced. This can remove lateral support and cause failure of the formation rock.

In unconsolidated sands, lateral support can be a factor preventing initial sand movement that leads to sand control problems. This new support mechanism provides the means to establish *stabilized arch sand control*—a method that could increase productivity at minimum cost.^{204, 205}

Through-tubing bridge plug. Lynes Inc. has recently introduced a new tool that can supplement, simplify or even eliminate certain cement plug back operations in casing (or possibly open hole) below an existing tubing string, Fig. 86.

The permanent through-tubing inflatable bridge plug device has a 2 11/16-inch OD. It can be run, on a macaroni string or coiled tubing, through 3½-inch tubing and be expanded with fluid and set inside casing, up to 7 5/8 inches. Once set, the plug is capable of withstanding up to 700 psi differential pressure.

The tool can be used to bottom a cement plug or,

by itself, to shut-off bottom water from a perforated interval, etc.

Whipstock anchor. A new system is now offered for setting an oriented, or non-oriented, whipstock on a permanent packer arrangement prior to cutting a window in casing for sidetracking operations, Fig. 87. Developed by Baker Packers, a Division of Baker International Corp., the packer and anchor assembly positively anchors the whipstock in place, preventing both rotation and vertical movement. The packer also functions as a permanent bridge plug to isolate the casing below the window. It can be run on electric line or pipe. However, if directional orientation is required, the packer will have to be run on pipe.

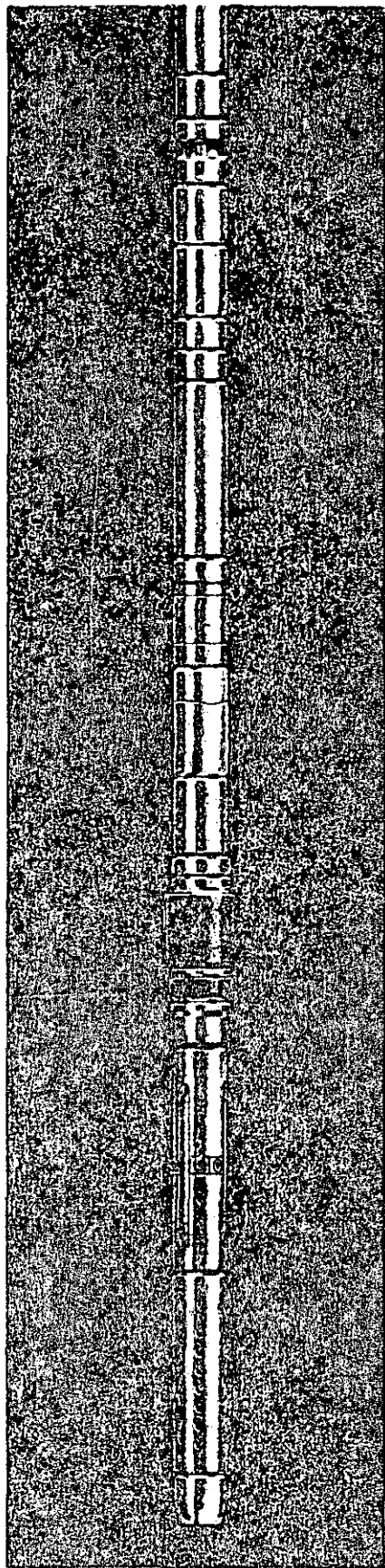
The system is an alternative to a cement plug placed for sidetracking operations. Generally, less rig time and lower total cost will be realized for sidetrack operations with this new innovation. And, it eliminates the potential problem of whipstock movement when the bit is pulled up through the window. Unless prevented, such movement can cause re-entry difficulties.

LITERATURE CITED

- ¹¹⁷ Teplitz, A.J. and Haselbrock, W.E., "An Investigation of Oil Well Cementing," *API 1946 Drilling & Production Practices*.
- ¹¹⁸ Folmar, L.W., "Methods of Detecting Top of Cement Behind Casing," *API—Oil Well Cementing Practices in the U.S., 1959* (Chapter 12).
- ¹²⁰ Gretener, P.E., "Temperature Anomalies in Wells Due to Cementing of Casing," *JPT*, February 1968.
- ¹²¹ Farris, R.F., "Method for Determining Minimum Waiting-on-Cement Time," *Petroleum Technology*, January 1946.
- ¹²² Kading, H.W. and Hutchins, J.S., "Temperature Surveys: The Art of Interpretation," *API Drilling & Production Practices*, 1969.
- ¹²³ Young, V.R., "Testing of Primary Cement Jobs," *API—Oil Well Cementing Practices in the U.S., 1959*, Chapter VI.
- ¹²⁴ Anderson, W.L. and Walker, T., "Research Predicts Improved Cement Bond Evaluations with Acoustic Logs," *JPT*, November 1961.
- ¹²⁵ Winn, R.H., Anderson, T.O., Carter, L.G., "A Preliminary Study of Factors Influencing Cement Bond Logs," *JPT*, April 1962.
- ¹²⁶ Walker, T., "Case Histories of Bond Logging," *O&GJ*, May 7, 1962.
- ¹²⁷ Riddle, G.A., "Acoustic Wave Propagation in Bonded and Unbonded Oil Well Casing," *SPE* 454, October 1962.
- ¹²⁸ Pardue, G.H., et al., "Cement Bond Log—A Study of Cement and Casing Variables," *JPT*, May 1963.
- ¹²⁹ Flournoy, R.M., and Feaster, J.H., "Field Observations on the Use of the Cement Bond Log and Its Application to the Evaluation of Cementing Problems," *SPE* 632, 1963.
- ¹³⁰ Harcourt, G., Walker, T., and Anderson, T., "Use of the Micro-Seismogram and Acoustic Cement Bond Log to Evaluate Cementing Techniques," *SPE* 798, 1964.
- ¹³¹ Anderson, T.O., Winn, R.H. and Walker, T., "A Qualitative Cement-bond Evaluation Method," *API Trans.* 1964.
- ¹³² Walker, T., "A Full-Wave Display of Acoustic Signal in Cased Holes," *JPT*, August 1968.
- ¹³³ Bade, J.F., "Cement Bond Logging Techniques—How They compare and Some Variables Affecting Interpretation," *JPT*, January 1963.
- ¹³⁴ Chaney, P.E., Zimmerman, C.W., Anderson, W.L., "Some Effects of Frequency Upon the Character of Acoustic Logs," *JPT*, April 1966.
- ¹³⁵ Fertl, W.H., Pilkington, P.E., and Scott, J.B., "A Look at Cement Bond Logs," *SPE* 4312, 1973.
- ¹³⁶ Pilkington, P.E., and Scott, J.B., "Comparing Cement Bonds After Ten-Plus Years," *Pet. Eng.*, April 1976.
- ¹³⁷ Wilson, C.L., et al., "How Good is That Well Completion?" *O&GJ*, June 26, 1955.
- ¹³⁸ Wade, R.T., et al., "Production Logging—The Key to Optimum Well Performance," *JPT*, February 1965.
- ¹³⁹ Kading, Horace W. and Hutchins, J.S., "Temperature Surveys: The Art of Interpretation," *API—Drilling and Production Practices* 1969.
- ²⁰⁰ Meunier, D., Tixier, M.P., and Bonnet, J.L., "The Production Combination Tool—A New System for Production Monitoring," *SPE* 2957, 1970.
- ²⁰¹ Witterholt, E.J., Tixier, M.P., "Temperature Logging in Injection Wells," *SPE* 4022, 1972.
- ²⁰² McKinley, R.M., Bower, F.M., Rumble, R.C., "The Structure and Interpretation of Noise from Flow Behind Cemented Casing," *JPT*, March, 1973.
- ²⁰³ Odeh, A.S., Jones, L.G., "Two-Rate Flow Test, Variable-Rate Case-Application to Gas-Lift and Pumping Wells," *JPT*, January 1974.
- ²⁰⁴ Suman, G.O., Jr., "Unconsolidated Sand Stabilization Through Wellbore Stress State Control," *SPE* 5717, 1975.
- ²⁰⁵ Snyder, Robert E., "What's New in Well Completion," *World Oil*, May 1977.

End of series

When you don't know your facts from a hole in the ground



Probably nothing tells more about a well's productive capability than a drillstem test. And NO ONE runs a better test than Lynes.

Under normal conditions, the Lynes CONVENTIONAL DST Packer will likely be all you need. But you may want to use our special 40" packer — to be sure you get a seal.

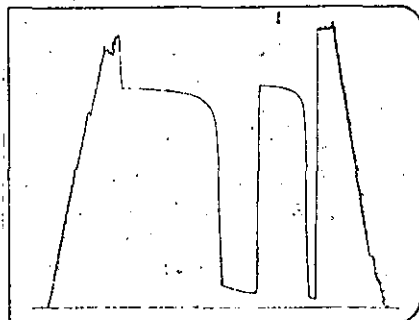
Or when hole conditions really get rough, the Lynes Inflatable Packer is going and away the best solution.

You can run an inflatable test and be sure of a seat and a seal. No matter if the hole is rough and out of gauge.

Even straddle test a zone...

Off bottom...

With no tail pipe.



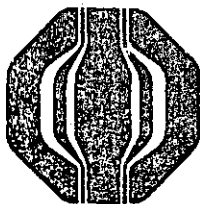
Lynes recorders deliver a clean black-on-white chart that can be instantly transmitted by phone to your office — or to our data processing center for a detailed analysis.

All within an hour.

So — if you've thought of us as just packer people — think of us as DST people.

We're tops in the business.

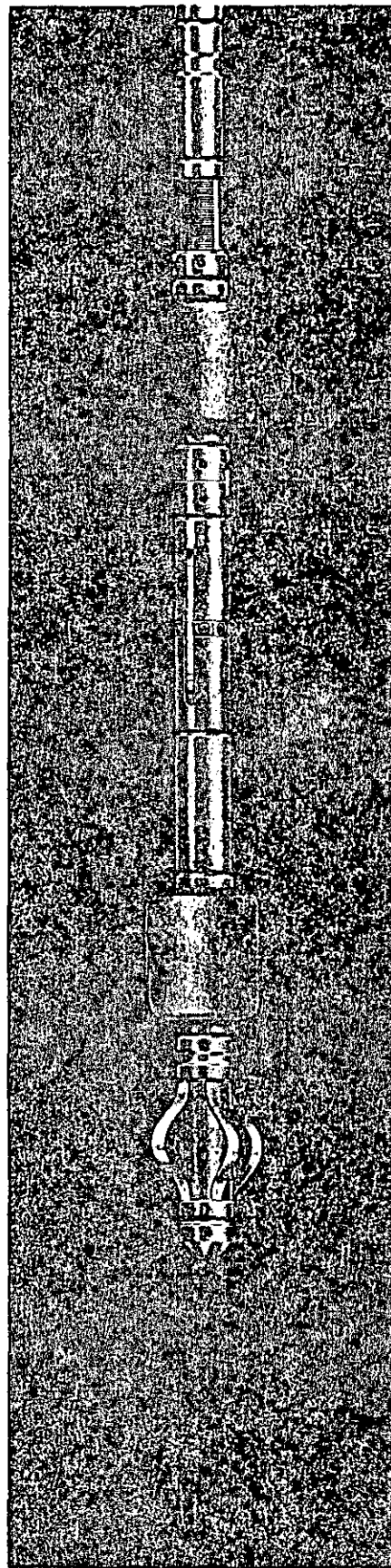
And we're sitting on big ready to give you full details.

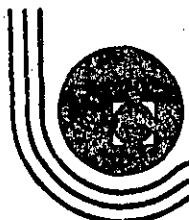


LYNES

P.O. Box 12486
Houston, Texas 77017

Telex: 76-2176
Cable: LYNESINC





**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

MATERIA: "TERMINACION DE POZOS GEOTERMICOS"

DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

MEXICO, D. F.

OBTENCION Y UTILIZACION DE LOS PARAMETROS QUE INTERVIENEN EN EL DISEÑO DE LAS TERMINACIONES DE LOS POZOS.

ING. CARLOS MIRANDA MOCTEZUMA.

Diciembre, 1985.

2.- OBTENCION Y UTILIZACION DE LOS PARAMETROS QUE INTERVIENEN EN EL DISEÑO DE LAS TERMINACIONES DE LOS POZOS.

Los pozos geotérmicos durante su construcción no tienen el gradiente de temperatura normal, ya que en alguna forma están comunicados con el yacimiento o la misma transferencia de calor de la roca, provoca en ocasiones, tener desde la primera etapa altas temperaturas, además no se ha desarrollado la tecnología adecuada para contar con instrumentos de medición tan completos como los usados en la industria petrolera, por lo tanto lo que respecta a mediciones de fondo se hacen únicamente con registradores mecánicos específicamente Kuster. Este tipo de sondas consta de tres componentes principales que son: reloj, registrador y elemento, ya sea éste último de presión o temperatura.

A continuación se describe la herramienta completa para mediciones de fondo y su forma de operar y calibrar.

REGISTRADORES DE PRESION Y TEMPERATURA KUSTER.-

ESPECIFICACIONES

PRECISION

Elementos de presión $\pm 2\%$ del total de la escala

Elementos de temperatura $\pm 1^\circ\text{C}$

RANGO.-

Elementos de Presión	0-800 Lbs/Pg ²	a	0-30,000 Lbs/Pg ²
	0-56 Kg/cm ²	a	0-2100 Kg/cm ²

Elementos de temperatura	25	a	700°F
	-4	a	370°C

DIMENSIONES.-

Elementos de Presión	1 1/4" D.E.	x	73 3/8" de largo
Elementos de Temperatura	1 1/4" D.E.	x	66 1/2" de largo

PESO.-

Elementos de Presión	15 Libras	(6.8 Kgs.)
Elementos de Temperatura	13 Libras	(5.9 Kgs.)

RELOJES.-

2, 3, 6, 12, 24, 48, 72, 120, 144, 168, 180, 360 HRS.

PROPOSITO DEL EQUIPO.-

Los registradores de presión y temperatura Kuster han sido diseñados para obtener datos sobre la presión y temperatura de cualquier intervalo de profundidad de los pozos ya sea en condiciones de pozos estáticos, -fluyendo, a través de tuberías o en agujero abierto. Estos registrado--

res cumplen con el propósito de registrar la presión o temperatura a través de diámetros reducidos y utilizan un tubo de Bourdon enrollado en forma helicoidal lo que ha estado en uso desde el año de 1930.

DESCRIPCION Y PRINCIPIOS DE OPERACION.

Los registradores de presión básicamente están constituidos de un tubo de Bourdon enrollado helicoidalmente, la presión del fluido actúa en el interior del tubo de Bourdon, causando en éste una rotación o efecto de giro, esta rotación es transmitida directamente a un estilite. El tubo de Bourdon está construido de una sola unidad, fácilmente reemplazable en el campo, hecho de una aleación de cromo níquel.

El movimiento de rotación es transmitido al estilite a través de una flecha, el conjunto del estilite se encuentra en operación dentro de un portacartas; el reloj y el conjunto del tornillo sinfin mueve el portacartas una distancia de 5 pulgadas, imprimiendo el estilite una marca sobre una carta con recubrimiento, la marca es de aproximadamente .001" de ancho; que puede ser observada y medida con la ayuda de una lente de 5 x o bien mediante el uso de un lector de cartas de doble movimiento. Sabemos que los cuerpos se dilatan por efectos de temperatura, pero cada componente del elemento, tiene una dilatación diferente, dependiendo del tipo de material con que se fabrica.

Entonces, si dos láminas metálicas con diferente coeficiente de dilatación, se sueldan o se remachan juntas, se tiene una lámina bimetalica, si esta lámina bimetalica se calienta o se enfría, al alargarse o acortarse en mayor magnitud alguno de los metales, la lámina se encorva.

La lámina bimetalica tiene muchas aplicaciones; su desviación puede medir la temperatura (termómetro bimetalico).

Cambie los anillos "O" frecuentemente en forma similar a los elementos de presión, remueva los depósitos de elementos corrosivos como sea necesario con el fin de mantenerlos limpios todo el tiempo.

REGISTRADORES.-

Enjuague el interior de los registradores frecuentemente para remover los productos que quedan de los condensados de oxidación, use un lubricante para roscas de tipo anti-atascamiento. Aplíquese una pequeña cantidad de aceite ETL en la rosca del tornillo de avance.

RELOJES.-

A temperaturas mayores de 175°C, será necesario lubricar y limpiar los relojes con más frecuencia para su lubricación use únicamente aceite para alta temperatura, como el aceite Kuster ETL. Relubrique después de cada corrida mientras el reloj esté caliente. Darle cuerda y déjese trabajando. Limpie usando un limpiador sónico y cepille vigorosamente para remover todas las trazas de productos de oxidación.

Las cuerdas están lubricadas en seco y no deberán lubricarse a menos que este recubrimiento se pierda. Cuando los relojes se usen a elevada temperatura por largos períodos de tiempo, tal vez será necesario cambiarlos.

El conjunto de engranes trabaja como una sola unidad y herramienta, limpie y pula todas las superficies de los pivotes y baleros para remover los productos de oxidación.

Las calibraciones de los elementos de presión hechas en la fábrica, se hacen mediante incrementos de presión, de tal forma que será conveniente al tomar registros de presión, empezar a registrar las zonas de menor o mayor presión. Si se desea tomar presiones decrecientes en los pozos será necesario calibrar previamente el elemento usado utilizando presiones decrecientes, ésto es con el fin de obtener una mayor precisión en los registros.

Cuando los elementos de presión se usan a temperaturas mayores de 200° F, para mayor precisión de los aparatos, será necesario calibrar los elementos a las temperaturas que se considera se encontrará en los pozos.

CALIBRACION A TEMPERATURA AMBIENTE.-

Arme el elemento de presión y el registrador, tal como se describió en las páginas anteriores, conecte el elemento al calibrador de peso muerto y presione el elemento a su rango máximo, mantenga la presión durante 2 minutos y después liberarla manteniendo el aparato sin presión otros 2 minutos.

Presurísece nuevamente el elemento a su máxima presión, sin rebasar su rango, libere la presión durante 2 minutos. Presurísece por tercera vez y después libere la presión durante 7 minutos. Haga la línea base. El registrador deberá estar en posición vertical y los fuelles al mismo nivel del calibrador de peso muerto. Aplique presión en 5 ó 6 etapas, con incrementos iguales para cubrir todo el rango del elemento, - por ejemplo 200, 500, 1000 ó 2000 Lbs/Pg².

Cada nivel de presión de calibración deberá alcanzarse incrementado la presión aplicada al elemento; si el nivel de presión es rebasado por error, la presión deberá bajarse 500 Lbs/Pg², reestableciéndose enseguida el nivel de presión correcto. El porta-cartas se moverá manualmente aproximadamente y el porta-cartas se mueve otra vez $\frac{1}{4}$ " al mismo nivel de presión, este procedimiento evitará errores por fricción en el instrumento.

CALIBRACION A TEMPERATURAS ELEVADAS.-

Siga los mismos pasos que para la calibración a temperatura ambiente. Instale un reloj de 3 horas y un tornillo de avance de doble paso o úse una funda o cubierta exterior provista de un aditamento para efectuar el avance del porta-cartas en forma manual. Permita durante 30 minutos que el registrador alcance la temperatura de equilibrio con el baño de calibración, conecte el elemento con el calibrador de peso muerto. Aplique presión en la misma forma como se hizo en la calibración a temperatura ambiente. De 3 a 4 minutos de tiempo a cada nivel de presión, si se usa un reloj para mover o avanzar el porta-cartas, esto se elimina si se usa el avance manual.

La línea o gráfica al terminar la calibración, tal vez no regrese a la línea base, esto es causado por un incremento de la presión interna del fluido del elemento de presión, (el cual es un sistema cerrado con los fuelles) cuando se calibre a alta temperatura.

Este desplazamiento de la línea base, no interfiere en absoluto en la calibración ya que las tablas de calibración se hacen con respecto a la línea base hecha a temperatura ambiente. La calibración de los elementos de presión, deberá hacerse en un baño con temperatura controlada.

da, el registrador se arma tal como se describió en las páginas anteriores en la sección de instrucciones para operación. Los elementos deberán calibrarse incrementado los niveles de temperatura, en cada nivel de temperatura el instrumento deberá dejarse 30 minutos para que alcance su nivel de equilibrio con el baño de calibración. El porta-cartas es movido después de que esta temperatura de equilibrio se haya alcanzado, mediante el avance manual o por medio de un reloj de 3 horas. La temperatura a cada nivel deberá verificarse para mayor exactitud por medio de un potenciómetro portátil o un termómetro de vidrio calibrado.

FRECUENCIA DE CALIBRACION.-

La frecuencia de las calibraciones de un elemento de presión dependerá del uso que se le dé. Algunos operadores suelen calibrar antes y después de cada corrida, usando la misma carta para la calibración y la corrida; otros acostumbran calibrar a intervalos regulares cada 6 meses o cada 30 corridas, lo que ocurra primero. Si al verificar la calibración de un elemento, la deflexión de cualquier nivel de presión difiere 0.2% (0.004") de la calibración previa, el elemento deberá repararse y calibrarse de nuevo.

Los registradores de presión y temperatura son suministrados con su tabla de calibración. La tabla se realizó usando un módulo constante entre cada nivel de calibración, la tabla es suministrada en cualquiera de las siguientes unidades:

Lbs/Pg² o Kg/cm²

Las tablas de calibración se suministran en la forma que aparece a continuación:

DEFL.	DEG. C.	DEFL.	DEG. C.	I	DEFL.	DEG. C.	DEFL.	DEG.C
2.001	88.4	2.051	89.8	I	2.101	91.2	2.151	92.6
2.002	88.5	2.052	89.9	I	2.102	91.3	2.152	92.7
2,003	88.5	2.053	89.9	I	2.103	91.3	2.153	92.7

CAUSAS DE ERRORES.-

A continuación, aparecen unas gráficas que muestran las posibles causas de error en el uso de estos instrumentos.

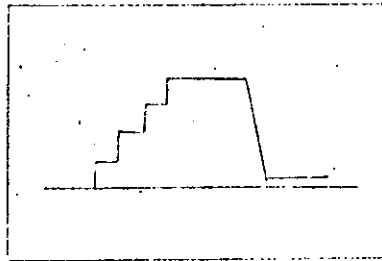


Fig. No. 1.- Al desajustarse el estilete, la línea no regresa hasta la línea base.

- a).- Existe presión dentro del elemento, que deberá liberarse.
- b).- Fuga de gas de los fuelles, verifique la longitud de los fuelles in mediantemente después de cada corrida.
- c).- La temperatura expande el fluido causando la deflexión.

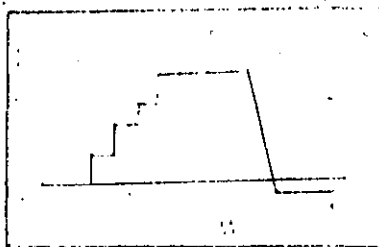


Fig. No. 2.- Al desajustar el estilote la línea queda abajo de la línea base.

- a).- El tubo de Bourdon tiene fugas y como resultado el fuelle pierde longitud.
- b).- Fuga en los anillos "O", entrando el gas al interior del registrador durante el registro. Un ligero golpe cuando el registrador esté abierto puede ayudar a detectar esta situación.

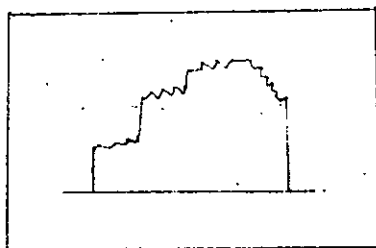


Fig. No. 3.- Una línea irregular sobre la carta, cuando el aparato no se está moviendo.

Fricción debido a suciedad, ajuste inadecuado etc.

Inspeccione el balero del tornillo de avance, verifique el fleje del estilote, inspeccione el balero de la flecha del estilote.

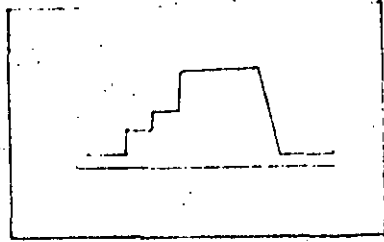


Fig. No. 4.- La línea no empieza ni termina sobre la línea base.
El registrador fue apretado después de haber sido hecha la línea base.

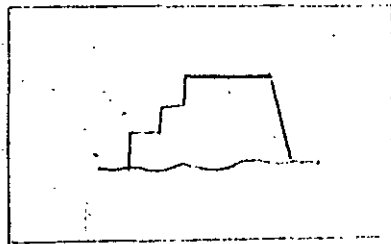


Fig. No. 5.- Línea base curveada.
Puede estar sucio el tornillo de avance y la tuerca del tornillo.
Desalineamiento o desajuste del porta-cartas.

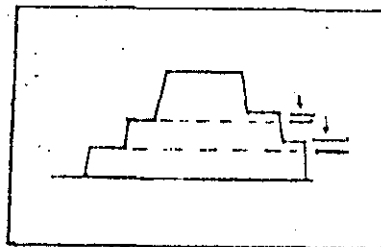


Fig. No. 6.- Deflexiones diferentes para puntos a idéntica profundidad. Esto es debido al retardo del tubo de Bourdon.- Se sugiere una calibración especial en la fábrica empleando presiones decrecientes.

RECOMENDACIONES.-

A continuación, describimos algunas prácticas que pueden ser útiles para obtener de los instrumentos un mejor y más largo servicio.

AL SELECCIONAR EL RANGO DEL ELEMENTO.-

Seleccione un rango máximo mayor que la presión o temperatura máxima -- que espera encontrar en los pozos, es decir si se espera encontrar en el pozo una presión máxima de 100 Kg/cm^2 , es recomendable usar un elemento con rango máximo de 130 Kg/cm^2 , en todos los instrumentos así como máquinas en general no deben usarse a su máxima capacidad a fin de no fatigarlos. En nuestro caso cuando utilizamos un elemento de temperatura o presión a su rango máximo, estamos sometiendo el material de los fuelles a expansiones severas, que a veces están cercanas a su límite de elasticidad, ésto obligaría a calibrar los elementos con mayor frecuencia ya que el material puede deformarse.

ARMANDO O DESARMANDO REGISTRADORES.-

Utilice las herramientas especiales suministradas, junto con los registradores, NO COLOQUE EXTENSIONES A LAS LLAVES, el apriete adecuado y necesario está calculado con brazo de palanca con que están fabricadas --

las herramientas, si fuera necesario solamente use extensiones al aflojar las uniones, cuando los instrumentos salgan del pozo muy calientes, con el material dilatado y por lo mismo muy apretadas las uniones.

De preferencia mantenga los instrumentos SIEMPRE VERTICALES, esto es importante porque los aparatos han sido diseñados para trabajar en esa posición, puede observarse en los diagramas, que los mismos poseen flechas y cojinetes que sufren esfuerzos muy grandes cuando se colocan en otra posición que no sea la vertical.

Debido a lo delicado de los instrumentos NO LOS GOLPEE, esto provocará desajustes en el mejor de los casos, pero con mucha frecuencia causa roturas de piezas, ocasionando reparaciones costosas que pudieron evitarse si los instrumentos no hubieran sido maltratados.

RELOJES.-

Todos los cuidados, precauciones y recomendaciones anteriores, deben extenderse cuando se trata de los relojes, ya que éstos son las piezas más delicadas de los instrumentos y la causa principal de las fallas encontradas cuando se toma un registro procure siempre que sea posible guardarlos y transportarlos en posición vertical, no se sacudan ni golpeen.

Al estar corriendo un registro, baje los instrumentos lentamente evite ENFRENAR BRUSCAMENTE, recuerde que el porta-cartas está suspendido por el reloj, así es que al frenar en forma brusca la inercia del porta-cartas trasmite esfuerzos muy fuertes al delicado mecanismo del reloj provocando desajustes, deformaciones y en muchas ocasiones rotura de las piezas.

Al emplear tubo lubricador y prensa-estopas, NO SE DEBE UTILIZAR MARTI-

LLO O MARRO PARA APRETAR LA TUERCA UNION, al emplearse marro para apretar la tuerca unión, los impactos o golpes se transmiten directamente a los instrumentos, que equivalen a dar los golpes directamente a los registradores, ésto como puede comprenderse, causará daños irreversibles a los registradores, principalmente en el sistema de relojería.

Para apretar la tuerca unión, se deberá usar SOLAMENTE LLAVES ESTILSON O SIMILARES.

LIMPIEZA DE LOS REGISTRADORES.-

Después de efectuar un registro, lave exteriormente siempre los registradores, usando agua dulce y limpia, ya que el agua geotérmica por la gran cantidad de sales que contiene en solución es sumamente corrosiva, lo mismo deberá hacerse con los prensa-estopas.

El interior de los aparatos se deberá lavar con un solvente apropiado, cuando se observe que están atorados o apretados los mecanismos.

A los relojes se les dará mantenimiento, sólo cuando se observe -- que su mecanismo está trabado o parado, evítese abrir y hacer ajustes a los relojes, mientras su funcionamiento sea satisfactorio.

MALACATE Y ALAMBRE.-

Limpie y engrace los cojinetes y el collarin del embrague cada semana.

Al sacar el alambre del pozo, aplique al alambre aceite No. 30 ó 40 -- SAE, para evitar el contacto del alambre con el agua y el aire, evitando de esta forma la corrosión, inhibiéndose de esta forma la acción de las sales geotérmicas del agua.

PRUEBAS DE PRESION.-

Con ayuda de los elementos de presión y temperatura y el equipo de bombeo del equipo de perforación se efectúan pruebas de presión (inyectividad) cuando se presentan los siguientes parámetros:

- 1).- Pérdida de circulación considerable (mayor de $40 \text{ M}^3/\text{H}$)
- 2).- Temperatura de interés (mayor de 200°C)
- 3).- Alteración de la roca.

En cuanto a la interpretación de estas pruebas se muestra a detalle en el capítulo No. 5.

DESCRIPCION DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS AL CORRELACIONAR E INTERPRETAR LA INFORMACION GEOLOGICA OBTENIDA DURANTE LA PERFORACION DEL POZO.

Para conocer en forma más amplia la geología del subsuelo y en particular la del pozo en perforación, se lleva un control geológico del mismo, consistiendo principalmente en tomar las muestras de recorte de roca durante la perforación exploratoria a cada 2 Mts., las que deben ser lavadas y secadas, envasadas en frascos de vidrio para posteriormente en gabinete formar la columna litológica atravesada por la perforación.

A partir de las columnas litológicas de los pozos perforados se construyen secciones geológicas apoyadas con geología superficial, geología de subsuelo y estructural para hacer las correlaciones e interpretaciones de las condiciones geológicas prevalecientes a profundidad.

Con el control geológico del pozo se definen parámetros tales como: Litología de la zona de producción, estructuras productoras o intervalos productores para yacimientos en medios fracturados o medios porosos,

también se definen con el control de temperaturas de flúidos de perforación los indicadores directos del gradiente geotérmico del pozo.

A partir de la información de las zonas de pérdida, se interpreta y --justifica geológicamente cada una de ellas, pudiendose relacionar con estructuras primarias, zonas de fracturamiento, contactos litológicos, zonas donde la roca se encuentra altamente alterada por procesos hidrotermales.

La interpretación de los registros de fondo deben hacerse inmediatamente ya que de esto dependerá el continuar perforando o efectuar una serie de estudios, pruebas y correlaciones, si se presentara la duda aún después de este análisis se probará el pozo haciéndolo fluir con agujero descubierto y así aforar el vapor, agua, etc.

EXAMEN DETALLADO DE LOS PARAMETROS TÍPICAMENTE USADOS PARA
DISEÑAR TERMINACIONES DE POZOS GEOTERMICOS

MUESTRAS DE CANAL Y CORTE DE NUCLEOS

MUESTRAS DE CANAL.- Son los fragmentos de roca cortados por la barrena y sacados a la superficie por la circulación de un fluido. Este fluido es bombeado por el interior de la tubería de perforación y sale por las toberas limpiando el fondo del pozo acarreado todos estos fragmentos (detritos), hasta la superficie en donde se colectan las muestras para su análisis.

Estas muestras se someten a un lavado con agua para eliminar el lodo y partículas extrañas, siendo posteriormente analizadas con un microscopio binocular para su clasificación.

Con esta información y el análisis petrográfico se elabora la columna litológica del pozo.

CORTE DE NUCLEOS.- Los núcleos son fragmentos de roca cortados por barrenas especiales.

Un núcleo proporciona mayor información sobre la litología ya que son relativamente grandes a comparación de las muestras de canal.

Existen varios métodos para efectuar corte de núcleos, algunos de ellos son los siguientes:

- 1.- MUESTREO CONVENCIONAL
- 2.- MUESTREO DE DIAMANTE
- 3.- MUESTREO CON CABLE
- 4.- MUESTREO CON CIRCULACION INVERSA
- 5.- MUESTREO DE PARED

INTERPRETACION MEGASCOPICA Y MICROSCOPICA DE LAS MUESTRAS DE CANAL

Posteriormente a la toma de muestras en el pozo se realiza --

primera mente el análisis megascópico, consistiendo en observar la roca directamente con ayuda de un lente de aumento; a continuación en el laboratorio se realiza la clasificación preliminar y columna megascópica apoyados con microscópios binoculares.

A cada 10 m de intervalo se realizan estudios petrográficos para definir en forma más exacta la composición de la roca en cuestión; a partir de los resultados microscópicos y con ayuda de los estudios microscópicos se realizan las siguientes interpretaciones:

COLUMNA LITOLÓGICA DEFINITIVA

GRÁFICA DE ALTERACION DE LA ROCA

ABUNDANCIA DE MINERAL DE ALTERACION

ZONAS DE FALLA

NIVELES PRODUCTORES

Cuando se tiene la información de varios pozos se efectúan las correlaciones entre pozos para de esta forma conocer la geología de subsuelo de un campo o sector del mismo.

PERDIDAS DE CIRCULACION

Las pérdidas de circulación se definen como la pérdida total o parcial del fluido de control (lodo de perforación) hacia una formación muy permeable. Este problema es común en la perforación de pozos y se manifiesta cuando por el espacio anular no retorna parte o todo el lodo bombeado por la tubería de perforación. Esto se detecta observando el nivel de las presas de lodo.

Para que se presente la pérdida de circulación se requiere de dos condiciones principales:

- 1.- Que la formación sea muy permeable para aceptar el paso del lodo.
- 2.- Que exista una presión diferencial a favor del pozo; es decir, que la presión hidrostática sea lo suficientemente

mayor que la presión de formación para que se produzca el flujo hacia la formación.

LAS CAUSAS MAS COMUNES DE PERDIDAS DE CIRCULACION

a). **CAUSAS NATURALES.**- Las causas naturales que originan pérdidas de circulación son todas aquellas que no tienen control humano, como la presencia de cavernas o fracturas en la formación.

b). **CAUSAS INDUCIDAS.**- Las causas inducidas de las pérdidas de circulación son todas aquellas provocadas por la intervención del hombre, como bajar la tubería de perforación o de ademe en forma muy rápida con lo cual se genera un respresionamiento, que puede fracturar las formaciones.

Otras causas que pueden incrementar considerablemente la presión sobre las paredes del pozo son el incremento inadecuado de la densidad del lodo, iniciar el bombeo con una presión alta, etc.

Las pérdidas de lodo se pueden clasificar de acuerdo a la cantidad de lodo perdido en:

a).- **PERDIDAS PARCIALES.**- Una pérdida parcial se manifiesta cuando por el espacio anular no retorna parte del lodo bombeado por la tubería de perforación lo cual podemos detectar observando el nivel de las presas de lodo, además podemos cuantificar la pérdida en un intervalo de tiempo y así poder evaluar la pérdida.

b).- **PERDIDAS TOTALES.** Una pérdida total se tiene cuando por el espacio anular no retorna nada del lodo bombeado por la tubería de perforación.

Estas perdidas también se pueden clasificar de acuerdo a la profundidad:

a).- **PERDIDAS SUPERFICIALES**

b).- **PERDIDAS PROFUNDAS**

a).- **PERDIDAS SUPERFICIALES.**- Generalmente se produ-

ducen en formaciones no consolidadas que se encuentran a poca profundidad y se caracterizan por la aceptación de grandes cantidades de lodo.

b).- PERDIDAS PROFUNDAS.- Se dan en formaciones más-daras pero con grandes fisuras o cavernas.

TOMA DE REGISTROS

Durante la perforación de pozos geotérmicos se efectuan regis-tros de presión y temperatura.

Los registros se toman de acuerdo a los problemas que se presenten o cuando se requiere información ya sea sobre presión-o temperatura.

Dada la gran importancia que reviste el conocimiento de las -temperaturas y su distribución en el yacimiento, se efectuan-series de registros de presión y temperatura, antes de cemen-tar las tuberías de revestimiento, con los datos de temperatu-ra se puede calcular la temperatura estabilizada o temperatu-ra que tenía la formación antes de introducir un disturbio.

Con el análisis de los registros podemos establecer los gra--dientes de presión y temperatura que se tienen en el pozo y -detectar las variaciones que se presentan desde el inicio del pozo hasta su terminación.

DETERMINACION DE LA TEMPERATURA ESTATICA DE LA FORMACION

Generalmente $t_f < t_i$

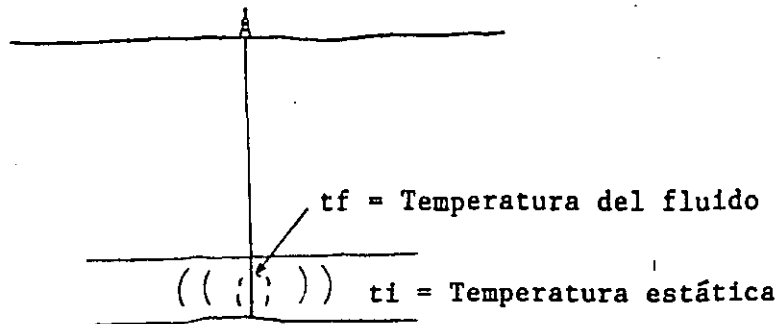
Ley Fourier $q = t - KVT$

t = Es el tiempo que duremos circulando el fluido de tempera-tura t_f .

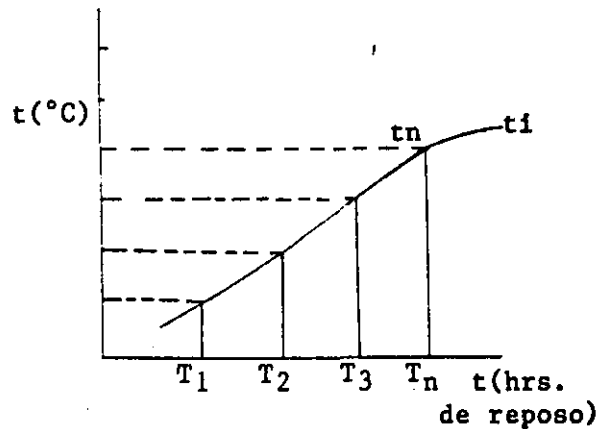
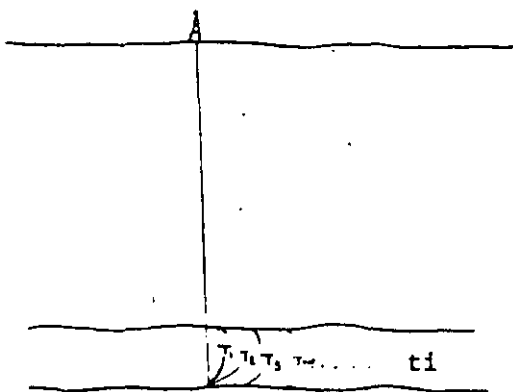
Existirá una zona de la formación que ha sido enfriada por la circulación (invasión) del fluido de perforación.

A un instante dado, decidimos suspender la perforación y to--mar un registro de temperatura, la situación es la siguiente.

5



Una vez suspendida la perforación (la circulación de fluidos), la formación tiende a alcanzar las condiciones de equilibrio térmico que habíamos diseñado para una profundidad determinada, graficamos la temperatura registrada. V_s . El tiempo obtenemos el siguiente comportamiento:



METODO DE HORNER

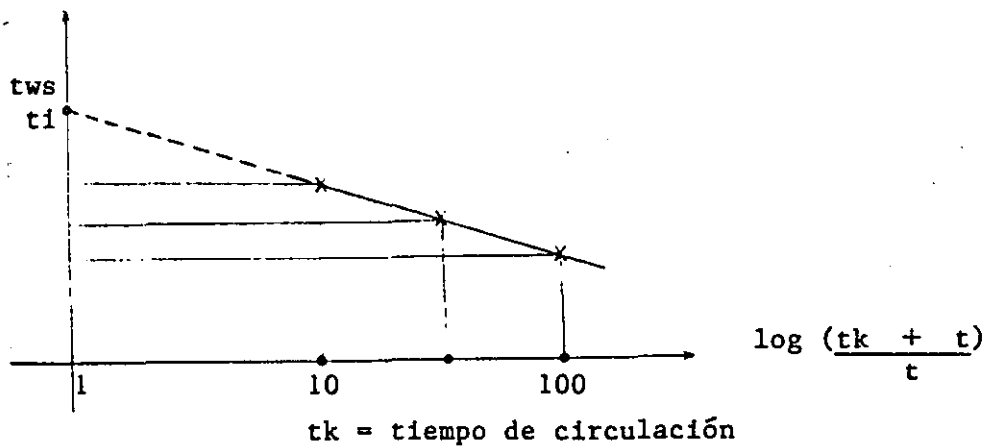
Dada la similitud entre las ecuaciones diferenciales, así como la aparente similitud entre las condiciones de frontera, el comportamiento de la temperatura dentro del pozo en el que se suspendió la perforación, debe estar dado por una expresión equivalente a la EC. (A), la cual es la siguiente:

$$T_{ws} = T_1 - C_2 \log \frac{(t_k + t)}{t} \quad \text{--- (B)}$$

Esta es la ecuación de una recta si graficamos

T_{ws} vs $\log \frac{(t_k + t)}{t}$ obtenemos una línea recta, cuando

$\log \frac{(t_k + t)}{t} = 1$ obtenemos la T_1



PRUEBAS DE PRESION DURANTE LA PERFORACION

Una vez que durante la perforación de un pozo se ha alcanzado un horizonte promisorio, en el cual se ha determinado que la temperatura estática de la formación está dentro del rango considerado como de interés comercial, el siguiente paso consiste en determinar si la posible formación alcanzada, tiene la capacidad para suministrar al pozo el volumen suficiente de fluidos como para que su posible producción sea comercialmente atractiva; la medida de esta capacidad la proporciona la permeabilidad.

Con objeto de determinar el producto permeabilidad espesor de la formación (kh capacidad de la formación). Es recomendable

(1)

efectuar una o varias pruebas de inyectividad-recuperación de presión. Estas pruebas consisten en inyectar agua a la zona de interés a un gasto prefijado, durante un tiempo dado, suspendiendo luego la inyección.

Durante esta operación debe tenerse un elemento registrador de presión a una profundidad inferior a la correspondiente al nivel estático del agua, con el objeto de registrar en forma continua los cambios de presión que ocurran tanto en la etapa de inyección, como en la de recuperación, la cual por conveniencia y de acuerdo a la experiencia, debe ser mayor el tiempo de monitoreo que el tiempo de la etapa de inyección. En la figura (5.1) se muestra la gráfica correspondiente al comportamiento de la presión durante la prueba, observándose que durante la etapa de inyección la presión va aumentando hasta estabilizarse, lo que sucede durante el tiempo que transcurre desde el llenado del pozo hasta que se suspende la inyección, posteriormente en la etapa de recuperación la presión va declinando hasta estabilizarse.

En la misma figura (5.1) se muestra el comportamiento del gasto durante las 2 etapas (inyección-recuperación), donde se considera que el gasto de inyección es negativo.

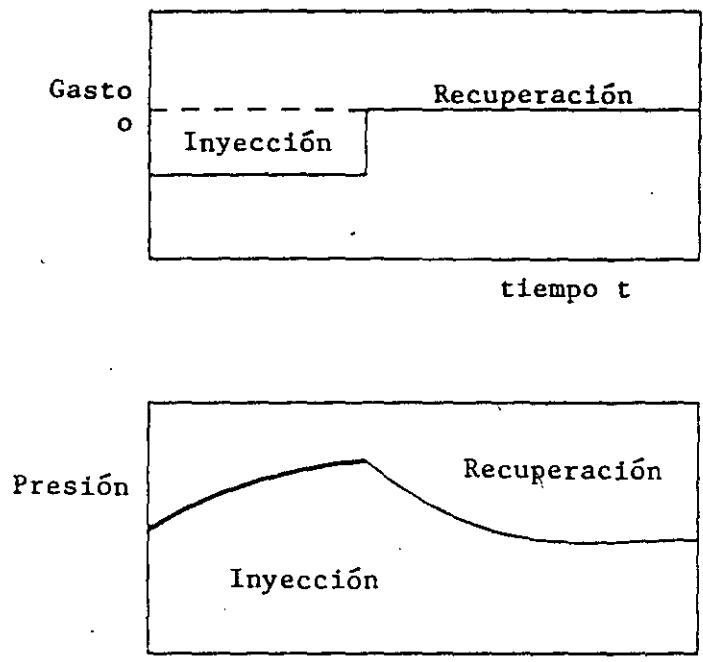


Fig. (5.1).- Comportamiento típico de la presión y el gasto durante una prueba de inyectividad-recuperación.

Las pruebas de inyectividad-recuperación se pueden interpretar por varios métodos que son:

- 1° CURVAS TIPO DE AGARWAL Y RAMEY
- 2° CURVAS TIPO DE EARLOUGHER Y KERSCK
- 3° METODO DE HORNER (SEMI-LOG)
- 4° METODO DE MILLER, DYES Y HUTCHINSON (MDH)

Los parámetros que se pueden obtener al analizar la prueba -- por los diferentes métodos son:

- a) TRANSMISIBILIDAD $\left(\frac{kh}{u}\right)$
- b) ALMACENAMIENTO $(\phi C_t h)$
- c) FACTOR DE DAÑO (s)

Para poder apoyar el criterio de la terminación de un pozo, - se deben considerar los siguientes parámetros:

- 1° COLUMNA LITOLÓGICA
- 2° REGISTROS DE TEMPERATURA Y PRESION
- 3° PERDIDAS DE CIRCULACION
- 4° TEMPERATURA DEL LODO DE PERFORACION EN CIRCULA- -
CION (TEMP. ENTRADA. TEMP. SALIDA).
- 5° $\frac{kh}{u}$, $\phi C_t h$, S

Con los valores conocidos de estos parámetros se puede dar - una buena terminación si es que los valores son favorables -- para la producción de fluidos geotérmicos y en caso contrario se obturaría la zona y se continuaría con la perforación del pozo en busca de otro estrato productor.

Si se tiene cierta duda en cuanto al valor de algunos parámetros, se puede efectuar una prueba de producción.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

MATERIA: TECNOLOGIA DE LA PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS.

DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE
ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y,
EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.

MEXICO, D. F.

API
RECOMMENDED PRACTICE
FOR
DRILL STEM DESIGN
AND
OPERATING LIMITS

M. EN I. PEDRO CAUDILLO MARQUEZ
Diciembre, 1985.

TABLE OF CONTENTS

	Page
Foreword.....	3
Related Publications.....	3
Section 1: Scope.....	3
Section 2: Properties of Drill Pipe and Tool Joints.....	4
New Drill Pipe Dimensional, Torsional, Tensile, Collapse, and Internal Pressure Data.....	5
Premium Class Drill Pipe Torsional, Tensile, Collapse, and Internal Pressure Data.....	8
Class 2 Drill Pipe Torsional, Tensile, Collapse, and Internal Pressure Data.....	10
Class 3 Drill Pipe Torsional, Tensile, Collapse, and Internal Pressure Data.....	12
Mechanical Properties and Drift Diameters for New Tool Joints and New Grade E Drill Pipe.....	14
Mechanical Properties and Drift Diameters for New Tool Joints and New High Strength Drill Pipe.....	16
Recommended Minimum OD and Make-Up Torque of Weld-on Type Tool Joints.....	19
Buoyancy Factors.....	23
Tool Joint Torsional Strength Curves.....	24
Section 3: Properties of Drill Collars.....	33
Drill Collar Weight.....	33
Recommended Make-Up Torque for Rotary Shouldered Drill Collar Connections.....	34
Drill Collar Bending Strength Ratio Curves.....	37
Section 4: Properties of Kellys.....	44
Section 5: Design Calculations.....	47
Section 6: Limitations Related to Hole Deviation.....	51
Section 7: Limitations Related to Floating Vessels.....	61
Section 8: Drill Stem Corrosion and Sulfide Stress Cracking.....	61
Section 9: Special Service Problems.....	65
Critical Rotary Speeds.....	65
Fishing Techniques.....	66
Biaxial Loading of Drill Pipe.....	67
Section 10: Identification, Inspection and Classification of Drill Stem Components.....	71
Drill Pipe and Tubing Work String Inspection.....	71
Tool Joint Inspection.....	71
Used Drill Pipe and Used Tubing Work String Classification.....	76
Maximum Allowable Hook Load for Drill Pipe.....	77
Maximum Allowable Hook Load for Tubing Work Strings.....	80
Used Drill Collar Inspection.....	83
Section 11: Welding on Down Hole Drilling Tools.....	85
Section 12: Dynamic Loading of Drill Pipe.....	85
Section 13: Classification of Rock (Roller) Bits.....	86
Appendix A: Strength and Design Formulas.....	88
References.....	92

NOTE: This edition supersedes the Ninth Edition of this recommended practice dated March 1980. It includes changes adopted at the 1980 Standardization Conference as reported in Circ PS-1639, and as subsequently approved by letter ballot.

Requests for permission to reproduce or translate all or any part of the material published herein should be addressed to the Director, Production Department, 211 North Ervay, Suite 1700, Dallas TX 75201.

RECOMMENDED PRACTICE FOR DRILL STEM DESIGN AND OPERATING LIMITS

Foreword

a. This recommended practice is under the jurisdiction of the API Committee on Standardization of Drilling and Servicing Equipment.

b. The purpose of this recommended practice is to standardize techniques for the procedure of drill stem design and to define the operating limits of the drill stem.

c. References are listed at the end of this publication.

d. Related publications issued by the API Production Department include the following:

Spec 5A: Specification for Casing, Tubing, and Drill Pipe.

Covers seamless steel drill pipe, and seamless and welded steel casing and tubing in various grades. Processes of manufacture, chemical and physical requirements, methods of test, and dimensions are included.

Spec 5AX: Specification for High-Strength Casing, Tubing, and Drill Pipe.

Covers high strength seamless casing, tubing, and drill pipe (above Grade E). Processes of manufacture, chemical and physical requirements, methods of test, and dimensions are included.

Bul 5C2: Bulletin on Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe.

Covers collapsing pressures, internal yield pressures, and joint strengths of casing and tubing, and minimum yield load for drill pipe.

Bul 5C3: Bulletin on Formulas and Calculations for Casing, Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties.

Provides formulas used in the calculations of various pipe properties, also background information regarding their development and use.

Spec 7: Specification for Rotary Drilling Equipment.

Covers dimensional requirements on drill-stem members (except drill pipe), including threaded connections, gaging practice, and master gages therefor; dimensional requirements on rotary tables, shafting, slush pumps, rotary hose, and break blocks. Includes standard bit sizes.

Bul 7A1: Tentative Bulletin on Rotary Shouldered Connection Thread Compounds.

Establishes a tentative performance test procedure, and performance criteria, for evaluating rotary shouldered connection thread compounds regardless of chemical composition or base metal constituents of a particular compound.

Spec 8A: Specification for Drilling and Production Hoisting Equipment.

Covers material requirements for, and methods of rating and testing certain hoisting equipment used in drilling and production operations.

RP 8B: Recommended Practice for Hoisting Tool Inspection and Maintenance Procedures.

Covers recommended methods of inspection and maintenance of drilling and production hoisting tools to help prevent injury to personnel and irreparable damage to equipment.

SECTION 1

SCOPE

1.1 Coverage. This recommended practice involves not only the selection of drill string members, but also the considerations of hole angle control, drilling fluids, weight and rotary speed, and other operational procedures.

1.2 Sections 2, 3, 4, and 5 provide a step-by-step procedure for selection of drill string members in normal, near vertical holes. Sections 6, 7, 8, 9, and 12 are related to operating limitations which may reduce the normal capability of the drill string. Section 10 contains classification system for used drill pipe and used tubing work strings, and identification and inspection procedures for other drill string members. Section 11 contains statements regarding welding on down hole tools.

Section 13 covers the classification system for rock (roller) bits.

1.3 Policy. This API Recommended Practice may be used by anyone desiring to do so, and every effort has been made by the Institute to assure the accuracy and reliability of the data contained. However, the Institute makes no representation, warranty, or guarantee in connection with the publication of any API recommended practice and hereby expressly disclaims any liability or responsibility for loss or damage resulting from their use, for any violation of any federal, state, or municipal regulation with which an API recommended practice may conflict, or for the infringement of any patent resulting from the use of an API recommended practice.

SECTION 2

PROPERTIES OF DRILL PIPE AND TOOL JOINTS

2.1 This section contains a series of tables designed to present the dimensional, mechanical, and performance properties of new and used drill pipe. Tables are also included listing these properties for tool joints used with new and used drill pipe. Separate tables are included for Torsional and Tensile Data and for Collapse and Internal Pressure Data.

2.2 All drill pipe and tool joint properties tables are included in Section 2.

2.3 Values listed in drill pipe tables are based on accepted standards of the industry and calculated from formulas in Appendix A.

Tool Joint Drift Diameters

2.4 Recommended drift diameters for new drill string assemblies are shown in column 8 of Tables 2.10 and 2.11. Drift bars must be a minimum of four inches long. The drift bar must pass through the upset area but need not penetrate more than twelve inches beyond the base of the elevator shoulder.

Torsional Strength of Tool Joints

2.5 The torsional strength of a tool joint is a function of several variables. These include the strength of the steel, connection size, thread form, lead, taper, and coefficient of friction on mating surfaces, threads, or shoulders. The torque required to yield a rotary shouldered connection may be obtained from the equation in Par. A 8, Appendix A.

2.6 The pin or box area, whichever controls, is the largest factor and is subject to the widest variation. The tool joint outside diameter (OD) and inside diameter (ID) largely determine the strength of the joint in torsion. The OD affects the box area and the ID affects the pin area. Choice of OD and ID determines the areas of the pin and box and establishes the theoretical torsional strength, assuming all other factors are constant.

2.7 The greatest reduction in theoretical torsional strength of a tool joint during its service life occurs with OD wear. At whatever point the tool joint box area becomes the smaller or controlling area, any further reduction in OD causes a direct reduction in torsional strength. If the box area controls when the tool joint is new, initial OD wear reduces torsional strength. If the pin controls when new, some OD wear may occur before the torsional strength is affected. Conversely, it is possible to increase torsional strength by making joints with oversize OD and reduced ID.

2.8 Minimum OD, box shoulder, and make-up torque values listed in Table 2.12 were determined using the following criteria.

- a. Calculations for recommended tool joint make-up torque are based on the use of a thread compound containing 40-60% by weight of finely powdered metallic zinc applied to all threads and shoulders, and containing not more than 0.3% total sulfur. Calculations are also based on a tensile stress of 50% of the minimum yield for new joints and 60% for used joints.

- b. In calculation of torsional strengths of tool joints, both new and worn, the bevels of the tool joint shoulders are disregarded.

- c. Premium Class Drill String is based on drill pipe having uniform wear and a minimum wall thickness of 80%.

- d. Class 2 Drill String allows drill pipe with a minimum wall thickness of 65% with all wear on one side so long as the cross sectional area is the same as premium class; that is to say based on not more than 20% uniform wall reduction.

- e. Class 3 Drill String allows drill pipe with a minimum wall thickness of 55% with all wear on one side.

- f. The tool joint to pipe torsional ratios that are used here (≥ 0.80) are recommendations only and it should be realized that other combinations of dimensions may be used. A given assembly that is suitable for certain service may be inadequate for some areas and overdesigned for others.

2.9 The curves in Fig. 2.1 through 2.25 depict the theoretical torsional yield strength of a number of commonly used tool joint connections over a wide range of inside and outside tool joint diameters.* The theoretical torsional yield strength for the purpose of these curves is the theoretical torque which will cause additional make-up of tool joint each time this torque is used to make up pin and box. The coefficient of friction on mating surfaces, threads, or shoulders, is assumed to be 0.08.

2.10 The curves may be used by taking the following steps.

- a. Select the appropriately titled curve for the size and type tool joint connection being studied.
- b. Extend a horizontal line from the OD under consideration to the curve and read the torsional strength representing the box.
- c. Extend a vertical line from the ID to the curve and read the torsional strength representing the pin.
- d. The smaller of the two torsional strengths thus obtained, is the theoretical torsional strength of the tool joint.
- e. It is emphasized that the values obtained from the curves are theoretical values of torsional strength. Tool joints in the field, subject to many factors not included in determination of points for the curves, may vary considerably from these values.
- f. The curves are most useful to show the relative torsional strengths of joints for variations in OD and ID, both new and after wear. In each case, the smaller value should be used.

*The curves in Fig. 2.1 through 2.25 are based on 120,000 psi minimum yield strength.

TABLE 2.1
NEW DRILL PIPE DIMENSIONAL DATA

1	2	3	4	5	6	7
Size OD in. D	Nominal Weight Threads & Couplings lb/ft	Plain End Weight ¹ lb/ft	Wall Thickness in.	ID in. d	Section Area Body of Pipe ² sq. in. A	Polar Sectional Modulus ³ cu. in. Z
2%	† 4.85	4.43	.190	1.995	1.3042	1.321
	6.65	6.26	.280	1.815	1.8429	1.733
2%	† 6.85	6.16	.217	2.441	1.8120	2.241
	10.40	9.72	.362	2.151	2.8579	3.204
3%	9.50	8.81	.254	2.992	2.5902	3.923
	13.30	12.31	.368	2.764	3.6209	5.144
	15.50	14.63	.449	2.602	4.3037	5.847
4	† 11.85	10.46	.262	3.476	3.0767	5.400
	14.00	12.93	.330	3.340	3.8048	6.458
	† 15.70	14.69	.380	3.240	4.3216	7.157
4%	13.75	12.24	.271	3.958	3.6004	7.184
	16.60	14.98	.337	3.826	4.4074	8.543
	20.00	18.69	.430	3.640	5.4981	10.232
5	† 16.25	14.87	.296	4.408	4.3743	9.718
	19.50	17.93	.362	4.276	5.2746	11.415
	25.60	24.03	.500	4.000	7.0686	14.491
5%	† 19.20	16.87	.304	4.892	4.9624	12.221
	21.90	19.81	.361	4.778	5.8282	14.062
	24.70	22.54	.415	4.670	6.6296	15.688
6%	25.20	22.19	.330	5.965	6.5262	19.572

¹lb/ft = 3.3996 x A (col. 6)

²A = 0.7854 (D² - d²)

³Z = 0.19635 $\left(\frac{D^4 - d^4}{D}\right)$

† These sizes and weights are non-API and are not included in API Spec 5A or 5AX.

TABLE 2.2
NEW DRILL PIPE TORSIONAL
AND TENSILE DATA

1 Size OD In.	2 Nom. Weight Thds & Couplings lb	3 Torsional Data* Torsional Yield Strength, ft-lb				7 Tensile Data Based on Minimum Values** Load at the Minimum Yield Strength, lb;			
		4 E	5 95	6 105	8 135	9 E	10 95	11 105	12 135
2 1/2	4 85	4760	6030	6670	8570	97820	123900	136940	176070
	6 65	6250	7920	8750	11250	138220	175080	193500	248790
2 3/4	6 85	8080	10240	11320	14550	135900	172140	190260	244620
	10 40	11550	14690	16180	20800	214340	271500	300080	385820
3 1/2	9 50	14150	17920	19800	25460	194270	246070	271970	349680
	13 30	18550	23500	25970	33390	271570	343990	380190	488820
	15 50	21090	26710	29520	37950	322780	408850	451890	581000
4	11 85	19470	24670	27260	35050	230750	292290	323050	415350
	14 00	23290	29500	32600	41920	285360	361460	399500	513650
	15 70	25810	32690	36130	46460	324120	410550	453770	583420
4 1/2	13 75	25910	32820	36270	46630	270030	342040	378040	486050
	16 60	30810	39020	43130	55450	330560	418700	462780	595000
	20 00	36900	46740	51660	66420	412360	522320	577300	742240
5	16 25	35040	44390	49060	63080	328070	415560	459300	590530
	19 50	41170	52140	57600	74100	395600	501090	553830	712070
	25 60	52260	66190	73160	94060	530150	671520	742200	954260
5 1/2	19 20	44070	55830	61700	79330	372180	471430	521050	669920
	21 90	50710	64230	70990	91280	437120	553680	611960	786810
	24 70	56570	71660	79200	101830	497220	629810	696110	895000
6	25 20	70580	89400	98810	127050	489470	619990	685250	881040

* Based on the shear strength equal to 57.7% of minimum yield strength and nominal wall thickness.

Minimum torsional yield strength calculated from Formula A.14, Par. A.9, Appendix A, rounded to nearest 10 ft lb.

** Minimum tensile strength calculated from Formula A.12, Par. A.7, Appendix A, rounded to nearest 10 lb.

TABLE 2.3
NEW DRILL PIPE COLLAPSE AND INTERNAL PRESSURE DATA

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Size OD In	Nom Weight Tubs & Couplings lb	Collapse Pressure Based On Minimum Values, psi.				Internal Pressure At Minimum Yield Strength, psi.			
		E	95	105	135	E	96	105	136
		2 3/8	† 4.85 6.65	11000 15600	13980 19760	15460 21840	19070 28080	10500 15470	13300 19600
2 1/2	† 6.85 10.40	10470 16510	12930 20910	14010 23110	17060 29720	9910 16530	12550 20930	14870 24140	17830 29750
3 1/4	9.50 13.30 15.50	10040 14110 16770	12060 17880 21250	13050 19760 23480	15780 25400 30190	9520 13800 16840	12070 17480 21330	13340 19320 23570	17150 24840 30310
4	† 11.85 14.00 † 15.70	8410 11350 12900	9960 14380 16340	10700 15900 18050	12650 20170 23210	8600 10830 12470	10890 13720 15790	12040 15160 17460	15480 19490 22440
4 1/2	13.75 16.60 20.00	7200 10390 12960	8400 12750 16420	8950 13820 18150	10310 16800 23330	7900 9830 12540	10010 12450 15890	11070 13760 17560	14230 17690 22580
5	† 16.25 19.50 25.60	6970 10000 13500	8090 12010 17100	8610 12990 18900	9860 15700 24300	7770 9500 13120	9840 12040 16620	10880 13300 18380	13990 17110 23620
5 1/2	† 19.20 21.90 24.70	6070 8440 10460	6930 10000 12920	7300 10740 14000	8120 12710 17050	7250 8610 9900	9190 10910 12540	10160 12960 15860	13060 15510 17830
6 3/8	25.20	4810	5310	5490	6040	6540	8280	9150	11770

NOTE. Calculations are based on formulas in Appendix A.

† These sizes and weights of drill pipe are not included in the drill pipe lists in API Spec 5A and 5AX.

TABLE 2.4
USED DRILL PIPE
TORSIONAL AND TENSILE DATA
API PREMIUM CLASS

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Size OD in.	Nom. Wt. Thd. & Couplings lb/ft	^{1,2} Torsional Yield Strength Based On Uniform Wear, ft-lb				² Tensile Data Based On Uniform Wear Load At Minimum Yield Strength, lb.			
		E	95	105	135	E	95	105	135
2 3/8	4.65	3730	4720	5220	6710	76880	97380	107640	138380
	6.65	4810	6090	6730	8660	107620	136330	150680	193730
2 7/8	6.65	6330	8020	8860	11400	106950	135470	149730	192510
	10.40	8850	11220	12400	15940	166500	210900	233100	293700
3 1/2	9.50	11090	14050	15530	19970	153000	193800	214200	275400
	13.50	14360	18190	20100	25850	212250	268850	297150	382050
	15.50	16140	20450	22600	29060	250500	317300	350700	450900
4	11.65	15310	19390	21430	27560	182020	230560	254840	327640
	14.00	18200	23050	25470	32750	224180	283960	313850	403520
	15.70	20070	25420	28090	36120	253880	321580	355430	456980
4 1/2	13.75	20400	25840	28560	36730	213220	270080	298510	383800
	16.60	24130	30570	33790	43450	260100	329460	364140	468180
	20.00	28680	36330	40150	51630	322950	409070	452130	581310
5	15.25	27610	34970	38650	49690	259120	328220	362780	466420
	18.70	32290	40890	45200	58110	311540	394600	436150	560760
	25.00	40540	51360	56760	72980	414690	525270	580570	746440
5 1/2	21.50	33860	50490	55810	71750	344780	436720	482690	620600
	24.70	44320	56140	62050	79780	391280	495630	547800	704310

¹Based on 11% shear strength equal to 57.7% of minimum yield strength.

²Torsional data based on 20% uniform wear on outside diameter and tensile data based on 20% uniform wear on outside diameter.

TABLE 2.5
USED DRILL PIPE COLLAPSE AND INTERNAL PRESSURE DATA
API PREMIUM CLASS

1 OD Size in	2 Nominal Weight Thds & Couplings lb/ft	3 Collapse Pressure Based On Minimum Values, psi,				8 Internal Pressure At Minimum Yield Strength, psi,			
		E	95	105	135	E	95	105	135
2½	4.85	8550	10150	10900	12920	9600	12160	13440	17280
	6.65	13380	16950	18730	24080	14150	17920	19810	25470
2¾	6.85	7670	9000	9620	11210	9060	11470	12680	16300
	10.40	14220	18020	19910	25600	15110	19140	21150	27200
3¾	9.50	7100	8270	8800	10120	8710	11030	12190	15680
	13.30	12020	15220	16820	21630	12620	15980	17660	22710
	15.50	14470	18330	20260	26050	15390	19500	21550	27710
4	11.85	5730	6490	6820	7470	7860	9960	11000	14150
	14.00	9040	10780	11610	13870	9900	12540	13860	17820
	15.70	10910	13820	15180	18630	11400	14440	15960	20520
4½	13.75	4710	5170	5340	5910	7230	9150	10120	13010
	16.60	7550	8850	9460	10990	8990	11380	12580	16180
	20.00	10980	13900	15340	18840	11470	14520	16050	20640
5	16.25	4510	4920	5060	5670	7100	9000	9950	12790
	19.50	7070	8230	8760	10050	8690	11000	12160	15640
	25.60	11460	14510	16040	20540	12000	15200	16800	21600
5½	19.20	3760	4140	4340	4720	6630	8400	9290	11940
	21.90	5760	6530	6860	7520	7880	9980	11030	14180
	24.70	7670	9000	9620	11200	9050	11470	12680	16300
6¾	25.20	2930	3250	3350	3430	5980	7570	8370	10760

Data are based on minimum wall of 80% nominal wall. Collapse pressures are based on uniform OD wear. Internal pressures are based on uniform wear and nominal OD.

NOTE: Calculations for Premium Class drill pipe are based on formulas in Appendix A.

TABLE 2.6
USED DRILL PIPE TORSIONAL AND TENSILE DATA
API CLASS 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Size OD Couplings in.	New Wt. Nom. W/ Thds & lb/ft	^{1,2} Torsional Yield Strength Based On Eccentric Wear, ft-lb				² Tensile Data Based On Uniform Wear Load At Minimum Yield Strength, lb,			
		E	95	105	135	E	95	105	135
2%	4.85	3150	3990	4410	5670	76880	97380	107640	138380
	6.65	4150	5260	5810	7470	107620	136330	150680	193730
2%	6.85	5340	6770	7480	9620	106950	135470	149730	192510
	10.40	7680	9720	10750	13820	166500	210900	233100	299700
3%	9.50	9350	11840	13090	16830	153000	193800	214200	275400
	13.30	12310	15590	17230	22160	212250	268850	297150	382050
	15.50	14010	17750	19620	25220	250500	317300	350700	450900
4	11.85	12860	16290	18000	23140	182020	230560	254840	327640
	14.00	15410	19520	21580	27740	224180	283960	313850	403520
	15.70	17110	21670	23950	30790	253880	321580	355430	456980
4½	13.75	17090	21650	23930	30760	213220	270080	298510	383800
	16.60	20370	25800	28520	36660	260100	329460	364140	468180
	20.00	24460	30980	34240	44030	322950	409070	452130	581310
5	16.25	23110	29280	32360	41600	259120	328220	362780	466420
	19.50	27210	34460	38090	48970	311540	394600	436150	560760
	25.60	34650	43900	48520	62380	414690	525270	580570	746440
5½	21.90	33480	42410	46870	60260	344780	436720	482690	620600
	24.70	37410	47380	52370	67330	391280	495630	547800	704310

¹Based on the shear strength equal to 57.7% of minimum yield strength.

²Torsional data based on 35% eccentric wear on outside diameter and tensile data based on 20% uniform wear on outside diameter.

TABLE 2.7
USED DRILL PIPE COLLAPSE AND INTERNAL PRESSURE DATA
API CLASS 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Size OD in	Nominal Weight Thds & Couplings lb/ft	Collapse Pressure Based On Minimum Values, psi.				Internal Pressure At Minimum Yield Strength, psi.			
		E	95	105	135	E	95	105	135
2½	4.85	6020	6870	7240	8030	7800	9880	10920	14040
	6.65	11480	14540	16080	20630	11490	14560	16090	20590
2¾	6.85	5270	5900	6150	6610	7360	9320	10300	13250
	10.40	12250	15520	17160	22060	12280	15550	17190	22100
3½	9.50	4790	5270	5450	6010	7080	8960	9910	12740
	13.30	10250	12420	13450	16310	10250	12990	14350	18450
	15.50	12480	15810	17480	22470	12510	15840	17510	22510
4	11.85	3620	4020	4210	4550	6390	8090	8940	11500
	14.00	6440	7410	7850	8840	8040	10190	11260	14480
	15.70	8560	10150	10910	12930	9260	11730	12970	16670
4½	13.75	2960	3290	3400	3480	5870	7440	8220	10570
	16.00	5170	5770	6010	6490	7300	9250	10220	13140
	20.00	8660	10280	11050	13120	9320	11800	13040	16770
5	16.25	2850	3150	3240	3300	5770	7310	8080	10390
	19.50	4760	5230	5410	5970	7060	8940	9880	12710
	25.60	9420	11270	12160	14590	9750	12350	13650	17550
5½	19.20	2440	2610	2650	2650	5390	6830	7540	9700
	21.90	3640	4040	4230	4580	6400	8110	8960	11520
	24.70	5260	5890	6140	6610	7360	9320	10300	13250
6¾	25.20	1870	1900	1900	1900

Data are based on minimum wall of 65% nominal wall. Collapse pressures are based on uniform OD wear. Internal pressures are based on uniform wear and nominal OD.

NOTE: Calculations for Class 2 drill pipe are based on formulas in Appendix A.

TABLE 2.8
USED DRILL PIPE TORSIONAL AND TENSILE DATA
API CLASS 3

1 Size (OD) in.	2 New Wt. Nom. W/ Thds. & Couplings lb/ft	3 Torsional Yield Strength Based On Eccentric Wear, ft-lb				7 Tensile Data Based On Uniform Wear Load at Minimum Yield Strength, lb,			
		3 E	4 95	5 105	6 135	7 E	8 95	9 105	10 135
2½	4.85	2690	3400	3760	4830	59140	74900	82800	106460
	6.65	3540	4480	4960	6370	82050	103930	114870	147690
2¾	6.85	4550	5770	6380	8200	82580	104000	115610	148640
	10.40	6550	8290	9170	11780	126600	160360	177240	227880
3½	9.50	7970	10090	11150	14340	118050	149530	165270	212490
	13.30	10490	13200	14690	18890	162220	205480	227120	292000
	15.50	11950	15140	16730	21510	190500	241300	266700	342900
4	11.85	10950	13880	15340	19720	140630	178130	196880	253130
	14.00	13140	16640	18390	23650	172580	218600	241600	310640
	15.70	14580	18470	20420	26250	195000	247000	273000	351000
4½	13.75	14560	18440	20380	26210	164330	208150	230060	295790
	16.60	17360	21990	24300	31240	200180	253560	280240	360320
	20.00	20850	26410	29190	37530	247720	313780	346820	445900
5	16.25	19690	24940	27570	35440	200180	253560	280250	360320
	19.50	23180	29370	32460	41730	240300	304380	336420	432540
	25.60	28550	37420	41360	53180	317550	402230	444570	571590
5½	21.90	28530	36130	39940	51350	266480	337540	373070	479660
	24.70	31880	40390	44630	57380	301420	381800	422000	542560

*The torsional yield strength is based on a shear strength of 57.7% of the minimum yield strength. (Following the maximum shear strain energy theory of yielding).

*Torsional data based on 45% eccentric wear on outside diameter. Tensile data based on 37% uniform wear on outside diameter.

**TABLE 2.9
USED DRILL PIPE COLLAPSE AND PRESSURE DATA
API CLASS 3**

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
OD Size in.	Nominal Weight Thds. & Couplings lb/ft	Collapse Pressure Based On Minimum Values, psi,				Internal Pressure At Minimum Yield Strength, psi,			
		E	95	105	135	E	95	105	135
2 $\frac{3}{8}$	4.85	4260	4590	4810	5350	6600	8360	9240	11880
	6.65	10030	12050	13040	15760	9730	12320	13620	17510
2 $\frac{1}{2}$	6.85	3600	4010	4190	4530	6230	7890	8720	11210
	10.40	10800	13680	14880	18230	10390	13160	14540	18700
3 $\frac{1}{2}$	9.50	3230	3650	3790	4000	5990	7580	8380	10780
	13.30	8040	9480	10160	11930	8670	10990	12140	15610
	15.50	11010	13950	15410	18960	10580	13410	14820	19050
4	11.85	2570	2790	2840	2850	5400	6840	7560	9720
	14.00	4630	5070	5230	5810	6810	8620	9530	12250
	15.70	6490	7480	7920	8940	7840	9930	10970	14110
4 $\frac{1}{2}$	13.75	2090	2170	2170	2170	4970	6290	6960	8940
	16.60	3520	2930	4110	4420	6180	7830	8650	11120
	20.00	6580	7590	8040	9100	7880	9990	11040	14190
5	16.25	1990	2050	2050	2050	4880	6190	6840	8790
	19.50	3210	3630	3770	3960	5970	7570	8360	10750
	25.60	7250	8460	9020	10410	8250	10450	11550	14850
5 $\frac{1}{2}$	19.20	1640	1640	1640	1640	5100	6460	7140	9180
	21.90	2580	2810	2860	2870	5420	6860	7580	9750
	24.70	3600	4000	4190	4520	6230	7890	8720	11210
6 $\frac{3}{8}$	25.20	1170	1170	1170	1170	4110	5210	5750	7400

¹Data are based on minimum wall of 55% nominal wall. Collapse pressures are based on uniform OD wear. Internal pressures are based on uniform wear and nominal OD.

NOTE: Calculations for Class 3 drill pipe are based on formulas in Appendix A.

TABLE 2.10
MECHANICAL PROPERTIES OF NEW TOOL JOINTS
AND NEW GRADE E DRILL PIPE

1 Nom Size in.	2 Drill Pipe Data			5 Tool Joint Data			8 Drift Diam- eter** in.	9 Mechanical Properties			
	10m. Vlt. lb/ft	3 Approx. Wt.* lb/ft	4 Type Upset	5 Conn.	6 OD in.	7 ID in.		9 Tensile Yield, lb		11 Torsional Yld, ft-lb	
								10 Pipe	10 Tool Joint	11 Pipe	11 Tool Joint
2 3/8	4.65	5.3	E.U.	NC26(I.F.)	3 3/8	1 3/4	1.625	97820	313680	4760	6800
		5.1	E.U.	W.O.	3 3/8	2	1.807	97820	195720	4760	4500
		4.9	E.U.	O.H.	3 1/8	2	1.807	97820	206280	4760	4600
		5.0	F.U.	SL-H90	3 1/4	2	1.850	97820	202670	4760	5100
6.65	7.0	E.U.	NC26(I.F.)	3 3/8	1 3/4	1.625	138220	313680	6250	6800	
		E.U.	O.H.	3 1/4	1 3/4	1.625	138220	294600	6250	6400	
6.65	6.8	I.U.	P.A.C.	2 7/8	1 3/8	1.250	138220	238440	6250	4800	
2 7/8	6.85	7.5	E.U.	NC31 (I.F.)	4 1/8	2 1/8	2.000	135900	447130	8080	11800
		7.3	E.U.	W.O.	4 1/8	2 7/16	2.253	135900	277560	8080	7400
		6.9	E.U.	O.H.	3 3/4	2 7/16	2.253	135900	223680	8080	5700
		7.1	E.U.	SL-H90	3 7/8	2 7/16	2.296	135900	260780	8080	7600
10.40	10.9	E.U.	NC31 (I.F.)	4 1/8	2 1/8	1.963	214340	447130	11550	11800	
		E.U.	O.H.	3 7/8	2 5/32	1.963	214340	345360	11550	8900	
		E.U.	SL-H90	3 7/8	2 5/32	2.006	214340	382550	11550	11300	
10.40	11.2	I.U.	X.H.	4 1/4	1 7/8	1.750	214340	505080	11550	13400	
		I.U.	NC26 (S.H.)	3 3/8	1 3/4	1.625	214340	313680	11550	6900	
10.40	10.3	I.U.	P.A.C.	3 1/8	1 1/2	1.375	214340	269470	11550	5900	
3 1/2	9.50	10.6	E.U.	NC38 (I.F.)	4 3/4	2 11/16	2.563	194270	587310	14150	18100
		10.3	E.U.	NC38 (W.O.)	4 3/4	3	2.804	194270	419800	14150	12800
		10.0	E.U.	O.H.	4 1/2	3	2.804	194270	392040	14150	12100
		10.2	E.U.	SL-H90	4 5/8	3	2.847	194270	306450	14150	12500
13.30	14.0	E.U.	NC38 (I.F.)	4 3/4	2 11/16	2.457	271570	587310	18550	18100	
		E.U.	O.H.	4 3/4	2 11/16	2.414	271570	559560	18550	17400	
13.30	14.2	I.U.	X.H.	4 3/4	2 7/16	2.313	271570	570940	18550	17100	
		I.U.	NC31 (S.H.)	4 1/8	2 1/8	2.000	271570	447130	18550	11800	
15.50	16.6	E.U.	NC38 (I.F.)	5	2 9/16	2.414	322780	649160	21090	20300	
4	11.85	13.5	E.U.	NC46 (I.F.)	6	3 1/4	3.125	230750	901170	19470	33500
		13.3	E.U.	NC46 (W.O.)	5 3/4	3 7/16	3.313	230750	782990	19470	29100
		12.1	E.U.	O.H.	5 1/4	3 15/32	3.287	230750	621240	19470	22200
	11.85	13.1	I.U.	H-90	5 1/2	2 13/16	2.688	230750	913470	19470	35400

(Continued on page 15)

¹The tensile yield strength of Grade E drill pipe is based on 75,000 psi minimum yield strength.

²The torsional yield strength is based on a shear strength of 57.7% of the minimum yield strength.

³The tensile strength of the tool joint pin is based on 120,000 psi minimum yield and the cross sectional area at the root of the thread 3/8 inch from the shoulder.

*Tool Joint plus drill pipe, for Range 2 steel pipe. (See Appendix A for method of calculation).

**See Fig. 2.4.

TABLE 2.10 (continued)
MECHANICAL PROPERTIES OF NEW TOOL JOINTS
AND NEW GRADE E DRILL PIPE

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Drill Pipe Data				Tool Joint Data			Drift Diam- eter** in.	Mechanical Properties			
Nom. Size in.	Nom. Wt. lb/ft.	Approx. Wt.* lb/ft.	Type Upset	Conn.	OD in.	ID in.		Tensile Yield, lb		Torsional Yld, ft-lb	
								¹ Pipe	² Tool Joint	³ Pipe	² Tool Joint
4	14.00	15.9	E.U.	NC46 (I.F.)	6	3 1/4	3.125	285360	901160	23290	33600
		15.0	E.U.	O.H.	5 1/2	3 1/4	3.125	285360	759340	23290	27400
	14.00	15.1	I.U.	NC40 (F.H.)	5 1/4	2 13/16	2.688	285360	711610	23290	23500
		14.4	I.U.	S.H.	4 9/8	2 9/16	2.438	285360	512040	23290	15000
	15.70	17.5	E.U.	NC46 (I.F.)	6	3 1/4	3.095	324120	901170	25810	33600
		16.8	I.U.	NC40 (F.H.)	5 1/4	2 11/16	2.563	324120	776400	25810	25400
	15.70	17.1	I.U.	H90	5 1/2	2 13/16	2.688	324120	913470	25810	35400
		14.1	E.U.	O.H.	5 3/4	3 31/32	3.770	270030	554760	25910	21300
4 1/2	13.75	15.4	E.U.	NC50 (I.F.)	6 3/8	3 3/4	3.625	270030	944000	25910	34100
		14.8	E.U.	NC50 (W.O.)	6 1/8	3 7/8	3.750	270030	849600	25910	37700
	13.75	15.2	I.U.	H90	6	3 1/4	3.125	270030	538150	25910	38900
		17.1	E.U.	O.H.	5 7/8	3 3/4	3.625	330560	713880	30810	27500
	16.60	18.0	E.U.	NC50 (I.F.)	6 3/8	3 3/4	3.625	330560	944000	30810	37700
		17.9	I.E.U.	H90	6	3 1/4	3.125	330560	538150	30810	38900
	16.60	18.4	I.E.U.	NC46 (X.H.)	6 1/4	3 1/4	3.125	330560	901170	30810	33900
		18.2	I.E.U.	F.H.	6	3	2.875	330560	976160	30810	34800
	20.00	21.6	E.U.	NC50 (I.F.)	6 3/8	3 3/8	3.452	412360	1030880	36900	41200
		21.7	I.E.U.	H90	6	3	2.875	412360	1085410	36900	45200
	19.50	20.9	I.E.U.	NC50 (X.H.)	6 3/8	3 3/4	3.625	395600	943990	41170	37700
		22.1	I.E.U.	5 1/2 F.H.	7	3 3/4	3.625	395600	1048400	41170	62200
	25.60	26.9	I.E.U.	NC50 (X.H.)	6 3/8	3 1/2	3.375	530150	1110240	52260	44900
		28.1	I.E.U.	5 1/2 F.H.	7	3 1/2	3.375	530150	1119280	52260	62200
5 1/2	21.90	23.8	I.E.U.	F.H.	7	4	3.875	437120	1065760	50710	56300
		26.3	I.E.U.	F.H.	7	4	3.875	497220	1065760	56570	56300
6 3/8	25.20	27.3	I.E.U.	F.H.	8	5	4.875	489470	1044880	70580	74200

*The tensile yield strength of Grade E drill pipe is based on 75,000 psi minimum yield strength.

**The torsional yield strength is based on a shear strength of 57.7% of the minimum yield strength.

¹The tensile strength of the tool joint pin is based on 120,000 psi yield and the cross sectional area at the root of the thread 5/8 inch from the shoulder.

²Tool joint plus drill pipe, for Range 2 steel pipe (See Appendix A for method of calculation).

³See Table 2.9

TABLE 2.11
MECHANICAL PROPERTIES OF NEW TOOL JOINTS
AND NEW HIGH STRENGTH DRILL PIPE

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Drill Pipe Data				Tool Joint Data			Drift Diam- eter** in.	Mechanical Properties			
Nom. Size in.	Nom Wt. lb/ft	Approx. Wt. lb/ft	Type Upset and Pipe Grade	Conn.	OD in.	ID in.		Tensile Yield, lb		Torsional Yld., ft-lb	
								Pipe ²	Tool Joint	Pipe	Tool Joint
2 ⁷ / ₈	6.65	7.1 7.0	E.U.-95	NC26(I.F.)	3 ³ / ₈	1 ³ / ₄	1.625	175020	313680	7920	6800
			E.U.-95	SL-H90	3 ¹ / ₄	1 ¹³ / ₁₆	1.670	175020	270040	7920	6900
		7.1 7.0	E.U.-105	NC26(I.F.)	3 ³ / ₈	1 ³ / ₄	1.625	193500	313680	8750	6800
			E.U.-105	SL-H90	3 ¹ / ₄	1 ¹³ / ₁₆	1.670	193500	270040	8750	6900
2 ⁷ / ₈	10.40	11.1 10.9	E.U.-95	NC31(I.F.)	4 ¹ / ₈	2	1.875	271500	495730	14640	13200
			E.U.-95	SL-H90	4	2	1.875	271500	443760	14640	13200
		11.1 10.9	E.U.-105	NC31(I.F.)	4 ¹ / ₈	2	1.875	300080	495730	16180	13200
			E.U.-105	SL-H90	4	2	1.875	300080	443760	16180	13200
		11.5 11.3	E.U.-135	NC31(I.F.)	4 ³ / ₈	1 ⁵ / ₈	1.500	385820	623840	20800	17000
			E.U.-135	SL-H90	4 ¹ / ₈	1 ⁵ / ₈	1.500	385820	571870	20800	17200
3 ¹ / ₂	13.30	14.6 14.2	E.U.-95	NC38(I.F.)	5	2 ⁹ / ₁₆	2.438	343990	649160	23500	20300
			E.U.-95	SL-H90	4 ³ / ₄	2 ⁹ / ₁₆	2.438	343990	595810	23500	20900
		14.7 14.2	E.U.-105	NC38(I.F.)	5	2 ⁷ / ₁₆	2.313	380190	708060	25970	22200
			E.U.-105	SL-H90	4 ³ / ₄	2 ⁹ / ₁₆	2.438	380190	595810	25970	20900
		14.9 14.9	E.U.-135	NC38(I.F.)	5	2 ¹ / ₈	2.000	488820	836400	33390	26400
			E.U.-135	SL-H90	5	2 ¹ / ₈	2.000	488820	789090	33390	26100
		15.3	E.U.-135	NC40(F.H.)	5 ³ / ₈	2 ⁷ / ₁₆	2.313	488820	897160	33390	30500
			E.U.-135	SL-H90	5	2 ¹ / ₈	2.000	488820	789090	33390	26100
15.50	16.8	E.U.-95	NC38(I.F.)	5	2 ⁷ / ₁₆	2.313	408850	708060	26710	22200	
	17.0	E.U.-105	NC38(I.F.)	5	2 ¹ / ₈	2.000	451890	835400	29520	26400	
	17.8	E.U.-135	NC40(F.H.)	5 ¹ / ₂	2 ¹ / ₄	2.125	581000	980000	37950	32300	
4	14.00	16.2	E.U.-95	NC46(I.F.)	6	3 ¹ / ₄	3.125	361460	901170	29500	33600
			E.U.-105	NC46(I.F.)	6	3 ¹ / ₄	3.125	399500	901170	32600	33600
		16.4	E.U.-135	NC46(I.F.)	6	3	2.875	513650	1048430	41920	39200
			I.U.-95	NC40(F.H.)	5 ¹ / ₄	2 ¹¹ / ₁₆	2.563	361460	776400	29500	25400
		15.3 15.6	I.U.-95	H-90	5 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2.688	361460	913470	29500	35400
			I.U.-105	NC40(F.H.)	5 ¹ / ₂	2 ⁷ / ₁₆	2.313	399500	897160	32600	31000
15.6	I.U.-105	H-90	5 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	2.688	399500	913470	32600	35400		

(Continued on page 17)

¹The torsional yield strength is based on a shear strength of 57.7% of the minimum yield strength.²The tensile strength of the tool joint pin is based on 120,000 psi yield and the cross sectional area at the root of the thread $\frac{3}{8}$ inch from the shoulder.

*Tool Joint plus drill pipe, for Range 2 steel pipe (See Appendix A for method of calculation)

**See Par. 2.4.

TABLE 2.11 (continued)
MECHANICAL PROPERTIES OF NEW TOOL JOINTS
AND NEW HIGH STRENGTH DRILL PIPE

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Drill Pipe Data				Tool Joint Data			Drift Diam- eter** in.	Mechanical Properties			
Nom. Size in	Nom. Wt. lb/ft	Approx. Wt. lb/ft	Type Upset and Pipe Grade	Conn.	OD in.	ID in.		Tensile Yield, lb		Torsional Yld., ft-lb	
								Pipe [†]	Tool Joint	Pipe	Tool Joint
4	14.00	16.1	I.U.-135	NC40(F.H.)	5 1/2	2	1.875	513650	1080120	41920	36300
		15.6	I.U.-135	H-90	5 1/2	2 13/16	2.688	513650	913470	41920	35400
	15.70	17.8	E.U.-95	NC46(I.F.)	6	3 1/4	3.125	410550	897160	32690	33600
		17.8	E.U.-105	NC46(I.F.)	6	3 1/4	3.125	453770	901170	36130	33500
		18.1	E.U.-135	NC46(I.F.)	6	3	2.875	583420	1048430	46460	39600
		17.3	I.U.-95	NC40(F.H.)	5 1/2	2 7/16	2.313	410550	897160	32690	30000
		17.2	I.U.-95	H-90	5 1/2	2 13/16	2.688	410550	913470	32690	35400
		17.3	I.U.-105	NC40(F.H.)	5 1/2	2 7/16	2.313	453770	897160	36130	30000
		17.2	I.U.-105	H-90	5 1/2	2 13/16	2.688	453770	913470	36130	35400
		4 1/2	16.60	18.3	E.U.-95	NC50(I.F.)	6 3/8	3 3/4	3.625	418700	939360
18.3	E.U.-105			NC50(I.F.)	6 3/8	3 3/4	3.625	462780	939360	43130	37700
18.6	E.U.-135			NC50(I.F.)	6 3/8	3 1/2	3.375	595000	1110240	55450	44900
18.7	I.E.U.-95			NC46(X.H.)	6 1/4	3	2.875	418700	1048430	39020	39600
18.3	I.E.U.-95			F.H.	6	3	2.875	418700	976160	39020	34800
18.0	I.E.U.-95			H-90	6	3 1/4	3.125	418700	938150	39020	38900
18.7	I.E.U.-105			NC46(X.H.)	6 1/4	3	2.875	462780	1048430	43130	39600
18.3	I.E.U.-105			F.H.	6	3	2.625	462780	976160	43130	34800
18.0	I.E.U.-105			H-90	6	3 1/4	3.125	462780	938150	43130	38900
18.9	I.E.U.-135			NC46(X.H.)	6 1/4	2 3/4	2.625	595000	1183910	55450	44900
19.1	I.E.U.-135	F.H.	6 1/4	2 1/2	2.375	595000	1235340	55450	44800		
18.3	I.E.U.-135	H-90	6	3	2.875	595000	1085410	55450	45200		
4 1/2	20.00	22.0	E.U.-95	NC50(I.F.)	6 3/8	3 1/2	3.250	522320	1110240	46660	44700
		22.0	E.U.-105	NC50(I.F.)	6 3/8	3 1/2	3.375	577300	1110240	51570	44700
		23.0	E.U.-135	NC50(I.F.)	6 3/8	3	2.875	742240	1416480	66300	57800
		22.6	I.E.U.-95	NC46(X.H.)	6 1/4	2 3/4	2.625	522320	1183920	46740	44900
		22.3	I.E.U.-95	F.H.	6	2 1/2	2.375	522320	1235400	46740	44300
		21.7	I.E.U.-95	H-90	6	3 1/4	3.125	522320	938150	46740	38900

(Continued on page 18)

[†]The torsional yield strength is based on a shear strength of 57.7% of the minimum yield strength.

[‡]The tensile strength of the tool joint pin is based on 120,000 psi yield and the cross-sectional area at the root of the thread 3/8 inch from the shoulder.

^{††}Tool Joint plus drill pipe, for Range 2 steel pipe (See Appendix A for method of calculation).

**See Par. 2.4.

TABLE 2.11 (continued)
MECHANICAL PROPERTIES OF NEW TOOL JOINTS
AND NEW HIGH STRENGTH DRILL PIPE

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Drill Pipe Data				Tool Joint Data			Drift Diam- eter** in.	Mechanical Properties				
Nom. Size in	Nom Wt lb/ft	Approx. Wt.* lb/ft	Type Upset and Pipe Grade	Conn.	OD in	ID in		Tensile Yield, lb		Torsional Yld., ft-lb		
								Pipe †	Tool Joint †	Pipe †	Tool Joint †	
4 1/2	20.00	22.8	I.E.U.-105	NC46(X.H.)	6 1/4	2 1/2	2.375	577300	1307640	51660	49500	
		22.3	I.E.U.-105	F.H.	6	2 1/2	2.375	577300	1235400	51660	44300	
		21.9	I.E.U.-105	H-90	6	3	2.875	577300	1085410	51660	45200	
		23.0	I.E.U.-135	NC46(X.H.)	6 1/4	2 1/4	2.125	742240	1419480	65420	53800	
5	19.50	21.4	I.E.U.-95	NC50(X.H.)	6 3/8	3 1/2	3.375	501090	1110240	52140	44700	
		22.4	I.E.U.-95	5 1/2 F.H.	7	3 3/4	3.625	501090	1448400	52140	62200	
			21.9	I.E.U.-105	NC50(X.H.)	6 1/2	3 1/4	3.125	553830	1269240	57600	51400
			22.4	I.E.U.-105	5 1/2 F.H.	7	3 3/4	3.625	553830	1448400	57600	62200
			22.5	I.E.U.-135	NC50(X.H.)	6 5/8	2 3/4	2.625	712070	1551960	74100	63400
			23.2	I.E.U.-135	5 1/2 F.H.	7 1/4	3 1/2	3.375	712070	1619230	74100	71000
		25.60	27.8	I.E.U.-95	NC50(X.H.)	6 1/2	3	2.875	671520	1416480	66190	57000
			28.3	I.E.U.-95	5 1/2 F.H.	7	3 1/2	3.375	671520	1619280	66190	62200
			28.3	I.E.U.-105	NC50(X.H.)	6 5/8	2 3/4	2.625	742200	1551960	73160	63400
			28.9	I.E.U.-105	5 1/2 F.H.	7 1/4	3 1/2	3.375	742200	1619280	73160	72500
		29.2	I.E.U.-135	5 1/2 F.H.	7 1/4	3 1/4	3.125	954260	1778280	94060	77700	
5 1/2	21.90	24.4	I.E.U.-95	F.H.	7	3 3/4	3.625	553680	1448400	64230	62200	
		25.3	I.E.U.-105	F.H.	7 1/4	3 1/2	3.375	611960	1619260	70990	72500	
			26.4	I.E.U.-135	F.H.	7 1/2	3	2.875	786810	1925520	91280	66800
		24.70	27.8	I.E.U.-95	F.H.	7 1/4	3 1/2	3.375	629810	1619280	71660	72500
			27.8	I.E.U.-105	F.H.	7 1/4	3 1/2	3.375	696110	1619280	79200	72500
		28.9	I.E.U.-135	F.H.	7 1/2	3	2.875	895000	1925520	101830	66800	

*The torsional yield strength is based on a shear strength of 57.7% of the minimum yield strength.

**The tensile strength of the tool joint pin is based on 120,000 psi yield and the cross sectional area at the root of the pin and 5/8 inch from the shoulder.

†Tool Joint plus drill pipe, for Range 2 steel pipe (See Appendix A for method of calculation).

**See Par. 2.4.

TABLE 2.12
 RECOMMENDED MINIMUM OD* AND MAKE-UP TORQUE OF
 WELD-ON TYPE TOOL JOINTS BASED ON TORSIONAL STRENGTH
 OF BOX AND DRILL PIPE
 (See Par. 2.8)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
DRILL PIPE DATA			NLW TOOL JOINT DATA				PREMIUM CLASS			CLASS 2			CLASS 3		
in	lb/ft	Type Upset and Grade	Conn	New OD in	New ID in	Make Up Torque ft-lb	Min OD Tool Joint in	Min Shoulder With Eccentric Wear in	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb	Min OD Tool Joint in	Min Shoulder With Eccentric Wear in	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb	Min OD Tool Joint in	Min Shoulder With Concentric Wear in	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb
2	4 85	E U. 75	W.O.	3 3/8	2	2300	3 3/8	3/32	2000	3	3/32	1500	2 1/2	3/32	1300
	4 85	E U. 75	NC26(I.F.)	3 3/8	1 1/2	3500	3 3/8	3/32	2000	3 3/8	3/32	2000	3 3/8	3/32	2000
	4 85	E U. 75	O.H.	3 3/8	2	2400	3	3/32	1800	2 1/2	3/32	1600	2 1/2	3/32	1400
	4 85	E U. 75	SL-H90	3 3/8	2	2600	2 1/2	3/32	2000	2 1/2	3/32	2000	2 1/2	3/32	2000
	6 65	I U. 75	P.A.C.	2 1/2	1 1/2	2500	2 1/2	3/32	2500	2 1/2	1/4	2100	2 1/2	1/4	1700
	6 65	E U. 75	NC26(I.F.)	3 3/8	1 1/2	3500	3 3/8	3/32	2500	3 3/8	3/32	2000	3 3/8	3/32	2000
	6 65	E U. 75	SL-H90	3 3/8	2	2600	3 3/8	3/32	2600	2 1/2	3/32	2000	2 1/2	3/32	2000
	6 65	E U. 75	O.H.	3 3/8	1 1/2	3300	3 3/8	1/4	2300	3 3/8	1/4	2100	2 1/2	3/32	1600
	6 65	E U. 95	NC26(I.F.)	3 3/8	1 1/2	3500	3 3/8	1/4	3000	3 3/8	3/32	2500	3 3/8	3/32	2200
	6 65	E U. 105	NC26(I.F.)	3 3/8	1 1/2	3500	3 3/8	1/4	3300	3 3/8	3/32	2700	3 3/8	3/32	2200
2 1/2	6 85	E U. 75	NC31(2 1/2 I.F.)	4 3/8	2 1/2	5900	3 1/2	3/32	3200	3 1/2	3/32	2800	3 1/2	3/32	2800
	6 85	E U. 75	W.O.	4 3/8	2 1/2	3800	3 3/8	3/32	3200	3 3/8	3/32	2500	3 1/2	3/32	2200
	6 85	E U. 75	O.H.	3 3/8	2 1/2	2900	3 1/2	1/4	3300	3 1/2	3/32	2700	3 1/2	3/32	2300
	6 85	E U. 75	SL-H90	3 3/8	2 1/2	3800	3 1/2	3/32	3800	3 1/2	3/32	3800	3 1/2	3/32	2700
	10 40	E U. 75	NC31(2 1/2 I.F.)	4 3/8	2 1/2	5900	3 1/2	1/4	4600	3 1/2	3/32	3500	3 1/2	3/32	3200
	10 40	I U. 75	X.H.	4 3/8	1 1/2	6700	3 1/2	1/4	4400	3 1/2	1/4	3700	3 1/2	1/4	3100
	10 40	I U. 75	NC26(2 1/2 S.H.)	3 3/8	1 1/2	3400	3 3/8	1/4	4100	3 3/8	1/4	3600	3 3/8	1/4	3000
	10 40	E U. 75	O.H.	3 3/8	2 1/2	4500	3 1/2	3/32	4300	3 1/2	3/32	3600	3 1/2	3/32	3000
	10 40	E U. 75	SL-H90	3 3/8	2 1/2	5700	3 1/2	3/32	4600	3 1/2	3/32	3800	3 1/2	3/32	3000
	10 40	E U. 75	P.A.C.	3 3/8	1 1/2	3500	3 3/8	1/4	3500	3 3/8	1/4	3500	2 1/2	3/8	2900
10 40	E U. 95	NC31(2 1/2 I.F.)	4 3/8	2	6600	3 1/2	1/4	5700	3 1/2	1/4	4600	3 1/2	1/4	3900	
10 40	E U. 95	SL-H90	3 3/8	2 1/2	5700	3 1/2	1/4	5700	3 1/2	1/4	4600	3 1/2	1/4	3800	
10 40	E U. 105	NC31(2 1/2 I.F.)	4 3/8	2	6600	3 1/2	3/8	6100	3 1/2	1/4	5000	3 1/2	1/4	4200	
10 40	E U. 135	NC31(2 1/2 I.F.)	4 3/8	1 1/2	8500	4 3/8	1/4	7700	3 1/2	1/4	6500	3 3/8	1/4	5400	
3	9 50	E U. 75	NC38(W.O.)	4 3/8	3	6400	4 3/8	1/4	5300	4 1/2	3/32	4800	4 3/8	3/32	3800
	9 50	E U. 75	NC38(I.F.)	4 3/8	2 1/2	9100	4 3/8	1/4	5300	4 1/2	3/32	4100	4 3/8	3/32	3800
	9 50	E U. 75	O.H.	4 3/8	3	6100	4 3/8	1/4	5500	4 3/8	3/32	4600	4 3/8	3/32	3700
	9 50	E U. 75	SL-H90	4 3/8	3	6300	4 3/8	1/4	5500	4 3/8	3/32	4500	4 3/8	3/32	4000
	13 30	E U. 75	NC38(I.F.)	4 3/8	2 1/2	9100	4 1/2	1/4	7300	4 1/2	1/4	5800	4 1/2	1/4	4800
	13 30	I U. 75	NC31(OS H)	4 3/8	2 1/2	6000	4	1/4	6900	3 3/8	3/8	5700	3 3/8	3/8	5000
	13 30	E U. 75	O.H.	4 3/8	2 1/2	8700	4 3/8	1/4	7000	4 3/8	1/4	6000	4 3/8	1/4	5100
	13 30	E U. 75	H90	5 1/8	2 1/2	12000	4 3/8	1/4	7500	4 3/8	3/32	6200	4 3/8	3/32	4900
	13 30	E U. 95	NC38(I.F.)	5	2 1/2	10200	4 1/2	3/32	8800	4 1/2	1/4	7300	4 1/2	1/4	6300
	13 30	E U. 95	SL-H90	4 3/8	2 1/2	9300	4 3/8	1/4	8800	4 3/8	3/32	7100	4 3/8	3/32	6100
13 30	E U. 95	H90	5 1/8	2 1/2	12000	4 3/8	1/4	8800	4 1/2	1/4	7100	4 1/2	1/4	6200	
13 30	E U. 105	NC38(I.F.)	5	2 1/2	11100	4 3/8	1/4	9900	4 3/8	1/4	8100	4 3/8	1/4	6800	
13 30	E U. 135	NC40(4 F.H.)	5 1/8	2 1/2	15000	5	3/32	12600	4 3/8	3/32	10100	4 3/8	3/32	8400	
13 30	E U. 135	NC38(3 1/2 I.F.)	5	2 1/2	13300	4 3/8	1/4	12600	4 3/8	1/4	10100	4 3/8	1/4	8800	

(Continued on page 20)

TABLE 2.12 (continued)
RECOMMENDED MINIMUM OD * AND MAKE-UP TORQUE OF
WELD-ON TYPE TOOL JOINTS BASED ON TORSIONAL STRENGTH
OF BOX AND DRILL PIPE
(See Par. 2.8)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
DRILL PIPE DATA			NEW TOOL JOINT DATA				PREMIUM CLASS			CLASS 2			CLASS 3		
Nom Size in	Nom Wt lb/ft	Type Upset and Grade	Conn	New OD in	New ID in	Make-Up Torque ft-lb	Min OD Tool Joint in	Min Box Shoulder With Eccentric Wear in	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb	Min OD Tool Joint in	Min Box Shoulder With Eccentric Wear in	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb	Min OD Tool Joint in	Min Box Shoulder With Eccentric Wear in	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb
3½	15 50	E U 75	NC38(I.F.)	5	2½	10200	4½	¾	7800	4½	¾	6800	4½	¾	5300
	15 50	E U 95	NC38(I.F.)	5	2½	11100	4½	¾	9900	4½	¾	6300	4½	¾	6800
	15 50	E U 105	NC38(I.F.)	5	2½	13300	4½	¾	10900	4½	¾	9300	4½	¾	7800
	15 50	E U 105	NC40(4.F.H.)	5½	2½	13900	4½	¾	11400	4½	¾	9000	4½	¾	7900
	15 50	E U 135	NC40 (4 F.H.)	5½	2½	16500	5½	¾	14400	4½	¾	11400	4½	¾	9600
4	11 85	E U 75	NC46(I.F.)	6	3¼	16900	5½	¾	7900	5½	¾	6500	5½	¾	5100
	11 85	E U 75	NC46(W.O.)	5½	3¼	14400	5½	¾	7900	5½	¾	6500	5½	¾	5100
	11 85	E U 75	O.H.	5½	3½	11300	4½	¾	7500	4½	¾	6200	4½	¾	5000
	11 85	E U 75	H90	5½	2½	17700	4½	¾	7500	4½	¾	6300	4½	¾	5700
	14 00	I U 75	NC40(4 F.H.)	5½	2½	11800	4½	¾	9000	4½	¾	7300	4½	¾	6200
	14 00	F U 75	NC46(4 I.F.)	6	3¼	16900	5½	¾	9200	5½	¾	7200	5½	¾	6500
	14 00	I U 75	ØS.H.	4½	2½	7700	4½	¾	8800	4½	¾	7400	4½	¾	6500
	14 00	E U 75	O.H.	5½	3¼	13800	5½	¾	8800	4½	¾	7500	4½	¾	6200
	14 00	E U 75	H90	5½	2½	17700	4½	¾	9000	4½	¾	7500	4½	¾	6300
	14 00	I U 95	NC40(4 F.H.)	5½	2½	12700	4½	¾	11400	4½	¾	9000	4½	¾	7900
	14 00	E U 95	NC46(4 I.F.)	6	3¼	16900	5½	¾	11400	5½	¾	9200	5½	¾	7900
	14 00	I U 95	H90	5½	2½	17700	5½	¾	11100	4½	¾	9700	4½	¾	8300
	14 00	I U 105	NC40(4 F.H.)	5½	2½	15000	5	¾	12600	4½	¾	10200	4½	¾	8500
	14 00	E U 105	NC46(4 I.F.)	6	3¼	16900	5½	¾	12800	5½	¾	10700	5½	¾	8500
	14 00	I U 105	H90	5½	2½	17700	5½	¾	12500	5	¾	10400	4½	¾	9000
14 00	E U 135	NC46(4 I.F.)	6	3	19600	5½	¾	15800	5½	¾	12800	5½	¾	11400	
4	15 70	I U 75	NC40(4 F.H.)	5½	2½	12800	4½	¾	10200	4½	¾	7900	4½	¾	6800
	15 70	E U 75	NC46(4 I.F.)	6	3¼	16900	5½	¾	10000	5½	¾	7900	5½	¾	7200
	15 70	E U 75	H90	5½	2½	17700	4½	¾	9700	4½	¾	8300	4½	¾	7000
	15 70	I U 95	NC40(4 F.H.)	5½	2½	15000	5	¾	12600	4½	¾	10200	4½	¾	8500
	15 70	E U 95	NC46(4 I.F.)	6	3	19600	5½	¾	12800	5½	¾	10000	5½	¾	8500
	15 70	I U 95	H90	5½	2½	17700	5½	¾	12600	5	¾	10400	4½	¾	8400
	15 70	E U 105	NC46(4 I.F.)	6	3	19600	5½	¾	13600	5½	¾	11400	5½	¾	9200
	15 70	I U 105	H90	5½	2½	17700	5½	¾	14000	5½	¾	11100	4½	¾	9700
	15 70	I U 135	NC46(4 I.F.)	6	2½	23600	5½	¾	17300	5½	¾	14300	5½	¾	12100
	15 70	E U 135	NC46(4 I.F.)	6	2½	21000	5½	¾	17300	5½	¾	14300	5½	¾	12100
4½	16 60	I E U 75	F.H.	6	3	17400	5½	¾	12100	5½	¾	10100	5½	¾	8100
	16 60	I E U 75	NC46(X.H.)	6½	3¼	17000	5½	¾	12100	5½	¾	9900	5½	¾	8500
	16 60	E U 75	O.H.	5½	3¼	13800	5½	¾	12300	5½	¾	10000	5½	¾	8600
	16 60	E U 75	NC50(I.F.)	6½	3¼	18400	5½	¾	11600	5½	¾	10000	5½	¾	8400
	16 60	E U 75	H90	6	3¼	19500	5½	¾	11900	5½	¾	9500	5½	¾	8000

(Continued on page 21)

TABLE 2.12 (continued)
 RECOMMENDED MINIMUM OD* AND MAKE-UP TORQUE OF
 WELD-ON TYPE TOOL JOINTS BASED ON TORSIONAL STRENGTH
 OF BOX AND DRILL PIPE
 (See Par. 2.8)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
DRILL PIPE DATA			NEW TOOL JOINT DATA				PREMIUM CLASS			CLASS 2			CLASS 3		
Nom Size	Nom Wt lb/ft	Type Upset and Grade	Conn	New OD in.	New ID in.	Make-Up Torque ft-lb	Min OD Tool Joint in.	Min Shoulder With Eccentric Wear in.	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb	Min OD Tool Joint in.	Min Shoulder With Eccentric Wear in.	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb	Min OD Tool Joint in.	Min Shoulder With Eccentric Wear in.	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb
1/2	16 60	I E U 95	F.H.	6	2 1/4	19900	5 1/2	1 1/4	15000	5 3/8	1 1/4	12100	5 3/32	1 1/4	10100
	16 60	I E U 95	NC46(X.H.)	6 1/4	3	19800	5 1/32	1 1/4	15000	5 1/32	1 1/4	12100	5 1/32	1 1/4	10600
	16 60	E U 95	NC50(I.F.)	6 1/4	3 1/4	18900	5 1/32	1 1/2	15000	5 1/2	1 1/4	12400	5 1/16	1 1/4	10800
	16 60	I E U 95	H90	6	3	22600	5 1/32	1 1/4	15100	5 3/8	1 1/4	12700	5 3/32	1 1/4	10300
	16 60	I E U 105	F.H.	6	2 1/4	19900	5 1/8	1 1/4	16400	5 1/4	1 1/4	13500	5 1/32	1 1/4	11400
	16 60	I E U 105	NC46(X.H.)	6 1/4	3	19800	5 1/32	1 1/4	16500	5 1/32	1 1/4	13500	5 1/32	1 1/4	11400
	16 60	E U 105	NC50(I.F.)	6 1/4	3 1/4	18900	5 1/32	1 1/2	16600	5 1/32	1 1/4	13200	5 1/32	1 1/4	11600
	16 60	I E U 105	H90	6	3	22600	5 1/32	1 1/4	16800	5 1/32	1 1/4	13500	5 1/32	1 1/4	11900
	16 60	I E U 135	NC46(X.H.)	6 1/4	2 1/4	22500	5 25/32	2 1/4	21200	5 3/8	1 1/8	17300	5 1/2	1 1/4	14300
	16 60	E U 135	NC50(I.F.)	6 1/4	3 1/2	22400	6 1/16	2 1/4	21000	5 1/16	1 1/4	17500	5 23/32	1 1/4	14900
	20 00	I E U 75	F.H.	6	3	17400	5 15/32	1 1/4	14200	5 1/32	1 1/4	11400	5 1/4	1 1/4	9400
	20 00	I F U 75	NC46(X.H.)	6 1/4	3	19800	5 1/32	1 1/4	14300	5 1/32	1 1/4	11400	5 1/16	1 1/4	10000
	20 00	E U 75	NC50(I.F.)	6 1/4	3 1/4	20600	5 1/16	1 1/4	14100	5 1/32	1 1/2	11600	5 1/32	1 1/2	9900
	20 00	I E U 75	H90	6	3	22600	5 1/16	1 1/2	14300	5 1/32	1 1/4	11900	5 1/4	1 1/4	9500
	20 00	I E U 95	F.H.	6	2 1/2	22200	5 3/8	2 1/4	17800	5 1/32	1 1/4	14200	5 3/8	1 1/4	12100
	20 00	I E U 95	NC46(X.H.)	6 1/4	2 1/4	22500	5 23/32	2 1/4	18100	5 1/2	1 1/4	14300	5 1/32	1 1/4	12100
	20 00	E U 95	NC50(I.F.)	6 1/4	3 1/2	22400	5 1/16	1 1/4	17500	5 1/32	1 1/2	14900	5 1/4	1 1/2	12400
	20 00	I E U 95	H90	6	3	22600	5 1/16	1 1/2	17600	5 1/16	1 1/2	14300	5 1/4	1 1/2	12700
	20 00	I E U 105	NC46(X.H.)	6 1/4	2 1/2	24800	5 23/32	2 1/4	19600	5 1/4	1 1/2	15800	5 1/32	1 1/2	13500
	20 00	E U 105	NC50(I.F.)	6 1/4	3 1/2	22400	6	2 1/4	19200	5 1/4	1 1/4	15800	5 23/32	1 1/4	13200
	20 00	E U 135	NC50(I.F.)	6 1/4	2 1/4	30400	6 1/32	1 1/2	25500	6 1/16	2 1/4	21000	5 1/16	1 1/4	17500
5	19 50	I E U 75	NC50(X.H.)	6 1/4	3 1/4	18900	5 3/8	1 1/4	15800	5 23/32	1 1/4	12300	5 1/16	1 1/4	10800
	19 50	I E U 95	NC50(X.H.)	6 1/4	3 1/2	22400	6 1/32	1 1/4	20200	5 23/32	1 1/4	16700	5 1/16	1 1/4	14100
	19 50	I E U 95	H90	6 1/2	3 1/4	26000	5 1/32	1 1/4	19900	5 23/32	1 1/4	16300	5 1/8	1 1/4	13600
	19 50	I E U 105	NC50(X.H.)	6 1/4	3 1/4	25800	6 1/32	1 1/2	21900	5 23/32	1 1/2	18400	5 23/32	1 1/4	15000
	19 50	I E U 105	H90	6 1/2	3	29300	5 23/32	1 1/4	21800	5 23/32	1 1/4	18100	5 1/16	1 1/4	15400
	19 50	I E U 135	NC50(X.H.)	6 1/4	2 1/4	31800	6 1/16	2 1/4	28400	6 1/8	2 1/4	22900	6	1 1/2	19300
	19 50	I E U 135	5 1/2 F.H.	7 1/4	3 1/2	36300	6 1/4	1 1/2	28800	6 15/32	1 1/4	23400	6 15/32	1 1/2	19200
	25 60	I E U 75	NC50(X.H.)	6 1/4	3 1/2	22400	6 1/32	1 1/4	20200	5 23/32	1 1/4	16700	5 23/32	1 1/4	13300
	25 60	I E U 75	5 1/2 F.H.	7	3 1/2	31500	6 1/2	1 1/4	20200	6 1/8	1 1/4	16100	6 1/8	1 1/4	14100
	25 60	I E U 95	NC50(X.H.)	6 1/2	3	28600	6 1/16	2 1/4	24700	6 1/32	1 1/4	20000	5 1/16	1 1/4	17500
	25 60	I E U 95	5 1/2 F.H.	7	3 1/2	31500	6 1/32	1 1/4	25500	6 1/2	1 1/4	20200	6 15/32	1 1/4	17200
	25 60	I E U 105	NC50(X.H.)	6 1/4	2 1/4	31800	6 1/16	2 1/4	27500	6 1/8	2 1/4	22900	6	1 1/2	19300
	25 60	I E U 105	5 1/2 F.H.	7 1/4	3 1/2	36300	6 1/4	2 1/4	27700	6 1/16	1 1/2	23300	6 1/2	1 1/2	19200
	25 60	I E U 135	5 1/2 F.H.	7 1/4	3 1/4	36900	6 1/16	1 1/2	35500	6 1/8	1 1/4	28800	6 1/8	2 1/4	24500

(Continued on page 22)

TABLE 2.12 (continued)
 RECOMMENDED MINIMUM OD * AND MAKE-UP TORQUE OF
 WELD-ON TYPE TOOL JOINTS BASED ON TORSIONAL STRENGTH
 OF BOX AND DRILL PIPE
 (See Par. 2.8)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
DRILL PIPE DATA			NEW TOOL JOINT DATA				PREMIUM CLASS			CLASS 2			CLASS 3		
Nom Size in	Nom Wt lb/ft	Type Upset and Grade	Conn	New OD in	New ID in	Make-Up Torque ft-lb	Min OD Tool Joint in	Min Box Shoulder With Eccentric Wear in	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb	Min OD Tool Joint in	Min Box Shoulder With Eccentric Wear in	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb	Min OD Tool Joint in	Min Box Shoulder With Concentric Wear in	Make-Up Torque For Min OD Tool Joint ft-lb
5½	21.90	I.E.U. 75	F.H.	7	4	28000	6½ ₃₂	¼	19200	6½	¾	16200	6½ ₃₂	¾	13200
	21.90	I.E.U. 95	F.H.	7	3¼	31500	6½	¼ ₁₆	24500	6½	¼	20300	6½ ₃₂	¼	17200
	21.90	I.E.U. 95	H90	7	3½	30300	6½ ₁₆	¼	24500	6½ ₁₆	¼	20400	5¾ ₃₂	¼	17400
	21.90	I.E.U. 105	F.H.	7¼	3½	36300	6¾ ₃₂	¼ ₁₆	27700	6½ ₁₆	¾ ₃₂	22400	6½ ₃₂	¾ ₃₂	19200
	21.90	I.E.U. 135	F.H.	7½	3	43700	6¾ ₁₆	¼ ₃₂	35500	6½	¾	28800	6½	¾ ₁₆	24500
	24.70	I.E.U. 75	F.H.	7	4	28000	6½ ₃₂	¼	21300	6½ ₁₆	¾ ₃₂	18200	6½ ₃₂	¾ ₃₂	15200
	24.70	I.E.U. 95	F.H.	7¼	3½	36300	6¾ ₃₂	¼ ₁₆	27700	6½ ₁₆	¾ ₃₂	22400	6½ ₃₂	¾ ₃₂	19200
	24.70	I.E.U. 105	F.H.	7¼	3½	36300	6¾ ₃₂	¼ ₁₆	29900	6½	¾	24500	6½ ₃₂	¾	21300
	24.70	I.E.U. 135	F.H.	7½	3	43700	7½ ₃₂	¼ ₁₆	39000	6¾ ₃₂	¾ ₁₆	32100	6¾ ₁₆	¾ ₁₆	26600

- ① The use of outside diameters (OD) smaller than those listed in the table may be acceptable on Slim Hole (SH) tool joints due to special service requirements.
- ② Tool joint with dimensions shown has a lower torsional yield ratio than the 0.80 which is generally used.
- ③ Recommended make-up torque is based on 72,000 psi stress.
- * Tool joint diameters specified are required to retain torsional strength in the tool joint comparable to the torsional strength of the attached drill pipe. These should be adequate for all service. Tool joints with torsional strengths considerably below that of the drill pipe may be adequate for much drilling service.

TABLE 2.13
BUOYANCY FACTORS

1	2	3
Mud Density lb/gal	Mud Density lb/cu ft	Buoyancy Factor, K_b
8.4	62.84	.882
8.6	64.33	.879
8.8	65.83	.875
9.0	67.32	.872
9.2	68.82	.869
9.4	70.32	.866
9.6	71.81	.863
9.8	73.31	.860
10.0	74.80	.847
10.2	76.30	.844
10.4	77.80	.841
10.6	79.29	.838
10.8	80.79	.835
11.0	82.29	.832
11.2	83.78	.829
11.4	85.28	.826
11.6	86.77	.823
11.8	88.27	.820
12.0	89.77	.817
12.2	91.26	.814
12.4	92.76	.811
12.6	94.25	.807
12.8	95.75	.804
13.0	97.25	.801
13.2	98.74	.798
13.4	100.24	.795
13.6	101.74	.792
13.8	103.23	.789
14.0	104.73	.786
14.2	106.22	.783
14.4	107.72	.780
14.6	109.22	.777
14.8	110.71	.774
15.0	112.21	.771
15.2	113.70	.768
15.4	115.20	.765
15.6	116.70	.762
15.8	118.19	.759
16.0	119.69	.756
16.2	121.18	.752
16.4	122.68	.749
16.6	124.18	.746
16.8	125.67	.743
17.0	127.17	.740
17.2	128.66	.737
17.4	130.16	.734
17.6	131.66	.731
17.8	133.15	.728
18.0	134.65	.725
18.5	138.39	.717
19.0	142.13	.710
19.5	145.87	.702
20.0	149.61	.694

TOOL JOINT TORSIONAL STRENGTH CURVES
 (All curves are based on 120,000 psi minimum yield strength)

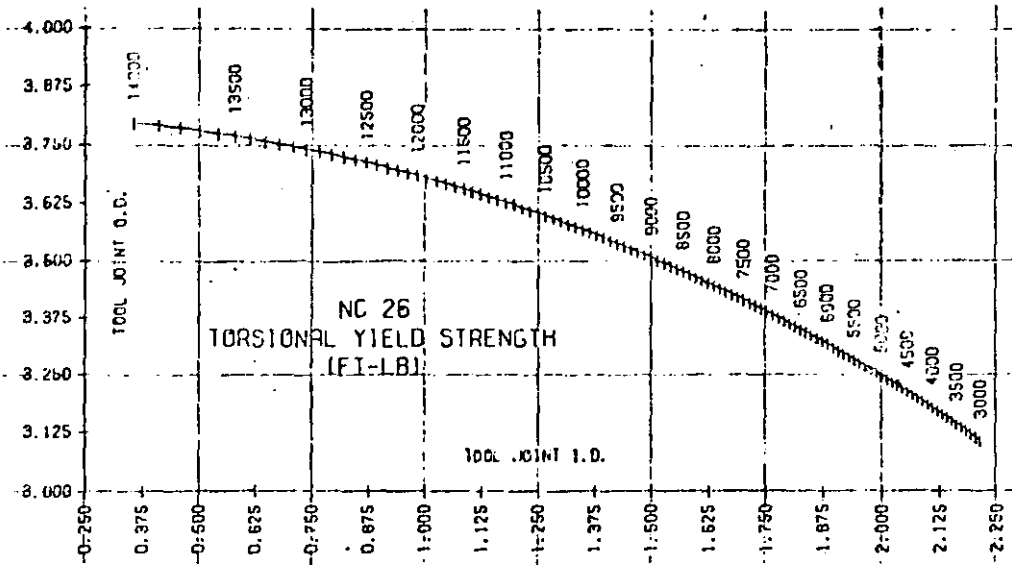


FIG. 2.1

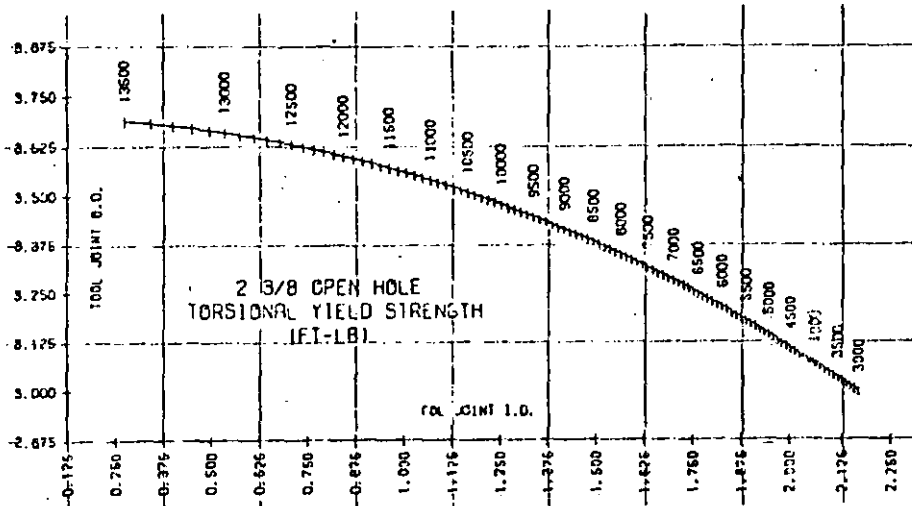


FIG. 2.2

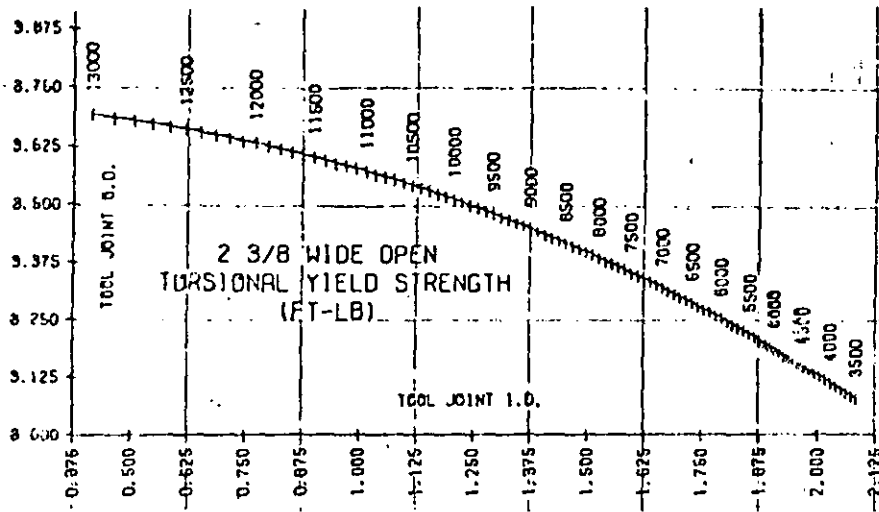


FIG. 2.3

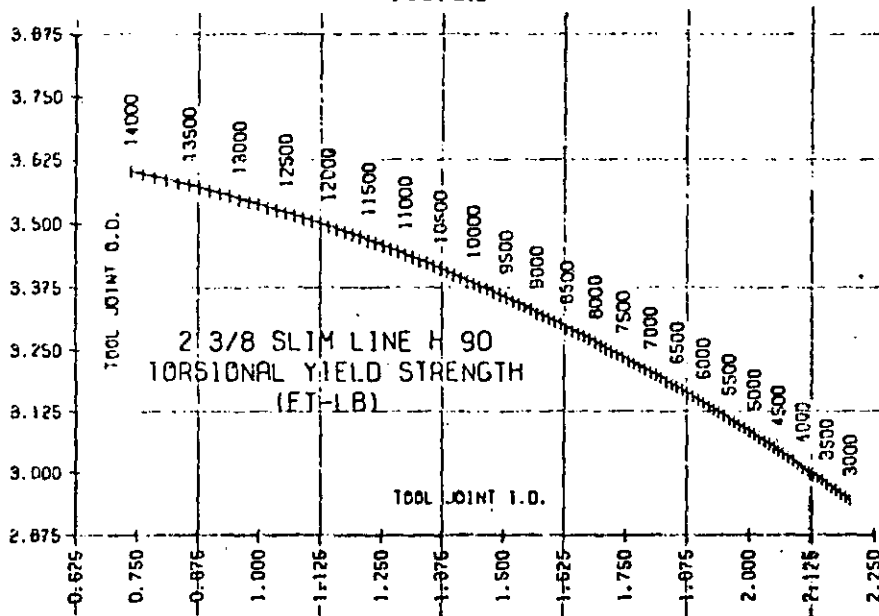


FIG. 2.4

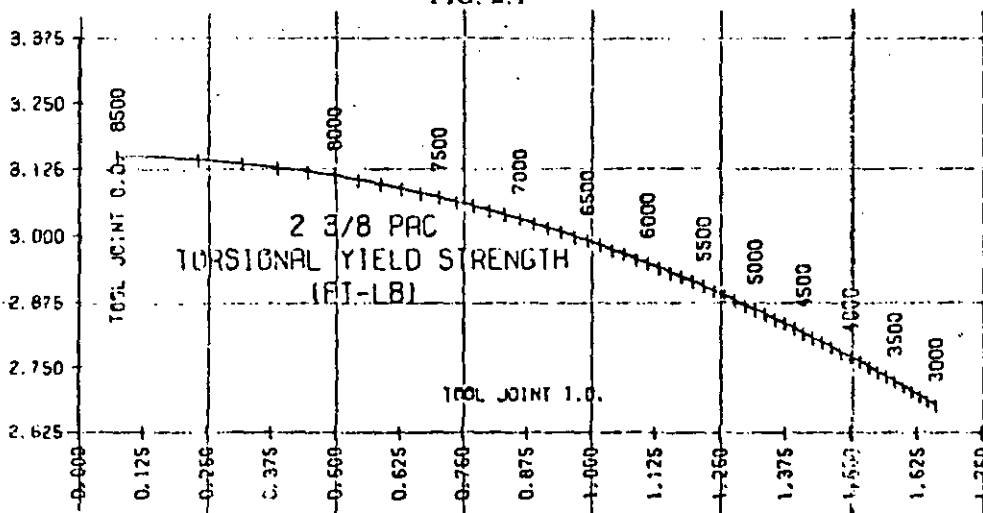


FIG. 2.5

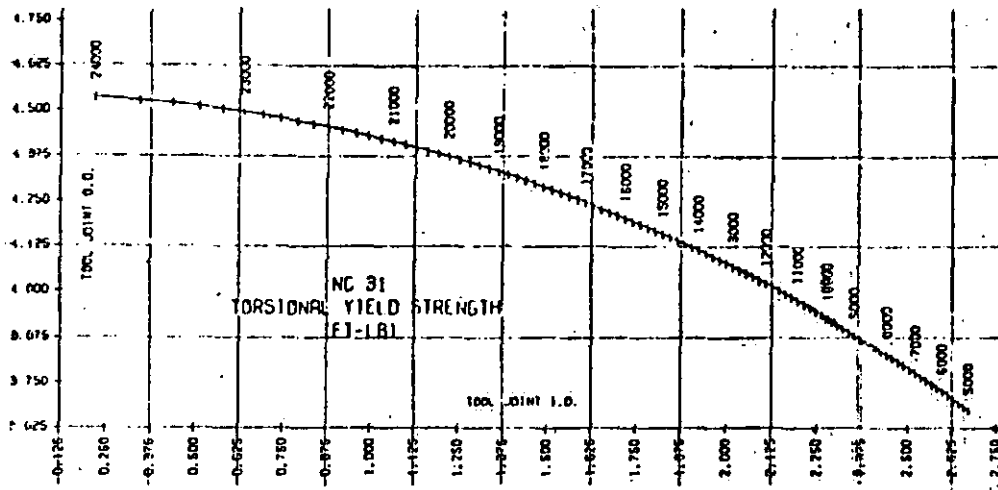


FIG. 2.6

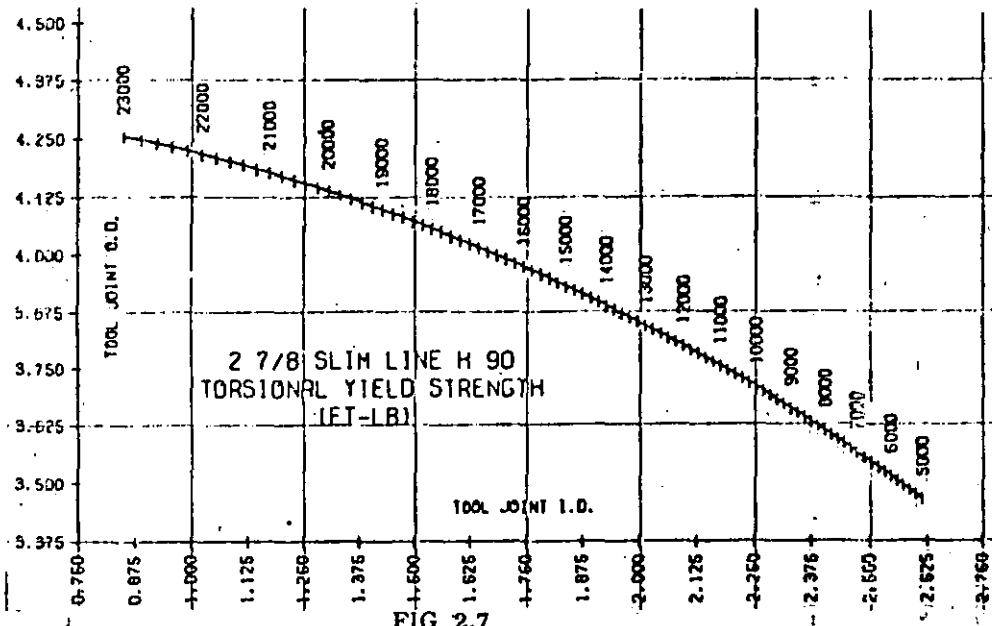


FIG. 2.7

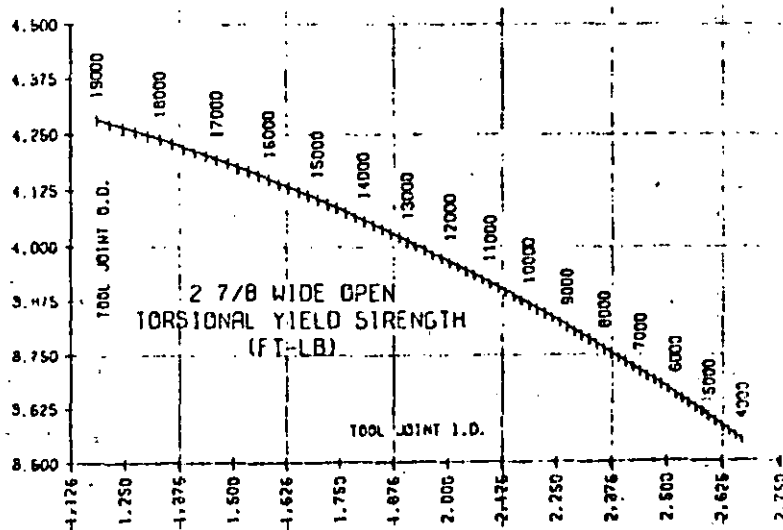


FIG. 2.8

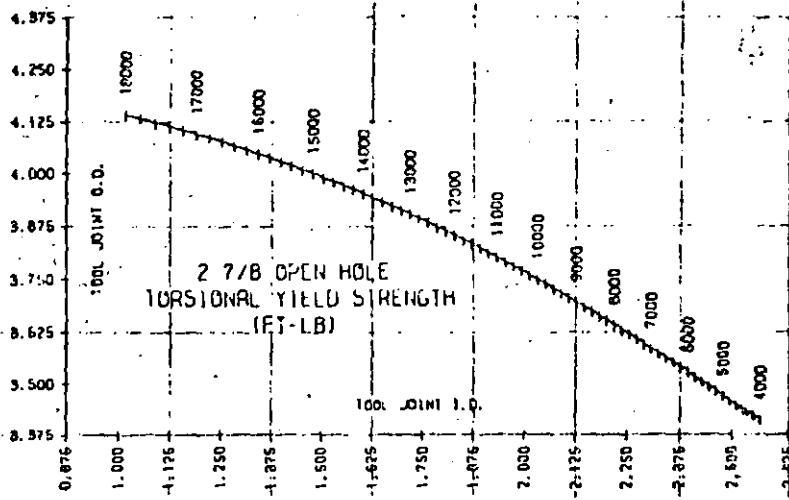


FIG. 2.9

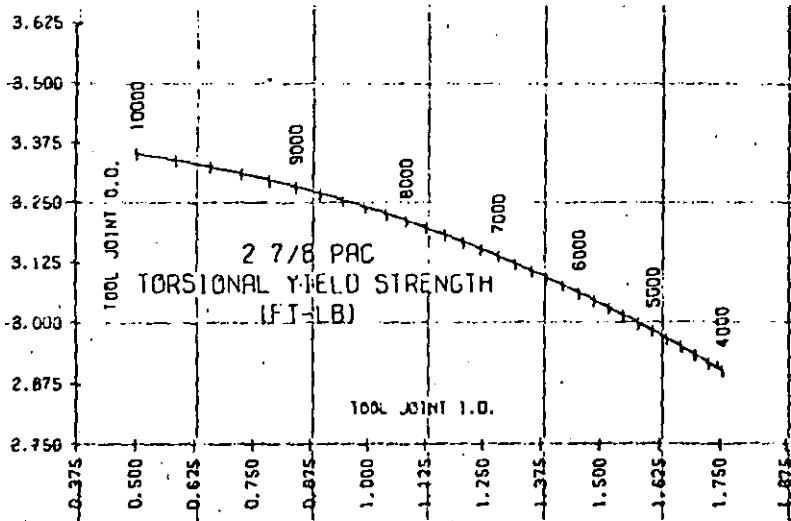


FIG. 2.10

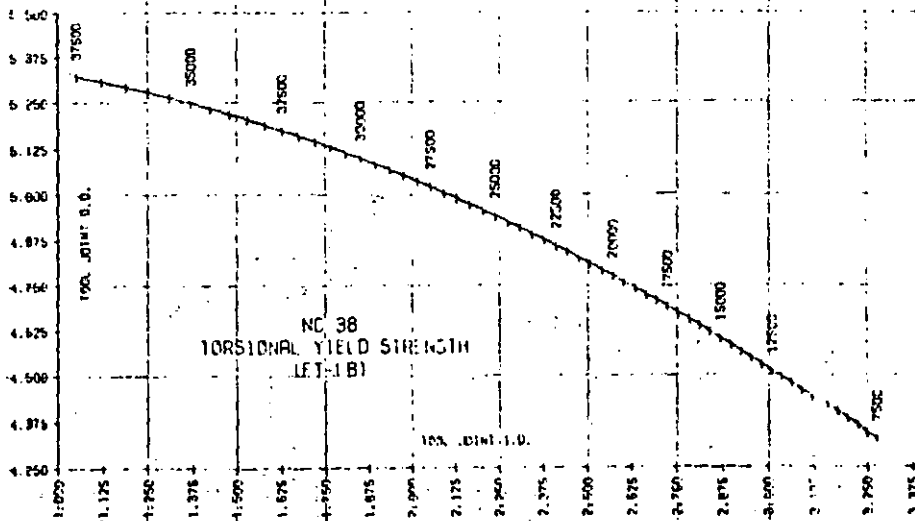


FIG. 2.11

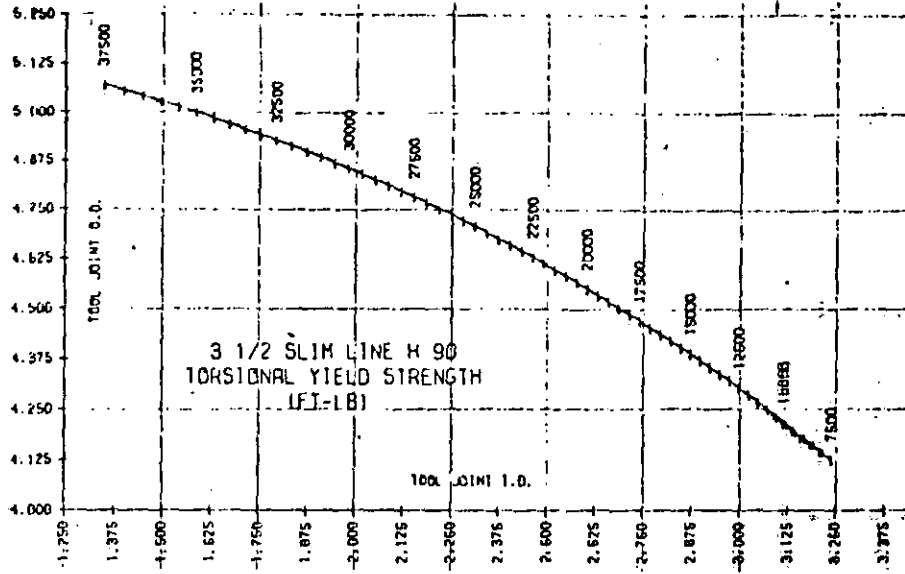


FIG. 2.12

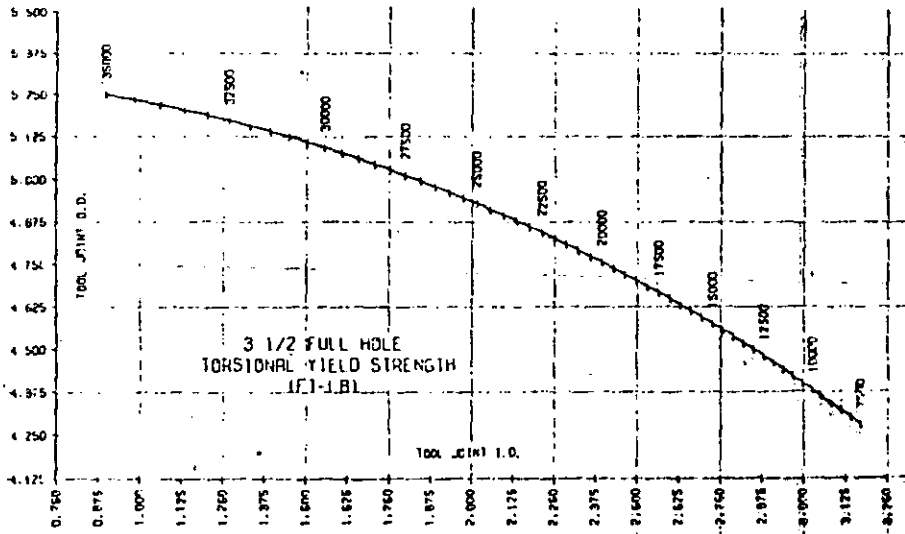


FIG. 2.13

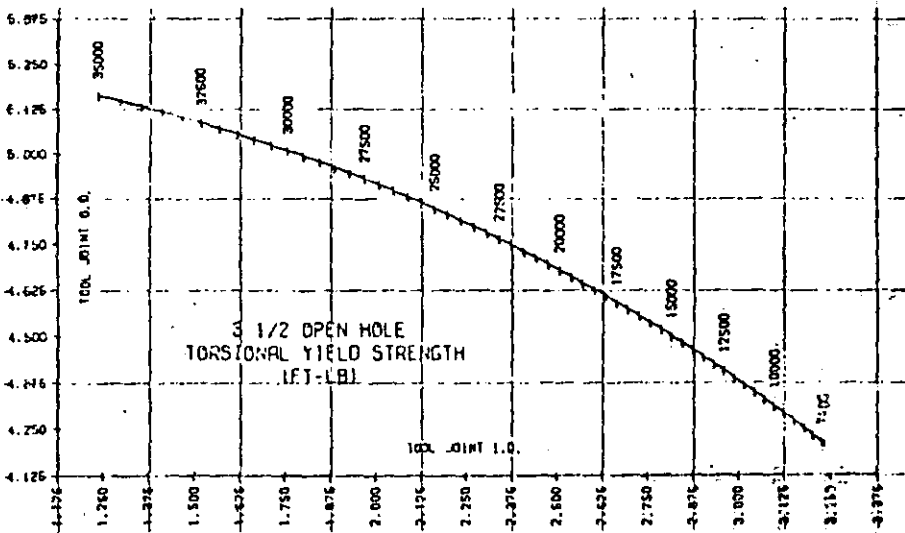


FIG. 2.14

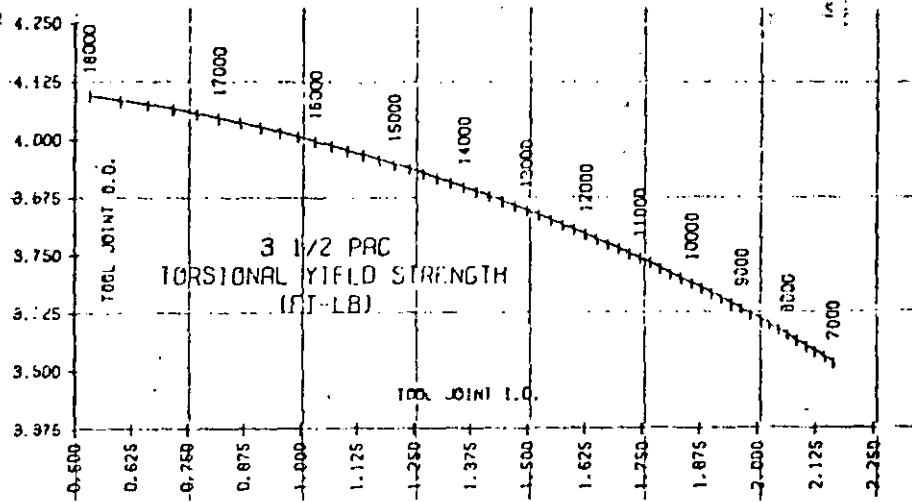


FIG. 2.15

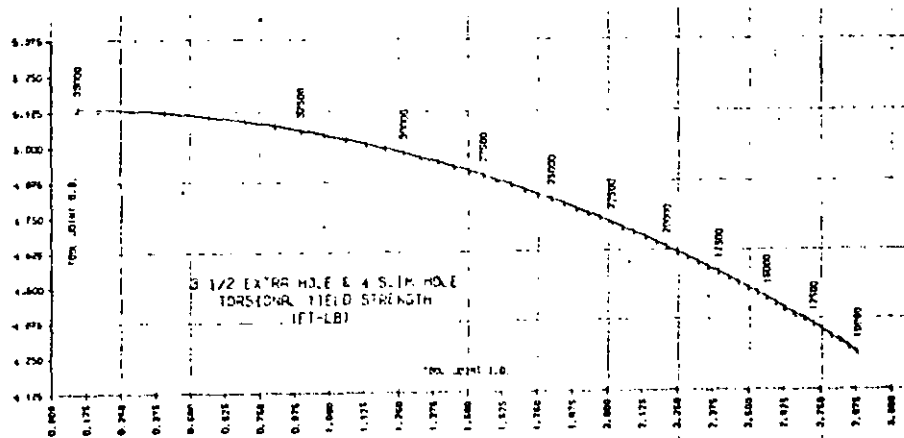


FIG. 2.16

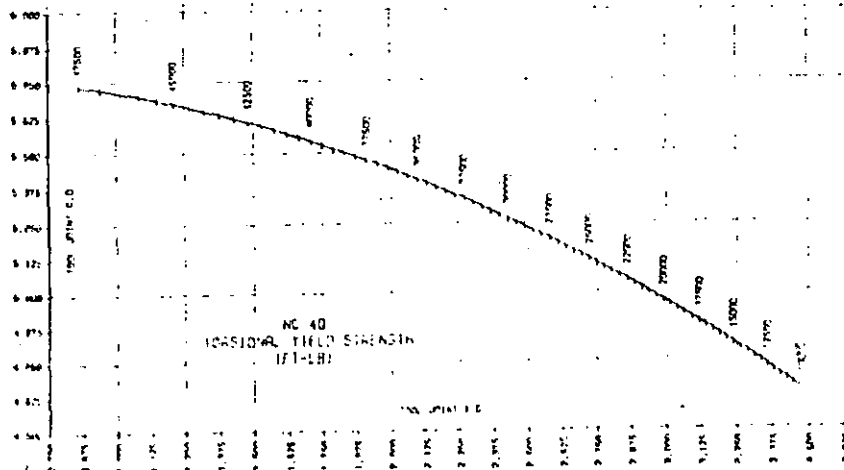


FIG. 2.17

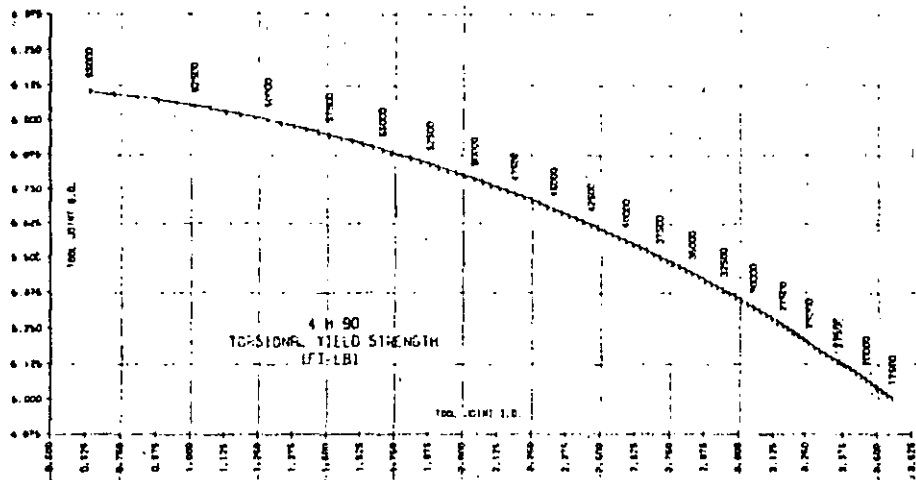


FIG. 2.18

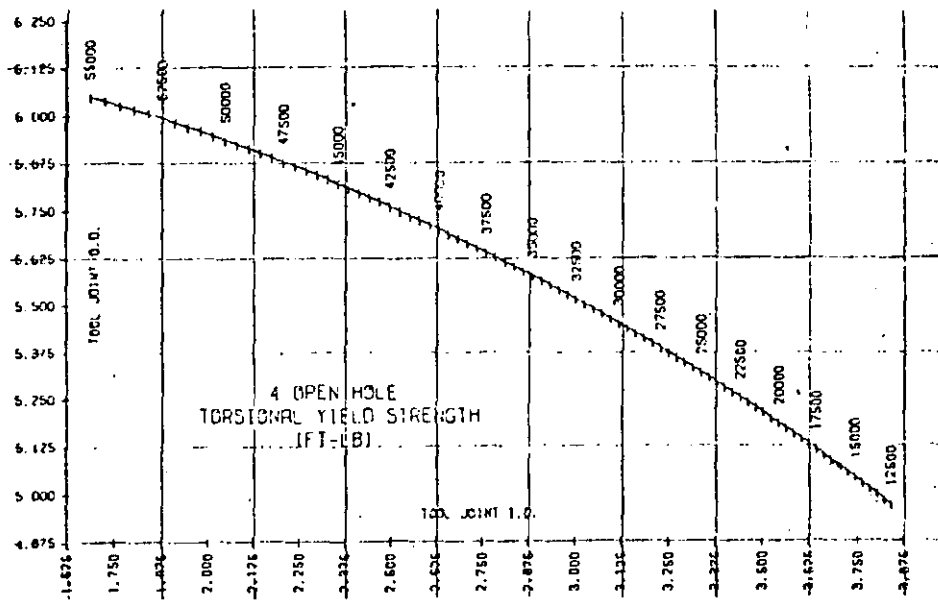


FIG. 2.19

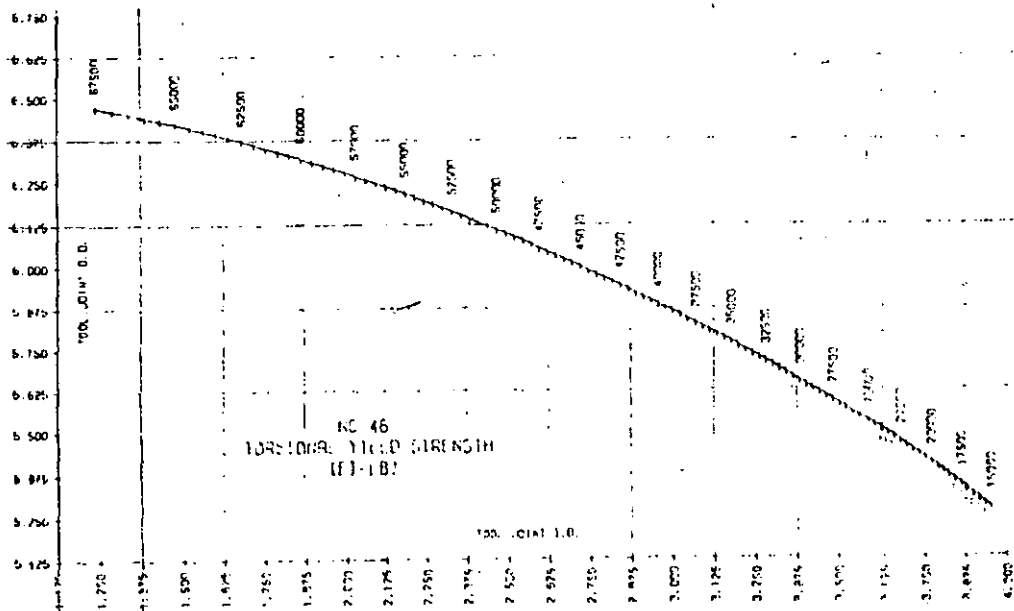


FIG. 2.20

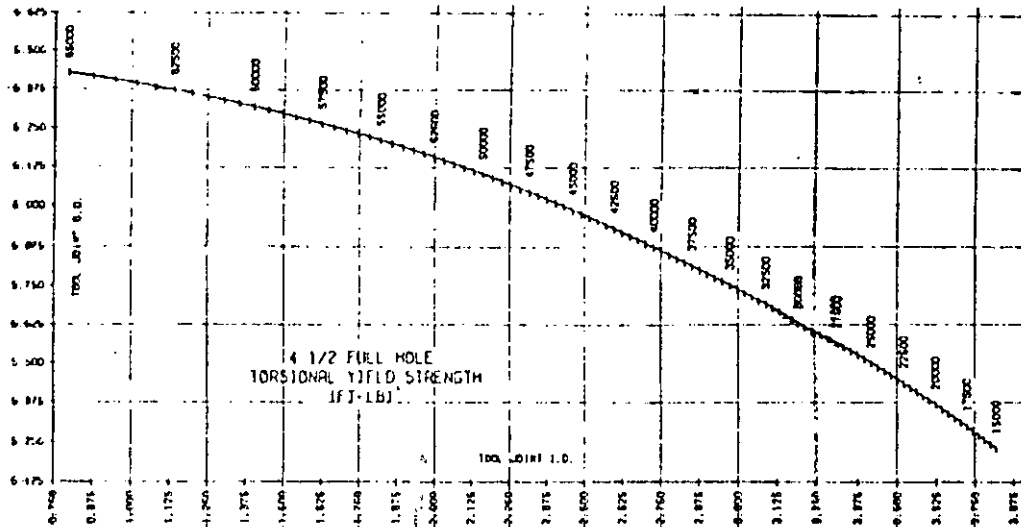


FIG. 2.21

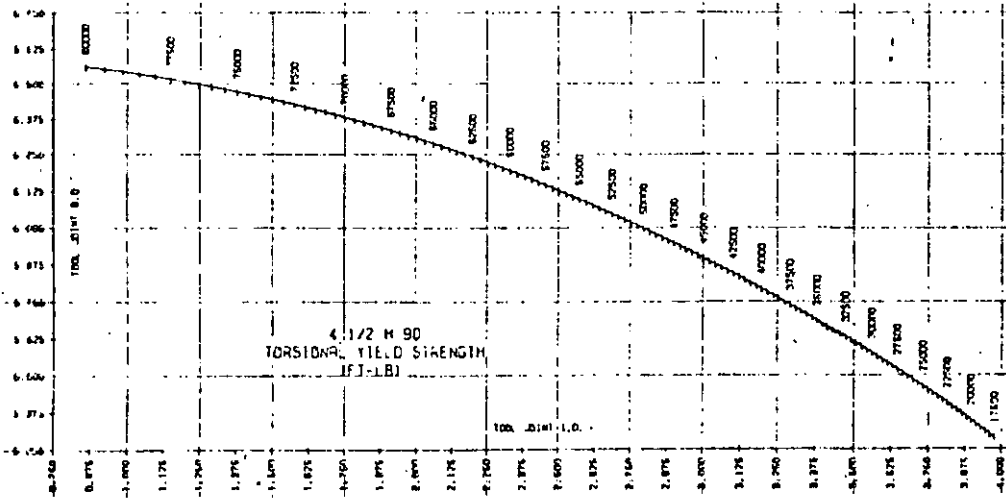


FIG. 2.22

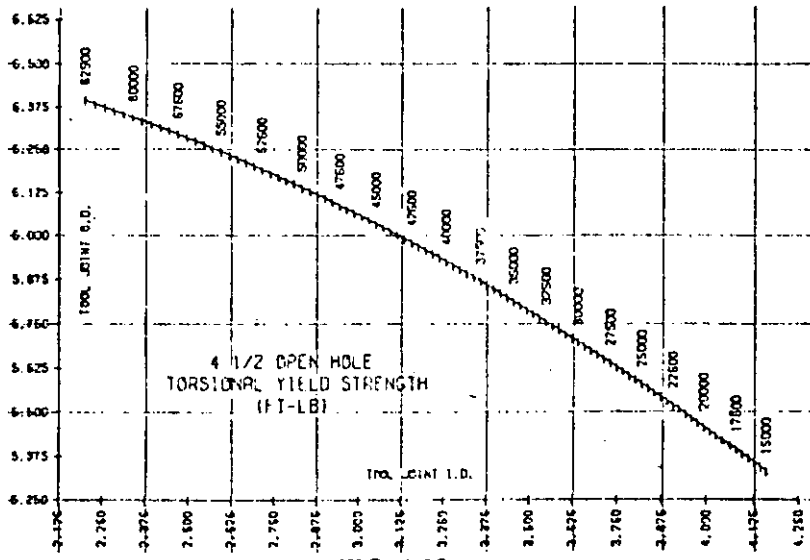


FIG. 2.23

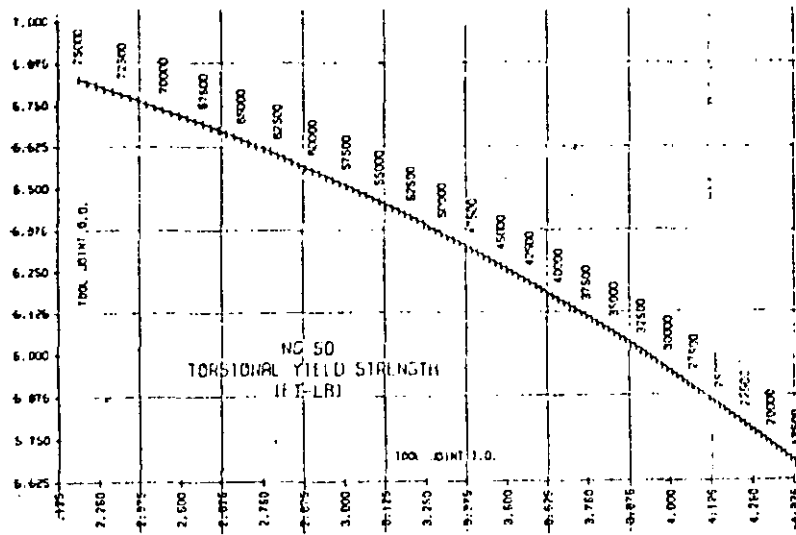


FIG. 2.24

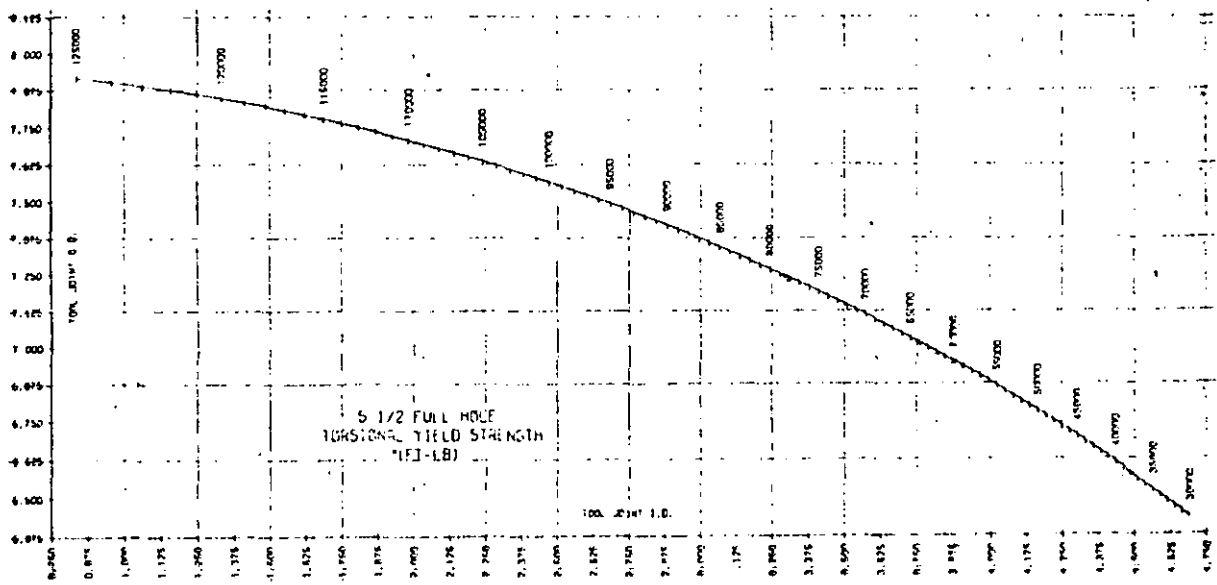


FIG. 2.25

SECTION 3 PROPERTIES OF DRILL COLLARS

3.1 Table 3.1 contains steel drill collar weights for a wide range of OD and ID combinations, in both API and non-API sizes. Values in the table may be used to provide the basic information required to calculate the weights of drill collar strings that are not made up of collars having uniform and standard weights.

3.2 Recommended make-up torque values for rotary shouldered drill collar connections are listed in Table 3.2. These values are listed for various connection styles and for commonly used drill collar OD and ID sizes. The table also includes a designation of the weak member (pin or box) for each connection size and style.

TABLE 3.1
DRILL COLLAR WEIGHT (STEEL)
(pounds per foot)

1 Drill Collar OD, inches	2 Drill Collar ID, inches													
	3 1	4 1¼	5 1½	6 1¾	7 2	8 2¼	9 2½	10 2½	11 2½	12 3	13 3¼	14 3½	15 3¾	16 4
2½	19	18	16											
3	21	20	18											
3¼	22	22	20											
3½	26	24	22											
3¾	30	29	27											
4	35	33	32											
4	40	39	37	35	32	29								
4¼	43	41	39	37	35	32								
4½	46	44	42	40	38	35								
4¾	51	50	48	46	43	41								
5			54	52	50	47	44							
5			61	59	56	53	50							
5¼			68	65	63	60	57							
5½			75	73	70	67	64	60						
5¾			82	80	78	75	72	67	64	60				
6			90	88	85	83	79	75	72	68				
6¼			98	96	94	91	88	83	80	76	72			
6½			107	105	102	99	96	91	89	85	80			
6¾			116	114	111	108	105	100	98	93	89			
7			125	123	120	117	114	110	107	103	98	93	84	
7¼			134	132	130	127	124	119	116	112	108	103	93	
7½			144	142	139	137	133	129	126	122	117	113	102	
7¾			154	152	150	147	144	139	136	132	128	123	112	
8			165	163	160	157	154	150	147	143	138	133	122	
8¼			176	174	171	168	165	160	158	154	149	144	133	
8½			187	185	182	179	176	172	169	165	160	155	150	
9			210	208	206	203	200	195	192	188	184	179	174	
9¼			234	232	230	227	224	220	216	212	209	206	198	
9½			248	245	243	240	237	232	229	225	221	216	211	
10			261	259	257	254	251	246	243	239	235	230	225	
11			317	315	313	310	307	302	299	295	291	286	281	
12			379	377	374	371	368	364	361	357	352	347	342	

NOTE 1: Refer to API Spec 7, Table 6.1 for API standard drill collar dimensions.

NOTE 2: For special configurations of drill collars, consult manufacturer for reduction in weight.

TABLE 3.2
RECOMMENDED MAKE-UP TORQUE FOR ROTARY SHOULDERED
DRILL COLLAR CONNECTIONS
(See footnotes for use of this table.)

1	2	3	4										12	13						
			Construction		Minimum Make-up Torque, ft-lb ^a															
			Size, in.	Type	OD, in.	1	1½	2	Base of Drill Collar, inches						2½	3	3½			
API	NC 23	3	• 2,500	• 2,500	• 2,500															
		3½	• 3,000	• 3,000	• 2,600															
		3¾	• 4,000	• 3,400	• 2,600															
2½	PACO	3		• 3,800	• 3,800	• 2,900														
		3½		• 4,300	• 4,300	• 3,400														
		3¾		• 5,200	• 4,200	• 2,900														
2¾	API IF	3¾		• 4,600	• 4,600	• 3,700														
API	NC 26	3¾		• 5,500	• 4,700	• 3,700														
2¾	Stm Hole	3¾																		
2¾	Extra Hole	3¾		• 4,700	• 4,100	• 4,100														
3¾	Dbl Streamline	3¾		• 5,300	• 5,300	• 5,300														
2¾	Mod Open	4¾		• 8,000	• 8,000	• 7,400														
2¾	API IF	3¾		• 4,600	• 4,600	• 4,600	• 4,600													
API	NC 31	4¾		• 7,900	• 7,900	• 7,400	• 6,800													
3¾	Stm Hole	4¾		• 8,800	• 8,800	• 8,100	• 8,100													
		5¾		10,000	• 9,300	• 8,100	• 8,100													
API	NC 35	4¾					• 8,900	• 8,900	• 8,900	• 7,400										
		4¾					12,100	10,800	9,200	7,400										
		5					12,100	10,800	9,200	7,400										
3¾	Extra Hole	4¾					• 5,100	• 5,100	• 5,100	• 5,100										
4	Stm Hole	4¾					• 5,400	• 5,400	• 5,400	• 5,400										
3¾	Mod Open	4¾					• 11,900	11,700	10,000	8,200										
		5					13,200	11,700	10,000	8,200										
		5¾					13,200	11,700	10,000	8,200										
3¾	API IF	4¾					• 9,900	• 9,900	• 9,900	• 9,900	• 8,300									
API	NC 38	5					• 13,800	• 12,900	12,900	10,900	8,300									
4¾	Stm Hole	5¾					10,000	14,600	12,600	10,900	8,300									
		5¾					16,000	13,600	12,600	10,900	8,300									
		5¾																		
3¾	H 903	4¾					• 8,700	• 8,700	• 8,700	• 8,700	• 8,700									
		5					• 12,700	• 12,700	• 12,700	• 12,700	• 12,700									
		5¾					• 14,900	16,700	15,000	13,100	10,400									
		5¾					17,500	16,700	15,000	13,100	10,400									
4	Full Hole	5					• 10,800	• 10,800	• 10,800	• 10,800	• 10,800									
API	NC 40	5¾					• 15,100	• 15,100	• 15,100	14,800	12,100									
4	Mod Open	5¾					• 19,700	12,600	10,900	14,800	12,100									
4¾	Dbl Streamline	5¾					20,400	18,600	14,900	14,800	12,100									
		6					20,400	18,600	16,900	14,800	12,100									
4	H 903	5¾					• 12,500	• 12,500	• 12,500	• 12,500	• 12,500									
		5¾					• 17,900	• 17,900	• 17,900	• 17,900	16,500									
		5¾					• 22,900	• 21,500	• 21,500	19,400	16,500									
		6					23,900	21,500	21,500	19,400	16,500									
		6¾					23,900	21,500	21,500	19,400	16,500									
4¾	API Regular	5¾					• 13,400	• 11,400	• 13,400	• 13,400	• 13,400									
		5¾					• 21,400	• 21,400	• 21,400	• 21,400	• 21,400									
		6					• 24,400	• 21,600	• 24,400	• 24,400	• 24,400									
		6¾					• 24,400	• 21,600	• 24,400	• 24,400	• 24,400									
API	NC 44	5¾					• 20,600	• 20,600	• 20,600	• 20,600	• 20,600									
		6					• 25,000	• 25,000	• 25,000	• 25,000	• 25,000									
		6¾					• 25,000	• 25,000	• 25,000	• 25,000	• 25,000									
		6¾					• 25,000	• 25,000	• 25,000	• 25,000	• 25,000									
4¾	API Full Hole	5¾					• 11,900	• 12,900	• 12,900	• 12,900	• 12,900									
		5¾					• 17,900	• 17,900	• 17,900	• 17,900	• 17,900									
		6					• 21,600	• 23,800	• 23,800	• 23,800	• 23,800									
		6¾					• 27,000	• 25,800	• 25,800	• 25,800	• 25,800									
		6¾					• 27,000	• 25,800	• 25,800	• 25,800	• 25,800									
4¾	Extra Hole	5¾								• 17,600	• 17,600	• 17,600								
API	NC 46	6								• 22,400	• 22,400	• 22,400								
4	API IF	6								• 28,000	• 28,000	• 28,000								
4¾	Stm Hole	6								• 28,000	• 28,000	• 28,000								
5	Dbl Streamline	6¾								• 28,000	• 28,000	• 28,000								
4¾	Mod Open	6¾								• 28,000	• 28,000	• 28,000								
4¾	H 904	5¾								• 17,600	• 17,600	• 17,600								
		6								• 23,400	• 23,400	• 23,400								
		6¾								• 28,500	• 26,000	• 26,000								
		6¾								• 28,500	• 26,000	• 26,000								
		6¾								• 28,500	• 26,000	• 26,000								
		6¾								• 28,500	• 26,000	• 26,000								
5	H 904	6								• 25,000	• 25,000	• 25,000								
		6								• 31,500	• 31,500	• 31,500								
		6¾								• 38,000	• 33,000	• 33,000								
		7								• 38,000	• 33,000	• 33,000								

(continued on next page)

TABLE 3.2 (continued)
 RECOMMENDED MAKE-UP TORQUE FOR ROTARY SHOULDERED
 DRILL COLLAR CONNECTIONS
 (See footnotes for use of this table.)

1 Size, in.	2 Connection Type	3 (D), in.	4 Minimum Make-up Torque, ft·lb Φ						9	10
			Bore of Drill Collar, inches							
			2 1/8	2 1/2	2 7/8	3	3 1/4	3 3/4		
4 1/2 API	API IF NC 50 Extra Hole	6 1/2	*22,500	*22,800	*22,900	*22,800	*22,800			
		6 3/4	*29,500	*29,500	*29,500	*29,500	*29,500			
		6 7/8	*36,000	*35,500	*32,000	*30,000	*26,500			
5 Mod. Open Dbl. Streamline Semi IF	7	7	*36,000	*35,500	*32,000	*30,000	*26,500			
		7 1/4								
		7 1/2								
5 1/2	H 90 Φ	6 3/4	*34,000	*34,000	*34,000	*34,000				
		7	*41,500	40,000	36,500	34,000				
		7 1/4	42,500	40,000	36,500	34,000				
		7 1/2	42,500	40,000	36,500	34,000				
5 3/4	API Regular	6 3/4	*31,500	*31,500	*31,500	*31,500				
		7	*39,000	*39,000	*36,000	*33,500				
		7 1/4	42,000	39,500	36,000	33,500				
		7 1/2	42,000	39,500	36,000	33,500				
5 7/8	API Full Hole	7		*32,500	*32,500	*32,500	*32,500			
		7 1/4		*40,500	*40,500	*40,500	*40,500			
		7 1/2		*49,000	*47,000	*45,000	*41,500			
		7 3/4		51,000	47,000	45,000	41,500			
API	NC 56	7 1/4		*40,000	*40,000	*40,000	*40,000			
		7 1/2		*48,500	*48,000	*45,000	*42,000			
		7 3/4		51,000	48,000	45,000	42,000			
		8		51,000	48,000	45,000	42,000			
6	API Regular	7 1/2		*46,000	*46,000	*46,000	*46,000			
		7 3/4		*55,000	*53,000	*50,000	*47,000			
		8		57,000	53,000	50,000	47,000			
		8 1/4		57,000	53,000	50,000	47,000			
6 1/2	H 90 Φ	7 1/2		*46,000	*46,000	*46,000	*46,000			
		7 3/4		*55,000	*53,000	*53,000	49,500			
		8		59,500	56,000	53,000	49,500			
		8 1/4		59,500	56,000	53,000	49,500			
API	NC 61	8		*54,000	*54,000	*54,000	*54,000			
		8 1/4		*64,000	*64,000	*64,000	*61,000			
		8 1/2		72,000	68,000	65,000	61,000			
		8 3/4		72,000	68,000	65,000	61,000			
		9		72,000	68,000	65,000	61,000			
5 1/2	API IF	8		*56,000	*56,000	*56,000	*56,000	*56,000		
		8 1/4		*66,000	*66,000	*66,000	*63,000	*59,000		
		8 1/2		74,000	70,000	67,000	63,000	59,000		
		8 3/4		74,000	70,000	67,000	63,000	59,000		
		9		74,000	70,000	67,000	63,000	59,000		
		9 1/4		74,000	70,000	67,000	63,000	59,000		
6 1/2	API Full Hole	8 1/2		*67,000	*67,000	*67,000	*67,000	*67,000	67,000	
		8 3/4		*78,000	*78,000	*78,000	*78,000	*78,000	66,500	
		9		83,000	80,000	76,000	72,000	68,500		
		9 1/4		83,000	80,000	76,000	72,000	68,500		
		9 1/2		83,000	80,000	76,000	72,000	68,500		
API	NC 70	9		*75,000	*75,000	*75,000	*75,000	*75,000	*75,000	
		9 1/4		*85,000	*85,000	*85,000	*85,000	*85,000		
		9 1/2		101,000	101,000	100,000	95,000	90,000		
		9 3/4		107,000	105,000	103,000	98,000	93,000		
		10		107,000	105,000	103,000	98,000	93,000		
		10 1/2		107,000	105,000	103,000	98,000	93,000		
API	NC 77	10				*107,000	*107,000	*107,000	*107,000	
		10 1/4				*122,000	*122,000	*122,000	*122,000	
		10 1/2				*138,000	*138,000	138,000	138,000	
		10 3/4				145,000	138,000	138,000	138,000	
7	H 90 Φ	8			*53,000	*53,000	*53,000	*53,000		
		8 1/4			*63,000	*63,000	*63,000	*63,000		
		8 1/2			71,500	68,500	65,000	60,000		
7 1/2	API Regular	8 1/2				*60,000	*60,000	*60,000	*60,000	
		8 3/4				*71,000	*71,000	*71,000	*71,000	
		9				*83,000	*83,000	79,000	74,000	
		9 1/4				88,000	83,000	79,000	74,000	
7 3/4	H 90 Φ	9				*72,000	*72,000	*72,000	*72,000	
		9 1/4				*85,500	*85,500	*85,500	*85,500	
		9 1/2				*98,000	*98,000	*98,000	*98,000	
8 1/2	API Regular	10				*108,000	*108,000	*108,000	*108,000	
		10 1/4				*123,000	*123,000	*123,000	*123,000	
		10 1/2				139,000	134,000	134,000	134,000	

(continued on next page)

TABLE 3.2 (continued)
RECOMMENDED MAKE-UP TORQUE FOR ROTARY SHOULDERED
DRILL COLLAR CONNECTIONS
(See footnotes for use of this table.)

1 Size, in.	2 Connection Type	3 OD, in.	4 Minimum Make-up Torque (ft-lb)⊕					9 3%	10 3%
			Bore of Drill Collar, inches						
			2%	2%	2 1/2	3	3%	3%	
6 1/2	H 90°	10 1/2					*112,500	*112,500	*112,500
		10%					*125,500	*125,500	*125,500
7	H 90° (with low torque face)	8 1/2					*67,500	*67,500	*67,500
		9					74,000	71,000	64,500
7 1/2	API Regular (with low torque face)	9 1/2					*72,000	*72,000	*72,000
		9%					*85,000	*85,000	*85,000
		9 1/2					91,000	87,000	72,000
		10					91,000	87,000	82,000
7 3/4	H 90° (with low torque face)	9 3/4					*91,000	*91,000	*91,000
		10					*105,000	*105,000	*105,000
		10 1/2					112,500	105,000	102,500
		10%					112,500	105,000	102,500
8 1/2	API Regular (with low torque face)	10 1/2					*112,000	*112,000	*112,000
		11					*125,000	*125,000	*125,000
8 3/4	H 90° (with low torque face)	10 3/4					*92,500	*92,500	*92,500
		11					*110,000	*110,000	*110,000
		11 1/2					*125,000	*125,000	*125,000

*NOTE 1. Torque figures preceded by an asterisk indicate that the weaker member for the corresponding outside diameter (OD) and bore is the BOX. For all other torque values the weaker member is the PIN.

NOTE 2. In each connection size and type group, torque values apply to all connection types in the group, when used with the same drill collar outside diameter and bore, i.e., 2% API LF, API NC 2E, and 2% Slim Hole connections used with 3/4 x 1 1/4 drill collars all have the same minimum make-up torque of 4000 ft-lb, and the BOX is the weaker member.

⊕ Basis of calculations for recommended make-up torque assumed the use of a thread compound containing 40% Zn by weight of finely powdered zinc dust or 6% by weight of finely powdered metal lead, with not more than 0.3% total sulfur, applied thoroughly to all threads and shoulders and use of the modified Jack Screw formula in Appendix A, paragraph A.5, and a unit stress of 60,000 psi in the box or pin, whichever is weaker.

⊖ Normal torque range is tabulated value plus 10%. Higher torque values may be used under extreme conditions.

⊗ Make-up torque for 2 1/2 PAC connection is based on 57,500 psi stress and other factors listed in footnote ⊕.

⊘ Make-up torque for H 90 connection is based on 50,000 psi stress and other factors listed in footnote ⊕.

Drill Collar Bending Strength Ratio

3.3 Many drill collar connection failures are a result of bending stresses rather than torsional stresses. Fig. 3.1 through 3.7 may be used for determining the most suitable connection to be used on new drill collars or for selecting the new connection to be used on collars which have been worn down on the outside diameter.

3.4 A connection that has a bending strength ratio of 2.50:1 is generally accepted as an average balanced connection. However, the acceptable range may vary from 3.20:1 to 1.90:1 depending upon the drilling conditions.

3.5 As the outside diameter of the box will wear more rapidly than the pin inside diameter, the resulting bending strength ratio will be reduced accordingly. When the bending strength ratio falls below 2.00:1, connection troubles may begin. These troubles may consist of swollen boxes, split boxes, or fatigue cracks in the boxes at the last engaged thread.

3.6 The minimum bending strength ratio acceptable in one operating area may not be acceptable in another. Local operating practices experience based on

recent predominance of failures and other conditions should be considered when determining the minimum acceptable bending strength ratio for a particular area and type of operation.

3.7 Certain other precautions should be observed in using these charts. It is imperative that adequate shoulder width and area at the end of the pin be maintained. The calculations involving bending strength ratios are based on standard dimensions for all connections.

3.8 Minor differences between measured inside diameter and inside diameters in Fig. 3.1 through 3.7 are of little significance, therefore select the figure with the inside diameter closest to measured inside diameter.

3.9 The curves in Fig. 3.1 through 3.7 were determined from bending strength ratios calculated by using the Section Modulus (Z) as the measure of the capacity of a section to resist any bending moment to which it may be subjected. The equation, its derivation, and an example of its use are included in Part A.10, Appendix A.

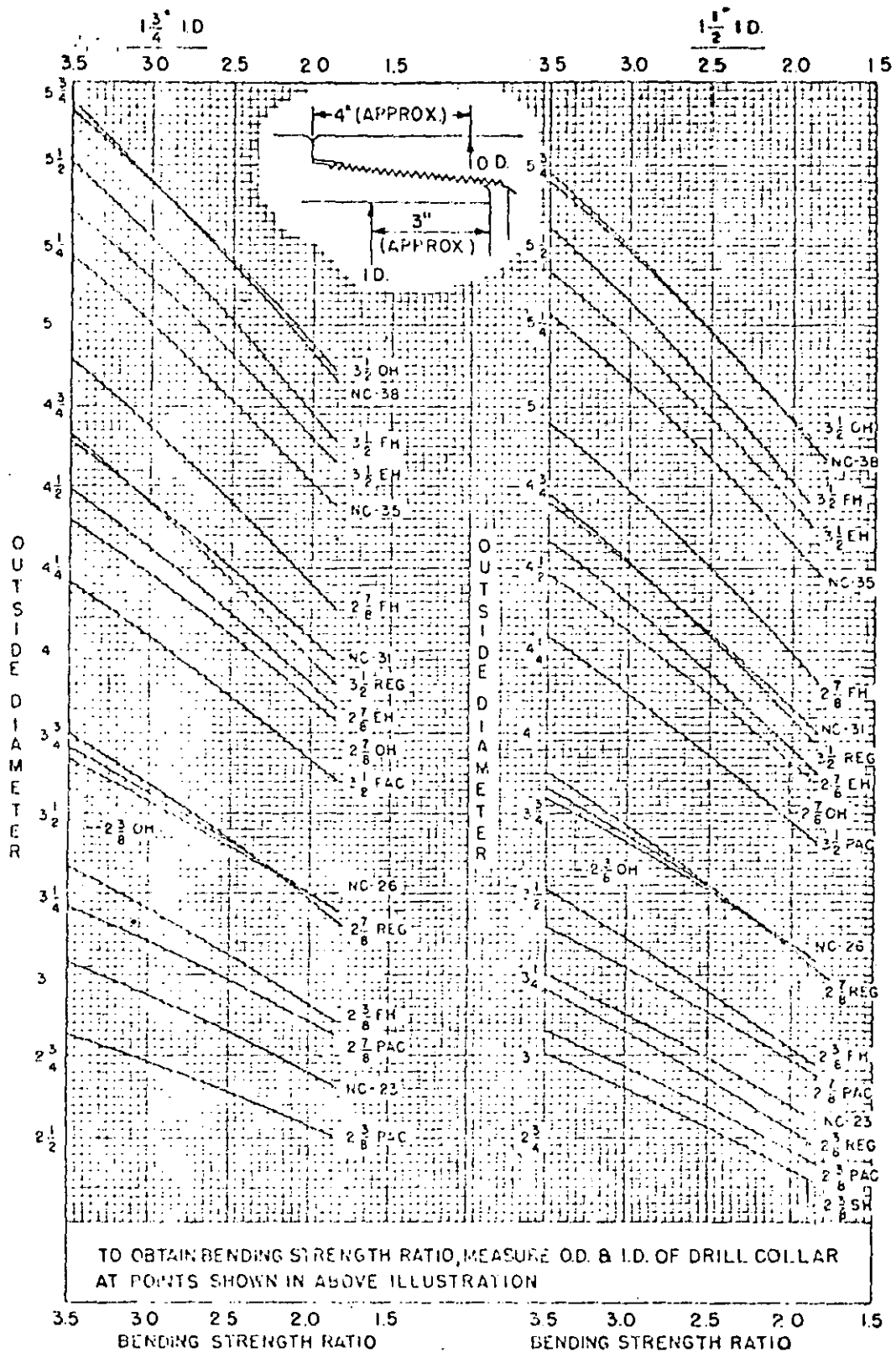


FIG. 3.1
 DRILL COLLAR BENDING STRENGTH RATIOS, 1 1/2 AND 1 3/4 INCH ID

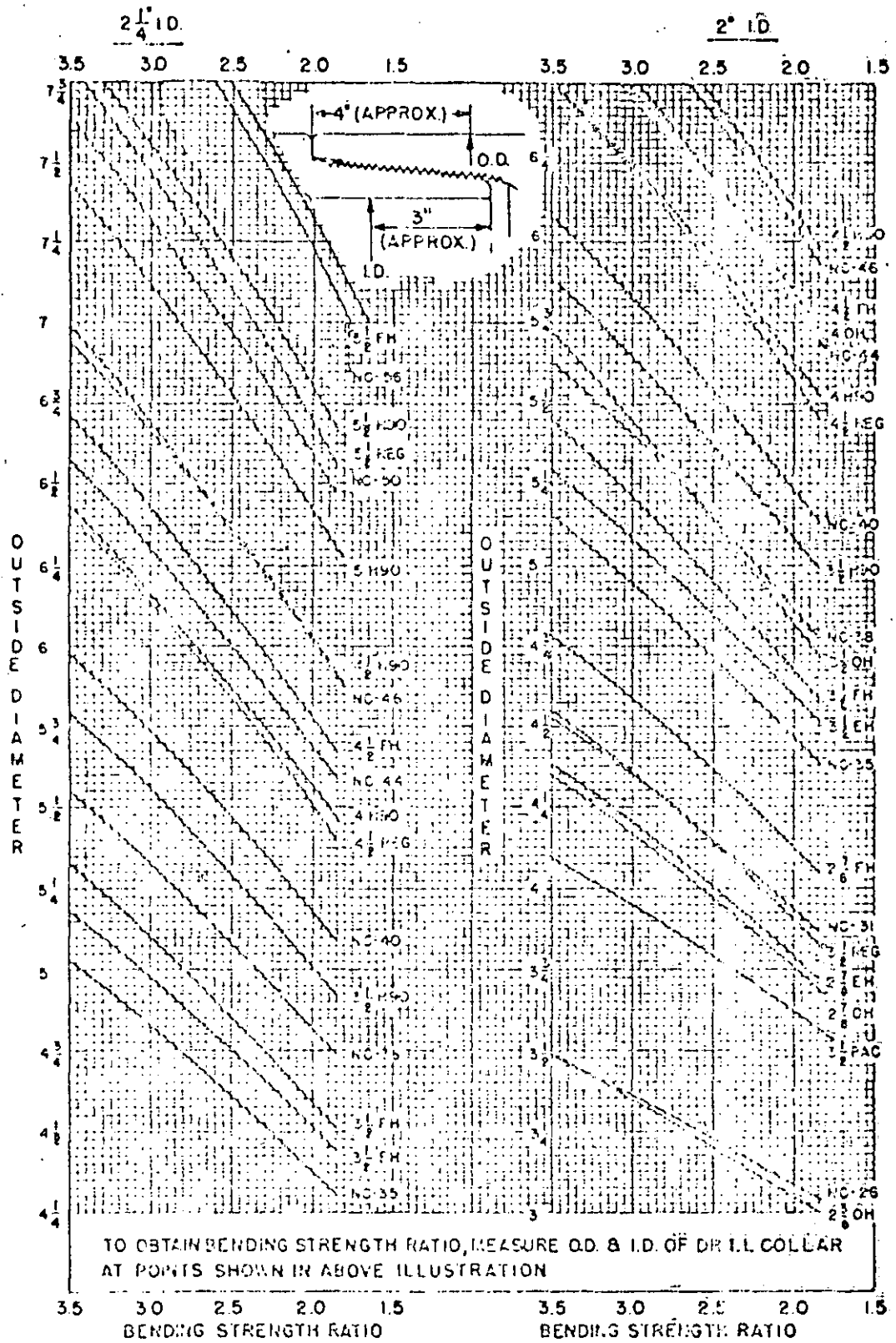


FIG. 3.2
DRILL COLLAR BENDING STRENGTH RATIOS, 2 AND 2 1/4 INCH I.D.

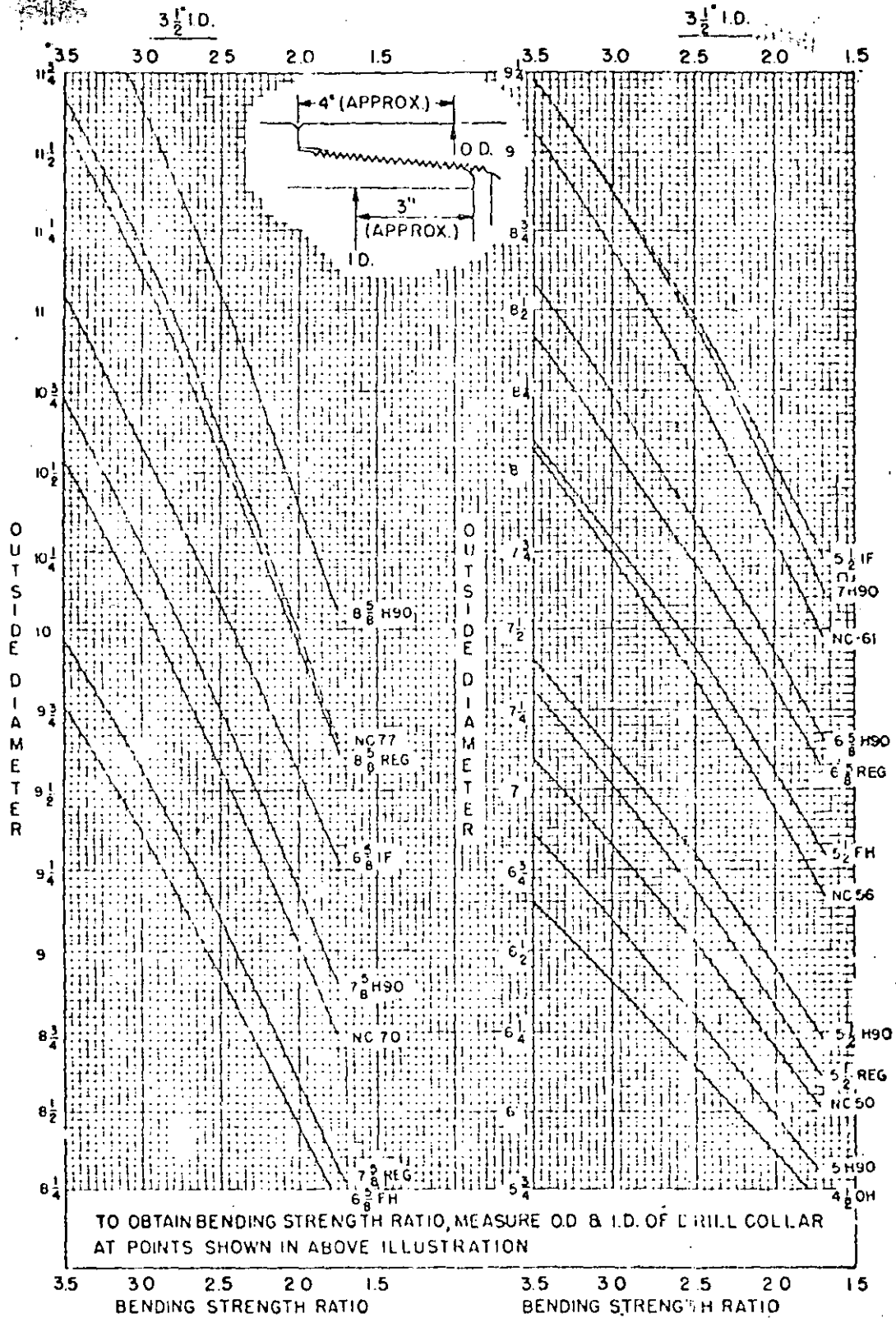


FIG. 3.7
 DRILL COLLAR BENDING STRENGTH RATIOS, 3 1/2 INCH ID

SECTION 4

PROPERTIES OF KELLYS

4.1 Kellys are manufactured with one of two drive configurations, square or hexagonal. Dimensions are listed in Table 3.2 and 3.3 of API Spec 7.

4.2 Square kellys are furnished as *forged or machined* in the drive section.

4.3 Hexagonal or fully machined square kellys are machined from full length quenched and tempered round bars.

4.4 The following criteria should be considered in selecting square or hexagonal kellys.

- a. It may be noted from Table 4.1 that the drive section of the hexagonal kelly is stronger than the drive section of the square kelly when the appropriate kelly is selected for a given casing size.

Example: A $4\frac{1}{4}$ inch square kelly or a $5\frac{1}{4}$ inch hexagonal kelly would be selected for use in $8\frac{3}{8}$ inch casing.

It should be noted, however, that the connections on these two kellys are generally the same and unless the bores (inside diameters) are the same, the kelly with the smaller bore could be interpreted to have the greater pin tensile and torsional strength.

- b. For a given tensile load, the stress level is less in the hexagonal section.
- c. Due to the lower stress level, the endurance limit of the hexagonal drive section is greater in terms of cycles to failure for a given bending load.
- d. Surface decarburization (decarb) is inherent in the *as forged* square kelly which further reduces the endurance limit in terms of cycles to failure for a given bending load. Hexagonal kellys and fully machined squares have machined surfaces and are generally free of *decarb* in the drive section.
- e. It is impractical to remove the *decarb* from the complete drive section of the forged square kelly; however, the *decarb* should be removed from the corners in the fillet between the drive section and the upset to aid in the prevention of fatigue cracks in this area. Machining of square kellys from round bars could eliminate this undesirable condition.
- f. The life of the drive section is directly related to the kelly fit with the kelly drive. A square drive section normally will tolerate a greater clearance with acceptable life than will a hexagonal section. A diligent effort by the rig personnel to maintain minimum clearance between the kelly drive

section and the bushing will minimize this consideration in kelly selection. New roller bushing assemblies working on new kellys will develop wear patterns that are essentially flat in shape on the driving edge of the kelly. Wear patterns begin as point contacts of zero width near the corner. The pattern widens as the kelly and bushing begin to wear until a maximum wear pattern is achieved. The wear rate will be the least when the maximum wear pattern width is achieved. Fig. 4.1 illustrates the maximum width flat wear pattern that could be expected on the kelly drive flats if the new assembly has clearances as shown in Table 4.2. The information in Table 4.2, Figures 4.1 and 4.2 may be used to evaluate the clearances between kelly and bushing. This evaluation should be made as soon as a wear pattern becomes apparent after a new assembly is put into service.

Example: At the time of evaluation, the wear pattern width for a $5\frac{1}{4}$ inch hexagonal kelly is 1.00 inches.

This could mean one of two conditions exist.

- (1) If the contact angle is less than $8^{\circ} 37$ minutes, the original clearances were acceptable. The wear pattern is not fully developed.
- (2) If the contact angle is greater than $8^{\circ} 37$ minutes, the wear pattern is fully developed. The clearance is greater than is recommended and should be corrected.

4.5 Techniques for extending life of kellys include remachining drive sections to a smaller size and reversing ends.

- a. **Remachining.** Before attempting to remachine a kelly, it should be fully inspected for fatigue cracks and also dimensionally checked to assure that it is suitable for remilling. The strength of a remachined kelly should be compared with the strength of the drill pipe with which the kelly is to be used. (Reference Table 4.3 for drive section dimensions and strengths.)
- b. **Reversing Ends.** Usually both ends of the kelly must be butt welded (stuffed) for this to be possible as the original top is too short and the old lower end is too small in diameter for the connections to be reversed. The welds should be made in the upset portions on each end to insure the tensile integrity and fatigue resistance capabilities of the sections. Proper heating and welding procedures must be used to prevent cracking and to recondition the sections where welding has been performed.

4.6 Values in Tables 4.1 and 4.3 were calculated from formulas listed in Par. A.7, A.11, and A.12, Appendix A.

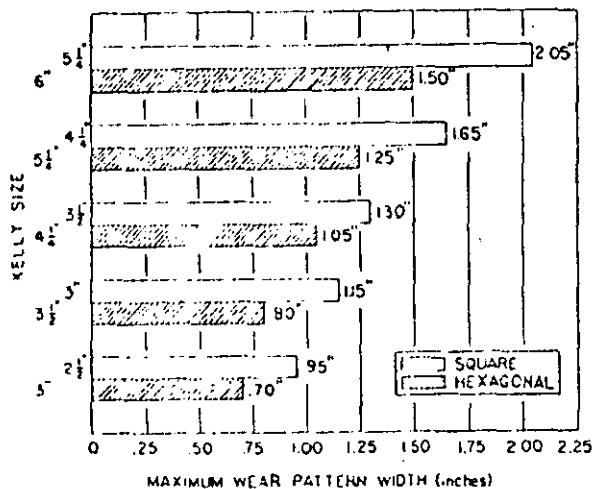
TABLE 4.1
STRENGTH OF KELLYS[Ⓢ]

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Kelly Size and Type in	Kelly Bore in	Lower Pin Connection		Minimum [Ⓢ] Recommended Casing OD in	Tensile Yield		Torsional Yield		Yield in Bending Through Drive Section ft-lb
		Size and Style	OD in		Lower Pin Connection [Ⓢ] lb	Drive Section lb	Lower Pin Connection ft-lb	Drive Section ft-lb	
2½ Square	1¼	NC26 (2½ 1F)	3¾	4½	416,000	444,400	9,650	12,400	15,100
3 Square	1¾	NC31 (2¾ 1F)	4¾	5½	535,000	582,500	14,450	19,700	24,400
3½ Square	2¼	NC38 (3½ 1F)	4¾	6%	724,000	725,200	22,700	29,000	36,100
4¼ Square	2 13/16	NC46 (4 1F)	6¾	8%	1,054,000	1,047,000	39,350	50,200	63,000
4½ Square	2 13/16	NC50 (4½ 1F)	6%	8%	1,375,200	1,047,000	55,810	50,200	63,000
5½ Square	3¼	5½ FH	7	9%	1,609,000	1,703,400	72,950	101,100	125,700
3 Hex	1½	NC26 (2½ 1F)	3¾	4½	356,000	540,500	8,300	20,500	22,700
3½ Hex	1¾	NC31 (2¾ 1F)	4¾	5½	495,000	710,000	13,400	31,500	35,000
4½ Hex	2¼	NC38 (3½ 1F)	4¾	6%	724,000	1,046,600	22,700	56,800	62,900
5½ Hex	3	NC46 (4 1F)	6¾	8%	960,000	1,507,600	35,450	102,300	113,700
5½ Hex	3¼	NC50 (4½ 1F)	6%	8%	1,162,000	1,397,100	46,750	96,100	107,100
6 Hex	3¾	5½ FH	7	9%	1,463,000	1,935,500	66,350	150,500	167,400

[Ⓢ]All values have *No Safety Factor* and are based on 110,000 psi minimum tensile yield strength for connections and 90,000 psi minimum tensile yield for the drive section. Shear strength is based on 57.7% of the minimum tensile yield strength.

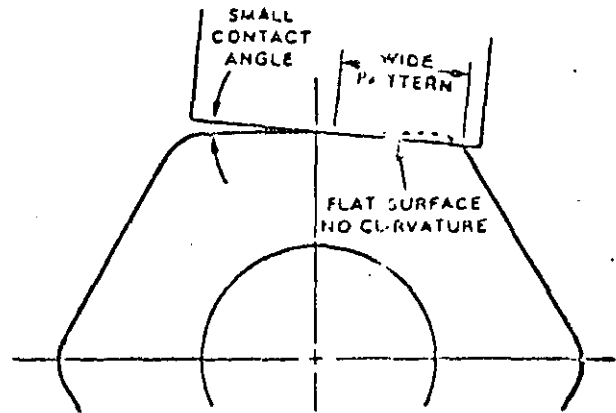
[Ⓢ]Clearance between protector rubber on kelly saver sub and casing inside diameter should also be checked.

[Ⓢ]Tensile area calculated at root of thread ¾ inch from pin shoulder.



NOTE: The Maximum Wear Pattern Width is the average of the Wear Pattern Widths based on calculations using minimum and maximum clearances and contact angles in Table 4.2 and is accurate within 5%.

FIG. 4.1
NEW KELLY-NEW DRIVE ASSEMBLY



NOTE: Drive Edge will have a wide flat pattern with small contact angle.

FIG. 4.2
NEW KELLY-NEW DRIVE ASSEMBLY

TABLE 4.2
CONTACT ANGLE BETWEEN KELLY AND BUSHING
FOR DEVELOPMENT OF MAXIMUM WIDTH
WEAR PATTERN

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Hexagon				Square			
Kelly Size in.	For Min. Clearance in.	Contact Angle Deg. Min.	For Max. Clearance in.	Contact Angle Deg. Min.	For Min. Clearance in.	Contact Angle Deg. Min.	For Max. Clearance in.	Contact Angle Deg. Min.
2½	--	--	--	--	.015	6°10'	.107	16°29'
3	.015	5°41'	.060	11°22'	.015	5°39'	.107	15°5'
3½	.015	5°16'	.060	10°32'	.015	5°14'	.107	14°2'
4¼	.015	4°48'	.060	9°34'	.015	4°45'	.123	13°36'
5¼	.015	4°19'	.060	8°37'	.015	4°17'	.123	12°16'
6	.015	4°2'	.060	8°4'	--	--	--	--

TABLE 4.3
STRENGTH OF REMACHINED KELLYS¹

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Lower Pin Connection		Tensile Yield		Torsional Yield		Yield in Bending
Original Kelly Size and Type in.	Remachined Kelly Size and Type in.	Kelly Bore in.	Size and Style	OD in.	Lower Pin Connection ² lb.	Drive Section lb.	Lower Pin Connection ft/lb	Drive Section ft/lb	Through Drive Section ft/lb
1½ Square	4 Square	2%	NC50 (4 IF)	6%	1,344,200	834,400	55,500	37,500	47,900
4¼ Square	4 Square	2%	NC46 (4 IF)	6%	1,011,600	834,400	38,300	37,500	47,900
5¼ Square	5 Square	3%	5½ IF	7%	1,924,300	1,217,600	92,700	67,700	87,800
5¼ Square	5 Square	3%	5½ FH	7	1,356,800	1,217,600	53,900	67,700	87,800
5¼ Hex	4¾ Hex	3¼	NC46 (4 IF)	6%	809,800	1,077,100	30,600	69,200	77,500
5¼ Hex	5 Hex	3¼	NC46 (4 IF)	6%	809,800	1,196,800	39,600	79,000	88,300
5¼ Hex	5 Hex	3%	NC50 (4 IF)	6%	999,900	1,077,600	40,800	71,800	80,600
6 Hex	5¼ Hex	4	5½ FH	7	1,189,500	1,443,400	51,300	110,300	123,700
6 Hex	5¼ Hex	4%	5½ IF	7%	1,669,200	1,371,500	80,400	104,900	118,200

¹All values have *No Safety Factor* and are based on 110,000 psi minimum tensile yield strength for connections and 90,000 psi minimum tensile yield for the drive section. Shear strength is based on 57.2% of the minimum tensile yield strength.

²Tensile area calculated at root of thread ¼ inch from pin shoulder.

³Kelly bushings are normally available for kellys in above table.

SECTION 5 DESIGN CALCULATIONS

5.1 Design Parameters. It is intended to outline a step-by-step procedure to insure complete consideration of factors, and to simplify calculations. Derivation of formulas may be reviewed in Appendix A. The following design criteria must be established:

- a. Anticipated total depth with this string.
- b. Hole Size.
- c. Expected mud weight
- d. Desired Factor of Safety in tension and/or Margin of Over Pull.
- e. Desired Factor of Safety in collapse.
- f. Length of drill collars, O.D., I.D., and weight per foot.
- g. Desired drill pipe sizes, and inspection class.

5.2 Special Design Parameters. If the actual wall thickness has been determined by inspection to exceed that in API tables, higher tensile, collapse and internal pressure values may be used for drill stem design.

5.3 Supplemental Drill Stem Members. Machining of the connections to API specifications and the proper heat treatment of the material shall be done on all supplemental drill stem members, such as subs, stabilizers, tools, etc.

5.4 Tension Loading. The design of the drill string for static tension loads requires sufficient strength in the topmost joint of each size, weight, grade and classification of drill pipe to support the submerged weight of all the drill pipe plus the submerged weight of the collars, stabilizer, and bit. This load may be calculated as shown in Equation 5.31. The bit and stabilizer weights are either neglected or included with the drill collar weight.

$$P = [(L_{dp} \times W_{dp}) + (L_c \times W_c)] K_b \quad 5.31$$

Where: P = submerged load hanging below this section of drill pipe, lb.

L_{dp} = length of drill pipe, ft.

L_c = length of drill collars, ft.

W_{dp} = weight per foot of drill pipe assembly in air.

W_c = weight per foot of drill collars in air.

K_b = buoyancy factor—see Table 2.13.

Any body floating or immersed in a liquid is acted on by a buoyant force equal to the weight of the liquid displaced. This force tends to reduce the effective weight of the drill string and can become of appreciable magnitude in the case of the heavier muds. For example, from Table 2.13, a one-pound weight submerged in a 14 lb./gal. mud would have an apparent weight of .786 lb.

Tension load data is given in Tables 2.2, 2.4, 2.6, and 2.8 for the various sizes, grades and inspection classes of drill pipe.

It is important to note that the tension strength values shown in the tables are theoretical values based on minimum areas, wall thickness and yield strengths. The yield strength as defined in API specifications is not the specific point at which permanent deformation of the material begins, but the stress at which a certain total deformation has occurred. This deformation includes all of the elastic deformation as well as some plastic (permanent) deformation. If the pipe is loaded to the extent shown in the tables it is likely that some permanent stretch will occur and difficulty may be experienced in keeping the pipe straight. To prevent this condition a design factor of approximately 90% of the tabulated tension value from the table is sometimes used; however, a better practice is to request a specific factor for the particular grade of pipe involved from the drill pipe supplier.

$$P_a = P_t \times 0.9 \quad 5.32$$

Where: P_a = max. allowable design load in tension, lb.
 P_t = theoretical tension load from table, lb.
 0.9 = a constant relating proportional limit to yield strength.

The difference between the calculated load P and the maximum allowable tension load represents the Margin of Over Pull (M.O.P.).

$$M.O.P. = P_a - P \quad 5.33$$

The same values expressed as a ratio may be called the Safety Factor (S.F.).

$$S.F. = \frac{P_a}{P} \quad 5.34$$

The selection of the proper safety factor and/or margin of over pull is of critical importance and should be approached with caution. Failure to provide an adequate safety factor can result in loss or damage to the drill pipe while an overly conservative choice will result in an unnecessarily heavy and more expensive drill string. The designer should consider the overall drilling conditions in the area, particularly hole drag and the likelihood of becoming stuck. The designer must also consider the degree of risk which is acceptable for the particular well for which the drill string is being designed. Frequently the safety factor also includes an allowance for slip crushing and for the dynamic loading which results from accelerations and decelerations during hoisting.

Slip crushing is not a problem if slips and master bushings are maintained. Inspection class also grades the pipe with regard to slip crushing.

Normally the designer will desire to determine the maximum length of a specific size, grade and inspection class of drill pipe which can be used to drill a certain well. By combining equation 5.31 and either equation 5.32 or 5.33 the following equations result:

$$\frac{P_i \times 0.9}{\text{S.F.} \times W_{dp} \times K_b} - \frac{W_c L_c}{W_{dr}} = L_{dp} \quad 5.35$$

and/or

$$\frac{P_i \times 0.9 - \text{M.O.P.}}{W_{dp} \times K_b} - \frac{W_c L_c}{W_{dr}} = L_{dp} \quad 5.36$$

If the string is to be a tapered string, i.e., to consist of more than one size, grade or inspection class of drill pipe, the pipe having the lowest load capacity should be placed just above the drill collar and the maximum length is calculated as shown previously. The next stronger pipe is placed next in the string and the W L term in equation 5.35 or 5.36 is replaced by a term representing the weight in air of the drill collar plus the drill pipe assembly in the lower string. The maximum length of the next stronger pipe may then be calculated. An example calculation using the above formulas is included in Par. 5.8.

5.5 Collapse Due to External Fluid Pressure. The drill pipe may at certain times be subjected to an external pressure which is higher than the internal pressure. This condition usually occurs during the drill stem testing and may result in collapse of the drill pipe. The differential pressure required to produce collapse has been calculated for various sizes, grades, and inspection classes of drill pipe and appears in Tables 2.3, 2.5, 2.7, and 2.9. The tabulated values should be divided by a suitable factor of safety in order to establish the allowable collapse pressure.

$$\frac{P_p}{\text{S.F.}} = P_{ac} \quad 5.41$$

Where: P_p = theoretical collapse pressure from tables, psi.
 S.F. = safety factor.
 P_{ac} = allowable collapse pressure, psi.

When the fluid levels inside and outside the drill pipe are equal and provided the density of the drilling fluid is constant, the collapse pressure is zero at any depth, i.e., there is no differential pressure. If, however, there should be no fluid inside the pipe the actual collapse pressure may be calculated by the following equation.

$$P_c = \frac{L W_g}{19.251} \quad 5.42$$

or

$$P_c = \frac{L W_f}{144} \quad 5.43$$

Where: P_c = net collapse pressure, psi.
 L = the depth at which P_c acts, ft
 W_g = weight of drilling fluid, lb/gal
 W_f = weight of drilling fluid, lb/cu. ft

If there is fluid inside the drill pipe but the fluid level is not as high inside as outside or if the fluid inside is not the same weight as the fluid outside, the following equation may be used:

$$P_c = \frac{L W_g - (L-Y) W'_g}{19.251} \quad 5.44$$

or

$$P_c = \frac{L W_f - (L-Y) W'_f}{144} \quad 5.45$$

Where: Y = depth to fluid inside drill pipe, ft
 W'_g = weight of drilling fluid inside pipe, lb/gal
 W'_f = weight of drilling fluid inside pipe, lb/cu. ft

5.6 Internal Pressure. Occasionally the drill pipe may also be subjected to a net internal pressure. Tables 2.3, 2.5, 2.7, and 2.9 contain calculated values of the differential internal pressure required to yield the drill pipe. Division by an appropriate safety factor will result in an allowable net internal pressure.

5.7 Torsional Strength. The torsional strength of drill pipe becomes critical when drilling deviated holes, deep holes, reaming, or when the pipe is stuck. This is discussed under Section 6, *Limitations Related to Hole Deviation* and Section 9, *Special Service Problems*. Calculated values of torsional strength for various sizes, grades, and inspection classes of drill pipe are provided in Tables 2.2, 2.4, 2.6, and 2.8. The basis for these calculations is shown in Appendix A. The actual torque applied to the pipe during drilling is difficult to measure, but may be approximated by the following equation.

$$T = \frac{\text{HP} \times 5,250}{\text{RPM}} \quad 5.61$$

Where: T = torque delivered to drill pipe, ft-lbs
 HP = horse power used to produce rotation of pipe
 RPM = revolutions per minute

NOTE: The torque applied to the drill string should not exceed the actual tool joint make up torque. The recommended tool joint make up torque is shown in Table 2.12.

5.8 Example Calculation of a Typical Drill String Design — Based on Margin of Overpull.

Design Parameters

- a. Depth - 12,000 feet
- b. Hole Size - 7 7/8 inches
- c. Mud Weight - 10 lb/gal
- d. Margin of Overpull (MOP) - 50,000 lb. (Assumed for this calculation.)
- e. Desired Safety Factor in Collapse - 1 1/2 (Assumed for this calculation.)
- f. Length of Drill Collars - 630 feet
 O.D. - 6 1/4 inches
 I.D. - 2 1/4 inches
 Weight Per Foot - 90 lb.

If the length of drill collars is not known, the following formula may be used:

$$L_c = \frac{\text{Bit } W_m}{\cos \alpha \times NP \times K_b \times W_c}$$

Where:

L_c - Length of Drill Collars, feet

$\text{Bit } W_m$ - Maximum Weight on Bit, lb.

α - Hole Angle From Vertical, 3°

NP - Neutral Point Design Factor
 Determines neutral point position e.g., .85 means the neutral point will be 85% of the drill collar string length measured from the bottom. (.85 assumed for this calculation.)

K_b - Buoyancy Factor, See Table 2.13, RP 7G

W_c - Weight Per Foot of Drill Collars In Air, lb.

$$L_c = \frac{40,000}{.998 \times .85 \times .847 \times 90}$$

= 618 feet Closest length based on 30 foot collars = 630 feet or 21 drill collars

- g. Pipe Size, Weight and Grade - 4 1/2 in. x 16.60 lb/ft x Grade E, with 4 1/2 in. Tool Joints, 6 1/4 in. O.D. x 3 1/4 in. I.D.

Inspection Class 2

From Equation 5.35:

$$L_{dp1} = \frac{(P_{t1} \times .9) - MOP}{W_{dp1} \times K_b} - \frac{W_c \times L_c}{W_{dp1}}$$

$$= \frac{(260,100 \times .9) - 50,000}{18.40 \times .847} - \frac{90 \times 630}{18.40}$$

$$= 11812 - 3082 = 8730 \text{ feet}$$

It is apparent that drill pipe of a higher strength will be required to reach 12,000 feet. Add 4 1/2 in. x 16.60 lb. ft Grade X 95, with 4 1/2 in. X.H. Tool Joints, 6 1/4 in. O.D. x 3 in. I.D. (18.51 lb/ft) Inspection Class Premium.

Net weight of Number 1 drill pipe and drill collars:

Total

$$\text{Weight} = (L_{dp1} \times W_{dp1}) + (L_c \times W_c)$$

$$= (8730 \times 18.40) + (630 \times 90)$$

$$= 160,632 + 56,700 = 217,332 \text{ lb.}$$

From Equation 5.35:

$$L_{dp2} = \frac{(P_{t2} \times .9) - MOP}{W_{dp2} \times K_b} - \frac{W_{dp1} + W_c}{W_{dp2}}$$

$$= \frac{(229,460 \times .9) - 50,000}{18.51 \times .847} - \frac{217,332}{18.51}$$

$$= 15224 - 11741 = 3983 \text{ feet}$$

This is more drill pipe than required to reach 12,000 feet, so final drill string will consist of the following:

ITEM	Length (Feet)	Weight In Air (Pounds)	Weight in 10 lb/gal Mud (Pounds)
DRILL COLLARS			
6 1/4" O.D. x 2 1/4" I.D.	630	56,700	48,025
No. 1 DRILL PIPE			
4 1/2" x 16.60 lb, Grade E, Class 2	8730	160,632	136,055
No. 2 DRILL PIPE			
4 1/2" x 16.60 lb, Grade X 95, Premium Class	2640	48,866	41,390
	12,000	266,198	225,470

Torsional Yield of 4 1/2" x 16.60 lb x Grade E x Inspection Class 2 = 20,370 ft-lb.

Collapse Pressure of 4 1/2" x 16.60 lb x Grade E x Inspection Class 2 = 5170 psi.

Collapse Pressure of 4 1/2" x 16.60 lb x Grade X-95 x Premium Inspection Class = 8850 psi.

From Equation 5.42:

$$\text{Pressure at bottom of Drill Pipe: } P_c = \frac{L W_g}{19.251}$$

$$L = 11,370 \text{ feet} \quad W_g = 10 \text{ lb/gal}$$

$$P_c = \frac{11,370 \times 10}{19.251} = 5906 \text{ psi}$$

Therefore, this drill pipe has a lower collapse pressure than may be encountered in drilling to 12,000 feet. Precautions should be taken to prevent damage to the drill pipe when running the string dry below 8846 feet. This is determined by solving Equation 5.42 for maximum length of drill pipe, and dividing by the Safety Factor in Collapse of 1 1/2:

$$L_{max} = \frac{P_c \times 19.251}{W_g} \div 1.125$$

$$= \frac{5170 \times 19.251}{10} \div 1.125$$

$$= 9952 \div 1.125 = 8846 \text{ feet}$$

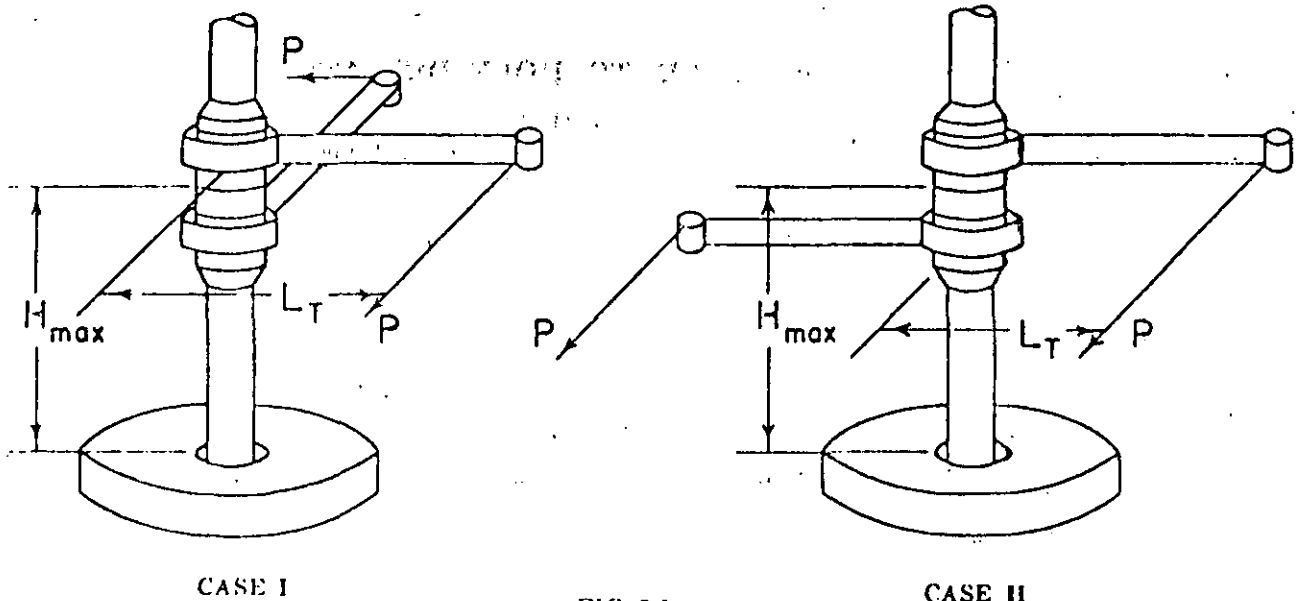


FIG. 5.1

MAXIMUM HEIGHT OF TOOL JOINT ABOVE SLIPS TO PREVENT BENDING DURING TONGING

5.9 Drill Pipe Bending Resulting From Tonging Operations It is generally known that the tool joint on a length of drill pipe should be kept as close to the rotary slips as possible during make-up and break-out operations to prevent bending of the pipe.

There is a maximum height that the tool joint may be positioned above the rotary slips and the pipe resist bending, while the maximum recommended make-up or break-out torque is applied to the tool joint.

Many factors govern this height limitation. Several of these which should be taken into most serious consideration are:

- (1) The angle of separation between the make-up and break out tongs, illustrated by Case I and Case II, Fig. 5.1. Case I indicates tongs at 90° and Case II indicates tongs at 180°.
- (2) The minimum yield strength of the pipe.
- (3) The length of the tong handle.
- (4) The maximum recommended make-up torque.

$$H_{max} = \frac{.053 Y_m L_T (1/C)}{T} \text{ (Case I) } \dots\dots\dots 5.81$$

$$H_{max} = \frac{.038 Y_m L_T (1/C)}{T} \text{ (Case II) } \dots\dots\dots 5.82$$

Where:

- H_{max} = Height of tool joint shoulder above slips—ft
- Y_m = Minimum tensile yield stress of pipe—psi
- L_T = Tong arm length—ft
- P = Line pull (Load)—lbs
- T = Make-up torque applied to tool joint ($P \cdot L_T$)—lb ft
- $1/C$ = Section Modulus of pipe— in.^3

Constants .053 and 0.038 include a factor of 0.9 to reduce Y_m to proportional limit. (See Par. 5.3)

Sample Calculation:

- Assume: 4½ in., 16.60 lb/ft, Grade E drill pipe, with 4½ in. X.H. 6¼ in. OD, 3¼ in. ID tool joints.
- Tong arm 3½ ft
- Tongs at 90° (Case I)

Using equation 5.81:

$$H_{max} = \frac{.053 (Y_m) (1/C) (L_T)}{T}$$

$Y_m = 75,000 \text{ psi (for Grade E)}$
 $1/C = 4.27 \text{ in.}^3 \text{ (Table 5.1)}$
 $L_T = 3.5 \text{ ft}$
 $T = 17,000 \text{ ft-lb (from Table 2.12)}$

$$H_{max} = \frac{.053 (75,000) (4.27) (3.5)}{17,000} = 3.4 \text{ ft}$$

TABLE 5.1 SECTION MODULUS VALUES

1	2	3
Pipe O.D. in.	Pipe Weight Nominal lbs/ft	I C cu. in.
2¾	4.85	0.66
	6.65	0.87
2½	6.85	1.12
	10.40	1.60
	15.50	2.92
3½	9.50	1.96
	13.30	2.57
	15.50	2.92
4	11.85	2.70
	14.00	3.22
	15.70	3.58
4½	13.75	3.59
	16.60	4.27
	20.00	5.17
	23.82	5.68
	25.66	6.03
5	25.50	6.19
	10.25	4.86
	19.50	5.71
5½	21.60	7.25
	18.20	6.11
	21.90	7.03
6¾	25.70	7.84
	25.20	9.79

SECTION 6 LIMITATIONS RELATED TO HOLE DEVIATION

6.1 Fatigue Damage. Most drill pipe failures are a result of fatigue. (See Par. 9.2). Drill pipe will suffer fatigue when it is rotated in a section of hole in which there is a change of hole angle and/or direction, commonly called a dogleg. The amount of fatigue damage which results depends upon:

- a. Tensile load in the pipe at the dogleg.

Example

- (1) Data.

4 1/2 inch, 16.60 lb/ft, Grade E, Range 2 drill pipe (actual weight in air including tool joints, 17.8 lb/ft) 7 1/2 inch OD, 2 1/4 inch ID drill collars (actual weight in air 147 lb/ft)
15 lb/gal (112.2 lb/cu.ft) mud
(buoyancy factor = 0.771) Dogleg depth: 3,000 ft
Anticipated total depth: 11,600 ft
Drill collar length: 600 ft.
Drill pipe length at total depth: 11,000 ft
Length of drill collar string, whose buoyant weight is in excess of the weight on bit: 100 ft

- (2) Solution.

Tensile load in the pipe at the dogleg:
[(11,000 - 3,000) 17.8 + 100 x 147] 0.771 = 121,124 lb

- b. The severity of the dogleg.
- c. The number of cycles experienced in the dogleg, as well as the mechanical dimensions and properties of the pipe itself.

Since tension in the pipe is critical, a shallow dogleg in a deep hole often becomes a source of difficulty. Rotating off bottom is not a good practice since additional tensile load results from the suspended drill collars. Lubinski¹ and Nicholson² have published methods of calculating forces on tool joints and conditions necessary for fatigue damage to occur. Referring to Fig. 6.1 and 6.2 it is noted that it is necessary to remain to the left of fatigue curves to reduce fatigue damage. Programs to plan and drill wells to minimize fatigue have been reported by Schenck³ and Wilson⁴. Such programs are necessary to reduce fatigue damage.

The curves on Fig. 6.1, 6.2 and 6.3 (also Fig. 6.6, 6.7 and 6.8) are for Range 2 drill pipe, i.e. for joint lengths of 30 feet. Joint length has an effect on the curves. Information is available on fatigue of Range 3 (45 feet) drill pipe.¹⁴ The curves on Fig. 6.1, 6.2 and 6.3 are independent of tool joint OD. However, the portion of the curve for which there is pipe-to-hole contact between tool joints (dashed lines on Fig. 6.1 and 6.3) becomes longer when tool joint OD becomes smaller, and conversely.

The advent of electronic pocket calculators makes it easy to use the following equations instead of curves Fig. 6.1 and 6.2.¹⁴

$$c = \frac{432,000}{\pi} \frac{\sigma_b \tanh KL}{ED \quad KL} \quad (6.1)$$

$$K = \sqrt{\frac{T}{EI}} \quad (6.2)$$

in which:

c = Maximum permissible dogleg severity (Hole curvature), degrees per 100 feet.

E = Young's modulus, psi,

= 30 x 10⁶ psi, for steel,

= 10.5 x 10⁶ psi, for aluminum.

D = drill pipe OD, inches

L = half the distance between tool joints, inches,

= 180 in., for range 2.

NOTE: Equation 6.1 does not hold true for Range 3.¹⁴

T = buoyant weight (including tool joints) suspended below the dogleg, pounds.

σ_b = maximum permissible bending stress, psi.

I = drill pipe moment of inertia with respect to its diameter, in⁴, calculated by Equation 6.3.

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4) \quad (6.3)$$

in which:

D = drill pipe OD, inches.

d = drill pipe ID, inches.

The maximum permissible bending stress, σ_b , is calculated from the buoyant tensile stress, σ_t (psi), in the dogleg with Equations 6.5 and 6.6 below. σ_t is calculated with Equation 6.4:

$$\sigma_t = \frac{T}{A} \quad (6.4)$$

in which:

A = cross sectional area of drill pipe body, square inches.

For Grade E:¹⁴

$$\sigma_b = 19500 - \frac{10}{67} \sigma_t - \frac{0.6}{(670)^2} (\sigma_t - 33500)^2 \quad (6.5)$$

Equation 6.5 holds true for values of σ_t up to 67,000 psi.

For Grade S-135:²

$$\sigma_b = 20000 \left(1 - \frac{\sigma_t}{145000} \right) \quad (6.6)$$

Equation 6.6 holds true for values of σ_t up to 133,400 psi.

The following equation may be used instead of Fig. 6.3:

$$c = \frac{108000}{\pi L} \frac{F}{T} \quad (6.7)$$

in which F is the lateral force on tool joint (1000, 2000 or 3000 pounds in Fig. 6.3), and the meaning of the other symbols is the same as previously.

SECTION 6

LIMITATIONS RELATED TO HOLE DEVIATION

6.1 Fatigue Damage. Most drill pipe failures are a result of fatigue. (See Par. 9.2). Drill pipe will suffer fatigue when it is rotated in a section of hole in which there is a change of hole angle and/or direction, commonly called a dogleg. The amount of fatigue damage which results depends upon:

- a. Tensile load in the pipe at the dogleg.

Example

- (1) Data.

4 1/2 inch, 16.60 lb/ft, Grade E, Range 2 drill pipe (actual weight in air including tool joints, 17.8 lb/ft) 7 1/4 inch OD, 2 1/4 inch ID drill collars (actual weight in air 147 lb/ft)
15 lb/gal (112.21 lb/cu.ft) mud
(buoyancy factor = 0.771) Dogleg depth: 3,000 ft.

Anticipated total depth: 11,600 ft
Drill collar length: 600 ft.
Drill pipe length at total depth: 11,000 ft
Length of drill collar string, whose buoyant weight is in excess of the weight on bit: 100 ft

- (2) Solution.

Tensile load in the pipe at the dogleg:
[(11,000 - 3,000) 17.8 + 100 x 147] 0.771 = 121,124 lb

- b. The severity of the dogleg.
- c. The number of cycles experienced in the dogleg, as well as the mechanical dimensions and properties of the pipe itself.

Since tension in the pipe is critical, a shallow dogleg in a deep hole often becomes a source of difficulty. Rotating off bottom is not a good practice since additional tensile load results from the suspended drill collars. Lubinski¹ and Nicholson² have published methods of calculating forces on tool joints and conditions necessary for fatigue damage to occur. Referring to Fig. 6.1 and 6.2 it is noted that it is necessary to remain to the left of fatigue curves to reduce fatigue damage. Programs to plan and drill wells to minimize fatigue have been reported by Schenck³ and Wilson⁴. Such programs are necessary to reduce fatigue damage.

The curves on Fig. 6.1, 6.2 and 6.3 (also Fig. 6.6, 6.7 and 6.8) are for Range 2 drill pipe, i.e. for joint lengths of 30 feet. This length has an effect on the curves. Information is available on fatigue of Range 3 (45 feet) drill pipe.¹⁴ The curves on Fig. 6.1, 6.2 and 6.3 are independent of tool joint OD; however, the portion of the curve for which there is pipe-to-hole contact between tool joints (dashed lines on Fig. 6.1 and 6.3) becomes longer when tool joint OD becomes smaller, and conversely.

The advent of electronic pocket calculators makes it easy to use the following equations instead of curves Fig. 6.1 and 6.2.¹⁴

$$c = \frac{432,000}{\pi} \frac{\sigma_b \tanh KL}{ED \quad KL} \tag{6.1}$$

$$K = \sqrt{\frac{T}{EI}} \tag{6.2}$$

in which:

- c = Maximum permissible dogleg severity (Hole curvature), degrees per 100 feet.
- E = Young's modulus, psi.
= 30 x 10⁶ psi for steel,
= 10.5 x 10⁶ psi, for aluminum.
- D = drill pipe OD, inches
- L = half the distance between tool joints, inches.
= 180 in. for range 2.

NOTE: Equation 6.1 does not hold true for Range 3.¹⁴

T = buoyant weight (including tool joints) suspended below the dogleg, pounds.

σ_b = maximum permissible bending stress, psi.
I = drill pipe moment of inertia with respect to its diameter, in⁴, calculated by Equation 6.3.

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4) \tag{6.3}$$

in which:

- D = drill pipe OD, inches.
- d = drill pipe ID, inches.

The maximum permissible bending stress, σ_b , is calculated from the buoyant tensile stress, σ_t (psi), in the dogleg with Equations 6.5 and 6.6 below. σ_t is calculated with Equation 6.4:

$$\sigma_t = \frac{T}{A} \tag{6.4}$$

in which:

- A = cross sectional area of drill pipe body, square inches.

For Grade E:¹⁴

$$\sigma_b = 19500 - \frac{10}{67} \sigma_t - \frac{0.6}{(670)^2} (\sigma_t - 33500)^2 \tag{6.5}$$

Equation 6.5 holds true for values of σ_t up to 67,000 psi.

For Grade S-135:²

$$\sigma_b = 20000 \left(1 - \frac{\sigma_t}{145000} \right) \tag{6.6}$$

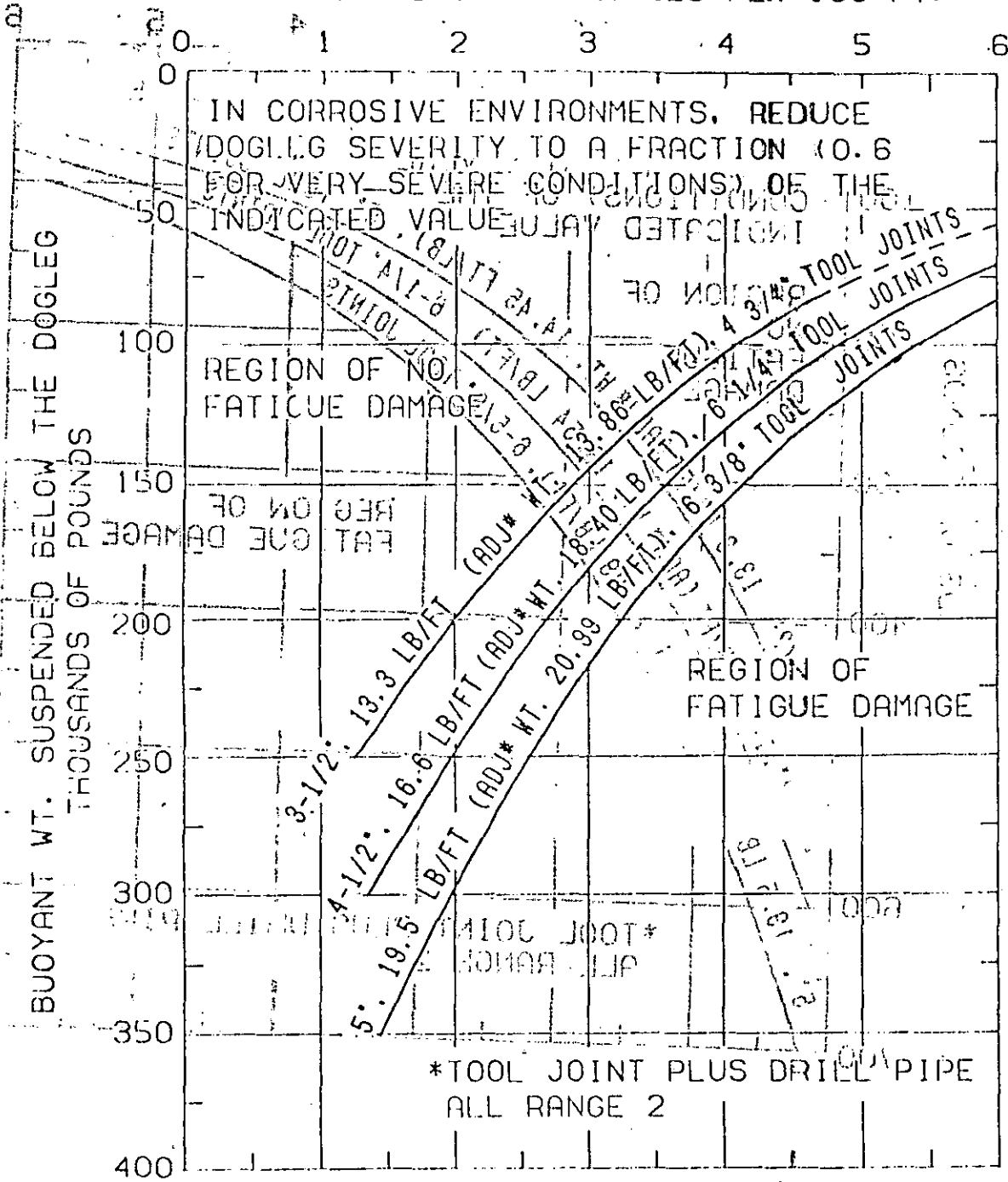
Equation 6.6 holds true for values of σ_t up to 145,000 psi.

The following equation may be used instead of Fig. 6.3:

$$c = \frac{108000}{\pi L} \frac{F}{T} \tag{6.7}$$

in which F is the lateral force on tool joint (1000, 2000 or 3000 pounds in Fig. 6.3), and the meaning of the other symbols is the same as previously.

DOGLEG SEVERITY DEGREES PER 100 FT.



DASHED CURVE CORRESPONDS TO CONDITION WHEN DRILL PIPE CONTACTS THE HOLE BETWEEN TOOL JOINTS, AND THEN THE PERMISSIBLE DOGLEG SEVERITY IS GREATER THAN INDICATED.

FIG. 6.1 DOGLEG SEVERITY LIMITS FOR FATIGUE OF GRADE E DRILL PIPE

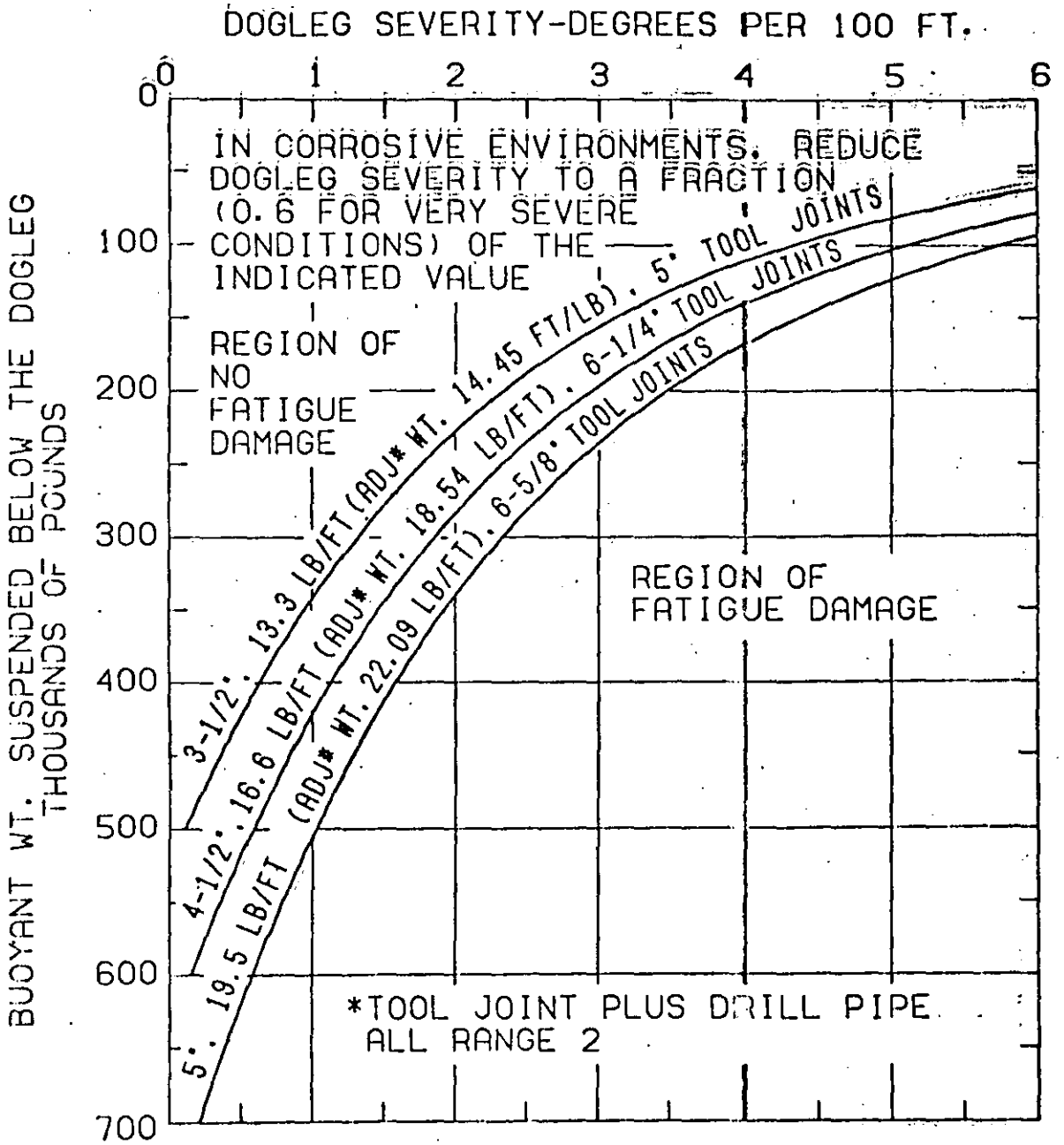
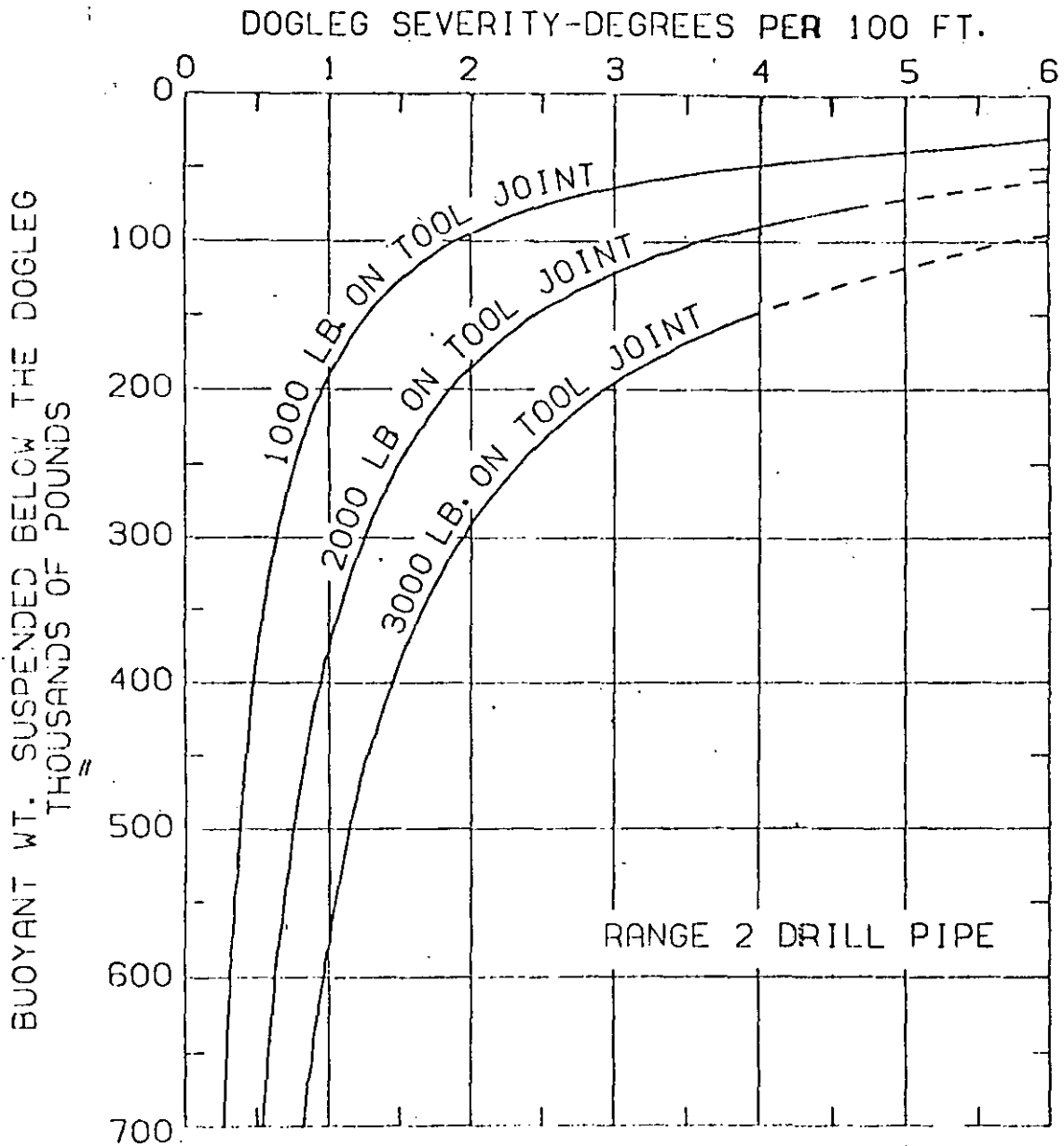


FIG. 6.2
 DOGLEG SEVERITY LIMITS FOR FATIGUE
 OF S-135 DRILL PIPE



DASHED CURVES CORRESPOND TO CONDITION WHEN DRILL PIPE MAY CONTACT THE HOLE BETWEEN TOOL JOINTS, AND THEN THE PERMISSIBLE DOGLEG SEVERITY MAY BE GREATER THAN INDICATED.

FIG. 6.3
LATERAL FORCE ON TOOL JOINT

6.2 Remedial Action to Reduce Fatigue. If doglegs of sufficient magnitude are present or suspected, it is good practice to string ream the dogleg area. This reduces the severity of the hole angle change. With reference to Figure 6.5, the fatigue life of drill pipe will be decreased considerably when it is used in a corrosive drilling fluid. For many water base drilling fluids, the fatigue life of steel drill stems may be increased by maintaining a pH of 9.5 or higher. Refer to Par. 8.4 for description of a corrosion monitoring system.

Several methods are available for monitoring and controlling the corrosivity of drilling fluids. The most commonly used monitoring technique is the use of a corrosion ring inserted in the drill stem. For a description of this technique see API RP 13B, *Standard Procedure for Testing Drilling Fluids*.

6.3 Estimation of Cumulative Fatigue Damage. Hansford and Lubinski have developed a method for estimating the cumulative fatigue damage to joints of pipe which have been rotated through severe doglegs (See Figures 6.4 and 6.5). While insufficient field checks of the results of this method have been made to verify its reliability, it is available as a simple analytic device to

use as a guide in the identification of suspect joints. A correction formula to use for other penetration rates and rotary speeds is as follows:

$$\% \text{ Life Expended} = \% \text{ Life Expended from Fig. 6.4 or 6.5} \times \frac{\text{Actual RPM}}{100 \text{ RPM}} \times \frac{10 \text{ ft/hr}}{\text{Actual ft/hr}}$$

6.4 Identification of Fatigued Joints. As mentioned, insufficient data is available to verify the results of the method explained in Par. 6.3. However, it is the only method presently available for estimating cumulative fatigue damage and should be used if it is possible to identify and classify fatigued joints. The difficulty lies in identifying and recording each separate joint fatigue history. Joints which have been calculated to have more than 100% of their fatigue life expended should be carefully examined and, if not downgraded or abandoned, watched as closely as possible. Such consideration should be finally governed by experience factors until such time as the analytical method for fatigue prediction gains more reliability.

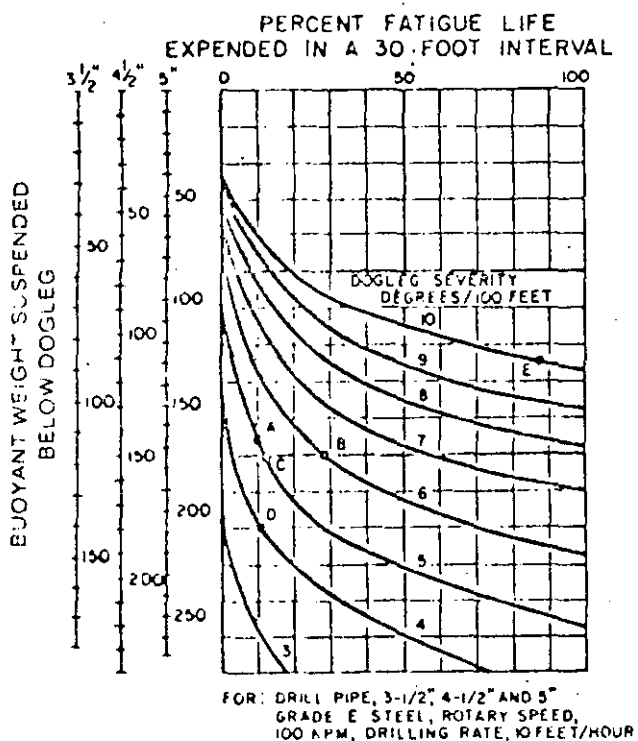


FIG. 6.4
FATIGUE DAMAGE IN GRADUAL DOGLEGS (NON CORROSIVE ENVIRONMENT)

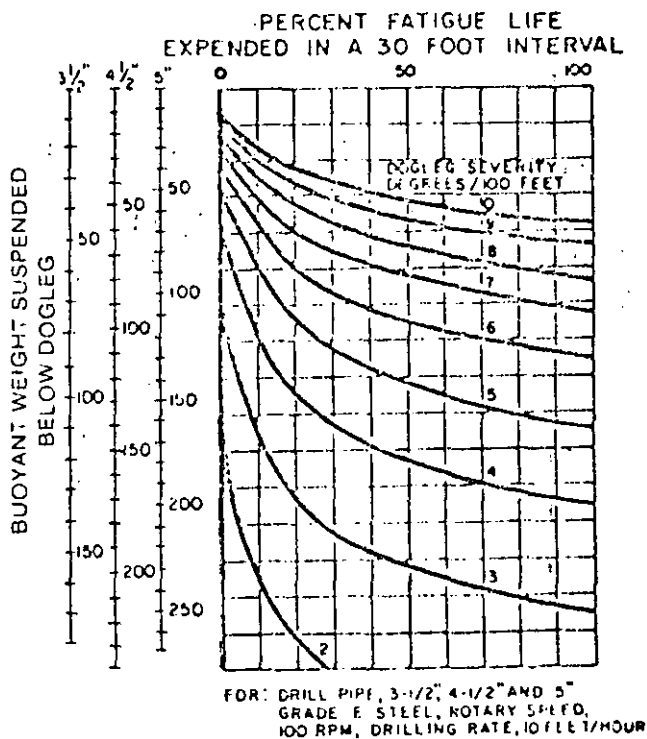


FIG. 6.5
FATIGUE DAMAGE IN GRADUAL DOGLEGS (IN EXTREMELY CORROSIVE ENVIRONMENT)

6.5 Wear of Tool Joints and Drill Pipe. When drill pipe in a dogleg is in tension it is pulled to the inside of the bend with substantial force. The lateral force will increase the wear of the pipe and tool joints. When abrasion is a problem it is desirable to limit the amount of lateral force to less than about 2000 lb on the tool joints by controlling the rate of change of hole angle. Values either smaller or greater than 2000 lb might be in order, depending on formation at the dogleg. Fig. 6.3 shows curves for 1000, 2000 or 3000 lb lateral force on the tool joints, points to the left of these curves will have less lateral force, and points to the right more lateral force on the tool joints. Figures 6.6, 6.7, 6.8, and 6.9, developed by Lubinski, show lateral force curves for both tool joints and drill pipe for 3 popular pipe sizes. The first three figures are for three pipe sizes, Range 2. Fig. 6.9 is for 5", 19.5 lb per foot, Range 3 drill pipe.

a. For conditions represented by points located to the left of Curve No. 1, such as Point A in Fig. 6.6, only tool joints and not drill pipe between tool joints, contact the wall of the hole. This should not be construed to mean the drill pipe body does not wear at all, as Fig. 6.6 is for a gradual and not for an abrupt dogleg. In an abrupt dogleg, drill pipe does contact the wall of the hole half way between tool joints, and the pipe body is subjected to wear. This lasts until the dogleg is rounded off and becomes gradual.

b. For conditions represented by points located on Curve No. 1, theoretically the drill pipe contacts the wall of the hole with zero force at the midpoint between tool joints.

c. For conditions represented by points located between Curve No. 1 and Curve No. 2, theoretically the drill pipe still contacts the wall of the hole at midpoint only, but with a force which is not equal to zero. This force increases from Curve No. 1 toward Curve No. 2. Practically, of course, the contact between the drill pipe

and the wall of the hole will be along a short length located near the midpoint of the joint.

d. For conditions represented by points located to the right of Curve No. 2, theoretically the drill pipe contacts the wall of the hole not at one point, but along an arc with increasing length to the right of Curve No. 2.

On each of the Figures 6.6, 6.7, 6.8, and 6.9, there are in addition to curves No. 1 and No. 2, two families of curves: one for the force on tool joint, and the other for the force on drill pipe body. As an example, consider Fig. 6.6; Point B indicates that if the buoyant weight suspended below the dogleg is 170,000 lb, and if dogleg severity (hole curvature) is 10.1 degrees per 100 feet, then the force on tool joint is 6,000 lb, and the force on drill pipe body is 3,000 lb.

6.6 Heat Checking of Tool Joints. Tool joints which are rotated under high lateral force against the wall of the hole may be damaged as a result of friction heat checking. The heat generated at the surface of the tool joint by friction with the wall of the hole when under high radial thrust loads may raise the temperature of the tool joint steel above its critical temperature. Metallurgical examination of such joints has indicated affected zones with varying hardness as much as $\frac{3}{8}$ in. below OD surface. If the radial thrust load is sufficiently high, surface heat checking can occur in the presence of drilling mud alternately being heated and quenched as it rotates. This action produces numerous irregular heat check cracks often accompanied by longer axial cracks sometimes extending through the full section of the joint and washouts may occur in these splits or windows. (See Lubinski, *Maximum Permissible Dog Legs in Rotary Boreholes*, Journal of Petroleum Technology, 1961.) Maintaining hole angle control so that 2000 lb lateral force is not exceeded will minimize or eliminate heat checking of tool joints.

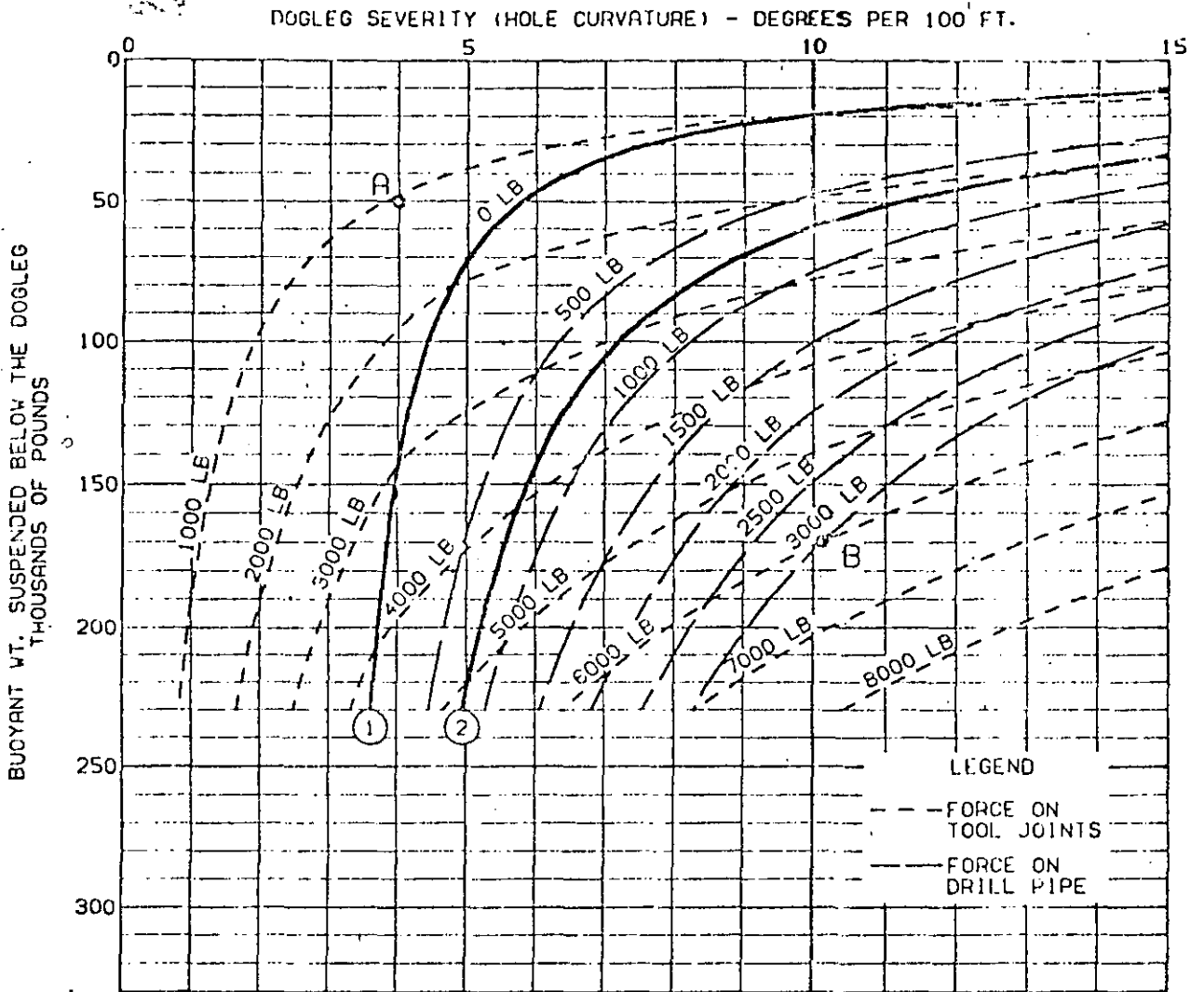


FIG. 6.6
LATERAL FORCES ON TOOL JOINTS AND RANGE 2 DRILL PIPE
3 1/2", 13.3 LB PER FOOT, RANGE 2 DRILL PIPE, 4 1/4" TOOL JOINTS

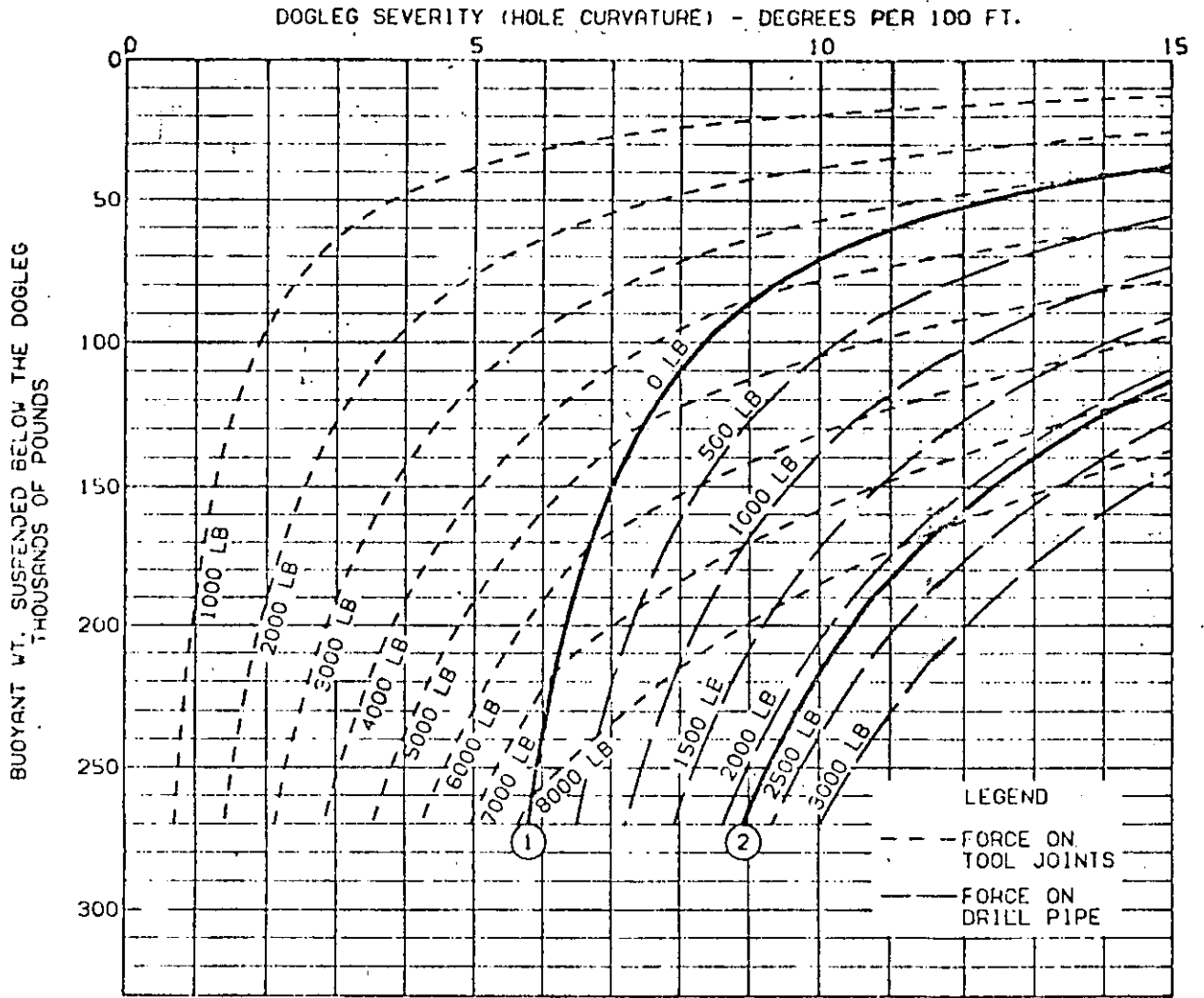


FIG. 6.7
LATERAL FORCES ON TOOL JOINTS AND RANGE 2 DRILL PIPE
4 1/2", 16.6 LB PER FOOT, RANGE 2 DRILL PIPE, 6 1/2" TOOL JOINTS

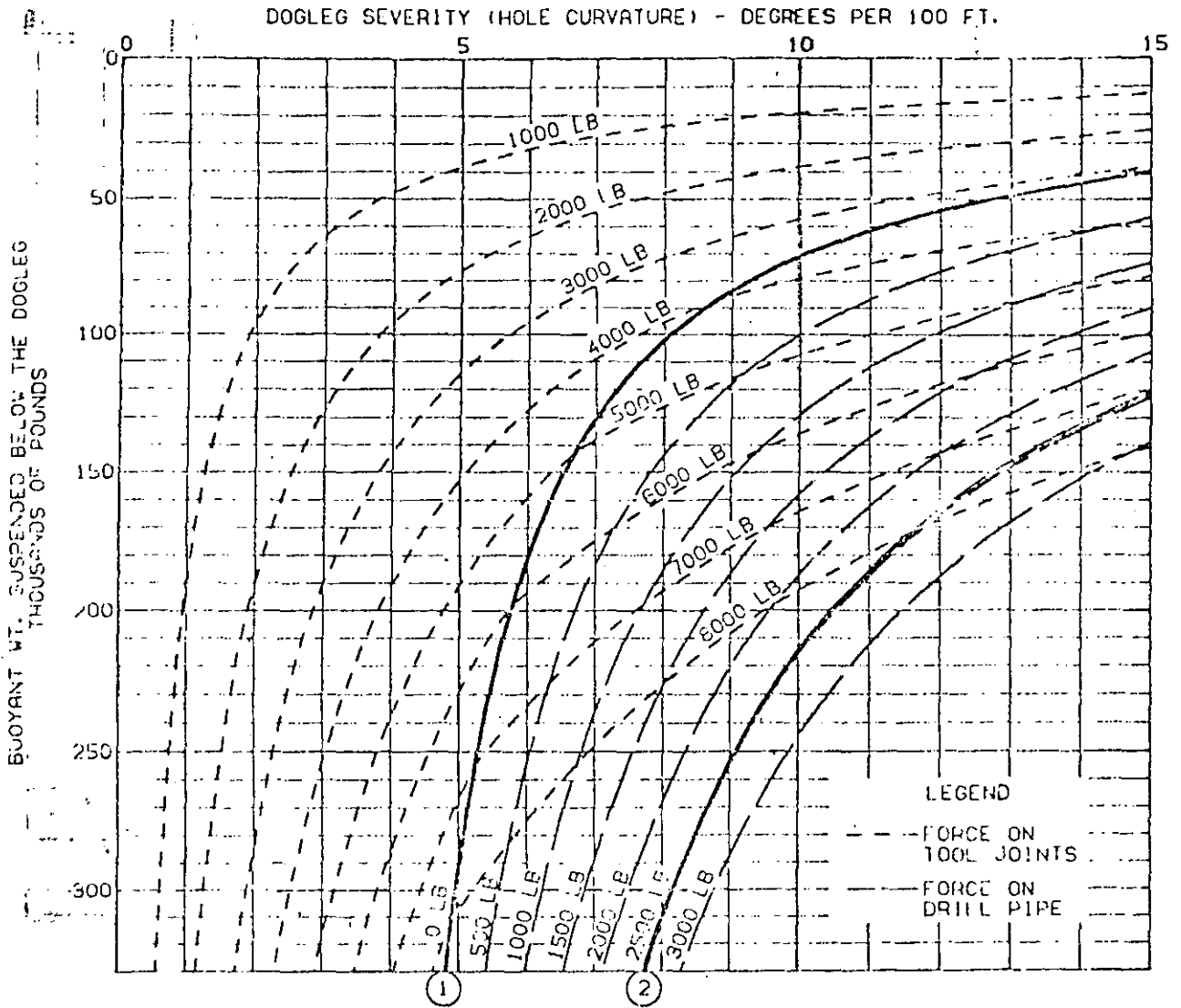


FIG. 6.8
 LATERAL FORCES ON TOOL JOINTS AND RANGE 2 DRILL PIPE
 5", 19.5 LB PER FOOT, RANGE 2 DRILL PIPE, 6 3/4" TOOL JOINTS

When laboratory examination of corroded or failed drill stem material is required, use care in securing the specimens. If torch cutting is needed, do it in a way that will avoid physical or metallurgical changes in the area to be examined. Specimens must not be cleaned, wire brushed, or shot blasted in any manner; and should be wrapped and shipped in a way that will avoid damage to the corrosion products or fracture surfaces. Whenever possible, both fracture surfaces should be supplied.

8.6 Drill Pipe Coatings. Internally coating the drill pipe and attached tool joints can provide effective protection against corrosion in the pipe bore. In the presence of corrosive agents, however, the corrosion rate of the drill stem O.D. may be increased. Drill pipe coating is a shop operation in which the pipe is cleaned of all grease and scale, sand or grit blasted to white metal, plastic coated, and baked. After baking, the coating is examined for breaks or holidays.

8.7 Corrective Measures to Minimize Corrosion in Water-Base Drilling Fluids. The selection and control of appropriate corrective measures is usually performed by competent corrosion technologists and specialists. Generally, one or more of the following measures is used, but certain conditions may require more specialized treatments.

- a. Control the drilling fluid pH. When practical to do so without upsetting other desired fluid properties, the maintenance of a pH of 9.5 or higher will minimize corrosion of steel in water-base systems containing dissolved oxygen. In some drilling fluids, however, corrosion of aluminum drill pipe increases at pH values higher than 8.5.
 - b. Use appropriate inhibitors and/or oxygen scavengers to minimize weight loss corrosion. This is particularly helpful with low pH, low solids drilling fluids. Inhibitors must be carefully selected and controlled, since different corrosive agents and different drilling fluid systems (particularly those used for air or mist drilling) require different types of inhibitors. The use of the wrong type of inhibitor, or the wrong amount, may actually increase corrosion.
 - c. Use plastic coated drill pipe. Care must be exercised to prevent damage to the coating.
 - d. Use degassers and desanders to remove harmful dissolved gases and abrasive material.
 - e. Limit oxygen intake by maintaining tight pump connections and by minimizing pit-jetting.
 - f. Limit gas cutting and formation fluid inflow by maintaining proper drilling fluid weight.
 - g. When the drill string is laid down, stored, or transported, wash out all drilling fluid residues with fresh water, clean out all corrosion products (by shot blasting or hydroblasting, if necessary), and coat all surfaces with a suitable corrosion preventive (See API RP 5C). *Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing*.
- While generally not affecting corrosion rates, the following measures will extend corrosion fatigue

life by lowering the cyclic stress intensity or by increasing the fatigue strength of the material:

- (1) Use thicker walled components.
- (2) Reduce high stresses near connections by minimizing doglegs and by maintaining straight hole conditions, insofar as possible.
- (3) Minimize stress concentrators such as slip marks, tong marks, gouges, notches, scratches, etc.
- (4) Use quenched and tempered components.

SULFIDE STRESS CRACKING

8.8 Mechanism of Sulfide Stress Cracking (SSC). In the presence of hydrogen sulfide (H_2S), tensile-loaded drill stem components may suddenly fail in a brittle manner at a fraction of their nominal load-carrying capability after performing satisfactorily for extended periods of time. Failure may occur even in the apparent absence of corrosion, but is more likely if active corrosion exists. Embrittlement of the steel is caused by the absorption and diffusion of atomic hydrogen and is much more severe when H_2S is present. The brittle failure of tensile-loaded steel in the presence of H_2S is termed sulfide stress cracking (SSC).

8.9 Materials Resistant to SSC. The latest revision of NACE* Standard MR-01-75, *Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Material for Oil Field Equipment*, should be consulted for materials that have been found to be satisfactory for drilling and well servicing operations.

Other chemical compositions, hardnesses, and heat treatments should not be used in sour environments without fully evaluating their SSC susceptibility in the environment in which they will be used. Susceptibility to SSC depends upon:

- a. **Strength of the Steel.** The higher the strength (hardness) of the steel, the greater is the susceptibility to SSC. In general, steels having strengths equivalent to hardnesses up to 22 HRC maximum are resistant to SSC. If the chemical composition is adjusted to permit the development of a well tempered, predominantly martensitic microstructure by proper quenching and tempering; steels having strengths equivalent to hardnesses up to 26 HRC maximum are resistant to SSC. When strengths higher than the equivalent of 26 HRC are required, corrective measures (as shown in a later section) must be used, and, the higher the strength required, the greater the necessity for the corrective measures.
- b. **Total Tensile Load (Stress) on the Steel.** The higher the total tensile load on the component, the greater is the possibility of failure by SSC. For each strength of steel used, there appears to be a critical or threshold stress below which SSC will not occur; however, the higher the strength, the lower the threshold stress.

*National Association of Corrosion Engineers, P.O. Box 986, Katy, TX 77400.

c. **Amount of Atomic Hydrogen and H₂S.** The higher the amount of atomic hydrogen and H₂S present in the environment, the shorter the time before failure by SSC. The amounts of atomic hydrogen and H₂S required to cause SSC are quite small, but corrective measures to control their amounts will minimize the atomic hydrogen absorbed by the steel.

d. **Time.** Time is required for atomic hydrogen to be absorbed and diffused in steel to the critical concentration required for crack initiation and propagation to failure. By controlling the factors referred to above, time to failure may be sufficiently lengthened to permit the use of marginally susceptible steels for short duration drilling operations.

e. **Temperature.** The severity of SSC is greatest at normal atmospheric temperatures, and decreases as temperature increases. At operating temperatures in excess of approximately 135F (57C), marginally susceptible materials (those having hardnesses higher than 22 to 26 HRC) have been used successfully in potentially embrittling environments (the higher the hardness of the material, the higher the required safe operating temperature). Caution must be exercised, however, since SSC failure may occur when the material returns to normal temperature after it is removed from the hole.

8.10 Corrective Measures to Minimize SSC in Water-Base Drilling Fluids. The selection and control of appropriate corrective measures is usually performed by competent corrosion technologists and specialists. Generally, one or more of the following measures is used, but certain conditions may require more specialized treatments:

a. Control the drilling fluid pH. When practical to do so without upsetting other desired fluid properties, maintain a pH of 10 or higher. Note: In some drilling fluids, aluminum alloys show slowly increasing corrosion rates at pH values higher than 8.5, and the rate may become excessive at pH values higher than 10.5. Therefore, in drill strings containing aluminum drill pipe, the pH should not exceed 10.5.

b. Limit gas cutting and formation fluid inflow by maintaining proper drilling fluid weight.

c. Minimize corrosion by the corrective measures shown in Par. 8.7. Note: While use of plastic coated drill pipe can minimize corrosion, plastic coating does not protect susceptible drill pipe from SSC.

d. Chemically treat for hydrogen sulfide inflows, preferably prior to encountering the sulfide.

e. Use the lowest strength drill pipe capable of withstanding the required drilling conditions. At any strength level, properly quenched and tempered drill pipe will provide the best SSC resistance.

f. Reduce unit stresses by using thicker walled components.

g. Reduce high stresses at connections by maintaining straight hole conditions, insofar as possible.

h. Minimize stress concentrators such as smp marks, tong marks, gouges, notches, scratches, etc.

i. After exposure to a sour environment, use care in tripping out of the hole, avoiding sudden shocks and high loads.

j. After exposure to a sour environment, remove absorbed hydrogen by aging in open air for several days to several weeks (depending upon conditions of exposure) or bake at 400 to 600F (204 to 316C) for several hours. Note: Plastic coated drill pipe should not be heated above 400F (204C) and should be checked subsequently for holidays and disbonding.

The removal of hydrogen is hindered by the presence of corrosion products, scale, grease, oil, etc. Cracks that have formed (internally or externally) prior to removing the hydrogen will not be repaired by the baking or stress relief operations.

k. Limit drill stem testing in sour environments to as brief a period as possible, using operating procedures that will minimize exposure to SSC conditions.

DRILLING FLUIDS CONTAINING OIL

8.11 Use of Oil Muds for Drill Stem Protection. Corrosion and SSC can be minimized by the use of drilling fluids having oil as the continuous phase. Corrosion does not occur if metal is completely enveloped and wet by an oil environment that is electrically nonconductive.

Oil systems used for drilling (oil base or invert emulsion muds) contain surfactants that stabilize water as emulsified droplets and cause preferential oil wetting of the metal. Agents that cause corrosion in water (dissolved gases, dissolved salts, and acids) do not damage the oil-wet metal. Therefore, under drilling conditions that cause serious problems of corrosion damage, erosion corrosion, or corrosion fatigue, drill stem life can be greatly extended by using an oil mud.

8.12 Monitoring Oil Muds for Drill Stem Protection. An oil mud must be properly prepared and maintained to protect drill stem from corrosion and SSC. Water will always be present in an oil mud, whether added intentionally, incorporated as a contaminant in the surface system, or from exposed drilled formations. Corrosion and SSC may occur if this water is allowed to become free and to wet the drill stem. Factors to be evaluated in monitoring an oil mud include:

a. **Electrical Stability.** This test measures the voltage required to cause current to flow between electrodes immersed in the oil mud (See API RP 13B for details). The higher the voltage, the greater the stability of the emulsion, and the better the protection provided to the drill stem.

b. **Alkalinity.** The acidic dissolved gases (carbon dioxide and hydrogen sulfide) are harmful contaminants for most oil muds. Monitoring the alkalinity of an oil mud can indicate when acidic gases are being encountered so that corrective treatment can be instituted.

c. **Corrosion Test Rings.** Test rings placed in the drill stem bore are used to monitor the corrosion protection afforded by oil muds (See API RP 13B for details). A properly functioning oil mud should show little or no visual evidence of corrosion on the test ring.

TABLE 9.2
COINCIDENCE OF WELL DEPTH AND ROTARY
SPEED FOR TWO TYPES VIBRATION

1 Drill Pipe OD in.	2 Speed RPM	3	4	5	6
			Vibration Coincidence Depths, ft		
2 3/4	110	2300	9400	21000	
2 3/4	130	1960	8000	18000	32000
3 1/2	160	1600	6600	14800	26000
4	185	1390	5600	12700	22000
4 1/2	210	1200	5000	11200	19700
5	235	1100	4500	10000	17500
5 1/2	260	980	4000	9000	15900

Fishing Techniques

9.3 Pulling on Stuck Pipe. It is normally not considered good practice to pull on stuck drill pipe beyond that which is derived from the API IADC Used Drill Pipe Classification System (Table 10) that being remaining criteria as an important criteria. It must be assumed that the pipe is near the maximum cross sectional area of its class and will fail by tension if the load is excessive. For example, assuming a string of 5 in., 19 1/2 lb-ft Class 1 drill pipe is stuck, the following approximate values for maximum hook load would apply:

Class 2	311,000 lbs
Class 3	240,000 lbs

The stretch in the drill pipe due to its own weight suspended in a fluid should be considered when working with drill pipe and the proper formulas to use for stretch when free or stuck should be used.

Example I: (see Appendix A, Par. A 6 for derivation)

Determine the stretch in a 10,000 ft string of drill pipe freely suspended in 10 lb/gal drilling fluid.

$$e = \frac{L_1^2}{9.625 \times 10^7} [65.44 - 1.44 W_f] \quad 9.31$$

$$= \frac{10,000^2}{9.625 \times 10^7} [65.44 - 1.44 \times 10]$$

$$= 53.03 \text{ in.}$$

Where: L_1 = length of free drill pipe, feet
 W_f = weight of drilling fluid, lb/gal
 e = total elongation, inches

Example II: (see Appendix A, Par. A 4 for derivation)

Determine the free length in a 10,000 ft string of 4 1/2 in. OD 16.60 lb-ft drill pipe which is stuck, and which stretches 49 in. due to a differential pull of 80,000 lbs.

$$L_1 = \frac{735,294 \times e \times W_{dp}}{P} \quad 9.32$$

$$= \frac{735,294 \times 49 \times 16.60}{80,000}$$

$$= 7476 \text{ ft}$$

Where: L_1 = length of free drill pipe, feet
 e = total elongation, inches
 W_{dp} = weight of drill pipe, pounds per foot
 P = load, pounds

9.4 Jarring. It is common practice during fishing, testing, coring and other operations to run rotary jars to aid in freeing stuck assemblies. Normally, the jars are run below several drill collars which act to concentrate the blow at the fish. It is necessary to take the proper stretch to produce the required blow. The momentum of the moving mass of drill collars and stretched drill pipe returning to normal causes the blow after the jar hammer is tripped. A hammer force of three to four times the excess of pull over pipe weight is possible depending on type and size of pipe, number (weight) of drill collars, drag, jar travel, etc. This force may be large enough to damage the stuck drill pipe and should be considered when jarring operations are planned.

9.5 Torque in Washover Operations. Although little data are available on torque loads during washover operations, they are significant. Friction and drag on the wash pipe cause considerable increases in torque on the tool joints and drill pipe, and should be considered when pipe is to be used in this type service. This is particularly true in directionally drilled wells and deep straight holes with small tolerances. (See Par. 9.6)

9.6 Allowable hookloads and torque combinations for stuck drill strings may be determined by use of the following formula:

$$Q_r = \frac{.096167J}{D} \sqrt{Y_m^2 - \frac{P^2}{A^2}} \quad 9.61$$

Where Q_r = Minimum Torsional Yield Strength Under Tension, lb-ft
 J = Polar Moment of Inertia
 $= \frac{\pi}{32} (D^4 - d^4)$ For Tubes
 D = Outside Diameter, inches
 d = Inside Diameter, inches
 Y_m = Minimum Unit Yield Strength, psi
 S_s = Minimum Unit Shear Strength, psi
 $(S_s = .577 Y_m)$
 P = Total Load In Tension, pounds
 A = Cross Section Area

TABLE 9.2
COINCIDENCE OF WELL DEPTH AND ROTARY
SPEED FOR TWO TYPES VIBRATION

1 Drill Pipe OD in.	2 Speed RPM	3	4	5 Vibration Coincidence Depth ft	6
2 1/2	110	2300	9400	21000	32000
2 3/4	130	1960	8000	18000	26000
3 1/4	160	1600	6600	14800	22000
4	185	1390	5600	12500	19700
4 1/2	210	1200	5000	11200	17500
5	235	1100	4500	10600	15900
5 1/2	260	980	4000	9600	15900

Fishing Techniques

9.3 Pulling on Stuck Pipe. It is normally not considered good practice to pull on stuck drill pipe beyond the limit derived from the API-IADC Used Drill Pipe Classification System (Table 10.1) utilizing remaining cross sectional area as an important criteria. It must be assumed that the pipe is near the minimum cross sectional area of its class and will fail in tension if the load is excessive. For example, assuming a string of 5 in., 19.5 lb/ft Grade E drill pipe is stuck, the following approximate values for maximum hook load would apply:

Class 2	311,000 lbs
Class 3	240,000 lbs

The stretch in the drill pipe due to its own weight suspended in a fluid should be considered when working with drill pipe and the proper formulas to use for stretch when free or stuck should be used.

Example I: (see Appendix A, Par. A.6 for derivation)

Determine the stretch in a 10,000 ft string of drill pipe freely suspended in 10 lb/gal drilling fluid.

$$e = \frac{L_1^2}{9.625 \times 10^7} [65.44 - 1.44 W_f] \quad 9.31$$

$$= \frac{10,000^2}{9.625 \times 10^7} [65.44 - 1.44 \times 10]$$

$$= 53.03 \text{ in.}$$

Where: L_1 = length of free drill pipe, feet
 W_f = weight of drilling fluid, lb/gal
 e = total elongation, inches

Example II: (see Appendix A, Par. A.4 for derivation)

Determine the free length in a 10,000 ft string of 4 1/2 in. O.D. 16.60 lb/ft drill pipe which is stuck, and which stretches 49 in. due to a differential pull of 80,000 lbs.

$$L_1 = \frac{735,294 \times e \times W_{dp}}{P} \quad 9.32$$

$$= \frac{735,294 \times 49 \times 16.60}{80,000}$$

$$= 7176 \text{ ft}$$

Where: L_1 = length of free drill pipe, feet
 e = total elongation, inches
 W_{dp} = weight of drill pipe, pounds per foot
 P = load, pounds

9.4 Jarring. It is common practice during fishing, testing, coring and other operations to run rotary jars to aid in freeing stuck assemblies. Normally, the jars are run below several drill collars which act to concentrate the blow at the fish. It is necessary to take the proper stretch to produce the required blow. The momentum of the moving mass of drill collars and stretched drill pipe returning to normal causes the blow after the jar hammer is tripped. A hammer force of three to four times the excess of pull over pipe weight is possible depending on type and size of pipe, number (weight) of drill collars, drag, jar travel, etc. This force may be large enough to damage the stuck drill pipe and should be considered when jarring operations are planned.

9.5 Torque in Washover Operations. Although little data are available on torque loads during washover operations, they are significant. Friction and drag on the wash pipe cause considerable increases in torque on the tool joints and drill pipe, and should be considered when pipe is to be used in this type service. This is particularly true in directionally drilled wells and deep straight holes with small tolerances. (See Par. 9.6)

9.6 Allowable hookloads and torque combinations for stuck drill strings may be determined by use of the following formula:

$$Q_T = \frac{.096167J}{D} \sqrt{Y_m^2 - \frac{P^2}{A^2}} \quad 9.61$$

Where Q_T = Minimum Torsional Yield Strength Under Tension, lb-ft
 J = Polar Moment of Inertia
 $= \frac{\pi}{32} (D^4 - d^4)$ For Tubes

D = Outside Diameter—inches
 d = Inside Diameter—inches
 Y_m = Minimum Unit Yield Strength—psi
 S_u = Minimum Unit Shear Strength—psi
 $(S_u = .577 Y_m)$
 P = Total Load In Tension—pounds
 A = Cross Section Area

An example of the torque which may be applied to the pipe which is stuck while imposing a tensile load is as follows:

- Assume: (1) 3 1/2 in. O.D. 13.30 lb Grade E drill pipe
 (2) 3 1/2 IF tool joints
 (3) Stuck point: 4000 feet
 (4) Tensile pull, 100,000 pounds
 (5) New drill pipe

$$\text{Then: } Q_t = \frac{.096167 \times 9.00}{3.5} \sqrt{(75,000)^2 - \frac{(100,000)^2}{(3.62)^2}}$$

$$Q_t = 17,216 \text{ lb-ft}$$

For further information on allowable hookloads, torque application, and pump pressure use, refer to Stall and Blenkarn: *Allowable Hook Load and Torque Combinations For Stuck Drill Strings.*¹⁷

Biaxial Loading of Drill Pipe

9.7 The collapse resistance of drill pipe corrected for the effect of tension loading may be calculated by reference to Fig 9.3 and the use of formulas and physical constants contained in Par. 9.8, 9.9, 9.10, and 9.11.

9.8 Formulas and Physical Constants. The ellipse of biaxial yield stress shown in Fig 9.3 is for use in the range of plastic collapse only, and gives the relation between axial stress (psi) in terms of average yield stress (psi) and effective collapse resistance in terms of nominal plastic collapse resistance. This relationship is depicted in the following formula.

$r^2 + rz + z^2 = 1$, having solutions as follows:

$$(1) z = \frac{-r + \sqrt{4 - 3r^2}}{2}, \text{ and}$$

$$(2) r = \frac{-z + \sqrt{4 - 3z^2}}{2}$$

Where:

(3) $r = \frac{\text{Effective collapse resistance under tension (psi)}}{\text{Nominal plastic collapse resistance (psi)}}$

(4) $z = \frac{\text{Total tensile loading (pounds)}}{\text{Cross section area x Average yield strength}}$

Average yield strengths in psi are as follows:

Grade E	85,000
Grade X95	110,000
Grade G105	120,000
Grade S135	145,000

9.9 Transition from Elastic to Plastic Collapse. Material in the elastic range when under no tensile load, transfers to the plastic range when subjected to sufficient axial load. Axial loading, below the transition load, has no effect on elastic collapse. At transition point, the collapse resistance under tension equals the nominal elastic collapse, and also equals a tension factor (r) times collapse resistance as calculated from the nominal plastic formula.

Method: Determine values for both elastic and plastic collapse from applicable formulas in Appendix A,

substitute in formula (3), Par 9.8 and solve for r. Then, solve formula (1), Par 9.8, for z. For the total tension (transition) load, substitute value of z in formula (4), Par. 9.8.

9.10 Effect of Tensile Load on Collapse Resistance. The effect of tensile load applies only to greater than transition load on normally elastic items, and to any load on plastic collapse items. In either case, the value determined from the plastic collapse formula (Appendix A) is to be modified.

Method: Substitute the tensile load value in formula (4), Par. 9.8, to find a value for z. Substitute this value in formula (2), Par. 9.8, to permit solution for r. Next, substitute the value of r in formula (3), Par. 9.8, to obtain the effective collapse resistance under tension.

9.11 Example Calculation of Biaxial Loading. An example of the calculation of drill pipe collapse resistance, corrected for the effect of tensile load is as follows:

Given: String of 5-inch OD, 19.50 lb per ft, Grade E Premium Class drill pipe.

Required: Determine the collapse resistance corrected for tension loading during drill stem test, with drill pipe empty and 15 lb per gal. mud behind the drill pipe. Tension of 50,000 lb on the joint above the packer.

Solution: Find reduced cross section area of Premium Class drill pipe as follows:

Nominal OD = 5 inches, Nominal wall thickness = .362 inches

Nominal ID = 4.276 inches

Reduced wall thickness for Premium

Class = (0.8)(.362) = .2596 inches

Reduced OD for Premium Class = 4.8552 inches

Cross sectional area for Premium

Class = Reduced OD area - Nominal ID area

$$= 18.5141 - 14.0003$$

$$= 4.5138 \text{ sq. inches}$$

Tension load on bottom joint = 50,000 ÷ 4.5138 = 12037 psi

Average yield strength for Grade E drill pipe = 85,000 psi

Percent tensile stress to average yield strength

$$= \frac{12037}{85,000} \times 100$$

$$= 14.16\%$$

Enter Fig. 9.3 at 14.16% on upper right horizontal scale and drop vertically to intersect right-hand portion of the ellipse. Proceed horizontally to the left and intersect Nominal Collapse Resistance (center vertical scale) at 92%.

Minimum collapse resistance for Premium Class (Table 2.3) = 7070 psi.

Corrected collapse resistance for effect of tension = (7070)(.92) = 6504 psi.

CAUTION: No safety factors are included in this example calculation.

NOTE: Use reduced values for cross sectional area, tension, and collapse rating for the appropriate class (Premium, Class 2, Class 3) of used drill pipe being considered.

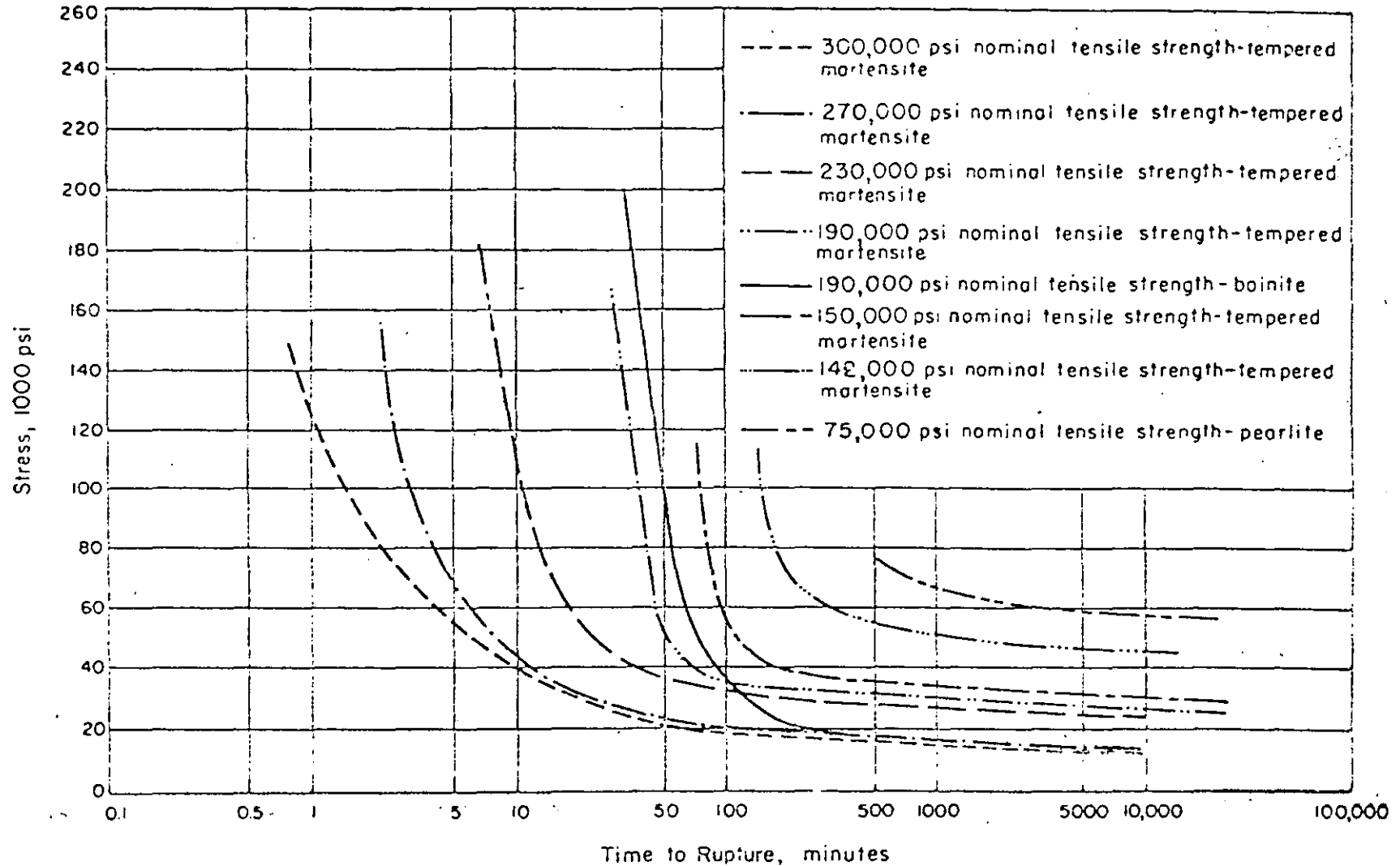


FIG. 9.1

DELAYED-FAILURE CHARACTERISTICS OF UNNOTCHED SPECIMENS OF AN SAE 4340 STEEL DURING CATHODIC CHARGING WITH HYDROGEN UNDER STANDARDIZED CONDITIONS

Battelle Charging Condition A:

Electrolyte: 4 per cent by weight of H_2SO_4 in water

Poison: 5 drops per liter of cathodic poison composed of
2% phosphorous dissolved in 40 ml CS_2

Current Density: 8 ma/in.²

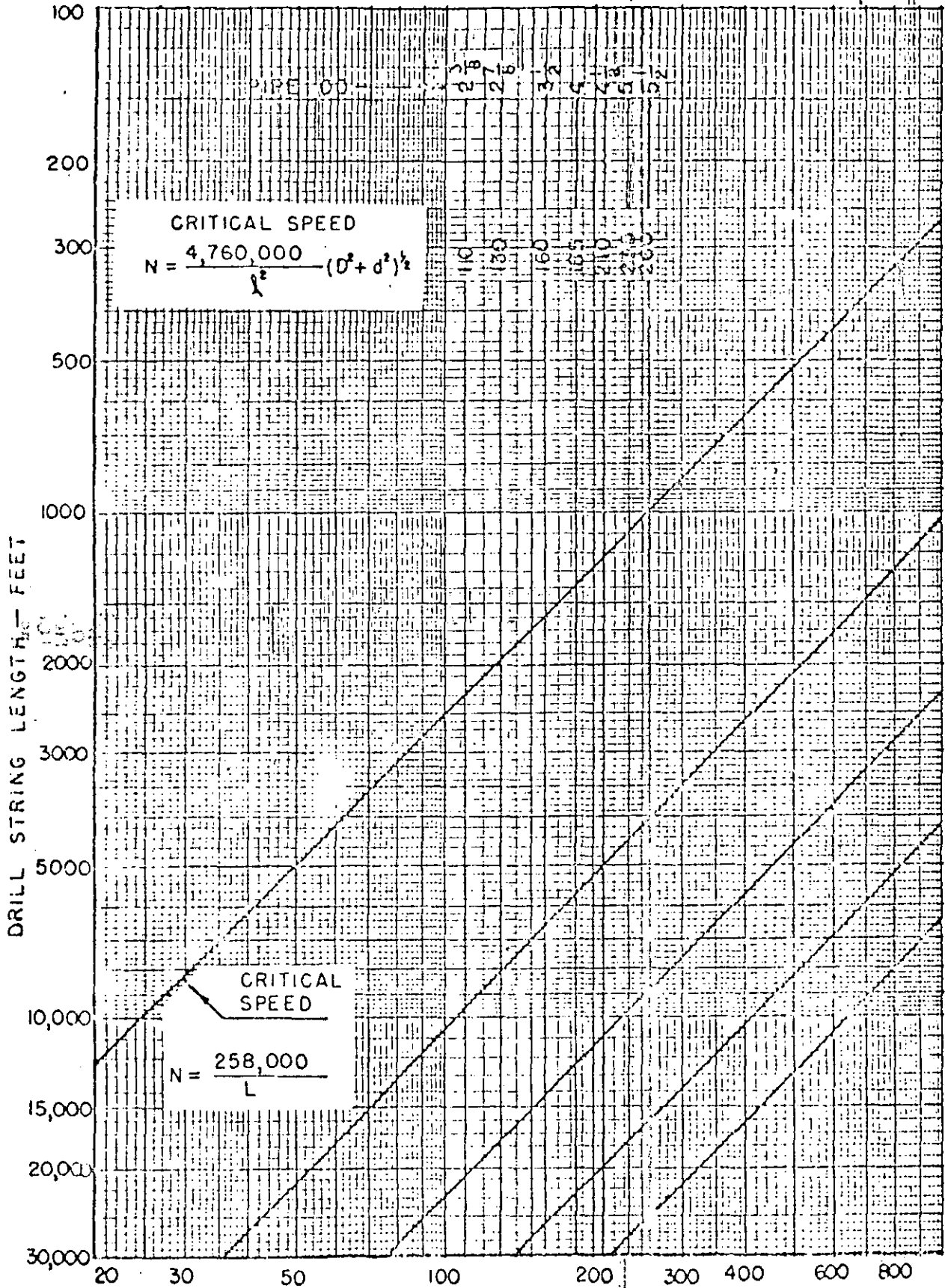


FIG. 9.2
 CRITICAL ROTARY SPEEDS IN DRILL PIPE

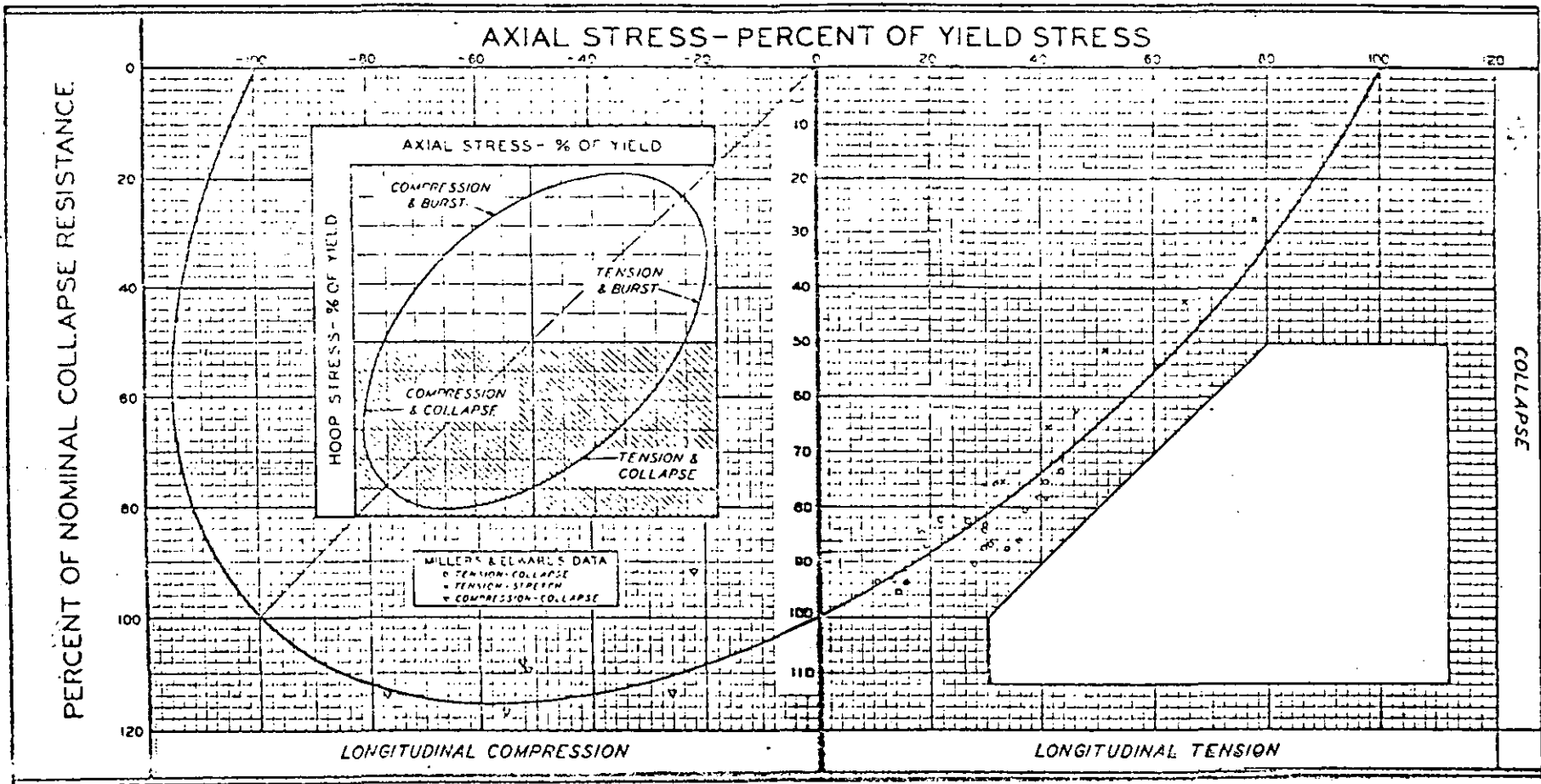


FIG. 9.3
ELLIPSE OF BIAXIAL YIELD STRESS¹²
 OR
MAXIMUM SHEAR - STRAIN ENERGY DIAGRAM
 After Holmquist and Nadai, Collapse of Deep Well Casing, API Drilling and Production Practice (1939)
 NOTE: Applies only in a non-corrosive environment

SECTION 10 IDENTIFICATION, INSPECTION AND CLASSIFICATION OF DRILL STEM COMPONENTS

10.1 Drill String Marking and Identification. It is recommended that data regarding the pipe, as shown in Fig. 10.1, be stenciled at the base of the pin by the tool joint manufacturer for identification of drill string components. It is also recommended that drill string other than standard weight Grade E, be marked using the mill slot and groove method for identifying grade and weight of drill pipe as shown in Fig. 10.2. In the latter method, the pipe grade and weight code symbols are stamped in the mill slot of specified dimensions and specified location on the tool joint.

Drill Pipe and Tubing Work Strings

10.2 Inspection Standards. Through efforts of joint committees of API and IADC (formerly AAODC), inspection standards for the classification of used drill pipe have been established. The procedure outlined in Table 10.1 was adopted as tentative at the 1964 Standardization Conference and was revised and approved as *standard* at the 1968 Standardization Conference. Additional revisions were made at the 1970 Standardization Conference to add Premium Class. At the 1971 Conference it was determined that the drill pipe classification procedure be removed from an appendix to API Spec 7 and placed in API RP 7G. At the 1979 Standardization Conference, Table 10.1 was revised to also cover classification of used tubing work strings.

10.3 Limitations of Inspection Capability. Most failures of drill pipe result from some form of metal fatigue. A fatigue failure is one which originates as a result of repeated or fluctuating stresses having maximum values less than the tensile strength of the material. Fatigue fractures are progressive, beginning as minute cracks that grow under the action of the fluctuating stress. The rate of propagation is related to the applied cyclic loads and under certain conditions may be extremely rapid. The failure does not normally exhibit extensive plastic deformation and is therefore difficult to detect until such time as considerable damage has occurred. There is no accepted means of inspecting to determine the amount of accumulated fatigue damage or the remaining life in the pipe at a given stress level.

Presently accepted means of inspection are limited to location of cracks, pits, and other surface marks; measurement of remaining wall thickness, measurement of outside diameter, and calculation of remaining cross sectional area. Drill pipe which has just been inspected and found free of cracks may develop cracks after very short additional service through the addition of damage to previously accumulated fatigue damage.

10.4 Definition of a Fatigue Crack. A fatigue crack is a single line rupture of the pipe surface. The rupture shall (1) be of sufficient length to be shown by magnetic iron particles used in magnetic particle inspection and (2) be identifiable by visual inspection of the outside of the tube and/or by optical inspection of the inside of the tube.

10.5 Measurement of Pipe Wall (Average Minimum Wall). The only acceptable wall thickness measurements are those made with pipe-wall micrometers, some pulse echo (resonance) instruments,

or gamma-ray devices that the operator can demonstrate to be within 2 per cent accuracy by use of test blocks sized to approximate pipe wall thickness.

10.6 Determination of Cross Sectional Area. Determine cross sectional area by use of a direct indicating instrument that the operator can demonstrate to be within 2 per cent accuracy by use of a pipe section approximately the same as the pipe being inspected. In the absence of such an instrument, integrate wall thickness measurements taken at 1 inch intervals around the tube. Classify the pipe according to remaining cross sectional area in the joint center or where the inspection instruments indicate the greatest metal loss, whichever is smaller.

10.7 Procedure. Used drill pipe should be classified according to the procedure of Table 10.1 and as illustrated in Fig. 10.3, dimension A. Maximum allowable hook loads for Class 1, Premium, Class 2, and Class 3 drill pipe are listed in Table 10.2. These hook load values were taken from the IADC Tool Pusher's Manual (now Drilling Manual), 1970 edition. Values recommended for minimum OD and make-up torque of weld-on tool joints used with the Class 1, Premium, Class 2, and Class 3 drill pipe are listed in Table 2.12. Maximum allowable hook loads for Class 1, Premium, and Class 2 tubing work strings (also classified in accordance with Table 10.1) are listed in Table 10.3.

10.8 Inspection Classification Marking. A permanent mark or marks signifying the classification of the pipe (for example, refer to Table 10.1, Note 1) should be stamped:

- a. On the 35 degree sloping shoulder of the tool joint pin (or on the 18 degree sloping shoulder of the pin, if the 18 degree angle is furnished).
- b. On the end of the tool joint pin on flush OD drill pipe.
- c. Or in some other *low-stressed* section of the tool joint where the marking will normally carry through operations.
- d. Cold steel stenciling should be avoided on outer surface of drill pipe.

Tool Joints

10.9 Color Coding. The classification system for used drill pipe outlined in Table 10.1 includes a color code designation to identify the drill pipe class. The same system is recommended for tool joint class identification. In addition, it is recommended that the tool joint be identified as (1) field repairable, or (2) scrap or shop repairable. This color code system for tool joints and for drill pipe is shown in Fig. 10.4.

10.10 The following recommended inspection standard for used tool joints was initially included as an appendix to API Spec 7. It was moved to API RP 7G by committee action at the 1971 Standardization Conference.

Company symbol, month welded, year welded, pipe mill symbol and drill pipe grade code are to be stencilled at the base of the pin.

MONTH AND YEAR WELDED

Month	Year
1 Through 12	Last two digits of year

DRILL PIPE GRADE CODE

Grade	Symbol
N-80	N
E	E
C-75	C
X-95	X
G-105	G
S-135	S
V-150	V
Used	U

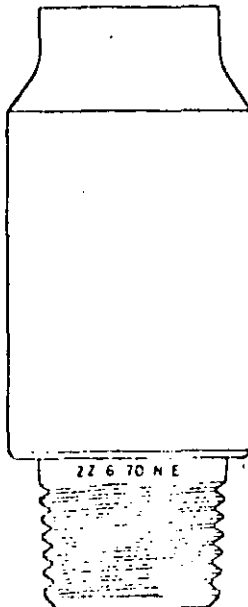
HEAVY WEIGHT DRILL PIPE
(Double Stencil Pipe Grade Code.)

PIPE MILL CODE

Pipe Mill	Symbol
Armco	A
J & L Steel	J
U. S. Steel	N
Wheeling — Pittsburgh	P
Youngstown	Y
Dalmine S.P.A., Italy	D
Falck, Italy	F
TAMSA	T
Nippon Kokan Kabushiki	K
Vallourec	V
Mannesmannrohren-Werke	M
Sumitomo Metal Ind.	S

SAMPLE MARKINGS AT BASE OF PIN

1	2	3	4	5
ZZ	6	70	N	E



1—Company Symbol
ZZ Company (Fictional) for example only

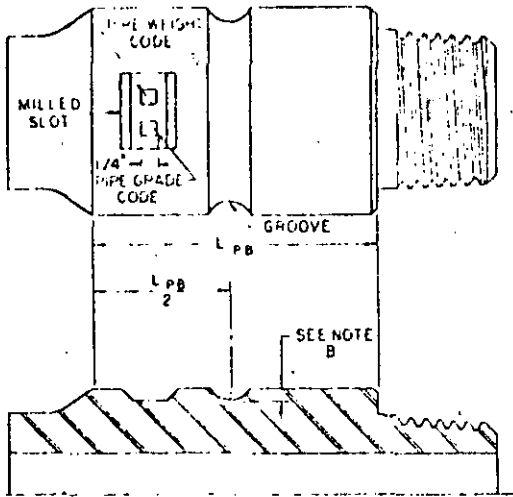
2—Month Welded
6—June

3—Year Welded
70—1970

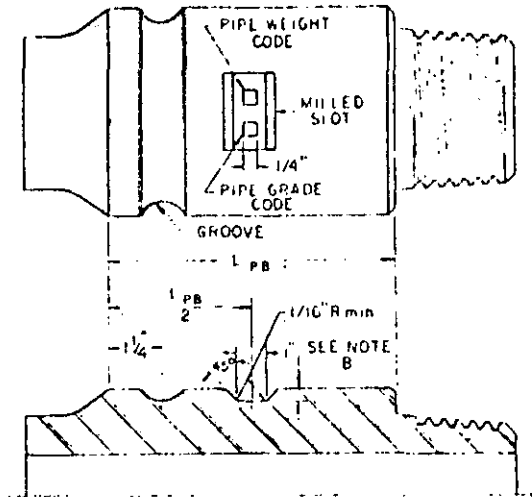
4—Pipe Mill
N—United States Steel Company

5—Drill Pipe Grade
E—Grade E Drill Pipe

FIG. 10.1
RECOMMENDED PRACTICE FOR MARKING ON TOOL JOINTS
FOR IDENTIFICATION OF DRILL STRING COMPONENTS



STANDARD WEIGHT
HIGH STRENGTH DRILL PIPE



HEAVY WEIGHT
HIGH STRENGTH DRILL PIPE

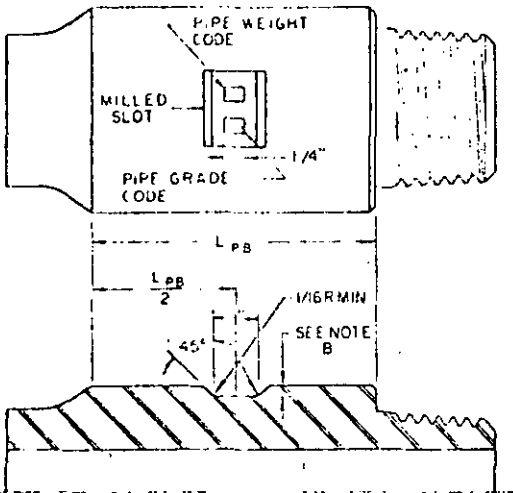
DRILL PIPE GRADE CODE

STANDARD GRADES

Grade	Symbol
N-80	N
E	E
C-75	C

HIGH STRENGTH GRADES

Grade	Symbol
X-95	X
G-105	G
S-135	S
V-150	V



HEAVY WEIGHT
GRADE E DRILL PIPE

DRILL PIPE WEIGHT CODE

	1	2	3	4
	Size OD inches	Nominal Wt. lb per ft	Wall Thickness inches	Weight Code Number
2 1/4		4.85	.190	1
		6.65*	.280	2
2 3/4		6.85	.217	1
		10.40*	.302	2
		15.50	.449	3
3 1/2		9.50	.254	1
		13.30*	.368	2
		15.50	.449	3
4		11.85	.262	1
		15.00*	.330	2
		17.70	.380	3
4 1/2		14.75	.271	1
		16.60*	.337	2
		20.00	.430	3
		22.82	.500	4
		24.66	.550	5
		25.50	.575	6
5		16.25	.296	1
		19.50*	.362	2
		25.60	.500	3
5 1/2		19.20	.304	1
		21.90*	.361	2
		24.70	.415	3
6 1/2		25.20*	.330	2

*Designates standard weight for drill pipe size.

NOTE A Standard weight Grade E drill pipe designated by an asterisk (*) in the drill pipe weight code will have no groove or milled slot for identification. Grade E heavy weight drill pipe will have a milled slot only, in the center of the tong space.

NOTE B: Groove radius approximately 3/8 inch. Groove and milled slot to be 1/4 in. deep on 5 1/4 in. OD and larger tool joints, 3/16 in. deep on 5 in. OD and smaller tool joints.

NOTE C: Stencil the grade code symbol and weight code number corresponding to grade and weight of pipe in milled slot of pin. Stencil with 1/4 in. high characters so marking may be read with drill pipe hanging in elevators.

L_{pb} = Pin Tong Space Length (See Table 4.2, API Spec 7).

FIG. 10.2
RECOMMENDED PRACTICE FOR MILL SLOT AND GROOVE METHOD
OF DRILL STRING IDENTIFICATION

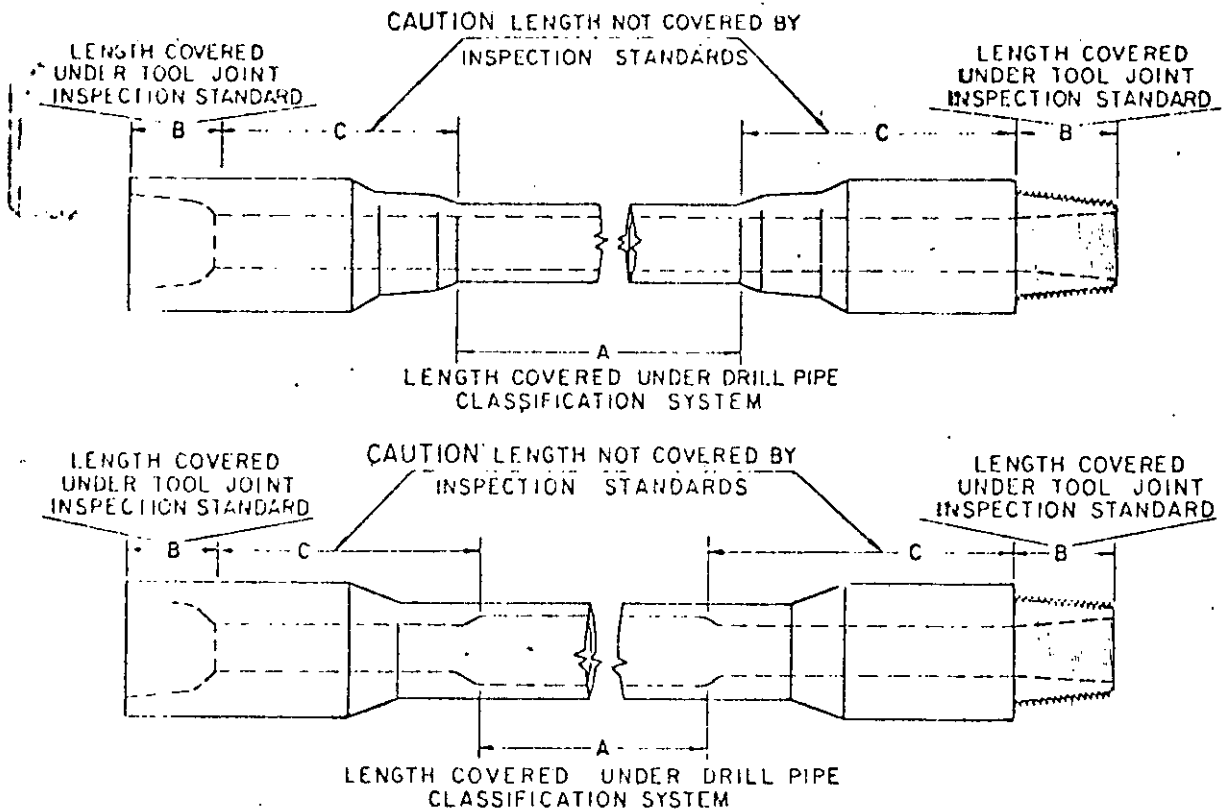
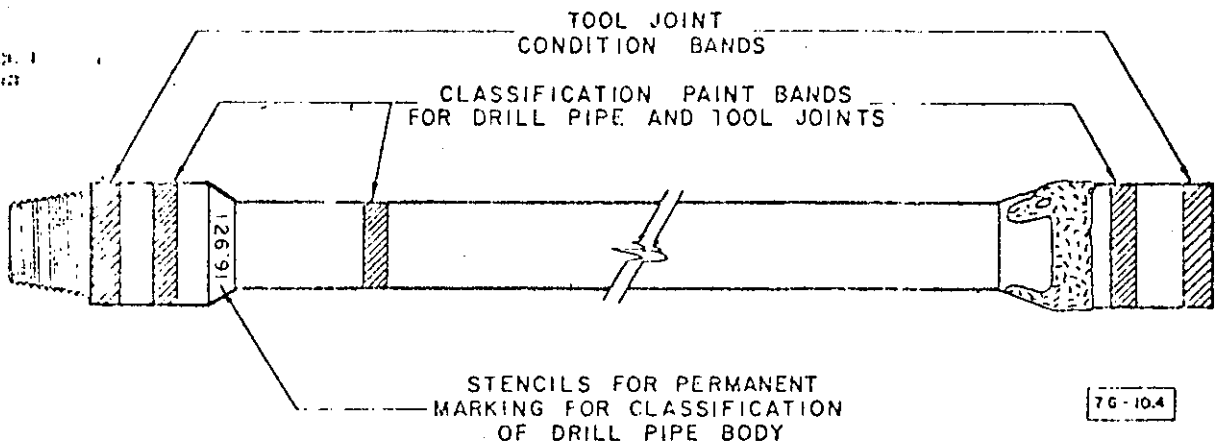


FIG. 10.3
IDENTIFICATION OF LENGTHS COVERED BY INSPECTION STANDARDS



TOOL JOINT AND DRILL PIPE CLASSIFICATION	NUMBER AND COLOR OF BANDS	TOOL JOINT CONDITION	COLOR OF BANDS
Class 1	One White	Scrap or Shop	
Premium Class	Two White	Repairable	Red
Class 2	One Yellow	Field Repairable	Green
Class 3	One Blue		
Class 4	One Green		
Scrap	One Red		

FIG. 10.4
DRILL PIPE AND TOOL JOINT COLOR CODE IDENTIFICATION

TABLE 10.1
CLASSIFICATION OF USED DRILL PIPE AND USED TUBING WORK STRINGS
(All Sizes, Weights and Grades, Nominal dimension basis for all calculations)

1 PIPE CONDITION	2 CLASS 1 White Band	3 PREMIUM CLASS ¹ Two White Bands	4 CLASS 2 Yellow Band	5 CLASS 3 Blue Band	6 CLASS 4 Green Band
I EXTERIOR CONDITIONS					
A. OD Wear					
1. Wall-Uniform	Nominal	Remaining wall not less than 80% due to uniform wear	Remaining wall not less than 80% due to uniform wear	Remaining wall not less than 62.5% due to uniform wear	Remaining wall less than 62.5% due to uniform wear
Eccentric	Nominal	Remaining wall not less than 80%	Remaining wall not less than 65%	Remaining wall not less than 80%	Remaining wall less than 56%
2. Cross-Sectional Area	Calculated area using nominal dimensions	Not required if wall thickness is within spec, sufficient area will be present	Calculated area with not more than 20% uniform wall reduction	Calculated area with not more than 37.5% uniform wall reduction	Calculated area with greater than 37.5% uniform wall reduction
B. Dents & Mashes					
	None	Not over 3% of OD	Not over 3% of OD	Not over 5.5% of OD	More than 5.5% of OD
C. Slip Area Diameter Variations					
1. Crushing ²	None	Not over 3% of OD	Not over 3% of OD	Not over 5.5% of OD	More than 5.5% of OD
2. Necking	None	Not over 3% of OD	Not over 3% of OD	Not over 5.5% of OD	More than 5.5% of OD
D. Stress Induced Diameter Variations					
1. Stretched	None	Not over 3% of OD reduction	Not over 3% of OD reduction	Not over 5.5% of OD reduction	More than 5.5% of OD reduction
2. String Shot	None	Not over 3% of OD increase	Not over 3% of OD increase	Not over 4.5% of OD increase	More than 4.5% of OD increase
E. Cuts, Gouges and Corrosion					
1. Round Bottom	None	Remaining wall not less than 80%	Remaining wall not less than 80%	Remaining wall not less than 62.5%	Remaining wall less than 62.5%
2. Sharp Bottom					
a. Longitudinal	None	Remaining wall not less than 80%	Remaining wall not less than 80%	Remaining wall not less than 62.5%	Remaining wall less than 62.5%
b. Transverse	None	Remaining wall not less than 90% and length not over 10% of circumference	Remaining wall not less than 90% and length not over 10% of circumference	Remaining wall not less than 80% and length not over 10% of circumference	Remaining wall less than 80% and length greater than 10% of circumference
3. Sharp Bottom, Slip Area Only					
a. Transverse	None	Remaining wall not less than 90%. Gauge may be ground out along the longitudinal axis not to exceed 1/4 in.	Remaining wall not less than 90%. Gauge may be ground out along the longitudinal axis not to exceed 2 1/2 in.	Remaining wall not less than 80%. Gauge may be ground out along the longitudinal axis not to exceed 3/4 in.	---
F. Fatigue Cracks³					
	None	None	None	None	None
II INTERIOR CONDITIONS					
A. Corrosive Pitting					
1. Wall	Nominal	Remaining wall not less than 80% measured from base of deepest pit.	Remaining wall not less than 65% measured from base of deepest pit.	Remaining wall not less than 65% measured from base of deepest pit.	Remaining wall less than 65% measured from base of deepest pit.
2. Cross Sectional Area	Calculated area using nominal dimensions	Not required if wall thickness is within spec, sufficient area will be present	Calculated area with not over 20% uniform wall reduction.	Calculated area with not over 37.5% uniform wall reduction	Calculated area with greater than 37.5% uniform wall reduction
B. Friction and Wear					
1. Wall	Nominal	Remaining wall not less than 80%	Remaining wall not less than 65%	Remaining wall not less than 65%	Remaining wall less than 65%
2. Cross Sectional Area	Calculated area using nominal dimensions	Not required if wall thickness is within spec, sufficient area will be present	Calculated area with not over 20% uniform wall reduction	Calculated area with not over 37.5% uniform wall reduction	Calculated area with greater than 37.5% uniform wall reduction
C. Fatigue Cracks³					
	None	None	None	None	None

¹The premium classification is recommended for service where it is anticipated that torsional limits for Class 2 drill pipe and tubing work strings will be exceeded. The torsional limits for Premium Class and Class 2 drill pipe are specified in Tables 2.4 and 2.6, respectively. Premium Class shall be identified with two white bands, plus one center punch mark on the 35° sloping shoulder of the tool joint pin (or the 18° sloping shoulder of the pin, if the 18° angle is furnished.)

²Inspection of this condition should be made to detect presence of longitudinal and transverse cracks inside and outside

³May be ground out along longitudinal axis not to exceed value for round bottom cuts or gouges as shown in I.E. 1 of this table and such grinding to be approximately faired into outer contour of the pipe.

⁴In any classification where fatigue cracks appear, the pipe will be identified with the red band and considered unfit for further drilling service.

⁵An API RP 7G inspection cannot be made with drill pipe rubbers on the pipe.

a. Required.

(1) Outside Diameter Measurement

Measure tool joint outside diameter at a distance of 1 inch from the shoulder and determine classification from data in Table 2.12. Minimum shoulder width should be used when tool joints are worn eccentrically.

(2) Shoulder Condition

Check shoulders for galls, nicks, washes, fins, or any other matter which would affect the pressure holding capacity of the joint and conditions which may affect joint stability. Make certain joint has proper bevel diameter.

(3) Joint Check

Random check 10 per cent of the joints for manufacturer markings and date of tool joint installation to determine if the tool joint has been reworked.

b. Optional

(1) Shoulder Width

Using data in Table 2.12, determine minimum shoulder width acceptable for tool joint in class as governed by the outside diameter.

(2) Thread Profile

Will pick up indications of over-torque, insufficient torque, lapped threads, galled threads, and stretching. The lead gage is the only standard method for measuring pin stretch.

(3) Box Swell and/or Pin Stretch

These are indications of over-torquing and their presence greatly affects the future performance of the tool joint. On used tool joints, it is recommended that pins having stretch which exceeds .006 inch in 2 inches should be recut. All pins which have been stretched should be inspected for cracks.

It is recommended that used boxes having more than .031 inch (1/32 inch) measurable OD swell be recut. Compare the OD at the make-and-break shoulder to the OD 2 inches from the make-and-break shoulder.

Since wear may decrease the amount of OD swell which can be measured, it is recommended that the box counterbores (Qc). API

Spec 7, Table 9.1, be checked. If the Qc diameter is more than .031 inch (1/32 inch) outside the allowed tolerance, then the box should be recut.

(4) Magnetic Particle Inspection

If evidence of stretching or swelling is found, magnetic particle inspection should be made of both box and pin threaded area, especially last engaged thread area to determine if cracks are present.

c. General

(1) Gaging

Thread wear, plastic deformation, mechanical damage and lack of cleanliness may all contribute to erroneous figures when plug and ring gages are applied to used connections. Therefore, ring and plug standoffs should not be used to determine rejection or continued use of rotary shouldered connections. Smooth sealing shoulders are more critical to joint operation than gage standoff.

(2) Repair of Damaged Shoulders

a. When refacing a damaged tool joint shoulder, a minimum of material should be removed.

b. It is suggested that a bench mark be provided for the determination of the amount of material which may be removed from the tool joint shoulder. This bench mark should be stencilled on a new or recut tool joint after facing to gage. The form of the bench mark should be a 3/16 inch diameter circle with a bar tangent to the circle parallel to the shoulder. The distance from the shoulder to the bar should be 1/8 inch. The positioning of the bench mark in the box counterbore and on the base of the pin is shown in Fig. 10.5.

c. It is good practice not to remove more than 1/32 inch from a box or pin shoulder at any one refacing and not more than 1/16 inch cumulatively.

10.11 Fig. 10.3, dimension A, indicates the length covered under the drill classification system recommended in Par. 10.7. Fig. 10.3, dimension B, indicates the length covered under the tool joint inspection standard in Par. 10.10. The length not covered by inspection standards is indicated under a caution heading by dimension C, Fig. 10.3.

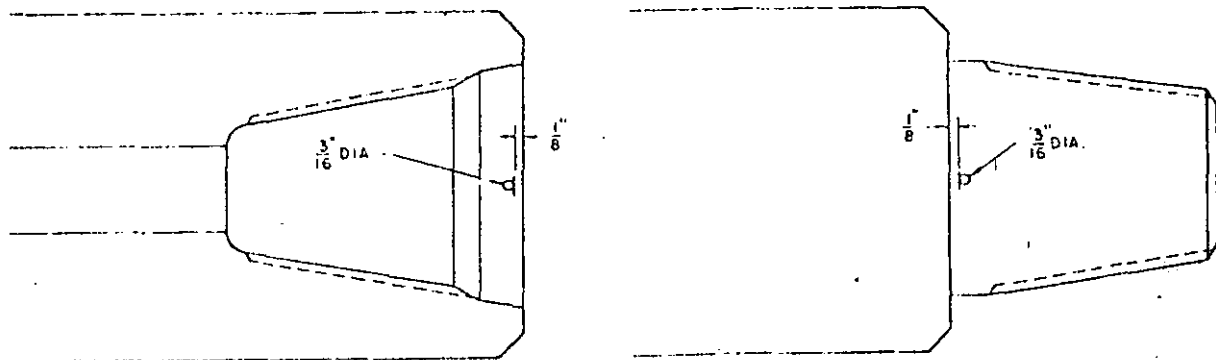


FIG. 10.5
BENCH MARK POSITION ON TOOL JOINT
PIN AND BOX

TABLE 10.2

MAXIMUM ALLOWABLE HOOK-LOAD* FOR CLASS 1 (NEW) AND PREMIUM CLASS (USED), CLASS 2 (USED), AND CLASS 3 (USED) DRILL PIPE

From IADC Tool Pusher's Manual (Now Drilling Manual) Seventh Edition
 (Hook load values in this table vary slightly from tensile data for the same pipe size and class listed in Tables 2.2, 2.4, 2.5, 2.8, 2.10, and 2.11 because of differences in rounding procedures used in calculations.)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Size O.D. In.	Weight lb/ft	Orig- inal O.D. in.	Wall Thick- ness in.	I.D. in.	CLASS 1			PREMIUM CLASS	CLASS 2				CLASS 3				Hook Load lb	
					Orig. Cross- Section Area sq. in.	Yield psi	Hook Load lb	Minimum Remaining Wall (80%) in.	O.D. w/20% Wall **Reduction in.	Minimum Remaining Wall (65%) in.	Reduced Cross- Section **Area sq. in.	Cross- Section Area **Ratio per cent	Hook **Load lb	O.D. w/37.5% Wall Reduction in.	Minimum Remaining Wall (65%) in.	Reduced Cross- Section Area sq. in.		Cross- Section Area Ratio per cent
2 3/4	4.85	2.375	.190	1.995	1.3046	75,000	97,845	.152	2.2990	.124	1.0255	78.61	76,912	2.2325	.105	.7888	60.46	59,169
						95,000	123,937					97,422				74,936		
						105,000	136,983					107,677				82,824		
						110,000	143,506					112,805				86,768		
						135,000	176,121					138,442				106,488		
2 3/4	6.65	2.375	.280	1.815	1.843	75,000	138,220	.224	2.2630	.182	1.4350	77.86	107,625	2.165	.154	1.094	59.36	82,050
						95,000	175,085					136,325				103,930		
						105,000	193,515					150,675				114,870		
						110,000	202,730					157,850				120,340		
						135,000	247,725					193,725				147,690		
2 3/4	6.85	2.875	.217	2.441	1.8125	75,000	135,937	.174	2.7882	.141	1.4263	78.70	106,972	2.7122	.119	1.0979	60.57	82,342
						95,000	172,787					135,498				104,390		
						105,000	190,312					149,761				115,279		
						110,000	199,375					156,893				120,769		
						135,000	244,687					192,550				148,216		
2 3/4	10.40	2.875	.362	2.151	2.857	75,000	274,340	.290	2.7302	.235	2.22048	77.70	166,536	2.604	.199	1.689	59.10	126,675
						95,000	271,500					210,945				160,455		
						105,000	300,079					233,150				177,345		
						110,000	314,369					244,252				185,700		
						135,000	355,810					299,705				228,015		
3 3/4	9.50	3.500	.254	2.992	2.5909	75,000	194,317	.203	3.3984	.165	2.0403	78.74	153,022	3.3095	.140	1.5718	60.67	117,555
						95,000	245,135					193,828				149,321		
						105,000	272,644					214,231				165,039		
						110,000	284,999					224,443				172,898		
						135,000	349,771					275,440				212,193		
3 3/4	13.30	3.500	.368	2.764	3.6209	75,000	271,560	.294	3.3528	.239	2.8287	78.12	212,152	3.224	.202	2.163	59.75	162,225
						95,000	343,985					268,726				205,485		
						105,000	350,190					297,013				227,115		
						110,000	398,299					311,157				237,930		
						135,000	488,820					381,874				292,005		

*Load at minimum yield strength.

**Values for Premium Class are the same as those for Class 2.

API Drill Stem Design and Operating Limits

TABLE 10.2 (Continued)

MAXIMUM ALLOWABLE HOOK-LOAD* FOR CLASS 1 (NEW) AND PREMIUM CLASS (USED), CLASS 2 (USED), AND CLASS 3 (USED) DRILL PIPE

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19					
Size O.D. in.	Weight lb/ft	Orig- inal O.D. in.	Wall Thick- ness in.	I.D. in.	Orig. Cross- Section Area sq. in.	CLASS 1		PREMIUM CLASS	CLASS 2			CLASS 3			Hook Load lb								
						Yield psi	Hook Load lb	Minimum Remaining Wall (80%) in.	O.D. w/20% Wall **Reduction in.	Minimum Remaining Wall (66%) in.	Reduced Cross- Section **Area sq. in.	Cross- Section Area **Ratio per cent	O.D. w/37.5% Wall Reduction in.	Minimum Remaining Wall (66%) in.		Reduced Cross- Section Area sq. in.	Cross- Section Area Ratio per cent						
3½	16.50	3.500	.449	2.602	4.3037	75,000	322,770	.359	3.3204	.292	3.3416	77.65	250,620	3.163	.247	2.541	69.05	190,575					
						95,000	408,851														241,395		
						105,000	451,880															265,805	
						110,000	473,407															279,510	
						135,000	580,990																343,035
4	11.85	4.000	.262	3.476	3.0775	75,000	290,812	.210	3.8952	.170	2.4275	78.88	182,662	3.8035	.144	1.8729	60.86	140,467					
						95,000	292,352															177,925	
						105,000	322,137																196,654
						110,000	338,525																206,019
						135,000	416,462																252,841
4	14.00	4.000	.330	3.340	3.8048	75,000	285,360	.264	3.8680	.215	2.9890	78.55	221,775	3.753	.182	2.298	60.39	172,350					
						95,000	361,456															218,310	
						105,000	399,504																241,290
						110,000	418,528																252,780
						135,000	513,640																310,230
4½	13.75	4.500	.271	3.958	3.6014	75,000	270,105	.217	4.3916	.176	2.8441	78.97	213,307	4.2967	.149	2.1964	60.99	161,730					
						95,000	342,133															238,658	
						105,000	378,147																230,622
						110,000	395,154																241,604
						135,000	486,189																296,514
4½	16.60	4.500	.337	3.826	4.4075	75,000	330,560	.270	4.3652	.219	3.4675	78.70	260,962	4.247	.185	2.671	60.60	200,325					
						95,000	418,712															253,745	
						105,000	462,780																280,445
						110,000	484,825																293,810
						135,000	595,010																360,585
4½	20.00	4.500	.430	3.540	5.4981	75,000	412,350	.344	4.3280	.280	4.3055	78.31	322,912	4.178	.237	3.300	60.02	247,500					
						95,000	522,319															313,500	
						105,000	577,300																346,500
						110,000	604,791																363,000
						135,000	742,240																445,500
5	16.25	5.000	.296	4.408	4.3754	75,000	328,155	.237	4.8816	.192	3.4563	78.99	259,222	4.7780	.163	2.6701	61.02	200,257					
						95,000	416,653															253,659	
						105,000	459,417																280,360
						110,000	481,294																293,711
						135,000	590,679																360,463

*Load at minimum yield strength.

**Values for Premium Class are the same as those for Class 2.

TABLE 10.2 (Continued)

MAXIMUM ALLOWABLE HOOK-LOAD* FOR CLASS 1 (NEW) AND PREMIUM CLASS (USED), CLASS 2 (USED), AND CLASS 3 (USED) DRILL PIPE

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19				
Size O.D. in.	Weight lb/ft	Original O.D. in.	Wall Thick- ness in.	I.D. in.	Orig. Cross- Section Area sq. in.	CLASS 1			PREMIUM CLASS		CLASS 2			CLASS 3								
						Yield psi	Hook Load lb	Minimum Remaining Wall (80%) in.	O.D. w/20% Wall **Reduction in.	Minimum Remaining Wall (66%) in.	Reduced Cross- Section **Area sq. in.	Cross- Section Area **Ratio per cent	Hook **Load lb	O.D. w/37.5% Wall Reduction in.	Minimum Remaining Wall (66%) in.	Reduced Cross- Section Area sq. in.	Cross- Section Area Ratio per cent	Hook Load lb				
5	19.50	5.000	.362	4.276	5.2746	75,000	395,550	.290	4.8562	.235	4.1623	78.75	311,422	4.729	.199	3.200	60.67	240,000				
						95,000	501,087					394,468									304,000	
						105,000	553,830					435,991										336,000
						110,000	580,206					456,753										352,000
						135,000	712,070					660,560										432,000
5	25.60	5.000	.500	4.000	7.0686	75,000	530,140	.400	4.8000	.325	5.5292	78.22	414,076	4.625	.275	4.2340	59.89	317,550				
						95,000	671,517					523,274									402,230	
						105,000	742,200					580,566										445,700
						110,000	777,546					608,212										465,740
						135,000	964,260					746,440										571,590
5½	21.90	5.500	.361	4.778	5.8297	75,000	437,227	.289	5.3556	.235	4.5983	78.88	344,872	5.2292	.199	3.5472	60.85	266,040				
						95,000	553,821					436,838									336,984	
						105,000	612,118					482,821										372,456
						110,000	641,267					505,813										390,192
						135,000	787,009					620,770										478,872
5½	24.70	5.500	.415	4.670	6.6296	75,000	497,220	.332	5.334	.270	5.2171	78.69	391,282	5.189	.228	4.017	60.59	301,275				
						95,000	629,812					495,624									381,615	
						105,000	696,100					547,790										421,780
						110,000	729,256					573,881										441,870
						135,000	894,990					704,300										542,290

*Load at minimum yield strength.

**Values for Premium Class are the same as those for Class 2.

TABLE 10.3
 MAXIMUM ALLOWABLE HOOK-LOAD* FOR CLASS 1 (NEW) AND
 PREMIUM CLASS (USED) AND CLASS 2 (USED) TUBING WORK STRINGS

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Size O.D. In.	Weight lb/ft	Orig- inal O.D. in.	Wall Thick- ness in.	I.D. in.	CLASS 1			PREMIUM CLASS	CLASS 2				
					Orig. Cross- Section Area sq. in.	Yield psi	Hook Load lb	Minimum Remaining Wall (86%) in.	O.D. w/20% Wall **Reduction In.	Minimum Remaining Wall (65%) in.	Reduced Cross- Section **Area sq. in.	Cross- Section Area **Ratio per cent	Hook **Load lb
¾	1.20	1.050	.113	.824	.3126	55,000	18,293	.090	1.004	.074	.2584	77.69	14,212
						75,000	24,945						19,480
						80,000	26,608						20,672
¾	1.50	1.050	.154	.742	.4335	55,000	23,843	.123	.988	.100	.3343	77.12	18,367
						75,000	32,513						25,073
						80,000	34,680						26,744
1	1.80	1.315	.133	1.049	.4939	55,000	27,165	.106	1.261	.087	.3846	77.87	21,153
						75,000	37,043						28,845
						80,000	39,512						30,768
1	2.25	1.315	.179	.957	.6388	55,000	35,134	.143	1.243	.116	.4942	77.36	27,181
						75,000	47,910						37,065
						80,000	51,104						39,536
1¼	2.4	1.660	.140	1.380	.6685	55,000	36,768	.112	1.604	.091	.5250	78.53	28,875
						75,000	50,138						39,375
						80,000	53,480						42,000
1¼	3.02	1.660	.191	1.278	.8815	55,000	48,483	.153	1.584	.124	.6879	78.04	37,835
						75,000	66,113						51,593
						80,000	70,520						55,032
1¼	3.20	1.660	.198	1.264	.9094	55,000	50,017	.158	1.580	.129	.7058	77.61	38,819
						75,000	68,205						52,935
						80,000	72,752						56,464
1½	2.9	1.900	.145	1.610	.7995	55,000	43,973	.116	1.842	.094	.6290	78.87	34,505
						75,000	59,963						47,175
						80,000	63,960						50,320
1½	4.19	1.900	.219	1.462	1.1566	55,000	63,613	.175	1.812	.142	.9000	77.81	49,500
						75,000	86,745						67,500
						80,000	92,528						72,000
2¼ ₁₆	3.25	2.063	.156	1.751	.9346	55,000	51,403	.125	2.001	.101	.7367	78.83	49,159
						75,000	70,095						55,253
						80,000	74,768						58,936

*Load at minimum yield strength.

**Values for Premium Class are the same as those for Class 2.

TABLE 10.3 (Continued)
 MAXIMUM ALLOWABLE HOOK-LOAD* FOR CLASS 1 (NEW) AND PREMIUM
 CLASS (USED) AND CLASS 2 (USED) TUBING WORK STRINGS

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Size O.D. in.	Weight lb/ft	Orig- inal O.D. in.	Wall Thick- ness in.	I.D. in.	CLASS 1			PREMIUM CLASS Minimum Remaining Wall (80%) in.	O.D. * /20% Wall **Reduction in.	Minimum Remaining Wall (66%) in.	CLASS 2		Hook **Load lb
					Orig. Cross- Section Area sq. in.	Yield psi	Hook Load lb				Reduced Cross- Section ** Area sq. in.	Cross- Section Area ** Ratio per cent	
2 3/4	4.7	2.375	.190	1.995	1.3042	55,000	71,731	.152	2.299	.124	1.0252	78.61	56,368
						75,000	97,815						76,890
						80,000	104,336						82,016
						105,000	136,941						107,646
2 3/4	5.3	2.375	.218	1.939	1.4773	55,000	81,252	.174	2.287	.142	1.1551	78.19	63,531
						75,000	110,798						86,633
						80,000	118,184						92,408
						105,000	155,117						121,286
2 3/4	5.95	2.375	.254	1.867	1.6925	55,000	93,088	.203	2.270	.165	1.3094	77.37	72,017
						75,000	126,938						98,205
						80,000	135,400						104,752
						105,000	177,713						137,487
2 3/4	6.5	2.875	.217	2.441	1.8120	55,000	99,660	.174	2.789	.141	1.4295	78.89	78,623
						75,000	135,900						107,213
						80,000	144,960						114,360
						105,000	190,260						150,098
2 3/4	8.7	2.875	.308	2.259	2.4839	55,000	136,615	.246	2.751	.200	1.9360	77.94	106,480
						75,000	186,293						145,200
						80,000	198,712						154,880
						105,000	260,810						203,280
2 3/4	9.5	2.875	.340	2.195	2.7078	55,000	148,929	.272	2.739	.221	2.1081	77.85	115,946
						75,000	203,085						158,108
						80,000	210,624						168,648
						105,000	270,780						221,351
2 3/4	10.7	2.875	.392	2.091	3.0578	55,000	168,179	.314	2.719	.255	2.3724	77.59	130,482
						75,000	229,335						177,930
						80,000	244,624						189,792
						105,000	321,069						249,102
2 3/4	11.0	2.875	.405	2.065	3.1427	55,000	172,849	.324	2.713	.263	2.4317	77.38	133,734
						75,000	235,703						182,378
						80,000	251,416						194,536
						105,000	329,984						255,329

*Load at minimum yield strength.

**Values for Premium Class are the same as those for Class 2.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS
MATERIA: FLUIDOS DE PERFORACION DE POZOS
GEOTERMICOS.

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINO
AMERICANA DE ENERGIA, BANCO INTERAMERICANO
DE DESARROLLO, COMISION FEDERAL DE ELECTRI
CIDAD, INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRI
CAS UNAM-F.I-DECFI

PRUEBAS FISICAS Y QUIMICAS
EFECTUADAS A LOS LODOS DE PERFORACION

QUIM. ROSA DE JESUS HERNANDEZ

“Pruebas Físicas y Químicas Efectuadas a los Lodos de Perforación” (*)

Por René Berber G. (**)

El propósito de analizar el lodo de perforación es el de determinar su habilidad para cumplir ciertas funciones necesarias, que pueden ser diferentes y características de cada región. El estándar de la industria petrolera sobre pruebas de lodos, es el establecido por la A.P.I. y publicada en el boletín No. 29 “Recommended Practices on Standard Field Procedure for Testing Drilling Fluids”, (Tentative). La mayor parte de las pruebas que describimos a continuación están tomadas del manual indicado y, otras pruebas especiales, del folleto “Field Testing of Drilling Mud” de la Baroid Division, National Lead.

DENSIDAD DEL LODO

La determinación y el control de la densidad de los lodos es esencial para el desempeño de algunas funciones básicas, tales como evitar el flujo de hidrocarburos y de otros fluidos al pozo y el de evitar derrumbes. También es necesario el valor de la densidad para poder efectuar cálculos hidráulicos, cálculos de contenido de diferentes clases de sólidos en el lodo, de consumo de materiales para aumentar o disminuir la densidad, etc.

La densidad absoluta o simplemente densidad, es la masa de una sustancia dividida por su volumen; las unidades son las mismas en los sistemas absoluto y gravitacional. En el sistema métrico se da en gramos masa (gm) por centímetro cúbico (gm/cc), y en el sistema inglés en libras masa (lbm) por pie cúbico (lbm/pie³). El peso específico, gravedad específica o densidad relativa, es la relación de la masa de un volumen dado de una sustancia, entre la masa de un volumen igual de una sustancia que se toma como referencia; por lo tanto no tiene unidades. Para los sólidos se toma generalmente como referencia el agua a 4°C, y como el valor de esta densidad

en el sistema cgs es de 1.00 gm/cc, resulta que numéricamente son iguales, en el sistema cgs, la densidad y el peso específico. También, por ser una relación, el valor numérico del peso específico es el mismo en cualquier sistema de unidades. El peso o gravedad específica se define también, en el sistema de unidad gravitacional, como el peso de la unidad de volumen de una sustancia y las unidades en el sistema métrico gravitacional son de gramos fuerza (gf) por centímetro cúbico (gf/cc), y en el sistema inglés gravitacional, libras fuerza (lbf) por pie cúbico (lbf/pie³). Con estas últimas unidades se opera normalmente en los cálculos con lodo.

Dos instrumentos se emplean comúnmente para la determinación de la densidad del lodo: una balanza y un hidrómetro. La balanza es la más empleada entre nosotros.

PRUEBA No. 1 DETERMINACION DE LA DENSIDAD POR MEDIO DE LA BALANZA.

Se han fabricado balanzas con diferentes cantidades y tipos de escalas y de diversos rangos o capacidades. A continuación damos los de las balanzas más comunes.

Balanzas con dos escalas de los siguientes rangos:

- De 7.8 a 18.4 libras por galón; graduaciones, de 0.1 lb/gal.
- De 58 a 136 libras por pie³; graduaciones de 0.5 lb/pie³.

Otra balanza con 4 escalas con los siguientes rangos:

(*) Primer Congreso de Especialistas en el Control de Fluidos de Perforación en Poza Rica, Ver.

(**) Ing. de la Superintendencia General de Perforación. México, D. F.

De 0.72 a 2.88 de peso específico; graduaciones de 0.01 unidades.

De 6 a 24 libras por galón; graduaciones de 0.1 lb/gal.

De 45 a 180 libras por pie cúbico; graduaciones de 0.5 lb/pie³.

De 310 a 1,250 lb/pg² por cada 1,000 pies de profundidad (escala útil para calcular el gradiente de presión del lodo, en unidades del sistema inglés).

El rango de estas balanzas puede aumentarse en los dos sentidos, usando una extensión especial para pesos mayores y una tapa de mayor peso para densidades menores.

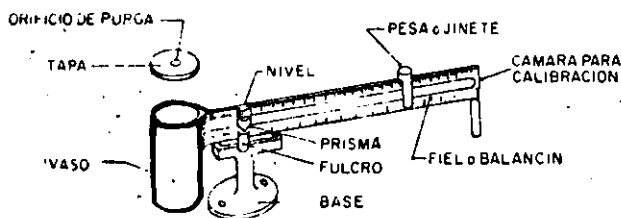


FIGURA 1

Procedimiento:

1. Coloque la balanza en una superficie lisa y nivelada.
2. Quite la tapa y llene totalmente la copa con el lodo que se va a pesar. Si la copa está mojada, deseche la primera porción de lodo. No deben quedar burbujas de aire atrapadas en el lodo; golpee ligeramente la copa hasta que desaparezcan.
3. Coloque la tapa dándole un ligero movimiento de rotación hasta que quede firmemente sentada sobre la copa, asegurándose de que parte del lodo escape por el orificio de purga.
4. Limpie de lodo el exterior de la balanza.
5. Coloque la balanza sobre su base, de manera que el prisma descansa sobre el fulcro.
6. Mueva la pesa hasta balancear el instrumento, ayudándose para ello con el nivel de burbuja.
7. Lea el peso del lodo en el lado de la pesa más próximo al prisma.

Resultado.

Reporte el resultado hasta centésimas de gramo por centímetro cúbico. Para convertir la lectura de lb/gal a g/cc, multiplique por el factor 0.12.

Calibración.

La balanza debe calibrarse frecuentemente con agua dulce, la cual debe dar una lectura, a la temperatura ambiente, de 1.00 g/cc (8.33 lb/gal). Las balanzas se pueden ajustar quitando o poniendo municiones de plomo en el depósito especial al extremo del fiel.

VISCOSIDAD

Viscosidad es la medida de la resistencia interna de los líquidos o de los gases al flujo. Si tenemos dos superficies paralelas en el seno de un líquido, separadas una distancia d (ver fig. 2) por el mismo líquido y, a una de ellas, de área A , se le aplica la fuerza tangencial F para producir una velocidad relativa v de una superficie respecto a la otra, tenemos que la magnitud de esa fuerza es directamente proporcional al área considerada y a la velocidad relativa de las superficies, e inversamente proporcional a la distancia entre estas superficies, esto es:

$$F = \frac{Av}{d} \mu \quad (1)$$

en donde el coeficiente de proporcionalidad μ es la viscosidad.

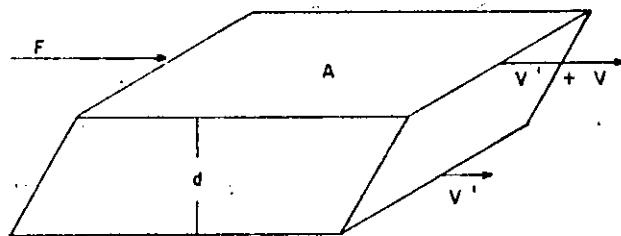


FIGURA No. 2

La unidad de viscosidad en el sistema cgs es el "poise" y se define como la viscosidad de un líquido hipotético tal que una fuerza tangencial de una dina hace que dos superficies paralelas en el seno del líquido, de un centímetro cuadrado de área y a un centímetro de distancia una de otra, se muevan a una velocidad relativa de un centímetro por segundo. En la práctica se emplea más la centésima parte del poise o "centipoise". El agua tiene una viscosidad de 0.895 cps a 25° C.

La viscosidad de los líquidos disminuye al aumentar la temperatura. Un aumento de presión produce un aumento en la viscosidad, aunque este efecto es más notable a presiones considerablemente altas.

La viscosidad de los lodos afecta la velocidad de perforación. En una misma formación y manteniendo todas las demás variables iguales, la velocidad de perforación disminuye a medida que se aumenta la viscosidad. En la fig. 3 se muestra una curva promedio del efecto de la viscosidad en la velocidad de perforación, obtenida con datos de laboratorio, según Eckel (A.P.I. Drilling and Production Practices, 1954, pág. 119). De acuerdo con esta curva, la mayor reducción en la velocidad de perforación se obtiene en el rango de viscosidad de 0 a 15 centipoises y, desafortunadamente, la mayor parte de los lodos que contienen bentonita poseen viscosidades aparentes mayores de 15 cps.

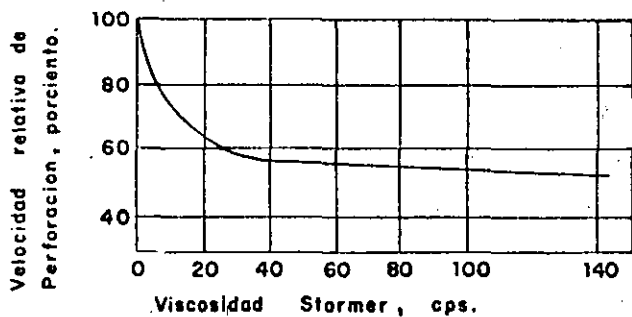


FIGURA No. 3

Este efecto de la viscosidad sobre la velocidad de perforación se debe posiblemente a una o varias de las siguientes causas: (1), al aumentar la viscosidad del lodo disminuye la eficiencia hidráulica de las bombas de lodo; (2), un aumento de viscosidad incrementa las pérdidas por fricción en el circuito de lodo, lo cual significa por lo general una reducción en el volumen de lodo circulado y menor eficiencia del lodo para eliminar los cortes y evitar que la barrena los remueva; (3), los lodos con muy altas viscosidades proporcionan un colchón viscoso que disminuye la fuerza de impacto de los dientes de la barrena sobre la formación.

Si en la ecuación (1) se despeja μ y se arre-

glan los términos, tenemos la siguiente ecuación muy útil para el estudio reológico de los líquidos:

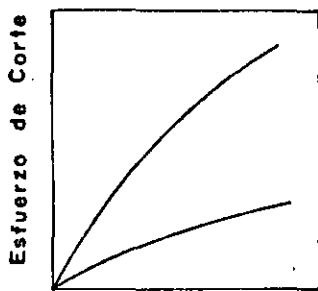
$$\mu = \frac{F/A}{v/d} \quad (2)$$

A la fracción del numerador, F/A , donde F , recordamos, es una fuerza tangencial, le llamamos "esfuerzo de corte" y a la fracción v/d , un gradiente de velocidad, le llamamos "velocidad de corte".

El estudio de la viscosidad como se indica en la fórmula (2), es decir, como la relación del esfuerzo de corte con la velocidad de corte en un líquido, tiene aplicación práctica en los viscosímetros de tipo rotacional. Determinando la variación del valor del esfuerzo de corte a diferentes velocidades de corte, se pueden conocer las propiedades reológicas de los lodos de perforación y de cualquier otro líquido.

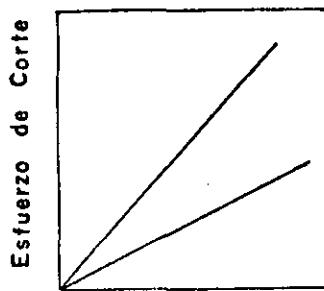
De acuerdo con la variación del valor de esfuerzo de corte al variar la velocidad de corte, se han establecido cuatro tipos o modelos ideales de fluidos, que son: los newtonianos (también llamados "verdaderos"), los líquidos pseudoplásticos, los líquidos dilatantes y los líquidos plásticos de Bingham. Los tres últimos tipos se conocen también con el nombre genérico de no-newtonianos. La mayor parte de los lodos de perforación son suspensiones coloidales y/o emulsiones que se comportan como fluidos plásticos o no-newtonianos, y se asemejan al modelo propuesto por Bingham, por lo que a los lodos de perforación se les denomina también líquidos plásticos de Bingham.

Líquidos newtonianos. — Se caracterizan porque la relación del esfuerzo de corte con la velocidad de corte es constante; esto es, su viscosidad es constante si permanecen fijos la temperatura y la presión (ver fig. 4). Esta misma condición la cumplen también los gases y desde este punto de vista pueden considerarse como fluidos newtonianos.



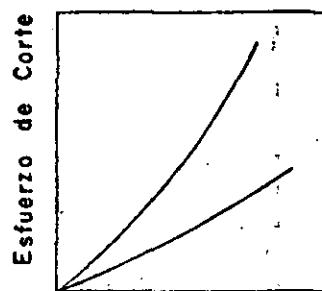
Velocidad de Corte

FIGURA No. 5



Velocidad de Corte

FIGURA No. 4



Velocidad de Corte

FIGURA No. 6

El peso específico de los sólidos es:

$$PE_s = \frac{1,111.8}{10 \times 30.5} = 3.645$$

100cc de estos sólidos pesan 364.5 gramos, y con la fórmula (21) resulta $V_o' = 36.3\%$, y con las ecuaciones (22) y (23) obtenemos

$$V_a = 11.1\%, V_b = 19.4\%$$

por lo que el análisis completo del lodo es:

	% en vol	g/lit
Agua	59.8	598.0
Aceite	8.8	70.4
NaCl	0.9	19.8
Arcilla	11.1	277.5
Barita	19.4	834.2
	<hr/> 100.0	<hr/> 1,799.9 = 1,800.0

Normalmente las arcillas en un lodo no deben de estar en una concentración mayor de 100-175 kg/m³; si la arcilla fuera bentonita de buena calidad, la concentración sería de 40 a 60 kg/m³ por lo cual, el lodo a que se refiere el ejemplo debe diluirse o centrifugarse para eliminar una parte de las arcillas. Para comparar, podemos calcular con la ecuación (15) cual sería el porcentaje de sólidos que tendríamos normalmente en un lodo de la Zona Norte:

$$V_s = (1.80 - 0.88) \times 30.8 = 28.3 \pm 1\%$$

Junto con las retortas de destilación de lodo se proporcionan tablas, como la indicada a continuación, para hacer también el cálculo de las proporciones relativas de arcilla y de barita en el total de sólidos de un lodo. Debe hacerse también previamente la corrección del volumen de sólidos, si el lodo contiene 20,000 mg/lit de Cl o más.

Tabla No. 1

Peso específico de los sólidos	Barita por ciento en peso	Arcilla, por ciento en peso
2.6	0	100
2.8	18	82
3.0	34	66
3.2	48	52
3.4	60	40
3.6	71	29
3.8	81	19
4.0	89	11
4.3	100	0

Con el peso específico de los sólidos calculado en el ejemplo anterior (3.65), interpolamos en la tabla 1 y obtenemos que el 73.5% de los sólidos es barita y el 26.5% es arcilla. Entonces:

$$1,111.8 \times 0.735 = 817.2 \text{ gramos de barita en un litro de lodo,}$$

$$1,111.8 \times 0.265 = 294.6 \text{ gramos de arcilla en un litro de lodo.}$$

Los valores obtenidos por los dos procedimientos concuerdan con una aproximación menor del 5%. Creemos que cualquiera de los dos es útil para el control de sólidos, pero recomendamos que se utilice solamente uno de ellos en un mismo pozo. En el método algebraico se pueden alterar los pesos específicos de la barita y de la arcilla para ajustarse a valores reales en un determinado pozo.

Como ejemplo de problemas de lodos que pueden resolverse con los datos proporcionados por la retorta, tenemos el siguiente:

Si basándonos en los datos de destilación de la retorta, se obtiene un peso específico de los sólidos igual a PE_s' , calcular a qué porcentaje en volumen deberá aumentarse el agua en el lodo para obtener otra densidad de sólidos PE_s'' , siendo $PE_s'' > PE_s'$. Deben conservarse el mismo peso específico del lodo y el mismo porcentaje de aceite emulsionado.

Llamando V_w'' = nuevo % de agua, necesario para obtener un peso de sólido PE_s''

V_s'' = nuevo porcentaje en volumen de sólidos,

Entonces: $V_s'' = 100 - (V_w'' + V_a)$

Haciendo un balance en peso:

$$\text{Peso del lodo} = \text{Peso del agua} + \text{Peso del aceite} + \text{Peso de sólidos} \\ 100 \times DL = V_w'' + D^a \times V_a + PE_s'' (100 - (V_w'' + V_a))$$

En esta ecuación podemos calcular el valor de V_w'' .

Ejemplo. En nuestro ejemplo anterior obtuvimos un peso específico de sólidos de 3.65. Si queremos aumentar este peso a 3.75, ¿cuál será el nuevo porcentaje de agua, si se mantiene el peso del lodo en 1.80 y el porcentaje de aceite en 8.8? Peso específico del aceite 0.8.

Substituyendo valores en la ecuación anterior:
 $100 \times 1.80 = V_w'' + 0.8 \times 8.8 + 3.75(100 - (V_w'' + 8.8))$
 de donde $V_w'' = 61.5\%$, luego el porcentaje de agua debe aumentarse de 59.8 a 61.5, el aceite quedaría en 8.8% y los sólidos totales, incluyendo el NaCl, en 29.7%.

PRUEBA No. 13 DETERMINACION DE LA TEMPERATURA DEL LODO.

Esta determinación es útil como orientación para el tratamiento químico adecuado de los lodos. Por ejemplo, algunos reactivos, como los fosfatos complejos, se descomponen a altas temperaturas, perdiendo sus propiedades dispersantes y, en algunos casos originando floculación del lodo; la mayor parte de los lodos tratados con hidróxido de calcio se solidifican a altas temperaturas.

Las lecturas de la temperatura se hacen cuando el lodo está en circulación y generalmente se hacen a la salida y a la entrada del pozo. Es útil conocer también las temperaturas obtenidas a diferentes profundidades cuando se efectúan perfilajes eléctricos, teniendo en cuenta que los valores registrados son siempre menores que las temperaturas estáticas de la formación, a las mismas profundidades. También es útil determinar en forma aproximada las temperaturas del pozo, empleando el gradiente geotérmico de la región. Este método debe emplearse para estimar temperaturas en pozos profundos y poder desarrollar un programa de lodos adecuado. Los gradientes de temperatura varían de un lugar a otro y el inconveniente de este método es que no disponemos de los valores del gradiente en las áreas que se perfora. Como un ejemplo de las variaciones en el valor del gradiente, en el estado de Texas se han medido gradientes desde 0.55° hasta 4.01°C por cada 100 m de profundidad. Un valor promedio es un aumento de 1°C por cada 30.5 metros de profundidad, o 3.28°C por cada 100 metros.

Otro dato necesario para calcular la temperatura en un pozo a diferentes profundidades, es la temperatura media en la superficie para cada área. En la Zona Norte podemos tomar como un valor aproximado para la temperatura de la superficie, 47°C .

Por ejemplo, en un pozo de la Zona Norte programado a 4,000 m, podemos estimar la temperatura máxima, con un gradiente normal, en la siguiente forma:

$$\text{Temp. máxima} = 47 + 4,000 \times (3.28/100) = 178^\circ\text{C}.$$

Factores para convertir grados Fahrenheit a centígrados y viceversa:

$$^\circ\text{C} = (5/9) (^\circ\text{F} - 32)$$

$$^\circ\text{F} = (9/5) (^\circ\text{C} + 32)$$

$$1^\circ\text{C} = 1.8^\circ\text{F}$$

PRUEBA No. 14 DETERMINACION DE TENSION SUPERFICIAL E INTERFACIAL.

Al reducir la tensión superficial de los lodos de perforación se obtienen las siguientes ventajas:

- a) En algunos tipos de formaciones, especialmente en lutitas, se observa un aumento en la velocidad de perforación.
- b) Es más fácil eliminar el filtrado que invade las zonas productoras cuando ese filtrado tiene tensión superficial baja.
- c) Lodos con baja tensión superficial evitan el embolamiento de las barrenas y reducen el peligro de pegaduras diferenciales.

La atracción entre las moléculas de un líquido se manifiesta en forma especial en la superficie del mismo, donde dichas moléculas están sujetas a una fuerza no balanceada; son atraídas por las moléculas interiores y el líquido tiende a presentar la mínima área superficial. Este hecho explica varios fenómenos, como la forma esférica de las gotas de agua, el levantamiento del nivel de agua en un tubo capilar y el movimiento del agua en contacto con papel absorbente o en suelos arcillosos.

La fuerza que actúa paralela a la superficie del líquido y que tiende a disminuir su extensión, se denomina "tensión superficial". En el sistema de unidades cgs, la unidad de tensión superficial es la dina/cm. El agua destilada a la temperatura ambiente tiene una tensión superficial de unas 75 dinas/cm y los aceites derivados del petróleo de 20 a 30 dinas/cm. Diferentes sustancias disueltas en el agua pueden aumentar o disminuir su tensión superficial; sin embargo, es relativamente fácil reducir considerablemente la tensión superficial de un líquido, pero no puede aumentarse mucho. Al aumentar la temperatura de un líquido disminuye su tensión superficial, hasta llegar a ser nula a la temperatura crítica.

La tensión superficial puede medirse cuantitativamente por varios métodos, siendo el más exacto el que se basa en la altura que alcanza un líquido en un tubo capilar. Los otros métodos son: la medida de la fuerza necesaria para despegar un aro de la superficie del líquido; el peso de las gotas que se desprenden de un gotero especial y la reflexión de la luz de ondas formadas en la superficie del líquido.

La tensión superficial se determina cuando el líquido está en contacto con el aire o con sus vapores y la tensión interfacial se determina en la superficie de contacto de dos líquidos no miscibles o parcialmente miscibles.

La tensión interfacial puede definirse como la fuerza contráctil, en dinas por centímetro, que opera en el plano de la interfase de dos líquidos no miscibles, y en ángulo recto a ella. En líquidos no miscibles, es igual a la diferencia de tensiones superficiales de los dos líquidos en contacto con sus vapores saturados. En líquidos parcialmente miscibles, la solución de uno en otro puede alterar grandemente los valores de tensión superficial. La tensión interfacial se puede medir por cualquiera de los métodos indicados para la tensión superficial.

Algunas sustancias disueltas en una o en las dos fases líquidas, ocasionan grandes cambios en el valor de la tensión de interfase y en las propiedades coloidales. Se ha encontrado que los solutos que reducen la tensión interfacial, por ejemplo los jabones, se concentran en mayor cantidad en la interfase que en el cuerpo del líquido. Otros solutos están en la misma concentración tanto en la película de interfase como en el cuerpo del líquido, y no afectan la tensión interfacial, independientemente de la concentración del soluto. Finalmente, si la concentración de un soluto en la interfase es menor que su concentración en el cuerpo del líquido, la tensión interfacial aumentará. En este último caso, los solutos no tienen gran influencia en el aumento de la tensión interfacial, debido a que la mayor parte de dicho soluto está concentrada en el cuerpo del líquido, donde no puede ejercer gran influencia sobre el fenómeno de interfase.

Procedimiento.

El procedimiento para determinar las tensiones superficiales e interfaciales que se describe, se basa en la medida de la fuerza necesaria para desprender un aro de alambre, empleando el tensiómetro marca Fisher, Modelo No. 20.

a) Tensión superficial.

1. En una mesa libre de vibraciones nivele el tensiómetro con el nivel de burbuja en la base del instrumento y los tornillos del lado izquierdo de la base.
2. Coloque una muestra de lodo o de filtrado (de preferencia éste último), en un vaso de vidrio cilíndrico que tenga un

diámetro interior de 45 mm o mayor. Debe tomarse especial cuidado de que la muestra de líquido no se contamine con agua, con aceite o con cualquier otra sustancia.

3. El aro de platino-iridio, perfectamente limpio, se coloca en su gancho y se pone freno al brazo de la balanza.
4. El vaso con la muestra de líquido se coloca en su soporte. El soporte se mueve para colocarlo debajo del aro y se levanta, dando vueltas al tornillo en la parte inferior de dicho soporte. El aro debe quedar sumergido en el líquido a unos 3 milímetros de la superficie.
5. Se quita el freno al brazo de torsión. Con el control del lado derecho del estuche, se nivela el brazo de torsión hasta que su imagen esté en línea con la marca de referencia en el espejo. Debe tenerse cuidado de que el aro se mantenga bajo la superficie del líquido durante esta operación, subiendo o bajando el soporte de la muestra.
6. Con el control principal al frente del instrumento, ponga el cero del vernier con el cero de la escala exterior del indicador de tensión superficial.
7. Baje el soporte de la muestra hasta que el aro esté en la superficie del líquido y con el control del lado derecho del estuche mantenga el brazo de torsión nivelado con la marca de referencia en el espejo. Al bajar más la muestra la superficie del líquido estará distendida, pero el índice debe mantenerse al nivel de la marca. Continúe los dos ajustes simultáneamente, hasta que la película distendida en la superficie del líquido se rompa.
8. La lectura de la escala exterior en este punto es la tensión superficial aparente del líquido, en dinas/cm, a la temperatura del laboratorio.

b) Tensión interfacial de un líquido denso o uno menos denso.

1. Se nivela el tensiómetro en la forma indicada.
2. Se vacía el líquido más denso al vaso y se coloca en el soporte. Se pone el freno al brazo de torsión y se sumerge el aro unos 3 mm en ese líquido.

3. Se quita el freno y se ajusta el índice del brazo y su imagen con la marca en el espejo. Manténgase el aro sumergido en el líquido durante estas operaciones. Ajuste el cero del vernier con el cero de la escala exterior.
4. Vacíe el líquido más ligero sobre el líquido más pesado. El espesor del líquido ligero debe ser suficiente para que el aro no toque su superficie superior antes de que la película de interfase se rompa.
5. Déjense los líquidos en reposo cuando menos 30 segundos para que se establezca la interfase.
6. Determine la tensión interfacial aparente, a la temperatura de los líquidos, en la misma forma que se indicó en el párrafo 7 de la medida de tensión superficial.

c) Tensión interfacial de un líquido menos denso a otro más denso.

1. Nivele el tensiómetro en la forma indicada.
2. En el vaso de vidrio se vacía el líquido más denso, llenándolo hasta una altura de 10 mm o más. Encima se pone el líquido menos denso. Se coloca el vaso en el soporte. Se pone el freno al brazo de torsión y se sumerge el aro de platino-iridio, perfectamente limpio, en el líquido menos denso, hasta quedar a unos 3 mm de la interfase líquida.
3. Se quita el freno y se nivela el índice del brazo de torsión con la marca en el espejo. Durante esta operación, el aro no debe tocar la interfase o la superficie superior del líquido más ligero.
4. Se pone el cero del vernier con el cero de la escala interior.
5. Se sube el soporte de la muestra hasta que el aro toque la interfase líquida; al mismo tiempo se mantienen en línea el índice del brazo y la marca en el espejo. La interfase entre los dos líquidos quedará distendida pero el índice debe mantenerse con la línea de referencia. Continúe los dos ajustes simultáneamente hasta que la película distendida en la interfase se rompa.
6. La lectura de la escala en el punto de ruptura de la película interfacial, es el valor de la tensión interfacial aparente a la temperatura de los líquidos.

Nota. Como las tensiones interfaciales y superficiales varían con la temperatura, para trabajo de control deben de hacerse las medidas a una misma temperatura.

Cálculos.

El tensiómetro Fisher da las tensiones superficiales e interfaciales aparentes. Para calcular la tensión superficial o interfacial verdaderas, se emplea la fórmula:

$$S = P \times F$$

en donde S = tensión verdadera.

P = valor aparente,

F = factor numérico de corrección.

El factor de corrección F depende del diámetro del aro y del diámetro del alambre de platino-iridio que forma el aro; de los valores de las tensiones superficiales e interfaciales aparentes y de la densidad de las dos fases. El valor de F está dado por la ecuación:

$$F = 0.7250 + \sqrt{\frac{0.01452P}{C^2(D-d)}} + 0.04534 - \frac{1.679r}{R}$$

donde

R = radio del aro, en centímetro (= C/π),

r = radio del alambre del aro, en centímetros (generalmente tienen un radio de 0.01778 cm),

P = valor aparente de la tensión, en dinas/cm,

D = densidad del líquido más denso, en g/cc,

d = densidad del líquido más ligero, en g/cc,

C = la circunferencia del aro, en centímetros (generalmente es igual a 6.00 cm, aunque la medida exacta se indica en el envase de cada anillo),

0.04534 - 1.679r/R; 0.7250 y 0.01452 son constantes numéricas universales para todos los aros.

El valor del factor de corrección se usa con mayor facilidad en gráficas basadas en la fórmula anterior.

Calibración.

El tensiómetro debe calibrarse periódicamente, con líquidos de tensión superficial conocida, para asegurar la exactitud de los resultados. De-

berá: calibrarse cuando se le cambie el aro de platino-iridio y cuando se transporte el tensiómetro a una localización que tenga diferente valor de la aceleración de la gravedad a la que esté calibrado.

PRUEBA No. 15 CELDA PARA SOMETER LOS LODOS A ALTAS TEMPERATURAS.

La celda que se describe es de la casa Baroid y la prueba sirve para determinar las variaciones que sufren, una o varias propiedades de un lodo, cuando está sujeto a una temperatura alta en condiciones estáticas o de movimiento lento. Se puede estudiar con esta celda, en cualquier tipo de lodo, la estabilidad de los aditivos para reducir filtrado, para dispersar, etc.; en los lodos emulsionados se determina la estabilidad de la emulsión con la temperatura y se puede estudiar, en lodos tratados con cal, el aumento de viscosidad cuando están en movimiento expuestos a altas temperaturas y su grado de solidificación cuando están estáticos.

Si se conoce la temperatura a la que está o va a estar sujeto un lodo en un pozo, conviene aplicar esta temperatura a la muestra de lodo en el laboratorio. Generalmente se conoce sólo en forma aproximada y en estos casos es mejor aplicar a la muestra una temperatura mayor de la que se sospecha existe en el fondo del pozo. En la mayoría de las estufas eléctricas se pueden aplicar temperaturas hasta de 175°C; para mayores temperaturas, se recomienda calentar con baños de aceite.

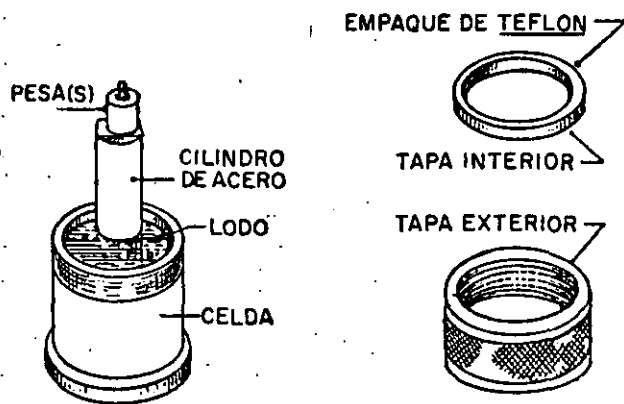


FIGURA 19

El equipo consiste en una celda con cierre hermético, dentro de la cual se coloca la muestra de lodo; de un baño de aceite con termostato o una estufa eléctrica o de aire caliente, de labo-

ratorio. Hay estufas que tienen rodillos giratorios, sobre los que se coloca la celda con la muestra de lodo y al mismo tiempo que se calienta ésta, se agita, simulando las condiciones en un pozo y dando mayor oportunidad de reaccionar a los componentes del lodo.

Procedimiento.

1. Vacíe la muestra de lodo en la celda limpia, hasta unos 10 mm del borde; aproximadamente 300 cc de lodo. Asegúrese que el borde de la celda esté limpio de lodo. Coloque la cubierta interior que lleve un empaque de Teflón en buenas condiciones. Atornille a mano la tapa exterior y apriete con una llave Allen el tornillo que lleva la tapa en el centro.
2. Coloque la celda en el baño de aceite o en la estufa y ajuste la temperatura al valor deseado.
3. Después de haberse calentado la muestra de lodo el tiempo deseado, se saca la celda de la fuente de calor y se deja enfriar. No se destape una celda que tenga una temperatura mayor de 65°C.
4. Se afloja el tornillo Allen, se desatornilla la tapa exterior y se quita la tapa interior.
5. Determine la condición del lodo y reporte si está fluido, gelatinoso, plástico o solidificado. Se pueden determinar también otras propiedades del lodo, como pérdida de agua, pH; viscosidad plástica, etc. Se puede determinar también un esfuerzo de corte comparativo empleando un cilindro de acero inoxidable Baroid. Este cilindro se coloca sobre la superficie de la muestra de lodo y, si es necesario, se le colocan en la parte superior suficientes pesas para iniciar su movimiento hacia abajo. Cuando la fuerza de corte de la muestra de lodo contra la superficie del cilindro, es suficiente para soportar el peso aplicado, cesará el movimiento del cilindro. Si se pusieron demasiadas pesas sobre el cilindro y éste se sumerge totalmente en el lodo, no se aplica el procedimiento dado a continuación. Se mide la longitud del cilindro expuesta sobre la superficie del lodo y se calcula el esfuerzo de corte, en lb(100 pie²), con la siguiente fórmula:

$$S = \frac{9.18W}{X} - 2.18U$$

donde

- S = esfuerzo de corte, en lb/(100 pie²),
W = peso total sobre el cilindro, en gramos, incluyendo los 16 gramos que pesa dicho cilindro, cuyas medidas son: longitud 3.5 pg, diámetro exterior 1.4 pg, espesor de la pared 0.008 pg.
X = longitud de la parte sumergida del cilindro, en cm. Es igual a la longitud total del cilindro, 8.89 cm, menos la longitud de la parte expuesta, en cm.
U = densidad del lodo, en g/cc.

DETERMINACION DE pH

La determinación del pH es necesaria como guía para el tratamiento químico de los lodos de perforación, ya que algunos reactivos requieren cierto rango de pH o alcalinidad para trabajar eficientemente: los cambios en el valor del pH también indican la presencia de contaminantes, tales como cemento, cloruro de calcio, etc.

El pH se define como el logaritmo común de la recíproca de la concentración de iones hidrógeno:

$$pH = \log \frac{1}{[H^+]}$$

Esta pH es una indicación de la alcalinidad o acidez de un lodo y debe ser, en condiciones normales, siempre mayor de 7, para evitar la corrosión de las partes metálicas; además, la bentonita se flocula en medio ácido.

Hay dos métodos prácticos para determinar el pH de los lodos en los pozos y en el laboratorio: con indicadores y con potenciómetro.

PRUEBA No. 16 DETERMINACION DEL pH CON INDICADORES.

Los colorantes que cambian de color o de intensidad según el pH de la solución con que se ponen en contacto, se encuentran impregnados en tiras de papel; a este papel se le llama indicador. Los rangos de papel indicador comúnmente usados en lodos son de 1 a 11, de 10 a 14 y de 6 a 9.5.

Procedimiento.

1. Una pequeña tira de papel indicador se

coloca con cuidado sobre la superficie del lodo, o se humedece con una gota del filtrado del lodo.

2. Deje el tiempo necesario para que se humedezca bien la tira de papel y se estabilice el color.
3. Compare el color resultante en la tira de papel con los colores de referencia que vienen con cada rollo de papel indicador.
4. Reporte el pH del lodo aproximado a 0.5 o a 0.2 unidades, según la escala de colores del papel indicador usado.

Nota. El papel indicador no da resultados correctos en lodos con alta concentración de sal. Emplee el método potenciométrico en lodos que contengan más de 10,000 ppm de Cl⁻.

PRUEBA No. 17 DETERMINACION POTENCIOMETRICA DEL pH.

Esta determinación da valores más exactos del pH que el método anterior. Existen varios tipos de potenciómetros portátiles y de laboratorio, cuyas partes principales son: un electrodo de vidrio, un electrodo de referencia de calomel y un amplificador electrónico del potencial eléctrico generado por los iones hidrógeno en el lodo. Un procedimiento general para la operación de ellos es el siguiente; los detalles de manejo vienen con cada marca de potenciómetro.

Procedimiento.

1. Ajuste el instrumento empleando una solución reguladora (buffer), de pH conocido.
2. Lave los electrodos con agua destilada y séquelos con un papel absorbente.
3. Sumerja los electrodos en un vaso de precipitados que contenga la muestra de lodo, o de filtrado, y agítese ligeramente moviendo el vaso.
4. Mídase el pH del lodo o del filtrado de acuerdo con las instrucciones del potenciómetro. Lea el valor del pH cuando la aguja indicadora deje de moverse.
5. Reporte el valor del pH aproximando hasta las décimas y reporte también la temperatura de la muestra en °C.

Observaciones.

1. Después de cada determinación de pH lávense los electrodos con agua destilada y séquelos con papel absorbente.

2. Si el potenciómetro se usa con frecuencia, manténganse los electrodos sumergidos en agua destilada.
3. El potenciómetro debe conservarse en un lugar fresco, seco y libre de vibraciones.
4. Use una muestra nueva de solución reguladora en cada calibración del potenciómetro.
5. De preferencia, use una solución reguladora que tenga un pH aproximado al del lodo que se va a medir. Los electrodos deben sumergirse en la solución reguladora 5 minutos o más antes de ajustar el potenciómetro. Existen soluciones reguladoras con diferentes valores de pH. Las más usuales en lodos son las de pH de 7, de 9 y de 12. No emplee agua destilada para comprobar un potenciómetro. La medida exacta del pH en el agua destilada es difícil debido a la baja concentración de iones de hidrógeno.
6. El potenciómetro debe ajustarse con solución reguladora en cada determinación o en cada serie de determinaciones. Para obtener resultados más exactos, se recomienda ajustar el potenciómetro con dos o más soluciones reguladoras, por ejemplo las de pH 7 y 12, antes de hacer las determinaciones al lodo.

PRUEBA No. 18 DETERMINACION DEL CONTENIDO DE AGUA EN LOS LODOS A BASE DE ACEITE.

Los lodos a base de aceite contienen un bajo porcentaje de agua, generalmente de 2 a 5%, y el método de la retorta de lodo no da buenos resultados con estos lodos, debido principalmente a la dificultad de leer el menisco cuando se tiene tan poca agua. Esta determinación es también por destilación, pero empleando los siguientes aparatos (ver fig. 20)

Equipo necesario.

1. Una parrilla eléctrica o un mechero de gas Bunsen.
2. Un matraz de destilación de fondo redondo y cuello corto, de 500 cc de capacidad.
3. Una trampa lateral de destilado, de 25 cc, graduada.
4. 50 cc. de tolueno o dexileno.
5. Tubo refrigerante con enfriamiento de

agua, de una longitud no menor de 15.75", que ajuste en la trampa lateral.

6. Perlas de vidrio.

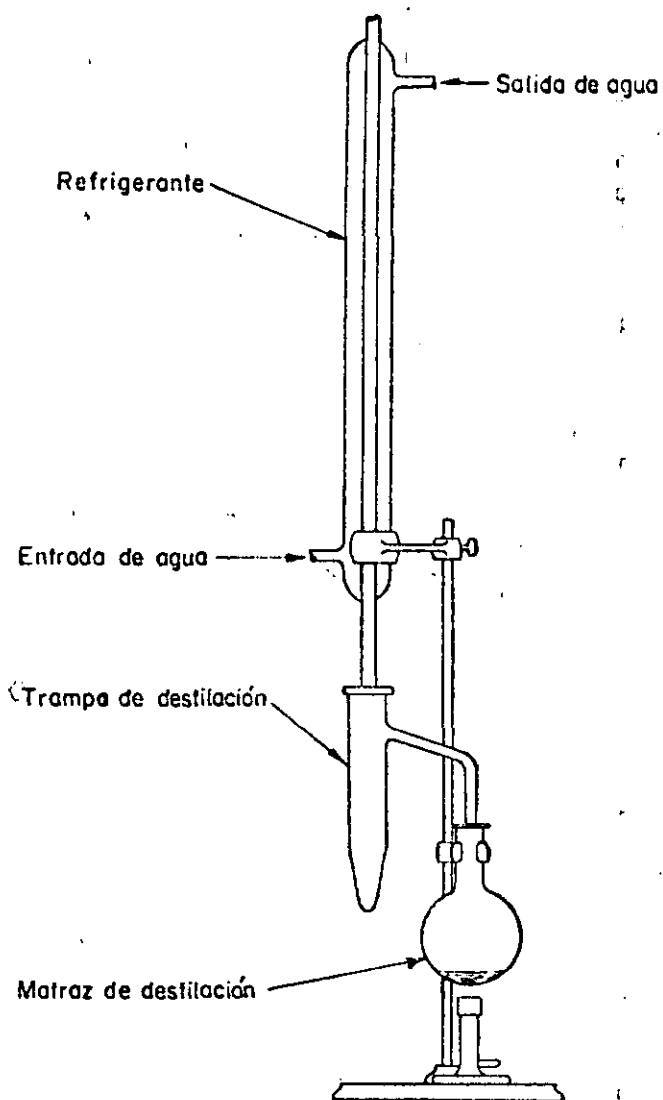


FIGURA No 20

Procedimiento.

1. Coloque de 3 a 5 perlas de vidrio en el matraz de destilación.
2. Con una probeta graduada mida 50 cc de lodo a base de aceite y vacíelos en el matraz de destilación.
3. Lave la probeta graduada con 2 porciones de 25 cc c/u de tolueno o xileno y agregue este solvente al matraz de destilación.
4. Arme el aparato en la forma indicada en la figura y pruebe que no haya fugas en los tapones.
5. Haga pasar agua por el condensador de

reflujo.

6. Aplique calor al matraz de destilación, regulándolo de manera que del condensador caigan de 2 a 5 gotas por segundo.
7. Continúe la destilación a esta velocidad hasta que no aumente la cantidad de agua en el fondo de la trampa.
8. Los centímetros cúbicos de agua en la trampa, multiplicados por 2, es el porcentaje de agua en el lodo.

PRUEBA No. 20 D E T E M I N A C I O N DEL PUNTO DE ANILINA EN ACEITES.

En la preparación de lodos a base de aceite, o en emulsiones inversas, se emplean como líquidos base kerosina, aceite diesel, aceite crudo, etc., que en algunos casos requieren tener determinado valor del punto de anilina.

Equipo y reactivos necesarios.

1. Un tubo de ensaye de 25 x 200 mm, con graduaciones de 10 y de 20 cc.
2. Un tapón de corcho para el anterior, con 2 agujeros para 3. y 4. abajo.
3. Termómetro de rango 0° a 200°F.
4. Agitador de alambre con un extremo doblado en forma de aro para deslizarse alrededor del termómetro y agitar la mezcla líquida. El otro extremo sobresale a través del segundo agujero del tapón.
5. Anilina químicamente pura.

Procedimiento.

1. Vacíe 10 cc de anilina q.p. en el tubo de ensaye. Vacíe también 10cc. del aceite para preparar el lodo.
2. Coloque el tubo de ensaye sumergido hasta la mitad en un recipiente con agua caliente.
3. Con el agitador de alambre agite continuamente la mezcla de aceite y anilina. A medida que se calienta la mezcla, se hace más homogénea.
4. Saque el tubo del baño de agua y, sin dejar de agitar, observe la temperatura a la cual la mezcla se vuelve turbia. Esta temperatura, en grados Fahrenheit, es el punto de anilina del aceite. La prueba puede repetirse varias veces, con los mismos ingredientes, para determinar con exactitud el punto de anilina.

PRUEBA No. 21 D E T E R M I N A C I O N DE RESISTIVIDAD ELEC- TRICA.

La resistividad eléctrica se determina en el lodo, en el filtrado y en el enjarre. La determinación de la resistividad del lodo y del filtrado son necesarias para poder evaluar las características de las formaciones perforadas, por medio de registros eléctricos.

El procedimiento abajo indicado se refiere al medidor de resistividad Baroid. Este medidor tiene un rango de 0.01 a 10 ohms/m²/m.

Procedimiento para el lodo y el filtrado.

1. Llene la celda con el líquido, cuidando que no queden burbujas de aire atrapadas (llene y vacíe 2 ó 3 veces para humedecer completamente las paredes).
2. Conecte la celda al medidor de resistividad.
3. Apriete el botón negro y ajuste la aguja a la lectura máxima.
4. Mientras mantiene el botón negro oprimido, oprima el botón rojo. La lectura en el medidor es la resistividad del fluido.
Reporte la resistividad con la temperatura de la celda.

Notas.

Cuando se coloca lodo en la celda del medidor puede ser necesario esperar unos 5 minutos antes de efectuar la lectura, para que la temperatura del lodo se estabilice con la de la celda.

Después de la lectura, limpie la celda con agua destilada y, si es necesario, ayudándose con alambre limpiador de plpas.

Procedimiento para el enjarre del lodo.

1. Elimine el exceso de agua del enjarre. Coloque en la ranura de la celda una parte del enjarre, procurando modificar lo menos posible la orientación y compactación del mismo. Nivele la parte superior con una espátula.
2. Apriete el botón negro y ajuste a la lectura máxima.
3. Mientras mantiene el botón negro oprimido, oprima el botón rojo. La lectura en el medidor es la resistividad del enjarre. Reporte la resistividad junto con la temperatura de la celda.

Notas .

Después de cada determinación, limpie con agua destilada la ranura de la celda. No emplee solventes. No raye las paredes interiores de la celda.

Si cuando se oprime el botón negro no es posible llevar la aguja a la lectura máxima de la escala, es necesario cambiar la batería. El medidor de resistividad Baroid emplea una batería de 22.5V, modelo Burgess U-15 o similar. Asegúrese de conectar correctamente los polos de la batería, para evitar dañar el transistor.

La resistividad del lodo o del filtrado depende de su salinidad y de su temperatura. Existen gráficas que relacionan estos tres factores, como la publicada en la pág. 58 del folleto Drilling Mud Data Book. Section 900, de la Baroid. Con esta gráfica se puede convertir la resistividad de un lodo o filtrado, en concentración equivalente de NaCl, en ppm o en gr/gal, o se pueden hacer correcciones por temperatura a la resistividad.

La resistividad de un lodo es siempre mayor que la de su filtrado, debido a que el lodo contiene sólidos no conductores. Por la misma razón, la resistividad del enjarre es mayor que la del lodo. En una forma aproximada, la relación entre estas 3 resistividades están dadas por las ecuaciones (25) y (26):

$$R_r = 0.75 R_m \quad (25)$$

$$R_e = 1.5 R_m \quad (26)$$

siendo

R_r = resistividad del filtrado del lodo a una temperatura particular, en ohms/m,

R_m = resistividad del lodo a la misma temperatura, ohms/m,

R_e = resistividad del enjarre del lodo a la misma temperatura, ohms/m.

PRUEBA No. 22 D E T E R M I N A C I O N DEL GRADO DE LUBRIFI- CACION DE LOS LODOS.

Es útil conocer las propiedades lubricantes de los lodos de perforación por varias razones: algunas veces se agregan al lodo lubricantes de presión extrema (P.E.) para prolongar la vida de los baleros de las barrenas, principalmente en pozos profundos con alta presión hidrostática y alta temperatura; otras veces se emulsionan los lodos con altos porcentajes de aceite para reducir la fricción de la sarta de perforación con las paredes

del pozo, sobre todo en pozos chuecos. Para poder determinar los mejores aceites para estas funciones y los porcentajes óptimos de emulsión, es conveniente medir el grado de lubricación relativo de los lodos.

El procedimiento que se da abajo se refiere al probador Baroid E.P., el cual da lecturas en pulgadas-libras (rango 0 a 450), que se pueden correlacionar con las lecturas de la máquina Timken, usada como estándar por la ASTM.

Procedimiento.

1. Limpie perfectamente la copa de prueba Timken y el block de prueba.
2. Coloque la copa de prueba sobre el aro achafianado situado en el extremo inferior del eje accionado por la polea. Fíjela firmemente con la tuerca. El block de prueba se coloca nivelado en su soporte, localizado en la parte inferior del eje y conectado al brazo de torsión.
3. El recipiente para la muestra se llena con unos 350 cc del lodo que se va a probar, o con una cantidad suficiente para cubrir las superficies de prueba.
4. Una vez que están cubiertas las superficies de prueba con la muestra del lodo, haga trabajar el motor eléctrico sin aplicar carga. Se deja trabajar el motor aproximadamente 30 segundos antes de aplicar carga. La lectura del amperímetro en estas condiciones debe ser de 1 a 2 amperes. Una lectura mayor de 2 amperes indica que la máquina no está en condiciones para hacer pruebas y debe revisarse.
5. Se aplica carga con el brazo medidor del par de torsión; esto es, se da vuelta a la manivela que mueve al brazo de torsión hasta aplicar carga entre el block y la copa de prueba. Después del aflojamiento inicial de tensión en el brazo de torsión, aplique carga, aumentándola a una velocidad uniforme de 5 pg-lb por segundo. Este gradiente de carga debe continuarse hasta obtenerse un atascamiento por adherencia. Este atascamiento puede presentarse en dos formas: (a) por un rápido aumento en la lectura del amperímetro, en comparación con el aumento lento y uniforme en la región de cargas que "pasan"; (b) por un rápido aumento en la lectura del amperímetro, que rápidamente baja a la lectura normal que

daba antes del atascamiento. Este segundo tipo de atascamiento, que es menos severo que el del caso (a), generalmente ocurre a bajas lecturas del par de torsión (250 pg-lb o menos).

Un atascamiento por adherencia indica el límite de las cualidades lubricantes del lodo.

6. Al ocurrir un atascamiento quite inmediatamente la carga aplicada para evitar sobrecarga en el motor. Se cambia la copa de prueba; con el block de prueba se pueden hacer 8 determinaciones pero debe nivelarse nuevamente después de cada atascamiento.

La sobrecarga del motor se refleja en la lectura del amperímetro, la cual nunca debe dejarse que sobrepase 8 amperes. Una sobrecarga del motor puede resultar en un fusible fundido. Un foco piloto indica cual fusible es el que hay que cambiar. El motor puede trabajarse sólo por cortos intervalos arriba de su capacidad nominal de 3 amp. Si el motor se siente muy caliente al tacto, debe dejarse enfriar antes de continuar las pruebas.

7. Se repiten los pasos del 1 al 6, con la excepción que la carga debe aumentarse hasta 50 pg-lb menos que la carga previa y mantenerse, a menos que haya un atascamiento, durante 5 minutos. Si ocurre un atascamiento durante el período de 5 min., se repiten los pasos del 1 al 6, reduciendo la carga otras 50 pg-lb. Continúe este procedimiento hasta obtener un "pase".

Se llama pase a una prueba de 5 minutos con carga constante en la cual no ocurren atascamientos por adherencia. Durante un pase, el block de prueba tendrá un desgaste parejo y moderado, en comparación con el desgaste áspero que se presenta después de un atascamiento.

Resultados.

Reporte el resultado de la prueba como las pulgadas-libras a las que se obtuvo un pase de 5 minutos.

Se puede reportar también el ancho de la marca que se obtiene en el block de prueba, limpiándolo y midiendo en sesenta y cuatroavos de pulgada el ancho. Con esta medida, el largo de la marca que es constante e igual a $1/8$ ", la lectura de la carga en pg-lb y con la longitud del

brazo de torsión que es constante e igual a $1\frac{1}{2}$ ", se puede calcular la presión en el block de prueba al terminar la prueba; esa presión, en lb/pg², está dada por:

$$P = 341 \frac{F}{w} \quad (27)$$

donde:

F = lectura de la escala, en pg-lb,
w = ancho de la marca en $1/64$ de pulgada.

PRUEBA No. 23 DETERMINACION DE CLORUROS EN EL FILTRADO DEL LODO.

Es importante determinar, cuando menos una vez por día, la concentración de ión cloro en el filtrado del lodo por las siguientes razones:

- a) El filtrado, las propiedades coloidales de la bentonita, la viscosidad y la gelatinosidad de los lodos de agua dulce, se alteran desfavorablemente en presencia de altas concentraciones de cloruros.
- b) Para mantener una concentración apropiada de cloruro de sodio en lodos salados.
- c) Para determinar cuando hay invasión de agua salda (que puede contener, además del NaCl, cloruro de magnesio, de potasio o de calcio), cuando se perfora un domo salino, lutitas con sal, etc.

El método usado para el cuanteo de cloruros es argentométrico, llamado de Mohr, y se basa en las diferentes solubilidades del cloruro de plata y del cromato de plata, y se explica en la siguiente forma: si a una solución neutra de un cloruro se adiciona una pequeña cantidad de cromato de potasio y se titula con solución valorada de AgNO₃, hay la tendencia a la formación de dos precipitados: el AgCl (color blanco) y el de Ag₂CrO₄ (rojo); pero siendo más insoluble el primero, en tanto existan iones cloro en la solución tendrá lugar la formación de AgCl; y sólo cuando todo el cloro ha precipitado, un ligero exceso de iones plata producirá cromato de plata, que permanece e imparte al líquido un tinte rojizo, que indica el final de la titulación.

Para facilitar los cálculos, se emplean soluciones valoradas de AgNO₃, 0.0282N y 0.282N. Un centímetro cúbico de solución 0.0282N equivale a 0.001 g de ión cloro y un cc de AgNO₃, 0.282N equivale a 0.01 g de ión Cl. Estas soluciones deben

Agua destilada.

Procedimiento.

1. Mida exactamente con pipeta 1 cc. o cualquier otra cantidad de filtrado de lodo recientemente obtenido y vacíela en la cápsula.
2. Agregue 2 ó 3 gotas de indicador fenolftaleína.
3. Si el filtrado tiene color debido a los reactivos del lodo, no se puede decolorar en la forma que se indicó en la determinación de cloruros. En estos casos ayuda diluir la muestra con agua destilada.
4. Agregue H_2SO_4 , 0.020N con una bureta o con una pipeta, gota a gota y agitando continuamente, hasta que el color del líquido cambie de rojo al color original de la muestra. Si no es posible ver el punto final de la reacción debido al color del filtrado, se puede determinar ese punto final cuando el pH del líquido sea de 8.3, utilizando el potenciómetro Beckman para medirlo.
5. El número de cc. de H_2SO_4 , 0.020N, dividido entre los cc. de muestra empleados, se denomina la "alcalinidad del filtrado"; y se representa por P_f . Para reportar la alcalinidad del filtrado en por ciento en peso de NaOH, se multiplica P_f por 0.08.

Notas.

Después de determinar la alcalinidad del filtrado, éste queda prácticamente neutro y se pueden cuantear los cloruros en la misma muestra.

También pueden emplearse HNO_3 o H_2SO_4 de cualquier otra normalidad, pero siempre debe reportarse P_f como el número de cc. de ácido 0.020N requeridos por cc. de filtrado.

PRUEBA No. 25. — DETERMINACION DEL CONTENIDO DE CAL ($Ca(OH)_2$), EN UN LODO.

Esta prueba sirve para el control de las propiedades físicas y químicas de los lodos cálcicos. Es una determinación aproximada del contenido de cal y se hace en dos etapas: en el filtrado del lodo se determina la alcalinidad debida a la sosa cáustica únicamente, ver Prueba No. 24; la segunda etapa es la determinación, directamente en el lodo, de la alcalinidad total debida a la NaOH

y al hidróxido de calcio presentes. A la alcalinidad del lodo se le resta la del filtrado, tomado en cuenta la fracción líquida del lodo, y esa diferencia corresponde a la alcalinidad del hidróxido de calcio únicamente.

Equipo y reactivos necesarios.

Los mismos empleados en la determinación de la alcalinidad del filtrado, ver Prueba No. 24, y además,
1 jeringa hipodérmica de 1.00 cc. de capacidad.

Procedimiento.

1. Mida 1.00 cc. de lodo con la jeringa y vacíelo en la cápsula. Diluya la muestra con 50 cc. aproximadamente de agua destilada. Agite bien.
2. Agregue 2 ó 3 gotas de indicador fenolftaleína.
3. Agregue H_2SO_4 , 0.020N con una bureta o pipeta, rápidamente y agitando, hasta que el color cambie de rojo al color del lodo.
4. El número de centímetros cúbicos de H_2SO_4 , 0.020N, usados para neutralizar 1 cc. de lodo, se llama la "alcalinidad del lodo" a la fenolftaleína y se representa por P_m .
5. El contenido de cal en el lodo se calcula como sigue:

$$\text{Cal, kg/m}^3 = 0.74 (P_m - F_L \times P_f) \quad (28)$$

o, en el sistema de unidades inglesas:

$$\text{Cal, lb/bl} = 0.26 (P_m - F_L \times P_f)$$

en donde F_L = fracción de agua en el lodo. El valor de esta fracción se determina en la prueba de destilación del lodo (Prueba No. 12). También se puede calcular, en forma aproximada, a partir de la densidad y del contenido de aceite en el lodo, con la siguiente fórmula:

$$F_L = 1 - (D_L - 0.88) \times 0.308 - \frac{V_a}{100} \quad (29)$$

en donde D_L = densidad del lodo en g/cc,
 V_a = % en volumen de aceite en el lodo.

Notas.

1. Es necesario que el paso 3 de la determinación se haga con rapidez, para cuantear con exactitud el $\text{Ca}(\text{OH})_2$ y el NaOH en el lodo, sin la interferencia del CaCO_3 , que normalmente existe en los lodos y que es muy soluble en medio neutro o ácido. A ello se debe que la solución que contiene el lodo vuelve a poner roja a la fenolftaleína después de titularla y dejarla en reposo unos segundos.
2. En lugar de emplear las fórmulas que hemos indicado, se puede determinar el contenido de cal de un lodo con nomogramas como el de la fig. 21.

DETERMINACION DE LA DUREZA EN EL FILTRADO DE UN LODO O EN UNA MUESTRA DE AGUA.

Esta determinación es útil para conocer la calidad del agua de que se dispone en la localización, para la preparación de los lodos; para el control de los lodos tratados con sales de calcio y para determinar contaminaciones de los lodos sódicos con sales de calcio. Se emplean también, fuera de los lodos, para el control de los ablandadores de agua con que cuentan los equipos de perforación.

Se pueden emplear las determinaciones de dureza para conocer la cantidad de ión calcio en solución, excepto en aquellas que contengan una gran cantidad de magnesio en solución.

Son dos los procedimientos que actualmente se usan en el campo para la determinación de la dureza: el método del jabón que es aproximado y el método del versenato más exacto.

PRUEBA No. 26.—METODO DEL JABON PARA DETERMINACION DE DUREZA.

Es un método rápido para determinar la dureza y, con algo de práctica, se pueden obtener resultados aproximados a 10 ó 15 ppm. de CaCO_3 , en aguas que tengan hasta 300 ppm. de dureza.

Se basa este método en la acción de los iones calcio y magnesio sobre una solución diluida de jabón en alcohol. El Ca y el Mg forman jabones insolubles que precipitan y no producen espuma; una vez que han precipitado todo el Ca y el Mg presentes, un ligero exceso de solución de jabón forma espuma permanente.

Equipo y reactivos necesarios.

- 1 pipeta de 1.00 cc.,
 - 1 pipeta de 10.0 cc.,
 - 1 probeta de 20.0 cc.,
 - 1 frasco de vidrio o de polietileno, con tapón, de 100 a 250 cc. de capacidad.
- Solución valorada de jabón con título: 1 cc. equivalente a 1 mg. de CaCO_3 ,
Agua destilada.

Procedimiento.

1. Una cantidad medida de filtrado (de 1.00 a 10.00 cc.), o una muestra de agua (20.0 a 50.00 cc.), se vacía en el frasco limpio. Diluya con agua destilada hasta un volumen total de 50.0 cc.
2. Con la pipeta de 10.0 cc. agregue porciones de 0.2 cc. de solución valorada de jabón, agitando vigorosamente después de cada adición, hasta que se forme espuma que persista durante 5 minutos, cubriendo toda la superficie del líquido cuando el frasco se mantenga en posición horizontal.
3. El número total de centímetros cúbicos de solución de jabón, menos el factor de espuma, se dividen por los centímetros cúbicos de muestra empleados; se multiplica el resultado por 1,000 y obtenemos la dureza total en ppm. como CaCO_3 ; o multiplicando por 20 en lugar de 1,000, obtenemos el número de equivalentes por millón (epm) de ión calcio.

Notas.

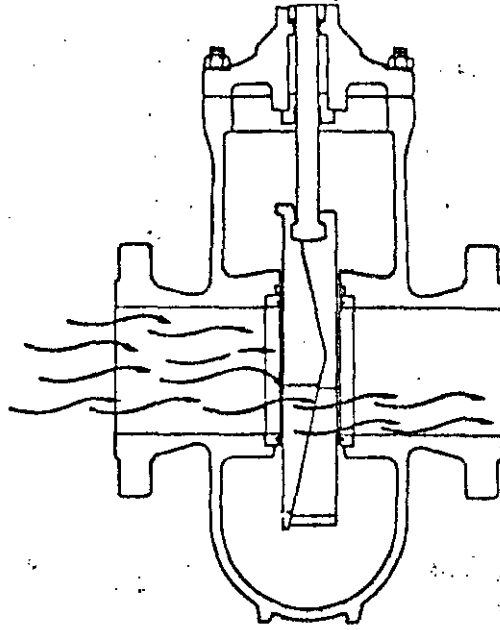
1. El factor de espuma de una solución valorada de jabón, es el número de centímetros cúbicos de esa solución, necesarios para formar espuma que persista durante 5 minutos, a 50 cc. de agua destilada. Este factor debe anotarse en el frasco de solución estándar de jabón.
2. Con el jabón se precipitan el Ca y el Mg presentes, pero la cantidad total de estos iones se reportan como su equivalente en Ca o en CaCO_3 . Casi siempre el ión Ca se encuentra en mayor cantidad que el ión Mg .
3. Interfieren en esta prueba la mayor parte de los dispersantes empleados en los lodos, el NaCl en altas concentraciones y el alto pH.

FIP EXPANDA-SEAL

Operation Design

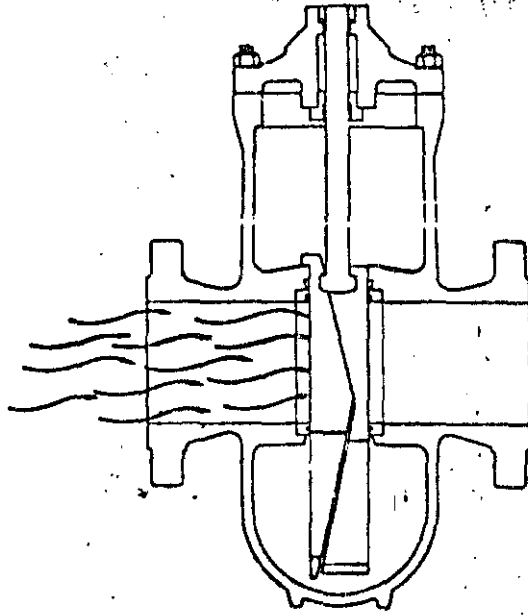
INTERMEDIATE POSITION

When the Expanda-Seal's gate and expansion segment are opening or closing they are compressed together as the segment seats completely within the gate. In this compressed traveling position, their total width is less than the distance between the valve seats causing low friction between the gate/segment unit and the faces of the valve seats.



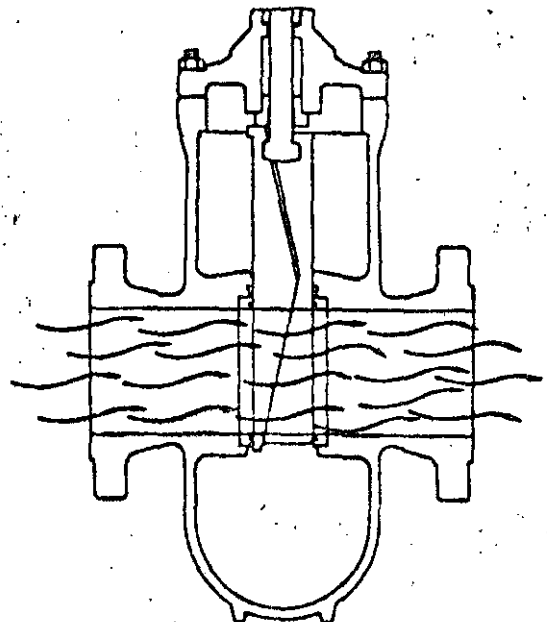
CLOSED POSITION

When in the closed position, the two top angles are in contact. The valve stem forces the gate/segment down, the segment makes contact with a stop and moves no farther. The gate continues down the incline of the segment and expands outward, forcing the segment outward against the seats.



OPEN POSITION

When in the open position, the two bottom angles are in contact. The valve stem forces the gate/segment up, the segment makes contact with a stop and moves no farther. The gate continues up the incline of the segment and expands outward, forcing the segment against the seats.



①

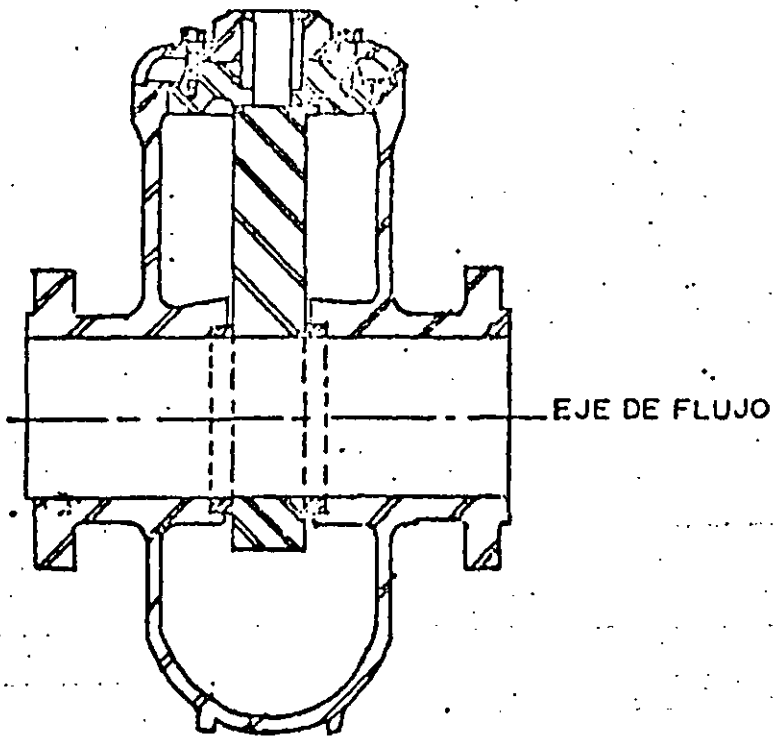


FIGURA N°1

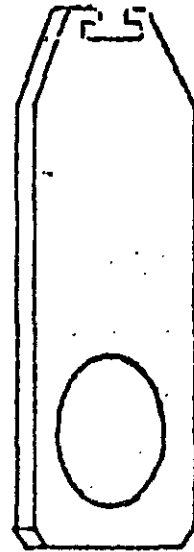


FIGURA N°2

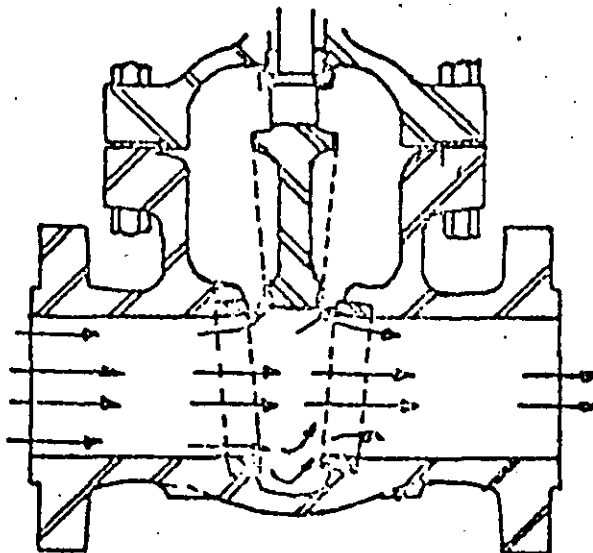
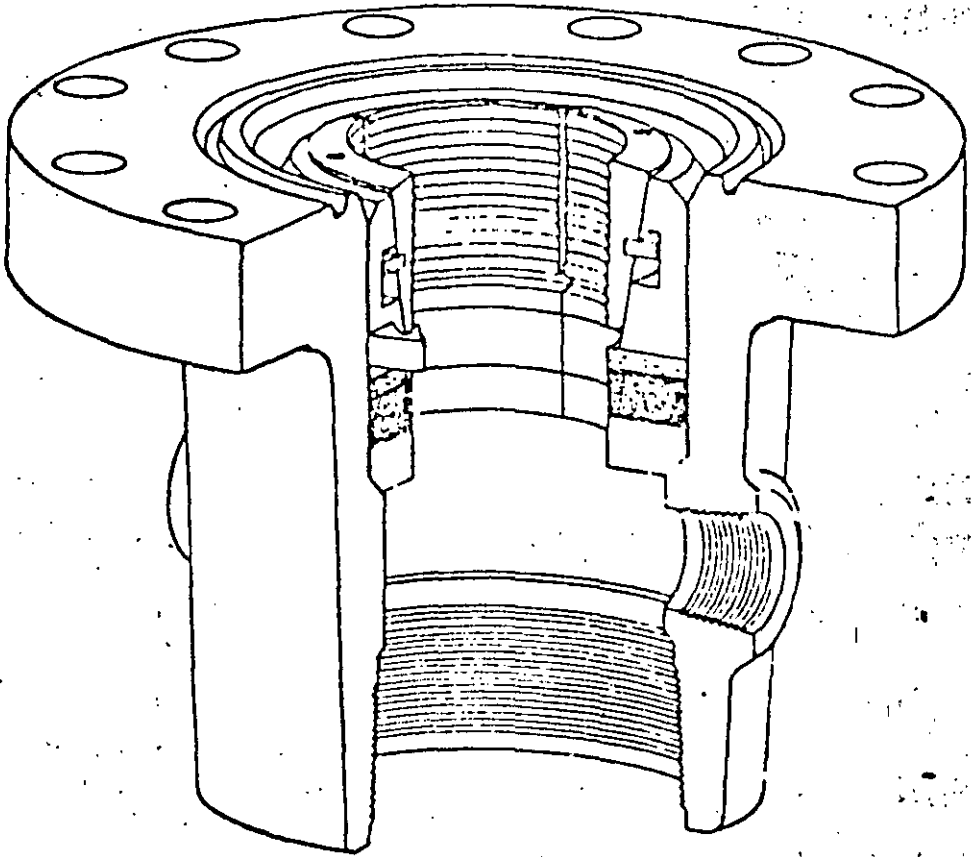


FIGURA N°3



C-22 CASING HANGER IN C-22 CASING HEAD



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS" EN COLABORACION DE LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

PERFORACION CON AIRE

ING. JUAN HERNANDEZ NUÑEZ
NOVIEMBRE, 1985.



P E R F O R A C I O N

C O N

A I R E

" Cuando los servicios de Perforación con Aire se llevan a cabo con el equipo apropiado y son supervisados por operadores experimentados, se obtiene la máxima economía en la perforación, -- porque los ritmos de penetración son mayores, la vida de la barena es más prolongada, los agujeros son más rectos, las muestras son limpias y sin contaminación, las zonas de pérdida de circulación son penetradas efectivamente y se reduce al mínimo el daño a la zona productora. "

Petroventas, S. A. de C. V.
Mariano Escobedo 498 2do.
Mexico, D. F. 11590
Tel. 203-0432, 254-8999

PERFORACION CON AIRE

- A la utilización de AIRE como medio de circulación, en la perforación rotatoria se le conoce como PERFORACION CON AIRE. Existen algunas variantes en la utilización del aire en la perforación por lo que el término PERFORACION CON AIRE debe considerarse como un nombre genérico.

- Cuando es aplicada correctamente, la perforación con aire puede ofrecer múltiples ventajas sobre la perforación convencional con lodos:

- (1) Mayores ritmos de penetración
- (2) Prolongación de la vida de las barrenas
- (3) Obtención de recortes limpios en tiempos menores
- (4) Es muy efectiva en zonas de pérdida de circulación
- (5) Favorece una mejor detección de zonas de baja presión
- (6) Causa un daño mínimo a las zonas productoras

- Debido a su baja densidad, el aire proporciona un alivio máximo a los esfuerzos verticales y axiales remanentes en la formación debajo de la barrena. La enorme variación (o diferencia) entre la presión de formación y las presiones de circulación del aire tiende a "arrancar" los recortes de la formación mientras se perfora, dando como resultado la obtención de mayores ritmos de penetración. (Ver Fig. 1)

CLASIFICACIONES DE LA PERFORACION CON AIRE

- (I) Perforación "en seco"
- (II) Perforación con "niebla"
- (III) Perforación con "espumas controladas"
- (IV) Perforación con "flúidos aereados"

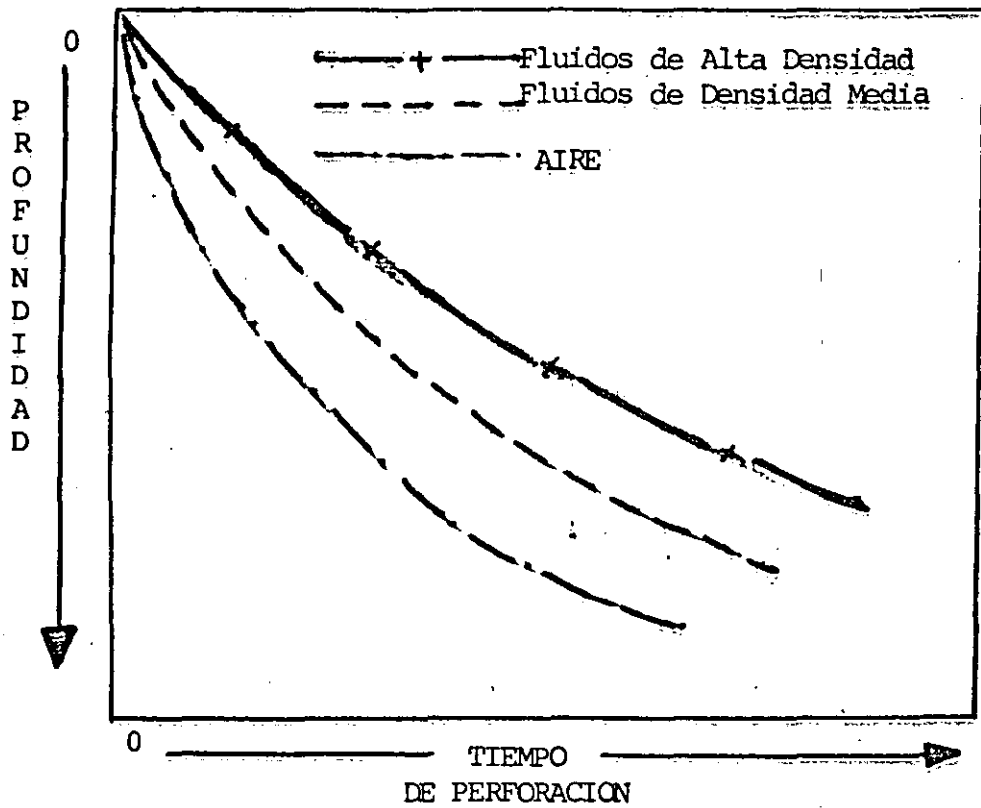


FIG. 1. COMPARACION DE EFICIENCIAS DE PERFORACION PARA DIFERENTES FLUIDOS.

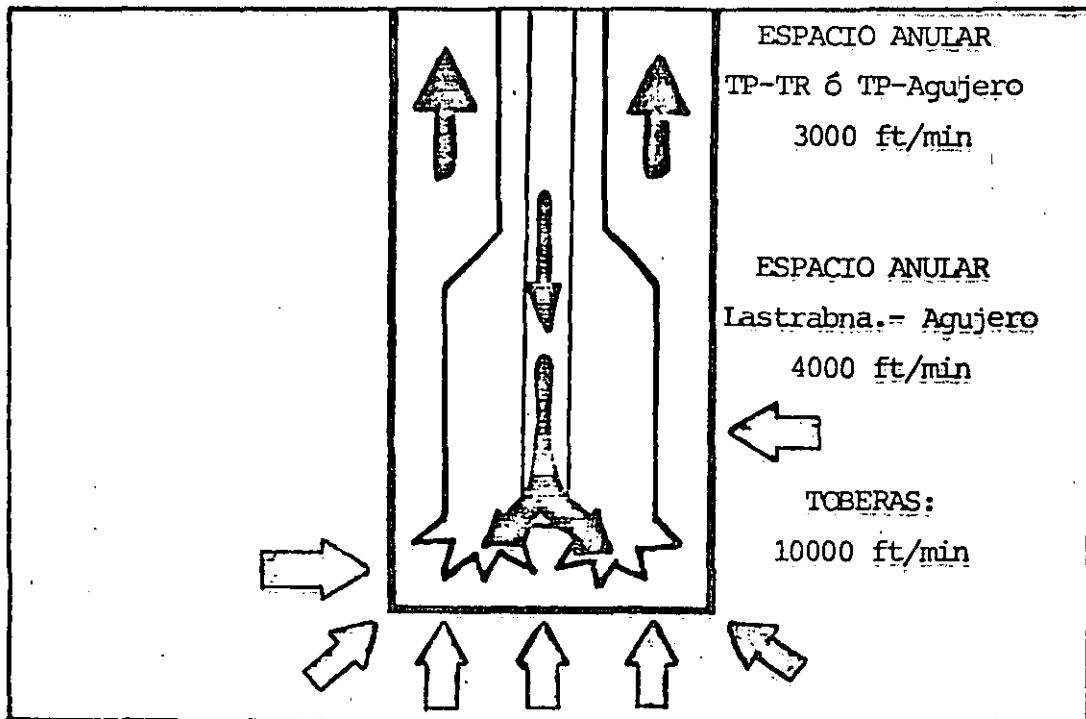


FIG. 2. VELOCIDADES ANULARES.

I PERFORACION "EN SECO"

- Cuando se perforan formaciones secas con aire inyectado como fluido de circulación se denomina PERFORACION EN SECO, con la cual los recortes regresan a la superficie en forma de "polvo", que es la forma más deseable de perforación con aire.

VENTAJAS

1. Mayores ritmos de penetración
2. Más larga vida de las barrenas
3. Tests (pruebas) continuas de la sarta de perforación
4. No se dañan las formaciones productoras
5. Es muy efectiva a través de zonas de pérdida de circulación

- Si las formaciones son secas, los recortes perforados con aire retornan a la superficie como nubes de polvo dando ritmos de penetración óptimos y la mayor economía.

- La presión de fondo excede ligeramente la columna hidrostática causada por el aire y los recortes resultando en una baja presión que proporciona un alivio máximo a los esfuerzos de la roca dando mayores ritmos de penetración. (Ver Fig. 2 y 3)

- EL PODER (O CAPACIDAD) DE ACARREO DEL AIRE ES PROPORCIONAL A LA DENSIDAD DEL MISMO Y AL CUADRADO DE LA VELOCIDAD ANULAR. Por lo tanto, a mayor profundidad, el volumen de aire y la presión de inyección se deben incrementar para mantener la velocidad anular requerida. (Ver Fig. 4)

FIG. 3. PRESION HIDROSTATICA VS. PROFUNDIDAD

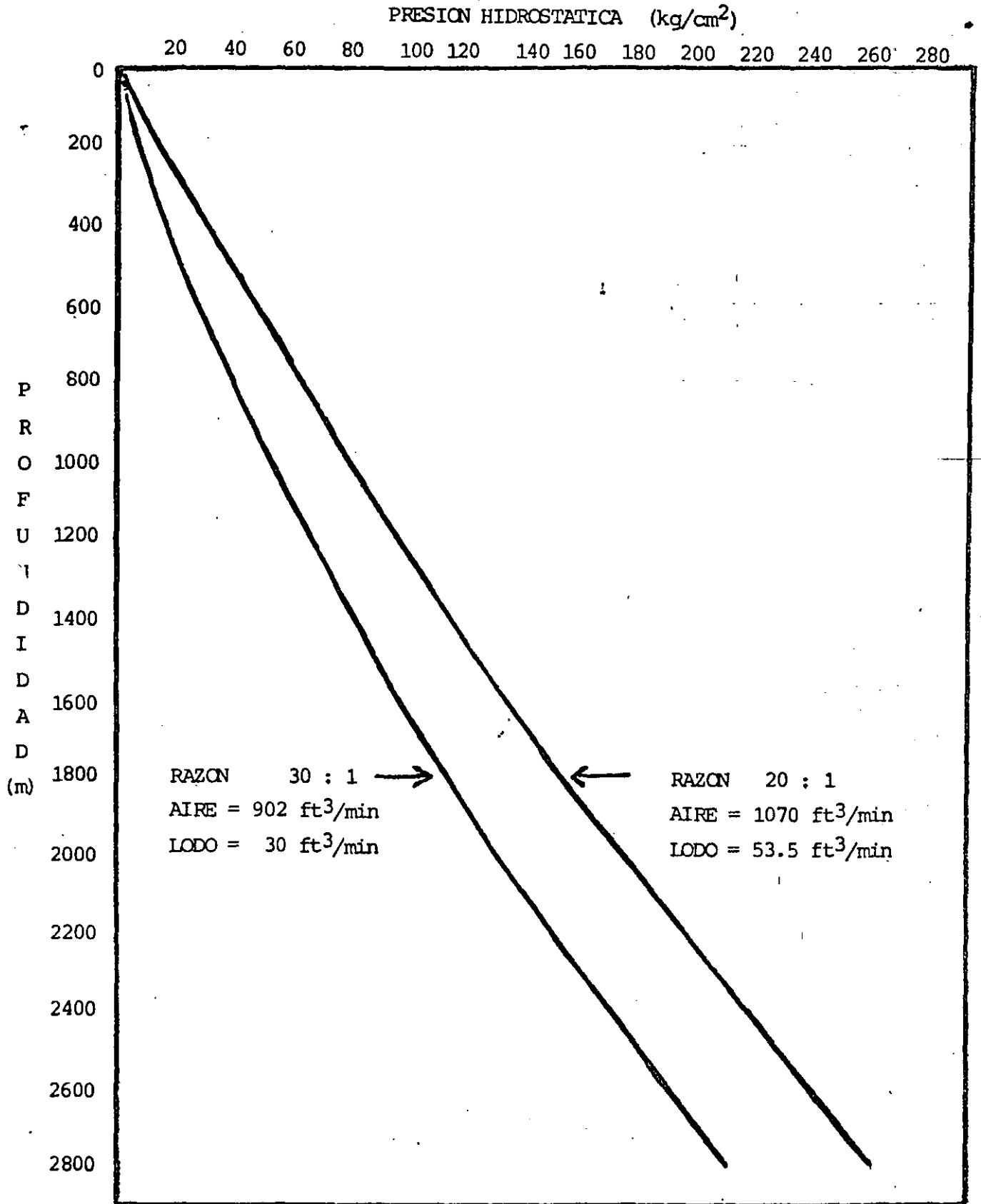
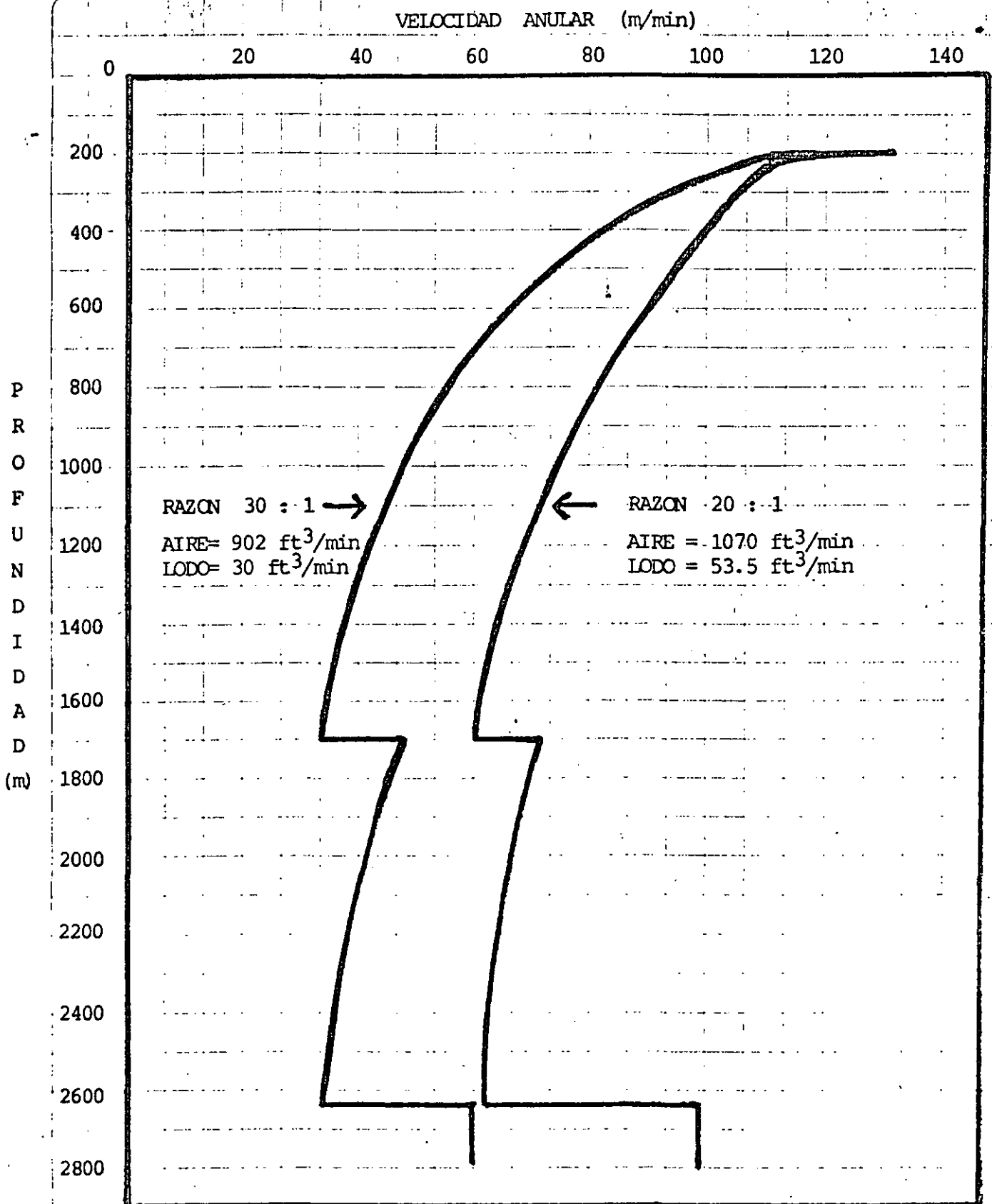


FIG. 4. VELOCIDAD ANULAR VS. PROFUNDIDAD



- Se requieren volúmenes de aire suficientes para acarrear eficientemente los recortes hasta la superficie. Al profundizarse los pozos se requiere más aire para compensar las pérdidas por fricción incrementadas. (Ver Fig. 5 y 5.A.)
- Los requerimientos de aire se pueden reducir disminuyendo los espacios anulares al reducir el tamaño del agujero o bien aumentando el diámetro de la tubería de perforación. (Ver Fig. 6)
- Normalmente, una velocidad anular de 3000 ft/min. es suficiente para limpiar el agujero, pero se pueden requerir mayores velocidades anulares si los recortes son grandes o bajo ritmos de penetración altas. (Ver Fig. 2)

II PERFORACION CON "NIEBLA"

- Cuando se perforan formaciones húmedas con aire inyectado y surfactantes diluidos, los recortes regresan a la superficie en forma de "niebla".

VENTAJAS

1. Altos ritmos de penetración
2. Vida prolongada de las barrenas
3. Pruebas continuas de la sarta de perforación
4. Daño mínimo a las formaciones productoras
5. Efectiva a través de zonas de pérdida de circulación.

- Cuando se está perforando "en seco" y el agujero comienza a producir fluidos de formación y no se puede secar, se puede seguir perforando si se inyecta un agente espumante (como los que produce Magcobar-Dresser) con agua a la línea de aire lo cual se clasifica como "PERFORACION CON NIEBLA".

ϕ AGUERO = 12 1/4"

ϕ ext. TP = 4 1/2"

f rel. Gas = 1.0

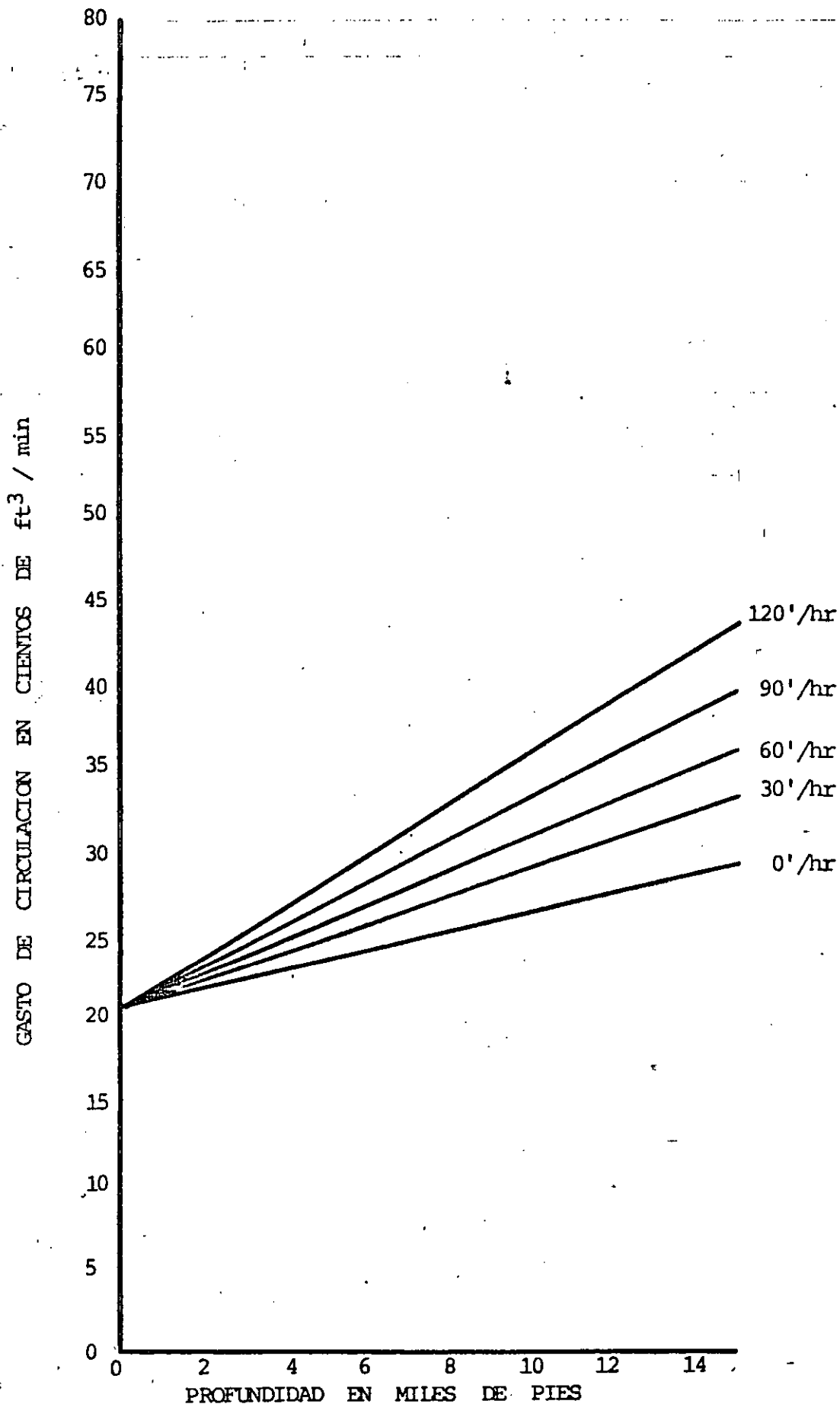


FIG. 5. VELOCIDADES DE PENETRACION (CONDICIONES ESPECIFICAS)

$$V_s = \sqrt{\frac{4G \quad D_s \quad P_s}{3 \quad C \quad P_a}}$$

Donde:

V_s	= Velocidad de Asentamiento	(ft/seg)
G	= Aceleración de la Gravedad	(ft/seg ²)
D_s	= Diámetro de la Partícula	(ft)
P_s	= Densidad de la Partícula	(lb/ft ³)
P_a	= Densidad del Aire	(lb/ft ³)
C	= Coeficiente de Arrastre	

"LA CAPACIDAD DE ACARREO DE RECORTES DEL AIRE ES PROPORCIONAL
A LA DENSIDAD DEL AIRE Y AL CUADRADO DE LA VELOCIDAD DE ACARREO"

FIG. 5.A. ECUACION DE LA VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO

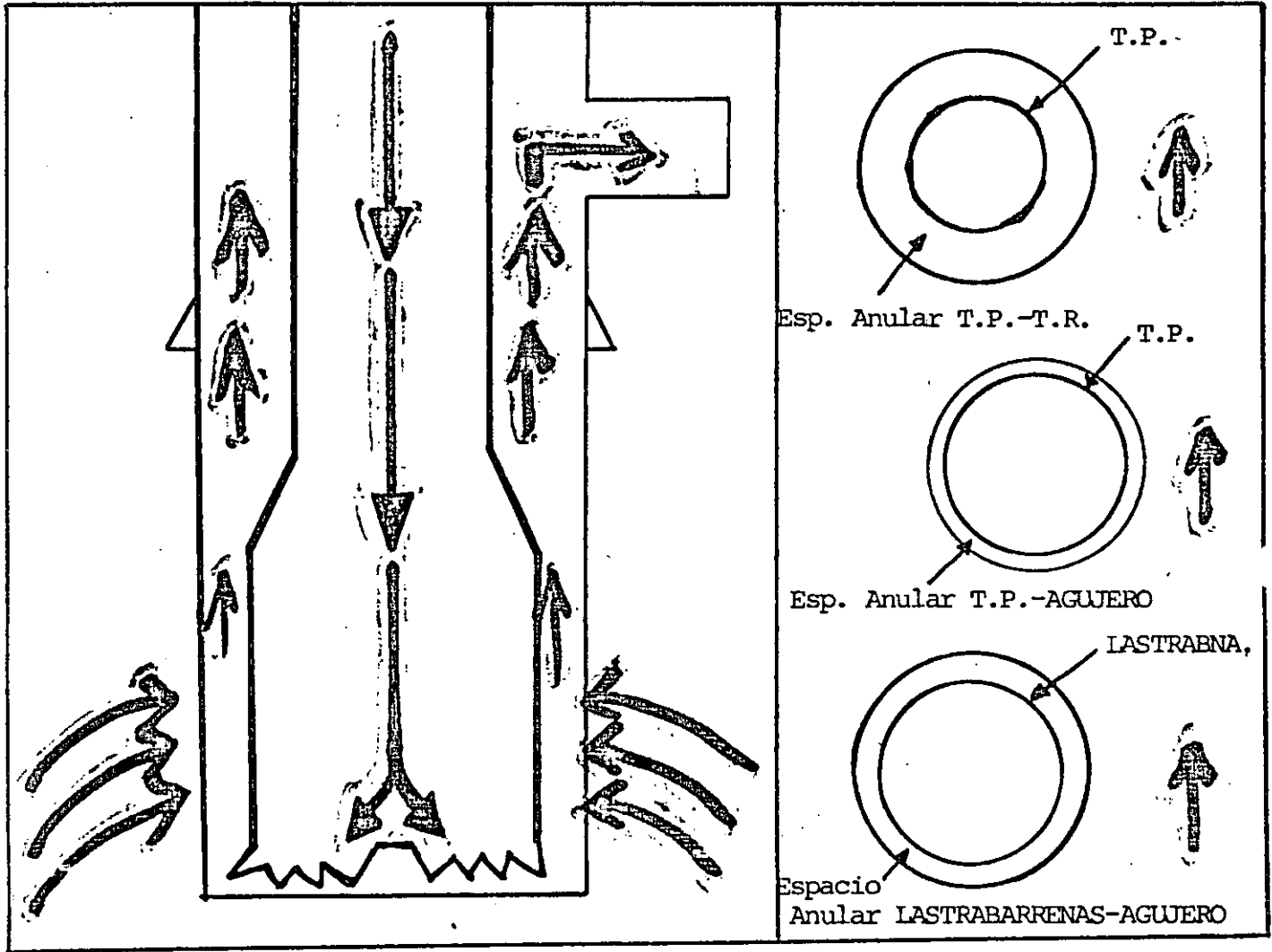


FIG. 6. COMPARACION DE ESPACIOS ANULARES.

- En este caso, se requiere aproximadamente 30% a 40% más de volumen de aire que en la perforación en seco, debido a que:

- (1) La columna de aire es más pesada por causa de los fluidos de formación.
- (2) Los recortes se adhieren unos a otros y a las paredes del pozo y de la T.P. por lo que se necesitan mayores volúmenes de aire para contrarrestar la velocidad de asentamiento de los recortes más grandes y las pérdidas por fricción mayores.

- Los agentes espumantes ayudan a despegar los recortes adheridos y también lubrican las paredes del agujero y de la T.P. reduciendo las pérdidas por fricción (Magcobar-Dresser cuenta con el agente químico específico necesario en cada operación).

- Las presiones de inyección se incrementarán sustancialmente cuando se cambia de perforación en seco a perforación con niebla, lo cual puede requerir equipo para

RANGO DE PRESIONES (lb/pg²man.)

Perf. en seco

Perf. con niebla

100-250

300

aumentar la presión (boosters) o compresores de cuatro pasos o etapas (Como las Unidades de Compresión de Aire CFB-4 de Magcobar-Dresser). El compresor debe ser capaz de generar presiones de inyección hasta de 1,000 lb/pg²man. para limpiar el agujero. Las unidades CFB-4 de Magcobar proporcionan presiones de inyección de hasta 1,250 lb/pg²man.

- La corrosión de la T.P. se incrementa al perforar con niebla debido a los aniones y cationes en solución en los fluidos de formación, al oxígeno en el aire y a las altas presiones y temperaturas de fondo. Debido a todo esto, se requieren secuestradores de oxígeno e inhibidores tipo amina para reducir el avance de la corrosión. Magcobar-Dresser cuenta con una línea completa de Inhibidores de Corrosión, dentro de los cuales existe el adecuado para cada tipo de operación. (Magco-Inhibitor 101, 202 ó 303).

III PERFORACION CON "ESPUMAS CONTROLADAS"

- La perforación con "espumas controladas" como fluido de circulación se define como una emulsión estable de aire en fluido formulado con aditivos y agentes estabilizadores, como los que proporciona Magcobar, y se utiliza en aplicaciones especiales donde la perforación en seco y con niebla no tendrían éxito por razones económicas, mecánicas o de otra índole.

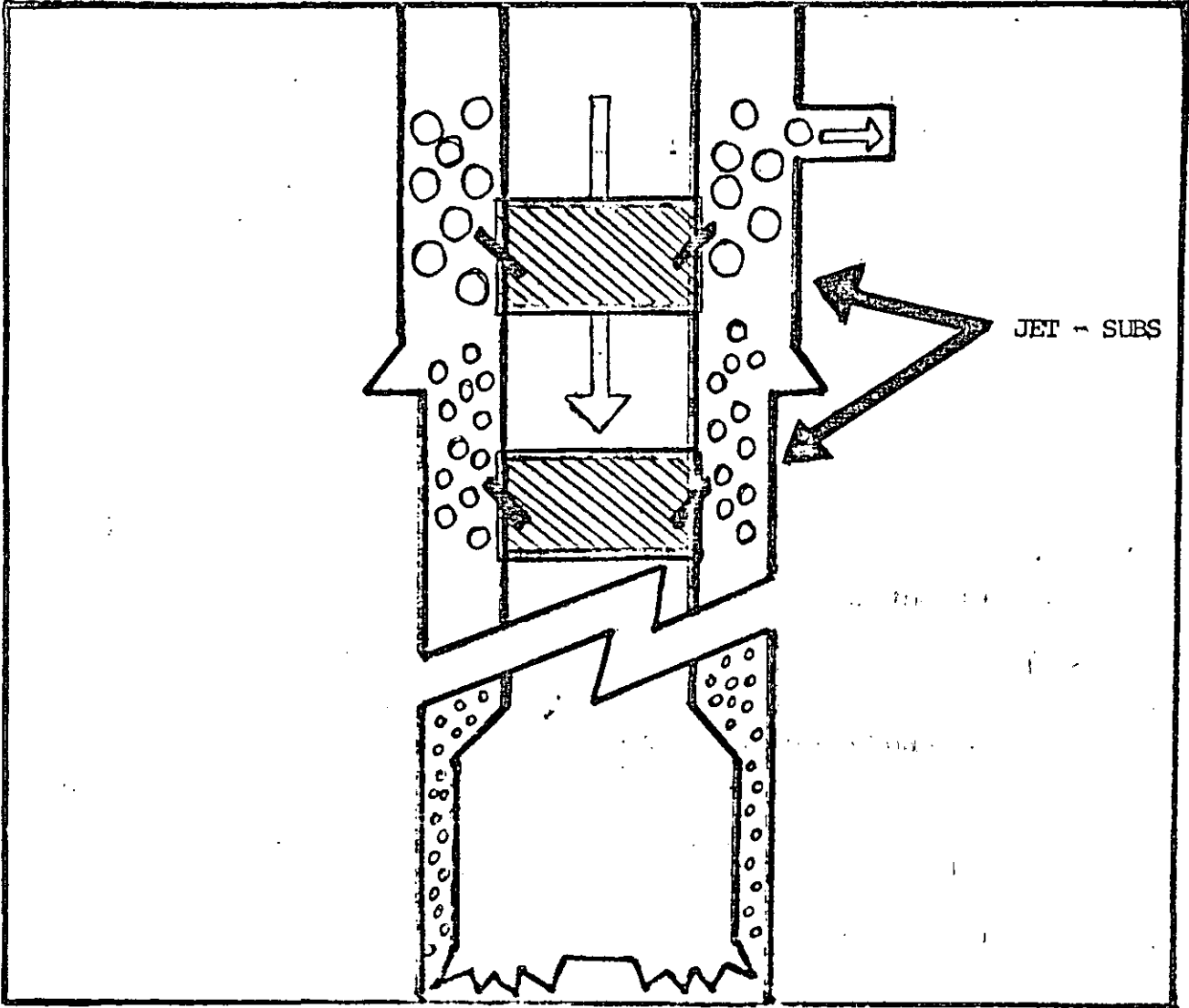
VENTAJAS

1. Buenos ritmos de penetración
2. Larga vida de las barrenas
3. Económica en agujeros de diámetros muy grandes
4. Daño mínimo a las formaciones productoras
5. Efectiva en zonas de pérdida de circulación
6. Efectiva en zonas de baja presión (depressionadas)

SISTEMAS "AEREADOS"

- Combinación de aire y fluidos de perforación para establecer un sistema aereado que produzca un decremento en las presiones de fondo para minimizar el daño a la formación productora. (Ver Fig. 7)

FIG. 7. COLOCACIÓN DE LOS "JET-SUBS" EN LA SARTA CUANDO SE USAN SISTEMAS AEREAOS.



IV FLUIDOS DE PERFORACION "AEREADOS"

- En esta técnica el aire es inyectado en conjunción con los flujos de perforación con el propósito primario de reducir las presiones estáticas de fondo con objeto de minimizar el daño a la formación y perforar a través de zonas de pérdida de circulación sin riesgos. También es efectiva en la reducción de casos de pegaduras de tubería por presiones diferenciales. (Ver Fig. 8)

VARIABLES QUE AFECTAN LOS REQUERIMIENTOS DE
VOLUMEN DE AIRE:

1. Diámetro de la T.R. (Casing)
2. Diámetro del Agujero
3. Diámetro de la Tubería de Perforación (T.P.)
4. Ritmo de Penetración
5. Profundidad del Pozo
6. Tamaño y Forma de los Recortes
7. Cantidad y Profundidad de los Fluidos de Formación

CALCULO DEL VOLUMEN DE AIRE SEGUN R.R. ANGEL

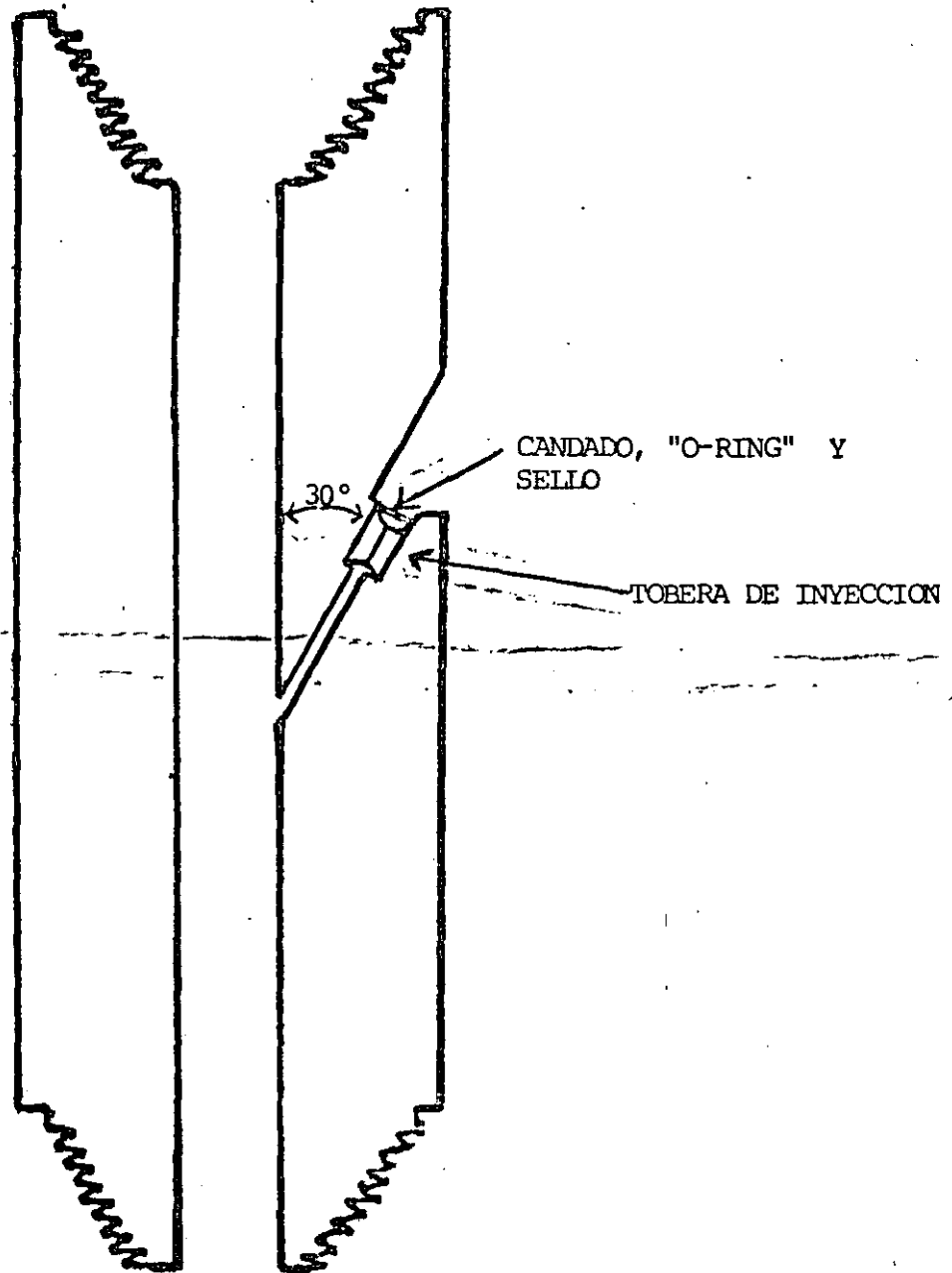
$$\frac{6.61 S (Ts+Gh) Q^2}{(Dh^2 - Dp^2)^2 Vs^2} = \sqrt{(Pa^2 + b Tav^2) e^{2ab/Tav} - b Tav^2}$$

donde:

$$a = \frac{SQ + 28.8K Dh^2}{53.3Q}$$

FIG. 8. DIAGRAMA DE UN "JET - SUB"

SISTEMAS AEREADOS



"JET - SUB" O TUBO INYECTOR .

$$b = \frac{1.625 \times 10^{-6} Q^2}{(D_h - D_p)^{1.333} (D_h^2 - D_p^2)^2}$$

Dh = Diámetro del Agujero	(ft)
Dp = Diámetro Exterior de la T.P.	(ft)
e = Base de los logaritmos naturales	(2.71828)
G = Gradiente de Temperatura Anular	(°R/ft)
h = Profundidad	(ft)
k = Ritmo de Penetración	(ft/hr)
Pa = Presión en el Espacio Anular en la Superficie	(lb/ft ² abs)
Q = Gasto Requerido de Circulación	(ft ³ /min @ 60°F y 14.7 psia)
S = Densidad Relativa del Gas	(Adim)
Ts = Temperatura en el Espacio Anular en la Superficie	(°R)
Tav = Temperatura promedio en el Espacio Anular en el fondo	(°R)
Vs = Velocidad del aire de densidad estandar	(ft/min)

METODO DE MEDICION DEL VOLUMEN DE AIRE

- En la medición del volumen de aire por medio de medidores de flujo (de orificio) el registrador contiene registros de las presiones diferencial y estática. Si se usan las cartas (gráficas) estándar, donde las presiones diferencial y estática se registran en forma directa, la cantidad de aire medido se determina usando la fórmula:

$$Q_h = C^1 \sqrt{h_w Pa}$$

Donde:

Qh = Gasto de flujo condiciones base	(ft ³ /hr)
C ¹ = Constante de Orificio	(Adim)
hw = Diferencial en pulgadas de Agua	(pg)
Pa = Presión Estática	(lb/ps ²)

CONSTANTE DE ORIFICIO (C¹)

- El valor de la Constante de Orificio se obtiene multiplicando varios factores, como se expresa en la fórmula:

$$C^1 = F_b \times F_{pb} \times F_{tb} \times F_g \times F_t$$

Donde:

F_b = Factor base de Orificio

F_{pb} = Factor base de presión

F_{tb} = Factor base de temperatura

F_g = Factor de Densidad Relativa

F_t = Factor de temperatura fluyente

- El valor de estos factores se obtiene de las tablas publicadas - por variados autores. También se encuentran en el "Manual de Producción" de Petróleos Mexicanos.

EJEMPLO DE CALCULO (CON CARTAS ESTANDAR)

DATOS DEL POZO:

Elevación = 5500 ft

Temperatura ambiente del Aire = 60°F

Temperatura fluyente = 90°F

DATOS DEL MEDIDOR:

4.026" Medidor

2.25 " Placa de Orificio

1500 # Rango del Resorte

50" Diferencial

REGISTROS DEL MEDIDOR:

Diferencial = 40"

Estática = 600 lb/pg²man

$$Q_h = C^1 \sqrt{h_w Pa}$$

$$C^1 = F_b \times F_{pb} \times F_{tb} \times F_g \times F_f$$

$$C^1 = 1089.9 \times 1.226 \times 1.000 \times 1.00 \times 0.9723$$

$$C^1 = 1299.2$$

$$Q_h = 1299.2 \sqrt{40 \times 612.01}$$

$$Q_h = 1299.2 \times 156.46$$

$$Q_h = 203,272.8 \text{ ft}^3/\text{hr}$$

$$Q_m = 203,272.8$$

60

$$Q_m = 3,387.88 \text{ ft}^3/\text{min}$$

CORTESIA DE:



Petroventas, S. A. de C. V.
Mariano Escobedo 498 2do.
Mexico, D. F. 11590
Tel. 203-0432, 254-8999

PARA EL ING.:



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

EN COLABORACION CON LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA,
EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, LA COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS.
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE, 1985.

RESUMEN DE PERFORACION DEL POZO

AZ-48

ING. CARLOS MIRANDA MOCTEZUMA
NOVIEMBRE, 1985

RESUMEN DE PERFORACION DEL POZO AZ-48

1.- 21 DE SEPTIEMBRE DE 1985.

EQUIPO TRANSPORTADO AL 100% DEL POZO AZ-47 INSTALADO EQUIPO CON AVANCE DEL 40% ARMANDO MASTIL Y EXCAVANDO AGUJERO DE 40" ϕ .

2.- 22 DE SEPTIEMBRE DE 1985.

COLOCO DIAMANTE SUPERIOR DEL MASTIL, APRETO TORNILLERIA DEL MASTIL INSTALO CHANGERA, LINEA DE FLOTE, BURROS, ACCPIO MEZCLADORES NIVEL TERRENO, INSTALO TANQUES PARA AGUA Y DIESEL. CONTINUO EXCAVANDO AGUJERO DE 40" ϕ A 160 M. CON POCO AVANCE DEBIDO A FILTRACION DE AGUA. EQUIPO INSTALADO 50%.

3.- 23 DE SEPTIEMBRE DE 1985.

INSTALO Y CONECTO LINEAS DE AIRE, INSTALO CASETA DE PERFORADOR, INICIO A INSTALAR LINEA DE AGUA DE 3" ϕ , CON BOMBA CENTRIFUGA, TRATO DE REDUCIR AGUJERO DE 40" ϕ LLENO DE AGUA DEBIDO A FILTRACION SIN EXITO Y SIN AVANCE EN LA EXCAVACION ARRANCO Y PROBO MOTORES N° 1 Y 2 DEL MALACATE. INICIA PREPARATIVOS PARA IZAR MASTIL EQUIPO INSTALADO 60%.

4.- 24 DE SEPTIEMBRE DE 1985.

TERMINO DE CONECTAR LINEA DE 3" ϕ DEL HIDROMATICO DEL MALACATE NIVEL - CARGADORES PARA TUBERIA, ESTRIBO 60 TRAMOS DE T.P. 4 $\frac{1}{2}$ " ϕ Y HERRAMIENTA DE 6 $\frac{1}{2}$ " ϕ ACONDICIONO ACCESORIOS DEL MASTIL TERMINO PREPARATIVOS Y LEVANTO MASTIL A LAS 14:00 HRS. COLOCANDO PISO Y BARANDALES DEL MISMO EQUIPO INSTALADO 70%.

5.- 25 DE SEPTIEMBRE DE 1985.

TERMINO DE COLOCAR PISO Y BARANDALES, INSTALO LINEA DE STAND PIPE, MANIFOLD Y MANGUERA DE 4" ϕ , COLOCO CASETA DE MATERIALES Y TANQUES DE DIESEL, TRATO DE NIVELAR EQUIPO SON EXITO, POR ESTAR DEMASIADO FLOJO Y HUMEDO EL TERRENO. EXCAVO AGUJERO DE 40" ϕ PARA CONDUCTOR DE 30" ϕ HASTA 2.30 M. NIVEL FONDO DE CONTRAPOZO CON POCO AVANCE DEBIDO A FILTRACION DE AGUA ELIMINO ROTARIA Y COLOCO TUBO CONDUCTOR, CEMENTO EL MISMO UTILIZANDO 30 SACOS DE CEMENTO Y ARENA EQUIPO INSTALADO 80%.

6.- 26 DE SEPTIEMBRE DE 1985.

INSTALANDO EQUIPO, TERMINO DE PREPARAR Y REFORZAR TERRENO, BAJO MASTIL CON GRUAS DE 110 Y 35 TON. NIVEL Y CALZO EQUIPO, ACONDICIONO ROTARIA PORTATIL PARA PERFORAR AGUJEROS AUXILIARES, RECUPERO AGUA EN PRESAS Y TANQUES ACTUALMENTE PREPARA LODO BENTONITICO EQUIPO INSTALADO 90%.

7.- 27 DE SEPTIEMBRE DE 1985.

HACIENDO PREPARATIVOS PARA INICIAR A PERFORAR. PREPARO LODO BENTONITICO PERFORO AGUJEROS AUXILIARES (EQUIPO INSTALADO AL 100 %) INSTALO CARRETE

ADAPTADOR DE 21¼" Ø S-600 A 13 5/8" Ø S-900. BRIDA ADAPTADORA DE 13 5/8" Ø S-1500 PREVENTOR CAMERON TIPO "U" DE 13 5/8" Ø S-1500 CAMPANA DE 13 5/8" Ø Y LINEA DE FLOTE INSTALO LINEA DE DESCARGA DE 2" Ø Y LINEAS DE 1" Ø AL PREVENTOR PROBO EL MISMO SATISFACTORIAMENTE ARMA. BARRENA SMITH D' 12¼" Ø TIPO 5,2,7, SERIE MA-6670 PARA INICIAR PERFORACION

8.- 28 DE SEPTIEMBRE DE 1985.

INICIO LA PERFORACION CON BARRENA DE 12¼" Ø NORMAL. HASTA 57 M. OBSERVO PERDIDA PARCIAL DE 9 M³/HR. CONTINUO PERFORANDO HASTA 65 M. DONDE SUSPENDI OPERACION PREPARO LODO CON ASERRIN EN PRESAS DE BACHEO BOMBEO Y OBTURO PERDIDA. SOLTO VARILLA DEL INCLINOMETRO PARA TOMAR DESVIACION SACO SARTA - LITOLOGIA BASALTO ROJISO, POCO COMPACTO CON OXIDO Y SILICE.

9.- 29 DE SEPTIEMBRE DE 1985.

COLOCO Y SOLDADO EXTENSION AL TUBO CONDUCTOR DE 30" Ø, INSTALO LINEAS DE LLE NADERA Y FLOTE AL CONDUCTOR DE 30" Ø. ARMO AMPLIADOR DE 20" Ø AMPLIANDO AGUJERO DE 12¼" Ø A 20" Ø A 46 M. NORMAL.
TENT = 14° C , T.SAL = 14° C

10.- 30 DE SEPTIEMBRE DE 1985.

CONTINUA AMPLIACION DE 20" Ø HASTA 64.0 M. CAMBIO AMPLIADOR POR OTRO DE 26" Ø Y BARRENA GUIA DE 20" Ø REANUDO AMPLIACION DE 20 A 26" Ø ACTUALMENTE A 42.0 M. NORMAL. TE = 15° C T.S = 15° C.

11.- 1° DE OCTUBRE DE 1985.

CONTINUA AMPLIANDO AGUJERO DE 20" Ø A 26" Ø HASTA 63.0 m. DONDE SUSPENDIO OPERACION REPASA AGUJERO A 55.0 MTS. SIN PERDIDA. DL = 1.05 , VISC= 45 TE= 25°C TS= 25°C.

12.- 2 DE OCTUBRE DE 1985.

ACONDICIONANDO SISTEMA PARA EFECTUAR CEMENTACION POR NO ESTAR DISPONIBLE LA UNIDAD CEMENTADORA DE DERNA. EFECTUO VIAJES DE RECONOCIMIENTO DL= 1.05 TE= 25°C , TS= 25°C.

13.- 3 DE OCTUBRE DE 1985.

CORRIO T.R. DE 20" Ø HASTA 62.0 M. BOMBEO EN FORMA DE BACHE 2660 LTS. DE LECHADA DE CEMENTO NORMAL. POSTERIORMENTE BOMBEO 16,391 LTS. DE LECHADA DE CEMENTO "C" MODIFICADO CON DENSIDAD PROMEDIO DE 1.65 GR/CC. TERMINO OPERACION DESPLAZO 7600 HRS. DE LODO PARA DESPLAZAR CEMENTO A LA SUPERFICIE, PRESION FINAL = 100 PSI QUEDANDO POZO EN ESPERA DE FRAGUADO. INICIO OPERACION 15:40 P.M. TERMINO OPERACION 19:00 P.M. TE= 25° = TS.

14.- 4 DE OCTUBRE DE 1985.

VERIFICO NIVEL DE CEMENTO RECEMENTO NIVEL PISO CONTRAPOZO POR GRAVEDAD CON

20 SACOS DE CEMENTO MODIFICADO DE 37.5 KG. C/U. CORTO Y ELIMINO EXTENSION DEL TUBO CONDUCTOR DE 30" ϕ , SOLDADO CAREZAL DE 20" ϕ INSTALO 2 PREVENTORES ESFERICOS DE 21 $\frac{1}{2}$ " ϕ , APRETO TORNILLERIA Y PROVO LOS MISMOS FALLANDO EL PREVENTOR SUPERIOR, DESCONECTO CONEXIONES DE CONTROL, DESARMO PREVENTOR PARA REVISION. REPARANDO PREVENTOR.

15.- 5 DE OCTUBRE DE 1985.

CAMBIO EMPAQUE AL PREVENTOR POR ENCONTRARSE DAÑADO, ACONDICIONO E INSTALO C AMPANA, INSTALO LINEA DE FLOTE, ARMO BARRERA Y HERRAMIENTAS Y BAJO HASTA 45.30 m. DONDE CHECO CIMA DE CEMENTO TRATO DE EFECTUAR PRUEBA HIDRAULICA SIN EXITO POR HABER FUGAS EN EL SISTEMA DE CONTROL. CHECO Y PROBO NUEVAMENTE EQUIPO SIENDO SATISFACTORIA LA PRUEBA PERFORANDO NORMALMENTE A 71.0 M.

16.- 6 DE OCTUBRE DE 1985.

CONTINUA PERFORANDO HASTA 89.0 M. NORMAL. REPASANDO RESISTENCIA DE 65.0 M A 89.0 m. TE= 18°C, TS= 18°C, DL= 1.05, VISC= 46 FORMACION: ANDESITA BASALTICA PORFIDIC A GRIS OSCURO, CON TRAZAS DE CALCITA.

17.- 7 DE OCTUBRE DE 1985.

CONTINUA PERFORANDO DE 89.0 M. A 104.50 M. NORMAL REPARAN MALACATE AVERIADO TE= 20°C TS= 24°C, DL= 1.07, VISC. = 46.

18.- 8 DE OCTUBRE DE 1985.

CONTINUA PERFORANDO NORMALMENTE HASTA LA PROFUNDIDAD DE 147.0 M. TE= 28°C TS= 32°C C/T DL= 1.08, VISC= 47. FORMACION ANDESITA MICROCRISTALINA GRIS VERDOSA COMPACTA, CLORITA Y OXIDOS.

19.- 9 DE OCTUBRE DE 1985.

CONTINUA PERFORANDO DE 147.0 A 161.0 m. SUSPENDIO OPERACION; CAMBIO BARRENA BAJO HASTA 150.0 M. DONDE ENCONTRO Y REPASO RESISTENCIA HASTA 161.0 M. CONTINUO PERFORANDO A 181.0 M. CON PERDIDA DE 1 M³/HR. TE= 38°C TS= 40°C C/T DL= 1.10, VISC= 48.

20.- 10 DE OCTUBRE DE 1985.

CONTINUA PERFORANDO DE 181.0 M. HASTA 222.0 M. NORMAL T.E= 34°C, TS=38° C DL=1.10 GR/CC. VISC= 50 SEG. FIL= 18 MM. ENJ=1.5 ML.

21.- 11 DE OCTUBRE DE 1985.

CONTINUA PERFORANDO DE 222.0 M. HASTA 251.0 M. NORMAL. T.E= 28° C T.S= 30° C DL= 1.10; VISC. 47 LIT. ANDESITA MICROCRISTALINA GRIS OSCURO COMPACTA CON OXIDOS.

22.- 12 DE OCTUBRE DE 1985.

CONTINUA PERFORANDO DE 251.0 M. A 301.0 M. NORMALMENTE TE= 28° C TS=32° C DL= 1.10 GR/CC. VISC= 50 SEG. FORMACION; ANDESITA MICROCRISTALINA COMPACTA CON OXIDOS.

23.- 13 DE OCTUBRE DE 1985.

CONTINUA PERFORANDO DE 301.0 M A 306.0 M. SUSPENDIO OPERACION, CIRCULO Y CAMBIO BARRENA, ARMO TUBO PICHANCHA, CERRO PREVENTOR Y DEJO POZO EN REPOSO, CORRIO LOS SIGUIENTES REGISTROS:

T-1 CON 10:30 HRS. DE REPOSO, TEMP. MAX. 53.16° C A 304.0 M.

P-1 CON 10:30 HRS. DE REPOSO, PRESION MAX. ANULADO.

T/2 CON 12:00 HRS. DE REPOSO, TEMP. MAX. 57.46° C A 304.0 M.

P-2 CON 12:00 HRS. DE REPOSO, PRESION MAX. 31.20 KG/CM² A 304.0 M.

T-3 CON 15:00 HRS. DE REPOSO, TEMP. MAX. 66.87° C A 304.0 M.

P-3 CON 15:00 HRS. DE REPOSO, PRESION MAX. 30.54 KG/CM² A 304.0 M.

TERMINO SERIE DE REGISTROS, CIRCULANDO PARA ENFRIAR POZO. TE= 28° C -- TS= 32° C DL= 1.11 GR/CC VISC= 45 SEG. FORMACION ANDESITA MICROCRISTALINA.

24.- 14 DE OCTUBRE DE 1985.

CORTANDO NUCLEO N° 1 DE 306.0 M. A 306.0 M. RECUPERO NUCLEO DE 12 CM. DE LONG ELIMINO CANASTA DE CIRCULACION INVERSA, ELIMINO CAMPANA DE 13-3/8" ϕ , CORRIO T.R. 13 3/8" ϕ K-55, 54.5 LB/PIE ROSCA BUTTRESS, HASTA 302.94 M. (ZAPATA) INICIO CEMENTACION BOMBEANDO 200.09 BLS. DE CEMENTO DE DENSIDAD DE 1.85 GR/CC. Y PRESION DE 300 PSI. ACTUALMENTE DESPLAZA LECHADA CON 1.7 BLS. DE LODO Y PRESION DE BOMBEO DE 200 PSI.

25.- 15 DE OCTUBRE DE 1985.

TERMINO DE DESPLAZAR LECHADA DE CEMENTO CON 141.78 BLS. DE LODO CON PRESION DE 200 A 475 PSI CHECO EQUIPO DE FLOTACION CON 1000 PSI TERMINO OPERACION ESPERA TIEMPO DE FRAGUADO, ELIMINO CABEZA DE CEMENTACION, CAMPANA Y PREVENTOR DE 21 1/4" ϕ , COLOCANDO CABEZAL DE 13 3/8" ϕ P.T. -- 306.3 M. NO PERFORARON.

26.- 16 DE OCTUBRE DE 1985.

SOLDO CABEZAL DE 13 5/8" ϕ PROVO PREVENTORES, ARMO BARRENO Y HERRAMIENTAS, CHECO CIMA DE CEMENTO A 277.71 M. EFECTUO PRUEBA HIDROSTATICA A T.R. CON 800 PSI DURANTE 30 MIN. CON EXITO. REBAJANDO CEMENTO A 286.0 M. TE= 28° C, TS= 32° C DL 1.11 GR/CC VISC = 45 SEG. P.T= 306.35 M. NO PERFORARON.

27.- 17 DE OCTUBRE DE 1985.

CONTINUO REBAJANDO TAPON DE CEMENTO DE 286.0 M. A 294.0 M. CAMBIO BARRENA, TERMINO REBAJANDO CEMENTO A 306.0 M. REANUDO PERFORACION HASTA 342.0 M. CAMBIANDO CAMISAS DE ESTABILIZADORES DE 8" Z 12 1/4" ϕ DL= 1.11 VISC = 45 SEG. FIL = 16 ML. ENJ= 1.5 MM. TE= 32° C TS= 37° C S/T FORMACION ANDESITA MICROCRISTALINA COLOR GRIS, OSCURO, COMPACTA CON OJITOS. PERFORARON 35.65 M.

28.- 18 DE OCTUBRE DE 1985.

CONTINUA PERFORACION DE 659.0 M. A 700.0 M. CON UN AVANCE DE 41.0 M. TE = 36° C , TS= 49° C , D.L.= 1.09 VISC. 49 FORMACION: ANDESITA MICROCRISTA-COLOR GRIS OSCURO, COMPACTA.

36.- 26 DE OCTUBRE DE 1985.

CONTINUA PERFORACION DE 700 A 738.0 M NORMAL TE= 36° C TS = 46° C DL = 1.10 GR/CC, VISC = 45 SEG. FORMACION: ANDESITA MICROCRISTALINA, GRIS VERDOSA, CLORITA SILICE Y CALCITA, AVANCE = 38 M.

37.- 27 DE OCTUBRE DE 1985.

CONTINUA PERFORANDO NORMAL DE 738.0 M. A 740.0 M. NORMAL TE= 36° C TS= 48° C DL = 1.11 , VISC. 45 SEG. FORMACION: ANDESITA MICROCRISTALINA AVANCE 2.0 M. (CAMBIO DE BARRENA).

38.- 28 DE OCTUBRE DE 1985.

REPASA RESISTENCIA A 740.0 M CONTINUA PERFORANDO A 793.0 M. NORMALMENTE - TE= 40° C TS= 49.0° C, DL= 1.11; VISC = 45. MISMA LITOLOGIA AVANCE 53.0 M.

39.- 29 DE OCTUBRE DE 1985.

CONTINUA PERFORANDO NORMAL DE 793.0 M. A 808.0 M. CORTO NUCLEO A LA PROFUNDIDAD DE 800 M. RECUPERO (43%) TE= 40°C TS= 52° C DL = 1.12 VISC= 47 SEG. AVANCE 15 M. VARIO LA LITOLOGICA; ANDESITA PORFIDICA COLOR GRIS VERDOSA CON CLORITA Y CALCITA.

40.- 30 DE OCTUBRE DE 1985.

CONTINUA PERFORANDO HASTA 834.0 M. CON PERDIDA DE 2.0 M³/HR. TE= 44° C, TS= 53° C , DL= 1.11 GR/CC. VISC= 44 SEG. AVANCE 26 M. LITOLOGICA ANDESITA PORFIDICA COLOR ROJIZO COMPACTA CON SILICE.

41 - 31 DE OCTUBRE DE 1985.

P.T = 851.0 M.

CONTINUA PERFORANDO DE 834.0 M. A 851.0 M. NORMAL. TE= 41° C TS = 49° C , DL= 1.12 GR/CC VISC = 43 SEG. FORMACION: ANDESITA MICROCRISTALINA COLOR GRIS OSCURO COMPACTA, CON OXIDOS CLORITA Y CALCITA AVANCE 17 M.

42.- 1° DE NOVIEMBRE DE 1985.

P.T = 872.0 MTS.

CONTINUA PERFORANDO DE 851 A 872 MTS. NORMAL. 858.0 M. TOMO DESVIACION PERFORO HASTA 871.0 MTS. TOMO DESVIACION A 868.0 MTS. TE= 41.0° C TS= 49.0° C DL= 1.11 GR/CC VISC = 43 SEG.

43.- 2 DE NOVIEMBRE DE 1985.

CONTINUA PERFORANDO DE 872.0 MTS. A 891.0 MTS. NORMAL TE= 40° C TS= 50° C CON TORRE DL= 1.12 GR/CC VISC = 45 SEG. ANDESITA MICROCRISTALINA, GRIS VERDOSA COMPACTA CLORITA Y OXIDOS.

REANUDO PERFORACION HASTA 417.0 M. NORMALMENTE DL= 1.09 VISC= 46 SEG. FIL= 12 ML. ENJ = 1.13. TE= 35° C TS= 40°C FORMACION ANDESITA BASALTICA, CON -- OXIDOS DE HIERRO Y SILICE PERFORARON 75 MTS.

29.- 19 DE OCTUBRE DE 1985.

CONTINUA PERFORANDO DE 417.0 M. A 525.0 M. NORMALMENTE TE= 38° C TS= 45°C-DL= 1.10 GR/CC VISC= 46 SEG. FORMACION ANDESITA MICROCRISTALINA GRIS-VERDO SA, COMPACTA, CLORITA, SILICE Y PIRITA.

30.- 20 DE OCTUBRE DE 1985.

PERFORANDO DE 525.0 M. A 600.0 M. CON PERDIDA DE 2.5 M³/HR. BAJANDO TUBO - PICHANCHA A 398.0 M. TE= 34° C TS= 46° C DL = 1.12 VISC = 45. FORMACION: - ANDESITA PORFIDICA COLOR GRIS OSCURO COMPACTA, OXIDOS Y CLORITA.

31.- 21 DE OCTUBRE DE 1985.

CORRIENDO SERIE DE REGISTROS TEST= 176.90° C A 596.0 M.

T/4 CON 7:30 HRS. DE REPOSO, TEMP. MAX. 114.8° C.

P/4 CON 7:30 HRS. DE REPOSO, PRES. MAX. 54.19 KG/CM².

T/5 CON 9:30 HRS. DE REPOSO, TEMP. MAX. 127.2° C.

P/5 CON 9:30 HRS. DE REPOSO, PRES. MAX. 53.43 KG/CM².

T/6 CON 12:00 HRS. DE REPOSO, TEMP. MAX. 137.8° C.

P/6 CON 12:00 HRS. DE REPOSO, PRES. MAX. 51.64 KG/CM².

REANUDO PERFORACION CON PERDIDA DE 2 M³/HR. HASTA 609.0 M. DONDE SE INCRE- MENTO PERDIDA A 30.5 M³/Hr. SACANDO BARRENA DL= 1.10 TE= 35° C TS= 48° C.

32.- 22 DE OCTUBRE DE 1985.

CORRIO REGISTROS DE P. Y T. A 605.0 M. P.T = 609.0 M.

T/7 CON 4:30 HRS. DE REPOSO TEMP. MAX. 117.93° C a 400 M. Y TF= 94.28° C.

P/7 CON 4:30 HRS. DE REPOSO PRES. MAX. 54.47 KG/CM² A 605 M.

PREPARO BACHE DE 55 M³ DE LODO CON OBTURANTE, CIRCULO Y REGISTRO PERDIDA - DE 10 M³/HR. INYECTO 21 M³ DE LODO OBTURANTE BAJANDO LA PERDIDA A 2.3 M³/H COLOCO TAPON DE CEMENTO BOMBEANDO DE 20 A 30 BLS. DE LECHADA DE CEMENTO -- DESPLAZO CON 45 BLS. DE LODO CON PRESION DE 100 BLS. BAJANDO BARRENA A -- 57.0 M.

33.- 23 DE OCTUBRE DE 1985.

P.T = 627.0

BAJANDO BARRENA CHECA CIMA DE TAPON DE CEMENTO A 560.6 M. REBAJO CEMENTO, PERFORO HASTA 617.0 M. DONDE OBSERVO PERDIDA DE 4 M³/HR. AGREGO OBTURANTE AL LODO, DISMINUYENDO LA PERDIDA A 2 M³/HR. CONTINUO PERFORANDO HASTA 627 M. TE = 37° C, TS = 44°C, DL = 1.06; VISC.= 48 SEG. PERFORO 18 MTS. S/P.

34.- 24 DE OCTUBRE DE 1985.

P.T = 659.0 M.

REPASA RESISTENCIA A 627.0 M. CON PERDIDA DE 2 M³/HR. TOMO DESVIACION A - 637.0 M. ACTUALMENTE PERFORA A 659.0 M. NORMALMENTE TE= 38° C TS= 44° C - DL= 1.07 VISC = 46 PERFORO 32 M.

35.- 25 DE OCTUBRE DE 1985.

P.T = 700.0 M.

44.- 3 DE NOVIEMBRE DE 1985.

CONTINUA PERFORANDO DE 891.0 A 900.0 MTS. NORMAL SE CORREN LOS SIGUIENTES REGISTROS:

T-8 CON 4:00 HRS. DE REPOSO TEMP. MAX. 87.86° C A 893.0 MTS.

P-8 CON 4:00 HRS. DE REPOSO PRESION MAX. = ANULADO.

T-9 CON 7:30 HRS. DE REPOSO TEMP. MAX. 112.64° C A 893.0 MTS.

P-9 CON 7:30 HRS. DE REPOSO PRESION MAX. 47.56 KG/CM² A 893.0 MTS.

45.- 4 DE NOVIEMBRE DE 1985.

P.T= 920.0 MTS.

CON TUBO PICHANCHA A 893,0 MTS. TERMINO SERIE DE REGISTROS:

T-10 CON 10:30 HRS. DE REPOSO TEMP. MAX. 125.2° C A 893.0 MTS.

P-10 CON 10:30 HRS. DE REPOSO PRESION MAX. 46.68 KG/CM² A 893.0 MTS.

TEST. = 150.35° C a 893.0 MTS. CONTINUA PERFORANDO DE 900.0 A 920.0 MTS. - NORMAL. TE= 42° C TS= 54° C DL= 1.11 GR/CC VISC= 46.0 SEG.

46.- 5 DE NOVIEMBRE DE 1985.

PT= 972.0 MTS.

CONTINUA PERFORANDO DE 920.0 A 972.0 MTS. CON PERDIDA DE 2.0 M³/HORA. TE = 420° C TS = 52° C DL = 1.13 GR/CC VISC = 45.0 SEG.

47.- 6 DE NOVIEMBRE DE 1985.

PT= 988.0 MTS.

CONTINUA PERFORANDO DE 972.0 A 988.0 MTS. CON PERDIDA DE LODO DE 2 M³/HR. ANDESITA MICROCRISTALINA, GRIS VERDOSO COMPACTA CON CLORITA CALCITA Y SILICE. TE= 45° C TS = 55° C DL = 1.13 GR/CC VISC = 47 SEG.

48.- 7 DE NOVIEMBRE DE 1985.

P.T= 997.0 MTS.

CONTINUA PERFORANDO DE 988.0 A 997.0 MTS. CON PERDIDA DE LODO DE 2 M³/HR.- ANDESITA MICROCRISTALINA, GRIS OSCURA COMPACTA, CLORITA Y OXIDOS. TE= 48° C TS= 57° C DL = 1.15 GR/CC VISC= 45 SEG.

49.- 8 DE NOVIEMBRE DE 1985.

P.T = 1022 MTS.

CONTINUA PERFORANDO DE 997.0 MTS. A 1022.0 MTS. CON PERDIDA DE 2.0 M³/HR.- TE = 42° C TS = 57° C DL = 1.10 GR/CC VISC = 45 SEG. FORMACION: ANDESITA - MICROCRISTALINA, GRIS VERDOSA COMPACTA, CLORITA Y OXIDOS.

50.- 9 DE NOVIEMBRE DE 1985.

P.T. = 1045 MTS.

CONTINUA PERFORANDO DE 1022.0 MTS. A 1045.0 MTS. CON MISMA PERDIDA FORMACION: ANDESITA MICROCRISTALINA, GRIS VERDOSA, COMPACTA, CLORITA Y OXIDOS.- TE = 48 TS= 58 DL= 1.15 VISC.= 46.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS.

**MATERIA: REPARACION DE POZOS GEOTERMICOS.
TEMA: INTRODUCCION.**

ING. WALTER FRIEDEBERG MERZBACK.

MEXICO, D.F. 21 de NOVIEMBRE de 1985

"REPARACION DE POZOS GEOTERMICOS"

INTRODUCCION

Por Ing. Walter Friedeberg Merzbak

En esta Introducción se exponen los elementos que integran el concepto de reparación de pozos en general; los capítulos restantes se referirán exclusivamente a la reparación de pozos geotérmicos.

Los pozos de cualquier índole son mantenidos en operación en tanto no se presente algún problema; no se tienen para ellos programas de mantenimiento preventivo. Sí se realizan determinados tipos de inspecciones, a veces aprovechando para ello intervenciones que tienen otro fin, pudiendo determinar así condiciones anómalas indicativas de que un pozo deba ser reparado a corto plazo.

La necesidad de proceder a reparar un pozo puede manifestarse a través del deterioro de sus características de producción o por daño en sus partes integrantes. En el primer caso lo más común es una disminución en la productividad del pozo, pero hay otros tipos de deterioro en la producción como aparición o aumento de agua salada en pozos petroleros, aumento de la relación gas-líquido en la producción y otros. Estas alteraciones se perciben de inmediato, puesto que la producción de líquidos y gases es medida constantemente y se toman muestras, también en forma sistemática, para su análisis.

El deterioro mecánico incipiente o moderado no es detectable en un pozo en operación normal; se puede conocer cuando se interviene en él, ya sea para obtención de información o para realizar una maniobra o una repara-

ción. Es frecuente encontrar, cuando se procede a la reparación de un pozo, tuberías rotas o dispositivos "pegados" o inoperantes. Cuando el daño mecánico sea grande podrá manifestarse en las características de producción, como flujo de arena o de fluidos extraños, pérdida de producción a formaciones permeables de baja presión o, lo que es muy grave, flujo exterior a las tuberías de revestimiento, que alcance la superficie del terreno.

Siempre será necesario hacer un diagnóstico completo: deducir las razones de deterioro de la producción, así como conocer los daños mecánicos, esto último a menudo factible hasta que se extrajo el aparejo de producción o se exploró el interior del pozo. Con este diagnóstico completo quedarán de manifiesto las causas del deterioro en la producción y el estado mecánico real del pozo, lo que constituye la base para fijar el objetivo de la reparación y luego elaborar el programa para su ejecución.

Para los pozos en general, se distingue entre reparaciones menores y reparaciones mayores. Las primeras afectan solamente al aparejo de producción y suelen ser de ejecución bastante fácil, siempre y cuando el aparejo no esté pegado o roto. Simplemente, una vez instalado el equipo de reparación, se controla el pozo mediante el fluido adecuado y se extrae el aparejo de producción. Se introduce de nuevo el aparejo, ya sea, según el caso, después de haber repuesto sus elementos dañados, o con un diseño distinto al anterior. En caso de acumulación de material en el fondo del pozo, éste debe ser limpiado antes de reintroducir el aparejo. Las acumulaciones pueden ser de arena, depósitos parafínicos o asfálticos, incrustaciones de diversas sales u otros que, obviamente, pueden presentarse también dentro del aparejo de producción. Una vez instalado éste de nuevo, se induce a producción el pozo y se evalúan los resultados de la intervención.

Se consideran mayores las reparaciones cuando se interviene en el sistema de admisión de fluidos al interior del pozo o cuando se hacen reparaciones a una tubería de revestimiento dañada.

Tratándose de terminaciones en agujero abierto prácticamente no son factibles las reparaciones para intervenir en el intervalo productor. Una estimulación para incrementar la producción no puede considerarse como una reparación; no se requiere instalar equipo de reparación. Una profundización para extender el intervalo productor quizá sí pueda catalogarse como una reparación. Cuando se trate de reducir o modificar de otra manera el intervalo productor habrá que cambiar de tipo de terminación, esto es, instalar una tubería corta de revestimiento y hacer perforaciones a esa tubería. Mediante simples tapones de cemento colocados en el agujero abierto casi nunca se logran obturamientos satisfactorios.

Los cambios de intervalo en pozos terminados con cedazo son también problemáticos. Si se logra extraer del pozo el cedazo, que comunmente va colgado, se substituye por una tubería corta, a la que se le hacen perforaciones. Cuando el cedazo está dañado y no se requiere cambio de intervalo, se trata de extraer y substituir el cedazo. Si no se logra extraer éste y su diámetro lo permite, se limpia su interior desalojando arena, fragmentos metálicos y otros residuos, para luego introducir un tubo ranurado o cementar una tubería corta, a la que se le harán perforaciones. No es posible realizar obturaciones selectivas en pozos terminados en agujero descubierta o con cedazo.

En los pozos terminados con tubería de revestimiento perforada pueden realizarse sin mayores problemas y con una buena probabilidad de éxito cam-

bios de intervalo, obturaciones selectivas, recementaciones de tuberías y otros trabajos, siempre y cuando no esté seriamente dañada la tubería de revestimiento.

Como quedó asentado, las reparaciones de tuberías de revestimiento se catalogan como mayores.

La reparación y el mantenimiento de los cabezales de los pozos, incluyen todas sus conexiones de superficie, son de especial trascendencia en el caso de los pozos geotérmicos, como quedará expuesto en otro capítulo de este tema.

El programa completo y detallado que debe elaborarse para cada reparación de pozo, tiene bastante similitud con un programa de terminación, sin embargo, la alta incidencia de problemas imprevistos, durante su ejecución, con frecuencia dará lugar a desviaciones respecto a lo programado. Toda la historia del pozo, desde su terminación hasta el momento de la intervención, influye en la elaboración del programa.

La ejecución física de una reparación de pozo se realiza utilizando un equipo de maniobras de capacidad moderada, suficiente para el manejo de las sargas empleadas en la reparación. Se le conoce como Equipo de Terminación y Reparación de Pozos. Se requiere también de la intervención de elementos de servicio externo para ejecutar algunos trabajos, como cementaciones, operaciones relacionadas con pescas y otros.

Una vez terminada la reparación de un pozo, su resultado debe ser evaluado en cuanto a productividad del pozo reparado, su estado mecánico final y el costo de la intervención.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

**CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS".
DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE
MEXICO, D.F.**

MATERIA: "REPARACION DE POZOS GEOTERMICOS".

- PROCEDIMIENTO PARA PREVENCION E INTERVENCION DE POZOS GEOTERMICOS DESCONTROLADOS.
- CRITERIO DE DISEÑO PARA TERMINACION DE POZOS PRODUCTORES DE VAPOR EN EL CAMPO DE LOS AZUFRES, MICH.

ING. HOMERO MENDOZA ESQUIVEL

DICIEMBRE 1985.

pm

PROCEDIMIENTO PARA PREVENCIÓN E INTERVENCIÓN
=====

①

DE POZOS GEOTERMICOS DESCONTROLADOS.
=====

Pozo

INTRODUCCION:

La importancia de elaborar un manual de procedimientos para intervenir pozos descontrolados ha nacido a raíz de los problemas que se han suscitado en los Campos a medida que estos se desarrollan, los descontrolados son los problemas de mayor gravedad y riesgo que se presentan en la construcción de los pozos, estos problemas, van desde ocasionarse daños al yacimiento; y también al sistema mecánico del pozo, que muy difícilmente pudieran quedar reparados satisfactoriamente, estas anomalías son muy costosas e igualmente riesgosas para el personal que labora en la perforación y/o el que interviene en el control del pozo.

DEFINICIÓN Y CAUSAS DE DESCONTROL:

Se entiende por descontrol el brote de un pozo, motivado principalmente por una reacción del yacimiento y que el sistema de control superficial no es capaz de regularlo, por falla del mismo o por no operarse oportunamente.

Los descontroles pueden ser clasificados en dos grupos; los de origen operativo, esto es durante la perforación del pozo, en el momento de comunicar las condiciones del yacimiento con el agujero y que la presión del fluido no sea la suficiente para equilibrar y controlar la misma, todo esto combinado con algún elemento de control superficial que no funcione correctamente o en el momento oportuno; puede motivar un descontrol el cual se incrementaría y se agravaría al transcurrir el tiempo, ya que algunos de los elementos mencionados no son capaces de resistir presión, temperatura, gas, etc., por mucho tiempo.

CAUSAS:

Muchas pueden ser de acuerdo a las experiencias, las causas de un descontrol; pero la mayor parte de las ocasiones es de origen humano la falla; esto es descuidos durante las operaciones, la falta de previsión y cuidados en el mantenimiento de los elementos de control superficial, el manejo y operación equivocado de estos últimos, de acuerdo a sus especificaciones técnicas, la instalación errónea ó no prevista de lo indicado. Así mismo durante las etapas de perforación, la no observancia de las condiciones de operación,; como es el aumento repentino de temperatura del fluido, combinado con una pérdida de circulación. El no tener en el sistema de circulación del volumen suficiente de lodos, bentonita, así como las líneas de control independiente a distancia conectadas al cabezal y una suficiente cantidad disponible de agua, y no prever una cantidad de cemento para taponar todo lo anterior son las causas principales que provocan los descontrol.

Existen también otro tipo de causas, que son las fallas mecánicas de los elementos, que conforman el equipo superficial de control - por si solos, pudiendo ser que las aleaciones no sean las adecuadas; que algún elemento de control no sea de las características - necesarias, que se ha utilizado de manera repetitiva sin hacer una - revisión adecuada, no considerar un factor de riesgo de falla en al - gunos componentes de control en instalaciones superficiales o en - la sarta.

PERSONAL IDONEO PARA OPERAR:

Durante los descontrolados que han sufrido los pozos, se han evaluado las necesidades de personal idóneo para realizar las actividades tendientes a una intervención oportuna y segura. La conclusión a que se ha llegado después de las experiencias obtenidas a partir de los problemas, ha sido la de que debe participar el grupo que estuvo durante la anomalía, para tal efecto la brigada estará integrada por:

GRUPO DIRECTIVO:

2 INGENIEROS DE PERFORACION.

GRUPO ORGANIZATIVO

2 SUPERVISORES DE PERFORACION.

2 JEFES DE POZO.

GRUPO OPERATIVO.

3 PERFORADORES.

2 OPERADORES DE GRUA.

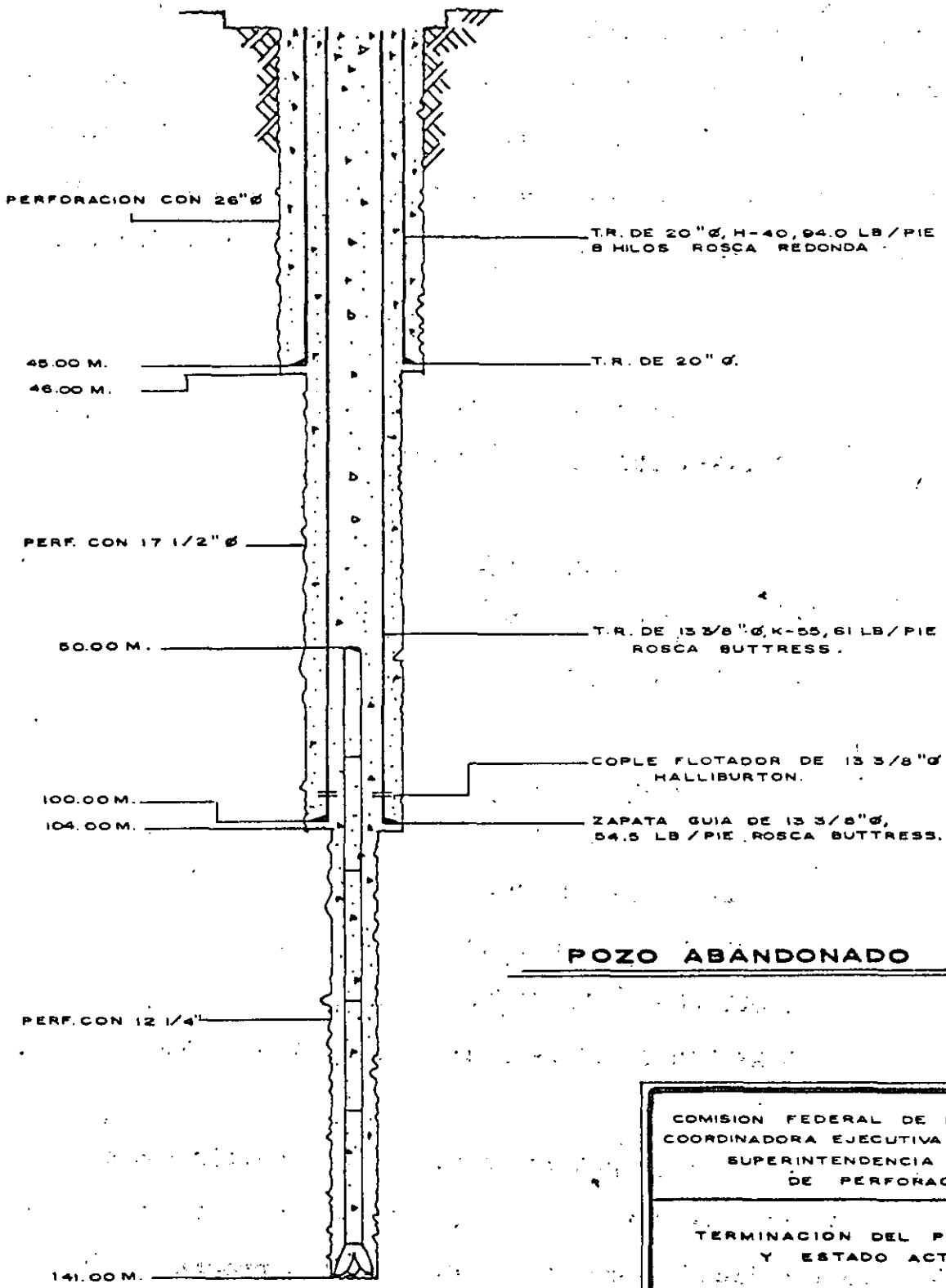
3 AYUDANTES DE OPERACION DE GRUA.

2 OPERADORES DE EQUIPO PESADO

3 AYUDANTES DE OPERACION DE EQUIPO PESADO.

Cabe mencionarse que los grupos anotados podrán modificarse dependiendo del problema; sobre todo el grupo operativo el cual es el que tiene como finalidad ejecutar las operaciones programadas.

SITUACION ACTUAL MECANICA DEL POZO A2-II



POZO ABANDONADO

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 COORDINADORA EJECUTIVA LOS AZUFRES
 SUPERINTENDENCIA GENERAL
 DE PERFORACION

TERMINACION DEL POZO A2-II
 Y ESTADO ACTUAL

FORMO: ING. MIGUEL L. C. APROBO: ING. RAMON R. B.
 REVISO: ING. J. MONERO M. E. DIBUJO: A. T. T.

FECHA DE INICIO 28/08/79. TERMINACION 03/09/80

PROBLEMAS DE DESCONTROL EN EL POZO AZUFRES No.11.

=====

ANTECEDENTES:

Inició su perforación y construcción el 26 de Junio de 1979, después de haber instalado y acondicionado el equipo de perforación, se excavó agujero de 38" Ø, colocó y cementó conductor de 28" Ø, a - - 3.28 m., de profundidad, con respecto al piso del contrapozo, perforó agujeros auxiliares, instaló conexiones superficiales, las probó cerrando el preventor esférico Shaffer de 20" Ø, observando comunicación entre el tubo conductor y el hoyo del rápido; recementó conductor con 20 sacos de cemento.

Inició a perforar con barrena Smith de 12½" Ø, tipo 1-1-1, porta barrena estabilizador de 8" Ø, 3 drill collars 8" Ø, 2 estabilizadores y 1 combinación 4" I.F. a 6 5/8" Regular, perforando normal hasta 49.00 m., donde se observó una pérdida de 2.0 m³/hr., suspendió perforación, colocó tapón de cemento con 50 sacos; a preventor cerrado, bombeándose lechada de densidad 1.75 gr/cc., sin manifestar presión y observando circulación através, del hoyo del rápido, se sacó tubería de perforación a la superficie, bajó un tramo de T.P., (profundidad 8.00 m.), y colocó 2º tapón con 18 sacos de cemento a preventor cerrado, bombeó lechada de densidad de 1.90 gr/cc., checó cima de cemento a 11.00 m., rebajó tapón hasta 45.00 m., normal, - eliminó preventor Shaffer de 20" Ø, conexiones superficiales, cortó tubo conductor de 28" Ø. Armó ampliador de 26" Ø, con barrena guía de 12½" Ø, y procedió a ampliar agujero de 12½" Ø, a 26" Ø, hasta - 46.00 m., eliminó ampliador y corrió T.R. 20" Ø, normalmente a - - 45.00 m., efectuó cementación con 80 brls., de lechada de cemento normal con densidad de 1.75 gr/cc., y se recementó con 15 sacos de cemento normal el espacio anular de la tubería de 20" Ø y de 28" Ø, toda la operación fué normal. Cortó T.R., de 20" Ø, colocó cabezal de 20" Ø, instaló preventor Shaffer S-600, de 20" Ø, y conexiones - superficiales de 20" Ø, armó barrena smith de 12½" Ø, tipo 1-1-1, -

con 3 toberas de 1/2" Ø, la bajó, checó cima de cemento a 30.00 m., circuló durante 15 minutos y realizó prueba hidráulica con 500 - - P.S.I., de presión durante 15 minutos satisfactoriamente. Rebajó cemento hasta 52.00 m., e inició a perforar, hasta 79.00 m., donde sacó barrena y sarta a la superficie, para empacarla, eliminó barrena, armó otra smith, tipo 6-1-5, de 12¼" Ø, 9 drill collars de 8" Ø, 3 estabilizadores de 8" Ø X 12¼" Ø, 1 combinación 6 5/8" Regular a 4" I.F., bajó hasta 30.00 m., donde checó resistencia, repasó la misma hasta el fondo (79.00 m.), y continuó perforando, logrando avanzar hasta 106.00 m.

DESCRIPCION DEL PROBLEMA Y TRABAJOS REALIZADOS CON LOS CUALES SE INTENTO SOLUCIONAR EL PROBLEMA:

Al perforar a 106.00 m., de profundidad, observó fuerte cabeceo y manifestación de vapor, cerró preventor esférico de 20" Ø, observando flujo de vapor por el espacio anular, bombeo 30 m³ de agua, enfrió pozo y con equipo Howco, inyectó lechada de cemento y barita, aflorando a la superficie, intentó levantar barrena sin obtener éxito, desconectó flecha recuperando un tramo de T.P., quedando así -- 84.00 m., de herramienta atrapada (boca del pescado a 10.75 m), limpió contrapozo, rellenó con cemento agujero o fosa a un lado del -- conductor por donde fluyó el pozo, acondicionó tubería lavadora de 9 5/8" Ø, y zapata de 9 5/8" Ø a 10 5/8" Ø, la bajó hasta 30.88 m., donde encontró resistencia, lavó de 30.88 a 52.00 m., circuló y sacó sarta lavadora a la superficie, armó y metió zapata guía 10" Ø, a manera de pescante, conectó boca de pescado y tensionó aparejo -- con 35,000 lbs., sin obtener éxito, sacó y eliminó pescante, armó -- zapata dentada de 10 3/4" Ø, seguida de T.L. de 9 5/8" Ø, la bajó a 51.00 m., circuló y continuó lavando pescado hasta 77.00 m., suspendió operación, circuló y sacó tubería lavadora a la superficie. Acondicionó, armó y bajó zapata de 15" Ø, seguida de T.L., de 9 5/8" Ø,

y 13 5/8" Ø, combinada, hasta 32.00 m., donde encontró cima de cemento, amplió espacio anular de 32.00 m., a 45.00 m., y amplió hasta 77.00 m., suspendió por poco avance, circuló, sacó zapata y T.L. a la superficie notando la zapata dentada, desgastada sin tungsteno, acondicionó otra zapata de las mismas características y T.L., - la bajó hasta 43.00 m., donde encontró resistencia, repasó la misma hasta 77.00 m., donde trató de pasar el 1^{er.}, estabilizador sin éxito, sacó sarta notando desgaste interno en la zapata, acondicionó, armó y bajó zapata de 16 3/4" Ø, seguida de tubería lavadora - de 13 3/8" Ø, hasta 45.00 m., donde encontró resistencia, circuló, lavó pescado de 45.00 a 58.00 m., suspendió por poco avance, acondicionó misma zapata a 16 7/8" Ø, con tungsteno, la armó y bajó seguida de T.L., 13 3/8" Ø, donde checó resistencia, repasó la misma hasta 77.60 m., zona del 1^{er.}, estabilizador, lavó hasta 77.75 m., suspendió por poco avance, sacó sarta, acondicionó zapata 17" Ø, - la bajó seguida de T.L. de 13 3/8" Ø, con centradores interiores - de 8 1/2" Ø, a 40.00 m., repasó hasta 69.00 m., y lavó hasta 77.55 m., suspendió operación por poco avance, sacó sarta lavadora a la superficie, acondicionó, armó y bajó pescante Bowen a 10.75 m., (boca de pescado) no pudiendo conectarse, lo sacó y eliminó, armó y metió drill collar de 6 1/2" Ø, se conectó al pescado, trató de recuperar el mismo sin éxito, lo sacó, lo eliminó, acondicionó y metió pescante Bowen Over-Shot, de 8 1/8" Ø, a 10.75 m., (boca de pescado), lo operó sin éxito, lo sacó y eliminó, metió otro de 8 7/8" Ø, y cuñas de 6 1/2" Ø, lo operó sin éxito, lo sacó y eliminó, metió T.P. franca y circuló, sacó T.P., acondicionó, armó y bajó pescante - - Over-Shot de 9 5/8" Ø, a 10.75 m., operó pescante sin obtener éxito lo sacó y elimino, acondicionó, armó y bajó zapata de 17" Ø, seguida de T.L. de 13 3/8" Ø, a 49.00 m., repasó y lavó hasta 78.40 m., logrando pasar el 1^{er.}, estabilizador de 12 1/2" Ø, suspendió operación, circuló y sacó zapata, la acondicionó y bajó nuevamente hasta 78.40 m., circuló y lavó desde esta última profundidad a 79.43 m., suspendió operación, sacó zapata, la acondicionó otra vez y la metió hasta 79.43 m., lavó hasta 82.25 m., suspendió operación por degollamiento de combinación 4 1/2" Ø a 9 5/8" Ø, trató de pescarla -

sin éxito, hizo pescante hechizo, bajó a boca del 2º pescante a 9.0 m., lo operó con éxito, acondicionó combinación 5 5/8" Ø a 4½" Ø y combinación de 9 5/8" a 4½" Ø, armó y bajó zapata 17½" Ø, T.L. de 13 3/8" Ø, a 82.24 m., intento repasar sin éxito, suspendió operación, sacó sarta lavadora, la eliminó, circuló, eliminó instalaciones superficiales y de control, instaló preventor esférico Hydril - tipo MSP de 12½" Ø, instaló grampa y tornillería y demás conexiones de líneas, las probó satisfactoriamente, armó y bajó zapata de 17" Ø, y T.L. de 13 3/8" Ø, a 82.70 m., repasó hasta 84.20 m., circuló, sacó sarta lavadora a la superficie, la acondicionó nuevamente y bajó hasta 84.20 m., lavó a 84.60 m., sacó sarta lavadora, la revisó y bajó nuevamente la misma a esta última profundidad lavando hasta 87.30 m., suspendió por poco avance, limpió agujero, sacó sarta lavadora, la revisó y la bajó nuevamente, lavando de 87.30 a 93.60 m., suspendió por poco avance, la sacó y acondicionó misma zapata, la bajó otra vez a 93.60 m., lavó pescado hasta 94.20 m., suspendió operación por poco avance, metió T.P., franca, circuló y enfrió pozo, sacó T.P., a la superficie, armó y bajó pescante de 9 5/8" Ø, hasta la boca del pescado, lo operó tensionando hasta 100 tons., sin obtener éxito de pesca, sacó y eliminó pescante, armó y bajó zapata 17" Ø y T.L. de 13 3/8" Ø, a 94.20 m., circuló, repasó de 94.20 a 94.60 m., sacó sarta lavadora, la acondicionó, la bajó y continuó repasando y lavando hasta 95.67 m., circuló y sacó sarta lavadora a la superficie, la eliminó, armó y bajó pescante 9 5/8" Ø, lo operó satisfactoriamente con tensión de 120,000 lbs., logrando recuperar el 100% de pescado, probó tubo conductor por medio de prueba hidráulica, sin éxito ya que al meter presión el pozo admitió fluido sin registrar presión, suspendió prueba, metió T.P., franca hasta 95.00 m circuló, sacó T.P. a 56.00 m.; y colocó tapón de cemento por inyección con 27 brls., de lechada de 1.85 gr/cc., sacó T.P., a la superficie, esperó frágado, armó barrena 12½" Ø, seguida de herramienta de 8" Ø y 6½" Ø, así como T.P., hasta 35.00 m., checó cima con 5 tons., y rebajó cemento hasta 50.00 m., sacó sarta, eliminó barrena y herramienta, metió T.P., franca a 46.00 m., colocó 2º tapón de cemento por inyección empleando 160 sacos de 50 kgs., cada uno, sacó-

T.P., esperó 12:00 hrs., de fraguado, armó misma barrena y herramienta anterior y bajó a 46.00 m., donde checó cima con 5 tons., rebajó cemento hasta 50.00 m., probó tapón con presión sin obtener éxito, admitiendo fluido el pozo sin registrar presión, sacó barrena y herramienta a la superficie, las eliminó y bajó con T.P. franca a 46.00 m., colocó tapón por inyección con 230 sacos de cemento-modificado y presión máxima de 400 P.S.I., sacó T.P. a la superficie, esperó fraguado, armó barrena 12¼" Ø y herramienta de 8" Ø y 6½" Ø, bajó y checó cima a 40.00 m., con 5 tons., probó tapón con presión sin éxito por fugas en líneas superficiales, las reparó, probó nuevamente obteniendo éxito con 500 P.S.I., rebajó cemento hasta 45.00 m., y probó nuevamente con éxito, continuó rebajando hasta 96.00 m., circuló y sacó barrena a la superficie, la eliminó y metió otra del mismo diámetro (12¼" Ø) con sarta empacada hasta 96.00 m., y continuó rebajando hasta 106.00 m., (fondo), reanudó perforación hasta 115.00 m., suspendió operación por observar manifestación de gas, acondicionó lodo con barita, circuló con lodo de densidad 1.23 gr/cc., notando disminución de su peso en la salida de 1.09 gr/cc., metió bache de lodo pesado, sacó sarta a la superficie, la eliminó, bajó con T.P., a 111.00 m., circuló y con equipo Howco colocó tapón por inyección empleando 250 sacos de cemento y presión máxima de 200 P.S.I., densidad de lechada 1.85 gr/cc., descargó presión, levantó T.P. a 27.00 m., cerró preventor y llenó pozo, esperó fraguado, checó cima a 77.00 m., circuló sin observar gas, sacó T.P., a la superficie, armó barrena 12¼" Ø, herramienta de 8" y 6½" Ø, bajó a 115.00 m., libre, circuló, acondicionó lodo de 1.28 gr/cc., sacó barrena a la superficie, notandose enseguida flujo de vapor y gas sin permitir bajar la T.P. franca, instaló unidad cementadora, observó abatimiento de flujo de gas, metió T.P., a 56.00 m., cerró preventor e inyectó 550 sacos de cemento de cloruro de calcio con 100 P.S.I., abrió preventor y levantó T.P., a 28.00 m., bombeó 200 sacos de cemento Apasco aflorando a la superficie e inició tiempo de fraguado.

Después de los trabajos mencionados anteriormente y con pozo cementado hasta la superficie, se realizaron trabajos de revisión, acondi

cionamiento y reparación de equipo de perforación y limpieza general del equipo, instalaciones y plataforma, una vez hecho esto, recuperó agua en presas y tanques, preparó y acondicionó lodo, armó barrena 12½" Ø, seguida de herramienta, bajó a 8.00 m., donde checó cima de cemento, circuló, rebajó cemento hasta 50.00 m., circuló, sacó barrena a la superficie, la eliminó, armó y bajó ampliador de 17½" Ø a 8.00 m., amplió agujero de cemento, hasta 47.00 m., circuló, acondicionó lodo a 1.50 gr/cc., sacó ampliador y bajó barrena 12½" Ø, repasó hasta 50.00 m., continuó rebajando cemento hasta 101.00 m., donde observó fuerte flujo de gas y vapor, abrió válvulas de 2" Ø, cerró preventor Hydril y preparó lodo pesado de 1.80 x 45 y lo bombeó al pozo abatiéndose el flujo, preparó nuevamente lodo de 1.70 gr/cc., bombeó 25 m³ de inmediatamente con equipo Howco-bombeó 400 sacos de cemento, desfogó y abrió preventor y sin observar manifestación de gas y vapor, sacó barrena a la superficie, metió T.P. 4½" Ø - X.H., conectó Kelly y llenó pozo con agua, cerró preventor y esperó fraguado, se dió mantenimiento al equipo de perforación, desfogó por línea de 2" Ø, abrió preventor, armó barrena y herramienta, bajó a 12.00 m., donde checó cima de cemento, rebajó hasta 30.00 m., suspendió operación, sacó sarta, la eliminó, quebró herramienta de 8" y 6½" Ø, hizo preparativos y bajó mástil de este equipo No.3 de Comisión Federal de Electricidad, hizo trabajos de limpieza general y revisión de equipo de perforación, levantó mástil acondicionó lodo pesado de 1.60 gr/cc., desconectó preventor esférico y conexiones, instaló carrete de 20" x 13 3/8" Ø, instaló preventor tipo "U", 13 3/8" Ø; instaló campana y línea de flote, probó instalaciones superficiales satisfactoriamente, acondicionó lodo de 1.80 gr/cc. Armó y bajó barrena 12½" Ø; seguida de herramienta a 30.00 m., checó cima de cemento, circuló, rebajó cemento hasta 117.00 m., (fondo) circuló sin observar manifestación de vapor, reanudó perforación hasta 125.00 m., donde observó fuerte cabeceo, cerró preventor, preparó lodo de 1.90 gr/cc., abrió línea de 2" Ø, donde siguió fluyendo el pozo, preparó lodo de 2.02 gr/cc., bombeó 35 m³ del mismo, logrando abatir el flujo durante 1:00 hrs., después continuó fluyendo, registrando presión de 200 P.S.I., preparó lodo-

de 1.70 gr/cc., por agotarse la barita, bombeó bache a preventor cerrado e inmediatamente bombeó 600 sacos de cemento de densidad de lechada de 1.95 gr/cc., a 2 gr/cc., abrió preventor, desconectó Kelly y 1 tubo, observando cabeceos nuevamente, conectó válvula de control, de 2" \emptyset , cerró preventor e inyectó 450 sacos de cemento, abrió preventor e intentó sacar barrena sin éxito, observó pozo en el cual se abatió el nivel 1.5 m., en 1:00 hrs., posteriormente, observó flujo por la campana, cerró preventor e intentó inyectar cemento por espacio anular sin éxito, por fuga en preventor, abrió preventor, desconectó 1 tramo T.P., notando poco flujo, conectó válvula de control, la dejó abierta sin notar flujo, eliminó la misma, desconectó 1^{er} tubo de perforación, quedando boca de pescado a 8.00 m., destapó preventor y cambió arietes anulares de 4½" \emptyset , cambió -- instalaciones superficiales por estar tapadas con cemento, limpió las mismas, volvió a instalarlas, preparó y acondicionó lodo pesado de 1.6 gr/cc., y viscosidad 60 segundos, armó barrena 12¼" \emptyset , rebajó con esta hasta 8.00 m., la sacó y eliminó, armó y bajó zapata y T.L. de 9 5/8" \emptyset , lavó de 8.00 a 8.20 m., suspendió por poco avance, sacó zapata, achicó pozo, observando la boca del pescado recargado a la pared del nuevo agujero en cemento, acondicionó lodo de 1.70 gr/cc., acondicionó zapata de 16 3/4" \emptyset y T.L. de 13 3/8" \emptyset , eliminó preventor Cameron tipo "U", de 13 3/8" \emptyset , metió zapata y T.L.; -- antes mencionada, lavó hasta 20.00 m., circuló y sacó sarta lavadora, bajó un drill collar de 6½" \emptyset y conectó pescado, trabajó y recuperó 1 tramo de T.P., instaló preventor cameron nuevamente, probó -- satisfactoriamente conexiones superficiales, armó zapata 12 5/8" \emptyset y T.L. 9 5/8" \emptyset , la bajó a 20.00 m., lavó hasta 88.00 m., suspendió operación, levantó volumen en presas con lodo de densidad 1.90 gr/cc., sacó sarta lavadora, acondicionó zapata y T.L. de 9 5/8" \emptyset , la bajó hasta 88.00 m., y lavó hasta 104.10 m., donde tocó barrena, -- circuló, sacó sarta lavadora la volvió a acondicionar, la metió nuevamente, repasó hasta 104.10 m., la sacó y eliminó, bajó T.P., franca a 17.80 m., conectó pescado, lo trabajó con éxito recuperando el 100% de pescado, metió T.P., franca a 104.00 m., circuló acondicionó lodo, sacó T.P. a la superficie, desmanteló instalaciones superficiales y de control, instaló otras con preventor Hydril esférico de

20" Ø, las probó satisfactoriamente, armó ampliador de 17½" Ø con barrena piloto de 12¼" Ø, amplió hasta 102.00 m., circuló, sacó ampliador, lo eliminó, corrió T.R. 13 3/8" Ø, hasta 100.00 m., la cementó, aflorando cemento a la superficie, esperó fraguado pero antes de cumplirse este notó flujo de vapor y lodo por espacio anular, volvió a conectar equipo Howco y recementó forzando con 180 sacos de cemento y presión de 700 P.S.I., esperó fraguado, cambió instalaciones superficiales y de control, las probó satisfactoriamente, armó barrena 12¼" Ø, y herramienta, la bajó a 69.00 m., circuló, realizó prueba hidráulica con 700 P.S.I., satisfactoriamente, sacó barrena y T.P. a la superficie quebrando tubo por tubo, eliminó preventor Hydril 20" Ø y cabezal de 20" Ø, instaló cabezal de 13 3/8" Ø, brida adaptadora, carrete de 12" X 10" Ø, válvula maestra y válvulas laterales de 2" Ø, cerró pozo, limpió instalaciones, desmontó equipo de perforación No.3 de C.F.E., lo transportó al pozo Az-17.

A continuación se instaló el equipo de perforación No.2, propiedad de C.F.E., proveniente del pozo Az-16, de este mismo campo, lo acondicionó al 100%, eliminó válvula de 10" Ø, carrete adaptador e instaló preventores y desviador de flujo y líneas superficiales y de control, las probó satisfactoriamente con 1000 P.S.I., armó barrena 12¼" Ø, y herramienta, las bajó a 85.00 m., donde checó cima de cemento y equipo de flotación 13 3/8" Ø, con 4 tons., circuló, trató de hacer prueba hidráulica sin éxito por fugas en línea de Stand -- Pipe, levantó barrena a 39.00 m., reparó falla, bajó barrena a 85.00 m., circuló, volvió a intentar P.H., sin éxito, circuló y enfrió pozo, reparó anomalia, efectuó prueba hidráulica con éxito aplicando 1000 P.S.I., durante 30 minutos, sacó barrena a la superficie, la revisó, bajó nuevamente misma sarta pero esta vez conteniendo válvula de contrapresión hasta 85.00 m., circuló, rebajó equipo de flotación y cemento 110.00 m., donde observó flujo del pozo, continuó perforando hasta 126.00 m., colocó tapón por inyección con 200 sacos de cemento, sacó barrena y cerró pozo, esperó fraguado con presión máxima de 150 P.S.I., cambió válvula de la línea de descarga por una de 6" Ø, desazolvió canales, cambió hule a preventor rotato-

rio, abrió válvula de 2" \emptyset y descargó presión del pozo a 0 P.S.I., - observando flujo, cerró válvula levantando presión de 170 P.S.I., - terminó fraguado del tapón de cemento, armó barrena y herramientas, bajó a 78.00 m., dondè checó cima, circuló, cerró preventor y efectuó prueba hidráulica con 1000 P.S.I., satisfactoriamente, rebajó cemento hasta 126.00 m., donde se arrancó nuevamente el pozo con 150 P.S.I., y continuó perforando hasta 135.00 m.

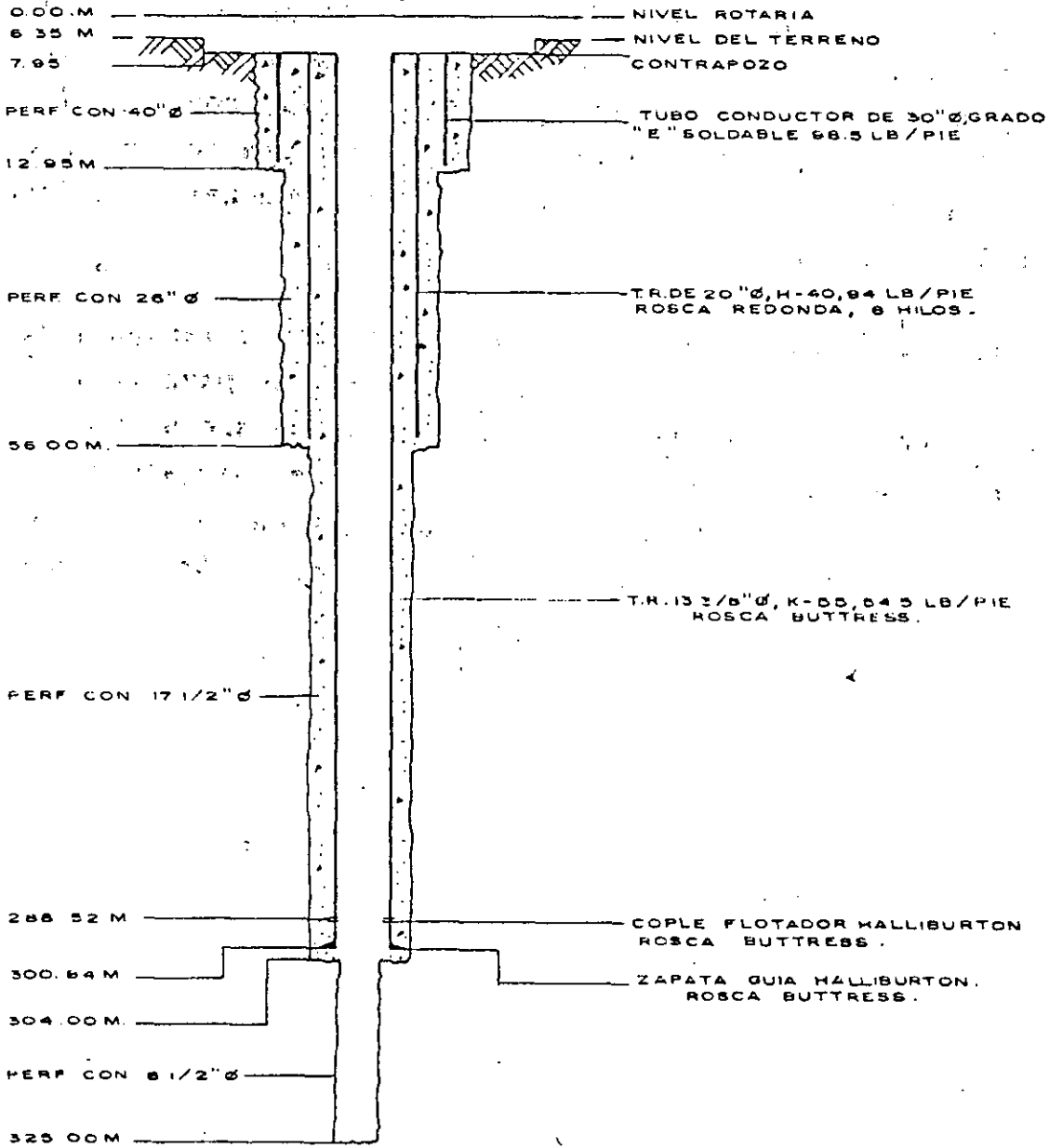
Levantó barrena a 123.00 m., y con equipo Howco a preventor cerrado efectuó tapón por inyección con 200 sacos de cemento Halliburton y 350 P.S.I., inició a sacar barrena pero al ir a 67.00 m., se rompió el hule del desviador de flujo, ocasionándose reventón, cerró preventor anular, controló flujo, colocó otro tapón con 70 sacos de cemento Halliburton y presión de 600 P.S.I., levantó barrena, cerró preventor registrando presión de 150 P.S.I., después de 6:00 Hrs., defraguado, notó abatimiento de presión a 0 P.S.I., abrió preventor y sacó barrena a la superficie, esperó fraguado, armó barrena, 12 $\frac{1}{2}$ " \emptyset y herramienta, bajó a 62.00 m., donde checó cima de cemento, rebajó el mismo hasta 100.00 m., circuló, sacó barrena y herramienta a la superficie, colocó carrete de 12" \emptyset , S-900 por ambos lados con descarga de 10" \emptyset entre preventor anular y desviador de flujo, bajó T.P., frança a 100.00 m., colocó válvula de control, cerró preventor anular registrando enseguida presión de 145 P.S.I., desfogó, - circuló y enfrió pozo, efectuó prueba hidráulica aceptando 4.5 barriles de lodo por minuto y presión de 400 P.S.I., descargó presión abrió preventor, levantó T.P. a 97.00 m., efectuó cementación forzada utilizando 80 sacos de cemento Halliburton, con presión de 500 P.S.I., y densidad de lechada 1.70 gr/cc., desfogó, abrió preventor, levantó T.P. a 34.00 m., cerró preventor anular, esperó fraguado con presión en cabezal de 135 P.S.I., descargó presión de 100 P.S.I., a 0 P.S.I., fluyendo agua fría, cerró nuevamente preventor, registrando al termino de fraguado 80 P.S.I., en el cabezal, desfogó, circuló, efectuó prueba hidráulica a T.R. con 600 P.S.I., bajó barrena a 83.00 m., donde encontró cima de cemento, rebajó el mismo hasta 95.0 m., suspendió por falla mecánica, la reparó y reanudó a rebajar cemento avanzando hasta 104.00 m., donde se registró pérdida total de

circulación, intentó levantar sarta, lográndolo sólo hasta 101.00 m com bombeó directo al espacio anular y tensionó sarta con 125 tons. y rotaria fracasando nuevamente, desconectó T.P., quedando boca de pescado a 15.00 m., acondicionó zapata 12¼" Ø y T.L. 9 5/8" Ø, losbajó hasta 73.00 m., donde encontró resistencia, repasó hasta 80.00 m., donde observó flujo de lodo, acondicionó lodo de 1.17 gr/cc., - bombeó al pozo observando flujo de gas, sacó sarta lavadora a la su perficie, bajó T.P. y conectó pescado, colocó tapón de cemento por inyección através de la barrena, empleando 195 sacos de cemento y presión máxima de 450 P.S.I., desconectó T.P., quedando boca de pes cado a 24.92 m., acondicionó zapatta y T.L. de 9 5/8" Ø la bajó a - 80.00 m., circuló y acondicionó lodo, reanudó lavado de pescado - - avanzando hasta 100.00 m., suspendió operación, sacó sarta lavadora a la superficie, bajó T.P. a 24.92 m., y conectó pescado, trabajó - sarta con éxito aplicando 120 tons., de tensión, recuperando el 100% de pescado, armó barrena 12¼" Ø y herramienta, bajó libre hasta 96- m., circuló y acondicionó lodo, rebajó cemento hasta 106.00 m., don de registró pérdida, sacó barrena a la superficie, metió T.P., fran ca a 103.00 m., colocó tapón por inyección con 11 barriles de lecha da y presión máxima de 600 P.S.I., esperó fraguado, sacó T.P., armó barrena 12¼" Ø bajó a 93.00 m., donde checó cima de tapón, circuló- y rebajó cemento hasta 135.00 m., donde empezó a fluir el pozo y - reanudo perforación hasta 141.00 m., donde suspendió operación por romperse el hule del desviador de flujo, cerró preventor y con equi po Howco controló el pozo bombeando 570 sacos de cemento, desfogó, - abrió preventor y trató de sacar sarta sin éxito, desconectó sarta, recuperando 5 tramos de T.P., quedando boca del pescado a 50.00 m., de profundidad, esperó fraguado, armó barrena 12¼" Ø, seguida de he rramienta, la bajó a 6.00 m., y rebajó cemento hasta 50.00 m., de - profundidad, sacó barrena quebrando tramo por tramo, bajó T.P. fran ca a 47.00 m., colocó tapón de cemento con 105 sacos de cemento ti po "G" (37.5 brls.,) con lechada de densidad 1.85 gr/cc., aflorando cemento a la superficie, sacó T.P., e inició a desmantelar instala ciones superficiales y equipo de perforación.

CONCLUSIONES:

- 01).- Por los problemas suscitados desde el inicio de la perforación, es posible que esa zona esté dentro de una área altamente permeable, con casquete de gas, y a poca profundidad, ya que la aportación del mismo, es alta ocasionando con esto, los frecuentes flujos que traen como consecuencia descontrolados continuos del pozo.
- 02).- Se observó también que aunque se utilizaron cementos diferentes, algunos de ellos modificados preparados para taponar y altas temperaturas, éstos no funcionaron ya que se notó una degradación precoz en algunos casos; otros inicialmente funcionaron pero al rebajarlo estos se degradan también causando la apertura de las zonas de pérdida y aportación de gas/vapor.

POZO-AZ-24



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 COORDINADORA EJECUTIVA LOS AZUFRES
 SUPERINTENDENCIA GENERAL
 DE PERFORACION

ESTADO MECANICO ACTUAL
 DEL POZO AZ-24

FORMO: ING. MIGUEL LOPEZ C. APROBO ING. RAMON R.S.
 REVISO: ING. J. HONORO M.E. DIBUJO: ARTURO T.T.
 FECHA DE INICIO _____ TERMINACION _____

PROBLEMA DE DESCONTROL EN EL POZO AZUFRES No. 20.

ANTECEDENTES:

La plataforma de dicho pozo se encuentra localizada aproximadamente a 450.00 m., al E del pozo Azufres No.6, se ubica a 150.00 m., al norte de la falla Los Azufres, así como a 110.00 m., al S.E., de la manifestación del lodo denominado pozo hediondo. El pozo Az-24, se inició a perforar el 15 de Enero de 1981, la perforación y construcción del mismo fue normal antes de sobrevivir el problema de descontrol que ocasionó la pérdida del pozo.

Se instaló y acondicionó equipo de perforación No.1 propiedad de -- C.F.E., se excavó agujero de 40" \emptyset , colocó y cementó conductor de 30" \emptyset , perforó con barrena de 12 $\frac{1}{4}$ " \emptyset , hasta 56.00 m., amplió agujero a 20" \emptyset a la profundidad de 55.50 m., y 26" \emptyset , hasta 55.00 m., -- corrió y cementó T.R. de 20" \emptyset , H-40, 94 lb/pie, cople corto, rosca redonda 8 hilos/pulgada a 54.5 m., satisfactoriamente. Armó barrena 12 $\frac{1}{4}$ " \emptyset y herramientas, bajó hasta checar cima de cemento a 52.00 m., realizó prueba hidrostática sin éxito, por aceptar la formación, -- procedió a rebajar cemento hasta 55.00 m., circuló, sacó barrena y herramientas a la superficie, las eliminó y armó T.P. franca, bajó hasta 52.00 m., con equipo Howco colocó tapón por circulación bombeando 24 brls., de lechada de densidad de 1.90 gr/cc., levantó T.P. hasta 33.00 m., y con preventor cerrado forzó tapón con 15 brls., -- de lodo y presión de 175 P.S.I., aceptando los mismos barriles la -- formación. Armo barrena 12 $\frac{1}{4}$ " \emptyset , y herramientas, bajó a 39.00 m., -- donde checó cima de cemento, realizó prueba hidrostática a T.R., -- con 500 P.S.I., durante 30 minutos satisfactoriamente, rebajó cemento de 39 a 56.00 m., y reanudó la perforación normalmente hasta -- 69.00 m., donde se registró pérdida parcial de 16 m³/hr., acondicionó lodo con aserrin durante la perforación, restableciendose la circulación normal a los 72.00 m., continuó perforando normal hasta -- 305.00 m., sacó barrena y herramientas a la superficie, las eliminó, armó ampliador de 17 $\frac{1}{2}$ " \emptyset , a 39.00 m., e inició ampliación avanzando

hasta 304.00 m., normal, circuló, sacó y eliminó amplificador; corrió y cementó T.R. de 13 3/8" Ø a 300.84 m., satisfactoriamente, armó barrena de 12 1/4" Ø y herramientas, bajó a 284.00 m., donde checó cima del equipo de flotación, efectuó prueba hidráulica con 1000 P.S.I. durante 30 minutos satisfactoriamente, rebajó equipo de flotación y cemento hasta 303.00 m., normal.

DESCRIPCION DEL PROBLEMA:

Al rebajar cemento a 303.00 m., observó manifestación de vapor a un costado del equipo de perforación aproximadamente a 10.00 m., del centro del pozo, sin observar comunicación de la manifestación con el pozo, sacó barrena y herramienta a la superficie, quebró la misma y bajó con T.P. franca a 302.00 m., circuló normalmente con equipo Howco, realizó prueba hidráulica con una presión de 250 P.S.I., durante 10 minutos, sin abatirse la presión, sacó T.P. a la superficie, la eliminó bajó barrena 12 1/4" Ø, seguida de 6 drill collars de 8" Ø, 3 drill collars de 6 1/2" Ø, y T.P. 4 1/2" Ø, a la profundidad de 303.00 m., y reanudó la perforación normalmente hasta 318.00 m., suspendió operación por observar comunicación de la manifestación con el pozo, sacó barrena y herramientas a la superficie las eliminó, bajó T.P., franca a 303.00 m., circuló desalojando el lodo contaminado y con equipo Howco, colocó tapón por circulación, utilizando 33 brls., de lechada con una densidad de 1.84 gr/cc., levantó T.P., forzó el mismo con 800 P.S.I., esperó 4:00 hrs., de fraguado, sacó T.P., a la superficie, cerró preventor ciego por observar flujo de vapor por línea de descarga, se prosedió a preparar lodo con densidad de 1.35 gr/cc., inyectó el mismo logrando controlar el flujo de vapor, inició a bajar T.P. franca, circulando por etapas hasta 125 m., donde observó resistencia logrando vencerla y continuó bajando y circulando por etapas hasta 263.00 m., donde checó cima de cemento con 1000 lbs., de peso, efectuó prueba hidráulica con 100 P.S.I. durante 15 minutos, satisfactoriamente, sacó T.P. franca a la superficie, armó barrena 12 1/4" Ø, y herramientas, bajó a 264.00 m., donde

rebajó cemento hasta 318.00 m., y reanudó perforación normal hasta 322.00 m., donde efectuó prueba hidráulica con equipo Howco y 600-P.S.I., durante 15 minutos, sin aceptar la formación agua, reanudó la perforación normal hasta 325.00 m., suspendió perforación sacó barrena y herramienta a la superficie, las eliminó, armó T.P. franca, bajando hasta 325.00 m., circuló y se levantó a 321.00 m., y con equipo Howco prosedió a fracturar formación con 1250 P.S.I., con éxito inyectando un total de 487 brls., de agua con 1000 P.S.I., dejando de fluir manifestación adyacente al pozo, posteriormente irrumpió nueva manifestación en el lado izquierdo de la base del equipo; con equipo Howco se colocó tapón de cemento a 325.00 m., inyectando 63 brls., de lechada, observando persistencia de la manifestación la cual aumentó y avanzando, colocandose bajo la base izquierda del mástil, apareciendo al mismo tiempo otras manifestaciones en varios puntos de la plataforma, al ver esta situación se decidió desmantelar el equipo de perforación ya que empesaba a desnivelarse por el undimiento del terreno.

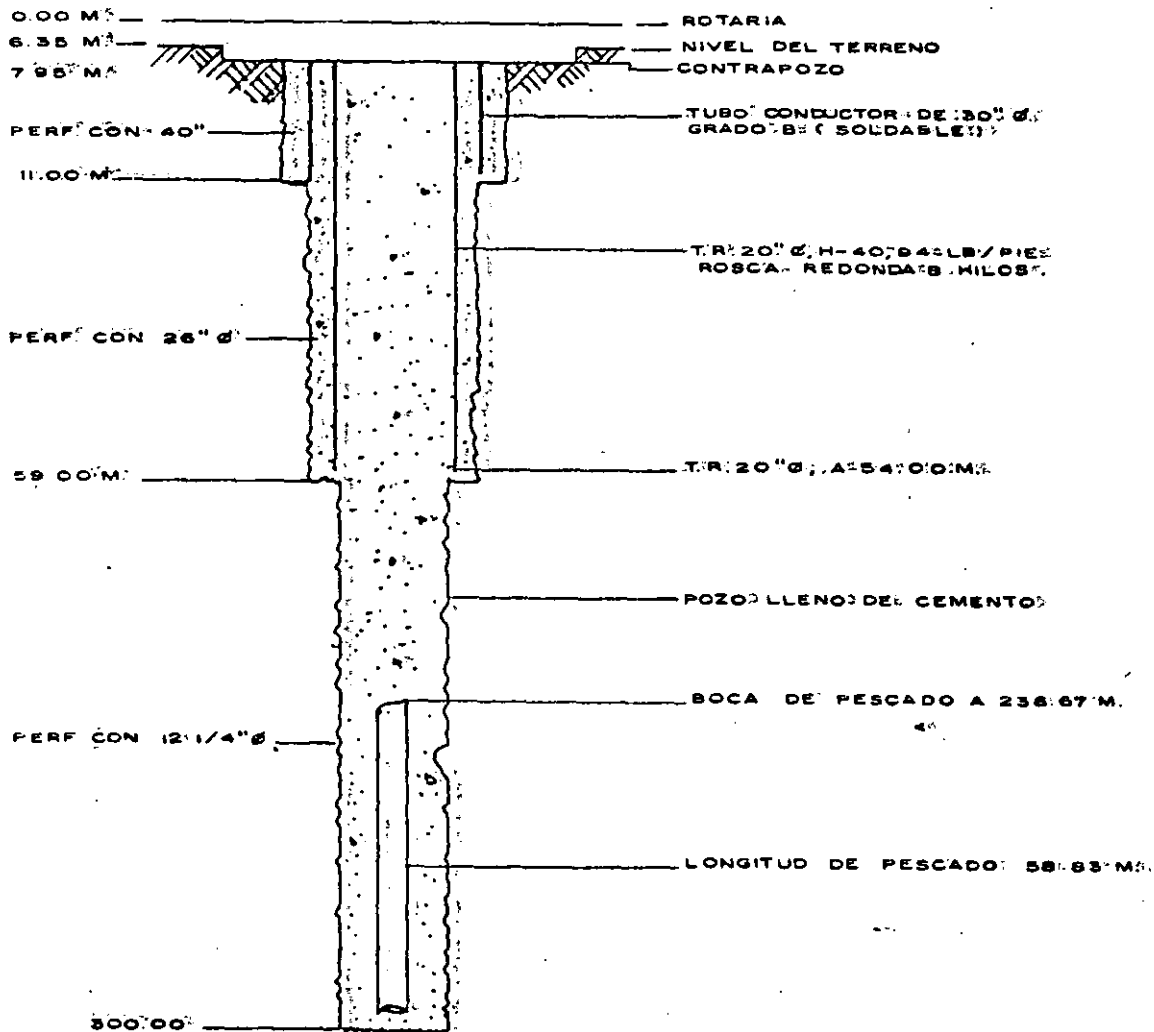
OPERACIONES REALIZADAS DESPUES DEL DESMANTELAMIENTO DEL EQUIPO DE PERFORACION, PARA CONTROLAR EL POZO:

Después que se retiró el equipo de perforación, se metieron 5.00 m. de tubería de 2" Ø, por la fractura del contrapozo y con el equipo Howco bombeó 575 brls., de agua para controlar manifestación de vapor, posteriormente inyectó 1000 sacos de cemento normal, desapareciendo la mayoría de las manifestaciones de la plataforma pero persistiendo la de contorno al pozo, quitó preventores y colocó brida de 10" x 12" Ø, seguida de válvula de 10" Ø, avandonando así el pozo. Se anexa croquis de estado mecánico actual del pozo.

CONCLUSIONES:

- 01).- Es posible que las causas, que originaron, la manifestación de vapor en la plataforma del pozo, se haya debido a que se encuentra en una zona altamente permeable, lo cual se confirma con la manifestación natural, denominada pozo hediondo y que a la hora de perforar el pozo, la zona circunvecina se debilitó más ocasionando la primera manifestación de vapor, cerca del equipo, la cual en un principio no tenía, ninguna comunicación con el pozo, pero al continuar perforando, la hubo.
- 02).- Mediante la obturación de esa zona con cemento, se trató de controlar, la manifestación, pero es obvio que al forzar el cemento a la formación y fracturar la misma con agua, en un principio se logró controlar dicha manifestación adyacente al equipo, pero irrumpieron nuevas manifestaciones, cerca del pozo y del equipo, probablemente por que se debilitó más la zona al forzar con cemento.
- 03).- Debido al hundimiento del equipo, se optó por abandonar el pozo, una vez desmantelado el equipo, se obturaron la gran mayoría de las manifestaciones con cemento, bombeándolo directamente en las fracturas.

POZO AZ-27



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 COORDINADORA EJECUTIVA LOS AZUFRES
 SUPERINTENDENCIA GENERAL
 DE PERFORACION

ESTADO MECANICO ACTUAL
 DEL POZO AZ-27

FORMO: ING. MIGUEL L. C. APROBO: ING. RAMON R. P.
 REVISO: ING. J. ROMERO M. S. DIBUJO: A. T. T.

FECHA DEFINICION: 10/08/61. TERMINACION 10/08/61

PROBLEMA DE DESCONTROL DEL POZO AZUFRES No.27,

=====

ANTECEDENTES:

Este pozo se encuentra localizado en la Zona Norte del Campo en el Módulo denominado "Laguna Verde", a escasos 60.00 m., de una fractura con rumbo NW-SE, en la cual se observa canalizado el flujo hidrotérmico en la superficie y a 200.00 m., de la falla Nopalito que corre con rumbo NE-SW, el objetivo que se perseguía al perforar este pozo era de conocer la ampliación productora del campo hacia esta zona.

Después de transportar, instalar y acondicionar el equipo de perforación No.1 propiedad de C.F.E., se excavó agujero de 40" Ø, hasta 11.00 m., donde se colocó y cementó conductor de 30" Ø, grado "B", -98 lb/pie, soldable, instaló conexiones superficiales, perforó agujeros auxiliares e inició la perforación con barrena 12¼" Ø, hasta 60.00 m., amplió agujero a 20" y 26" Ø, hasta 59.00 m., corrió y cementó T.R. 20" Ø, H-40, 95 lb/pie, Rosca Buttress, satisfactoriamente, cortó conductor de 30" Ø, T.R. de 20" Ø, soldó el mismo cabezal de 20" Ø, instaló preventor esférico Shaffer de 20" Ø, acondicionó e instaló campana y línea de flote, conectó líneas superficiales y de control, checando satisfactoriamente las mismas, armó barrena de 12¼" Ø, tipo 6-1-5, la bajó hasta 50.00 m., donde checó cima de cemento, efectuó prueba hidrostática satisfactoriamente con 500 P.S.I., rebajó cemento y perforó hasta 300.00 m., normalmente, sacó barrena a la superficie, bajó tubo pichanča hasta 296.00 m., corrió registros T-1, P-1, T-2 y P-2.

DESCRIPCION DEL PROBLEMA:

Al estar recuperando el elemento después de 12:00 hrs., de reposo, el pozo cabeceó y se arrancó, fluyendo formación, vapor y lodo, cerró preventor esférico Shaffer de 20" Ø y bombeó al pozo 60 m³ de -

lodo, sin lograr controlarlo, colocó manómetro en línea de descarga registrando 210 P.S.I., abrió línea de 2" Ø, disminuyendo la presión a 125 P.S.I., al estar efectuando preparativos para abastirla y matar pozo, se quemó el elemento de sello del preventor quedando el pozo sin control y fluyendo por agujero 17 ½" Ø y con T.P. franca en el fondo.

TRABAJOS REALIZADOS PARA CONTROLAR EL POZO:

Colocó equipo Howco y trató de controlar pozo, bombeando 51 M³ de agua y 96 brls., de lechada de cemento sin obtener éxito por agostarse el agua, nuevamente trató de controlar el pozo bombeando por espacio anular e interior de T.P. 1351 brls., de agua sin éxito, preparó y acondicionó lodo con barita de 1.55 gr/cc., bombeó 270 M³, de lodo con 100 P.S.I., seguidamente se bombearon 85 brls., de lechada de cemento de densidad de 1.85 gr/cc., con 400 P.S.I. sin obtener éxito, se bombearon 6.2 brls., de lodo bentonítico-barita, alcanzando una presión de 3000 P.S.I., sin resultados positivos.

Continuando el problema tan grave de descontrol se decidió mover el equipo ya que se dificultaba la maniobra y con grúa de 60 tons., desmanteló presas de lodo, desconectó flecha, swivel y gancho de block., quebró 3 paradas de drill collar de 8" Ø, 1 drill collar de 6½" Ø, trató de levantar T.P., sin éxito, con elevador instalado a grúa omega, logró sacar 25 tramos de T.P., cortando con soplete cada 2 tramos, quedando como pescado 6 tramos de T.P., y pichancha con longitud de 58.83 m., y boca a 236.67 m., acto seguido se desconectó y retiraron bomba de lodos, generadores, presas de lodos, motores y despejó el área para rolar el equipo de perforación, se levantó equipo completo con gatos para colocar rodillos de T.P., de 4½" Ø, bajó subestructura, roló equipo empleando 3 camiones tipo petrolero, desplazándolo 15 m., hacia el Sur del lugar donde se encontraba instalado el mismo.

Con contrapozo despejado, eliminó preventor esférico Shaffer de 20" \emptyset dañado, instaló sobre cabezal de T.R. 20" \emptyset , válvula maestra de 10" \emptyset con brida adaptadora S-900 S-1500, preventor Shaffer tipo "U" de 13 5/8" \emptyset , con arretes ciegos y con equipo Howco inyectó por llenaderas del cabezal 176 brls. de lechada de cemento modificado sin retardador de densidad de 1.85 gr/cc., con 400 P.S.I. durante esta operación la válvula maestra se fue cerrando paulatina mente hasta concluir la operación abatiéndose el flujo de vapor quedando el pozo en espera de fraguado.

Terminó fraguado y con una presión en la cabeza del pozo de 38 P.S.I., eliminó preventor Shaffer, con elemento Kuster trató de checar cima de cemento, sin éxito por no abrir la válvula maestra la eliminó, instaló otra válvula de 10" \emptyset , probó válvula satisfactoriamente, con sonda del elemento Kuster checó cima de cemento a 60.00 m., con equipo Howco bombeó 77 brls., de cemento modificado de densidad de 1.85 gr/cc., con presión de 150 P.S.I., seguidamente bombeó 4 brls. de agua, lavó válvulas y esperó fraguado, terminó fraguado, sin registrar presión en el cabezal, abrió válvulas, checó cima de cemento a 19.00 m., bombeó cemento por llenadera, eliminó cabezal de 20" \emptyset , colocó tapa a T.R. 20" \emptyset y se abandonó el pozo.

CONCLUSIONES:

- 01).- Es posible que, lo que contribuyó en gran medida a un descontrol severo del pozo, fue la ausencia de mas dispositivos de control como es el hecho de que estaba instalado un solo preventor, el cual era esférico, ya que los elementos del mismo fueron dañados por el calor del flujo de vapor, con lo que quedó descontrolado completamente, por lo que nos vimos en la necesidad de recorrer el equipo, para que con grúa, poder instalar los elementos adecuados para controlar el pozo.

- 02).- Como se pudo observar el vapor que estaba fluyendo era seco, y por lo tanto provenía de una zona de alta temperatura y -- presión ya que al tratar de ahogar el pozo con inyección de cemento, en los primeros intentos no fué posible por la de -- gradación que sufrió.
- 03).- El intervalo comprendido de los 230.00 a 300.00 m., la for-- mación es esporádicamente porfídica, y muestra un notable -- cambio en las condiciones de permeabilidad y por lo tanto, -- una mayor alteración hidrotermal, pues el vapor que fluyó -- del pozo era seco, puede deberse, a que en el fondo del pozo existe un paquete de andesitas que en ocasiones es porfídica, al parecer en los alrededores del pozo Az-27,, no existe una -- capa sello que permita el entrampamiento de los fluidos geo-- térmicos y esto posiblemente combinado con el efecto de re -- poso en los registros y los cambios de temperatura al circu-- lar para reanudar la operación, aunado todo lo anterior en -- que el equipo de control superficial no fué el adecuado fué -- lo que provocó el problema.

PROBLEMA DE BROTES Y COLAPSO EN T.R. 9 5/8" Ø EN EL POZO AZ-34.

ANTECEDENTES:

El pozo Az-34, se inició a perforar el día 9 de mayo de 1982, la perforación se desarrolló normalmente hasta la profundidad de 1273.00 m., quedando el pozo en las condiciones mecánicas como se observa en la figura 1. Cabe mencionar que antes de alcanzar esta profundidad se observó una pérdida parcial de 26 m³/hr., se siguió avanzando hasta el metro 1271.00 m., donde apareció una pérdida total se continuó perforando a agujero perdido y la circulación se restableció nuevamente a los 9 minutos, aunque parcialmente, y sin cuantificarse, continuó perforando hasta llegar al metro 1273.00 m., donde apareció nuevamente la pérdida total y la operación se suspendió por agotarse el agua.

DESCRIPCION DEL PROBLEMA:

Después de lo anterior se procedió a levantar y estacionar la barra a 732.00 m., y recuperar agua, a continuación se observó un cabeceo del pozo y una presión en el cabezal de 730 P.S.I., y se dejó fluyendo por 2" Ø saliendo vapor seco, cerró válvula se procedió a bombear al pozo un volumen de 60 m³ de agua, abatiéndose la presión, se abrió la línea de 2" Ø sin manifestar presión, la cerró, abrió el preventor y al intentar sacar la sarta observó la misma atrapada, la trabajó tensionándola con 90 tons., (peso sarta 45 tons.), sin éxito, suspendió la operación para recuperar agua observando una presión en la línea de desfogue de 350 P.S.I., la cerró por segunda vez bombearon al pozo 58 m³ de agua en 40 minutos abatiéndose la presión a cero en 7 minutos, se abrió la línea de desfogue sin manifestar y se procedió a sacar la sarta observando un peso únicamente de 10 tons., se recuperaron 3 lingadas, 2 tramos y un tercer tramo de T.P., despedazado y aplastado en el cuerpo; quedando un pescado de una longitud de 625.43 m., consistente en barra, herramienta y tubería de perforación, se procedió a cerrar la válvula --

maestra y observó una presión en el cabezal de 720 P.S.I.

TRABAJOS REALIZADOS PARA RESOLVER EL PROBLEMA.

De acuerdo al grado de aplastamiento que presentó el tramo recuperado, se dedujo que había un colapso en la T.R. 9 5/8" Ø, se hicieron preparativos tendientes a determinarlo construyendo y bajando los siguientes sellos de plomo.

Ø S.I.P.	PROFUNDIDAD DONDE ENCONTRO RESISTENCIA	DURACION OPERACION	VOLUMEN AGUA- BOMBEO AL POZO
8 1/2"	106.17	60'	50m ³
7"	106.30	95'	89m ³
4 3/4"	106.35	90'	39m ³
3 1/2"	106.50	110'	47m ³
3 1/2"	106.50	115'	47m ³

SECUENCIA DE OPERACION:

Armó sello de impresión de plomo de 7" Ø bajó hasta 106.30 m., lo sacó a la superficie, observó muesca al borde del sello, bombeó un total de 89 m³ en 95 minutos que duró la operación, construyó y armó otro sello de impresión de 8 1/2" Ø, y bajó hasta 106.17, sacó y observó muesca al borde del mismo e impresiones laterales, bombeó 50 m³ de agua en 60 minutos que duró la operación, construyó y armó sello de impresión de plomo de 4 3/4" Ø y bajó hasta 106.35 m., sacó y observó impresiones laterales, se bombearon 39 m³ de agua en 90 minutos, lo eliminó, construyó y armó sello de impresión de plomo 3 1/2" Ø y bajó hasta 106.50 m., sacó y observó 2 muescas opuestas, bombeó 47 m³ de agua en 110 minutos que duró la operación, después de esta serie de impresiones logradas con sellos de plomo acondicionados se decidió armar un rolador de 5 1/2" Ø, bajó seguido un doble caja 3 1/2" Ø reg. a

3½" Ø I.F. 6.D.C. 5" Ø, válvula de contrapresión 4½" Ø, combinación 3½" Ø I.F. a 4½" Ø X.H., 1 ling. de T.P. 4½" Ø X.H., 1 tramo T.P., bajó hasta 106.38 m., lo operó y avanzó 21 cm. llegando hasta 106.59 m., lo recuperó y observó en la superficie la falta de 7.5 cm. de nariz y 12 rodillos de 1" X 3.34" del rolator se bombeó un total de 124.61 m³ de agua en 180 minutos que duró la operación, lo eliminó y bajó magneto con cable de sondeo hasta 106.30 m., lo sacó sin recuperar, lo eliminó y armó sello de impresión de 3½" Ø, bajó hasta 106.50 m., lo operó y sacó a la superficie observando impresiones en el borde del mismo, durante la operación se bombearon 70 m³ en 115 minutos, que duró este trabajo, lo eliminó y armó machuelo acondicionado 3½" Ø, bajó seguido de una válvula de contrapresión, 3 lingadas T.P., 4½" Ø X.H., 2 tramos T.P.; hasta 106.40 m. sacó pescante acondicionado en campo sin recuperar nada, se operó 2 veces dicho pescante a 106.40 m., sin éxito, la operación duró 35 minutos bombeando un volumen de agua de 160 m³., lo sacó y eliminó, abrió pozo por línea de 2" Ø de desfogue, posteriormente por línea de 10" Ø fluyó pozo durante 15 minutos con el objeto de recuperar chatarra sin obtener éxito en la operación, acto seguido armó sello de impresión de 3" Ø y bajó hasta 106.45 m., sacó y observó impresión lateral y al centro del sello, la operación duró 90 minutos bombeando un volumen de agua de 60 m³., eliminó sello, acondicionó y armó rolator de T.R. 5½" Ø con punta revestida de carburo de tungsteno y bajó hasta 106.50 m., lo trabajó con 0.5, 6 y 8 ton., suspendió operación, lo sacó a la superficie, lo revisó y observó gastado el tungsteno del rolator y agrietamientos en el cuerpo; solo avanzó 5 cm., armó nuevamente rolator T.R. 5½" Ø y bajó hasta 106.55 m., operó el mismo con ½, 6 y 9 ton., avanzó .33 cm. profundidad 106.88, lo sacó y observó desgaste en la punta del rolator de 5 cm., acondicionó y armó sello de impresión de 3½" Ø, bajó a 106.77 m. lo operó y sacó a la superficie observando muesca en el centro, lo eliminó, acondicionó y armó otro rolator de 5½" Ø y bajó hasta 106.88 m., lo operó durante 180 minutos con 55 R.P.M. y 7 ton. logrando bajar hasta 107.50 m., trató de operarlo sin éxito por registrar torsión, lo sacó, cerró -

pozo, eliminó rolator, abrió pozo fluyendo por línea de 2" \emptyset y 10" \emptyset logrando recuperar $\frac{1}{2}$ Kg. de chatarra de T.R. por línea de descarga 10" \emptyset , cerró y enfrió pozo, acondicionó y armó sello de impresión de 5 $\frac{3}{4}$ " \emptyset y bajó hasta 106.87 m., sacó y observó impresión lateral, bombeó 80.5 m³ de agua en 120 minutos durante los cuales duró la operación, acondicionó, armó rolator de 8 $\frac{1}{2}$ " \emptyset y bajó hasta 106.25 donde operó el mismo hasta 106.59 m., suspendió operación, lo sacó a la superficie observando un desgaste de $\frac{1}{2}$ " \emptyset , acondicionó y armó molino bowen 5 $\frac{3}{4}$ " \emptyset , 8 D.C. 55" \emptyset , l porta barrena, l combinación, l tramo T.P. 3 $\frac{1}{2}$ " \emptyset , bajó molino hasta 106.75 m., operó el mismo hasta 107.43 m., sacó el mismo observando un desgaste del molino de 3/16" \emptyset , acondicionó y armó molino Bowen 8 $\frac{1}{2}$ " \emptyset plano bajó hasta 106.20 m., donde operó el mismo hasta 107.49 m., suspendió operación, sacó molino a la superficie, acondicionó y armó sello de impresión de 5 $\frac{3}{4}$ " \emptyset y bajó hasta 107.45 m., suspendió operación, lo sacó, observó impresión en la parte inferior, lo eliminó, acondicionó, checó y armó sello de impresión de 8 $\frac{7}{16}$ " \emptyset e intentó bajar sin éxito por atorarse en la boca de T.R. 9 $\frac{5}{8}$ " \emptyset , lo sacó y eliminó, armó molino Bowen 5 $\frac{3}{4}$ " \emptyset y bajó hasta 107.50 m., operando el mismo con 1.5 tons., y 55 R.P.M., hasta 108.35 m., suspendió operación, sacó molino a la superficie, acondicionó, revisó y armó molino plano 8 $\frac{1}{2}$ " \emptyset y bajó hasta 107.60 m., operó con 55 R.P.M. y de 1 a 7 tons., logrando avanzar hasta 109.84 m., lo sacó observando un desgaste de 1/16" \emptyset bombeó un total de 339 m³ de agua durante la operación, seguidamente acondicionó, revisó y armó sello de impresión de 8 $\frac{1}{2}$ " \emptyset y bajó hasta 107.34 m., cargó 1 ton., logrando bajar hasta 108.82 m., bombeando un total de 113 m³ durante este trabajo, suspendió operación, sacó sello, cerró pozo, eliminó sello, armó otro sello de impresión de 5 $\frac{1}{2}$ " \emptyset bombeó 24 m³ de agua abatiéndose la presión de 300 a 70 P.S.I., abrió pozo y bajó hasta 109.98 m., lo operó sin éxito, sacó nuevamente el sello y lo eliminó, armó rolator 8 $\frac{1}{2}$ " \emptyset bombeó 40 m³ de agua abatiéndose la presión de 650 a 10 P.S.I., y bajó hasta 107.37 m., operó rolator logrando bajar hasta 109.32 m., suspendió operación, sacó rolator, lo eliminó, acondicionó y armó

molino plano de 8½" Ø, bajo hasta 109.59 m., operó molino hasta 110.18 m., suspendió por agotarse agua en presas, recuperó agua, acondicionó y armó molino plano de 8½" Ø y bajó con 1 porta barrera liso 6 ½" Ø, 1 combinación, 2 estabilizadores 8½" Ø, (sobre comb. y ler. D.C.) 1 válvula de contrapresión, 6 D.C. 6½" Ø y T.P. 4½" Ø X.H., hasta 110.18 m., checó resistencia a 110.40 m., y 110.82 m., repasó la misma hasta 117.00 m., libremente al levantarse observó resistencia a 111.06 m., continuó sacando hasta la superficie, eliminó molino, acondicionó y armó rolador de T.R. 8½" Ø y bajó el mismo hasta 111.00 m., donde checó resistencia inició a operar rolador bajando libre hasta 117.00 m., suspendió operación, para sacar y revisar rolador, notando la falta de un rodillo, lo eliminó, armó barrera 8½" Ø, seguida de 1 porta barrera liso, 1 válvula de contrapresión, 6 drill collar 6½" Ø, T.P. 4½" Ø X.H., y bajó hasta la profundidad de 108.48 m., donde checó resistencia, repasó la misma con 1 ton., sobre su peso, bajando normal hasta 125.00 m., suspendió operación sacó aparejo a la superficie, eliminándola, acondicionó, revisó, armó y bajó 1 tramo de T.L. de 7 5/8" Ø, seguido de 1 combinación (1 válvula de contrapresión), 22 lingadas T.P. 4½" Ø X.H., 1 tramo T.P., hasta la profundidad de 647.65 m., donde checó boca de pescado giró sarta con llave de cadena logrando bajar hasta 648.95 m., suspendió operación por agotarse agua en las presas levantándose a 632.43 m., donde se estacionó, recuperó agua y con bombeo continuo al pozo, sacó sarta a la superficie, la eliminó, armó cortatubo 8 1/16" Ø, seguido de 9 tramos de T.L. 7 5/8" Ø, y 1 lingada T.P. 4½" Ø, bajó, checó boca del pescado a 647.65 m., (empleando llave de cadena) logrando bajar a 740.00 m., con leve torsión donde operó cuchillas del cortatubo Tri-State con 1/2 tons., de tensión y 55 R.P.M., sin éxito e inició a desvasar canastas del cortatubo hasta vencer fricción y sacó herramienta a la superficie; lo eliminó y al desmantelar cortatubo observó atorado en las canastas un tramo de T.P. de 0.82 m., de longitud por 4 cm., de ancho, acondicionó, armó 1 tramo de T.L. 7 5/8" Ø con zapata de tungsteno (revestida interiormente) y bajó a 649.28 m., sin resistencia, donde se estacionó por agotarse agua, recuperó agua y bombeó al pozo disminuyendo presión de

680 a 0 P.S.I. continuando con bombeo continuo, abrió preventor y desconectó flecha para sacar aparejo fluyendo pozo por interior de T.P., cerró preventor, conectó flecha, bombeó al pozo descó -- nectó flecha, sacó y eliminó T.L. y T.P., en la superficie, revisó, acondicionó y armó cortatubo Bowen 7 5/8" Ø O.D. x 6 3/8" I.D seguido de 9 tramos de T.L. 7 5/8" Ø, 1 combinación (válvula de -- contrapresión) y T.P. 4½" Ø X.H., bajando hasta 743.00 m., donde operó el mismo sin éxito, por no operar los flejes en los coples, -- sacó aparejo a la superficie, observando la pérdida de 2 flejes -- de la canasta y rotura de 1 más, quedando intactas las cuchillas, bombeó al pozo con 34 m³ de agua, abatiéndose la presión de 720 -- a 0 P.S.I., bajó cortatubos Tri-State, de 8 1/16" Ø, seguido de 9 tramos de T.L. 7 5/8" Ø, 1 combinación 7 5/8" Hydril a 4½" Ø X.H. 1 válvula de contrapresión 4½" Ø y T.P. 4½" Ø X.H., hasta 739.00- m., donde lo operó sin éxito por dañarse cuchillas, levantó corta tubos hasta 731.52 m., donde checó resistencia, trabajó canastas- de cortatubos con 2 tons., de tensión y 50 R.P.M., logrando des -- gastarlas, levantó cortatubos a 724.43 m., donde se estacionó --- para recuperar agua, total de agua utilizada en la operación 330- m³, bombeó al pozo y sacó cortatubos a la superficie y lo revisó- notando la falta de parte de 2 cuchillas, 3 mas planchadas contra el interior y desgaste de las canastas en los dedos, procedió a -- reparar canastas de cortatubos, bombeó 40 m³ de agua abatiéndose- la presión de 700 a 0 P.S.I., armó y bajó sello de impresión de -- plomo de 8½" Ø, seguido de T.P. 4½" Ø, hasta 647.92 m., donde che có boca de pescado, lo sacó a la superficie observando pequeña -- muesca en la base del mismo, de 3 cm., aproximadamente, gasto de- agua bombeando durante la operación 143 m³, eliminó sello, bombeó al pozo y armó cortatubos Bowen 7 5/8" Ø, seguido 1 tramo de T.L. 7 5/8" Ø, 1 combinación 7 5/8" Ø, Hydril, a 4½" Ø X.H., 1 válvula de contrapresión y T.P. 4½" Ø X.H., bajó hasta la profundidad de- 655.11 m., donde operó cortatubos con éxito, lo sacó habiendo re- cuperado 7.19 m., de pescado (6.45 m. de T.P. dañado y 0.74 m., - de tubo sano), cantidad de agua bombeada al pozo durante la ope- ración 250 m³, armó pescante Bowen 8 1/16" Ø, tipo FS, seguido -

de 1 combinación, 1 subgolpeador 6 ½" Ø, Bowen, 1 combinación, --
1 martillo mecánico Mc. Cullough 6 ½" Ø, 13 drill collars de ---
6 ½" Ø, (válvula contrapresión), T.P. 4 ½" Ø X.H., bombeó 39 m³ -
de agua y bajó herramienta hasta 655.11 m., donde checó boca del
pescado, continuó bajando pescante hasta 655.38 m., logrando co-
nectarse a boca del pescado, tensionó con 59 tons., sobre su pe-
so (pesó sarta 37 tons., del pescado 29.8 tons), operó herramien-
ta en varias ocasiones sin éxito por no trabajar el martillo; du-
rante esta operación se bombearon 300 m³ de agua, armó pescante-
de canasta Bowen 8 1/8" Ø, 1 martillo hidráulico tipo Z, 6 ½" Ø, -
seguido de herramientas y T.P. 4 ½" Ø, bombeó y bajó hasta 655.11
m., donde checó boca del pescado, continuó bajando hasta 655.38-
m., donde se conectó tensionó sarta con 48 tons., sobre su peso-
sin éxito por no operar martillo, sacó pescante a la superficie-
y acondicionó martillo con aceite especial, armó, bajó nuevamen-
te pescante Bowen 8 1/8" Ø, 1 martillo hidráulico tipo Z 6 ½" Ø, -
1 subgolpeador 6 ½" Ø, 1 combinación 4 ½" I.F., a 4 ½" Ø X.H., 13 --
drill collars 6 ½" Ø (válvula de contrapresión), T.P. 4 ½" Ø X.H. -
bajó hasta 655.11 m., donde checó boca del pescado, continuó ---
bajando hasta 655.38 m., donde se conectó, tensionó sarta con --
50 tons., sobre su peso, operó martillo en repetidas ocasiones -
sin éxito, suspendió operación e inyectó un bache de diesel fri-
lax 4 m³ por la línea de llenar, dejando la sarta tensionada con
52 tons., continuó operando martillo en repetidas ocasiones sin-
éxito, suspendió operación y sacó aparejo de pesca a la superfi-
cie y lo eliminó, quedando el pozo cerrado, armó cortatubos Tri-
State 7 5/8" Ø, 1 combinación (con válvula de contrapresión), 9
tubos lavadores 7 5/8" Ø, 1 combinación, 1 drill collar corto --
6 ½" Ø, T.P. 4 ½" Ø X.H., lo bajó pasando por boca del pescado sin
observar resistencia, hasta 749.59 m., donde operó cortatubos en
varias ocasiones, sin éxito, a continuación procedió a desvastar
canastas de cortatubos, y lo sacó a la superficie, eliminó el --
mismo observando los dedos de las canastas desgastados, armó 20-
tramos de T.L. 7 5/8" Ø, 1 combinación (válvula contrapresión) y
T.P. 4 ½" Ø X.H., y bajó libremente hasta 872.00 m., sin observar

resistencia. La finalidad de meter tubería lavadora en este caso sería calibrar el agujero, sacó T.L., a la superficie y la eliminó, gasto total durante la operación 108 m³ de agua, acondicionó, revisó y armó cortatubos Tri-State de 8 1/16" Ø, 1 combinación, 9 tramos T.L. 7 5/8" Ø, 1 doble caja (con válvula de contrapresión) T.P. 4½" Ø X.H., bombeó agua al pozo abatiéndose la presión de 710 a 0 P.S.I., bajó cortatubos hasta 749.01 m. donde lo operó con éxito, terminó operación saco cortatubos a la superficie, recuperando 94.02 m., de pescado, quedando boca de pescado a 748.79 m., y longitud total de pescado de 524.21 m. revisó, armó y bajó cortatubos Tri-State 8 1/16" Ø, 1 combinación, 11 tramos T.L. 7 5/8" Ø, 1 combinación (válvula contrapresión) T.P. 4½" Ø X.H., hasta 862.08 m., donde operó cortatubos con éxito, sacó el mismo a la superficie recuperando 113.17 m., de pescado quedando la boca a 861.63 m., y longitud total de pescado de 411.37 m., hecho esto, armó T.P., franca y bajó hasta 762.32 m., donde se estacionó, cerró preventor anular y corrió los siguientes registros.

T-10 con 3:00 hrs., de reposo, temp. máx. 261.17°C a 760.00 m.
P-10 con 6:00 hrs., de reposo, pres. máx. 53.18 kg/cm² a 860.00m.

A continuación bombeó al pozo 45 m³ de agua durante 60 minutos quedando pozo en reposo durante 3:00 horas, y procedió a correr los siguientes registros:

T-11 con 3:00 hrs., de reposo, temp. máx. 233.01°C a 860.00 m.
T-12 con 6:00 hrs., de reposo, temp. máx. 232.01°C a 860.00 m.
T-13 con 9:00 hrs., de reposo, temp. máx. 234.85°C a 860.00 m.

Terminó de correr serie de registros con T.P., franca a 762.32-m., observando presión de cabezal de 700 P.S.I., bombeó 25.1 m³ al pozo y abatió presión de 700 a 0 P.S.I., en 30 minutos, abrió preventor y sacó T.P. 4½" Ø a la superficie y la eliminó, cerró válvula maestra de 10" Ø y suspendió bombeo, volumen total bombeado durante la operación 273 m³ de agua, quedó pozo cerrado con 700 P.S.I., de presión en el cabezal.

Después de los trabajos realizados, anteriormente descritos y -

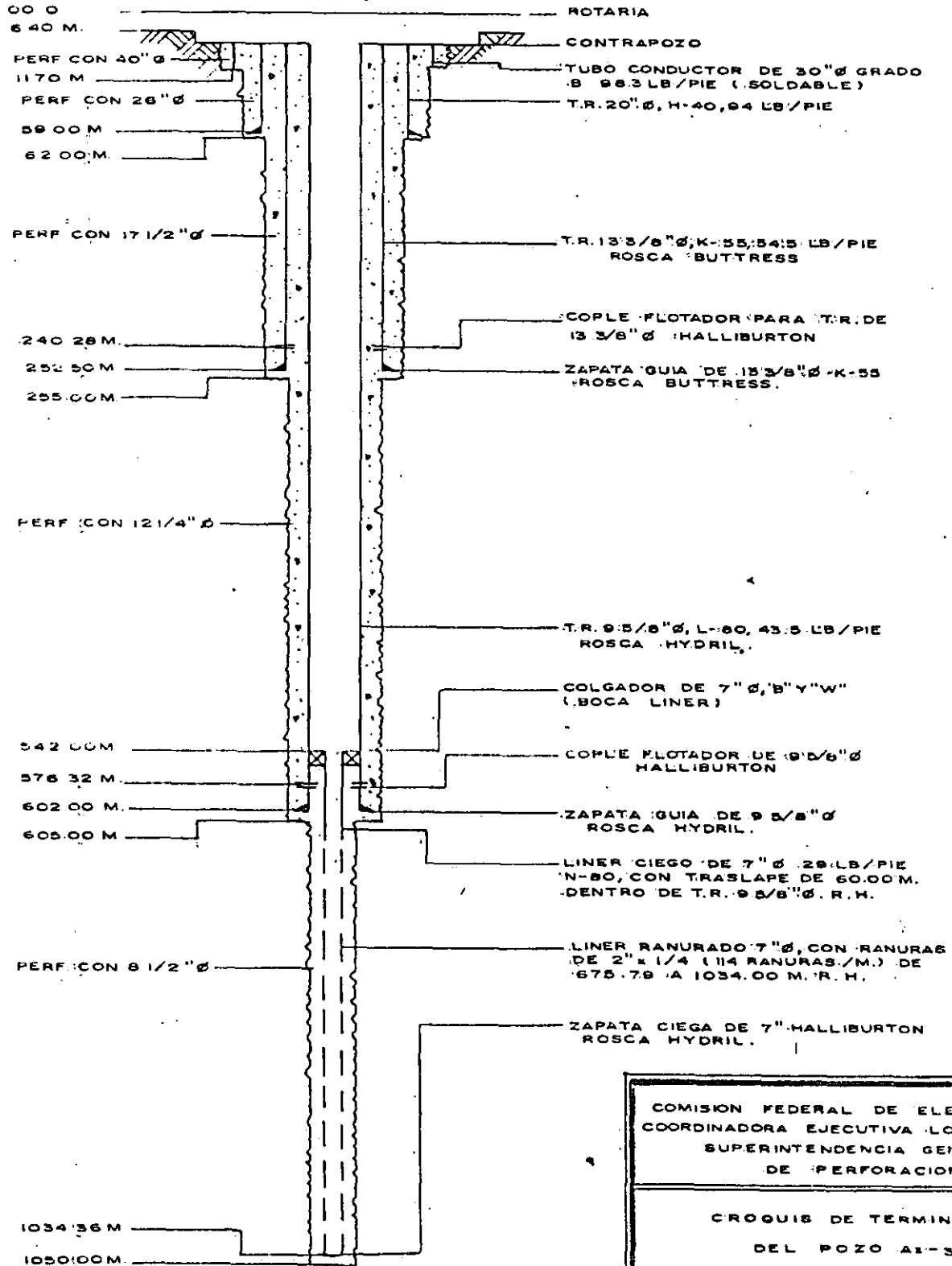
y como resultado de que los registros de temperatura y presión fueron favorables y el pozo siempre se mantuvo con una presión en el cabezal de 700 P.S.I., se decidió terminarlo, teniendo un pescado de 411.37 m., y cuya boca del mismo se encontraba a 861.63 m., el tiempo empleado en reparar el pozo comprendió del 21 de Junio al 11 de Agosto de 1982.

El diseño del liner 7" \emptyset , 29 lb/pie, L-80, Rosca Hydril que fue cementado de la profundidad de 745.55 m., hasta la superficie quedo de la siguiente manera: 110 m., de liner ranurado, 1 combinación hydril a buttress, con 2 canastas Halliburton, 1 cople buttress a buttress, 1 cople diferencial para alojar baffle, 1 combinación buttress a Hydril, con 3 canastas halliburton y una B&W metálica, 1 tramo de liner ranurado y 730.75 m., de liner ciego hasta la superficie (ver terminación del pozo anexa).

CONCLUSIONES:

- 01).- El colapso de la T.R. 9 5/8" \emptyset , se debió probablemente a la expansión térmica de un anillo de agua, como resultado de una cementación defectuosa.
- 02).- Al intentar arrancarse el pozo y observar incremento en la presión del cabezal, se bombearon al pozo grandes volúmenes de agua fría primeramente 60 m³, en un lapso breve ocasionando con ello cambios bruscos de temperatura, que dieron como resultado un choque térmico y expansión del fluido en la zona anillada por agua, trayendo como consecuencia colapso de la T.R. de 9 5/8" \emptyset , y posible fractura.
- 03).- El colapso que sufrió la T.R. 9 5/8" \emptyset , se debió probablemente al mal manejo de los volúmenes de agua fría bombeados al pozo.

POZO A2-36



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
COORDINADORA EJECUTIVA LOS AZUFRES
SUPERINTENDENCIA GENERAL
DE PERFORACION

CROQUIS DE TERMINACION
DEL POZO A2-36

FORMO: ING. MIGUEL L.C. APROBO: ING. RAMON R.S.
REVISO: ING. J. HONORADO M.E. DIBUJO: A. Y. T.

FECHA DE INICIO 25/05/52 TERMINACION 12/06/52

PROBLEMA DE DESCONTROL EN EL POZO AZUFRES No.36

ANTECEDENTES

El pozo Az-36, se inició a perforar el 17 de Septiembre de 1982, la perforación y construcción del mismo se desarrolló normalmente hasta los 305.00m., de la siguiente manera:

Se instaló y acondicionó equipo de perforación No.2 de la Cía Perforansa, se excavó agujero de 40" Ø, colocó y cementó conductor de 30" Ø, a 5.30 m., (con respecto al nivel del terreno), perforó con barrena de 12½" Ø hasta 65.00 m., amplió agujero a 20" y 26" Ø hasta la profundidad de 62.00 m.

Corrió y cementó T.R. 20" Ø, H-40, 94 lb/pie, Rosca Buttress a 59.00 m., satisfactoriamente, armó barrena Smith, tipo 5-2-7, sintoberas, 1 D. caja estabilizador 8" Ø x 12½" Ø, 5 D.C. 8" Ø, 2 estabilizadores 8" Ø x 12½" Ø, 4 D.C. 6½" Ø y T.P. 4½" Ø, bajó a 50.00 m., donde checó cima de cemento, circuló y efectuó prueba hidrostática con 400 P.S.I., satisfactoriamente, rebajó cemento hasta 65.0 m.

Reanudó perforación normalmente hasta 305.00 m., suspendió operación circuló y sacó barrena a la superficie la eliminó; armó tubopichancha y bajó con T.P. 4½" Ø X.H., al estarse ajustando a la profundidad de 302.00 m., se arrancó el pozo por interior de T.P., y por espacio anular.

DESCRIPCION DEL PROBLEMA:

Con pozo fluyendo por el interior de T.P., y por espacio anular, cerró preventor, quedando el pozo fluyendo por dentro de T.P. bombeó 30 m³ de lodo durante 25 minutos, logrando controlar el flujo, instaló válvula de seguridad y lubricador, procedió a correr regis --

tros con temperatura máxima de 191° C con 9:00 hrs. de reposo, --
represionándose el pozo hasta 135 P.S.I., desfogó por línea de 2"
Ø, observando flujo de vapor, bombeó 33 m³ lodo por interior de -
T.P., con presión de bombeo máxima de 260 P.S.I., controlando el
flujo de vapor, continuó bombeando hasta 60 m³, sin establecer --
circulación.

TRABAJOS REALIZADOS PARA SOLUCIONAR EL PROBLEMA

Logrando controlar el flujo de vapor, y viendo que no se podía --
continuar perforando con las condiciones anteriores, se decidió--
obturar esa zona, mediante la colocación de un tapón de cemento,-
la operación se efectuó de la siguiente manera; con tubo pichan--
cha estacionado a 218.00 m., bombeó 33.5 barriles de lechada de -
cemento tipo "H" modificado para taponés, con densidad de 1.90 --
gr/cc. y presión de bombeo de 100 P.S.I., levantó tubo pichancha -
a 160.00 m., circuló, enfrió pozo y colocó segundo tapón de ce --
mento, usando 14.3 barriles de lechada, con densidad de 1.87 gr/-
cc., levantó tubo pichancha a 130.00 m., circuló y enfrió pozo---
y procedió a colocar el 3er tapón de cemento de 68 barriles de --
lechada de cemento con densidad de 1.85 gr/cc. y presión máxima -
de 300 P.S.I., quedando el pozo con 0 P.S.I., sacó tubo pichancha
a la superficie, cerró preventor y válvula de 2" Ø, durante tiempo
de fraguado se registró presión de 75 P.S.I., descargó presión --
por línea de desfogue, abrió preventor, con barra de sondeo, che-
có cima de cemento a 53.00 m., saco barra de sondeo a la superfi-
cie, cerró preventor, represionándose el pozo hasta 65 P.S.I. en-
la cabeza, descargó presión, abrió preventor, armó y bajo una lin-
gada de T.P. franca, circuló, enfrió pozo, saco T.P. a la super -
ficie, cambió preventor tipo "U"S-1500 por preventor tipo "U" S--
900, acondicionó campana para línea de flote, quitó mesa rotaria-
e instaló desviador de flujo, armó y bajo T.P. franca hasta ----
57.00 m., cerró preventor, circuló pozo con temperaturas de cir -
culación 70° C máximo y 25°C mínimo, sacó T.P. franca a la super-

ficie, armó barrena de 12¼" Ø, bajó hasta 54.00 m., donde checó resistencia con 5 tons., repasó la misma, rebajó cemento hasta 118.00 m., en donde al estar haciendo conexión, observó atrapamiento de la sarta, conectó Kelly con circulación y tensionando con 22 tons sobre su peso, liberó sarta, levantó barrena a 52:00 m., cerró preventor, observando incremento de la presión en el cabezal hasta 70 P.S.I., desfogó por línea de 2" Ø, abrió preventor, circuló y sacó barrena a la superficie, al estar bajando T.P. franca a 27.00 m., observó cabeceo del pozo, colocó válvula de control a T.P., fluyendo el pozo por línea de desfogue, cerró preventor y con bombeo continuo por llenadera, logró controlar pozo, bajo T.P. franca hasta 104.00 m., y con equipo Howco, colocó tapón de cemento, sacó T.P. a la superficie, cerró preventor, armó barrena de 12¼" Ø y bajó hasta 55.00 m., checó cima de cemento con 5 tons. y rebajó tapón hasta 193.00 m. normalmente, sacó barrena a la superficie, armó y bajó tubo pichancha hasta 180.00 m., corrió primer registro, al bajar el elemento por segunda ocasión, observó resistencia franca a 7.00 m., dentro de T.P., observando el tubo colapsado por haber cerrado preventor ciego, cambió tubo dañado y continuó tomando los registros, sacó tubo pichancha a la superficie, bajó con T.P. franca hasta 180.00 m., colocó tapón de cemento por inyección, terminó fraguado, bajó barrena de 12¼" Ø a 105.00 m., donde checó cima de cemento sin consistencia, sacó barrena a la superficie, bajó con T.P. franca a 76.0 m., y colocó tapón de cemento, continuó colocando tapones de cemento por circulación hasta completar nueve más, llegando la mayoría de ellos arriba de la zapata de la T.R. 20" Ø, hasta que se realizó la prueba hidrostática satisfactoriamente, armó barrena de 12¼" Ø, rebajó cemento hasta 255.00 m., amplió con 17¼" Ø hasta la misma profundidad.

Corrió y cementó T.R. de 13 3/8" Ø, K-55, 54.5 lbs/pie, Rosca Buttress a 252.50 m., terminó tiempo de fraguado, armó barrena de 12¼" Ø y bajó hasta 236.00 m., checó cima de cemento, circuló, efectuó prueba hidrostática con 800 P.S.I. satisfactoriamente, re

bajó equipo de flotación, cemento y reanudo perforación normalmente hasta 605.00 m.

Corrió y cementó T.R. 9 5/8" Ø, L-80, 43.5 lbs/pie, Rosca Hydril-- S.E.U. a 602.00 m., recementó espacio anular entre T.R. 9 5/8" Ø y T.R. 13 3/8" Ø, tensionó T.R. 9 5/8" Ø, sentó cuñas colgadoras, -- instaló carrete adaptador, efectuó prueba a empaques secundarios, -- instaló válvula maestra, brida adaptadora, preventor Camerón tipo "U", S-1500, campana, probó conexiones superficiales satisfactoriamente, armó barrena de 8 1/2" Ø y bajó a 573.59 m., donde checó -- cima de cemento, efectuó prueba hidrostática con 1500 P.S.I., satisfactoriamente rebajó equipo de flotación, cementó y perforó --- hasta 1031.00 m., en donde registró pérdida total de circulación, -- sacó barrena a la superficie, armó tubo pichancha, tomó registros de presión y temperatura, con temperatura máxima de 196.20°C, con 12:00 hrs., de reposo, efectuó prueba de permeabilidad bombeando -- 106 m³ de agua en 2:00 hrs., sin levantar presión en el manómetro del Stand-Pipe y con 460 P.S.I., en el manómetro del cabezal, terminó prueba quedando el pozo en observación, recuperó agua, bombeándola al pozo hasta abatir presión de 80 a 0 P.S.I., abrió preventor y sacó tubo pichancha, eliminó conexiones superficiales, -- instaló cruz, válvulas de 10" Ø, instaló silenciador, línea de descarga al mismo, línea de purga de 1/2" Ø, abrió la misma observando -- presión de 550 P.S.I., abatiéndose a 350 P.S.I., quedando el pozo fluyendo por línea de un cuarto con 580 P.S.I., en calentamiento, -- abrió pozo por línea de 2" Ø, fluyendo con 580 P.S.I., abatiéndose a 200 P.S.I., en 1:00 hora, abrió válvula de 10" Ø, hacia el silenciador observando flujo con 160 P.S.I., abatiéndose a 0 P.S.I. --

DESCRIPCION DEL SEGUNDO PROBLEMA DE DESCONTROL

Después de tratar de inducir pozo por línea de descarga al silenciador sin éxito, por abatirse la presión a cero, con barra de peso checó resistencia a 30.00 m., (por posible puenteo de forma ---

ción), sacó barra de peso, quedando pozo abierto por línea de 2" Ø sin manifestar presión, con bombeo de agua trató de vencer resistencia represionándose a 1500 P.S.I. sin éxito.

Abrió válvula maestra de 10" Ø, armó barrenas Smith 8½" Ø, tipo 6-2-7 1 doble caja lisa con válvula de contrapresión, 1 Drill Collar corto de 6½" Ø, 3 T.P. H.W. 4½" Ø XH., colocó hule al desviador de flujo y bajó a 26.50 m. donde checó resistencia con 4 tons., repasó la misma con rotaria hasta 30.00 m., quitó rotaria y con resistencia de 4 tons., continuó bajando hasta 44.00 m., donde dió nuevamente rotaria, al tratar de efectuar conexión, observó violenta expulsión de toda la sarta hacia un extremo de la localización, el block y el Kelly desprendieron el ler. diamante del mástil, cayendo junto a la bomba No.1, el block y el Kelly quedaron atorados con las líneas de cable del mismo block a la altura de la media changuera, durante el descontrol del pozo, se observó fuerte flujo de vapor seco, cambiando a flujo de color obscuro y posteriormente saliendo polvo seco liviano y fino, cerró válvula maestra 10" Ø y preventor ciego, instaló manómetro registrando presión de 605. P.S.I. en el cabezal.

TRABAJOS REALIZADOS PARA SOLUCIONAR EL PROBLEMA

Con pozo cerrado con una presión en el cabezal de 580 P.S.I., con grúa despejó el área frontal del equipo, sostuvo block, cambió lingadas del peine derecho al peine izquierdo, quitó desviador de flujo, bajó Kelly con el swivel, metiéndolo en su funda, bajó block, corrió cable al mismo, quitó preventor, acomodó rampa, muelles, cargadores de tubería, instaló válvula superior de 10" Ø, bajó barra de peso encontrando resistencia a 600.00 m., sacó barra, bajó con globo calibrador 7½" Ø encontrando resistencia a 600.00 m., sacó globo, eliminó aparejo de registro, cambió arietes anulares por nuevos a preventor camerón tipo "U", desmanteló válvula superior de 10" Ø, lateral de 10" Ø, cruz, instaló preven

tor Camerón tipo "U", brida adaptadora, campana para línea de flote y desviador de flujo, cambió manguera del Stand-Pipe y gancho del block por encontrarse en malas condiciones.

Con presión en el cabezal de 510 P.S.I., abrió pozo por línea de purga de $\frac{1}{4}$ " \emptyset abatiéndose la presión a 430 P.S.I. en 30 minutos - creciendo el árbol $\frac{3}{4}$ ", cerró purga y dejó pozo en observación.

Mientras estaba pozo cerrado en observación, instaló manguera del Stand-Pipe, eliminó desviador de flujo, campana, línea de flote y brida adaptadora, instaló complementos del gancho del block, acondicionó campana para línea de flote, instaló preventor camerón -- tipo "D" S-1500, instaló campana y línea de flote, diamante nuevo del mástil, quebró sarta arrojada del pozo, instaló derivación hacia presas y al estanque de desperdicios.

Bombeó por espacio anular 8 m^3 de agua sin registrar presión, --- bombeó por segunda ocasión 9 m^3 de agua represionándose hasta --- 500 P.S.I. abatiéndose a cero en 2 minutos, quedó pozo abierto -- por línea de 2" \emptyset sin observar presión. Abrió válvula maestra de 10" \emptyset ; llenó el pozo con 22 m^3 de agua restableciendo circulación parcial, continuó circulando, enfrió pozo, armó barrena Smith -- $8\frac{1}{2}$ " \emptyset , tipo 6-2-7, 1 doble caja liso $6\frac{1}{2}$ " \emptyset con válvula de contrapresión, 9 D.C. $6\frac{1}{2}$ " \emptyset , 3 T.P. H.W. $4\frac{1}{2}$ " \emptyset y T.P. $4\frac{1}{2}$ " \emptyset X.H., bajó hasta 599.00 m., donde checó resistencia con 4 tons., repasó la -- misma hasta 607.00 m., donde observa atrapamiento de sarta, tra-- bajó la misma con éxito, circuló durante 1 hrs. observando abundante salida de recorte, cerró pozo y preparó lodo bentonítico -- sin manifestar presión, continuó rebajando tapón de asentamiento hasta 616.00 m., sacó barrena, bajó pichancha a 613.63 m., corrió registros de presión y temperatura, circuló para enfriar pozo registrando pérdida parcial de $3 \text{ m}^3/\text{hr.}$ y con equipo Howco colocó tapón de cemento por inyección, armó barrena de $8\frac{1}{2}$ " \emptyset , checó cima de tapón a 509.00 m., rebajó el mismo hasta 649.00 m., de ahí ba-

jó libre 848.00 m. observando ligera resistencia y pérdida parcial de 5 m³/ hr. hasta 1031.00 m. donde se incrementó la pérdida a 30 m³/ hr., reanudó la perforación con misma pérdida parcial de circulación hasta 1050.00 m. donde se incremento pérdida a 80 m³/hr., suspendió perforación.

Se efectuaron las pruebas necesarias de producción y se corrieron registros de presión y temperatura, encontrándose esta zona favorable para producir, por lo cual se decidió terminar el pozo como se nota en el dibujo anexo.

CONCLUSIONES:

1.- El pozo Az-36, se perforó hasta la profundidad de 1031.00 m. en donde se registró pérdida total de circulación, se decidió tomar una serie de registros de presión, temperatura, y efectuar una prueba de permeabilidad, los resultados obtenidos hicieron que el pozo quedara en observación y calentamiento fluyendo por línea de 4" Ø y posteriormente fluyendo por línea de 10" Ø al silenciador, como se tenían 429.00 m. de agujero descubierto, con lo cual se derrumbó y se arrastró formación de la zona productora, la que se fue acumulando y en algunas partes se puenteó hasta llegar a 30.00 m. dentro de la T.R. 9 5/8" Ø, al rebajarse el tapón de formación, había un intervalo donde quedó una zona represionada la cual al calentarse aumentó su presión, y al llegar a este con la barrena, esta presión se liberó súbitamente arrojando la sarta fuera del pozo.

Las causas que contribuyeron a esto fueron:

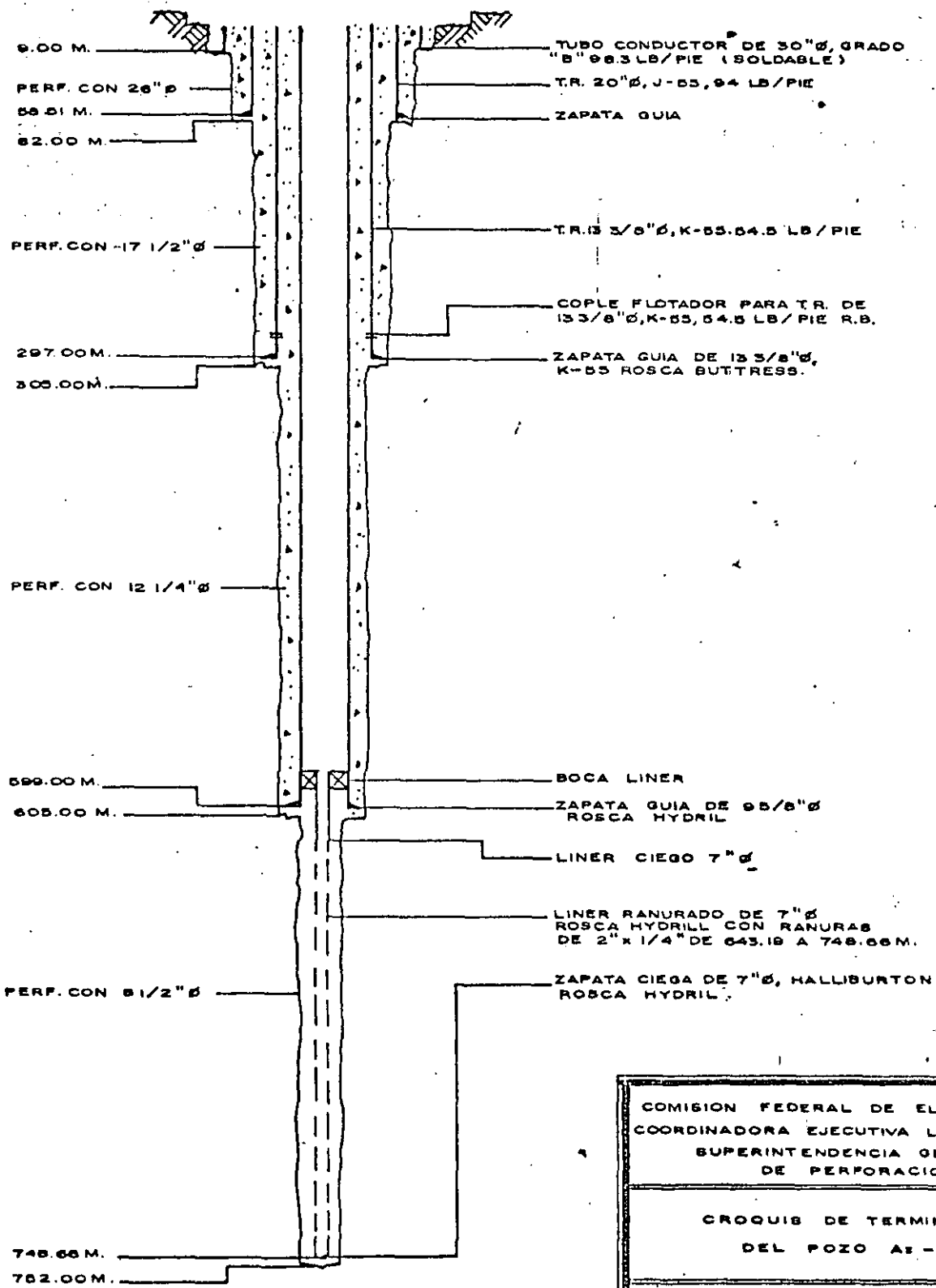
1.- El poco peso de la sarta y el de ir equipada esta con válvula de contrapresión.

2.- El poner a fluir el pozo teniendo muchos metros de agujero descubierto (429.00 m.), ya que esto siempre trae como consecuen-

cia derrumbes ocasionando tapones de formación arrastrada por el flujo.

2.- Se continuó perforando a partir de los 1031.00 m., sin obturar con cemento, debido a que a esta zona se le veían características de una posible zona productora, o se corría el riesgo de dañar zonas más profundas, por lo que la perforación se continuó hasta los 1050.00 m. teniendo la precaución de enfriar bien el pozo, después no se continuó la perforación debido a que se consideró esta zona favorable para la producción de vapor, lo cual se corroboró con la producción actual del pozo.

POZO A2-38



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 COORDINADORA EJECUTIVA LOS AZUFRES
 SUPERINTENDENCIA GENERAL
 DE PERFORACION

CROQUIS DE TERMINACION
 DEL POZO A2-38

FORMO: ING. NIGUEL L. C. APROBADO: ING. RAMON R. S.
 REVISADO: ING. J. HOMERO M.B. DIBUJO: A.T.T.

FECHA DE INICIO 17/08/88 TERMINACION 08/01/88

PROBLEMA DE DESCONTROL EN EL POZO AZUFRES No.38.

=====

ANTECEDENTES:

El pozo Az-38, se inició a perforar el 17 de Septiembre de 1982, la perforación y construcción del mismo se desarrolló de la manera siguiente hasta antes de sobrevenir el problema de descontrol.

Se instaló y acondicionó equipo de perforación No.1, propiedad de la Cía. PERFENSA, se excavó agujero de 40" \emptyset , colocó y cementó conductor de 30" \emptyset , perforó con barrena de 12 $\frac{1}{2}$ " \emptyset , hasta 62.00 m., amplió agujero a 20" y 26" \emptyset hasta la profundidad de 60.00 m.

Corrió y cementó T.R., de 20" \emptyset , a 58.51 m., satisfactoriamente, armó barrena Smith de 12 $\frac{1}{2}$ " \emptyset , tipo 6-2-7, serie MC-113, con toberas de $\frac{1}{2}$ " \emptyset , 1 estabilizador de 8" \emptyset x 12 $\frac{1}{2}$ " \emptyset , con válvula de contrapresión, 1 drill collar corto de 8" \emptyset , 1 estabilizador de 8" \emptyset x 12 $\frac{1}{2}$ " \emptyset , 1 drill collar normal de 8" \emptyset , 1 estabilizador de 8" \emptyset x 12 $\frac{1}{2}$ " \emptyset , 7 drill collars normales de 8" \emptyset , 1 combinación, 3 drill collars 6 $\frac{1}{2}$ " \emptyset , 2 T.P. H.W. y T.P. 4 $\frac{1}{2}$ " \emptyset - X.H., bajó a 49.85 m., rebajó cemento hasta 62.00 m.

Reanudó perforación a 142.00 m., normal, donde al hacer conexión se arrancó pozo fluyendo lodo y vapor por dentro y por fuera de la tubería, cerró preventor anular de 21 $\frac{1}{2}$ " \emptyset , y con bombeo continuó por llenadera controló brote, colocó válvula de control a T.P., quedando con 220 P.S.I., en el cabezal.

Acondicionó lodo con barita, bombeo de 30 m³ de lodo, abatió presión a cero, sacó aparejo a la superficie, armó T.P., franca, al estar bajando a 84.00 m., y tratar de hacer conexiones se arrancó pozo, cerró preventor anular, colocó válvula de control a T.P., quedando con 100 P.S.I.

Inyectó lodo por llenadera, abatió presión a cero, colocó tapón de-

cemento por inyección, circuló quedando pozo cerrado con 50 P.S.I., en la cabeza incrementandose a 60 P.S.I., abrió línea de desfogue - abatiendose la presión a cero, observando flujo sin presión, bombeó por llenadera 6 m³ de lodo, abrió preventor, levantó T.P., encontrando resistencia de 5 tons., sobre su peso, intentó bajar sin éxito.

Con T.P. a 83.00 m., bombeó lodo por interior de la misma, circulando a las presas por el BY-PASS, sacó un tramo de T.P., quedando a 74.56 m., circuló y colocó tapón de cemento por inyección, sacó T.P., cerró preventor ciego, instaló desviador de flujo, línea de flote y válvula de 10" Ø.

Observó undimiento de la pizarra de la nave del equipo (6 cm.), con filtración debajo de la pizarra izquierda con salida al costado izquierdo de la plataforma sobre la presa de desperdicios y comunicación al contrapozo, canalizó, corrientes de agua y procedió a obturar infiltraciones con cemento.

Armó barrena, bajó a 65.9 m, rebajó cemento hasta 142.00 m., reanudó perforación hasta 212.00 m., sin haber manifestación, al estar circulando para hacer conexión, observó cabeceo, del pozo, se tuvieron que colocar cuatro tapones de cemento más hasta que no hubo manifestación de presión en el cabezal, bajó con barrena y rebajó cemento y reanudó perforación hasta 240.00 m., donde observó cabeceo del pozo y pérdida total de circulación, restableciendose con pérdida de 5.7 m³/hr., suspendió bombeo por fluir pozo, levantó barrena a 228.79 m., se estacionó, cerró preventor, colocó cuatro tapones de cemento para controlar manifestación registrando al último en el manómetro 60 P.S.I., observó atrapamiento de sarta a 67.80 m., tensionó la misma con 110 tons., en dos ocasiones sin éxito, desconectó un tramo de T.P., quedando como pescado: barrena, porta barrenaliso de 8" Ø, 6 drill collars de 8" Ø, 1 combinación de 6 5/8" Regular a 4" I.F., con longitud de pescado de 58.38 m., y boca a 8.00 m con zapata revestida y tubería lavadora, lavó pescado hasta 67.40 m, bajó pescante, se conectó al pescado, tensionó con 25 toneladas, recuperó pescado encontrandolo lleno de cemento, observó presión en -

el cabezal, colocó dos tapones más de cemento, cerró pozo sin observar presión acondicionó lodo con barita de densidad de 1.65 gr/cc., rebajó cemento con barrena de 12¼" Ø. hasta 240 m., reanudo perforación avanzando a 305.00 m., amplio con 17¼" Ø, hasta 305.00 m.

Corrió y cementó la T.R. de 13 3/8" Ø, K-55, 54 lb/pie, Rosca Buttress, hasta la profundidad de 297.51 m., en forma normal, como se observa en la figura No. 1, se esperó el tiempo de fraguado programado, se abrió ventana de 30 x 40 cm., en conductor de 20" Ø, checó nivel de cemento a 30.00 m., de profundidad y se recementó el mismo por gravedad, empleando cemento con las mismas características del que se empleó en la cementación con 37 sacos y 1.85 gr/cc., de densidad en la lechada, quedando el pozo según la figura No. 2.

DESCRIPCION DEL PROBLEMA:

al terminar de recementar el espacio anular, observó burbujeó en la lechada recientemente colocada, registrándose enseguida de manera súbita expulsión de cemento a través de la ventana, trató de soldar la misma para detenerla; pero al terminar de hacerlo se arrancó el pozo por el espacio anular, cerró preventor anular de 21¼" Ø, para tratar de controlarlo registrando inmediatamente una presión de 40- elevándose hasta 140 P.S.I., abrió línea de 2" Ø para descargar presión pero ésta no se abatió, la volvió a cerrar de inmediato se escuchó fuerte explosión dando como resultado la ruptura de la misma ventana. a continuación la botella de la T.R. 13 3/8" Ø, salió expulsada de su sitio observando flujo del lodo que está por el interior de la T.R. 13 3/8" Ø, con el cual se había desplazado el cemento durante la cementación, para que este último quedara en el espacio anular, afortunadamente se vió claro que el equipo de flotación de la T.R., sí laboró, a continuación con equipo de alta presión, Howco se bonbeó por línea de 2" Ø, 150 sacos de barita y con la bomba del equipo, 100 sacos sin obtener éxito de control del pozo, continuó fluyendo sin control a través de la ventana.

TRABAJOS REALIZADOS PARA SOLUCIONAR EL PROBLEMA:

Viendo la situación del pozo, se decidió, mantener cerrado el preventor anular de 21½" Ø, recuperar agua y con bombeo continuo por la llenadera, quebró y eliminó herramienta de 6½" Ø, T.P. 4½" Ø - X.H., T.P. H.W. 4½" Ø - X.H., flecha ó kelly y swivel, bajó mástil satisfactoriamente, acondicionó lodo con barita, construyó una reducción de 18 a 16" Ø, y otra de 13 3/8" a 9 5/8" Ø, y con grúa de 65-tons., metió tubo de 18" Ø, con reducción a 16" Ø, por espacio anular entre T.R. 20" y T.R. 13 3/8" Ø, bajando únicamente 1.5 m., abajo de la venta de T.R. de 20" Ø, sin lograr sellar la fuga ya que el tubo iba equipado con alambre y felastica con el objeto de que sirviera como empaque, acto seguido (figura No.3), con misma grúa de 65 tons., sacó el tubo de 18" Ø, con reducción de 16" Ø, y observó que los empaques mencionados salieron rotos, colocó nuevos empaques pero ahora con hule volviendo a bajar el accesorio sin lograr pasar por la ventana, sacó nuevamente el tubo reducción, volviendo a salir los empaques rotos, acondicionó entonces tubo a un solo diámetro 16" Ø, ajustandose los empaques con calibrador, exactamente al interior de T.R., de 20" Ø, lo bajó con la misma grúa logrando pasar abajo de la venta observando así la desaparición del flujo de vapor pero persistiendo poco flujo de agua, se acondicionó cincho y trató de sellar la ventana por la parte externa y con cincho mencionado sobre empaques de garlok sin lograr controlar el flujo de agua, viendo esto, acondicionó placa de metal con flejes y empaques de asbesto, la colocó sobre la ventana y la soldo en un 75% de su perímetro para entonces solo se tenía pequeño flujo de agua ya que este impidió soldar completamente la placa, se optó por cortar de un tubo de 30" Ø, 35 cm., aproximadamente y con flejes, empaques y soldadura, obturó la zona donde persistía la fuga de agua, entonces se acondicionó una reducción de 13 3/8" Ø a 9 5/8" Ø, acondicionando también líneas para Halliburton, reforzó soldadura a la ventana terminandola de soldar completamente, observando entonces cero fugas ya con el pozo registraba flujo vertical, quitó rotaria, cortó nariz a línea de flote y la eliminó junto con el tubo que sirvió como empacador o sello, abrió línea de 2" Ø, para desfogar, cerró preventor-

esférico de 21¼' Ø, y se observó la presión en el manómetro con presión de cabezal de 100 P.S.I., cortó tubo de 13 3/8" Ø, a 10" Ø, - arriba de la brida del preventor esférico, soldó la reducción de - 13 3/8" Ø a 9 5/8" Ø, ya previamente construida e intentó instalar preventor tipo "U", de 13 3/8" Ø, sin obtener éxito, por impedir la reducción el paso del carrete adaptador, de 30" Ø a 12" Ø, instaló entonces cabeza de cementación de 9 5/8" Ø y con flujo de vapor por líneas de 2" Ø, conectó equipo Howco, llenó T.R. 13 3/8" Ø, con - - 138.70 brls., de lodo, cerró cabeza de cementación dejando represio nada la T.R. 13 3/8" Ø, con 700 P.S.I., bombeó por línea de 2" Ø al espacio anular 34.1 brls., de agua con 200 P.S.I., matando pozo, a continuación bombeó 90.85 brls., de lechada de cemento "G" modifica do, densidad de 1.85 gr/cc., presión de bombeo de 450 P.S.I., máxi ma, suspendió operación quedando pozo cerrado con 400 P.S.I., en el cabezal y 500 P.S.I., por dentro de T.R. 13 3/8" Ø, se tomó precau sión de checar los manómetros periódicamente registrando abatimiento de presión, esperó fraguado e instaló preventor cameron tipo "U" y conexiones superficiales y de control, sin observar presión dentro de la T.R., de 13 3/8" Ø, y espacio anular, acondicionó contrapozo por haberse erosionado por el flujo de vapor, enseguida al tratar - de quitar cabeza de cementación, observó flujo de lodo del interior, al darnos cuenta se volvió a apretar la cabeza, hecho esto se obser vó inmediatamente presión de 90 P.S.I., por dentro de la T.R. 13 - 3/8" Ø, y 55 P.S.I., en el cabezal o sea por espacio anular, des--- pués con equipo howco de alta presión llenó el interior de la T.R., con 28 brls., de agua dejandola represionada con 400 P.S.I., tam--- bién por el espacio anular intento bombear agua sin éxito ya que so lo aceptó 0.5 brls., represionandose hasta 400 P.S.I., abatiendose en seguida a 0 P.S.I., posteriormente, se repitió esta operación en tres ocaciones, descargó presión en T.R., de 13 3/8" Ø y dejó el po zo abierto por el espacio anular, mientras seguia el pozo en observa ción se terminó de acondicionar el contrapozo con cemento, ya para entonces persistia 0 P.S.I., en el espacio anular y por dentro de - la T.R. 13 3/8" Ø, enseguida se acondicionó lodo bentonítico, pero se seguian observando los manómetros de tal manera que se detectó -

incremento de presión nuevamente hasta 90 P.S.I., en el cabezal, --
viendo esto se abrió la línea de 2" Ø, y descargó presión; cerró -
válvula incrementándose la presión hasta 110 P.S.I., donde quedó es-
tabilizada, descargó nuevamente presión fluyendo poco vapor sin pre-
sión, se dejó el pozo abierto por línea de 2" Ø, fluyendo vapor sin
registrar presión en el manómetro, se decidió entonces cortar el -
tramo de T.R. 9 5/8" Ø, se levantó el mástil con grúa de 65 tons., -
eliminó preventores tipo "U", brida de sacrificio y preventor esfé-
rico de 21¼" Ø, cortó tramo de T.R. 20" Ø, tubo de 13 3/8" Ø, con -
reducción a 9 5/8" Ø, soldó por fuera cabezal de 13 3/8" Ø, colocó-
brida de sacrificio, preventor cameron tipo "U", (figura N°4), y -
anular de 13 3/8" Ø, instaló líneas superficiales y de control las-
probó satisfactoriamente, armó entonces globo calibrador de 8" Ø, ba-
jando libre hasta 153.00 m., donde checó franca resistencia (esta -
resistencia fue debida al lodo floculado), eliminó el globo y el -
preventor Cameron tipo "D", acto seguido se acondicionó extensión a
cabezal e instaló preventor rotatorio a desviador de flujo y línea-
de flote, hecho todo lo anterior, armó y bajó T.P. franca, hasta -
160.00 m., donde checó resistencia, llenó T.R. 13 3/8" Ø, circuló -
normalmente, sacó T.P. franca, acondicionó, armó y bajó sello de -
plomo o impresor de 8½" Ø hasta 170.00 m., circuló, sacó y eliminó-
sello sin encontrar algún inicio de problema en el interior, inició
a bajar T.P. franca pero al ir a 60.00 m., y hacer conexión para se-
guir bajando, el pozo se arrancó, cerró el preventor anular fluyen-
do por el interior de T.P., abatiéndose lentamente el flujo, se -
abrió el preventor, continuó bajando T.P., circulando por etapas has-
ta 226.00 m., donde checó franca resistencia, se decidió sacar la -
T.P., y armó barrena de 12¼" Ø, tipo 2-3-1, porta barrena liso de -
8" Ø, 6 drill collars de 8" Ø, 1 combinación y T.P. 4½" Ø - X.H., y
bajó circulando por etapas hasta 226.00 m., repasó resistencia con-
2 tons., y temperatura máxima de salida de 84°C, hasta 285.00 m., -
donde checó cople flotador, circuló y efectuó prueba hidrostática -
con 1000 P.S.I., durante 30 minutos, con éxito, descargó presión e-
inició a rebajar cemento y equipo de flotación.

Después de haber superado tan grave problema que estuvo a punto de que se pudiera perder el pozo y después de terminar de rebajar cemento y equipo de flotación hasta 305.00 m., suspendió operación, circuló, sacó y eliminó barrena 12½' Ø, tipo 2-3-1, la cambió por otra del mismo diámetro, tipo 5-2-7, seguida de 1 porta barrena liso 8" Ø, (con válvula de contrapresión), 9 drill collars de 8" Ø, 1 -- combinación, 3 drill collars 6½" Ø y T.P. 4½" Ø - X.H., bajó circulando por etapas y reanudó la perforación normalmente hasta concluir exitosamente la perforación y construcción del pozo el cual quedó a la profundidad de 752.00 m., como se observa en la descripción o situación mecánica de terminación en la figura N° 2 este pozo se terminó el 8 de Enero de 1983.

CONCLUSIONES:

01).- A pesar del problema anteriormente descrito y que causo grandes erogaciones por el tiempo, materiales y personal de C.F.E. de la Coordinadora Ejecutiva Los Azufres, este pozo salió optimo en capacidad de producción de vapor, pues actualmente registra las características siguientes de producción:

120 Ton/hr., de vapor sobrecalentado.

0 Ton/hr., de agua.

Presión inicial = 51 kg/cm².

Entalpia = 1190.4 BTU/Lb-M

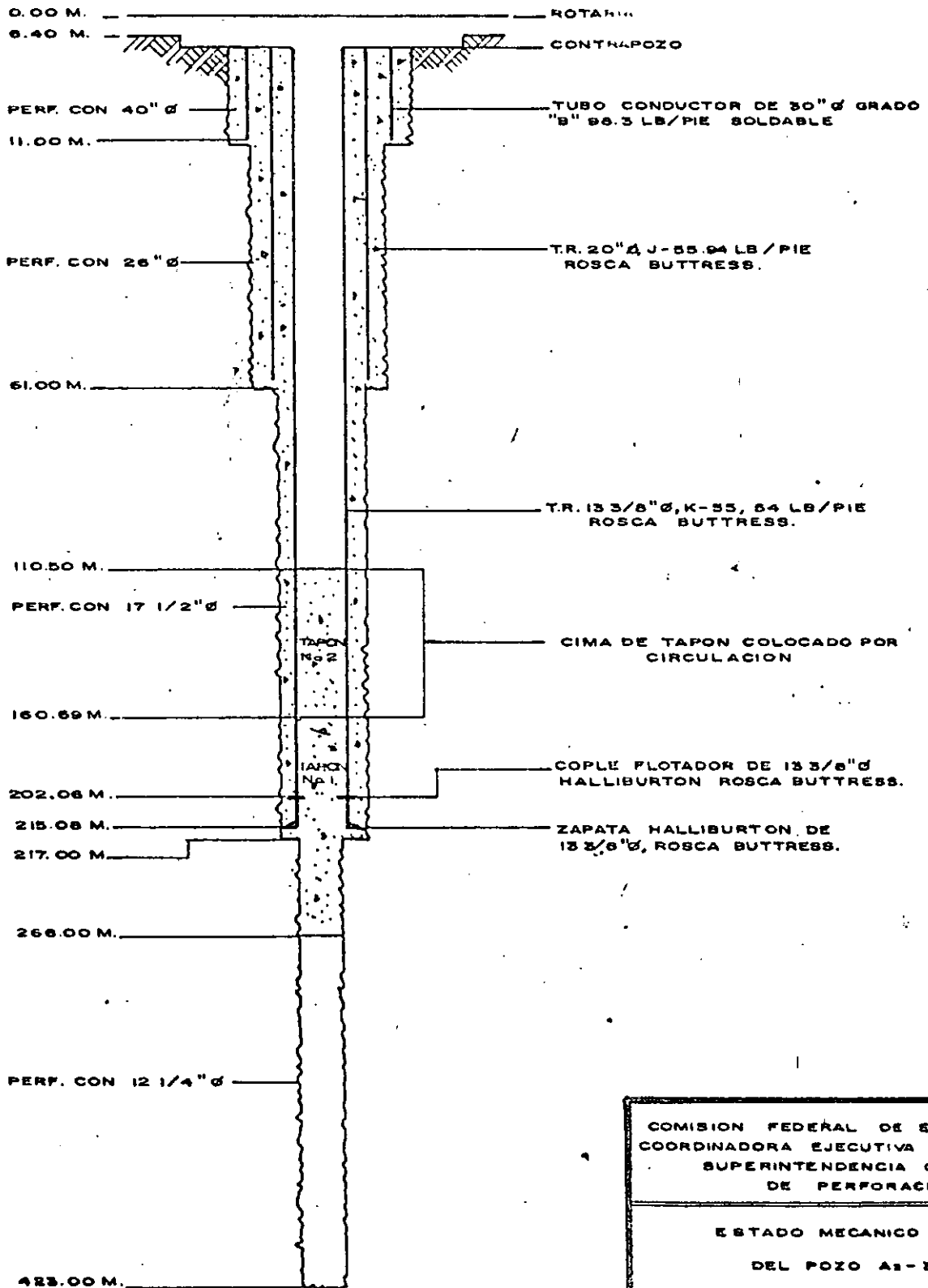
De acuerdo a esto, este pozo rápidamente se amortizará y producirá vapor que generará energía por un buen tiempo ya que es el objetivo principal del proyecto.

02).- Si analizamos detenidamente el problema del descontrol del pozo, probablemente no se tuvo cuidado en observar bien los testigos que se toman durante la cementación, y se confió en el tiempo de fraguado del cemento, pero esto puede ser merecida tesis, ya que la zona aparentemente contiene un casquete gas-

el cual alteró las características químicas y físicas del cemento, ocasionando así su degradación, por tal motivo este no fraguó en el tiempo programado, aunque se dejara el tiempo señalado para su consolidación y características de resistencia y adherencia.

03).- Por otro lado para checar el cople de 13 3/8" Ø, que es donde quedara instalado el cabezal definitivo del pozo y checar el nivel de cemento, en el espacio anular, no es necesario abrir la ventana en la T.R. de 20" Ø, pues en primer lugar la T.R., se debe ajustar antes de correr la T.R., que se va a cementar para que el cople del último tubo introducido quede exactamente a la cota requerida, en segundo lugar para recementar - se puede hacer con el equipo Howco, de alta presión, bombeando el cemento por una línea de 2" Ø, usando la otra como purga y así dejar lleno el espacio anular si el nivel de cemento hubiera bajado durante la espera de fraguado.

POZO Az - 39



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 COORDINADORA EJECUTIVA LOS AZULES
 SUPERINTENDENCIA GENERAL
 DE PERFORACION

ESTADO MECANICO ACTUAL
 DEL POZO Az - 39

FORMO: ING. MIGUEL L. O. APROBO: ING. SANDOVAL
 REVISO: ING. J. HOMERO M. S. DIBUJO: A. T. T.

FECHA DE INICIO 27/09/08 TERMINADOR 18/11

PROBLEMA DE DESCONTROL DEL POZO AZUFRES No.39.

ANTECEDENTES:

Este pozo se encuentra localizado en la Zona Sur del Campo, en la parte central de Módulo Tejamaniles, se inició a perforar el 29 de Septiembre de 1982, la perforación se llevó a cabo hasta los 423.00 m., por el equipo No.2., de la Cía. PERFENSA., la cual se desarrolló de la siguiente manera:

Se excavó agujero de 40" \emptyset , colocó y cementó conductor de 30" \emptyset a 4.60 m., (nivel terreno), perforó con barrena de 12 $\frac{1}{4}$ " \emptyset , hasta 62-m., amplió agujero a 20" \emptyset y 26" \emptyset , hasta la profundidad de 61.0 m.

Corrió y cementó T.R. 20" \emptyset , J-55, 94 lb/pie, Rosca Buttress., a 61.00 m., satisfactoriamente, cortó conductor de 30" \emptyset , T.R. 20" \emptyset , instaló campana 20" \emptyset a 13 3/8" \emptyset , preventores cameron tipo "D" y tipo "U", S-900, desviador de flujo, acondicionó línea de flote, instaló líneas superficiales, las probó satisfactoriamente, armó y bajó barrena de 12 $\frac{1}{4}$ " \emptyset a 52.00 m., donde checó cima de cemento, circuló y efectuó prueba hidrostática con 400 P.S.I., satisfactoriamente, rebajó cemento y perforó normal hasta 210.00 m., donde circuló y bajó inclinómetro para tomar desviación, trató con cable recuperar elemento, sin éxito, por estar atorado, por lo que sacó barrena a la superficie, recuperó inclinómetro y bajó nuevamente barrena, al estarla bajando a los 80.00 m., de profundidad, observó cabeceo del pozo, circuló durante 30 minutos, bajó barrena hasta 210.00 m., y reanudó perforación normal hasta 214.00 m., donde observó pérdida de 20 m³/hr., perforando hasta los 220.00 m., donde checó pérdida, la cual resultó de 10 m³/hr., hizo preparativos y colocó tapón de cemento, terminado el tiempo de fraguado, con barrena de 12 $\frac{1}{4}$ " \emptyset , bajó y checó cima de tapón a 165.00 m., con 5 tons., el cual lo rebajó sin registrar pérdida y reanudó perforación hasta 305.00 m., sacó barrena a la superficie, armó y bajó tubo pichan--cha y tomó registros de presión y temperatura, con temperatura má-

xima de 207.76°C con 6:00 hrs., de reposo a 250.00 m., biendo las - altas temperaturas y la presencia de una pérdida la cual se obturó - se decidió colocar un tapón de cemento por circulación, en el cual - durante el tiempo de fraguado manifestó presión de 80 P.S.I., por - lo que hubo necesidad de colocar otros tres tapones de cemento, lle - gando en el último la cima a 52.00 m., con barrena de 12¼" Ø reba - jó tapón y perforó hasta 218.00 m.

Eliminó desviador de flujo, campana de 20" Ø, preventor cameron - - S-900, de 13 5/8" Ø, colocó preventor Hydril, de 21¼" Ø, campana de 20" Ø, probó líneas de control satisfactoriamente.

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA:

Armó y bajó ampliador de 17¼" Ø a 32.00 m., donde circuló, notando - cabeceo de pozo, cerró preventor, circuló por línea de 2" Ø, conti - nuó bajando ampliador hasta 46.00 m., donde procedió a ampliar has - ta 68.00 m., donde al hacer conexión, se descontroló el pozo, cerró preventor y bombeando por línea de 2" Ø, 15 m³ de lodo, logró con - trolarlo, reanudó ampliación hasta 73.00 m., donde nevemente se des - controló el pozo, observando pérdida de 22 m³/hr., circuló observa - do cabeceo del pozo, cerró preventor y por línea de 2" Ø, por ago - tarse lodo, registrando presión en el cabezal de 60 P.S.I., recuperó agua y acondicionó lodo, descargó presión, llenó pozo con 10 m³ de lodo, circuló registrando pérdida de 11 m³/hr., cerró línea de 2" Ø incrementándose la presión a 40 P.S.I., descargó presión y levantó - ampliador a 59.71 m., hizo preparativos y colocó tapón de cemento - por inyección y levantó ampliador a 31.00 m., donde esperó fraguado, terminó ^{fraguado} fraguado, bajó ampliador, checando cima a 72.00 m., con 4 - tons., sacó y eliminó ampliador; armó barrena 12¼" Ø y herramientas, bajó, checó cima, sacó y eliminó barrena y herramientas, instaló - preventor S-900, tipo "U" y desviador de flujo, armó barrena 12¼" Ø y herramientas, acondicionó lodo con barita de 1.20 gr/cc., bajó ba - rrena a 72.00 m., rebajó tapón hasta 99.00 m., y de ahí bajó libre -

hasta 218.00 m., levantó barrena a 40.00 m., cerró preventor, represionándose pozo hasta 50 P.S.I., desfogó por línea de 2" Ø, abrió preventor, acondicionó lodo con barita de 1.35 gr/cc., lo bombeó, cerró preventor sin manifestar presión, abrió preventor, sacó barrena y herramientas a la superficie, las eliminó, quitó preventor camerón S-900, y desviador de flujo, los eliminó, instaló preventor - hydril 21½" Ø, y campana, probó líneas de control satisfactoriamente armó y bajó ampliador 17½" Ø, hasta 60.00 m., y reanudó ampliación - hasta 217.00 m., sacó ampliador a la superficie lo eliminó.

Corrió y cementó T.R. 13 3/8" Ø, K-55, 54.5 lb/pie, Rosca Buttress, a 215.00 m., durante el tiempo de fraguado, observó burbujeo en el espacio anular entre T.R. 13 3/8" Ø, acondicionó y soldó medias lunas con salidas laterales 2" Ø para forzar cemento en el espacio anular, armó barrena 12½" Ø y herramientas bajó hasta 155.00 m., checó cima con 5 tons., levantó barrena a 144.35 m., con equipo Howco bombeó por el espacio anular entre T.R. 20" Ø y 13 3/8" Ø, 1.4 brls., de lechada de cemento con 375 P.S.I., terminó operación cerró válvulas de 2" Ø, quedando represionado con 300 P.S.I., terminó tiempo de fraguado, observando burbujeo en el espacio anular, continuó recementando, abrió preventor, bajó barrena a 155.00 m., checó cima con 5 tons., efectuó prueba hidrostática con 750 P.S.I., durante 30 minutos satisfactoriamente, rebajó tapones, cople, zapata y cemento hasta 305.00 m., y reanudó la perforación normalmente hasta 423.00 m., sacó sarta a la superficie para empacarla, bajó barrena 12½" Ø y herramientas hasta 160.00 m., donde checó resistencia, inició a repasarla hasta 380.00 m., donde suspendió operación por observar burbujeo de gas, en el contrapozo al lado derecho, junto a la presa de asentamiento, circuló y continuó repasando hasta 407.00 m., donde suspendió operación definitivamente al incrementarse la manifestación de gas, sacó sarta a la superficie, y eliminó barrena y herramientas, bajó con T.P., franca hasta 282.00 m., circuló, enfrió pozo y con equipo Howco, colocó tapón de cemento de abandono, cubriendo de 266.00 a 166.00 m., bombeando 57 brls., de lechada de cemento de 1.85 gr/cc., y 200 P.S.I., sacó T.P. franca a la superficie,

la eliminó, cerró preventor ciego y esperó tiempo de fraguado durante el cual observó presión en la cabeza de 200 P.S.I., e inició a desmantelar equipo, con preventor cerrado, incrementandose la presión a 940 P.S.I., desfogó por línea de 2" \emptyset , abrió preventor y bajó con T.P., franca hasta 106.69 m., se levantó a 159.00 m., circuló y con equipo Howco, colocó tapón por circulación, con 25 brls., de lechada de cemento, sacó T.P., a la superficie, cerró preventor y continuó desmantelando el equipo de perforación.

CONCLUSIONES:

- 01).- Por los problemas presentados durante la perforación es de suponerse que es una zona altamente permeable y con casquete de gas que trae como consecuencia descontroles continuos del pozo impidiendo avanzar.
- 02).- Con las experiencias obtenidas en los pozos Az-11, y 24 que se encuentran en la misma zona y a poca distancia entre si y las enormes erogaciones que causaron estos problemas y al no permitir el pozo avanzar, se desidió abandonarlo ya que cada día que pasaba la esperanza de controlarlo se agotaba.

CRITERIO DE DISEÑO PARA TERMINACION DE POZOS PRODUCTORES DE VAPOR EN
EL CAMPO GEOTERMICO DE LOS AZUFRES, MICH.

R E S U M E N :

Las fallas de las tuberías de ademe en pozos productores de vapor ocurren cuando la temperatura genera esfuerzos de compresión que exceden el límite elástico de esta. Con frecuencia este incremento de la fuerza de tensión da lugar a la falla de una junta por fractura o la tubería.

Se expone el mecanismo de las fallas de las tuberías de ademe o revestimiento, para proporcionar una base para seleccionar con seguridad los cambios de temperatura de la tubería de revestimiento para cualquier terminación de pozo.

Se exponen los diseños de las tuberías de revestimiento derivados de estos esfuerzos. Se presenta la experiencia en el campo para ademar y cementar el pozo.

Por: Ing. Armando Galindo López.

INTRODUCCION.

La Sierra de Los Azufres, se encuentra localizada dentro de la Provincia Geológica denominada Eje Neovolcánico, - el cual atraviesa nuestra República Mexicana, del Océano Pacífico al Golfo de México, en ella se están realizando perforaciones en la etapa de exploración y desarrollo para la obtención de energía geotérmica.

Para Terminar eficientemente un pozo, además de perforarlo, se requiere diseñar correctamente sus tuberías de ademe y cementarlas adecuadamente.

EXPOSICION.-

Las siguientes fallas en las tuberías de ademe pueden ocurrir si el cemento no está lo suficientemente bien dosificado para resistir las temperaturas de producción, si la cementación es defectuosa, especialmente cuando se dejan espacios sin cementar o con poca adhesión a las paredes.

- a) El agua atrapada en el espacio anular en condiciones de baja temperatura aumentará en volumen y podrá colapsar la tubería de producción (T.R. 9.5/8") o reventar la exterior (T.R. 13.3/8").
- b) El esfuerzo de compresión axial debido al calentamiento excede la resistencia de la parte más débil de la tubería, usualmente las juntas.
- c) El esfuerzo de tensión por enfriamiento provoca el mismo efecto en el mismo lugar que el punto anterior.

B I B L I O G R A F I A :

12

- 1.- Tubos de acero de México, S. A. Ejemplar No. 45 945 sin fecha.
- 2.- Comunicación a la Comisión Federal de Electricidad del Ing. John A. Casner de la Youngstown Steel, de febrero 13 de 1975.
- 3.- Manual de Mannesmann Tube Company, LTD. Enero de 1971.
- 4.- Diseño de tuberías de revestimiento por T.B. O'Brien y W.C. Gouns Jr. Publicación World Oil, diciembre de 1961.
- 5.- Manual del ARMCO Steel Corporation 1966.
- 6.- Manual Hydril.
- 7.- Procedimiento recomendado por John F. Greenip Jr. Oil and Gas Journal, Noviembre 1978.

C O N C L U S I O N E S :

13

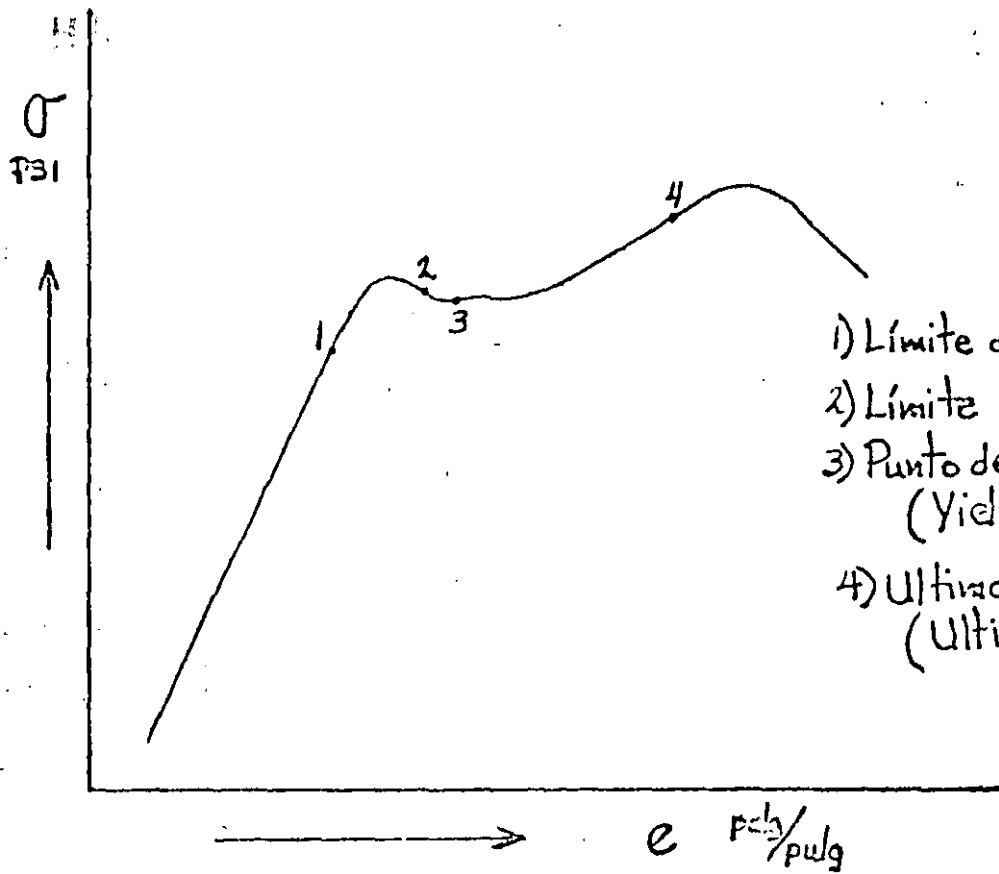
Existen varias publicaciones de procedimientos de cálculos para pretensionar tuberías de revestimiento, pero todas llegan a un mismo resultado.

En otros países se pretensan las tuberías de revestimiento, existiendo una variante con el sistema utilizado en nuestro campo, la cual consiste en que una vez efectuado el jalón o pretensión calculada la tubería de revestimiento se ancla en sus cuñas para restarle carga al cemento y lograr una mejor adherencia de este con la tubería al poner el pozo en producción.

Si por algún motivo (pérdida de circulación, derrumbe, etc.), el cemento no circuló a la superficie y no fué posible corregir esta anomalía, la tubería de producción (T.R. 9.5/8") crecerá, para absorber este crecimiento, se diseñó un carréte de expansión que le permite una carrera interior de 20".

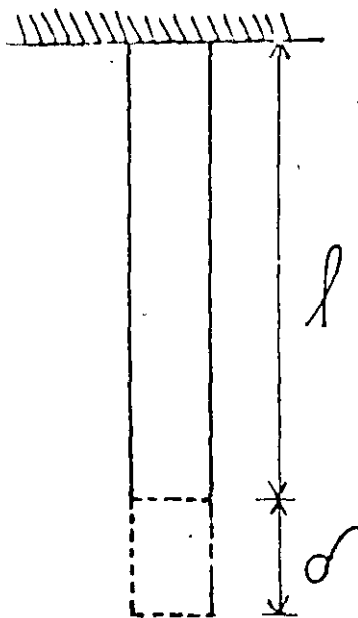
Nuestros cabezales han tenido un crecimiento de 2" a 3" puestos los pozos en operación.

Fig # 1



- 1) Límite de Proporcionalidad
- 2) Límite elástico
- 3) Punto de cedencia (Yield Point)
- 4) Último esfuerzo (Ultimate Strength)

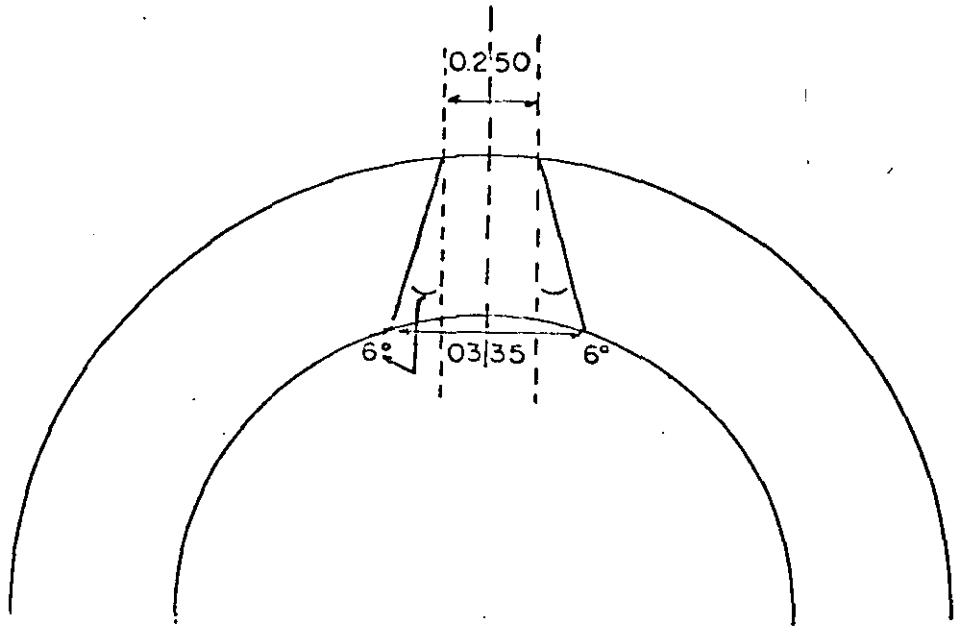
Fig # 2



$$e = \frac{\delta}{l}$$

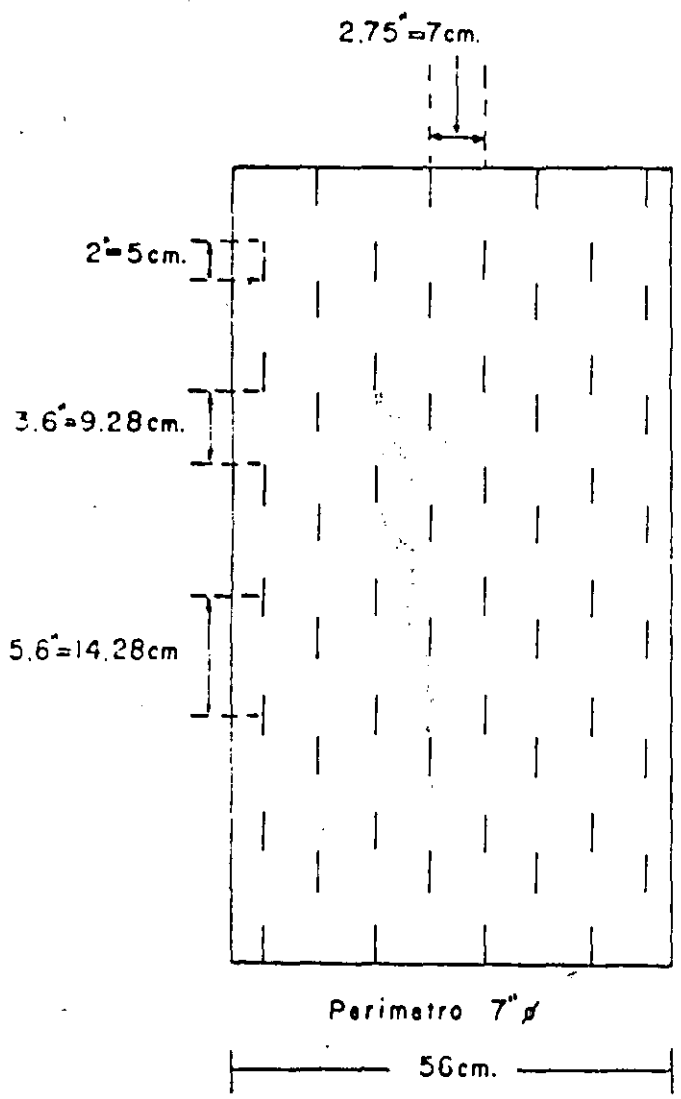
δ = Deformación (pulg)

l = Longitud (pulg)



SECCION TRANSVERSAL PARA APRECIAR DETALLE DE LA RANURA

DIBUJO FUERA DE ESCALA



Area externa de 7"

$$= \frac{\pi D^2}{4} = \frac{(3.1416)(17.78)^2}{4} = \frac{993}{4}$$

$$= 248 \text{ cm.}^2$$

Area interna T.R. de 7"

$$= \frac{\pi D^2}{4} = \frac{(3.1416)(15.7)^2}{4} = \frac{774}{4}$$

$$= 193.6 \text{ cm.}^2$$

Numero de ranuras por metro = 56

Area de infiltracion en cm.² por metro de tubo

$$A = L \times A$$

$$= 2 \times 1/4" = 5 \text{ cm.} \times 0.635$$

$$= 3.175 \text{ cm.}^2 \times 56 \text{ ranuras}$$

$$= 177.80 \text{ cm.}^2 / \text{metro de tubo}$$

Esc. 1cm:10cm.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CURSO: "PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS", EN COLABORACION DE LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA, EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.

**PROGRAMA TENTATIVO PARA IMPARTIR LAS PRACTICAS
DEL CURSO: "PERFORACION DE POZOS
GEOTERMICOS"**

DICIEMBRE, 1985

** PROGRAMA TENTATIVO PARA IMPARTIR LAS PRACTICAS
DE CAMPO CORRESPONDIENTES AL CURSO " PERFORA
CION DE POZOS GEOTERMICOS. **

F E C H A .	A C T I V I D A D .	H O R A S .
2 - DICIEMBRE/85.	Introducción general del desarrollo del campo de Los Azufres, Mich., y visita a parte del campo.	8:00
3 - DICIEMBRE/85.	Geología y Geoquímica en Los Azufres, Mich.- su técnica y su problemática. Visita a parte del campo.	8:00
4 - DICIEMBRE/85.	Perforación y Producción en Los Azufres Mich., técnicas y problemas propios del campo. Completar visita general del campo.	8:00
5 - DICIEMBRE/85.	Equipo de Perforación.- Características generales, sus adaptaciones a la técnica Geotérmica.	8:00
6 y 7 - DICIEMBRE/85.	Herramientas especiales y accesorios utilizados en Geotermia.- Sus funciones y la elección de ellas.	16:00
8 - DICIEMBRE/85.	Descanso.	
9 y 10 DICIEMBRE/85.	Fluidos de Perforación.- Aditivos más utilizados y sus propiedades. Preparación y acondicionamiento. Problemas.	16:00
11 - DICIEMBRE/85.	Cementación de ademes, tipos de cemento y -- aditivos.- Balance y cálculo volumétrico. -- Técnicas. Problemas. Tapones.	8:00

<u>F E C H A S .</u>	<u>A C T I V I D A D .</u>	<u>H O R A S .</u>
12 - DICIEMBRE/85.	Terminación del pozo.- Diseño, Factores - que intervienen, Problemas.	8:00
13 - DICIEMBRE/85.	Hidráulica en la perforación y pescas.	8:00
14 - DICIEMBRE/85.	Mesa redonda sobre problemas prácticos de operación y decisiones en pozos geotérmicos.	8:00
<u>T O T A L :</u>		96:00

**N O T A : Las prácticas de campo contemplan la asistencia de los alumnos fuera de horario, cuando se trate de operaciones especiales.

CURSO

"PERFORACION DE POZOS GEOTERMICOS"

DEL 8 DE OCTUBRE AL 16 DE DICIEMBRE DE 1985.
MEXICO, D. F.

DIRECTORIO DE ALUMNOS

	<u>Nombre y empresa</u>	<u>Domicilio particular</u>	<u>Pafs.</u>
1.	CAMPO ALBA, ROBERTO Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación. Técnico Geólogo, Edificio Poli, Calle 27, Justo Arosemena, Panamá, Zona 5, PANAMA. TEL.: 62-6222, ext. 1741	Alto de las Acacias, Panamá, Panamá. TECNICO EN INGENIERIA C/ ESPECIALIDAD EN GEOLOGIA.	PANAMA
2.	GODOY CANO, MIGUEL ANGEL Ministerio de Energía y Minas, (U.S.A.C.) Asist. de Ingeniero, Zona, 11, Ciudad Universitaria, Guatemala, GUATEMALA. TEL.:	2a. Avenida "A", 10-48 Zona 3, Guatemala, Guatemala. INGENIERO ELECTRICISTA.	GUATEMALA
3.	HERNANDEZ GUEVARA, EDGARDO WALTER COMISION EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA, Hidrogeólogo, Centro de Gobierno, San Salvador, EL SAL. TEL.:	Av. Las Amapolas Pol.1, Apt. 3A, Col. San Mateo, San Salvador, El Sal. GEOLOGO.	EL SALVADOR
4.	HEVIA ALMANDOZ, ALBERTO MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS Torre Oeste, piso 17, Caracas 1015-A, VENEZUELA Ingeniero de Minas I. TEL.: 5076776/6721/6722	1a. Av. El Casquillo, Qta. Caiguire, Urb. Avila, La Florida, Caracas 1050, Venezuela. TEL. 740517 INGENIERO GEOLOGO	VENEZUELA
5.	JARRIN JURADO, LUIS ANTONIO Ingeniero de Perforaciones, Av. 12 de octubre y Madrid, (Torres Metropolitanas) Quito, Ecuador. TEL.: 547-721	Av. Universitaria 7-68, Quito, Ecuador TEL.: 210-407 INGENIERO.	ECUADOR
6.	MORERA LOBO, JOSE FABIO Instituto Costarricense de Electricidad, Sabana San José, COSTA RICA. TEL.: 32-7486 Jefe de Unidad de Perforación.	150 m. s. Salón Parroquial Palmares A, San José, Costa Rica. TEL.: 44-0916 GEOLOGO	COSTA RICA

"Perforación de Pozos Geotermicos"...

7. MUÑOZ MOLINA, JOSE RODOLFO 9 Av. 14-78, Zona 10, GUATEMALA
Instituto Nacional de Electrificación, Apt. # 5,
Subestación Guatemala Sur, Guatemala, Guatemala.
San José Villanueva, GUATEMALA.
Geólogo INGENIERO CIVIL
TEL.: 0310 321
8. PEREDO DAVALOS, HERNAN ENRIQUE, Perimetral entre Av. BOLIVIA
Yacimientos Petrolíferos Barrancas,
Bolivianos, Santa Cruz de la Sierra,
Geólogo de Control de Pozos Bolivia.
Exploratorios, Santa Cruz de la Sierra, BOLIVIA.
Santa Cruz de la Sierra, BOLIVIA.
Apdo. 1280 INGENIERO GEOLOGO
TEL.: 46318
9. TIPAN AMBATO, JAIME DARIO Montufar # 638, ECUADOR
INECEL Sangolovi, Provincia de
Ingeniero Geólogo-4, Pichincha, Ecuador.
12 de Octubre y Madrid, TEL.: 313022
Edif. Torres Metropolitanas,
Quito, Ecuador. INGENIERO GEOLOGO
TEL.: 547-721
10. ALEMAN ALEMAN, MA. DEL CARMEN Smetana # 32, MEXICO
DEPARTAMENTO DEL DISTRITO FEDERAL Col. Vallejo,
DIR. DE CONSTRUCCION Y OPERACION Del. Gustavo A. Madero,
HIDRAULICA, México, D.F.
Ingeniero Geólogo, Tel.: 517-60-29
Laboratorio Central, PAS. INGENIERO GEOLOGO.
Xotepingo, esq. Div. del Norte,
MEXICO, D. F.
TEL.:
11. CORNEJO CASTRO, SERGIO Edificio "D", 201, MEXICO
Comisión Federal de Electricidad, Unidad Maravilla Ceylán,
Ingeniero Petrolero, México, D.F.
Torre Financiera, TEL.: 368-56-52
Av. Camelinas # 3627, 7o. piso,
Col. Las Américas, INGENIERO
Morelia, Mich.
TEL.: 4 5546
12. CORONADO PEREZ, OSCAR Rotograbados # 49, MEXICO
Pas. Ingeniería Petrolera, Del. Venustiano Carranza,
UNAM TEL.: 789-92-10
México, D.F.
13. CORRIPIO SALDIVAR, NARCISO Av. Copilco, Edif. 2-302, MEXICO
Comisión Federal de Electricidad, Coyoacán, D. F.
Ingeniero "B" Medio, TEL.: 658-99-12
Torre Financiera, Av. Camelinas
3627, 7o. piso, INGENIERO ELECTRICISTA
Morelia, Mich.
TEL.: 4 5546

"Perforación de Pozos Geotérmicos"...

24. BLANCO CHAVEZ, OSCAR ALEJANDRO
(INE) Dirección Gral. de Recursos
Geotérmicos,
Resp. Oficina de Perforación,
De la Tica-Bus 1 ½ al Norte,
Managua, NICARAGUA
TEL.:

Del Nuevo Diario 36, al NICARAGUA
Sur,
Managua, Nicaragua.
TEL.;

INGENIERO CIVIL