



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
FACULTAD DE INGENIERIA

\$ 2,200

APUNTES DE  
**TERMINACION DE POZOS**

**IGNACIO ALONSO CARDENAS**

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA  
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACION DEL PETROLEO

FI/DICT/88-032

STATE OF TEXAS

COUNTY OF [illegible]

2010 FEBRUARY 17

RECORDED

## P R E F A C I O

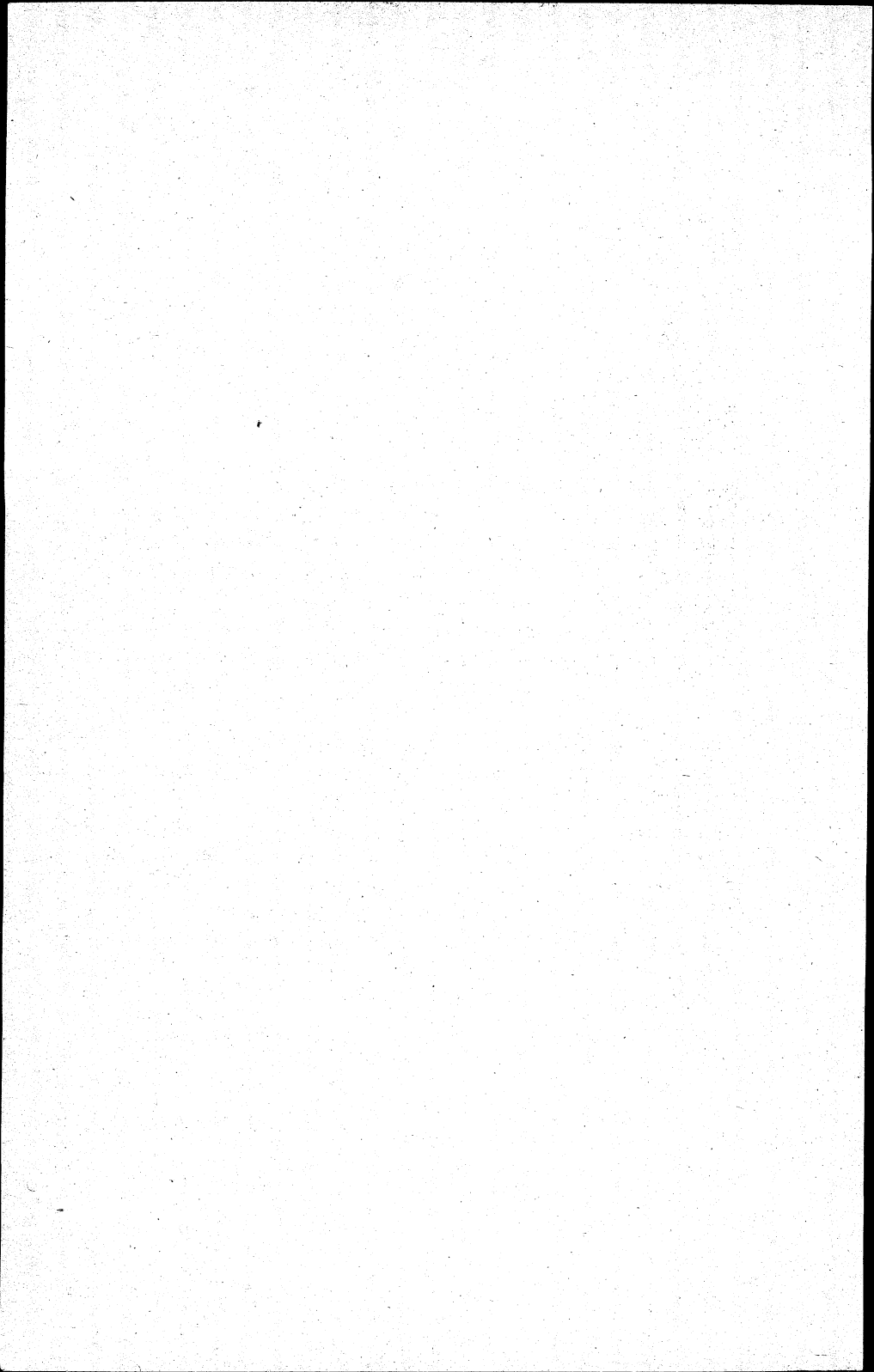
En febrero de 1979 se firmó un convenio de colaboración entre la UNAM, PEMEX, IMP y el CIPM (Colegio de Ingenieros Petroleros de México). El objeto del convenio ha sido elevar el nivel académico de los alumnos del área de Ingeniería Petrolera en la Facultad de Ingeniería, tanto de licenciatura como de posgrado, así como crear el Doctorado, y promover la superación de un mayor número de profesionales que laboran en la industria petrolera, por medio de cursos de actualización y especialización.

Uno de los programas que se están llevando a cabo a nivel de licenciatura, dentro del marco del Convenio, es la elaboración y actualización de apuntes de las materias de la carrera de Ingeniero Petrolero. Con esto se pretende dotar al alumno de más y mejores medios para elevar su nivel académico, a la vez que proporcionar al profesor material didáctico que lo auxilio en el proceso enseñanza-aprendizaje.

Estos apuntes fueron preparados utilizando en su parte esencial notas y Tesis Profesionales elaboradas bajo la dirección del ingeniero Ignacio Alonso Cárdenas. El material mencionado fue ordenado, revisado y complementado, por los ingenieros Francisco Garaicochea y Miguel Angel Benítez Hernández, quienes contaron con la colaboración del pasante Julio Gabriel Chong Hernández. El capítulo XI está basado en un artículo técnico elaborado por el ingeniero Jesús Morales Figuerola.

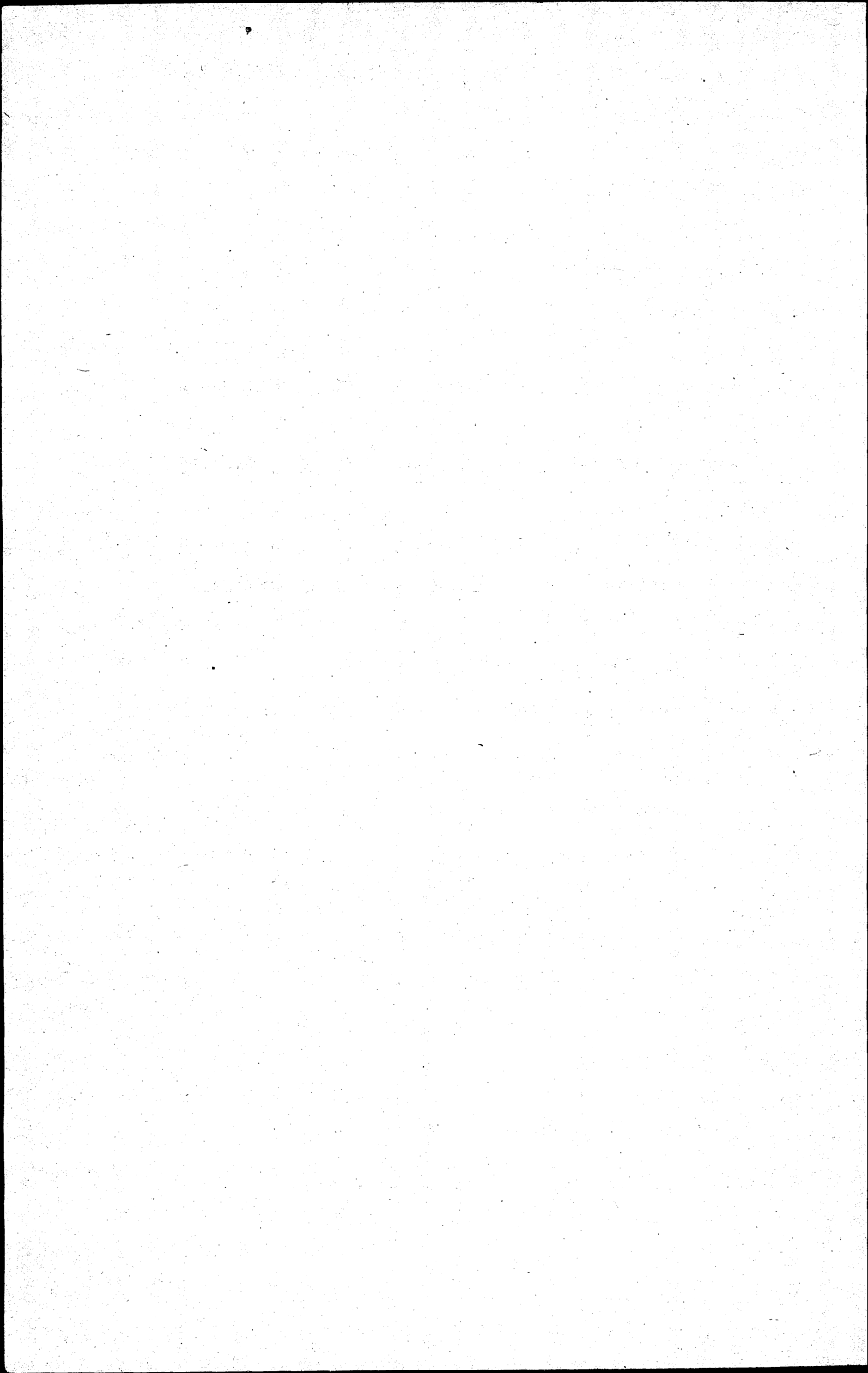
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACION DEL PETROLEO

ABRIL DE 1983.



# C O N T E N I D O

I.	INTRODUCCION. . . . .	1
II.	TRASCENDENCIA DE LA PERFORACION DEL POZO EN RELACION A SU TERMINACION . . . . .	3
III.	IMPORTANCIA DE LA TUBERIA DE ADEME EN LA TERMI NACION. . . . .	13
IV.	FLUIDOS PARA LA TERMINACION Y EL REACONDICIONA MIENTO DE LOS POZOS. . . . .	79
V.	TIPOS DE TERMINACION . . . . .	89
VI.	OBJETIVOS Y FUNCIONES DE ACCESORIOS SUPERFI CIALES Y SUBSUPERFICIALES. . . . .	103
VII.	SELECCION DEL INTERVALO PRODUCTOR. . . . .	117
VIII.	DISPAROS EN POZOS DE ACEITE Y GAS. . . . .	121
IX.	CONTROL DE ARENAMIENTO DE POZOS. . . . .	159
X.	INDUCCION Y LIMPIEZA. . . . .	166
XI.	ACORTAMIENTOS Y ESFUERZOS DE APAREJOS DE PRO DUCCION EN OPERACIONES DE ESTIMULACION . . . . .	175
XII.	ANCLAJE DE LA T.R. EN EL CABEZAL. . . . .	185



# CAPITULO I

## INTRODUCCION

La terminación de un pozo petrolero es el conjunto de operaciones que se realizan para comunicar a la formación productora con la superficie, mediante la perforación de la tubería de revestimiento (T.R.) de explotación, que es la que aísla a la zona productora.

El objetivo primordial de la terminación de un pozo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. Para ésto deben emplearse técnicas y equipos adecuados a las características del Yacimiento (tipo de formación, mecanismo de empuje, etc.). En la planeación no sólo se deben considerar los costos iniciales y la producción en la etapa fluyente de la vida del pozo, sino las condiciones del pozo a largo plazo, previendo las futuras reparaciones y la instalación de sistemas de producción artificial.

Para que un pozo petrolero permita extraer con eficiencia los hidrocarburos, debe constituir una salida estable y duradera. Para esto se utiliza un revestimiento metálico, diseñado de acuerdo con los diversos esfuerzos que se presentan (tensión, presión interior, colapso, compresión y torsión) y con la mayor economía.

Una operación sumamente importante, para realizar una terminación exitosa, es la cementación primaria de la tubería de revestimiento de explotación. Esta tubería permite aislar la formación productora, para evitar la invasión de fluidos no deseables (agua y/o gas) hacia el pozo, provenientes de zonas vecinas, que contaminan los hidrocarburos producidos y reduzcan su recuperación en formaciones productoras con una zona inferior de agua o con un casquete de gas, se presentará la entrada de esos fluidos debido al gradiente de presiones existente entre el yacimiento y el pozo. Esto puede restringir la producción, ya que si se tiene entrada de agua se generará una contrapresión por efectos de columna hidrostática, o si se tiene entrada de gas, la energía del yacimiento disminuirá; de aquí la importancia de seleccionar adecuadamente el intervalo productor.

Un factor que afecta comúnmente a la producción es el daño a la formación (disminución de la permeabilidad) causado por el filtrado de lodo durante la perforación y más aún al disminuir el intervalo productor. Lo anterior ha llevado a tomar en cuenta los efectos perjudiciales que pueden ocasionar los diversos fluidos de control sobre las formaciones, por lo que es necesario seleccionar cuidadosamente los fluidos utilizados en la terminación de los pozos.

En la elección del sistema de terminación deberá considerarse la información recabada, indirecta o directamente, durante la perforación, a partir de: muestras de canal, núcleos, pruebas de formación, de producción, análisis petrofísicos, análisis PVT y los registros geofísicos de explotación.



## CAPITULO II

### TRASCENDENCIA DE LA PERFORACION DEL POZO EN RELACION CON SU TERMINACION.

Para realizar una terminación óptima de un pozo es necesario disponer de toda la información posible, recopilada durante su perforación.

La información recabada durante la perforación comprende las características de la columna geológica atravesada por la barrena, además del contenido, las características y la distribución de los fluidos.

#### 2.1 DETERMINACION DE LA COLUMNA GEOLOGICA Y CARACTERISTICAS DE LAS FORMACIONES PERFORADAS.

Para obtener este tipo de información existen medios directos e indirectos:

Se obtiene información directa mediante:

- 1) Muestras de canal.
- 2) Cortés de núcleos
- 3) Pruebas de formación
- 4) Datos sobre gasificaciones y pérdidas de circulación observadas durante la perforación.

Entre los medios que proporcionan información indirecta sobresalen los registros geofísicos.

Esta información permite realizar una buena terminación, lo cual redundará en una mayor producción y recuperación de hidrocarburos.

En pozos exploratorios es conveniente procurar obtener la mayor información, ya que el área es desconocida. Para pozos de desarrollo no es necesario obtener tanta información.

La información que proporciona los métodos directos así como los indirectos, es la siguiente:

- 1) Características petrofísicas de las formaciones atravesadas por la barrena.
  - a) Composición mineralógica y contenido de fósiles.
  - b) Porosidad
  - c) Permeabilidad
  - d) Presión capilar
  - e) Edad geológica

2) Características de los fluidos contenidos en las formaciones.

- a) Composición.
- b) Saturaciones
- c) Viscosidades
- d) Densidades
- e) Condiciones a que están sometidos (presión y temperatura)
- f) Contenido de  $H_2S$  y  $CO_2$
- g) Contenido de asfaltenos

Esta información permite prever el comportamiento del pozo en su explotación.

## 2.2 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 acarreando todos estos fragmentos (detritos), hasta la superficie, en donde se toman algunas de las muestras más grandes para su análisis.

La información que proporcionan estas muestras es insuficiente pero significativa, en el sentido de que no se invierte nada en su obtención.

Estas muestras proporcionan poca información, debido a que son muestras muy pequeñas, y además están contaminadas por el fluido de perforación, por lo que no son representativas de las existentes en las formaciones

### Corte de núcleos:

Los núcleos son fragmentos de roca relativamente grandes que son cortados por barrenas especiales.

Un núcleo proporcionará mayor información sobre la litología y contenido de fluidos, siempre y cuando no esté contaminado; para evitar la contaminación se usan lodos especiales y, al recuperarlo en la superficie, es necesario meterlo en una manga protectora para preservarlo y llevarlo al laboratorio para su análisis.

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 circulación inversa
- 5) Muestreo de pared.

El equipo para cortar y recuperar núcleos en general, consta de las siguientes partes:

- 1) Barrena muestreadora
- 2) Tambor o barril exterior
- 3) Tambor o barril interior
- 4) Retenedor de núcleo
- 5) Cabeza de recuperación
- 6) Válvula de alivio de presión

La práctica de corte de núcleos se usa preferentemente en áreas no conocidas y su operación es la siguiente:

1) Se coloca el equipo muestreador en el extremo inferior de la tubería de perforación y se introduce hasta el fondo del agujero.

2) La barrena empieza a cortar el núcleo perforando solamente la parte del borde exterior y, al mismo tiempo, el núcleo va siendo alojado en el barril interior.

3) Cuando se termina de cortar el núcleo, éste es retenido por un seguro retenedor.

4) Posteriormente es sacado el núcleo del barril muestreador, mediante la ayuda de un cable de acero. Se extrae solamente este barril, ya que es independiente del equipo.

Se debe procurar obtener un núcleo de un tamaño adecuado y ser recuperado totalmente.

Ya teniéndolo en la superficie debe sacarse del barril procurando que no se alteren las condiciones a que está sometido y, por lo tanto, sea representativo de las condiciones que prevalecen en el área en donde fue cortado. Posteriormente se lleva al laboratorio para su análisis.

Durante la operación de corte de núcleos, el fluido de control circula entre el espacio del barril exterior y del barril interior, pero no debe pasar por dentro de este último para evitar la contaminación del núcleo.

La inconveniencia principal del método antiguo para sacar núcleos consiste en que es necesario sacar la tubería para recuperar el núcleo cortado, en cambio ahora, con la ayuda del cable de acero y el diseño de un barril que aloja al núcleo y que es independiente del equipo, es posible sacar este barril, conteniendo el núcleo, con el cable, evitando tener que usar la tubería. Esta nueva manera de obtener muestras ha reducido mucho el costo de la obtención de núcleos.

La decisión de obtener núcleos se toma cuando los registros geofísicos indican la existencia de una zona con posibilidad de contenido de hidrocarburos y no se está seguro de ello por falta de información.

El corte de núcleos en la pared del pozo es realizado con un equipo diferente, que trabaja por percusión.

Este tipo de corte se puede efectuar en cualquier parte de la pared y en cualquier instante de la perforación del pozo. Con este tipo de corte se obtiene información de zonas que ya fueron perforadas, pero que pasaron inadvertidas y muestran posibilidad de contener hidrocarburos.

### 2.3 PERDIDAS DE CIRCULACION Y GASIFICACIONES.

#### 2.3.1 Pérdidas de circulación:

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 este tipo de problema de 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 pérdidas de circulación aumentan el costo de perforación, pues al valor del lodo perdido y el de los obturantes empleados, debe añadirse el tiempo que dura el equipo sin perforar y además los problemas que acompañan al problema de pérdida de circulación, como son: pegaduras de tuberías, reventones, desviaciones del agujero o hasta el abandono mismo del pozo. Otros problemas que pueden ocasionar, son: daño a la formación permeable, dificultan el corte de núcleos, etc.

Las causas más comunes de este tipo de problemas (pérdidas de circulación) son las siguientes:

a) Causas naturales.- Las causas naturales que originan problemas de pérdida 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 los problemas de pérdida de circulación son todas aquellas que son 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 represionamiento, 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 del lodo con una presión alta, etc.

Estos problemas de pérdida de lodo se pueden evitar si se acatan todas las recomendaciones o medidas preventivas siguientes:

1) Emplear lodo con la densidad mínima requerida para controlar el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo. No se puede recomendar un valor numérico, pero se debe de recordar que la presión hidrostática debe ser adecuadamente mayor que la presión de la formación.

2) Evitar inicios de bombeo de lodo en forma brusca.

3) Evitar introducir tubería en forma muy rápida.

4) Aprovechar la información de zonas con pérdidas de circulación que se hayan suscitado en pozos vecinos.

5) Vigilar constantemente las propiedades del lodo.

Las pérdidas de lodo se pueden clasificar de acuerdo a la cantidad de lodo perdido en:

a) Pérdidas parciales

b) Pérdidas totales

Y también de acuerdo a la profundidad en:

a) Pérdidas superficiales

b) Pérdidas profundas

Las pérdidas de tipo superficial generalmente se producen en formaciones no consolidadas que se encuentran a poca profundidad y se caracterizan por la aceptación de grandes cantidades de lodo.

En cambio las pérdidas de tipo profundo se dan en formaciones más duras pero con grandes fisuras o cavernosas.

Existe una gran variedad de métodos para controlar los problemas de pérdida de circulación. Como cada problema de pérdida de circulación es diferente, se requiere de un análisis individual, ya que no existen soluciones genéricas.

Los métodos más comunes para controlar las pérdidas de circulación son:

1) Método de perforación ciega

2) Método de disminución de densidad

3) Método de tiempo de espera

4) Método de colocación de baches y tapones.

### 1) Método de perforación ciega:

Consiste en bombear agua para acarrear los fragmentos de formación cortados por la barrena hacia la zona de pérdida, en donde son depositados para obturarla. Este método se recomienda cuando la zona de pérdida es una formación con grandes fisuras o cavernosa. La desventaja es que no se recuperan mues tras de canal en la superficie durante su aplicación.

### 2) Método de disminución de densidad:

Consiste en disminuir la densidad del lodo de perforación para reducir la presión hidrostática. Esto se logra agregándole agua al lodo de perforación. (También puede usarse aceite)

### 3) Método de tiempo de espera:

Consiste en levantar la sarta de perforación hasta el extremo inferior de la última tubería de ademe cementada (o sea hasta la zapata de la tubería de ademe) y esperar un cierto tiempo, de tal forma que el lodo esté estático para dar oportunidad a que la formación se ajuste o adapte a las nuevas condiciones de presión.

Se cree que el lodo, al penetrar en las fisuras de la formación, se hace viscoso por la deshidratación sufrida por las altas temperaturas y presiones que predominan abajo. Esto hace que se forme un empaquetamiento que refuerza la resistencia de la formación.

### 4) Método de colocación de baches y tapones:

Este método consiste en desplazar baches o tapones de material obturante o sellante para depositarlos frente a la zona de pérdida.

Existen muchos materiales que sirven para obturar o sellar la zona de pérdida, entre los más comunmente usados están los siguientes:

- a) Tapones de cemento-yeso
- b) Tapones de cemento-bentonita
- c) Tapones de diesel-bentonita
- d) Tapones de arcillas (cal-seal)
- e) Baches de cáscaras de nuez, de celofán, de perlita, etc.

La desventaja de este método es el uso de materiales de alta densidad o que contaminan el lodo; sin embargo, es muy eficiente para controlar pérdidas de circulación de gran profundidad. Se debe de tener cuidado en no usar altas concentraciones de material obturante, lo cual provocaría otros problemas.

### 2.3.2. Gasificaciones:

Las gasificaciones consisten en la contaminación del lodo de perforación por un flujo de gas (pocas veces con aceite)

que sale de la formación hacia el pozo, provocado por una presión diferencial a favor de la formación productora (la presión de la formación es mayor que la presión hidrostática). Esta contaminación del lodo por el gas provoca una disminución en la densidad del lodo y por lo tanto en la presión hidrostática.

Una causa de las gasificaciones en los pozos durante la perforación es la disminución de la densidad del lodo que origina una presión hidrostática incapaz de contener la presión ejercida por los fluidos de la formación. Esta reducción de la densidad puede ser causada por algún contaminante.

Otra causa muy común es el efecto de succión que se origina cuando se extrae la tubería en forma rápida.

La forma de controlar el problema de gasificación es aumentando la presión hidrostática y, para lograr esto, se eleva la densidad del lodo o se llena el pozo de lodo si es que el nivel está bajo.

Se debe tener precaución con este tipo de problemas (las gasificaciones) ya que cuando se vuelven incontrolables provocan los reventones o crean peligro de incendio, por lo que se aconseja darles la atención debida.

El problema de gasificación no son totalmente infructuosos, ya que proporcionan información de la existencia de hidrocarburos móviles; sólo resta averiguar si es comercial su explotación.

Estos problemas de gasificación son muy comunes durante la perforación de pozos petroleros; pero en especial en los pozos de tipo exploratorio, en donde no se tiene información precisa sobre la columna geológica que se está perforando.

## 2.4 PRUEBAS DE FORMACION Y DE PRODUCCION.

### Pruebas de formación:

El análisis de núcleos en el laboratorio y la interpretación de registros geofísicos proporcionan información sobre las características de las diferentes formaciones atravesadas por la barrena y de los fluidos contenidos; pero no sobre el comportamiento de estos fluidos. Para obtener esta información es necesario hacer una prueba de formación. La prueba de formación consiste en hacer una terminación temporal del pozo y de ésta manera provocar que la formación se manifieste. Para lograr esto es necesario crear una presión diferencial a favor de la formación y para crear esta presión diferencial se necesita aislar la formación que va a ser probada, suprimiendo la presión hidrostática. Para aislar la formación se utiliza un empacador o tapón especial, quedando en comunicación la formación con la superficie, por lo que actuará sólo en ella la presión atmosférica, lo cual permite que los fluidos de la formación fluyen hacia el pozo y luego hasta la superficie. El ob

jetivo de las pruebas de formación es crear las condiciones favorables para que fluya la formación productora y, de esta manera, obtener información sobre el comportamiento de los fluidos y la formación.

Con esta información y con la anteriormente obtenida, se evalúa la capacidad (potencialidad) de producción de dicha formación para saber si es comercial su explotación.

Las pruebas de formación se efectúan durante la perforación, por lo que siempre se realizan en agujero descubierto. Estas pruebas son costosas, pero indispensables en ciertos casos, especialmente en pozos exploratorios.

Existen varios tipos de equipos para realizar pruebas de formación, pero el más comúnmente usado es el de tipo convencional, el cual está compuesto de las siguientes partes:

- 1) Cabezal
- 2) Tubería de perforación
- 3) Empacador de pared
- 4) Válvula
- 5) Termómetro
- 6) Pichancha
- 7) Manómetro (registrador de presión)
- 8) Carta registradora
- 9) Estrangulador

Operación del equipo convencional en pruebas de formación:

Las operaciones efectuadas al realizar una prueba de formación, con equipo de tipo convencional, son:

1) Se coloca el equipo de prueba en la parte inferior de la tubería de perforación.

2) Se introduce el aparejo de prueba hasta asentarlo en el fondo del pozo. Este aparejo está diseñado de tal manera que quede el empacador frente a una formación firme, al ser asentado en el fondo. El diseño permite que el empacador quede bien anclado para lograr un buen aislamiento y así evitar fugas.

3) Se ancla el empacador, el cual soporta la presión hidrostática de la columna del lodo y deja aislada del efecto de ésta a la formación que se desea probar.

4) Se abre la válvula de prueba mediante un giro a la tubería o con la ayuda de una varilla de acero, dejándola caer con lo que romperá un disco y así quedará comunicada la formación con el interior de la tubería de perforación y con la superficie.



Simultáneamente con el probador se mete una carta en la que se registran el tiempo y las presiones durante la operación.

En algunos casos se recomienda usar un colchón de agua que hará un efecto de contrapresión, para evitar que se colapse la tubería.

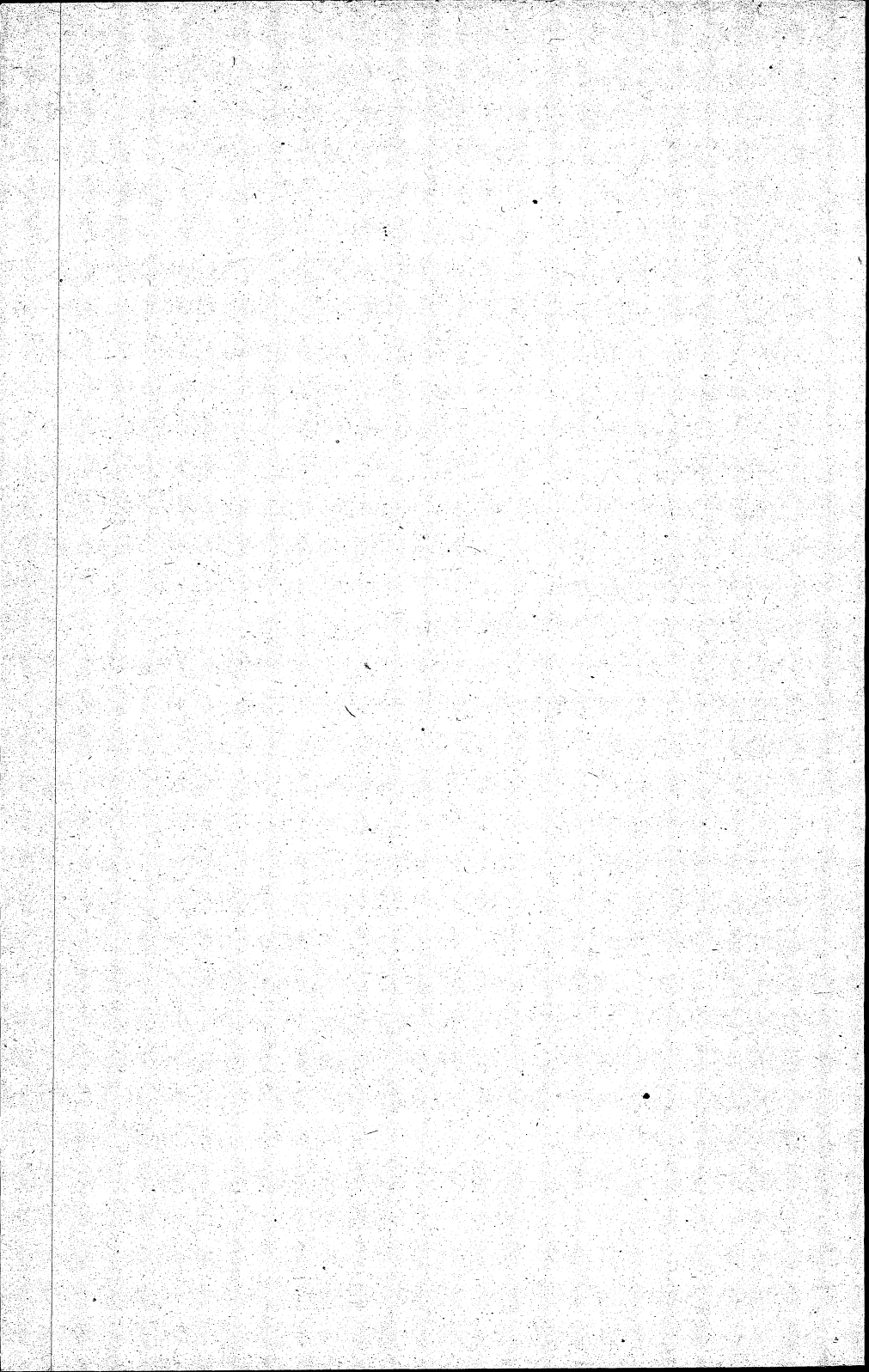
#### Pruebas de producción:

Las pruebas de producción son equivalentes a las pruebas de formación, sólo que las primeras se realizan durante la terminación del pozo y se pueden efectuar tanto en agujero descubierto como en agujero ademado, en cambio las segundas se realizan durante la perforación del pozo y siempre en agujero descubierto.

Como se indicó las pruebas de producción se realizan durante la terminación y casi siempre en agujero entubado, por lo que se efectúan disparos con pistolas especiales para perforar dicha tubería de ademe y poner la formación productora en comunicación con el pozo.

Precauciones que se deben tomar antes de realizar una prueba de producción:

- 1) Revisar el equipo probador y las conexiones superficiales (preventores)
- 2) Realizar la prueba durante el día.
- 3) Utilizar un colchón de agua como contrapresión.
- 4) Anclar el empacador en una formación firme



## CAPITULO III

### IMPORTANCIA DE LA TUBERIA DE ADEME EN LA TERMINACION

#### 3.1 FORMA DE IDENTIFICAR LAS TUBERIAS DE ADEME Y PRODUCCION.

Las peculiaridades básicas para la identificación y selección de tuberías de ademe o producción, cuando han perdido las marcas o colores de fábrica, es mediante el troquel -- que tiene cada tubo en el extremo donde va la caja.

El troquel o los colores indican las características siguientes:

- DIAMETRO. Exterior o Interior (el diámetro exterior no cambia aún cuando la tubería sea de diferentes pesos)
- GRADO.- Especifica la composición del acero o el material con que está fabricado el tubo.
- RANGO.- Es la longitud del tubo y hay 3 tipos de rangos. (0-7), (0-9), (0-11) m.
- PESO.- Es el correspondiente a la unidad de longitud, ya sea en kg/m o lb/pie.
- JUNTA.- Es la unión o caja integral o con cople que tiene el tubo en uno de sus extremos.

Las hay de 2 tipos:

- a) Con cople
- b) Sin cople e integral

- DRIFT.- Es lo que el fabricante recomienda como diámetro interior garantizado. (o diámetro de trabajo)
- ROSCA.- Es el maquinado que se le hace a cada tubo en los extremos y los hay de varios tipos.

Estos tipos de rosca las lleva el tubo en ambos extremos, por eso, cuando se trata de utilizar tuberías con roscas diferentes se recurre a una combinación. (Redonda, Butress, Armco, Hydril, Mannesman.

La diferencia de las roscas estriba en el ángulo.

Las roscas tipo Butress, Armco, Hydril, Mannesman, tienen la ventaja, sobre la redonda, de resistir más a la tensión que el propio cuerpo del tubo. La rosca del tubo está en función de

la resistencia y grado del tubo.

Al diseñar la tubería de revestimiento por tensión deberá revisarse la resistencia del cuerpo del tubo, así como el tipo de rosca y tipo de junta.

A medida que la tubería es de mayor diámetro - la resistencia a todos los esfuerzos disminuye.

### 3.2 FUNCIONES DE LA T.R.

Las tuberías de ademe o revestimiento en un pozo, tienen varias funciones. De acuerdo a su colocación en el pozo, una tubería se clasifica como:

- Tubería conductora
- Tubería superficial
- Tubería intermedia
- Tubería de explotación
- Tubería corta o "liner".

**TUBERIA CONDUCTORA.**- La función de este tubo es conducir - o transportar el fluido de perforación a las presas de asentamiento y succión.

Cuando se está perforando y se está utilizando este tubo -- conductor no se tienen conexiones o válvulas de control (preventores) instalados, principalmente por no ser necesarios.

**TUBERIA SUPERFICIAL.**- esta es la primera tubería que se introduce al agujero perforado, su profundidad varía de 0 a -- 300 m. y tiene como funciones principales las siguientes:

- 1.- Sirve de base para los primeros controles del pozo - (preventores) y permite continuar la perforación.
- 2.- Sostener, mediante las cuñas, las siguientes tuberías de ademe que se introduzcan al pozo.
- 3.- Aislar formaciones deleznable y acuíferos superficiales. Por esta razón es la única tubería que se cementa en toda su longitud.

**TUBERIA INTERMEDIA.**- Es la segunda tubería de ademe que se introduce en el agujero perforado. Esta tubería puede cementarse en toda su longitud, su profundidad varía de 1500 a 4000 m., dependiendo de la profundidad total del pozo. Sus funciones principales son:

- 1.- Aislar la formación perforada
- 2.- Permitir elevar la densidad del fluido de control si se requiere.

3.- Proteger la T.P. en caso de problemas

4.- Anclar la siguiente tubería que se introduzca al pozo.

**TUBERIA DE EXPLOTACION.**- Es la tercera tubería de ademe que se introduce en el agujero perforado; sus profundidades varían de 3000 a 5000 m., dependiendo de los requerimientos del pozo o del área en particular. Esta tubería se cementa sólo parcialmente.

Todas las tuberías de ademe que se introducen al pozo, antes de la T.R. de explotación, tienen funciones muy importantes, pero no de la trascendencia que tiene la de explotación, que es determinante en la vida del pozo. Un mal diseño de ésta tubería puede traer como consecuencia erogaciones substanciales que tienen que hacerse para corregir un error de esta naturaleza.

Las funciones principales son:

- 1.- Tener control del yacimiento por explotar
- 2.- Explotar el pozo
- 3.- Anclar herramientas.

**TUBERIA CORTA O LINER.**- Son diversas las razones por las que se usa una tubería corta, cuyas funciones son:

- a) Evitar problemas en la perforación del pozo (pérdidas de lodo, intentos de pegadura, etc.)
- b) Permitir incrementar la densidad del lodo en zonas geopresionadas ó, en su defecto, disminuirla.
- c) Revestir agujeros que se perforaron con menor diámetro, por falta de capacidad del equipo o por la necesidad de profundizar un pozo.

### 3.3 DATOS REQUERIDOS PARA EL DISEÑO DE UNA TUBERÍA DE ADEME

Los datos que debe conocer el ingeniero encargado de la elaboración del diseño de una tubería de ademe son:

- a) Diámetro de la barrena
- b) Diámetro exterior de la T.R.
- c) Densidad del fluido de control en el pozo.
- d) Profundidad a la cual se va a introducir la tubería.
- e) Presiones internas a que se someterá la T.R. durante la operación.

f) Factor de seguridad para los diferentes esfuerzos.

### 3.4 DISEÑO DE TUBERIAS DE ADEME

Método Gráfico para el diseño de columnas de tuberías de Ademe (Youngstown).

El diseño de tuberías de ademe en pozos petroleros - es un problema netamente ingenieril, que requiere de un análisis cuidadoso para lograr resultados satisfactorios - en el aspecto técnico, así como en el económico.

De no cumplirse con lo anterior, el diseño puede ser inadecuado para el pozo de referencia y, consecuentemente, pueden tenerse problemas en el futuro.

Por esta razón, al elaborar el diseño, deben tomarse en cuenta los trabajos y esfuerzos a que va a estar sometida la tubería durante la perforación y terminación del pozo que se trate. Es de todos conocido que cuando se termina un pozo, la tubería de ademe de explotación esta sujeta a los máximos esfuerzos, ya sea por las operaciones que se efectúan, o bien por las temperaturas o presiones generadas por los fluidos aportados por el yacimiento. Además, es necesario que el "par de apriete" de las tuberías, al introducirse al pozo, sea el adecuado para el grado, diámetro y tipo de rosca de que se trate, ya que éste es propiamente el complemento del diseño.

Generalmente el diseño se basa únicamente en la profundidad; sin embargo en muchas ocasiones existen zonas geopresionadas ó de presión anormal que deben tomarse en cuenta.

#### CONTENIDO DE LAS GRAFICAS

Con las gráficas que se anexan, se pueden diseñar tuberías de ademe de 4 1/2 pg a 13 3/8 pg de diámetro y profundidades que varían de 0 a 7000 m., con densidades de fluidos de control de 0.8 a 2.5 gr/c.c.

#### DESCRIPCION DE LAS GRAFICAS

Las gráficas de referencia están comprendidas en dos partes, una al lado derecho denominada I, y la del lado izquierdo como II.

La gráfica del lado derecho (I) contiene una serie de curvas compuestas por dos ramas, una inferior con pendiente menor y otra superior con pendiente mayor.

La rama inferior representa el esfuerzo al colapso afectado por las cargas longitudinales debido a la tensión, de acuerdo con la teoría de la elasticidad de los esfuerzos biaxiales.

La rama superior de la misma gráfica representa el esfuerzo a la tensión y no es continuación una de otra, porque el punto superior de ésta corresponde a una presión cero. En estas curvas se encuentran marcados los diversos puntos que corresponden a los tipos de juntas y roscas que más se usan en la industria, mismas que es tan afectadas por el factor de seguridad de 1.8, para la T-R de 7-5/8 pg. se tienen L, X, B, BE.

La gráfica del lado izquierdo (II) contiene una serie de curvas que representan la densidad de los fluidos de control que varía de 0.8 a 2.5 gr/c.c., así como profundidades de 0 a 7000 m. ya antes indicadas.

Para diseñar una columna de ademe deben vigilarse dos conceptos muy importantes, o sea, si la tubería no se va a introducir flotando, esto es que la flotación no se toma en cuenta, y cuando se diseña tomando en cuenta la flotación debida únicamente a la tubería, en el fluido de que se trate, sin tomar en cuenta el equipo de flotación con que se ha equipado.

Para el primer caso, considerese que la tubería está colgando en el aire, o sea, en un pozo vacío de líquido, y en el segundo que está flotando parcialmente, debido al empuje del fluido de control en que se ha introducido.

#### USO DE LAS GRAFICAS

Con la gráfica del lado izquierdo (II) se inicia el diseño de la tubería, basta para ello conocer la densidad del fluido de control del pozo de que se trate y la profundidad a la que se va a introducir la tubería de ademe.

Una vez conocidos estos datos, se multiplica la densidad del fluido de control por el factor de seguridad al colapso (1.125), el valor que se obtenga se fija en la gráfica.

En este punto se levanta la línea que se denomina Línea Programa, y es paralela a las demás que indican densidades.

Con la línea anterior trazada y la profundidad a la que se va a introducir la tubería de ademe, se tiene un punto de intersección entre ambas líneas, se proyecta horizontalmente hasta el margen izquierdo de la gráfica (I). Este punto indica la primera tubería que se introduce al pozo "A". A continuación, se busca el punto de intersección de la línea punteada (3048.78 m.) con la línea programa (si no se considera el efecto de flotación).

El punto de referencia se proyecta horizontalmente hasta el eje central de ambas gráficas (I y II). Este punto propiamente es la base del diseño, y se conoce como punto pivote "p".

Si se desea considerar el efecto de flotación, el punto anterior (punto pivote), se obtiene con la intersección de la línea de flotación y la línea programa.

La determinación de la línea programa se obtiene, por medio de la ecuación siguiente, para una tubería de 10,000 pies.

$$L = 3\ 048.78\ m. \frac{\rho_{ws}}{\rho_{ws} - \rho_{wa}}$$

donde:

L = Longitud de la tubería de ademe suspendida en fluido de densidad  $\rho_{wa}$ ,

$\rho_{ws}$  = Densidad del acero (7.853 gr/cm<sup>3</sup>)

$\rho_{wa}$  = Densidad del fluido de control.

Ahora bien, como ya se tienen determinados los puntos básicos "A" y "P" para iniciar el diseño, a continuación se procede a su desarrollo.

#### DESARROLLO DEL METODO

En la gráfica del lado derecho (I), se trazan tantas rectas como pesos de tuberías de ademe se requieran, éstas parten del punto pivote "P" y se terminan en la parte superior de la misma gráfica, donde están indicados los pesos de tuberías -- (39.0, 33.7, 29.7 y 26.4), en el caso de la gráfica para -- TR 7-5/8 pg.

Enseguida se trazan rectas paralelas a las anteriores, el origen de la primera paralela es el punto (A) y termina su trazo al cruzar la curva más cercana que representa grado-peso de la misma gráfica.

El origen de la siguiente línea es el cruce de la anterior, y así sucesivamente se van trazando líneas, hasta que la última de ellas intercepte el margen superior de la gráfica.

Una vez terminados estos puntos, se proyectan horizontalmente hasta la línea programa de la gráfica (II). Posteriormente, son proyectados paralelamente a las líneas de profundidades -- hasta el margen de la gráfica II, donde se leen las cantidades de tubería que se requieren de cada grado.

En realidad aquí termina la elaboración del diseño, pero hay que hacer la revisión por el esfuerzo a la tensión, colapso y presión interna, y si es necesario hacer los cambios de tubería que se requieran.



## REVISION A LA TENSION

La revisión a la tensión de la tubería de ademe es muy importante, para esto es necesario determinar el peso total de ésta.

La forma práctica y rápida para hacerlo, es proyectar verticalmente el punto de intersección de la última paralela, hasta la parte inferior de la misma gráfica I.

Ahora bien, si el peso de la tubería que resulta de esa proyección es mayor que el valor que indica las tablas del manual (para la tensión afectada por su factor 1.8), se debe cambiar la tubería por otra de mayor resistencia, hasta que el valor de dicha tabla sea mayor que el determinado por la gráfica.

El procedimiento anterior se repite hasta que los valores registrados en la tabla del manual, para la tubería que se está revisando, sea mayor que el peso de ésta.

## REVISION POR COLAPSO

Como el colapso es otro de los esfuerzos a que está sometida la tubería de ademe, por lo cual debe revisarse.

Para esto determinese la presión hidrostática máxima en el espacio anular.

Este dato se obtiene proyectando horizontalmente el punto "A" previamente determinado, hasta el margen derecho de la gráfica I, que representa la escala de presiones al colapso.

Si el valor determinado es mayor que el que resiste la tubería de ademe en el fondo del pozo, afectado por el factor (1.00 a 1.125) se procede a su cambio, por otra de mayor resistencia a este esfuerzo.

Por lo general esto no sucede, ya que siempre su factor es mayor de 1.00

## REVISION POR PRESION INTERNA

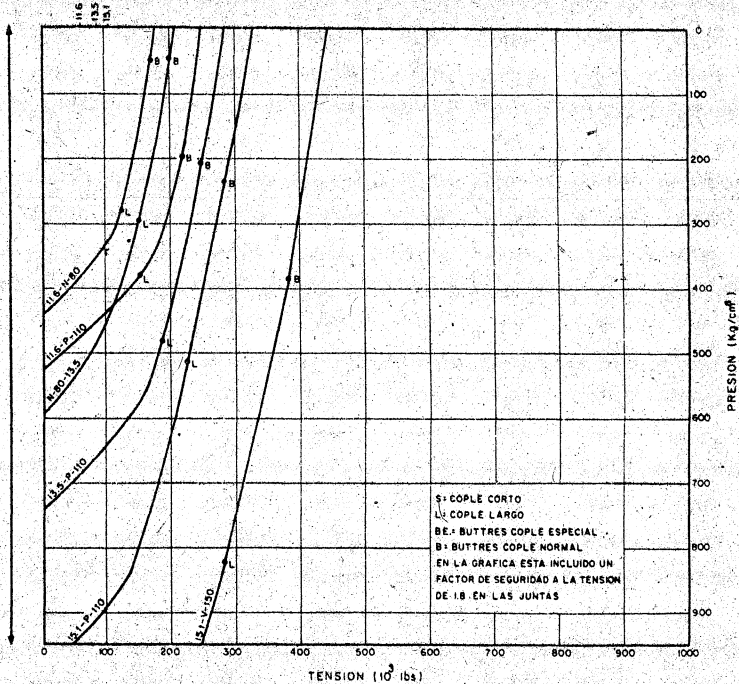
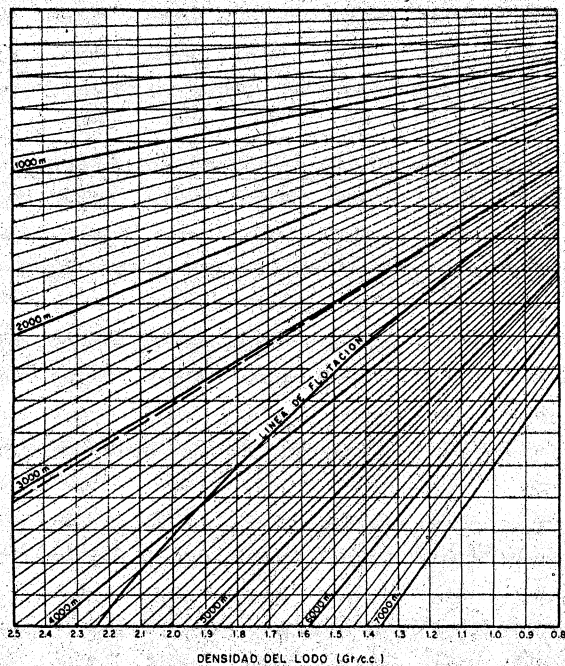
La tubería de ademe también estará sometida con frecuencia a esfuerzos por presión interna, ya sea durante la perforación o terminación del pozo, por tal motivo es importante conocer estos esfuerzos antes de elaborar el diseño.

De no saberse, cuando menos es conveniente indicar cual es la presión interna de trabajo que pueden soportar las tuberías de diferentes grados y pesos que se han diseñado, para no correr el riesgo de dañarla (reventarla) cuando se hagan trabajos con presión interna en ella.

Para obtener lo anterior, consultense los manuales que existen para estos casos, y al valor obtenido de esas tablas afectese por el factor de seguridad (1.25- 1.1)

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA PETROLERA

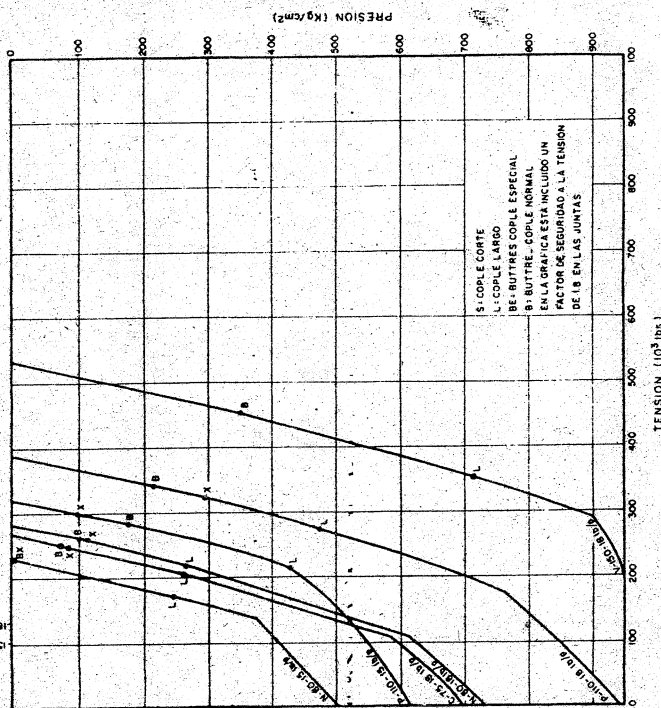
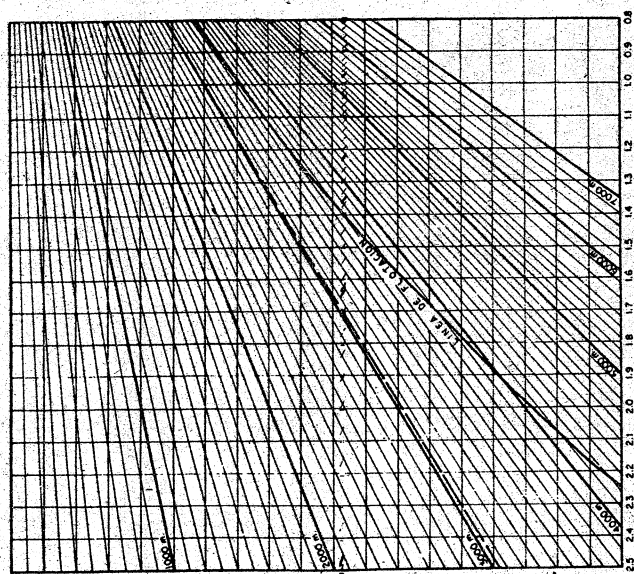
20



DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO 4-1/2"

DTTO. COMALCALCO

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA PETROLERA

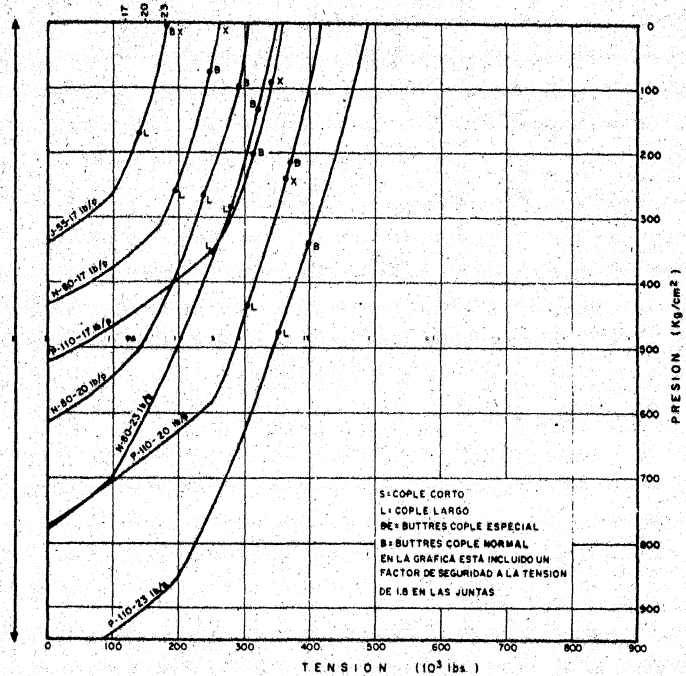
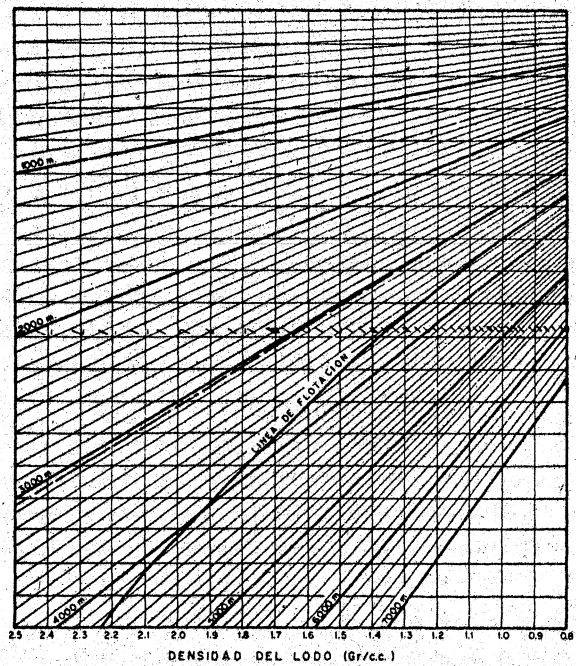


DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO 5"

DTTO. COMALCALCO

# SUPERINTENDENCIA GENERAL DE INGENIERIA PETROLERA

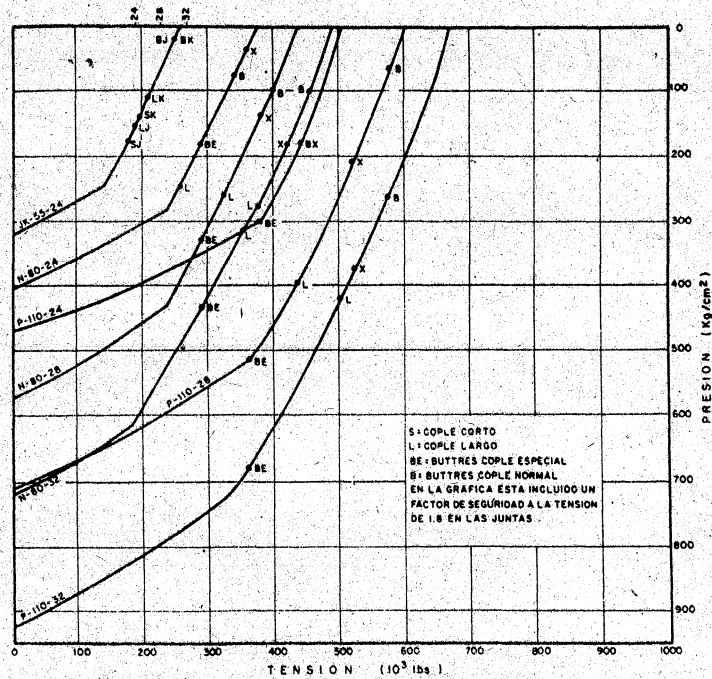
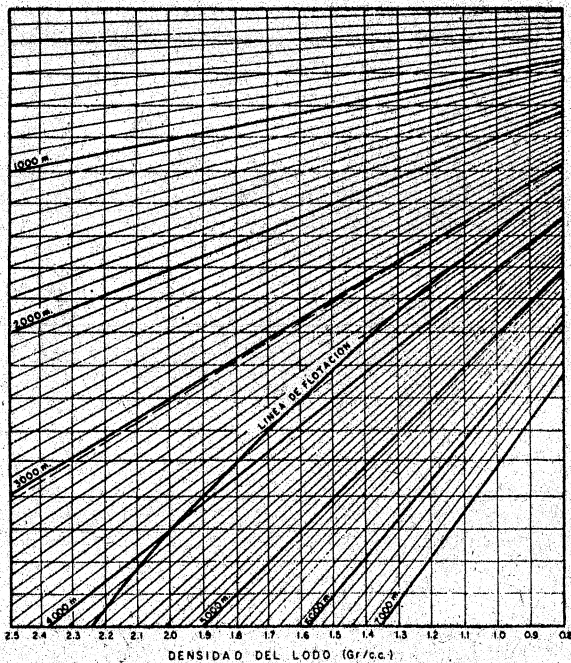
2.2



DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO 5-1/2"

DTTO. COMALCALCO

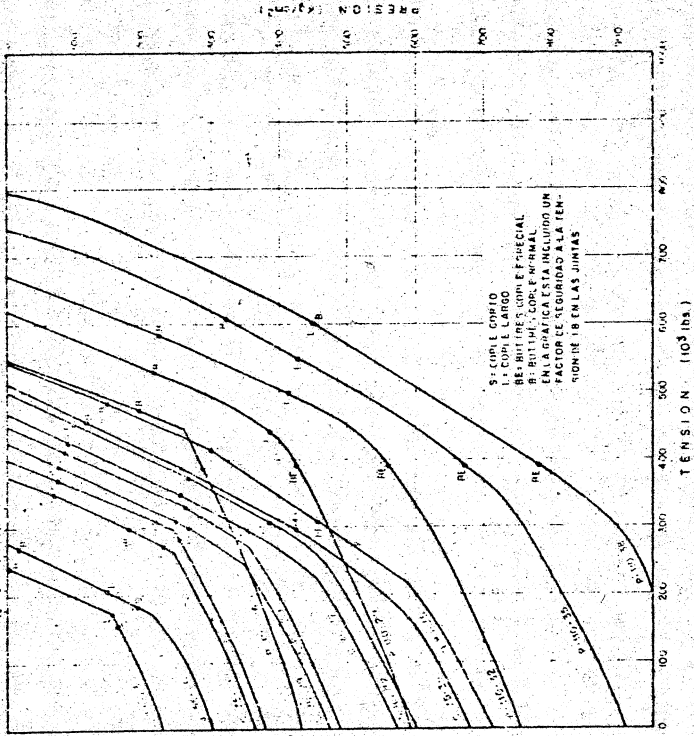
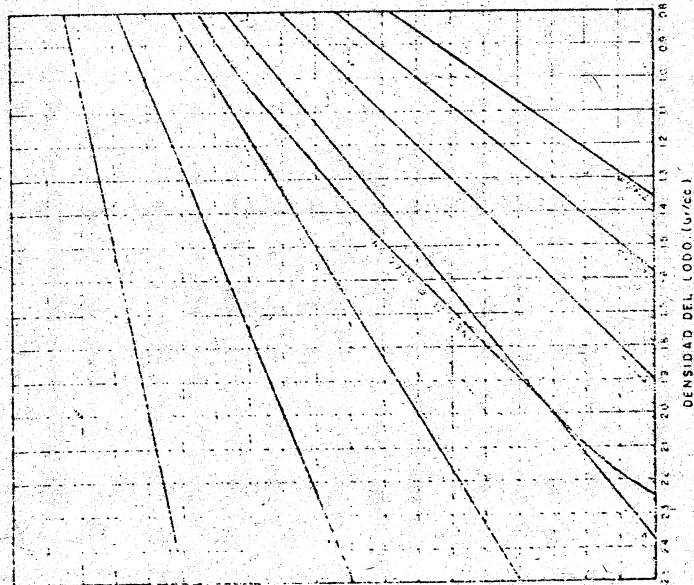
SUPERINTENDENCIA GENERAL DE INGENIERIA PETROLERA



DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO 6-5/8"

DTTO. COMALCALCO

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE INGENIERIA PETROLERA

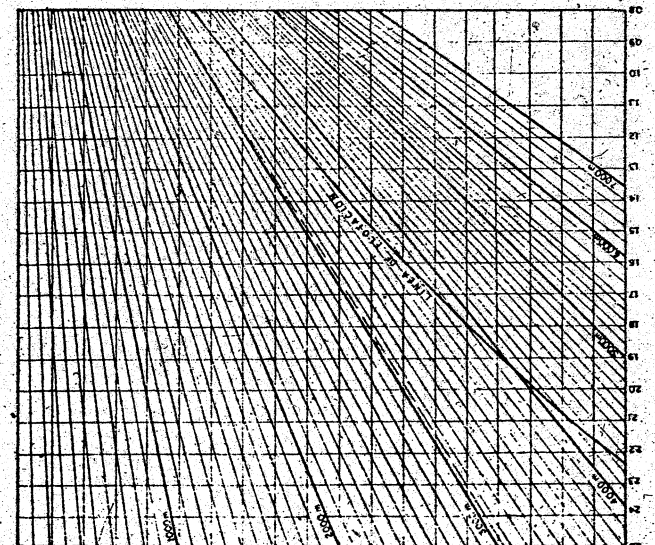


S: CUBRE L. CORTO  
 L: CUBRE L. LARGO  
 BE: BITE S. COMPLETO ESPECIAL  
 BE: BITE S. COMPLETO  
 EN LA GRAMATICA S. INCLUIDO UN  
 FACTOR DE SEGURIDAD A LA TEM-  
 PERATURA EN LAS JUNTAS

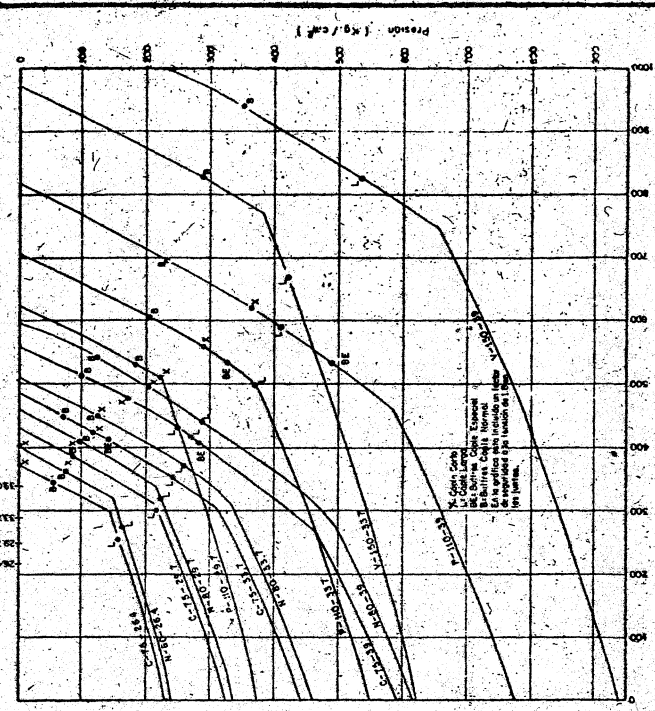
DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO 7"

DTTO COMALCALCO

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE INGENIERIA PETROLERA



Densidad del acero (Gr/cc)

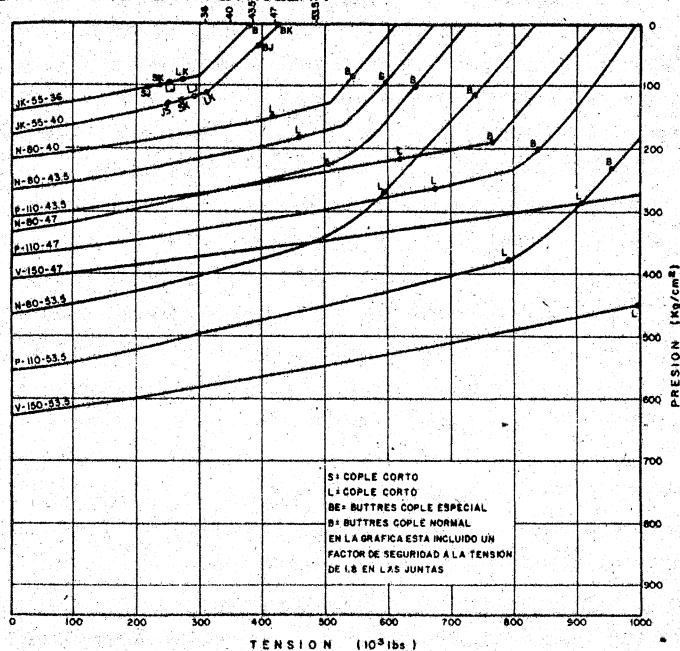
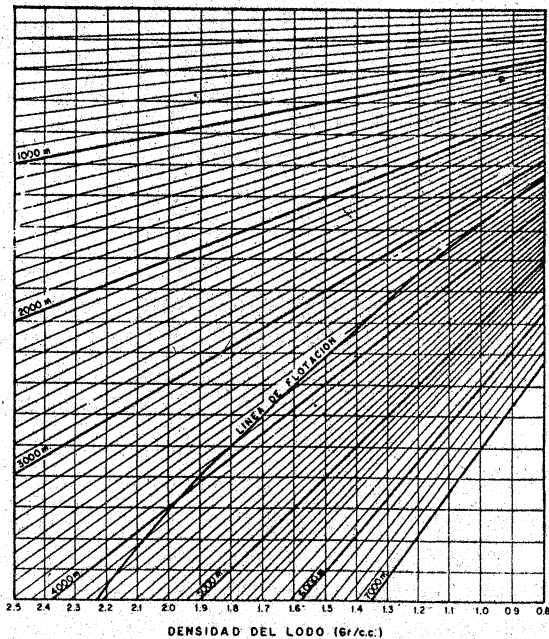


Tension (10<sup>3</sup> lb.)

DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO 7-5/8"

OTTO COMALCALCO.

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE INGENIERIA PETROLERA



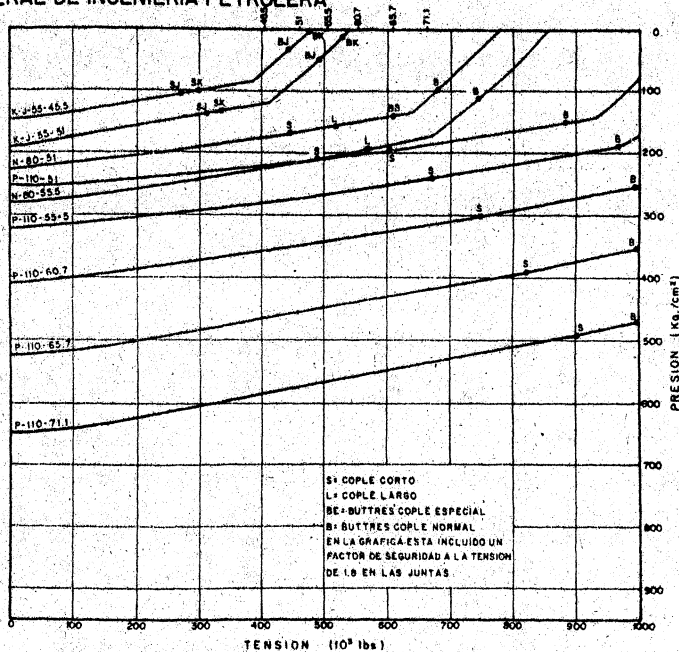
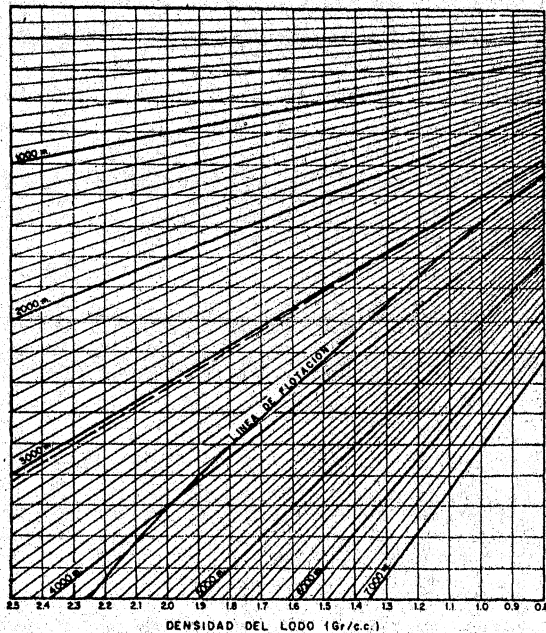
DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO 9-5/8"

DTTO. COMALCALCO

26



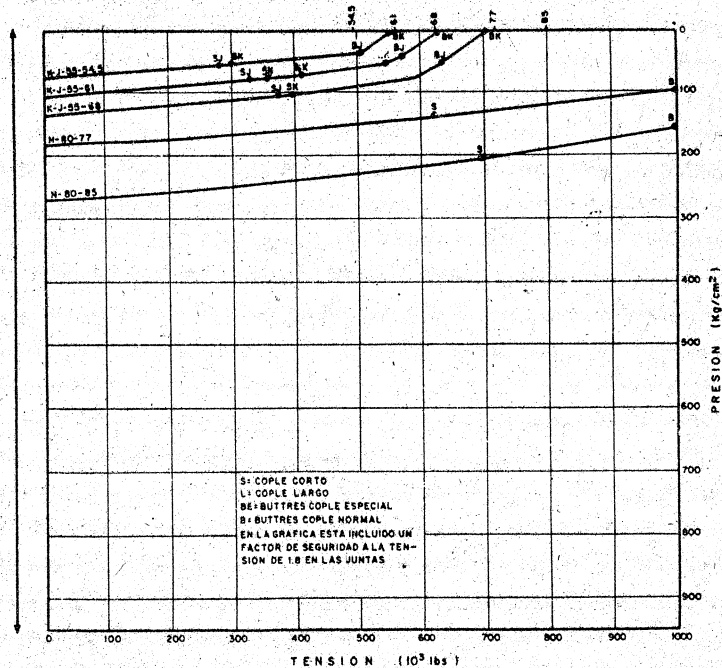
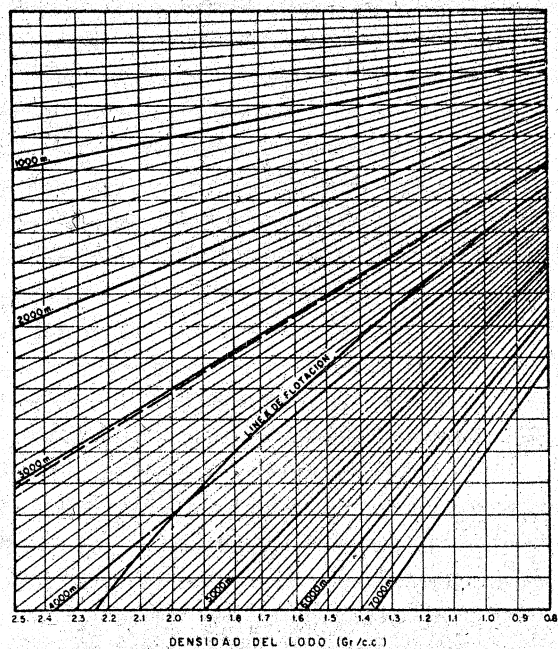
SUPERINTENDENCIA GENERAL DE INGENIERIA PETROLERA



DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO 10-3/4"

DTTO. COMALCALCO

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE INGENIERIA PETROLERA



DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO 13-3/8"

DTTO. COMALCALCO

### 3.5 RECOMENDACIONES ANTES DE INTRODUCIR LA T.R. AL POZO

El Ingeniero encargado de la operación debe vigilar que se cumplan las siguientes condiciones:

- Que la tubería esté medida y ordenada de acuerdo a como se va a introducir; los protectores deben estar aflojados y las roscas (piñón y caja) de cada tubo engrasados.
- Debe tenerse el total de la tubería en el pozo antes de empezar a introducirla.
- Verificar o revisar que todos los accesorios programados (zapata, coples, centradores, collarines y raspadores), sean los programados y estén colocados de acuerdo al programa.
- Hacer un ajuste, o sea determinar la cantidad de tramos, que se van a introducir, para saber a que profundidad que dará la zapata y así poder determinar el número de tramos sobrantes para evitar errores.
- En el caso de la tubería superficial, conocer el espacio de la mesa rotatoria para que al hacer su ajuste se determine la distancia a la que quedará el cabezal de la primera tubería de ademe, y que al instalar el cabezal de la T.R. y preventores no se tengan problemas. Otro aspecto que debe preverse, es que el piñón del último tramo quede a la altura del suelo o bien a la distancia de terminada por la elevación de la mesa rotatoria.
- En el caso de la T.R. intermedia al hacer el ajuste debe preverse que no quede el cople del último tramo a la altura del cabezal ya que se tendrán problemas cuando se ancle, debido a que las cuñas no trabajarán correctamente. En este caso el ajuste debe hacerse en tal forma que el cuerpo del último tramo quede frente al cabezal donde se anclará.

#### 3.5.1. RECOMENDACIONES DURANTE LA INTRODUCCION DE LA T.R. AL POZO.

- El Ingeniero encargado de la operación debe vigilar que los tramos se bajen a una velocidad tal que permita evitar la generación de pérdidas de fluido por fracturas inducidas.
- Al llevarse a cabo una circulación intermedia o final, debe iniciarse con el mínimo de presión e irse incrementando paulatinamente la presión hasta obtener el gasto deseado.

- Al desplazar el cemento es conveniente que la tubería esté en movimiento ascendente y descendente, para favorecer la acción de los raspadores y aumentar la eficiencia del desplazamiento del lodo.

3.5.2. RECOMENDACIONES CUANDO LA TUBERÍA DE ADEME SE ENCUENTRA A LA PROFUNDIDAD PROGRAMADA.

- Revisar el número de tramos sobrantes para confirmar que se han metido al pozo todos los tramos programados.
- La última circulación debe durar el tiempo requerido para desalojar el lodo del fondo hasta la superficie.

3.5.3. RECOMENDACIONES PARA EL ANCLAJE DE UNA T.R. INTERMEDIA.

El Ingeniero encargado de la operación de anclaje de la tubería, debe calcular cual es el peso que se le deberá aplicar para que ésta no quede tensionada. La forma de determinar dicho peso es como se indica en el siguiente ejemplo:

DATOS:

Profundidad de la zapata . . . . .	4500 m
Diámetro de la T.R.	7 <sup>5</sup> /8 pg.
Longitudes y pesos . . . . .	1500 m 33.7 lb/pie
"    "    "    . . . . .	1000 m 29.7 "
"    "    "    . . . . .	1500 m 39.7 "
Longitud cementada . . . . .	500 m 39.7 "
Densidad del lodo . . . . .	1.8 gr/cc
Densidad del acero . . . . .	7.6 "

FORMULA A UTILIZAR

$$W_f = W \left( 1 - \frac{\rho_f}{\rho_s} \right)$$

donde:

$W_f$  = peso de la T.R. en el lodo

$W$  = peso de la T.R. en el aire

$\rho_f$  = Densidad del lodo en gr/cc

$\rho_s$  = Densidad del acero en gr/cc

## 3.6

## DETERMINACION DEL PESO DE LA TUBERIA DE ADEME HASTA LA CIMA DEL CEMENTO.

- Factor de conversión de Lb/pie a kg/m. es 1.488

$$W_{f1} = 33.7 \times 1.488 \left(1 - \frac{1.8}{7.6}\right) = 38.26 \text{ kg/m}$$

$$38.26 \text{ kg/m} \times 1500 \text{ m} = 57403.51 \text{ kg}$$

$$W_{f2} = 29.7 \times 1.488 \left(1 - \frac{1.8}{7.6}\right) = 33.72 \text{ kg/m}$$

$$33.72 \text{ kg/m} \times 1000 \text{ m} = 33726.6 \text{ kg}$$

$$W_{f3} = 39.7 \times 1.488 \left(1 - \frac{1.8}{7.6}\right) = 45.08 \text{ kg/m}$$

$$45.08 \text{ kg/m} \times 1500 \text{ m} = 67623.7 \text{ kg.}$$

Convirtiendo los pesos de kg a toneladas y haciendo la suma se tiene:

$$57.40 + 33.72 + 67.62 = 158.74 \text{ ton}$$

La tubería debe anclarse con un 40 a 60% del peso propio de la tubería hasta la cima del cemento.

## 3.7

## DESARROLLO DE LA CEMENTACION

- Bombee el dispersante que va antes del cemento.
- Libere el primer tapón de diafragma, que debe ir antes del cemento, para limpiar el enjarre del lodo de la tubería.
- Bombee la lechada de cemento programada.
- Libere el segundo tapón o tapón de desplazamiento del cabezal de cementación.
- Desplace la lechada de cemento con las bombas del equipo de perforación.
- Procure que la presión final sea mayor que la de desplazamiento, para estar seguro que no quedó cemento dentro de la tubería, y coincida con el tiempo calculado para desplazar el segundo tapón.

### 3.7.1 DETERMINACION DEL TIEMPO REQUERIDO PARA EFECTUAR LA CEMENTACION.

Se consideran los tiempos en las siguientes operaciones:

- Para el mezclado y bombeo del cemento al pozo
- Para liberar el tapón de desplazamiento, que va después del cemento.
- Para desplazar el cemento hasta la zapata de la tubería de ademe
- Para desplazar la lechada de cemento al espacio anular, de acuerdo con el flujo previamente determinado.

### 3.7.2 CEMENTACION PRIMARIA

Entre las operaciones que se realizan para llevar a cabo una terminación eficiente, la cementación primaria ocupa un lugar sumamente importante. Una buena cementación de la T.R. de explotación es necesaria para todos los trabajos subsecuentes u operaciones que se efectúen en el pozo. Cuando dicha cementación es deficiente todas las operaciones que se efectúen son seriamente afectadas, por tal motivo deberá corregirse antes de programar cualquier trabajo relacionado con la terminación del pozo. La cementación primaria es responsabilidad directa del Departamento de Perforación e Ingeniería Petrolera, por tal motivo ambos departamentos intervienen en operaciones de esta naturaleza, a fin de que la cementación se cumpla de acuerdo al programa elaborado. De nada sirve que los cálculos se hagan mediante computadora si al desarrollar el trabajo en el pozo no se satisface lo indicado, situación muy frecuente que se presenta y hay que corregir de inmediato.

La figura 3.1 muestra el procedimiento usual de una cementación primaria, y los accesorios que lleva la tubería que se introduce en un pozo petrolero.

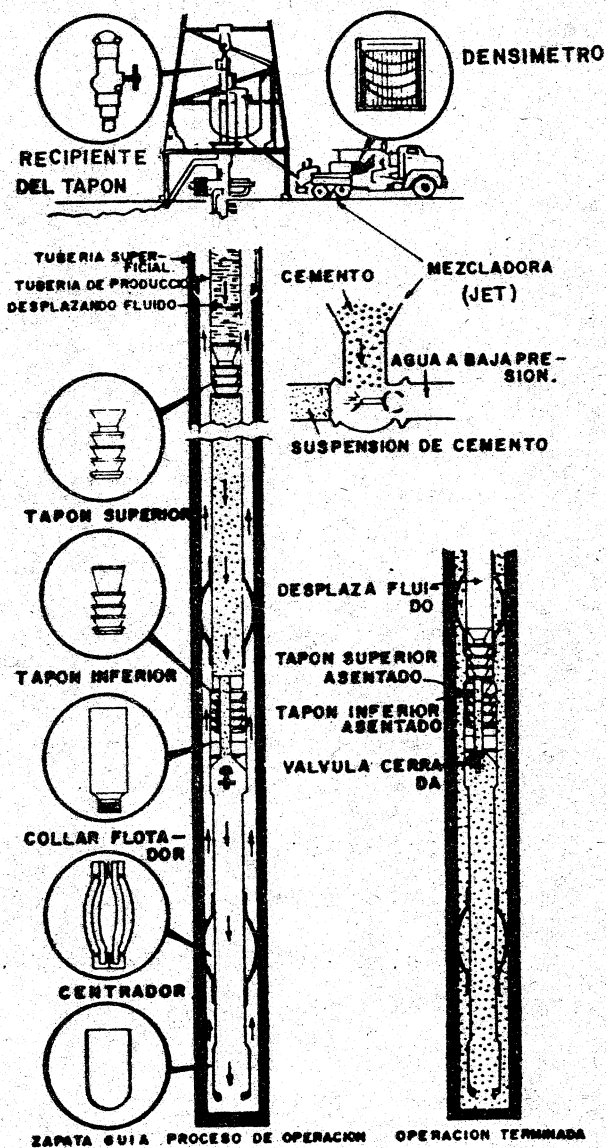


FIG.- 3.1 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UNA CEMENTACION

### 3.8 FUNCION DEL CEMENTO EN UNA CEMENTACION PRIMARIA

La lechada que se bombea al pozo, debe llenar el espacio exterior que queda entre la tubería de ademe y el agujero, dicho espacio se conoce como espacio anular.

Además de desplazar el fluido de control que se tiene en el espacio anular, el cemento aísla o separa las formaciones que estaban comunicadas a través del agujero perforado, también soporta a la tubería de ademe que se ha introducido en el pozo.

Una vez preparada la lechada de cemento y transcurrido su tiempo de fraguado, puede dar por consecuencia que -- atrape las herramientas. En algunos casos esto ha originado la pérdida total del pozo o bien operaciones sumamente costosas para recuperar la herramienta atrapada.

Por esto, antes de iniciar cualquier operación, el ingeniero responsable de la cementación, debe corroborar que el cemento por utilizar reúna las características y condiciones necesarias para efectuar la operación, de no cumplirse esto, es preferible que la cementación no se realice, para no tener problemas posteriores por fraguado prematuro.

#### FUNCION DE LOS ADITIVOS EN LA LECHADA DE CEMENTO

La función de los aditivos en el cemento es adecuar las propiedades de éste, para realizar la cementación adecuadamente.

Los aditivos permiten:

- Variar la densidad de la lechada
- Incrementar o disminuir su resistencia a la compresión.
- Acelerar o retardar el tiempo de fraguado.
- Controlar la pérdida de agua durante el fraguado.
- Reducir la viscosidad de la lechada

Hay varios tipos de aditivos y sus características se indican en tablas o folletos de los fabricantes, así como las concentraciones en que deben utilizarse

#### MECANISMO DEL DESPLAZAMIENTO EN UNA CEMENTACION PRIMARIA.

Primeramente veremos cual es el tipo de fluido en que se convierte la lechada de cemento. Hay 2 tipos de fluidos newtonianos y no newtonianos.



- FLUIDOS NEWTONIANOS.

Dichos fluidos se comportan de acuerdo a la ley de viscosidades de Newton, dada por la siguiente expresión:

$$\tau = \frac{dv}{dy}$$

$\tau$  = esfuerzo cortante

$\mu$  = viscosidad del fluido

$dv/dy$  = cambio de la velocidad con respecto a la distancia

Estos fluidos se caracterizan por tener un comportamiento lineal. (a este grupo corresponde el agua)

- FLUIDOS NO NEWTONIANOS

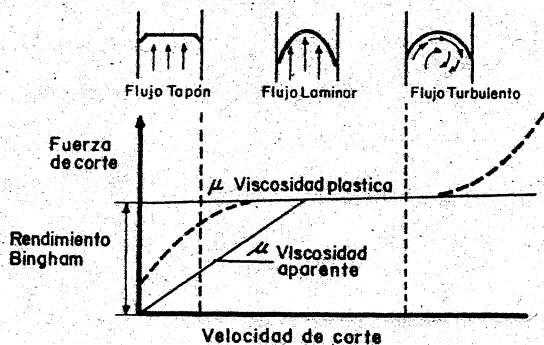
Los fluidos no newtonianos son más complejos, a este tipo de fluidos corresponde el lodo o fluido de control para la perforación, y las lechadas de cemento.

Se ha demostrado experimentalmente que los modelos más adecuados para predecir las propiedades de flujo de estos fluidos, son el modelo plástico de Bingham y el modelo de la ley de las potencias.

Los fluidos que se comportan de acuerdo con el modelo plástico de Bingham, pueden exhibir resistencias para fluir (resistencia del gel) cuando se aplica una presión. Los fluidos con resistencia de gel pueden fluir a muy bajo gasto en forma de tapón.

Los fluidos en el modelo plástico de bingham pueden tener 3 tipos de regímenes de flujo: tapón, laminar y turbulento, con zonas de transición entre cada una como se indica en el esquema siguiente

PERFIL DE VELOCIDAD DE REGIMEN DE FLUJO MODELO PLASTICO DE BINGHAM



## FLUJO LAMINAR

En este flujo la partícula se mueve hacia adelante en línea recta y la velocidad en la pared es cero, la velocidad en cualquier punto alejado de la pared es proporcional al promedio del gasto e inversamente proporcional a la viscosidad.

## FLUJO TURBULENTO

En este flujo las partículas no se mueven en línea recta, en general todas las partículas se desplazan en diferentes direcciones con la misma velocidad, tanto en el centro del flujo como en las paredes.

## FLUJO TAPON

En este flujo las partículas viajan a la misma velocidad y es lo que le da un comportamiento de tapón.

## FUERZA DE ARRASTRE Y REMOCION DEL ENJARRE

En fluidos No Newtonianos es posible el flujo turbulento, cuando se cumplen ciertas condiciones como son:

- A medida que se incrementa el flujo, la fuerza de arrastre se incrementa
- A medida que la viscosidad decrese, el área afectada por el flujo y la fuerza de arrastre también se incrementa
- Cuando la tubería está sin movimiento decrese el desplazamiento del lodo por la lechada de cemento. En este caso debe evitarse el estancamiento del lodo en el espacio anular aumentando el gasto.
- Cuando la viscosidad y la fuerza del gel del lodo aumenta, el gasto de desplazamiento necesita incrementarse, para evitar estancamientos.

### 3.9 COMO MEJORAR LA CEMENTACION PRIMARIA

Entre las principales condiciones que deben cumplirse en una cementación primaria son:

- a) Acondicionar el lodo de perforación, antes de introducir la tubería de ademe
- b) Centrar la tubería de ademe dentro del pozo, mediante los accesorios que hay para estos casos.

- c) Mover la tubería de ademe durante la última circulación, así como durante el desplazamiento de la lechada al espacio anular.
- d) Controlar el gasto de desplazamiento y la reología de la lechada, según el diseño de la cementación.

a) ACONDICIONAMIENTO DEL LODO DE PERFORACION.

Entre las condiciones que deben corregirse antes de introducir la tubería de ademe al pozo, se tiene, la reducción del gel y la viscosidad plástica, ya que con ello se mejora la eficiencia del desplazamiento y se reduce la presión de desplazamiento. - Cuando el pozo lo permita, es recomendable bajar la densidad hasta que la presión hidrostática sea un poco mayor que la del yacimiento.

b) NECESIDAD DE CENTRAR LA TUBERIA DE ADEME

Centrar la tubería de ademe crea un área anular uniforme para que pueda fluir en forma continua la lechada de cemento y no se generen otros tipos de flujos sino el considerado en el diseño.

En algunos casos el personal de perforación se opone al uso de muchos centradores, por temor de "atascarse", al estar bajando la T.R., pero estadísticas y experiencias de campo han demostrado que en pozos desviados los centradores ayudan a bajar la tubería hasta la profundidad programada.

A continuación se indica la fórmula más usual para determinar la máxima deflexión del tubo con el punto medio entre los centradores en pozos desviados.

$$y = \frac{3.0558 \times 10^{-6} WL \text{ Sen } \phi}{D^4 - d^4}$$

donde:

Y = Deflexión en el punto medio de los centradores (pg)

W = Peso de la T. R. en (lb /pie)

L = Espaciamiento entre los centradores (pies)

$\phi$  = Angulo de deflexión en grados

D = Diámetro exterior de la T.R. en (pg)

d = Diámetro Interior de la T.R. en (pg)

## CALCULO DE LA CEMENTACION

Datos necesarios (supuestos):

- a) Profundidad a la que se va a cementar: 200 m
- b) Diámetro de la barrena: 22 pg (55.8 cm)
- c) Diámetro de la T.R.: 16 pg (40.6 cm)

A). - Forma de determinar la cantidad de cemento que se utilizará en (kg).

Un saco de cemento estándar contiene 50 kg

Un saco de cemento proporciona 36.8 lt de lechada cuya densidad es 1.93 gr/cm<sup>3</sup>

Profundidad total 200 m (656 pies)

Capacidad del espacio anular: 1.2435 pie<sup>3</sup>/pie

Volumen del espacio anular:

$$656 \text{ pie} \times 1.2435 \text{ pie}^3/\text{pie} = 815.73 \text{ pie}^3 \\ (23.11 \text{ m}^3)$$

$$1 \text{ pie}^3 = 28.32 \text{ lt}$$

$$815.73 \text{ pie}^3 \times 28.32 \text{ l} = 23100 \text{ lt más aproximadamente el } 10\% = 26000 \text{ l}$$

Como resultado de las operaciones anteriores, se tiene un volumen de 26000 lt que es el volumen de lechada que se debe bombear al pozo para cementar la T.R.

- Es necesario conocer el volumen de cemento en sacos o en kg. que se necesita para obtener el volumen de lechada previamente calculado, el cual se determina de la siguiente manera:

Como un saco de cemento proporciona 36.8 lt de lechada

$$1 - 36.8$$

$$x - 26000 \quad x = \frac{26000}{36.8} \times \frac{(\text{lt})}{(\text{lt/saco})} = 706.5 \text{ sacos}$$

$$706.5 \text{ sacos} \times 50 \text{ kg/saco} = 35325 \text{ kg} = 35.3 \text{ ton.}$$

B). - Cálculo del tiempo necesario para desplazar la lechada de cemento al espacio anular.

#### Datos necesarios

- a) Capacidad de la T.R. de 16 pg (40.6 cm) = 117.85 lt/m (dato tomado de los manuales)
- b) Volumen de lechada por bombear:  
$$117.85 \text{ lt/m} \times 200 \text{ m} = 23570 \text{ lt}$$
- c) Volumen generado por embolada de la bomba que se utilizará para el desplazamiento del cemento, con eficiencia de 100% = 40 lt/emb.
- d) Emboladas por minuto de la bomba = 50
- e) Eficiencia de la bomba = 80%

Determinación del volumen que es capaz de bombear por minuto

$$40 \text{ lt/emb} \times 50 \text{ emb/min} = 2000 \text{ lt/min con una eficiencia del } 100\%.$$

Como se tiene una eficiencia de 80%

$$\text{Volumen efectivo } 2000 \times 0.80 = 1600 \text{ lt/min}$$

El tiempo necesario para desplazar la lechada de cemento de la T.R. al espacio anular es:

$$t = \frac{23570 \text{ (lt)}}{1600 \text{ (lt/min)}} = 14.7 \text{ minutos}$$

#### ARREGLO, INTRODUCCION Y CEMENTACION DE UNA TUBERIA CORTA (LINER)

Son diversas las causas que obligan a cementar una tubería -- corta, entre las más comunes se tienen:

- a) por problemas en la perforación del pozo (pérdidas de lodo, intentos de pegadura, etc.)
- b) por altas presiones al continuar perforando y, como consecuencia, tener que incrementar la densidad del fluido de control.
- c) por capacidad del equipo de perforación para llegar al objetivo con menor diámetro de la barrena.

#### A.- PRECAUCIONES ANTES DE ARMAR LA TUBERIA CORTA

- Antes de introducir la tubería corta al pozo deberá asegurarse:

- a) Tener la tubería perfectamente medida
- b) Tener los accesorios colocados de acuerdo con el programa previamente elaborado.
- c) Contar con el cople soltador, el colgador, la herra-

mienta soldadora, la cabeza de cementación y los tapones correspondientes.

- d) Verificar, antes de meter la tubería corta al pozo, donde va a quedar la zapata, así como la boca de la tubería corta. Esta deberá tener un traslape de 50 a 70 m. con respecto a la parte inferior de la última tubería de revestimiento cementada.

#### B.- ARREGLO EN LA INTRODUCCION DE LA TUBERIA CORTA.

PRIMER PASO.- Se coloca la zapata en el primer tramo de la tubería que se va a introducir al pozo y en la parte superior de este o en el segundo tramo se coloca el cople de retención.

SEGUNDO PASO.- Se conectan tantos tramos de tubería de revestimiento como sean necesarios para cubrir el espacio que se desea revestir.

TERCER PASO.- Sobre el último tramo de la T.R., se instala el colgador, el cual lleva en la parte superior un cople ("manga de fijación") que en su interior, tiene un receptáculo de rosca izquierda, donde va instalada la tuerca flotante de la herramienta saltadora.

CUARTO PASO.- Se introduce y une, por medio de la tuerca flotante, la herramienta soldadora al colgador, verificando su operación, al desenroscarlo con facilidad una sola persona.

La herramienta soldadora en la parte inferior lleva acoplado, mediante un pasador de bronce, el tapón limpiador y de desplazamiento de la T.R.

QUINTO PASO.- Se une la tubería de perforación a la herramienta soldadora y se procede a bajar la T.R. a la profundidad deseada.

SEXTO PASO.- En la parte superior se instala la cabeza de cementación (provista de unión giratoria), la que deberá de contener el tapón de desplazamiento de la tubería de perforación.

#### C.- INTRODUCCION DE LA TUBERIA CORTA AL POZO.

Una vez arreglada la tubería corta y hechos los ajustes necesarios o sea haber definido cuantos tramos de tubería de revestimiento deberán introducirse al pozo y cuantos metros de tubería de perforación se usarán para bajarla, se procede al descenso de ésta.

#### D.- TECNICA DE CEMENTACION

Se baja la tubería corta hasta la profundidad programada. Se ancla el colgador y se circula a través de la tubería corta, hasta que esté en condiciones el lodo de perforación. Se desconecta la herramienta (o bien del cople soldador cuando se use); con cinco vueltas a la derecha -

efectivas de la herramienta en el fondo son suficientes para desenroscarse; esto se puede comprobar levantando la tubería no más de 75 cms. teniendo cuidado que el mandril inferior de la herramienta no salga del colgador. La diferencia de peso en el indicador señalará si la tubería corta se encuentra suelta o anclada en el fondo; luego se baja la tubería nuevamente hasta cargar un peso de 6000 a 9000 kg (15 a 20000 lb); con esto se comprueba el anclaje del colgador. Es conveniente tener bien revisada la cabeza giratoria de cementación antes de iniciar la operación. Una vez mezclado y bombeado el cemento, se suelta el tapón de desplazamiento y enseguida se bombea lodo de perforación, después de bombear un volumen igual a la capacidad de la tubería de perforación, el tapón de desplazamiento llega al tapón limpiador, quedando anclado a él mediante un candado de bronce especial; a la vez, la presión de desplazamiento se incrementará unos  $84 \text{ kg/cm}^2$  suficientes para romper el perno de seguridad que detenía al tapón limpiador conectado al mandril inferior de la herramienta cementadora. Se continúa desplazando la lechada de cemento con lodo hasta que el volumen bombeado sea igual a la capacidad de la tubería corta, al llegar el tapón limpiador al cople de retención, se incrementará automáticamente la presión de bombeo, quedando accionado el candado del tapón limpiador al cople, haciendo las veces de válvula de contra-presión.

Una vez terminado lo anterior se procede a levantar la tubería de perforación a su peso, dándole 30 vueltas a la derecha aproximadamente con el fin de verificar que el soldador ha quedado libre. A continuación se levanta la tubería de perforación, hasta que la herramienta soltadora se encuentre fuera del aparejo cementado. Se procede a dar circulación inversa para desalojar el exceso de cemento y se saca la tubería de perforación con la herramienta cementadora.

#### E.- CALCULO DEL VOLUMEN DE CEMENTO EN UNA TUBERIA CORTA

Datos supuestos:

- a) Profundidad a la que se va a cementar 4500 m.
- b) Diámetro del agujero  $6 \frac{1}{2}$  pg. (16.5 cm.)
- c) Diámetro en la T.R. 5 pg. (12.7 cm.)
- d) Longitud de la T.R. 500 m.
- e) Diámetro de la tubería de perforación que se va a utilizar para bajar y cementar la T.R. corta  $3 \frac{1}{2}$  (8.9 cm.)

Determinación de la cantidad de cemento:

Capacidad del espacio anular 7.12 l/m.

Longitud que se va a cubrir con cemento 500 m.

Capacidad del espacio anular en 500 m. de longitud

$$500 \text{ m.} \times 7.12 \text{ l/m} = 3560 \text{ l}$$

un saco de cemento proporciona 36.8 l de lechada de cemento

$$1 - 36.8$$

$$X = \frac{3560 \times 1}{36.8} = 97 \text{ sacos}$$

$$x - 3560$$

En estos casos a la cantidad de cemento calculada se le agrega un 100% para asegurar un volumen completo en el espacio anular y, además, después de cubrir el espacio deseado, el cemento debe quedar arriba de la boca de la tubería corta; por lo tanto el volumen de cemento será de 194 sacos.

Cantidad de cemento Kg.

$$194 \text{ sacos} \times 50 \text{ kg/saco} = 9700 \text{ kg.}$$

Volumen de lechada por bombear

$$194 \text{ sacos} \times 36.8 \text{ lt/saco} = 7139 \text{ lt}$$

F.- CALCULO DEL VOLUMEN DE LODO NECESARIO PARA DESPLAZAR LA LECHADA DE CEMENTO:

$$\text{Volumen total} = \text{Volumen 1} + \text{Volumen 2}$$

Volumen 1: Es el volumen de la tubería de perforación - de 3 1/2 pg. (8.9 cm.)

Volumen 2: Volumen de la tubería corta de 5 pg. (12.5 cm.) excluyendo el espacio entre cople y zapata.

Cálculo del volumen 1

Capacidad de la tubería de perforación de 3 1/2 pg (8.9 cm.) es = 3.85 lt/m.

Longitud de la tubería de perforación: 4000 m

Volumen de la tubería de perforación

$$4000 \text{ m} \times 3.85 \text{ lt/m} = 15400 \text{ lt más un excedente de } - 150 \text{ litros por conexiones} = 15550 \text{ lt.}$$

Cálculo del volumen 2

Capacidad de la tubería corta de 5 pg (12.5 cm.) es = 10.54 lt/m.



Longitud de la tubería corta 500 m.

Volumen de la tubería corta:

$500 \text{ m} \times 10.54 \text{ lt/m} = 5270 \text{ lt}$  por lo tanto el volumen 2 es de 5270 lt - el volumen del espacio entre cople y zapata.

VOLUMEN DE LODO = Vol.1 + Vol. 2

VOLUMEN TOTAL =  $15550 + 5270 + 3560 = 20820 \text{ lt}$

VOLUMEN TOTAL = 20820 litros

Este volumen de lodo es el necesario para desplazar la lechada de cemento.

Determinación del tiempo de Bombeabilidad del cemento:

Tiempos supuestos de operación:

a).- Mezclando cemento	15 min.
b).- Soltando tapón	5 min.
c).- Bajando cemento a la boca de liner	30 min.
d).- Desplazando cemento al espacio anular	15 min.
e).- Levantando soltador	20 min.
f).- Circulando inverso exceso de cemento	<u>30 min.</u>

Tiempo total: 115 min.

En este tipo de operaciones es sumamente importante tener en cuenta la temperatura de fondo del pozo; para poder hacer una selección correcta del cemento y los aditivos que se usarán para tener como mínimo un tiempo de bombeabilidad de 3.5 horas.

El mezclado, el desplazamiento de la lechada de cemento y la extracción del exceso de esta a la superficie, debe de hacerse siempre con la unidad de alta presión (unidad del equipo de cementación) ya que es de suma importancia tener controlados los tiempos y los volúmenes.

CONTROL DEL GASTO DE DESPLAZAMIENTO Y REOLOGIA DE LA LECHADA.

FLUJO TURBULENTO

El flujo turbulento es el más conveniente durante el despla-

zamiento de la lechada al espacio anular, pero para ello deben de cumplirse ciertas condiciones como son:

- Gasto de desplazamiento
- Presión de desplazamiento
- Propiedades reológicas del lodo y lechada

Ahora bien, si por limitaciones de bombeo, no se puede lograr el flujo turbulento, se puede recurrir a bombear antes del cemento un dispersante de arcillas que hace función de lavador químico, en la pared del pozo y el exterior de la tubería de ademe cuando no se dispone de dispersantes químicos, el agua puede ser utilizada como agente lavador, sin embargo si a esta se le agregan los dispersantes se tendrán mejores resultados. A parte de la función indicada anteriormente cuando se bombea un bache de agua o dispersante antes de la lechada sirve para:

- ayudar a remover el enjarre durante el desplazamiento.
- como tapón entre el lodo y la lechada de cemento y con ello se evitan contaminaciones lodo-cemento.
- ayuda también a remover la película de lodo adherida a la tubería de ademe.

#### Propiedades del flujo en una cementación primaria

Las propiedades del flujo del cemento durante la cementación primaria son importantes por sus efectos que son:

- Eficiencia con la cual el cemento es desplazado en el espacio anular en la columna de lodo.
- Caída de presión por la fricción en el espacio anular.
- Potencia hidráulica requerida para la colocación del cemento en el lugar deseado en el tiempo programado.

Como se vio anteriormente las lechadas son fluidos no newtonianos y el modelo empleado para este tipo de fluidos es el modelo plástico-Bingham y sus parámetros son viscosidad plástica ( $v_p$ ) y punto de cedencia ( $y_p$ ) ambas conocidas por lo tanto se tiene

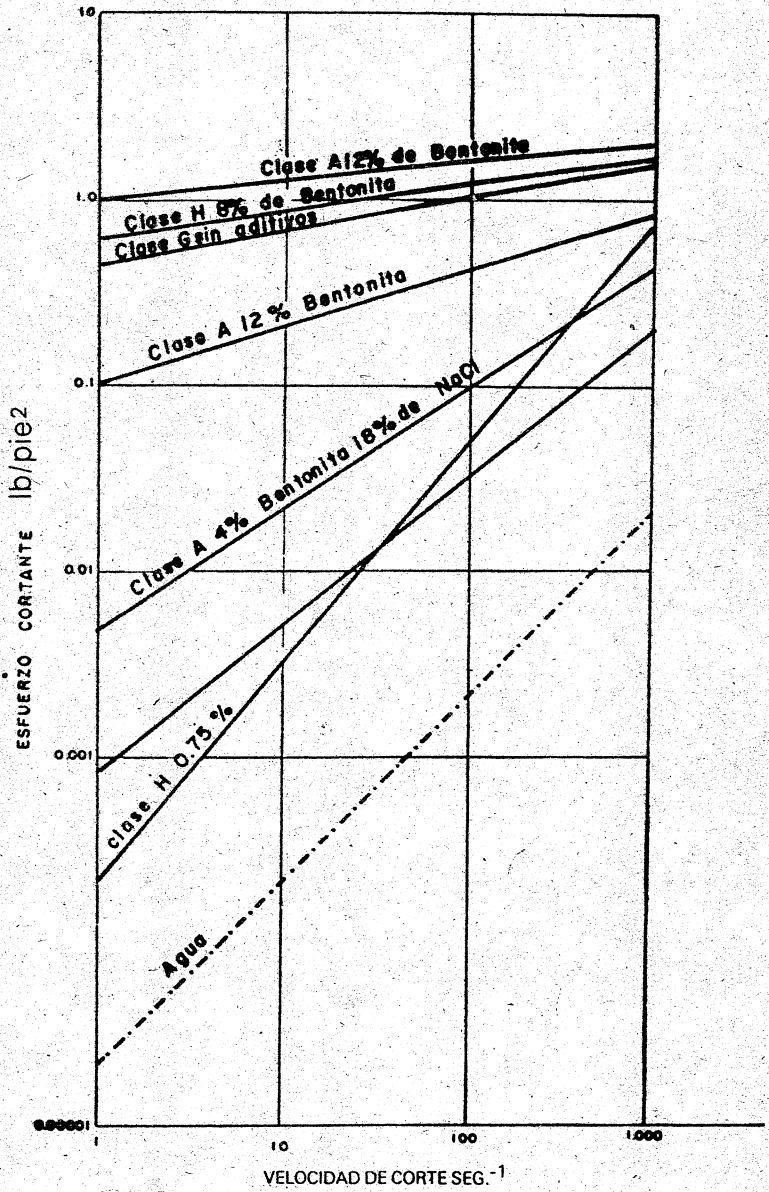
$$n' = 3.32 \times \log \left( \frac{2 v_p + y_p}{v_p - y_p} \right)$$

$$k' = \frac{N \times (v_p + y_p) \times 1.066}{100 \times 511}$$

Donde:

- $n'$  = Índice de comportamiento de flujo adimensional
- $k'$  = Índice de consistencia (lb/pie<sup>2</sup>)
- $N$  = Factor Fann que es igual a 1

En la figura 4-8 se muestran las curvas tipo, para diferentes lechadas de cemento.



**FIG.-32 COMPORTAMIENTO REOLOGICO DE DIFERENTÉS LECHADAS DE CEMENTO**

## Fórmulas para el cálculo de flujo

### 1.- Viscosidad aparente ( $\mu_a$ ) en cp.

$$\mu_a = \frac{4.788 \times 10^4 k'}{(\text{ritmo de corte})^{1-n'}}$$
$$\text{ritmo de corte} = \frac{96 v}{D} \text{ seg}^{-1}$$

### 2.- Velocidad de desplazamiento

$$v = \frac{17.15 Q_b}{D^2} = \frac{3.057 Q_{cf}}{D^2}$$

donde:

v = velocidad de pies/seg.

Q<sub>b</sub> = Gasto en bl/min.

Q<sub>cf</sub> = Gasto en pies<sup>3</sup> / min

D = Diámetro interior de la tubería en pg.

para el espacio anular

D = Do - Di de ademe

$$D = \frac{4 \times \text{área de flujo}}{\text{perímetro mojado}}$$

$$D^2 = D_o^2 - D_i^2$$

D<sub>o</sub> = Diámetro del agujero en pg.

D<sub>i</sub> = Diámetro exterior del ademe en pg.

### 3.- Número de Reynolds

$$N_{re} = \frac{1.86 v^{(2-n')}}{k' (96/D)^{n'}} \rho$$

donde:

N<sub>re</sub> = Número de Reynolds, adimensional

$\rho$  = Densidad de la lechada Lb / gal.

4.- Caída de presión por fricción

$$\Delta p_f = \frac{0.039 L \rho v^2 f}{D}$$

Donde:

$\Delta p_f$  = Caída de presión por fricción, lb/pg<sup>2</sup>

L = Longitud de la tubería en pies

f = Factor de fricción, adimensional

En la figura 4-9 se muestra el No. de Reynolds y la correlación del factor de fricción.

para  $N_{re} > 2100$  :  $f = \frac{16}{N_{re}}$  Fluidos Newtonianos

para  $N_{re} > 2100$  :  $f = 0.00454 + 0.645 (N_{re})^{-0.7}$  (no newtonianos)

5.- Velocidad para el flujo turbulento ( $N_{re} = 2100$ )

$$v_c^{2-n'} = \frac{1129 k' (96/D)^{n'}}{\rho}$$

$$v_c = \left[ \frac{1129 k' (96/D)^{n'}}{\rho} \right]^{\frac{1}{(2-n')}}$$

$v_c$  = Velocidad crítica en pies/seg.

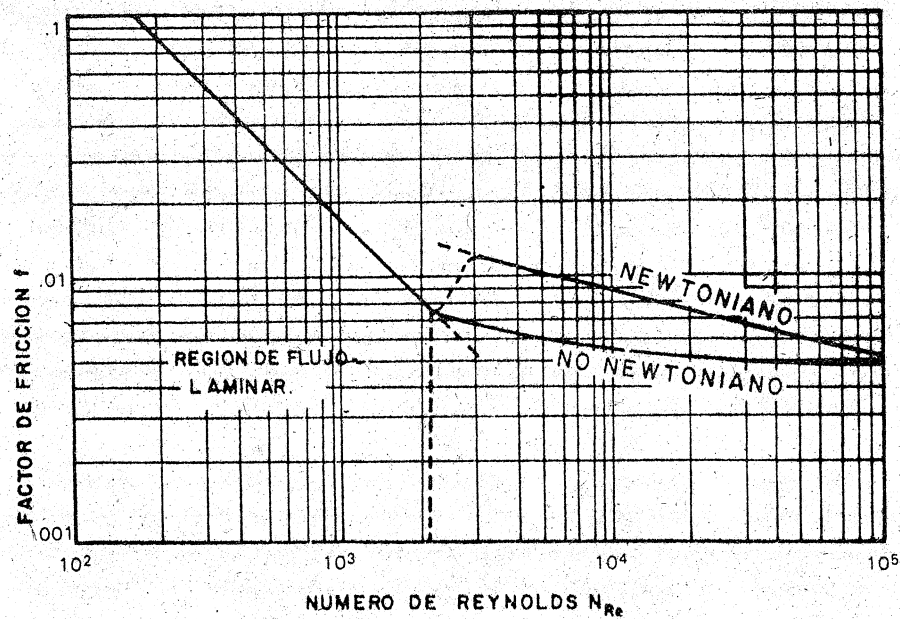
6.- Presión hidrostática

$$p_h = 0.052 h$$

donde:

$p_h$  = presión hidrostática en Lb /pg<sup>2</sup>

h = altura de la columna en pies

FIG. 3.3 CORRELACION DEL FACTOR FRICCION- $N_{Re}$

FACTORES QUE INFLUYEN EN EL DISEÑO  
DE UNA LECHADA DE CEMENTO.

INTRODUCCION.

Al diseñar una cementación deben tomarse en consideración las profundidades, las temperaturas del pozo, las condiciones del pozo y los problemas de perforación. Los siguientes factores pueden afectar el diseño.

- a) Profundidad, temperatura y tiempo de bombeo.
- b) Viscosidad y contenido de agua de la lechada.
- c) Tiempo de espesamiento o de bombeo.
- d) Resistencia del cemento que se requiere para soportar la tubería.
- e) Calidad del agua de mezclado.
- f) Tipo de fluido de perforación y de los aditivos empleados.
- g) Densidad de la lechada.
- h) Calor de hidratación.
- i) Permeabilidad del cemento fraguado.
- j) Control de filtración.
- k) Resistencia a salmueras del fondo del pozo.

A) Presión, Temperatura y Tiempo de Bombeo.

Dos factores básicos que influyen en la operación, son la temperatura y la presión, ambos afectan el tiempo de bombeo y el desarrollo de la resistencia necesaria para soportar la tubería. La temperatura es el factor que tiene mayor influencia, a medida que la temperatura de formación aumenta, la lechada de cemento se deshidrata y se seca más rápidamente, desarrollando así la resistencia con mayor rapidez.

La presión impuesta a una lechada de cemento, debido a la columna hidrostática de los fluidos del pozo, también reduce la capacidad de bombeo del cemento. En pozos profundos, la presión hidrostática más la presión de superficie durante la circulación puede exceder a 20,000 lb/pg<sup>2</sup>.

Los gradientes de temperatura varían en diferentes regiones geográficas, en un promedio de 0.8°F por 100 pies hasta 2.2°F por 100 pies de profundidad. -- Gracias a investigaciones realizadas durante las pruebas de producción con tubería de perforación, se han podido calcular las temperaturas estáticas dentro del pozo.

Las temperaturas de circulación se pueden obtener mediante dispositivos instalados en la tubería cuando se está perforando. De los datos puede obtenerse la relación entre las temperaturas estáticas del fondo vs. las temperaturas de circulación, para determinar la capacidad de bombeo de la lechada de cemento.

El tiempo que toma la lechada en alcanzar el fondo, depende del diámetro de la tubería de revestimiento (T.R) y del gasto empleado en el desplazamiento.

Estos factores se estudiaron mediante una investigación hecha por el API en 1962. Como resultado se revisaron los programas de pruebas para compensar elevados gastos en el desplazamiento, en pozos de profundidades moderadas a profundidades extremas. En las normas del API 10-A y 10-B, se encuentran los datos utilizados como base para las especificaciones del tiempo de espesamiento.

Al diseñar las lechadas de cemento para condiciones específicas el promedio de la colocación por cada 1,000 pies de profundidad, así como también -- los requerimientos de caballos de fuerza, los gastos de desplazamiento, el volumen de lodo y las relaciones de diámetro T.R y pozo, se emplean como base para determinar el tiempo de bombeo de una lechada dada. Los datos de resistencia se basan en las temperaturas y presiones de pozos e indican el tiempo requerido para que el cemento fragüe lo suficiente para resistir la tubería.

## B) Viscosidad y Contenido de Agua de las Lechadas de Cemento.

En la cementación primaria las lechadas deben poseer una viscosidad o consistencia que logre el máximo y eficiente movimiento del lodo y que aún permita una buena adherencia entre la formación y la tubería. Para lograr esto, la mezcla, en las lechadas se hace con una cantidad de agua que proporcione un volumen de fraguado igual al volumen de la lechada sin separación de agua libre. El tamaño de la partícula, el área superficial y los aditivos influyen en la cantidad de agua requerida para lograr una viscosidad determinada. A esas cantidades de agua se les ha dado términos específicos y se definen a continuación:

### B.1) Agua Máxima.

Es aquella cantidad de agua de mezcla para una composición de cemento determinada que dará un volumen de fraguado igual al volumen de lechada sin -- que se produzca más de 1 1/2 por ciento de separación de agua libre. Esto se calcula por medio de una prueba de sedimentación; esto es en una probeta graduada de 250 ml. se vierte la lechada después de que se ha agitado, se espera a que, a la presión atmosférica empiece a espesarse. El agua máxima es la cantidad que se usa en casi todas las operaciones de cementación porque con cada saco de cemento se desea obtener el máximo rendimiento.

### B.2) El Agua Normal.

Es la cantidad de agua de mezcla que alcanzará una consistencia de 11-12 Uc (Unidades de consistencia), tal como se midió en la prueba anterior, sólo -- que 20 minutos después de haberse agitado, el API emplea unidades de consistencia porque los valores que se obtienen no son valores de viscosidad (poise) -- verdaderas.

Las unidades de consistencia se basan en un valor de par de torsión -- por medio del consistómetro.

El agua normal a veces también es llamada óptima, ya que proporciona una lechada capaz de ser bombeable.

### B.3) Agua Mínima.

Es la cantidad de agua de mezcla que dará una consistencia de 30 Uc; -- después de 20 minutos de haber sido agitada (rinda una lechada bastante viscosa que puede emplearse para controlar una pérdida de circulación).



La relación de cemento-agua, el volumen de la lechada y el tiempo de fraguado están estrechamente vinculados con el tamaño de las partículas o con el área superficial del cemento. Para la mayoría de las clases API se especifica la trituración o tamaño de la partícula y los requerimientos de agua para lograr ciertos niveles, retardación y bombeabilidad. Las normas API no enumeran finura de clases G y H, pero especifican la cantidad de agua de mezcla y de agua libre, que pueden controlarse por la calidad del cemento.

Debe hacerse hincapié en el hecho de que a pesar de que el aumento de contenido de agua llevará el tiempo de bombeo y se retardará el fraguado del cemento, el agua nunca debe aumentarse, debe evitarse el exceso de ésta, ya que produce siempre una lechada débil y con baja resistencia a la corrosión.

#### C) Tiempo de Espesamiento.

El tiempo mínimo de espesamiento es el tiempo requerido para mezclar y bombear la lechada al espacio anular seleccionado. El equipo para medir este tiempo se define en las normas API 10-A y 10-B. El probador de tiempo de espesamiento hace un simulacro de las condiciones del pozo donde las temperaturas estáticas del fondo varían hasta 500°F y las presiones exceden las 25,000 lb/pg<sup>2</sup>.

Las recomendaciones específicas para el tiempo de espesamiento, dependen en gran parte del tipo de trabajo, de las condiciones del pozo y volumen de lechada que va a bombearse. Cuando se va a realizar cementación a profundidades de 6,000 a 8,000 pies un tiempo de bombeo de 2 a 2-1/2 horas se emplea ordinariamente para diseñar la lechada. Este periodo es un factor adecuado de seguridad, mientras otros trabajos de cementación requieren de 90 minutos.

En trabajos de T.R., cortas y profundas, donde se encuentran temperaturas bastante altas, un tiempo de bombeo de tres y media horas es adecuado para colocar la lechada de cemento. En la cementación a presión los requerimientos de tiempo pueden variar según la técnica que se emplee.

En una operación forzada intermitente, la capacidad de bombeo de la lechada se reduce significativamente. A pesar de que estos paros no se consideren durante las pruebas de laboratorio, pueden ser un factor que contribuya a dejar el cemento fraguado dentro de la tubería antes de obtener la presión de cementación deseada, para cualquier trabajo crítico a profundidades que sobrepasan los 12,000 pies, el agua y el cemento deberán ser probados en el laboratorio antes de mezclarse en el sitio de la operación.

#### D) Resistencia del Cemento para Soportar la Tubería.

El cemento requiere muy poca resistencia para soportar la T.R. Los datos han demostrado que 10 pies de longitud de cemento en el espacio anular, que posea sólo 8 lb/pg<sup>2</sup> de resistencia a tensión puede soportar más de 200 pies de T.R. de diámetro de 75/8"-95/8", incluso cuando se requieren grandes pesos sobre la barrena para perforar el equipo de flotación, una carga adicional debe ser soportada por el forro del cemento, se debe

tomar en cuenta que el intervalo de tiempo cuando el cemento empieza a fraguar hasta que desarrolla una resistencia a la compresión de 100 lb/pg<sup>2</sup> puede ser - comparativamente corto. Las variables del campo (procedimientos de terminación, condiciones de curado), no pueden conocerse o controlarse lo suficiente como - para establecer un tiempo de curado a prueba de daños. Por esa razón debe aplicarse un factor razonable de seguridad. En general, la industria y los organismos de regulación aceptan que una resistencia a la compresión de 500 lb/pg<sup>2</sup>, - es adecuada para la mayoría de las operaciones, y empleando buenas prácticas - de cementación, se puede perforar sin peligro el equipo de flotación.

Al decidir el tiempo de espera para el fraguado de cemento es importante:

- Saber qué tan resistente debe ser el cemento antes de reanudar la perforación y comprender las características del desarrollo de la resistencia del cemento.

Las temperaturas estáticas del fondo del pozo, en la mayoría de las áreas geográficas, se han definido razonablemente, empleando datos isotérmicos de superficie junto con los gradientes aceptados de profundidad-temperatura. - Los resultados son verificados por estudio de temperatura llevados a cabo en pozos sin T.R.

En la mayoría de las áreas, la temperatura de formación en T.R. superficiales iguala la temperatura media de superficie + 2°F x 100 pies de profundidad.

No obstante la temperatura de curado del cemento casi con seguridad no igualará la temperatura de formación y de hecho ni siquiera posee un valor constante. Esta es regulada por un grupo complejo de variables, incluyendo las temperaturas del lodo de perforación, de la lechada de cemento y el fluido de desplazamiento; así como también el calor de hidratación del cemento.

Las siguientes observaciones relacionadas con la resistencia del cemento para soportar la tubería, se basan en investigaciones y en experiencia de campo.

1. Las altas resistencias del cemento no siempre son requeridas para soportar la T.R. durante la perforación y al aumentar la densidad de la lechada disminuye el tiempo para desarrollar una resistencia a la compresión adecuada.
2. La densidad, aumenta; tanto la resistencia, como el calor de hidratación del cemento.
3. Las lechadas de cemento con exceso de agua dan como resultado fraguados débiles y por eso debe evitarse el utilizarlos en la parte inferior de la tubería.
4. Por medio de la selección adecuada de cementos y aplicando buenas prácticas de cementación, el tiempo de espera para la T.R. de superficie puede reducirse a tres o cuatro horas bajo condiciones de operación de verano y de 6 a 8 horas bajo condiciones de invierno.

E)

#### Aguas para mezcla.

La función principal del agua en el cemento es mojar los sólidos de cemento. Muchos trabajos de cementación han resultado defectuosos, debido a la interferencia de alguna sustancia en el agua de mezcla.

En teoría, el agua para mezclar el cemento deberá ser razonablemente limpia y libre de sustancias químicas solubles, fango, materia orgánica, sustancias alcalinas u otros contaminantes. Esto no siempre resulta práctico, por eso debe considerarse la fuente de agua disponible. El agua que se encuentra por lo común en el campo o alrededor, se obtiene de una fosa abierta o de un depósito de abastecimiento, como un pozo de agua o de un lago.

Con frecuencia esa agua es satisfactoria para mezclarse con cemento a profundidades menores a 5,000 pies, particularmente cuando está relativamente limpia y tiene un contenido total de sólidos menor a 500 ppm.

Las sustancias contaminadoras que se encuentran en las aguas para mezcla se deben a:

1. Fertilizantes disueltos en agua de lluvia que provienen de áreas agrícolas.
2. Afluentes de desperdicios en los ríos.
3. Productos agrícolas solubles, tales como la caña de azúcar o remolachas encontradas en los ríos durante la época de lluvias.
4. Sustancias químicas solubles que forman parte de la tierra.

La materia inorgánica (cloruros, sulfatos, hidróxidos, carbonatos), acelera el fraguado del cemento, dependiendo de la concentración del material. Esas sustancias químicas, cuando están presentes en aguas de mezcla, en pequeñas concentraciones, tendrán un efecto insignificante en pozos poco profundos. Las mismas aguas, empleadas para la cementación profunda a altas temperaturas y presiones, pueden causar que el cemento fragüe prematuramente, particularmente si el agua contiene restos de carbonatos o bicarbonatos.

El agua de mar, debido a que contiene de 30,000 a 43,000 ppm de cloruros, acelera el fraguado de cemento. No obstante, esas sustancias químicas aceleradoras pueden neutralizarse con un retardador para que el agua pueda emplearse a altas temperaturas, las impurezas del cloruro con frecuencia causan aereación y espuma durante la mezcla del cemento, lo cual dificulta pesar la lechada con exactitud.

Las aguas naturales que contienen sustancias químicas orgánicas de plantas descompuestas, afluentes de desperdicios o fertilizantes, retardarán el fraguado de cemento Portland. Una sustancia retardadora común es el ácido húmico, formado por la descomposición de las plantas. El agua que contiene ácido húmico con frecuencia proviene de montañas o altos páramos y también puede encontrarse en lagos o estanques en área congeladas. Las propiedades de retardación de los contaminadores orgánicos son particularmente dañinas en la cementación de la T.R. superficial y en pozos poco profundos.

El agua potable siempre se recomienda donde esté disponible, a menos que el agua limpia tenga un sabor marcadamente salado, en general, será adecuada. Inclusive las aguas salobres podrán emplearse, pero las lechadas deberán ser examinadas en el laboratorio antes.

F)

Fluidos sensibles a la perforación y aditivos para fluidos de perforación.

Un problema de suma importancia en la cementación de pozos petrolíferos, es la remoción efectiva del fluido de perforación durante el desplazamiento. La contaminación y dilución debida al lodo puede dañar el sistema de cementación, al igual que muchas otras substancias que se encuentran en el lodo y en el enjarre.

Algunas contaminaciones de este tipo ocurren durante la mayoría de los trabajos, pero probablemente casi todas ocurren cuando un tapón de cemento es colocado en un sistema de lodo que ha sido tratado con exceso de substancias químicas. El volumen del cemento en relación al volumen del lodo es mínimo, y el grado de contaminación de este último nunca se conoce. La suavidad de un tapón de cemento, a medida que se perfora, es signo de contaminación.

La mejor forma para combatir los efectos nocivos de los aditivos del lodo, es emplear tapones limpiadores y baches espaciadores.

Los tapones limpiadores ayudan a eliminar la contaminación dentro de la T.R., los baches espaciadores consisten de agua, soluciones ácidas, fosfatos, mezclas de cemento con agua y lechadas de bentonita, así como de arcilla sin tratar que ayudan a limpiar la T.R. y el agujero. Para sistemas de lodo de emulsión, el aceite diesel es efectivo.

G) Densidad de la Lechada.

La densidad de la lechada siempre deberá (excepto para trabajos a presión) ser suficiente como para mantener el control del pozo. Existen varias formas de controlar la densidad.

En operaciones de campo, la densidad de la lechada por lo común es determinada con la balanza de lodo (Para obtener exactitud, se toman muestras seleccionadas de la caja de mezcla y se hacen vibrar para quitar las burbujas de aire de la mezcladora a chorro). Los dispositivos automáticos de control de densidad son conectados entre la unidad de mezcla y la línea de descarga al pozo, dando así un registro más uniforme.

H) Calor de Hidratación.

Cuando se forma una lechada (agua y cemento), ocurre una reacción "Exotérmica" en la cual se libera gran cantidad de calor.

Mientras mayor sea la masa de cemento mayor será la radiación de calor. En el laboratorio con frecuencia ese calor se mide con un calorímetro; un frasco aislado al vacío, el cual contiene un par termoelectrónico conectado a un registro. El aumento de temperatura es registrado a intervalos específicos.

cos hasta que se observa la temperatura máxima. El calor de hidratación (a veces llamado calor de reacción o calor de solución) está influido por la calidad (finura) y composición del cemento, por los aditivos y por el ambiente dentro del pozo. A mayor temperatura de formación más rápida será la reacción y la radiación del calor.

En la mayoría de los pozos de espacio anular, con promedio de media a dos pulgadas (excepto en zonas deslavadas), el calor de hidratación produce una temperatura máxima de 35°F a 45°F (tuberías superficiales).

#### I) Permeabilidad del cemento fraguado.

A pesar de que al diseñar la lechada de cemento sólo se da poca importancia a la permeabilidad del cemento fraguado, existen formas de medirlos, tanto para agua como para gas. El API ha especificado un sistema que comprende el uso de un permeámetro.

Los cementos fraguados tienen muy poca permeabilidad menos que la de mayoría de las formaciones. Los datos han demostrado que a temperaturas menores a 200°F la permeabilidad de los cementos disminuye con el tiempo y la temperatura. Después de siete días de curado, generalmente la permeabilidad es tan baja como para medirse.

La permeabilidad del cemento fraguado con respecto al gas, generalmente es mayor que con respecto al agua. Los cementos que se han solidificado de tres a siete días, tienen una permeabilidad con respecto al gas de menos de 0.1 md. La dolomita y la piedra caliza tienen un promedio de 2 a 3 md y las calizas oolíticas en general, poseen poca permeabilidad. La arenisca tiene una permeabilidad al gas que varía de 0.1 a 2,000 md.

#### J) Control de Filtración.

El control de filtrado de la lechada de cemento es de gran importancia en tuberías de revestimiento de gran profundidad y en la cementación a presión. La pérdida del filtrado a través de un medio permeable, provocará un aumento en la viscosidad y una rápida depositación de enjarre, restringiendo así el flujo. Los factores que influyen en la pérdida de agua son el tiempo, la presión, la temperatura y la permeabilidad. Para medir las características de filtración de la lechada de cemento, el API estandariza y especifica una prueba de 30 minutos a 100 ó 1,000 lb/pg<sup>2</sup>.

El procedimiento del API emplea un dispositivo que consiste en un cilindro y una malla de 325 soportada en una malla de 60 como medio de filtración, una camisa de calentamiento hace posible simular las temperaturas de formación, para simular la colocación en el fondo del orificio, las lechadas pueden bombearse en un probador de tiempo de espesamiento con o sin presión para un tiempo dado.

La pérdida de agua de las lechadas, sin aditivos, es de 1,000 ml., el filtrado a 30 minutos se recibe en una probeta, la siguiente ecuación, se usa para calcular el valor hipotético de la pérdida de fluido a 30 minutos.

$$F_{30} = F_t \frac{5,477}{t}$$

donde  $F_{30}$  es la cantidad de filtrado en 30 minutos y  $F_t$  es la cantidad de filtrado en  $t$  minutos.

La pérdida de agua controlada de una lechada de cemento, normalmente se obtiene por la adición de polímeros en concentraciones que van de 0.6 a 1.0 por ciento de peso de cemento.

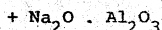
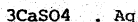
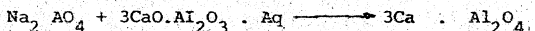
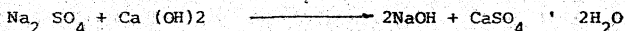
Las lechadas de cemento que tienen una pérdida de agua de 50 a 150 ml en 30 minutos en el laboratorio, se emplean frecuentemente en la cementación a presión. En la cementación de una tubería de revestimiento profunda la pérdida API de filtrado puede ser del orden de 300 ml.

K) Resistencia a la corrosión de salmueras del fondo.

La susceptibilidad de los cementos a la corrosión por aguas de formación ha sido el tema de muchas investigaciones. Las salmueras de formación que contienen sulfato de sodio, sulfato de magnesio y cloruro de magnesio, se encuentran entre los agentes más destructivos dentro del pozo. Los sulfatos, generalmente considerados como las substancias más corrosivas al cemento, reaccionan con la cal y con el aluminato tricálcico para formar grandes cristales de sulfoaluminato de calcio, esos cristales requieren más espacio de poro de lo que el cemento fraguado puede proporcionar, por eso causan expansión excesiva y poco a poco detereorización.

Los estudios sobre las aguas corrosivas de formación, se enfocan en particular hacia la susceptibilidad del cemento fraguado. Se considera que el ión sodio es más nocivo que el ión magnesio y por esto se emplea en las pruebas de laboratorio.

Cuando el sulfato de sodio reacciona con el cemento fraguado aparecen tres reacciones:



En esas reacciones se forma el sulfoaluminato de calcio y el aluminato de sodio, y este último se hidroliza en hidróxidos de sodio y de aluminio. El sulfoaluminato formado a temperatura ambiente contiene 31 moléculas de  $\text{H}_2\text{O}$ . Así, el producto es una molécula grande y casi toda la expansión y desintegración es causada por la sedimentación de esta materia en el cemento fraguado.

El grado de ataque en el cemento endurecido por una solución de sulfato de sodio o sulfato de magnesio está controlado hasta cierto punto, por la concentración de estas sales en el agua de formación. No obstante, para ambos compuestos existe una concentración límite y que con el tiempo aumenta, aunque el grado de ataque tiene tendencia al aumento pero en forma ligera.

La temperatura también influye en la resistencia al sulfato de un cemento endurecido.

Se ha obtenido como conclusión de investigaciones a bajas y altas temperaturas, que el ataque del sulfato es más pronunciado a temperaturas de 80°F a 120°F, mientras que a 180°F se hace menor. Esta conclusión se basa en la observación de que los problemas de campo son mayores en pozos poco profundos donde las temperaturas son más bajas que en los pozos profundos donde las temperaturas pueden exceder los 200°F. Es probable que un cemento resistente al ataque del sulfato a bajas temperaturas también sea útil a altas temperaturas. La disminución del contenido de C<sub>3</sub>A.

También puede notarse que la corrosión electrolítica en vez de la corrosión química, ha sido responsable de la debilitación y falla posterior de algunas T.R., la mayoría de las investigaciones demuestran que una capa uniforme de cemento fraguado de calidad ofrece una protección excelente contra la corrosión electrolítica de la T.R. Debido a que si una corriente de 1 amp que saliese del tubo llevará consigo 20 lb de metal al año, de ahí la importancia de una capa uniforme de cemento permanente es obvio.

#### CONCLUSION

Deben considerarse muchos factores al diseñar las lechadas de cemento para utilizarlos en los pozos. Los laboratorios de campo deberán de reunir los datos de pruebas obtenidas con los materiales a usarse en los pozos de dicho campo, de otra manera las recomendaciones no tienen ningún significado.

FACTORES QUE CONTRIBUYEN EN LAS FALLAS  
DE CEMENTACION

TIPO DE FALLA

FACTOR CONTRIBUYENTE

Asentamiento incorrecto de la tubería de revestimiento.

Contaminación del agua de mezclado.  
Cálculo incorrecto de temperatura.  
Deshidratación del cemento en el espacio anular.  
Uso de cemento inadecuado.  
Zapata o cople obstruido.  
Retardador insuficiente.

Falla al bombear el tapón.

Alojamiento del tapón en la cabeza de cemento.  
Desplazamiento del tapón superior.  
Cálculos incorrectos de desplazamiento.

Mezclado incompleto.

Falla mecánica.  
Presión o agua insuficiente.  
Falla del sistema de almacenamiento.

Fuga de gas en el espacio anular.

Presión hidrostática insuficiente.  
Gelación de la interfaz cemento/lodo.  
Falla del volumen de cemento para cubrir arenas de gas.  
Deshidratación prematura del cemento.

Canalización

Contacto del tubo con la formación.  
Deficientes propiedades del lodo (alta viscosidad plástica y valor elevado del punto de cedencia).  
Falla en el movimiento de la tubería.  
Baja velocidad de desplazamiento.  
Agrandamiento del diámetro del pozo.

Fraguado anticipado del cemento.

Proporción inadecuada de agua.  
Estimación incorrecta de temperatura.  
Fallas mecánicas.  
Aditivos o cemento inadecuado para las condiciones del pozo.  
Agua de mezcla caliente.  
Permitir que la lechada permanezca en reposo.  
Selección inadecuada de espaciadores lodo/cemento.



PUNTOS A CONSIDERAR EN LA PLANEACION DE  
CEMENTACION PRIMARIA

---

AREA

FACTORES DE INFLUENCIA

Diámetro del pozo.

Diámetro, profundidad, temperatura, desviación, propiedades de formación.

Fluidos de perforación.

Tipo, propiedades, densidad, compatibilidad con cemento.

Tubería.

Diseño, diámetro de rosca, profundidad de colocación, equipo de flotación, centradores, raspadores, equipo de cementación por etapas.

Operaciones del equipo de perforación.

Velocidad de introducción de la tubería, tiempo de circulación antes de la cementación.

Composición del cemento.

Tipo, volumen, densidad, propiedades, aditivos, mezcla, pruebas previas de las mezclas en pozo con el agua del campo.

Unidades de mezcla y bombeo.

Tipo de mezclador, cabeza de cementación, tapones, espaciadores, movimiento de la tubería durante la cementación, fluidos de desplazamiento.

Personal.

Responsabilidad del personal que interviene.

## RESUMEN - CEMENTACION PRIMARIA

## CONDICIONES GENERALES

	CONDUCTOR	SUPERFICIAL	INTERMEDIO Y/O DE EXPLOTACION
DIAMETRO DE TR., PG.	20 - 30	7 - 20	7 - 11 3/4"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO, PIES.	30 - 1500	40 - 4500	1000-1500 o más
CONDICIONES DEL POZO	PROBABLEMENTE AGRANDADO	PROBABLEMENTE AGRANDADO	PROBABLEMENTE AGRANDADO (PARTICULARMENTE EN SEC. DE SAL)
TIPO DE LODO	NATURAL	PUEDE SER NATURAL	BASE AGUA, BASE ACEITE
PROPIEDADES	VISCOSO, DEMASIA DO ENJARRE	PUEDE SER IGUAL AL CONDUCTOR	CONTROL EN LA VISCOSIDAD Y PERDIDA DE AGUA
ALTURA DEL CEMENTO	SUPERFICIE	SUPERFICIE	CEMENTADO A LA SUPERFICIE.
TIPO API DE CEMENTO	A-G-H	A-G-H (MODIFICADO)	A-C-G-H (MODIFICADO)
ADITIVOS	2-3% CACL.	DEPENDIENDO DE LAS CONDICIONES (BENTONITA O POZOLANA)	ALTO GEL-DISPERSANTE + RETARDADOR SI ES NECESARIO SATURADO DE SAL EN SECCIONES SALADAS
LECHADA	DENSIDAD POR MEZ CLAS DEL AGUA NE SARIA.	PUEDE DENSIFICARSE PARA DESARROLLAR - UNA PREMATURA ALTA RESISTENCIA	IGUAL AL SUPERFICIAL O SEGUN NECESIDADES
TECNICA	A TRAVES DE T.P. CEMENTAR CON BOM BA O VACIANDO LA LECHADA PUEDE O NO UTILIZARSE CO PLE FLOTADOR.	IGUAL AL CONDUCTOR	EMPLEAR DOS TAPONES, DOS ETAPAS DEPENDIENDO DEL GRADIENTE DE FRACTURA SE REQUIERE EQUIPO DE FLOTACION
TIPO DE CIRCULACION DE LA LECHADA	EN GENERAL MENOS DE 30 MINUTOS BA JOS GASTOS DE DESPLAZAMIENTO	EN GENERAL NO MAYOR DE 45 MINUTOS ALTOS GASTOS DE DESPLAZAMIENTOS.	FUNCION DEL VOLUMEN DE CEMENTO 45-150 MI NUTOS, ALTOS GASTOS DE DESPLAZAMIENTO.

SUGERENCIAS DE USO DEL EQUIPO SUPERFICIAL DE UNA T.R.

DISPOSITIVOS	APLICACION	INSTALACION
1 ZAPATA GUIA	GUIA DE T.R. EN LAS OBSTRUCCIONES DEL POZO	EXTREMO INFERIOR DEL PRIMER TUBO
2 COPLÉ FLOTADOR	IMPIDE EL REGRESO DEL CEMENTO Y RETIENE LOS TAPONES	PARTE SUPERIOR DEL 1er. ó 2do. TUBO
COPLÉ Y ZAPATA DE LLENADO "AUTOMÁTICO"	LA MISMA QUE LA ZAPATA Y COPLÉ FLOTADORES EXCEPTO QUE EL LLENADO DE LA T.R. ES CONTROLADO POR LA PRESIÓN HIDROSTÁTICA DEL ESPACIO ANULAR.	IGUAL QUE LA ZAPATA GUIA Y COPLÉ FLOTADOR
HERRAMIENTAS DE DOS Y TRES ETAPAS	SEGUN SE REQUIERA QUE -- EXISTAN DOS O MAS SECCIONES SEPARADAS.	DE ACUERDO A ZONAS CRÍTICAS Y GRADIENTES DE FRACTURA.
1.- TAPONES SUPERIORES E INFERIOR	ESPECIADORES MECANICOS ENTRE LODO Y CEMENTO (TAPON INFERIOR) Y CEMENTO Y FLUIDO DESPLAZADOR (TAPON SUPERIOR)	ENTRE LOS FLUIDOS DEL POZO Y EL CEMENTO
2.- TAPONES INFERIORES DE ANCLAJE		
CENTRADORES (DIFERENTES TIPOS)	CENTRAR LA T.R. EN EL POZO PARA UNA MEJOR DISTRIBUCION DEL CEMENTO EN EL ESPACIO ANULAR; IMPIDEN PEGADURAS POR PRESION DIFERENCIAL	AGUJEROS RECTOS - 1 A 3 EN C/U DE LOS TRAMOS DE TUBERIA QUE QUEDARAN CUBIERTOS DE CEMENTO - Y 1 C/U DE LOS SEIS SIGUIENTES TRAMOS AGUJEROS DESVIADOS - VARIABLE CON LA DESVIACION
RASPADORES		
1.- ROTATORIOS	REMOVER EL ENJARRE DEL LODO	1 POR CADA TRAMO DE T.R. EN LA ZONA PRODUCTORA Y EN EL INTERVALO POR CEMENTAR; 15 A 20 RPM.
2.- RECÍPROCANTES	IGUAL AL ROTATORIO Y ADEMÁS AUXILIAR A CREAR TURBULENCIA MEJORANDO LA ADHERENCIA DEL CEMENTO.	IGUAL QUE EL ROTATORIO, MOVIENDO LA TUBERIA DE 10 A 15 PIES.

COMPARACION DE DIFERENTES ADITIVOS DEL CEMENTO

<u>CLASIFICACION</u>	<u>MARCAS POR FABRICANTE</u>				<u>DESCRIPCION</u>
	Hálliburton	Dowell	B.J.	Western	Componente principal
Aceleradores	CaCl <sub>2</sub>	S-1	A-7	CaCl <sub>2</sub>	Cloruro de calcio
	HA-5	D-43	A-8	WA-4	Cloruro de calcio
	D-12	A-2	Diacel-A	Diacel-A	Diacel-A
	Sal	Sal	Sal	Sal	Cloruro de sodio Almidones modificados para baja temp.
Reductor de	Halad 9,11,14	D-60	Aquatrol 13,15	CF-1	para baja temp.
Pérdida de agua		D-59		CF-2	para baja temp.
	Diacel LWL	D-8	R-6	Diacel LWL	Carboximetil hidroxietil celulosa
Líquido	CFR-2	D-73			
Reductores de	D-65,45	D-65,45	Turbomix D-16	T.F.4	Polímero
Viscosidad	CFR-1		Turbomix D-30	T.F.-5	
Densificadores	Barita	D-31	W1	Barita	Sulfato de Barrio
	Hi Dense 3	D-76		WH-2	Hematita (F <sub>2</sub> S)
	Hi Dense 2	D-18	W-3	Ilmenita	Oxido de Titanio-Fierro
Espaciadores o lavadores	Mud-Flush	CW7		WMW-1	dispersante
	Sam-4		J-22/D-4	ASP-4	base aceite
visosificante				ASP-4	base agua
	LA-2	D-15/D-18	D-5	CLX-1	Emulsionado con elastómero (hilles)
reductores de densidad.	Howco Gel	Bentonita	B.J.Gel	Bentoment	Bentonita
	Gilsonita	Kolite	D-7	Gilsonita	Gilsonita
	Econotilé		Lo-Dense	Thrifty-Lite	Metasilicato de sodio anhidro
	Pozmix A	Lite poz3	Diamix A,G,M.	Pozment A	Pozolana Artificial
N V		Lite poz1		Pozment N	Pozolana Natural
	Pozmix 140	Lite poz 180	Thermoset		Mezcla de Cal y Pozo- lona
	Howoolight HCL	D-79		Thirty-Ment	Cenizas volcánicas
Antiespumante	NF-P	D-46	D-6	AF-4	Alcoholes de alto peso
	NF-1	D-47	D-6	AF-L	molecular, estearatos
Inhibidores	Mud Kill-1	K-21	Firm Set I	Shur Set I	Patentado por Gulf oil
	Mud Kill-2		Firm SetII	Shur Set II	Patentado por Gulf oil (Bacteriológicos)
Sílica Sand	Sílica Flour (Reg)	J-84	D-8	SF-3	Sílice malla 325
	Sílica Flour (Coarse)	D-30		SF-4	Arena Okla #1

III-49

Clasificación	Halliburton	Dowell	B.J.	Western	Descripción Componente principal
cemento thixotropic	thixotropic cement	Reg.Fill Up Cmt.		thixoment	Yeso-Óxido de calcio
Pérdida de	Gilsonite	Kolite D-24	D-7	Filsonite Gilsonite	
Circulación	Cellophane Flakes	D-29 Jel Flakes	Cello- Flake	Cell-O-Seal  Kuik-Seal	
Estardadores	Kembreak	Kembreak	Kembreak	WR-1	Baja temp. lignosul- fonatos.
	HR-4	D-22	Retroset 2	WR-2	Baja temp. lignosul- fonatos Ca.
	HR-7	D-13	Retroset 5	WR-4	Baja temp. lignosul- fonatos Ca.
	HR-12	D-28	Retroset 8	WR-6	alta temperatura
	Diacel LWL	D-8	Retroset 6	Diacel LWL	Carboximetil hidro- xietil celulosa
	HR-20	D-99	R-10, R-11		Bórax
		D-93		ERT	Bórax

## CEMENTACION FORZADA:

La cementación forzada es el proceso en donde una lechada de cemento no contaminante es desplazada a un área específica del pozo, detrás de la tubería de revestimiento o de la formación a una profundidad dada, evitando la migración vertical de fluidos indeseables.

En la operación satisfactoria de cementación forzada, se usan fluidos libres de impurezas para limpiar y abrir todas las perforaciones en el área en que va a ser forzado y desplazado el cemento.

### OBJETIVO

El objetivo de una cementación forzada, es el aislamiento de un área del pozo o el control del movimiento del fluido.

Una cementación forzada se hace específicamente para:

- . Controlar la entrada de gas o agua en zonas de aceite o gas; es decir, para controlar la RGA.
- . Reparar fugas en la tubería de revestimiento (aislar).
- . Sellar zonas de pérdida (aislar).
- . Abandono de zona o de pozos agotados.
- . Bloqueo de cemento arriba y abajo de una zona a producir (aislar).
- . Reparar una cementación primaria defectuosa.

Los dos últimos puntos normalmente se evitarían por medio de prácticas de terminación satisfactorias. La razón más común para tal cementación forzada, es por ejemplo; el abandono, el control de gas y la entrada de agua. La entrada de fluidos indeseable debido a que el espesor de la zona de aceite disminuye con el agotamiento del yacimiento, ya que el gas y el agua se conifican. Aparte del abandono del pozo, el control de entrada de gas y agua al mismo tiempo es probablemente la razón más común para hacer una cementación forzada. Manteniendo el daño a la formación al mínimo o estableciendo una reparación al pozo se minimiza esta entrada de fluidos y se disminuye la tendencia a la conificación.

TABLA 1

FACTORES AMBIENTALES DE CEMENTACION FORZADA

- . Temperaturas de fondo (estática y dinámica)
- . Presiones de fondo: Estática  $P_s$   
     Presión de sobrecarga.  
     Fractura: presión/gradiante/orientación.
- . Tipos de rocas involucradas.  
     Permeabilidad/porosidad/humectabilidad.  
     ¿Vugulares? ¿fracturadas? ¿competentes? ¿incompetentes?
- . Daño potencial a la formación (efluente).
- . Historia del pozo (desde su perforación).
- . Zonas de pérdida de circulación, pozo arriba y pozo abajo.
- . Derrumbes.
- . Resultados de los registros de adherencia del cemento.
- . Contactos gas/aceite, aceite/agua, actuales y originales.
- . Diseño de tuberías de revestimiento.
- . Diferentes diámetros interiores, peso, tipo, resistencia al colapso/-ruptura (nuevas o viejas)? ¿cóples para etapas? ¿dónde? ¿sarta intermedia? ¿dónde? ¿qué clase?

Las operaciones de cementación forzada pueden clasificarse como de alta y baja presión. En una cementación de alta presión, la presión del tratamiento del fondo es mayor que la presión de fractura de la formación, utilizando el cemento para su fractura. Una cementación forzada a baja presión usa un cemento de baja pérdida de agua y éste es forzado contra los poros de la formación hasta que se deshidrata y fragua. Una cementación forzada intermitente, puede ser de baja o alta presión; sin embargo, el cemento se bombea en etapas, a diferencia del bombeo continuo. Este tipo de cementación intermitente, permite más tiempo para que se deshidrate el cemento y frague en el área bajo tratamiento.

## TABLA 2

### RECURSOS PARA CEMENTACIONES FORZADAS

- . Registro de calibración en agujero abierto.
- . Registro de inspección de tubería de revestimiento.
- . Registro de adherencia de cemento.
- . Tubería: raspadores, rodillos y abretubos
- . Sarta de tubería de prueba.
- . Máximo diámetro interior posible de la sarta de reparación.
- . Diseño y selección de la lechada cementante:  
    Baja pérdida de agua, ¿baja densidad? ¿alta temperatura?
- . Herramientas, perforables, recuperables
- . Retenedores perforables.
- . Fluidos de servicio
- . Disparos.

### AMBIENTE

La lista de la Tabla 1, contiene los factores ambientales que deben considerarse al planear una cementación forzada sin considerar las razones para tomar una acción como remedio.

La cementación forzada es uno de los tipos de reparación más complejos, la cual requiere de bastante estrategia anterior a la operación; si no se comprende perfectamente bien, el ambiente en el cual se desarrollará la operación, está sin duda fallará. Cuando esto ocurre, la tendencia a seguir es sencillamente "trabajar más duro", doblar la cantidad de cemento, etc.; lo que realmente se requiere, es considerar por qué falló la operación. La respuesta estará probablemente en algún factor ambiental o de restricción que no fue tomado en cuenta antes de la cementación forzada.

### RECURSOS

Cuando se efectúa una cementación forzada se pueden usar varios recursos; algunos de ellos se enlistan en la Tabla 2. Estos se pueden usar al planear la mayoría de las operaciones, tal como el registro de calibración del agujero abierto o una sarta de reparación de mayor diámetro. - - Otros se pueden utilizar ocasionalmente, como el rodillo, antes de forzar cemento por la tubería de revestimiento. Pero para cualquier clase de operación deben tomarse en cuenta estos recursos por su valor intrínseco a ese trabajo en particular.



Uno de los principales recursos disponibles, es el cemento con baja pérdida de agua (BPA). Estas lechadas de cemento, tienen muchos atributos debido a que existe poco cambio en la relación agua-cemento. Esto --origina tiempos de espesamiento más predecibles y una lechada que permanece fluida mientras se bombea, lo que a su vez origina:

- . Menos presión de desplazamiento.
- . Menor presión de fondo ( $P_{tr}$ )
- . Menores problemas de pérdida de circulación.

Asimismo, con el pequeño cambio en la relación agua-cemento, los volúmenes de llenado y desplazamiento son más confiables. Finalmente, el --daño potencial a la formación y el peligro de fraguado instantáneo, se --reduce al mínimo. A medida que las restricciones en la presión de fondo permiten, presiones estáticas y de fractura, los cementos de baja pérdida de agua, permitirán cementaciones forzadas en una sola etapa y con mayores volúmenes. (Fig. 1).

El cemento puro, se puede usar en lugar del cemento BPA; con las siguientes restricciones: La pérdida de agua de la lechada ocasiona un aumento en la viscosidad del cemento, lo que crea presiones mayores de desplazamiento, que a su vez podría fracturar la formación. En casos extremos, la pérdida de agua ocasionaría un fraguado instantáneo que, dañaría la formación.

La Tabla 4 enlista algunos aditivos de baja pérdida de agua con sus propiedades, objetivos y concentración recomendada (por ciento en peso --de cemento).

La Tabla 3 muestra ejemplos de la adición de polímeros de varias concentraciones a un cemento API de clase H. La figura 1, representa visualmente las ventajas de usar un cemento con baja pérdida de agua. Si la --pérdida de agua es demasiado alta, la velocidad del filtrado bajo presión, deshidrata el cemento tan rápido que el enjarre puede cubrir por completo la tubería de revestimiento e impedir que la lechada penetre en las perforaciones más bajas o cuando se comprime un canal, el enjarre puede bloquear el extremo final e impedir que el canal sea llenado. Las bajas velocidades de filtración (50 cc/30 min) forman solamente delgados enjarres. Por definición API, una alta pérdida de agua es aquella entre 600 y 2,500 cc/30 min; una baja pérdida oscila entre 25 y 100 cc/30 min.

#### PROPIEDADES Y RESTRICCIONES

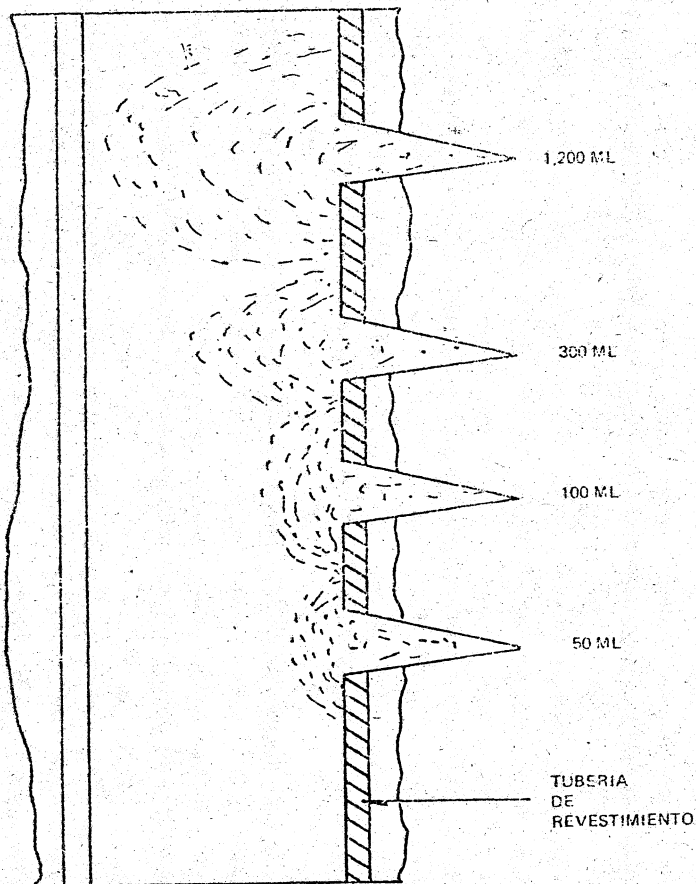
El proceso de cementación forzada tiene un gran número de propiedades con sus correspondientes restricciones, además de algunos impedimentos en lo que se refiere a herramientas.

- a) Herramientas (empacadores)  
para Cementación Forzada

Existen básicamente dos tipos, los que se pueden recuperar y los perforables, además hay dos categorías de cada uno.

Los cementadores o tapones perforables (también conocidos como tapo--

COMPORTAMIENTO DE LA LECHADA DE CEMENTO  
EN UNA CEMENTACION FORZADA



EFFECTO DE LA PERDIDA DE AGUA EN LA HIDRATACION  
DEL CEMENTO

FIGURA 1

T A B L A 3

ADITIVOS DE BAJA PERDIDA DE AGUA

OBJETIVO	PROPIEDAD	ADITIVOS	% POR PESO DE CEMENTO
Formar micelas con todos los cementos API	Controlan el flujo de agua y retardan la deshidratación.	Polímeros orgánicos de la celulosa. Carboximetilhidroxiethyl.	0.5 a 1.5 0.3 a 1.0
Formar micelas (hoja) y mejorar la distribución del tamaño de partícula con todos los cementos API.	Atrapan agua en la lechada y controlan la deshidratación.	Polímeros orgánicos dispersantes, Cemento-bentonita con dispersante. (API clase A, G ó H solamente)	0.5 a 1.25 1.2 a 16, gel 0.7 a 1.0 dispersante

T A B L A 4

EJEMPLO DE ADITIVO DE BAJA PERDIDA DE AGUA A UN CEMENTO CLASE H

(Fig. 1)

POLIMERO % POR PESO	PERDIDA DE FLUJO, API A 1,000 lb/pg <sup>2</sup> cc/30 min.	PERMEABILIDAD DEL ENJARRE 1,000 lb/pg <sup>2</sup> md	TIEMPO PARA FORMAR UN ENJARRE - de 2" min.
0.0	1,200	5.0	0.2
0.5	300	0.54	3.4
0.75	100	0.09	30.0
1.00	50	0.009	100.0

Tabla tomada del SEP Monograph, Vol. 4, "Cementing", por D.K. Smith, Tabla 3 - 23, pág. 25

nes) se usan preferentemente cuando la operación se efectúa bajo estas - condiciones:

1. Pozos con bajo nivel de fluido (baja  $P_s$ ).
2. Zonas que requieren operaciones múltiples.
3. Operación por abandono (yacimiento agotado).

Los cementadores recuperables se prefieren frecuentemente cuando se requieren los siguientes objetivos:

1. Operación para bloqueo.
2. Operación en zonas múltiples.
3. Usarlos con un tapón recuperable para aislar un intervalo perforado más abajo, mientras se trabaja en un intervalo superior.

Los cementadores perforables o retenedores, se dividen en dos categorías según el mecanismo de su válvula para controlar la presión:

1. Válvula tipo "check", que mantiene la presión de abajo solamente y
2. Válvula tipo balanza, que mantiene la presión ya sea hacia arriba o hacia abajo.

Las herramientas con válvulas de balanza son usadas en la mayoría de los trabajos.

Algunos de los cementadores recuperables tienen también una derivación (by pass) de fluido, concéntrica, constituida dentro del empacador y existen otros que tienen la derivación separada, esta derivación tiene las siguientes funciones:

1. Estando abierta, comunica el pozo con la tubería, parte del fluido del pozo sube a través del empacador y sale por las puertas de la derivación.
2. Proporciona un método para igualar la presión en el cementador.
3. A veces puede usarse para colocar fluido por encima del empacador. La principal restricción del desviador (by pass) es el potencial de fuga durante la operación, en cuyo caso el cemento en compresión estará en la herramienta y no en el área deseada.

Algo importante que se debe recordar es que los empacadores deben -- mantenerse unidos a la tubería, ésta es una de sus principales restricciones, ya que, las presiones pueden transmitirse a un área arriba del empacador y poder llegar a reventar la tubería de revestimiento.

Cuando se trata de un sistema tubería-empacador, parte de la planeación debe incluir la consideración de los cambios de longitud que ocurren por el manejo de presión en el pozo:

T A B L A 5

PROPIEDADES Y RESTRICCIONES DE LA CEMENTACION FORZADA

	PROPIEDADES	RESTRICCIONES
PERFORACIONES	Faseo de 90° 4 disparos/pie o más Perforaciones limpias	Faseo 0° ó 180° 1 disparo/pie o menos. Taponado (¿parcialmente?).
CEMENTO	Baja pérdida de agua No contaminado Buen control de viscosidad. Baja presión de bombeo.  Agua de filtrado compatible. Retardación controlada. Espesamiento controlado Bajo gradiente de presión	Cemento puro. Contaminado Alta viscosidad. La presión de desplazamiento excede a la de fractura.  Agua de filtrado incompatible. Fraguado instantáneo  Alto gradiente de presión.
FLUIDO DE SERVICIO DEL POZO	Limpio compatible con sólidos o líquidos de la formación.	Sucio incompatible con sólidos o líquidos de la formación.
TUBERIA	Presión interior de colapso mayor que la presión de tratamiento Gran capacidad. vol/pie Nueva  Sarta de trabajo limpia.	Presión interior de colapso mayor que la presión -- de tratamiento. Baja capacidad, vol/pie Vieja.  Sarta de producción: ¿incrustación?, ¿corrosión? ¿parafina? y ¿varillas rotas?.
EMPACADORES	Múltiples operaciones con un sólo recorrido de la tubería. No se dejan herramientas en el pozo.	Se instalan con T.P. y en las tuberías de revestimiento. Las fugas en la derivación producen pseudopresiones en el empacador. Dificultad en sacar la herramienta.
RETENEDORES	Impide el flujo regresivo de cemento.	El punzón puede quedar fuera del retenedor. Dificultad para obturar con el punzón en un agujero desviado.

## COMO EFECTUAR LA OPERACION

Dos formas de efectuar la operación forzada en una zona sin considerar la presión usada: El método Breaden head, y el utilizar un retenedor o un empacador.

### a) Cementación con el Método de Breaden Head.

Introduzca la tubería debajo del área específica y disemine un preflujo a través del área. Desplace el preflujo hacia abajo de la tubería y envíe el cemento premezclado a través del área a ser forzada. Desplace lentamente el cemento dentro del área hasta que se alcance una presión máxima predeterminada en el fondo del agujero (presión baja, presión alta o bien en forma intermitente). La lechada de cemento remanente se invierte cuando se ha completado la operación.

Este tipo de operación aún cuando no es aplicable es muy conocida -- por su simplicidad, ya que no se requieren herramientas adicionales. La tubería de revestimiento se encuentra en buenas condiciones, puesto que está sujeta a las presiones del trabajo. También requiere que la presión de la formación sea capaz de soportar una presión igual a la presión hidrostática de la columna de cemento en la tubería. Ambos requerimientos son factores específicos para una operación forzada de este tipo. Una -- restricción es que no existe manera de impedir el flujo regresivo de cemento excepto al mantener una presión mientras se espera que frague.

### b) Cementación Forzada mediante el uso de un retenedor o empacador recuperable para:

1. Abandono (aislamiento) de una zona más baja. El retenedor, instalado en la tubería, se coloca a una profundidad específica y se suelta. (Para una colocación más precisa, el retenedor debe introducirse con el cable del registro eléctrico). La lechada de cemento se mezcla y desplaza hacia abajo de la tubería. Esta es conectada al retenedor; el volumen de lechada se desplaza en su totalidad o hasta que se alcanza una determinada presión conocida como presión final. Cuando esto sucede la tubería se jala fuera del retenedor y una especie de válvula de bisagra impide que el cemento regrese, el exceso de cemento en la tubería de trabajo se circula en inversa hasta que los fluidos de control o servicio del pozo regresan limpios. Entonces se procede a sacar la tubería del pozo.
2. Controlar la entrada de agua de fondo, generalmente es una operación que se efectúa a baja presión, con un retenedor y a profundidad mayor de 3,000 pies, sólo diferirá la máxima presión permitida (restricción de operación).

## NORMAS DE TRABAJO

Las consideraciones para planear un trabajo de cementación forzada son:

- Revisión detallada y análisis de los trabajos previos, tanto éxitos como fracasos (medio ambiente).

- . Fluidos del pozo (recursos o restricción).
  - . Herramientas para cementación forzada y profundidad de colocación en el pozo (recursos).
  - . Tipo de cemento, cantidad y tiempo de bombeo (recursos).
  - . Método de deshidratación del cemento (restricción o recursos).
  - . Presiones de fondo y superficie (restricciones).
  - . Limitaciones de presión de la tubería de revestimiento y de la tubería de producción (restricciones).
  - . Tiempo de espera para que frague el cemento (WOC) y evaluación del trabajo (propiedades o restricciones).
  - . Fluido empleado para obtener presión de ruptura (recurso).
- a) Sugestiones Favorables.

Se hacen las siguientes sugerencias, respecto a algunas de estas consideraciones:

- . Operación forzada a alta presión. Se recomienda que este proceso (el cual fractura la formación durante la operación forzada) se use solamente donde la orientación de la fractura sea horizontal y el objetivo del trabajo sea controlar la entrada de gas o agua.
- . Fluidos para fracturar la formación. Evitar usar lodo, utilizar ácido para limpiar incrustaciones (escamas) o perforaciones contaminadas con lodo.
- . Presiones de tratamiento. La presión de fondo debe ser usada como el criterio para regir la operación debido a que el fracturamiento es indeseable (excepto como se enuncia arriba); la presión máxima de trabajo en el fondo, debe ser de 300 ó 500 lb/pg<sup>2</sup> menor que la presión de fractura ( $P_{fr}$ ). El exceso de cemento debe ser regresado con circulación inversa, la presión mínima de circulación debe ser de 300 a 500 lb/pg<sup>2</sup> menos que la presión final obtenida en la operación. (Fig. 2).

Cuando la presión del fondo ( $P_{tr}$ ) excede a la presión de formación ( $P_s$ ) en algunos cientos de lb/pg<sup>2</sup>, se formará un enjarre de cemento en las perforaciones (deshidratación), como se muestra en la figura 1, las altas presiones de trabajo no aumentan la posibilidad de fracturar la formación.

- . Tiempo de bombeo. El tiempo de bombeo debe exceder al requerido para mezclar, desplazar, forzar y regresar hacia afuera el exceso de cemento. Se necesitan como mínimo 30 minutos más del tiempo planeado para el trabajo. Un tiempo excesivo de bombeo de 1 1/2 horas o más tiende a desperdiciar el tiempo del equipo de perforación.

Volumen de cemento. En la literatura se han reportado muchas reglas para seleccionar volúmenes de cemento.

Las más comunes son:

- Usar 0.1 a 0.2 pies cúbicos de lechada de cemento por perforación más del requerido para llenar la tubería de revestimiento a través del intervalo perforado, con un mínimo de usar 50 sacos.
- El volumen de cemento no debe exceder la capacidad de la sarta de trabajo. Si se necesitan volúmenes mayores, se debe considerar el uso de una sarta de trabajo de mayor diámetro. La presión hidrostática del cemento ( $P_h$ ) en una sarta de tubería de diámetro menor podría exceder la presión de fractura de la formación ( $P_{fr}$ ).
- Dos sacos de cemento por pie de perforaciones.
- Un volumen mínimo de 100 sacos de cemento, si se alcanza una velocidad de inyección de 2 bl/min., después de registrar una presión en la interrupción repentina. Esta regla se aplica en operaciones forzadas a alta presión.
- El volumen no debe ser tan grande que forme una columna que no pueda ser desalojada por circulación inversa, ocasionada por una elevada presión de desplazamiento.
- El volumen en la mayoría de las operaciones a baja presión es usualmente de 50 a 75 sacos.

#### IMPLEMENTACION

Las claves para bombear la lechada con buenos resultados en una cementación forzada son:

1. Planear el trabajo en términos de presiones de fondo.
2. Usar la presión de fondo y los volúmenes acumulativos inyectados, como indicadores de lo que ocurre en el fondo.

Es importante pensar "como está reaccionando el pozo". La actividad en el trabajo deberá registrarse por las presiones superficiales, sin dejar de considerar lo que está sucediendo abajo.

La presión de fondo se define como:

$$P_{tr} = P_{wh} + P_h - P_f$$

donde:

$P_{tr}$  = presión de tratamiento del fondo, en  $lb/pg^2$

$P_{wh}$  = presión de la cabeza del pozo o presión superficial aplicada por las bombas en  $lb/pg^2$

$P_h$  = presión hidrostática, en  $lb/pg^2$

$P_f$  = caída de presión, en  $lb/pg^2$



En cementación forzada, la caída de presión es relativamente baja y generalmente se desprecia en los cálculos. La ecuación anterior se convierte en:

$$P_{tr} = P_{wh} + P_h$$

Para la cementación forzada a baja presión, la presión de fondo debe ser menor que la de fractura. El cemento no puede ser inyectado en una formación sin fracturarla a menos que la permeabilidad sea mayor de 100 darcies (100,000 md). Si ocurre fractura, el cemento entrará en ella, resultando en una pobre colocación con carencia de una adecuada deshidratación de la lechada, en el intervalo que va a ser forzada y en el uso innecesario de grandes volúmenes de cemento. El despreciar la presión de fricción da un margen adicional contra la fractura.

Antes de la cementación forzada, debe construirse una gráfica, mostrando la presión de fondo como una función del volumen acumulativo inyectado para controlar el trabajo (Fig. 2). Las presiones de fondo reflejan el cambio en los gradientes de fluido, como son el fluido de lavado (para determinar presión de fondo), cemento y fluidos de desplazamiento, los cuales son bombeados dentro y a través de la tubería. El siguiente ejemplo muestra cómo se desarrolla este tipo de gráfica:

Ejemplo: En un pozo (8,000 pies) se va realizar una cementación forzada usando 60 sacos de cemento clase H con aditivos. Se planea emplear 10 bbl de agua salada con densidad 9.0 lb/gal, como fluido lavador.

Tubería de revestimiento: 5-1/2 pg, 17 lb/pie;  
0.0232 bbl/pie, 13.01 pies/bl

Tubería de producción 2-7/8 pg, 6.5 lb/pie;  
0.00579 bbl/pie, 172.72 pies/bl

Perforaciones: 7,990 a 8,015 pies.

Volumen de lechada: 1.18 pies<sup>3</sup>/saco

Densidad de la lechada: 15.6 lb/gal

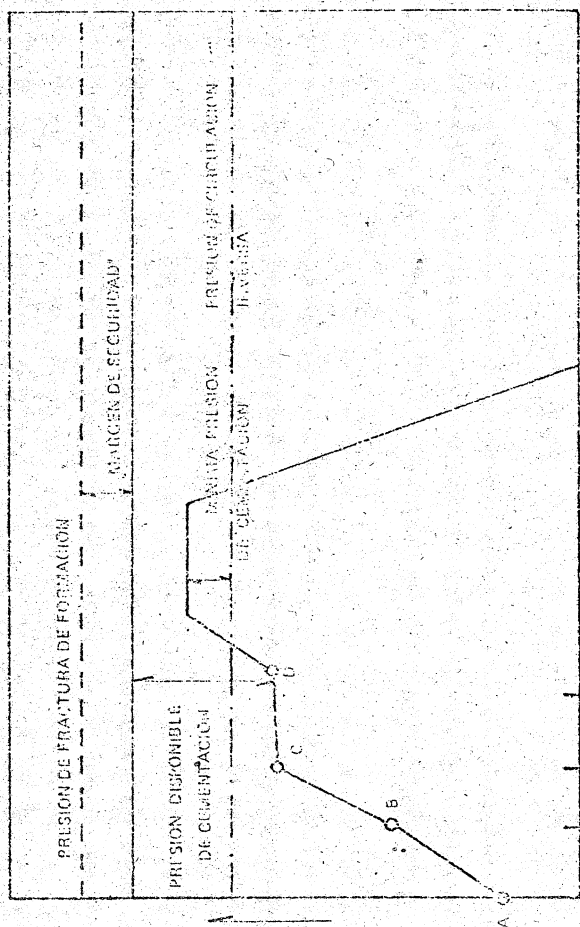
Fluido de desplazamiento: agua limpia 8.33 lb/gal

Gradiente de fractura: 0.75 lb/pg<sup>2</sup> pie

Cementador (espacador) colocado a 7,960 pies

La figura 2, representa la presión de tratamiento del fondo contra los volúmenes acumulativos inyectados. El pozo está lleno con agua. El programa de inyección sería:

1. Desplazar 10 bl de agua salada de densidad 9.0 lb/gal.
2. Mezclar y bombear 60 sacos de cemento dentro de la tubería
3. Desplazar el agua de lavado hacia el extremo de la tubería
4. Anclar el cementador
5. Inyectar el batch de agua salada y el cemento, con agua dulce (8.33 lb/gal).



(4) CURULACION

YOUNG'S MODULUS

FIGURE 7

NOTA: Se usan las siguientes abreviaturas:

Ws = Agua de sal

Wf = Agua

cmt = Cemento

La presión mostrada en el punto A es la presión del fondo cuando el agujero está lleno de agua fresca:

$$P_{tr} = P_{wh} + P_h; (P_{wh} = 0)$$

$$= P_{wh} + 0,433 \text{ lb/pg}^2/\text{pie} \times 8,000 \text{ pies.}$$

$$P_{tr} = 3,461 \text{ lb/pg}^2 = \text{presión hidrostática de la columna de agua.}$$

En el punto B, después de que fueron bombeados 10 bbl de agua de sal dentro de la tubería, la presión del fondo es ahora la suma de la presión hidrostática de la columna de agua de sal y la presión hidrostática de la columna de agua fresca. La columna de agua de sal es 10 bbl x 172.72 pies/bbl = 1,727.2 pies.

$$P_{tr} = P_{wh} + P_h (P_{wh} = 0)$$

$$= (P_h) W_s + (P_h) W_f$$

$$= 0.052 (9.0 \text{ lb/gal}) (1,727.2 \text{ pies}) + 0.052 (8.3 \text{ lb/gal}) (7,960 - 1,727.2)$$

$$= 3498.4 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{tr} = 3498.4 \text{ lb/pg}^2; \text{ punto B} = \text{presión hidrostática de las 2 columnas de agua.}$$

Cuando el cemento se mezcla y se bombea, la presión del fondo se incrementará, 60 sacos de cemento dan un volumen de 12.5 bbl (60 sacos x 1.18 -- pies cúbicos/saco x 0.178 bl/pie<sup>3</sup>) y de una columna de 2176.2 pies dentro de la tubería de 2 7/8 de pg. (12.6 bl x 172.72 pies/bl). La presión en el punto C es:

$$P_{tr} = P_{wh} + P_h (P_{wh} = 0)$$

$$= (P_h) W_s + (P_h) cmt + (P_h) W_f$$

$$P_{tr} = 0.052 (9.0) (1,727.2) + 0.052 (15.6) (2176.2)$$

$$+ 0.052 (8.33) (8,000 - 1,727.2 - 2176.2)$$

$$P_{tr} = 4,348 \text{ lb/pg}^2, \text{ punto C}$$

NOTA: Si en este trabajo se usara tubería de 2 3/8 pg, la presión en el -- punto C sería de 5,795 lb/pg<sup>2</sup>. Si esta zona de 8,000 pies tuviera un gradiente de fractura de 0.7 lb/pg<sup>2</sup>/pie, la presión de fractura de 5,600 lb/pg<sup>2</sup> habría sido excedida por la presión hidrostática.

La presión de fractura de 6,000 lb/pg<sup>2</sup> (0.75 lb/pg<sup>2</sup> pie x 8,000 pies), se muestra en la gráfica. En el punto C, cuando el agua salada está en el extremo de la tubería, la presión superficial disponible para la operación es:

$$P_{wh} = P_{tr} - P_h \text{ (se indica como margen de seguridad 300 lb/pg}^2\text{)}$$
$$= 6,000 - 4,348 - 300$$

$$P_{wh} = 1,352 \text{ lb/pg}^2$$

La presión superficial no debe exceder las 1,350 lb/pg<sup>2</sup>. Bombeando 10 bbl adicionales de agua, se desplazará el cemento hacia las perforaciones. El volumen del agujero debajo del cementador en el fondo del intervalo disparado es 1.3 bbl (55 pies x 0.0232 bl/pie). El volumen de cemento usado para forzar será igual a esta cantidad más un volumen adicional que representa la cantidad requerida para llenar las perforaciones y aquella cantidad de cemento que se contamina y se corta por el agua de sal, hasta el punto que puede ser bombeada dentro de la formación.

Si se usara tubería de 2-3/8 pg, se dispondría de una presión superficial más baja para la operación forzada. Para la tubería de 2-3/8 pg, la altura de llenado es 33.2% mayor que para la tubería de 2-7/8 pg, existiendo una presión hidrostática 33.2% más alta por barril de fluido dentro de la tubería de diámetro menor. Desafortunadamente, es probable que con esta tubería y un mayor volumen de cemento se crea una presión hidrostática de lechada mayor que la presión de fractura, dando por resultado más operaciones fallidas.

Hay muchos factores involucrados al efectuar trabajos de cementación forzada con éxito. Utilizando sistemas de aproximación se entenderá completamente el objetivo, el medio ambiente, los recursos aprovechables; tanto las propiedades como las restricciones ayudarán notablemente en la planeación del trabajo. Cuando se ejecuta una cementación forzada, es importante conocer que las presiones del fondo y los correspondientes volúmenes acumulativos desplazados, están diciendo lo que sucede abajo. Finalmente, toda la planeación y la pre-ingeniería involucrada no ayuda a una operación forzada, a menos que se haga con fluidos de separación adecuados, perforaciones limpias y cemento no contaminado.

FLUIDOS PARA LA TERMINACION O REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

## 4.1 Introducción.

Son aquellos fluidos que se colocan contra la formación productora cuando se mata, limpia, tapona, estimula o perfora (disparos) un pozo.

El contacto de los fluidos con la formación, constituirá la fuente básica de su daño por el "flujo hacia el exterior". Este contacto no puede ser eliminado; por esta razón, el Ingeniero debe de seleccionar fluidos que minimicen la posibilidad de este daño, sobre todo en las formaciones que no responden con eficacia a los tratamientos de estimulación.

Los fluidos utilizados para la terminación, y recondicionamiento incluyen: lodos, ácidos, líquidos perforantes y desplazadores; limpiadores químicos solventes y surfactantes.

Antes de decidir en qué pozo se han de utilizar estos líquidos, es necesario tomar en cuenta diversos factores:

Se debe considerar el ambiente en el cual se va a realizar la operación:

- a) Profundidad de la zona productora.
- b) Presión de fondo.
- c) Temperaturas (del fondo y de la superficie).
- d) Disponibilidad de fluidos.
- e) Preparación de los fluidos y su costo.
- f) Características de la formación y de los fluidos que contenga.

Sea cual fuere el tipo de fluido seleccionado, éste debe de estar limpio y libre de sustancias extrañas en suspensión.

La tabla 4.1, indica los objetivos que deben satisfacerse al utilizar un líquido para el servicio del pozo. Sin embargo, hay dos objetivos primarios que debe de satisfacer la intervención al pozo.

- a) Proteger de todo daño la formación productora.
- b) Controlar el pozo durante las operaciones.

El primero es probablemente el más importante dado que algunos pozos requieren poco control, pero todos ne cesitan de la protección adecuada.

A menudo cuando se va a reacondicionar un pozo, se presta poca atención a proteger la formación del daño - que puede causarle el fluido utilizado para este trabajo. Por ejemplo, el principal objetivo de muchos reacondicionamientos es aumentar, o por lo menos restaurar, la producción en un pozo. Tal reacondicionamiento no tiene por mira hacer que el pozo reduzca su producción; o peor aún, hacer que sea abandonado.

Sin embargo, una selección descuidada o apresurada del fluido para el reacondicionamiento, puede ser la causa directa de cualesquiera de estos motivos que afectan al pozo (su productividad).

Aparte de cualquier objetivo específico de la operación, hay que prestar atención a ciertos puntos al seleccionar un fluido para el servicio de un pozo:

- a) Algún fluido se filtrará siempre en la formación, las características de esta filtración deben mitigar y no agravar los daños a la formación ocasionados por expansión o dispersión de las arcillas, los cambios en la humectación (mojabilidad) de la roca o la formación de emulsiones.
- b) Considerando la susceptibilidad del pozo a cualquier clase de daño, el fluido más económico será aquel que satisfaga los objetivos básicos y específicos, al menor costo.

El fluido que esté más disponible, puede resultar el más costoso a la larga, si no satisface los objetivos mencionados.

- c) La densidad del fluido no debe ser mayor de la necesaria para controlar el pozo.
- d) Los fluidos contenidos en el espacio anular de la tubería de producción, deben de estar libres de sólidos, no ser corrosivos y ser estables por largo tiempo.

#### 4.2 Características del fluido.

Los fluidos para el reacondicionamiento de pozos, que deben satisfacer los objetivos señalados en la tabla 4.1. tendrán casi siempre los tres componentes básicos, a saber:

- a) Fase líquida (filtrado).
- b) Partículas de refuerzo (enjarre).

- c) Aditivos para controlar la pérdida de fluido, capacidad de acarreo, alcalinidad, control del P.H. etc.

Habrán ciertas excepciones a esto, desde luego, la espuma, por ejemplo no contiene partículas de refuerzo.

El agua producida (o salmuera) o el aceite, se utilizan por lo general, ya sea como fluido para el servicio del pozo o como fase continua en el fluido a utilizar y tienen (mejorados con aditivos) control para la pérdida del fluido y capacidad de acarreo.

Cualquier líquido utilizado tendrá ciertas características, que le permitirán cumplir con los objetivos del servicio y que hay que tener en cuenta al seleccionar el fluido que se ha de utilizar para el reacondicionamiento del pozo.

#### 4.3 Factores que ayudan a seleccionar el fluido.

Hay que tomar en consideración las características al seleccionar el líquido adecuado. Algunos factores se relacionan estrictamente con el líquido, otros se relacionan a la interacción del líquido y de los otros componentes del sistema.

Los factores mecánicos pueden afectar la selección del fluido, estos factores incluyen:

- a) La velocidad anular.- Afecta la pérdida de presión y la capacidad para limpiar el agujero, la velocidad anular se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$V_a = c (q/A)$$

en donde:

$q$  = Gasto de circulación. (bl/min)

$A$  = Area anular. (pies<sup>2</sup>)

$c$  = 5.61 (pies<sup>3</sup>/bl)

$V_a$  = Velocidad anular (pies/min)

- b) Medios de mezclado.- Volumen del espacio anular, capacidad de las presas de mezclado, capacidad de las bombas, capacidad de dispersión de los aditivos limpieza de agujero.
- c) Naturaleza y cantidad de los fluidos en el agujero.- Compatibilidad de los fluidos del agujero con los fluidos que se estén utilizando en el reacondicionamiento.

- d) Volumen del espacio anular.- El fluido debe conservar buenas propiedades reológicas para minimizar las pérdidas de presión.
- e) Frecuencia de circulación del fluido.- Función del volumen del espacio anular y de la capacidad de la bomba, así como la estabilidad del fluido y las características de la suspensión de sólidos con el tiempo.
- f) Control de la corrosión.- Es de particular importancia con los fluidos empacadores (que se encuentran en el espacio anular de la tubería de producción) logrando con el control del P.H. y los inhibidores de la corrosión (precaución: los inhibidores son a menudo "compuestos catiónicos" lo que puede afectar las características de la roca o los fluidos del yacimiento).
- g) Componentes del fluido.- Solubilidad de los fluidos a las condiciones exigidas en el pozo, (presión de fondo y temperatura).

#### 4.4 Limitaciones.

Son aquellas que provocan fallas en el sistema, en relación con un fluido para el tratamiento, hay dos clases de limitaciones:

- 1) Las que establece el comportamiento de la formación y su interacción con el fluido.
- 2) Las relacionadas con el fluido mismo: cómo es preparado, transportado, conservado y utilizado.

Las limitaciones que ofrece la formación y que hay que tener en cuenta y atender, se mencionan en la tabla 4.2.

Si la presión de la formación es baja, los dos fluidos más fácilmente disponibles en el campo serán el aceite producido y el agua. A menudo lo primero que se piensa es "¿Cómo puede cualesquiera de los dos fluidos antes mencionados, dañar a la formación de la que acaba justamente de salir?". La respuesta está en que si la menor cosa ha sido agregada al aceite o al agua, se ha efectuado un cambio respecto a lo que era dentro de la formación. Este cambio, cualquiera que sea, puede crear problemas - si el aceite o el agua son puestos de nuevo en contacto con la formación.

Los productos químicos agregados al aceite o al agua, pueden ser los causantes de las dificultades que surjan para lograr un buen reacondicionamiento.



- c) Aditivos para controlar la pérdida de fluido, capacidad de acarreo, alcalinidad, control del P.H. etc.

Habrán ciertas excepciones a esto, desde luego, la espuma, por ejemplo no contiene partículas de refuerzo.

El agua producida (o salmuera) o el aceite, se utilizan por lo general, ya sea como fluido para el servicio del pozo o como fase continua en el fluido a utilizar y tienen (mejorados con aditivos) control para la pérdida del fluido y capacidad de acarreo.

Cualquier líquido utilizado tendrá ciertas características, que le permitirán cumplir con los objetivos del servicio y que hay que tener en cuenta al seleccionar el fluido que se ha de utilizar para el reacondicionamiento del pozo.

#### 4.3 Factores que ayudan a seleccionar el fluido.

Hay que tomar en consideración las características al seleccionar el líquido adecuado. Algunos factores se relacionan estrictamente con el líquido, otros se relacionan a la interacción del líquido y de los otros componentes del sistema.

Los factores mecánicos pueden afectar la selección del fluido, estos factores incluyen:

- a) La velocidad anular.- Afecta la pérdida de presión y la capacidad para limpiar el agujero, la velocidad anular se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$V_a = c / (q/A)$$

en donde:

q = Gasto de circulación. (bl/min)

A = Area anular. (pies<sup>2</sup>)

c = 5.61 (pies<sup>3</sup>/bl)

V<sub>a</sub> = Velocidad anular (pies/min)

- b) Medios de mezclado.- Volumen del espacio anular, capacidad de las presas de mezclado, capacidad de las bombas, capacidad de dispersión de los aditivos limpieza de agujero.
- c) Naturaleza y cantidad de los fluidos en el agujero.- Compatibilidad de los fluidos del agujero con los fluidos que se estén utilizando en el reacondicionamiento.

- d) Volumen del espacio anular.- El fluido debe conservar buenas propiedades reológicas para minimizar las pérdidas de presión.
- e) Frecuencia de circulación del fluido.- Función del volumen del espacio anular y de la capacidad de la bomba, así como la estabilidad del fluido y las características de la suspensión de sólidos con el tiempo.
- f) Control de la corrosión.- Es de particular importancia con los fluidos empacadores (que se encuentran en el espacio anular de la tubería de producción) logrando con el control del P.H. y los inhibidores de la corrosión (precaución: los inhibidores son a menudo "compuestos catiónicos" lo que puede afectar las características de la roca o los fluidos del yacimiento).
- g) Componentes del fluido.- Solubilidad de los fluidos a las condiciones exigidas en el pozo, (presión de fondo y temperatura).

#### 4.4 Limitaciones.

Son aquellas que provocan fallas en el sistema, en relación con un fluido para el tratamiento, hay dos clases de limitaciones:

- 1) Las que establece el comportamiento de la formación y su interacción con el fluido.
- 2) Las relacionadas con el fluido mismo: cómo es preparado, transportado, conservado y utilizado.

Las limitaciones que ofrece la formación y que hay que tener en cuenta y atender, se mencionan en la tabla 4.2.

Si la presión de la formación es baja, los dos fluidos más fácilmente disponibles en el campo serán el aceite producido y el agua. A menudo lo primero que se piensa es "¿Cómo puede cualesquiera de los dos fluidos antes mencionados, dañar a la formación de la que acaba justamente de salir?". La respuesta está en que si la menor cosa ha sido agregada al aceite o al agua, se ha efectuado un cambio respecto a lo que era dentro de la formación. Este cambio, cualquiera que sea, puede crear problemas - si el aceite o el agua son puestos de nuevo en contacto con la formación.

Los productos químicos agregados al aceite o al agua, pueden ser los causantes de las dificultades que surjan para lograr un buen reacondicionamiento.

Antes de utilizar cualquier tipo de fluido para el reacondicionamiento del pozo, deben probarse (a la temperatura del fondo y presión) los fluidos producidos, sin tratamiento alguno, para determinar si existe emulsión o precipitado indeseable después de mezclar los fluidos. La mezcla de fluidos puede tener un aumento de viscosidad, lo que puede crear problemas.

Si el fluido utilizado es incompatible con los de la formación, se debe a que en la formación existen arcillas; entonces con el uso de aceite como fase líquida del fluido, se elimina todo peligro de hinchamiento. En el caso de las salmueras, la siguiente concentración salina inhibirá normalmente la hidratación de las arcillas.

<u>Salmuera</u>	<u>Concentración % por peso</u>		
NaCl	5	a	10
CaCl	1	a	3
KCl	1	a	3

Otro tipo de incompatibilidad entre la formación y el fluido, puede encontrarse en las características de humectación de cualesquiera de los productos químicos mencionados, para el tratamiento.

El bloqueo del agua puede incurrir cuando una roca del yacimiento mojada por agua, se humedece parcialmente por aceite.

El humedecimiento por aceite de la roca, puede ocurrir cuando se utiliza un fluido (para el servicio de un pozo) que contiene inhibidores de corrosión o solventes de emulsiones. Para impedir o remover un bloqueo por agua, debe emplearse en el fluido un surfactante con humedecimiento de agua.

Recuérdese que las pruebas de compatibilidad son esenciales cuando se utilizan aditivos surfactantes. El uso de surfactantes sin pruebas puede ocasionar más daño que beneficio. Algunas veces las características normales de los surfactantes se alteran y dan como resultado lo contrario de lo que de ellos se espera.

Un fluido sucio puede reducir la permeabilidad al taponar los canales de flujo. Aún los fluidos relativamente limpios, pueden provocar daños en la formación por medio de la inyección de partículas minúsculas. La fuente de sólidos orgánicos o inorgánicos en fluidos teóricamente limpios, incluyen lo siguiente:

- a) Fuentes básicas de fluidos.- Ríos, bahías, mares, aguas producidas, aceite de tanques de almacenamiento, etc.
- b) Materias particulares de fosos superficiales, - tuberías de ademe, tales como, costras de lodo, herrumbres, incrustaciones y suavizadores.
- c) Impurezas en aditivos.
- d) Los óxidos de hierro (precipitado de soluciones que contienen oxígeno disuelto), que son circulados a elevadas temperaturas por el agujero.

Algunas aguas producidas y salmueras pueden provocar graves corrosiones en las tuberías, a menos de que se tomen medidas preventivas. Generalmente, bastará un control del P.H. (salmueras alcalinas con P.H. 7.0 a 9.0). Sin embargo, si la corrosión es un problema, existen inhibidores adecuados de la corrosión, lo mismo que bactericidas (biocidas).

#### 4.5 Limitaciones y Recursos

Si se utiliza aceite de un tanque de almacenamiento, éste debe de filtrarse. Si se escoge el agua preparada como fluido para llevar a cabo la operación en el pozo, deberá filtrarse y almacenarse en tanques de almacenamiento revestidos de plástico.

La transportación de fluidos para el reacondicionamiento desde su fuente hasta la ubicación en el lugar deseado, es también muy importante. Si el equipo utilizado para transportar el fluido no está limpio, entonces los esfuerzos y desembolsos hechos para tener un fluido limpio de reacondicionamiento y sin contaminaciones, habrán sido en vano.

Ya sea que la transportación del fluido se haga en un lanchón a un pozo marino o que se utilice un carro - tanque, es de suma importancia, para el buen éxito de todo trabajo que se limpien bien los tanques transportadores antes de recibir la carga de fluidos.

Cuando se descargan los fluidos de reacondicionamiento de un camión o de un lanchón, es indispensable verificar si el fluido contiene lodo, escombros y otras impurezas. Si se observa que estos contaminantes se encuentran presentes, entonces hay que desechar el fluido para evitar dañar la formación. Los tanques de lodo deben de lavarse para suprimir todo contaminante. Las líneas de drenaje del fluido en el tanque, estarán colocadas en el fondo para que los sedimentos puedan ser drenados.

Las bombas y las líneas de lodo deben ser lavadas a presión, con un fluido limpio, para remover todo contaminante antes de bombear el fluido de reacondicionamiento hacia el pozo.

Cualquiera que sea la procedencia de la sarta de tubos que se utilizará, es importante revisarla y limpiarla de cualquier impureza.

Se encontrará que casi toda la sarta estará sucia y conteniendo parafina, herrumbre, incrustaciones y otras muchas impurezas. Toda la sarta deberá ser cepillada y, en algunos casos, lavadas a vapor. Dejar pasar un simple diablo a través de la tubería, no es, en la mayoría de los casos, el método adecuado de inspección y limpieza.

Durante muchas de las operaciones de servicio de un pozo, el fluido se contaminará. Es necesario vigilar continuamente el fluido y cambiarlo o filtrarlo para estar seguros de que no dañe a la formación.

Los reacondicionamientos son costosos. Si no se obtiene una buena fuente de fluidos limpios, para reacondicionamiento, y si el fluido no es probado, tratado, transportado, almacenado y conservado en forma adecuada, el tratamiento puede fallar. No debe olvidarse la razón por la cual el pozo es reacondicionado y es la de restaurar o aumentar su producción, no reducirla.

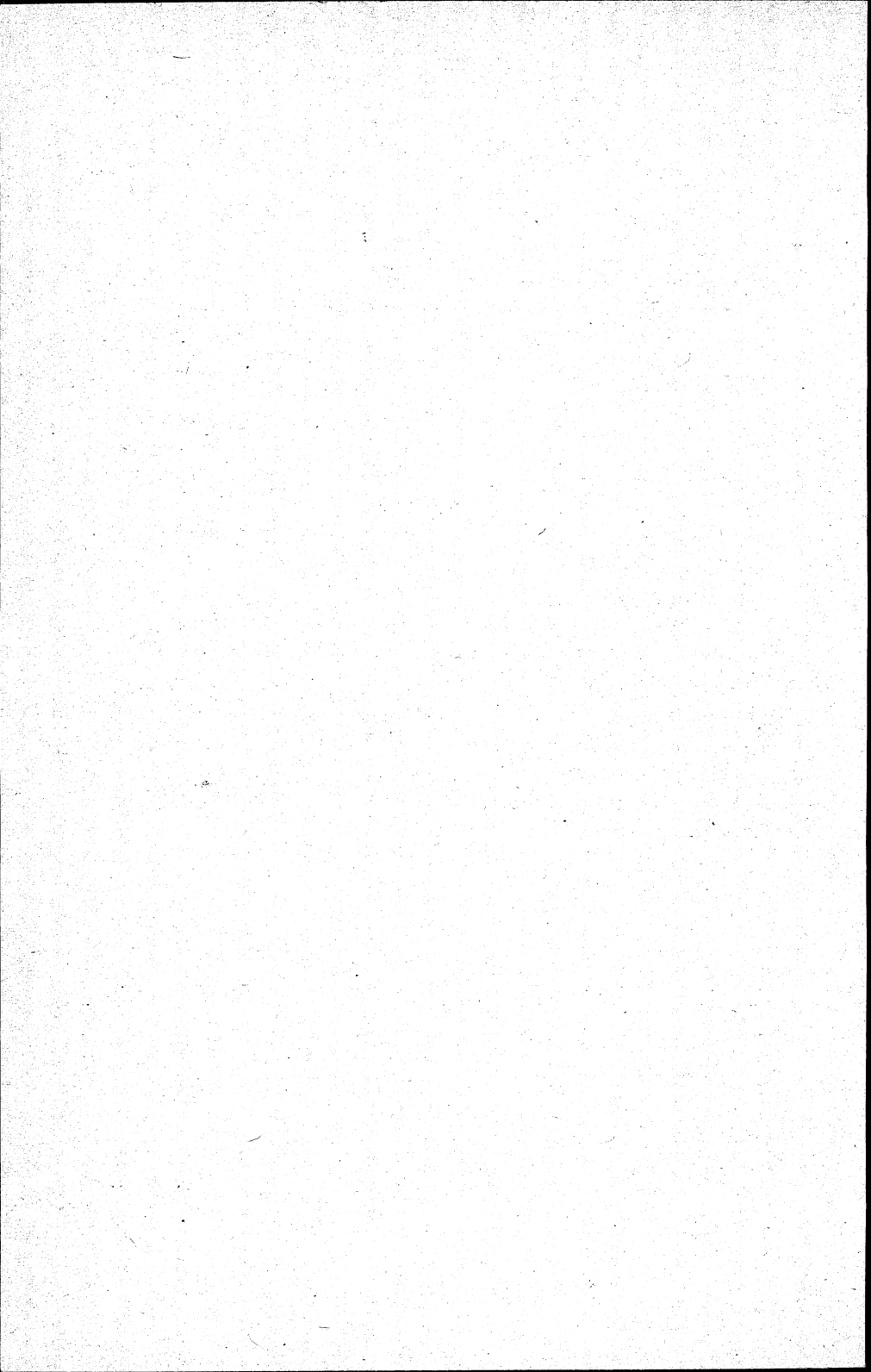
TABLA 4.1

OBJETIVOS ESPECIFICOS DE LOS FLUIDOS PARA EL  
REACONDICIONAMIENTO DEL POZO

<u>O B J E T I V O</u>	<u>TERMINACION</u>	<u>REACONDICIONAMIENTO</u>
Control de la presión.	X	X
Desplazamiento del cemento, ácidos, etc.	X	X
Fluidos para matar o - fluidos para lavar o - abrir las perforaciones.	X	X
Fluidos empacadores	X	X
Estimulación (ácidos, - fluidos para fractura- miento).	X	X
Empaque con grava	X	X
Fluidos para la estabi- lización de la arcilla.	X	X
Consolidación de la - arena.	X	X
Solventes		X
Surfactantes.		X
Limpieza del agujero.		X

RESTRICCION A LA FORMACION

<u>LIMITACION</u>	<u>CONTROL</u>
Reducción a la permeabilidad.	Reducir la pérdida de fluido (Invasión de filtrado).
Presión de la formación (Alta o baja).	Selección adecuada de la densidad del fluido.
Contenido de arcilla.	Minimizar la hidratación de arcillas con aditivo adecuado electrolítico.
Pérdida de circulación en la formación (la fracturada o no fracturada).	Reducir la pérdida del fluido con un agente adecuado.
Sensibilidad de la formación (cambios en la humectación)	Utilizar aditivos humectantes.
Compatibilidad del fluido de la formación con el fluido utilizado para el reacondicionamiento (emulsiones, formación de depósitos.)	Hacer pruebas de compatibilidad.





## CAPITULO V

### TIPOS DE TERMINACION

La terminación de un pozo petrolero, complementa la perforación y es tan importante como ésta. Por medio de la terminación de un pozo se pueden extraer los hidrocarburos de los yacimientos a la superficie.

La terminación se lleva a cabo después que se ha cementado la tubería de ademe de explotación o bien en agujero descubierto.

La terminación deberá planearse y se elaborará un programa que indique la secuencia de trabajos que se realizarán. Se incluirá el estado mecánico del pozo, así como de los accesorios que se van a utilizar.

Para cualquier terminación se tendrán tres tipos de pozos, que son:

- a) Pozo en agujero descubierto.
- b) Pozo en agujero ademado.
- c) Pozo en agujero reducido revestido. (T.R. corta).

En cada tipo de pozo se pueden efectuar las siguientes terminaciones:

Terminación en agujero descubierto	Sencilla	Con tubería de producción (T.P.) franca Con tubería de producción, un empacador y accesorios.
	Sencilla	Con T.P. Con T.P., empacador y accesorios
Terminación en agujero ademado	Sencilla selectiva	Con T.P., dos empacadores y accesorios
	Doble	Con dos T.P., dos empacadores y accesorios.
	Doble Selectiva	Con dos T.P., más de dos empacadores y accesorios.

## 5.1.- Terminación sencilla con tubería de producción franca:

La terminación sencilla con T.P. franca en un pozo que tiene su formación productora en agujero descubierto, se muestra en la figura 5.1

Este tipo de terminación puede realizarse cuando:

- La formación productora no sea deleznable
- La formación productora no tenga contacto gas-aceite o aceite-aqua; es decir que su producción sea sólo - de la zona de aceite.

### Ventajas:

- a) Es una terminación rápida y menos costosa que cualquier otra.
- b) El tiempo de operación es mínimo comparado con los otros tipos de terminación.
- c) Se pueden obtener grandes gastos de producción, porque se puede explotar por la T.P. y el espacio anular entre la T.P. y la T.R.
- d) Es favorable para aceites viscosos.

### Desventajas:

- a) La T.R. de explotación está en contacto con los fluidos del yacimiento, y si estos contienen sustancias corrosivas pueden dañarla.
- b) Las presiones ejercidas por el yacimiento son aplicadas a la T.R. por lo cual siempre estará fatigada - por esta causa.
- c) No se pueden efectuar tratamientos o estimulaciones, cuando las presiones de inyección son mayores que la presión interior que resiste la T.R.

### Desarrollo de la Operación:

Cuando se lleva a cabo una terminación de este tipo, se efectúan los siguientes trabajos.

a) Bájese la T.P. franca hasta la profundidad deseada con el pozo lleno del fluido con que se perforó.

b) Cuélguese la T.P. en el niple colgador del medio árbol de válvulas.

c) Quitese los preventores que se tienen instalados e instállese el medio árbol de válvulas que hace falta - para tener el árbol completo en el pozo.

d) Pruébense las conexiones que se han instalado, a la presión de trabajo que recomienda el fabricante.

e) Lávese el pozo desplazando el fluido que contiene - por agua, mediante circulación inversa.

f) Si el pozo no fluye indúzcase con sondeo o con nitrógeno.

g) Límpiase y afórese para que el pozo quede listo para pasar a la batería y ser explotado.

#### 5.2.- Terminación sencilla en agujero descubierto con T.P., empacador y accesorios:\*

Este tipo de terminación en un pozo con formación productora sin recubrir con tubería de ademe, se puede efectuar con empacador sencillo recuperable o permanente, todo dependerá de la profundidad a la que va a ir instalado, así como de las presiones que se esperan del yacimiento durante su explotación o bien por operaciones que se deseen efectuar después de la terminación, acidificaciones o tratamientos de limpieza, Fig. 5.2

Para asegurar que el empacador ancle efectivamente es necesario seguir las recomendaciones del fabricante, entre ellas la que indica el peso de la tubería de producción que debe soportar el empacador.

En este tipo de aparejos la T.P. lleva como accesorios - una válvula de circulación y un niple de asiento.

#### Ventajas:

- a) La presión del yacimiento y la presencia de fluidos - corrosivos, no afectan a la tubería de ademe de explotación, por estar aislada ésta mediante el empacador y la T.P.
- b) Cuando se quiera efectuar una estimulación se podrán alcanzar mayores presiones que en el caso de una tubería franca.
- c) En caso de que se requiera un gasto considerable, se puede abrir la válvula de circulación para producir - por T.P. y por el espacio anular simultáneamente.

#### Desventajas:

- a) Mayor tiempo para la terminación debido a los diversos viajes que se hacen con diferentes herramientas, así como mayor costo.

\* En el capítulo siguiente se describen los accesorios comunmente utilizados en las terminaciones.

- b) Mayor costo por los accesorios que lleva el aparejo de producción.
- c) Al tenerse aceites viscosos es más difícil la explotación.
- d) Se puede tener una reducción en el diámetro de la tubería de producción causada por la acumulación de carbonatos, parafinas y/o sales minerales.

Desarrollo de la operación:

- a) Después de probar las conexiones superficiales que se utilizarán en la terminación del pozo (cabezal de producción) se reconoce la profundidad interior (P.I.). Esto se hace bajando la barrena, para asegurar que el intervalo productor seleccionado este libre de obstáculos.

- b) Acondicionar el interior de la T.R. con barrena y escorador, para meter el empacador.

Si se usa empacador recuperable, se baja éste con el aparejo de producción hasta la profundidad programada; se ancla el empacador, dejando el peso recomendado por el fabricante y el resto queda colgado del niple colgador que lleva el árbol de válvulas.

- c) Se quitan las conexiones provisionales y se instalan las definitivas, como el medio árbol de válvulas que falta.

- d) Se prueban las conexiones a su presión de trabajo, cuidando de que la presión no se comunique a la T.P.

- e) Si la prueba de presión es satisfactoria, se lava el pozo desplazando el lodo por agua, mediante circulación inversa, y el agua a su vez con nitrógeno, para crear una diferencial de presión entre la columna que llena la tubería y la formación. Con línea de acero se cierra la válvula de circulación.

- f) Se instala el equipo para disparos y se procede a perforar la T.R.

- g) Se induce la producción, descargando el nitrógeno de la T.P. a la atmósfera, con el pozo estrangulado para evitar colapsar la T.P.

- h) Se limpia el pozo descargándolo a la presa de desperdicio y posteriormente se pasa a la batería de recolección.

### 5.3.- Terminación sencilla con agujero ademado y T.P. franca:

Este tipo de terminación es igual a la terminación con T.P. franca, sólo que aquí se tiene que disparar la T.R. para poner en comunicación el yacimiento con el interior del pozo. Fig. 5.3.

#### Ventajas:

Son las mismas que la terminación en agujero descubierto con T.P. franca.

#### Desventajas:

También son las mismas.

#### Desarrollo de la operación:

Son las mismas, con la única diferencia que después de la var el pozo se deben efectuar los disparos para producir el pozo.

### 5.4.- Terminación sencilla en agujero ademado, con T.P. empacador y accesorios:

Esta terminación puede efectuarse con empacador recuperable o permanente, el yacimiento puede tener contactos gas-aceite o aceite-agua, ya que mediante la cementación de la T.R. se puede seleccionar el intervalo para la terminación. Como en el caso de la terminación anterior, el tipo de empacador dependerá de las presiones que se esperen del yacimiento, así como del tipo de hidrocarburo. (aceite o gas). Fig. 5.4

#### Ventajas:

Son las mismas que para la terminación sencilla con agujero descubierto y el empacador anclado en la T.R.

#### Desventajas:

Las mismas de la terminación anterior.

#### Desarrollo de la operación.

Después de tomar los registros que indiquen que la cementación de la T.R. de explotación es correcta, se procede de la siguiente manera:

- a) Con las conexiones provisionales que debe tener el pozo, se baja con barrena y escareador para reconocer la profundidad interior.
- b) Se desplaza el lodo por agua y se saca la herramienta.
- c) Si el empacador es permanente, se baja éste con cable (o con la T.P.) Se ancla a la profundidad programada y, posteriormente, se introduce la T.P. con el mandril de anclaje del empacador y demás accesorios.
- d) Se calcula la longitud de T.P. requerida para que las unidades selladoras queden en tal forma que hagan sello con el empacador y a la vez la T.P. quede colgada en la parte superior, (niple colgador).
- e) Se quitan los preventores y se instala la parte del árbol de válvulas que se tiene, se prueban las conexiones con la presión indicada por el fabricante, sin que ésta se comunique a la tubería de producción.
- f) Con las pistolas adecuadas se baja el número de cargas previamente seleccionadas por unidad de longitud, tantas como sean necesarias para el intervalo programado.
- g) Si el pozo se represiona inmediatamente después de disparar, se saca el cable y la cabeza utilizada para efectuar los disparos, se abre el pozo y se limpia. Posteriormente se pasa a la batería.
- h) Si no acumula presión, una vez recuperada la cabeza de disparos, se baja con línea de acero la herramienta para abrir la válvula de circulación y se abre ésta.
- i) Se desplaza el fluido de la T.P. con gas inerte, se cierra la válvula de circulación, se recupera la herramienta y se descarga la presión del nitrógeno a la atmósfera, se induce el pozo, se limpia y se pasa a la batería.

En el caso de que el pozo tenga tubería corta cementada, el desarrollo de la operación varía un poco, o sea:

Después de los puntos a, c, d y e, se lleva a cabo el punto b; en este caso se lava el pozo a través de la válvula de circulación y posteriormente se continúa con los puntos f, g, h, e i.

#### 5.5.- Terminación sencilla selectiva con dos empacadoras y T.R. cementada.

Este tipo de terminación debe efectuarse cuando se tiene más de un yacimiento por explotar cubiertos por tubería de ademe cementada. Se usan dos empacadores, el in-

ferior permanente y el superior recuperable, así como accesorios entre ambos empacadores y sobre el empacador superior. Fig. 5.5

#### Ventajas:

- a) Se pueden explotar simultáneamente los dos yacimientos o individualmente, utilizando para esta operación herramienta operada con línea de acero.
- b) Es recomendable para pozos de difícil acceso, así como para pozos marinos.

#### Desventajas:

- a) Mayor tiempo en la terminación debido a las diversas herramientas que deben bajarse antes de introducir los empacadores.
- b) Las perforaciones de los intervalos por explotar, deben de hacerse con el pozo lleno de lodo y conexiones provisionales.
- c) Mayor costo.

#### Desarrollo de la operación.

Una vez determinada la eficiencia de la cementación en ambos yacimientos, mediante registros, se procede a lo siguiente:

- a) Con conexiones temporales en la superficie, bájese la barrena y escareador hasta la profundidad interior, acondicione el lodo con las características adecuadas, saque la herramienta.
- b) Baje la pistola adecuada para que ésta no flote en el lodo, dispárese el intervalo inferior y posteriormente el superior.
- c) Baje barrena y escareador para conformar la tubería de ademe en ambos disparos.
- d) Meta el empacador inferior con cable o T.P. y áncielo.
- e) Conecte la parte del aparejo que lleva el mandril multi-V, que anclará en el empacador inferior, así como los demás accesorios con la válvula de circulación cerrada.
- f) Conecte a continuación el empacador superior a la tubería de producción y accesorios que lleve arriba del empacador con la válvula de circulación abierta.
- g) Ajuste la longitud de la T.P. para que el mandril inferior quede cargando el peso necesario y el resto de

la tubería del niple colgador.

- h) Quite las conexiones superficiales provisionales, instale el medio árbol de válvulas y pruebe las conexiones.
- i) Desplace el lodo por agua por circulación inversa y si se tiene presión al terminar de lavar el pozo, baje la herramienta con línea y cierre la válvula de circulación.
- j) En caso de no tenerse presión en la superficie antes de cerrar la válvula de circulación superior desplácelo el agua con nitrógeno.
- k) Cierre la válvula, saque la herramienta de línea, abra el pozo previamente estrangulado, indúscalo, límpiele y páselo a la batería de recolección.

#### 5.6.- Terminación doble con dos T.P. y dos empacadores.

Este tipo de terminación es recomendable cuando se tienen más de dos yacimientos productores con características diferentes (ya sea por tipo de hidrocarburos o presiones) y se desea explotarlos al mismo tiempo. Fig. 5.6.

##### Ventajas:

- a) Se pueden explotar simultáneamente dos yacimientos en forma independiente, sin importar el tipo de fluido ni la presión.
- b) En caso de que alguno de estos dos yacimientos produzca fluidos indeseables se puede cerrar la rama sin que el pozo deje de producir.

##### Desventajas:

- a) Mayor tiempo en la terminación, más accesorios y experiencia para efectuarla.
- b) Al efectuar los disparos de producción el pozo generalmente está lleno de lodo, lo que en la mayoría de los casos daña la formación.
- c) Se tienen conexiones provisionales hasta haber introducido el aparejo de producción, para posteriormente instalar el medio árbol de válvulas para lavar el pozo.
- d) Mayor problema para inducirlo, debido al daño que se genera al efectuar los disparos. Este tipo de terminación debe de utilizarse en casos muy especiales por lo complejo que es.



Desarrollo de la operación.

Son las mismas indicadas en la terminación sencilla selectiva del inciso a, b, c, d, e, f y g.

h) Introduzca la T.P. para el empacador superior, conecte-la a éste y efectúe el ajuste.

Después de este punto se continúa con el mismo programa indicado.

5.7.- Terminación doble selectiva con dos tuberías de producción, un empacador doble, más de un empacador sencillo y accesorios.

Esta terminación es de las más complejas, sin embargo, es conveniente cuando se disponen de varios yacimientos en la misma estructura, ya que se pueden ir explotando individualmente utilizando equipo de línea para abrir, cerrar u obturar el acceso correspondiente. Fig. 5.7.

Ventajas:

- a) Se puede explotar simultáneamente más de un yacimiento.
- b) Se puede abandonar temporalmente algún intervalo por presencia de gas o fluidos indeseables.
- c) Se puede explotar el yacimiento que más convenga.

Desventajas:

- a) Mayor tiempo en la terminación del pozo y como consecuencia más costo por este concepto.
- b) Mayor costo por los accesorios que deben instalarse al aparejo de producción.
- c) Se requiere amplia experiencia de campo para realizar estos trabajos.

Desarrollo de la operación.

- a) Una vez que se ha comprobado que todos los yacimientos por explotar están perfectamente aislados por la cementación, se procede a efectuar los disparos de producción, con el pozo lleno de lodo, con las conexiones provisionales instaladas.

- b) Se baja con barrena y escareador hasta la profundidad inferior para acondicionar nuevamente el lodo y el interior de la T.R. en la parte dañada por los disparos de producción.
- c) Se introduce cable con T.P. con cada uno de los empacadores sencillos permanentes, hasta la profundidad programada, donde se anclarán, cuidando de que el inferior sea el de menor diámetro interior, y así se continúa con los demás.
- d) Una vez anclado cada empacador se procede a conectar las unidades selladoras y espaciadores, cuidando de que éstos queden separados igual que los empacadores para que el sello empacador multi-V sea correcto.
- e) Una vez conectados, todos los multi-V que van abajo del empacador doble, se procede a conectar éste y se baja, y se ancla a la profundidad programada.
- f) Con el empacador doble anclado y la T.P. colgada del medio árbol, se procede a bajar la T.P. de la rama superior, se conecta el empacador, se le deja el peso recomendado y el resto se cuelga de la otra media luna del árbol de válvulas.
- g) Se quitan los preventores, se instala el medio árbol, se prueban las conexiones a presión.
- h) Se lava el pozo con circulación inversa, a través de la válvula de circulación que queda sobre el empacador superior y que se medió abierta.
- i) Se cierra en la parte superior la válvula correspondiente a esta rama, se abre la de la rama superior, se continúa lavando el pozo.
- j) Terminado este trabajo se cierra con herramienta de línea la válvula de circulación que está abierta sobre el empacador superior.
- k) Se induce el pozo, se limpia y se pasa a la batería de recolección.

#### 5.8.- Otros tipos de terminaciones.

En la Fig. 5.8 se muestran otros tipos de terminaciones que pueden efectuarse.

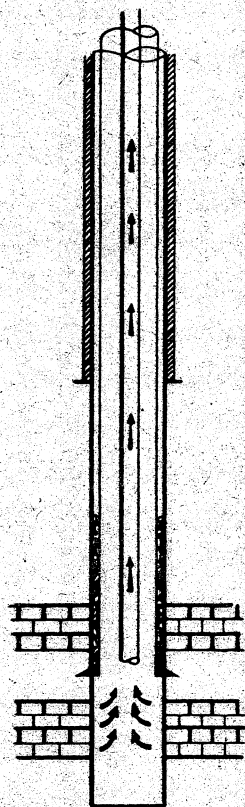


FIG. 5.1

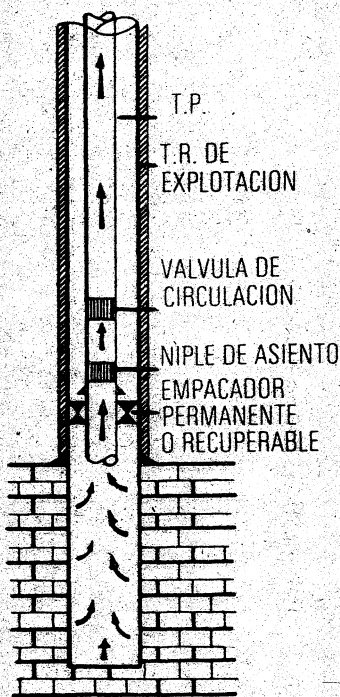


FIG. 5.2

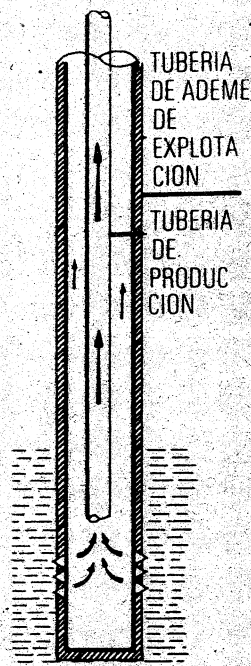


FIG. 5.3

## TERMINACION EN AGUJERO DESCUBIERTO

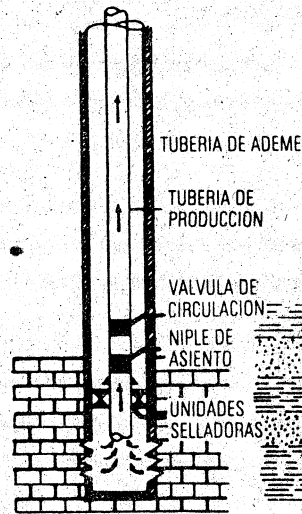


FIG. 5.4

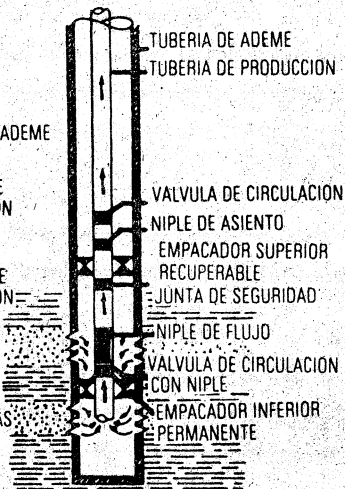


FIG. 5.5

## TERMINACION DOBLE CON 2 EMPACADORES

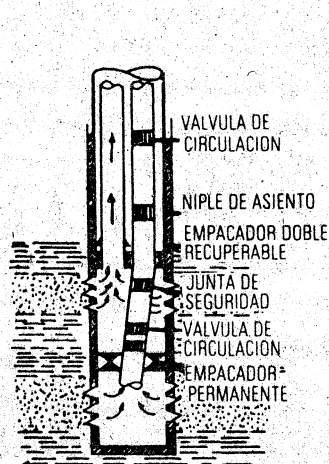


FIG. 5.6

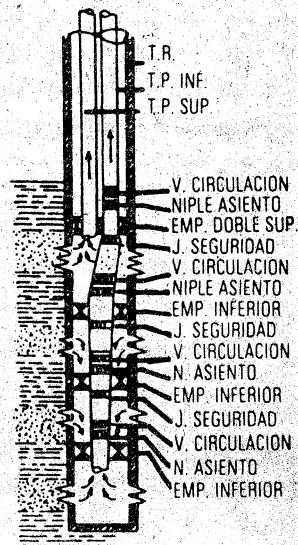
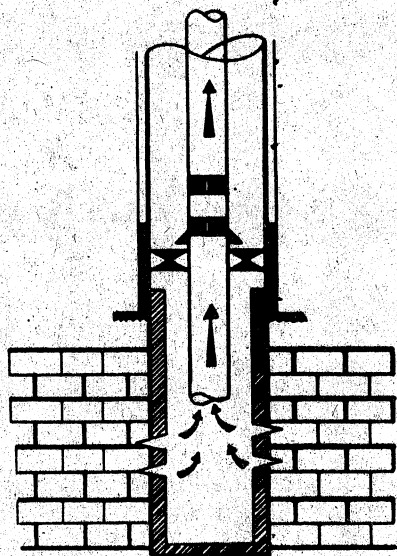
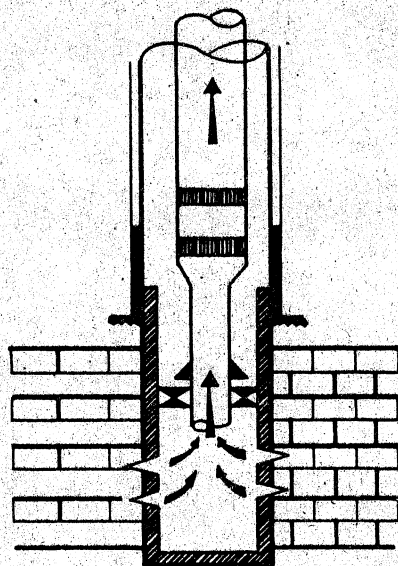


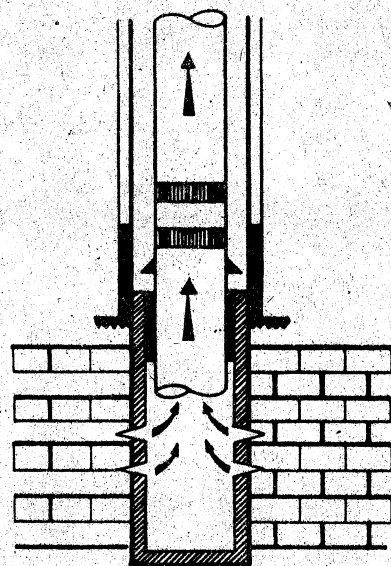
FIG. 5.7



TERMINACION SENCILLA  
CON EMPACADOR EN  
TUBERIA DE ADEME LARGA



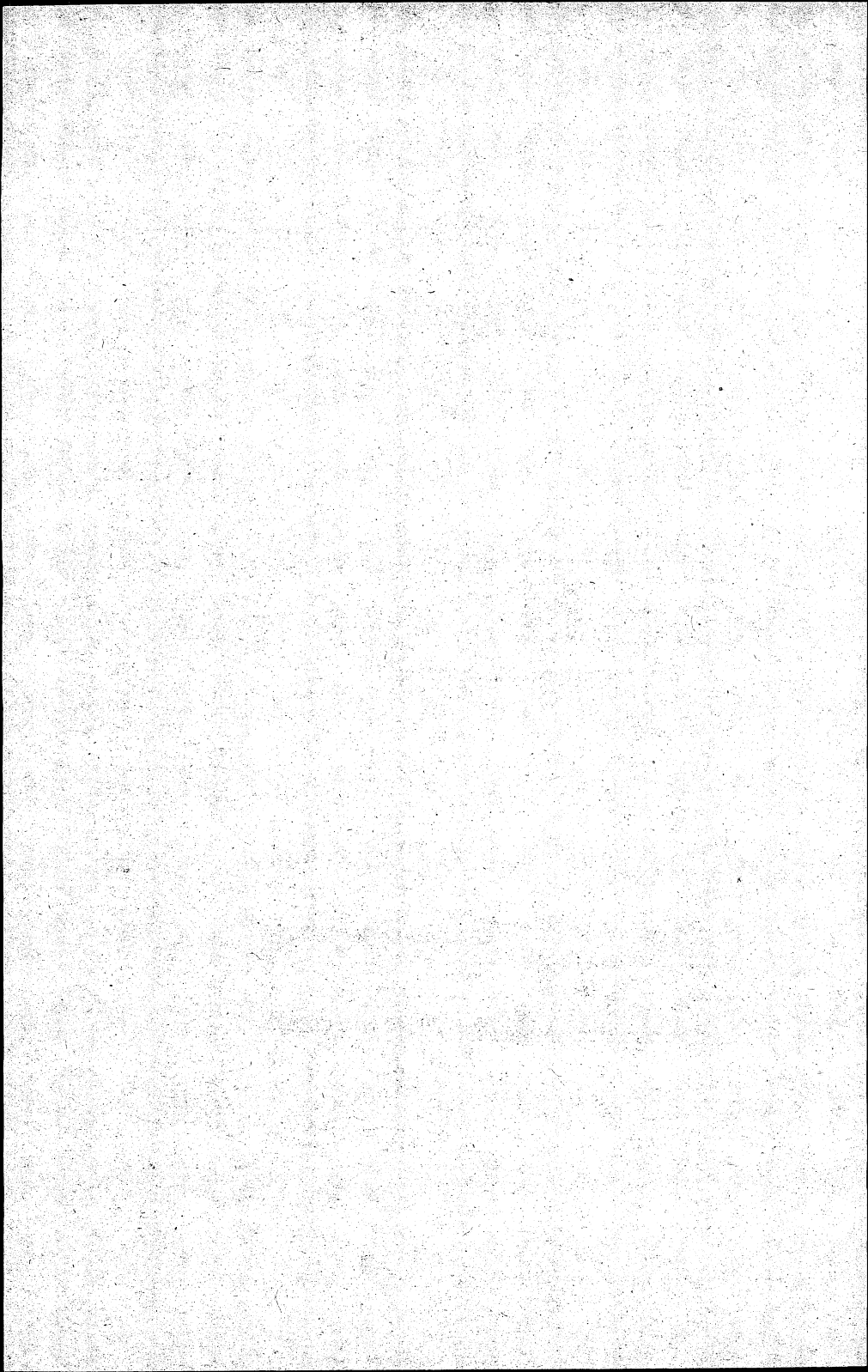
TERMINACION SENCILLA  
CON EMPACADOR EN  
TUBERIA DE ADEME CORTA



TERMINACION SENCILLA CON  
"RECEPTACULO PULIDO" INSTALADO EN LA TUBERIA  
DE ADEME CORTA

## OTROS TIPOS DE TERMINACIONES QUE PUEDEN EFECTUARSE

FIG. 5.8



## CAPITULO VI

### OBJETIVO Y FUNCIONES DE ACCESORIOS SUPERFICIALES Y SUBSUPERFICIALES

#### 6.1.- Arbol de Válvulas.

El árbol de válvulas es un equipo conectado a las tuberías de ademe en la parte superior, que a la vez que las sostiene, proporciona un sello entre las sartas y permite controlar la producción del pozo.

Por lo general los árboles de válvulas se conectan a la cabeza del pozo; la cual es capaz de soportar la T.R., resistiendo cualquier presión que exista en el pozo.

De acuerdo a las presiones de flujo, tanto de aceite como de gas, será la calidad del material a usar. En la tabla siguiente se puede apreciar las normas que rigen en relación a la presión máxima de trabajo ( $\text{kg/cm}^2$ ), prueba de presión hidrostática ( $\text{kg/cm}^2$ ) y serie correspondiente.

Serie correspondiente	Presión Trabajo		Presión de prueba	
	lb/pg <sup>2</sup>	kg/cm <sup>2</sup>	lb/pg <sup>2</sup>	kg/cm <sup>2</sup>
300	720	50.70	1440	101.41
600	2000	140.85	4000	281.69
900	3000	211.27	6000	422.54
1500	5000	352.11	10000	704.23
2900	10000	704.23	15000	1056.34

Estas presiones de trabajo son aplicables para temperaturas que no excedan de 121°C.

Como ilustración se presenta en la Fig. 6.1 el esquema de un árbol de válvulas para 3 tuberías de revestimiento.

#### 6.2.- Empacadores.-

Los empacadores proporcionan un cierre o aislamiento, entre la parte exterior de la T.P. y el interior de la tubería de ademe, para prevenir el movimiento de fluidos, debido a una presión diferencial en la parte superior o inferior del área de cierre o sellamiento.

Un empacador de producción se instala por las siguientes razones:

- a) Eliminar presiones en la tubería de ademe.
- b) Aislar a la tubería de ademe de fluidos corrosivos ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , etc) para así lograr que la T.R. se conserve en buenas condiciones durante mucho tiempo.

- c) Producir independientemente dos o más intervalos en un pozo.
- d) Aislar horizontes invadidos de agua o fluidos inde-seables.
- e) Permitir dejar fluidos de control de alta densidad en el espacio anular TR - TP, para reducir la presión diferencial a través de la TP, cuando se tienen pozos de alta presión.

#### Constitución básica de un empacador.

En general los empacadores están formados por las siguientes partes: (Fig. 6.2)

- a) Elementos sellantes.
- b) El mandril de flujo o cuerpo
- c) El cono
- d) Las cuñas.

a) Elementos Sellantes.- Están hechos de varios componentes sintéticos de goma de diferente dureza. Se tienen tres tipos de elementos:

a.1).- Para condiciones de trabajo ligeras ( $5000 \text{ lb/pg}^2$  y  $200^\circ\text{F}$ ). (Fig. 6.3). Este elemento, cuando se comprime entre dos anillos expansores, crea un sello.

a.2).- Para condiciones medias y pesadas ( $8000 \text{ lb/pg}^2$  y  $350^\circ\text{F}$ ) - (Fig. 6.4). Consiste de dos o más elementos de distinta dureza.

a.3).- Para condiciones de trabajo extremo. El sistema sellante es múltiple (Fig. 6.5) y contiene un elemento suave entre dos elementos duros. Este empacador se ancla usualmente por la expansión de anillos de metal que crean un sello contra la pared de la T.R. De esta manera se crea una barrera que previene el flujo, a través de las gomas, debido a altas presiones. ( $10,000 \text{ lb/pg}^2$  y  $400^\circ\text{F}$ ). Este sistema generalmente se usa en empacadores permanentes.

- b) Mandril de flujo o cuerpo.- Es un conducto que permite el flujo a través del elemento. Además mantiene juntas todas las partes del empacador. También sirve como una superficie interna para que las unidades selladoras (multi - V) impidan el flujo entre el empacador y la tubería de producción.
- c) El Cono.- Sirve como un expansor para forzar hacia afuera las cuñas que se fijan a la T.R. Además forma una plataforma sobre la cual el elemento sellante puede estar comprimido. Es de suficiente



te diámetro exterior para ayudar a prevenir flujo a través de las gomas, cuando se tienen altas presiones.

- d) Las cuñas.- Al fijarse a las paredes de la T.R, con sus dientes de sierra, evitan el movimiento del empacador y así se puede aplicar peso o tensión para comprimir el elemento sellante.

Un empacador se selecciona de acuerdo con el tipo de terminación - que se desee hacer. En algunos casos un empacador no reúne todas las características que exigen las condiciones futuras del pozo. Para su selección debe tomarse en cuenta lo siguiente:

- Presión que se espera en el horizonte productor.
- Tipo de fluidos que se van a explotar (gas o aceite).
- Presencia de agentes corrosivos en los fluidos.
- Temperatura a la cual estará sometido.
- Esfuerzos a los que trabajará durante la vida fluyente del pozo.
- Tratamiento o fracturamientos futuros.
- Tipo de mecanismo para su anclaje o desanclaje
- Diámetros permisibles a los cuales puede trabajar dentro de la T.R.

Anclaje de un Empacador.-

Uno de los requisitos de un empacador es que debe ser anclado por medio de una operación superficial. Hay ciertas limitaciones, sin importar los métodos que puedan usarse para controlar un empacador desde la superficie, porque la T.P. que está intercalada al empacador, deberá usarse en tal forma que proporcione el medio de colocar el empacador. Hay únicamente 5 procedimientos con los cuales el control desde la superficie se transmite al empacador a través de la T.P.

- a).- La T.P. puede girarse un número limitado de vueltas a la derecha (3 a 5 vueltas).
- b).- La T.P. puede girar con seguridad aproximadamente una vuelta a la izquierda (proseguir la rotación puede dar lugar a desconectar un tramo).
- c).- La T.P. puede levantarse una distancia ilimitada y aplicar un esfuerzo dentro de los límites del "esfuerzo a la tensión" proporcionado por el malacate.
- d).- La T.P. puede bajarse y aplicar un peso igual a la misma sobre el empacador.
- e).- Se puede aplicar presión en el interior de la T.P. dentro de los límites de la ruptura. En algunos empacadores es necesario dejar caer una bola o tapón, para que asiente en algún lugar de la herramienta.

## TIPOS DE EMPACADORES.

Todos los tipos de empacadores están divididos en 3 grandes grupos:

- a).- Empacadores permanentes perforables.
- b).- Empacadores semipermanentes.
- c).- Empacadores recuperables

### a).- Empacadores Permanentes

Cuando se anclan, quedan fijos permanentemente a la pared de la T.P. por medio de sus cuñas y permanecen anclados independientemente del peso o tensión a través de la T.P. que actúe sobre el empacador.

Por su método de anclaje los empacadores permanentes se dividen en:

- 1) Por cable.- (Fig. 6.6) Un localizador de coples junto con el cable, permite anclar el empacador a la profundidad deseada con un alto grado de precisión.
- 2) Con T.P.- El empacador se introduce con la T.P. y se ancla aplicando primero rotación y tensión, y posteriormente peso.
- 3) Hidráulicos.- El empacador se baja con la T.P. y se ancla - hidráulicamente, taponando abajo del empacador (por medio de una bola o un tapón colocado en un niple) y aplicando presión en el interior del aparejo para activar el pistón que empuja las cuñas hacia afuera, para llevar a cabo el anclaje.

Los empacadores permanentes, una vez anclados, no se pueden recuperar, por lo que todas las partes del empacador están hechas de material perforable. Las cuñas son accionadas por anillos, lo cual hace del empacador una herramienta confiable en pozos con altas presiones y temperaturas (10,000 lb/pq<sup>2</sup> y 400°F), pues soporta tensión o compresión extrema.

En medios corrosivos (H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub>), el empacador permanente es el único aplicable, ya que los materiales dúctiles no se ven afectados.

### b).- Empacadores Semipermanentes.

También se fijan a la pared de la T.R. por medio de cuñas y empacan independientemente del peso de la T.P. No están hechos de material perforable, ya que pueden ser recuperados con T.P. sin ser destruidos. Su recuperabilidad lo hace adaptable para usarse bajo presiones y temperaturas medias.

Puede ser bajado y anclado hidráulicamente, por rotación de T.P. o por medio de cable.

Se pueden usar donde la limpieza abajo del empacador es un problema o en pozos de profundidad media donde características de un empacador permanente se requieren. Soportan 8000 lb/pg<sup>2</sup> y 350°F. El empacador semipermanente puede ser recuperado, evitando el proceso de molido de un empacador permanente.

c) - Empacador Recuperable

Este empacador se puede introducir con la tubería de producción que se va a emplear para la explotación del pozo. Su anclaje y desanclaje se efectúa con la misma tubería, ya sea mediante rotación y peso o rotación y tensión cuando los empacadores son mecánicos; o bien aplicando presión a través de la T.P., en el caso de empacadores hidráulicos; todo dependerá del tipo que se emplee.

Estos empacadores tienen la propiedad que una vez desanclados se pueden recuperar, reparar y volver a emplear. No son recomendables para pozos con altas presiones y temperaturas, sobre todo cuando se produce gas.

6.3.- Niples de Asiento:

Varían ampliamente en diseño y construcción, su función es la de alojar, asegurar y sellar dispositivos de control de flujo, tales como: tapones y estranguladores de fondo, o válvulas de contrapresión, de seguridad o de pie, que se instalan y recuperan por medio de una línea de acero. El diámetro de estas líneas varía entre 0.092 a 0.1875 pg.

El niple de asiento tiene un contorno y una área pulida interiores, que permite empacar el mandril candado, de tal manera que selle. Este mandril permite asegurar al dispositivo de control de flujo que se desea utilizar.

Entre los niples de asiento más usados se tienen:

6.3.a.- Los niples selectivos (Fig. 6.7)

Se llaman así debido a que varios de estos niples se colocan en el aparejo de producción. Utilizando un espaciamiento apropiado entre los niples, se tiene la opción de usar cualquiera de ellos para colocar los dispositivos controladores de flujo. Se pueden usar para obturar el pozo y reparar las válvulas superficiales o aislar un intervalo productor.

6.3.b.- Los niples retenedores (no - go) (Fig. 6.8 A)

Se localizan en la parte inferior (al final) del aparejo, ya que tienen una restricción o un diámetro más pequeño. Dicha restricción está en la parte inferior del niple o a través de todo el niple.

El mandril candado se coloca sobre el hombre del niple, que impide movimiento hacia abajo. El candado evita el movimiento hacia arriba cuando exista una presión diferencial a través del mismo. (Fig. 6.8 B)

Las funciones específicas de los niples retenedores son:

- Obturar la T.P., para anclar empacadores durante la terminación.
- Obturar el aparejo para probar a presión la T.P.
- Aislar un intervalo inferior cuando se tiene una invasión de agua en una terminación sencilla selectiva.

6.3.c.- Niple para válvula de seguridad controlada superficialmente. (Fig. 6.9 A)

Se coloca en el aparejo, generalmente cerca de la superficie. Se usa normalmente en terminaciones marinas para alojar la válvula de seguridad llamada "de tormenta".

La línea de control (Tubería de diámetro pequeño), se conecta entre el empaque del mandril candado y el niple. El empaque soporta la presión hidráulica en el área anular. Esta presión actúa sobre la válvula de seguridad, empuja hacia abajo un pistón y la mantiene así abierta. Al dejar de aplicar la presión de control sobre el pistón la válvula se cierra.

6.4.- Válvula de seguridad. (Fig. 6.9 B)

Están diseñadas para cerrar un pozo. Se clasifican en dos tipos:

- a).- Autocontroladas.- Se accionan cuando se tienen cambios en la presión o en la velocidad, en el sistema de flujo.
- b).- Controladas desde la superficie.- Se les da el nombre de "Válvulas de tormenta" y se usan generalmente en pozos marinos, cuyo control es más difícil y en zonas donde el mal tiempo es frecuente.

6.5.- Estrangulador de Fondo.

Se colocan con línea de acero en la parte inferior del aparejo. Sus funciones principales son:

- a).- Estabilizar la relación gas-aceite producida, bajo ciertas condiciones.
- b).- Controlar ritmos de producción.
- c).- Liberar más gas en solución, en el fondo del pozo, aligerando la columna de aceite e incrementando la velocidad de flujo.

## 6.6.- Válvulas de Circulación.

Permiten, después de anclado el empacador, comunicar el interior de la T.P. con el espacio anular de la T.R. El tipo de válvula de circulación más usado es la de camisa interior deslizante (Fig. 6.10) la cual está empacada con dos juegos de empacadores que aíslan fluidos y presiones anulares cuando está cerrada. La comunicación se establece por medio de una herramienta, bajada con línea de acero, que mueve la camisa a una posición en la que alinea las ranuras de ésta con las del cuerpo exterior de la válvula. En otra variante de este tipo de válvula la camisa se separa completamente de los orificios exteriores y el flujo es a través de ellos.

Las operaciones más importantes que se desarrollan a través de estas válvulas, durante y después de la terminación del pozo, son:

- Desplazar el fluido que contiene la T.P. por otro que se requiera (lodo por agua, agua por nitrógeno, etc.)
- Efectuar tratamientos, con ácido, ya sean de limpieza o a la matriz.

Otro tipo de dispositivo de circulación (Fig. 6.11) es el mandril del receptáculo lateral, que proporciona una comunicación controlable removiendo, con línea de acero, una válvula "ciega" que es sustituida por una válvula de circulación.

La Fig. 6.11.A muestra como los fluidos del espacio anular no penetran al interior de la T.P., debido a los empaques colocados arriba y abajo de las aberturas del mandril. Cuando se coloca la válvula de circulación (6.11.B), se puede permitir el paso del fluido a través de la abertura del mandril y la válvula. Su principal uso es colocar las válvulas del sistema de bombeo neumático, cuando esté por terminar la vida fluyente del pozo, mediante una simple operación con línea, sin necesidad de sacar el aparejo. También se aplican estos dispositivos (mandril y válvula) para inyectar inhibidores de corrosión, al interior de la T.P., en pozos que producen hidrocarburos con  $H_2S$  y/o  $CO_2$ . (Fig. 6.12).

## 6.7.- Junta de Expansión (Fig. 6.13)

Su función es absorber las contracciones y elongaciones de la T.P., debido a tratamientos al pozo y a ritmos altos de producción. Esto evita que se tengan esfuerzos extremos sobre el empacador y la misma T.P.

La junta de expansión se coloca arriba del empacador, junto con un dispositivo de anclaje que impide el movimiento de la unidad de sellos (multi-V). Su longitud es función de las elongaciones y contracciones esperadas de la T.P.

#### 6.8.- Unidad de Sellos (Multi-V).

Permite movimiento de la tubería de producción en el momento que se tengan elongaciones y contracciones las cuales determinan su longitud. Además forma un sello entre la T.P. y el mandrill de flujo del empacador.

#### 6.9.- Junta de Seguridad.

Se utiliza en terminaciones sencillas selectivas o bien en terminaciones dobles. Su función principal es la de desconectar la tubería de producción en los empacadores.

#### 6.10.- Coples de Flujo.

Su función es evitar erosión por turbulencia en la T.P. arriba del niple de asiento. Un cople de flujo tiene un diámetro interior regulado y un espesor de pared cerca del doble de la T.P. (Fig. 6.14)

#### 6.11.- Juntas de Abrasión. (Fig. 6.15)

Son juntas protectoras que se colocan enfrente del intervalo productor, para oponer resistencia a la acción de chorro del flujo de la formación sobre el aparejo. Se utilizan cuando se anticipa abrasión extrema por la aportación de partículas de arena con los fluidos producidos.

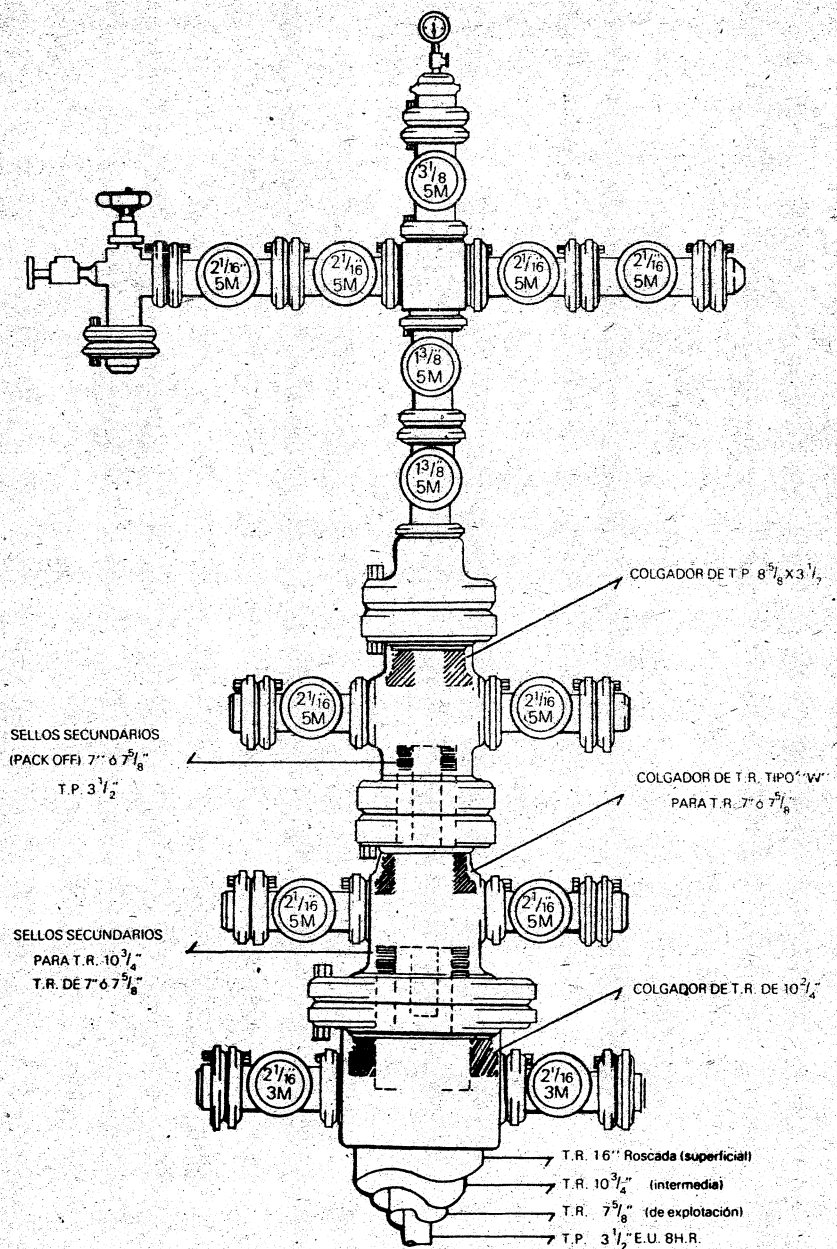


FIG. 6.1 ARBOL DE VALVULAS 16" 10 3/4" x 7 5/8" x 3 1/2"

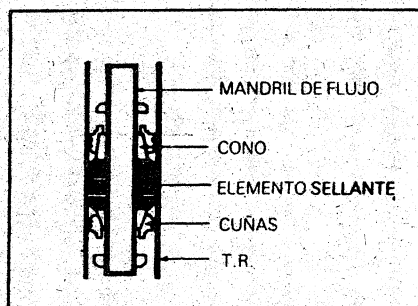


Fig. 6.2.- Partes de un empacador.

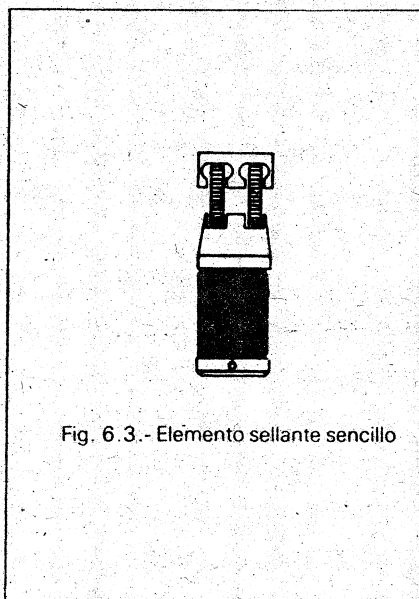


Fig. 6.3.- Elemento sellante sencillo

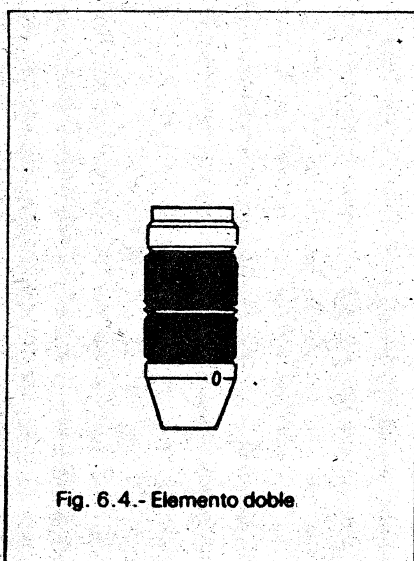


Fig. 6.4.- Elemento doble

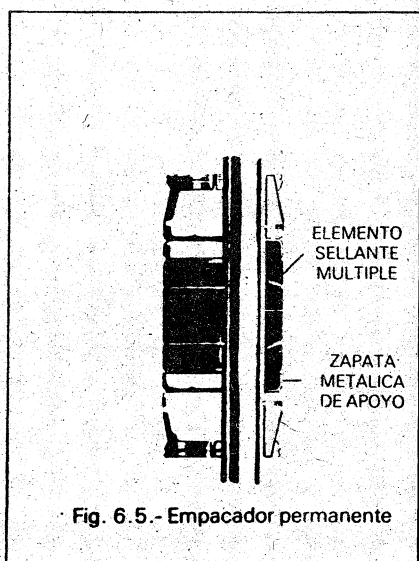


Fig. 6.5.- Empacador permanente



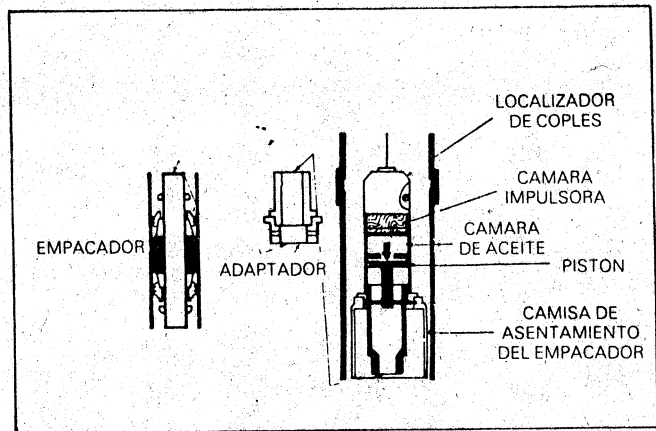


Fig. 6.6.- Anclaje de empacador con cable

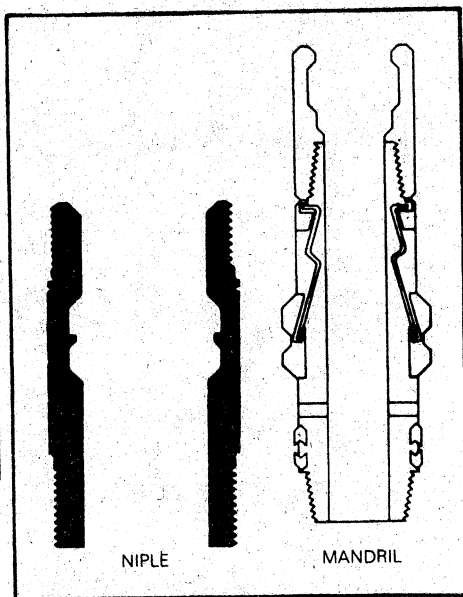


Fig. 6.7.- Niple de asiento selectivo

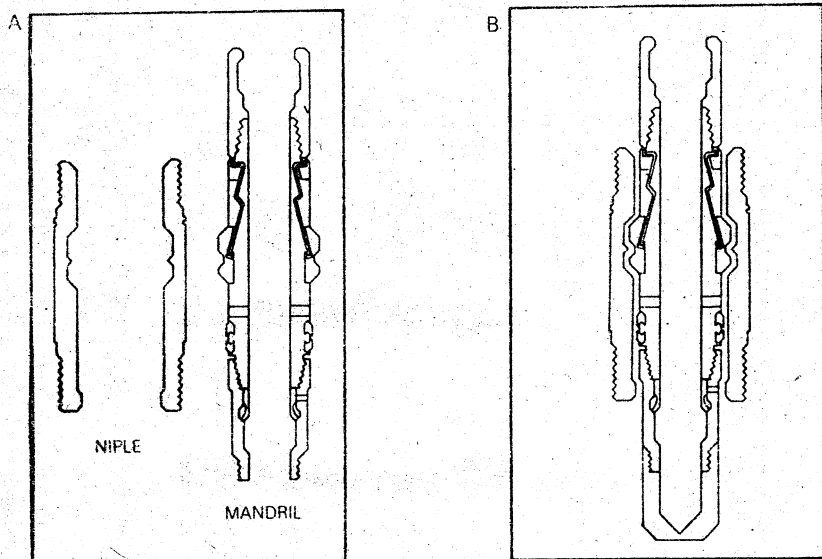


Fig. 6.8. - A.- Niple de retención y mandril de aseguramiento.  
B.- Niple de retención con tapón instalado.

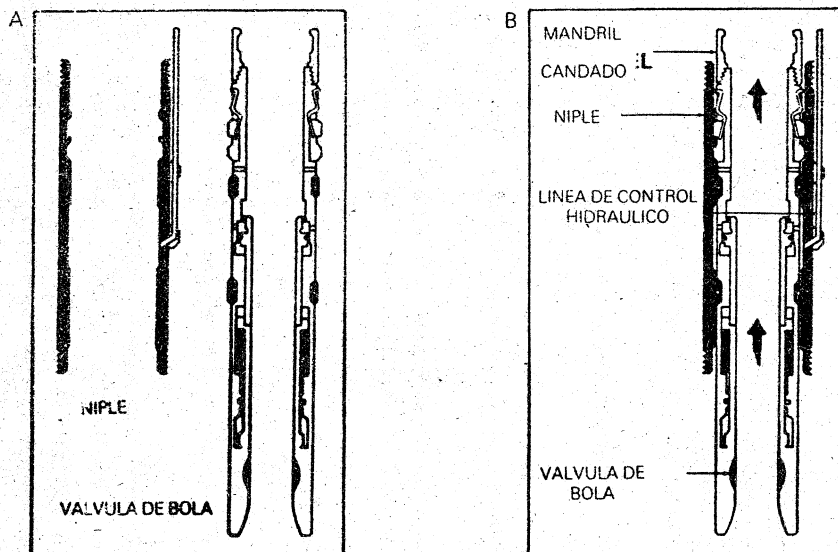


Fig. 6.9. - A.- Niple y mandril para válvula de seguridad (de tormenta).  
B.- Válvula de seguridad asentada en el niple.

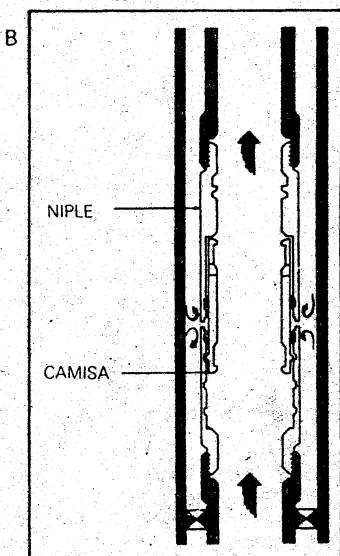
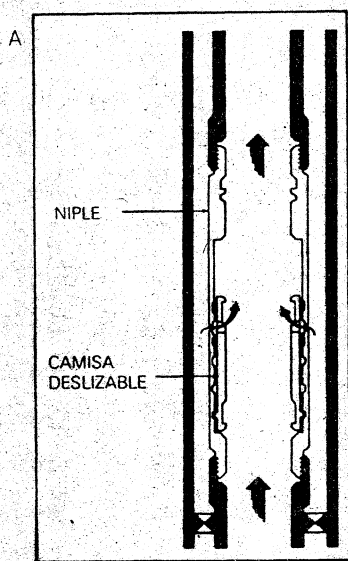


Fig. 6.10.- A.- Válvula de circulación en posición cerrada  
B.- Válvula de circulación en posición abierta

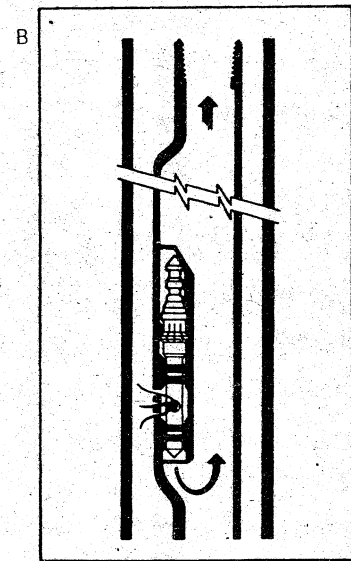
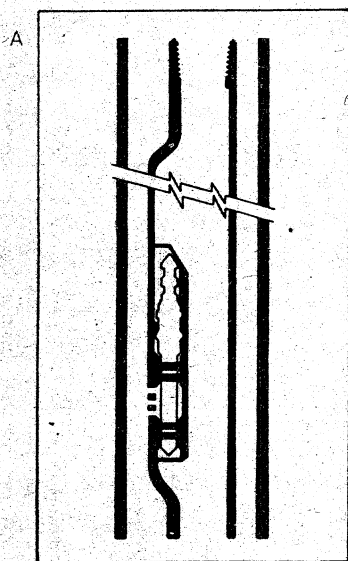


Fig. 6.11.- A.- Mandril con receptáculo lateral conteniendo una válvula "ciega"  
B.- Mandril con válvula de circulación instalada con cable.

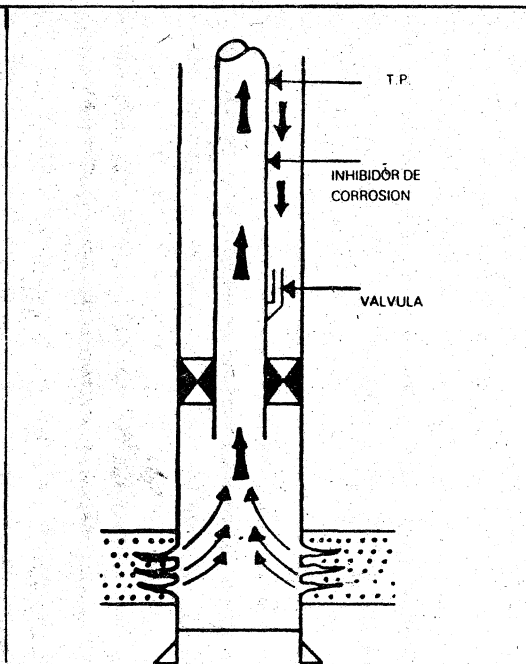


Fig. 6.12.- Terminación con válvula de bombeo neumático

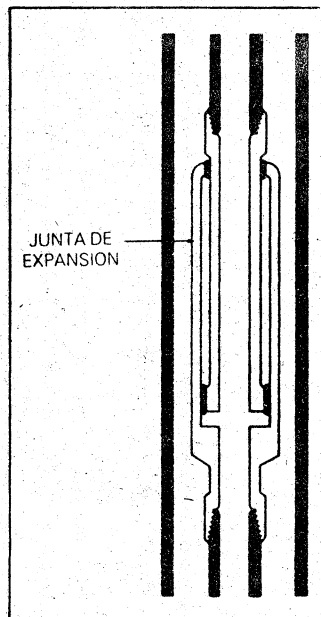


Fig. 6.13.- Junta de expansión.

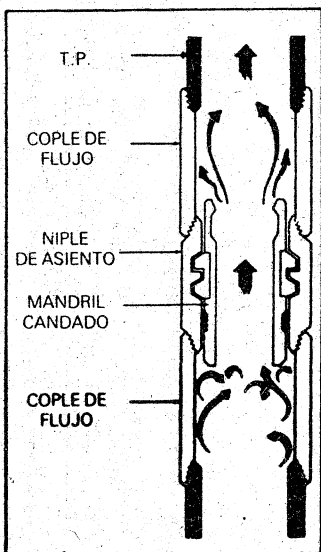


Fig. 6.14.- Cople de flujo instalado en los puntos críticos.

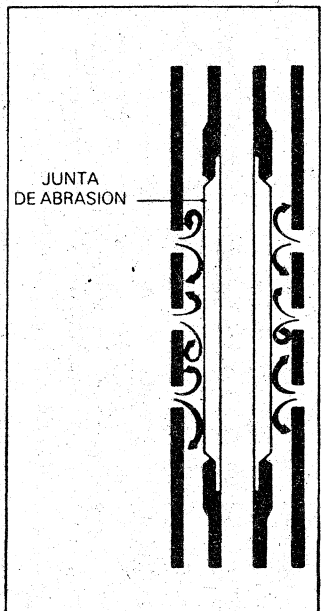


Fig. 6.15.- Junta de abrasión

## CAPITULO VII

### SELECCION DEL INTERVALO PRODUCTOR

Para seleccionar adecuadamente el intervalo productor de un pozo, es necesario recopilar y analizar toda la información (petrofísica, geofísica, geológica) disponible del yacimiento.

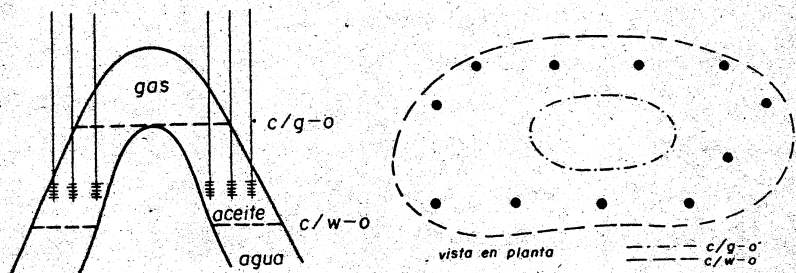
Basicamente la selección del intervalo productor, es función del tipo de yacimiento, del mecanismo de empuje que pueda prevalecer e indiscutiblemente de las propiedades del sistema roca-fluidos del yacimiento. La determinación de la variación de las saturaciones de fluidos con la profundidad y del espesor de la zona de transición, es esencial en la selección del intervalo productor, y permite evitar la producción de gas.

A continuación se presentan los criterios que norman la selección de dicho intervalo productor, al considerar mecanismos de desplazamiento que prevalecerán al explotar un yacimiento.

#### 7.1.- Yacimientos que producen por empuje de gas disuelto.

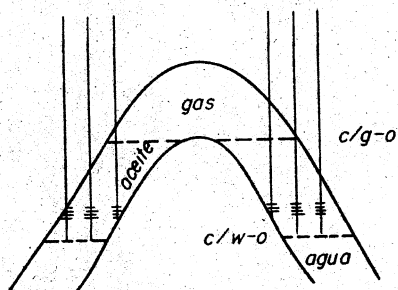
Si se tiene un yacimiento de aceite que por sus características, producirá sin entrada de agua y sin casquete de gas -- (original o secundario), entonces se recomienda disparar todas las zonas productoras de aceite limpio, desde la cima hasta la base de la formación.

#### 7.2.- Yacimientos con casquete de gas, sin entrada de agua.



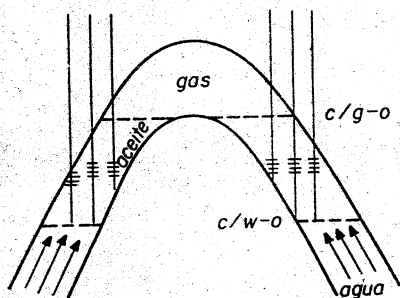
Los intervalos productores se sitúan en la parte inferior del yacimiento, procurando evitar la conificación del agua. Los ritmos de producción se controlan para obtener un avance uniforme (horizontal) del contacto gas-aceite y evitar la prematura conificación y digitación del gas del casquete.

7.3.- Yacimientos con condiciones favorables a la segregación (grandes espesores ó alto relieve estructural, alta permeabilidad vertical, aceite ligero, echado pronunciado)



Habiendo perforado los pozos en los flancos (en el caso de un anticlinal), se disparan los intervalos en la parte baja del yacimiento, para evitar la producción del casquete de gas secundario. Se debe también evitar la conificación de agua.

7.4.- Yacimientos con casquete de gas y con entrada de agua.



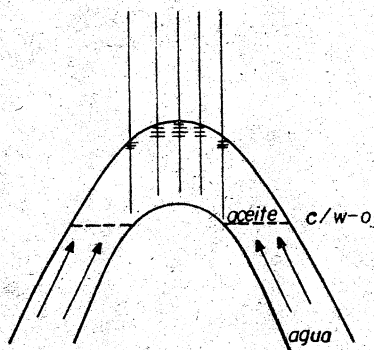
Los intervalos se localizan en la parte media del yacimiento, dependiendo de la intensidad de la entrada de agua ó empuje de gas.

- Si prevalece la entrada de agua se seleccionará arriba de la parte media.

- Si prevalece la expansión de gas se seleccionarán abajo de la parte media.

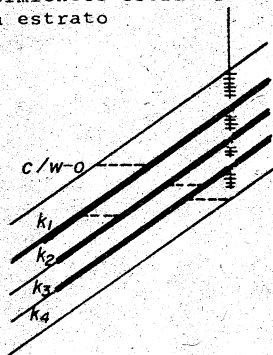
El objetivo es minimizar los costos de operación (reparaciones para la selección de un nuevo intervalo productor).

7.5.- Yacimientos con entrada de agua, sin casquete de gas.



Cuando la comunicación vertical es buena, el intervalo productor se sitúa en la parte superior del yacimiento.

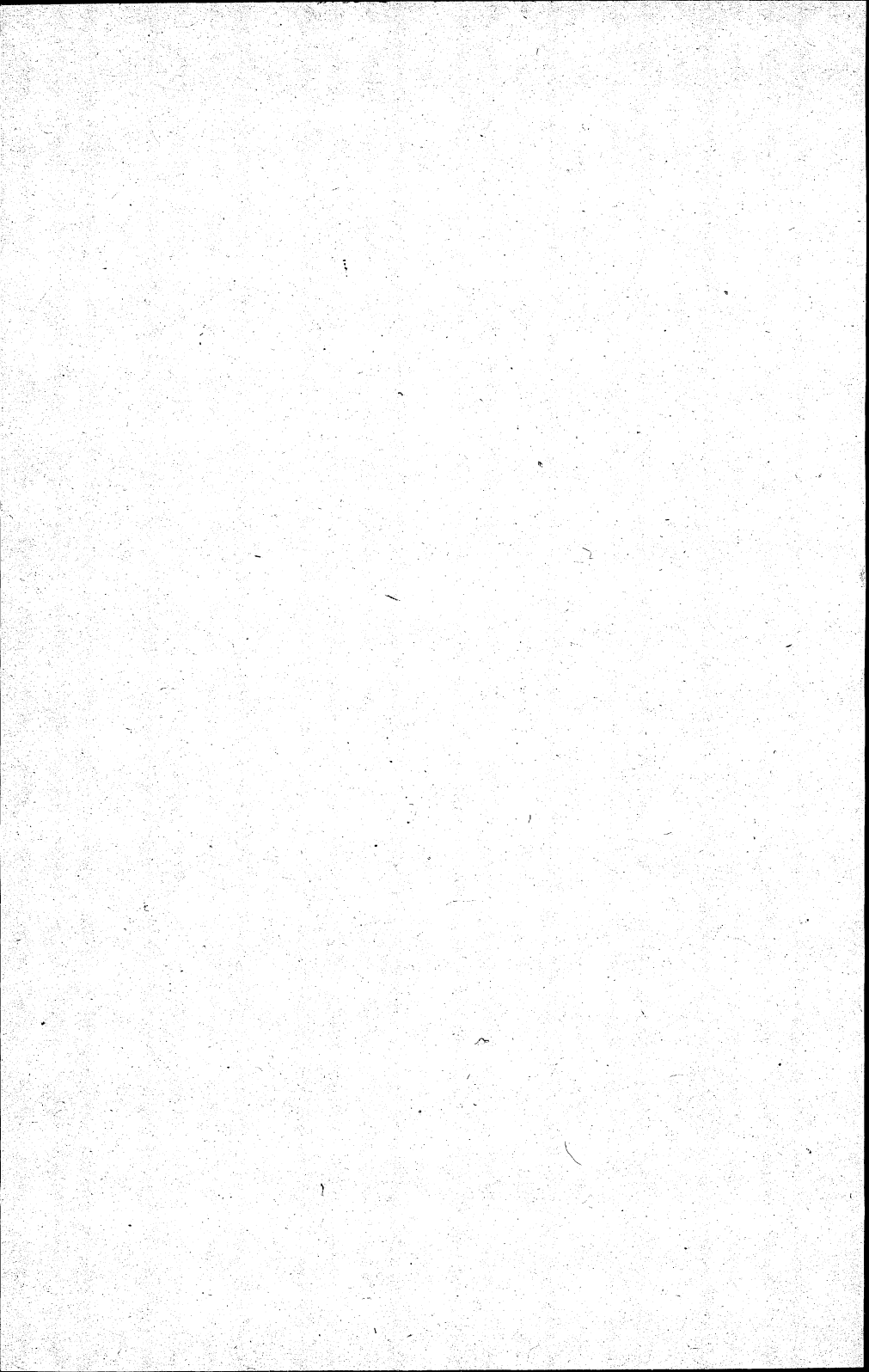
7.6.- Yacimientos estratificados con diferentes permeabilidades en cada estrato



Se disparan todos los cuerpos productores, quedando frente a las zonas improductivas, intervalos que permitirán colocar empacadores, para efectuar, en lo futuro, tratamientos de estimulación u obturamiento selectivo

Como se observa, los intervalos productores se seleccionan considerando no sólo los valores de porosidad y saturaciones de agua obtenidos de los registros. Es necesario conocer la geología del yacimiento y los mecanismos de desplazamiento que participarán, en forma natural o artificial, durante la explotación futura de los hidrocarburos.

En el capítulo VIII se tratan los temas concernientes a la longitud del intervalo y la densidad y tipo de disparos.





## C A P I T U L O VIII

### DISPAROS EN POZOS DE ACEITE Y GAS

#### 8.1 INTRODUCCION

Disparar es la más importante de todas las operaciones en la terminación de los pozos con tuberías de revestimiento. Para evaluar y optimizar la producción y la recuperación de cada zona es esencial obtener una comunicación adecuada entre el fondo del pozo y las zonas de interés, así como un buen aislamiento entre dichas zonas.

La investigación desarrollada por Exxon descubrió la trascendencia de (a) el taponamiento de los disparos con lodo o con residuos de las cargas preformadas, (b) disparar con una presión diferencial hacia el fondo del pozo, y (c) el efecto de la resistencia a la compresión de la formación sobre el tamaño del agujero de los disparos y su penetración. Este trabajo condujo al desarrollo de: cargas preformadas no obturantes; de pistolas disparables a través de la tubería de producción; de pistolas a bala mejoradas; y de la norma API RP-43, Sección 2, para evaluar los disparos bajo condiciones de flujo simuladas en el pozo. El desarrollo de pistolas a chorro efectivas, ha mejorado la penetración cuando se presentan formaciones de alta resistencia a la compresión, cementos de alta resistencia a la compresión, y/o tuberías de revestimiento de alta resistencia con espesor grueso.

Aunque existe la tecnología necesaria para asegurar buenos disparos en la mayoría de los pozos, en muchas áreas regularmente se tiende a obtener disparos deficientes. Las tres causas más probables para la obtención de disparos deficientes son: (1) desconocimiento de los requerimientos para disparar optimamente, (2) control inadecuado del claro (distancia entre la carga y la tubería de revestimiento), particularmente cuando se corren las pistolas a través de la tubería de producción y (3) la práctica generalizada de preferir realizar los disparos en función de su precio, en lugar de su calidad.

#### 8.2 TIPOS DE DISPAROS

##### Disparos con Bala

Las pistolas a bala, de 3 1/2 pg. de diámetro o mayores, se utilizan en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 6000 lb/ pg<sup>2</sup>. Los disparos con bala de 3 1/4 pg o tamaño mayor, pueden proporcionar una penetración mayor que muchas pistolas a chorro en formaciones

con resistencia a la compresión inferior a 2000 lb/pg<sup>2</sup>. Sin embargo, deben efectuarse pruebas con pistolas específicas a chorro y a bala, con rocas de yacimientos con resistencia a la compresión variable, usando pruebas similares a las descritas en la Sección 2, API RP-43, para validar estas conclusiones en casos particulares.

La velocidad de la bala en el cañón es aproximadamente de 3300 pies/seg. La bala pierde velocidad y energía cuando el claro excede de 0.5 pg. Este claro, de 0.5 pg, es el que se utiliza al realizar la mayoría de las pruebas comparativas. Con un claro igual a cero la penetración aumenta cerca de 15% sobre la obtenida con un claro de 0.5 pg. La pérdida en la penetración con un claro de 1 pg es de aproximadamente el 25% de la penetración con un claro de 0.5 pg, y con un claro de 2 pg la pérdida es de 30%.

La eliminación de los residuos en los agujeros no depende de la descentralización si la bala lleva un instrumento eliminador de residuos en su ojiva o punta. Este dispositivo es más efectivo, para eliminar los residuos, que utilizar un claro igual a cero.

Las pistolas a bala pueden diseñarse para disparar selectiva o simultáneamente.

#### Disparos a Chorro

El proceso de disparar a chorro se ilustra en la Fig. 8-1. Un detonador eléctrico inicia una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo, la carga intensificada de alta velocidad y finalmente el explosivo principal. La alta presión generada por el explosivo origina el flujo del recubrimiento metálico, separando sus capas interna y externa. El incremento continuo de la presión sobre el recubrimiento provoca la expulsión de un haz o chorro de partículas finas, en forma de aguja, a una velocidad aproximada de 20,000 pies/seg en su punta, con una presión estimada de 5 millones de lb/pg<sup>2</sup>.

La capa exterior del recubrimiento se colapsa para formar una corriente metálica que se mueve con una velocidad de 1500 a 3000 pies/seg. Este residuo del recubrimiento exterior puede tener la forma de un solo cuerpo llamado "zanahoria" o corriente de partículas metálicas. Las cargas de calidad superior generalmente están exentas de la "zanahoria", estando su residuo constituido por partículas del tamaño de arena o más pequeñas.

Debido a la sensibilidad del proceso de disparo a chorro, por la casi perfecta secuencia de eventos que siguen al disparo del detonador hasta la formación del chorro, cualquier falla en el sistema puede causar su funcionamiento deficiente. Esta puede generar un tama

ño irregular o inadecuado del agujero, una pobre penetración, o ningún disparo. Alguna de las causas del mal funcionamiento son: corriente o voltaje insuficiente al detonador; un detonador defectuoso o de baja calidad; un cordón explosivo aplastado o torcido; una carga intensificada, pobremente empacada; el explosivo principal de baja calidad o pobremente empacado; y el recubrimiento incorrectamente colocado o sin hacer contacto efectivo con el explosivo.

El agua o la humedad en las pistolas, el cordón explosivo o las cargas, puede provocar el mal funcionamiento o una detonación de bajo orden; el añejamiento, a altas temperaturas, del explosivo en el cordón explosivo o en la carga, puede reducir su efectividad o causar una detonación de baja potencia. Para asegurar un buen comportamiento y un trabajo seguro al disparar, debe seguirse cuidadosamente los procedimientos establecidos para cargar, correr y disparar las pistolas.

Disparos a Chorro convencionales a través de Tuberías de Revestimiento.- Las pistolas recuperables convencionales con tubo de acero, normalmente proporcionan una penetración adecuada, sin dañar la tubería de revestimiento. Las pistolas se corren en el agujero con una presión atmosférica dentro del cargador. La mayor parte de la energía del explosivo que no es usada para producir el chorro, es absorbida por el cargador, en lugar de la tubería de revestimiento.

Existen pistolas a chorro para correrse a través de las tuberías de producción, incluyendo pistolas encapsuladas\*, pistolas con cargas giratorias, pistolas con cargas soportadas en alambre y con cargadores tubulares, y pistolas con cargadores de pared delgada o desechables. Su ventaja principal es su posibilidad de correrse y recuperarse a través de la tubería de producción y de dispararse con una presión diferencial hacia el pozo. Las pistolas a chorro con cargas giratorias proporcionan agujeros de tamaño relativamente grande y suficiente penetración en la mayoría de los pozos. Su principal desventaja es la manipulación mecánica requerida y la gran cantidad de residuos que quedan después de disparar. Las pistolas con cargas expuestas, tales como las encapsuladas, dilatan la tubería de revestimiento y la pueden agrietar. También es difícil de obtener un claro apropiado para conseguir una penetración efectiva.

Las pistolas desechables con cargador hueco de pared delgada, evitan el resquebrajamiento de la tubería de revestimiento y la mayor parte de los residuos que se dejan dentro de ella. También eliminan el problema del claro si la pistola es colocada apropiadamente, pero se sacrifica algo de penetración. Para evitar la severa dilatación del cargador, la mayoría de estas pistolas deben generalmente dispararse bajo una carga de fluido de por lo menos 500 lb/pg<sup>2</sup>.

\* Conocidos también como desintegrables o de rosario.

Se dispone de muchos tipos de pistolas a chorro - para propósitos especiales:

- Las pistolas con disparos selectivos se usan generalmente para terminaciones convencionales y a través de la tubería de producción.
- Las pistolas a chorro, con 4 ó 5 cargas direccionales en un solo plano, no se recomiendan generalmente, debido a su penetración inadecuada, o al agrietamiento que ocasionan en la tubería de revestimiento.
- Se dispone de pistolas para penetrar exclusivamente la tubería de producción. La tubería de producción debe estar centrada para evitar el daño de la tubería de revestimiento; sin embargo, es aceptable disparar justamente arriba del empacador o inmediatamente arriba o abajo de un cople, de la tubería de producción o de revestimiento.
- También se dispone de cortadores de tubería a chorro, para cortar tubería de producción, tubería de revestimiento, y tubería de gran diámetro, en varios tamaños.
- Los disparos en agujero abierto se usan principalmente para penetrar incrustaciones y otro tipo de daño cerca del fondo del pozo.
- Algunas pistolas tubulares, de alta calidad, proporcionan una penetración satisfactoria con agujeros de menor diámetro, que los obtenidos por pistolas a chorro en agujero abierto.
- Las pistolas a chorro en vacío (Jet-Vac), están diseñadas para limpiar los disparos, mediante una alta presión diferencial hacia el cargador, inmediatamente después de disparar.
- Los disparos de agujero grande, que proporcionan agujeros con entrada de 0.75 pg o mayores, han sido desarrollados para usos especiales como empacamientos con grava.

#### Otros Métodos de Disparar

**Pistolas Hidráulicas.**- Una acción cortante se obtiene lanzando a chorro un fluido cargado de arena, a través de un orificio, contra la tubería de revestimiento. La penetración se reduce grandemente a medida que la presión en el fondo del pozo aumenta de 0 a 300 lb/pg<sup>2</sup>. La penetración (vea la fig. 8-7) puede incrementarse apreciablemente adicionando nitrógeno a la corriente del fluido.

**Cortadores Mecánicos.**- Se han usado cuchillas y herramientas de molienda para abrir ranuras o ventanas para comunicar el fondo del pozo con la formación. Para controlar la producción de arena en algunas áreas se emplea como procedimiento estándar la apertura de una ventana en la tubería de revestimiento, el escariamiento y el empacamiento con grava.

### 8.3 EVALUACION DEL COMPORTAMIENTO DE LAS PISTOLAS

Antes de 1952 todas las evaluaciones de las pistolas se efectuaban esencialmente mediante pruebas en el fondo de los pozos, o en pruebas superficiales a presión y temperatura atmosférica en tuberías de revestimiento cementadas dentro de tambores de acero. Las pruebas comparativas en el fondo del pozo eran generalmente imprácticas, debido a la dificultad en controlar las condiciones del pozo y del yacimiento.

Las pruebas superficiales a presión atmosférica proporcionaban resultados erróneos por varias razones. El recubrimiento metálico fundido de las cargas preformadas que taponan un disparo en el fondo del pozo tiende a salirse del disparo cuando éste se efectúa a presión atmosférica. Las pruebas superficiales se efectuaban usando blancos preparados con arena y cemento, en lugar de utilizar núcleos de arenisca o carbonatos. También las pruebas superficiales no simulan el flujo en el fondo del pozo a través de los disparos.

#### Desarrollo de un Método para Probar Pistolas.

En 1952, la Compañía Exxon desarrolló el procedimiento de prueba confiable para simular los disparos a condiciones del fondo del pozo. Este sistema inicialmente fue denominado "Método de Productividad para Probar Pistolas" o "Índice del Flujo del Pozo". El aparato de prueba se ilustra en la Fig. 8-2.

El programa de la prueba, diseñado para simular las condiciones reales en el fondo del pozo, incluye: (1) el empleo de núcleos de la formación de diámetro grande, acondicionados para contener las saturaciones de hidrocarburos y de agua intersticial específicas; (2) la determinación de la permeabilidad efectiva de la formación antes de disparar, después de disparar, y simulando el flujo del pozo; (3) el aislamiento de la formación del fondo del pozo por la tubería de revestimiento y un material cementante adecuado; (4) el disparo de pistolas a través de la tubería de revestimiento, el cemento y la formación, con diversos fluidos en el pozo; (5) el mantenimiento de la temperatura del yacimiento y de la presión en el fondo del pozo y el yacimiento durante y después de disparar; (6) la simulación del flujo hacia el pozo para limpiar los disparos; (7) la evaluación de los resultados de la prueba.

Métodos de Evaluación de los Disparos.- Los principales métodos para evaluar las pistolas a chorro y a bala son los publicados en las Secciones 1 y 2 del API RP-43 que se presentan en el Apéndice I. La Sección 1 cubre las pruebas superficiales donde la tubería de revestimiento es ta cementada, en el interior de un recipiente de aceite lígero, usando 2 partes de arena y una de cemento.

RESULTADOS COMPARATIVOS DE LA PERFORACION CON VARIOS FLUIDOS

Tipo de perforador, fluido en el pozo, y presión diferen- cial.	DATOS DE LA PERFORACION		Presión diferen- cial Promedio al Ini- cio del Flujo lb/pg <sup>2</sup>	Indice Promedio de Flujo.	Condición de la Per- foración después - del contra flujo.
	Penetración Pg	del agujero Pg			
Perforador a chorro 10 lbs.de agua salada -20 lbs.dentro del pozo	6 1/2-8	1/4-1/2	0	1.00	Agujero limpio a la prof. total.
-50 lbs.dentro de la - formación para un in- tervalo de 3 a 10 hrs.	6 1/2-8	1/4-1/2	0	0.61	Agujero limpio ó par- cialmente lleno con - desperdicio de cargas y arena.
126 10 lbs. de sosa cáustica y quebracho -50 lbs.dentro de la - formación.	6 1/2-8	1/4-1/2	30	0.55	Parcialmente o comple- tamente lleno con lodo y desechos de cargas.
16 lbs. de lodo calcico -50 lbs. dentro de la for- mación.	6 1/2-8	1/4-1/2	100	0.41	Completamente lleno -- con lodo, arena y de- sechos de cargas.
Perforador de bala 10 lbs. de agua salada -50 lbs. dentro de la for- mación.	3-3 1/2	1/2	0	0.61	Limpiarla o parcialmen- te llenarla con arena.
10 lbs. de sosa cáustica y quebracho -50 lbs. dentro de la formación	3-3 1/2	1/2	30	0.53	Llenarla con lodo y arena.

Las pruebas de la Sección 2 son una modificación del sistema original del índice de flujo y deben ser usadas para la selección de las pistolas.

#### Efecto de los Disparos en el Seno de varios Fluidos

La tabla 8-1 muestra los resultados de las pruebas de Índice de Flujo del Pozo de pistolas a chorro y a bala disparadas en el seno de varios fluidos. Se hicieron 2 tipos de pruebas con pistolas a chorro en agua salada, una con una presión diferencial de 200 lb/pg<sup>2</sup> hacia el pozo, y la 2da. con una presión diferencial de 500 lb/pg<sup>2</sup> hacia la formación. Las pruebas de disparos con bala se efectuaron con una presión diferencial de 500 lb/pg<sup>2</sup> hacia la formación. La temperatura en la prueba fue de 180°F. Todas las pruebas fueron realizadas con el sistema de índice de Flujo del Pozo ilustrado en la fig. -2. El mismo equipo se usa en las pruebas correspondientes a la Sección 2 del API RP-43.

La fig. 8-3 muestra un disparo a chorro taponado con lodo. El disparo se efectuó en lodo de 10 lb/gal y fue limpiado a contra flujo. En una prueba en que se disparó en lodo cálcico de 16 lb/gal con una presión hacia la formación, se requirió de 430 lb/pg<sup>2</sup> de presión diferencial hacia el pozo para iniciar el flujo a través de un solo disparo.

Los disparos limpios se obtienen disparando en el seno de aceite limpio o de agua salada limpia, usando cargas preferidas libres de residuos metálicos, cuando existe una presión diferencial hacia el pozo, como se muestra en la fig. 8-4.

Estas pruebas también demostraron que los patrones de flujo y la geometría de los disparos impiden limpiar un porcentaje apreciable del lodo que taponan los disparos mediante el procedimiento normal de poner un pozo a producción.

El taponamiento permanente de muchos disparos puede ser el resultado de matar un pozo con lodo o un fluido sucio durante la terminación, reparación o servicio a un pozo.

#### Efecto de la Resistencia de la Formación sobre el Comportamiento de los Disparos.

Las pruebas simuladas en el fondo del pozo, usando el aparato mostrado en la fig. 8-2 mostraron que la penetración de los disparos varía con la resistencia de la formación a la compresión medida en núcleos de acuerdo a las pruebas ASTM-C190. La prueba ASTM es una prueba de resistencia a la compresión de una columna sin apoyo lateral realizado a presión atmosférica. La resistencia a la compresión de una roca determinada por esta prueba, puede no ser representativa de las condiciones en el fondo del pozo, particularmente en el caso de areniscas no consolidadas. La resistencia a la compresión en la superficie es menor que la correspondiente en el fondo del pozo en la zona que será disparada.

Como se muestra en la fig. 8-5 los disparos a chorro penetran más que las balas en una formación dura. Sin embargo, algunas balas de pistolas especiales pueden penetrar más que algunos disparos a chorro en formaciones de baja resistencia a la compresión, particularmente si las pistolas se disparan con un claro igual a cero.

La fig. 8-6 muestra que la penetración de los disparos a chorro, a bala, o hidráulicos, se reducen al aumentar la resistencia de la formación a la compresión. Sin embargo, la penetración declina a un ritmo mayor a medida que aumenta la resistencia de la roca. En areniscas Berea, cuya resistencia a la compresión es de aproximadamente 6500 lb/pg<sup>2</sup>, se realizó un conjunto de estas pruebas. En las pruebas API RP-43, bajo, la Sección 2, se usaron también núcleos de arenisca Berea. La pendiente de la curva obtenida de la fig. 8-6 puede usarse para corregir los datos de pruebas de penetración de disparos (Sección 2, API RP-43), para formaciones específicas, si su resistencia a la compresión puede estimarse en formación confiable.

Si se conoce la resistencia a la compresión en un pozo específico la penetración de los disparos puede predecirse por comparación con los datos obtenidos de las pruebas con arenisca Berea, o por comparación de diferentes pistolas, empleadas en la misma formación, usando la fig. 8-6. La resistencia a la compresión puede estimarse en base a la obtenida usando núcleos de pozos vecinos. La velocidad de perforación, bajo condiciones controladas adecuadamente, puede usarse para correlacionar aproximadamente la resistencia de las formaciones penetradas por pozos no nucleados, con las determinadas en pozos previamente nucleados de la misma formación.

La fig. 8-7 muestra una gráfica en papel semilogarítmico de la resistencia a la compresión de la roca contra la penetración con un perforador hidráulico con y sin nitrógeno en la corriente hidráulica.

La tabla 8-2 muestra la permeabilidad, la porosidad y la resistencia a la compresión de formaciones representativas en Texas y Louisiana. Los datos de la tabla 8-2 pueden usarse para determinar la penetración probable usando datos de las pistolas obtenidos de la Sección 2 del API RP-43 y de las curvas mostradas en las figs. 8-6 y 8-7.

#### Evaluación de los Disparos en el Fondo del Pozo

Un método reciente de evaluación de los disparos reales y su taponamiento en el fondo del pozo involucra correr un empacador de impresión de hule suave colocándolo frente a los disparos. El empacador se expande hidráulicamente a continuación. Si los disparos están abiertos, el empacador de hule penetrará dentro de los disparos. Si los disparos están totalmente sellados no mostrará ninguna deformación el empacador.



T A B L A 8-2

## CARACTERISTICAS FISICAS DE ALGUNAS FORMACIONES PRODUCTORAS DE ACEITE

FORMACION	CAMPO	PROFUNDIDAD APROXIMADA PIES	PERMEABILIDAD PROMEDIO md	POROSIDAD PROMEDIO %	FUERZA PROMEDIO psi
Woodbine	Van	2.700	--	--	370
Frio	Tom O'Connor	5.500	1.725	30	245
Frio	Seeligson	5.900	6	18	1.850
Frio	Trull	12.000	50	20	3.620
		12.000	20	18	6.615
Cockfield	Conroe	5.000	--	--	60
Yegua	South Dayton	8.600	--	--	2.400
		8.600	1	13	6.600
Wilcox	Barbston	6.300	500	32	6.000
Paluxy	Merit	10.500	57	9	8.040
		10.500	2	7	13.860
Rob-7	Bayou Sale	13.300	129	23	1.550
		13.300	63	19	2.490
		13.300	12	16	4.940
Grayburg		4.000	--	--	12.600
San Andres	--	4.200	--	--	15.800
Wolfcamp	--	8.500	--	--	11.400
Pennsylvanian	--	8.950	--	--	12.400
Devonian	--	10.450	--	--	8.215
Ellenburger	--	12.220	--	--	16.000

#### 8.4 FACTORES QUE AFECTAN LOS RESULTADOS DE LOS DISPAROS CON PISTOLA

**Taponamiento de los Disparos.**- El taponamiento de los disparos con residuos del recubrimiento metálico - puede ser muy severo. Mediante el empleo de recubrimientos cónicos elaborados con metal pulverizado, los residuos mayores han sido eliminados en varias de las cargas especiales. Los residuos del recubrimiento también se forman, pero son acarreados al fondo del agujero en forma de partículas del tamaño de arena o más pequeñas. Las pruebas superficiales a presión atmosférica, no son confiables para evaluar este tipo de taponamiento de los disparos, debido a que los residuos frecuentemente son desviados de los disparos a la presión atmosférica.

Los disparos tienden a llenarse con roca triturada de la formación, con sólidos de lodo, y residuos de las cargas cuando se dispara en el lodo. Estos tapones no son fácilmente removidos por el contraflujo. La presencia de partículas compactas y trituradas de la formación al alrededor de los disparos reduce aún más la probabilidad de limpiar los disparos. Los lodos con alta densidad mezclados con sólidos pesados, provocan la formación de tapones densos en los disparos.

La presión diferencial requerida para iniciar el flujo, de la formación al pozo, varía. Cuando se abren algunos disparos que requieren una presión diferencial baja, el flujo a través de estos disparos dificultan la creación de la mayor caída de presión requerida para abrir más disparos. En formaciones estratificadas, como las constituidas por secuencias de lutita y arena, un gran número de disparos permanecen taponados y pueden evitar que se drenen algunas zonas específicas. Cuando están taponadas, o parcialmente obturadas, una o más zonas en un yacimiento estratificado, las pruebas de formación, las de producción y las mediciones del índice de productividad, pueden proporcionar una evaluación errónea sobre el daño del pozo, su productividad, y su recuperación.

**Limpieza de los disparos taponados.**- En arenas no consolidadas las herramientas de "sondeo instantáneo" y las lavadoras de disparos han sido usadas con éxito para limpiar los disparos en muchas áreas. Si los disparos en pozos terminados en arenas, no pueden limpiarse con herramientas de "sondeo instantáneo" o lavadoras, el siguiente paso consiste generalmente en abrir cada disparo con aceite o agua limpia usando bolas selladoras. Este procedimiento ocasiona que el lodo sea desplazado dentro de las fracturas de la formación. Normalmente estas fracturas se cerrarán poco después que la presión de fracturamiento sea liberada.

La acidificación de los pozos en areniscas generalmente no permitirá limpiar todos los disparos taponados con lodo, a menor que cada disparo sea aislado y fracturado, y el lodo desplazado dentro de la fractura de la formación.

Los tapones del lodo son bastante más fáciles de remover de los disparos en formaciones carbonatadas, debido a que al entrar el ácido en unos cuantos disparos, generalmente disuelve una cantidad de roca suficiente para abrir otros disparos. Generalmente los pozos terminados en formaciones de caliza o dolomita se disparan en ácido, con una pequeña presión diferencial hacia la formación. Sin embargo, los disparos en aceite o agua limpian, con una presión diferencial hacia el pozo, son muy satisfactorios.

Si una parte de la tubería de revestimiento disparada está pobremente cementada, proporcionando comunicación vertical atrás de la tubería y entre las perforaciones, las condiciones resultantes son similares a las de una terminación en agujero abierto con tubería ranurada. Si se presenta flujo de la formación, todos los disparos en la tubería de revestimiento, generalmente se limpiarán. Sin embargo los disparos en la formación podrán o no limpiarse.

El taponamiento de los disparos con parafina, asfaltenos o incrustaciones, es un gran problema en muchas partes del mundo. Los tratamientos con solventes, generalmente removerán la parafina o los asfaltenos. Si los disparos están obstruidos con incrustaciones solubles o insolubles en ácido, es generalmente aconsejable redisparar y tratar con ácido o con otros productos químicos.

Efecto de la presión diferencial.- Cuando se dispara en lodo, con una presión diferencial hacia la formación, los disparos se llenan con partículas sólidas de lodo de la formación y residuos de las cargas. Los tapones del lodo son difíciles de remover, produciendo en algunos disparos un taponamiento permanente y reduciendo la productividad del pozo.

Aún cuando se dispare en fluidos limpios tales como aceite o agua que tienen altos ritmos de filtrado, las partículas procedentes de las arcillas, residuos de las cargas, o de otro tipo, pueden originar algún taponamiento de los disparos y un daño profundo en la formación. Las formaciones con permeabilidad de 250 md o mayores, permiten que las partículas de tamaño de las arcillas se desplacen hacia los poros de la formación o por las fracturas.

En formaciones carbonatadas es frecuentemente posible obtener altas productividades de los pozos y bajas presiones de fracturamiento de los disparos cuando se dispara en HCl o ácido acético con una presión diferencial pequeña hacia la formación. Debido al bajo ritmo de reacción del ácido acético con las formaciones calizas, es generalmente conveniente dejar el ácido acético frente a los disparos por unas 12 horas después de disparar. No debe permitirse que partículas sólidas de lodo penetren en los disparos acidificados.

Cuando los disparos se efectúan con una presión diferencial hacia el pozo y con fluidos limpios, se ayuda a obtener una buena limpieza de los disparos. Este es el método preferido de disparar formaciones de arenisca y carbonatadas.

Efecto de usar fluidos limpios.- Si una pistola en lo particular proporciona un tamaño y penetración adecuadas bajo ciertas condiciones del pozo, la productividad del pozo se optimizará disparándola en aceite o salmuera limpia, manteniendo una presión diferencial hacia el pozo al disparar y durante el período de limpieza.

Efecto de la resistencia a la compresión.- La penetración y el tamaño de los disparos a chorro se reducen a medida que aumenta la resistencia a la compresión de la tubería de revestimiento, del cemento, y de la formación. La penetración de las pistolas a bala decrece severamente al aumentar la resistencia de la tubería de revestimiento, del cemento, y de la formación.

Densidad de los disparos.- La densidad de los disparos generalmente depende del ritmo de producción requerido, la permeabilidad de la formación, y la longitud del intervalo disparado. Para pozos con alta producción de aceite y gas, la densidad de los disparos debe permitir el gasto deseado con una caída de presión razonable. Generalmente son adecuados 4 disparos por pie de 0.5 pg., siendo satisfactorio uno o dos disparos por pie para la mayoría de los pozos con producción baja. En los pozos que serán fracturados, los disparos se planean para permitir la comunicación con todas las zonas deseadas. Para operaciones de consolidación de arenas, generalmente se prefieren 4 disparos por pie de diámetro grande. Para terminaciones con empaque de grava se prefieren de 4 a 8 disparos por pie de 0.75 pg de diámetro o mayores.

Los disparos de 4 ó más cargas por pie en tuberías de revestimiento de diámetro pequeño y de baja resistencia, con pistolas con cargas expuestas, pueden agrietar la tubería de revestimiento. También el cemento puede fracturarse severamente, siendo necesario efectuar cementaciones forzadas para controlar la producción indeseable de agua o gas. Los coples de las tuberías de revestimiento de alta resistencia pueden dañarse al efectuar múltiples disparos sobre ellos.

Costo.- El precio de los disparos varía; sin embargo, generalmente los costos son inferiores cuando se usan bajas densidades de disparo. El empleo de pistolas selectivas puede ahorrar un tiempo apreciable en las intervenciones en que se tienen zonas productoras separadas por intervalos no productores. El empleo de pistolas que se corren a través de la tubería de producción puede frecuentemente permitir el ahorro de tiempo si la tubería de producción está abierta en su extremo y situada arriba de las zonas que serán disparadas. En los pozos nuevos la tubería de producción puede colocarse, en unas cuantas horas después de

cementar el pozo. A continuación pueden efectuarse los disparos a través de la tubería de producción sin tener un equipo en el pozo. En esta forma no se carga tiempo por equipo en la terminación de pozo.

Limitación de presión y temperatura. Existen especificaciones sobre las presiones y temperaturas de operación para todas las pistolas. Las presiones en el fondo del pozo pueden limitar el uso de algunas pistolas con cargas expuestas. Sin embargo, pocos pozos son disparados, cuando la presión es un problema, con pistolas convencionales con cargados de tubo.

La figura 8-8 muestra las curvas de tiempo y temperatura de autodetonación para cargas convencionales que emplean ciclonita en polvo (RDX), y para explosivos usados en pozos con temperaturas muy altas.

Como regla general, las cargas para alta temperatura no deben emplearse en pozos con temperatura del orden de 300-400°F. Esta recomendación está basada en lo siguiente: (1) la mayoría de las cargas para alta temperatura proporcionan poca penetración; (2) el explosivo de alta temperatura es poco sensible, originando mayores fallas en los disparos; (3) las cargas para alta temperatura son más costosas, y (4) existen pocas cargas para seleccionar.

Cuando se opere cerca del límite superior con cargas para baja temperatura pueden seguirse estas recomendaciones:

1. Pueden circularse en los pozos fluidos con baja temperatura para reducir la temperatura en el fondo del pozo. Este procedimiento es especialmente aplicable, para pistolas que se corren a través de la tubería de producción, inmediatamente después de suspender la circulación del fluido.

2. Cuando existe alguna duda en relación a si se alcanzará la temperatura límite de la pistola antes de que ésta dispare, pueden emplearse detonadores para alta temperatura en las pistolas que contienen cargas para baja temperatura. De esta manera se evitarán los disparos accidentales debido a la alta temperatura, ya que las cargas preformadas se fundirán o quemarán sin detonar, a menos que sean disparadas con el detonador de la pistola.

Para pozos con temperaturas muy altas puede no existir otra alternativa que correr el paquete completo para disparar a alta temperatura. Este incluye el detonador, el cordón explosivo, y la carga principal. Como se indicó con anterioridad, el detonador es el elemento principal del sistema. A menos que el detonador sea accionado, la carga preformada no será disparada. La tabla 8-3 proporciona un ejemplo de las especificaciones de presión y temperatura para pistolas selectas.

**Control del pozo.**- Los pozos productores de aceite con baja presión pueden ser disparados, con aceite o agua dentro de la tubería de revestimiento, con poco control superficial, siendo suficiente un prensaestopa tipo limpiador. Sin embargo, es siempre conveniente usar un preventivo de cable. Los pozos - productores de aceite con presión normal, pueden ser disparados, con aceite o agua en el agujero, con pistolas a través de la tubería de producción, usando instalaciones de control convencionales a boca del pozo y un prensaestopa ajustable tipo - espiral.

En todos los pozos productores de gas deberá usarse un lubricador con sello de grasa, así como en todos los pozos en que se prevea una presión superficial mayor de 1,000 lb/pg<sup>2</sup>.

**Daño en el cemento y la tubería de revestimiento.**- Las pistolas con cargador de tubo absorben la energía no empleada al detonar las cargas. Esto evita el agrietamiento de la tubería de revestimiento y elimina virtualmente que el cemento se desquebraje. Con el uso de las pistolas a bala convencionales no se dañan mucho las tuberías de revestimiento. Al disparar - con un claro igual a cero se tiende a eliminar las asperezas dentro de la tubería de revestimiento.

Las pistolas a chorro con cargas expuestas, como - las de tipo encapsuladas o en tiras, pueden causar la deformación, fracturamiento y ruptura de la tubería de revestimiento, así como un notable agrietamiento del cemento. La cantidad de - explosivo, el grado de adherencia de la tubería de revestimiento con el cemento, la densidad de los disparos, el diámetro de la tubería de revestimiento y la "masa-resistencia" de la tubería de revestimiento, son factores que afectan el agrietamiento de las tuberías de revestimiento expuestas a disparos con cargas a chorro. La "masa-resistencia" de la tubería de revestimiento ha sido definida como el producto del peso unitario y su resistencia hasta el punto de cedencia. Las pruebas mostradas en la figura 8-9 indican que una tubería de revestimiento J-55 de 5 1/2 pg sin cementar y semi-cementada puede dispararse con seguridad usando pistolas con cargas expuestas que contengan 20 gramos o menos de pólvora RDX.

**Necesidad de controlar el claro de las pistolas.**- Un claro excesivo con cualquier pistola a chorro y en especial con algunas, como se ilustra en la figura 8-10, puede ocasionar una penetración inadecuada, un agujero de tamaño inadecuado, y forma irregular de los agujeros. Las pistolas a bala deberán generalmente dispararse con un claro de 0.5 pg, para evitar una pérdida apreciable en la penetración. Generalmente las pistolas a chorro convencionales de diámetro grande, presentan poco problema, excepto cuando se disparan en tuberías de revestimiento de 9 5/8 pg o mayores.

El control del claro puede lograrse a través de - expansores de resorte, magnetos, y otros procedimientos. Dos - magnetos, uno localizado en la parte superior y el otro en el

## CLASIFICACION DE PRESION Y TEMPERATURA EN LA RELACION DE PISTOLAS

TIPOS DE PISTOLA	DIAMETRO EXTERIOR Pg	CLASIFICACION DE PRESION lb/pg <sup>2</sup>	CLASIFICACION DE TEMPERATURA °F
Explosivo de baja temperatura			
Bala	3 1/4, 3 3/8	15.000	250
Chorro (Portador Normal)	3 3/8, 4	20.000	340
Chorro (Portador para agujero grande)	4	20.000	325
Chorro (Portador de pared delgada)	1 3/8, 1 11/16, 2 1/8, 2 7/8	15.000	340
Chorro giratorio (expansor a través de la T.P.)	1 11/16	12.000	300
Chorro (Parcialmente expandible a través de la T.P.)	1 11/16, 2 1/8	20.000	300
Explosivo de alta temperatura			
Chorro (Portador Normal)	3 3/8, 4	25.000	470
Chorro (Portador de pared delgada)	1 11/16, 2 1/8	25.000	470
Chorro (Portador de pared delgada)	1 9/16	25.000	600

fondo de las pistolas que se corren a través de la tubería de producción, se necesitan generalmente, para aumentar la probabilidad de obtener un claro adecuado. Dependiendo del diseño de las pistolas y las cargas, generalmente se obtiene una máxima penetración y tamaño de agujero con claros de 0 a 1/2 pg, cuando se usan pistolas a chorro. Con algunas pistolas de cargador tubular, se han observado cambios notables en el tamaño de los disparos al aumentar el claro de 0 a 2 pg. En algunos casos la centralización de las pistolas produce agujeros de tamaño más consistente y satisfactorio. Cuando los claros son mayores de 2 pg, es generalmente conveniente descentralizar y orientar la dirección de los disparos de las pistolas.

La centralización de las pistolas no es recomendable para las pistolas a chorro que se corren a través de la tubería de producción, ya que éstas están generalmente diseñadas para dispararse con un claro igual a cero. Las pistolas con cargas a chorro giratorias pueden generalmente aliviar el problema del claro cuando se corren a través de las tuberías de producción. Sin embargo, se pueden tener residuos y problemas mecánicos bastante severos.

Medición de la profundidad.- El método aceptado para asegurar un control preciso en la profundidad de los disparos consiste en correr un localizador de coples con las pistolas, y medir la profundidad de los coples que han sido localizados, respecto a las formaciones, usando registros radiactivos. Algunos marcadores radiactivos pueden instalarse dentro de cargas preformadas seleccionadas, para ayudar a localizar la profundidad exacta de los disparos. Los registros de detección de coples pueden mostrar la posición de disparos recientes o anteriores hechos con cargas expuestas, tales como las usadas en pistolas con cargas encapsuladas. En este caso el registro señalará las deformaciones en la tubería de revestimiento ocasionadas por la detonación de las cargas expuestas.

Disparos orientados.- Los disparos orientados se requieren cuando se usan varias sargas de tuberías de revestimiento, o en terminaciones múltiples en las que se dispara a través de la tubería de producción, cuando están juntas tuberías de producción, como se ilustra en la figura 8-11.

Se dispone de dispositivos mecánicos, radiactivos, y electromagnéticos, para orientar las pistolas. Cuando se usan pistolas orientadas en terminaciones múltiples, a través de las tuberías de producción, como se muestra en la figura 8-11, se deben de usar siempre pistolas con cargadores tubulares de pared delgada. Las pistolas con cargas encapsuladas pueden provocar el colapso de alguna tubería de producción adyacente.

Para evitar disparar las sargas de tuberías de revestimiento adyacentes, cementadas en el mismo agujero, la práctica más usual consiste en correr una fuente radioactiva y un detector sobre el mismo cable eléctrico de las pistolas, y a continuación girar las pistolas para evitar perforar las tuberías de revestimiento adyacentes. Si existe alguna duda en la interpretación se correrá una marca radioactiva en la tubería de revestimiento adyacente para ayudar a localizar estas sargas.



Penetración contra tamaño del agujero.- Al diseñar cualquier carga preformada puede obtenerse una mayor penetración sacrificando el tamaño del agujero. Debido a que una máxima penetración parece ser importante, con fundamento en los cálculos teóricos de flujo, se ha solicitado frecuentemente a la industria petrolera, y se han recibido a menudo, cargas de mayor penetración sacrificando el tamaño del agujero. Cuando se perforan tuberías de revestimiento de alta resistencia y de pared gruesa, o formaciones densas de alta resistencia, probablemente se requiera una penetración máxima aún cuando el tamaño del agujero sea reducido hasta 0.4 pg.

Sin embargo, en situaciones más normales, debido a la dificultad en remover el lodo, los residuos de las cargas, la arena y las partículas calcáreas de un disparo de diámetro pequeño, el agujero en la tubería de revestimiento, el cemento y la formación, deberán normalmente tener un diámetro mínimo de entrada de 0.5 pg. con un agujero liso y de tamaño uniforme de máxima penetración.

Para situaciones específicas los siguientes puntos deberán ser considerados:

1. Para empacamientos con grava, los agujeros de los disparos deben ser redondos y grandes, con un diámetro mínimo de 0.75 pg, y una densidad de disparos de hasta 8/pie. Cuando los disparos van a ser limpiados con herramientas lavadoras, una penetración de 4 pg en la formación es adecuada.

2. Cuando se consoliden las arenas con plástico, el diámetro mínimo de los disparos deberá ser de 0.5 pg, con la máxima penetración obtenible. Dispare con una presión diferencial hacia el pozo, y/o limpie los disparos con herramientas lavadoras o de "sondeo instantáneo".

3. Cuando se empleen bolas selladoras como dispositivos desviadores en operaciones de fracturamiento hidráulico o fracturamiento con ácido, la entrada de los disparos debe de ser redonda y lisa. Es aconsejable que el tamaño del agujero sea de 0.75 pg.

4. Cuando se disparen en ácido formaciones calcáreas, el tamaño del disparo deberá ser de alrededor de 0.75 pg de diámetro. Una penetración de 4 a 6 pg dentro de la formación es probablemente adecuada, debido a que el ácido proporcionará la penetración requerida en la formación.

5. En los pozos en que se observa taponamiento por incrustaciones, el tamaño del agujero deberá ser tan grande como lo permitan las condiciones prácticas, probablemente de 0.75 pg, para reducir las tendencias de taponamiento y para ayudar a limpiar los disparos.

El taponamiento de los disparos con incrustación en los pozos productores o inyectoros parece estar relacionado con el diámetro del agujero, y el período de tiempo en que

los disparos están expuestos a la precipitación de un material incrustante en particular. La caída de presión a través de - disparos de diámetro pequeño incrementa la incrustación de  $\text{CaCO}_3$  y de  $\text{CaSO}_4$ . El abatimiento de temperatura a través de disparos de diámetro pequeño en pozos productores de gas aumentará la incrustación de  $\text{BaSO}_4$ .

**Limitaciones en el Uso de Pistolas a Chorro con Cargas Descubiertas.**

La mayoría de las pistolas con cargas descubiertas son más difíciles de centralizar o descentralizar, para obtener el claro apropiado, que las pistolas con cargadores tubulares.

No existe un procedimiento general para determinar si las cargas descubiertas fueron disparadas. Cuando disparan las pistolas localizadas en la parte superior, las cargas pueden desprenderse de las pistolas después de que alguna de ellas han sido disparadas, no existiendo manera de determinar el número de cargas disparadas. Las pistolas de este tipo deberán siempre dispararse en el fondo.

Con las pistolas con cargas expuestas, aproximadamente el 93% de la energía total resultante de la detonación de las cargas, debe ser absorbida por la tubería de revestimiento y el fluido que contiene; la posibilidad de que se parta la tubería de revestimiento es grande. Con pistolas con cargador tubular, esta energía es absorbida por el cargador de acero.

Las cargas, en las pistolas con cargas descubiertas, están en contacto directo con la presión y los fluidos del pozo. Se han reportado muchos casos de fugas o agrietamiento de las cargas usadas en agujeros llenos de agua o gas. Las cargas de aluminio o cerámica han presentado fugas en agujeros llenos de gas, reduciéndose la efectividad de los disparos hasta en un 50%. Las pistolas con cargas descubiertas no deberán de correrse, como regla general, en pozos llenos con gas. Las cargas de aluminio deberán estar recubiertas con un material sellante cuando se corran en ácido.

#### **8.5 DISPAROS EN UN FLUIDO LIMPIO CON UNA PRESION DIFERENCIAL HACIA EL FONDO DEL POZO.**

En la mayoría de las formaciones, los disparos en fluidos limpios libres de sólidos, con una presión diferencial hacia el fondo del pozo, proporcionan la mayor productividad al pozo. El método ideal consistiría en disparar con una pistola que se corriera a través de la tubería de producción, con un claro igual a cero, en fluidos limpios, y con una presión diferencial hacia el fondo del pozo. En muchos casos, sin embargo, debido a limitaciones en el diámetro de la tubería de producción y de los niples de asiento y otros niples, las pistolas -

disponibles de diámetro pequeño que se corren a través de las tuberías de producción, frecuentemente no proporcionan la penetración y el tamaño del agujero adecuado. También es discutible la efectividad de algunos de los dispositivos de centralizadores requeridos para obtener un claro igual a cero.

Si las pistolas disponibles que se corren a través de las tuberías de producción son inadecuadas para realizar un trabajo de disparos específicos, existen otros procedimientos para optimizar los resultados de los disparos:

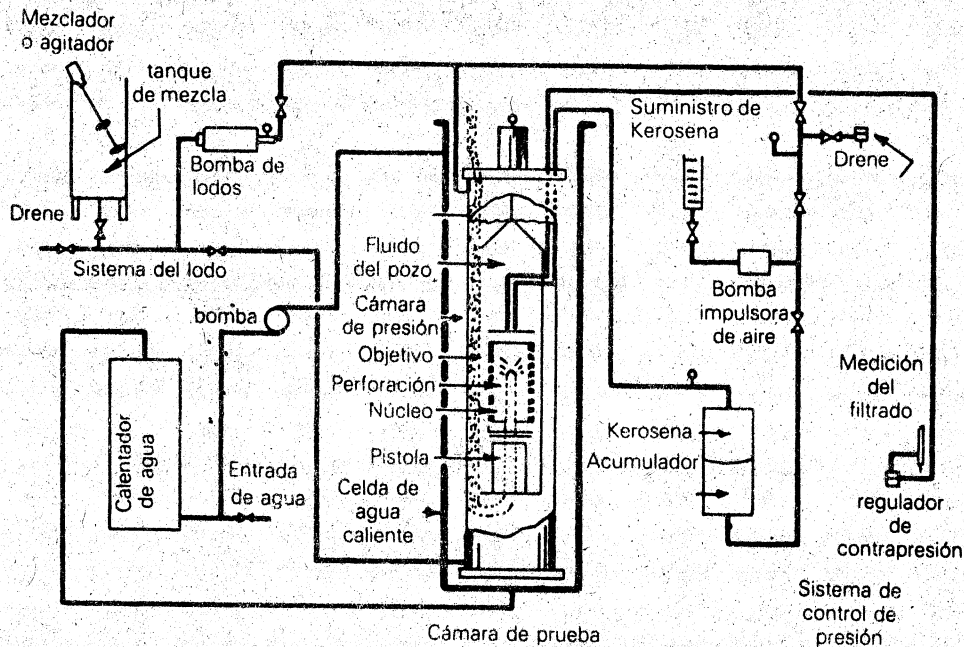
1. Un procedimiento, actualmente usado, requiere del uso de un lubricador de diámetro grande en el cabezal del pozo, y consiste en lo siguiente:

Dispare con una pistola para el tamaño total de la tubería de revestimiento, en un fluido limpio, con una presión diferencial hacia el pozo y a continuación recupere la pistola bajo la presión del pozo. Para los pozos con presión normal, una presión diferencial de 200 a 300 lb/pg<sup>2</sup> hacia el pozo es adecuada al disparar. La presión diferencial requerida se obtiene generalmente llenando total o parcialmente la tubería de revestimiento con agua salada, agua fresca, o aceite. Se corre a continuación un empacador permanente con una línea eléctrica, a través de lubricador bajo presión, y se coloca a la profundidad deseada. Después de asentar el empacador (equipado con un sello positivo) la presión se libera en la tubería de revestimiento arriba del empacador. Para terminar el pozo pueden emplearse varios sistemas disponibles, dependiendo del diseño del empacador.

Con un tipo de empacador, que tiene un tapón ciego recuperable en su interior, en su parte inferior, se corre la tubería de producción y se asienta dentro del cuerpo del empacador. A continuación el tapón ciego localizado en la parte inferior del empacador, es recuperado a través de la tubería de producción con línea de acero, para establecer comunicación entre el fondo del pozo y la tubería de producción.

Con otro tipo de empacador, la parte inferior del cuerpo del empacador está equipada con un disco frágil. Después de correr la tubería de producción y asentarla dentro del cuerpo del empacador, se aplica un peso continuo sobre la tubería de producción para expulsar el disco frágil, comunicando así la tubería de producción con la presión en el fondo del pozo. Si la tubería de producción está equipada con un tapón ciego en su interior, este tapón es extraído con línea de acero cuando el pozo está listo para ser producido.

Este sistema está limitado por la capacidad de la caja prensostopas sobre el lubricador del cable eléctrico para sellar alrededor del cable. Por lo tanto las terminaciones de este tipo han estado limitadas a aquellos casos donde



**Fig. 8.2.- Esquema del equipo utilizado para probar las pistolas simulando las condiciones del pozo.**

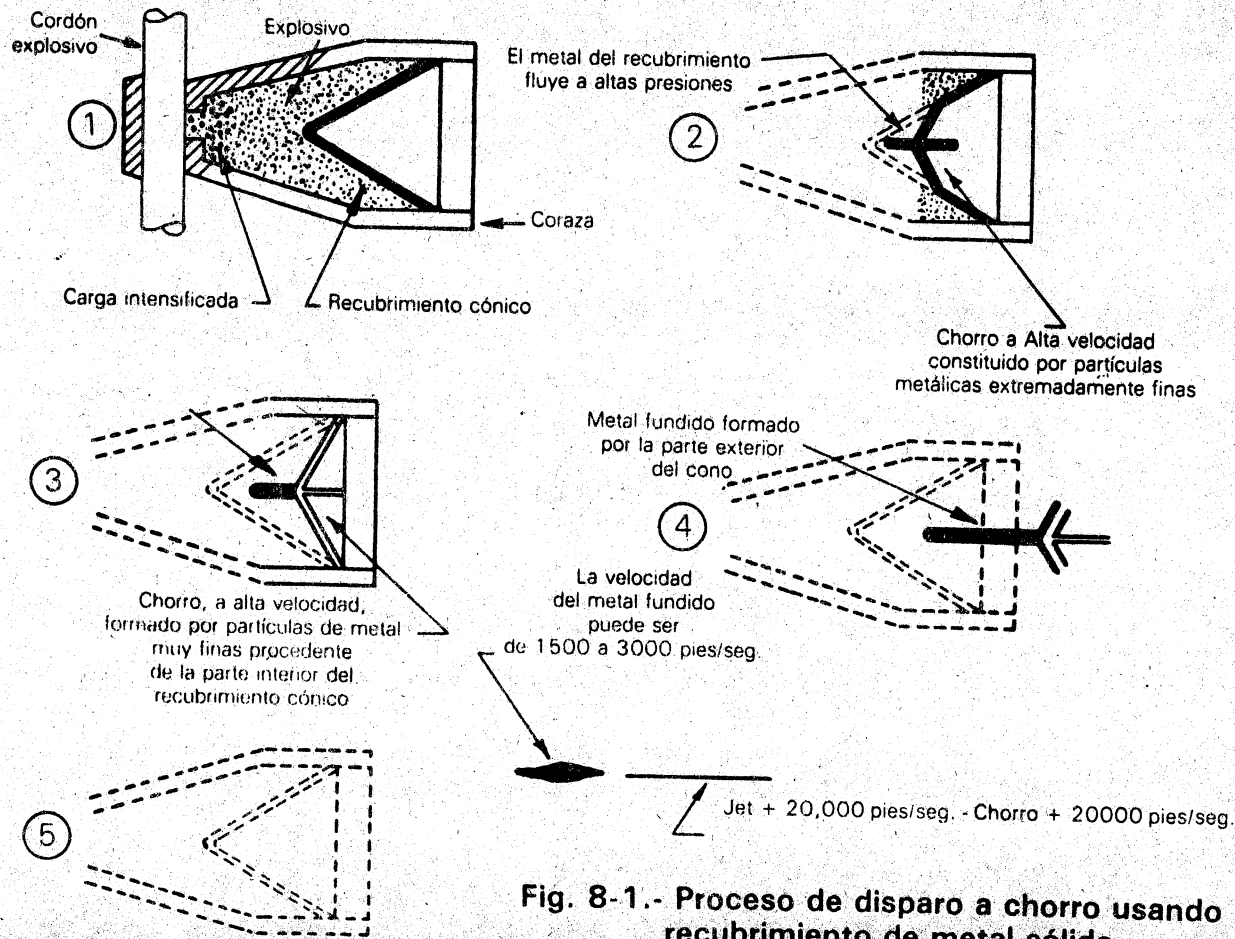


Fig. 8-1.- Proceso de disparo a chorro usando un recubrimiento de metal sólido.

se esperan presiones relativamente bajas, en la cabeza del - pozo, después de disparar. Algunos pozos con baja presión han sido sondeados para proporcionar una presión diferencial hacia el pozo durante los disparos; en estos pozos la presión en la cabeza del pozo es generalmente igual a cero o muy baja después de permitir que los fluidos del yacimiento se eleven hasta alcanzar condiciones de presión balanceada con el espacio anular.

Disparar con pistolas de diámetro grande, mientras se mantiene una presión diferencial hacia el fondo del pozo, ofrece un potencial considerable para mejorar las terminaciones en los pozos, si las cajas prenoestopas lubricadoras pueden diseñarse para manejar mayores presiones mientras se extrae la pistola para la tubería de revestimiento y se corre el empacador.

2. El segundo procedimiento consistiría en disparar la tubería de revestimiento con una pistola convencional para tubería de revestimiento, en un fluido limpio y con una presión diferencial hacia el pozo. Se extraería la pistola bajo presión, y produciría el pozo sin tubería de producción. La producción de pozos sin tubería de producción ha sido un procedimiento usual durante varios años, aplicando en muchos pozos del Medio Oriente. Esta técnica también ha sido una parte de las terminaciones sin tubería de producción durante varios años.

3. Un tercer procedimiento consiste en disparar - con una pistola convencional para tubería de revestimiento, con una presión diferencial hacia el pozo. La pistola se extrae bajo la presión total del pozo empleando un preventor para tubería de producción.

4. En algunos pozos con alta producción, equipados con tuberías de producción de 3 1/2 a 7 pg de diámetro, puede correrse un cargador tubular convencional, en lugar de una pistola para disparar a través de la tubería de producción, de diámetro menor.

#### 8.6 RESUMEN DE PROCEDIMIENTOS PRACTICOS PARA DISPARAR OPTIMAMENTE.

1. Seleccione la pistola con base en los datos - de las pruebas de la Sección 2, del API RP-43, Tercera Edición, octubre de 1974. Corrija los resultados de los datos de las - pruebas API de acuerdo con la resistencia a la compresión de la formación que va a ser disparada. Las pruebas superficiales efectuadas de acuerdo con la Sección 1 del API RP-43 son de un valor muy limitado en la selección de las pistolas.

2. El claro de las pistolas debe ser considerado en cada operación para optimizar la penetración y el tamaño del agujero. Las pistolas para disparar a través de las tuberías de producción están normalmente diseñadas para dispararse con un claro igual a cero cuando no están desfasadas. Si las pistolas para disparar a través de la tubería de producción son

detonadas con claros diferentes de cero o probablemente de  $1/2$  pg, la penetración estimada y el tamaño del agujero deberán corregirse por el claro de la pistola y por la resistencia de la formación a la compresión.

3. El Método preferido para disparar consiste generalmente en disparar usando fluidos limpios, libres de sólidos, no dañantes, y manteniendo una presión diferencial hacia el pozo. Normalmente es suficiente con mantener una presión diferencial hacia el pozo de 200 a 500 lb/pg<sup>2</sup>.

4. En calizas o dolomitas, puede ser conveniente disparar en HCl o ácido acético, con una presión diferencial hacia la formación, si se usa aceite o agua limpios que proporcionen la carga hidrostática requerida para controlar el pozo.

5. No es recomendable disparar en aceite, en agua, o en ácido bajo una columna de lodo.

6. Cuando se dispare en lodo o con fluidos relativamente sucios, debe reconocerse que:

-- Es virtualmente imposible remover los tapones del lodo o sedimentos de todos los disparos por sondeo o por flujo.

-- Los tapones de lodo o sedimento no son fácilmente removidos de los disparos, con ácido o con otros productos químicos, a menos que cada disparo sea fracturado con bolas selladoras.

-- Las herramientas lavadoras de disparos y las de "sondeo instantáneo" han probado su efectividad para remover los tapones de lodo de los disparos en algunos pozos terminados en formaciones de arena no consolidada.

7. No debe permitirse que los lodos de perforación y los fluidos de terminación sucios entren a los disparos durante la vida del pozo. El agua o el aceite sucios pueden ser muy perjudiciales, debido al taponamiento de los disparos o de la formación con sólidos.

8. Los disparos taponados con lodo contribuyen a la presentación de estos problemas:

-- La productividad de los pozos puede ser apreciablemente reducida.

-- La recuperación de aceite o gas puede reducirse apreciablemente, dependiendo del tipo de empuje del yacimiento y los procedimientos de terminación.

-- La eficiencia de la inyección de agua o de otros métodos de recuperación mejorados pueden reducirse grandemente.

- Algunos pozos exploratorios pueden ser abandonados como resultado de bajas productividades indicadas erróneamente durante las pruebas de formación o de producción.
- La efectividad de las cementaciones forzadas, de los empaquetamientos de grava y la consolidación de las arenas, puede reducirse apreciablemente.
- Pueden presentarse frecuentemente problemas de arenamiento en los pozos, al generar altos ritmos de flujo a través de unos cuantos disparos, al permanecer taponados la mayoría de los disparos.
- Los cedazos se partirán muy rápidamente en los pozos que producen aceite o gas con gastos relativamente altos, si la mayoría de los disparos en la tubería de revestimiento están taponados.
- La probabilidad de que se presenten problemas de conificación o digitación de agua o gas aumenta cuando un porcentaje alto de los disparos están taponados.

## 8.7 A P E N D I C E

### Pruebas API para Evaluar las Pistolas

Las pruebas descritas en la Sección 1, del API RP-43, Tercera Edición, octubre de 1974, son una revisión del sistema de pruebas superficiales desarrollado a principios de 1940. Estas pruebas fueron diseñadas para evaluar las pistolas a bala y a chorro, a condiciones superficiales, en probadores de concreto.

Para preparar el probador, un tramo de tubería de revestimiento se cementa dentro de un barril usando una parte (un saco de 94 lb), de cemento clase A, y dos partes de arena seca, (188lb), mezclado con 0.45 partes o 43.3 lb (5.1 gal) de agua potable. Al tiempo de disparar, la mezcla de cemento y arena debe de tener un mínimo de 28 días de fraguado y una resistencia mínima a la tensión de 400 lb/pg<sup>2</sup>.

Las pistolas a bala se disparan en aire y las a chorro en agua. El recubrimiento de acero exterior (tambor), puede dejarse o removerse del probador cuando se disparan cargas prefomadas; debe permanecer en su lugar cuando se prueban pistolas a bala. El tamaño del agujero, la altura de los residuos y la penetración de los disparos se miden y registran en las formas API 43 D.

Valor de las pruebas de la Sección 1, de API RP-43. - Estas pruebas superficiales probablemente son útiles para pruebas en el campo; para evaluar los cambios en el tamaño de los disparos, debido a los cambios en el claro de las pistolas; y para evaluar la consistencia del comportamiento de las pisto-



las. Pueden ser útiles para determinar si las cargas preformadas han sido dañadas durante su traslado al campo. Los resultados de estas pruebas no indican el potencial de flujo a través de los disparos o la susceptibilidad de los disparos a ser limpiados.

Estas pruebas superficiales no evalúan el taponamiento de los disparos con los residuos del recubrimiento fundido, o "zanahoria", debido a que éstos tienden a saltar y desviarse fuera de los disparos cuando éstos se efectúan a presión atmosférica, particularmente al usar pistolas con cargas descubiertas. Tampoco los residuos son lavados de los disparos como sucede en las pruebas de flujo. En la forma 43 D del API se reportan los datos de las pruebas correspondientes a las Secciones 1 y 2 del API RP-43, Tercera Edición de octubre de 1974. El apéndice 1 muestra algunos ejemplos de los datos de prueba reportados para pistolas a chorro específicas.

Las pruebas descritas en la Sección 2, API RP-43, Tercera Edición, octubre de 1974, están diseñadas para evaluar, bajo condiciones simuladas del yacimiento y del fondo del pozo, el tamaño del agujero, la penetración, y la habilidad de pistolas específicas para proporcionar disparos con alta eficiencia de flujo. En las pruebas de la Sección 2 API RP-43, se usa el aparato y el procedimiento desarrollado por la Compañía - Exxon, descritos al principio de este capítulo. Sin embargo, el método para calcular la eficiencia de flujo fue cambiado en el procedimiento estándar API revisado en 1971. El procedimiento de evaluación actual se describe a continuación:

Evaluación del flujo a través de los disparos. - -  
Antes de preparar el probador se mide la permeabilidad efectiva original ( $k_i$ ), a la kerosina, de un núcleo de arenisca Berea en "estado restaurado".

La permeabilidad efectiva a la kerosina del probador de arenisca Berea disparado ( $k_p$ ), se mide después de dispararlo y limpiarlo a contra flujo.

A continuación se calcula la relación de la permeabilidad efectiva con disparo a la permeabilidad efectiva original del núcleo. Esta relación de permeabilidad experimental - fue originalmente denominada IFP o Índice de flujo del pozo en la Sección 2, del API RP-43, de octubre de 1962.

$k_i$  es la permeabilidad ideal de un núcleo disparado con un disparo limpio de la misma penetración que la del agujero usado para obtener  $k_p$  y está basada en un disparo de 0.4 pulgadas de diámetro. El valor de  $k_i$  para cualquier penetración de disparo en un núcleo de longitud dada, puede determinarse usando el programa de cómputo disponible en el Apéndice A del API RP-43, Tercera Edición, de octubre de 1974.

$(k_i/k_o)$  es la relación de la permeabilidad efectiva del núcleo perforado idealmente a la permeabilidad del núcleo original. La eficiencia de flujo del núcleo, EFN =  $---$   $(k_p/k_o) / (k_i/k_o)$ . EFN representa la efectividad relativa del

disparo para conducir un fluido comparada con la proporcionada por una perforación ideal (sin daño) de 0.4 pg de diámetro.

La penetración total en el núcleo en pulgada, se conoce como PTN. Es siempre inferior en 1/8 de pg que la PTP, penetración total en el probador.

La penetración efectiva en el núcleo, PEN, es la eficiencia de flujo en el núcleo, EFN, multiplicada por la penetración total en el núcleo, PTN.  $PEN = (EFN) (PTN)$ . Esto proporciona una manera de comparar la capacidad de flujo de los disparos con penetración diferente (PTN) y con eficiencia de flujo diferente (EFN). El disparo con mayor PEN, penetración efectiva del núcleo, en un probador, (núcleo), de la misma longitud, deberá tener el mayor gasto bajo condiciones de agujero limpio a una presión diferencial dada.

Todas las pruebas de disparos reportadas por las Compañías de Servicio en las Formas 43 D del API, Sección 2, se efectúan en arenisca Berea con una resistencia a la compresión promedio del orden de 6,500 lb/pg<sup>2</sup>, a menos que se señale una resistencia diferente a la compresión. Por lo tanto la penetración total en el probador (PTP) para cada pistola, deberá corregirse por la resistencia a la compresión de la formación particular en el fondo del pozo, si los datos de la prueba API se usan para seleccionar una pistola para un pozo específico.

Por ejemplo, los datos de la prueba API RP-43, - Sección 2, reportados en la Forma 43D para una pistola disparable a través de la tubería de producción de 1 11/16 pg, mostraron que el PTP fue de 5.03 pg. Para ilustrar el efecto de la resistencia a la compresión de la formación sobre la selección de la pistola, suponga que la resistencia a la compresión de una formación es de 2,000 lb/pg<sup>2</sup> y la de otra formación de 14,000 lb/pg<sup>2</sup>. Haciendo referencia a la figura 7-6 (comportamiento de las pistolas en formaciones con varias resistencias a la compresión), el valor corregido de PTP para la formación de 2,000 lb/pg<sup>2</sup> es de aproximadamente 8.4 pg; y para la formación de 14,000 lb/pg<sup>2</sup> de aproximadamente 1.4 pg.

Para obtener el valor correcto de PTN, reste el espesor de 1/8 pg, correspondiente a la tubería de revestimiento y el cemento, del valor de PTP, obteniéndose una penetración de aproximadamente 7.3 pg en la formación con 2,000 lb/pg<sup>2</sup>, y de 0.3 pg de penetración en la formación con 14,000 lb/pg<sup>2</sup> de resistencia a la compresión. La penetración en la formación de baja resistencia a la compresión sería adecuada, mientras que la penetración en la formación con 14,000 lb/pg<sup>2</sup> es totalmente insatisfactoria.

Uso Recomendado para los Datos de las Pruebas API RP-43.

Prueba con probador de cemento, Sección 1, API RP-43.- El diámetro del agujero de entrada, obtenido de acuerdo con las pruebas con probador de cemento, de la Sección 1 es la parte más esencial de esta prueba, debido a que el diáme-

tro del agujero de entrada es medido en la tubería de revestimiento, una superficie curva, recubierta con cemento.

Los datos del probador de concreto, de la Sección 1, no deben usarse para evaluar la penetración, debido a que el probador de arena-cemento no es representativo de las formaciones existentes en el fondo del pozo.

Probador con núcleo de arenisca Berea, Sección 2, API RP-43. Una indicación más confiable de la penetración puede obtenerse usando los datos obtenidos en un probador de arenisca Berea. Los probadores de arenisca Berea son más uniformes y no tienen la gran variación en resistencia observada con probadores de concreto. Los datos con probadores Berea proporcionarán una información más útil en relación a la penetración, a las características de flujos de los disparos, y a la productividad del pozo.

Los diámetros de los agujeros a la entrada del probador de arenisca Berea, son medidos en una superficie plana consistente en una placa de acero dulce. Los agujeros de entrada en los probadores de arenisca Berea son ligeramente mayores que los obtenidos en el probador de concreto.

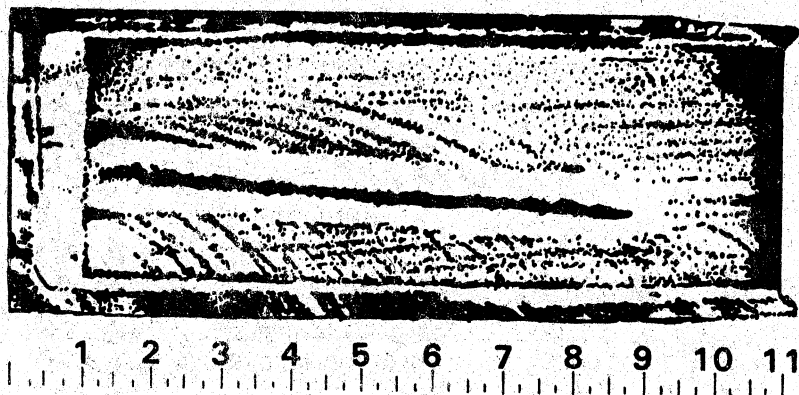
Uso de datos de la Formación API 43 D.- Los datos tanto de la Sección 1 como de la Sección 2 son reportados en la Forma 43 D.

La figura 8-12 muestra datos de una prueba realizada por el centro de investigación de disparos a chorro, con una carga de 4 pg XLR (agujero extra largo). El dibujo a escala de la penetración en la Forma API muestra una penetración de 4.91 pg y un agujero de 0.93 pg en el probador de flujo Berea. El agujero es grande y relativamente uniforme. Tendría una buena aplicación para disparar zonas que serán empacadas con grava o en pozos en formas de carbonato, disparados en ácido, donde el incrustamiento es un problema severo.

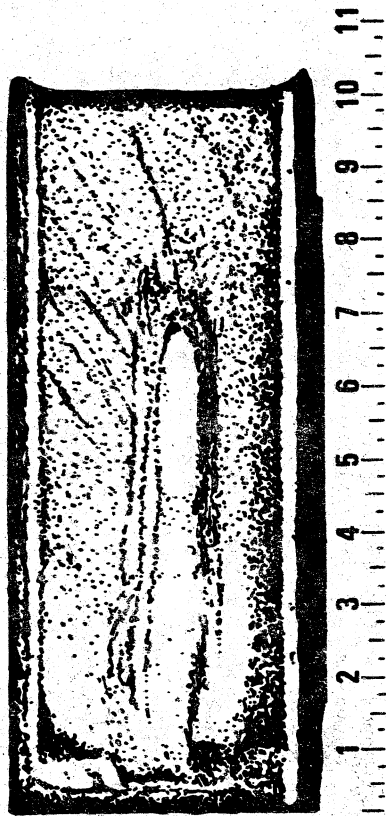
La figura 8-13 muestra los datos de una pistola - Schlumberger Scallop de 2 7/8 pg. La penetración promedio en el probador de flujo Berea resultó de 10.63 pg, que es una penetración excelente para una pistola disparable a través de la tubería de producción. Esta pistola tendría aplicación, en cualquier pozo en que se instalan tubería de producción de diámetro grande, para obtener alta productividad en pozos productores de aceite o gas.

La figura 8-14 muestra los datos de una carga a chorro, Jumbo 4NCFV, de la Cía. Dresser-Atlas, usada en una pistola Konshot de 4 pg. La penetración promedio en el probador de flujo Berea resultó de 14.01 pg con un tamaño promedio del agujero de 0.44 pg. Esta carga es representativa de muchas similares que ofrecen diversas compañías para emplearse en pistolas convencionales para tuberías de revestimiento.

Este tipo de cargas deberá ser preferido cuando se tienen problemas de penetración. Debido a la posibilidad de obturamiento de los disparos con incrustación, parafina, asfaltenos y otros residuos, es conveniente en la mayoría de los disparos obtener un diámetro mayor de 1/2 pg.



**Fig. 8-3.- Disparo a chorro efectuado en lodo con una presión diferencial hacia la formación.**



**Fig. 8-4.- Disparo a chorro efectuado en agua salada con una presión diferencial hacia el pozo.**

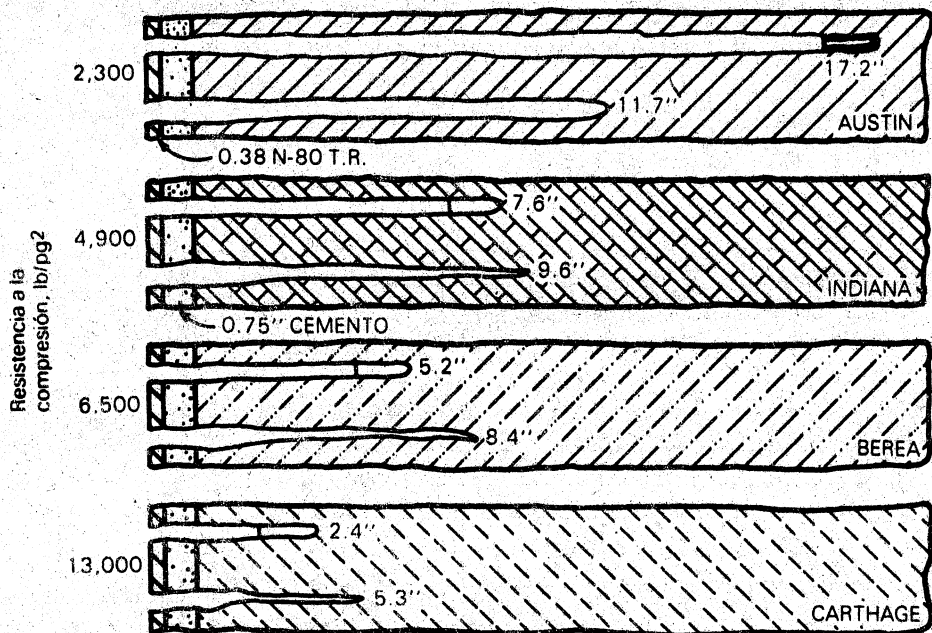
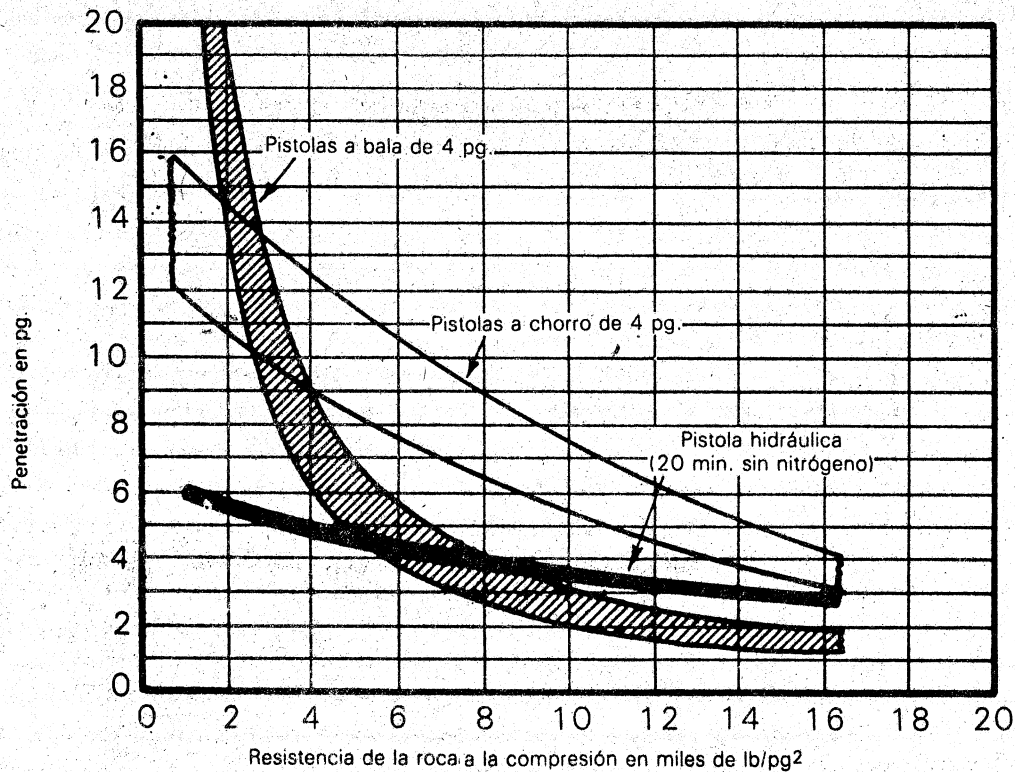


Fig. 8-5.- Efecto de la resistencia de la formación a la compresión sobre la eficiencia de penetración de pistolas a bala y a chorro.



**Fig. 8-6.- Comportamiento de pistolas hidráulicas, a chorro y a bala en formaciones de diferentes resistencias a la compresión.**



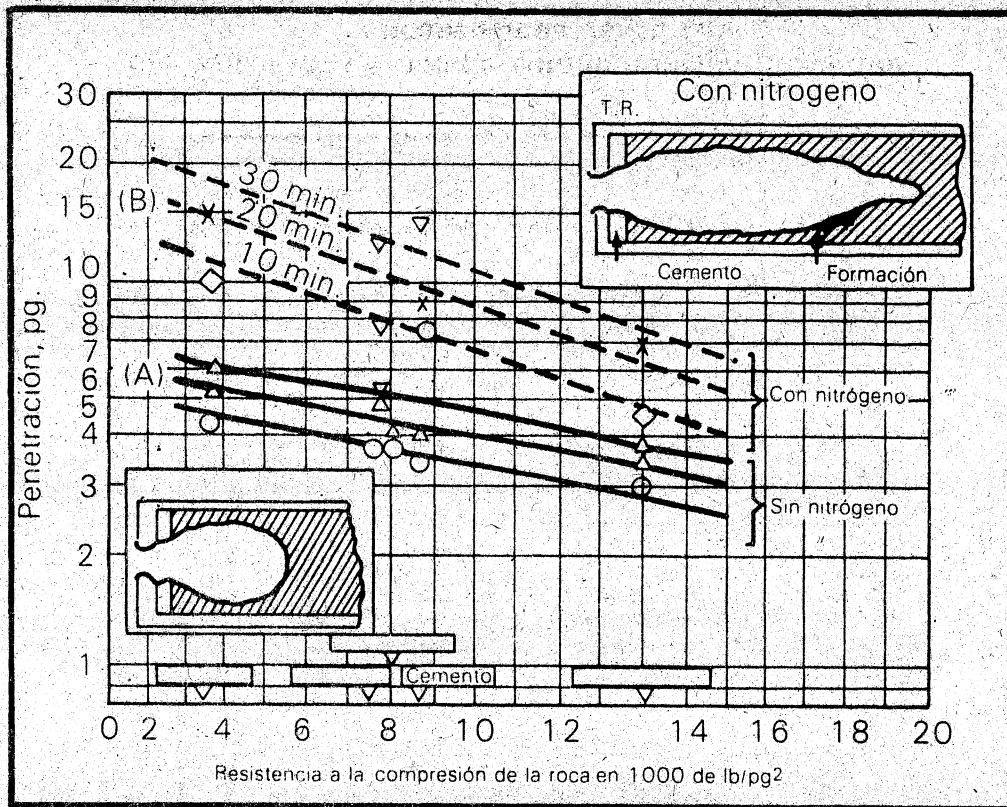


Fig. 8-7.- Efecto de la resistencia a la compresión de la roca sobre la penetración con pistola hidráulica.

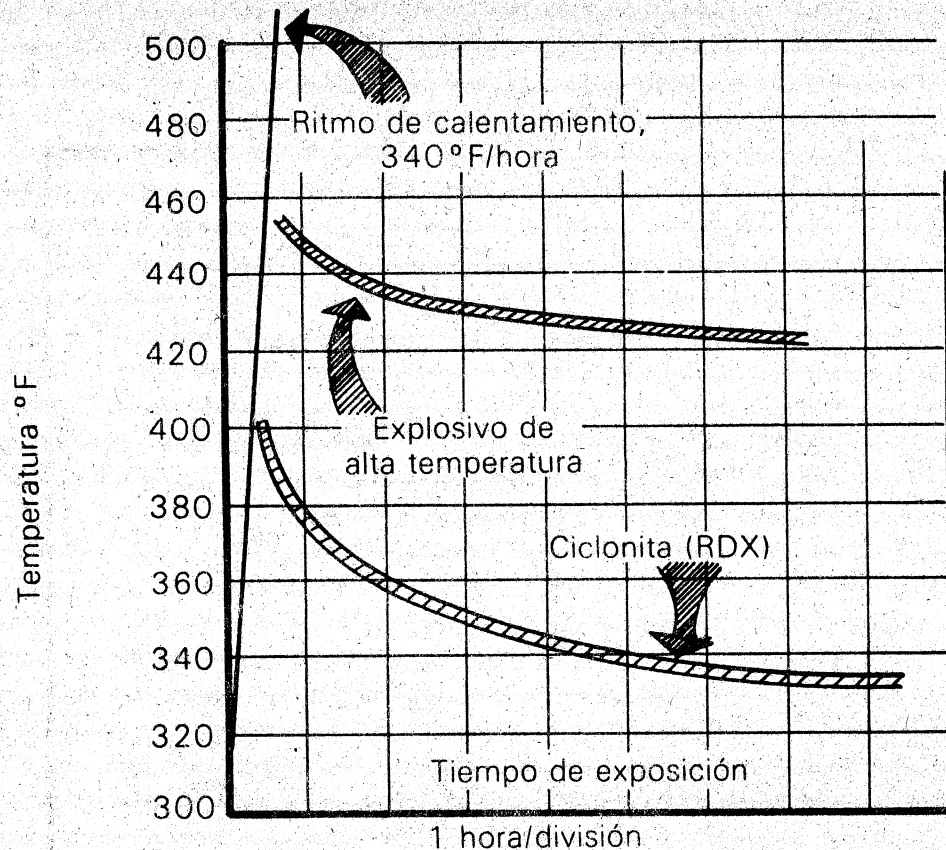
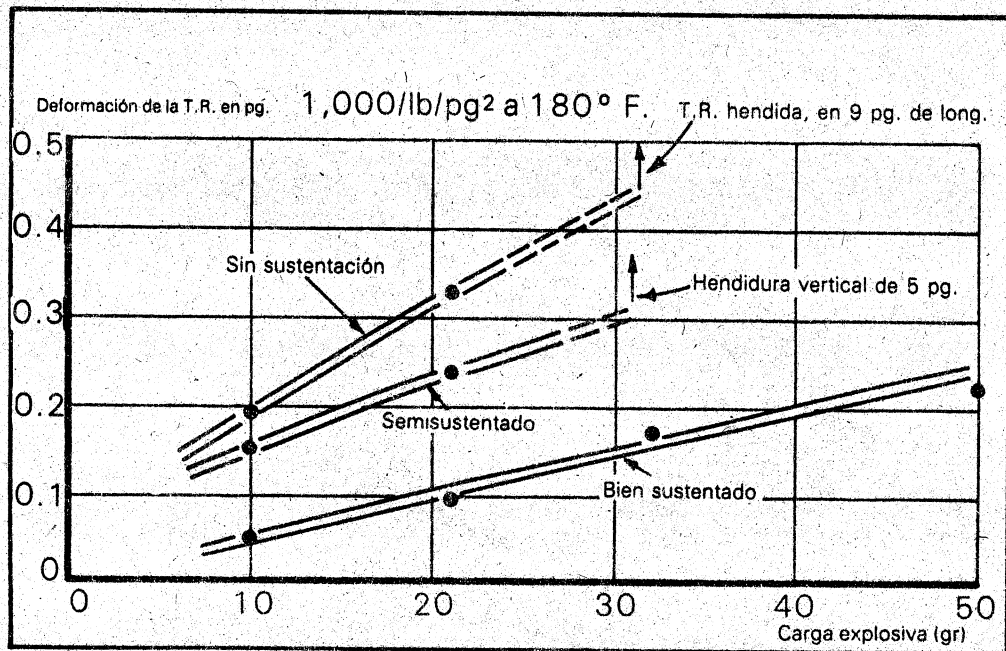
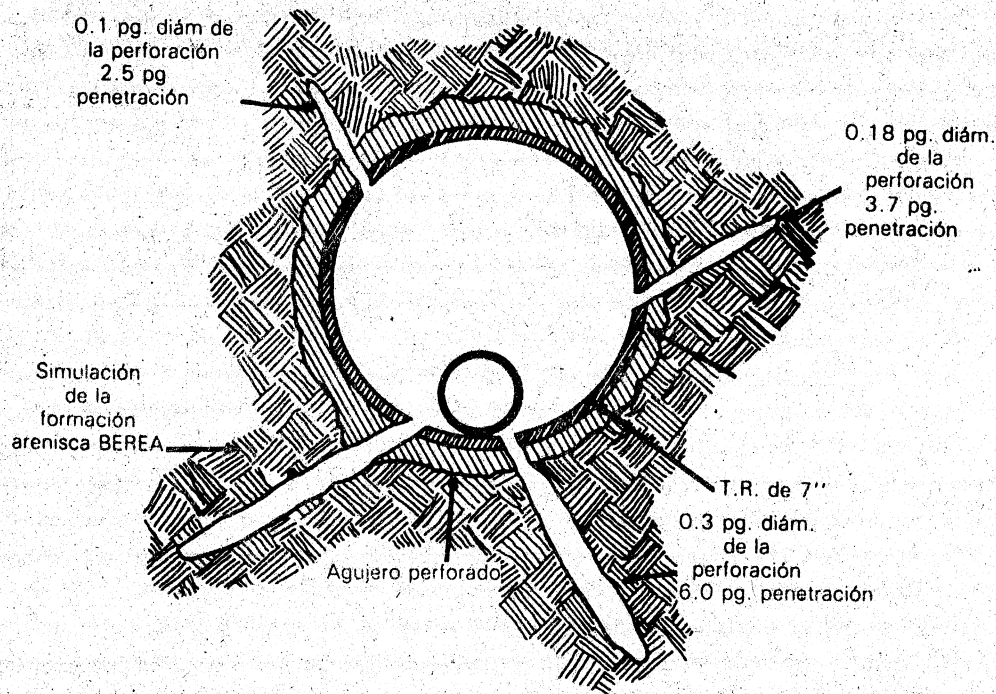


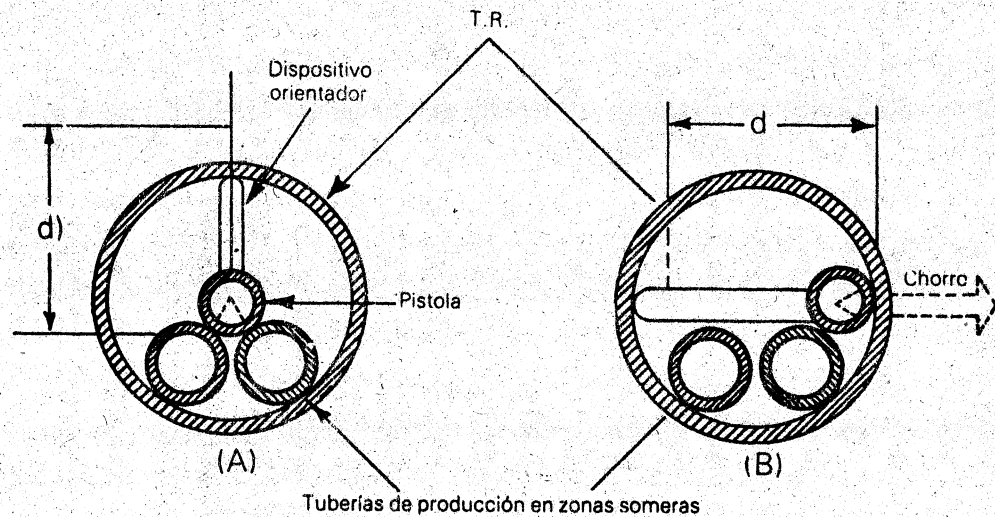
Fig. 8-8.- Curvas de autodedonación de cargas encapsuladas de 26 Gr.



**Fig. 8-9.- Tubería de revestimiento dañada por exceso de cargas.**



**Fig. 8-10.- Variación típica del funcionamiento con un faseo de 90° de un perforador de 1<sup>11/16</sup> pg en el interior de una T.R. de 7".**



**Fig. 8-11.- Perforación orientada de zona entre empacadores.**  
**En (A), la pistola no puede ser disparada conforme al dispositivo de orientación.**

**En (B) la pistola se tiene en posición adecuada para efectuar el disparo.**

## HOJA DE CERTIFICACION DE DATOS

Compañía de Servicio Dresser Atlas  
 Designación y diám. ext. de la pistola 4" Koneshot  
 Nombre de la carga ANCF y Jumbo Joi  
 Tipo de perforador Retrievable Hollow Carrier  
 Diámetro mínimo de la tubería 5 1/2" pg.  
 Long. normal de la pistola 6 y 10 pies  
 Máxima cant. de disparos 168  
 Espaciamiento disponible 1,2,3,4 disparos/pie  
 Faseo 120 grados  
 Orden de disparo arriba/abajo si abaja/arriba  
 Disponibilidad de disparos semi selectivos si Simultáneos

Peso de la carga 22.5 gm RDX pólvora  
 Temp. máx. 24 hrs. 350 °F  
 Presión máxima 2000 lb/pg<sup>2</sup>  
 Material de recubrimiento hule y acero  
 Material de barrido acero H.T.  
 Diámetro ext. de la bala pg. long. pg.  
 Peso del desperdicio contenido en el cuerpo  
 Descripción del desperdicio contenido en el cuerpo  
 Observaciones No hubo formación del túnel

### SECCION 1 DATOS CONCRETOS

11" Tub. revestimiento 5 1/2" D.E. 17 lb/pie J-55 grado API  
 Datos del objetivo 48 D.E. Resist. a la tensión 453 b/pg<sup>2</sup> Resist. a la compresión 4642 lb/pg<sup>2</sup>  
 10" Fecha de la prueba Noviembre 7, 1971 Duración de la prueba 29 días

	No. 1	No. 2	No. 3	No. 4	No. 5	No. 6	promedio
9" No. del disparo	0	.68	.68	0	.68	.68	.45
8" Claro	.43	.34	.35	.35	.34	.31	.35
Diámetro T.R. agujero eje corto, pg.	.44	.35	.37	.43	.36	.35	.40
Diámetro T.R. agujero eje largo, pg.	.44	.35	.36	.39	.35	.33	.38
7" Prof. total, pg.	19.05	20.05	19.43	18.93	19.05	20.93	19.57
Altura del disco, pg.	.08	.09	.10	.07	.10	.09	.09
6" Prof. del desperdicio o bala, pg.							
5" Observaciones							

**LA CAMISA EMPLEADA EN ESTA CARGA NO FORMA EL TUNEL**

### SECCION 2- NUCLEO DE ARENISCA BERA

DATOS DEL NUCLEO						CONDICIONES DEL DISPARO			CONDICIONES DE FLEJO			RESUL TADOS					
PRUEBA No.	FECHA DE LA PRUEBA	HUMEDAD	Sw	LONG. DEL NUCLEO pg.	R. mg	PRESION lb/pg <sup>2</sup>			FLEJO TOTAL (LIBRAS)	PRESION lb/pg <sup>2</sup>	FLEJO TOTAL LIBRAS	K <sub>s</sub> md	DIAM. DE AGUJERO DE ENTRADA pg.				
						NUCLEO	CLARO pg.	NUCLEO									
1070	12-12-72	19.3	76.3	18	228	1500	1000	0.50	1000	1200	28	602	44	76	14.10	12.97	9.88
1071	12-15-72	19.2	74.4	21	160	1500	1000	0.50	1000	1200	31	304	46	85	14.00	12.87	10.93
1072	1-3-73	19.0	70.3	18	182	1500	1000	0.50	1000	1200	42	365	43	72	13.92	12.79	9.20
													44	78	14.01	12.88	10.00

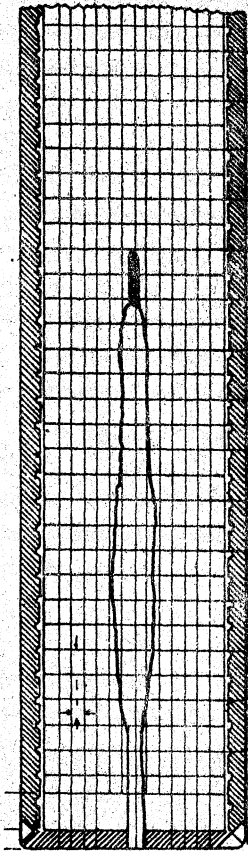


Fig. 8-12

Fig. 8-14

158

## CAPITULO IX

### CONTROL DE ARENAMIENTO DE POZOS

#### 9.1.- Terminación con Cedazo.

Los yacimientos de arenas no consolidadas, provocan un arenamiento de los pozos, debido al acarreo de la arena por el fluido producido, ocasionando una reducción parcial y en algunos casos total de la capacidad productiva de los pozos. En los pozos inyectoros también se tiene este tipo de problema y en estos casos la arena se acumula por diferentes causas.

Existen 2 métodos para el control del arenamiento y son: Consolidación con materiales químicos y retención mecánica. El primero consiste en la inyección de una resina al yacimiento, la cual consolida los granos de arena y evita su migración hacia el pozo. Este método es poco recomendable, debido a su alto costo, sobre todo en pozos con intervalos abiertos grandes, que contengan arenas lutíticas o escasas reservas.

El método mecánico es el más usado y se basa en la colocación y engravamiento de un cedazo enfrente de la formación productora. Este método se describe a continuación:

#### Limpieza del pozo o preparación del agujero.-

Por lo general, los pozos adernados y con arena, se limpian por circulación con una tubería franca, la cual lleva en su extremo inferior un niple de aguja, o sea un pedazo de tubo cortado en forma transversal. Además debe meterse barrena y escareador, para acondicionar la tubería de revestimiento enfrente de los disparos y evitar que se dañe el cedazo al bajarlo. En caso de tener pozos con baja presión de fondo, que no permiten el uso de un fluido de circulación, el desarenamiento se efectúa con una cubeta mecánica con el cable de sondeo o línea acerada. Este procedimiento es muy lento y no es económico cuando se tienen tramos muy grandes para desarenar. Los fluidos de circulación usados por lo general son diesel o agua salada. Actualmente se desarenan los pozos circulando espumas estables preformadas.

En pozos que no tienen tubería de revestimiento enfrente de la zona productora, la preparación consiste en ampliar el agujero a un diámetro de por lo menos 6 pg. mayor que el diámetro de la última T.R. cementada (Fig. 9.1), así como cambiar el fluido de perforación por un fluido (Agua gelatinizada o salmueras) que no dañe la formación y evite el taponamiento de la grava o del cedazo.

Durante la limpieza del pozo se toman muestras de la arena recuperada para su análisis granulométrico. Este análisis sirve para determinar el tamaño de la grava por usar y diseñar el cedazo necesario.

## Determinación del tamaño de la grava y del cedazo.

La muestra obtenida del pozo, después de lavada, secada y pesada, se hace pasar a través de una serie de mallas o cribas tipo tyler de especificación conocida. Se determina en cada malla el peso y porcentaje retenido de la muestra, escogiéndose aquella que retiene entre 10 - 20% de la muestra analizada. Esto se debe a que se ha comprobado experimentalmente que este porcentaje representa a los granos mayores, los cuales, al colocarse alrededor del cedazo, formarán un empacamiento gradual y natural de los granos más finos.

Una vez determinado el tamaño de la malla que retiene el 10 - 20% de la muestra, por ejemplo 0.008", se multiplica este valor por 5 y por 8, y estos resultados dan el tamaño mínimo y máximo de la grava. Por ejemplo  $5 \times 0.008" = 0.040"$ ,  $8 \times 0.008" = 0.064"$ . Estos valores se determinan de la gráfica de la figura 10.15 en donde se ve que las permeabilidades mayores (en los puentes formados por la grava empacada) se obtienen con relaciones grava-arena de 5 a 8.

El tamaño de la abertura de los cedazos se determina tomando la mitad del valor mínimo de la grava. Con esto se tiene la seguridad que la grava no pasará a través del cedazo.

### 9.2.- Descripción del Equipo.

La longitud del cedazo será tal que cubra todo el intervalo abierto a producción. En cuento la holgura, es conveniente un claro entre agujero o tubería de revestimiento y el cedazo de 6 a 8 pulgadas.

El cedazo debe llevar en su parte inferior una zapata, que sirve como guía de la sarta y además sella la parte inferior de la misma. También se colocan a lo largo de la sarta, centralizadores de plástico o aluminio, para tener un mejor acomodo de la grava alrededor del cedazo. Estos centralizadores se elaboran de un material fácil de moler, para facilitar la recuperación del cedazo en caso necesario. En la parte superior se coloca un tramo de cedazo, corto o "Chismoso", que servirá para la operación del engravado.

El equipo superficial para el bombeo de la grava consiste generalmente en la bomba de lodos del equipo de perforación o reparación y de un mezclador adicional formado por su recipiente o barril, un juego de válvulas y un manómetro. Este equipo adicional sirve para incorporar la grava al fluido de circulación usado.

Encima del cedazo corto se conecta una junta o niple acoplador, se guía de la junta soldadora del cedazo y de la herramienta engravadora. Esta última consiste principalmente de un dispositivo de desviación del fluido de circulación y un elemento empacador formado por copas de hule invertidas. Enseguida se conecta una junta que lleva colgada una tubería lavadora dentro de toda la longitud del



cedazo y, por último, se continúa con tubería de perforación o de producción (Fig. 9-2,3).

### 9.3.- Colocación de Cedazo y Engravamiento.

Una vez colocado el cedazo hasta la profundidad programada, se establece circulación directa y se inicia el bombeo de la grava por etapas, de acuerdo a la capacidad del tanque mezclador. La grava suspendida en el fluido es desviada (al llegar a la herramienta soltadora) hacia el espacio anular, a través de unos orificios situados abajo de las copas selladoras, para descargar por el espacio anular. En esta forma se continúa bombeando la grava, hasta cubrir toda la longitud del cedazo, vigilando en el manómetro la presión de circulación. Al cubrir la grava el cedazo corto o "Chismoso", el fluido ya no puede regresar por la tubería lavadora, suspendiéndose la circulación en el espacio anular y notándose un incremento brusco en la presión de bombeo. Enseguida se procede a soltar el cedazo, dando vueltas para desconectar la junta soltadora. Se levanta la tubería y se circula para eliminar el exceso de grava. (Fig. 9-4,5).

Una vez recuperada la herramienta soltadora, se procede a la terminación del pozo, de acuerdo al sistema de explotación que sea necesario, conectando el extremo inferior del aparejo de producción a la boca del cedazo, (Fig. 9.6).

Antes de poner el pozo en operación, debe comprobarse esta conexión, calibrando tanto el aparejo de producción como el interior del cedazo con línea de acero.

En pozos con tubería de Revestimiento, la preparación consiste en dos etapas (Figs. 9.7 a 9.14).

1a.- Se coloca la grava en el espacio anular formación -TR., a través de las perforaciones de la T.R., por medio de presión, como si fuera una cementación forzada.

2a.- Se coloca la grava en el espacio anular T.R.-cedazo, por el método descrito para el caso de agujero abierto.

Empaquetamiento a través de las perforaciones de la T.R:

a). Antes de introducir la grava, las paredes de la formación arenosa deben ser limpiadas, de materiales de invasión, con tratamientos de lavado o por sondeo. Se hace una comprobación de la limpieza, bajando la T.P. hasta la profundidad interior. (Figs. 9.7 y 9.8).

b). Mediante un fluido viscoso transportador de la grava, que por lo general es agua salada o aceite gelatinizados, y aplicando presión por la T.P. y el espacio anular T.R.-T.P., la grava es forzada a través de las perforaciones hacia las paredes de la formación, y las fracturas naturales o inducidas (Fig. 9.9).

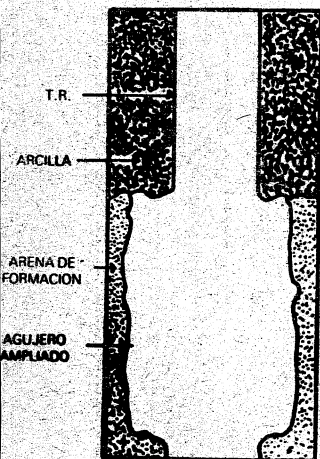
La grava sobrante es regresada a la superficie por circulación. También puede usarse T.P. y empacador cuando se quiere aliviar de la presión de inyección a la T.R.

- c). Una vez extraído el exceso de grava del interior de la T.R., se llena el espacio anular T.R.-cedazo, con grava, por el método utilizado en pozo con agujero descubierto (Figs. 9.10 a 9.14).

#### 9.4. Recomendaciones para obtener una buena operación de engravado de cedazos.

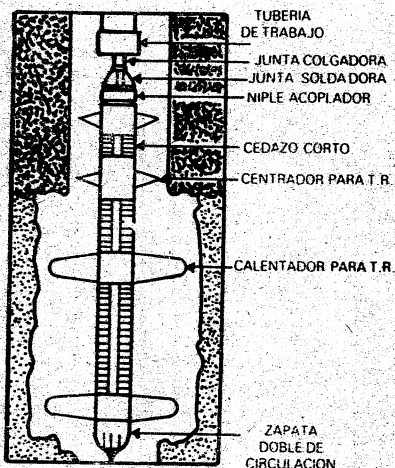
- a). El fluido de circulación que se use para la operación de engravamiento deberá estar limpio; o sea: no debe tener arena, sólidos o materiales extraños en suspensión.
- b). Antes de introducir el cedazo debe de ajustarse su longitud, para que los tramos ranurados queden enfrente del o los intervalos abiertos.
- c). Se deberá tener en el pozo, el volumen calculado de grava necesario para cubrir la longitud del cedazo, más un exceso del 10 al 20%.
- d). El bombeo de la grava deberá hacerse en forma tal, que no se permita el asentamiento por gravedad de la grava, y debe vigilarse continuamente que no se interrumpa la circulación.
- e). Deberá supervisarse que el armado del aparejo de cedazos corresponda al ajuste programado, cuidando que el apriete de la junta soltadora no sea excesivo.
- f). Debe comprobarse el llenado del espacio anular del cedazo, con el volumen calculado de grava.
- g). Antes de desconectar el cedazo se debe comprobar el empacado del mismo, tensionando la sarta.
- h). Después de soltar el cedazo deberá circularse el tiempo necesario, con la tubería lavadora dentro del cedazo, para cerciorarse de que el interior del mismo quede limpio de grava.

# EMPACAMIENTO DE GRAVA EN EL AGUJERO ABIERTO METODO DE CIRCULACION INVERSA



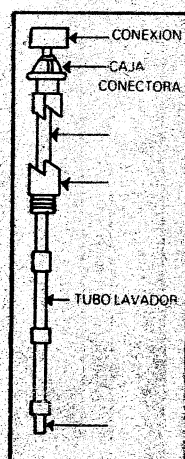
AGUJERO AMPLIADO

FIG. 9-1



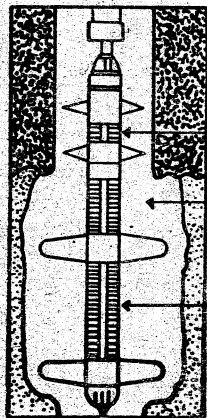
METIENDO EL CEDAZO

FIG. 9-2



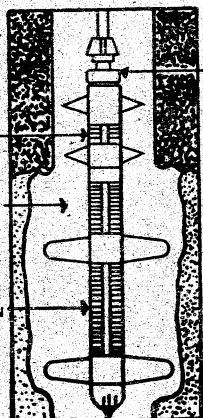
APAREJO DE TUBERIA

LÁVADORA FIG. 9-3



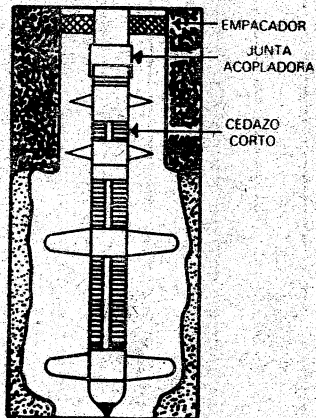
COLOCANDO GRAVA

FIG. 9-4



SOLTANDO EL CEDAZO

Fig. 9-5

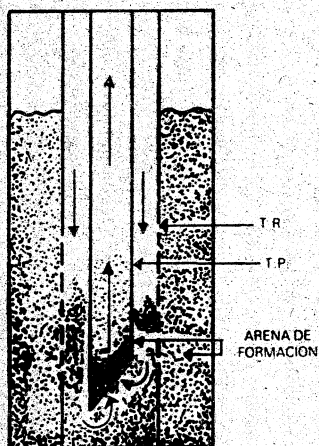


COLOCANDO EL EMPACADOR

Fig. 9-6

# EMPACAMIENTO DE GRAVA EN AGUJERO ADEMADO

## METODO DE CIRCULACION INVERSA



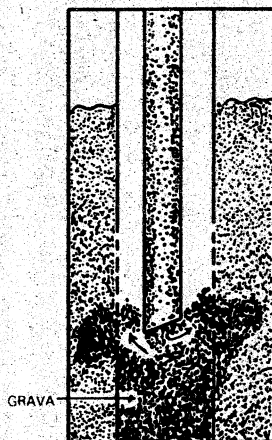
LIMPIEZA DEL POZO

FIG. 9.7



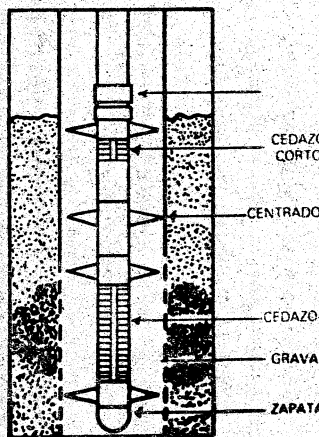
COMPROBACION DE LIMPIEZA

FIG. 9.8



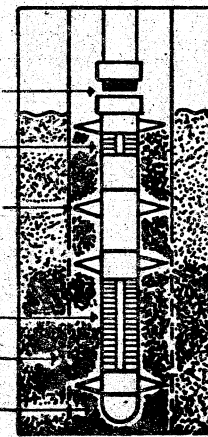
EMPACAMIENTO DE GRAVA

FIG. 9.9



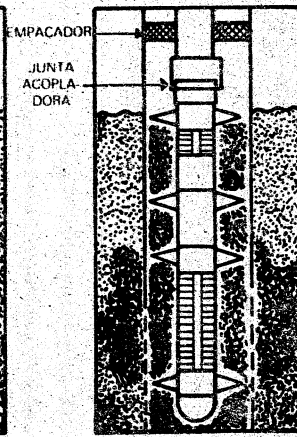
BAJANDO EL CEDAZO

FIG. 9.10



SOLTANDO EL CEDAZO

FIG. 9.11



ANCLANDO EL EMPACADOR

FIG. 9.12

# METODOS DE TERMINACION

## METODO DE EMPACAMIENTO DE GRAVA

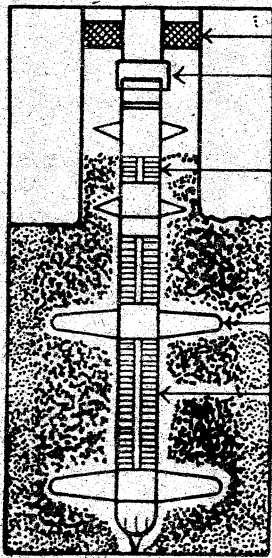


FIG 9.13

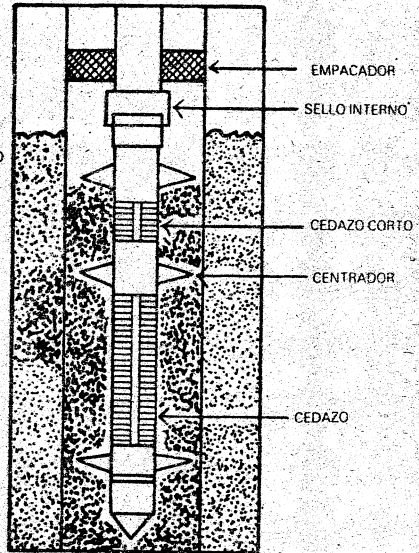


Fig. 9.14

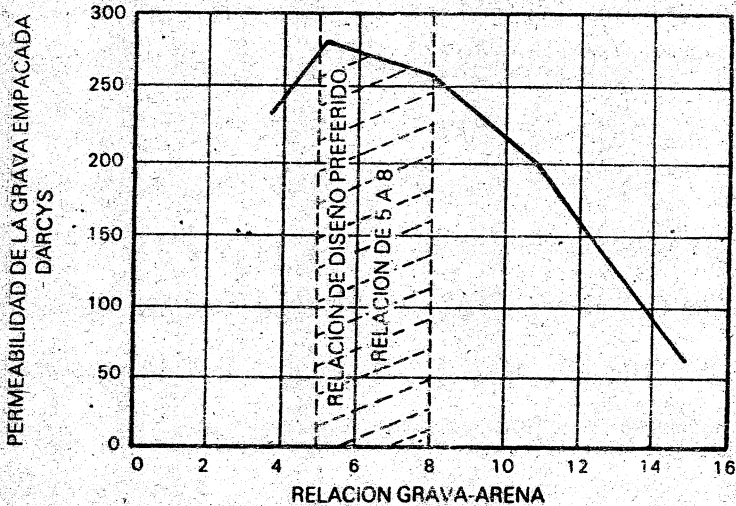


FIG. 9.15. - PERMEABILIDAD DEL PUENTE FORMADO POR LA GRANJA EMPACADA

## C A P I T U L O X

### INDUCCION Y LIMPIEZA

#### 10.1 Inducción por sondeo o por gases inertes.

La inducción consiste en disminuir la presión hidrostática del fluido de lavado (agua) y ésta puede ser de 2 tipos:

- Inducción con sonda
- Inducción con nitrógeno
- Inducción con sonda.- Este método consiste en originar un efecto de succión, introduciendo una sonda por medio de un cable.

La sonda básicamente se compone de tres partes:

- 1) Enchufe o socket.- Su objetivo es acoplar el cable con la barra de sondeo.
- 2) Barra de sondeo.- Es un elemento circular y sólido sobre el cual va instalado el porta copas.
- 3) Copas.- Constituidas de hule sintético y situadas en el porta copas, son las que directamente extraen el fluido de control hacia la superficie, por medio de succión.

Es importante determinar la profundidad a la que debe introducirse la sonda, a fin de que ésta pueda sostener el peso de la columna hidrostática. La sonda va unida por el cable del tambor superior de el malacate. Para conocer la profundidad que se está evacuando, se procede a marcar el cable cada determinada longitud; además así se conoce la cantidad de fluido que se acarrea.

- #### 10.2 Inducción con nitrógeno.-
- Como se mencionó, en un número considerable de trabajos que se efectúan en los pozos petroleros, por ejemplo: terminación de pozos, acidificaciones, fracturamientos, restablecimientos de flujo, etc., con frecuencia se presenta la necesidad de sustituir momentáneamente el fluido que llena el espacio anular y la tubería de producción; o bien nada más el que está en el interior de la tubería de producción, cuando se utiliza empacador, para lo cual se emplea el rutinario sistema de sondeo.

La efectividad del sistema de sondeo depende de muchos factores, siendo los principales: la presión que tiene el yacimiento, la contrapresión que ejerce sobre la formación productora la columna de fluido que llena el pozo, y otros que, aunque de menos valor, también tienen importancia, como es la clase de fluido que ha estado en contacto con la formación productora durante la perforación o terminación, ya que de esto dependerá cuan dañada se encuentra dicha formación (pérdida de agua o la formación, obturación o bloqueo de la formación por arcillas o materiales obturantes, etc.)

Con el propósito de encontrar una forma efectiva para la solución de los problemas anteriores, desde hace tiempo se estuvo ensayando la utilización de algún gas que, por medio de su expansión, proporcionará el mismo resultado que el sondeo, sin contar con las limitaciones de este método.

La búsqueda fue intensa y los experimentos múltiples, hasta determinar que el gas nitrógeno era el que reunía las mejores condiciones, debido a sus características.

El nitrógeno es un elemento químico que suele encontrarse libre en la naturaleza como gas. El 80% de la atmósfera es nitrógeno ya que forma parte del aire en el cual está diluyendo el oxígeno.

Una atmósfera compuesta sólo de oxígeno es inflamable, en cambio el nitrógeno arde con dificultad y difícilmente se combina con otra materia química.

El nitrógeno se obtiene mediante el proceso de liquefacción y destilación fraccionada de aire en una planta que consta esencialmente de: compresoras, una torre de descarbonatación, una sección de secadores y una torre traccionadora con 2 columnas de destilación.

La utilización del nitrógeno en pozos petroleros tiene, entre otras, las siguientes ventajas:

1. Es un gas inerte, lo cual elimina las probabilidades de incendio durante su empleo en los pozos.
2. Se mantiene en estado gaseoso a presiones elevadas. Estas presiones de acuerdo con el equipo actual pueden llegar hasta  $703 \text{ Kg/cm}^2$  ( $10\ 000 \text{ lb/pg}^2$ ).
3. Tiene alta relación de conversión de líquido a gas.

Un metro cúbico de nitrógeno líquido se convierte en  $696 \text{ m}^3$  de gas a  $21.1^\circ\text{C}$  y presión atmosférica, por lo que,

con objeto de economizar en el transporte, se traslada - en forma líquida y se transforma a gas en el lugar donde se va a utilizar.

4. Se obtiene como subproducto en las plantas diseñadas para la obtención del oxígeno, por lo que en muchas ocasiones es eliminado lanzándolo a la atmósfera; por lo tanto en caso de aprovecharlo su precio no siempre es tan alto como cuando la planta elabora como producto principal el nitrógeno.

5. Es muy poco soluble, como gas, en el agua o en el aceite, lo que permite que se utilice al máximo su energía.

6. Elimina el sondeo, por lo que el ahorro en tiempo es considerable, tanto por lo que se refiere exclusivamente a la operación de sondeo como a las dificultades - que con frecuencia se tienen en esta operación (pérdida de la sonda o limitación de profundidad de sondeo por circunstancias especiales).

7. Se obtiene un regreso rápido de los fluidos inyectados a la formación, principalmente en la operación de acidificación y fracturamiento y, además, los fluidos inyectados penetran más a la formación.

En todas las aplicaciones intervendrán los siguientes factores:

- Presión de la formación
- Presión que ejerza la columna de fluido que se trata de desalojar de las tuberías.
- Volúmenes de las tuberías.
- Volumen necesario de nitrógeno
- Presión a que se maneje el nitrógeno
- Objetivo de trabajo que se programe

La inducción con nitrógeno se realiza en las formas siguientes:

a) Terminación normal sencilla con T.P. franca sin empacador. Fig. 10.1

Estado del pozo.- Disparado, lleno de agua, con aparejo de producción y árbol de válvulas (instalación definitiva).

Por una de las salidas de la tubería de producción - se bombea  $N_2$  para desplazar el agua, la cual saldrá por - una de las salidas de la tubería de revestimiento. Cuando



se, tengan indicios de que el  $N_2$  está próximo a llegar a la parte superior del espacio anular, éste se estrangula y se continúa bombeando nitrógeno hasta desplazar totalmente el agua. A continuación se depresiona la tubería de producción, con la velocidad que se quiera, lo cual permitirá la entrada de fluidos de la formación al pozos.

b) Terminación normal con empacador sin válvula de circulación en T.P.

Estado del pozo.- Disparado, lleno de agua, aparejo de producción sin válvula lateral de circulación, empacador sin anclar, árbol de válvulas levantado del cabezal de producción. Fig. 10.2

1. Se abre la válvula lateral del árbol.
2. Se abre una o las dos salidas del cabezal de producción.
3. Se bombea  $N_2$  por la T.P., hasta que desplace la columna de agua de la tubería de producción (de la válvula a la superficie).
4. Se cierran las válvulas del árbol y del cabezal de producción.
5. Se ancla el empacador, bajando el árbol de válvulas al cabezal.
6. Se descarga el  $N_2$  de la T.P. como en el caso anterior.

c) Terminación permanente sencilla, con empacador y válvula de circulación. Fig. 10.3

Estado del pozo.- Lleno de agua, disparado, aparejo de producción y árbol de válvulas.

1. Se abre con línea la válvula de circulación de la T.P.
2. Se abre una de las válvulas de la T.R.
3. Se bombea  $N_2$  por la T.P. hasta desplazar el agua de ella.
4. Una vez que se ha desplazado el agua de la T.P. se cierra con línea la válvula de circulación.
5. Se descarga por la válvula lateral del árbol el  $N_2$  estrangulándose.

d) Terminación doble con 2 tuberías de producción, dos empacadores y sus correspondientes válvulas laterales de circulación. Fig. 10.4.

Estado del Pozo.- Disparado y lleno de agua. Aparejos de producción, válvulas de circulación en T.P., árbol de - válvulas y lubricadores instalados sobre el árbol.

1. Con la válvula de circulación abierta en la T.P. de la rama inferior y la correspondiente a la rama superior del árbol abierta.

2. Se bombea  $N_2$  por la T.P. larga, con lo que se - desplaza el agua de  $N_2$  la T.P. larga y de la T.P. corta.

3. Se cierra la válvula de circulación de la tubería de producción larga.

4. Se descarga separadamente el  $N_2$  de las tuberías de producción para permitir que fluyan los dos horizontes disparados.

### 10.3 Toma de muestras representativas y su análisis.

Las muestras del fluido aportado por el pozo deben ser de lo más representativas, ya que de los resultados del análisis dependerá el programa a seguir en el pozo que se - está terminando.

Una muestra mal tomada da como consecuencia un análisis no representativo. Por ello cuando se sondea o se induce el pozo, el encargado de estos trabajos deberá saber en que momento debe tomar la muestra.

### 10.4 Uso de estranguladores durante la limpieza.

Definición y clasificación de estranguladores.

Básicamente, un estrangulador está constituido por un - tramo corto de tubería (niple) cuyo diámetro interior es menor que el correspondiente al de la tubería o conexión donde se instala. El estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución, o en el fondo de la tubería de producción.

De acuerdo con el diseño de cada fabricante, los estranguladores presentan ciertas características, cuya descripción queda fuera de los límites de este trabajo; sin embargo, se pueden clasificar como se indica a continuación:

#### I. Estranguladores superficiales.

a) Estrangulador positivo.- Están diseñados de tal forma que los orificios van alojados en un receptáculo - fijo, del que deben ser extraídos para cambiar su diámetro.

b) Estrangulador ajustable.- Es en los que se puede modificar el tamaño del orificio sin retirarlo del receptáculo que lo contiene, mediante un elemento mecánico tipo revólver.

Una variante de este tipo de estranguladores, es la llamada válvula de orificio múltiple. Tiene un principio de operación bastante sencillo, puesto que el simple desplazamiento de los orificios del elemento principal equivale a un nuevo diámetro de orificio, y este desplazamiento se logra con el giro de un mecanismo operado manual o automáticamente y de fácil ajuste.

Dependiendo del tipo de estrangulador, se disponen con extremos roscados o con extremos con bridas y con presiones de trabajo entre 1 500 y 15 000 lb/pg<sup>2</sup>.

## II. Estranguladores de fondo.

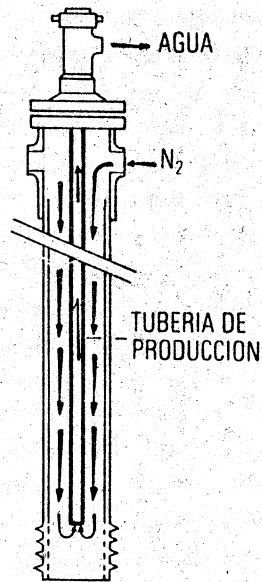
a) Estranguladores que se alojan en un dispositivo denominado niple de asiento, que va conectado con el fondo de la tubería de producción. Estos estranguladores pueden ser introducidos o recuperados junto con la tubería, o bien manejados con líneas de acero operado desde la superficie.

b) Estranguladores que se aseguran en la tubería por medio de un mecanismo de anclaje que actúa en un cople de la tubería, y que es accionado con línea de acero.

Funcionamiento del estrangulador.- Una práctica común para el control de la producción en los pozos, ha sido la utilización de estranguladores. Estos dispositivos tienen objeto regular y mantener constante el gasto por un tiempo determinado.

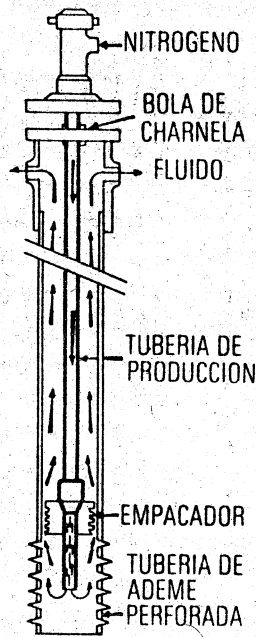
Lo anterior se consigue solamente cuando el flujo se realiza a condiciones críticas o sónicas; o sea cuando la velocidad del fluido es igual a la del sonido en el fluido. Bajo estas condiciones el gasto es independiente de la presión adelante del estrangulador.

La utilización de estranguladores de diámetro diferente al adecuado, dará como resultado un aumento o disminución de la producción del pozo, pero en una situación de desequilibrio.



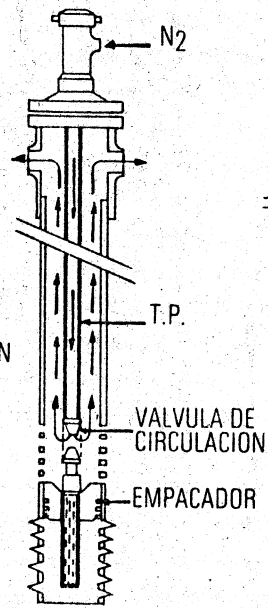
TERMINACION SENCILLA  
SIN EMPACADOR

FIGURA 10.1



TERMINACION SENCILLA  
CON EMPACADOR

FIGURA 10.2



TERMINACION DOBLE POR  
ESPACION ANULAR Y TUBERIA DE  
PRODUCCION

FIGURA 10.3

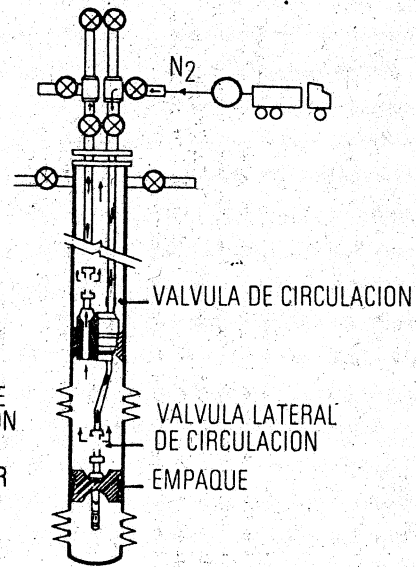
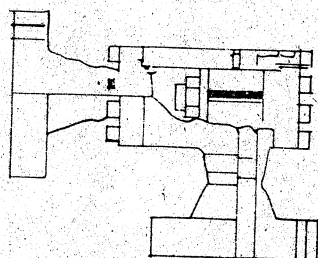


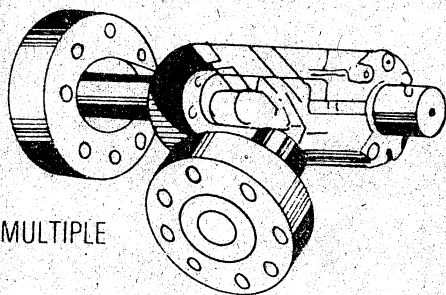
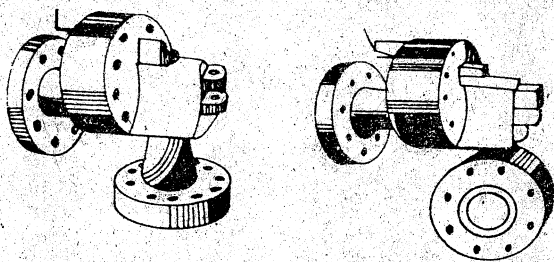
FIGURA 10.4

# DIFERENTES TIPOS DE ESTRANGULADORES

ESTRANGULADOR SUPERFICIAL

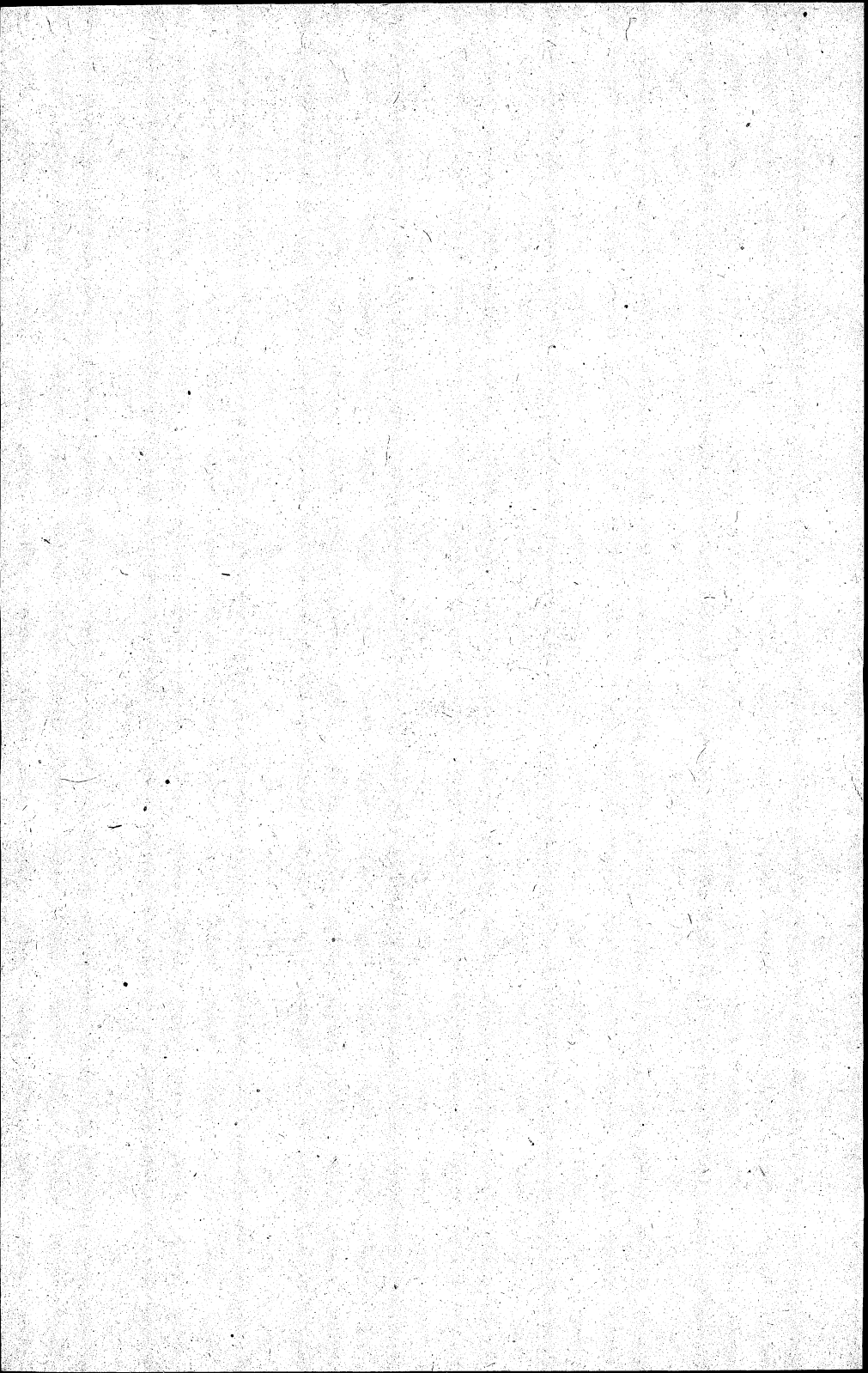


ESTRANGULADOR AJUSTABLE



VALVULA DE ORIFICIO MULTIPLE

FIGURA 10.5



## CAPITULO XI

### ACORTAMIENTOS Y ESFUERZOS DE APAREJOS DE PRODUCCION EN OPERACIONES DE ESTIMULACION

#### 11.1 INTRODUCCION

Durante las operaciones de estimulación los cambios de presión y temperatura tienen un gran efecto sobre el aparejo de producción. Durante el bombeo de grandes volúmenes de fluidos de estimulación, a altas presiones y con temperaturas menores que las del fondo del pozo, la longitud de la tubería de producción se acorta notablemente y este acortamiento puede ser mayor que la longitud de sellos del empacador, en el caso que el aparejo permita el movimiento de la tubería, ocasionando la fuga de presión al espacio anular con el consecuente daño de la T.R. En este caso también se puede deformar permanentemente la tubería de producción.

Cuando se tiene un aparejo con la tubería de producción anclada al empacador, que no permite el movimiento, los cambios de presión y temperatura producen esfuerzos, tanto en la tubería de producción como en el empacador, que pueden provocar daños permanentes.

El cálculo de los encogimientos de la tubería de producción, permitirá definir la longitud de sellos necesaria o, en su caso, determinar los esfuerzos en la tubería de producción y el empacador.

#### 11.2 CONSIDERACIONES PARA OBTENER LOS EFECTOS DE PRESION Y TEMPERATURA EN EL APAREJO DE PRODUCCION.

1.- Se considera un aparejo sencillo de producción o sea una tubería de diámetro uniforme y un empacador.

2.- Se consideran sólo acortamientos de tubería, que es el fenómeno físico que se presenta durante las estimulaciones.

3.- Se debe tener en mente que los cambios de temperatura y presión son cambios con respecto a las condiciones originales o sea cuando se ancló el empacador. De hecho, en las condiciones originales ya existen esfuerzos.

4.- Se han considerado las condiciones más críticas; - por ejemplo no se considera la caída de presión por fricción en el bombeo de los fluidos de estimulación y se ha considerado un máximo enfriamiento. Estas condiciones generalmente nunca se presentan juntas en la práctica; pero si se diseña con estas suposiciones se estará trabajando con un factor de seguridad alto.

5.- Las ecuaciones usadas están en un sistema de unidades constantes, como la presión en  $\text{lb/pg}^2$ , fuerza en lb, densidad y gradientes de presión en  $\text{lb/pg}^2/\text{pg}$  y la longitud en pg. El uso de estas unidades constantes es conveniente para evitar equivocaciones.

### 11.3 MANEJO DE LAS ECUACIONES.

Tomando como punto de partida un pozo con las condiciones de la figura 1, un caso con un empacador que permite el movimiento de la tubería de producción y otro caso con la tubería fija al empacador.

Las condiciones iniciales, o sea cuando se ancló el empacador, eran con la tubería de producción y espacio anular llenos con agua.

Se va a estimular y se van a considerar como variables - las presiones superficiales, tanto de la tubería de producción como la del espacio anular, estas presiones en cierta forma se pueden controlar.

Es conveniente hacer una tabla con todos los valores - constantes que serán manejados en las ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 L &= 177160 \text{ pg.} \\
 TP &= 3.5 \text{ pg (9.2 lb/pie)} \\
 W &= 0.767 \text{ lb/pg} \\
 A_o &= 9.621 \text{ pg}^2 \\
 A_i &= 7.031 \text{ pg}^2 \\
 \text{Empacador:} \\
 \text{Diám. inter.} &= 4.0 \text{ pg} \\
 A_p &= 12.566 \text{ pg}^2 \\
 W \text{ inic.} &= 0.6730 \text{ lb/pg.} \\
 W \text{ final} &= 0.6969 \text{ lb/pg} \\
 P_i &= 6390 \text{ lb/pg}^2 \\
 P_o &= 6390 \text{ lb/pg}^2 \\
 Tr &= 7-5/8", 39 \text{ lb/pie} \\
 ID &= 6.625 \text{ pg} \\
 R &= 1.170 \\
 I &= 3.432 \text{ pg}^4 \\
 r &= 1.563 \text{ pg} \\
 C_i &= 0.0361 \text{ lb/pg}^2/\text{pg (inicial)} \\
 C_o &= 0.0361 \text{ lb/pg}^2/\text{pg (inicial)} \\
 C_i &= 0.0394 \text{ lb/pg}^2/\text{pg (final)} \\
 C_o &= 0.0361 \text{ lb/pg}^2/\text{pg (final)} \\
 \Delta C_i &= 0.0033 \text{ lb/pg}^2/\text{pg} \\
 \Delta C_o &= 0.0
 \end{aligned}$$



(El significado de las constantes anteriores se dará conforme se vayan empleando en las ecuaciones.

#### 11.4 EFECTO PISTON

Al existir diferencias de presiones entre la tubería de producción y el espacio anular se forma un pistón y la presión en la T.P. es mayor que la del espacio anular. Se tiene un esfuerzo que acorta tubería; la fórmula que resuelve este efecto (desarrollada en el apéndice) es:

$$\Delta L_1 = - \frac{L}{EA_s} \left[ (A_p - A_1) \Delta P_i - (A_p - A_o) \Delta P_o \right] \dots \dots \dots (1)$$

en donde:

$\Delta L_1$  = Acortamiento de la tubería por efecto pistón (Ley de Hooke) (pg)

L = Longitud de la tubería de producción. (pg)

E = Módulo de Young (para el acero  $30 \times 10^6$  lb/pg<sup>2</sup>)

A<sub>s</sub> = Area de la sección transversal de la T.P. (pg<sup>2</sup>)

A<sub>p</sub> = Área interior del empacador (pg<sup>2</sup>)

A<sub>1</sub> = Area interior de la T.P. (pg<sup>2</sup>)

$\Delta P_i$  = Cambio de presión con respecto a las condiciones de anclaje en TP al nivel del empacador (lb/pg<sup>2</sup>)

$\Delta P_o$  = Cambio de presión con respecto a las condiciones de anclaje, fuera de TP al nivel del empacador. (lb/pg<sup>2</sup>)

P<sub>i</sub> y P<sub>o</sub> se consideran positivos al aumentar la presión

A<sub>o</sub> = Area exterior de TP (pg<sup>2</sup>)

Dando los valores del ejemplo y dejando como variables las diferencias de presión, se tiene:

$$\Delta L_1 = 0.01262 \Delta P_i - 0.0067155 \Delta P_o \dots \dots \dots (2)$$

Como se trata de acortamientos de tubería el signo de  $\Delta L_1$ , resulta negativo.

Los tirantes de agua y ácido al nivel del empacador son: 6396 y 6980 lb/pg<sup>2</sup> respectivamente. Para calcular las presiones al nivel del empacador, hay que sumarle al tirante hidráulico la presión superficial y luego obtener las diferencias de presiones que se requieren en la ecuación (1). Las condiciones de anclaje del aparejo se consideran con el pozo lleno de agua por tubería de producción y espacio anular y, por supuesto, con cero de presión en la cabeza.

Si por ejemplo se tiene una presión de 5000 lb/pg<sup>2</sup> en TP (considerando el fluido estático) y no se presiona la TR, se provoca un encogimiento, por efecto pistón, de -70 pg. Si se presiona el espacio anular, por ejemplo a 2000 lb/pg<sup>2</sup>, el encogimiento de la tubería se reduce a -57 pg o sea 13 pg menos. Lo que significa también menos esfuerzo y deformación:

#### 1.5 EFECTO DEL ALABEO

También llamado pandeo helicoidal es producido en una tubería conectada a un empacador, por una diferencia de presiones, la mayor dentro de la tubería y la menor fuera de ella, y aún cuando es una deformación horizontal en diferentes puntos de la tubería al final resulta un acortamiento de la tubería. Este efecto está muy relacionado con los diámetros que se tengan de TP y TR. La ecuación que resuelve este problema es:

$$\Delta L_2 = - \frac{r^2 A_p^2 (\Delta P_i - \Delta P_o)^2}{8 E I W_{final}} \quad \text{----- (3)}$$

en donde:

$\Delta L_2$  = Encogimiento de la tubería por efecto de flambeo (pg)

r = Diferencia radial (radio interior de TR - radio exterior TP (pg))

I = Momento de inercia de la sección transversal de la TP con respecto a su diámetro (pg<sup>4</sup>).

$$I = \frac{\pi}{64} (OD^4 - ID^4) = 3.432 \text{ pg}^4$$

en el ejemplo:

W final = Peso unitario de la tubería en presencia de líquidos (lb/pg) (condición final o sea ácido en TP y agua en TR).

$$W_{final} = W_s + \rho_i A_i - \rho_o A_o \quad \text{----- (4)}$$

en donde:

W<sub>s</sub> = Peso unitario de la tubería al aire (lb/pg)

$\rho_i$  = Densidad del líquido en TP (condición final)  
lb/pg<sup>2</sup>/pg

$\rho_o$  = Densidad del líquido fuera de TP (condición final)

Para el ejemplo de la Figura 1:

$$W_{final} = 0.6962 \text{ lb/pg}$$

Dando los valores del ejemplo a la ecuación (3) resulta:

$$\Delta L_2 = - 6.7201 \times 10^{-7} (\Delta P_i - \Delta P_o)^2 \dots \dots \dots (5)$$

Si se tiene una presión superficial en TP, también como ejemplo, de 5000 lb/pg<sup>2</sup> y cero en TR en la superficie, se obtendrá un acortamiento de -21 pg. Si en cambio colocamos 2000 lb/pg<sup>2</sup> en la TR el acortamiento se reduce a -9 pg, o sea 12 pg. menos. Como en el caso del flámbeo, al presionar el espacio anular se reduce el efecto de flámbeo.

### 11.6 EFECTO DE AGLOBAMIENTO

Es el efecto de expansión por presión interna, cuando ésta es mayor que la del espacio anular. El efecto de aglobamiento produce un acortamiento de la tubería de producción. Este efecto se calcula con la siguiente ecuación:

$$\Delta L_3 = - \frac{\mu}{E} \frac{\Delta \rho_i L^2}{R^2 - 1} - \frac{2\mu}{E} \frac{\Delta P_{is} - R^2 \Delta P_{os}}{R^2 - 1} L \dots \dots \dots (6)$$

en donde:

$\Delta L_3$  = Cambio de longitud de la tubería de producción por efecto de aglobamiento (pg)

$\mu$  = Módulo de Poisson (para el acero 0.3)

$\Delta \rho_i$  = Diferencia de densidad del fluido de TP con respecto a las condiciones de anclaje del empacador -  
( $\rho_{ácido}$  -  $\rho_{agua}$ ) (lb/pg<sup>2</sup>/pg)

R = Relación de diámetro de la tubería de producción -  
(OD/ID).

$\Delta P_{is}$  = Diferencia de presiones superficiales en TP  
En el ejemplo se ancló el empacador con presión -  
cero en la cabeza del pozo.

$\Delta P_{os}$  = Diferencia de presiones superficiales en TR  
En el ejemplo la presión de anclaje del empacador  
en TR en la cabeza del pozo fue cero.

Usando los valores del ejemplo se tiene:

$$\Delta L_3 = - 2.815 - 0.009629 \Delta P_{is} + 0.01317 \Delta P_{os} \dots \dots \dots (7)$$

Si se tienen 5000 lb/pg<sup>2</sup> presión en TP y cero en TR, - tendrá un encogimiento de -51 pg. Si se presiona el espacio anular con 2000 lb/pg<sup>2</sup> el encogimiento será de -24 pg o sea se reduce en 27 pg. Con lo que se ve que es conveniente presionar el espacio anular.

#### 11.7 EFECTOS COMBINADOS DE PISTON, ALABEO Y AGLOBAMIENTO.

Si se consideran los valores de 5000 lb/pg<sup>2</sup> en la TP y cero en TR, para el ejemplo de la figura 1, se tiene encogimiento de la tubería debido a los 3 efectos (pistón alabeo y aglobamiento) de -142 pg y si se mantienen 2000 lb/pg<sup>2</sup> de presión en el espacio anular se tendrá un encogimiento de -90 pg o sea una reducción de -52 pg.

#### 11.8 EFECTO DE TEMPERATURA

Los cambios térmicos pueden producir mayores efectos que los producidos por los cambios de presión. El acero es un excelente conductor térmico y la tierra es un pobre conductor térmico. La ecuación que resuelve el encogimiento de la tubería por enfriamiento, al bombear fluidos de estimulación es:

$$\Delta L_4 = L \beta \Delta T \quad \text{----- (8)}$$

en donde:

$\Delta L_4$  = Cambio de longitud de la tubería por efecto de temperatura (pg)

$\beta$  = Coeficiente de expansión térmica para el acero -  $6.9 \times 10^{-6}$  F.

$\Delta T$  = Cambio en la temperatura promedio de la tubería de producción (°F).

Para el ejemplo se calculó una caída de temperatura - en el punto medio de la tubería de -60°F.

Substituyendo este valor en la ecuación (8) se tiene:

$$\Delta L_4 = 177160 \times 6.9 \times 10^{-6} \times (-60)$$

$$\Delta L_4 = -73 \text{ pg.}$$

Este acortamiento por enfriamiento de la tubería es independiente de los cambios de presión, por lo que es el único valor considerado en el ejemplo de este trabajo.

11.9 EFECTOS COMBINADOS DE PISTON, ALABEO, AGLOBAMIENTO Y TEMPERATURA.

Se está considerando para estos efectos un empacador que permite el movimiento de la tubería, para obtener el encogimiento total de la TP se suman algebraicamente los 4 efectos.

$$\Delta L = \Delta L_1 + \Delta L_2 + \Delta L_3 + \Delta L_4 \dots\dots\dots (9)$$

En el caso de estimulaciones, cuando la presión es mayor dentro de TP y menor en el espacio anular, como es el caso tratado, todos los efectos producen encogimiento de la tubería.

Si siguiendo con los valores de 5000 lb/pg<sup>2</sup> en TP y cero en TR se tiene un encogimiento total de la tubería de -215 pg. Nótese que de estas -215 pg, -73 se deben al efecto de temperatura. Si se colocan 2000 lb/pg<sup>2</sup> en TR el encogimiento se reduce a -163 pg. Con esto se puede determinar la longitud de sellos.

11.10 EFECTO QUE PRODUCE EL DEJAR CARGA SOBRE EL EMPACADOR.

Se ha considerado el aparejo de producción con un empacador que permite el movimiento de la TP y se han obtenido los acortamientos por los efectos de pistón, alabeo, aglobamiento y temperatura. Si al efectuar el anclaje del empacador se deja una carga, o sea parte del peso de la tubería sobre el empacador, esta carga compensará parte del encogimiento de la tubería. Para calcular este efecto se tiene:

$$\Delta L^1 = \frac{LF}{EAs} + \frac{r^2 F^2}{8EIW_{inic}} \dots\dots\dots (10)$$

en donde:

$\Delta L^1$  = Cambio de longitud de la tubería por efecto del peso dejado sobre el empacador (pg).

F = Fuerza dejada sobre el empacador (lb)

W<sub>inic</sub> = Peso unitario de la tubería en presencia de líquidos (lb/pg) (Condiciones iniciales o sea al anclar el empacador).

Solo para ejemplificar se consideran dos valores de carga sobre el empacador:

Para F = 10000 lb  $\Delta L^1 = +23$  pg

Para F = 20000 lb  $\Delta L^1 = +47$  pg.

Cada uno de estos valores se suman algebraicamente, lo que representa una disminución contante del encogimiento de la tubería, para el primer caso de 23 pg y para el segundo de 47 pg.

Si se tiene el caso de una presión superficial de 5000 lb/pg<sup>2</sup> en TP y 2000 lb/pg<sup>2</sup> en TR y se dejó una carga sobre el empacador de 20 000 lb. Se tendrá un encogimiento total de la tubería de -116 pg. Aunque el dejar carga sobre el empacador reduce notablemente el encogimiento, no se recomienda dejar grandes cargas, ya que flexionan y deforman la tubería, lo que impedirá el paso de herramientas.

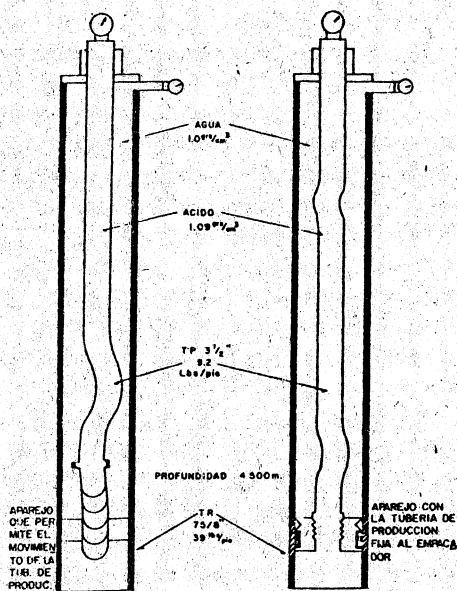


FIG. 1. EJEMPLO PARA ILUSTRAR LA SOLUCION

11.11 APENDICE

Obtención de la ecuación para determinar el cambio de longitud de la T.P. por el efecto pistón.

Conceptos Básicos.

Al estirar una banda de caucho, sus moléculas en cualquier sección transversal se atraerán, las de un lado a las del otro, y ejercerán una fuerza restauradora.

Esfuerzo de Alargamiento. Es la fuerza restauradora por unidad de área (F/A).

Deformación unitaria. Es la razón de alargamiento entre la longitud original ( $\Delta L/L$ ).

Ley de Hooke.-

"Mientras no se alcance el límite elástico, la deformación unitaria es directamente proporcional al esfuerzo".

Para calcular la deformación se usa una constante elástica, determinada experimentalmente, llamada módulo de Young (E), el cual se define como la relación del esfuerzo de alargamiento a la deformación unitaria que produce.

$$E = \frac{F/A}{\Delta L/L} \dots\dots\dots (1)$$

Despejando el cambio de longitud  $\Delta L$ :

$$\Delta L = \frac{FL}{EA} \dots\dots\dots (2)$$

Esta ecuación puede aplicarse a un aparejo de producción, para determinar el cambio de longitud que experimenta la T.P. al efectuar un tratamiento de estimulación, cementación forzada, etc.

La fuerza debida al efecto de pistón,  $F_1$  es el efecto acumulativo de la fuerza que empuja los sellos fuera del empacador y la fuerza que empuja los sellos dentro del empacador. Por ejemplo, cuando el ID de la T.P. es menor que el ID del empacador (Fig. 2), un incremento de presión en la T.P. resultará en una fuerza hacia arriba ( $F_i$ ) y un incremento de presión en el espacio anular resultará en una fuerza hacia abajo ( $F_o$ )

Por lo tanto se tienen dos fuerzas actuando en una misma dirección, pero de sentido contrario.

La resultante es:

$$F_1 = \Delta P_i (A_p - A_i) - \Delta P_o (A_p - A_o) \dots \dots \dots (3)$$

sustituyendo (3) en (2) y considerando el área de la sección transversal de la tubería ( $A_s$ )

$$\Delta L = \frac{L}{EA_s} \left[ (A_p - A_i) \Delta P_i - (A_p - A_o) \Delta P_o \right]$$

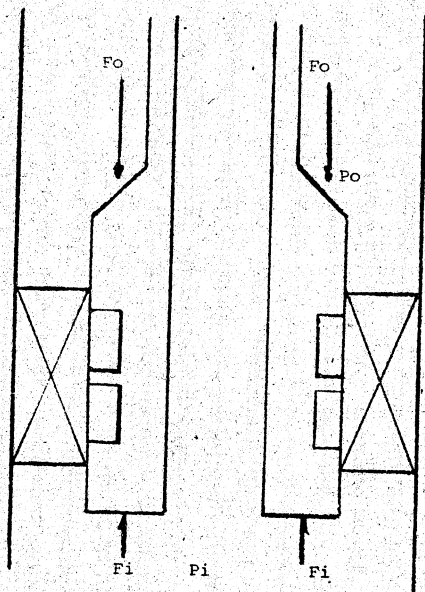


FIG. 2.- DISTRIBUCION DE FUERZAS Y PRESSIONES AL NIVEL DEL EMPACADOR.



## CAPITULO XII

### ANCLAJE DE LA T.R. EN EL CABEZAL

#### 12.1 Procedimientos generales de anclaje.

Las prácticas generales de anclaje tienen como objetivo transferir el peso de la T.R. al cabezal del pozo o a los colgadores de la -- T.R., después de cementarla. Al ingeniero debe interesarle el obtener protección y funcionamiento óptimo de la T.R., bajo los diversos esfuerzos activos que se presentan durante la terminación y vida productiva del pozo.

Estos esfuerzos consisten principalmente en tensión, colapso, presión interior y compresión longitudinal, esfuerzos que también son analizados previamente para el diseño de la T.R.

El comité API sobre prácticas de anclaje de las T.R. revisó los datos de 3700 pozos con profundidad de 2000 a 14000 pies. La T.R. en estos pozos fué anclada siguiendo el análisis de los cuatro pasos siguientes, basados en el cálculo de las elongaciones debidas a:

-La tensión en la T.R. mientras está siendo cementada.

-En compresión debida a la fuerza de flotación.

-Al efecto de esfuerzos radiales y tangenciales

#### 12.2 Anclaje según se cementa la T.R.

La T.R. se considera que está en tensión mientras se introduce en el pozo y cuando se está cementando, en ambos casos se encuentra sujeta a un alargamiento debido a su propio peso, al efecto de flotación, a esfuerzos radiales y tangenciales ocasionados por la presión del fluido, tanto en el interior como en el exterior de la tubería.

La elongación  $e_1$  (en pq) debido al peso propio de la tubería, es:

$$e_1 = \int_0^L \frac{L}{EA} \frac{ldw}{EA} = \int_0^L \frac{1}{EA} \frac{\rho_s dv}{EA} = \int_0^L \frac{1}{EA} \frac{\rho_s A dl}{EA} = \frac{\rho_s L^2}{2E} \quad (1)$$

L = longitud de la T.R.

dw = peso de la longitud dl, de la T.R.

E = módulo de Young

A = área de la sección transversal de la T.R.

$\rho_s$  = densidad del acero

dv = volumen de acero de la T.R. de longitud dl.

empleando unidades convencionales de ingeniería para longitud y densidad.

$$e_1 = \frac{\rho_s L^2}{2E} \frac{\text{lb/pg}^3 \times \text{pie}^2}{\text{lb/pg}^2} \times \frac{144 \text{ pg}^2}{\text{pie}^2} = \frac{72 \rho_s L^2}{E} \text{ pg} \quad (2)$$

La compresión axial  $e_2$  debida a la fuerza de flotación que actúa sobre el área A de la sección transversal de la T.R. es función del módulo de Young y la ley de Hooke:

$$E = \frac{\text{esfuerzo}}{\text{deformación}} = \frac{\Gamma}{\epsilon} = \frac{F/A}{e/L} \quad (3)$$

si F es la fuerza de flotación,  $e_2 = \frac{\rho_f V_f L}{EA} = \frac{\rho_f L}{EA} \times LA \quad (4)$

donde  $\rho_f$  es la densidad y  $V_f$  el volumen de fluido desplazado por la T.R.; por lo tanto el volumen de acero de la T.R. es igual a  $V_f$ .

$$e_2 = \frac{\rho_f L^2}{E} \frac{\text{lb/pg}^3 \times \text{pie}^2}{\text{lb/pg}^2} \times \frac{144 \text{ pg}^2}{\text{pie}^2} = \frac{144 \rho_f L^2}{E} \text{ pg} \quad (5)$$

La elongación debida a esfuerzos radiales y tangenciales,  $e_3$  se deduce de lo siguiente. El esfuerzo radial  $\Gamma_r$  a una distancia r de el centro de un cilindro de cierto grosor de espesor de pared,\* (acción de presión en el interior y exterior del cilindro) esta dado por la ecuación de Lame.

$$\Gamma_r = \frac{d_i^2 p_i - d_e^2 p_e}{(d_e^2 - d_i^2)} - \frac{d_i^2 d_e^2 (p_i - p_e)}{(d_e^2 - d_i^2) r^2} \quad (6)$$

donde:

$d_i$  y  $d_e$  son los diámetros interior y exterior.

$p_i$  y  $p_e$  son las presiones internas y externas respectivamente.

y si el resultado aportara valores positivos de  $\Gamma_r$  indicaría -- tensión (valores negativos indican compresión).

Si  $p_i = p_e = p$ , el segundo termino de la ecuación es igual a cero, - por lo tanto.

$$\Gamma_r = - p \quad (7)$$

La expresión general para el esfuerzo tangencial  $\Gamma_t$  a una distancia r.\* se expresa por la siguiente ecuación.

$$\Gamma_t = \frac{d_i^2 p_i - d_e^2 p_e}{(d_e^2 - d_i^2)} + \frac{d_i^2 d_e^2 (p_i - p_e)}{(d_e^2 - d_i^2) r^2} \quad (8)$$

considerando lo anterior expuesto

$$\Gamma_t = -p \quad (9)$$

donde valores negativos indican compresión

La expresión para la deformación axial,  $\epsilon_z$ , es el resultado de los esfuerzos radiales, tangenciales y longitudinales, este último se representa por la siguiente ecuación.

$$\epsilon_z = \frac{1}{E} (\Gamma_z - \mu(\Gamma_r + \Gamma_t)) \quad (10)$$

$\mu$ , es la relación de Poisson (0.3 para el acero), sustituyéndolo en la ecuación 10 los valores de  $\Gamma_r + \Gamma_t$

$$\epsilon_z = \frac{\Gamma_z}{E} + \frac{2\mu p}{E} \quad (11)$$

y si  $p$  es considerada como el promedio de presión que actúa sobre una longitud  $L$

$$p = \frac{\rho_f L}{2} \quad \text{y} \quad \epsilon_z = \frac{\Gamma_z}{E} + \frac{\mu \rho_f L}{E} \quad (12)$$

La elongación axial  $e_z$  es función de la deformación axial  $\epsilon_z$  en una longitud  $L$ .

$$e_z = \epsilon_z L = \frac{\Gamma_z L}{E} + \frac{\mu \rho_f L^2}{E} \quad (13)$$

de la Ley de Hooke.

$$E = \frac{\Gamma_z}{e_z/L} \quad \text{ó} \quad e_z = \frac{\Gamma_z L}{E} \quad (14)$$

donde  $e_z$  es la elongación debida al efecto de flotación, si consideramos este efecto como despreciable.

$$e_z = e_2 + e_3 \quad \therefore e_z = e_3$$

$$e_3 = \frac{\mu \rho_f L^2}{E} \left( \frac{\text{lb/pg}^3 \times \text{pie}^2}{\text{lb/pg}^2} \times \frac{144 \text{ pg}^2}{\text{pie}^2} \right) = \frac{144 \mu \rho_f L^2}{E} \text{ pg.} \quad (15)$$

cuando se considera el efecto de flotación

$$e_z = e_1 - e_2 + e_3 \quad (16)$$

sustituyendo los valores de las ecuaciones 2, 5 y 15 en 16 y realizando operaciones.

$$e_z = \frac{72 L^2}{E} (\rho_s - 2 \rho_f (1 - \mu)) \text{ pg.} \quad (16)$$

12.3 Anclaje de la T.R., con su longitud libre en tensión. Bajo este concepto, la longitud libre de la T.R. es aquella que no se encuentra cementada, por consiguiente el punto libre, que representa esta longitud, se localiza a la profundidad de la cima del cemento en el espacio anular, este punto se determina a partir de curvas de elongación o bien por la siguiente ecuación (derivada por Hayward)

$$L = \frac{Ee w}{40.8 F_d} \quad (17)$$

donde: L = longitud de tubería libre, pies

E = módulo de Young (30 x 10<sup>6</sup> lb/pg<sup>2</sup> para el acero)

e = alargamiento de la T.R., pg; Este alargamiento es el resultado de la diferencia F<sub>d</sub>, lb.; de dos valores de tensión aplicados a la T.R.

w = peso de la T.R., lb/pie

Ejemplo:

Calcular la longitud de una T.R. que se encuentra atrapada cerca del fondo de un pozo, la T.R. tiene una longitud de 9000 pies y peso de 20 lb/pie.

Solución.- El mínimo valor de tensión para recuperar la tubería es 9000 pies x 20 lb/pie = 180 000 lb.

La T.R. es tensionada a 200 000 y 240 000 lb., habiendose registrado entre dos marcas correspondientes a cada valor de tensión, una elongación de 12 pg., de acuerdo a la ecuación 17.

$$L = \frac{30 \times 10^6 \times 12 \times 20}{40.8 \times 40\,000} = 4412 \text{ pies}$$

Sin efecto de tensión.

Este concepto considera que suficiente peso de la T.R. se encuentra actuando sobre el punto libre.

Con efecto de compresión.

En este concepto se considera que un 25 a 80 por ciento del peso de la longitud de tubería libre, actúa sobre el punto libre.

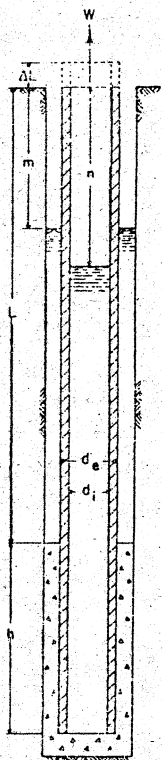
Durante las operaciones de terminación de pozo, ocurren varios -- cambios en la magnitud de la acción de los esfuerzos, la tabla si guiente muestra los efectos.

Efectos que en las operaciones de terminación modifican la acción de los esfuerzos.

	Tensión	Colapso	Presión Interior	Tendencia al Pandeo
1.- Disminución del promedio de temperatura.	+			-
2.- Aumento del promedio de temperatura.	-			+
3.- Aumento de presión interior.	+		+	+
4.- Disminución de presión interior.	-	+	-	-
5.- Aumento de presión exterior.	-			-
6.- Disminución de presión exterior.	+	-		+
7.- Aumento de densidad en el fluido.	+		+	+
8.- Disminución de densidad en el fluido.	-		-	-
+ incremento				- disminución

## 12.4 Pandeo. (Buckling)

Este efecto ocurre en una columna sujeta a una carga de suficiente magnitud que ocasione una deflexión de su alineamiento vertical. Dependiendo de la intensidad de la carga la columna podrá regresar a su alineamiento original cuando dicha carga sea removida. La tendencia al pandeo de una T.R. puede expresarse como la suma de siete terminos, cada termino representa el efecto del pandeo por diferentes variables que se expondrán a continuación del esquema.



$W$  = carga que actúa en el cabezal, lb.

$\Delta S$  = tensión aplicada a la T.R., - para colgarla, lb ( $-\Delta S$  indica descarga del peso).

$\Delta L$  = alargamiento de la T.R. al colgarse, pg ( $-\Delta L$  indica acortamiento).

$p_e$  = presión superficial por fuera de la T.R. cuando fragua el cemento, lb/pg<sup>2</sup>.

$\Delta p_e$  = cambio en la presión de superficie por fuera de la T.R. -- después del fraguado del cemento lb/pg<sup>2</sup>.

$\Delta p_i$  = cambio en la presión de superficie después de fraguado el cemento, lb/pg<sup>2</sup>.

$m$  = disminución del nivel del fluido en el espacio anular -- después fraguado el cemento, - pies.

$n$  = disminución del nivel dentro de la T.R. después de fraguado el cemento, pies.

$\Delta t$  = cambio de la temperatura promedio en la T.R. arriba del cemento después de fraguado el cemento, °F

$p_i$  = presión de superficie dentro de la T.R. cuando fragua el cemento, lb/pg<sup>2</sup>.

$\rho_e$  = densidad del fluido por fuera de la T.R. cuando fragua el cemento, lb/gal.

$\Delta\rho_e$  = cambio en la densidad del fluido por fuera de la T.R. después de fraguado el cemento, lb/gal.

$\rho_i$  = densidad del fluido dentro de la T.R. cuando fragua el cemento, lb/gal.

$\Delta\rho_i$  = cambio en la densidad del fluido por dentro de la T.R. después de fraguado el cemento, lb/gal.

$d_e$  = diámetro exterior de la T.R., pg.

$d_i$  = diámetro interior de la T.R., pg.

w = peso de la T.R., lb/pie.

$\rho_c$  = densidad de la lechada de cemento, lb/gal.

L = distancia de la cima del cemento al colgador, pies

h = longitud de cemento en el espacio anular, pies

$\rho_s$  = densidad del acero, 490 lb/pie<sup>3</sup>

Fuerza debida al cambio de la temperatura promedio ( $B_1$ ). Si después del fraguado de cemento, el valor de la temperatura promedio en la cima del cemento, cambia en una cantidad  $\Delta t$ , se supone que en la T.R. libre, ocurre una elongación. La relación entre el área de la sección transversal A y el peso de la T.R. libre, W esta dado por la siguiente ecuación.

$$\begin{aligned} A &= (A_e - A_i) = \frac{V}{L} = \frac{W/\rho_s}{L} = \frac{W L}{\rho_s L} = \frac{W(\text{lb/pie})}{490(\text{lb/pie}^3)} \times 144 \text{ pg}^2/\text{pie}^2 \\ &= 0.294 w \text{ pg}^2 \end{aligned} \quad (18)$$

Designado el coeficiente térmico de expansión lineal por  $\lambda$ , el cambio en longitud  $\Delta L$  de la T.R. de longitud L, debida a un cambio en temperatura  $\Delta t$  es:

$$\Delta L = L \lambda \Delta t \quad (19)$$

el valor de  $\lambda$  para el acero es de  $6.9 \times 10^{-6}/^{\circ}\text{F}$  de la ley de Hooke.

$$E = \frac{\Gamma z}{\epsilon z} = \frac{B_1/A}{\Delta L/L} \quad (20)$$

sustituyendo valores de las ecuaciones 18 y 19 en 20 y despejando para  $B_1$

$$\underline{\underline{B_1 = + 60.9 w \Delta t}} \quad \delta \quad \underline{\underline{B_1 = + 207 A \Delta t}} \quad (21)$$

Al resolver numericamente estas ecuaciones, deberán de ir precedidas del signo (+) ó (-) cuyo significado es: si el resultado es positivo indica que  $B_1$  es una fuerza en -- sentido ascendente, lo que ocasiona un incremento en la tendencia al pandeo de la T.R., recordar que la T.R. esta fija en sus extremos por: En la parte superior el colgador y en la inferior por el cemento.

Por el contrario si el resultado es negativo se tendrá una -- disminución en el efecto de pandeo, indicativo de la disminución de la fuerza.

Fuerza debida al peso de la T.R. en la zona cementada ( $B_2$ ). Si  $h$  es la distancia que existe entre la cima del cemento y la zapata de la T.R. y  $w$  es el peso por unidad de longitud de la T.R., la fuerza debida al peso de la T.R. esta actuando en -- sentido descendente y dado por la siguiente ecuación.

$$\underline{\underline{B_2 = - h w}} \quad (22)$$

Fuerza debida a la densidad de la lechada de cemento ( $B_3$ ). Si  $\rho_c$  es la densidad de la lechada de cemento, lb/gal la presión ejercida por una columna de cemento  $h$ , pies es:

$$P_c \text{ (lb/pg}^2\text{)} = 0.052 \rho_c h \quad (23)$$

y la fuerza resultante en sentido ascendente que actua sobre el area externa ( $A_e$ ) de la T.R. es:



$$B_3 = 0.052 \rho_c h A_e = 0.052 \times 0.785 d_e^2 \rho_c h$$

$$\underline{\underline{B_3 = + 0.0408 d_e^2 \rho_c h}} \quad (24)$$

Fuerza debida a la densidad del fluido en el interior de la T.R. dentro de la sección cementada ( $B_4$ ).

El efecto de la presión ejercida por la columna de fluido en el área interior de la T.R. reduce la tendencia de esta al pandeo y la ecuación es la siguiente:

$$\underline{\underline{B_4 = - 0.0408 d_i^2 \rho_i h.}} \quad (25)$$

Fuerza debida al cambio en densidad y disminución del nivel del fluido por fuera de la T.R. ( $B_5$ ). Ocurrirá una tendencia al pandeo debida a la resultante de los esfuerzos radiales y tangenciales ocasionados por un cambio en la densidad y abatimiento del nivel del fluido en el espacio anular. Una elongación  $\Delta L$  pudiese ocurrir como resultado de esos esfuerzos si la T.R. no estuviese cementada. La fuerza de pandeo  $B_5$  será por consiguiente una fuerza de igual magnitud pero en dirección contraria, a la fuerza requerida para causar la elongación hipotética  $\Delta L$ . Considerando un elemento de longitud  $d_z$ , dentro de un eje vertical  $z$  que cubre una longitud ( $L$ ) de la T.R. libre, la elongación se representa como:

$$d \Delta L = \epsilon_z dz \quad (26)$$

donde  $\epsilon_z$  es la deformación experimentada por el elemento  $dz$  y la elongación total es:

$$\Delta L = \int_0^L \epsilon_z dz \quad (27)$$

Considerando la deformación total axial resultado de los esfuerzos radiales, tangenciales y axiales, ec. 10 y sustituyendo en 27.

$$\Delta L = \int_0^L \frac{1}{E} (\Gamma_z - \mu(\Gamma_r + \Gamma_t)) dz \quad (28)$$

Condiciones para profundizar (continuar perforando).

Una vez de la T.R. de 7" es instalada a la profundidad de 10000 pies, cementada y anclada, se requiere continuar perforando, por necesidad - el lodo se aumenta en densidad de 13 a 18 lb/gal, debido a una mayor profundidad, la temperatura aumenta considerablemente, ocasionando que en la parte correspondiente a la cima del cemento se tenga un aumento de 35°F., por consecuencia estos cambios generan un efecto de pandeo en la T.R.

Si se efectua una retrospección a lo expuesto en 12.4 unicamente se - utilizaran las fuerzas  $B_1$  y  $B_6$ .

Obtención del peso promedio de la T.R. arriba de la cima del cemento.

La T.R. no siempre es uniforme en cuanto a peso y en raras ocasiones - en diámetro, por lo que es conveniente determinar el área de la sección transversal en función del peso promedio de la columna de la T.R. el factor que representa esta función se expresa como:

$$A = \frac{w}{3.464} = 0.289w$$

$$y B_1 = 0.289w \times 6.9 \times 10^{-6} \times \Delta t \times 30 \times 10^6$$

$$B_1 = + 59.8 w \Delta t$$

$$w = \frac{(23 \times 5500) + (26 \times 1500)}{5500 + 1500} = 23.64 \text{ lb/pie}$$

$$B_1 = + 59.8 w \Delta t = + 59.8 \times 23.64 \times 35 = + 49479 \text{ lb.}$$

$$B_6 = + 0.0408 d_1^2 (0.7 \Delta \rho_i - (\rho_i + \Delta \rho_i) (0.4n + \frac{0.3 n^2}{L}))$$

dato que no existe disminución de la columna de fluido en el interior de la T.R.  $n = 0$

$$(1) B_6 = + 0.0408 \times 6.336^2 \times 0.7 \times 5500 \times 5 \text{ sección T.R. 23 lb/pie}$$

$$(2) B_6 = + 0.0408 \times 6.276^2 \times 0.7 \times 1500 \times 5 \text{ sección T.R. 22 lb/pie}$$

$$\text{la suma de (1) y (2) } B_6 = + (31829 + 8437) = + 40266 \text{ lb.}$$

$$B_1 + B_6 = + 89745 \text{ lb}$$

$$B_3 = 0.052 \rho_c h A_e = 0.052 \times 0.785 d_e^2 \rho_c h$$

$$\underline{B_3 = + 0.0408 d_e^2 \rho_c h} \quad (24)$$

Fuerza debida a la densidad del fluido en el interior de la T.R. dentro de la sección cementada ( $B_4$ ).

El efecto de la presión ejercida por la columna de fluido en el área interior de la T.R. reduce la tendencia de esta al pandeo y la ecuación es la siguiente:

$$\underline{B_4 = - 0.0408 d_i^2 \rho_i h.} \quad (25)$$

Fuerza debida al cambio en densidad y disminución del nivel del fluido por fuera de la T.R. ( $B_5$ ). Ocurrirá una tendencia al pandeo debida a la resultante de los esfuerzos radiales y tangenciales ocasionados por un cambio en la densidad y abatimiento del nivel del fluido en el espacio anular. Una elongación  $\Delta L$  pudiese ocurrir como resultado de esos esfuerzos si la T.R. no estuviese cementada. La fuerza de pandeo  $B_5$  será por consiguiente una fuerza de igual magnitud pero en dirección contraria, a la fuerza requerida para causar la elongación hipotética  $\Delta L$ . Considerando un elemento de longitud  $d_z$ , dentro de un eje vertical  $z$  que cubre una longitud ( $L$ ) de la T.R. libre, la elongación se representa como:

$$d \Delta L = \epsilon_z dz \quad (26)$$

donde  $\epsilon_z$  es la deformación experimentada por el elemento  $dz$  y la elongación total es:

$$\Delta L = \int_0^L \epsilon_z dz \quad (27)$$

Considerando la deformación total axial resultado de los esfuerzos radiales, tangenciales y axiales, ec. 10 y sustituyendo en 27.

$$\Delta L = \int_0^L \frac{1}{E} (\Gamma_z - \nu(\Gamma_r + \Gamma_t)) dz \quad (28)$$

si  $\Delta L_z$  es la componente de  $\Delta L$  resultante de el esfuerzo axial y  $\Delta L_{rt}$  es la componente de  $\Delta L$  resultante de los esfuerzos radiales y tangenciales, las ecuaciones son:

$$\Delta L = \Delta L_z + \Delta L_{rt} \quad (29)$$

$$y \quad \Delta L_z = \frac{1}{E} \int_0^L \Gamma_z dz \quad (30)$$

$$\Delta L_{rt} = - \frac{\mu}{E} \int_0^L (\Gamma_r + \Gamma_t) dz \quad (31)$$

El cambio en presión a una profundidad L es una propiedad del cambio en densidad ( $\Delta \rho_e$ ), del fluido del espacio anular es  $\Delta \rho_e L$ . El cambio de presión originado por la disminución del nivel del fluido (m) en el espacio anular es  $m (\rho_e + \Delta \rho_e)$  por lo tanto el cambio total de presión es  $L \Delta \rho_e - m (\rho_e + \Delta \rho_e)$  y el cambio total de la fuerza ejercida en el fondo de la T.R. que es tratada como un tubo cerrado de un área A a una profundidad L será  $A (L \Delta \rho_e - m (\rho_e + \Delta \rho_e))$ , si A es el área, de la sección transversal de la T.R., la resultante del esfuerzo axial del cambio total en la fuerza es:

$$\Gamma_z = - \frac{A_e (L \Delta \rho_e - m (\rho_e + \Delta \rho_e))}{A} \quad (32)$$

esta ecuación muestra que el esfuerzo axial  $\Gamma_z$  es independiente del eje vertical z y la ecuación 30 se transforma en:

$$\Delta L_z = \frac{\Gamma_z}{E} \int_0^L dz = \frac{\Gamma_z L}{E} \quad (33)$$

sustituyendo  $\Gamma_z$  en 32.

$$\Delta L_z = \frac{L A_e}{E A} (m \rho_e + m \Delta \rho_e - L \Delta \rho_e) \quad (34)$$

de la expresión de Lamé para los esfuerzos radiales y tangenciales:

$$(\Gamma_r + \Gamma_t)_0 = 2 \frac{d_i^2 p_i - d_e^2 p_e}{d_e^2 - d_i^2} = 2 \frac{A_i p_i - A_e p_e}{A_e - A_i}$$

si  $A = A_e - A_i$

$(\Gamma_r + \Gamma_t)_0 = \frac{2}{A} (A_i p_i - A_e p_e)$  esta expresión representa la suma de los esfuerzos radiales y tangenciales en la T.R. antes de que ocurra un cambio en la densidad y disminución del nivel del fluido en el espacio anular, una expresión similar para la suma de esos esfuerzos después del cambio es:

$$(\Gamma_r + \Gamma_t)_f = \frac{2}{A} (A_i p_i - A_e (p_e + \Delta p_e))$$

si  $p_i$ ,  $p_e$  y  $\Delta p_e$  se encuentran a una distancia  $z$  de la parte superior de la T.R. y que la suma de los esfuerzos radiales y tangenciales se encuentre a dicha distancia.

$$(\Gamma_r + \Gamma_t) = (\Gamma_r + \Gamma_t)_0 - (\Gamma_r + \Gamma_t)_f = - \frac{2 A_e \Delta p_e}{A} \quad (35)$$

sustituyendo en la ecuación 31

$$\Delta L_{rt} = - \frac{\mu}{E} \int_0^L \left( - \frac{2 A_e \Delta p_e}{A} \right) dz = \frac{2 \mu A_e}{EA} \int_0^L \Delta p_e dz \quad (36)$$

si  $\mu = 0.3$  la ecuación 36 se puede escribir:

$$\Delta L_{rt} = \frac{0.6 A_e}{EA} \left( \int_0^m \Delta p_e dz + \int_m^L \Delta p_e dz \right)$$

de  $0$  a  $m$  el cambio en la presión exterior es el resultado de la disminución del nivel del fluido.

$$\int_0^m \Delta p_e dz = \int_0^m (-z \rho_e) dz = - \frac{\rho_e m^2}{2} \quad (37)$$

de  $m$  a  $L$  el cambio de presión exterior resultado de la disminución del nivel y el cambio en densidad del fluido es:

$$\int_m^L \Delta p_e dz = \int_m^L (z \Delta \rho_e - m (\rho_e + \Delta \rho_e)) dz$$

$$\text{resolviendo} = \frac{\Delta \rho_e (L^2 - m^2)}{2} - m (\rho_e + \Delta \rho_e) (L - m)$$

$$\Delta L_{rt} = \frac{0.6 A e}{EA} \left( -\frac{\rho_e m^2}{2} + \frac{L^2 \Delta \rho_e - m^2 \Delta \rho_e}{2} - mL\rho_e + m^2 \rho_e - mL \Delta \rho_e + m^2 \Delta \rho_e \right) \quad (38)$$

De la ley de Hooke

$$E = \frac{B_5/A}{\Delta L/L} = \frac{B_5 L}{A(\Delta L_2 + \Delta L_{rt})}$$

despejando  $B_5$ , resolviendo para valores de  $\Delta L_z$ ,  $\Delta L_{rt}$  y en función del diámetro exterior,  $d_e$

$$B_5 = + 0.0408 d_e^2 \left( -0.7 L \Delta \rho_e + (\rho_e + \Delta \rho_e) \left( 0.4 m + \frac{0.3 m^2}{L} \right) \right) \quad (39)$$

Fuerza debida al cambio en densidad y disminución del nivel de fluido en el interior de la T.R. ( $B_6$ ).

La tendencia al pandeo que resultará de los esfuerzos tangenciales y radiales ocasionados por el cambio en densidad y disminución del nivel del fluido "interior", estará representada por una fuerza  $B_6$  de igual magnitud pero opuesto en dirección a la fuerza necesaria para obtener una elongación  $\Delta L$ , dado que  $\Delta L$  es la elongación resultante de la acción de los esfuerzos mencionados, si la T.R. no está cementada. Si se considera un elemento de longitud  $dz$ , en una distancia vertical  $z$  que comprende la longitud de la T.R.

$$d \Delta L = e_z dz$$

$$\Delta L = \int_0^L E_z dz$$

Dado que el cambio en presión a una profundidad L es función de la distancia n, dicho cambio se representa por  $n(\rho_i + \Delta\rho_i)$  donde  $\rho_i$  es la densidad original y  $\Delta\rho_i$  es el cambio en densidad del fluido en el interior de la T.R., la fuerza que representa este cambio total en un tubo cerrado de área  $A_i$  es . . . . .  $A_i(L\Delta\rho_i - n(\rho_i + \Delta\rho_i))$  y el esfuerzo axial resultante de la acción de la fuerza  $\Gamma_z = \frac{A_i (L\Delta\rho_i - n(\rho_i + \Delta\rho_i))}{A}$

si  $\Delta L_z$  es la componente de  $\Delta L$  resultante del esfuerzo axial.

$$\Delta L_z = \frac{L A_i}{EA} (L\Delta\rho_i - n \rho_i - n \Delta\rho_i) \quad (40)$$

empleando la ecuación de Lamé para esfuerzos axiales y tangenciales

$$\Gamma_r + \Gamma_t = \frac{2 A_i \Delta\rho_i}{A}$$

si  $\Delta L_{rt}$  es la componente de  $\Delta L$  resultante de los esfuerzos radiales y tangenciales.

$$\Delta L_{rt} = - \frac{0.6 A_i}{EA} \left( - \frac{\rho_i n^2}{2} + \frac{L^2 \Delta\rho_i - n^2 \Delta\rho_i}{2} - n L \rho_i + n^2 \rho_i - n L \Delta\rho_i + n^2 \Delta\rho_i \right) \quad (41)$$

De acuerdo a la ley de Hooke

$$B_6 = EA \left( \frac{\Delta L_z + \Delta L_{rt}}{L} \right)$$

sustituyendo y resolviendo las ecuaciones 40 y 41 para incluir en ellas el diámetro interior,  $d_i$

$$B_6 = + 0.0408 d_i^2 \left( (0.7 L \Delta\rho_i - ((\rho_i + \Delta\rho_i) (0.4n + \frac{0.3 n^2}{L}))) \right) \quad (42)$$

expresión que tiene el empleo de las siguientes unidades  $B_6$  (lb),  $L$  y  $n$  (pies),  $\rho_i$  y  $\Delta\rho_i$  (lb/gal)

Fuerza debida al cambio de presión superficial por el espacio anular y dentro de la T.R. (B<sub>7</sub>)

A partir de la ecuación de Lame los esfuerzos radiales y tangenciales pueden definirse como:

$$\Gamma_{ro} = \frac{A_i p_i - A_e p_e}{A} - \frac{A_i A_e (p_i - p_e)}{A r^2}$$

$$\Gamma_{to} = \frac{A_i p_i - A_e p_e}{A} + \frac{A_i A_e (p_i - p_e)}{A r^2}$$

donde  $p_i$  y  $p_e$  son las presiones internas y externas superficiales,  $\Gamma_{ro}$  y  $\Gamma_{to}$  son los esfuerzos resultantes radiales y tangenciales, dados a una distancia  $r$  que es el radio del centro de la T.R., si la presión interna y externa se incrementa en  $\Delta p_i$  y  $\Delta p_e$ , el esfuerzo final radial y tangencial esta dado por.

$$\Gamma_{rf} = \frac{A_i (p_i + \Delta p_i) - A_e (p_e + \Delta p_e)}{A}$$

$$- \frac{A_i A_e (p_i + \Delta p_i - p_e - \Delta p_e)}{A r^2}$$

$$\Gamma_{tf} = \frac{A_i (p_i + \Delta p_i) - A_e (p_e + \Delta p_e)}{A} + \frac{A_i A_e (p_i + \Delta p_i - p_e - \Delta p_e)}{A r^2}$$

si  $\Gamma_r$  y  $\Gamma_t$  es el cambio de esfuerzo resultante del cambio de presión  $\Delta p_i$  y  $\Delta p_e$

$$\Gamma_r + \Gamma_t = (\Gamma_{rf} + \Gamma_{tf}) - (\Gamma_{ro} + \Gamma_{to}) = \frac{2}{A} (A_i \Delta p_i - A_e \Delta p_e) \quad (42)$$

Considerando a la T.R. como una tubería cerrada, el cambio de presión interior superficial resulta de una fuerza  $A_i \Delta p_i$  que actúa en el fondo de la T.R., el cambio de presión exterior superficial resulta de una fuerza ascendente  $A_e \Delta p_e$  que actúa en extremo final que esta cerrado. El cambio total de la fuerza  $A_i \Delta p_i - A_e \Delta p_e$  y el cambio resultante en el esfuerzo axial es.



$$\Gamma_z = \frac{A_i \Delta p_i - A_e \Delta p_e}{A} \quad (43)$$

sustituyendo las ecuaciones 43 y 42 en la ecuación 10 y  $\epsilon_z = 0.3$

$$\epsilon_z = \frac{1}{E} \left( \frac{A_i \Delta p_i - A_e \Delta p_e}{A} - \frac{2 \times 0.3 (A_i \Delta p_i - A_e \Delta p_e)}{A} \right) =$$

$$= -0.4 \frac{(A_i \Delta p_i - A_e \Delta p_e)}{EA}$$

y aplicando la ley de Hooke

$$E = \frac{B_7/A}{\epsilon_z}$$

$B_7 = 0.4 (A_i \Delta p_i - A_e \Delta p_e)$  y en terminos de los diámetros interior y exterior

$$B_7 = + 0.314 (d_i^2 \Delta p_i - d_e^2 \Delta p_e) \quad (44)$$

$B_1, B_2, \dots, B_7$  representan las fuerzas que afectan la tendencia al pandeo, si  $\Delta S$  es la fuerza de tensión aplicada antes de sentar la T.R. en el cabezal, para prevenir el pandeo se tendrá.

$$\Delta S > B_1 + B_2 + \dots + B_7$$

#### 12.5 Cargas en el cabezal del pozo.

El seleccionar el peso que soportará el cabezal es función del pandeo que se origine, de la resistencia propia de la T.R., así como de la capacidad de carga del cabezal. Las ecuaciones que determinan la carga en el cabezal pueden emplearse en cualquier momento de la perforación o durante la etapa producida del pozo.

El peso aplicado en el cabezal al quedar sujeta (anclada) la T.R. (una vez fraguado el cemento) se expresa como la suma de doce terminos, uno de ellos representa la práctica de anclaje de la T.R. y los otros once terminos representan el efecto de la carga en el cabezal, por los diferentes parametros o variables que acontecen en el pozo.

Fuerza debida a la tensión aplicada durante la sujeción de la T.R. ( $W_1$ ).

si la fuerza de tensión es  $\Delta S$

$$W_1 = + \Delta S \quad (45)$$

Fuerza debida al cambio de temperatura promedio ( $W_2$ ). La carga aplicada al cabezal  $W_2$  es igual en magnitud pero opuesta en dirección a la fuerza del pandeo  $B_1$ .

$$W_2 = - 59.8 w \Delta t \quad (46)$$

Fuerza debida al peso de la columna de T.R. ( $W_3$ ). Si  $W$  es el peso nominal de la T.R. de longitud  $h + L$ :

$$W_3 = + w (h + L) \quad (47)$$

Fuerza debida a la densidad de la lechada de cemento  $W_4$ .

Considerando la T.R. como un tubo cerrado, la presión ejercida de la columna de cemento en el espacio anular es  $0.052 \rho_c h$  y la fuerza resultante es:

$$\begin{aligned} W_4 &= - 0.052 \rho_c h A_e \\ &= - 0.0408 d_e^2 h \rho_c \end{aligned} \quad (48)$$

Fuerza debida a la densidad de la columna del lodo en el espacio anular ( $W_5$ ).

de acuerdo al razonamiento anterior:

$$W_5 = - 0.0408 d_e^2 L \rho_e \quad (49)$$

Fuerza debida a la densidad de la columna de lodo en el interior de la T.R. ( $W_6$ ).

Considerando la T.R. como un tubo cerrado, la columna de lodo es  $h + L$  y la densidad del lodo en el interior  $\rho_i$ , la carga resultante.

$$W_6 = + 0.0408 d_i^2 (h + L) \rho_i \quad (50)$$

Fuerza debida al cambio en la densidad y disminuci3n del nivel de fluido en el espacio anular ( $W_7$ ).

De la ecuaci3n 28 se demostrar3 que el cambio en longitud  $\Delta L$  se encuentra asociado a la fuerza  $W_7$ .

$$\Delta L = \int_0^L \epsilon_z dz = \int_0^L \frac{1}{E} (\Gamma_z - \mu(\Gamma_r - \Gamma_t)) dz.$$

de la obtenci3n de las ecuaciones 33, 38 y despues de que el cemento a fraguado no hay cambio en la longitud de la T.R. as3 que  $\Delta L = 0$

$$\Delta L_z + \Delta L_{rt} = 0$$

resolviendo para  $\Gamma_z$

$$\Gamma_z = \frac{0.6 Ae}{A} (\rho_e + \Delta\rho_e) \left( m - \frac{0.5 m^2}{L} \right) - 0.5 L \Delta\rho_e$$

Si el esfuerzo axial es considerado en el extremo superior de la T.R. como resultado del cambio en densidad del fluido y de la disminuci3n del nivel,  $\Gamma_z$  ser3 funci3n de la carga axial  $W_7$ .

$$W_7 = A\Gamma_z = 0.6 Ae \left( (-0.5 L \Delta\rho_e + (\rho_e + \Delta\rho_e) \left( m - \frac{0.5 m^2}{L} \right) \right)$$

Si  $W_7$  se expresa en lb, L y m en pies,  $\rho_e$  y  $\Delta\rho_e$  en lb/gal, al multiplicar la ecuaci3n anterior por el factor de conversi3n 0.0519 y sustituyendo  $0.785 d_e^2$  por  $A_e$ :

$$W_7 = - 0.0122 d_e^2 L \Delta p_e + 0.0245 d_e^2 (\rho_e + \Delta \rho_e) (m - \frac{0.5 m^2}{L}) \quad (51)$$

Fuerza debida al cambio en la densidad y disminuci3n del nivel del fluido en el interior de la T.R. ( $W_8$ ).

$$W_8 = + 0.0122 d_i^2 L \Delta \rho_i - 0.0245 d_i^2 (\rho_i + \Delta \rho_i) (n - \frac{0.5 n^2}{L}) \quad (52)$$

Fuerza debida a la presi3n superficial en el espacio anular ( $W_9$ ).

$$W_9 = - 0.785 d_e^2 p_e \quad (53)$$

Fuerza debida a la presi3n superficial en el interior de la T.R. ( $W_{10}$ ).

$$W_{10} = + 0.785 d_i^2 p_i \quad (54)$$

Fuerza debida al cambio de la presi3n superficial en el espacio anular ( $W_{11}$ ).

Un cambio de presi3n que ocurriese en el espacio anular ocasionarfa una elongaci3n  $\Delta L$ , si:

$$\Delta L = \epsilon_z L = \frac{L}{E} (\Gamma_z - \mu (\Gamma_r + \Gamma_t)) = \frac{L}{E} (\Gamma_z + \frac{2\mu A_e \Delta p_e}{A})$$

• despues de fraguado el cemento,  $\Delta L = 0$  y  $\Gamma_z = W_{11}/A$  si  $\mu = 0.3$  y sustituyendo, de.

$$W_{11} = - 0.471 d_e^2 \Delta p_e \quad (55)$$

Fuerza debida al cambio de la presión superficial en el interior de la T.R. ( $W_{12}$ )

$$\text{Si } \frac{L}{A} \left( \frac{W_{12}}{A} - \frac{2\mu A_i \Delta p_i}{A} \right) = 0$$

$$W_{12} = + 0.471 d_1^2 \Delta p_i \quad (56)$$

### 12.6.-Ejemplo de Aplicación:

Para ilustrar la aplicación de las ecuaciones de las fuerzas que afectan al pandeo y a las cargas en el cabezal; se seleccionó la siguiente T.R. a la profundidad indicada en el esquema.

Problema.

Calcular el efecto de pandeo y la carga en el cabezal para diferentes condiciones, durante la vida operativa de la T.R. - de 7 pg.

Datos.

$$p_e = 0 \quad \rho_e = 13 \text{ lb/gal}$$

$$p_i = 0 \quad \rho_i = 13 \text{ lb/gal}$$

$$\rho_c = 15 \text{ lb/gal}$$

Para continuar perforando.

$$\Delta t = + 35^\circ \text{ F}$$

$$\Delta \rho_i' = + 5 \text{ lb/gal}$$

Para prueba de la boca de la T.R. corta.

$$\Delta p_i = + 2000 \text{ lb/pg}^2$$

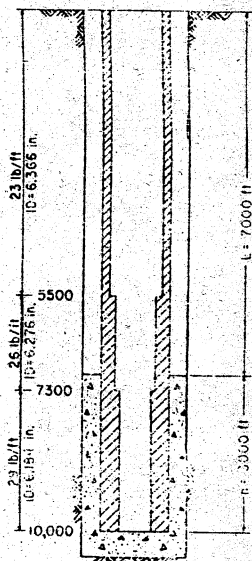
$$\Delta \rho_i = + 5 \text{ lb/gal}.$$

Para producción artificial (bombeo neumático).

$$n = 5000 \text{ pies}$$

$$\Delta p_i = 900 \text{ lb/pg}^2$$

$$\Delta \rho_i = - 4.3 \text{ lb/gal}$$



### Análisis de fuerzas.

Condiciones para la cementación de la T.R.

$B_1$  - No hay cambio de temperatura dado que la profundización del pozo ocurre posterior al fraguado inicial del cemento, que es cuando se genera la reacción exotérmica.

$B_2$  - Fuerza debida al peso de la T.R. cementada.

$$B_2 - hw = - (300 \times 26 + 2700 \times 29) = - 86100 \text{ lb.}$$

$B_3$  - Fuerza debida a la densidad de la lechada de cemento.

$$B_3 = + 0.0408 d_e^2 h \rho_c \\ = + 0.0408 \times 7^2 \times 3000 \times 15 = + 89964 \text{ lb.}$$

$B_4$  - Fuerza debida a la densidad del lodo dentro de la T.R. en la sección cementada.

$$B_4 = - 0.0408 d_i^2 h \rho_i \\ = - 0.0408 \times 13 (6.184^2 \times 2700 + 6.276^2 \times 300) = - 61033$$

Análisis de

$B_5$  y  $B_6$  no existe cambio en la densidad, ni descenso en el nivel del fluido, tanto en el espacio anular como en el interior de la T.R. por lo tanto  $B_5$  y  $B_6 = 0$

$B_7$  no existe cambio de la presión superficial en el espacio anular ni en el interior de la T.R.  $B_7 = 0$ .

para prevenir el pandeo  $\Delta S > B_2 + B_3 + B_4$

$$\Delta S > (- 86100) + (+ 89964) + (- 61033) > - 57169 \text{ lb.}$$

Dado lo mencionado en el análisis inicial el signo (-) indica que se descargará un peso de 57169 lb (57000 lb) sobre la parte de cemento ya fraguado y la T.R. no tendrá el efecto de pandeo.

Si el valor fuese (+) indicaría una fuerza en sentido ascendente que tiende a pandear la T.R.

Análisis de cargas sobre el cabezal.

- Como no se tensionará la T.R.

$$W_1 = 0$$

- Al no existir cambio de temperatura promedio,

$$W_2 = 0$$

- fuerza debida al peso de la T.R.

$$W_3 = + (h + L) = + (23 \times 5500) + (26 \times 1800) + (29 \times 2700) \\ = + 251,600 \text{ lb.}$$

- fuerza debida a la lechada del cemento

$$W_4 = - 0.0408 d_e^2 h \rho_c \\ = - 0.0408 \times 7^2 \times 3000 \times 15 = - 90\,000 \text{ lb.}$$

- fuerza debida a la densidad del lodo en el espacio anular

$$W_5 = - 0.0408 d_e^2 h \rho_e \\ = - 0.0408 \times 7^2 \times 7000 \times 13 = - 181\,900 \text{ lb.}$$

- carga debida a la densidad del lodo en el interior de la T.R.

$$W_6 = + 0.0408 \times d_i^2 (h + L) \rho_1 \\ = +(0.0408 \times 13) ((5500 \times 6.366^2) + (1800 \times 6.276^2) + (2700 \times 6.184^2)) \\ = + 210\,600 \text{ lb.}$$

- las demás cargas  $W_7$  a  $W_{12}$  no ocurren por lo tanto son cero.

Cuando el cemento ha sido desplazado e inicia su período inicial de fraguado la carga real al gancho es de

$$W_3 + W_4 + W_5 + W_6 = + 190\,300 \text{ lb}$$

carga que por el signo obtenido representa una fuerza que actua en sentido ascendente y muestra que la T.R. esta en ese momento a la compresión.

Condiciones para profundizar (continuar perforando).

Una vez de la T.R. de 7" es instalada a la profundidad de 10000 pies, cementada y anclada, se requiere continuar perforando, por necesidad - el lodo se aumenta en densidad de 13 a 18 lb/gal, debido a una mayor profundidad, la temperatura aumenta considerablemente, ocasionando que en la parte correspondiente a la cima del cemento se tenga un aumento de 35°F., por consecuencia estos cambios generan un efecto de pandeo en la T.R.

Si se efectua una retrospección a lo expuesto en 12.4 unicamente se - utilizaran las fuerzas  $B_1$  y  $B_6$ .

Obtención del peso promedio de la T.R. arriba de la cima del cemento.

La T.R. no siempre es uniforme en cuanto a peso y en raras ocasiones - en diámetro, por lo que es conveniente determinar el área de la sección transversal en función del peso promedio de la columna de la T.R. el factor que representa esta función se expresa como:

$$A = \frac{w}{3.464} = 0.289w$$

$$y B_1 = 0.289w \times 6.9 \times 10^{-6} \times \Delta t \times 30 \times 10^6$$

$$B_1 = + 59.8 w \Delta t$$

$$w = \frac{(23 \times 5500) + (26 \times 1500)}{5500 + 1500} = 23.64 \text{ lb/pie}$$

$$B_1 = + 59.8 w \Delta t = + 59.8 \times 23.64 \times 35 = + 49479 \text{ lb.}$$

$$B_6 = + 0.0408 d_1^2 (0.7 \Delta \rho_i - (\rho_i + \Delta \rho_i) (0.4n + \frac{0.3 n^2}{L}))$$

dado que no existe disminución de la columna de fluido en el interior de la T.R.  $n = 0$

$$(1) B_6 = + 0.0408 \times 6.336^2 \times 0.7 \times 5500 \times 5 \text{ sección T.R. } 23 \text{ lb/pie}$$

$$(2) B_6 = + 0.0408 \times 6.276^2 \times 0.7 \times 1500 \times 5 \text{ sección T.R. } 22 \text{ lb/pie}$$

$$\text{la suma de (1) y (2) } B_6 = + (31829 + 8437) = + 40266 \text{ lb.}$$

$$B_1 + B_6 = + 89745 \text{ lb}$$



La excentricidad presentada por el efecto de pandeo que se originó por el aumento de la temperatura y la densidad del lodo, considerando que, de la T.R. se descargó un peso de 57000 lb para anclarla en las cuñas, la T.R. se podrá tensionar 32700 lb correspondientes a la sección no cementada.

De la misma forma anterior se elabora un análisis sobre las cargas que actúan sobre el cabezal y se determina que solamente actúan -- los términos correspondientes a  $W_2$  y  $W_8$

$$W_2 = - 59.8 W \Delta t = - 59.8 \times 23.64 \times 35 = - 49479 \text{ lb}$$

$$n = 0$$

$$W_8 = + 0.0122 d_1^2 L \Delta \rho_i$$

$$(1) W_8 = + (0.0122 \times 6.366^2 \times 5500 \times 5) \quad 13596$$

$$+ (0.0122 \times 6.276 \times 1500 \times 5) \quad 3604$$

$$W_8 = + 17200 \text{ lb.}$$

Al profundizar el pozo, la carga sobre el cabezal disminuye en:  
 $- 49479 + 17200 = - 32279 \text{ lb.}$

Una vez que la T.R. se colgó tan pronto fue cementada la carga al cabezal era de: 190300 lb. y para continuar perforando será:

$$190300 - 32279 = 158021 \text{ lb.}$$

Condiciones para la prueba de la boca de una T.R. corta.

Si una tubería corta es instalada y se requiere probar la cementación de ella, por medio de presión (2000 lb/pg<sup>2</sup> y lodo de = 18 lb/gal, pudiesen ocurrir cambios en la fuerza que previenen el pandeo. Dado que la prueba ocurre en condiciones estáticas no existirá cambio en la -- temperatura del pozo, por lo que del análisis de fuerzas solo se estudiarán:  $B_6$  y  $B_7$  y  $n = 0$

$$B_6 = + 0.0408 d_1^2 (0.7 L \Delta \rho_i)$$

$$= + 0.0408 \times 6.366^2 \times 0.7 \times 5500 \times 5$$

$$+ 0.0408 \times 6.272^2 \times 0.7 \times 1500 \times 5$$

$$B_6 = + 40266 \text{ lb}$$

$$B_7 = 0.314 (d_1^2 \Delta \rho_i - d_e^2 \Delta \rho_e)$$

Para el cálculo de  $B_7$ , tres consideraciones deberán de suponerse:

- 1.- el cambio de la presión exterior  $\Delta p_e = 0$
- 2.- el cambio de presión interna es efectivo solo en la sección superior de la T.R.
- 3.- la presión en la T.R. durante el tiempo de espera del fraguado del cemento es cero.

de lo anterior enunciado  $\Delta p_i = 2000 \text{ lb/pg}^2$

$$B_7 = + 0.314 \times 6.366^2 \times 2000 = + 25450 \text{ lb.}$$

Dado que la T.R. esta anclada, la tensión requerida para impedir el pandeo es:

$$- 57000 + 40266 + 25450 = + 8716 \text{ lb.}$$

las cargas aplicadas en el cabezal, por la prueba de presión serán unicamente  $W_8$  y  $W_{12}$

$$W_8 = + 17200 \text{ lb.}$$

$$\begin{aligned} W_{12} &= + 0.471 d_i^2 \Delta p_i \\ &= + 0.471 \times 6.366^2 \times 2000 = 38175 \text{ lb.} \end{aligned}$$

recordando que la T.R. tenía una carga de + 190300 lb en el cabezal, la carga en él durante la prueba es:

$$+ 190300 + 17200 + 38175 = + 245675 \text{ lb.}$$

Condiciones que se presentan en el pozo cuando produce por medio de un sistema artificial (bombeo neumático) Bajo estas condiciones se presume que el nivel del fluido en la T.R. se encuentra a 5000 pies, y tiene una densidad de 8.7 lb/gal., en la sección no cementada de la T.R.- el promedio del cambio de temperatura es cero. El gas es inyectado a una presión de 900 lb/pg<sup>2</sup>. Los cambios resultantes en la tendencia al pandeo y las cargas en el cabezal, generadas por las nuevas condiciones se determinan de la forma siguiente.

$$B_6 = + 0.0408 d_i^2 \left( 0.7 i \Delta p_i - (p_i + \Delta p_i) \left( 0.4 n + \frac{0.3 n^2}{L} \right) \right)$$

obteniendo un diámetro promedio de la T.R.

$$d_i^2 = \frac{(6.366^2 \times 5500) + (6.276^2 \times 1500)}{7000} = 40.28$$

$$B_6 = + 0.0408 \times 40.28 (-0.7 \times 7000 \times 4.3 - (13-4.3) (0.4 \times 5000 + \frac{0.3 \times 5000^2}{7000}))$$

$$= - 78542 \text{ lb.}$$

$$B_7 = + 0.314 (d_i^2 \Delta p_i - d_e^2 \Delta p_e) ; \Delta p_e = 0$$

$$= + 0.314 \times 6.366^2 \times 900 = + 11453 \text{ lb.}$$

así que si la T.R. esta anclada y se descarga peso para impedir el pandeo, en el momento que el pozo es productor por bombeo neumático la fuerza resultante es:

$$- 57169 - 78542 + 11453 = - 124258 \text{ lb}$$

Finalmente para determinar la carga que actúa en el cabezal.

$$W_8 = + 0.0122 d_i^2 L \Delta \rho_i - 0.0245 d_i^2 (\rho_i + \Delta \rho_i) (n - \frac{0.5 n^2}{L})$$

$$= - 0.0122 \times 40.28 \times 7000 \times 4.3 - 0.0245 \times 40.28 (13-4.3) (5000 - \frac{0.5 \times 5000^2}{7000})$$

$$= - 42399 \text{ lb.}$$

$$W_{12} = + 0.471 d_i^2 \Delta p_i = + 0.471 \times 6.366^2 \times 900$$

$$W_{12} = + 17179 \text{ lb}$$

La carga que soporta el cabezal cuando el pozo produce por bombeo neumático es:

$$+ 190300 - 42399 + 17179 = + 164780 \text{ lb.}$$

De las cuatro condiciones examinadas la fuerza de tensión originada (de + 32700 lb) durante la profundización es la máxima.

Si este valor de tensión es aplicada durante el anclaje de la T.R.- la carga resultante sobre el cabezal para cada condición exepcto para profundizar será mayor que la fuerza resultante que previene el pandeo.

Sin embargo, si este valor es inferior a la tensión requerida durante el anclaje, la carga resultante en el cabezal durante la profundización del pozo, será menor que la fuerza resultante para evitar el pandeo, si una tensión de 32000 lb es aplicada durante el anclaje la carga resultante para los cuatro casos supuestos es:

1).-  $190300 + 32700 = 223000$  lb.

2).-  $158021 + 32700 = 190721$  lb.

3).-  $245675 + 32700 = 278375$  lb.

4).-  $164780 + 32700 = 197480$  lb.

Si  $\Delta S$  es la tensión aplicada en lb. y  $\Delta L$  es la elongación correspondiente a esa tensión en pg., refiriendo estos datos a la ley de Hooke.

$$E = \frac{\Delta S/A}{\Delta L/12L} = \frac{12L\Delta S}{A\Delta L}$$

$$\Delta L = \frac{12 L \Delta S}{A E} \quad ; \quad A = 0.289w$$

$$\Delta L = \frac{1.38 \times 10^{-6} L \Delta S}{w}$$

de los resultados obtenidos en la secuencia del ejemplo:

$$\Delta L = \frac{1.38 \times 10^{-6} \times 7000 \times 32700}{23.64} = 13.4 \text{ pg.}$$