



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Manual Técnico de
Perforación en Aguas
Someras.**

MATERIAL DIDÁCTICO

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A:

Aldo Alan Alarcón Zamora

ASESOR DE MATERIAL DIDÁCTICO

Ing. Daniel Marure Valdez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

AGRADECIMIENTOS.

A mi madre Martha.

Por haberme dado la oportunidad de tener una formación profesional, por todo tu sacrificio que hiciste en todos estos años para que salga en adelante en todos mis proyectos. Por todo tu apoyo que en momentos difíciles y buenos me brindaste, tu confianza absoluta en creer en mí cuando siempre me daba por vencido o las cosas no iban bien, por soportarme en mi época preparatoria y saber que muchos de tus consejos me ayudaron para poder terminar lo que apenas comencé a escribir, mi profesión. Por todo lo que me diste, gracias. Te amo.

A mi asesor

Ing. Daniel Marure por verme dado la oportunidad de trabajar con usted y ver aceptado como mi director de **tesis**, gracias por su tiempo, dedicación y enseñanzas directas de campo. Gracias por ser un aliciente a seguir con la carrera cuando veía lejos la titulación aun cuando me faltaba una materia, me encontraba desanimado y desilusionado, gracias a sus pláticas que me motivaron a continuar y no dejar la carrera, teniendo un aprecio muy grande y deseos de llegar a una plataforma... Agradezco de corazón.

A mi universidad.

A mí alma mater **Universidad Nacional Autónoma de México** por haberme dado la oportunidad de ser parte de su comunidad, desarrollarme académica, profesional y humanamente en su campus. A mi **Facultad de Ingeniería** ya que en ella sucedió todo este proceso de conocimientos, enseñanza y amistades que no olvidaré.

A Jennifer.

Mi confidente, compañera y amiga, porque siempre creíste en mí y siempre estuviste a mi lado cuando más lo necesité, impulsándome a cumplir una meta de muchas que tenemos. ¡Gracias!

A Fredy.

Ingeniero, usted me ayudo cuando pensé en dejar la carrera, le agradezco de corazón por sus palabras.

A Córdor.

Mi amigo, mi hermano, desde la prepa nos conocimos y sin duda fuiste parte de todo este proceso académico, siempre apoyándonos codo a codo. ¡Gracias!

RESUMEN.

Resumen del Capítulo I.

En este capítulo se describen los componentes y equipos del sistema de perforación, dando énfasis en el funcionamiento y dimensiones de las herramientas que utilizan los ingenieros cada catorce días, en una plataforma petrolera, apoyándose de sus fichas técnicas, sus dimensiones en tablas y como saber utilizarlas. Se describen los tipos de plataformas que hay en la actualidad y su tipo de funcionamiento para el cual se desarrollaron. Uno de los objetivos de este capítulo es que el alumno tenga información sobre las herramientas de seguridad para el capítulo II y adquiera un conocimiento para poder entender soluciones del siguiente tema.

Resumen del Capítulo II.

Este capítulo, se resumen los procesos operativos durante emergencias como un descontrol de pozo o brote, donde se muestra cómo solucionar o prevenir dicha contingencia para dar como resultado el Control de Brote. ¿Cómo lograrlo?, en este tema se muestran paso a paso como prevenir una situación de riesgo, sin embargo, el ingeniero debe ser capaz de dar otras soluciones de acuerdo a la experiencia y la situación en que se encuentre.

Resumen del Capítulo III.

En este capítulo se habla sobre los atrapamientos de las tuberías o herramientas que ocurren durante la perforación, provocando un pez que limita las operaciones programadas. Se explica cómo realizar una pesca y el ensamblaje de la junta para poder recuperar la herramienta, esto claro, depende del tipo de boca del pez.

Se facilita tablas con las dimensiones de las herramientas necesarias para efectuar la pesca y en caso de no poder recuperar, se muestran los accesorios para moler el pez. Así también se muestran los procesos operativos para realizar desconexión de la tubería atrapada. Es un tema muy interesante.

Resumen del capítulo IV.

En este capítulo se enseña a determinar el azimuth y los surveys, que nos indicaran como realizar una trayectoria de los pozos direccionales. Sin duda es un tema muy interesante, pues debido a los pozos direccionales, horizontales o multilaterales podemos llegar a zonas inaccesibles de hidrocarburos, ya sea para mejorar la producción, controlar un pozo descontrolado o evitar costos mayores cuando en una plataforma creamos ramas para llegar a los diferentes targets. Se enseña a cómo crear trayectorias con los diferentes tipos de pozos existentes.

Resumen del capítulo V.

Las cementaciones de los pozos petroleros es un tema muy relevante, ya que sin estas lechadas que se hacen circular a través de las tuberías o por el espacio anular no podríamos darle un buen soporte a nuestro pozo.

Aquí mencionamos los procesos de una cementación y también cuando se recurre a una intervención. Se explica detalladamente como cementar por etapas nuestras tuberías de revestimiento, cementaciones forzadas y los datos que deber tener para un proceso de cementación.

Resumen del capítulo VI.

Este capítulo está basado en ejercicios de todos los temas del **Manual Técnico de Perforación para Pozos Someros**, para que el ingeniero practique y este más involucrado en los problemas que se efectúan en una plataforma petrolera. De esta manera, los conocimientos expuestos en este trabajo le ayudaran a fortalecer los temas con ejercicios meramente de campo.

OBJETIVO.

Crear un **“Manual Técnico de Perforación en Aguas Someras”**, recopilando información esencial de los equipos, accesorios y herramientas de perforación actuales, así como otorgar al alumno, al egresado y al ingeniero en campo, los procedimientos operativos y las posibles soluciones durante la perforación costa afuera (en este caso aguas someras).

En el caso de los alumnos, se creará el manual para que se vayan familiarizando con las herramientas que se requieren en los pozos, mas no solo se piense que la barrena y la tubería conforman una sarta de perforación, es decir, conocer una amplia gama de accesorios que acerquen al estudiante aún más a las operaciones de perforación para mantener una calidad de pozo.

Para el egresado, se desarrollará el manual con procesos operativos que al ser principiante en una plataforma petrolera no conoce aún, pues de la teoría a la experiencia se necesita la práctica, es decir que tenga al alcance una herramienta que le sea útil durante su proceso en plataforma. Esto no quiere decir que lo indicado en el manual sea absoluto y único, puesto que para cada problema existe su solución, entiéndanse que es un manual de ayuda.

En el caso de los ingenieros de campo, puede servir de apoyo a temas que ya no recuerde con el lapso de tiempo, debido a que se hayan dedicado a otro tipo de operación que no sea la perforación en plataforma, es decir que le sirva de apoyo en situaciones como los brotes o redireccionamiento del pozo y en cementaciones.

JUSTIFICACIÓN.

El alumno tendrá a su alcance un **“Manual Técnico de Perforación en Aguas Someras”** que le sirva de apoyo a lo explicado en el aula; donde tendrá a la mano procesos operativos prácticos realizados por ingenieros en campo. De esta forma, se le acerca al alumno al trabajo día a día en una plataforma con una información ilustrativa de herramientas y datos técnicos para poder encontrar una solución para imprevistos en plataforma. Sí lo consideran pertinente en el plan de estudios, puede ser de análisis para un posible cambio o actualización de nuevos programas de estudio en el orden siguiente: primero que el alumno conozca las partes, accesorios que conlleva una plataforma petrolera, una vez que sepa de las herramientas que auxilian en los siniestros en casos de brotes puede avanzar al capítulo dos. En caso de que las operaciones de perforación se atrasen debido a un atrapamiento de herramientas formando un pez, se le muestra el capítulo tres (pesca) para poder determinar lo mejor permisible para continuar con dicha operación, de aquí continuamos con la perforación direccional y concluimos con las cementaciones. De esta manera se podría tomar a consideración de modo en seriación como lo han sido las materias del plan de estudios de ingeniería petrolera para el proceso de operaciones de perforación, así se deja el libro abierto para una posible continuación en el proceso de terminación de pozos.

Al adjuntar los temas de perforación en un solo libro facilitará el comprendimiento en los procesos operativos de perforación ya que, de acuerdo a pláticas con compañeros durante el proceso de desarrollo académico, llegamos a la conclusión de que serviría de mucha ayuda el tener diferentes temas de perforación en un solo libro o tomo, teniendo una continuidad durante dichos procesos operativos.

INTRODUCCIÓN.

En este manual, se informa una variedad de temas muy importantes enfocados en el área de perforación y mantenimiento de pozos petroleros, pues describimos las partes esenciales, elementales y procesos operativos al que el ingeniero egresado se tendrá que enfrentar en una plataforma petrolera. Estos procesos, son implementados por ingenieros que se encuentran a bordo de un complejo petrolero, compartiendo las soluciones que se perciben factibles en el momento de dichas operaciones, herramientas o metodologías para prevenir riesgos de alto impacto, sin embargo, cabe señalar que no solo se debe seguir los pasos implementados en esta guía, si no que el ingeniero debe ser capaz de elegir bajo su criterio los convenientes en la situación que se encuentre durante la perforación.

Este manual servirá como complemento práctico de la parte teórica al futuro ingeniero que se dedique a la perforación. En la formación del alumno, servirá para que se vaya adentrando a los conocimientos de los equipos y herramientas que se encuentren en una plataforma (Capítulo I) para que tenga el conocimiento del porqué y saber determinar si puede ocurrir un brote (Capítulo II), ya que se muestran procedimientos para dar una posible solución.

Se entrega, inmediatamente del Capítulo II el tema de pesca donde se explican recomendaciones cuando suceden atrapamientos de herramientas y/o tuberías para saber que accesorio utilizar y saber diseñar una operación de pesca.

En el Capítulo IV después de saber sobre los atrapamientos de herramientas, si es necesario o como alternativa abandonar ese pez para continuar con la perforación, se describe el proceso de perforación direccional y así evitar pérdida en tiempo y flujo monetario. Pasando de la perforación direccional, este tema va acompañado de las cementaciones (Capítulo V), pero si bien este tema va dentro de todos los anteriores, ya que aquí se analiza los momentos específicos para dar sustentabilidad al pozo en operación. Para concluir se crea un Capítulo VI, que consta de ejercicios prácticos de plataforma, donde el lector de este manual podrá reforzar sus conocimientos adquiridos durante todo su proceso universitario y los conocimientos que aquí se brindan.

ÍNDICE

1. CAPÍTULO I. EQUIPOS MARINOS DE PERFORACIÓN Y SUS ACCESORIOS.....	1
1.1. Características y Tipos de Equipos Marinos.	2
1.1.1. Plataforma Fija Modular.....	2
1.1.2. Plataforma Autoelevable (Jack-Up).	3
1.1.3. Plataforma Semisumergible.....	5
1.1.4. Buque perforador (Drill Ships).	7
1.2. Sistemas de Perforación.	9
1.2.1. Sistema de izaje.	10
1.2.2. Sistema Rotatorio.	17
1.2.3. Sistema de Circulación.	27
1.2.4. Sistema de Energía.	34
1.2.5. Sistema de Control.	39
1.3. Preventores (BOP).	40
1.3.1. Preventor Anular.....	43
1.3.2. Especificaciones de BOP Cameron o tipo D.....	46
1.3.3. Desviador de Flujo (Diverter).	48
1.3.4. Cabezas Rotatorias.	49
1.3.5. Preventor de Arietes.	50
1.3.6. Preventor Tipo “U”.	54
1.3.7. Empaque para preventores de Arietes (Elastómeros).	56
1.3.8. Acumuladores.....	57
1.3.9. Precarga de Nitrógeno.....	59
1.3.10. Unidad de Potencia Hidráulica.....	60
1.4. Características de Cabezales y Árboles.....	63
1.4.1. Árbol de Preventores, Diseño.	70
1.4.2. Arreglo de Preventores.	72
1.4.3. Instalación de preventores en Aguas Someras.	74
1.4.4. Árbol Submarino.	75

1.4.5.	Preventores Submarinos en Aguas Profundas.	76
1.4.6.	Clasificación de Árboles Submarinos.	76
1.4.7.	Árboles submarinos para pozos Someros.	77
1.4.8.	Árbol submarino para aguas profundas y ultra profundas.	78
1.4.9.	Medidas de anillos y espárragos.	84
1.4.10.	Apriete de espárragos, Conexiones bridadas con Llave Hytorc.	85
1.5.	Válvulas de Seguridad.	86
1.5.1.	Válvula de pie.	87
1.5.2.	Válvula de Flecha.	87
1.5.3.	Válvula de piso de Perforación.	87
1.5.4.	Válvula de Contrapresión.....	88
1.5.5.	Válvula de Charnela.	88
1.5.6.	Válvula Cameron Flex-Seal.	89
1.5.7.	Válvula de Compuerta.	90
1.5.8.	Especificaciones de Válvulas.....	90
1.6.	Equipos Superficiales, Herramientas y Accesorios.	92
1.6.1.	Estranguladores.....	92
1.6.2.	Ensamble de Estrangulación.	94
1.6.3.	Separador de Gas y Lodo.....	94
1.6.4.	Tubulares.....	95
1.6.5.	Elevadores.....	102
1.6.6.	Cuñas para Tubería de Perforación.....	102
1.6.7.	Cuñas para Drill Collar (DC).	103
1.6.8.	Collares de Seguridad.	103
1.6.9.	Llaves de Fuerza.	103

2. CAPÍTULO II. CONTROL DE BROTES.	104
2.1. Causas de un Brote.....	105
2.1.1. Densidad Insuficiente.	105
2.1.2. Llenado Insuficiente en los Viajes.....	106
2.1.3. Contaminación de Lodo por Gas.	106
2.1.4. Pérdidas de Circulación.....	106
2.1.5. Sondeo de Pozo.	107
2.2. Indicadores Definidos de un Brote.	108
2.2.1. Aumento de Volumen de Presas.	108
2.2.2. Aumento en Gasto de Salida.....	108
2.2.3. Flujo sin Circulación.....	108
2.2.4. Desplazamiento durante los Viajes.....	108
2.3. Indicador Indefinido de Brote al estar Perforando.	109
2.3.1. Quiebre en la Velocidad de Penetración.	109
2.3.2. Disminución de la Presión de Bombeo en Incremento de Emboladas.	109
2.3.3. Lodo Contaminado con Gas.	109
2.3.4. Lodo Contaminado por Cloruros.....	109
2.3.5. Cambio en las Propiedades Reológicas.	110
2.3.6. Aumento en el Peso de la Sarta.	110
2.4. Respuesta a los Indicadores.	111
2.4.1. Procedimiento de Cierre al estar Perforando.....	111
2.4.2. Procedimiento de Cierre al estar Perforando con Top Drive y Válvula de Contrapresión instalada.	112
2.4.3. Procedimiento de Cierre al estar Perforando con Top Drive sin Válvula de Contrapresión.	113
2.4.4. Procedimiento de Cierre Suave de Pozo.....	113
2.4.5. Procedimiento de Cierre Duro de Pozo.	113
2.5. Criterios para definir cuando NO se debe Cerrar el Pozo.	114
2.5.1. Procedimiento de Cierre al estar metiendo o sacando TP.....	114
2.5.2. Procedimiento de Cierre al estar sacando o metiendo Herramienta.....	115

2.5.3.	Procedimiento de Cierre al NO tener Tubería dentro del Pozo.....	116
2.5.4.	Procedimiento de Cierre al correr TR.	117
2.5.5.	Procedimiento de Cierre con TR cerca del fondo.	117
2.5.6.	Procedimiento de Cierre con Desviador de Flujo.....	117
2.6.	Método del Perforador.....	119
2.6.1.	Procedimiento del Método del Perforador.....	120
2.7.	Método del Ingeniero o de Densificar y esperar.	124
2.7.1.	Procedimiento del Método del Ingeniero.	126

3. CAPÍTULO III. PESCA.	129
3.1. Tipos de Atrapamiento de una Tubería.	130
3.1.1. Pegadura por Presión Diferencial.	131
3.1.2. Atrapamiento Mecánico.	132
3.1.3. Información Requerida para un Programa de Pesca.	132
3.2. Pescar la Herramienta.	134
3.2.1. Herramientas de Agarre Externo.	135
3.2.2. Herramientas de Agarre Interno.	145
3.2.3. Martillo Hidráulico.	151
3.2.4. Junta de Seguridad.	156
3.3. Molienda de Herramientas.	158
3.3.1. Molinos.	158
3.3.2. Zapatas Lavadoras.	161
3.3.3. Tubería Lavadora.	162
3.3.4. Canasta Colectora.	164
3.3.5. Escariadores para TR.	164
3.3.6. Cortatubos.	165
3.4. Cálculo para Bache Balanceado.	166
3.5. Desconexión de Tubería con Cordón Explosivo (String shot).	168
3.5.1. Determinación de Punto Libre (PL).	169
3.5.2. Determinación de PL con Unidad de Registros Eléctricos.	174
3.5.3. String Shot.	176
3.6. Perforación de Tuberías (Tubing o Casing Puncher).	188
3.6.1. Consideraciones en Selección y Operación de Cargas Puncher.	189
3.6.2. Cortadores de Tubería.	190

4. CAPÍTULO IV. PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	193
4.1. Conceptos de Perforación Direccional.....	194
4.1.1. Profundidad Desarrollada (PD).....	194
4.1.2. Profundidad Vertical Verdadera (PVV).....	194
4.1.3. Desplazamiento Horizontal (DH).....	194
4.1.4. Azimuth del Pozo.....	194
4.1.5. Survey.....	197
4.1.6. Pata de Perro (Dog Leg).....	201
4.1.7. Cara de Herramientas (Tool Face).....	201
4.1.8. Target (Objetivo).....	201
4.2. Aplicaciones de la Perforación Direccional (PD).....	202
4.2.1. Pozos de Alivio.....	202
4.2.2. Pozos Verticales.....	202
4.2.3. Pozos Desviados (Sidetrack).....	202
4.2.4. Pozos Multilaterales.....	202
4.3. Técnicas de Desviación.....	203
4.3.1. Cucharas de Desviación (Whipstock).....	203
4.3.2. Técnica de Propulsión.....	203
4.3.3. Motores.....	203
4.4. Herramientas de Evaluación Giroscópica.....	204
4.4.1. Giroscopio de Disparo simple.....	204
4.4.2. Giroscopio de Disparo Múltiple.....	204
4.4.3. Giroscopio de Lectura en Superficie (Seeker-BHI, Keeper-Sperry Sun).....	204
4.4.4. Medidor de Guía Láser Inicial (RIGS).....	205
4.5. Herramienta de Medición MWD (Measurement While Drilling).....	206
4.5.1. Power Pulse (Schlumberger).....	207
4.6. Sistema Rotatorio Direccional (RSS).....	208
4.6.1. Autotrak eXact Pro con LWD (Baker & Huges).....	208
4.6.2. Power Drive (Schlumberger).....	209
4.6.3. Geo Pilot (Halliburton).....	210

4.7.	Metodología para el Diseño de la Perforación Direccional (Práctica).....	211
4.7.1.	Recopilación de Información.....	211
4.7.2.	Determinación de la Trayectoria.	212
4.7.3.	Evaluación de la Trayectoria.....	221
4.7.4.	Métodos de Cálculo.	221
4.7.5.	Herramientas y/o Equipos de Desviación.	226

5. CAPÍTULO V. CEMENTACIONES.....	231
5.1. Clasificación de los Cementos (Normas API).....	233
5.2. Categoría de los Aditivos.	234
5.2.1. Densidad de Materiales.	235
5.3. Proceso de Cementación.	236
5.3.1. Cementación Primaria.	236
5.3.2. Cementación Forzada.	237
5.3.3. Tapones de Cemento.	243
5.3.4. Tapón de Desvío.	244
5.3.5. Tapón de Abandono.	245
5.4. Proceso de Cementación de Tuberías de Revestimiento a superficie o Corrida. 248	
5.4.1. Tipos de Secciones de Revestimiento de un Pozo.....	248
5.4.2. Programa de Tubería de Revestimiento.	249
5.4.3. Verificación de Datos en el Pozo.....	249
5.4.4. Efectuar Cálculos en el Pozo.....	250
5.4.5. Instalar y Probar Líneas de Cementar.	254
5.4.6. Bombear Bache Lavador.	254
5.4.7. Mezclar y Bombear Cemento.	254
5.4.8. Soltar Tapón de Desplazamiento.....	254
5.4.9. Desplazar la Lechada.	255
5.4.10. Descargar Presión Final y Verificar Equipos de Flotación.	255
5.4.11. Esperar Fraguado.....	255
5.5. Proceso de Cementación de Tuberías de Revestimiento Cortas o Liner.....	256
5.5.1. Recopilar Información.....	256
5.5.2. Verificar Datos en el Pozo.	256
5.5.3. Elaboración de Cálculos Finales.....	257
5.5.4. Tocar Fondo.	260
5.5.5. Instalar Cabeza de Cementar.	260
5.5.6. Anclar y Soltar TR.....	261

5.5.7. Instalar Líneas de Cementar.....	261
5.5.8. Mezclar y Bombear Baches.....	261
5.5.9. Mezclar y Bombear Lechada.....	261
5.5.10. Soltar Tapón de Desplazamiento.....	261
5.5.11. Efectuar Desplazamiento.....	262
5.5.12. Descarga de Presión.....	262
5.5.13. Cerrar Preventores.....	262
6. CAPÍTULO VI. EJERCICIOS PRÁCTICOS.....	263
6.1. Equipos de Perforación.....	263
6.2. Control de Brotes.....	271
6.3. Pesca.....	275
6.4. Perforación Direccional.....	285
6.5. Cementaciones.....	301
ABREVIATURAS.....	304
CONCLUSIONES.....	307
REFERENCIAS.....	308

ÍNDICE DE IMÁGENES.

Imagen 1 Plataforma Modular Fija, PEMEX 2019	2
Imagen 2 Jack Up Daniel Galeana, EL Sol de México.....	3
Imagen 3 Bicentenario, México; La jornada.....	5
Imagen 4 Drill Ship, Project Smart Explorer.....	7
Imagen 5 Sistema de Izaje. PEMEX 2020.....	10
Imagen 6 Mástil y Corona, PEMEX 2020.	11
Imagen 7 Mesa rotaria, llave de apriete y agujero de ratón, PEMEX 2020.	12
Imagen 8 Cable de Perforación, PEMEX 2020.....	13
Imagen 9 Corona, PEMEX 2020.	14
Imagen 10 Bloque Viajero, PEMEX 2020.	14
Imagen 11 Sistema Rotatorio Convencional. PEMEX 2020.....	19
Imagen 12 Sarta de Perforación, PEMEX 2020.....	21
Imagen 13 Sistema Top Drive. PEMEX 2020.	22
Imagen 14 Motor de fondo, Weifan Subtor Rotating Precision Machinery CO.....	26
Imagen 15 Bomba de lodo, PEMEX 2020.	28
Imagen 16 Temblorina, PEMEX 2020.	29
Imagen 17 Bomba Triplex Desarmada, PEMEX 2020.	33
Imagen 18 Diagrama y motor Diesel convencional PEMEX, 2020.....	35
Imagen 19 Diagrama y motor Diesel eléctrico C.D./C.D. PEMEX, 2020.....	36
Imagen 20 Diagrama y motor Diesel eléctrico C.A./C.D. PEMEX, 2020.....	37
Imagen 21 Preventor GL, Drilltech Maquinaria de Taladro Co, Ltd.....	45
Imagen 22 Preventor GX, Drilltech Maquinaria de Taladro Co, Ltd.	45
Imagen 23 Preventor Diverter, PEMEX 2020.	48
Imagen 24 Cabeza Rotatoria, Weatherford-Williams.	49
Imagen 25 RAMs o Arietes, PEMEX 2020.	51
Imagen 26 Ariete Ciego, Alibaba.com.	52
Imagen 27 UPH y acumuladores, PEMEX 2020.....	60
Imagen 28 Árboles y Cabezales en pozo somero, PEMEX 2020	63
Imagen 29 Medio árbol de preventores, PEMEX 2020.	71
Imagen 30 Ensamble de carrete y cabezal por etapas, PEMEX 2020.....	73
Imagen 31 Árbol submarino GL/DO motomecánica.....	76
Imagen 32 Sistema de árboles, PEMEX 2020.....	77
Imagen 33 Árbol submarino vertical, Slideshare.....	78
Imagen 34 Árbol submarino horizontal, Slideshare.....	78
Imagen 35 Válvula de pie, PEMEX 2020.....	87
Imagen 36 Válvula de contrapresión, PEMEX 2020.	88
Imagen 37 Válvula de charnela, PEMEX 2020.	88
Imagen 38 Válvula Cameron Flex-Seal.	89
Imagen 39 Válvula de compuerta, TyM de pozos, FI. UNAM	90
Imagen 40 Válvulas de estrangulación, PEMEX 2020.....	94
Imagen 41 Separador gas-lodo, PEMEX 2020.....	94

Imagen 42 Tubulares, PEMEX 2020.	95
Imagen 43 Heavy-weight, PEMEX 2020.....	96
Imagen 44 Cuñas para TP, PEMEX 2020.	102
Imagen 45 Elevador, perfobloger.	102
Imagen 46 Collarines y cuña para Drill Collar, PEMEX 2020.....	103
Imagen 47 Llave de Fuerza, PEMEX 2020.....	103
Imagen 48 Herramientas de Pesca, PEMEX 2020.	134
Imagen 49 Over Shot 150 Canasta - Over Shot 150 Espiral, Weatherford.	135
Imagen 50 Over-Shot canasta. PEMEX 2021.....	136
Imagen 51 Over-Shot montado, PEMEX 2021.	136
Imagen 52 Bowen Serie 70, Weatherford.....	140
Imagen 53 Over Shot Serie 10 y 20, Hothead México.....	141
Imagen 54 Tarrajas y machuelos, PEMEX 2020.	143
Imagen 55 Machuelos, PEMEX 2020.	145
Imagen 56 Arpón Liberador, PEMEX 2020.....	147
Imagen 57 Canasta de Circulación Inversa, PEMEX 2020.	148
Imagen 58 Pescante Magnético, PEMEX 2020.	149
Imagen 59 Ejemplo de sello de plomo con impresión del pez, PEMEX 2020.	150
Imagen 60 Junta de seguridad, PEMEX 2020.	156
Imagen 61 Molino, PEMEX 2020.....	158
Imagen 62 Molinos, Hothead México.	159
Imagen 63 Molino cónico, PEMEX 2020.	159
Imagen 64 Watermelon, PEMEX 2020.	160
Imagen 65 Zapata Lavadora tipo B, PEMEX 2020.	161
Imagen 66 Canasta Colectora, PEMEX 2020.....	164
Imagen 67 Escariador, PEMEX 2020.	164
Imagen 68 Autotrak montado en sarta de Perforación, B&H.	208
Imagen 69 Power Drive, Schlumberger.	209
Imagen 70 Geo Pilot Serie 5,200, Sperry Drilling Services, Halliburton.	210
Imagen 71 Desviador de pared fijo, PRMEX 2020.....	226
Imagen 72 Barrena tricónicas, PEMEX 2020.....	227
Imagen 73 Barrena de cortadores fijos, PEMEX 2020.....	228
Imagen 74 Barrena espaciadora, FI, Universidad Veracruzana.....	228
Imagen 75 Arreglo de motor dirigitible (de fondo).....	229
Imagen 76 Forzamiento con alta presión, Ingeniería de cementaciones, PEMEX.	241
Imagen 77 Forzamiento con baja presión, Ingeniería de cementaciones, PEMEX.	242

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.

Ilustración 1 Sistema de Perforación, perfoblogger.com.....	9
Ilustración 2 Esquema de izaje. perfoblogger.com	10
Ilustración 3 Boletín API RP PB, Practicas recomendadas en la aplicación.	13
Ilustración 4 Sarta de perforación y accesorios. Marure Valdez.	21
Ilustración 5 Sistema de Circulación. Ing. Mario Arrieta.....	27
Ilustración 6 Formación con BOP, perfoblogger.com.....	39
Ilustración 7 Ejemplo de Configuración BOP, Willdwell.....	41
Ilustración 8 Configuración de Preventores, Willdwell.	42
Ilustración 9 Arreglo BOP, Manual de conexiones superficiales de control.....	79
Ilustración 10 Arreglo BOP, Manual de conexiones superficiales de control.....	80
Ilustración 11 BOP Manual de conexiones superficiales de control	81
Ilustración 12 Arreglo BOP Manual de conexiones superficiales de control.....	81
Ilustración 13 Estrangulador remoto, Bekyto.	93
Ilustración 14 Actuador remoto, Bekyto.	93
Ilustración 15 Estranguladores, Manual de conexiones superficiales de control.....	112
Ilustración 16 Gráfico Método del perforador, primera circulación.	121
Ilustración 17 Gráfico Método del perforador, segunda circulación.....	122
Ilustración 18 Gráfico de Circulación y presión por el Método del Ingeniero.	128
Ilustración 19 Esquema de Pegadura por presión diferencial.	132
Ilustración 20 Martillo Hidráulico.....	151
Ilustración 21 Cortatubo interno izquierda-cortatubo externo derecha, Marure 2020.....	165
Ilustración 22 Bache balanceado, National Oilwell Varco NOV.....	167
Ilustración 23 Diagrama 2. Determinación del PL, NOV.	173
Ilustración 24 Diagrama 1. Determinación del PL, NOV.	173
Ilustración 25 Tubería pegada, National Oilwell Varco, NOV.	178
Ilustración 26 Torsión en sarta A, NOV "National Oilwell Varco".	187
Ilustración 27 Torsión en sarta B, NOV "National Oilwell Varco".	187
Ilustración 28 Cuadrantes para calcular Azimuth.....	195
Ilustración 29 MWD Power Pulse - Slim Pulse, Schlumberger.	207
Ilustración 30 Ensamble Power Drive, Schlumberger.	209
Ilustración 31 Trayectoria Slant.	213
Ilustración 32 Trayectoria tipo "S".....	216
Ilustración 33 Trayectoria "S" modificada.	218
Ilustración 34 Trayectoria continua.....	219
Ilustración 35 Cementación primaria, perfo.blogspot.com	231
Ilustración 36 Teoría de cementación forzada, Schlumberger.	238
Ilustración 37 Cementación a presión con TP franca. Ingeniería de cementaciones, PEMEX. ..	239
Ilustración 38 Cementación forzada con empacador. Ingeniería de cementaciones, PEMEX: ..	240
Ilustración 39 Desviación por pesca, Schlumberger.	244
Ilustración 40 Tapón de abandono en diferentes zonas productoras, Schlumberger.....	245
Ilustración 41 Tapón por pérdidas de circulación, Schlumberger.....	246

Ilustración 42 Tapón de prueba de formación, Schlumberger..... 247

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Plataforma modular.....	2
Tabla 2 Plataforma Autoelevable.....	4
Tabla 3 Plataforma Semisumergible.....	6
Tabla 4 Barco Perforador.....	8
Tabla 5 Top Drive.....	23
Tabla 6 Presiones de cierre de BOP anular.....	44
Tabla 7 Preventor anular.....	45
Tabla 8 Cameron Tipo D.....	46
Tabla 9 Volumen requerido para preventores anulares.....	47
Tabla 10 Pistones accionadores de arietes.....	50
Tabla 11 Rango de cierre de arietes variables.....	52
Tabla 12 Volumen requerido para arietes.....	53
Tabla 13 Sostén de arietes.....	53
Tabla 14 Dimensiones de preventor Cameron tipo "U" (ariete).....	54
Tabla 15 Dimensiones de preventor Cameron tipo "U" doble.....	55
Tabla 16 Torque requerido para tornillos de bonete Cameron tipo "U".....	56
Tabla 17 Guía para seleccionar elemento sellante.....	56
Tabla 18 Capacidad y volumen de acumuladores.....	58
Tabla 19 Características de bomba eléctrica.....	61
Tabla 20 Cabezal FC-22.....	66
Tabla 21 Casing Spool FC-22.....	67
Tabla 22 Tubing Head FTCM.....	68
Tabla 23 Tubing Head FTC-60.....	69
Tabla 24 Medidas de anillos y espárragos.....	84
Tabla 25 Apriete de espárragos y conexiones bridadas llave Hytorc.....	85
Tabla 26 Presión de trabajo para birlos.....	85
Tabla 27 Especificaciones Hydrill Kelly Guard.....	90
Tabla 28 Válvula Cameron Flex-Seal.....	91
Tabla 29 Especificaciones de válvula API de compuerta marca FIP.....	91
Tabla 30 Especificaciones válvula Cameron tipo F.....	91
Tabla 31 Especificaciones válvula sello de metal.....	91
Tabla 32 Tensiones requeridas para tubería.....	95
Tabla 33 Lastrabarrenas.....	97
Tabla 34 Propiedades de junta mecánica TP E.....	98
Tabla 35 Junta mecánica de TP de alta resistencia (1).....	99
Tabla 36 Junta mecánica de TP de alta resistencia (2).....	100
Tabla 37 Rendimiento de TP y propiedades.....	101
Tabla 38 Ventajas-Desventajas método del perforador.....	119
Tabla 39 Ventajas-Desventajas del Método del Ingeniero.....	125
Tabla 40 Pescante Over Shot Serie 150.....	138
Tabla 41 Dimensiones Over Shot Serie 70.....	140

Tabla 42 Over Shot Serie 10 y 20.	141
Tabla 43 Medidas de Tarrajas.	144
Tabla 44 Dimensiones de Machuelos.	146
Tabla 45 TR con Machuelos.	146
Tabla 46 Arpón liberador.	147
Tabla 47 Dimensiones de Canasta de circulación inversa.	148
Tabla 48 Dimensiones Pescante Magnético.	149
Tabla 49 Dimensiones de Bloque de impresión.	150
Tabla 50 Dimensiones de cable de acero.	150
Tabla 51 Dimensiones de martillo hidráulico.	152
Tabla 52 Martillo GRIFFITH.	152
Tabla 53 Dimensiones de acelerador de pesca.	153
Tabla 54 Dimensiones de amortiguador de vibraciones.	155
Tabla 55 Dimensiones de Juntas para TP.	156
Tabla 56 Juntas de Seguridad Mc. Cullough.	157
Tabla 57 Juntas para aparejo derecha.	157
Tabla 58 Dimensiones de Zapatas lavadoras.	161
Tabla 59 Datos de Tubería lavadora.	163
Tabla 60 Dimensiones de escariador.	164
Tabla 61 Constante de elongación y punto libre de TP.	170
Tabla 62 Constante de elongación y punto libre para HW y TP.	170
Tabla 63 Constante de elongación y punto libre para DC.	171
Tabla 64 Constante de elongación y punto libre para TR.	171
Tabla 65 Recomendaciones promedio para torsión izquierda para desconexión	177
Tabla 66 Determinación de número de hilos para explosivo en diferentes tuberías.	180
Tabla 67 Determinación de número de granos para diferentes tuberías.	180
Tabla 68 Cargas amortiguadas "Puncher".	189
Tabla 69 Cálculo de survey.	198
Tabla 70 Densidad de materiales.	235
Tabla 71 Datos prácticos para la capacidad de mástil (Equipos de perforación rotaria).	264

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 Capacidad del mástil.	11
Ecuación 2 Factor de seguridad a la ruptura del cable.....	13
Ecuación 3 Trabajo	15
Ecuación 4 Velocidad con que se realiza el trabajo.	15
Ecuación 5 Caballo de fuerza.....	15
Ecuación 6 Potencia al gancho.	16
Ecuación 7 Potencia Hidráulica.....	23
Ecuación 8 Potencia Mecánica.	23
Ecuación 9 Requerimientos de potencia.	38
Ecuación 10 Factor de eficiencia del motor.....	38
Ecuación 11 Número de acumuladores.....	57
Ecuación 12 Cálculo de volumen del acumulador.....	57
Ecuación 13 Ley de Boyle.....	58
Ecuación 14 Días de pesca permitidos.	130
Ecuación 15 Capacidad Anular.	166
Ecuación 16 Capacidad Interior.	166
Ecuación 17 Longitud de la sarta libre.....	169
Ecuación 18 Cantidad de explosivo.	180
Ecuación 19 Número de granos por pie.....	181
Ecuación 20 Presión hidrostática.....	181
Ecuación 21 Radio de Curvatura.....	213
Ecuación 22 Ángulo para $R1 > X_3$	214
Ecuación 23 Angulo para $R1 < X_3$	214
Ecuación 24 Longitud de arco.....	214
Ecuación 25 Longitud de tramo.....	214
Ecuación 26 Longitud de arco para $R1 > X_3$	214
Ecuación 27 Longitud de arco para $R1 < X_3$	215
Ecuación 28 Profundidad desarrollada.....	215
Ecuación 29 Profundidad vertical al final de la curva.	215
Ecuación 30 Desplazamiento horizontal al final de la curva.....	215
Ecuación 31 Radio de curvatura de incremento.....	216
Ecuación 32 Radio de curvatura de decremento.....	216
Ecuación 33 Ángulo máximo para $R1 + R2 > X_4$	217
Ecuación 34 Ángulo máximo para $R1 + R2 < X_4$	217
Ecuación 35 Longitud de arco de incremento.	217
Ecuación 36 Longitud de arco de decremento.	217
Ecuación 37 Profundidad vertical al final de la sección tangente.....	217

Ecuación 38 Desplazamiento horizontal al final de la sección tangente.	217
Ecuación 39 Radio de curvatura vertical (RCV).	222
Ecuación 40 Radio de curvatura horizontal (RCH).	222
Ecuación 41 Ángulo de RCV.	222
Ecuación 42 Desplazamiento coordinado Norte/Sur.	222
Ecuación 43 Desplazamiento Este/Oeste.	223
Ecuación 44 Profundidad vertical.	223
Ecuación 45 Sumatoria Norte/Sur.	223
Ecuación 46 Sumatoria Este/Oeste.	223
Ecuación 47 Sumatoria profundidad del segmento.	223
Ecuación 48 Ángulo máximo de desviación del segmento.	224
Ecuación 49 Factor de relación entre sección recta y sección curva.	224
Ecuación 50 Desplazamiento coordinado Norte/Sur al final del segmento.	224
Ecuación 51 Desplazamiento coordinado Este/Oeste al final del segmento.	224
Ecuación 52 Profundidad vertical del segmento.	224
Ecuación 53 Sumatoria Norte/Sur.	225
Ecuación 54 Sumatoria Este/Oeste.	225
Ecuación 55 Sumatoria profundidad del segmento.	225
Ecuación 56 Peso de tubería.	250
Ecuación 57 Factor de flotación.	250
Ecuación 58 Volumen de agua.	250
Ecuación 59 Volumen de desplazamiento.	250
Ecuación 60 Volumen de desplazamiento.	251
Ecuación 61 Tiempo de desplazamiento.	251
Ecuación 62 Gasto de bomba duplex.	251
Ecuación 63 Gasto de bomba triplex.	251
Ecuación 64 Presión diferencial.	252
Ecuación 65 Presión máxima para no estallar TR.	252
Ecuación 66 Peso necesario sobre cople.	253
Ecuación 67 Volumen de desplazamiento.	257
Ecuación 68 Tirante cubierto de lechada.	258
Ecuación 69 Volumen de inyección.	258
Ecuación 70 Elongación de TP debido al peso del liner.	258
Ecuación 71 Elongación total.	259
Ecuación 72 Fuerza de pistón.	259
Ecuación 73 Longitud requerida de TP para contrarrestar el efecto de pistón.	259
Ecuación 74 Distancia de último cople sobre mesa rotaria.	259
Ecuación 75 Volumen de equilibrio para una sola densidad.	260
Ecuación 76 Volumen de equilibrio para dos densidades.	260

1. CAPÍTULO I. EQUIPOS MARINOS DE PERFORACIÓN Y SUS ACCESORIOS.

En la actualidad, el petróleo es un recurso energético natural no renovable y el más valioso del mundo, por ende, debe explotarse de manera muy cuidadosa.

Es por eso, que para los yacimientos que se encuentran costa afuera, se desarrollaron estructuras de acero sumamente rígidas, capaces de instalarse en medio del mar a condiciones climatológicas extremas.

En la perforación marina existen diferentes equipos de última generación, que operan en tirantes de agua desde muy someros (menores a 500 metros) a profundidades desde los 1,000 y hasta más de 7,500 metros (aguas profundas y ultra profundas).

Para la etapa de perforación de pozos costa afuera (off shore), los equipos que se utilizan vienen diseñados de los equipos terrestres (equipos convencionales) con modificaciones adecuadas que serán exigidas por condiciones metaoceánicas. Estos equipos son llamados plataformas marinas de perforación o equipos móviles, son colocados en plataformas autoelevables, semisumergibles o en barcos perforadores. Este tipo de plataformas, tienen las características de trasladarse de una posición a otra, ya sea con barcos remolcadores o que sean autosuficientes (posicionamiento dinámico).

PEMEX inició su construcción de esta infraestructura, debido al aprovechamiento de hidrocarburos de la zona sureste del país con el lanzamiento de la primera plataforma denominada Akal-C en el año de 1978. Antes de este lanzamiento, cabe mencionar que ya se había iniciado en la zona de Campeche la perforación de pozos exploratorios.

Lo anterior dio como resultado el hallazgo de grandes yacimientos de crudo, ubicados al occidente de la Península de Yucatán. A esta gran área productora se le denominó la Sonda de Campeche.

En México, más del 80% del petróleo se obtiene a través de las técnicas de perforación marítima.

1.1. Características y Tipos de Equipos Marinos.

Cuando hablamos de equipos marinos de perforación, nos viene a la mente grandes estructuras impresionantes resguardadas en la inmensidad del mar, a continuación, mencionaré las siguientes:

1.1.1. Plataforma Fija Modular.

Estas plataformas fueron las primeras en ser utilizadas, ya que tienen un excelente acondicionamiento en yacimientos con profundidades menores a 200 metros y con una buena compactación de lecho marino. Generalmente las plataformas fijas se componen de estructuras modulares de acero, instaladas en el lugar de operación con pilotes hincados en el fondo marino.

Una plataforma fija se compone de dos estructuras, la subestructura llamada Jacket (octópodo-isométrico), que es la que se cimienta en el lecho marino y la superestructura llamada Deck, que es la que dará soporte y alojamiento a los diferentes equipos de operación.

Las plataformas fijas son proyectadas para recibir todos los equipos de perforación, almacenamiento de materiales, alojamiento y las instalaciones para producción de pozos.



Imagen 1 Plataforma Modular Fija, PEMEX 2019

Plataforma Modular Fija	
Equipo	Capacidad
Malacate	3,000 HP Capacidad mínima de 25,000 ft
Top Drive	1,150 HP Torque continuo de 62,250 ft-lb @ 250 RPM
Torre	1,500,000 lb, 152 ft altura
Corona	7 poleas de 60' de diámetro
Almacenamiento	Barita: 3 silos, Cap. Total: 4,200 ft ³
	Cemento: 3 silos, Cap. Total: 4,200 ft ³
	Agua potable: 990 bls.
	Agua de perforación: 1,280 bls.
	Presas de lodos: 2,480 bls.
	Diesel: 990 bls.
Bombas	Triplex de 2,200 HP
Múltiple de estrangulación/stand pipe	10,000 PSI/5,000 PSI
Preventores	3,000 – 5,000 PSI
Generadores	4 x 600 V/ 1,833 KW

Tabla 1 Plataforma modular.

1.1.2. Plataforma Autoelevable (Jack-Up).

En diferentes zonas marinas de explotación de hidrocarburos en el mundo se necesitan los servicios de dichas plataformas autoelevables de diferentes dimensiones, siendo estas móviles o híbridas de plataformas fijas y flotantes; pueden ser de patas independientes posicionadas e hincadas sobre el lecho marino.

Una Jack-Up es un tipo de plataforma formada básicamente por una barcaza (casco) y patas (3 o 4) extensibles (autoelevables) por encima o por debajo de la cubierta de perforación (casco), y son remolcados hacia el sitio de interés a perforar. Pueden asentarse en aguas poco profundas.

Los equipos Autoelevables pertenecen a una clase de equipos de perforación llamados **unidades móviles de perforación mar adentro (MODU)**.



Imagen 2 Jack Up Daniel Galeana, EL Sol de México.

Plataforma Autoelevable			
Capacidad	Año		
3,000 H.P	2015 (6ta Generación)		
Sistema	Componente	Modelo	Capacidad
Izaje y Rotación	Torre	15278	750 TC/1,500,000 lbf.
	Malacate	ADS-10T	3,000 HP
	Corona	15278	860 TM
	Polea viajera	760TB750	680 TM
	Top drive	TDS-8SA	750 TC
	Mesa rotaria	RST-49.5	49.5" Dim, 750 TC
	Llave Hidráulica	ST-120	TP3 1/2", Drill collar 9 3/4" Torque máx.: 120,000 Lb-Pie
	Cuña Hidráulica	PS21	500 TC
Potencia	Motor principal	3516-CHD	2,150 HP/1,500 KW
	Generadores CA.	S637/WUT	1875 KVA/600V/3F/60HZ
	Motor Emergencia	3516-B	2,150 HP
	Generador Emergencia	S637RUT	1,531 KVA/600V/3F/60HZ
Control Superficial	Diverter	49-1/2 KFDJ	500 psi
	BOP	CIW 18 3/4	18 3/4" 15 K TL BOP
	Choke/kill Manifold	15k NOV	15k-3 1/16"
	Quemador	SEA EME	12,000 bls/Día
Circulación	Bombas	14-P220	2,200 HP/7,500 PSI, camisa de 5 a 9", carrera: 14"
	Presas		4,536 bls (721 m ³)
	Agua de Perforación		3,800bls (604 m ³)
	Agua Potable		2,050 bls (326 m ³)
	Salmuera		1,000 bls (159 m ³)
	Diesel		2,515 bls (400 m ³)
Dimensiones Generales	L x A x H (casco)		234' x 208' x 25' (71.32 x 63.39 x 7.62 m)
	Piernas		477' (145.39 m)
	Tirante Máximo		350' (106.68 m)
	Dim. Zapata		53' (16.15 m)
	Profundidad		30,000' (9,144 m)

Tabla 2 Plataforma Autoelevable.

1.1.3. Plataforma Semisumergible.

Este tipo de plataformas son utilizadas comúnmente en profundidades entre 60 y 3,000 metros; se sujetan al fondo marino con sistemas de líneas de amarre y anclas, y si la profundidad es mayor de 1,000 metros pueden emplear un sistema de posicionamiento dinámico. Puede ser remolcada al sitio o trasladarse por sí sola a la zona de perforación con su propia propulsión. La cubierta de operación se encuentra elevada a unos 100 pies (30.48 m) o más por encima de los pontones (columnas de acero). Este tipo de diseño, presenta la ventaja de tener sumergida la mayor parte de su área en contacto con el mar, minimizando la carga de las olas y el viento.

Estas plataformas también pueden operar en aguas profundas. Generalmente se anclan con seis a doce amarres de cadenas y cables, controlados por computadoras para mantener su posición.



Imagen 3 Bicentenario, México; La jornada.

EQUIPOS MARINOS DE PERFORACIÓN Y SUS ACCESORIOS

Plataforma Semisumergible			
Capacidad	Año		
3,000 HP	2008 actualizada		
Sistema	Componente	Modelo	Capacidad
Izaje y Rotación	Torre	Universal	180 ft/1,300,000 lb
	Malacate	E3000	3,000HP/cable de 1 1/2"
	Corona	Universal	1,150,000 lb
	Polea viajera	760TB750	680 TM
	Top drive	TDS-4S	650 TON
	Mesa rotaria	495	Dim. 49 1/2"-650 TON/800 HP/17,900 lb*ft
	Llave Hidráulica	AR3200	TP, Lastrabarrenas. Y estabilizadores de 3 1/2" a 9 1/2"/ 100,000 lb-ft de torque
Potencia	Motor principal	16-645-E9	2,850 HP
	Generadores CA	AE20-6	600Volts/1,600kw/2,625 Kva/60 Hz
	Motor Emergencia	16-645-E8	1,950 HP
	Generador Emergencia.	12V S71 TDE	900 HP
Control Superficial	BOP		Aparejo de BOP submarinos 18 3/4"-H2S, P. Anular operando siempre al 100% de 21 1/4"
	Válvulas		Múltiple de 4"; 5,000 psi
Circulación	Bombas	Triplex	800 HP, PMáx.: 5000 lb
	Presas		721 m ³
	Agua de Perforación		1,939 m ³
	Agua Potable		208 m ³
	Barita o Bent.		5,100 ft ³
	Diesel		1,086 m ³
Dimensiones Generales	L x A x H (casco)		(12 x 10.28 x 3.63) m
	Piernas		17 m
	Tirante Máximo		2,854 máx. y min 150 pies
	Profundidad		25,000 pies
	Riser	MR6C	D: 21 1/4", d: 18 3/4", debe contar con ojo de buey
	R.O. V	DODI	100 HP autónomo, tirante: 2,854 ft

Tabla 3 Plataforma Semisumergible.

1.1.4. Buque perforador (Drill Ships).

También llamado sistema de perforación flotante, tiene gran movilidad ya que son autopropulsados y poseen cascos aerodinámicos semejantes a los de un buque normal. Por este motivo, se puede elegir un buque perforador para localizaciones remotas, siendo una mejor opción, con velocidades razonables altas, con bajo consumo de energía. Tienen gran capacidad de carga de equipo y material, por lo que no requiere de un frecuente reabastecimiento.

Algunos operan en tirantes de agua entre 305 y 915 m (1,000 y 3,000 ft), los últimos barcos pueden perforar a profundidades de 3,050 m (10,000 ft). Pueden perforar pozos de 9,150 m (30,000 ft) de profundidad a partir del lecho marino. Estos buques miden más de 260 m (800 ft) de largo (eslora) y 30 m (100 ft) de ancho (manga).

Utilizan anclas que les permita situarse en las estaciones a perforar, pero cuando perforan en aguas profundas requieren de posicionamiento dinámico controlado por una computadora conectada a sofisticados sensores electrónicos.



Imagen 4 Drill Ship, Project Smart Explorer.

Barco perforador	
Dimensiones	
Longitud del casco (m) 138 – 189	
Anchura de cubierta (m) 22 - 32.3	
Profundidad (m) 9.7 - 23.8	
Condiciones de Operación	
Calado a carga total (m) 7.1 – 12	
Desplazamiento de carga total (TON): 14,750 – 54,000	
Peso muerto de carga total (TON): 6,465 – 20,000	
Capacidad	
Personal: 101 – 180	
Barita y cemento a granel (Sks de 42 kg): 16,000 – 32,000	
Material químico (sacos): 10,000 – 13,000	
Lodo de presas (m ³): 578 – 2,385	
Diesel(m ³): 2,130 – 4,040	
Fluido sintético (m ³): 1,350	
H ₂ O Perforación (m ³): 2,146 – 3,250	
H ₂ O Potable (m ³): 159 – 1140	
Propulsión	
Potencia (HP): 17,000-31,000-49,350	
No. Hélices principales y potencia: (2x4,500; 2x8,000; 6x4,950)	
No. De impulsores laterales y potencia: (5x1,675; 6x2,500; 6 Azimutales)	
Velocidad de tránsito (millas/hora): 10, 12.5, 14)	
Anclado	
Tipo: Cadena y cable, Posicionamiento dinámico (DP3)	
Número de líneas: 8	
Longitud de línea tamaño y tipo: 457 (m) - 2 3/4 (in) en eslabones y 1,828 (m) en cable de 3 (in).	
426 (m) - 2 1/2 (in) en eslabones y 914 (m) en cable de 3 (in)	
Características de perforación	
Tirante de agua (m): 609 – 3,650	
Máxima profundidad de perforación (m): 7,600 – 12,190	

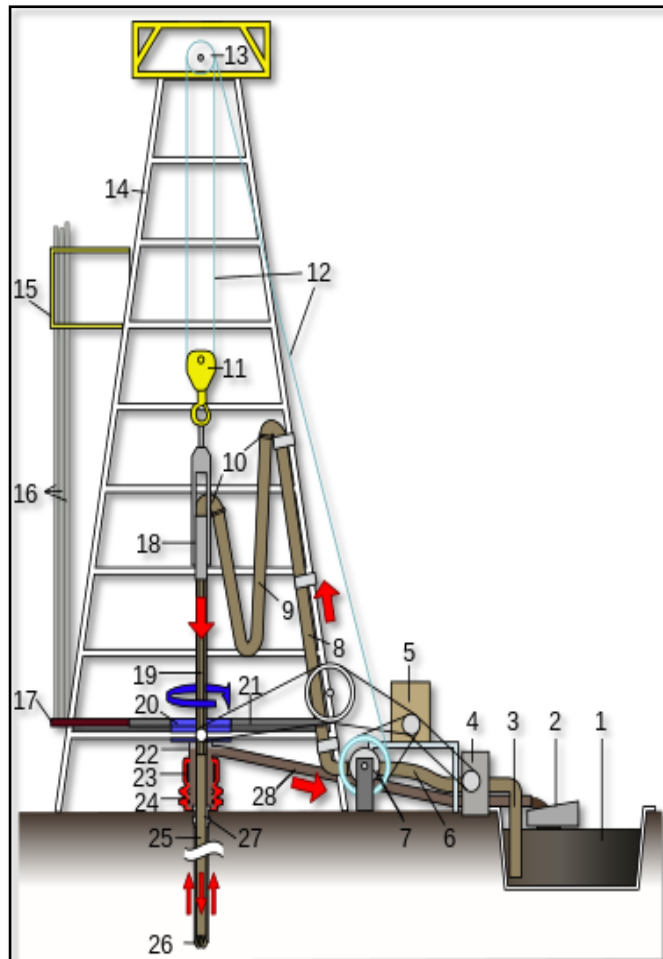
Tabla 4 Barco Perforador.

1.2. Sistemas de Perforación.

Las plataformas marinas están compuestas por equipos conformando sistemas diseñados para actividades específicas durante todo el proceso de perforación, mantenimiento de pozos y su abandono. A estos equipos se les llama: sistemas de perforación.

Una plataforma petrolera está compuesta por cinco sistemas principales de perforación, los cuales se clasifican en:

- 1) Sistema de Izaje.
- 2) Sistema Rotatorio.
- 3) Sistema de Circulación.
- 4) Sistema de Energía.
- 5) Sistema de Control.



1. Presas de lodo
2. Temblorina o mesa vibradora
3. Línea de succión de bomba de lodo
4. Bomba de lodos
5. Motores
6. Manguera vibratoria
7. Malacate
8. Tubo vertical
9. Manguera de sistema circulatorio
10. Cuello de ganso
11. Block móvil o polea viajera
12. Cable de perforación
13. Corona
14. Estructura o Torre de perforación
15. Changuera
16. Lingadas de tubería
17. Rampa
18. Unión giratoria
19. TP
20. Mesa rotatoria
21. Piso de perforación
22. Campana
23. BOP anular
24. BOP ciego
25. Sarta de perforación
26. Barrena
27. Cabezal
28. Línea de retorno de lodo.

Ilustración 1 Sistema de Perforación, perfoblogger.com

1.2.1. Sistema de izaje.

El sistema de izaje provee al equipo soporte para que, en las áreas de trabajo, se permita levantar, bajar o suspender el equipo usado en el sistema de rotación.

Este sistema debe tener los requerimientos necesarios para poder soportar una excesiva carga de trabajo por los demás sistemas, ya que es la base de todo sistema de perforación.



Imagen 5 Sistema de Izaje. PEMEX 2020.

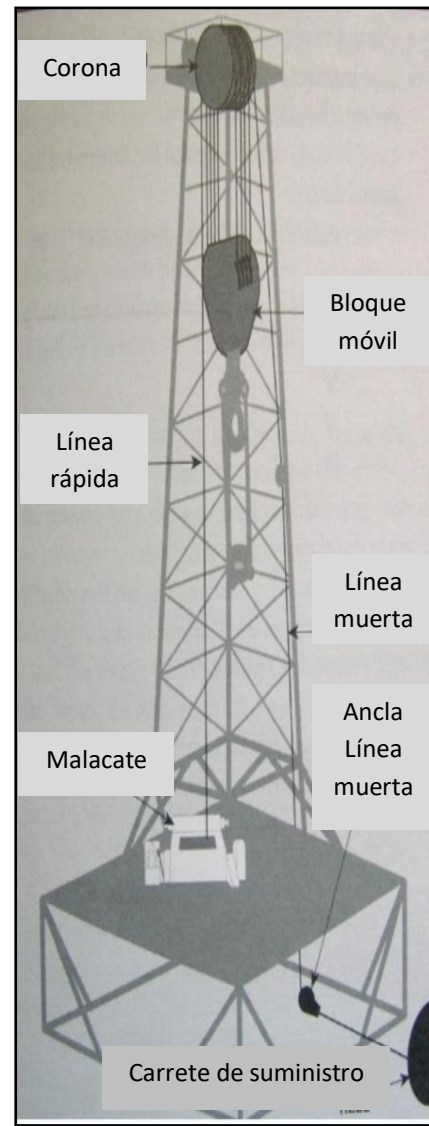


Ilustración 2 Esquema de izaje.
perfoblogger.com

El sistema de izaje tiene como función principal soportar pesos por infinidad de herramientas, fluidos y personal que se localicen a bordo de la plataforma, así como los pesos que se agreguen después, de acuerdo al tipo de perforación o profundidad que se esté llevando a cabo. Este se divide en:

- Mástil.
- Subestructura.
- Bloque viajero y cable de perforación.
- Corona.
- Polea viajera.
- Malacate.

1.2.1.1. **Mástil**

También llamada torre, es una estructura larga de cuatro lados con forma piramidal hecha de acero, puede ser fija o portátil. La longitud de esta varía de 24 a 57 metros, soportando cargas estáticas de 125 a 1,500 T.

Es una estructura de acero diseñada para soportar todas las cargas verticales, las cargas que excedan la capacidad del cable y el empuje máximo de la velocidad del viento. Esta debe estar a una altura apropiada para sacar la tubería del pozo en secciones de tres juntas de tubo (lingadas) que miden aproximadamente 27 metros, dependiendo del rango de la tubería.

Se debe de tomar consideraciones relevantes, como las siguientes:

- 1) El mástil debe soportar con seguridad todas las cargas (de jalón) y cargas que excedan la capacidad del cable.
- 2) Deberá soportar el empuje máximo por la velocidad de viento.
- 3) La plataforma de trabajo tiene que estar a la altura apropiada para el buen manejo de tubería (lingadas).

La capacidad del mástil (CM) se obtiene con la siguiente fórmula:

$$CM = \frac{\text{carga suspendida } (C_s) \times \# \text{ líneas de corona } (N)}{\text{eficiencia } (E) \times \# \text{ líneas polea viajera } (n)} + \text{peso corona } (P_c) + \text{peso pol.viajera } (P_{pv})$$

Ecuación 1 Capacidad del mástil.



Imagen 6 Mástil y Corona, PEMEX 2020.

1.2.1.2. Subestructura.

Estructura que soporta el piso de perforación, así como facilitar espacio para el equipo y personal, y proveer espacio debajo del piso para alojar los preventores de reventones. La subestructura no solo soporta el peso de la mesa rotaria, sino el peso completo de la sarta cuando está suspendida por las cuñas:

- 1) Mesa Rotaria: Encargada de dar movimiento a las tuberías, manteniéndolas suspendidas mientras éstas giran la barrena en el fondo del pozo.
- 2) Sistema de Transmisión: Transmite la fuerza del malacate a la mesa rotaria.
- 3) Consola del Perforador: Centro de instrumentación de la perforación rotaria.
- 4) Laves de apriete y agujero de ratón: Usadas para el apriete de TP, lastrabarrenas y TR.



Imagen 7 Mesa rotaria, llave de apriete y agujero de ratón, PEMEX 2020.

1.2.1.3. Cable de Perforación.

El cable es un elemento de transmisión entre el sistema de potencia y el trabajo de levantamiento del aparejo. Este cable se enrolla y desenrolla sobre el carrete del malacate para operar el sistema de poleas. En esta operación el cable se somete a condiciones severas.

Este cable de acero, generalmente tiene diámetros que varían entre 1 1/8" a 1 1/2" (2.86-3.81 cm). La resistencia del cable depende de su construcción, resistencia del material y diámetro, por ello se aplica un factor de seguridad clasificado como 6 x 19 SEALE (número de madejas que rodean al núcleo por número de cada madeja de alambres).

El cable debe ser lubricado debido a que el movimiento constante de los alambres genera desgaste debido a la fricción mientras va viajando a través de las poleas junto con el bloque de la corona y la polea viajera.

Es importante considerar siempre un factor de seguridad, el cual se obtiene de con la siguiente expresión:

$$F.S. = \frac{R_r}{C_e}$$

Ecuación 2 Factor de seguridad a la ruptura del cable.

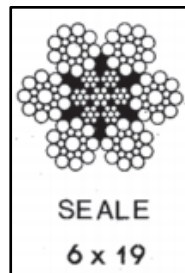


Ilustración 3 Boletín API RP PB, Practicas recomendadas en la aplicación.

Donde: F.S es el factor de seguridad adimensional, R_r es la resistencia a la ruptura del cable en TON, Kg o Lbs. y C_e es la carga estática (carga de trabajo), en TON, Kg o Lbs.

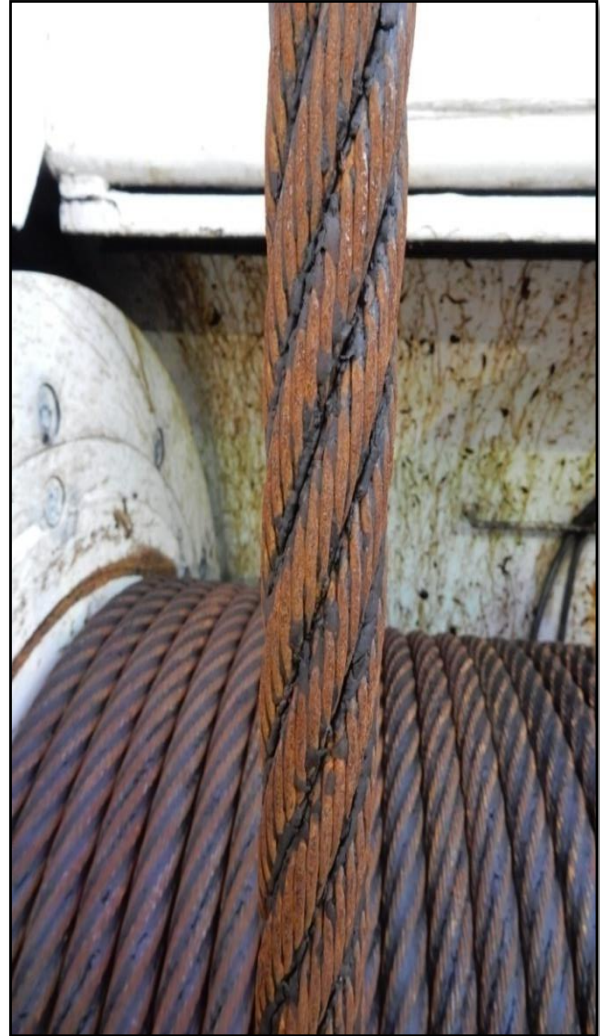


Imagen 8 Cable de Perforación, PEMEX 2020.

1.2.1.4. **Corona.**

Es un arreglo de poleas fijas colocadas en la parte superior del mástil, estas poleas se enhebran en el cable que mide ≥ 1.5 metros de diámetro. Los pasadores que pueden medir ≥ 31 cm de diámetro, pasan sobre las poleas permitiendo que giren.

El número de poleas necesarias en el bloque de la corona siempre debe ser una más que las que llegue a necesitar el bloque del aparejo.



Imagen 9 Corona, PEMEX 2020.

1.2.1.5. **Polea Viajera.**

La polea viajera, bloque móvil o bloque viajero, junto con la corona y el cable de perforación constituyen un conjunto cuya función es soportar la carga que está en la torre o mástil, mientras este se mete o se saca del agujero. Tiene de un muelle que actúa como un cojín, el cual absorbe los choques que se llegan a dar durante los viajes, también requiere de un gancho el cual se une al equipo para soportar la sarta de perforación. El gancho se conecta a una barra cilíndrica de acero en forma de asa que soporta la unión giratoria llamada swivel. Además de esta asa para la unión giratoria, existen elevadores de tubería al gancho.



Imagen 10 Bloque Viajero, PEMEX 2020.

Los elevadores son un juego de eslabones que sujetan a la sarta de perforación, estos permiten al perforador bajar o subir la sarta del pozo.

El perforador baja el bloque del aparejo y los elevadores a un punto donde la cuadrilla pueda conectarlos a la tubería.

1.2.1.6. *Malacate*

Es la unidad de potencia más importante de un equipo. Por lo tanto, su selección requiere de un mayor cuidado al adquirir los equipos o, en su caso, al utilizarlos en un programa específico.

Es un sistema de levantamiento en el que se puede aumentar o disminuir la capacidad de carga, a través de un cable enrollado sobre un carrete. El malacate se encuentra instalado en una estructura de acero rígida (subestructura). Esto permite que pueda transportarse con facilidad de una localización. (imagen 7). La capacidad del equipo se limita a la carga que el malacate pueda levantar y sostener con seguridad.

Con el propósito de obtener un diseño balanceado del equipo que beneficie en un menor costo y una vida útil mayor de éste, se deberá analizar los siguientes factores:

- Potencia de entrada
- Factores de diseño del cable
- Frenos de fricción del malacate
- Dimensiones del carrete
- Relación de velocidad
- Embrague de fricción
- Freno auxiliar (Hidromático)

Cuando una fuerza actúa sobre un cuerpo y causa un desplazamiento se dice que la fuerza realiza un trabajo a esto se le llama potencia de entrada:

$$T = Fxd$$

Ecuación 3 Trabajo

Las unidades usadas para medir el trabajo mecánico cuando la fuerza de una libra a través de una distancia de un pie es: Lb-pie.

La velocidad con que se realiza el trabajo representa la potencia:

$$POT = (Fxd)/t$$

Ecuación 4 Velocidad con que se realiza el trabajo.

Un caballo de fuerza (HP) es una unidad de potencia. Se dice que se desarrolla un HP cuando se efectúa un trabajo de 33,000 lb-pie en un minuto (550 lb-pie/seg).

$$HP = (F \times d)/(t \times 33,000)$$

Ecuación 5 Caballo de fuerza.

La potencia que se utiliza en el gancho de la polea se representa:

$$Pot. al gancho = \frac{W_g \times V_g}{33,000}$$

Ecuación 6 Potencia al gancho.

Donde: W_g : Peso total levantado en el gancho (lb), V_g : velocidad de la tubería en el gancho (pie/min), Factor: 33,000 = 550 lb-pie/seg x 60 seg.

También es necesario analizar las pérdidas de potencia en el malacate, ya que estas suceden por fricción en la transmisión + en cadenas de rodillo + en los rodamientos, en el sistema de poleas + rozamiento con el cable, esto nos da como conclusión que la potencia a manejar es igual a la potencia al gancho entre su eficiencia.

La eficiencia a manejar se puede establecer en el siguiente porcentaje que va desde E= 75% a 80%.

La potencia nominal de los malacates se establece para velocidades al gancho con 8 líneas en la polea viajera: estos van de 90 pie/min a 120 pie/min.

1.2.2. Sistema Rotatorio.

Este sistema proporciona la rotación necesaria a la sarta, para que la barrena pueda penetrar la formación al perforar. Consiste de la unión giratoria, la flecha, la mesa rotatoria, la barra maestra y la barrena. Actualmente existen tres mecanismos para brindar rotación a la barrena, los cuales son:

- a) Sistema de rotación convencional.
- b) Top Drive o motor elevable.
- c) Motor de fondo (Bottom Drive).

a) Sistema Rotatorio Convencional.

Este sistema es superficial y transmite la rotación a la tubería de perforación a través de sus componentes, los cuales son:

I. Mesa Rotaria.

De acero muy pesada, generalmente de forma rectangular. Recibe la energía del malacate mediante la cadena de transmisión de la rotaria. Esta produce un movimiento que da vuelta a la máquina para que esta transfiera el movimiento a la tubería y barrena.

Un motor eléctrico acciona la mesa rotaria. Este es un ensamble que provee rotación localizada directamente en el piso de perforación abajo del bloque de la corona y por arriba del agujero donde se va a perforar.

La mesa rotaria se constituye de: buje maestro, flecha (para perforar) y las cuñas, que son usadas para suspender la perforación momentáneamente.

II. Buje maestro.

Este elemento está localizado en la mesa rotaria y tiene la función junto con las cuñas, fijar la sarta de perforación a la rotaria para transmitir el movimiento. Tiene cuatro agujeros donde se meten los cuatro pernos del buje de la flecha. Cuando el buje maestro rota, los pernos ya conectados en los agujeros, hacen que rote el mecanismo impulsor de la flecha.

III. Flecha o Kelly.

Elemento de acero con forma cuadrada o hexagonal que se instala en la parte superior de la tubería de perforación; en los extremos, se instalan válvulas de seguridad para tener un buen control de fluidos del pozo.

La válvula de seguridad de la flecha o válvula de tapón, es una válvula especial que se puede cerrar para aislar la presión del fluido saliente por la sarta. Antes de la válvula de seguridad se instala un elemento llamado sustituto que evita el desgaste de la flecha debido a la rotación.

IV. Unión Giratoria o Swivel.

La unión giratoria o swivel, también es llamada cabeza de inyección. Es un aparato mecánico muy pesado que va conectado al bloque del aparejo por unas enormes asas que interconecta con el sistema rotatorio y con el sistema de izaje. El swivel tiene tres funciones básicas:

- 1) Soportar el peso de la sarta de perforación.
- 2) Permitir que la sarta de perforación gire libremente.
- 3) Proveer un sello hermético y un espacio para que el lodo de perforación pueda ser bombeado por la parte interior de la sarta.

Por el swivel entra un fluido por un tubo curvado resistente a la erosión (cuello de ganso), conectado a la unión giratoria con una manguera transportando el fluido de perforación hacia el tubo, este fluido pasa a través del tubo lavador (tubo vertical en el centro del cuerpo de la unión giratoria) y hasta el Kelly terminando en la sarta de perforación.

En los equipos semisumergibles, la polea viajera está provista de un compensador que absorbe los movimientos oscilatorios ascendentes y descendentes de las plataformas.

V. Sarta de Perforación.

Compuesta por tubería de perforación (TP) y ensamble de fondo (BHA). Cada tramo de tubería usualmente mide 9 metros (30 pies). En los extremos llevan roscas internas conocidas como caja y las externas piñón.

Cuando se conecta la tubería, el piñón se centra dentro de la caja y la conexión se ajusta. Los extremos enroscados se le conocen como uniones de tuberías (piezas separadas soldables). La sarta de perforación es la encargada de atravesar la formación por medio de rotación emitida desde la superficie hasta el fondo del pozo por la barrena.

Cuando la sarta tiene tres tramos de tubería seccionada, se le conoce como una lingada.

IV. Swivel.

Spinner.

III. Kelly.

II. Buje maestro.

I. Mesa rotaria



Imagen 11 Sistema Rotatorio Convencional.
PEMEX 2020.

VI. Ensamble de fondo, BHA.

Sección de la sarta de perforación que agrupa un conjunto de herramientas entre la barrena y la tubería de perforación. Tiene como función dar peso a la barrena maximizando la tasa de penetración, evitar desviaciones, minimizar vibraciones y evitar pegaduras.

- Tubería de perforación (TP): Se instala inmediatamente arriba de la tubería pesada (heavy weight) o lastrabarrenas. Sus características son: diámetro, peso, grado, resistencia y longitud.
- Tubería pesada (heavy weight): Se instala inmediatamente debajo de TP. Es la transición entre las lastrabarrenas y la TP para evitar daños aportando peso a la barrena. Ayuda a dar tensión a la TP y aporta peso a la barrena.
- Drill collar (DC): Tubería que se instala arriba de la barrena proporcionando peso, su rango va desde 3" a 12" (7.6 cm a 30.4 cm), su longitud promedio es de 9.5 metros.
- Estabilizadores: Dan firmeza y seguridad al ensamblaje de fondo, evitando contacto con las paredes del agujero, controlando la desviación del pozo. Su ubicación depende del desempeño que se requiera, en cuanto a trayectoria se refiere.
- Accesorios:
 - Amortiguador: Absorbe y minimiza vibración de sarta, va por encima de la barrena.
 - Martillo: Proporciona energía de impacto en las sargas atascadas, se localiza entre HW a tensión.
 - Acelerador: Incrementa energía del martillo, se localiza en junta por encima del martillo.
 - Motores: Suministran rotación de fondo (perforación direccional) y va sobre la barrena y por MWD: medición de parámetros de fondo en tiempo real, se localiza por encima de la barrena y/o amortiguador o motor.

VII. Barrena.

Parte final del aparejo, su función es rotar en el fondo del agujero para perforar formaciones y crear el pozo. Su diseño depende del tipo de formación, de esta manera se selecciona los tipos de cortadores y la velocidad con la que se penetrará. Poner peso en la barrena hace que sus cortadores fracturen la roca. Generalmente los perforadores aplican peso en la barrena permitiendo una parte del peso de los lastrabarrenas sobre esta. La cantidad de peso depende del tamaño, del tipo de la barrena y de la velocidad a la cual el perforador la rotara.



Imagen 12 Sarta de Perforación, PEMEX 2020.

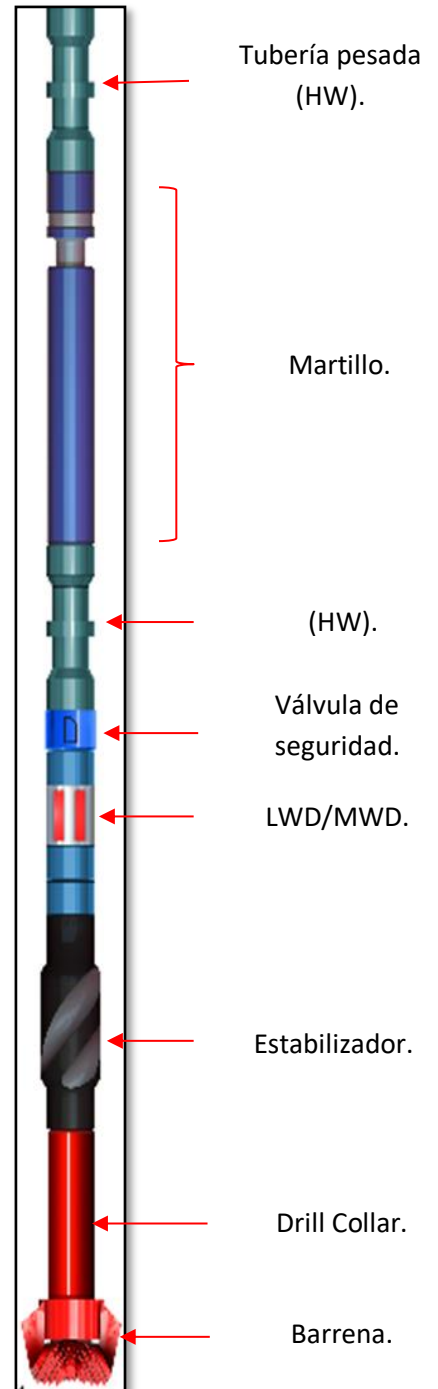


Ilustración 4 Sarta de perforación y accesorios. Marure Valdez.

b) Top Drive.

El Top Drive se compone de una unión giratoria, motor eléctrico CD (el motor CA está trabajando), frenos de disco para cualquier orientación direccional y un freno de inercia; éste cuelga del gancho del sistema de izaje (torre o mástil) y tiene una cavidad por donde pasa el lodo de perforación. El motor elevable (Top Drive), viene equipado con un motor eléctrico, este motor da vuelta a un eje impulsor que tiene una cuerda donde se conecta a la sarta de perforación, proporcionando un torque en sentido de las agujas de reloj para perforar un pozo.

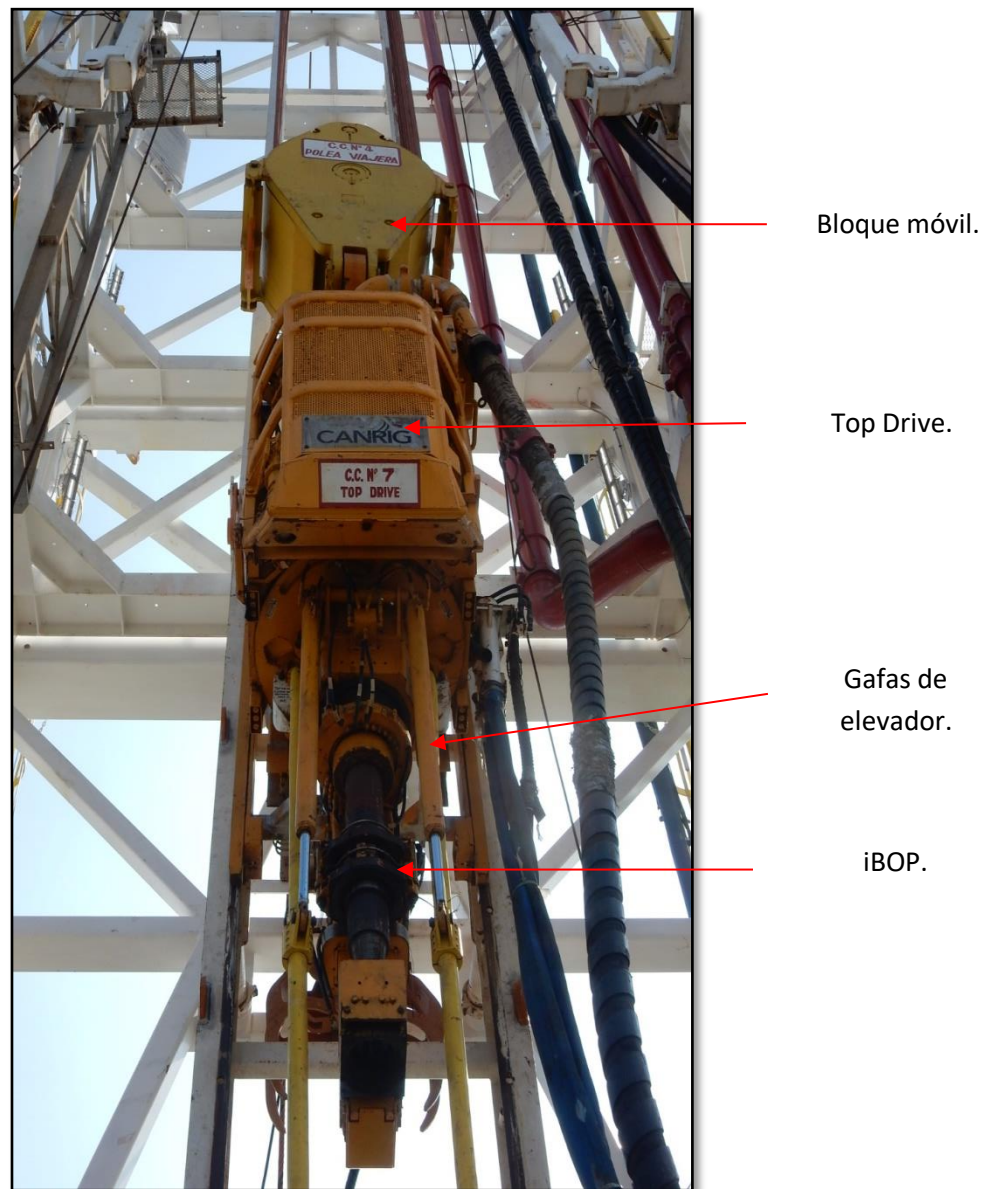


Imagen 13 Sistema Top Drive. PEMEX 2020.

Top Drive	
Especificaciones Principales de Torque:	
Potencia de salida continua:	500 Ton @ 1130 HP
Torque continuo máximo:	30,000 ft-lbs. @ 180 rpm
Torque intermitente máximo:	33,700 ft-lb @ 180 rpm
Relación de transmisión:	5.000:1
Capacidad de carga:	500 Ton (API)
conexión de ruptura:	70,800 ft-lb
Altura mínima de mástil:	142 (dependiendo del bloque/enlaces)

Tabla 5 Top Drive.

c) Motor de fondo.

Elemento subsuperficial que forma parte del BHA, se instala justo antes de la barrena; la acción de rotación es generada por el fluido de perforación.

Al circular el lodo de perforación presurizado a través del estator y el rotor, genera rotación, que es transmitida directamente a la barrena. Una vez logrado esto, el lodo sale por la barrena.

Los equipos de motor de fondo se usan a menudo para perforar pozos direccionales o verticales. A veces, es deseable perforar un pozo con alguna inclinación puesto que en un pozo vertical, no se podría alcanzar un determinado objetivo de un yacimiento. Este tipo de objetivos son más fáciles de conseguir si la tubería de perforación no rota, y por lo tanto se emplean los motores de fondo.

Para calcular la potencia de un motor de fondo, se ocupan las siguientes ecuaciones:

$$\text{Potencia Hidráulica (HP)}: \frac{\text{gasto (gpm)} \times \text{caída de presión (psi)}}{1,714}$$

Ecuación 7 Potencia Hidráulica.

$$\text{Potencia mecánica (HP)}: \frac{(\text{rpm}) \times (\text{torque (ft - lb)})}{525}$$

Ecuación 8 Potencia Mecánica.

Es decir, son herramientas que convierten la energía hidráulica del flujo del lodo de perforación en energía mecánica que permite la rotación de la barrena sin necesidad de transmitir esta rotación desde superficie.

Los dos tipos de motores de fondo más importantes son:

- Desplazamiento Positivo (PDM).
- Turbinas.

Elementos de Motor de Desplazamiento Positivo (PDM).

- Sección de Potencia (Power Section).
- Transmisión (Drive Assembly).
- Sección Ajustable (Ben Housing).
- Sección de Rodamientos (Bearing Section).
- Sección Giratoria (Drive Shaft Assembly).

Sección de Potencia (Rotor/Estator):

Los motores de desplazamiento positivo son una aplicación inversa de la Bomba de Cavidades Progresivas. El fluido de perforación es bombeado dentro de las cavidades progresivas del motor, la fuerza del fluido causa el movimiento giratorio del rotor dentro del estator, la fuerza rotacional es transferida a través de la transmisión a la barrena.

El rotor es una barra de acero enchapada en cromo y con forma de hélice espiral y el estator es una cavidad de acero hueca, donde se aloja un elastómero con forma helicoidal.

El rotor está compuesto de lóbulos de manera similar que el estator, pero con un lóbulo menos, estos dos se ensamblan formando un sello. Cuando se perfora, el fluido pasa a través de dicha cavidad, provocando que exista una caída de presión, la cual causará que comience a girar el rotor dentro del estator provocando la salida del fluido. Algunas configuraciones comunes rotor/estator son: 1:2, 3:4, 5:6, 7:8 o 9:10.

Es importante saber que: A una mayor cantidad de lóbulos, la velocidad es menor, pero se incrementa el torque de motor y viceversa. A menor cantidad de lóbulos, mayor será la velocidad y el torque será menor.

La magnitud de la rotación producida es proporcionalmente al volumen de lodo de perforación bombeado a través del PDM.

El torque generado a través del PDM, es proporcional a la caída de presión a través del motor y es también una función del peso sobre la barrena (WOB) por lo que un incremento

en el WOB creará más torque y de la misma manera un incremento en la presión diferencial requerida a través de la sección de poder.

Una etapa, es una rotación helicoidal completa o 360° del rotor.

A mayor cantidad de etapas, la sección de poder tendrá capacidad de crear una mayor diferencial de presión, y por tanto mayor torque de salida para perforar.

La potencia del motor está determinada por el número de etapas y la relación de lóbulos rotor/estator.

Transmisión (Drive Assembly):

Se encuentra conectada en la parte inferior del rotor y en la superior al Drive shaft (Eje de acción), este va dentro de la sección ajustable (Bent housing). Transfiere el torque, y la velocidad rotacional de la sección de poder pasa a la sección giratoria o Drive shaft y de este a la barrena convirtiendo el movimiento excéntrico del rotor dentro de la sección de poder en un movimiento concéntrico a la sección giratoria, compensando la vibración causada por el movimiento excéntrico del rotor y del bent housing.

Sección Ajustable:

Esta sección se puede ajustar de cero a tres grados en diferentes incrementos en el campo. Este resulta útil ya que aporta una amplia gama de posibles tasas de construcción en los pozos direccionales, horizontales y de re entrada.

Además, para reducir al mínimo el desgaste de los componentes ajustables se colocan almohadillas de desgaste con material duro, normalmente situadas directamente por encima y por debajo de la sección ajustable.

Sección de Rodamiento (Bearing Section):

Está compuesta por cojinetes radiales y de empuje. Durante la perforación se transmiten cargas axiales y radiales de la barrena a la sarta, mientras esta también proporciona una línea o vía de accionamiento que permite que la sección de poder haga girar la barrena.

La sección de rodamiento puede estar sellada y llena de aceite o abierta y lubricada directamente con lodo de perforación. Los lubricados con lodo de perforación suelen utilizar mangas recubiertas de carburo de tungsteno para proporcionar el apoyo radial, por lo general un 4% a un 10% del fluido de perforación que sirve para enfriar y lubricar los cojinetes radiales y de empuje. El lodo sale al anillo directamente encima del drive shaft.

Sección Giratoria (Drive Shaft Section):

Esta sección es un componente construido rígidamente de acero conectado a la transmisión y se encuentra dentro de la sección de rodamiento, y es con ella que el motor se conecta a la sarta de perforación.

1. Mango de acero del estator.
2. Piezas de goma del estator.
3. Rotor.

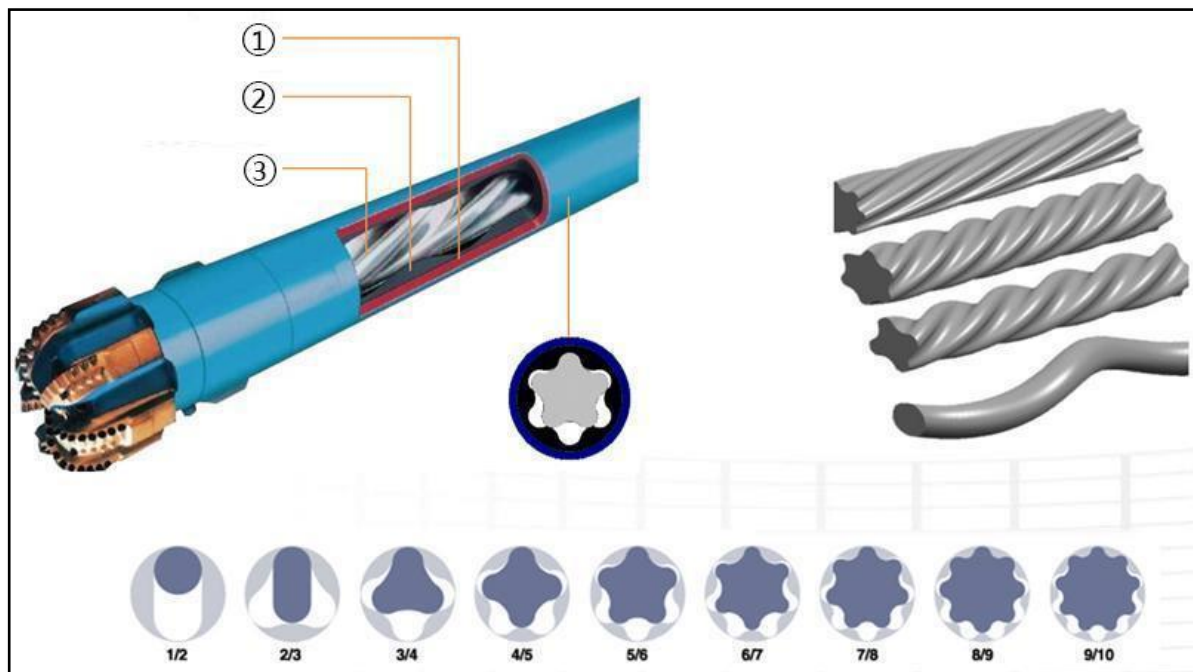


Imagen 14 Motor de fondo, Weifan Subtor Rotating Precision Machinery CO.

1.2.3. Sistema de Circulación.

La principal función de este sistema, es la de extraer los recortes generados por la barrena y llevarlos hasta superficie, lubricar y enfriar barrena, así como dar soporte e integridad al pozo.

El lodo circula por muchas partes del equipo, como son la bomba de lodos, línea de descarga, tubería vertical, manguera de lodos, la unión giratoria, el Kelly, la tubería de perforación, lastrabarrenas, barrena, por espacio anular, por línea de retorno, temblorinas, presas y la línea de succión.

El lodo es bombeado desde la presa de succión, a través del “*stand pipe*”, montado en una pata del mástil o de la torre hasta la manguera de lodo, la cual está conectada a la unión giratoria, donde el lodo entra por esta y baja por el Kelly hasta llegar a la tubería de perforación, siguiendo por el lastrabarrenas, saliendo por último por las toberas de la barrena. Aquí cambia de dirección hacia arriba por el espacio anular (espacio entre la sarta y la pared del pozo)

Finalmente, el lodo sale del pozo, a través de un tubo de acero llamado línea de descarga y cae sobre una malla metálica vibratoria llamada temblorina, esta se encarga de separar los recortes del lodo y los conduce a una presa de asentamiento y de ahí a la de trabajo para volver a circular el lodo, impulsado por la bomba creando de nuevo el ciclo.

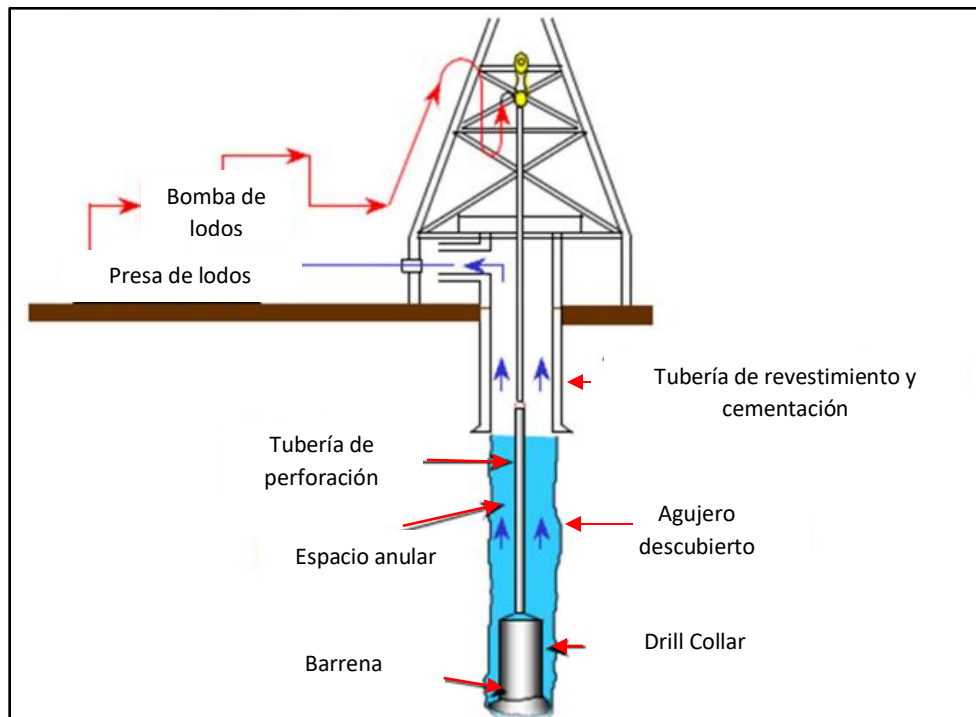


Ilustración 5 Sistema de Circulación. Ing. Mario Arrieta.

1.2.3.1. Componentes del Sistema de Circulación.

Bombas de Lodo.

Las bombas de lodo son los componentes primarios de cualquier sistema de fluidos, las cuales funcionan con motores eléctricos conectados directamente a las bombas o con energía transmitida por la central de distribución. Las bombas deben ser capaces de mover grandes volúmenes de fluido a presiones altas, estas nos permiten circular, inyectar fluidos al interior del pozo a través de tubería, por línea directa o inversamente (espacio anular).



Imagen 15 Bomba de lodo, PEMEX 2020.

Presas de Lodos.

Son recipientes metálicos utilizados para el almacenamiento y tratamiento del lodo de perforación. Generalmente se utilizan tres presas conectadas entre sí, con la capacidad suficiente para almacenar cuando menos 1.5 veces el volumen total del pozo.

La presa 1 conocida como descarga del pozo, es donde se instala la temblorina para eliminar los recortes de mayor tamaño (40 micras).

La presa 2 se le conoce como de asentamiento, aquí es donde se le da tratamiento al lodo y se instala el equipo de control de sólidos para eliminar los sólidos de menor tamaño.

La presa 3 se le conoce como de succión, porque de aquí la bomba de lodos succiona el lodo para enviarlo al pozo.

Temblorinas (Vibratoria).

El fluido de perforación cuando es devuelto a superficie, pasa a un equipo llamado temblorina, el cual está compuesto por una malla metálica. Éste separa los recortes del lodo y los echa a una presa de desechos.



Imagen 16 Temblorina, PEMEX 2020.

Desarenador.

Son mezcladores de lodo que se conectan a las presas para remover las partículas pequeñas cuando el lodo las trae del agujero ya que, si el lodo vuelve a circular al pozo, el lodo se vuelve más denso de lo deseado y puede desgastar la sarta de perforación y otros componentes, de ahí el uso necesario de un desarenador.

Desgasificador.

Está diseñado para eliminar los contaminantes gaseosos del fluido de perforación. Mediante la eliminación de burbujas de gas, el desgasificador también ayuda a reducir el riesgo de explosiones y otros peligros durante la perforación.

1.2.3.2. Ciclo de Circulación durante la Perforación.

- 1) El lodo se bombea desde el tanque de succión por la tubería de perforación, este desciende por el vástago y atraviesa la columna de perforación en su recorrido por el pozo hacia la barrena.
- 2) El esfuerzo de corte (cizalla) hace que la temperatura aumente, afectando la velocidad de perforación bombeada a alta presión.
- 3) El lodo pasa a través de las boquillas de la barrena, impactando la formación.
- 4) El lodo retorna por el espacio anular, degradado, deshidratado y cargado con sólidos.
- 5) En superficie, el lodo fluye por la línea de flujo hacia las temblorinas, donde los sólidos de formación más grandes son removidos. A medida que el flujo fluye a través del sistema de tanques de lodos, se produce un proceso de limpieza posterior en los desarenadores.
- 6) En el tanque de succión o de mezcla, se mezclan aditivos nuevos en el sistema, se repone la fase continua y se ajusta la densidad del lodo preparando el fluido para su viaje de regreso hacia el fondo del pozo.

1.2.3.3. Fluidos de Perforación.

Los fluidos de perforación cumplen muchas funciones: controlan las presiones de formación, remueven recortes del pozo, sellan formaciones permeables, enfrían y lubrican la barrena, transmiten la energía hidráulica a la sarta de perforación y lo más importante, mantiene la estabilidad y control del pozo (sistema de control). También llamado "lodo", el fluido de perforación sirve para controlar la presión del subsuelo.

La composición de los fluidos de perforación varía según las exigencias del pozo, las capacidades de los equipos de perforación y los problemas ambientales.

Los ingenieros diseñan fluidos de perforación para controlar las presiones del subsuelo, minimizar el daño de la formación, las pérdidas de circulación, controlar la erosión del pozo y optimizar los parámetros de perforación, tales como la velocidad de penetración y limpieza del pozo. También sirven para dar estabilidad en pozos altamente desviados.

1.2.3.4. Sistemas de Fluidos de Perforación.

Los sistemas de fluidos de perforación poseen una *fase continua*, que es líquida y una *fase discontinua*, compuesta por sólidos. En ocasiones, también exhiben una *fase gaseosa*, ya sea por diseño o como resultado de arrastre de gas de formación. La fase continua puede ser utilizada para clasificar los tipos de fluidos de perforación en: gaseosos, acuosos y no acuosos.

Estos fluidos son una mezcla de componentes líquidos y sólidos, cada uno diseñado para modificar una propiedad específica del fluido de perforación, tal como su viscosidad y densidad.

Los fluidos acuosos (*lodo base agua*) son los más comunes y los más variados de los tres tipos de fluidos. Su composición varía entre mezclas simples (agua-arcilla), complejos (*inhibidores*) y estabilizadores (*arcillas con muchos componentes*).

Los fluidos no acuosos, se alude generalmente como lodos sintéticos, se pueden constituir de aceites minerales, esteres biodegradables u otras variantes. Estos fluidos proporcionan un excelente control de pozo, estabilidad térmica, lubricidad y velocidades de penetración.

1.2.3.5. Funciones Básicas.

Estos fluidos tienen funciones básicas muy específicas y las características de rendimiento clave son las siguientes:

Control de las presiones de formación.

El fluido es vital para mantener el control del pozo. El lodo es bombeado a través de la sarta de perforación por la barrena y de regreso por el espacio anular.

En agujero descubierto, la presión hidrostática ejercida por la columna del lodo se utiliza para compensar los incrementos de la presión de formación evitando el ingreso de fluidos de formación al pozo provocando: *pérdida de control del pozo*. Sin embargo, la presión de lodo ejercida no debe exceder la presión de fractura, de lo contrario sucederá que el fluido fluya hacia la formación provocando la *pérdida de circulación*.

Remoción de recortes del pozo.

La circulación del fluido de perforación permite llevar los recortes (fragmentos de roca generados por la barrena) a la superficie. A esto se le llama remoción y va en consecuencia de la capacidad de transporte.

Capacidad de Transporte.

El fluido debe conservar su capacidad para poder transportar los trozos sólidos mediante remoción a superficie. Es la clave para la eficiencia de la perforación y la minimización de potencial para el atascamiento de la tubería.

Un balance de la reología del lodo y de la tasa de flujo, ayuda a ajustar la capacidad de transporte evitando un valor elevado de **densidad de circulación equivalente (ECD)**. Una ECD alta no controlada puede producir incidentes de pérdidas de circulación.

Enfriamiento y Lubricación de Barrena.

A medida que el fluido de perforación pasa a través y alrededor de la sarta de perforación, este ayuda a enfriar y lubricar la barrena. La energía térmica es transferida al fluido de perforación, que lleva el calor a la superficie. Para ambientes de perforación extremadamente altas en temperaturas, se puede utilizar intercambiadores de calor en la superficie para enfriar el lodo.

Transmisión de Energía Hidráulica a la barrena y las herramientas de fondo de pozo.

El fluido de perforación es descargado a través de las boquillas de la cara de la barrena. La energía hidráulica liberada contra la formación, ablanda y eleva los recortes lejos de la formación. Además, esta energía acciona los motores de fondo y otros equipos que direccionan la barrena y obtienen datos en tiempo real.

Transmisión de Pulsos a través del Lodo.

Los datos recolectados en el fondo del pozo son transmitidos a la superficie mediante el lodo, que se basa en los pulsos de presión transmitidos a través de la columna de lodo para enviar los datos a la superficie.

Mantenimiento de la Estabilidad del Pozo.

Para tener una estabilidad, es necesario mantener la densidad en sobre balance del peso ejercido por la columna de lodo contra la presión de poro de la formación.

1.2.3.6. Bomba Triplex.

Las bombas de lodo son bombas de émbolo, también llamadas bombas de “desplazamiento positivo” o bombas “alternativas”.

Estas bombas tienen tres émbolos (pistones) que realizan un movimiento de vaivén dentro de los tubos (liners). Un ciclo completo es llamado carrera (stk-stroke) y es igual a la rotación de un cigüeñal; por lo tanto, 1 stk/min = 1rpm. Estas bombas de tres émbolos son llamadas triplex.

La capacidad de la bomba de lodo puede ser calculada o encontrarse en tablas, y sus unidades son bls/stk o gal/stk. La velocidad de circulación efectiva o caudal de la bomba tiene como unidad (bls/min o gal/min). Esta velocidad se determina multiplicando la capacidad de la bomba (bls/stk) por la velocidad de la bomba (stk/min) y una eficiencia volumétrica. Esta eficiencia está frecuentemente indicada por un porcentaje y puede variar de 85%-100%. Las bombas de lodo modernas usan bombas centrífugas de carga para mantener una presión positiva en la succión de la bomba de lodo y así lograr una mejor eficiencia.

Los émbolos o pistones de una bomba triplex de lodo, sólo funcionan durante la carrera de ida y tienen generalmente pequeñas carreras (en el rango de 6 a 12 in) y operan a velocidades que varían de 60 a 120 stk/min.



Imagen 17 Bomba Triplex Desarmada, PEMEX 2020.


1.2.4. Sistema de Energía.

Si bien todos los sistemas son de mucha importancia, se puede decir que este es el corazón del equipo de perforación. La energía producida por este sistema se utiliza para el funcionamiento de los sistemas restantes.

Además de proporcionar energía a sistemas complementarios como: bombas de agua, alumbrado, desarenadores, operación de Preventores, etc., los equipos de perforación tienen altos requerimientos de potencia (energía), la cual es transmitida a algunas partes del equipo como: el malacate, las bombas, el sistema de rotación y algunos sistemas auxiliares.

El sistema de potencia de un equipo de perforación, generalmente consiste de una fuente primaria de potencia (generador) y de algún medio para transmitir dicha energía hasta el equipo que la utilizará. En la actualidad las fuentes primarias de potencia son los motores Diesel.

Fuentes primarias de potencia:

- Máquinas de vapor.
 - Máquinas de combustión interna.
 - Máquinas eléctricas.
- 
- Sistema Diesel mecánico (convencional).
 - Sistema Diesel eléctrico C.D. /C.D.
 - Sistema Diesel eléctrico C.A. /C.D.

1.2.4.1. Sistema Diesel Mecánico (Convencional).

Los equipos de perforación convencionales, son aquellos donde la transmisión de energía, se realiza desde la toma de fuerza del motor Diesel de combustión interna, hasta la flecha de la maquinaria de perforación (malacate, bombas, etc.). Se efectúa a través de convertidores de torsión, flechas, cadenas y transmisiones, las cuales transforman la energía eléctrica en energía mecánica y cuya eficiencia mecánica promedio es del 65%.

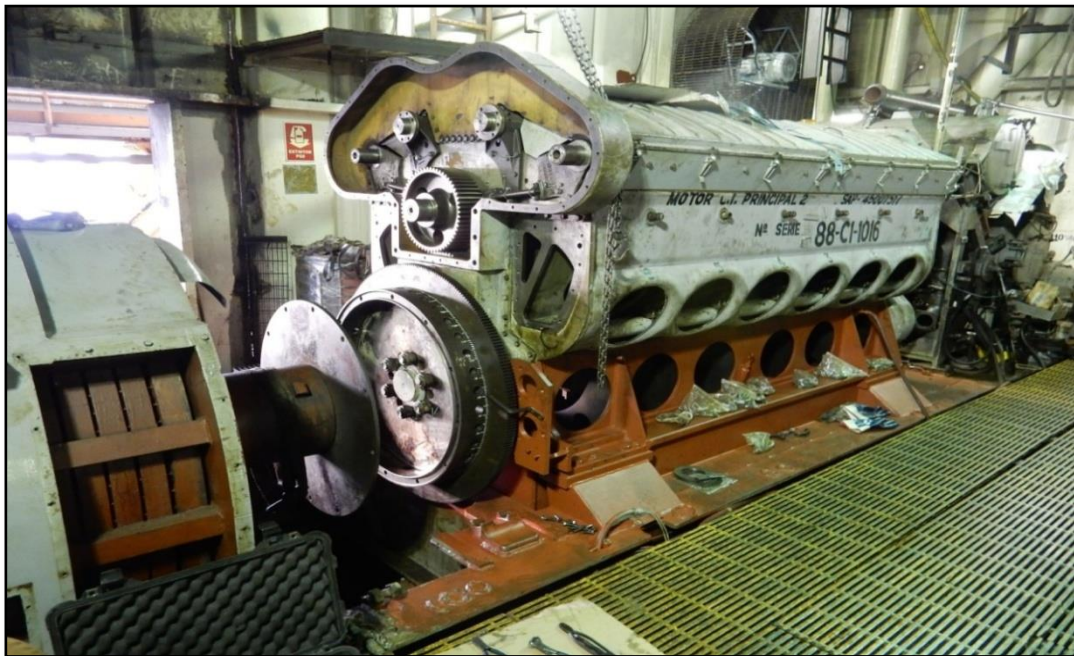
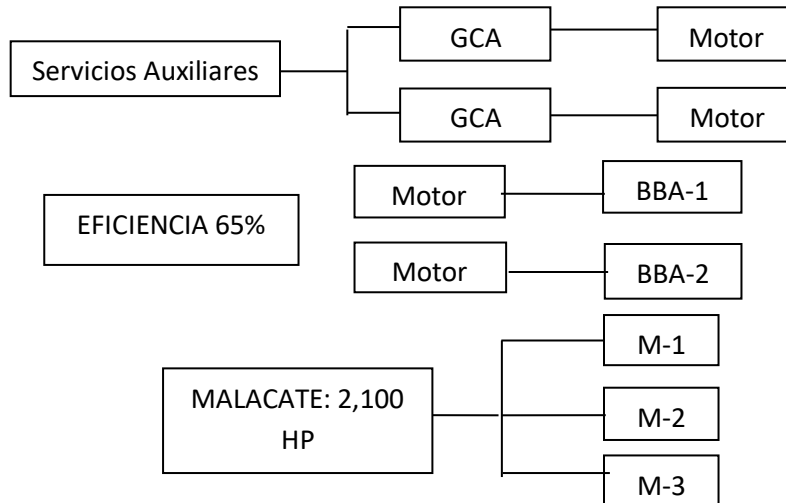


Imagen 18 Diagrama y motor Diesel convencional PEMEX, 2020.

1.2.4.2. Sistema Diesel Eléctrico C.D./C.D.

Estos sistemas usan generadores y motores de corriente directa con una eficiencia real en conjunto del 95%. En este sistema, la energía disponible se encuentra limitada por la razón de que sólo un generador C.D se puede enlazar eléctricamente a un motor C.D. dando como resultado 1,600 HP disponibles por motor para impulsar el malacate.

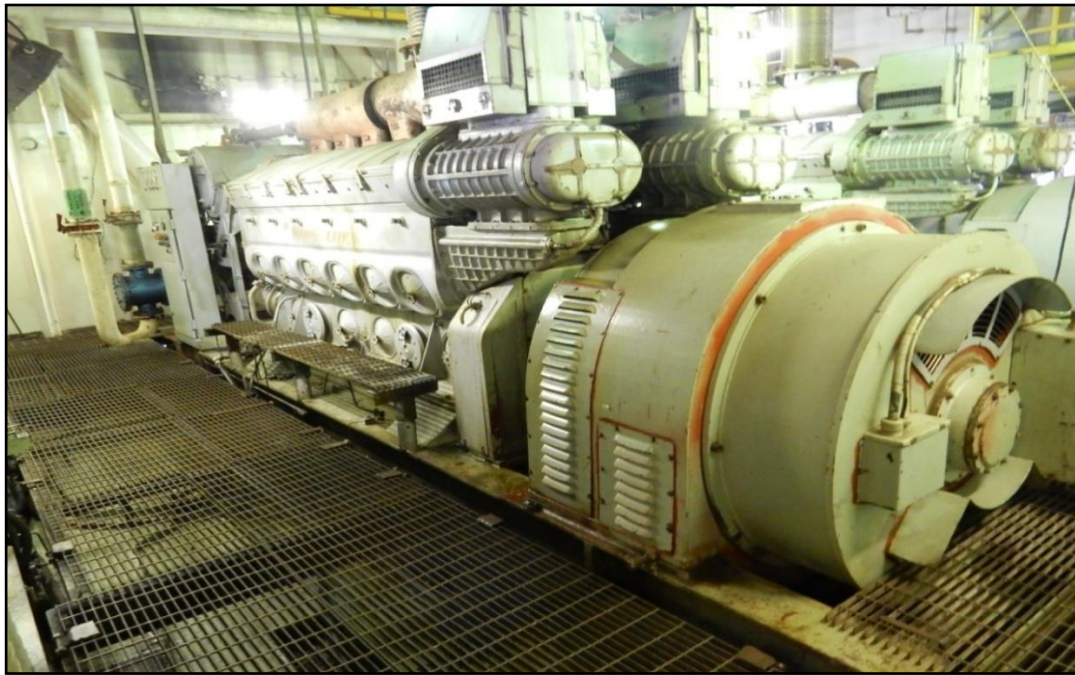
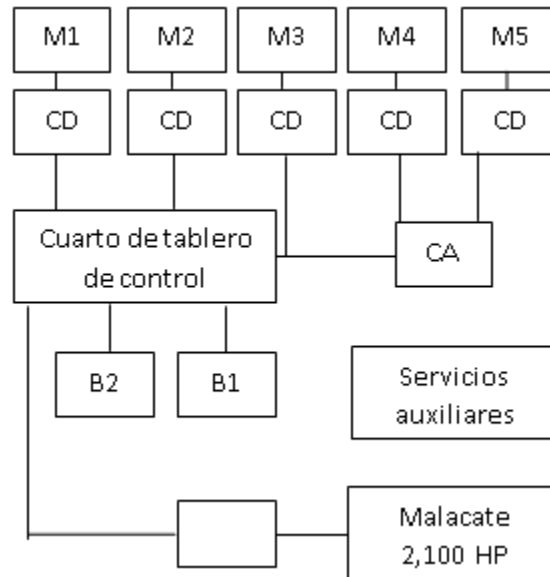


Imagen 19 Diagrama y motor Diesel eléctrico C.D./C.D. PEMEX, 2020.

1.2.4.3. Sistema Diesel Eléctrico C.A./C.D.

Sistema compuesto por generadores de C.A y por rectificadores de corriente (alterna directa). Estos sistemas obtienen una eficiencia del 98%, cuya energía disponible se concentra en una barra común (PCR) y puede canalizarse parcial y totalmente a la maquinaria que la usara (rotaria, malacate y bombas). La ventaja de este sistema es tal, que en un momento dado y de acuerdo a las necesidades, toda la potencia concentrada en las barras podría dirigirse o impulsar al malacate teniendo una disponibilidad de potencia de 2,000 HP. Estos motores ofrecen una vida más larga y menor costo.

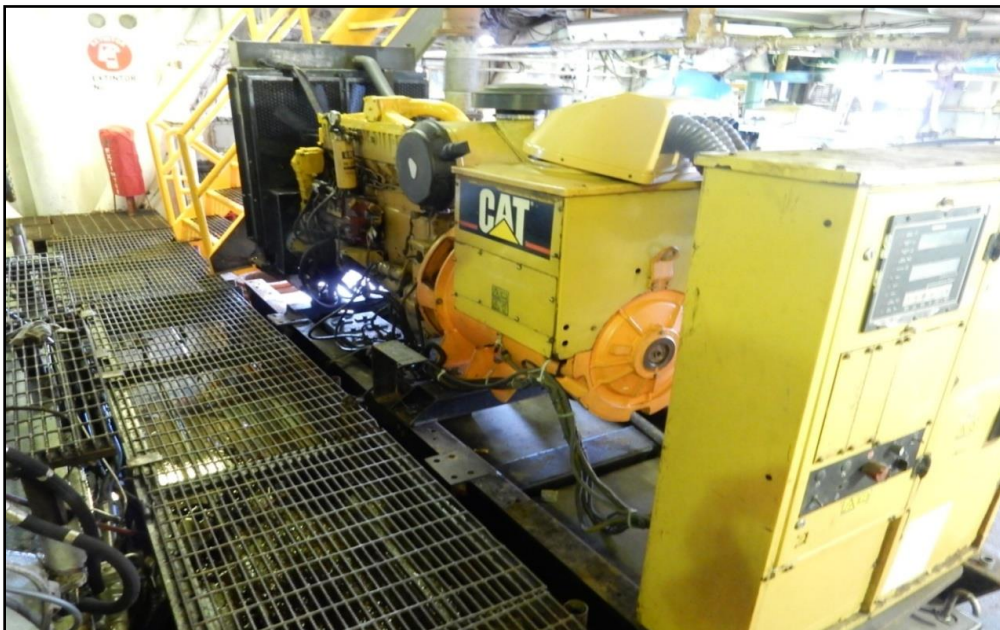
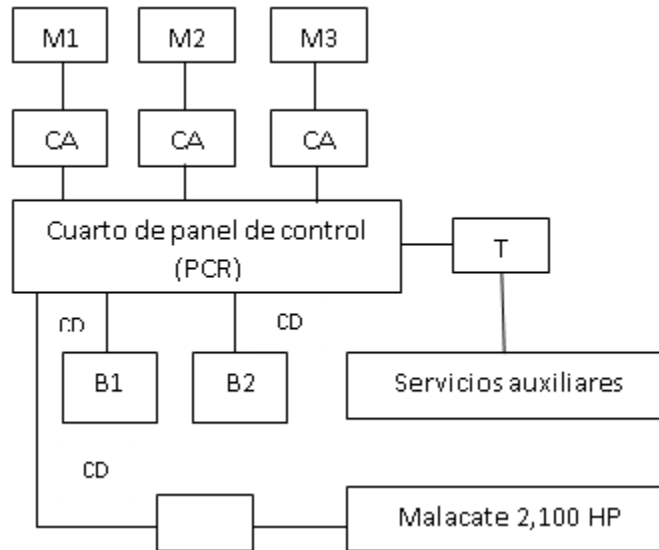


Imagen 20 Diagrama y motor Diesel eléctrico C.A./C.D. PEMEX, 2020.

1.2.4.4. Sistema de Suministro de Energía (Transmisión de Energía).

La potencia primaria puede ser transmitida hacia el equipo que la utilizara por medio de los siguientes métodos:

- Transmisión mecánica.
- Transmisión eléctrica.

La transmisión mecánica conduce la energía desde los motores o generadores hasta el malacate, bombas y otros equipos, a través de un ensamble de distribución que consta de: embragues, uniones, poleas, flechas y cadenas.

La transmisión eléctrica suministra la energía mediante cables hasta un dispositivo de distribución y de éste a los motores eléctricos que están conectados directamente al equipo (malacate, bomba, etc.)

Los requerimientos de potencia mecánica en las fuentes primarias se determinan:

$$HHP_{motor} = \frac{carga}{E \text{ conver.}}; HHP_{conv} = \frac{HHP_{malacate}}{E \text{ cad. y flecha}}; HP_{malacate} = \frac{F \times v}{33,000}$$

Ecuación 9 Requerimientos de potencia.

Donde: $HHP_{malacate}$ en HP; F = fuerza en (lbs.); v = velocidad en pie/seg.

El factor de eficiencia (E) describe las pérdidas de potencia que existen desde la fuente primaria hasta el motor y matemáticamente se representa:

$$EF = \frac{\text{Potencia de salida} - \text{Potencia de entrada}}{\text{Potencia de salida}}$$

Ecuación 10 Factor de eficiencia del motor.

$$EF = 0.98^n, \text{ donde } n \text{ es el número de flechas y cadenas}$$

Los convertidores de torsión están unidos a la flecha del motor con el objetivo de incrementar las revoluciones (rpm) y suministrar una potencia de salida constante, la eficiencia de un convertidor está en un rango de 0.75 a 0.85.

1.2.5. Sistema de Control.

El sistema de control es el que proporciona la seguridad del pozo en situaciones en que algún fluido, ya sea líquido o gas brote del pozo, pues estos salen con una gran fuerza inimaginable y son capaces de producir un incendio, especialmente si el fluido es gas.

El problema surge cuando la presión de la formación es más alta que la que se encuentra en el pozo. Casi siempre el lodo de perforación evita que el fluido de la formación entre al pozo y reviente, pero bajo ciertas circunstancias este fluido de la formación puede entrar al pozo y causar dificultades, ocasionando un cabeceo, es decir, el fluido de formación entra al pozo y parte del lodo de control es empujado fuera del mismo.

Es por esto que se requiere de un equipo o sistema de control, para mantener la estabilidad del pozo y sus dificultades. El equipo de control requiere de especial atención del personal, ya que se tiene que probar de acuerdo al programa de inspección y así operar para asegurar que todo esté funcionando bien.

Un sistema de control se compone de: Preventores (BOP-blowout preventer), acumuladores, estranguladores y separador de lodo y gas.

Un sistema de control permite aplicar la potencia hidráulica suficiente y confiable para operar todos los preventores y válvulas hidráulicas instaladas.

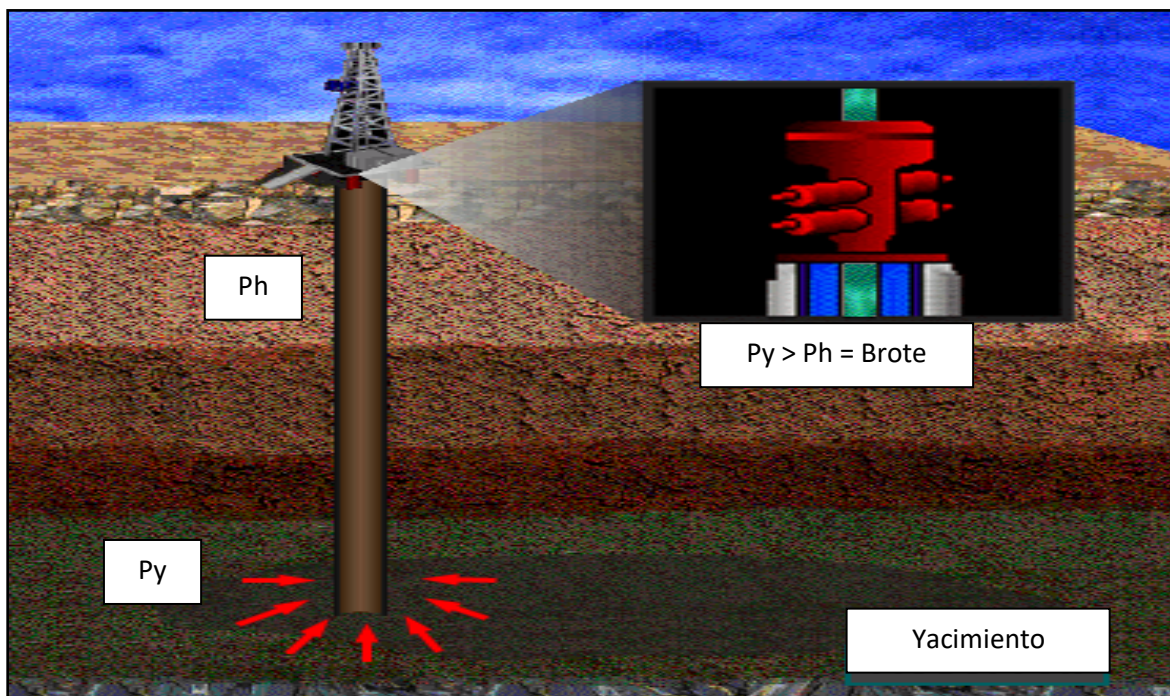


Ilustración 6 Formación con BOP, perfofblogger.com

1.3. Preventores (BOP).

El preventor (BOP) es una válvula grande especializada para sellar, controlar y monitorear los pozos de gas y petróleo. Estos sistemas son desarrollados para soportar presiones críticas y flujos incontrolados que suceden durante la perforación evitando un reventón del pozo.

El conjunto de Preventores (BOP) y los equipos de control de presión asociados al mismo, se utilizan ampliamente en todos los sectores de la industria de exploración y producción. Estos equipos son robustos y confiables cuando tienen el mantenimiento apropiado. Sus capacidades se dan para:

- Controlar presiones de formación elevadas.
- Permiten el paso de sartas y herramientas.
- Permiten la circulación.

Los Preventores se usan en tierra, en plataformas marinas y en el lecho marino. Los BOP en tierra y submarinos se aseguran en la parte superior del pozo, mientras que en las plataformas marinas se montan debajo de la cubierta del Rig.

Se han estandarizado códigos API RP para la configuración de BOP's dependiendo la necesidad del pozo. Los códigos son:

- A = preventor anular.
- G = cabeza rotativa.
- R = preventor con un conjunto de arietes, los arietes son: de tubería, ciego o de corte según el operador prefiera.
- R_d = preventor con dos conjuntos de arietes.
- R_t = preventor con tres conjuntos de arietes.
- C_r = conector riser operado en forma remota.
- C_w = conector operador en forma remota para conectar cabezales o preventores entre sí.
- S = cabezal tipo carrete con conexiones de salida lateral para las líneas de estrangular y matar.
- K = 1,000 psi de presión de trabajo nominal.

El conjunto de Preventores y los equipos asociados a los mismos pueden trabajar hasta sus presiones nominales.

Los problemas de configuración de BOP son complejos y el tipo de configuración depende de una gran variedad de factores:

- Presión máxima esperada en la formación.
- Tipos de fluidos de formación.
- Cerrar sobre tubería.
- Cerrar pozo abierto.
- Proporcionar trayectorias de circulación.
- Experiencia en el área.
- Operador/contratista.
 - Política/disponibilidad.
- Altura.
- Peso, etc.

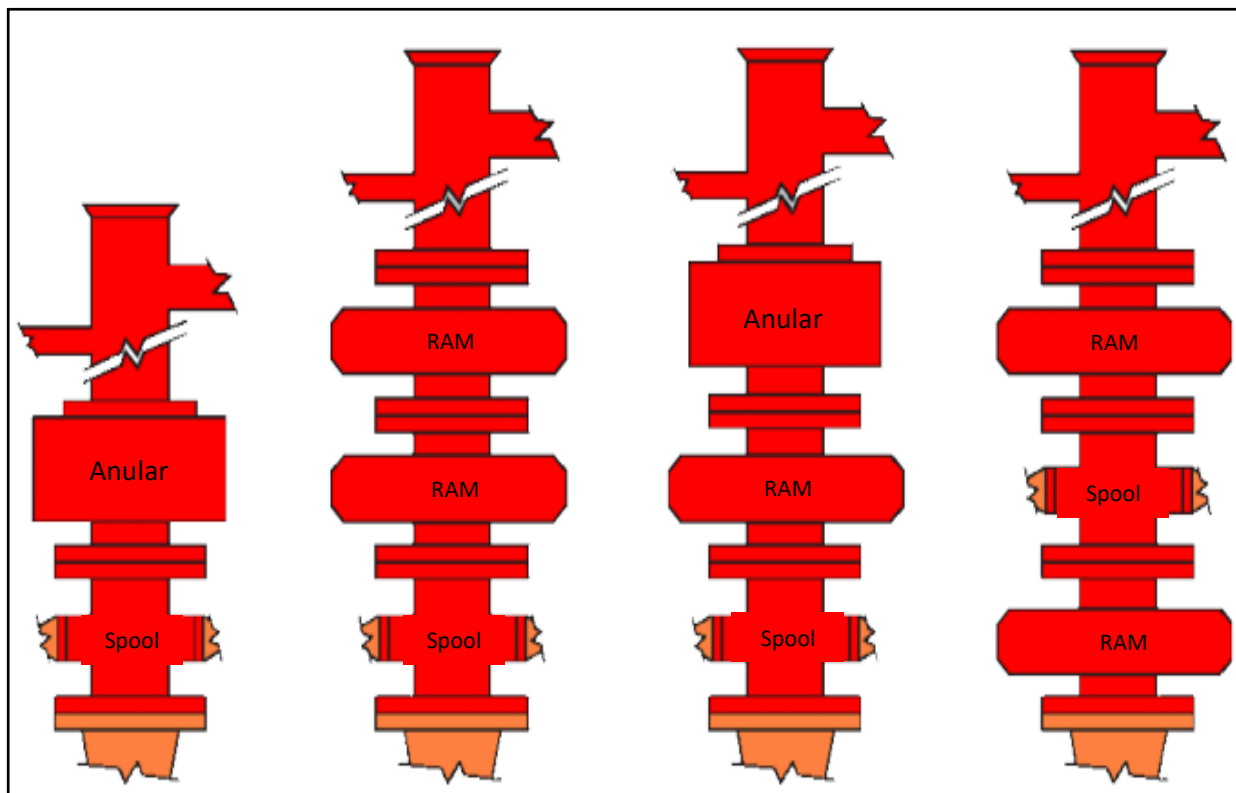


Ilustración 7 Ejemplo de Configuración BOP, Wildwell.

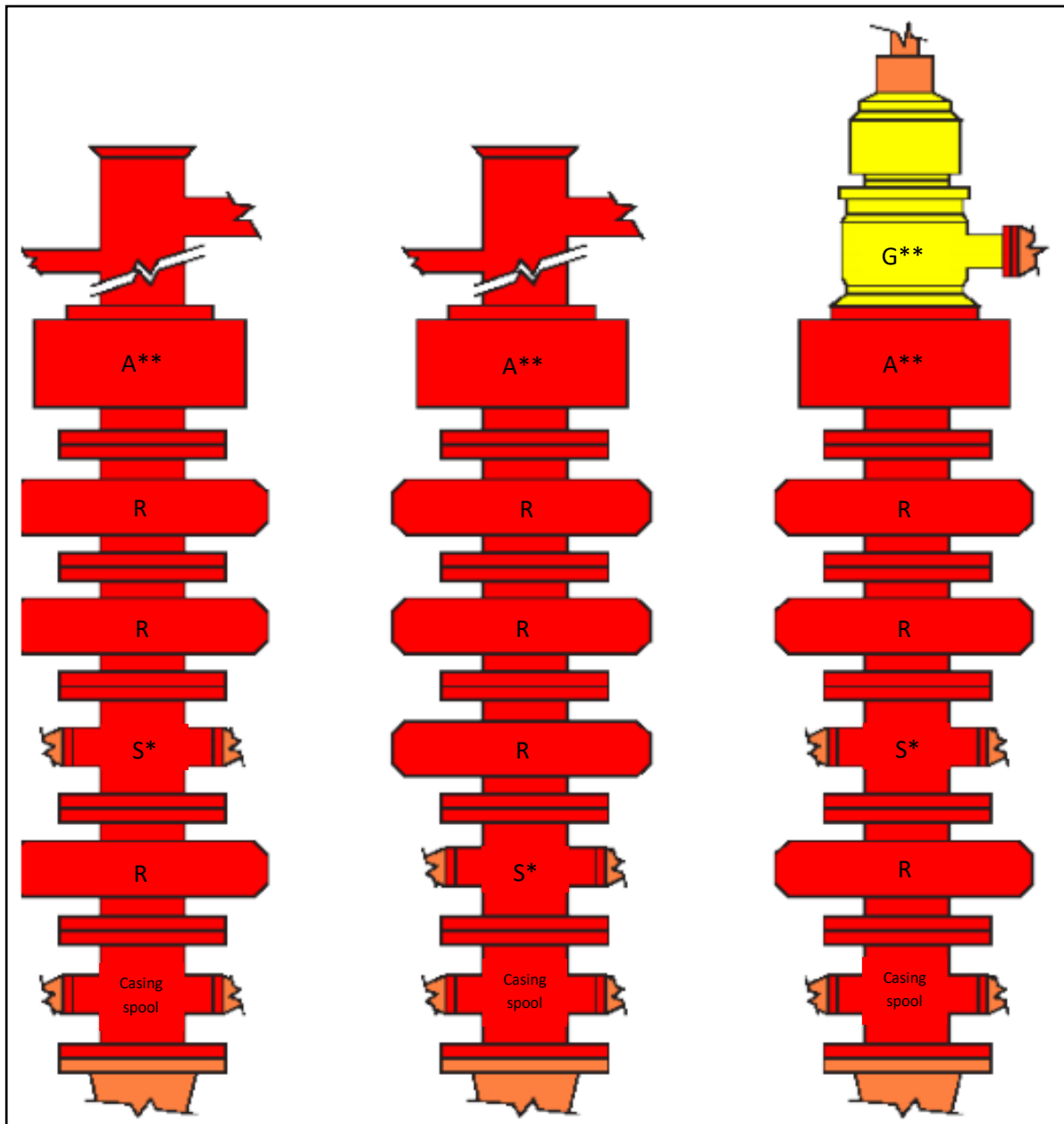


Ilustración 8 Configuración de Preventores, Wildwell.

Los Preventores se clasifican en anular y de ariete.

1.3.1. Preventor Anular.

Dispositivo versátil de control a presión en cabeza de pozos, estos dispositivos pueden sellar sobre una gran variedad de tamaños de tuberías, sellar sobre cable wireline (cable de un solo filamento para la intervención de pozos), sellar pozos abiertos y pueden utilizarse como cabezas de lubricación para mover, introducir o sacar tuberías bajo presión (stripping). Dentro de los anulares podemos encontrar el Hydrill, Shaffer, Cameron, Cabezas rotativas y desviadores.

Las partes de un preventor son:

- Elementos de empaque elastoméricos circulares.
- Pistón.
- Cuerpo.
- Cabeza.

Se bombea fluido hidráulico hacia una cámara de cierre que fuerza (empuja) al elemento de sello hacia adentro, generalmente se obtiene mediante movimiento vertical y horizontal en los elementos de empaque.

Las presiones de operación, características y limitaciones varían de acuerdo a los fabricantes, por ende, es necesario saber las presiones de operación y las presiones de cierre si los BOP no son del mismo productor.

Cuanto mayor sea el tamaño del orificio interno y menor el tamaño de tubería, la presión de cierre será mayor para proporcionar un sello.

Un BOP anular lleva más tiempo para cerrar que uno de ariete, ya que el anular necesita mayor cantidad de fluido hidráulico. Se debe intentar mantener la presión de operación al mínimo nivel posible a fin de preservar la vida útil del elemento de empaque.

Por lo tanto, el anular tiene la particularidad de proporcionar un sello hidráulico por el espacio anular de la tubería de perforación sin importar el diámetro de la mencionada que se encuentre dentro del pozo, su elemento de empaque se ajusta a la forma de la tubería.

1.3.1.1. Preventor Hydrill.

Este tipo de preventor está diseñado por dos piezas móviles que son: el pistón y la unidad obturadora (elemento de empaque). Este empaque se desliza con seguridad arriba-abajo para permitir la rotación de la sarta.

Los BOP Hydrill están diseñados con cabezas roscadas y en su interior con una canastilla que se encarga de comunicar al pozo, cuando este se cierra, la presión de los fluidos del pozo ayuda a mantener la presión normal de cierre. Si el pozo manifiesta más presión, será conveniente obturar completamente con el sello o empaque.

Al cerrar el preventor la presión se inyecta simultáneamente a la cámara de cierre y en la cámara de abrir la presión es cero, provocando que el pistón viaje hacia arriba y a su vez esta se comprima y expanda hacia adentro de la unidad selladora con los segmentos de acero, efectuando un sello hermético.

Para observar su eficiencia del BOP Hydrill durante la operación, sólo basta revisar en su parte superior (brida empotrada) un tornillo tipo "Allen" de ½" su longitud y porcentaje de vida.

RECOMENDACIÓN.

- Al cerrar el BOP es necesario evitar el golpe de ariete.
- Al abrir el BOP con presión en el pozo se recomienda desfogar el mismo. Si esto no se realiza y la presión abajo del BOP es mayor que la del cierre ¡NO ABRA DE INMEDIATO, ESPERE !

Durante un cierre completo, las pestañas de los insertos de acero forman un anillo sólido que comprime el caucho efectuando un sello completo a la P_{BOP} , por lo tanto, revisar que las pestañas se deslicen sobre la placa de desgaste y evitar que expulse la unidad sellada.

Presiones de cierre (PSI) del preventor anular Hydrill (sin presión en pozo).				
Dim. A cerrar (pg).	MSP	Tipo "GK"		
		29 1/2, 0.5 k	21 1/4, 2-k	16 3/4, 5-k
12	950			
6 5/8				500
5	1,350	500		600
4 ½		550	600	650
3 ½		600	650	700
2 7/8		650	750	750
Ciego	1,500	1,100	1,150	1,150

Tabla 6 Presiones de cierre de BOP anular.

Preventor Anular		
Hydrill	MSP	Aplicación para pozos grandes
		Usos en baja presión
		Generalmente se utiliza como un desviador.
	GK	Uso general desde 7 " 1/16 a 16 3/4"
		Presión nominal 15K
		Es accionado por la presión del pozo aumentando la fuerza de cierre sobre el empaque.
		A medida que aumenta la P de cierre, se debe ajustar la P de cierre regulada.
		Solicitar al fabricante el gráfico de P de pozo vs P regulada
	GX	Diseñada para alta presión.
		Disponible desde 11", 13 5/8" y 18 3/4"
		Presiones nominales desde 10k y 15k
		No es favorecida por la P de pozo como la GK.
	GL	Desarrollada para ser utilizada en BOP submarinas.
Tiene cámara balanceada para compensar el lodo en el Riser en aguas profundas de hasta 1,200 pies.		
Shaffer	Esférico	Uso generalizado.
		Disponible desde 4 1/16" a 30"
		Presiones nominales desde 5k y 15k
		Presión de cierre de 1,500 psi y se regula después del cierre según el fabricante.
Cameron	DL	Uso generalizado.
		Disponible desde 7 1/16" a 21 1/4"
		Presiones nominales desde 2 k y 20k
		Sistema de funcionamiento aislado de la presión de pozo: la presión de pozo no modifica su presión de cierre.

Tabla 7 Preventor anular.



Imagen 22 Preventor GX, Drilltech Maquinaria de Taladro Co, Ltd.



Imagen 21 Preventor GL, Drilltech Maquinaria de Taladro Co, Ltd.

1.3.2. Especificaciones de BOP Cameron o tipo D.

Especificaciones Preventor Anular Cameron Tipo "D"								
Medida	P. Trabajo		Altura (pg.)	Diámetro D (pg.)	Peso		Fluido requerido	
pg	kg/cm ²	lb/pg ²	pg.	pg.	Kg	Lb	Lts.	Lts.
7 1/16	352	5,000	25 ½	27 7/8	1,260	2,778	6.397	3.397
7 1/16	703	10,000	34 7/32	37 7/32	3,291	7,255	11.129	9.652
11	352	5,000	34 15/16	41 ¼	3,831	8,447	21.387	17.753
11	703	10,000	41 ¼	48 ½	6,329	13,954	38.421	34.295
13 5/8	352	5,000	40 1/5	52 3/8	7,355	16,215	45.878	39.14
13 5/8	703	10,000	49 3/32	61	12,547	27,662	68.541	61.133

Tabla 8 Cameron Tipo D.

Como actua el Cameron.

Para cerrar el preventor se cuenta con dos orificios de una pulgada por donde se inyecta líquido hidráulico a presión. Estos orificios comunican con la parte inferior del pistón que recibe el líquido hidráulico a 1,500 lb/pg² de presión al plato de empuje; al subir el plato de empuje y pistón, se comprime la dona superior con una inclinación de 45° aproximadamente, lo que da como resultado que el elemento se comprima hacia el centro adaptándose al diámetro a cerrar y posteriormente la presión efectúa el sello.

Para abrir el preventor es el mismo procedimiento, sólo que ahora se inyecta fluido hidráulico a 1,500 lb/pg² por el orificio de apertura. Esto provoca el descenso del pistón del plato liberando la dona, y esta a su vez libera el elemento sellador recuperando su forma y diámetro original.

Esta operación no depende de las presiones que se generan en el pozo, es por eso que este BOP Cameron depende directamente del volumen que entra a la cámara y se encarga de generar el diámetro deseado del elemento sellador.

Como introducir tubería en pozo cerrado.

Esta operación se puede realizar con BOP Cameron a través del mismo, deslizando la tubería por el interior sin riesgo de expulsión del tubular. Se indican las siguientes recomendaciones:

- Utilizar en línea de cierre un acumulador de 10 gal. con capacidad de 3,000 lb/pg².
- Pre cargar el acumulador con 500 lb/pg² de nitrógeno e instálelo en forma vertical con la descarga hacia abajo en la línea de cerrar.

Nota: esta presión de recarga se basa en la presión mínima de cierre para introducir la TP por su propio peso.

La precarga de 500 lb/pg² de nitrógeno servirá de amortiguador de presiones cuando se deslicen las juntas de tubería o exista alguna variación de diámetro de la sarta.

Sugerencias para mejorar el funcionamiento del BOP anular:

- 1) Mover la tubería a través del preventor con presiones de cierre muy altas producen desgastes y fallas en el empaque. Nunca utilice más presión de cierre regulada que la necesaria.
- 2) Pruebe el elemento de empaque cuando se coloque en el preventor.
- 3) Verificar los datos de operación en el manual de fabricante.
- 4) Los elementos de empaque deben almacenarse en áreas frescas, secas y oscuras, alejadas de los motores eléctricos.
- 5) Mantenga la tubería húmeda/lubricada mientras la mueve a través del preventor.

Volumen requerido para operar preventores anulares

VOLUMEN REQUERIDO PARA OPERAR PREVENTORES ANULARES					
Tamaño (pg)	P Trabajo (psi)	Fluido Req. (gal)	Cameron	Shaffer	Hydrill
7 1/16	5,000	Cerrar-Abrir	1.69 – 1.39	4.57 – 3.21	3.86 – 3.30
7 1/16	10,000	C-A	2.04 – 2.55	17.11 – 13.95	9.42 – 7.08
7 1/16	15,000	C-A	6.94 – 6.12		11.20 – 7.25
11	5,000	C-A	5.65 – 4.69	18.67 – 14.59	9.81 – 7.98
11	10,000	C-A	10.15 – 9.06	30.58 – 24.67	25.10 – 18.97
11	15,000	C-A	23.50 – 21.30		
13 5/8	5,000	C-A	12.12 – 10.34	23.58 – 17.41	17.98 – 14.16
13 5/8	10,000	C-A	18.10 – 16.15	40.16 – 32.64	37.18 – 26.50
13 5/8	15,000	C-A	26.00 – 22.50		34.00 – 34.00
16 3/4	3,000	C-A	22.32 – 19.00		21.02 – 15.80
16 3/4	5,000	C-A	22.32 – 19.00	37.26 – 25.61	28.70 – 19.93
18 3/4	5,000	C-A	35.60 – 29.00	48.16 – 37.61	64.00 – 44.00
20 3/4	3,000	C-A	39.70 – 24.10		
21 1/4	2,000	C-A	39.70 – 24.10	39.70 – 24.10	31.05 – 18.93

Nota: La válvula Hidráulica utiliza un volumen de un fluido de 40.5 gal. Para abrir o cerrar.

Tabla 9 Volumen requerido para preventores anulares.

1.3.3. Desviador de Flujo (Diverter).

Estos sistemas consisten en un preventor anular acoplado a un sistema de tuberías (Casing) de gran diámetro en la parte inferior. Los sistemas de desviación se utilizan para mantener la seguridad del personal y los equipos ante los posibles inlfujos del pozo. También se utilizan para desviar gas desde el Riser en embarcaciones submarinas.

Características y funciones principales:

- Los desviadores están diseñados para periodos de tiempo cortos, con alto flujo, no para alta presión.
- Las líneas de desviación son grandes y reducen los efectos de la erosión a altas de tasas de flujo.
- El sistema de desviación se utiliza solo cuando se ha asentado el tubo conductor y se desvía el flujo desde el equipo/área de trabajo.
- Cuando no se puede cerrar el pozo para evitar la pérdida de circulación o rupturas en la formación.



Imagen 23 Preventor Diverter, PEMEX 2020.

1.3.4. Cabezas Rotatorias.

La cabeza rotatoria dirige el flujo de retorno bajo presión a través del sistema superficial durante la perforación continua. Se localiza en la parte superior de los preventores. Es necesario tener disponibles elementos de empaque de repuesto por si se presentan fugas, ya que el elemento de empaque puede fallar a altas presiones.

La cabeza rotatoria se compone de uno o dos empaques de extracción, los cuales se diseñan para tener un excedente de 0.5 pg. (0.0127 m) entre el diámetro interno de los mismos respecto a la tubería de perforación o el Kelly. El sello inicial proviene de este ajuste, pero cuando se trabaja con presiones muy bajas los empaques al estar en posición estática tienden a permitir pequeñas fugas de fluido. Debido a esta deficiencia de operación, la API no reconoce a la cabeza rotativa como preventor, por lo tanto, los fabricantes no clasifican a su equipo con relación al rango de presión de forma oficial, sino basándose en información de campo.



Imagen 24 Cabeza Rotatoria, Weatherford-Williams.

Existen dos tipos de cabeza rotatoria: pasivas y activas. La selección de cualquier tipo se basa en los procedimientos de viaje planeados, la modalidad de falla aceptable y el nivel requerido de control.

- Sistema pasivo: incluye a cualquier cabeza rotatoria que depende del sello a través de la fracción polímero-acero entre el empaque y la sarta de perforación. La energía para mantener el sello es provista por la fuerza descendente del empaque contra la presión fluyente del pozo. La desventaja de este sistema está presente al introducir barrenas y herramientas, así como viajar tubería de conexión.

- Sistema activo: depende de la energía hidráulica externa para accionar el sello entre el empaque y la tubería de perforación; se requiere de un regulador dado que la fuerza necesaria para sellar cambia constantemente, debido a la variación del área transversal a lo largo de la sarta de perforación. La mayor ventaja de este sistema es la recuperación de las herramientas que componen el aparejo de fondo, ya que, al minimizar la presión de sello, los componentes permiten su libre paso. La desventaja es el poder coordinar a la presión del pozo con el regulador para evitar derrames o fugas.

1.3.5. Preventor de Arietes.

Los BOP de arietes también llamados RAM son muy básicos y comunes, se localizan en los conjuntos de preventores de superficie y se pueden cerrar en forma manual cuando el sistema hidráulico falla.

La mayoría de los arietes están diseñados para sellar presión desde abajo. Desafortunadamente cuando se cambian los elementos de empaque es muy común que se presenten problemas de sello en el bonete o en el sello de entrada. Su presión regulada es de 1,500 psi.

Estos Preventores consisten de dos arietes que se extienden hacia el centro del pozo con el propósito de cerrar la tubería.

Para proveer el sellado del pozo los arietes deben componerse de arietes superiores y empacadores que se hacen de elastómeros especiales.

Área de operación para los pistones que accionan los arietes.

Áreas de operación para los Pistones que accionan los Arietes					
Tamaño (pg.)	Presión de Trabajo (psi)				Área (pg ²)
7 1/16	3,000	5,000	10,000	15,000	37.5
11	3,000	5,000	10,000		106
11				15,000	136
13 5/8	3,000	5,000	10,000	15,000	136

Tabla 10 Pistones accionadores de arietes.



Imagen 25 RAMs o Arietes, PEMEX 2020.

Existen diferentes tipos de arietes, los cuales son:

- De tubería.
 - Sella sobre único tamaño de tubería.
- De orificio interno variable (VBR).
 - Sella sobre diferentes tamaño de tubería.
- Arietes ciegos.
 - Sella sobre pozo abierto. No cierra sobre tubería o cable wireline.
- Arietes ciego y de corte.
 - Sellan el pozo después de que sus cuchillas realizan el corte.
- Arietes de corte.
 - Cortan la tubería
 - Podría ser necesario el uso de un elevador de presión para aumentar la fuerza de corte.

1.3.5.1. Ariete de Tubería.

Se cierra alrededor de la sarta de perforación o tubulares en el pozo con la finalidad de restringir el flujo. La medida de los arietes debe coincidir con el tamaño de la tubería para un cierre efectivo del pozo. Los arietes se diseñan para contener presiones de fondo.

1.3.5.2. Ariete de Orificio Interno Variable (VBR).

Sellan sobre diferentes tamaños de tubería y son utilizados en pozos con sartas de dimensiones decrecientes y de espacio limitado. Estos arietes no necesitan cambiarse cuando se corren varias sartas de diferentes diámetros ahorrando viajes en conjuntos de preventores submarinos. Estos tipos de arietes tienen los mismos resultados que los elementos de empaque de los arietes de tubería en las pruebas estándares de fatiga.

Rango de Cierre de Arietes Variables		
Tamaño (pg.)	Presión de Trabajo (PSI)	Rango de Cierre (pg.)
7 1/16	3,000; 5,000; 10,000 y 15,000	(3 1/2 - 2 3/4), (4 - 2 7/8)
11	3,000; 5,000; 10,000	(5 - 2 7/8), (5 1/2 - 3 1/2)
11	15,000	5 - 2 7/8
13 5/8	3,000; 5,000; 10,000	(7 - 4 1/2), (5 - 2 7/8)
13 5/8	15,000	(7 - 5), (5 - 3 1/2)
16 3/4	5,000-10,000	7 - 3 1/2
16 3/4	10,000	5 - 2 7/8
16 3/4	10,000	(7 5/8 - 3 1/2), (5 - 2 7/8)

Tabla 11 Rango de cierre de arietes variables.

Nota: en operaciones muy especiales los arietes de diámetro variable pueden cerrarse en el Kelly, siempre y cuando el rango de ariete cubra el diámetro máximo del Kelly.

1.3.5.3. Ariete Ciego.

Son usados para cerrar el agujero cuando no hay sarta de perforación en el pozo y no se requiera que se corte la tubería.

Estos arietes no tienen huecos en los bloques pero si tienen elementos de empaque más grandes y están diseñados para sellar un pozo sin tubería.

Los ciegos deben probarse hasta sus presiones nominales y no deben cerrar sobre cables wireline.

1.3.5.4. Ariete Ciego de Corte.

Tiene dos funciones:

- 1) Sellar el agujero del pozo cuando no hay tubería.
- 2) Cortar la tubería antes de cerrar el pozo.

Este tipo de arietes combinan su capacidad de corte con la capacidad de cierre del pozo sin tubería, ahorran espacio, peso y altura, ya que no se necesitan colocar arietes ciegos y de corte por separado.

1.3.5.5. Ariete de Corte.

Están diseñados para corte de tubería que necesitan mayores presiones reguladas que las normales y/o elevadores de presión hidráulica para generar la fuerza de corte necesaria. En los arietes de corte los elementos de empaque son más pequeños.



Imagen 26 Ariete Ciego, Alibaba.com.

Volumen requerido para ariete.			
Tamaño (pg.)	P Trabajo (psi)	Vol. Cierre (gal)	Vol. Apertura (gal)
7 1/16	5,000	1.2	1.2
7 1/16	10,000	1.2	1.2
7 1/16	15,000	1.2	1.2
11	5,000	3.3	3.2
11	10,000	3.3	3.2
11	15,000	5.5	5.4
13 5/8	5,000	5.5	5.2
13 5/8	10,000	5.5	5.2
13 5/8	15,000	11.6	11.4
16 3/4	3,000	10.2	9.4
16 3/4	5,000	10.2	9.4
20 3/4	3,000	8.1	7.2
21 1/4	2,000	8.1	7.2
11*	5,000	7.6	7.4
11*	10,000	7.6	7.4
11*	15,000	9	8.9
13 5/8*	5,000	10.9	10.5
13 5/8*	10,000	10.9	10.5
16 3/4*	3,000	19	18.1
16 3/4*	5,000	19	18.1
20 3/4*	3,000	14.9	14.3

* Para arietes de corte

Tabla 12 Volumen requerido para arietes.

Capacidad de Sostén de los Arietes			
Manufacturero	Medidas de TP		
	3 1/2	4 1/2	5
CAMERON IRON WORK			
Arietes modificados	425	550	600
Arietes estándar	300	400	450
HYDRIL			
Arietes modificados	600	600	600
Arietes estándar	250	250	250
SHAFFER			
SL, D.73.75	600	600	600

Tabla 13 Sostén de arietes.

1.3.6. Preventor Tipo "U".

Estos preventores de corte reemplazan la tapa del bonete y se agrega una brida intermedia. Basta con abrir los bonetes y girar el pistón de operación a 180°, ya que este opera con arietes normales y al girarlo opera como ariete de corte.

Dimensiones de preventor de reventones Cameron tipo "U" sencillo															
Tamaño	P (PSI)	Ag. Ver. (Pg)	A-1	A-2	A-3	A-4	B-1	B-2	C	E-1	E-2	F-1	F-2	G	Peso Aprox. (lbs.)
7 1/16	3,000	7 1/16	74.000*	109.500*	-	-	24.062*	-	20.250*	8.750*	-	7.844*	-	5.50*	2600
7 1/16	5,000	7 1/16	74.000*	109.500*	-	-	27.500*	25.188*	20.250*	10.406*	9.250*	9.625*	8.469*	5.50*	2800
7 1/16	10,000	7 1/16	74.000*	109.500*	-	-	30.562*	27.188*	20.625*	11.062*	9.375*	12.031*	10.344*	5.50*	3550
7 1/16	15,000	7 1/16	74.000*	109.500*	-	-	31.812*	-	20.625*	11.688*	-	12.656*	-	5.50*	3800
11	3,000	11	96.250*	146.875*	-	-	29.062*	-	25.125*	9.812*	-	10.531*	-	6.75*	5300
11	5,000	11	96.250*	146.875*	110.125*	150.188*	34.312*	29.312*	25.125*	12.438*	9.938*	13.156*	10.656*	6.75*	5600
11	10,000	11	96.250*	146.875*	110.125*	150.188*	35.688*	32.188*	25.750*	13.125*	11.375*	13.844*	12.094*	6.75*	6400
11 mod. 79	15,000	11	124.000*	175.312*	124.500*	167.125*	44.812*	33.875*	32.000*	16.688*	11.219*	17.781*	12.312*	9.25*	10,300
13 5/8	3,000	13 5/8	112.125*	171.500*	122.688*	166.062*	31.312*	-	29.250*	10.312*	-	11.531*	-	7.50*	7200
13 5/8	5,000	13 5/8	112.125*	171.500*	122.688*	166.062*	33.812*	31.938*	29.250*	11.562*	10.625*	12.781*	11.844*	7.50*	7700
13 5/8	10,000	13 5/8	114.125*	172.750*	124.688*	167.312*	41.688*	32.812*	30.250*	15.125*	10.688*	17.094*	12.656*	7.50*	10,300
13 5/8 Mod. B	15,000	13 5/8	139.000*	214.375*	152.250*	205.500*	53.688*	42.000*	39.500*	21.375*	15.500*	22.844*	17.000*	8.00*	23,700
16 3/4 Mod. B	3,000	16 ¾	127.250*	204.562*	147.250*	199.375*	40.062*	31.750*	35.750*	13.312*	9.156*	15.406*	11.250*	9.25*	13,700
16 3/4 Mod. B	5,000	16 ¾	129.250*	202.125*	149.250*	202.250*	43.062*	34.938*	35.750*	14.812*	10.750*	16.906*	12.844*	9.25*	13,750
16 3/4	10,000	16 ¾	139.000*	218.375*	155.500*	212.000*	49.688*	41.938*	39.500*	19.375*	15.500*	20.219*	16.344*	9.25*	23,300
18 3/4	10,000	18 ¾	156.375*	242.125*	166.500*	226.625*	56.000*	43.234*	42.500*	20.500*	13.875*	22.000*	15.344*	12.00*	28,900
20 3/4	3,000	20 ¾	143.688*	226.812*	163.938*	223.875*	40.562*	33.312*	39.516*	14.312*	10.688*	16.281*	12.656*	8.00*	13,650
21 1/4	2,000	21 ¾	143.688*	226.812*	163.938*	223.875*	37.188*	33.312*	39.516*	12.625*	10.688*	14.594*	12.656*	8.00*	13,250
21 1/4	5,000	21 ¾	164.250*	247.250*	180.938*	239.250*	50.938*	46.125*	42.500*	17.969*	17.181*	18.719*	14.688*	13.50*	30,000
21 1/4	10,000	21 ¾	163.375*	250.375*	181.125*	239.500*	66.000*	53.000*	47.250*	24.531*	18.031*	25.250*	19.750*	13.50*	34,650
26 3/4	3,000	26 ¾	169.625*	275.375*			48.312*		46.250*	17.438*		19.906*	-	8.00*	24,000

Tabla 14 Dimensiones de preventor Cameron tipo "U" (ariete).

Dimensiones de preventor de reventones Cameron tipo "U" doble.

Tamaño	P (PSI)	Ag. Vertical (pg.)	A-1	A-2	A-3	A-4	B-1	B-2	B***	C	E-1	E-2	F-1	F-2	G	H-1	H-2	J	Peso Aprox (lb)
7 1/16	3,000	7 1/16	74.000*	109.500*	-	-	41.000*	-	18.562*	20.250*	8.750*	-	7.844*	-	5.50*	25.688*	-	11.438*	5000
7 1/16	5,000	7 1/16	74.000*	109.500*	-	-	44.188*	41.875*	18.812*	20.250*	10.406*	9.250*	9.625*	8.469*	5.50*	27.094*	25.938*	11.188*	5200
7 1/16	10,000	7 1/16	74.000*	109.500*	-	-	48.625*	45.250*	17.438*	20.625*	11.062*	9.375*	12.031*	10.344*	5.50*	29.125*	27.438*	12.562*	6400
7 1/16	15,000	7 1/16	74.000*	109.500*	-	-	49.875*	-	17.438*	20.625*	11.688*	-	12.656*	-	5.50*	29.750*	-	12.562*	6750
11	3,000	11	96.250*	146.875*	-	-	49.250*	-	16.562*	25.125*	9.812*	-	10.531*	-	6.75*	30.000*	-	13.438*	9900
11	5,000	11	96.250*	146.875*	110.125*	150.188*	54.500*	49.500*	16.562*	25.125*	12.438*	9.938*	13.156*	10.656*	6.75*	32.625*	30.125*	13.438*	10,200
11	10,000	11	96.250*	146.875*	110.125*	150.188*	55.875*	52.375*	16.562*	25.750*	13.125*	11.375*	13.844*	12.094*	6.75*	33.312*	31.562*	13.438*	11,300
11 mod. 79	15,000	11	124.000*	175.312*	124.500*	167.125*	69.750*	58.812*	14.312*	32.000*	16.688*	11.219*	17.781*	12.312*	9.25*	41.625*	36.156*	15.688*	18,400
13 5/8	3,000	13 5/8	112.125*	171.500*	122.688*	166.062*	53.375*	-	15.438*	29.250*	10.312*	-	11.531*	-	7.50*	32.375*	-	14.562*	14,300
13 5/8	5,000	13 5/8	112.125*	171.500*	122.688*	166.062*	55.875*	54.000*	15.438*	29.250*	11.562*	10.625*	12.781*	11.844*	7.50*	33.625*	32.688*	14.562*	14,800
13 5/8	10,000	13 5/8	114.125*	172.750*	124.688*	167.312*	66.625*	57.750*	12.562*	30.250*	15.125*	10.688*	17.094*	12.656*	7.50*	40.062*	35.625*	17.438*	18,400
13 5/8 Mod. B	15,000	13 5/8	139.000*	214.375*	152.250*	205.500*	81.750*	70.125*	9.938*	39.500*	21.375*	15.500*	22.844*	17.000*	8.00*	49.438*	43.562*	20.062*	43,250
16 3/4 Mod. B	3,000	16 ¾	127.250*	204.562*	147.250*	199.375*	65.875*	57.562*	13.438*	35.750*	13.312*	9.156*	15.406*	11.250*	9.25*	39.125*	34.969*	16.562*	26,250
16 3/4 Mod. B	5,000	16 ¾	129.250*	202.125*	149.250*	202.250*	68.875*	60.750*	13.438*	35.750*	14.812*	10.750*	16.906*	12.844*	9.25*	40.625*	36.562*	16.562*	26,250
16 ¾	10,000	16 ¾	139.000*	218.375*	155.500*	212.000*	77.750*	70.000*	11.188*	39.500*	19.375*	15.500*	20.219*	16.344*	9.25*	47.438*	43.562*	18.812*	43,500
18 ¾	10,000	18 ¾	156.375*	242.125*	166.500*	226.625*	87.125*	74.000*	10.875*	42.500*	20.500*	13.875*	22.000*	15.344*	12.00*	51.500*	44.875*	19.125*	56,950
20 ¾	3,000	20 ¾	143.688*	226.812*	163.938*	223.875*	66.125*	58.875*	12.438*	39.516*	14.312*	10.688*	16.281*	12.656*	8.00*	39.875*	36.250*	17.562*	25,550
21 ¾	2,000	21 ¾	143.688*	226.812*	163.938*	223.875*	62.750*	58.875*	12.438*	39.516*	12.625*	10.688*	14.594*	12.656*	8.00*	39.188*	36.250*	17.562*	25,150
21 ¾	5,000	21 ¾	164.250*	247.250*	180.938*	239.250*	82.375*	74.000*	12.375*	42.500*	17.969*	17.181*	18.719*	14.688*	13.50*	49.031*	45.000*	17.625*	58,000
21 ¾	10,000	21 ¾	163.375*	250.375*	181.125*	239.500*	100.062*	87.062*	9.438*	47.250*	24.531*	18.031*	25.250*	19.750*	13.50*	58.594*	52.094*	20.562*	65,500
26 ¾	3,000	26 ¾	169.625*	275.375*			78.875*		7.438*	46.250*	17.438*		19.906*	-	8.00*	48.000*		22.562*	44,200

Tabla 15 Dimensiones de preventor Cameron tipo "U" doble.

Donde: A-1,2,3,4: longitud de tornillo. B-1,2: Altura. E-1,2: Línea central. F-1,2: parte superior ariete. H-1,2: Línea central de salida lateral.

A-1: Cubiertas cerradas, tornillos de fijación bloqueados, **A-2:** Cubiertas abiertas, tornillos de fijación no bloqueados, **A-3:** Cubiertas cerradas con bloqueos de cuña, **A-4:** Cubiertas abiertas con bloqueos de cuña, **B-1:** Alto: bridado, **B-2:** Alto: Cubos de sujeción, **C:** Ancho: Sin salidas laterales, **E-1:** línea central de la salida a la cara de la brida inferior, **E-2:** línea central de la salida lateral a la cara del cubo inferior, **F-1:** Parte superior del ariete a la cara de la brida superior, **F-2:** Parte superior del ariete superior a la cara del cubo superior, **G:** altura del ariete, **H-1:** línea central de la salida lateral entre los arietes a la cara del cubo inferior, **H-2:** línea central de la salida lateral entre los arietes a la cara del cubo inferior y **J:** parte superior del ariete inferior a la parte inferior del ariete superior.

Apriete (torque) requerido a Tornillos del Bonete para preventores Cameron tipo "U"							
Tamaño (pg)	Presión de Trabajo		Diámetro de Tornillo (pg.)	Núm.-Parte de tornillo	Tamaño Hexágono (pg.)	Apriete (Ft*Lb)	
	lb/pg ²	kg/cm ²				API-5A LUB	MOLY LUB
7 1/16	3,000	211	1 ¾	30312-6	2 3/8	1,600	900
	5,000	352	2	30312-2	2 3/8	2,200	1,200
	10,000	703	2 ½	30312-7	2 ¾	4,200	2,300
	15,000	1,055	2 7/8	30312-1	2 ¾	6,000	3,300
11	3,000	211	2 ¼	30312-4	2 ¾	3,000	1,600
	5,000	352	2 ½	30312-3	2 ¾	4,200	2,300
	10,000	703	3 1/8	30312-5	2 ¾	7,900	4,100
	15,000	1,055	3 ¾	30312-12	3 1/2	14,500	7,500
13 5/8	3,000	211	2 ¾	30312-9	2 ¾	5,600	3,000
	5,000	352	2 7/8	30312-1	2 ¾	6,000	3,300
	10,000	703	3 ¾	30312-12	3 ½	14,500	7,500
	15,000	1,055	4 ½	30312-18	4 5/8	25,500	13,000

Usando sellos de bonete tipo de labio

Tabla 16 Torque requerido para tornillos de bonete Cameron tipo "U".

1.3.7. Empaque para preventores de Arietes (Elastómeros).

Los empaques o partes elásticas de los BOP de ariete deben identificarse por el tipo de caucho, composición, proceso de fabricación empleado, grado y dureza.

Sus características determinan el uso más apropiado de cada tipo. Las partes elastoméricas deben ser marcadas al moldearse para identificar el tipo de caucho de acuerdo a un código estandarizado que nos permita hacer una buena selección de dicho material, el cual se constituye de la siguiente manera:

- A. Dureza.
- B. Código API.
- C. Número de fabricante.

Guía para selección del Elemento Sellante			
Tipo de elastómero	Rango de Dureza	Código API	Aplicación típica de servicio Fluidos de perforación
Epiclorohidrina	70-75	CO	Base agua y bajas temperaturas
Caucho natural	67-75	NR	Base agua, contaminación con H2S y temperaturas bajas y medias
Neopreno	70-78	CR	Base aceite y agua, contaminación con H2S y temperaturas normales y altas
Nitrilo	70-82	NBR	Base aceite, contaminación con H2S y temperaturas normales y altas

Tabla 17 Guía para seleccionar elemento sellante.

1.3.8. Acumuladores.

Los acumuladores son recipientes que almacenan fluidos hidráulicos bajo presión. Los terminos acumulador y unidad de cierre son empleados frecuentemente, precisando que una unidad de cierre es una manera de cerrar el preventor, mientras que un acumulador es una parte de este sistema que almacena fluido hidráulico bajo presión, actuando hidráulicamente para cerrar los BOP por medio de gas nitrógeno comprimido, los acumuladores almacenan energía la cual será usada para efectuar un cierre rápido. Existen dos tipos de acumuladores: separador y flotador.

1.3.8.1. Separador.

Es un acumulador de diágrama flexible de hule sintético con gran resistencia y con capacidad de separar completamente la precarga de nitrógeno del fluido hidráulico.

1.3.8.2. Flotador.

De pistón flotante para separar el nitrógeno del fluido hidráulico.

1.3.8.3. Capacidad Volumétrica del Acumulador y Requerimientos.

Es el volumen líquido recuperable de los acumuladores a la presión de operación que contengan 200 psi por arriba de la presión de recarga.

Como requerimiento mínimo todas las unidades de cierre deben estar equipadas de un banco de acumuladores con capacidad de suministrar un volumen usable y así poder cerrar un preventor de arietes, un preventor anular, más el volumen requerido para abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación (esto se realiza siempre con bombas paradas).

$$N. Acum. = Vol. cierre \times 0.3$$

Ecuación 11 Número de acumuladores.

1.3.8.4. Cálculos de Volumen del Acumulador.

Como la cámara presurizada ocupará espacio se debe calcular la cantidad de fluido real (fluido utilizable).

$$V_u = V_s \times (P_p + A_p) \times (A_p + R_p - 1)$$

Ecuación 12 Cálculo de volumen del acumulador.

Donde:

V_u = volumen de fluido utilizable, (gal).

V_s = vol. Fluido en sistema, (gal).

P_p = presión de precarga, (psi).

A_p = presión total del acumulador, (psi).

R_p = presión requerida para cerrar el preventor, (psi).

V_u debe ser mayor que el volumen total requerido para cerrar todas la funciones del acumulador multiplicado por el factor de seguridad apropiado. Los volúmenes necesarios para cerrar cada componente del conjunto de preventores pueden obtenerse en tablas, en este manual se otorga la formula para determinar los volúmenes (ec. 8) o consultarlo con su fabricante.

En los sistemas submarinos, se debe agregar la presión hidrostática de acuerdo a la profundidad del agua a los valores de V_s' , P_p' , A_p' y R_p' . Este volumen cambia dependiendo la profundidad (tirante de agua).

1.3.8.5. **Requerimiento de Presión y precargar de Acumuladores.**

Los acumuladores no deben operar a más de 3,000 lb/pg² su presión de precarga debe ser de 1,000-1,100 lb/pg² usando únicamente nitrógeno N_2 . Estos se encuentran provistos de una válvula de seguridad que abre a 3,500 lb/pg². Cuando se requiera operar entre 3,000-3,500 lb/pg² que es la máxima presión de operación, debe cerrarse la válvula aisladora de los acumuladores, esto funciona de acuerdo a la **Ley de Boyle, Ley de los gases a temperatura constante.**

$$P_1 \times V_1 = P_2 \times V_2 = P_3 \times V_3$$

Ecuación 13 Ley de Boyle.

$$V_1 = \frac{P_1 \times V_1}{P_1} = \frac{1,000 \times 10}{1,000} = 10 \text{ gal. } N_2$$

$$V_2 = \frac{P_1 \times V_1}{P_2} = \frac{1,000 \times 10}{3,000} = 3.333 \text{ gal. } N_2$$

$$V_3 = \frac{P_1 \times V_1}{P_3} = \frac{1,000 \times 10}{1,200} = 8.333 \text{ gal. } N_2$$

Capacidad de Acumuladores (pg)	Volumen Utilizable (gal)
8 ½	4.25
10	5
11	5.5
13	6.5

Tabla 18 Capacidad y volumen de acumuladores.

1.3.9. Precarga de Nitrógeno.

La mayoría de los líquidos generalmente no son compresibles, por lo tanto se utiliza una cámara rellena de gas ubicada dentro de las botellas del acumulador para empujar los fluidos de cierre hacia el BOP. Estas botellas deben tener una presión aproximada de 1,000 psi de precarga como presión de operación.

Se tiene un procedimiento para verificar las botellas:

- Cerrar el paso de aire hacia las bombas y apagar las bombas eléctricas.
- Cerrar la válvula de desconexión del acumulador.
- Abrir la válvula de drenaje y liberar el fluido hacia el reservorio principal.
- La válvula de drenaje debe permanecer abierta hasta que se verifique la precarga.
- Saque el protector de la válvula de precarga de las botellas del acumulador. Enrosque el ensamble de medidores de presión. Proceda a abrir la válvula de precarga del acumulador y enrosque la barra T. Verificar la precarga.
- El medio se debe leer 1,000 psi o una presión muy cercana a este valor.
- Si tiene 1,000 psi, libere el exceso de presión, si tiene menos de 900 psi, recargue con nitrógeno hasta lograr la presión adecuada.
- Cierre válvula de precarga desenroscando la barra T y saque el ensamble de medidores. Coloque nuevamente el protector.
- Abra la válvula de cierre del acumulador.

Encienda el aire y la energía eléctrica. La unidad debería recargarse automáticamente.

1.3.9.1. *Tiempo de Respuesta.*

El banco de acumuladores accionan el sistema de cada preventor de cierre menores de 18 ¾" de diámetro en un tiempo no mayor a 30 segundos. Si el preventor es $\geq 18 \frac{3}{4}$ " deberá cerrarse en 45 segundos.

Las prácticas recomendadas **API RP-53 señalan que los sistemas acumuladores deben tener un cantidad mínima de fluido igual a tres veces el volumen requerido para cerrar el preventor anular y de ariete.** Esto ofrecerá un margen de seguridad igual a 50%, mientras que una regla de campo, sugiere tres veces el volumen necesario para cerrar todos los preventores instalados.

1.3.10. Unidad de Potencia Hidráulica.

Esta bomba es un conjunto hidráulico, neumático y eléctrico. Su función es mantener una presión acumulada para operar en emergencias el cierre de los preventores. Para efectuar el cierre de los Preventores por medio de la UPH, se puede hacer con los acumuladores, con la bomba hidráulica triplex o con las bombas neumáticas y con el paquete de energía auxiliar.

Las bombas son instaladas de tal manera que cuando la presión en los acumuladores baje al 90% de la presión de operación, se active un interruptor electromagnético y arranquen automáticamente para establecer la presión.

En las plataformas marinas deberá tenerse un tablero de control remoto en la oficina del superintendente y una consola adicional ubicada en el muelle que este situado a favor de los vientos dominantes.



Imagen 27 UPH y acumuladores, PEMEX 2020.

La bomba hidroeléctrica está equilibrada para que cuando la presión en los acumuladores baje al 90% (2,700 psi), la presión de operación se active, accionando un interruptor electromagnético y arranque automáticamente para restablecer la presión de los acumuladores y pare a 3,000 psi.

Características de la bomba eléctrica		Presión de operación recomendada	
Motor	20 HP	Múltiple Distribución	1,500 psi
RPM	1,750	Acumulador	3,000 psi
Dim. Embolo	7/8"	Anular Cameron "D"	1,500 psi
Carrea de embolo	2 1/4"	Anular Hydrill "MSP"	1,500 psi
Emboladas por min.	496	Anular Hydrill "GK"	750 psi
Gasto gpe	0.0175	Presión de aire	120 psi
gasto gpm	8.68 (100%) ef.	Vol. Fluido Hidráulico	½ - ¾ Cap.

Tabla 19 Características de bomba eléctrica.

1.3.10.1. Bomba Hidroneumática.

La bomba hidroneumática está equilibrada para que cuando la presión en los acumuladores baje al 90% (2,700 psi), la presión de operación active un interruptor hidroneumático y arranque automáticamente para restablecer la presión de los acumuladores y pare a 2,900 psi.

El sistema de la unidad de cierre debe contar con dos fuentes de energía dependientes del equipo de perforación y una independiente que deberá considerarse como último recurso para cerrar los preventores.

Relación de presión: 1:60 por cada psi de aire que genera 60 psi de P_h ; P_{aire} : 120 psi; $P_{m\acute{a}x}$ $120 \times 60 = 7,200$ psi.

1.3.10.2. Cierre de un preventor utilizando el Sistema de Respaldo con Energía adicional de Nitrógeno N₂.

Procedimiento:

- 1) Quitar tapones laterales de 4" del tanque de almacenamiento.
- 2) Verificar que la válvula de purga esté cerrada y que ninguna válvula Ram-Lock esté parcialmente activada.
- 3) Aislar (cerrar) el banco de acumuladores con la válvula.
- 4) Posicionar en neutral la válvula.
- 5) Colocar en posición de cerrar la válvula Ram-Lock del preventor seleccionado y posicionar en abierto la Ram-Lock que acciona la válvula hidráulica de la línea de estrangular.
- 6) Abrir la válvula del cilindro de N₂ seleccionado, observando que tenga una presión mínima de 84 kg/cm² en el manómetro del banco.
- 7) Abrir la válvula general de N₂, verifique el cierre del preventor y coloque los candados (yugos).
- 8) Antes de realizar cualquier otra operación en el sistema de unidad de cierre. Cierre la válvula general del cilindro de N₂. Descargue la presión de N₂ de las líneas utilizadas para el cierre del tanque del depósito abriendo lentamente la válvula de purga hasta descargar completamente la presión.

Recomendaciones antes de utilizar el nitrógeno:

- Revise que las válvulas de los cilindros y la válvula general de N₂ estén cerradas.
- Observe el cierre del preventor, coloque los yugos y de inmediato cierre las válvulas de N₂.
- Nunca opere la válvula Ram-Lock de una posición a otra (abrir a cerrar o viceversa) estando la línea re presionada con N₂ ya que originará un accidente.

1.4. Características de Cabezales y Árboles.

El cabezal es la base en la superficie sobre la cual se construye el pozo durante las operaciones de perforación y terminación. Durante este proceso, el pozo está controlado por un preventor y un múltiple de estrangulación, sellando cada espacio anular por el cabezal de pozo.

El cabezal de pozo y árbol de navidad son dispositivos mecanizados de acero, los cuales proveen un medio de conducción entre el pozo y las conexiones de superficie. Este dispositivo ayuda a sostener el equipo de control de arremetidas durante la perforación, suministrando un sello entre las diferentes tuberías de revestimiento y finalmente una conexión para el árbol de navidad que controla el flujo de fluidos del pozo.

Cuando la fase de perforación y terminación de pozo concluyen, la vida productiva del pozo comienza, ya que este equipo representa una parte importante porque controla todo el pozo siendo este el punto final donde la sarta de revestimiento y tuberías de producción quedan asentadas en superficie.

El árbol de navidad será utilizado para la producción e inyección, así como proveer acceso hidráulico al espacio anular, controlando y dirigiendo la entrada y salida de fluidos bajo condiciones de presión por medio del uso de las válvulas de seguridad.



Imagen 28 Árboles y Cabezales en pozo somero, PEMEX 2020

Cuando el pozo está terminado e instalada la tubería, se deberá retirar los Preventores de reventones instalando el árbol de navidad para controlar el flujo del pozo.

El diseño de un cabezal debe estar pensado en: soportar cargas de tensión de tubulares suspendidos, tener la capacidad de sellar a presión aislando el pozo del ambiente exterior, aislar entre TR y formaciones de fondo de pozo, así como mantener la presión en operaciones de control de pozo, pruebas de pozo o periodos de cierre.

Las salidas laterales del cabezal pueden utilizarse para instalar las líneas secundarias de control (líneas auxiliares) y su uso deberá limitarse para casos de emergencia estrictamente. Cuando las líneas no están instaladas, es recomendable disponer de una válvula y un manómetro en dichas salidas.

La norma API-6A establece las siguientes especificaciones para el cabezal de tubería de revestimiento:

- La presión de trabajo deberá ser igual o mayor que la presión superficial máxima que se espere manejar.
- La resistencia mecánica y capacidad de presión acorde a las bridas API y la tubería en que se conecte, deberán soportar los esfuerzos acumulados.
- Resistencia a la flexión (pandeo) debe ser igual o mayor que la TR en que se conecta.
- PSL (Product Specification Level): Nivel de especificación del producto.
- PR (Performance requirement): Requerimiento de rendimiento.
- Temperatura.
- Material.

Las funciones del cabezal y sus accesorios deben cumplir con: controlar y dirigir la entrada y salida de fluidos bajo las condiciones de presión de distintas tuberías, principalmente con el uso de válvulas y reductores. Además de proporcionar salidas para el retorno de fluidos que ascienden por el espacio anular, debe facilitar la suspensión y sellar la siguiente sarta de revestimiento, así como los espacios anulares entre tuberías, suspender la tubería de producción y la de revestimiento utilizando colgadores. Por último, debe servir como base para instalación de las válvulas de seguridad (BOP), permitiendo el cierre ante cualquier cambio de presión mientras se está trabajando en el pozo para controlar los influjos ante cualquier situación anormal que se presente durante los trabajos de reacondicionamiento.

Las partes de un cabezal se dividen por secciones, las cuales están unidas por conexiones adecuadas y métodos de suspensión. A la cabeza de tubería se le conoce como Casing Head: es la sección más baja del ensamble del cabezal de pozo, por lo cual

es sometido a un esfuerzo de tensión equivalente al peso de toda la sarta de tubería y a esfuerzos de compresión los cuales son equivalentes al peso de los equipos en superficie.

El Cabezal se conectará directamente a la tubería de revestimiento, se diseña un espacio interior especial que permita el acoplamiento en conjunto de un dispositivo llamado colgador (centrar y sellar el espacio anular entre pared de pozo y tubería). En el espacio de asentamiento, debe tener un perfil para soportar el peso para el tipo de cabezal que se instalará.

La clasificación de un Cabezal depende del tipo de mecanismo de producción, sus diferentes sistemas operativos, configuración de conexión y completamiento del pozo en superficie; estas pautas se clasifican e identifican como: FC-22, Casing Spool FC-22, Tubing Head FTCM, Tubing Head FTC-60, etc.

Cabezal FC-22																		
Brida Superior		Presión de trabajo		Conexión de fondo.		Salida		Dim. A		Dim. B		Dim. C		Dim. D		Peso Aprox.		Parte numérica.
pg.	mm	Psi	Mpa	pg.	mm	2" LP	2-1/16"	Pg.	mm	Pg.	mm	Pg.	mm	pg.	mm	lb	kg	
11	279.4	2,000	13.8	8 5/8	219.1	√	-	15 ¾	400.1	9 1/16	230.2	8	203.2	10 7/8	276.2	340	155	08098S
11	279.4	2,000	13.8	9 5/8	244.5	√	-	15 ¾	400.1	9 1/4	235	8	203.2	10 7/8	276.2	320	145	30875S
11	279.4	2,000	13.8	10 3/4	273.1	√	-	16 ¾	412.8	10 1/4	260.4	10	254	10 7/8	276.2	300	136	19796S
11	279.4	3,000	20.7	8 5/8	219.1	√	-	17	431.8	9 1/16	230.2	9	228.6	10 7/8	276.2	460	209	08355S
11	279.4	3,000	20.7	9 5/8	244.5	√	-	17	431.8	9 1/4	235	9	228.6	10 7/8	276.2	430	195	00077S
11	279.4	5,000	34.5	8 5/8	219.1	-	√	21	533.4	13 3/4	349.3	8	203.2	10 7/8	276.2	-	-	44385S
11	279.4	5,000	34.5	9 5/8	244.5	-	√	21	533.4	13 3/4	349.3	9	228.6	10 7/8	276.2	-	-	43571S
11	279.4	5,000	34.5	10 3/4	273.1	-	√	21	533.4	13 3/4	349.3	10	254	10 7/8	276.2	-	-	45116S
13 5/8	346.1	3,000	20.7	11 3/4	298.5	√	-	16 1/16	408	9 3/8	238.1	11	279.4	13 1/2	342.9	587	267	08099S
13 5/8	346.1	3,000	20.7	13 3/8	339.7	√	-	16	406.4	9 3/8	238.1	12 11/16	322.2	13 1/2	342.9	500	227	08252S
13 5/8	346.1	5,000	34.5	13 3/8	339.7	-	√	17 ¾	450.9	10 3/8	263.5	12 ½	317.5	13 1/2	342.9	1430	650	08253S
16 3/4	425.5	3,000	20.7	16	406.4	-	√	21	533.4	12 1/8	308	15 ¾	387.4	16 5/8	422.3	998	454	43321S
20 3/4	527.1	3,000	20.7	20	508	√	-	18 ¾	463.6	10 7/8	276.2	19	482.6	20 1/8	511.2	1331	605	09491S
21 1/4	539.8	2,000	13.8	20	508	√	-	18 ½	469.9	11 7/8	301.6	19 3/16	487.4	20 1/8	511.2	1210	550	09490S

Tabla 20 Cabezal FC-22.

EQUIPOS MARINOS DE PERFORACIÓN Y SUS ACCESORIOS

Casing Spool FC-22																				
Brida Superior		Brida Superior P de trabajo		Brida Inferior		Brida Inferior P trabajo		Salida (1), (2)		Dim. A		Dim. B		Dim. C		Dim. D		Peso Aprox.		Parte numérica (3)
pg.	mm	Psi	Mpa	Pg.	mm	Psi	Mpa	2" LP	2-1/16"	pg.	mm	Pg.	mm	pg.	mm	pg.	mm	lb	kg	
11	279.4	3,000	20.7	11	279.4	2,000	13.8	-	-	18 1/2	469.9	9	228.6	8 1/2	215.9	10 7/8	276.2	886	403	-
11	279.4	3,000	20.7	11	279.4	3,000	20.7	√	-	19 3/8	492.1	9	228.6	8 1/2	215.9	10 7/8	276.2	1,014	461	35574S
11	279.4	3,000	20.7	13 5/8	346.1	2,000	13.8	√	-	18 1/2	469.9	9	228.6	9	228.6	10 7/8	276.2	1,069	486	37539S
11	279.4	3,000	20.7	13 5/8	346.1	3,000	20.7	-	√	18 1/2	469.9	10 1/4	260.4	10	254	10 7/8	276.2	1,254	570	95418S
11	279.4	3,000	20.7	16 3/4	425.5	3,000	20.7	-	-	21 1/2	546.1	10 5/8	269.9	10	254	10 7/8	276.2	1,711	778	-
11	279.4	3,000	20.7	20 3/4	527.1	3,000	20.7	-	-	21 1/2	546.1	10 5/8	269.9	10	254	10 7/8	276.2	2,800	1,273	-
11	279.4	5,000	34.5	11	279.4	3,000	20.7	-	-	19 3/8	492.1	11 1/8	282.6	10	254	10 7/8	276.2	1,259	572	-
11	279.4	5,000	34.5	11	279.4	5,000	34.5	-	-	24 3/8	619.1	12 1/5	309.6	10	254	10 7/8	276.2	1,259	572	-
11	279.4	5,000	34.5	13 5/8	346.1	3,000	20.7	-	√	19 13/16	503.2	10 7/8	276.2	10	254	10 7/8	276.2	1,503	683	98471S
11	279.4	5,000	34.5	13 5/8	346.1	5,000	34.5	-	-	21 1/2	546.1	11	279.4	10	254	10 7/8	276.2	2,178	990	-
11	279.4	5,000	34.5	16 3/4	425.5	3,000	20.7	-	-	20 7/8	530.2	11	279.4	10	254	10 7/8	276.2	2,063	938	-
11	279.4	10,000	69	11	279.4	5,000	34.5	-	√	26 1/4	666.8	13 1/8	333.4	9	228.6	10 7/8	276.2	2,778	1,263	90272S
11	279.4	10,000	69	13 5/8	346.1	5,000	34.5	-	√	25 1/2	647.7	13 3/4	336.6	9	228.6	10 7/8	276.2	2,930	1,332	89371S
11	279.4	10,000	69	16 3/4	425.5	5,000	34.5	-	-	27 3/4	704.9	14 1/8	358.8	10	254	10 7/8	276.2	3,583	1,620	-
13 5/8	346.1	3,000	20.7	16 3/4	425.5	3,000	20.7	-	-	22	558.8	10 1/2	266.7	12 1/2	317.5	13 1/2	342.9	1,717	780	-
13 5/8	346.1	3,000	20.7	21 1/4	539.8	2,000	13.8	-	-	23	584.2	10 1/2	266.7	12 1/2	317.5	13 1/2	342.9	2,731	1,241	-
13 5/8	346.1	5,000	34.5	16 3/4	425.5	3,000	20.7	-	-	23 1/2	596.9	12	304.8	12 1/2	317.5	13 1/2	342.9	2,213	1,006	-
13 5/8	346.1	5,000	34.5	20 3/4	527.1	3,000	20.7	-	-	23 1/4	590.6	9 3/4	247.7	12 5/8	320.7	13 1/2	342.9	3,743	1,701	-
13 5/8	346.1	5,000	34.5	21 1/4	539.8	2,000	13.8	-	-	23 5/8	600.1	12	304.8	12 1/2	317.5	13 1/2	342.9	3,064	1,393	-

Tabla 21 Casing Spool FC-22.

EQUIPOS MARINOS DE PERFORACIÓN Y SUS ACCESORIOS

Tubing Head FTCM

Brida Superior		Brida Superior P. trabajo		Brida Inferior		Brida Inferior P. trabajo		Salida (1), (2)		P. trabajo de salida		Dim. A		Dim. B		Dim. C		Dim. D		Peso Aprox.		Parte numérica (3)
pg.	mm	Psi	Mpa	Pg.	mm	psi	Mpa	2" LP	2-1/16"	Psi	Mpa	pg.	mm	Pg.	mm	pg.	mm	pg.	mm	lb	Kg	
7 1/16	179.4	2,000	13.8	11	279.4	2,000	13.8	√	-	5,000	13.8	17 1/4	438.2	8 5/8	219.1	6 3/8	161.9	7	177.8	420	191	20564S
7 1/16	179.4	3,000	20.7	11	279.4	3,000	20.7	√	-	5,000	13.8	17 1/4	438.2	8 3/4	222.3	6 3/8	161.9	7	177.8	574	261	24063S
7 1/16	179.4	5,000	34.5	11	279.4	3,000	20.7	-	√	5,000	34.5	22 1/4	565.2	11 3/4	298.5	6 3/8	161.9	7	177.8	675	307	23989S
7 1/16	179.4	5,000	34.5	11	279.4	5,000	34.5	-	√	5,000	34.5	24 1/2	622.3	11 3/4	298.5	6 3/8	161.9	7	177.8	897	408	44996S
7 1/16	179.4	10,000	69	11	279.4	5,000	34.5	-	√	10,000	69	25	635	13 1/8	333.4	6 3/8	161.9	7	177.8	1,170	532	35514S
7 1/16	179.4	10,000	69	11	279.4	10,000	69	-	√	10,000	69	26 3/8	669.9	12 1/4	311.2	6 3/8	161.9	7	177.8	1,426	648	24072S
11	279.4	3,000	20.7	13 5/8	346.1	3,000	20.7	-	√	5,000	34.5	23 1/4	590.8	12 3/8	314.3	10	254	10 7/8	276.2	838	381	44885S
11	279.4	5,000	34.5	11	279.4	5,000	34.5	-	√	5,000	34.5	26 1/2	673.1	13 1/4	336.6	8 1/2	215.9	10 7/8	276.2	800	364	43785S
11	279.4	5,000	34.5	13 5/8	346.1	5,000	34.5	-	√	5,000	34.5	26	660.4	13 5/8	346.1	10	254	10 7/8	276.2	1,595	725	45261S
11	279.4	10,000	69	11	279.4	10,000	69	-	√	10,000	69	26	660.4	13	330.2	11	279.4	10 7/8	276.2	-	-	-

Tabla 22 Tubing Head FTCM.

EQUIPOS MARINOS DE PERFORACIÓN Y SUS ACCESORIOS

Tubing Head FTC-60																						
Brida Superior		Brida Sup. P de trabajo		Brida Inferior		Brida Inferior P. de trabajo		Salida (1), (2)		P. de trabajo de salida		Dim. A		Dim. B		Dim. C		Dim. D		Peso Aprox.		Parte numérica (3)
Pg.	mm	Psi	Mpa	pg.	mm	Psi	Mpa	2" LP	2-1/16"	psi	Mpa	pg.	mm	pg.	mm	pg.	mm	Pg.	mm	lb	kg	
7 1/16	179.4	3,000	20.7	11	279.4	2,000	13.8	√	-	5,000	13.8	19 1/2	495.3	9 1/2	241.3	6 3/4	171.5	7	177.8	565	250	-
7 1/16	179.4	3,000	20.7	11	279.4	3,000	20.7	-	√	5,000	13.8	22 1/4	565.2	11 3/4	298.5	6 3/4	171.5	7	177.8	605	275	40269S
7 1/16	179.4	5,000	34.5	11	279.4	3,000	20.7	-	√	5,000	34.5	22 1/4	565.2	11 3/4	298.5	6 3/4	171.5	7	177.8	675	307	97920S
7 1/16	179.4	5,000	34.5	11	279.4	5,000	34.5	-	√	5,000	34.5	24 4/7	623.9	11 3/4	298.5	6 3/4	171.5	7	177.8	897	408	97957S
7 1/16	179.4	10,000	69	11	279.4	5,000	34.5	-	√	10,000	69	25	635	13 5/8	346.1	6 3/4	171.5	7	177.8	1,170	532	29450S
7 1/16	179.4	10,000	69	11	279.4	10,000	69	-	√	10,000	69	26 3/8	669.9	13 5/8	346.1	6 3/4	171.5	7	177.8	1,426	648	-
11	279.4	3,000	20.7	13 5/8	346.1	3,000	20.7	-	√	5,000	34.5	-	-	-	-	10	254	10 7/8	276.2	838	381	-
11	279.4	5,000	34.5	11	279.4	5,000	34.5	-	√	5,000	34.5	-	-	13 5/8	346.1	10	254	10 7/8	276.2	-	-	-
11	279.4	5,000	34.5	13 5/8	346.1	5,000	34.5	-	√	5,000	34.5	26	660.4	13 5/8	346.1	10	254	10 7/8	276.2	1,640	745	45261S
11	279.4	10,000	69	11	279.4	10,000	69	-	√	10,000	69	26	660.4	13	330.2	10	254	10 7/8	276.2	-	-	-

Tabla 23 Tubing Head FTC-60

1.4.1. Árbol de Preventores, Diseño.

Los árboles de preventores para tubería de revestimiento se encuentran instalados en la parte superior y su conexión inferior puede ser rosca o con sección soldable.

Los carretes para tubería de producción se encuentran instalados en la parte superior de un cabezal o carrete para TR. Diseñados interiormente con mecanismos que permitan colgar y sellar la TP ayudados por los tornillos de sujeción en la brida superior.

Los árboles y carretes están diseñados para soportar las cargas siguientes:

- Cargas por tubería colgada.
- Cargas térmicas de la tubería.
- Cargas de presión por prueba de preventores y prueba de presión en los colgadores y sellos.
- Cargas externas axiales y de flexión.
- Las conexiones bridadas o roscadas deberán cumplir con las especificaciones API.
- Las conexiones soldables están fuera de las especificaciones API.

Rangos de Presión (PR).

Los rangos de presión serán de: 2,000, 3,000, 5,000, 10,000, 15,000 y 20,000 lb/pg², las temperaturas y tipos de servicio serán de acuerdo a la sección 300 de API-6A.



Imagen 29 Medio árbol de preventores, PEMEX 2020.

Marcado.

Todos los cabezales, BOP y carretes deberán cumplir con la sección de marcado.

- 1) Especificación.
- 2) Edición de especificación.
- 3) Temperatura clase (clave).
- 4) Material clase (clave).
- 5) Nivel de especificación de producto.
- 6) Requisito de producto.
- 7) Fecha de fabricación.
- 8) Medidas.
- 9) Presión.
- 10) Modelo.
- 11) Compañía.
- 12) Número de serie.

1.4.2. Arreglo de Preventores.

El arreglo de preventores se encuentra en el cabezal del pozo bajo la mesa rotatoria y se compone por los siguientes elementos:

- Preventor anular: tiene la capacidad de cerrar sobre cualquier forma o diámetro de herramienta que se encuentra en el agujero.
- Preventor de arietes: cierran el espacio alrededor de una tubería de perforación moviendo los arietes desde la posición abierta hasta una posición cerrada abrazando radialmente la tubería.
- Carrete de perforación: es un espaciador de acero cilíndrico y pared gruesa con conexiones de brida o de grapa arriba y abajo que se coloca entre los preventores para separar los componentes.
- Preventor ciego o de corte: están diseñados para cortar la tubería y proveer sello sobre un hueco abierto.
- Cabezal de pozo: está montado sobre el tope de la TR y sobre el cual se monta el arreglo de preventores.

En los arreglos de Preventores es necesario contar con distintas variedades de carretes, tamaños y especificaciones de los Preventores que se estén utilizando. Pueden ser de dos tipos:

- Carrete de control.
- Carrete espaciador.

Carrete de control: conexión que se instala con el conjunto de Preventores y sirve para conectar las líneas principales de matar y estrangular, o líneas primarias y cuenta con dos salidas laterales de 2 1/16" y/o 4 1/16", por una salida se instala la línea de estrangular, que cuenta con una válvula mecánica seguidamente de una válvula hidráulica con sus bridas compañeras y un codo de 90° o un porta estrangulador de alta resistencia a la fricción donde descargarán directamente los fluidos del pozo al ensamble de estrangulación.

En la otra salida del carrete se instala la línea de matar que consta de una válvula mecánica y una check, más bridas compañeras y un codo de 90° o un porta estrangulador de alta resistencia a la fricción para la inyección directa de fluidos de control atravesando el espacio anular.

Carrete espaciador: es empleado para extender en altura el arreglo de BOP's, y que a su vez nos permita la instalación de los subsecuentes preventores y librar espacios confinados en los escenarios siguientes:

Trabajos terrestres: Se usa para librar las dimensiones del contrapozo y ajustarse a la altura de la subestructura de los equipos terrestres, en consecuencia, que permita abrir los bonetes de los preventores de arietes en caso de ser necesario.

Trabajos costa fuera: Es utilizado principalmente para librar espacio entre los conductores contiguos y/o el cabezal de grupo, así como de las viguetas principales de las estructuras.



Imagen 30 Ensamble de carrete y cabezal por etapas, PEMEX 2020.

1.4.3. Instalación de preventores en Aguas Someras.

El criterio necesario para la selección de arreglos de Preventores es el mismo en ambientes terrestres y marinos someros ya que se usan los mismos arreglos.

En el caso de perforar mediante una plataforma petrolera Autoelevable, los preventores se instalan en el piso de producción, los cuales se encuentran abajo del piso de perforación.

En las imágenes anteriores (28 y 29) se ilustra un conjunto de Preventores instalados en una plataforma petrolera. El arreglo de Preventores está instalado entre el piso de Preventores y el piso de producción.

En las siguientes ilustraciones se muestran arreglos de Preventores usados en terminación y reparación de pozos con diámetros de 13 5/8" para presión de trabajo de 10K en adelante, se hace ver la distancia entre cada equipo y el modo correcto de usar el carrete espaciador, así como la línea de matar y estrangular.

Para un yacimiento con casquete de gas, el arreglo para pozo debe ser de 13 5/8" de 10K en adelante, la diferencia entre ambas, es el uso del preventor rotatorio, dado que el arreglo es para un casquete de gas. Es necesario el uso de preventor rotatorio ya que este controla el flujo de gas.

En las plataformas es necesario tener el espacio adecuado para el alojamiento de equipos, es por eso que el arreglo de válvulas de control o stand pipe, se encuentra en el piso de producción en forma vertical con el fin de optimizar espacio.

1.4.4. Árbol Submarino.

En la terminación de un pozo, el equipo superficial incluye los Riser (tubería que va desde el equipo de perforación hasta el conjunto de preventores en el lecho marino o superficial, proporciona un conducto para operar la sarta de perforación y demás herramientas durante la perforación, también se usa para circular el lodo hacia el pozo evitando la comunicación del fluido de control con el medio marino), el árbol productor submarino que va a operar y controlar el pozo dividiendo los flujos por TR y por TP, y el cabezal del pozo, es decir, la base del árbol submarino incluye a la bola colgadora, la cual se va a necesitar para introducir y colgar nuestro aparejo de producción.

El árbol submarino es un arreglo de válvulas, tuberías, accesorios y conexiones instaladas sobre el pozo para mantener la presión y controlar el flujo de hidrocarburos del mismo. La orientación de las válvulas puede ser vertical al pozo u horizontal en la salida del árbol. Las válvulas son operadas por señales eléctricas o hidráulicas.

El árbol submarino puede trabajar a profundidades de 3,000 m con presiones de 15,000 psi y temperaturas con un rango de entre 170 °C a 176.7 °C. el módulo de flujo puede configurarse para cualquier aplicación, incluyendo la producción, inyección e intervención.

Cada árbol submarino cuenta con un medidor multifásico, puntos de inyección de productos químicos, capacidad de inyección de gas y sistema de control de presión y temperatura. Pueden realizar hasta nueve funciones simultáneas.

Dicho árbol es operado por un módulo submarino de control (SMC) que permite circular los fluidos producidos y los fluidos inyectados en él.

Independientemente del tipo de árbol, un árbol submarino está compuesto por cinco partes principales, que son:

- **Producción:** es la parte del árbol que se encarga de proveer un conducto por medio del cual pasa la producción proveniente del pozo; o si es el caso, la inyección de fluidos del exterior del pozo.
- **Espacio anular:** es la parte del árbol que como su nombre lo indica, se encarga de conectar o proveer el acceso al espacio anular.
- **Servicios:** es la parte del árbol que se encarga de transitar todos los fluidos para el servicio de pozo; por ejemplo: la inyección de químicos, sensores de presión y temperatura.
- **Estrangulador:** parte importante que regula la producción de este y sirve como elemento de seguridad.
- **Control:** compuesta por un módulo encargado de controlar cada una de las válvulas del árbol.

1.4.5. Preventores Submarinos en Aguas Profundas.

El árbol submarino es el sistema de control de presión localizado en el cabezal del pozo, el árbol consiste en una serie de válvulas que proveen una interface entre el yacimiento y la superficie, su función es:

- Proveer una fuerte barrera a la presión entre el yacimiento y la superficie.
- Ser un medio que permita la producción controlada.
- Ser un sistema que permita intervenciones en diferentes etapas de trabajo.

1.4.6. Clasificación de Árboles Submarinos.

Estos árboles se le clasifican en secos y mojados. Los árboles secos se usan en aguas someras y profundas con tirantes de agua inferiores a 1,830 (m), 6,000 (ft), estos árboles pueden instalarse sobre una plataforma marina o spar. Se llaman secos porque se instalan en la plataforma, mientras que los mojados se instalan en el lecho marino y se usan en aguas profundas o ultra profundas, dichos árboles se clasifican en: verticales y horizontales.

Árboles submarinos:

- Aguas someras: de 0 a 500 metros 1640 (ft).
- Aguas profundas: de 500-1500 (m) o 1600-5000 (ft).
- Aguas ultra profundas: más de 1500 (m) o 5000 (ft) en adelante.

En aguas someras se usa un tipo de árbol mojado llamado “árbol de producción para lecho marino”.



Imagen 31 Árbol submarino GL/DO motomecánica.

1.4.7. Árboles submarinos para pozos Someros.

Hay dos tipos de árboles que se usan en aguas someras: árbol de un solo agujero y árbol de producción para nivel de lecho marino.

1.4.7.1. *Árbol de un solo Agujero.*

Se deriva de los diseños de árboles secos pero adaptados a los cabezales submarinos, utiliza un diseño más sencillo. El espacio anular de este árbol es conectado a través de una salida lateral en el tubing spool o mediante una interfaz de tipo válvula check ubicada entre el árbol y el colgador provocando que el espacio anular no se extienda verticalmente a través del árbol.

1.4.7.2. *Árbol de producción para lecho marino.*

El árbol de producción para nivel de lodo es un sistema de producción simple, estos árboles son económicos y su funcionalidad es muy sencilla. Su instalación es asistida por buzos, esto reduce costos y problemas de instalación, el equipo que se emplea para su instalación puede ser una Autoelevable o bien desde plataforma flotante.



Imagen 32 Sistema de árboles, PEMEX 2020.

1.4.8. **Árbol submarino para aguas profundas y ultra profundas.**

Existen tres tipos: vertical, horizontal y eléctrico. Todos pueden operar a 3,000[m] o 10,000[ft].

También conocidos como árboles mojados, son sistemas submarinos que consisten en un arreglo de válvulas y sirven para tener un control de producción y de la inyección al pozo. Su diseño fue pensado para aguas profundas, pero en la actualidad tiene también aplicación en aguas someras con equipos sencillos y de bajo costo. Los subsistemas modulares que los componen son: conectores, cuerpo o estructura del árbol, válvulas, tubería de suspensión, bola colgadora, tapones y sellos internos, estranguladores y controles.

El árbol vertical es un equipo muy robusto con gran capacidad de manejo de la producción, así como también de inyección de fluidos y control de pozo, su instalación se realiza por medio de cables guías o bien por medio de tubería de perforación, su instalación es fácil.

Características: aplicación en pozos de aceite y gas, P y T máximas de operación de 15,000 (psi) y 350 °F, conexiones directas al Manifold, profundidad máx.:10,000 (ft), conexión superior de 18 ¾" o 16 ¾", tiene sistema de control electrohidráulico, fácil acceso con ROV, su vida útil es de 20 años y su peso va desde 105,000 (lbm).



Imagen 33 Árbol submarino vertical, Slideshare.



Imagen 34 Árbol submarino horizontal, Slideshare.

El árbol horizontal tiene como ventaja su tiempo de instalación de sólo dos días, sus válvulas se localizan en los costados permitiendo fácil acceso a la tubería de producción. Sus características son las mismas que el vertical, solo que sus válvulas de producción están en los costados y no por encima de la bola colgadora. Tiene como capacidad para introducir 7 tuberías en el pozo mientras que el vertical se puede 11 para control y monitoreo e inyección de químicos.

Esquemas ilustrativos de los arreglos de preventores.

Arreglo estándar de conexiones superficiales de control para perforación de pozos de desarrollo con presiones máximas de 2,000 PSI con Preventores sencillos.

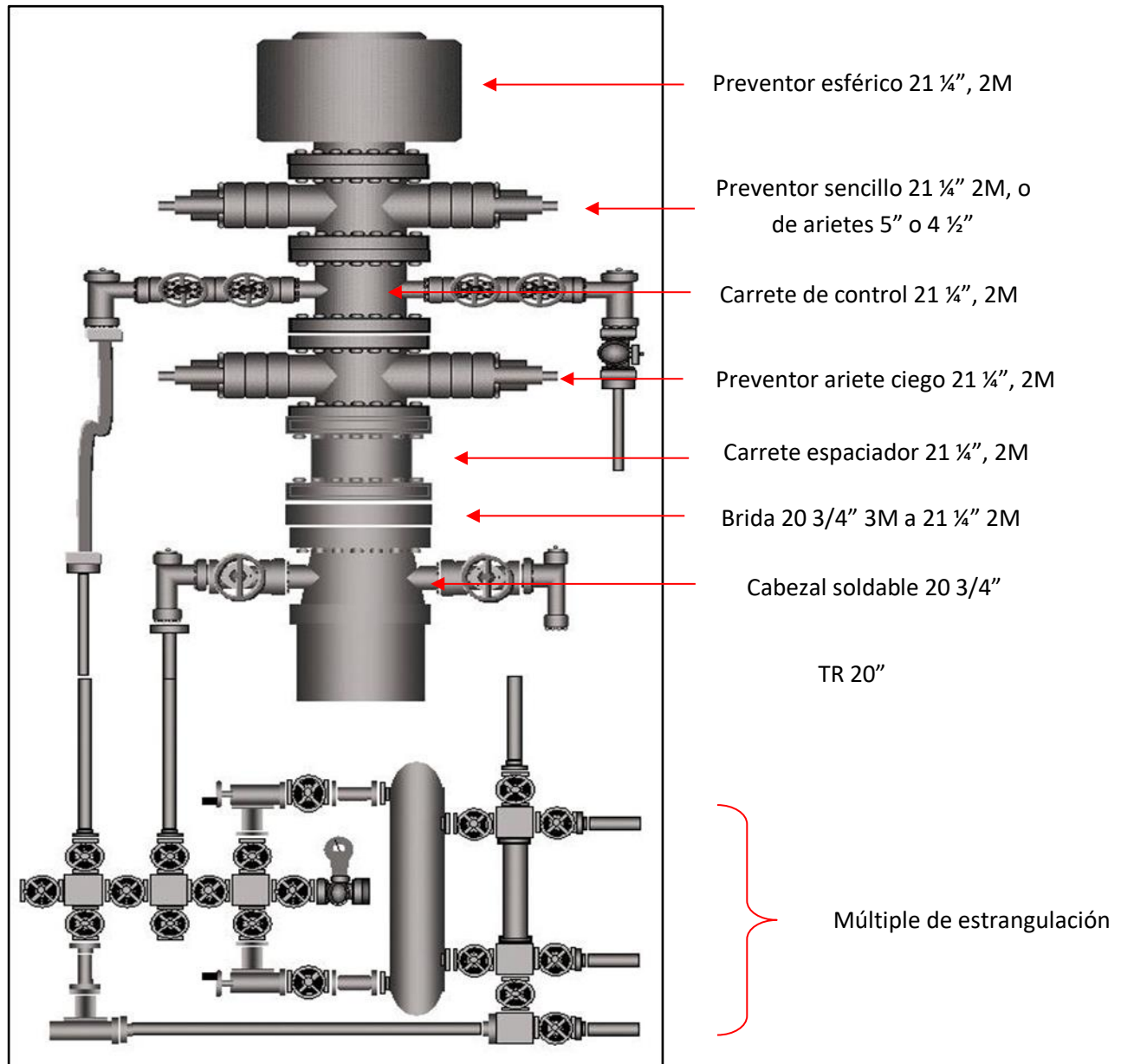


Ilustración 9 Arreglo BOP, Manual de conexiones superficiales de control.

Arreglo estándar de conexiones superficiales de control para perforación de pozos de desarrollo con presiones máximas de 2,000 PSI con posible **presencia de gas**.

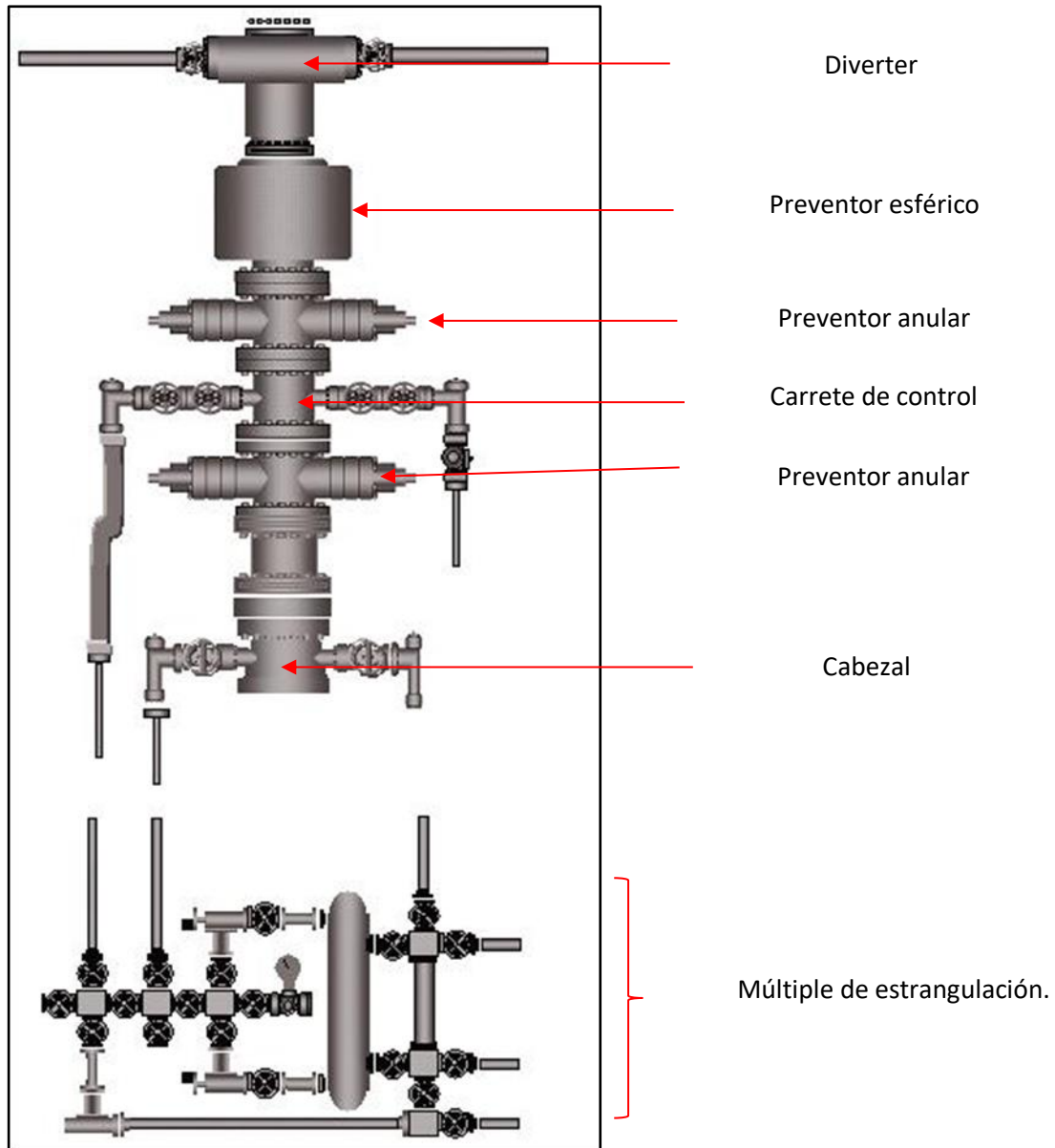


Ilustración 10 Arreglo BOP, Manual de conexiones superficiales de control.

Arreglo estándar de conexiones superficiales de control para perforación de pozos con presiones máximas de 5,000 psi para perforar **bajo balance**.

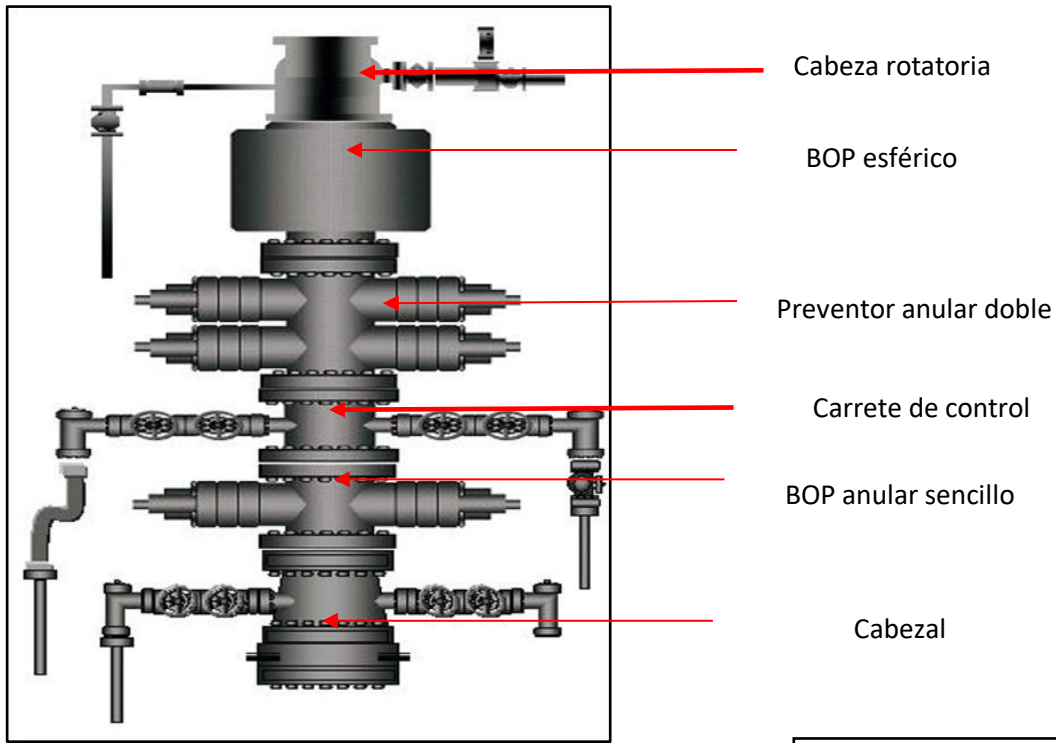


Ilustración 11 BOP Manual de conexiones superficiales de control

Arreglo estándar de conexiones superficiales con presiones máximas de 10,000 PSI para perforar con **flujo controlado**.



BOP Rotatorio

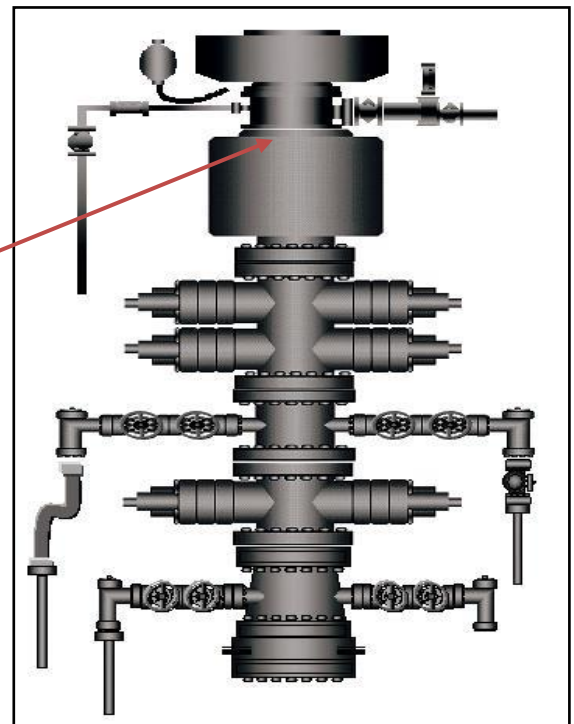


Ilustración 12 Arreglo BOP Manual de conexiones superficiales de control

Arreglo estándar de conexiones superficiales de control de pozos de perforación y desarrollo con presiones máximas de 2,000 psi en plataformas fijas y autoelevables.

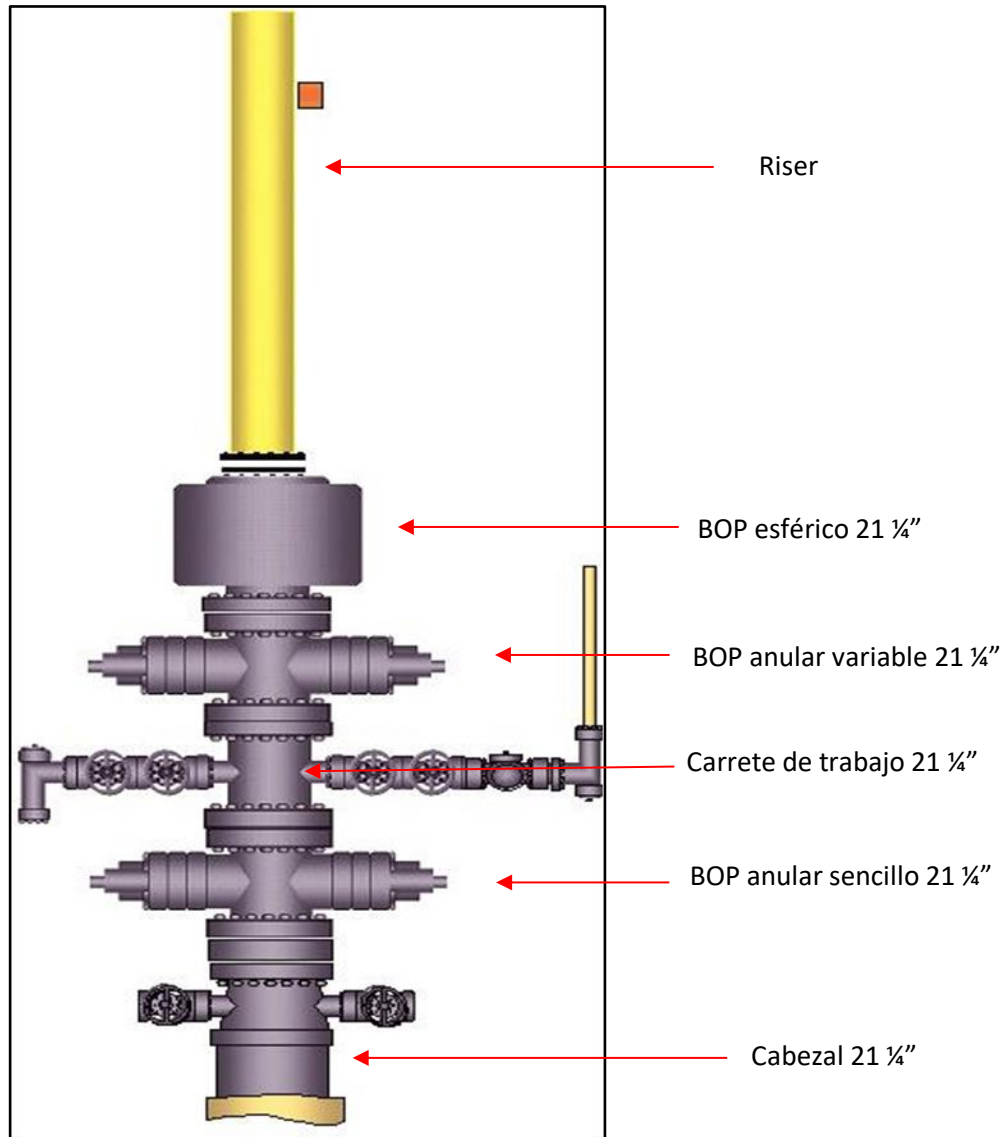


Ilustración 13 Arreglo BOP, Manual de conexiones superficiales de control.

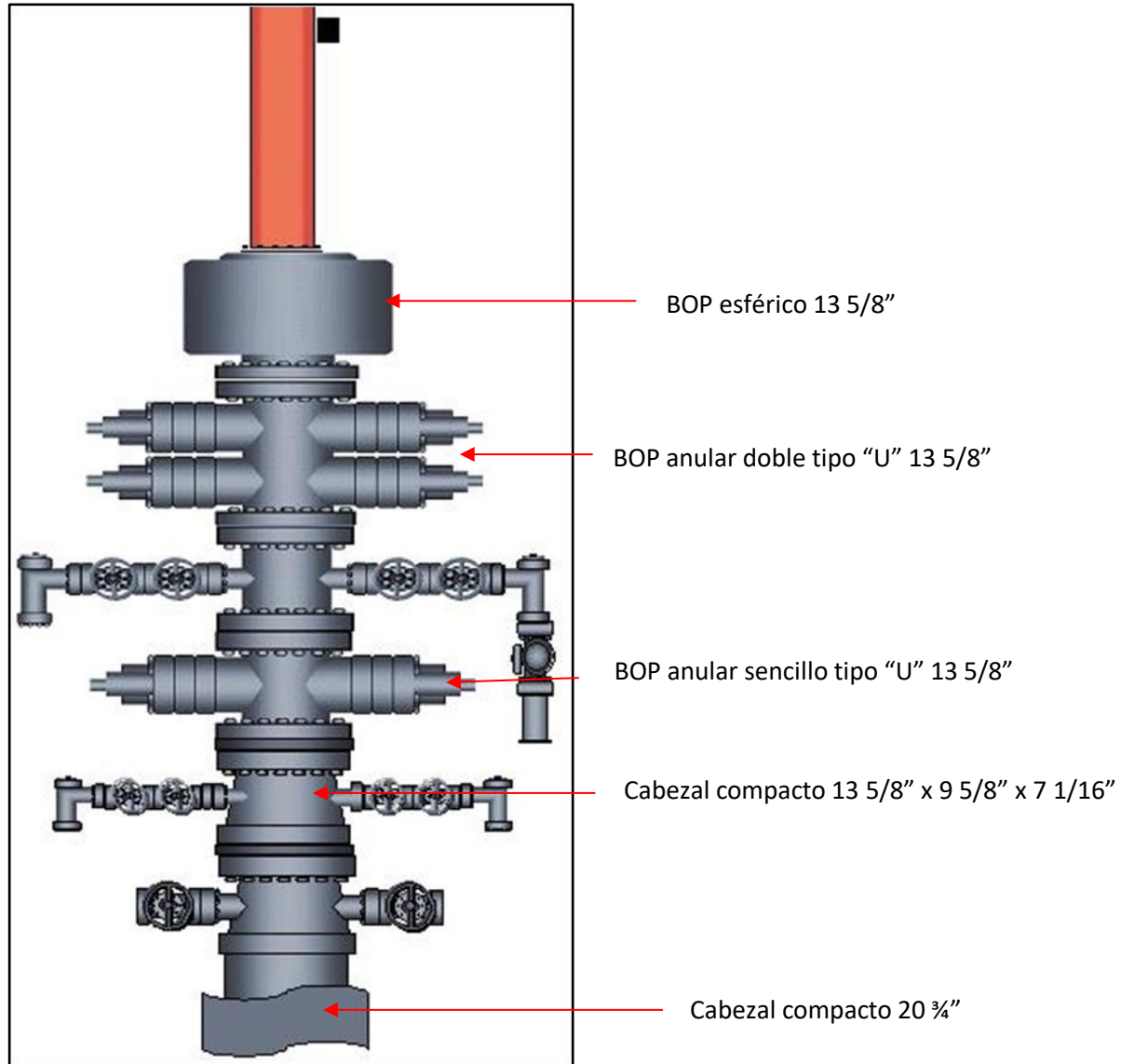


Ilustración 14 Arreglo BOP Manual de conexiones superficiales de control.

1.4.9. Medidas de anillos y espárragos.

Medidas de Anillos y Espárragos					
Tamaño Nominal (pg.)	Brida		# Anillo (API)	Cantidad	Espárrago
	D.E (pg.)	Presión de trabajo (lb/pg ²)			Longitud (pg.)
30	43	500	R-95	28	1 3/4 X 12 7/8
21 ¼	32	2,000	R-73	24	1 5/8 X 15 3/8
20 ¾	33 3/4	3,000	R-74	20	2 X 15 ¼
20 3/4*	33 3/4	3,000	R-74	20	2 X 19 ½
16 ¾	30 3/8	5,000	BX-162	16	1 7/8 X 14 ¾
16 3/4*	30 3/8	5,000	BX-162	16	1 7/8 X 20 ¼
13 5/8	26 1/2	5,000	BX-160	16	1 5/8 X 12 ¾
13 5/8	26 1/2	5,000	BX-160	16	1 5/8 X 19
13 5/8	30 1/4	10,000	BX-159	20	1 7/8 X 17 ¾
13 5/8*	30 1/4	10,000	BX-159	20	1 7/8 X 20 ¾
11	23	5,000	R-54	12	1 7/8 X 14 ½
11*	23	5,000	R-54	12	1 7/8 X 19 ¾
11	25 3/4	10,000	BX-158	16	1 3/4 X 15 3/8
11*	25 3/4	10,000	BX-158	16	1 3/4 X 20 7/8
11	32	15,000	BX-158	20	2 X 19 ¾
11	32	15,000	BX-158	20	2 X 27 1/8
9	19	5,000	R-50	12	1 5/8 X 12 ½
9	21 3/4	10,000	BX-157	16	1 1/2 X 13 ¾
7 1/16	15 1/2	5,000	R-46	12	1 3/8 X 11 ¼
7 1/16	18 7/8	10,000	BX-156	12	1 1/2 X 11 ¾
7 1/16	19 7/8	15,000	BX-156	16	1 1/2 X 13
4 1/16	11 1/2	3,000	R-37	8	1 1/8 X 7 ½
4 1/16	12 1/4	5,000	R-39	8	1 1/4 X 8 ½
3 1/8	9 1/2	3,000	R-31	8	7/8 X 6 ¼
3 1/8	10 1/2	5,000	R-35	8	1 1/8 X 7 ¾
3 1/16	10 5/8	10,000	BX-154	8	1 X 7 ¼
3 1/16	11 5/16	15,000	BX-154	8	1 1/8 X 8
2 9/16	9 5/8	5,000	R-27	8	1 X 7
2 9/16	9 1/8	10,000	BX-153	8	7/8 X 6 ¼
2 9/16	10	15,000	BX-153	8	1 X 7
2 1/16	8 ½	5,000	R-24	8	7/8 X 6 ¼
2 1/16	7 7/8	10,000	BX-152	8	3/4 X 5 ½
2 1/16	8 ¾	15,000	BX-152	8	7/8 X 6 ¼
1 13/16	7 3/8	10,000	BX-151	8	3/4 X 5 ¼
1 13/16	8 3/16	15,000	BX-151	8	7/8 X 5 7/8

NOTA: *espárragos más largos por utilizar bridas doble sello

Tabla 24 Medidas de anillos y espárragos.

1.4.10. Apriete de espárragos, Conexiones bridadas con Llave Hytorc.

Apriete para espárragos en conexiones bridada.		
D. Espárrago (pg.)	Apriete (Lb-ft, +/- 10%)	Resistencia a Cedencia (PSI)
5/8	100	50,000
3/4	200	60,000
7/8	325	60,000
1	475	60,000
1 1/8	600	50,000
1 ¼	875	50,000
1 3/8	1,200	50,000
1 ½	1,400	50,000
1 5/8	1,700	50,000
1 ¾	2,040	40,000
1 7/8	3,220	50,000
2	3,850	50,000
2 1/8	4,595	-
2 ¼	5,485	50,000

Tabla 25 Apriete de espárragos y conexiones bridadas llave Hytorc.

Utilizar birlos con puntos de cedencia mínimo de 80,000 lb/pg² puede reducir el rango de presión de trabajo.

El Instituto Americano del Petróleo (API), autoriza la reclasificación en la reducción de presión de trabajo del arreglo o conjunto cuando se unen birlos de dureza reducida en las conexiones bridadas, de acuerdo a la siguiente tabla.

Presión de trabajo reclasificada para birlos con dureza reducida.				
Presión API		Tipo de Brida	P. Reclasificada	
lb/pg²	kg/cm²		lb/pg²	kg/cm²
2,000	140		No clasificada	
3,000	211		No clasificada	
5,000	352	6B	No clasificada	
5,000	352	6BX	3,800	267
10,000	703	6BX	7,600	534
15,000	1,055	6BX	11,400	802
20,000	1,406	6BX		
10,000	703	API-2900	9,000	633

Tabla 26 Presión de trabajo para birlos.

1.5. Válvulas de Seguridad.

Las válvulas de seguridad son aquellas que se implementan en un campo petrolero en caso de la existencia de fallas en los equipos de superficie, en los pozos que se encuentren fuera de control y en aquellos casos de sabotaje por parte de personas corruptas.

Es necesario saber que en la superficie pueden ocasionar fallas debido a:

- Presencia de arena.
- Rotura en las líneas de flujo.
- Mal funcionamiento de los equipos.
- Error humano.
- Falla del cabezal del pozo.

Además, las válvulas de seguridad poseen un cierre automático y pueden ser ubicadas dentro del pozo para mantener el control del cabezal y las líneas de seguridad. Estas pueden ser monitoreadas por:

- Cambios sensibles en la presión.
- Control remoto con sistema hidráulico.
- Control remoto con sistema neumático.

Las normas API y reglamentos internacionales establecen que los equipos de perforación deben estar dotados de las siguientes válvulas:

- Válvula de pie.
- Válvulas de flecha.
- Válvula de piso de perforación.
- Preventor interior.
- Válvulas de compuerta.

1.5.1. Válvula de pie.

La válvula de seguridad juega un papel muy importante en el proceso de regulación, ya que realiza la importante función de brindar seguridad y tiene por objeto eliminar o reducir el riesgo de que se produzcan accidentes de trabajo. Su diámetro es de 2 7/8", y el límite de presión es de 5,000 (psi).

1.5.2. Válvula de Flecha.

Consta de dos partes, una es: Válvula macho que se instalará entre el extremo superior de la flecha y la unión giratoria. Debe ser de una presión de trabajo igual a la del conjunto de Preventores.

Válvula hembra: se instala en el extremo inferior de la flecha y el sustituto de enlace debe ser de igual presión de trabajo que la superior y pasar libremente a través de los Preventores.

1.5.3. Válvula de piso de Perforación.

Esta válvula de seguridad siempre debe de existir de acuerdo al tipo de rosca que se tenga en la sarta de perforación, debe tener una presión similar a la del conjunto de Preventores instalados. Su ubicación es de fácil acceso para la cuadrilla de perforación. Para los lastrabarrenas, se puede utilizar combinaciones en la parte inferior de las válvulas. Se debe tener precaución de no utilizar tapones de levante u otros accesorios en la parte superior ya que restringe el paso del fluido.



Imagen 35 Válvula de pie, PEMEX 2020.

1.5.4. Válvula de Contrapresión.

Se establece que se debe tener un preventor interior (V. Contrapresión) para TP por cada tipo de rosca que se tenga en la sarta del mismo rango de presión de trabajo del conjunto de Preventores. Es suficiente una válvula de esta clase por cada tipo de rosca de TP en uso, siempre y cuando todas las válvulas de seguridad tengan en la parte superior una conexión similar a la de la tubería, ya que al presentarse un brote pueda instalarse en la TP la válvula de seguridad o del preventor interior.

El preventor interior o válvula de contrapresión de caída o anclaje, básicamente está constituido por la de retención, la cual se puede instalar en ambos extremos del aparejo de fondo.

La válvula de retención se lanza por el interior de la TP y desciende bombeando el fluido de perforación hasta llegar al dispositivo de seguridad (fijo) instalado, la válvula ancla y empaca cuando se ejerce la presión del pozo, evitando flujo de fluido por el interior de la TP.



Imagen 36 Válvula de contrapresión, PEMEX 2020.

1.5.5. Válvula de Charnela.

La válvula de contrapresión tipo charnela y pistón, se utilizan cuando la sarta de perforación permite el manejo de obturantes e inclusive la colocación de tapones.

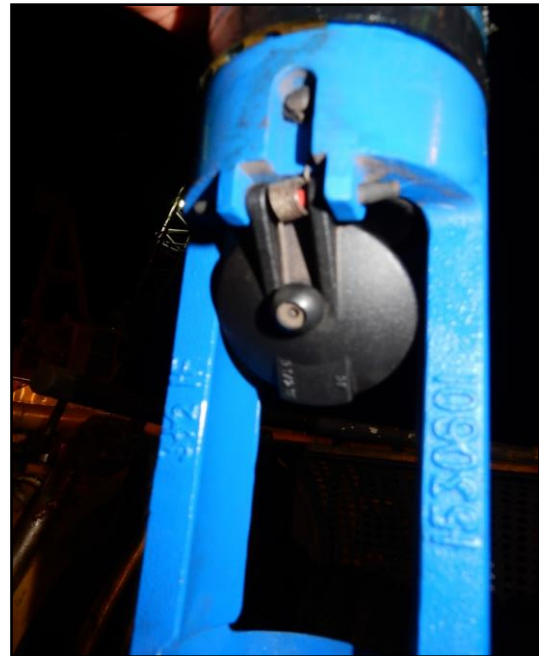


Imagen 37 Válvula de charnela, PEMEX 2020.

1.5.6. Válvula Cameron Flex-Seal.

Las válvulas de Tapón de doble bloqueo y purga, reducen el desgaste constante mediante el uso de dos asientos deslizantes “slip” montados de forma independiente en un tapón cónico.

Esto proporciona un cierre doble hermético y verificable sin fricción. Sus principales usos son en procesos industriales, petróleo, gas y el abastecimiento de combustible de aviación y naval, sistemas de tuberías de bombeo de las estaciones y terminales de carga a granel de refinerías, petróleo crudo y productos refinados de medición y otros usos de la especialidad en plantas de procesos industriales. Los componentes de dicha válvula son:

- Cuerpo superior.
- Tapa inferior.
- Sustituto (bridado/roscado).
- Vástago/ compuerta.
- Tuerca del vástago.
- Ensamble del bonete.
- Volante.
- Empaque del vástago.
- Anillo metálico.
- Empaque de compuerta.
- Plato de desgaste.
- Anillo “O”.
- Birlos del cuerpo.
- Tuercas.
- Birlos del bonete.
- Tuercas de tornillos del bonete.
- Resorte del seguro.



Imagen 38 Válvula Cameron Flex-Seal.

1.5.7. Válvula de Compuerta.

Parte esencial del equipo de control superficial, se localiza en los múltiples de tubería vertical y de estrangulación, en las líneas de matar y estrangular principalmente. También se localizan en los cabezales de T.R conforme el avance de perforación.

Deben considerarse factores de presiones anticipadas de formación y en la superficie, el método de control a usarse, situación ambiental del pozo, corrosividad, volumen, toxicidad y abrasividad de los fluidos.

Principales tipos de válvulas de compuerta:

- De sellos flotantes.
- De equilibrio de presiones
- De acuñamiento.



Imagen 39 Válvula de compuerta, TyM de pozos, FI. UNAM

1.5.8. Especificaciones de Válvulas.

Válvulas de seguridad Hydrill Kelly guard.						
Tamaño nominal	D.E (pg.)	D.I (pg.)	Long (pg.)	Llave (Hexagonal)	Conexión	Presión de Trabajo (PSI)
3 ½	43/4	1 ¾	20	1/2	NC-38	10,000
3 ½	53/8	2 ¼	22	5/8	NC-38	10,000
3 ½	61/8	2 ¼	22	5/8	NC-46	10,000
3 ½	63/8	2 ¼	22	5/8	NC-50	10,000
41/4	65/8	2 13/16	24 1/2	7/8	NC-46	10,000
41/4	65/8	2 13/16	24 1/2	7/8	NC-50	10,000
41/4	7 3/4	2 13/16	24 1/2	7/8	65/8 R. IZQ.	10,000
51/4	7 3/8	3 1/16	24 1/2	7/8	NC-50	10,000
51/4	7 3/4	3 1/16	24 1/2	7/8	65/8 R. IZQ.	10,000

Tabla 27 Especificaciones Hydrill Kelly Guard.

Válvulas Cameron Flex-Seal				
D. Nominal (pg.)	P. Trabajo (PSI)	Anillo sello.	Orificio de paso (pg.)	D. Longitud de espárragos.
2 1/16	5,000	R-24	2 1/16	7/8 x 61/4
3 1/8	5,000	R-35	3 1/8	1 1/8 x 73/4
4 1/16	5,000	R-39	4 1/16	1 1/4 x 8 1/2

Tabla 28 Válvula Cameron Flex-Seal.

Especificaciones de Válvulas API de Compuerta de Expansión Marca FIP						
D. Nominal (pg.)	Orificio de paso (pg.)	P. Trabajo (PSI)	P. Prueba (PSI)	Medida de espárragos (pg.)	Tipo y número de anillo	Número de vueltas abrir y cerrar.
2 1/16	2 1/16	5,000	10,000	7/8 X 6	R-24	13
3 1/8	3 1/8	5,000	10,000	1 1/8 X 7 1/4	R-35	20
2 1/16	2 1/16	10,000	15,000	3/4 X 5 1/4	BX-152	12
2 1/16	2 1/16	15,000	22,500	7/8 X 6	BX-152	12
3 1/16	3 1/16	10,000	15,000	1 X 63/4	BX-154	17 ½
3 1/16	3 1/16	15,000	22,500	1 1/8 X 8	BX-154	17 ½

Tabla 29 Especificaciones de válvula API de compuerta marca FIP.

Especificación de Válvulas de Compuerta marca Cameron tipo F						
D. Nominal (pg.)	Orificio de paso (pg.)	P. Trabajo (PSI)	Presión de Prueba (PSI)	Medida de espárragos (pg.)	Tipo y número de anillo	Número de vueltas abrir y cerrar.
2 1/16	2 1/16	5,000	10,000	7/8 X 6 1/4	R-24	12 1/2 +- ¼
3 1/8	3 1/8	5,000	10,000	1 1/8 X 7 3/4	R-35	18 1/4 +- ¼
2 1/16	2 1/16	10,000	15,000	3/4 X 5 ½	BX-152	12 1/2 +- ¼
2 1/16	2 1/16	15,000	22,500	7/8 X 6 ¼	BX-152	12 1/2 +- ¼
3 1/16	3 1/16	10,000	15,000	1 X 7/4	BX-154	18 1/4 +- ¼
3 1/16	3 1/16	15,000	22,500	1 1/8 X 8	BX-154	18 1/4 +- ¼

Tabla 30 Especificaciones válvula Cameron tipo F.

Especificaciones de Válvulas de Compuerta Sello de Metal Completo EPN-GRAY MOD.						
D. Nominal (pg.)	Orificio de paso (pg.)	P. Trabajo (PSI)	P. Prueba (PSI)	Medida de espárragos (pg.)	Tipo y número de anillo	Número de vueltas abrir y cerrar.
2 1/16	2 1/16	5,000	10,000	7/8 X 6	R-24	15
3 1/8	3 1/8	5,000	10,000	1 1/8 X 7 1/4	R-35	22 ½
2 1/16	2 1/16	10,000	15,000	3/4 X 5 1/4	BX-152	15
2 1/16	2 1/16	15,000	22,500	7/8 X 6	BX-152	15
3 1/16	3 1/16	10,000	15,000	1 X 6 3/4	BX-154	22 ½
3 1/16	3 1/16	15,000	22,500	1 1/8 X 7 1/2	BX-154	22 ½

Tabla 31 Especificaciones válvula sello de metal.

1.6. Equipos Superficiales, Herramientas y Accesorios.

El conjunto de Preventores y los equipos de control de presión se utilizan en todos los sectores de la industria de exploración y producción. Estos equipos son robustos y confiables cuando tienen el mantenimiento apropiado, permiten desarrollar las funciones por las que fueron desarrollados las cuales son:

- Controlar presiones de formación elevadas.
- Permitir el paso de sartas y herramientas.
- Permitir la circulación.

El conjunto de Preventores y equipos asociados pueden trabajar hasta sus presiones nominales.

- A medida que aumentan las presiones nominales, disminuyen las tolerancias al mal uso.
- Los equipos pueden ser reclasificados a una presión nominal menor debido al mal uso, por haber estado sometidos a presiones superiores a sus presiones nominales, por su antigüedad o por su historial de uso.

1.6.1. Estranguladores.

Los estranguladores controlan la tasa de flujo de los fluidos y proporcionan contrapresión durante las operaciones de control de pozo. Esta contrapresión consiste en aumentar la fricción restringiendo el flujo a través de un orificio.

Existen tipos de estranguladores:

- Fijo
- Ajustable:
 - Manual
 - Remoto

Los estranguladores fijos, tales como un estrangulador de producción no son apropiados para el control de pozo, ya que el tamaño del orificio no puede ajustarse rápidamente.

La mayoría de las operaciones de matar, requieren el uso de estranguladores ajustables en forma remota.

El estrangulador de ajuste manual consiste en un asiento y una varilla cónica; a medida que las varillas se aproximan al área de asiento, estas disminuyen el espacio libre y aumenta la fricción en el paso del fluido, lo cual produce mayor contrapresión en el pozo.

Pueden utilizarse como estranguladores primarios dependiendo del equipo disponible o como respaldo para ajuste remoto.

El estrangulador de ajuste remoto: consiste en una varilla que se mueve hacia adentro y hacia afuera de una compuerta de estrangulación angosta o una placa fija y otra giratoria formando una apertura de “media luna”.

Se operan desde la consola de estrangulación, la cual libera presión hidráulica sobre un cilindro de doble acción que a su vez rota la placa superior o la varilla del estrangulador a fin de aumentar o disminuir el tamaño del orificio.

En las operaciones de perforación o trabajos con presión, se prefiere utilizar estos estranguladores porque permiten monitorear presiones y emboladas, además de controlar la posición del estrangulador.

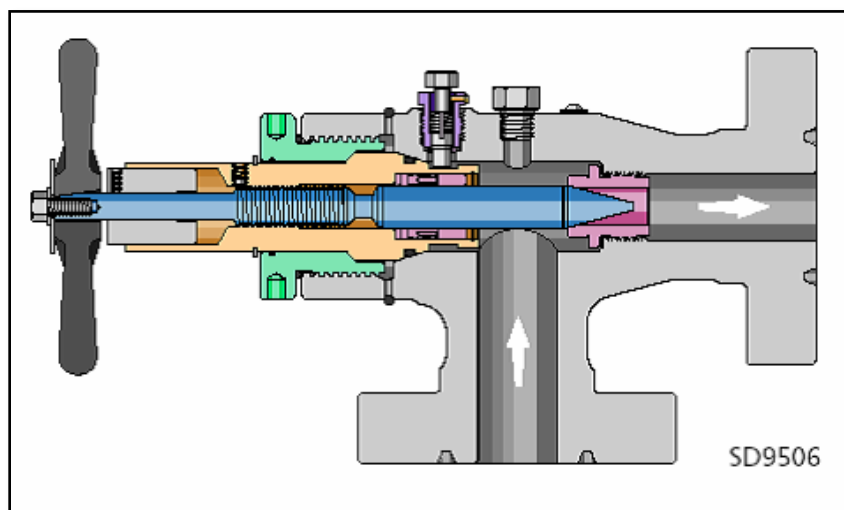


Ilustración 13 Estrangulador remoto, Bekyto.

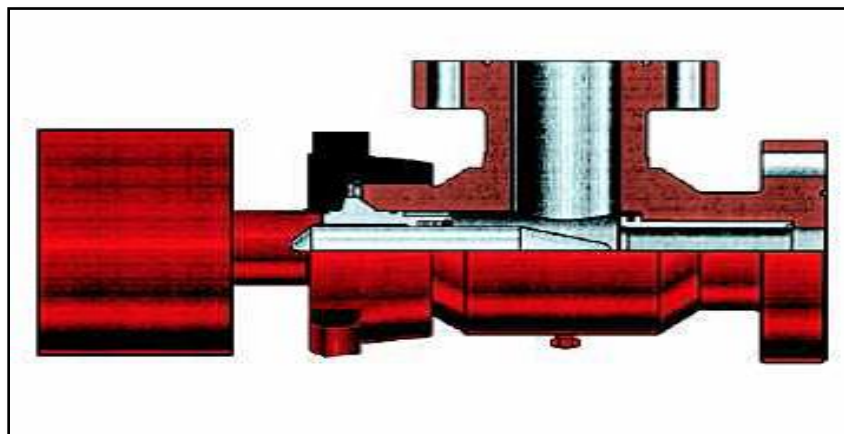


Ilustración 14 Actuador remoto, Bekyto.

1.6.2. Ensamble de Estrangulación.

El ensamble de estrangulación o múltiple de estrangulación, sirve para facilitar la circulación desde el conjunto de Preventores bajo una presión controlada. Las distintas entradas y salidas proporcionan alternativas para poder cambiar los estranguladores o reparar las válvulas durante el control de un brote.

El ensamble de estrangulación proporciona:

- Direccionamiento de flujo desde el pozo en diferentes trayectorias: esto se debe a piletas, desgasificador, venteo o drenaje y línea de antorcha (quemador).
- Un método de circular desde el conjunto de Preventores bajo presión controlada.
- Trayectorias alternativas de manera que los estranguladores y las válvulas puedan repararse o reemplazarse.



Imagen 40 Válvulas de estrangulación, PEMEX 2020.

1.6.3. Separador de Gas y Lodo.

El separador gas lodo: es el método primario para el manejo del gas circulando a través del múltiple de estrangulación, este desvía las mezclas de gas/aire desde las áreas de trabajo.

El separador de gas es más eficiente con fluidos no viscosos que permiten que el gas se desprenda del fluido. No es suficiente para fluidos viscosos.

Se debe monitorear cuidadosamente la presión dentro del separador de gas.

Un separador de gas es un recipiente simple con aberturas conectado al final del Manifold o línea de estrangulación justo antes de la entrada del fluido a la presa.



Imagen 41 Separador gas-lodo, PEMEX 2020.

1.6.4. Tubulares.

Dentro de la ingeniería de perforación de pozos, las tuberías tienen un papel fundamental y diversas funciones; se ha manejado una clasificación por objetivo y por función de operación que va a realizar y en donde será empleada la tubería:

- Tubería de perforación.
- Tubería de revestimiento.
- Tubería de producción.

Tensión Requerida			
Grado	Límite elástico		Fuerza Tensión min. PSI
	min PSI	Máx. PSI	
E	75,000	105,000	100,000
X-95	95,000	125,000	105,000
G-105	105,000	135,000	115,000
S-135	135,000	165,000	145,000
H-40	40,000	80,000	60,000
J-55	55,000	80,000	75,000
K-55	55,000	80,000	95,000
C-90	90,000	105,000	100,000
L-80	80,000	95,000	95,000
N-80	80,000	110,000	100,000
T-95	95,000	110,000	105,000
P-110	110,000	140,000	125,000
Q-125	125,000	150,000	135,000

Tabla 32 Tensiones requeridas para tubería.



Imagen 42 Tubulares, PEMEX 2020.

Al ser usadas en las distintas funciones en la elaboración de un pozo, estarán sometidas a fuerzas significativas durante las operaciones; su selección deberá soportar los siguientes esfuerzos: presión interna, externa, esfuerzos axiales y de torsión que se presentan en el cuerpo tubular:

- Presión externa (colapso).
- Presión interna (estallamiento).
- Cargas axiales (tensión y compresión).
- Torsión (para TP sin motor de fondo).

1.6.4.1. *Tubería de Perforación.*

Esta tubería de perforación se utiliza para transmitir potencia de la meza rotaria hacia la barrena en el fondo del agujero y conducir el fluido de control al pozo. También llamada tubería de trabajo, pues esta se expone a múltiples esfuerzos en la realización de las operaciones y a condiciones de:

- Presión alta: internas y externas.
- Tensión y compresión.
- Temperaturas: altas y bajas.
- Corrosión.

La tubería de perforación nunca debe usarse en compresión o en condiciones de darle peso a la barrena, excepto en agujeros de alto ángulo u horizontales, en donde la estabilidad de la sarta y la ausencia de pandeamiento debe confirmarse.

1.6.4.2. *Tubería Pesada Heavy-Weigth (HW).*

Componente pesado de tubería con espesor de pared grueso, con uniones más largas y refuerzo en el centro del tubular. Es un auxiliar a la sarta de perforación en la transmisión de esfuerzos entre la tubería de perforación y los lastrabarrenas creando una transición para evitar un cambio abrupto en las áreas seccionales cruzadas, también son utilizadas con lastrabarrenas para proveer peso en barrena y reducir la posibilidad de atrapamiento diferencial. Tiene como función:

- Proporcionar cambio gradual de rigidez a la frágil tubería de perforación reduciendo así la fatiga de ésta.
- Se puede usar como peso flexible para perforaciones direccionales y en vertical.
- Genera presión a la barrena permitiendo perforar a alta velocidad de rotación con menor torsión.
- Reduce desgaste y deterioro de la sarta de perforación al mismo tiempo ayuda a evitar pegaduras.

Características:

- Unión de tubería 24" y 30" (609.6 y 762 mm).
- El grosor de la pared proporciona mayor peso por metro.
- Reduce el desgaste de la parte central del tubo.
- Se puede agregar metal para reforzarlo.
- Algunas tienen espiral ranurada en parte del centro para ayudar a la limpieza del pozo, a reducción de fricción contra las paredes.



Imagen 43 Heavy-weight, PEMEX 2020.

1.6.4.3. Lastrabarrenas.

Proveen el peso a la barrena manteniendo la sección de la tubería de perforación en tensión, durante la perforación: se diseña de acuerdo a la posición del punto neutro y el peso sobre barrena. El punto neutral debe estar localizado en la parte superior de la sección de las lastrabarrenas entre un rango de 75 a 85% como máximo.

Tuberías de gran espesor de pared con diámetros variables interiores, exteriores y roscas de sello. Proporcionan rigidez a la sarta de perforación, se utilizan para trabajar en altos esfuerzos de compresión, torsión, para dar peso a la barrena y tensionar la TP durante las operaciones de perforación. Existen tres tipos:

De fabrica liso: de acabado convencional, es tal y como sale de fabrica cumpliendo con requisitos adimensionales.

Diseño en espiral: tiene ranuras espirales, lo que reduce el área de contacto entre los lastrabarrenas y paredes del pozo, evitando pegaduras por presión diferencial en el agujero abierto. Aproximadamente son un 4% más ligeros que los convencionales pues pierden peso por el ranurado en espiral.

Diseño cuadrado: de cuerpo rectangular con juntas de piñón y caja similares a los convencionales igual a los de espiral, también son útiles para evitar pegaduras por presión diferencial ya que el área de contacto entre los lastrabarrenas y agujero se reducen aún más.

En los pozos desviados para evitar el atrapamiento del ensamble de fondo, se utiliza la mínima cantidad de lastrabarrenas. A continuación, se presentan tablas con dimensiones de las tuberías y juntas:

Lastrabarrenas de Perforación								
OD (pg.)	ID (pg.)	Peso (lb/ft)	Peso (kg/m)	At (pg ²)	Tipo Conexión.	Apriete (lb/ft)	Cap. (Lts/m)	V. Acero (Lts/m)
9 1/2	3	217	323.33	63.8183	75/8 Regular	88,000	4.56	41.19
8	2 13/16	150	223.501	44.0552	65/8 Regular	53,000	4.01	28.47
7 3/4	2 13/16	139	207	40.9627	65/8 Regular	53,000	4.01	26.38
7 1/4	2 13/16	119	177.31	35.0722	5 1/2 Regular	36,000	4.01	22.59
6 1/2	2 13/16	92	137.08	26.9727	NC-46	22,900	4.01	17.46
6 1/4	2 13/16	83	123.67	24.4693	NC-46	22,200	4.01	15.75
5	2 ¼	53	83.44	15.6589	NC-38	12,800	2.57	10.06
5	2	56	78.97	16.4934	NC-38	13,800	2.03	10.63
4 3/4	2 1/4	47	70.03	13.7445	NC-35	9,200	2.57	8.92
4 3/4	2	50	74.5	14.579	NC-35	10,800	2.03	9.49
3 1/8	1	23	34.27	6.8845	2.378 regular	3,000	0.51	4.37

Tabla 33 Lastrabarrenas.

Propiedades Mecánicas de las Herramientas de Unión/Junta y Tubería de Perforación Grado E																				
Tubería de Perforación				Junta/Unión						Tubería Perforación										
O.D (in)	Peso (lb/ft)		Desajuste		Conexión			Fuerza rendimiento		Torque (ft-lb)	Fuerza rendimiento									
	Nom (Wt)	Aprox. (Wt*)	Tipo	O.D (in)	Tipo	OD (in)	ID (in)	Drift ID (in)	Tensión (lb)		Torsión (ft-lb)	Tensión (lb)	Torsión (ft-lb)							
5	19.5	22.28	IEU	5.188	5 1/2 FH	7	3 3/4	3.625	1,448,407	60,338b	36,203b	395,595	41,167							
		20.85			NC50(XH)	6 5/8			939,095	37,676p				22,836p						
	25.6	28.27			5 1/2 FH	7	3 1/2	3.375	1,619,231	60,338b	37,742b	530,144	52,257							
		26.85			NC50(XH)	6 5/8			1,109,920	44,673p	27,076p									
5 1/2	21.9	23.78	IEU	5.188	FH	7	4	3.875	1,265,802	56,045p	33,560p	437,116	50,710							
	24.7	26.3										497,222	56,574							
4 1/2	16.6	18.14	IEU	4.75	FH	6 5/8	3	2.875	976,156	34,780P	20,868p	330,558	30,807							
		17.92												H90	3 1/4	3.125	938,403	38,925p	23,355p	
		17.95	EU	5.063	NC50(IF)	5 7/8	3 3/4	3.625	939,096	37,676p	22,836p									
		17.07												OH	5 7/8	713,979	27,243p	16,346p		
		16.79	IEU	4.75	NC38(SH)	5	2 11/16	2.563	587,308	18,346p	11,008p									
		18.37												NC46(IF)	6 1/4	3.125	901,164	33,993p	20,396p	
4 1/2	20	21.64	IEU	4.781	FH	6	3	2.875	976,156	34,780p	20,868p	412,358	36,901							
		21.59												H90	3 5/8	3.452	1,025,980	41,235p	24,993p	
		22.09	EU	5.063	NC50(IF)	6 3/8	3 5/8	3.452	1,025,980	41,235p	24,741p									
		24.56												NC46(XH)	6 1/4	3	2.875	1,048,426	39,659p	23,795p
	22.82	24.11	IEU	4.781	NC38(IF)	4 3/4	2 11/16	2.563	587,308	18,107p	10,864p									
		24.56												NC46(XH)	6 1/4	3	2.875	1,048,426	39,659p	23,795p
3 1/2	9.5	10.58	EU	3.938	NC38(IF)	4 3/4	2 11/16	2.563	587,308	18,107p	10,864p	194,264	14,146							
		9.84												OH	4 1/2	3	2.804	392,071	11,870p	7,218p
		9.99												SLH90	4 5/8		2.847	366,705	12,650p	7,584p
		10.14												WO	4 3/4		2.804	419,797	12,878p	7,688p
		14.37												H90	5 1/4		2 3/4	2.619	664,050	23,847p
3 3/8	13.3	13.93	EU	3.938	NC38(IF)	4 3/4	2 11/16	2.457	587,308	18,107p	10,864p	271,569	18,551							
		13.75												OH	2.414	559,582	17,305p	10,387p		
		13.4	IU	3.5	NC31(SH)	4 1/8	2 1/8	2	447,130	11,869p	7,122p									
		13.91	EU	3.938	XH	4 3/4	2 7/16	2.313	570,939	17,493p	10,496p									
3 3/8	15.5	16.54	EU	3.938	NC38(IF)	5	2 9/16	2.414	649,158	20,326p	12,196p	322,775	21,086							
2 7/8	10.4	10.87	EU	3.219	NC31(IF)	4 1/8	2 1/8	1.963	447,130	12,053p	7,122p	214,344	11,554							
		10.59												OH	3 7/8	2 5/32	345,566	8,814p	5,270p	
		10.27	IU	2.875	PAC	3 1/8	1 1/2	1.375	272,938	5,730p	3,439p									
		10.59	EU	3.219	SLH90	3 7/8	2 5/32	2.006	382,765	11,288p	6,773p									
		11.19	IU	2.875	XH	4 1/4	1 7/8	1.75	505,054	13,282p	7,969p									
		10.35												NC26(SH)	3 3/8	1 3/4	1.625	313,681	6,875b	4,125b
2 7/8	6.85	7.5	EU	3.219	NC31(IF)	4 1/8	2 1/8	2	447,130	12,053p	7,122p	135,902	8,083							
		6.93												OH	3 3/4	2.253	223,937	5,585p	3,351p	
		7.05												SLH90	3 7/8	2 7/16	2.296	260,783	7,628p	4,575p
		7.31												WO	4 1/8		2.253	289,264	7,197p	4,318p

Tabla 34 Propiedades de junta mecánica TP E.

Propiedades Mecánicas de las Juntas de Herramientas y Tubería de Perforación de Alta Resistencia (1).

Tubería de Perforación		Junta/Unión										Tubería Perforación		
OD (in)	Peso (lb/ft)		Desajuste			Conexión				Fuerza rendimiento		Tor (ft-lb)	Fuerza rendimiento	
	Nom (Wt)	Aprox. (Wt*)	Tipo	Grado	OD (in)	Tipo	OD (in)	ID (in)	Drift ID (in)	Tensión (lb)	Torsión (ft-lb)		Tensión (lb)	Torsión (ft-lb)
5 1/2	21.9	24.53	X-95	5.75	FH	7	3 3/4	3.625	3.625	1,448,407	60,338b	37,742b	553,681	64,233
		24.8			H90					3 1/2	3.125			
		25.38	G-105		7 1/4	3.375	1,619,231	72,627p	43,490p	611,963	70,994			
		28.5	S-135		7 1/2	3	2.875	1,925,536	87,341p	53,302p	786,809	91,278		
2 7/8	10.4	11.09	X-95	3.219	NC31(IF)	4 1/8	2	1.875	1.875	495,726	13,389p	7,918p	271,503	14,635
		10.95			SLH90					4	443,971			
		11.09	G-105		NC31(IF)	4 1/8	495,726	13,389p	7,918p	300,082	16,176			
		10.95			SLH90	4	443,971	13,218p	7,931p					
		11.55	S-135		NC31(IF)	4 3/8	1 5/8	1.5	623,844	17,170p	10,167p	385,820	20,798	
		11.26			SLH90	4 1/8			572,089	17,213p	10,328p			
5	19.5	22.62	X-96	5.188	5 1/2 FH	7	3 3/4	3.625	3.625	1,448,407	60,338b	36,203b	501,087	52,144
		21.93			H90	6 1/2	3 1/4	3.125	1,176,265	51,870p	31,084p			
		21.45			NC50(XH)	6 5/8	3 1/2	3.375	1,109,920	44,673p				
		22.62	G-105		5 1/2 FH	7	3 3/4	3.625	1,448,407	60,338b	36,203b	553,833	57,633	
		22.15			H90	6 1/2	3	2.875	1,323,527	58,398p	35,039p			
		21.93			NC50(XH)	6 5/8	3 1/4	3.125	1,268,963	51,447p	30,868p			
		23.48	S-135		5 1/2 FH	7 1/4	3 1/2	3.375	1,619,231	72,627p	43,490p	712,070	74,100	
		22.61			NC50(XH)	6 5/8	2 3/4	2.625	1,551,706	63,406p	38,044p			
5	25.6	28.59	X-95	5.188	5 1/2 FH	7	3 1/2	3.375	3.375	1,619,231	60,338b	37,742b	671,515	66,192
		27.87			NC50(XH)	6 5/8	3	2.875	1,416,225	56,984b	34,190b			
		29.16	G-105		5 1/2 FH	7 1/4	3 1/2	3.375	1,619,231	72,627p	43,490p	742,201	73,159	
		28.32			NC50(XH)	6 5/8	2 3/4	2.625	1,551,706	63,406b	38,044b			
		29.43			S-135	5 1/2 FH	7 1/4	3 1/4	3.125	1,778,274	76,156b			47,230b

Tabla 35 Junta mecánica de TP de alta resistencia (1).

Propiedades Mecánicas de la Junta de Herramientas y Tubería de Perforación de Alta Resistencia (2).																
Tubería de Perforación					Junta/Unión							Tubería Perforación				
O.D (in)	Peso (lb/ft)		Desajuste		Conexión				Fuerza rendimiento		Tor (ft-lb)	Fuerza rendimiento				
	Nom (Wt)	Aprox. (Wt*)	Tipo	Grado	O.D (in)	Tipo	OD (in)	ID (in)	Drift ID (in)	Tensión (lb)		Torsión (ft-lb)	Tensión (lb)	Torsión (ft-lb)		
4 1/2	16.6	18.33	IEU	X-95	4.75	FH	6	3	2.875	976,156	34,780P	20,868p	418,707	39,022		
		18.11				H90		3 1/4	3.125	938,403	38,925P				23,355p	
		18.36	EU		5.063	NC50(IF)	6 3/8	3 1/4	3.625	939,095	37,676P	22,836p				
		18.79			NC46(XH)	6 1/4		2.875	1,048,426	39,659P	23,795p					
		18.33	IEU	G-105	4.75	FH	6	3	2.625	976,156	34,780P	20,868p			462,781	43,130
		18.36				H90			3 3/4	3.625	1,085,665	45,152P				
		18.79	EU		5.063	NC50(IF)	6 3/8	3 3/4	3.625	939,095	37,676p	22,836p				
		19.19			NC46(XH)	6 1/4	3	2.875	1,048,426	39,659p	23,795p					
		18.62	IEU	S-135	4.75	FH	6 1/4	2 1/2	2.375	1,235,337	44,769p	26,861p			595,004	55,453
		19.19				NC50(IF)			6 5/8	3 1/2	3.375	1,109,920				
18.62	EU	5.063	NC50(IF)		6 5/8	3 1/2	3.375	1,109,920	44,673p	27,076p						
19		NC46(XH)	6 1/4		2 3/4	2.625	1,183,908	44,871p	26,923p							
4 1/2	20	22.39	IEU	X-95	4.781	FH	6	2 1/2	2.375	1,235,337	44,265p	26,559p	522,320	46,741		
		21.78				H90		3 1/4	3.125	938,403	38,925p				23,355p	
		22.08	EU		5.063	NC50(IF)	6 5/8	3 1/2	3.375	1,109,929	44,673p	27,076p				
		22.67		NC46(XH)	6 1/4	2 3/4	2.625	1,183,908	44,871p	26,923p						
		22.39	IEU	G-105	4.781	FH	6	2 1/2	2.375	1,235,337	44,265p	26,559p			577,301	51,661
		22				H90			3	2.875	1,085,665	45,152p				
		22.08	EU		5.063	NC50(IF)	6 5/8	3 1/2	3.375	1,109,920	44,673p	27,076p				
		22.86		NC46(XH)	6 1/4	2 1/2	2.375	1,307,608	49,630p	29,776p						
		23.03	EU/IEU	S-135	5.063	NC50(IF)	6 5/8	3	2.875	1,416,225	57,800p	34,680p			742,244	66,421
3 1/2	13.3	14.6	EU	X-95	3.938	H90	5 1/4	2 3/4	2.619	664,050	23,833p	14,300p	343,988	23,498		
		14.62				NC38(IF)	5	2 9/16	2.438	649,158	20,326p	12,196p				
		14.06				SLH90	4 3/4			596,066	20,879p	12,527p				
		14.71		G-105		NC38(IF)	5	2 7/16	2.313	708,063	22,213p	13,328p	380,197	25,972		
		14.06				SLH90	4 3/4	2 9/16	2.438	596,066	20,879p	12,527p				
		14.92				NC38(IF)	5	2 1/8	2	842,440	26,515p	15,909p				
	14.65	S-135	SLH90	5	2 7/16	2.313	897,161	29,930p	17,958p	488,825	33,392					
	15.13		NC40(4FH)	5 3/8								842,440	26,515p	15,909p		
	16.82		X-95	NC38(IF)								5	2 7/16	2.313	708,063	22,213p
	15.5	15.5	17.03	EU	G-105	3.938	NC38(IF)	5	2 1/8	2	842,440	26,515p	15,090p	451,885	29,520	
			16.97													NC40(4FH)
			17.57		S-135		NC40(4FH)	5 1/2	2 1/4	2.125	979,996	32,943p	19,766p	580,995	37,954	

Tabla 36 Junta mecánica de TP de alta resistencia (2).

EQUIPOS MARINOS DE PERFORACIÓN Y SUS ACCESORIOS

Junta de perforación, propiedades y rendimiento.										
O.D (pg.)	Peso (lb/ft)		I.D (pg.)	Grueso (pg.)	Cuerpo de tubería, área (Sq. Pg.)	Grado	Rest-Rend. Torsion (ft-lb)	Rest. al rendimiento (lb)	Presión de Colapso (PSI)	Tensión de ruptura (PSI)
	T&C	Fin liso								
5 ½	21.9	19.81	4.778	0.361	5.8282	E-75	50.71	437,116	8,413	8,615
						X-95	64.233	553,681	10,019	10,912
						G-105	70.994	611,963	10,753	12,061
						S-135	91.278	786,809	12,679	15,507
2 7/8	10.4	9.72	2.151	0.362	2.8579	E-75	11.554	214,344	16,509	16,526
						X-95	14.635	271,503	20,911	20,933
						G-105	16.176	300,082	23,112	23,137
						S-135	20.798	385,820	29,716	29,747
5	19.5	17.93	4.276	0.362	5.2746	E-75	41,167	395,595	9,962	9,503
						X-95	52,144	501,087	12,026	12,037
						G-105	57,633	553,833	12,999	13,304
						S-135	74,100	712,070	15,672	17,105
5	25.6	24.03	4	0.5	7.0686	E-75	52,257	530,144	13,500	13,125
						X-95	66,192	671,515	17,100	16,625
						G-105	73,159	742,201	18,900	18,375
						S-135	94,062	954,259	24,300	23,625
4 1/2	16.6	14.98	3.826	0.337	4.4074	E-75	30,807	330,558	10,392	9,829
						X-95	39,022	418,707	12,765	12,450
						G-105	43,130	462,781	13,825	13,761
						S-135	55,453	595,004	16,773	17,693
4 1/2	20	18.69	3.64	0.43	5.4981	E-75	36,901	412,358	12,964	12,542
						X-95	46,741	522,320	16,421	15,886
						G-105	51,661	577,301	18,149	17,558
						S-135	66,421	742,244	23,335	22,575
3 1/2	13.3	12.31	2.764	0.368	3.6209	E-75	18,551	271,569	14,113	13,800
						X-95	23,498	343,988	17,877	17,480
						G-105	25,972	380,197	19,758	19,320
						S-135	33,392	488,825	25,404	24,840
3 1/2	15.5	14.63	2.602	0.449	4.3037	E-75	21,086	322,775	16,774	16,838
						X-95	26,708	408,848	21,247	21,328
						G-105	29,520	451,885	23,484	23,573
						S-135	37,954	580,995	30,194	30,308

Tabla 37 Rendimiento de TP y propiedades.

1.6.5. Elevadores.

El elevador se utiliza para enganchar la parte superior de las juntas de la tubería en la sarta de perforación. Una vez asegurado, el perforador puede subir y bajar la tubería ya sea para entrada o salida de agujero. El personal de los equipos de perforación adjunta el elevador hacia el gancho o top drive con dos varillas de acero de alto grado forjadas llamados enlaces o eslabones (conocidos como parrillas). Un extremo de la parrilla encaja en las asas de enlace con el top drive bloqueando con el elevador en los brazos de las parrillas y asegurando la tubería. La mayoría de los elevadores tienen bisagras y el personal de la cuadrilla las abre y cierra accionando el cerrojo con dos asas en cada lado.

Un elevador de TP tiene un asiento cónico, esta conicidad debe coincidir con el tool joint (junta) de la longitud de la TP. Cuando está debidamente asegurada, el cono del tool joint reposa en el elevador y hace un agarre firme y positivo, sin dañar la TP.



Imagen 45 Elevador, perfblogger.



Imagen 44 Cuñas para TP, PEMEX 2020.

1.6.6. Cuñas para Tubería de Perforación.

Las cuñas son dispositivos de agarre que se utilizan para suspender la sarta de perforación en el hoyo. Se adaptan alrededor del cuerpo de la tubería de perforación y se acuña en el estrecho de la apertura de la mesa giratoria. Las cuñas tienen insertos aserrados que agarran el diámetro externo del tubular cuando este se asienta en la mesa rotaria.

Para asentar las cuñas, la cuadrilla de perforación las posiciona alrededor del tubo y luego el perforador lentamente baja la sarta hasta que las cuñas reciban la carga del bloque. Los insertos troquelados de las cuñas sujetaran firmemente la sarta de perforación con el fin de retirar la cuña, el personal la toma por las asas y a medida que el perforador va levantando la tubería, la jalan, retirándola de la mesa rotaria y colocándola hacia un lado.

1.6.7. Cuñas para Drill Collar (DC).

Cuando se usan drill collar y otros tubulares que no tienen hombro de elevación, se instala un grampa o abrazadera de seguridad (collar de perro) sobre las cuñas. Si los elementos de agarre en las cuñas fallan, el drill collar se deslizaría hacia el pozo. Antes de que los collares puedan deslizarse dentro de la cuña en un pozo, la abrazadera de seguridad sostendría los collares contra la parte superior de los tubos.

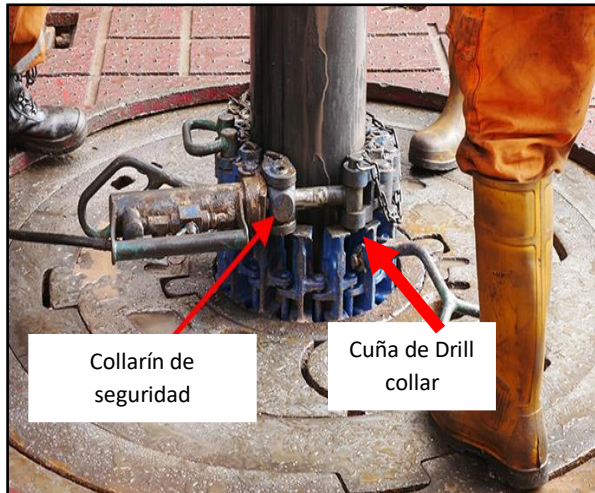


Imagen 46 Collarines y cuña para Drill Collar, PEMEX 2020.

1.6.8. Collares de Seguridad.

Los collarines de seguridad son una de las herramientas más valuadas en el piso de perforación. Ayuda a proteger los tubulares con conexiones lisas de caer dentro del pozo, mientras se introduce la sarta de perforación, tuberías de revestimiento o tuberías de producción.

El diseño multienlace proporciona una presión uniforme alrededor de la tubería para reducir el riesgo de aplastar ni dañar la tubería. Cada conjunto está provisto de su propia caja de aluminio como una opción estándar.

1.6.9. Llaves de Fuerza.

Llave manual que cubre desde una tubería de perforación o de revestimiento. Su diámetro exterior puede ir desde los 2 3/8" hasta los 10 3/4" y es muy usada en perforación. El nuevo diseño hace que la llave sea más fuerte que antes y puede ser ordenada con un nivel opcional de 30 7/8" donde el espacio será un problema. Esta llave está hecha de acero de aleación tratada al calor con todas sus especificaciones certificadas.



Imagen 47 Llave de Fuerza, PEMEX 2020.

2. CAPÍTULO II. CONTROL DE BROTES.

Un brote es una manifestación de la entrada de fluidos INVASORES de la formación al agujero. Por esta razón es que se arrancan los pozos debido a una diferencia de presiones, donde la presión hidrostática es menor que la presión de formación.

Cuando se va viajando el incidente repercute un 70%, mientras se perfora o se circula 25% y solo el 5% cuando el pozo esta sin tubería. Por este motivo se debe tener un control de brote.

La mayor parte de los métodos de control se fundamentan en el principio de *“mantener la presión de fondo constante y ligeramente mayor que la presión de formación”*, impidiendo de esta forma la entrada de más fluido invasor al pozo. Sin embargo, los métodos para controlar, están limitados por las presiones en las tuberías ya que una excesiva presión superficial puede causar daño en las conexiones superficiales, provocando una fractura en la formación y provocando un descontrol que es: brote de fluidos el cual no se puede manejar a voluntad.

En este capítulo se le mostrará al lector las causas principales de brotes en la manifestación de pozos, ya que el Ingeniero de perforación y terminación debe conocer a lo que se enfrentará en campo, así como los procedimientos para actuar en caso de una posible contingencia, anticiparse a ella y darle solución al problema de acuerdo a las herramientas superficiales como las que se explicaron en el CAPÍTULO I desarrollando la metodología para dar la solución y prevenir el reventón.

2.1. Causas de un Brote.

Durante la perforación se trabaja principalmente con dos presiones: hidrostática y de formación. Si la presión de formación excede a la presión hidrostática se originará un brote.

El origen del brote sucede cuando existe entrada de fluidos provenientes de la formación al pozo, tales como: aceite, gas, agua o todos estos mezclados entre sí. Cuando esto ocurre, los fluidos invasores empiezan a desalojar el fluido de perforación del pozo a superficie, a veces se puede identificar por el aumento de lodo en las presas.

Esto suele suceder cuando:

- Existe densidad insuficiente de lodo.
- Llenado insuficiente durante los viajes.
- Contaminación de lodo con gas.
- Perdidas de circulación.
- Sonde del pozo al sacar tubería.
- Cuando se perforan formaciones con presión anormal.

2.1.1. Densidad Insuficiente.

Cuando se estima una baja densidad de formación o un bache de lodo de baja densidad, el perforador sabe que debe optimizar la velocidad de penetración lo suficientemente para contener la presión de formación. Sin embargo, cuando estamos perforando una zona permeable con densidades mínimas, al suspender la circulación es probable que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo provocando un posible brote, es decir, que la densidad equivalente al perforar es igual a la presión hidrostática más la presión equivalente de circulación y cuando se suspende la perforación, solo queda la hidrostática de lodo para contener los fluidos de formación y en caso de no ser suficiente, generará un brote.

Es por eso que las densidades del fluido de perforación deben diseñarse de acuerdo a la formación.

Cuando los brotes son causados por densidad insuficiente, se pueden solucionar aumentando su densidad, pero no es tan viable debido a que:

- Si se excede el gradiente de fractura de la formación, puede producir pérdida de circulación.
- Su velocidad de penetración es baja.
- Se pueden producir pegaduras por presión diferencial.

2.1.2. Llenado Insuficiente en los Viajes.

Aun teniendo la densidad de lodo adecuada, si no se llena el pozo la columna hidrostática se reduce por debajo de la presión de formación, ya que al meter o sacar tubería (viajes) se va desplazando dicho fluido del pozo, por lo tanto, se debe de llenar en cada viaje y poner mayor atención si las tuberías que se van a sacar son tuberías pesadas (heavy-wate, drill collars) ya que, debido a su peso, tiende a desplazar más fluido de perforación.

Existen dos normas: API-16D y API-RP59, donde indican que al momento de realizar los viajes (meter y sacar tubería), se debe de llenar el espacio anular con lodo antes de que la P_h de la columna de lodo tenga una disminución de 71 Lb/pg², en términos prácticos cada cinco longadas de tubería de perforación.

2.1.3. Contaminación de Lodo por Gas.

El lodo baja su densidad por causa de la presencia de gas contenido en la roca cortada por la barrena, el cual se libera. Cuando existe gas debido a su perfecta expansión, el volumen en superficie se ve aumentado en sus niveles de almacenamiento.

Para poder reducir su efecto se recomienda lo siguiente:

- Reducir el ritmo de penetración.
- Aumentar el gasto en la circulación.
- Desgasificar el fluido mediante la circulación.

2.1.4. Pérdidas de Circulación.

Los brotes pueden ocurrir debido a la reducción de la columna hidrostática, en este caso se recomienda tratar de llenar el pozo con un fluido de menor densidad.

En otras palabras, la pérdida de circulación es cuando el lodo no retorna a la superficie después de haber sido bombeado al pozo. Esto sucede cuando al perforar, la barrena encuentra fisuras o fracturas naturales y el lodo fluye dentro de ellas. Para evitar o corregir una pérdida de circulación se recomienda lo siguiente:

- Emplear densidad mínima de fluido de perforación que permita el pozo.
- Reducir la velocidad con la que se introduce la sarta.
- Mantener lo menos posible de sólidos en el pozo.
- Evitar incrementos bruscos de presión
- Mantener valores reológicos de operación.

2.1.5. Sondeo de Pozo.

Al sacar tubería demasiado rápido se crea un efecto de suaveo o pistoneo como si fuera una jeringa (efecto pistón), dejando una parte del pozo susceptible a una pérdida y aumento de lodo provocando la entrada de fluidos de la formación al pozo, ocasionando un influjo.

Para evitar estas causas se recomienda lo siguiente:

- Tener bien identificado la geometría del pozo.
- Identificar las propiedades reológicas del lodo.
- Analizar la velocidad con la que se sacará la tubería.
- Estabilizar la sarta de perforación.
- No sacar tubería a velocidad mayor que la del lodo.

2.2. Indicadores Definidos de un Brote.

Existen varios indicadores que debemos estar en constante vigilancia, tales como:

- Aumento de volumen de presas.
- Aumento en el gasto de salida.
- Flujo sin circulación.
- Desplazamiento durante los viajes.

2.2.1. Aumento de Volumen de Presas.

Si se tiene un incremento de volumen establecido en presas y este aumenta fuera del rango de desplazamiento de lodo en superficie, se entenderá que está sucediendo un brote.

2.2.2. Aumento en Gasto de Salida.

Cuando hay un incremento en el indicador de porcentaje en la línea de retorno, quiere decir que existe un brote. Es necesario observar el flujo a través de la temblorinas.

2.2.3. Flujo sin Circulación.

Ocurre cuando están paradas las bombas y sigue fluyendo lodo por la línea de flote, esto puede indicar que está ocurriendo un brote. Si se bombean baches pesados, pudiera existir una descompensación de columnas, es decir, si el flujo va de más a menos, pero si es de menos a más es un brote.

2.2.4. Desplazamiento durante los Viajes.

Cuando sacamos tubería, el nivel de lodo en las presas es bajo de acuerdo al volumen de acero extraído. Si el pozo se llena con menos volumen de lodo requerido, quiere decir que el yacimiento está aportando.

Cuando metemos tubería, el nivel de lodo en presas aumenta debido al peso de la tubería. Si el pozo desplaza más lodo que el volumen de acero, es un indicador de brote.

2.3. Indicador Indefinido de Brote al estar Perforando.

- Quiebre en la velocidad de penetración.
- Disminución de la presión de bombeo en incremento de emboladas.
- Lodo contaminado con gas.
- Lodo contaminado con cloruros.
- Cambio en propiedades reológicas del lodo.
- Aumento del peso de la sarta.

2.3.1. Quiebre en la Velocidad de Penetración.

Un quiebre abrupto en la velocidad de penetración es un indicador preciso de un posible brote. Esto es la velocidad con la que la barrena puede romper la roca que se encuentra por debajo de la misma y de ese modo profundizar el pozo. Esta velocidad se indica en pies por hora o metros por hora.

2.3.2. Disminución de la Presión de Bombeo en Incremento de Emboladas.

Tener en mente que un incremento en las emboladas y una reducción de la presión sin hacer cambios en la densidad o condiciones reológicas, puede ser un indicador de brote.

Se debe considerar que una disminución de presión de bombeo se puede deber a:

- Reducción en el gasto de circulación.
- Junta de la sarta lavada por presión.
- Desprendimiento de una tobera en la barrena.
- Agujero o fisura en TP.
- Cambio en las propiedades del fluido de perforación.

2.3.3. Lodo Contaminado con Gas.

La reducción de la densidad de lodo a la salida es un indicio de un brote, pero también puede ser debido a:

- Gas de corte, es decir, que es generado al perforar una formación con gas y aceite.
- Lodo gasificado de las presas y bombeo al pozo cuando se hace alguna conexión.

2.3.4. Lodo Contaminado por Cloruros.

La detección de un aumento de cloruros junto con el porcentaje de agua, pueden ser indicadores de que los fluidos de la formación están entrando al pozo y por consecuencia puede ser un brote. Sin embargo, el aumento de cloruros puede ser originado por una formación con sección salina.

2.3.5. Cambio en las Propiedades Reológicas.

La entrada de fluidos de la formación dentro del pozo puede contaminar al lodo de perforación. La floculación (proceso químico de aglomeración de partículas sólidas) y un espesamiento de lodo pueden ser el efecto de una contaminación. Cuando las propiedades reológicas cambian puede deberse a que existen zonas con presiones anormales.

2.3.6. Aumento en el Peso de la Sarta.

Aun cuando este indicador es muy difícil de detectar, es conveniente mencionarlo, ya que cuando ocurre un brote debido a los fluidos invasores y si su densidad es menor que la del lodo de perforación, el factor de flotación disminuye. Cuando el lodo es de alta densidad, por ende, su factor de flotación será mayor.

2.4. Respuesta a los Indicadores.

Si las bombas de lodo están paradas y el pozo se encuentra fluyendo, generalmente un brote está en camino.

A la acción de verificar el estado de un pozo se le conoce como “observar el pozo”, esto significa que las bombas de lodo son detenidas y los niveles en TP y TR son observados para determinar si el pozo continúa fluyendo o si el nivel de lodo está aumentando.

Al observar el pozo se recomienda como práctica subir la sarta de perforación de manera que la flecha se encuentre arriba de la mesa rotaria.

Para esto se promueven unas recomendaciones:

2.4.1. Procedimiento de Cierre al estar Perforando.

Una vez identificado el brote, lo más importante es cerrar el pozo (siempre y cuando las condiciones del mismo lo permitan) con el fin de reducir al mínimo la entrada de fluido invasor evitando agravar la situación y posibles consecuencias. El procedimiento recomendado es el siguiente:

- 1) Parar la mesa rotaria.
- 2) Levantar la flecha a la altura de las cuñas.
- 3) Parar la bomba de lodos.
- 4) Observar el pozo y mantener la sarta suspendida.
- 5) Abrir la válvula hidráulica en línea de estrangular.
- 6) Cerrar el preventor superior de arietes de TP o el preventor anular.
- 7) Cerrar el pozo con el estrangulador o válvula amarilla, cuidando que no se rebase la máxima presión permisible en el espacio anular.

Una vez que el pozo este cerrado se tiene que:

- Medir el incremento en presas.
- Anotar la presión de cierre en las tuberías de revestimiento y de perforación (si hay válvula de contrapresión, la presión en TP es cero), registrar ambas presiones cada minuto durante la estabilización de presiones. Posteriormente cada 5 minutos, cuidar el no rebasar la presión máxima permisible, o en su caso permitir la expansión del gas como se indica más adelante en este manual.
- Verificar físicamente las válvulas en el múltiple de estrangulación y el conjunto de Preventores para asegurar su posición.
- Observar los Preventores, el múltiple de estrangulación, así como la línea de flote y la línea de descarga del estrangulador para cerciorarse que no existan fugas.
- Verificar la presión existente en los acumuladores, múltiples de la distribución y preventor anular.

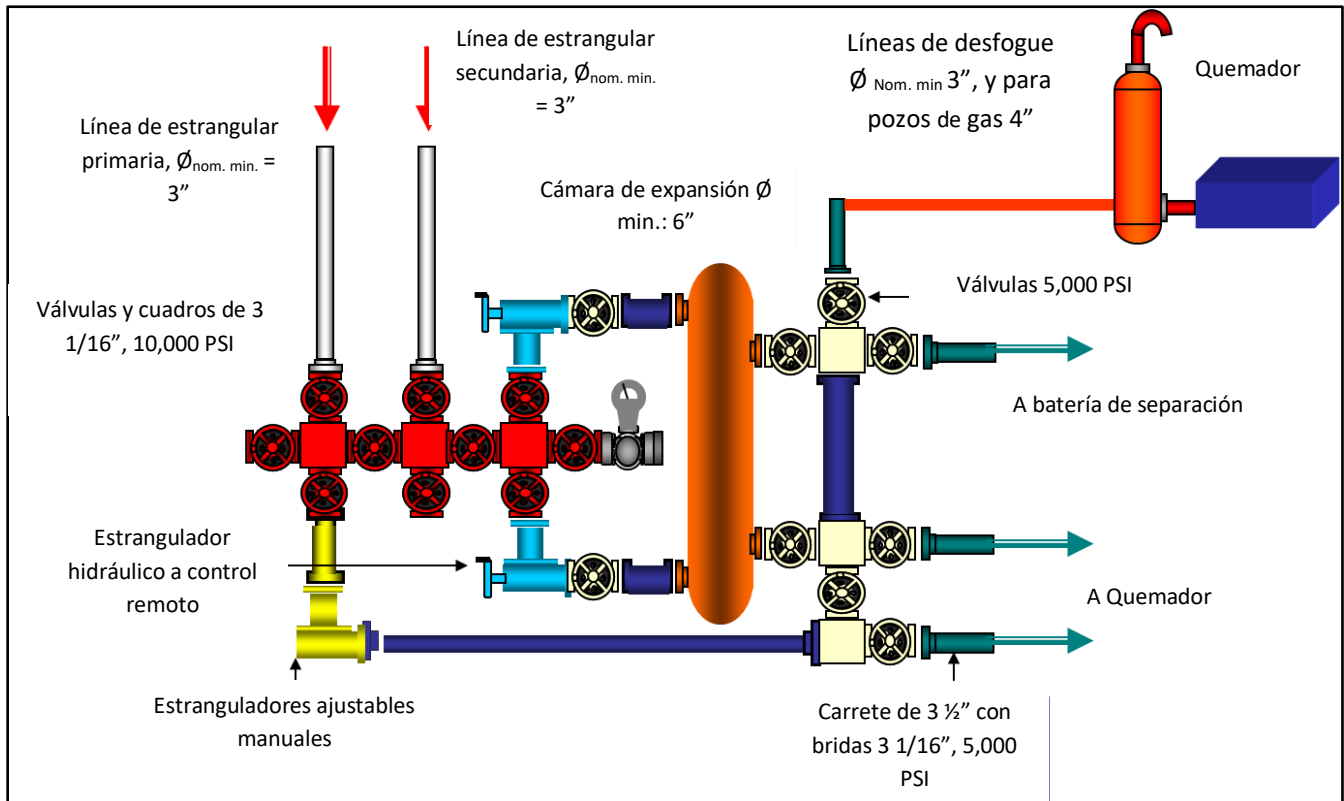


Ilustración 15 Estranguladores, Manual de conexiones superficiales de control.

2.4.2. Procedimiento de Cierre al estar Perforando con Top Drive y Válvula de Contrapresión instalada.

- 1) Suspender la operación.
- 2) Levantar la sarta al punto de quiebre (desconexión).
- 3) Parar la rotación del sistema Top-Drive.
- 4) Cortar circulación de la bomba de lodos.
- 5) Observar el pozo.
- 6) Abrir la válvula hidráulica en la línea de estrangular.
- 7) Cerrar el preventor de arietes superior para TP.
- 8) Cerrar el pozo con la válvula amarilla o el estrangulador correspondiente.

2.4.3. Procedimiento de Cierre al estar Perforando con Top Drive sin Válvula de Contrapresión.

- 1) Suspender la operación.
- 2) Levantar la sarta al punto de quiebre (desconexión).
- 3) Parar la rotación del sistema Top-Drive.
- 4) Cortar circulación de la bomba de lodos.
- 5) Observar el pozo.
- 6) Abrir la válvula hidráulica en la línea de estrangular.
- 7) Desconectar la sarta en el punto de quiebre. Instalar, apretar y cerrar la válvula de pie.
- 8) Cerrar el preventor de arietes superior para TP.
- 9) Cerrar el pozo con la válvula amarilla o el estrangulador correspondiente.

2.4.4. Procedimiento de Cierre Suave de Pozo.

- 1) La válvula hidráulica debe estar abierta.
- 2) Preventor cerrado.
- 3) Estrangulador cerrado.

Este procedimiento permite al estrangulador ser cerrado de tal manera que permita un control sensitivo y de monitoreo del comportamiento de las presiones durante el cierre.

Esto es de especial importancia, ya que existe la posibilidad de fracturar formación y generar un reventón hacia la superficie, situación que puede ocurrir fácilmente si el pozo es cerrado sin poner atención al manejo excesivo de presión inicial de cierre en el espacio anular.

2.4.5. Procedimiento de Cierre Duro de Pozo.

- 1) Parar la mesa rotaria.
- 2) Levantar la flecha al punto de desconexión.
- 3) Al decidir un cierre duro, sólo se requiere cerrar el preventor superior de arietes de TP que está en esa posición.

Este procedimiento permite cerrar el pozo en el menor tiempo posible reduciendo el volumen de fluido que entra al pozo.

El uso de un cierre duro está limitado a las condiciones del pozo en las que se conoce de antemano que la máxima presión permisible para TR sea más grande que la presión inicial de cierre y que dicha presión no afecte un fracturamiento de la formación o provocar un brote en superficie.

2.5. Criterios para definir cuando NO se debe Cerrar el Pozo.

Los siguientes criterios se deben aplicar cuando se considera conveniente no cerrar un pozo.

- 1) Si se cierra ocasionará un riesgo de fracturar la formación.
- 2) Dañar la TR (en la zapata o por falta de presión interna).
- 3) Si la máxima presión registrada en TR (espacio anular) es mayor que la máxima presión permisible a la fractura:
 - A) Producirá un reventón subterráneo.
 - B) Si el pozo tiene TR suficiente, el reventón permanecerá subterráneo sin alcanzar la superficie.
- 4) Posibles fugas en las conexiones superficiales.

2.5.1. Procedimiento de Cierre al estar metiendo o sacando TP.

Una vez detectada la presencia de un brote, se procederá a cerrar el pozo. El procedimiento recomendado de cierre es el siguiente:

- Suspender la operación dejando una junta sobre la mesa rotaria.
- Sentar la tubería en sus cuñas.
- Instalar la válvula de pie abierta, apretar y cerrarla.
- Suspender la sarta en el elevador.
- Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangular.
- Cerrar el preventor superior de arietes de TP o el preventor anular (colocar yugos).
- Cerrar el pozo con el estrangulador hidráulico o válvula amarilla, cuidando de no rebasar la máxima presión permisible en el espacio anular.

Una vez cerrado el pozo se debe realizar:

- Medir el incremento de volumen de presas.
- Anotar la presión de cierre en TR registrando la presión cada minuto durante los primeros 10, hasta observar una estabilización.
- Posteriormente, cada 5 minutos cuidando de no rebasar la MPP (máxima presión permisible), o en su caso permitir la expansión del gas.
- Verificar físicamente las válvulas del múltiple de estrangulación y los BOP, asegurando su posición y que no haya fugas, así como también en la línea de flote y la de desfogue del estrangulador.
- Verificar la presión existente en los acumuladores, múltiple de distribución y preventor anular de la unidad de accionamiento de Preventores.
- En caso de considerar que la presión que se espera encontrar en TP sea mayor a la presión de bombeo durante la perforación, **no se recomienda tener comunicación**

con el tubo de la vertical al no tener instalado el preventor interior (se puede tener una fuga en la tubería lavadora, manguera, tubo vertical, etc.). Otra de las ventajas que se tiene al instalar preventor interior, es que se puede introducir TP a través del preventor anular con presión en el pozo.

- Por lo descrito, se considera conveniente que en todos los brotes que se presentan se instale siempre la válvula de seguridad y el preventor interior.
- En caso de que se presente un brote y aún no se tenga flujo en la TP, podría instalarse conjuntamente la válvula de seguridad abierta y el preventor interior o válvula de contrapresión.
- Si tiene flujo en la TP, se instalará primero la válvula de seguridad y se cerrará el pozo (conforme al procedimiento anterior) y después el preventor interior; posteriormente se represionará la TP y se abrirá la válvula de seguridad para que opere el preventor interior al descargar la presión aplicada.

2.5.2. Procedimiento de Cierre al estar sacando o metiendo Herramienta.

Una vez que el brote es identificado, el pozo debe cerrarse con el siguiente procedimiento:

- Suspender la operación dejando una junta sobre la rotaria.
- Sentar herramienta en sus cuñas e instalar el collarín; simultáneamente abrir la válvula hidráulica en la línea de estrangulador.
- Instalar y apretar el sustituto de enlace de la tubería.
- Conectar, apretar y cerrar válvula de pie.
- Suspender sarta de perforación en el elevador.
- Cerrar el preventor superior de arietes de TP (colocar yugos).
- Cerrar el pozo con el estrangulador hidráulico o válvula amarilla, cuidando no rebasar la MPP en el espacio anular.

Una vez cerrado el pozo:

- Medir el incremento de volumen de presas.
- Anotar la presión de cierre en TR registrando la presión cada minuto durante los primeros 10, hasta observar una estabilización.
- Posteriormente, cada 5 minutos, cuidando de no rebasar la MPP (máxima presión permisible), o en su caso permitir la expansión del gas.
- Verificar físicamente las válvulas del múltiple de estrangulación y los BOP, asegurando su posición y que no haya fugas, así como también en la línea de flote y la de desfogue del estrangulador.
- Verificar la presión existente en los acumuladores, múltiple de distribución y preventor anular de la unidad de accionamiento de Preventores.

Si se presenta un brote al estar sacando o metiendo herramienta, se debe considerar como posibilidad inmediata tratar de bajar un tubo o lingada. Es por eso que se sugiere dejar libre la lingada que tenga el sustituto de enlace a la herramienta con el fin de hacer más fácil la maniobra.

La ventaja de lo descrito, es tener la posibilidad de operar Preventores de arietes como un factor adicional de seguridad, ya que la cerrar el preventor anular se tiene el riesgo de que la presión dentro del pozo sea la suficiente como para lanzar la herramienta hacia afuera. En caso de que se presente una emergencia la herramienta se debe de soltar, para después cerrarlo con el preventor ciego.

2.5.3. Procedimiento de Cierre al NO tener Tubería dentro del Pozo.

- Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación.
- Cerrar el preventor de ariete ciego (colocar yugos).
- Cerrar el pozo con el estrangulador hidráulico verificando no sobrepasar la MPP.

Cerrado el pozo se debe de:

- Medir el incremento de volumen de presas.
- Anotar la presión de cierre en TR, registrando la presión cada minuto durante los primeros 10, hasta observar una estabilización.
- Posteriormente, cada 5 minutos, cuidando de no rebasar la MPP (máxima presión permisible), o en su caso permitir la expansión del gas.
- Verificar físicamente las válvulas del múltiple de estrangulación y los BOP, asegurando su posición y que no haya fugas, así como también en la línea de flote y la de desfogue del estrangulador.
- Verificar la presión existente en los acumuladores, múltiple de distribución y preventor anular de la unidad de accionamiento de Preventores.

Generalmente hay una tendencia a olvidar el volumen de lodo en las presas por parte de la cuadrilla, sobre todo si el pozo se llenó y se observó después que la tubería se sacó.

Por esto es recomendable observar siempre el nivel de presas, línea de flote y nivel de lodo en el pozo, ya que existe el riesgo potencial de que el nivel del lodo se abata por pérdida de fluido.

Si este no es detectado a tiempo, la presión hidrostática puede llegar a ser inferior a la presión de formación con consecuencia de riesgo de brote.

2.5.4. Procedimiento de Cierre al correr TR.

- Suspender operación y colocar TR en cuñas.
- Abrir válvula hidráulica en línea de estrangular y cerrar ariete de TR.
- Instalar enlace de TR a TP y apretar.
- Cambiar elevador.
- Conectar y apretar un tramo de TP con válvula de pie abierta.
- Bajar tramo de TP y cerrar válvula de pie.
- Abrir válvula lateral del cabezal de TR (línea de estrangulación secundaria).
- Cerrar preventor inferior de ariete a TP (colocar yugos).
- Cerrar pozo con válvula amarilla o estrangulador correspondiente.

2.5.5. Procedimiento de Cierre con TR cerca del fondo.

- Suspender operación y colocar TR en cuñas.
- Abrir válvula hidráulica en línea de estrangular.
- Instalar enlace de TR a TP y apretar.
- Instalar, apretar y cerrar válvula de pie.
- Suspender la sarta en elevador.
- Cerrar preventor inferior de ariete a TP (colocar yugos).
- Cerrar pozo con válvula amarilla o estrangulador correspondiente.

2.5.6. Procedimiento de Cierre con Desviador de Flujo.

Las instrucciones para controlar un brote con desviador de flujo difieren, ya que se aplican en dos situaciones: perforando y viajando.

Perforando:

- Atender la alarma de brote de gas.
- Levantar flecha al punto de desconexión.
- No parar bomba.
- Abrir las válvulas en líneas de desviador de flujo.
- Cierre preventor anular (Diverter).
- Continúe bombeando lodo o agua con alto gasto.
- Alinear las válvulas del desviador en dirección del viento.
- Si existe lodo pesado, continúe bombeando hasta desalojar el flujo.

Observaciones:

- Considere bombear un bache viscoso y pesado.
- Densidad: incremento máximo permisible = 0.12 - 0.24 (gr/cc) arriba de la densidad esperada.
- Viscosidad de alta consistencia.

Viajando:

- Atender la alarma de brote de gas
- Colocar una junta arriba de la rotaria y sentar la sarta en las cuñas.
- Si la TP no flota, instalar, apretar y cerrar la válvula de pie.
- Abrir las válvulas en líneas de desviador de flujo.
- Cerrar preventor anular (Diverter).
- Alinear las válvulas del desviador en dirección del viento.
- Conecte la flecha, abra la válvula de pie e inicie el bombeo del lodo, lo más rápido posible.
- Considere colocar bache viscoso que cubra desde la barrena hasta la superficie.

Observaciones:

- Considere continuar bombeando agua hasta que la zona de aportación se agote.
- Bombear un segundo bache viscoso y pesado.
- Tapones de barita.
- Tener plan de emergencia.

2.6. Método del Perforador.

En este método, el influjo se circula hacia afuera del agujero usando el lodo existente. El peso del lodo se eleva hasta el nivel requerido y se circula alrededor del pozo. Para este método se requiere mucha experiencia de la persona que estará operando el estrangulador.

Se requieren dos circulaciones completas como mínimo para que este método sea eficaz. Dado que se realizan por separado la circulación del influjo y densificar el lodo, este es considerado el método de control de pozos más simple y el que requiere menos cálculos matemáticos.

Se debe tener especial precaución con este método ya que las presiones anulares son muy altas cuando se presenta un influjo de gas. La presión anular podría ser mayor inmediatamente al llegar a superficie. Este método se hizo el más apropiado para el control de pozos durante la perforación de pozos críticos, así como durante la perforación en aguas profundas. También se recomienda para pozos altamente desviados y para pozos horizontales donde los influjos se pueden presentar por la presión de suaveo. En general, el método del perforador se hace útil cuando la información disponible del pozo es limitada.

Ventajas	Desventajas
Mínimo tiempo de espera	Se producen altas presiones en superficie.
Se puede comenzar el control inmediatamente	
El influjo puede ser circulado desde el pozo.	El pozo se encuentra más tiempo bajo presión, mientras se realizan las dos circulaciones
	Mucho tiempo de estrangulamiento

Tabla 38 Ventajas-Desventajas método del perforador.

2.6.1. Procedimiento del Método del Perforador.

2.6.1.1. Primera Circulación (con densidad original).

- 1) Registre presiones estabilizadas en TP y TR.
- 2) Lentamente inicie el bombeo y abra el estrangulador para alcanzar el régimen reducido y la presión que se observó al cierre de TR.
- 3) Registre la presión en TP.
- 4) Mantener la presión constante en la TP manipulando el estrangulador hasta evacuar el brote. Si el pozo lo permite maneje un margen de seguridad de 0 a 100 (psi).
- 5) Después de evacuar el brote, simultáneamente cierre el pozo y pare el bombeo. El pozo deberá quedar con presiones iguales en TP y TR registradas al cierre de la TP estabilizada. Ahora el pozo está bajo control, pero no muerto.

NOTA: el objetivo de circular el lodo hacia el pozo, es balancear la presión de formación. El lodo debe tener el peso más bajo posible para controlar al pozo. Una vez controlado el pozo, será necesario aumentar la densidad del lodo para proporcionar un mejor margen de seguridad.

Algunos operadores prefieren continuar circulando el pozo mientras que el lodo de control se mezcle. No hay razón teórica por lo que esto no se deba hacer, aunque esto puede provocar un desgaste adicional al equipo, principalmente al estrangulador.

En esta gráfica se puede observar la representación de la variación de presión durante la circulación del pozo.

En la primera gráfica se observa que la presión de circulación con gasto reducido y la presión registrada al cierre de TP, se mantiene constantes durante toda la circulación.

En la segunda gráfica observamos el comportamiento de presión en el espacio anular de dos tipos de influjos. En el caso del gas, observamos un incremento notable de presión debido a la expansión del mismo. Antes de finalizar con la circulación, la presión por presencia de gas baja notablemente, esto se debe a que en ese momento el gas comienza a ser desalojado del pozo. En el caso del agua, la presión que generó en el espacio anular se mantiene constante y baja en el momento que empieza a desalojar el pozo.

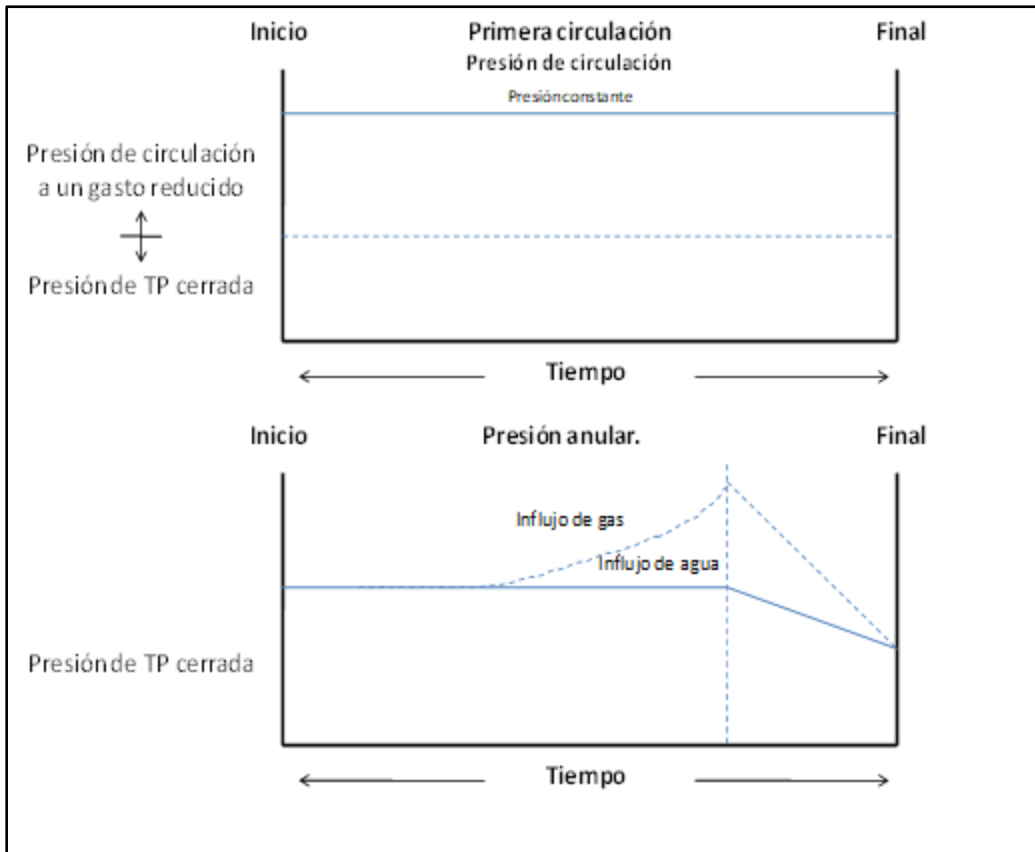


Ilustración 16 Gráfico Método del perforador, primera circulación.

2.6.1.2. Segunda Circulación (con densidad de control).

- 1) Las presiones en TP y TR deberán ser iguales.
- 2) Lentamente inicie el bombeo y abra el estrangulador para alcanzar el régimen reducido y la presión observada en TR. Mantenga esta situación hasta que el lodo de control llegue a la barrena operando el estrangulador.
- 3) Al llegar el lodo de control a la barrena, registre la presión observada en la TP, ahora esta presión es la que se debe mantener hasta que el lodo de control llegue a la superficie.
- 4) Pare la bomba y verifique el flujo.
- 5) Si no hay flujo, usted ha controlado totalmente el pozo.

NOTA: si el influjo era gas y si no fue removido en su totalidad en la primera circulación, la opción de mantener constante la presión en TR podría llevar a presiones anulares más altas.

La presión en TP bajara conforme se vaya llenando con el lodo más pesado. En la práctica, si todo el influjo fue removido correctamente en la primera circulación, el estrangulador no necesita ser tocado hasta que el lodo de control alcance la barrena.

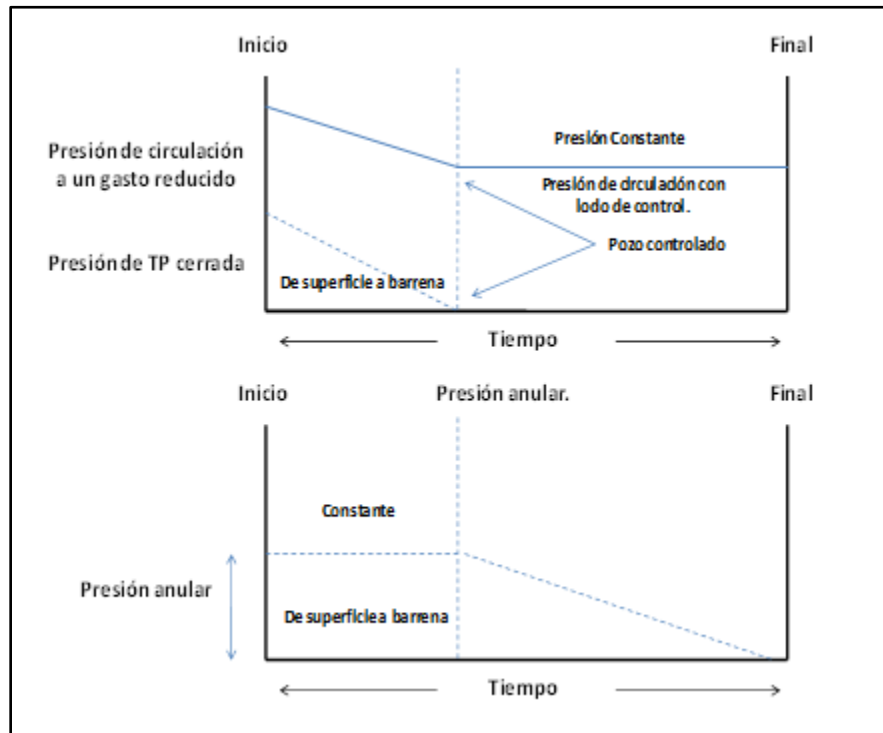


Ilustración 17 Gráfico Método del perforador, segunda circulación.

ADVERTENCIA: la existencia de un gasto predeterminado de control, da al personal de equipo una impresión de que se debe circular a ese gasto exclusivamente por lo que sugiere un procedimiento para evitar problemas posteriores. Este procedimiento es:

- 1) Observaciones de lectura de la presión en TR.
- 2) Ajuste las bombas al nuevo gasto de control y ajustar el estrangulador para mantener la presión en TR observada.
- 3) Tan pronto como el perforador tenga las bombas preparadas para el nuevo gasto, checar la presión en TP.
- 4) Compruebe el tamaño del orificio del estrangulador, en relación con el gasto de control.

NOTA: este procedimiento es satisfactorio durante el control que proporciona el lodo en la columna. Sin embargo, es preferible mantener constante el gasto de las bombas al mayor tiempo posible. Cualquier decisión para cambiar el gasto de la bomba debe tomarse con anticipación o de forma temprana.

2.7. Método del Ingeniero o de Densificar y esperar.

También llamado método de circulación tiene como teoría matar al pozo durante una circulación.

Una vez que se cerró el pozo y se estabilizaron las presiones, la presión registrada al cerrar la TP es utilizada para calcular la densidad del fluido de perforación para matar el pozo. El procedimiento de incrementar la densidad del fluido de perforación se realiza en las presas del mismo. Cuando está listo, el fluido de perforación que controlará al pozo es bombeado a la TP. Al comenzar el proceso debemos aplicar una presión suficiente en la tubería de perforación para poder hacer circular el fluido o lodo, además, debemos considerar la presión con la cual cerraremos la TP. Esta presión disminuye constantemente hasta que el fluido de perforación llega a la barrena. La presión requerida es simplemente la necesaria para bombear el fluido de perforación que controlara el pozo.

El estrangulador se ajusta para reducir la presión de la tubería de perforación mientras que el fluido de perforación es bombeado a la sarta. Con el fluido de perforación en la barrena y la cabeza estática, el fluido en la tubería equilibra la presión de formación. Para el resto de la circulación, la afluencia es bombeada a la superficie, seguido del contenido en la tubería de perforación. La presión de la TP se ajusta al final circulando presión por el estrangulador.

El método de densificar o darle peso al fluido de perforación y esperar, es un método clásico para el control de pozos. Como su nombre lo indica, el pozo es cerrado mientras se incrementa la densidad con la cual se matará al mismo pozo. Por lo tanto, en este método se incrementa la densidad del fluido y se bombea lodo desplazado el gas existente. El resultado de este método, es que en una sola circulación y un lapso de espera se logra matar al pozo. La principal diferencia entre estos dos métodos, es que para el método del perforador se requiere circular el fluido de perforación en dos ocasiones mientras que el método de densificar solo se circula una ocasión.

Ventajas	Desventajas
Baja presión de superficie, esto implica menor esfuerzo del equipo.	Considerables tiempos de espera, esto implica migración de gas.
Menor tiempo de circulación con el estrangulador abierto.	Se tiene que recurrir al método volumétrico para compensar el efecto de migración de gas.
Menor presión del pozo una vez que el fluido de perforación circula a través del espacio anular.	
En sección larga de pozo abierto, este método es menos probable para inducir pérdida de circulación.	se requiere de un gran aumento de densidad del fluido de perforación
Requiere de una circulación menos que el método del perforador.	Difícil realizar de manera uniforme en una sola etapa.

Tabla 39 Ventajas-Desventajas del Método del Ingeniero.

2.7.1. Procedimiento del Método del Ingeniero.

- 1) Abra el estrangulador y simultáneamente inicie el bombeo del lodo con densidad de control a un gasto reducido (Q_R).
- 2) Ajustando el estrangulador, iguale la presión en el espacio anular a la presión de cierre de la tubería de revestimiento (PCTR).
- 3) Mantenga la presión en el espacio anular constante con ayuda del estrangulador hasta que la densidad de control llegue a la barrena.
- 4) Cuando el lodo de control llegue a la barrena, lea y registre la presión en la tubería de perforación.
- 5) Mantenga constante el valor de presión en la tubería de perforación, auxiliándose del estrangulador; si la presión se incrementa, abra el estrangulador; si disminuye, ciérrelo.
- 6) Continúe circulando manteniendo la presión constante en la tubería de perforación hasta que el lodo de control llegue a la superficie.
- 7) Suspenda el bombeo y cierre el pozo.
- 8) Lea y registre las presiones en las tuberías de perforación y revestimiento.
- 9) Si las presiones son iguales a cero, el pozo estará bajo control. Si las presiones son iguales entre sí, pero mayores a cero, la densidad del lodo bombeado no fue la suficiente para controlar el pozo, por lo que se deberá repetir el procedimiento con base en las presiones registradas.
- 10) Si la presión en tubería de perforación es igual a cero, pero en tubería de revestimiento se registra alguna presión, será indicativo que no se ha desplazado totalmente el espacio anular con densidad de control (o que hubo ingreso adicional de fluidos de la formación al pozo).

DESCRIPCIÓN.

Una vez que el lodo esté preparado con la densidad de control y se comience a bombear a un gasto reducido, la presión que se registre en TP, sólo al momento de igualarla en el espacio anular con la presión de cierre en tubería de revestimiento (PCTR), será similar a la inicial de circulación (PIC).

Al bombear lodo con densidad de control a través de la sarta de perforación, se observará disminución paulatina en la presión de la TP, hasta un valor llamado presión final de circulación (PFC), que se da cuando la densidad de control llegue a la barrena. Entonces se observará que el abatimiento de presión en TP será similar a la calculada en la cédula de bombeo.

Una vez que el lodo de control ha llegado a la barrena, la PFC deberá mantenerse constante durante el viaje del lodo con densidad de control a la superficie (ajustando el estrangulador).

Cuando salga el lodo con densidad de control a la superficie, la presión en el espacio anular deberá ser cero. Observar si no hay flujo, si lo hay se deberá suspender el bombeo; si no lo hay, el pozo estará bajo control.

Cuando se presente el efecto de expansión del gas cerca de la superficie, la declinación en la presión en TR cesará y empezará a incrementarse hasta alcanzar su máxima presión, la cual ocurrirá cuando la burbuja de gas llegue a la superficie. Durante la salida de la burbuja, se observará disminución en la presión de la TR, originada por la súbita expansión de la misma.

Se recomienda cerrar ligeramente el estrangulador, ya que de esta forma no se permite la disminución excesiva de presión en el espacio anular, puesto que se tendría un volumen equivalente a la capacidad de la TP con densidad original.

A medida que se circula el lodo con su densidad de control, la presión de la TR continuará disminuyendo con menor rapidez hasta llegar casi a cero (cuando el lodo con densidad de control salga a la superficie), donde el estrangulador deberá estar totalmente abierto y esta presión solo será igual a las pérdidas por fricción en las líneas y el múltiple de estrangulación.

Si al haber circulado completamente el lodo de control y suspendido el bombeo, las presiones en la TP y TR no son iguales a cero, se deberá a alguna de las siguientes razones:

a) la densidad de control no es la suficiente para controlar el pozo.

b) se tendrá un brote adicional en el espacio anular, causado por permitir que la presión disminuyera al estar circulando el brote.

Para comprobar que esta presión no es producida por fluidos atrapados cerca de la superficie, se deberá purgar el pozo con una pequeña cantidad de flujo que no exceda el medio barril; si con este purgado no se observa una disminución de presión, se deberá aumentar la densidad del lodo, para lo cual se debe tomar en cuenta las nuevas presiones de cierre registradas en las tuberías, circulando el brote en la forma ya indicada.

En la siguiente ilustración se puede observar dos gráficas en la cuales se muestra el comportamiento de la presión de circulación y la presión en el espacio anular durante el método del ingeniero.

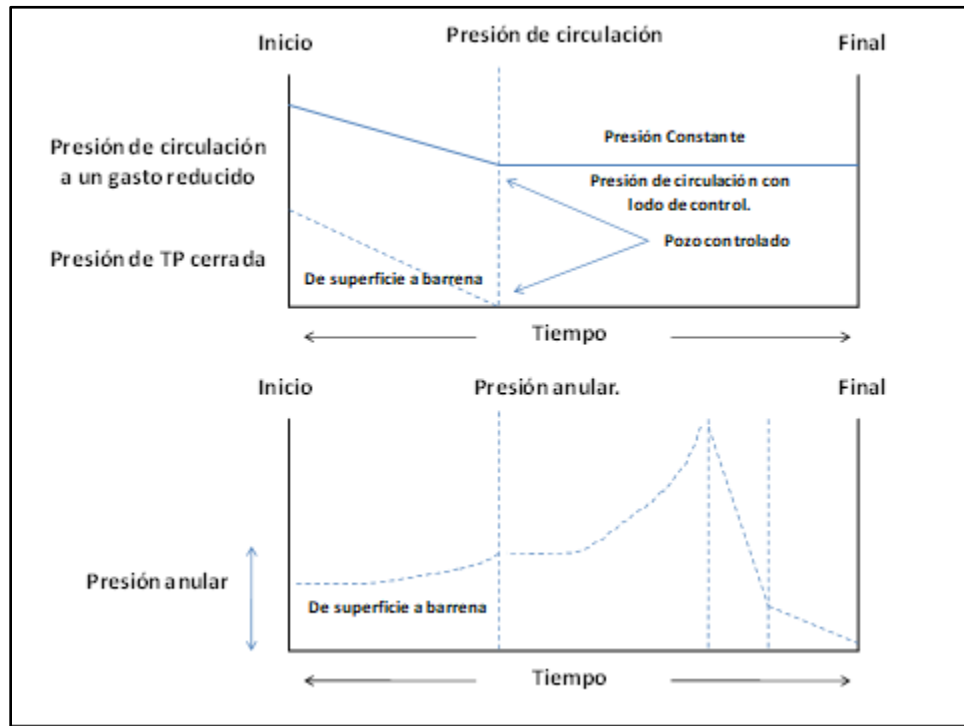


Ilustración 18 Gráfico de Circulación y presión por el Método del Ingeniero.

En la primera gráfica se observa que la presión registrada al cerrar TP es menor que la presión de circulación. Ambas tienen una caída de presión considerable al circular de superficie hacia el fondo del pozo a través de la TP. En cuanto a la circulación, sale de la barrena y comienza a desplazarse a través del espacio anular, la presión se mantiene constante.

En la segunda gráfica se observa el comportamiento de la presión en el espacio anular. Primero se observa una presión casi constante, pero con una ligera tendencia a incrementarse, esto sucede al circular de superficie al fondo del pozo. Cuando la circulación comienza en el espacio anular, se observan notables cambios en la presión.

Primero hay un incremento notable, el cual se debe a la expansión de gas dentro del pozo. En cuanto el gas comienza a desalojar el pozo, la presión en el espacio anular baja notablemente hasta llegar al punto donde los decrementos de presión son más pequeños.

3. CAPÍTULO III. PESCA.

Durante las operaciones de perforación, reparación y terminación de pozos, es muy común que se recurra a la pesca de herramientas que nos impiden continuar con un libre proceso de tales operaciones, de ahí es donde se recurre a la pesca que se define como: el proceso de recuperar del pozo herramientas que se han quedado atrapadas o atascadas impidiendo la continuación de las operaciones programadas.

A la herramienta que se quedó en el pozo se le conoce como pez o pescado al recuperarse, y puede referirse a una gran variedad de objetos: una tubería atrapada, una tubería rota, herramientas que se cayeron en el pozo o empacadores atrapados entre muchas otras posibilidades. El tipo de técnica de pesca a utilizar (pescar la herramienta), está en función del tipo de pez (dimensiones) en cuestión.

Cuando se llega a quedar alguna herramienta atorada en el pozo y se necesita continuar con las operaciones, es necesario considerar las siguientes opciones como una solución:

- 1) Pescar la herramienta.
- 2) Moler la herramienta.
- 3) Dejar la herramienta en el pozo y continuar operaciones en un agujero alterno.
- 4) Abandonar el pozo.

La decisión del proceso a emplearse para sacar el pez, obedece por lo general un criterio estrictamente económico, ya que este proceso está considerado como una pérdida del 25% en costos (dinero) y por ende en tiempo.

Para iniciar las operaciones de pesca, el responsable de la introducción de cualquier herramienta al pozo, tiene la obligación de describir detalladamente todas las dimensiones y características de cada herramienta, así como registrarlas en su bitácora de campo. Los datos que se requieren para iniciar dicha operación, son los siguientes:

- Diámetros interiores (DI) y exteriores (DE).
- Longitud, roscas.
- Cuellos de pesca y Peso.

Es de mucha importancia que se tenga un registro sobre los trabajos de perforación que se realizaron antes de que sucediera un pez, como estos:

- Datos de circulación y Fluidos.
- Pesos de sarta y Torque.
- Material recuperado por circulación.
- Condiciones de indicador de peso y Velocidad de introducción o extracción de TP.

3.1. Tipos de Atrapamiento de una Tubería.

El atascamiento o atrapamiento de una tubería es un problema que ocurre particularmente cuando la sarta de perforación, la tubería de revestimiento o una herramienta que se queda atorada y no puede ser removida hacia arriba o hacia abajo del pozo y en algunos casos, tampoco puede ser rotada.

La gravedad del problema puede variar desde un inconveniente menor, hasta complicaciones mayores que pueden arrojar resultados negativos, como la pérdida de la columna de perforación o en casos drásticos, perder el pozo. Un gran porcentaje de los casos de atascamiento de tubería, terminan exigiendo la desviación del pozo de la sección donde se produjo el atascamiento y la perforación se realizará en un nuevo intervalo.

Cuando se presente este problema durante la perforación del pozo, deben emplearse operaciones especiales para lograr liberar la tubería. El procedimiento a emplear dependerá directamente del tipo de entrapamiento y de las condiciones en las que haya ocurrido.

En muchos casos, el atascamiento de tubería es considerado como uno de los problemas más costosos y que genera mayor pérdida de tiempo durante las operaciones de perforación.

Para poder analizar las alternativas de recuperación del pez, hay que evaluar los riesgos, tiempos y costos, mismos que servirán como base para comparar las expectativas de producción del pozo y tiempo de recuperación de la inversión para así tomar la mejor decisión. En algunos casos, resulta ser más rentable el abandono del pez, taponar el pozo y perforar uno nuevo a través de un Sidetrack convencional con una herramienta desviadora Whipstock (cuchara).

El tiempo de pesca se puede medir por medio de los días que se debe permitir para recuperar la herramienta. Esto se analiza con la siguiente ecuación.

$$D = \frac{V + C_s}{R + C_D}$$

Ecuación 14 Días de pesca permitidos.

Donde: D, es el número de días permitidos para la pesca; V = valor de reemplazo del pez; C_s = costo estimado del Sidetrack; R = costo diario de renta de herramientas de pesca y servicios.; C_D = costo diario de operación de equipo (Rig).

Ejemplo.

Suponga que un pez con valor de \$150,000 está pegado en un pozo siendo perforado a un costo de \$30,000 por día. El Sidetrack tomaría un estimado de 5 días, costando \$150,000., además de \$20,000 por equipo y cemento, en total \$170,000 pesos.

La renta de herramienta de pesca y servicios cuesta \$4,500 por día. El número de días permitidos para la pesca se calculará así:

$$\frac{(150,000) + (30,000 \times 5) + 20,000}{(4,500 + 30,000)} = \frac{320,000}{34,500} = 9.27 \sim 9 \text{ días.}$$

El atascamiento de la tubería es causado por las condiciones del agujero y el diferencial de presión creado entre la columna de perforación y formación, por lo que se clasifica en dos tipos: pegadura por presión diferencial y entrapamiento mecánico. El procedimiento de solución de los incidentes, depende del tipo de agujero y de las condiciones de la perforación.

3.1.1. Pegadura por Presión Diferencial.

También llamada Atascamiento por presión diferencial, ocurre cuando la sarta de perforación no puede moverse en su eje vertical (arriba-abajo) o rotar dentro del agujero, esto sucede cuando se ejercen fuerzas de alto contacto causadas por bajas presiones del yacimiento, altas presiones de pozo, o ambas presiones actuando en un área (suficientemente grande) de la sarta de perforación.

Usualmente un atascamiento diferencial es relacionado con la formación de revoques en las paredes del agujero, altas presiones de sobre balance, fluidos de perforación de alta densidad, alto contenido de sólidos o un alto filtrado. Estos tres últimos aumentan el espesor de revoque y el coeficiente de fricción, evitando que la liberación sea más sencilla.

Es importante observar que la fuerza de atascamiento es un producto de la presión del pozo, del yacimiento y del área en la que se ejerce presión, es decir, que una presión diferencial relativamente baja (ΔP) aplicada en un área de trabajo grande, produce un atascamiento; como una ΔP alta aplicada en un área pequeña.

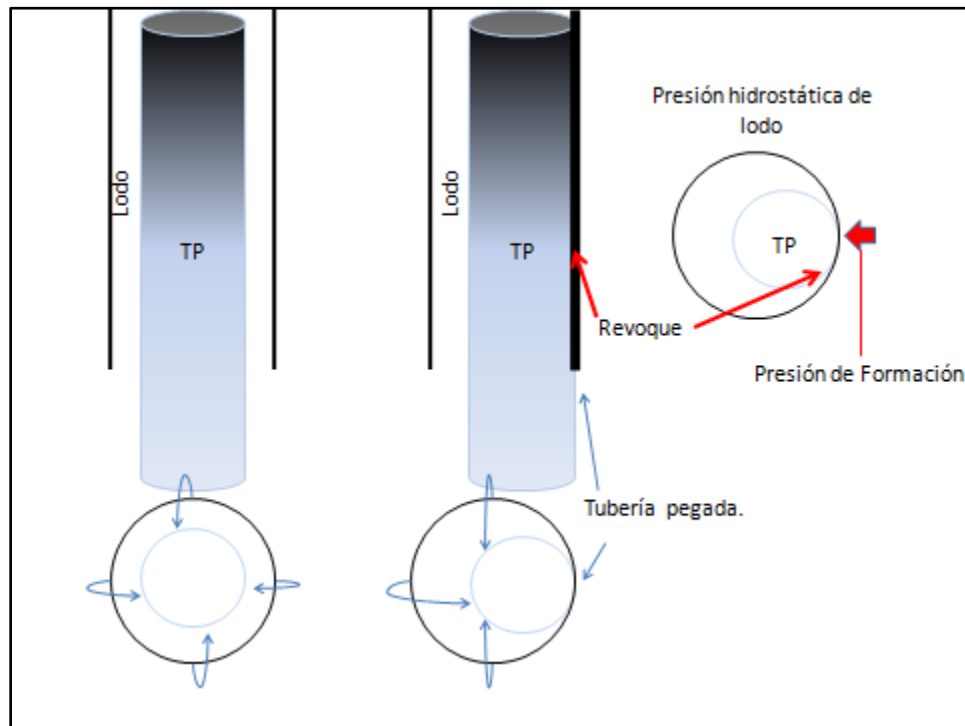


Ilustración 19 Esquema de Pegadura por presión diferencial.

3.1.2. Atrapamiento Mecánico.

El atascamiento mecánico o atrapamiento se debe a la limitación o impedimento del movimiento de la sarta de perforación por cualquier razón que no sea un atascamiento diferencial. El atascamiento mecánico puede ser causado por la presencia de detritos en el pozo, anomalías de su geometría, cemento o una acumulación de recortes en el espacio anular (obstrucción física del agujero).

3.1.3. Información Requerida para un Programa de Pesca.

Condiciones de operación antes de presentarse el problema.

- ¿Qué operación se realizaba antes de la pegadura o el accidente mecánico?
- Geometría del pozo (profundidad, inclinación, patas de perro, etc.).
- Especificaciones de TR (diámetro, peso, grado, profundidad de zapata, etc.).
- Diámetro de agujero descubierto.
- Tipo de formación.
- Tipo de fluido de control y reología.
- Componentes de la sarta de trabajo o producción.
- Profundidad, longitud, diámetro exterior-interior del pez.
- Boca del pez (condición, posición en el agujero).
- ¿De qué material se compone el pez y si se puede circular a través de?
- Cálculos hidráulicos.
- Indicador de peso y la capacidad del malacate requerida.

Para que dicha operación sea un éxito, la experiencia en los trabajos de pesca es un factor muy significativo, así como el uso de nuevas tecnologías y su capacitación, por ende, es recomendable que el ingeniero se actualice con las innovaciones que se presenten en futuros inmediatos. Es recomendable tener una buena actitud, comunicación y compromiso entre toda la compañía prestadora del servicio. Trabajo en sinergia.

3.2. Pescar la Herramienta.

Las herramientas que por alguna razón quedaron dentro del pozo, varían de diferentes tamaños, por ejemplo: un marro, una llave de 36", calibradores de TP, tubulares, cables, etc., tienen una geometría variable, y la única forma de recuperarlos, es utilizando herramientas especiales de pesca que tengan la capacidad de atraparlos de acuerdo a su geometría y condiciones en que se encuentran. Este tipo de herramientas se dividen en dos tipos, las de agarre externo y las de agarre interno.

La pesca de la herramienta es una técnica en donde el ingeniero debe tener los conocimientos suficientes para extraer del pozo algún objeto que impida con el desarrollo del mismo, encontrando las soluciones que minimicen el tiempo de atraso de la perforación identificando las posibles fallas en equipos superficial y subsuperficial.

La mayoría de las fallas en el equipo superficial, se originan por falta de mantenimiento en los dados, resorte y pernos de las cuñas que se encuentran en mal estado, falta de potencia hidráulica en las bombas que limitan la limpieza del fondo del pozo, e indicadores de peso descalibrados.

Las fallas en el equipo subsuperficial se deben a operaciones inadecuadas durante la perforación del pozo, ya sea por la mecánica del pozo o por una mala limpieza, entre otros. Se originan por falta de conocimiento por parte del personal, por descuido humano o por falta de habilidad de la persona que ejecuta la operación.



Imagen 48 Herramientas de Pesca, PEMEX 2020.

3.2.1. Herramientas de Agarre Externo.

3.2.1.1. Pescante Over Shot (OS) Serie 150.

Esta herramienta es muy resistente y se encuentra disponible para un agarre externo para empujar o jalar un pez, y a su vez nos permite circular por medio de la herramienta. En caso de ser necesario, el Over-Shot 150 puede ser liberado del pez fácilmente y es recuperable. A continuación, se muestra la imagen de un OS-150 con cuñas de canasta y un OS-150 con cuñas en espiral.



Imagen 49 Over Shot 150 Canasta - Over Shot 150 Espiral, Weatherford.

A continuación, se muestra una tabla con los diámetros y conexiones para un Over-Shot 150, primero son los de espiral ($\varnothing_{D.I.}$ espiral.) y después los de canasta ($\varnothing_{D.I.}$ canasta.). Donde: **R.T:** resistencia total, **R.T.E:** resistencia total extra, **S.R.T:** semi resistencia total, **C.D:** cavidad delgada, **C.E.D:** cavidad extra delgada, ***C.M:** captura máxima.



Imagen 50 Over-Shot canasta. PEMEX 2021.

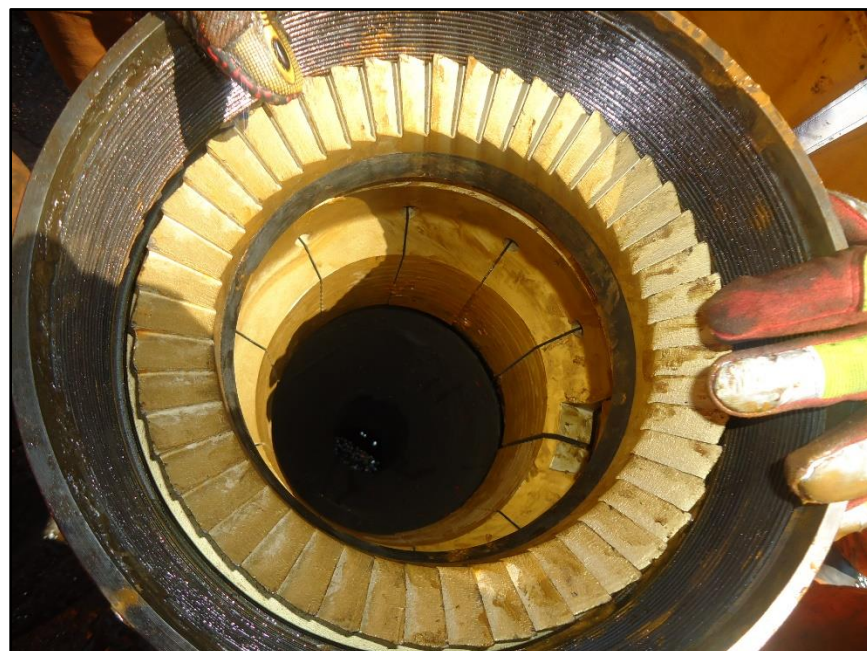


Imagen 51 Over-Shot montado, PEMEX 2021.

Dimensiones de Pescante Bowen Over Shot 150 Espiral y canasta (pg) (1).

D.I *CM Espiral	2"	2 1/8"	2 1/8"	2 3/8"	2 3/8"	2 3/8"	2 1/2"	2 1/2"	2 7/8"	2 7/8"	2 7/8"
D.I *C.M Can.	1 3/4"	1 3/4"	1 3/4"	1 7/8"	1 7/8"	2"	2"	2"	2 1/2"	2 3/8"	2 3/8"
D.O	2 5/16"	2 5/8"	2 7/8"	3 1/2"	4 1/8"	3 1/8"	3 3/8"	3 5/8"	3 5/8"	3 3/4"	4"
Tipo	C.D	C.D	C.D	C.E.D	R.T	R.T	C.D	R.T	C.E.D	C.D	R.T
D.I *C.M Espiral	3 1/4"	3 3/8"	3 3/8"	3 3/8"	3 3/8"	3 1/2"	3 1/2"	3 1/2"	3 1/2"	3 1/2"	3 21/32"
D.I *C.M Can.	2 3/4"	2 7/8"	2 7/8"	2 7/8"	2 7/8"	2 7/8"	2 7/8"	3"	2 7/8"	2 7/8"	3 1/3"
D.O	4 3/4"	3 7/8"	4 1/4"	4 3/8"	4 1/2"	4 3/8"	4 1/2"	4 5/8"	4 13/16"	5 1/8"	4 1/2"
Tipo	R.T	C.E.D	C.D	R.T	R.T	R.T	R.T	R.T	R.T	R.T	R.T
D.I *C.M Espiral	3 21/32"	3 21/32"	3 21/32"	3 3/4"	3 3/4"	3 3/4"	3 13/16"	3 13/16"	3 7/8"	3 7/8"	3 7/8"
D.I *C.M Can.	3 1/8"	3.22	3 1/8"	3 7/32"	3 1/4"	3 1/8"	3 7/32"	3 3/16"	3 3/8"	3 3/8"	3 1/4"
D.O	4 9/16"	4 11/16"	5	4 5/8"	4 11/16"	5"	4 11/16"	5 1/8"	4 5/8"	4 3/4"	5 3/16"
Tipo	C.D	S.R.T	R.T	C.D	S.R.T	R.T	C.D	R.T	C.D	C.D	R.T
D.I *C.M Espiral	4 1/2"	4 1/2"	4 5/8"	4 5/8"	4 5/8"	4 5/8"	4 3/4"	4 3/4"	4 3/4"	4 3/4"	4 3/4"
D.I *C.M Can.	3 7/8"	3 7/8"	4 1/2"	4 1/8"	4"	4"	4 1/4"	4 1/4"	4 1/4"	4 1/8"	4 1/8"
D.O	5 3/8"	5 13/16"	5 1/2"	4 5/8"	5 15/16"	5 15/16"	5 5/8"	5 3/4"	5 3/4"	6 1/16"	6 1/16"
Tipo	C.D	R.T	C.D	R.T	R.T	R.T	C.D	R.T	R.T	R.T	R.T
D.I *C.M Espiral	5 1/2"	5 1/2"	5 1/2"	5 9/16"	5 9/16"	5 5/8"	5 3/4"	5 3/4"	5 3/4"	6"	6"
D.I *C.M Can.	4 7/8"	4 3/4"	4 3/4"	4 13/16"	4 13/16"	5"	5 1/8"	5"	5"	5"	5 3/8"
D.O	6 5/8"	6 5/8"	7 1/8"	6 15/16"	7 1/4"	6 3/4"	6 7/8"	6 7/8"	7 3/8"	7 3/8"	7 1/8"
Tipo	C.D	C.D	R.T	R.T	R.T	C.E.D	C.D	C.D	R.T	R.T	C.D
D.I *C.M Espiral	6 1/4"	6 1/4"	6 1/4"	6 1/4"	6 1/4"	6 1/4"	6 1/4"	6 3/8"	6 3/8"	6 1/2"	6 1/2"
D.I *C.M Can.	5 9/16"	5 9/16"	5 9/16"	5 9/16"	5 9/16"	5 1/2"	5 9/16"	5 3/4"	5 5/8"	5 3/4"	5 7/8"
D.O	7 5/8"	7 5/8"	7 5/8"	7 7/8"	7 7/8"	7 7/8"	7 7/8"	7 1/2"	7 3/4"	7 5/8"	7 5/8"
Tipo	S.R.T	S.R.T	S.F.S	R.T	R.T	R.T	R.T	C.D	S.R.T	C.D	C.D
D.I *C.M Espiral	7"	7"	7"	7"	7"	7"	7 1/8"	7 1/4"	7 1/4"	7 1/4"	7 3/8"
D.I *C.M Can.	6 3/8"	6 3/8"	6 1/4"	6 3/8"	6 1/4"	6 1/4"	6 1/2"	6 5/8"	6 1/2"	6 1/2"	6 3/4"
D.O	8 1/8"	8 1/8"	8 1/8"	8 3/8"	8 5/8"	8 5/8"	8 1/4"	8 3/8"	8 7/8"	8 7/8"	8 1/2"
Tipo	C.D	C.D	C.D	C.D	R.T	R.T	C.D	C.D	R.T	R.T	C.D
D.I *C.M Espiral	7 3/4"	7 3/4"	7 3/4"	7 7/8"	8"	8"	8"	8 3/8"	8 3/8"	8 1/2"	8 1/2"
D.I *C.M Can.	7 1/8"	7"	7"	7 1/4"	7 1/4"	7 1/4"	7 1/4"	7 3/4"	7 5/8"	7 7/8"	7 3/4"
D.O	8 7/8"	9 3/8"	9 3/8"	9"	9 1/8"	9 5/8"	9 5/8"	9 1/2"	10 1/16"	9 5/8"	10 1/8"
Tipo	C.D	R.T	R.T	C.D	C.D	R.T	R.T	C.D	R.T	C.D	R.T
D.I *C.M Espiral	9 5/8"	9 3/4"	10"	10 1/8"	10 1/8"	11 1/4"	12"	14"	14 3/4"	16 3/4"	
D.I *C.M Can.	8 7/8"	9"	9 1/4"	9 3/8"	9 1/8"	10 1/2"	11 1/4"	13 1/4"	14"	16"	
D.O	11 1/4"	11 3/8"	11 7/8"	11 3/4"	12 1/2"	12 3/4"	13 3/4"	16"	16 3/4"	20 3/4"	
Tipo	R.T	R.T	R.T	R.T	R.T.E	R.T					

Dimensiones de Pescante Bowen Over Shot 150 Espiral y canasta (pg) (2).											
D.I *CM Espiral	2 7/8"	3 1/16"	3 1/16"	3 1/16"	3 1/8"	3 1/8"	3 1/8"	3 1/8"	3 1/8"	3 1/8"	3 1/4"
D.I *C.M Can.	2 3/8"	2 11/16"	2 9/16"	2 9/16"	2 5/8"	2 5/8"	2 5/8"	2 5/8"	2 5/8"	2 5/8"	2 3/4"
D.O	4 1/8"	3 3/4"	3 15/16"	4 3/16"	3 7/8"	4"	4 1/8"	4 1/8"	4 1/8"	4 1/4"	4 1/8"
Tipo	R.T	C.D	C.D	R.T	C.D	C.D	S.R.T	R.T	R.T	R.T	C.D
D.I *C.M Espiral	3 21/32"	3 21/32"	3 21/32"	3 3/4"	3 3/4"	3 3/4"	3 3/4"	3 13/16"	3 13/16"	3 7/8"	3 7/8"
D.I *C.M Can.	3 1/8"	3.22	3 1/8"	3 7/32"	3 1/4"	3 1/8"	3 1/8"	3 7/32"	3 3/16"	3 3/8"	3 3/8"
D.O	4 9/16"	4 11/16"	5"	4 5/8"	4 11/16"	5"	5 1/8"	4 11/16"	5 1/8"	4 5/8"	4 3/4"
Tipo	C.D	S.R.T	R.T	C.D	S.R.T	R.T	R.T	C.D	R.T	C.D	C.D
D.I *C.M Espiral	3 7/8"	4"	4"	4"	4 1/8"	4 1/8"	4 1/4"	4 1/4"	4 1/4"	4 1/4"	4 1/4"
D.I *C.M Can.	3 1/4"	3 1/2"	3 1/2"	3 3/8"	3 5/8"	3 1/2"	3 3/4"	3 3/4"	3 3/4"	3 11/16"	3 11/16"
D.O	5 1/4"	4 7/8"	4 7/8"	5 5/16"	5"	5 7/16"	5 1/8"	5 1/8"	5 1/8"	5 9/16"	5 9/16"
Tipo	R.T	C.D	C.D	R.T	C.D	R.T	C.D	C.D	C.D	R.T	R.T
D.I *C.M Espiral	4 7/8"	4 7/8"	4 7/8"	5"	5"	5"	5 1/8"	5 1/4"	5 1/4"	5 3/8"	
D.I *C.M Can.	4 1/4"	4 1/4"	4 1/4"	4 1/2"	4 1/8"	4 1/4"	4 5/8"	4 5/8"	4 1/2"	4 3/4"	
D.O	5 3/4"	6 1/8"	6 3/16"	5 7/8"	6 1/8"	6 5/8"	5 3/4"	6 3/8"	6 7/8"	6 1/2"	
Tipo	C.D	R.T	R.T	C.D	S.R.T	R.T	C.D	C.D	R.T	C.D	
D.I *C.M Espiral	6"	6"	6"	6"	6 1/8"	6 1/8"	6 1/4"	6 1/4"	6 1/4"	6 1/4"	6 1/4"
D.I *C.M Can.	5 1/4"	5 1/4"	5 1/4"	5 1/4"	5 1/4"	5 3/8"	5 5/8"	5 5/8"	5 5/8"	5 1/2"	5 9/16"
D.O	7 1/2"	7 5/8"	7 5/8"	7 5/8"	7 1/4"	7 3/4"	7 3/8"	7 3/8"	7 3/8"	7 3/8"	7 5/8"
Tipo	R.T	R.T	R.T	R.T	C.D	R.T	C.D	C.D	C.D	C.D	S.R.T
D.I *C.M Espiral	6 1/2"	6 5/8"	6 5/8"	6 5/8"	6 5/8"	6 3/4"	6 3/4"	6 3/4"	6 3/4"	6 7/8"	
D.I *C.M Can.	5 3/4"	6"	6"	5 7/8"	5 7/8"	6 1/8"	6 1/8"	6"	6"	6 1/4"	
D.O	8 1/8"	7 3/4"	7 3/4"	8 1/8"	8 1/4"	7 7/8"	7 7/8"	8 3/8"	8 3/8"	8"	
Tipo	R.T	C.D	C.D	S.R.T	R.T	C.D	C.D	R.T	R.T	C.D	
D.I *C.M Espiral	7 3/8"	7 3/8"	7 1/2"	7 1/2"	7 1/2"	7 1/2"	7 5/8"	7 5/8"	7 3/4"		
D.I *C.M Can.	6 5/8"	6 5/8"	6 7/8"	6 7/8"	6 3/4"	6 3/4"	7"	6 7/8"	7 1/8"		
D.O	8 1/2"	9"	8 5/8"	8 5/8"	8 3/4"	9 1/8"	8 3/4"	9 1/4"	8 7/8"		
Tipo	C.D	R.T	C.D	C.D	S.R.T	R.T	C.D	R.T	C.D		
D.I *C.M Espiral	8 1/2"	8 5/8"	8 5/8"	8 5/8"	8 3/4"	8 7/8"	9"	9"	9 1/2"		
D.I *C.M Can.	7 3/4"	8"	7 7/8"	7 5/8"	8"	8 1/8"	8 1/4"	8"	8 3/4"		
D.O	10 1/8"	9 3/4"	10 1/4"	11"	10 1/2"	10 1/2"	10 5/8"	11 3/8"	11 3/4"		
Tipo	R.T	C.E.D	C.D	R.T	R.T	R.T	R.T	R.T	R.T		

Tabla 40 Pescante Over Shot Serie 150.

Ensamble y operación.

Espiral: colocar el empaque tipo A (con el labio interior apuntando hacia arriba) en el tazón del OS entre la rosca superior y el alojamiento helicoidal. Ensamble la unión superior al tazón del OS. Enrosque la cuña espiral en el alojamiento helicoidal izquierdo en el tazón. Deje de enroscar la cuña cuando haya entrado por completo en el alojamiento helicoidal y la cola esté alineada con la ranura en el tazón. Deslice el control de la cuña, primero el extremo de la cola adentro del tazón hasta que la cola del control de la cuña se deslice junto a la cuña. Ahora ensamble la guía en el tazón.

Canasta: ensamble la unión superior al tazón del OS. Enrosque la cuña de canasta en el alojamiento helicoidal izquierdo en el tazón del OS. Deje de enroscar cuando la cuña haya entrado por completo en el alojamiento helicoidal y la ranura en la cuña esté alineada con el tazón. El labio interior debe apuntar hacia arriba de la cuña. Ahora deslice el control de la cuña en el tazón para que la cola entre en las ranuras del tazón y de la cuña de canasta. Ensamble la guía en el tazón.

Enganche y recuperación de la Pesca.

Fije el pescante a la parte inferior de la sarta de pesca y córralo en el pozo. Cuando el pescante se acerque a la parte superior del pez, engánchela rotando lentamente a la derecha y bajando gradualmente la sarta de pesca. Para jalar la pesca, libere cualquier torque en la sarta de pesca. Se puede usar circulación a través de la pesca para ayudar a recuperarla. Si se aplica torque a la pesca, mantenga la tensión hacia arriba mientras gira la sarta de pesca, con lo que mantendrá la cuña enganchada.

Liberación de pesca.

Deje caer todo el peso de la sarta de pesca. Gírela hacia la derecha mientras la levanta lentamente. Las roscas izquierdas en la superficie de la cuña permitirán que esta se desenrosque de la pesca.

3.2.1.2. Pescante Over Shot Serie 70.

Diseñado específicamente para conexión expuesta o cuando la boca del pez sea demasiado corta para utilizar 150. Es eficaz para recuperar un aparejo de fondo cuando la longitud del cuello de pesca del mismo sea muy corta, apenas de dos pulgadas de largo.

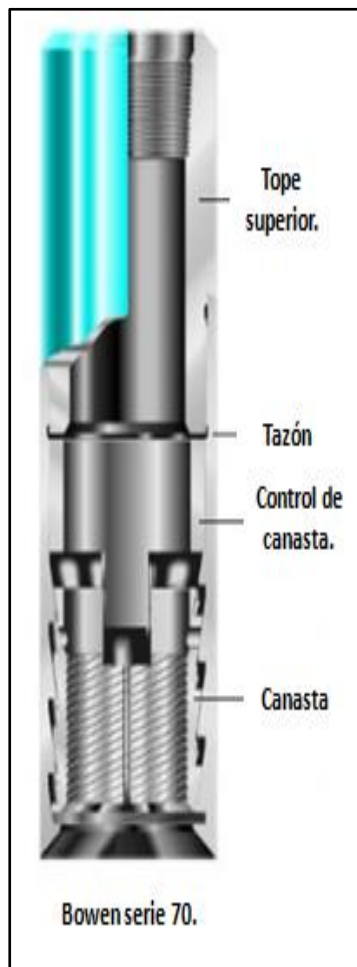


Imagen 52 Bowen Serie 70,
Weatherford.

Dimensiones de pescante corto Over-Shot serie 70

\emptyset *C.M	1 5/8"	2 1/2"	2 5/8"	3 1/16"	3 1/16"
\emptyset D.E	2 5/16"	3 5/8"	3 3/4"	4 5/8"	4 1/8"
Conex. Std.	7/8" S.R	2 1/2" EUE	2 3/8" Reg.	2 1/2" EUE	2 7/8" Reg.
Tipo	C.D	C.D	C.D	R.T	C.D
\emptyset *C.M	4 1/4"	4 3/4"	4 3/4"	6"	6 1/4"
\emptyset D.E	5 3/4"	5 7/8"	6 5/8"	7 7/8"	7 7/8"
Conex. Std.	3 1/2" FH	3 1/2" FH	4 1/2" FH	4 1/2" IF	4 1/2" IF
Tipo	R.T	C.D	R.T	R.T	R.T

Ensamble y operación.

Atornille la cuña de canasta en el tazón de manera que la ranura de control quede alineada con la ranura del tazón. Deslice el control de la cuña adentro del tazón hasta que la cola engrane en la ranura del tazón y en la de la cuña. Enrosque la unión superior al tazón.

Enganche y recuperación de la pesca.

Fije el pescante en la parte inferior de la sarta de pesca y córralo dentro del pozo. Cuando el pescante se acerque a la parte superior de la pesca, baje gradualmente la sarta mientras mantiene lentamente la rotación a la derecha. Cuando esté enganchada la pesca, libere el torque derecho y jale.

Liberación de la pesca.

Golpee hacia abajo el pescante OS. Después gire la sarta de pesca hacia la derecha mientras la levanta lentamente.

3.2.1.3. Pescante Over Shot de Varilla de Succión (Serie 10 y 20).

Los pescantes serie 10 y 20 son pequeños y durables, sirven para recuperar varillas de succión, acoplamientos y otros artículos de las sartas de tuberías internas.

Los pescantes serie 10 están diseñados para recuperar cajas de varillas de succión con un diámetro exterior de hasta 2" dentro de una tubería de 2 7/8" y un diámetro exterior hasta 1 5/8" dentro de una tubería de 2 3/8".

Los pescantes serie 20 están diseñados para condiciones de recuperación de pesca corta. Estas herramientas enganchan la porción tubular de la pesca que es demasiado corta para ser recuperada con un pescante OS estándar.

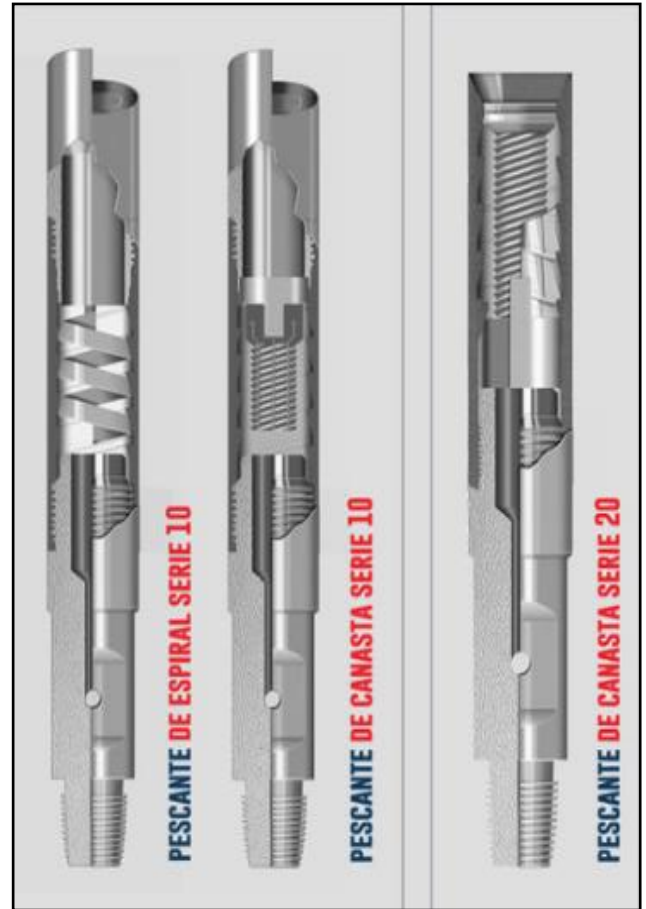


Imagen 53 Over Shot Serie 10 y 20, Hothead México.

Dimensiones de pescante de varilla Over-Shot serie 10 y 20.							
Ø*C.M Esp.(pg)	1 1/2"	1 5/8"	1 13/16"	1 15/16"	2"	2 3/8"	Serie 10
Ø*C.M Can. (pg)	1 15/16"	1 7/17"	1 5/8"	1 3/4"	1 13/16"	2 3/16"	
Ø D.E (pg)	1 25/32"	1 29/32"	2 1/8"	2 1/4"	2 5/16"	2 27/32"	
Tipo	C.D	C.D	C.D	C.D	C.D	C.D	Serie 20
*C.M	1 3/8"	1 1/2"	1 13/16"	*C.M: Captura máxima, C.D: Cavidad delgada			
Ø D.E (pg)	1 3/4"	1 29/32"	2 5/16"				
Tipo	C.D	C.D	C.D				

Tabla 42 Over Shot Serie 10 y 20.

Construcción.

Serie 10: consiste de una unión superior, un tazón, una cuña y una guía. Se usan los componentes internos para establecer un agarre seguro de la pesca y recuperarla con facilidad. Dependiendo del diámetro de la pesca que se va a recuperar, se usará una cuña espiral o de canasta. Cuando el diámetro de la pesca se aproxima a la pesca máxima, se requiere de cuña en espiral. Cuando se usa cuña en espiral, se debe usar un guía de control de herramienta. Cuando el diámetro de la pesca es mucho menor que los límites máximos de atrapamiento se usa cuña de canasta.

Este ensamble requeriría de un control de cuña de canasta y una guía plana.

Serie 20: consiste de una unión superior, un tazón, una cuña de canasta y un control. El arreglo de las partes internas es ligeramente diferente al de serie 10 porque el control de la cuña se coloca en la parte superior de la herramienta entre la unión superior y la cuña de canasta. Esto permitirá que la porción expuesta de la pesca entre más en la cuña de canasta, puesto que la cuña esté localizada ahora en la posición más inferior del tazón.

Ensamble y operación.

Se debe equipar el OS con el tamaño y tipo correcto de cuña y accesorios que se requiera. Se enrosca el pescante OS en la sarta de pesca y se corre en el pozo. Cuando el OS se acerca a la parte superior del pez, se engancha girando lentamente a la derecha mientras se baja gradualmente el OS sobre el pez. Aplique torque a la derecha de la sarta y jale la pesca elevando la sarta.

Liberación de la pesca.

Golpee hacia abajo con todo el peso de la sarta. Gire a la derecha mientras la va elevando lentamente. La rosca izquierda en la superficie interior de la cuña permitirá, que la cuña se desenrosque de la pesca. Para la liberación de la pesca recuperada, siga este mismo procedimiento al mismo tiempo que asegura la pesca debajo del OS.

3.2.1.4. *Tarrajas.*

Es una herramienta de pesca de atrapamiento externo diseñada para recuperar tubulares del agujero del pozo.

En su interior tiene una conicidad que permite a la herramienta tener un rango de agarre. Cortan su propia rosca en el pez, no son liberables por lo que debe correrse siempre una junta de seguridad encima de ésta en caso de ser necesario liberarse del pez.

Ensamble y operación.

Se ensambla en la parte inferior de la sarta. Se corre en el pozo hasta llegar al pescado. Se aplica peso mínimo (menos de una Ton.) y se gira lo suficiente para permitir que las garras se inserten en la superficie exterior de la pesca. **Precaución:** tener cuidado de no aplicar peso excesivo o girar en exceso, ya que esto podría dañar las garras roscadas. Una vez que asegure el enganche de la pesca, se puede sacar del pozo.



Imagen 54 Tarrajas y machuelos, PEMEX 2020.

Dimensión de Tarrajas							
Ø Nom.	3/4" pipe	1" pipe	1" Upset	1 1/4" Pipe	2 3/8" pipe	2 3/8" Upset	2 3/8 Reg.
Para pescar	1.05	1.315	1.469	1.66	2 3/8"	2 21/32"	3 1/82
Long. Tot.	8"	17"	15"	12"	24"	24"	24"
D. E	1.66	1 13/16"	1 29/32"	2 5/16"	3 7/16"	3 11/16"	4 3/16"
Ø Ros. men.	7/8"	1"	1 1/8"	1 3/8"	1 3/4"	2"	2 1/2"
Ø Rosca. may.	1 3/16"	1 1/2"	1 5/8"	1 7/8"	2 9/16"	2 13/16"	3 5/16"
Ø Nom.	2 3/8" IF	2 7/8" pipe	2 7/8" Upset	2 7/8 Reg.	2 7/8" IF	3 1/2 pipe	3 1/2 Upset
Para pescar	3 3/8"	2 7/8"	3 7/32"	3 3/4"	4 1/8"	3 1/2"	3 13/16"
Long. Tot.	24"	24"	24"	24"	24"	32"	32"
D. E	4 7/16"	4"	4 3/8"	4 7/8"	5 1/4"	4 3/4"	5 1/16"
Ø Ros. men.	2 3/4"	2 1/4"	2 5/8"	3 1/8"	3 1/2"	2 5/8"	2 15/16"
Ø Ros. may	3 9/16"	3 1/16"	3 7/16"	3 15/16"	4 5/16"	3 3/4"	4 1/16"
Ø Nom.	3 1/2" Reg.	3 1/2 FH	3 1/2" IF	4 1/2" Pipe	4 1/2" Upset	4 1/2" Reg.	4 1/2" FH
Para pescar	4 1/4"	4 5/8"	4 3/4"	4 1/2"	5"	5 1/2"	5 3/4"
Long. Tot.	32"	32"	32"	36"	36"	36"	36"
D. E	5 1/2"	5 7/8"	6"	5 7/8"	6 3/8"	6 7/8"	7 1/8"
Ø Ros. men	3 3/8"	3 3/4"	3 7/8"	3/8"	3 7/8"	4 3/8"	4 5/8"
Ø Ros. May	4 1/2"	4 7/8"	5"	4 3/4"	5 1/4"	5 3/4"	6"
Ø Nom.	4 1/2" IF	5 9/16" pipe	5 9/16" Upset	5 9/16" Reg.	5 9/16" FH	5 9/16" IF	6 6/8" pipe
Para pescar	6 1/8"	5 9/16"	6 1/16"	6 3/4"	7"	7 3/8"	6 5/8"
Long. Tot.	36"	42"	42"	42"	42"	42"	42"
D. E	7 1/2"	7 1/16"	7 9/16"	8 1/4"	8 1/2"	8 7/8"	8 1/8"
Ø Ros. men	5"	3 15/16"	4 7/16"	5 1/8"	5 3/8"	5 3/4"	5"
Ø Rosc. May	6 3/8"	5 13/16"	6 5/16"	7"	7 1/4"	7 5/8"	6 7/8"
Ø Nom.	6 5/8 Upset	6 5/8 Reg.	6 5/8" FH	6 5/8" IF	6 5/8" Reg.	6 5/8" Reg.	
Para pescar	7 1/8"	7 3/4"	8"	8 1/2"	8 5/8"	10 3/4"	
Long. Tot.	42"	42"	42"	42"	42"	46"	
D. E	8 5/8"	9 1/4"	9 1/2"	10"	10 3/4"	13 5/8"	
Ø Ros. men	5 1/2"	6 1/8"	6 3/8"	6 7/8"	7 7/8"	10"	
Ø Ros. May	7 3/8"	8"	8 1/4"	8 3/4"	9 3/4"	12"	



Tabla 43 Medidas de Tarrajas.

3.2.2. Herramientas de Agarre Interno.

3.2.2.1. *Machuelos.*

Es una herramienta de pesca de atrapamiento interno diseñada para recuperar miembros tubulares del agujero del pozo. Es la herramienta más económica de su tipo para liberar la pesca. Tiene un rango de agarre amplio, ya que corta su propia rosca en el pez, debe correrse siempre una junta de seguridad encima de esta en caso de ser necesaria su regreso.

Ensamble y operación.

Ensamble el machuelo en la parte inferior de la sarta. Córralo en el pozo hasta que llegue a la pesca. Se aplica peso mínimo (menos de una Ton.) y se gira lo suficiente para permitir que las roscas divididas se inserten en la superficie interior de la pesca. Una vez enganchada, puede sacarse del pozo.



Imagen 55 Machuelos, PEMEX 2020.


Machuelos.							
Ø Nom.	5/8" S.R	3/4" S.R	1 13/16" WFJ	1" EUE	7/8" S.R	1 1/4" EUE	2 3/8" EUE
D.E	1 1/2"	1 3/4"	1 13/16"	1.9"	2 5/16"	2 3/8"	3 1/16"
Ø Para pescar	1/2" ID	5/8", 1 1/4" ID	3/4", 1 3/8" ID	1" pipe	7/8", 1 1/2" ID	1 1/4" pipe	2 3/8" OD CPL
Long. Tot.	16"	18"	18"	18"	20"	20"	27"
Ø Ros. men.	3/8"	1/2"	5/8"	3/4"	3/4"	7/8"	1 5/8"
Ø Rosc. May	1 1/4"	1 1/2"	1 5/8"	1 3/4"	1 3/4"	1 7/8"	2 5/8"
Ø Nom.	2 3/8" Reg.	2 3/8" IF	2 7/8" Reg.	2 7/8" IF	3 1/2" Reg.	3 1/2" FH	3 1/2" IF
D.E	3 1/8"	3 3/8"	3 3/4"	4 1/8"	4 1/4"	4 5/8"	4 3/4"
Ø Para pescar	2 3/8" Reg.	2 3/8" IF	2 7/8" Reg.	2 7/8" pipe	3 1/2" Reg.	3 1/2" pipe	3 1/2" IFTJ
Long. Tot.	27"	27"	27"	27"	33"	33"	33"
Ø Ros. men.	5/8"	1 3/8"	7/8"	1 3/4"	1"	1 5/8"	2 3/16"
Ø Rosc. May	1 5/8"	2 3/8"	1 7/8"	2 3/4"	2 1/2"	3 1/8"	3 11/16"
Ø Nom.	4 1/2" Reed	4" FH	4 1/2" Reg.	4 1/2" FH	4 1/2" XH	4 1/2" IF	5 1/2" Reg.
D.E	5"	5 1/4"	5 1/2"	5 3/4"	6"	6 1/8"	6 3/4"
Ø Para pescar	4 1/2" Reg.	4" FHTJ	4 1/2" Reg.	4 IFTJ	4 1/2" XHTJ	4 1/2" IFTJ	5 1/2"
Long. Tot.	33"	36"	36"	36"	36"	36"	38"
Ø Ros. men.	2 5/16"	2 5/16"	1 3/4"	2 5/8"	2 7/8"	3 1/4"	2 1/4"
Ø Ros. May	3 13/16"	3 15/16"	3 3/8"	4 1/4"	4 1/2"	4 3/4"	4"
Ø Nom.	5 1/2" FH	5 1/2" IF	6 5/8"	6 5/8" FH			
D.E	7"	7 3/8"	7 3/4"	8"			
Ø Para pescar	5 1/2", 5 9/16"	5 1/2", 5 9/16"	6 5/8" Reg.	6 5/8" FH, IF			
Long. Tot.	38"	38"	38"	38"			
Ø Ros. men.	3 5/8"	4 1/4"	3"	4 5/8"			
Ø Ros. May	5 3/8"	6"	4 3/4"	6 3/8"			

Tabla 44 Dimensiones de Machuelos.

A continuación, se muestra el conjunto de TR y Machuelos.

Tubería de Revestimiento		Machuelos derechos e izquierdos							
D. E (pg.)	D.I (pg.)	D. Mayor (pg.)	Rango de operación		Conexión superior			Longitud	
			Mayor (pg.)	menor (pg.)	Rosca (pg.)	D.E (pg.)	D.I (pg.)	Operación	Total
4 ½	3.701	3 3/8	2 ¼	¾	2 3/8 IF	3 3/8	¼	24	29
			3	1 1/2	2 3/8 IF	3 3/8	½	24	29
5	4.151	4 1/8	3 ½	1 7/8	2 7/8 IF	4 1/8	7/8	26	32
5 ½	4.545								
6 5/8	5.55	5 ¼	5	3 5/8	3 1/2 IF	5 1/4	2 ½	22	28
7	5.969								
7 5/8	6.5								

Tabla 45 TR con Machuelos.

Nota: Para machuelos izquierdos se utilizan los mismos rangos de operación; únicamente se solicitan con conexión y rosca de operación izquierdos.

3.2.2.2. Arpón Liberador.

Es una herramienta de pesca interna diseñada para recuperar miembros tubulares del agujero del pozo. Es un dispositivo resistente, confiable y económico. El diseño sencillo, asegura un enganchamiento positivo durante la operación de pesca, es fácil de liberar y de reenganchar de ser necesario y puede correrse con otro equipo como aditamentos de obturación y herramientas de corte interno.

Ensamble y operación.

Primero atornille la cuña en el mandril (rosca izquierda). Deslice el anillo de desconexión hacia el extremo del mandril y enrosque la tuerca. Atornille la cuña hacia abajo del mango del mandril contra el anillo de desconexión. Esto coloca la herramienta en posición para correrse.

Enrosque el arpón en la parte inferior de la sarta. Córralo y posicione el arpón en la pesca, después gire el mandril una vuelta completa a la izquierda. Ahora, la cuña debe estar enganchada. Si se jala hacia arriba, ocasionará que los pescadores de rosca en el mandril se expandan en la cuña y permitirá que la cuña atrape la pesca.

Para desenganchar la cuña, golpéela hacia abajo y gírela varias vueltas a la derecha. Si se jala derecho hacia arriba, debe liberar el arpón. Cuando salga la pesca, siga girando lentamente hacia la derecha.



Imagen 56 Arpón Liberador, PEMEX 2020.

Arpón liberador.					
Ø Nominal	2 3/8" Tub.	2 3/8" Tub.	2 7/8" Tub.	2 7/8" Tub.	3 1/2 Tub.
D.E Arpón	1 7/8"	1 7/8"	2 5/16"	2 5/16"	2 13/16"
D.I Arpón	3/8"	3/8"	3/8"	3/8"	1/2"
Tipo	Estándar	T. Pesado	Estándar	T. Pesado	Estándar
Ø Nominal	4" Tub.	4 1/2" Tub.	5 CSG	6 CSG	7 CSG
D.E Arpón	3 1/4"	3 3/4"	4 1/32"	5"	5 3/4"
D.I Arpón	3/4"	3/4"	7/8"	1"	2"
Tipo	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
Ø Nominal	8 5/8" CSG	8 5/8" CSG	9 5/8" CSG	9 5/8" CSG	13 3/8" CSG
D.E Arpón	7 1/4"	7 1/4"	8 1/4"	8 1/4"	11 3/4"
D.I Arpón	2 3/4"	2 3/4"	2 3/4"	2 3/4"	3 1/2"
Tipo	Estándar	T. Pesado	Estándar	T. Pesado	T. Pesado

Tabla 46 Arpón liberador.

3.2.2.3. Canasta de Circulación Inversa.

Herramienta recolectora de chatarra diseñada para retirar todo tipo de objetos del fondo del agujero del pozo, tales como artículos de cuñas, herramientas manuales, conos de barrenas y otras piezas pequeñas. Este tipo de herramienta usa circulación como auxiliar en la recuperación de la chatarra.

Ensamble y operación.

Enrosque la canasta de recolección en la parte inferior de la sarta y córrala dentro del pozo. Cuando la herramienta se encuentre aproximadamente a 10 pies (3.048 metros) del fondo del pozo, se deja caer la canica o bola a través de la tubería de perforación, la canica se colocará en el asiento de la válvula iniciando la circulación inversa comenzando a extraer las muestras. Esto garantiza que cualquier desperdicio que se encuentre en el fondo, se bombeará hacia el barril y será atrapado por el ensamble recolector. Se saca la herramienta del pozo después de cortar a 10 pg (25.4 cm) o 20 pg (50.8 cm) de la muestra.



Imagen 57 Canasta de Circulación Inversa, PEMEX 2020.


Canasta de Circulación Inversa.								
Ø Agujero	3 3/4"- 4"	4 1/8"- 4 1/2"	4 5/8"- 5"	5 1/8"- 5 1/2"	5 5/8"- 6"	6 1/8"- 6 1/2"	6 5/8"- 7 3/8"	7 1/2"- 8 1/4"
Ø D.E Barril	3 5/8"	4"	4 1/2"	4 7/8"	5 1/8"	5 3/4"	6 1/4"	7
Ø Máx. Pesca	2 11/32"	2 17/32"	3 1/16"	3 9/16"	3 8/4"	4 13/32"	4 3/4"	5 3/15"
No. Dientes molino	6	6	8	8	8	8	8	8
Ø Agujero	8 3/8"- 9 1/2"	9 5/8"- 10 5/8"	10 3/4"- 11 5/8"	11 3/4"- 12 1/2"	12 5/8"- 13 5/8"	13 3/4"- 16"	16"- 17 1/2"	
Ø D.E Barril	7 7/8"	9 1/8"	10 1/8"	11"	11 7/8"	13"	15"	
Ø Máx. Pesca	6 1/16"	7 1/16"	7 11/16"	8 5/16"	8 11/16"	9 7/8"	11 1/8"	
No. Dientes molino	8	10	12	12	14	16		

Tabla 47 Dimensiones de Canasta de circulación inversa.

3.2.2.4. Pescante Magnético.

Esta herramienta está diseñada para sacar con efectividad partículas metálicas, rebabas y residuos en el fondo del agujero del pozo. Por lo general, estos residuos son el resultado de fallas en las barrenas que dejan conos y cuchillas (laminillas), o son de una acumulación de cortes y moliendas.



Imagen 58 Pescante Magnético, PEMEX 2020.

Pescante magnético							
Ø Agujero	1"- 1 1/4"	1 5/8"- 5 1/2"	2"- 2 3/4"	2 3/8"- 3 1/4"	2 3/4"- 3 5/9"	3"- 3 3/4"	3 1/4"- 4 1/8"
D.ext Htta.	1"	1 1/4"	1 1/2"	1 3/4"	2 1/4"	2 1/2"	3"
Conexión	5/8"-11"	5/8" SR	5/8" SR	3/4" SR	3/4" SR	3/4" SR	2 3/8" TBG
Tracción Aprox. (Lb).	5 – 7	8-10	11-14	15-20	25-75	75-125	125-200
Ensamble	FM-1	FM-2	FM-3	FM-4	FM-5	FM-6	FM-7
Ø Agujero	4"-4 1/4"	4 1/2"-5"	5 1/8"-5 1/2"	5 5/8"-6"	6 1/8"-6 1/2"	6 1/8"-6 1/2"	6 5/8"-7 1/2"
D.ext Htta.	3 1/4"	4"	4 1/2"	5"	5 1/2"	5 3/4"	6"
Conexión	2 3/8" TBG	2 3/8"Reg.	2 7/8"Reg.	2 7/8"Reg.	3 1/2"Reg.	3 1/2"Reg.	3 1/2"Reg.
Tracción Aprox. (Lb).	125 - 200	250-350	350-450	450-500	500-600	500-600	600-700
Ensamble	FM-8	FM-9	FM-10	FM-11	FM-12	FM-13	FM-14
Ø Agujero	7 5/8"-8 1/2"	8 5/8"-9 3/4"	9 7/9"- 11 3/8"	10 1/2"-11 7/8"	11 3/4"- 13"	12 1/4"- 14"	15" UP
D.ext Htta.	7"	8"	9"	10"	10 1/2"	11 1/2"	14"
Conexión	4 1/2"Reg.	4 1/2"Reg.	6 5/8"Reg.	6 5/8"Reg.	6 5/8"Reg.	6 5/8"Reg.	6 5/9"Reg.
Tracción Aprox. (Lb).	800-1,000	1,000-1,200	1,200-1,400	1,400-1,600	1,600-1,800	1,800-2,200	2,500-3,000
Ensamble	FM-15	FM-16	FM-17	FM-18	FM-19	FM-20	FM-21
Ø Agujero	17" UP	19"	24"				
D.ext Htta.	16"	18"	22"				
Conexión	4 1/2"Reg.	7 5/8"Reg.	7 5/8"Reg.				
Tracción Aprox. (Lb).	2,500 3,000	2,500 3,000	2,500 3,000				
Ensamble	FM-22	FM-23	FM-24				

Tabla 48 Dimensiones Pescante Magnético.

3.2.2.5. Bloque de Impresión.

También llamado sello de plomo, es una herramienta usada para determinar con toda precisión las dimensiones y configuraciones del extremo superior del pez, verificando su condición y posición en el agujero del pozo. El extremo inferior de plomo es suave, al bajar el bloque de sello capta una impresión del pez al momento de hacer contacto con el pez. De esta manera se selecciona la herramienta para poder sacar el pez.

Los bloques de impresión están fabricados con una conexión de perno y una capa de plomo suave en el extremo inferior de la herramienta.



Imagen 59 Ejemplo de sello de plomo con impresión del pez, PEMEX 2020.

Bloque de Impresión							
D.E	1 5/8"	2 1/4"	2 3/4"	4 3/4"	5 1/2"	5 3/4"	Se corre en el pozo lentamente sin girar hasta tener contacto con el pez, aplicando peso al bloque y después retirar para saber y establecer las htas. Que se utilizarán para recuperar el pescado.
Longitud	12	12	12	15	15	15	
Ensamble	IB-162	IB-225	IB-275	IB-475	IB-550	IB-575	
D.E	8"	8 1/2"	11"	11 1/2"	11 3/4"	12"	
Longitud	19	19	20	20	20	20	
Ensamble	IB-800	IB-850	IB100	IB-1150	IB-1175	IB-1200	

Tabla 49 Dimensiones de Bloque de impresión.

3.2.2.6. Cable de Acero o Arpón de Acero.

Estos cables están contruidos de acero de alta calidad para tener mayor resistencia. En el extremo superior de la herramienta se tiene una conexión de caja y de cuello. Se pueden tener dos tipos de cables: el cable con púas soldadas y el de púas plegables para permitir la entrada del cable más fácilmente sin compactarlo aún más.

Cable de acero.								
D.E del cuello	3 1/8"	3 3/4"	4 1/4"	5 1/2"	6 1/4"	6 3/4"	7 3/4"	8 7/8"
Long. Total	6	6	6	8	8	8	10	10
Conexión Std.	2 3/8" Reg.	2 7/8" Reg.	3 1/2" Reg.	4 1/2" Reg.	4 1/2" I.F	5 1/2" Reg.	6 5/8" Reg.	7 5/8" Reg.

Tabla 50 Dimensiones de cable de acero.

3.2.3. Martillo Hidráulico.

Esta es una herramienta complementaria fácil de usar, ya que puede usarse en operaciones de pesca, pruebas de muestras, ensanchamiento y lavado. Está diseñado para que se instale por arriba del ensamble de las herramientas de pesca, permitiendo que el operador envíe un golpe de arriba hacia abajo del equipo por medio de un control hidráulico. Esto es especialmente útil cuando la sarta esta atorada o tiene restricciones y no se puede levantar por medio de un jalón.

Ensamble y operación.

Los martillos están contruidos de una aleación de alta resistencia a los impactos. Para operaciones de pesca se debe instalar el martillo debajo de una sarta con collarines de perforación (drill collars). Baje la sarta y enganche la pesca. Una vez enganchada, simplemente jale hacia arriba. El martillo empezara a abrirse lentamente conforme el pistón hidráulico del martillo se accione.

Cuando el martillo se haya abierto aproximadamente a la mitad de su carrera, se liberará el pistón y el martillo se abrirá de repente por completo liberando la energía almacenada en la sarta de perforación elongada, con lo que se enviara el impacto deseado. La cantidad de impacto depende de la cantidad de estiramiento que se aplica a la sarta. Esto proporciona al operador un control completo sobre el impacto aplicado. No es necesario hacer ajustes de herramienta.

Una vez que se ha disparado el martillo, se puede volver a cazar rápidamente al bajar el cable y permitir que el martillo se cierre. Los empalmes de trabajo pesado permiten que se transmita la torsión completa en cualquier momento.

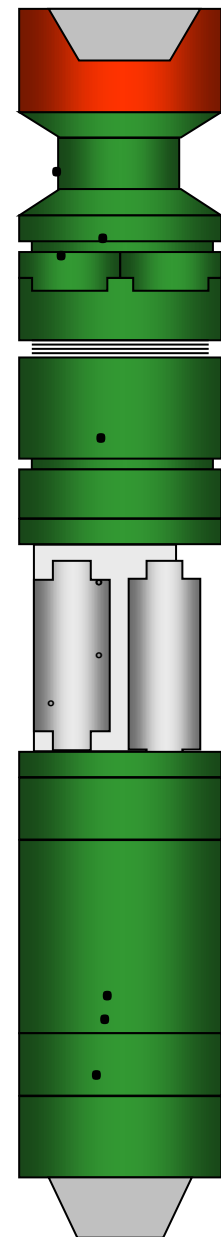


Ilustración 20 Martillo Hidráulico.

Martillo hidráulico de pesca							
Conexión	2 3/8" API Reg.	2 7/8" API Reg.	2 3/8" API IF	2 7/8" EUE	2 7/8" API IF	2 7/8" EUE	Para una máxima efectividad se debe usar un acelerador hidráulico de impacto del martillo.
D.E	3 1/8"	3 3/4"	3 3/4"	3 3/4"	4 1/4"	4 1/2"	
D.I	1"	1 1/4"	1 1/2"	1 7/8"	1 15/16"	2 3/8"	
Carrera mandril	4 3/4"	4 1/8"	3 15/16"	3 13/16"	4 3/16"	5 3/16"	
Tipo de martillo	Int. Mand.	Int. Mand.	Sup.	Sup.	Int. Mand.	Int. Mand.	
Conexión	3 1/2" API FH	3 1/2" API IF	4 1/2" FH	4 1/2" IF	5 1/2" Reg.	6 5/8" Reg.	7 5/8" Reg.
D.E	4 3/4"	4 3/4"	6"	6 1/4"	6 3/4"	7 3/4"	9"
D.I	1 1/2"	2"	2"	2 1/4"	2 3/8"	3 1/16"	3 3/4"
Carrera mandril	4 7/16"	5 1/16"	4 5/16"	6 1/2"	6 1/2"	6 1/2"	6 1/2"
Tipo de martillo	Int. Mand	Int. Mand	Int. Mand	Int. Mand	Int. Mand	Int. Mand	Int. Mand.

Tabla 51 Dimensiones de martillo hidráulico.

Se muestra una tabla con la herramienta de la marca Griffith.

Martillo hidráulico mecánico de perforación GRIFFITH									
Diámetro exterior (pg.)	4 3/4"	4 3/4"	6 1/4"	6 1/2"	6 3/4"	7"	8"	9"	9 1/2"
Serie	341	380	447	339	340	450	336	354	381
Diámetro interior (pg.)	2	2 1/4"	2 1/4"	2 1/4"	2 1/2"	2 1/2"	2 13/16"	2 13/16"	2 13/16"
Diámetro recomendado del hueco (pg.)	7 7/8"	7 7/8"	9 7/8"	9 7/8"	12 1/4"	12 1/4"	17 1/2"	26	26
Longitud cerrada (m)	3.8	3.9	5	5	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
Peso (kg)	260	250	590	640	640	700	950	1,200	1,400
Carrera hacia arriba (pg.)	4	4	4.5	4.5	4.5	4.5	5	5	5
Carrera hacia abajo (pg.)	4	4	6	6	6	6	6	6	6
Calibración hacia arriba (estándar, lb)	40,000	40,000	90,000	90,000	90,000	90,000	95,000	100,000	100,000
Hacia abajo = 45% de hacia arriba (máx. lb)	55,000	55,000	140,000	140,000	140,000	140,000	150,000	155,000	155,000
Máx. Carga de demora Hidráulica (lb)	85,000	75,000	160,000	160,000	190,000	190,000	220,000	250,000	250,000
Máx. Resistencia de carga después del martilleo (lb)	416,000	354,000	755,000	755,000	828,000	828,000	965,000	1,225,000	1,225,000
Máx. Carga torsional (lb-pie)	16,000	16,000	41,000	41,000	40,000	40,000	68,000	110,000	112,500

Tabla 52 Martillo GRIFFITH.

3.2.3.1. Acelerador de Pesca.

Herramienta complementaria vital y diseñada para correrse con el martillo hidráulico de pesca. Acelera el movimiento hacia arriba de la sarta de perforación, el martillo permite que el operador aplique un impacto mayor a la pesca.

Esto es especialmente útil en pozos desviados en los que la fricción podría reducir el impacto del martillo, o en agujeros superficiales donde la longitud de la sarta es insuficiente para proporcionar un estiramiento adecuado. También actúa como un amortiguador de choque para la sarta que rebota, el amplificador de impacto del martillo protegerá las herramientas y la sarta contra daños.

Acelerador de pesca.							
Conexión	2 3/8"Reg.	2 3/8" IF	2 3/8" EUE	2 7/8"Reg.	2 7/8" IF	2 7/8" EUE	3 1/2" FH
D.E	3 1/8"	3 3/4"	3 3/4"	3 3/4"	4 1/4"	4 1/2"	4 3/4"
D.I	1"	1 1/2"	1 7/8"	1 1/4"	1 15/16"	2 3/8"	1 1/2"
Carrera mandril	8 3/4"	7 7/8"	7 5/8"	8 1/4"	8 5/8"	10 3/5"	8 7/8"
Martillo a utilizar	FJ-31	FJ-36	FJ-236	FJ-136	FJ-42	FJ-44	FJ-146
Conexión	3 1/2" FH	4 1/2"FH	4 1/2" IF	5 1/2"Reg.	6 5/8"Reg.	7 5/8"Reg.	
D.E	4 3/4"	6"	6 1/4"	6 3/4"	7 3/4"	9"	
D.I	2"	2"	2 1/4"	2 3/8"	3 1/16"	3 3/4"	
Carrera mandril	10 1/8"	8 5/8"	13	13	13	13	
Martillo a utilizar	FJ46	FJ-60	FJ-62	FJ-66	FJ-76	FJ-90	

Tabla 53 Dimensiones de acelerador de pesca.

3.2.3.2. Amortiguador de Vibraciones.

Esta herramienta reduce la carga de impacto que se ejerce sobre la barrena, extendiendo su vida útil, también reduce el número de viajes sin tener que cambiarlo ya que son muy eficientes. Al aislar las vibraciones axiales en la barrena y sarta de perforación, el amortiguador de vibraciones reducirá las vibraciones tanto laterales como torsionales en la sarta, así como el daño relacionado con la fatiga o falla en las conexiones rotatorias. El amortiguador permite velocidades óptimas a la barrena para usarse en condiciones difíciles de perforación aumentando la velocidad de penetración.

Características y beneficios.

- Sus elastómeros están diseñados para soportar temperaturas de 275°F (135°C), con sellos opcionales disponibles para temperaturas hasta de 450°F (230°C).
- Sus resortes de disco ofrecen características óptimas de carga/flexión para mantener un contacto consistente entre la barrena y la formación, reduciendo de manera efectiva la carga de impacto para extender la vida útil de la barrena.
- Aísla las vibraciones inducidas por la barrena desde la sarta de perforación.
- Permite una presión equilibrada para eliminar el efecto de la presión hidrostática en el fondo de pozo.
- Su bajo impulso torsional de fricción permite el movimiento vertical libre.
- Bien estabilizado, con soporte lateral interno de tres puntos para minimizar la deflexión.
- Reduce el desgaste o rompimiento en la torre y equipo, y fallas por fatiga en la lastra barrenas y en la TP.
- Compensa automáticamente la fuerza de bomba abierta.

Operación: para una efectividad máxima, el amortiguador debe colocarse inmediatamente arriba de la barrena con un ensamble de fondo de pozo armado muy rígido, el amortiguador podrá colocarse mínimo a dos tramos del lastrabarrenas arriba del estabilizador superior, sin embargo, la protección de la barrena se reducirá debido a la masa sin resortes.

Cuando se tiene dos estabilizadores en la sarta se sugiere que se coloque entre estos dos. Con tres estabilizadores se recomienda que se instale arriba del segundo estabilizador, esto reducirá el esfuerzo por doblamiento.

Para una sarta con motor y MWD, el amortiguador se colocará directamente arriba o tan cerca como sea posible del MWD.

La compensación automática del efecto de bomba abierta, hace que el amortiguador sea efectivo con cualquier combinación de peso de barrena o presión de circulación. En seguida se muestra las tolerancias para diferentes diámetros.

Amortiguador de vibraciones.						
D.E	Pg.	4.75	6.5	6.75	8	9.5
(Tolerancia para T.P pesada)	mm	121	165	171	203	241
	Serie	155	150	147	160	151
Máx. Ø agujero recomendado (no se recomienda para hacer ventana)	Pg.	6 3/4"	8 1/2"	8 3/4"	12 1/4"	17 1/2"
	mm	171	216	222	311	445
D.I	Pg.	2	2	2.25	2.75	2.81
	mm	51	51	57	70	71
Longitud	Pies	8.5	9.4	9.4	12.7	10.8
	M	2.59	2.87	2.87	3.87	3.29
Peso	Lbs.	375	800	850	1,600	2,200
	Kg	170	360	390	730	1,000
Carga axial	Lbs.	74,000	100,000	100,000	125,000	100,000
Compresión	(daN)	33,000	44,000	44,000	56,000	44,000
Cedencia a la torsión	Lbs.	254,000	540,000	576,000	872,000	1,500,000
	(daN)	113,000	240,000	256,000	388,000	667,000
Máx. Carga torsional (cedencia en conexiones)	lb-pie	17,000	50,000	54,000	79,000	109,000
	(Nm)	23,000	68,000	73,000	107,000	148,000
Área de bomba abierta	Pg.*2	11	15.9	17.7	30.7	38.5
	cm*2	71	103	114	198	248
Promedio de muelle	Bs. / pg.	29,000	35,000	35,000	31,000	25,000
	N/mm	5,100	6,100	6,100	5,400	4,400
Deslizamiento	Pg.	1	1.75	1.75	1.75	3.3
	mm	25	44	44	44	84
Deslizamiento Hta. Cerrada	Pg.	2.5	2.9	3	4	4
	Mm	64	74	76	102	102

Tabla 54 Dimensiones de amortiguador de vibraciones.

3.2.4. Junta de Seguridad.

Están diseñadas para proporcionar un enrosque y liberación segura y sencilla cuando es necesario hacer un desenganche. Esta herramienta es resistente para uso en campo, diseñada para transmitir torsión en cualquier dirección cuando se coloca en la sarta de lavado, pesca o perforación.



Imagen 60 Junta de seguridad, PEMEX 2020.

Juntas de seguridad.								
Conexión	2 3/8" EUE	2 3/8" Reg.	2 3/8" IF	2 7/8" EUE	2 7/8" Reg.	2 7/8" IF	3 1/2" Reg.	3 1/2" FH
D.E Htta.	3 1/16"	3 1/8"	3 3/8"	3 11/32"	3 3/4"	4 1/8"	4 1/4"	4 1/2"
D.I Htta.	1 3/4"	1"	1 3/4"	2 7/8"	1 1/4"	2 1/8"	1 1/2"	2 1/16"
Conexión	3 1/2" FH	3 1/2" IF	3 1/2" IF	4" IF	4 1/2" IF	4 1/2" IF	4 1/2" F	5 1/2" Reg.
D.E Htta.	4 5/8"	4 3/4"	5"	5 3/4"	6 1/8"	6 1/4"	6 1/2"	6 3/4"
D.I Htta.	2 7/8"	2 11/16"	2 11/16"	3 1/4"	3 3/4"	3 3/4"	3 3/4"	2 3/4"
Conexión	5 1/2" FH	6 5/8" Reg.	6 5/8" Reg.	6 5/8" Reg.	6 5/8" IF	7 5/8" IF	7 5/8"	8 5/8" Reg.
D.E Htta.	7"	7 3/4"	8"	8 1/4"	8 1/2"	9"	9 1/4"	10"
D.I Htta.	4"	3 1/2"	3 1/2"	3 1/2"	5 29/32"	4"	4"	4 3/4"

Tabla 55 Dimensiones de Juntas para TP.

Se muestran dos tipos más de juntas.

Juntas de seguridad S/W NL Mc. CULLOUGH						
Tipo	SJ-252	SJ-318	SJ-352	SJ-428	SJ-501	SJ-600
DE-DI STD	4 1/2 x 1 9/16	4 3/4 x 2	6 1/4 x 2 13/16	6 3/8 x 2 13/16	7 x 3 1/4	8 x 3 1/4
Serie o número	671830	671834	670906	671854	671862	671882
Apriete recomendado (lb-pie)						
Min/Máx.	9,500/11,400	8,300/10,100	24,500/29,900	25,000/31,400	31,000/38,000	41,000/50,300
Impacto en toneladas	14 +/- 10%	17 +/- 10%	19 +/- 10%	20 +/- 10%	22 +/- 10%	25 +/- 10%
Máx. presión de trabajo (PSI)	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
Máx. resistencia a la tensión (lb)	538,000	524,000	904,000	958,000	1,260,000	1,260,000
Máx. Rotación permitida a perforar (lb-pie)	9,500	8,300	24,500	25,600	31,800	41,100
Para temperaturas mayores	300°F (148.889°C)	300°F	300°F	300°F	300°F	300°F

Tabla 56 Juntas de Seguridad Mc. Cullough.

Juntas de seguridad derecha para aparejos de pesca										
Tubería de revestimiento		TRI-STATE			TIE			BOWEN		
Di. Nominal	Drift	D.E	D.I	Conexión	D.E	D.I	Conexión	D.E	D.I	Conexión
4 1/2"	3.701	3 3/8"	1 11/16"	2 3/8" IF	3 3/8"	1 1/2"	2 3/8" IF	3 3/8"	1 3/4"	2 3/8" IF
5	4.151									
5 1/2"	4.545	4 1/8"	2 1/8"	2 7/8" IF	4 1/8"	2 1/8"	2 7/8" IF	4 1/8"	2 1/8"	2 7/8" IF
6 5/8"	5.55									
7	5.969	4 3/4"	2 11/16"	3 1/2" IF	4 3/4"	2 11/16"	3 1/2" IF	4 3/4"	2 11/16"	3 1/2" IF
7 5/8	6.5									

Tabla 57 Juntas para aparejo derecha.

3.3. Molienda de Herramientas.

3.3.1. Molinos.

Los molinos son herramientas dentadas muy resistentes y variadas en simetría, están elaborados de una aleación termotratada de alta resistencia, estando disponibles como tipo broca o con cuello de pesca e inserto de estabilizadores.

Las toberas grandes de circulación y los canales que se encuentran en la parte inferior proporcionan enfriamiento y la remoción de recortes. Los molinos están disponibles con revestimiento de carburo de tungsteno y/o pastillas del mismo componente.

Los molinos están diseñados para moler cualquier pez atrapado que no puede ser retirado, tienen una alta velocidad de penetración aminorando los viajes, son muy resistentes y efectivos. Este tipo de molinos se utilizan normalmente para moler TR, liners, tubería lavadora, TP, tubing, cemento, retenedores, empacadores, prácticamente cualquier objeto dentro de pozo o en agujero descubierto. Existen dos tipos de molinos: de aletas y chatarrero o tipo piraña.



Imagen 61 Molino, PEMEX 2020.

3.3.1.1. Molino de Aletas.

Son fabricados con pastillas de tungsteno, se pueden producir con 4 o 6 aletas con áreas de ataque plano y cóncavo o cóncavo-convexo. Su versatilidad permite moler brazos de barrena ampliadora, tapones, pistolas y cemento, y cuando se usan con área de ataque cóncava, sirven para conformar la boca del pez antes de una pesca.

3.3.1.2. Molino Chatarrero tipo Piraña.

Son utilizados con gran eficacia para moler todo tipo de chatarra en agujero descubierto o dentro de TR, facilitan las tareas de molienda incluso cuando se cortan los pescados más duros como: empacadores de aleación de acero, herramientas de compresión, pistolas, TP, tubería cementada, juntas, ensanchadores, cuchillas y barrenas.

3.3.1.3. Molino Piloto.

Se usan normalmente para moler TR, Tubería de perforación y producción, este molino se puede diseñar para viajes de molinos grandes, se puede aumentar la longitud de la cuchilla a casi cualquier longitud deseada.

3.3.1.4. Molino Cónico.

Se usa para restablecer el diámetro interior de la tubería. También se usa para moler TR colapsada o para preparar un pez con enganche interno.

Otra aplicación útil es: quitar las rebabas después que se ha terminado una operación de desviación. Los molinos cónicos vienen en tres configuraciones comunes: de 60° (30" por lado), de 30° (15" por lado) y de 15° (7 ½" por lado).



Imagen 62 Molinos, Hothead México.



Imagen 63 Molino cónico, PEMEX 2020.

3.3.1.5. *Molino Watermelon.*

Se usa normalmente para acondicionar TR. Su forma de sandía permite ampliar hacia arriba o abajo, se corre normalmente con un molino cónico o piloto. La conexión abajo también puede llevar una herramienta centradora para evitar moler fuera de la tubería.



Imagen 64 Watermelon, PEMEX 2020.

3.3.2. Zapatas Lavadoras.

Estas herramientas se utilizan para cortar una separación entre los pescados y la pared del agujero. Cada zapata está diseñada para operar de diferentes maneras y están clasificadas en 6 tipos:

Tipo A: se usa para cortar formaciones suaves. Su diseño con dientes afilados hacia abajo y alas en el exterior, le dan la capacidad de cortar hacia abajo y afuera.

Tipo B: se utiliza en tuberías de revestimiento para lavar un pescado sin dañar TR. Su diseño le permite cortar solamente en el fondo.

Tipo C: se utiliza dentro de la TR donde la separación es reducida. Su diseño para cortar en el interior y el fondo permite no dañar la tubería o pescados.

Tipo D: es similar a la zapata C, pero con una alteración en los dientes interiores. Se usa dentro de la TR donde hay suficiente espacio entre tubería y pez.

Tipo E: se usa en agujero abierto para cortar formación, cemento y donde están limitadas las separaciones dentro del agujero. Su diseño le permite cortar en su diámetro exterior y en el fondo.

Tipo F: es utilizada en agujero descubierto para cortar formaciones, cemento y metal. Su diseño le permite cortar el diámetro exterior, el diámetro interior y en el fondo.



Imagen 65 Zapata Lavadora tipo B, PEMEX 2020.

Zapatas lavadoras. A, B, C, D, E y F						
No. Dientes	6	6	6	6	6	6
Conexión FJWP	4	4 1/2"	4 3/4"	5"	5 1/2"	5 3/4"
D.E Estándar.	4	4 1/2"	4 3/4"	5"	5 1/2"	5 3/4"
D.I min	3 1/4"	3 3/4"	4 1/16"	4 3/16"	4 5/8"	5"
Longitud (m)	16	16	16	16	16	16
Peso (lb)	18	20	28	23	30	26
No. Dientes	6	6	6	8	8	8
Conexión FJWP	6"	6 5/8"	7"	7 5/8"	8 1/8"	8 5/8"
D.E Estándar.	6"	6 5/8"	7"	7 5/8"	8 1/8"	8 5/8"
D.I min	5 3/16"	5 11/16"	5 13/16"	6 5/8"	7 1/8"	7 1/2"
Longitud	16	16	16	16	16	16
Peso (lb)	28	41	47	47	50	60
No. Dientes	10	10	10	10	10	10
Conexión FJWP	9	9 5/8"	10 3/4"	11 3/4"	13 3/8"	16"
D.E Estándar	9	9 5/8"	10 3/4"	11 3/4"	13 3/8"	16"
D.I min	7 13/16"	8 1/2"	9 3/4"	10 3/4"	12 3/8"	15"
Longitud	16	16	16	16	16	16
Peso (lb)	56	68	68	160	190	190

Tabla 58 Dimensiones de Zapatas lavadoras.

3.3.3. Tubería Lavadora.

Toda la tubería de lavado tiene una junta roscada de dos pasos y dos rebordes con diámetros exteriores e interiores a tope. Esta rosca de tipo trapezoidal asegura un enroscado rápido y alta resistencia a la torsión. Hay una gran variedad de tamaños en diámetros exteriores desde 3" a 16". Vea la siguiente tabla.

Tubería Lavadora (1).							
D.E (pg.)	Peso (lb/pie)	D.I (pg.)	Espesor (pg.)	Torque (pie-lb)	min. Cavidad	D.E M. Pesca	
3 1/2"	9.2	2.992	0.254	3,000	3 1/4"	2 11/16"	
3 3/4"	9.5	3.25	0.25	3,000	4 1/8"	3 1/8"	
4"	11	3.476	0.262	3,500	4 1/2"	3 11/32"	
	11.6	3.428	0.286	4,000		3 5/16"	
	14	3.34	0.33	5,000		3 1/4"	
	15.7	3.24	0.38	6,000		3 1/16"	
4 1/2"	13.5	3.92	0.29	5,000	4 3/4"	3 3/4"	
	15.1	3.826	0.337	7,000		3 11/16"	
4 3/4"	16	4.082	0.334	7,000	5 1/4"	3 15/16"	
5"	15	4.408	0.296	7,000	5 3/4"	4 1/8"	
	18	4.276	0.362	9,000			
5 3/8"	19.5	4.669	0.353	10,000	6"	4 1/2"	
5 1/2"	17	4.892	0.304	9,000	6 1/8"	4 3/4"	
	20	4.778	0.361	11,000		4 5/8"	
	23	4.67	0.415	13,000		4 1/2"	
	26	4.548	0.476	16,000		4 3/8"	
5 3/4"	18	5.126	0.312	11,000	6 7/8"	5"	
6"	20	5.352	0.324	12,000	7"	5 1/4"	
	23	5.24	0.38	14,000		5 1/8"	
6 1/4"	20	5.626	0.312	12,000		7 3/8"	5 1/2"
6 3/8"	24	5.625	0.375	16,000			5 3/8"
	28	5.499	0.438	20,000	7 1/2"	5 3/4"	
6 5/8"	24	5.921	0.352	16,000		5 5/8"	
	28	5.791	0.417	29,000	7 7/8"	5 1/2"	
6 3/4"	35	5.71	0.52	25,000		6 1/8"	
	26	6.276	0.362	18,000		6"	
	29	6.184	0.408	21,000	5 7/8"		
7"	32	6.094	0.453	23,000	8 5/8"	6 1/2"	
	7 3/8"	29	6.625	0.375		20,000	6 7/8"
	7 5/8"	26.4	6.969	0.328		20,000	6 3/4"
29.7		6.875	0.375	23,000		6 5/8"	
33.7		6.765	0.43	27,000	6 1/2"		
39		6.625	0.5	32,000	6 1/4"		
8"	45.3	6.435	0.595	39,000	8 1/2"	7 1/8"	
	31	7.25	0.375	24,000			

Tubería Lavadora (2).						
D.E (pg.)	Peso (lb/pie)	D.I (pg.)	Espesor (pg.)	Torque (pie-lb)	min. Cavidad	D.E M. Pesca
8 1/8"	32	7.385	0.37	24,000	8 5/8"	7 1/4"
	32.5	7.375	0.375	25,000		7 1/8"
	35.5	7.285	0.42	30,000		7 1/16"
	39.5	7.185	0.47	35,000		7 1/2"
8 7/16"	35.5	7.626	0.406	30,000	9 1/2"	7 1/2"
8 5/8"	36	7.825	0.4	30,000	9 5/8"	7 5/8"
	40	7.725	0.45	35,000		7 11/16"
	44	7.625	0.5	40,000		7 9/16"
9"	40	8.15	0.425	35,000	9 7/8"	8"
9 3/16"	31	8.532	0.326	26,000	10"	8 3/8"
9 5/16"	38	8.535	0.389	35,000		
9 1/2"	47	8.537	0.483	48,000		
9 5/8"	40	8.835	0.395	40,000	10 1/2"	8 3/4"
	43.5	8.755	0.435	45,000		8 1/2"
	47	8.861	0.472	50,000		8 5/8"
	53.5	8.535	0.545	60,000		8 3/8"
10 3/4"	45.5	9.95	0.4	50,000	11 3/4"	9m3/4"
	51	9.85	0.45	60,000		9 5/8"
	55	9.76	0.495	65,000		9 1/2"
11 3/4"	54	10.88	0.435	65,000	12 3/4"	10 5/8"
	60	10.772	0.489	80,000		10 1/2"
13 3/8"	72	12.347	0.514	110,000	14 3/8"	12"
16"	109	14.688	0.656	188,000	17 1/2"	14 3/8"

Tabla 59 Datos de Tubería lavadora.

3.3.4. Canasta Colectora.

Herramienta adicional que se usa en operaciones de molienda o perforación. Está diseñada para evitar que los recortes pesados se asienten en el fondo del pozo durante la circulación.

Esta herramienta se usa directamente arriba del molino o de la barrena. En trabajos de molienda pesada, por lo general se insertan de dos a tres canastas sobre molino.



Imagen 66 Canasta Colectora, PEMEX 2020.

3.3.5. Escariadores para TR.

Esta herramienta está diseñada para retirar incrustaciones, costras, rebabas de cemento y otros materiales extraños en el interior de la pared de la TR. Ayuda a mantener un diámetro interior limpio de la TR. Prepara una superficie lisa resultante a la TR para las operaciones de fondo de pozo subsiguientes, como la colocación del empacador y herramientas de compresión.



Imagen 67 Escariador, PEMEX 2020.

Escariador para TR.					
T.R (pg)	4 1/2"	5"	5"	5 1/2"	5 1/2"
W. TR (lb)	9.5-16.6	15-18	11.5-15	14-23	13-17
Ensamble	CS-7450-1	CS-7450-2	CS-7450-3	CS-7550-1	CS-7550-2

Tabla 60 Dimensiones de escariador.

3.3.6. Cortatubos.

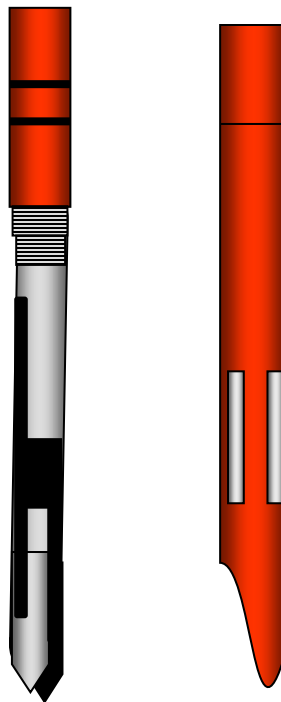
Herramienta simple, eficiente para cortar tubería TR o TP. Están disponibles en tamaños desde 1 1/2" hasta 20".

3.3.6.1. Cortatubo Interior.

Herramienta cilíndrica con mecanismo interno de pistones, válvula, resortes retractores, toberas e indicadores de variación de presión. Son de operación hidráulica con cuchillas de acero especial, revestidas con insertos de carburo de tungsteno de máxima dureza. Su longitud es variable, depende de los diámetros de la tubería a cortar para que sea solo una corrida.

3.3.6.2. Cortatubo Externo.

Herramienta cilíndrica con mecanismo interior de resortes que empujan automáticamente las cuchillas para proporcionar rapidez y eficiencia en la recuperación de secciones largas de la tubería, ya sea TP o TR.



*Ilustración 21 Cortatubo interno izquierda-
cortatubo externo derecha, Marure 2020.*

3.4. Cálculo para Bache Balanceado.

- 1) Obtener el punto libre por medio de un registro o aplicar el método práctico descrito.
- 2) Verificar y anotar los datos de la geometría del pozo.
- 3) Definir la cima del bache si a 30 metros o 60 metros arriba del punto libre se colocará.
- 4) Calcular las capacidades en el espacio anular entre herramienta y agujero, entre TP y agujero; capacidad interior de Drill collar, Heavy weight y T.P en litros/metro.

$$Ca = 0.5067 (D^2 - d^2)$$

Ecuación 15 Capacidad Anular.

$$Ci = 0.5067 (di^2)$$

Ecuación 16 Capacidad Interior.

- 5) Calcular la longitud del bache por dentro y por fuera de la tubería, separando las longitudes de diferentes diámetros para calcular sus volúmenes.
- 6) Calcular la profundidad de la cima del bache, restando a la longitud total de la sarta la longitud del bache.
- 7) Calcular en litros el volumen del bache, multiplicando las longitudes del paso 5 por las capacidades correspondientes del paso 4 y posteriormente sumar.
- 8) Calcular el volumen para desplazar o colocar el bache en litros, multiplicando la profundidad de la cima del bache (paso 6) por las capacidades correspondientes en el interior de la tubería, si se desea obtener el valor en barriles solo dividir entre 159.
- 9) Preparar el bache de aceite y agregarle un aditivo de remojo (surfactante) para liberar la sarta, que permite que el aceite penetre mejor entre la formación y la tubería.
- 10) Colocar el bache y dejar un tiempo considerable de reposo; no olvidar que, a mayor tiempo de reposo, mayor es la probabilidad de liberar la sarta de perforación.

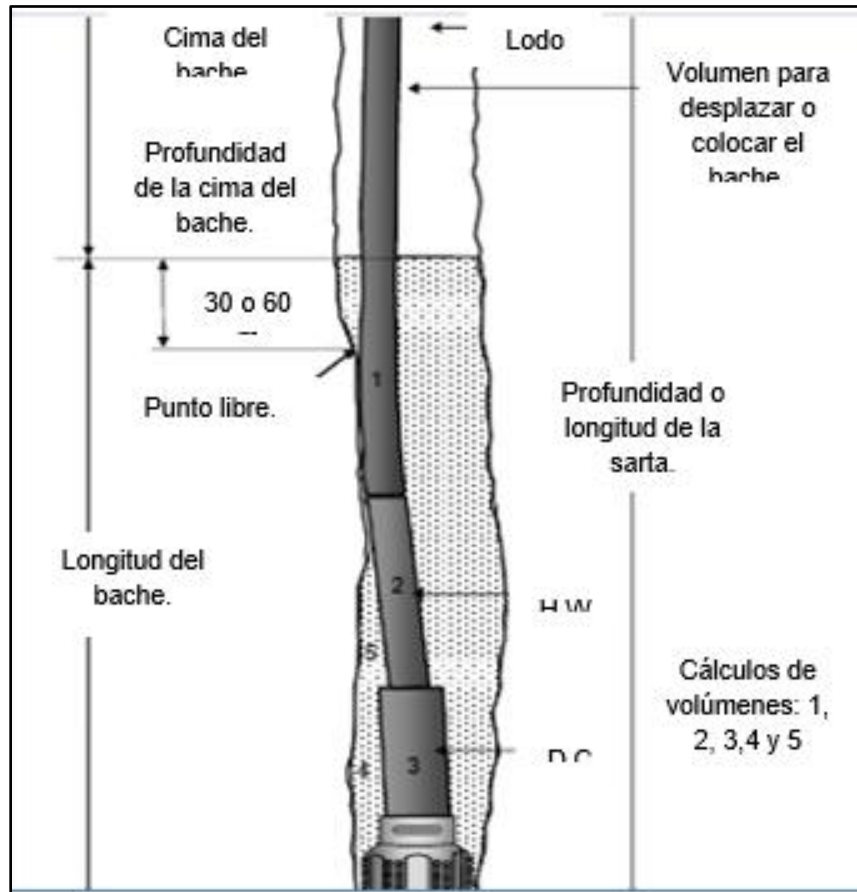


Ilustración 22 Bache balanceado, National Oilwell Varco NOV.

3.5. Desconexión de Tubería con Cordón Explosivo (String shot).

Para ejecutar una desconexión con cordón explosivo (String shot), debemos primero maniobrar la tubería lo mejor posible, de tal manera que tengamos una tubería lista a soltarse. El trabajar con tubería, involucra asegurar la unión entre tubos, esto se logra dando torsión derecha a la tubería para apretar todas sus uniones. Posteriormente se da torsión a la izquierda (cantidad que soporten los tubos y conexiones) y se levanta para tenerla como liga torsionada y tensionada, lista a desenroscarse por el punto donde se suelte primero.

No debe olvidarse que, en pozos desviados, el trabajo de la sarta es más complicado y se requiere de mucho cuidado para no cometer errores.

Cuando la tubería se encuentre lista (torsión izquierda y tensionada) para la desconexión, ejecutamos un disparo justo en el cople por arriba del punto atrapado, que equivale a soltar la tubería por un extremo. En este momento la tubería liberará su torsión y desenroscará la conexión en la que se lleve a cabo el disparo. A esta operación se le llama "String shot" y es la operación más común que se realiza para liberar la tubería.

Dentro del String shot o cordones explosivos, se encuentran dos variedades: una que es el cordón normal y que se baja por dentro de la tubería y el anular, el cual se baja a través del espacio que hay entre la pared del pozo y la tubería. El tipo anular deberá usarse solo como último recurso, pues el bajar el explosivo y el cable por este espacio involucra el riesgo de poder dejar el cable con el explosivo atrapados.

Para poder llevar a cabo la desconexión, se debe determinar el punto libre de la sarta, y así proceder al String shot.

3.5.1. Determinación de Punto Libre (PL).

Cuando se presenta una tubería pegada o atrapada en el pozo, se debe programar el problema para su desconexión de acuerdo a las condiciones en que se presente. En este caso se programan operaciones, siendo la primera etapa la de localizar el punto libre en la sarta (profundidad a partir donde está libre la tubería), esta parte operativa puede ser por medio de un cálculo práctico y/o una herramienta de cable; la segunda etapa consiste en meter un registro de coples y seleccionar en donde desconectar, y por último la operación de String shot.

Sabiendo que la operación del String shot es una desconexión con cordón explosivo para causar una onda de choque vibratoria para aflojar y desenroscar la junta; se recomienda supervisar la aplicación de las normatividades de seguridad para el manejo de explosivos y vigilar que se cumplan las recomendaciones de seguridad proporcionada al personal involucrado en las operaciones.

3.5.1.1. Método 1. Estimación del Punto Libre.

La longitud de la sarta libre se representa por:

$$L = \frac{(136.3) \times (A_t) \times (e)}{T}$$

Ecuación 17 Longitud de la sarta libre.

En donde:

L = longitud hasta el punto de atrapamiento (m).

136.2 = Constante.

A_t = Área transversal del tubo, (pg^2)

e = elongación de tubería, (cm)

T = Tensión (Ton)

Cuando una tubería se atrapa, el perforador estima la longitud hasta el punto de atrapamiento, tensionando la tubería por incrementos (usualmente de 10 Ton o lo que convenga y soporte la tubería), y midiendo la elongación **e**, en superficie. Con base a la elongación resultante, calcular la profundidad del punto libre, despejando de la ecuación.

3.5.1.2. Método 2. Estimación de Punto Libre (PL).

Para obtener el punto libre estimado, calcule el peso de la sarta, incluyendo la polea viajera. Levante la tubería hasta ese peso. Coloque una marca sobre la tubería a nivel de la mesa rotaria. Luego calcule el número de toneladas extras de tensión tomadas de las siguientes tablas, donde puedes ingresar a la constante de elongación y punto libre, utiliza las que se adecuen a tu problema. Nota: las unidades están en sistema inglés.

Constante de Elongación y Punto libre para Tubería de Perrforación						
OD (pg.)	ID (pg.)	Peso (lb/ft)	At (pg. ²)	Clase	CE pg./1000lb/1000 ft	C.P. Libre (CPL)
5 1/2	4.778	21.9	5.8282	Nueva	0.06863	14,570.58
			4.5971	Premium	0.08701	11,492.69
5	4	25.6	7.0686	Nueva	0.05659	17,671.50
			5.5292	Premium	0.07234	13,823.04
	4.276	19.5	5.2746	Nueva	0.07584	13,186.52
			4.1538	Premium	0.0963	10,384.54
2 7/8	2.151	10.4	2.8579	Nueva	0.13996	7,144.83
			2.2205	Premium	0.18014	5,551.19
4 1/2	3.64	20	5.4981	Nueva	0.07275	13,745.29
			4.3056	Premium	0.0929	10,763.88
	3.826	16.6	4.4074	Nueva	0.09076	11,018.62
			3.4689	Premium	0.11531	8,672.18
3 1/2	2.602	15.5	4.3037	Nueva	0.09294	10,759.19
			3.3416	Premium	0.1197	8,354.01
	2.764	13.3	3.6209	Nueva	0.11047	9,052.33
			2.8287	Premium	0.14141	7,071.69

Tabla 61 Constante de elongación y punto libre de TP.

Constante de Elongación y Punto libre para Heavy-Wate					
OD (pg.)	ID (pg.)	Peso (lb/ft)	At (pg. ²)	C. Elong. pg./1000lb/1000 ft	C. Punto Libre (CPL)
5	3	50	12.5664	0.03183	31,416
4 ½	2.75	42	9.9648	0.094014	24,911.91
3 ½	2.062	26	6.2818	0.06368	15,704.38
Constante de Elongación y Punto libre para Tubería Producción					
3 ½	2.75	12.7	3.6816	0.10865	9,203.91
3 ½	2.992	9.2	2.5902	0.15443	6,475.50
2 7/8	2.441	6.4	1.812	0.22075	4,530.08

Tabla 62 Constante de elongación y punto libre para HW y TP.

Constante de Elongación y Punto libre para Drill Collars					
OD (pg.)	ID (pg.)	Peso (lb/ft)	At (pg ²)	C.Elong pg./1000lb/1000 ft	C. Punto Libre (CPL)
8	2.812	150	44.0552	0.00908	110,137.93
7 ¼	2.812	119	35.0722	0.01141	86,680.40
6 ½	2.812	92	26.9727	0.01483	67,431.81
6 ¼	2.812	83	24.4693	0.01635	61,173.15
5	2.5	53	15.6589	0.02554	39,147.28
4 ¾	2	50	14.579	0.02744	36,447.47
3 1/8	1	23	6.8845	0.0581	17,211.30

Tabla 63 Constante de elongación y punto libre para DC.

Constante de Elongación y Punto libre para Tubería Revestimiento					
OD (pg.)	ID (pg.)	Peso (lb/ft)	At (pg ²)	C.Elong pg./1000lb/1000 ft	C. Punto Libre (CPL)
20	19.124	94	26.9177	0.01486	67,294.30
16	15.01	84	24.1117	0.01659	60,279.25
13 3/8	12.275	77	22.1601	0.01805	55,400.15
13 3/8	12.347	72	20.7677	0.01926	51,919.29
11 3/4	10.772	60	17.2996	0.02312	43,249.06
10 3/4	9.66	60.7	17.4727	0.02289	43,681.79
10 3/4	9.76	55.5	15.9475	0.02508	39,868.67
9 7/8	8.625	68	18.1624	0.02202	45,405.94
9 5/8	8.535	53.5	15.5465	0.02573	38,866.30
9 5/8	8.681	47	13.5724	0.02947	33,930.98
7 5/8	6.765	33.7	9.7196	0.04115	24,299.10
7	6.004	35	10.1725	0.03932	25,431.22
7	6.094	32	9.3137	0.04293	23,293.32
7	6.184	29	8.4494	0.04734	21,123.62
6 5/8	5.791	28	8.1328	0.04918	20,331.93
6 5/8	5.921	24	6.937	0.05766	17,342.39
5	4.126	21.4	6.2644	0.06385	15,661.12
5	4.276	18	5.2746	0.07584	13,186.52

CE = 0.4/At; CE = Constante de elongación en pg., 0.4 = Cte.; At = área transversal pg²
 CPL = 2,500 x At; CPL = Constante punto libre. 2,500 = cte.; At = área transversal pg²
 ΔL= F x L x CE; ΔL= Elongación en pg; F= fuerza en miles de lb. L= Long. TP en miles de ft, CPL= ΔL x CPL/F

Tabla 64 Constante de elongación y punto libre para TR.

3.5.1.3. Procedimiento para Calcular Punto Libre (PL).

- 1) Planear las operaciones que se llevaran a cabo cuando se ha detectado el atrapamiento de la tubería:
 - Encontrar punto libre.
 - Analizar alternativas.
 - Recuperar la parte libre.

- 2) Anotar la siguiente información del pozo:
 - Geometría mecánica del pozo.
 - Tipo de pozo: vertical o desviado.
 - Propiedades mecánicas de la tubería.
 - Peso de polea viajera y gancho.
 - Densidad del fluido de perforación.
 - Temperatura en el punto de interés.
 - Causa probable de la pegadura.
 - Peso de la sarta en el momento de la pegadura.
 - Margen para jalar (MOP).
 - Calcular el peso de la sarta de tubería flotada, considerar pozo desviado/arrastre.

- 3) Sumar el peso de la sarta y el de la polea viajera.

- 4) Levantar la sarta hasta registrar en el indicador el peso anterior.

- 5) Marcar la tubería al ras de la rotaria (1ra marca). Ver diagrama I.

- 6) Tensionar la sarta sobre su peso de 5 a 10 Ton. Y anotarla.

- 7) Eliminar lentamente la tensión, hasta que la lectura en el indicador sea igual al peso original.

- 8) Marcar nuevamente la tubería al ras de la rotaria (2da marca) respetando la primera referencia.

- 9) Marcar la media de éstas dos marcas, siendo el primer punto de referencia "A".**

- 10) Tensionar la sarta unas toneladas más que la primera operación, considerando su margen para jalar (ejemplo 1ra tensión 5 ton., 2da tensión 10 ton). Anotar esta tensión. Ver diagrama II.

- 11) Marcar al ras de la rotaria la tubería (3ra marca).

- 12) Tensionar unas toneladas más sobre la tensión anterior.

- 13) Eliminar ésta última tensión.
- 14) Marcar al ras de la rotaria en la tubería, pudiendo quedar o no desfasada esta marca de la tercera (4ta. Marca).
- 15) Marcar la media de estas dos marcas, siendo la segunda referencia "B". Ver diagrama II.**
- 16) Medir la distancia entre los puntos de referencia "A" y "B", siendo la medida de "elongación" de la tubería y anotarla.
- 17) Preparar libreta, lápiz y calculadora, los datos de la tensión del paso 11 y elongación de la tubería del paso 17.

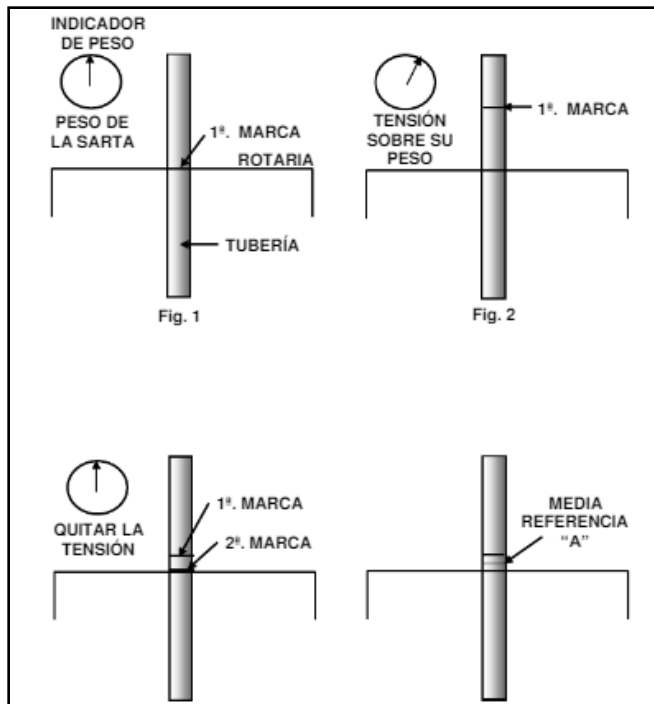


Ilustración 24 Diagrama 1. Determinación del PL, NOV.

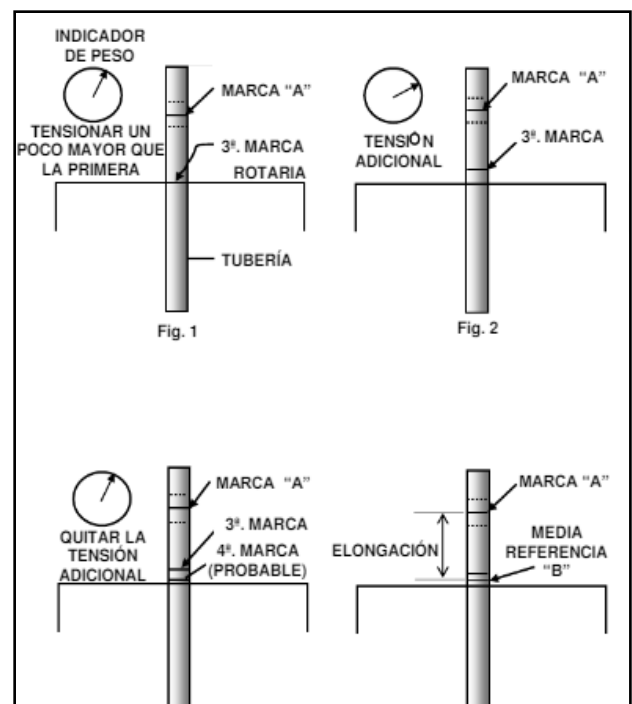


Ilustración 23 Diagrama 2. Determinación del PL, NOV.

3.5.2. Determinación de PL con Unidad de Registros Eléctricos.

El termino de punto libre como ya se mencionó, se refiere al punto más bajo de una sarta de perforación, el cual está libre, o desde el cual es recuperable. Este punto se hará coincidir con alguna unión de tubos (cople) para poder desconectar.

Existe una gran variedad de herramientas para detectar el punto libre, los siguientes son con los que cuenta PEMEX:

- HOMCO “Homco Free Point Indicator System”
- SIT (“Stuck Point Indicator Tool” de Schlumberger.
- FPIT (“Free Point Indicator Tool” de Schlumberger.

Uno de los objetivos de este trabajo, es presentar los conceptos básicos de operación de cada uno de los sistemas mencionados, donde aplicarlos y sugerencias para el manejo y precauciones del equipo que se use.

Las técnicas de operación de cada equipo son parecidas entre sí, aunque tienen variaciones. La manera en que sea trabajado cada equipo, depende mucho de la técnica del ingeniero operador, la cual define con su experiencia, desarrollando así sus propios métodos. Esto último es especialmente importante sobre todo la operación de desconexión.

Las lecturas de tensión para obtener un punto libre estimado, son muy importantes por varias razones. La lectura en tensión deberá ser uno de los primeros pasos que se lleven a cabo en un trabajo de recuperación de tubería.

Las razones son las siguientes:

- Para aumentar la eficiencia del trabajo: Si su punto libre estimado por cálculo práctico está a 3,300 mts., no existe una razón para perder tiempo para tomar lecturas de punto libre en bajas profundidades. Solamente usted necesitará preparar su herramienta para luego bajarla y comenzar la lectura unas decenas de metros más arriba de ese punto.
- Para determinar la fuerza que el “String shot” deberá producir al usarse en la operación.
- Para determinar el tipo de fulminante (estopín) y el cordón explosivo a usar para realizar el disparo.
- Para determinar los pesos y la torsión necesarios al correr la herramienta de punto libre.

Procedimiento.**Con la unidad de registros eléctricos instalada:**

- A. Bajar con barra calibrada dentro de la sarta atrapada hasta la profundidad donde se encuentre resistencia.
- B. Con herramienta (Htta.) indicadora de PL y detector de coples, meter +/-100 metros, probar funcionamiento de las herramientas mencionadas a la torsión y tensión.
- C. Meter Htta. hasta 100 (mts.) arriba del PL (previamente calculado con el método teórico/práctico), a esta profundidad efectuar la primera prueba de elongación y torsión, verificando información de los sensores de la Htta. detectora de un PL en la unidad de registros, para así tener el porcentaje de atrapamiento en esa sección.
- D. Continuar bajando Htta. por estaciones que el ingeniero determine, en base al porcentaje de sarta libre observada hasta el momento, detectar disminución en la elongación y torsión de la sarta ocasionada por el atrapamiento. Con la información registrada, el ingeniero encargado de la operación determinará la profundidad a la cual se garantice la desconexión efectiva de la sarta.
- E. Con el PL determinado, proceder a tomar un registro de coples, y con esta información elegir la junta a la cual se va a efectuar el "String shot" (se recomienda un tramo arriba de la zona de atrapamiento).

NOTA: el trabajar con la sarta atrapada y manejando torsión y tensión en la misma, involucra en la operación alto riesgo, por lo que todo el personal deberá extremar las precauciones, mismas que se enumeran en las recomendaciones previas a la operación de desconexión.

3.5.3. String Shot.

Ya que el punto atrapado ha sido determinado con exactitud con cualquiera de los métodos ya explicados, la tubería se puede desenroscar.

Existen cuatro requerimientos básicos para asegurar el éxito de una desconexión:

- 1) Apretando la sarta de tubería completa con una torsión derecha 30% superior al que se usará en la desconexión. Esta operación debe ser seguida por una completa transmisión de torsión, asegurando que la torsión derecha haya sido trabajando completamente hacia abajo.
- 2) Aplicar una tensión apropiada a la tubería para soportar el peso flotado de la sarta, de tal manera que la conexión a soltar esté ligeramente bajo tensión.
- 3) Aplicar suficiente torsión izquierda sobre la conexión a soltar.
- 4) Posicionar el disparo exactamente frente a la junta seleccionada y detonar un cordón explosivo de fuerza adecuada en el punto a desconectar.

Aplicar suficiente torsión izquierda a la sarta y trabajarla apropiadamente hacia abajo hasta el punto de desconexión para dispararle la carga explosiva, es a menudo la parte más crítica y difícil de la operación.

3.5.3.1. Determinación del Peso para la Desconexión.

La conexión a ser desenroscada, estará en una condición neutral, lo cual se refiere a no tener tensión o compresión. Sin embargo, el día a día muestra que es mejor tener la junta ligeramente tensionada.

Para determinar una tensión exacta en superficie, se necesita:

- 1) Calcular el peso flotado de la tubería por arriba del punto a desconectar. Jale esta cantidad entre el 10% o 20% del peso flotado arriba del punto atrapado, dependiendo de la geometría del pozo (vertical o desviado). Esta operación es la más recomendada.
- 2) Del peso de la sarta, cuando la tubería se encuentre libre, restarle el peso flotado del pez, sumar 10% o 20% del peso flotado arriba del punto atrapado.

Como el indicador de peso a menudo está ligeramente descalibrado, es imposible virtualmente evaluar las fricciones del pozo, la opción 1 nos dará resultados más confiables. Sin embargo, es buena idea realizar los cálculos de ambas maneras como una revisión para confrontar los resultados.

3.5.3.2. Torsión para la Desconexión.

Si la torsión no está limitada por el mismo equipo de perforación, la torsión izquierda al ser aplicada cuando se detone el cordón explosivo es 30% menor que la máxima torsión derecha, la cual puede ser seguramente aplicada al apretar la sarta. La torsión izquierda al ser aplicada a la tubería, puede ser calculada por la fuerza permanente de deformación torsional, así como la tensión de desconexión al ser aplicada, considerando su grado y condición (uso).

	Profundidad de la desconexión	Vuelta por cada 300 metros.
Tubería de perforación	0 a 1,300 metros	1/2 a ¾
	1,300 a 3,000 metros	1/2 a 1
	más de 3,000 metros	3/4 a 1
Tubería de producción	0 a 2,000 metros	1/2 a ¾
	más de 2,000 metros	3/4 a 1

Tabla 65 Recomendaciones promedio para torsión izquierda para desconexión

3.5.3.3. Verificación de Apriete.

Con el peso de desconexión, aplicar primero la mitad de las vueltas a la derecha y mueva la tubería varias veces hacia arriba y abajo. Conforme el punto neutro de tensión sube y baja, las juntas se irán apretando una a una.

El proceso anterior se repite aplicando las vueltas faltantes. La tubería de perforación debido a su tipo de conexión se aprieta fácilmente. La de producción es más difícil de apretar, por lo que se deberá girar, hasta que el número de vueltas aplicadas sea igual al número de vueltas que regresan al liberar la torsión.

El apriete de la tubería deberá hacerse antes de meter el equipo del cordón explosivo al pozo.

3.5.3.4. Transmisión de la Torsión hacia abajo.

Si la torsión total aplicada en superficie se transmitió hasta el fondo, no es necesario trabajar la torsión hacia abajo. Pero si la fricción entre tubería y pared del pozo es alta mientras se está trabajando en superficie, será necesario trabajar la torsión hacia abajo. Como el siguiente ejemplo:

Considerar el caso de una tubería parcialmente atrapada en "A" y completamente atrapada en "B".

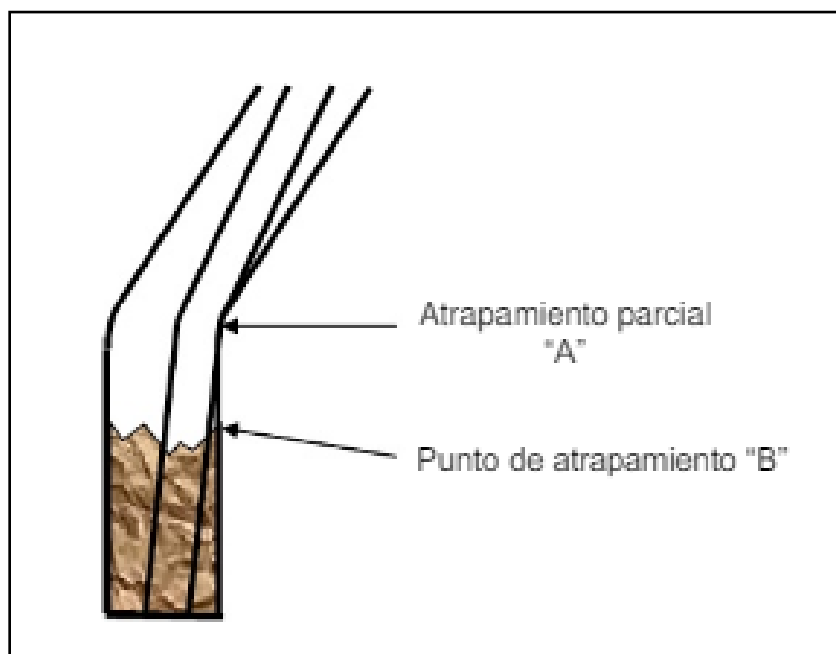


Ilustración 25 Tubería pegada, National Oilwell Varco, NOV.

Cuando se aplica la torsión girando la tubería en la superficie, la mayoría del giro es confinado a la sarta completamente libre hacia arriba "A".

Trabajar la tubería hacia arriba y abajo, tenderá a distribuir la torsión uniformemente, rompiendo la fricción en el punto "A" como se ve en la figura.

- Aplique vueltas a la derecha para apretar la tubería, trabajar la tensión entre la máxima torsión segura (mayor que el peso para desconexión) y muy por debajo para poner en compresión unos cuantos cientos de metros de tubería.
- Aplique las vueltas a la izquierda antes del disparo para la desconexión, trabajar la sarta entre la máxima tensión segura y el peso para desconexión. Nunca baje el peso para desconexión para minimizar la probabilidad de una desconexión mecánica accidental en algún punto encima del punto libre.

Continuar trabajando la torsión, hasta que no se note más de una disminución de la torsión.

- Cuando no se pueda medir la torsión, aplique la mitad de sus vueltas requeridas y trabaje hacia abajo-arriba la tubería. Luego aplique las vueltas restantes trabajando la tubería abajo-arriba, siga este proceso continuo hasta que la cantidad de vueltas que regresan cuando se suelta la torsión sea igual al número de vueltas aplicadas, indicando que se ha transmitido toda la torsión.

La torsión izquierda siempre deberá ser transmitida antes de disparar el cordón explosivo, cuando se observe un retardo considerable entre la aplicación de vueltas a la tubería en superficie y la respuesta del equipo de punto libre, significa que hay fricción de la pared de tubería.

3.5.3.5. Determinación de la Cantidad de Explosivo.

Para desenroscar la tubería en el punto deseado, un paquete de cordón explosivo se detona para proveer un golpe de “martillo” sobre el cople que se desea desconectar. La fuerza de impacto debe ser tan fuerte y suficiente para desconectar la unión sin dañar el cuerpo del tubo.

La cantidad de cordón explosivo depende de dos factores:

- 1) La profundidad (presión hidrostática).
- 2) Tamaño de tubo.

Ejemplo.

Determina la cantidad de cordón explosivo, para desconectar una tubería de perforación 3 ½” a una profundidad de 4,500 (m), con un lodo de 1.50 gr/cc.

Solución:

Para determinar el número de hilos se ingresa a la siguiente tabla respecto a la profundidad y tipo de tubería, en este caso los valores son de 5 a 8 hilos, y como consecuencia de que el lodo es mayor a 1.20 gr/cc se tiene que tomar como valor el más alto (80 granos/pie).

Tabla Número de Hilos.						
Tubería	Diámetro	0 – 1000	1000-2000 m	2000-3000m	3000-4000 m	> 4000 m
Producción	2 3/8"	1	1	1	2	2
	2 7/8"	1	1	2	2	3
	3 1/2"	1	1	2	2	3
	4 - 4 1/2"	2	2	2	3	3
Perforación	2 7/8"	1	2	2"-3	3"-4	4"-6
	3 1/2"	2	3	3"-4	4"-6	5"-8
	4 1/2" - 5 1/2"	2	3"-4	4"-6	5"-9	6"-12
Drill collars	3 1/2"	2"-4	2"-5	3"-7	3"-8	4"-9
	4 1/8- 5 1/2	2"-4	3"-6	4"-8	4"-10	5"-12
	5 3/4- 7	3"-6	4"-8	5"-210	6"-12	7"-15
	7 1/4- 8 1/2	4"6	5"-9	6"-12	7"-15	8"-18
	> 9 3/4		6"-12	6"-12	8"-15	8"-18
Revestimiento	4 1/2- 5 1/2	3	3	3	3	3
	6"- 7	3	3	3	4	4
	7 5/8	4	4	4	4	5
	8 5/8	5	5	5	5	5
	9 5/8	5	5	5	6	6
	10 3/4	6	6	6	7	7

Tabla 66 Determinación de número de hilos para explosivo en diferentes tuberías.

Número de granos por pie.						
Tubería	Diámetro	0 – 1000	1000-2000 m	2000-3000m	3000-4000 m	> 4000 m
Producción	2 3/8"	80	80	80	160	160
	2 7/8"	80	80	160	160	240
	3 1/2"	80	80	160	160	240
Perforación	2 3/8-2 7/8"	80	160	160-400	240-320	320-480
	3 1/2- 4	160	240	240-480	320-480	400-640
	4 1/2" - 6 9/16	160	140-320	320-640	400-720	480-960
Lastrabarreas	3 1/2- 4	160-320	160-400	240-560	240-640	320-720
	4 1/8- 5 1/2	160-320	240-480	320-640	320-800	400-960
	5 3/4- 7	240-480	320-640	400-800	480-960	560-1200

Tabla 67 Determinación de número de granos para diferentes tuberías.

Por lo tanto, se deberá hacer la desconexión con 640 granos/pie. Cuando el fluido del pozo es muy denso, por arriba de 1.60gr/cc; se puede calcular la cantidad de explosivo, mediante la fórmula que compensa la presión hidrostática.

$$CE = \frac{NG \text{ min} + (0.1 \times Ph)}{2}$$

Ecuación 18 Cantidad de explosivo.

Donde: CE = cantidad de explosivo en granos/pie.

NG min = número de granos de la tabla

Ph = presión hidrostática.

Ejemplo.

Determinar la cantidad de cordón detonante para desconectar una tubería de perforación de 3 1/2" a una profundidad de 5,200 metros con un lodo de 1.90 gr/cc.

Solución. El valor mínimo de la tabla es:

$$NG = 5 \times 80 = 400 \frac{\text{granos}}{\text{pie}}.$$

Ecuación 19 Número de granos por pie.

La presión hidrostática es de:

$$Ph = 14.22 \times \text{prof} \times \rho$$

Ecuación 20 Presión hidrostática.

$$Ph = 14.22 \times 5,200 \times 0.190 = 14,049 \text{ PSI}$$

Sustituyendo valores:

$$CE = \frac{400 + (0.1 \times 14,049)}{2} = 902.45 \frac{\text{granos}}{\text{pie}}.$$

$$CE = 902.45 \text{ granos/pie.}$$

Número de Hilos (NH) de 80 granos/pie: $NH = 902.45/80 = 11.28$ por lo tanto se toman 11 hilos de 80 granos/pie.

3.5.3.6. Aplicación de Torsión Izquierda para la Desconexión.

Antes de aplicar las vueltas de torsión izquierda, meter el cordón explosivo unos 300 metros preferentemente, no más profundo que la zapata.

Esto asegura a que:

- 1) No se exponga a los ayudantes a la energía potencialmente peligrosa almacenada en la tubería cuando se introduce la herramienta en el pozo.
- 2) Si la tubería se desconecta pozo arriba en la TR, generalmente no podrá cortar el cable. Por otro lado, si la tubería se desconecta mecánicamente mientras el cable está en la sección de pozo descubierto, deberá ser primero levantada algunos metros, entonces jale la herramienta arriba de este punto, antes que la conexión se vuelva a efectuar.
- 3) Ya que la torsión izquierda total se encuentra en la sarta, se puede meter rápidamente el cordón explosivo, ponerlo en la profundidad y dispararlo.
- 4) Si el cable se dañara durante esta operación de 150 a 300 metros, se pueden cortar y serán desechados, además quedará cable suficiente para seguir haciendo el trabajo.

Dependiendo de las facilidades del equipo de perforación, la torsión izquierda se aplicará por:

- 1) La rotaria.
- 2) Las llaves de fuerza.
- 3) La rotaria con la tubería en las cuñas y sostenidas por las llaves de fuerza, posteriormente se retiran las cuñas.

Bajo condiciones adversas, será necesario trabajar la torsión hacia abajo. El procedimiento será el siguiente:

- 1) Con el peso de la desconexión ya aplicado, aplicar la mitad de la torsión izquierda.
- 2) Levantar y bajar la tubería, pero no bajarla por debajo del peso de desconexión, porque esto le causaría daño.
- 3) Como la torsión se pierde en superficie, continuar aplicando la torsión izquierda gradualmente trabajando, hasta la cantidad completa.

La torsión se puede mantener en la tubería mientras se dispara el cordón explosivo, usando:

- 1) El embrague de la rotaria.
- 2) El candado de la rotaria.
- 3) Las llaves de fuerza.

Antes de disparar el cordón, la tubería debe colocarse en las cuñas y la polea viajera, se baja hasta que el elevador quede libre de la junta. Esto evitará daño o ruptura del cable si la tubería gira después de la conexión.

No disparar mientras la torsión se sostiene con un doble candado de la rotaria. Ese golpe de látigo puede desconectar la sarta en varios puntos.

3.5.3.7. Recomendaciones antes de Realizar la Operación del String Shot.

- 1) Tener los cálculos de detección de PL, para determinar el tipo de fulminante y cantidad de cordón explosivo y realizar la operación en un solo viaje. De la misma forma, determinar los pesos y torsión necesaria para el apriete de las juntas.
- 2) Verificar el buen funcionamiento del indicador de peso, torquímetro, mesa rotaria y los dados de las llaves de fuerza, deberán estar en óptimas condiciones, así como las cuñas de tubería para que se encajen y sostengan la tubería.
- 3) Evitar la desconexión en combinaciones (sustitutos de enlace).
- 4) Efectuar la desconexión invariablemente un tramo arriba del PL.
- 5) La barra del cordón explosivo, deberá cubrir únicamente una junta de tubería.
- 6) Evitar trabajos de soldadura. Se deberá desconectar radio, cables de tierra y verificar que su equipo, este aterrizado.
- 7) Evitar realizar la operación en estado climatológico con lluvias y descargas eléctricas.
- 8) Calcular en número de vueltas para desconectar la sarta.
- 9) Calcular el número de vueltas a la derecha de la tubería para desconectar, más el 30%.
- 10) Los cables salvavidas de las llaves de fuerza deberán estar en óptimas condiciones (nuevos o dobles) y fijados con pernos o grilletes en las orejas del mástil.

11) Instalar una válvula de paso completo en la parte superior de la sarta.

Se recomienda manejar las llaves de fuerza con un cable de manila tanto en la “cola” como en las mordazas.

3.5.3.8. Procedimiento para la Operación del String Shot.

- 1) Aplicar las recomendaciones mencionadas antes de realizar el “String shot”.
- 2) Calcular el peso flotado de la tubería libre de la sarta.
- 3) Levantar la sarta hasta que el indicador registre el peso flotado de la tubería libre.
- 4) Marcar la tubería al ras de la rotaria.
- 5) Colocar las cuñas a la tubería.
- 6) Asentar el peso de la tubería libre en las cuñas.
- 7) Aplicar la mitad de las vueltas, para reapretar la tubería.
- 8) Colocar la llave de fuerza a la tubería para sostener la torsión sujetándola de tal forma que libre la trayectoria de la llave. Asegurar las mordazas de la llave para que no se abran.
- 9) Amarrar la cuña del asa central con el cable ronco.
- 10) Retirar el personal de piso del área de la rotaria.
- 11) Tensionar la sarta para aflojar las cuñas.
- 12) Sacar las cuñas con el cable de maniobras.
- 13) Trabajar la sarta tensionando y bajando para transmitir la torsión. (dos o tres veces).
- 14) ¿Se completó el número de vueltas total? Si: continuar con el paso 15, No: continuar al paso 3.
- 15) Tener la información de PL o punto de interés.
- 16) Calcular la presión hidrostática y la temperatura aproximada en el punto de interés.
- 17) Armar e introducir al pozo la herramienta indicadora de PL y CE.

- 18) Probar la herramienta y determinar el PL.
- 19) Determinar la junta por desconectar.
- 20) Calcular el peso flotado de la tubería hasta la profundidad de la junta por desconectar.
- 21) Determinar el peso para desconectar (peso anterior más el 10%).
- 22) Calcular el número de vueltas a la izquierda para desconectar.
- 23) Colocar la sarta en su peso para desconectar.
- 24) Marca la tubería al ras de la rotaria como referencia.
- 25) Colocar las cuñas en la rotaria y apoyar la sarta en ellas.
- 26) Aplicar la mitad de la torsión izquierda calculada a la sarta.
- 27) Meter el candado de la rotaria para aguantar la torsión.
- 28) Colocar la llave de fuerza en el cuerpo del tubo, librándose del posible movimiento del giro de la llave.
- 29) Amarrar la mordaza de la llave para evitar que se abra.
- 30) Sacar el candado tomando una posición de librarse del posible movimiento de la llave y con personal alejado del mismo.
- 31) Amarrar la mordaza de la llave para evitar que se abra.
- 32) Retirar al personal del área de la rotaria.
- 33) Tensionar la sarta para aflojar cuñas.
- 34) Sacar las cuñas con el cable del ronco.

- 35) Trabajar la sarta tensionando y bajando (dos o tres veces) para transmitir la torsión, considerando la marca de referencia.
- 36) Dejar la sarta en su peso calculado (paso 22).
- 37) Colocar las cuñas librándose del posible giro de la llave.
- 38) Meter el candado a la rotaria.
- 39) Quitar la llave comprobando que no se encuentre en tensión y tomando las medidas de seguridad necesarias.
- 40) ¿se han producido las vueltas completas a la izquierda? Si: continuar con el paso 41, No regresar al paso 26.
- 41) Amarrar las asas de las cuñas, meter el seguro del gancho, amarrar el elevador para evitar que se abra.
- 42) Confirmar la junta por desconectar.
- 43) Ubicar la herramienta en la junta que se pretende desconectar.
- 44) Disparar el cordón explosivo y observar movimiento de la rotaria.
- 45) Levantar la herramienta indicadora del PL, 2 o 3 tramos arriba de la junta desconectada.
- 46) Verificar el movimiento de la tubería con una llave.
- 47) Sacar el candado a la rotaria.
- 48) ¿existe torsión? Si: continuar con el paso 49, No: continuar con el paso 51.
- 49) Eliminar la torsión lentamente, contando el número de vueltas.
- 50) ¿el número de vueltas es menor del 100%? Si: continuar con el paso 51, no: regresar al 3.
- 51) Girar la sarta a la izquierda de acuerdo al número de vueltas aproximadas absorbidas, hasta completar la desconexión.
- 52) Levantarse 2 o 3 metros y estacionar la sarta.

53) Bajar con la herramienta detectora de coples registrando la nueva ubicación de las juntas de TP, la diferencia debe coincidir con la longitud levantada en el paso 52.

54) ¿Se desconectó en la junta objetivo? Si: continuar al 55, No: regresar al paso 3.

55) Sacar aparejo de geofísica.

56) Desmantelar el aparejo y circular un ciclo del fluido.

Parar la circulación y sacar la sarta de tubería.

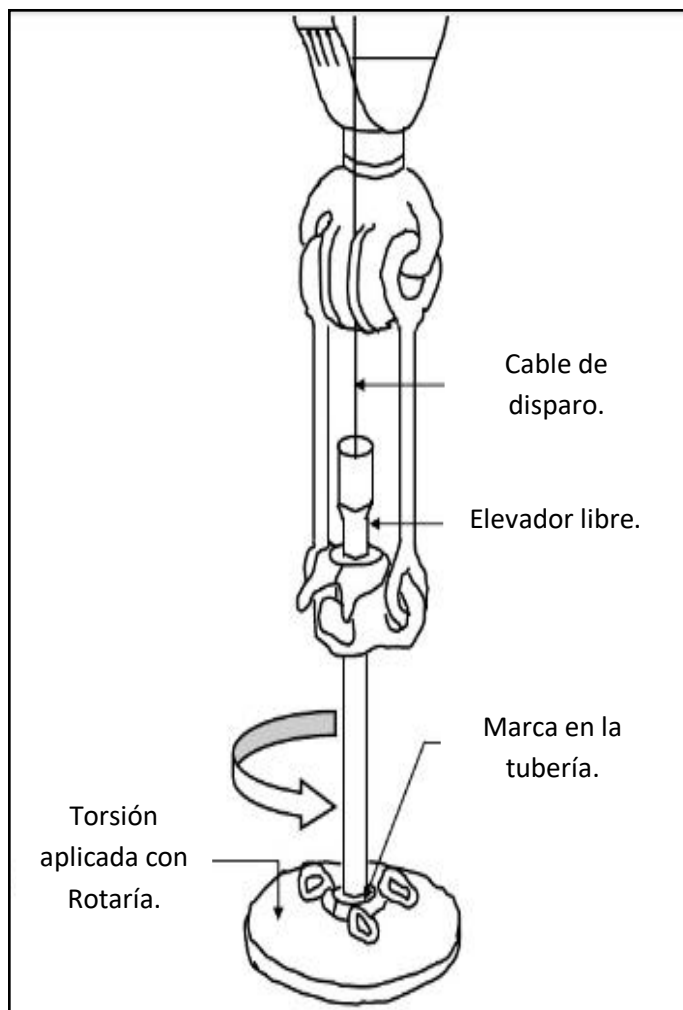


Ilustración 26 Torsión en sarta A, NOV "National Oilwell Varco".

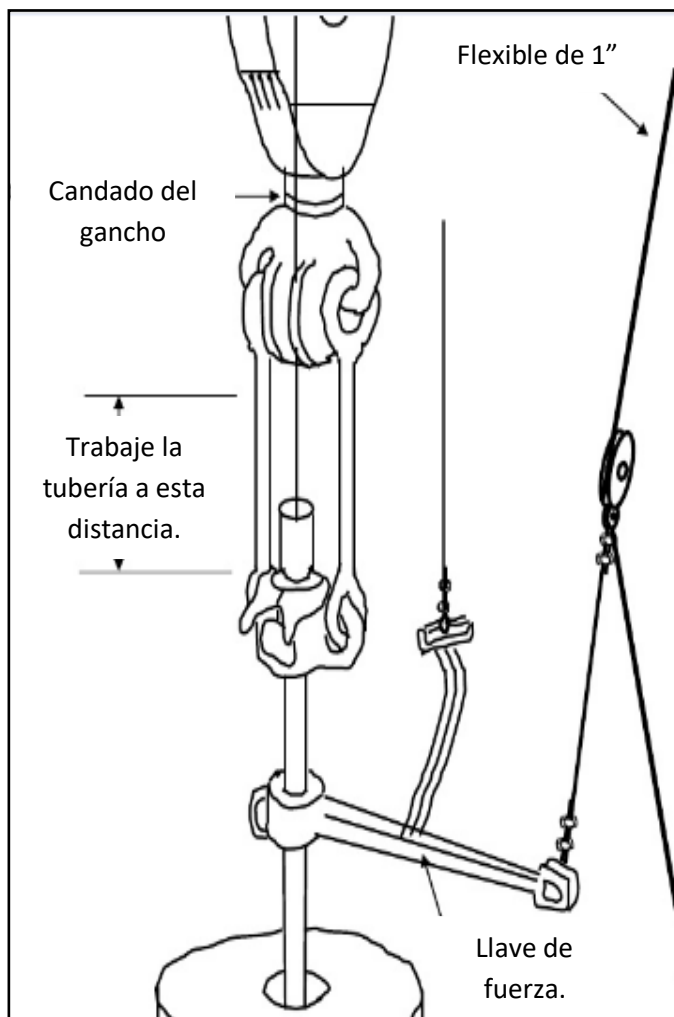


Ilustración 27 Torsión en sarta B, NOV "National Oilwell Varco".

3.6. Perforación de Tuberías (Tubing o Casing Puncher).

La utilización de cargas puncher o amortiguadas, es recomendada para perforar tubería de perforación o producción sin dañar tubería de revestimiento; es decir, cuando se desea tener una penetración controlada del disparo, las cargas son bajadas dentro de un tubo conductor recuperable. Su empleo se recomienda en los siguientes casos:

- 1) Para establecer circulación cuando la tubería de perforación está atrapada.
- 2) Para perforar la tubería de producción cuando no es posible abrir la camisa de circulación.
- 3) Para perforar la tubería de producción arriba del empacador cuando el aparejo no cuenta con camisa de circulación.

Las pistolas puncher o amortiguadas están disponibles en varios diámetros. Las más comunes son las de 1 ½", 1 3/8" y 1 9/16", resistentes a diferentes condiciones de temperatura. Se consideran estándar aquellas que trabajan hasta 350°F (tipo RDX), y de alta temperatura de 470°F (tipo PSF). Las tablas que se muestran más abajo presentan sus características para diámetro de 1 9/16".

Debido a que las cargas puncher requieren de poca penetración y un diámetro de agujero relativamente grande, es necesario modificar el diseño de las cargas tradicionales por un diseño parabólico.

La selección de una carga puncher depende principalmente del espesor de la tubería que se pretende perforar y la temperatura del pozo. El espesor de la tubería influye en el diámetro de la carga, debido a que los espesores grandes necesitan mayor cantidad de explosivo, por consiguiente, mayor diámetro de carga; la temperatura determina el tipo de explosivo en la carga.

3.6.1. Consideraciones en Selección y Operación de Cargas Puncher.

Debido a que las pistolas puncher son similares a las pistolas entubadas para disparos de producción, es importante tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Usar un dispositivo posicionado para pegar la pistola contra la tubería con el objetivo de hacer más eficiente la operación de disparo; en caso contrario la tubería podría no ser perforada.
- Tratar de disparar lo más cercano al cople, debido a que el Upset de la tubería centra a la misma y así se evitan daños a la TR. Sin embargo, no se debe disparar sobre un cople.
- Verificar el nivel y densidad de fluido dentro del pozo. En caso de una diferencia de presión, se requerirá utilizar equipo de control de presiones.
- Determinar el número de disparos en función del área total de flujo requerido para la caída de presión que se va a manejar en los disparos. Normalmente cuatro cargas por metro son suficientes; sin embargo, en puntos donde la carga está cerca del límite se recomienda aumentar la densidad de los disparos.

Datos de las cargas amortiguadas para circular "Puncher"			
Tipo de carga Puncher	Grosor de la pared y Grado de TR.	Tamaño promedio de agujero de salida en tubería interna	Penetración máxima en la tubería circundante
Puncher Pequeña código amarillo	J-55	0.37"	0.002"
	0.15"		
Puncher Pequeña código amarillo	P-110	0.25"	
	0.34"		
Puncher mediana código café	J-55	0.34"	0.02"
	0.34"		
Puncher pequeña código café	P-110	0.18"	
	0.49"		
Puncher grande código verde	J-55	0.24"	0.03"
	0.49"		
Puncher pequeña código verde	P-110	0.22"	0.02"
	0.55"		

Tabla 68 Cargas amortiguadas "Puncher".

3.6.2. Cortadores de Tubería.

Cuando se dificulta la transmisión de la torsión a la tubería, es preferible utilizar un cortador, ya que este no requiere que el tubo se encuentre en torsión izquierda. La decisión de utilizar una u otra técnica dependerá de algunas condiciones del pozo como son:

- Desviadores de pozo
- Tubería doblada.

En pozos desviados es más fácil transmitir la torsión que la tensión por lo que es preferible intentar la desconexión con cordón explosivo.

Cuando la tubería está doblada, la torsión casi no se transmite debido a los puntos de fricción, pero la tensión se transmite más fácilmente por lo que es más adecuado usar un cortador de tubería.

El corte de tubería puede efectuarse por medio de un cortador a chorro o un cortador químico. La selección del tipo de cortador se basa principalmente en algunas condiciones de pozo como son:

- Presión hidrostática
- Corte limpio.

3.6.2.1. Cortador Jet.

Básicamente es una carga moldeada revestida de forma circular que al detonar produce un corte limitado en la tubería. La forma del tubo en el punto de corte es ligeramente abocinada por lo que puede ser necesario conformar la boca del pez.

Existen cortadores para los diferentes tipos de tubería:

- Cortador para tubería de perforación.
- Cortador para tubería de producción.
- Cortador para tubería de revestimiento.

Recomendaciones de cortador de chorro o jet.

- Seleccione el diámetro adecuado de cortador para la tubería que se pretende cortar. Tenga cuidado en las tuberías combinadas pues es posible que, al tener una tubería de diámetro interno menor en la parte superior, puede que no sea posible bajar el cortador adecuado. Por ejemplo, si tiene una tubería de producción de 2 7/8", 8.7 lbs/pie arriba de la tubería de producción de 2 7/8", 6,5 lbs/pie, los diámetros interiores son de 2.259" y 2.441" respectivamente. Se requiere cortar la TP inferior. Esta tiene un drift de 2.347", pero la de arriba tiene un drift de 2.165". el cortador debe tener un DE menor al drift de la tubería superior. Se puede usar en este caso un cortado de 2 1/8".
- El cortador deberá estar centrado en la tubería para realizar el corte eficientemente.
- La tubería debe estar ligeramente en tensión.
- Siga todas las normas de seguridad para el manejo de explosivos.
- Verificar los fluidos dentro y fuera de la tubería a cortar, en caso de que haya diferencia de densidad o nivel puede ser necesario usar equipo de control de presión. Si la diferencial al momento de establecer la comunicación es muy grande, puede dañar la herramienta o el cable. Si la presión en la tubería es mucho mayor a la del espacio anular, la diferencial puede desprender la herramienta del cable. Si la presión del espacio anular es mucho mayor, la herramienta puede ser lanzada hacia arriba pudiendo originar dobleces en el cable que dificulten o impidan recuperar la herramienta. Lo ideal es balancear las presiones.

3.6.2.2. Cortador Químico.

Un cortador químico corta la tubería en segundos, dejando un corte limpio sin protuberancias por dentro y fuera del tubo. El principio del cortador es el siguiente: una carga explosiva expulsa violentamente de la herramienta en forma radial un líquido muy corrosivo que corta el metal.

La herramienta debe estar inmóvil durante el corte, para lograr esto cuenta con un sistema de anclaje.

Ventajas cortador químico.

- Corte nítido que facilita la pesca.
- No daña la tubería circundante, aunque esté en contacto con la tubería que se va a cortar.

Limitaciones.

- Rango de corte desde DI = 0.742" a 5".
- Más sensible a la presión hidrostática.
- En lodos densos se tienden a tapar los agujeros de la cabeza de corte
- No funcionan adecuadamente en tubería seca, se recomienda tener al menos 30 metros de fluido arriba de la herramienta al momento del corte.

Recomendaciones de cortador químico.

- Seleccione el diámetro adecuado de cortador para la tubería que se pretende cortar.
- El cortador deberá estar centrado (anclado) en la tubería para realizar el corte eficientemente.
- La tubería debe estar ligeramente en tensión.
- Siga todas las normas de seguridad para el manejo de explosivos.
- Verifique la necesidad de usar un equipo de control de presión.
- No exceder la velocidad del cable de 90 mts/min. al bajar.
- Si al sacar la herramienta se nota fricción, es posible que indique que la herramienta contiene presión, la cual fuerza las anclas hacia afuera rozando contra la pared del tubo. Cuando la herramienta entre en una sección de diámetro mayor (ejemplo: los tubos lubricados del equipo de control de presión) las anclas se abrirán y la presión escapará. Si sucede esto cerca de la superficie, se debe esperar varios minutos para evitar cualquier reacción antes de desarmar la herramienta.

4. CAPÍTULO IV. PERFORACIÓN DIRECCIONAL.

La perforación direccional es la desviación intencional de un pozo respecto del trayecto que adoptaría naturalmente. Esta desviación se logra a través del uso de cuñas, arreglos de fondo de pozo (BHA), instrumentos de medición del trayecto del pozo en espacio tridimensional, enlaces de datos para comunicar las mediciones obtenidas en el fondo del pozo a la superficie, motores de lodo, y componentes BHA con barrenas de perforación especiales, incluidos los sistemas rotativos direccionales y barrenas de perforación.

La forma más común de realizar una perforación direccional, es a través del uso de una sección acodada (sección acondicionada con codos para que su orientación sea más fácil) cerca de la barrena en un motor de fondo. La sección acodada dirige la barrena en una dirección diferente del eje del pozo cuando la sarta de perforación entra o está rotando.

Mediante el bombeo de lodo a través del motor de lodo, la barrena gira, mientras la sarta de perforación no rota; lo que permite que la barrena perfora en la dirección señalada.

Cuando se logra una dirección de pozo determinada, ésta se puede mantener mediante la rotación de la sarta de perforación entera (incluida la sección acodada) de modo que la barrena no perfora en una sola dirección lejos del eje del pozo, sino que cubre cierta área y su dirección neta coincide con el pozo existente.

La perforación direccional es: la ciencia de dirigir el agujero a través de una trayectoria predeterminada a un objetivo designado en el subsuelo.

Las aplicaciones más comunes de perforación direccional son:

- Perforación de pozos múltiples costa afuera.
- Inclinación controlada en pozos verticales.
- Perforación lateral (ventana).
- Perforación de pozos de alivio.
- Perforación horizontal o pozos multilaterales para mayor exposición en la formación productora.

4.1. Conceptos de Perforación Direccional.

4.1.1. Profundidad Desarrollada (PD).

Distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo desde el punto de referencia en superficie hasta el punto de registros direccionales. Esta profundidad siempre se conoce, ya sea contando la tubería o por el contador de profundidad de la línea de acero.

4.1.2. Profundidad Vertical Verdadera (PVV).

Distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad hasta un punto en la trayectoria del pozo. Este es normalmente un valor calculado. La inclinación, es el ángulo en grados ($^{\circ}$) entre la vertical local, dada por el vector local de gravedad como lo indica una plomada y la tangente al eje del pozo en un punto determinado. Por convención, 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal.

4.1.3. Desplazamiento Horizontal (DH).

Es la distancia total y lineal en el plano horizontal del conductor del pozo al objetivo del mismo.

4.1.4. Azimuth del Pozo.

Es la dirección o rumbo del pozo sobre el plano horizontal medida como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del Norte de referencia puede ser el Norte verdadero, el magnético o el de mapa. Esto es representado como Azimuth o Cuadrantes.

La dirección acimutal es representada de 0° a 360° al sentido de las manecillas de reloj.

La dirección representada en cuadrantes es referenciada a los ejes N (norte), S (sur), que son los ejes de interés, es por esto que una medida en cuadrante siempre va encabezada por N o S, es decir: N#E, N#W, S#E, S#W.

Si ponemos atención en la figura, la numeración de la parte de afuera de la circunferencia se puede observar que el incremento tanto a la derecha "E" como a la izquierda "W", tiene como origen al cero, es decir debemos tomar los ángulos sobre los ejes N y S, nunca los E y W.

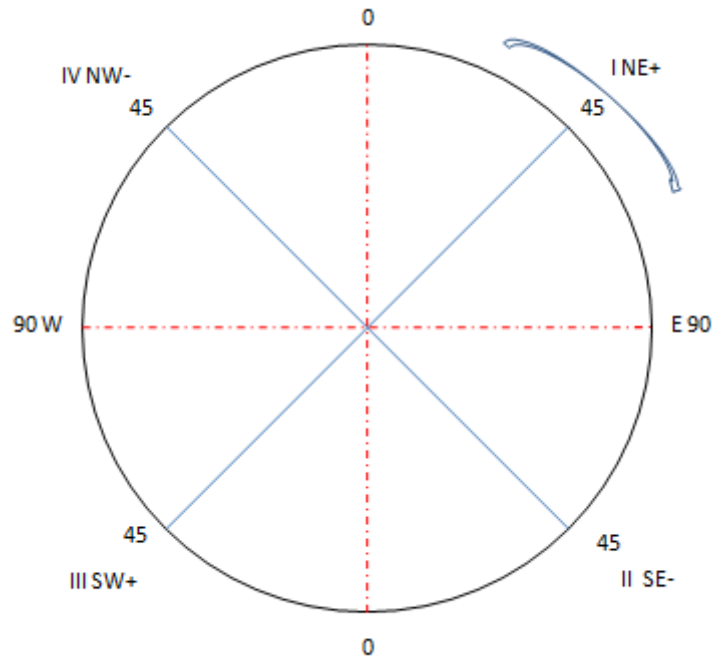
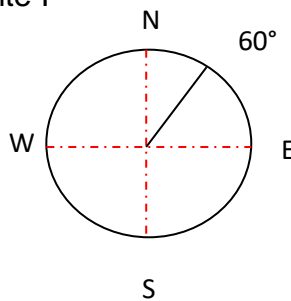


Ilustración 28 Cuadrantes para calcular Azimuth.

Como un ejemplo, pasaremos lecturas de Azimutal a Cuadrante.

Ejemplo 1: Ángulo en el cuadrante I

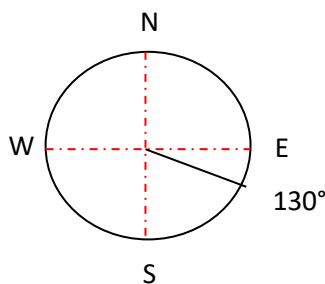
Azimuth = 60



Este es el único caso de 0° a 90° en donde pasa directo a cuadrante, solo se adiciona el rumbo: N60°E.

Ejemplo 2: Ángulo en cuadrante II.

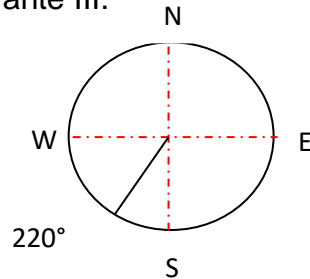
Azimuth = 130°



Para obtener el ángulo pegado al eje de interés, en este caso el Sur: $180^\circ - 130^\circ = 50^\circ$, por lo tanto, el rumbo es: S50E.

Ejemplo 3: Ángulo en el cuadrante III.

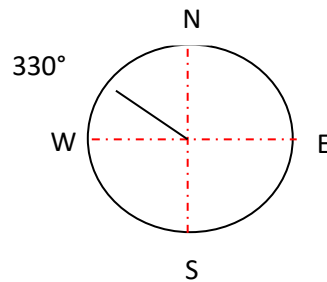
Azimuth = 220°



El azimuth cae dentro del III cuadrante, por lo tanto, se obtiene: $220^\circ - 180^\circ = 40^\circ$, por lo tanto, el rumbo es: S40°W.

Ejemplo 4: Ángulo en el cuadrante IV.

Azimuth = 330°



Se obtiene el rumbo: $360^\circ - 330^\circ = 30^\circ$, por lo tanto: N30°W.

4.1.5. Survey.

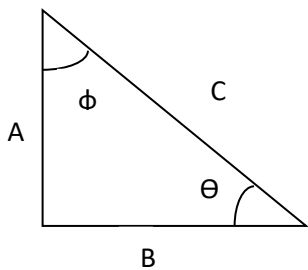
Es la lectura de la inclinación de la herramienta en un punto en el espacio.

Elementos de un survey:

- Profundidad
- Inclinación
- Dirección

Para iniciar este tema, es necesario recordar las funciones trigonométricas básicas:

Paso 1. Define lo siguiente:



$$\text{Sen } (\Theta) = \text{¿?}; \text{ Sen } (\Theta) = \text{C.O/H}; \text{ Sen } (\Theta) = \text{A/C}$$

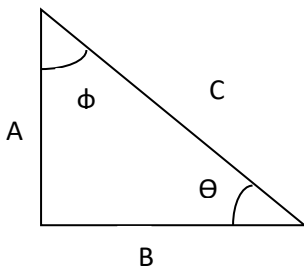
$$\text{Cos } (\Theta) = \text{¿?}; \text{ Cos } (\Theta) = \text{C.A/H}; \text{ Cos } (\Theta) = \text{B/C}$$

$$\text{Sen } (\phi) = \text{¿?}; \text{ Sen } (\phi) = \text{B/C}; \text{ Cos } (\phi) = \text{A/C}$$

$$\text{Tan } (\Theta) = \text{¿?}; \text{Tan} = \text{Sen/Cos o C.O/ángulo } (^{\circ}); \text{Tan } (\Theta) = \text{A/B}$$

$$\text{Tan } (\phi) = \text{B/A}; \text{A}^2 + \text{B}^2 = \text{C}^2$$

Paso 2. Si A = 3 y B = 4, encuentra C, ϕ y Θ .



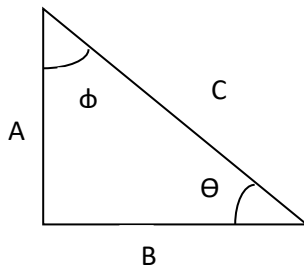
$$\text{C}^2 = 3^2 + 4^2$$

$$\text{C} = 5$$

$$\text{Sen } (\Theta) = 3/5 = \text{arcsen } (\Theta) = 36.89; \Theta = 36^{\circ}$$

$$\text{Por lo tanto, } \phi = 54^{\circ}$$

Paso 3. Si A = 1 y B = 1, encuentra C, ϕ y Θ .



$$\text{C} = \sqrt{2}$$

$$\text{Tan } (\Theta) = (1/1); \Theta = 45^{\circ}, \phi = 45^{\circ}.$$

Calcular Survey.

Una vez que hayamos recordado las funciones trigonométricas, seguiremos con el cálculo de un survey.

Medición del ángulo promedio.					
	(1) Profundidad medida (m)	(2) Inclinación	(3) Azimuth (Az)	(4) Longitud del curso	(5) Inclinación promedio
1	1209	72.09	96.36	9.5	75.34
2	1218.5	78.6	96.03	9.3	
3	1,227.80	83.01	95.51		

Propuesta de dirección.										
(6) Promedio Az	(7) Cambio en TVD (#4xCos (#5))	(8) TVD (TVD + 7)	(9) Cambio en el desplazamiento (4xsin (5))	(10) Cambio de latitud (9xCos (6))	(11) Latitud (Lat. + 10)	(12) Cambio de Salida (9x Sen (6))	(13) Salida (Dep. + 12)	(14) Cierre de dirección.	(15) Salida (arctan 13/11)	(16) Sección vertical sqrt (15xCos (PD-14))
96.18	2.40	1,175.12	9.19	0.99	-5.95	9.13	93.16	93.89	102.53	92.89

Tabla 69 Cálculo de survey.

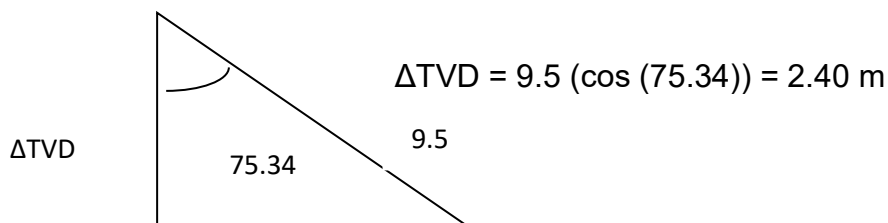
Como ya tenemos del paso 1-3, se debe continuar en el paso 4-16.

Paso 4. Calcula la longitud de curso de la estación, esta se logra restando la profundidad a la que estuvo la barrena con la conexión anterior a la profundidad actual, esto es: $1,218.5 - 1,209 = 9.5$ m.

Paso 5. Calcular la inclinación promedio entre ambas estaciones, suma ambas inclinaciones y divide entre 2: $(78.6 + 72.09) / 2 = 75.34$ m.

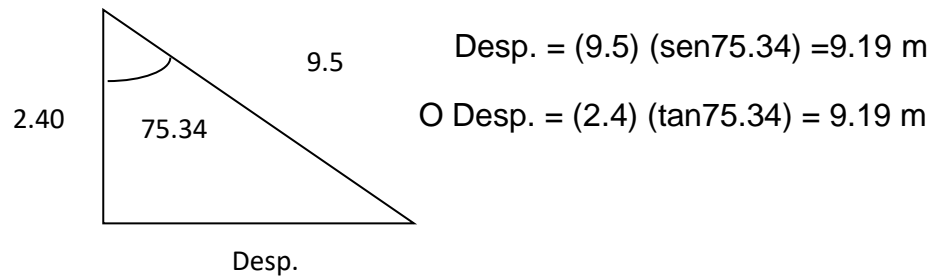
Paso 6. Calcular el azimuth promedio entre ambas estaciones: $(96.03 + 96.33) / 2 = 96.18$ m.

Paso 7. Calcular el incremento de TVD, se obtiene del que tenemos en nuestra sección perforada y debe ser llevada al plano vertical utilizando la inclinación promedio obtenida como ángulo.

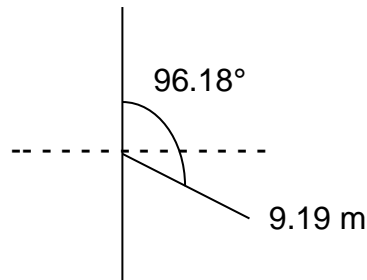


Paso 8. Calcular la profundidad vertical a esa profundidad perforada, sumando la profundidad de la estación pasada: TVD = 1,175.12 (dato) + Δ TVD = 1,177.40 m.

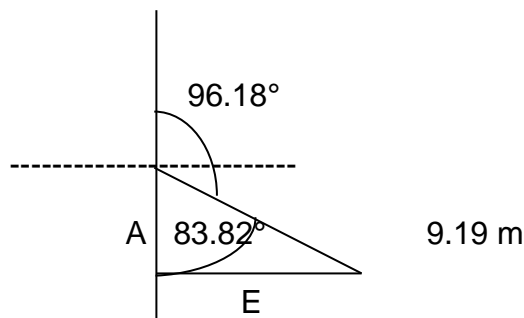
Paso 9. Calcular la cantidad desplazada en esta estación, utilizando ángulo promedio entre estaciones y la longitud perforada en esta misma o utilizando el incremento de la Δ TVD.



Paso 10. Una vez conocido nuestro desplazamiento, ahora tenemos cálculos en el plano horizontal para conocer el movimiento generado a través de coordenadas, primero calcularemos el cambio o incremento en latitud, utilizando nuestro azimuth promedio entre estaciones y la distancia desplazada calculada.



Para obtener el cambio en latitud, utilizamos valores trigonométricos complementarios.



Utilizando los datos calculados de la figura, se calcula el cambio de latitud, es decir: movimiento en el eje N-S.

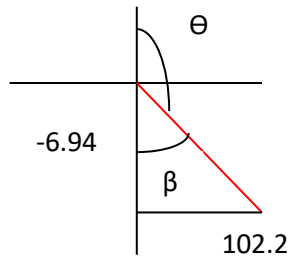
$$A = \Delta \text{Latitud} = 9.19 \cos 83.82^\circ = 0.99 \text{ m.}$$

Paso 11. Calcular latitud actual, es decir: sumar la latitud acumulada con el incremento de latitud: Latitud = -5.95 (dato) $- 0.99 = -6.94$ m

Paso 12. Calcular el incremento en longitud: $B = \Delta\text{Longitud} = 9.19 \text{ sen}83.82^\circ = 9.13$ m.

Paso 13. Calcular la longitud actual, suma la longitud acumulada anterior con el valor obtenido del incremento de longitud, es decir: Longitud = $9.13 + 93.16 = 102.29$ m.

Paso 14. Calcular la dirección de cierre. Utiliza las coordenadas de los pasos 11 y 13.



$$\text{Tan}\beta = 102.29/-6.94$$

$$B = 86.11^\circ$$

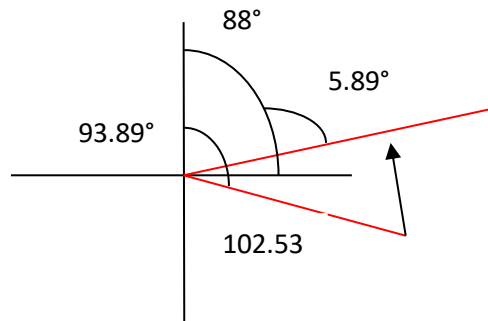
Por lo tanto, la dirección de cierres es:

$$\Theta = 86.11^\circ - 180^\circ = 93.89^\circ$$

Paso 15. Utilizando Pitágoras obtener el valor de cierre.

$$A^2 + B^2 = C^2; \text{ por lo tanto, } C^2 = (-6.94)^2 + (102.29)^2 = 102.53 \text{ m.}$$

Paso 16. Cálculo de la sección vertical. En este paso se usa la dirección de cierre y la magnitud de cierre, paso 14 y 15 para que sean proyectados hacia el rumbo del programa que en este caso es 88° .



Por lo tanto, tenemos que la sección vertical es: $SV = 102.53 \cos 5.89^\circ = 101.97$ m.

De este modo se calcula un Survey.

4.1.6. Pata de Perro (Dog Leg).

Es la curvatura total del pozo (combinación de cambios en inclinación y dirección) entre dos estaciones de registro direccional. La pata de perro se mide en grados.

4.1.6.1. Severidad de Pata de Perro.

Se refiere a su magnitud de un intervalo estándar (por convicción se estableció de 100 pies o 30 metros). La severidad se reporta en grados por cada 100 pies o grados por cada 30 metros. Es conveniente mantener las severidades tan bajas como sea posible en la perforación convencional (menos de 3° o 4°/100 pies).

Las severidades altas pueden provocar problemas en el pozo tales como ojos de llave, atrapamiento de tubería o desgaste de la misma o de la tubería de revestimiento.

4.1.7. Cara de Herramientas (Tool Face).

El término se usa en relación a las herramientas desviadoras o a los motores dirigibles y se puede expresar en dos formas:

- Física: el lugar sobre una herramienta desviadora, señalado comúnmente con una línea de marca, que se posiciona hacia una orientación determinada mientras se perfora para determinar el curso futuro del pozo.
- Conceptual: en el pozo, el término “cara de la herramienta (tool face)” es a menudo utilizado como frase corta para referirse a la orientación de la misma (orientación toolface). Por ejemplo, puede ser la orientación del sustituto de navegación de un motor dirigible, expresada como una dirección desde el norte o desde boca del pozo.

4.1.8. Target (Objetivo).

Es el punto o puntos del subsuelo hacia donde la trayectoria será dirigida. Normalmente se indica por un geólogo al petrolero, donde se define el objetivo a alcanzar, en pocas palabras es el yacimiento con los intervalos productores.

4.2. Aplicaciones de la Perforación Direccional (PD).

Una de las principales aplicaciones de la PD es la perforación Costa Afuera, ya que muchos yacimientos se sitúan en mar abierto, por lo que los ingenieros al instalar una plataforma, es viable perforar direccionalmente muchos pozos reduciendo el número de plataformas y simplificando el sistema de recolección. A esta variedad de pozos se les conoce como:

4.2.1. Pozos de Alivio.

Estos pozos se usan para “matar” los pozos arrancados o en descontrol. El pozo de alivio se desvía para ser utilizado como cierre posible de la reserva del pozo fuera de control. Generalmente el objetivo de este pozo es bombear lodo pesado a la reserva, para que supere la presión y el pozo productor recupere el control.

4.2.2. Pozos Verticales.

Estas técnicas se usan para “enderezar los agujeros” curvos. En otros términos, cuando la desviación ocurre en un pozo que se supone vertical, se ajusta para retornar su conducto correcto.

4.2.3. Pozos Desviados (Sidetrack).

Este tipo de pozos se utilizan o se crean para desviar fuera de un agujero existente, para evitar una obstrucción (un pez) en el agujero original o para explotar la magnitud de la zona productora en un cierto sector de campo.

Existen otras aplicaciones de los pozos direccionales, lo cual es para optimizar el yacimiento, ya que, al perforar horizontalmente, la rama de perforación alcanza más objetivo en el yacimiento, permitiendo una máxima penetración, por ende, más producción.

4.2.4. Pozos Multilaterales.

El agujero perforado multilateralmente se está convirtiendo en una operación muy común, ya que se perforan los pozos horizontalmente para sumar la profundidad y las operaciones laterales para varias direcciones. Estos pozos aseguran la exposición máxima de targets separados.

4.3. Técnicas de Desviación.

Existen cuatro principales técnicas de desviación, las cuales son:

- Cucharas de desviación (Whipstock).
- Propulsión.
- Perforación rotaria (perforación convencional).
- Motores.

4.3.1. Cucharas de Desviación (Whipstock).

Este fue el principal método de desviación de pozos utilizado entre los años 1,930-1,950. Existen variantes de esta herramienta, la cuchara recuperable y la permanente. Ambas proveen los medios para orientar mediante una cuña cóncava de acero, la cual es utilizada para desviar la sarta de perforación. Dependiendo del estilo de cuchara utilizada, el número de viajes para iniciar a desviar el agujero puede ser uno o varios. Mucho depende de cómo la cuchara es orientada en el agujero para efectuar la molienda de inicio.

4.3.2. Técnica de Propulsión.

La propulsión puede ser utilizada para orientarse en formaciones suaves, normalmente en la parte superior del agujero. El ensamblado consiste de una barrena tricónica modificando una de las toberas (jets) más grande que las otras. La barrena es orientada hacia abajo y las bombas de lodos son puestas al gasto máximo, se genera un monitoreo (survey) que es tomado en la superficie con un giroscopio. Este procedimiento se repite hasta alcanzar el ángulo deseado. Esta técnica puede utilizarse para construir pozos mayores a los 15° y crear patas de perro de 3°/100 pies (30.48 mts.).

El método de propulsión es económico y facilita que el agujero sea perforado rápidamente sin efectuar cambios en el ensamblado de la sarta, permite que el agujero en calibre (es decir que, se tomó un registro caliper-calibración y arrojo que la geometría del agujero descubierto es muy cercana al diámetro de la barrena), se perfore con cambios pequeños en la dirección de formaciones suaves, con horas de rotación reducidas y provee un medio de dirección seguro en agujero somero donde existen numerosos pozos conductores adyacentes.

4.3.3. Motores.

Se refiere a los motores de desplazamiento positivo o turbinas, son equipados con un sustituto curvo o un "bent housing" permitiendo que la barrena sea orientada y perfore en la dirección seleccionada sin ninguna rotación de la sarta de perforación. Esto permite un control total sobre el acimutal y la inclinación.

4.4. Herramientas de Evaluación Giroscópica.

Se utilizan debido a la interferencia magnética de la Tierra, pues esto en ocasiones no permite tener una evaluación correcta de la rotación de la barrena en tiempo real. Hay dos tipos de giroscopios, los que varían con el tiempo y los que varían con el sentido de rotación de la tierra. Por lo tanto, esta herramienta sirve para orientar a la velocidad de la rotación evitando interferencias magnéticas, esto es controlado por un motor eléctrico en donde se ubica esta herramienta a altas rpm.

4.4.1. Giroscopio de Disparo simple.

Utilizado para orientar herramientas en áreas de alta interferencia magnética. Ej.: punto de desvío en una plataforma con otras tuberías conductoras cercanas. Esta herramienta consiste de un cronómetro, una cámara y una brújula giroscópica sensible. El giroscopio primero es orientado a la superficie en una dirección conocida y entonces bajado a la profundidad de evaluación debidamente protegida. Después de grabar los datos, la herramienta es recuperada.

4.4.2. Giroscopio de Disparo Múltiple.

Es utilizado para grabar la orientación de un pozo con o sin TR. La herramienta es alimentada por una batería. La unidad giroscópica es alineada con una dirección conocida y un mecanismo para medir el tiempo sincronizado con un reloj en superficie, después se corre un registro eléctrico conforme desciende. Cuando esta herramienta permanece estacionaria (no se mueve), evalúa los surveys de esa locación y posteriormente compararlos para permitir la corrección de la desviación.

4.4.3. Giroscopio de Lectura en Superficie (Seeker-BHI, Keeper-Sperry Sun).

Se usa para perforar y orientar en áreas donde la interferencia magnética es muy complicada, por ejemplo: cuando en una plataforma donde hay otras tuberías conductoras de pozos adyacentes.

Esta herramienta se conecta directamente en superficie mediante un sistema de lectura vía cable y un substituto de entrada lateral. Una vez que la orientación deseada ha sido alcanzada, la herramienta es recuperada para permitir que el substituto sea removido.

El sistema giroscópico se compone de un eje ortogonal (ángulos rectos), acelerómetro y magnetómetro. El acelerómetro mide el vector gravitacional relativo a los ejes de la herramienta. El magnetómetro mide los componentes de los campos magnéticos de la Tierra relativos a los ejes de la herramienta, estos combinados ayudan a determinar el azimutal.

4.4.4. Medidor de Guía Láser Inicial (RIGS).

Herramienta de alta precisión, cuenta con un sistema de evaluación de alta velocidad que colecta datos mientras la herramienta es corrida dentro del agujero. Abarca los tres inerciales de navegación y tiene una precisión de 1-2 pies/ 1000 pies de agujero registrado con una precisión horizontal de 2.6 pies/1000 pies. Estos resultados son tres veces más precisos y completados en la mitad del tiempo en comparación con el uso de un giroscopio normal.

Al inicio de la evaluación, se debe alinear para derivar la referencia del norte real mediante la medición de la rotación terrestre. Cuando es bajada en el pozo, el sistema de navegación inercial mide cambios en espacios tridimensionales generando coordenadas para norte/sur, este/oeste. Este sistema de monitoreo continuo elimina los errores generados usando el método de cálculo de punto a punto de la geometría del agujero respecto a los métodos convencionales.

Un registro eléctrico de medición de profundidad y un localizador de coples de tubería, son usados para verificar el sensor de profundidad y restringir los errores a menos de 0.5 pies/1000 pies mientras que centralizadores mantienen a la herramienta en su lugar del agujero perforado. La herramienta puede ser utilizada solamente en agujeros para TR menores a 7" debido a su tamaño físico.

Un registro común, utilizando RIGS consiste en:

- Alinear el sensor a la superficie -12 min.
- Hacer un chequeo en la variación - 3 min.
- Correr la herramienta en el agujero a 300 pies/min.
- A la profundidad final, revisar la variación inercial - 3 min.
- Recuperar la herramienta mientras se completa la segunda evaluación (survey) a 300 pies/min.
- En superficie completa la variación final - 3 min.
- El tiempo total para evaluar un pozo de 10,000 pies (3,048 m) en 88 min.

4.5. Herramienta de Medición MWD (Measurement While Drilling).

El propósito de esta herramienta es medir mientras se va perforando, transmitiendo datos (parámetros de una formación) medidos en el fondo del pozo a superficie de manera que los datos puedan ser procesados. La transmisión del MWD se realiza a través de pulsos de presión que son enviados por medio del lodo de perforación desde la herramienta en su ubicación hasta superficie.

La principal medición es la dirección e inclinación, la cual se envía por telemetría (tecnología de medición remota de magnitudes físicas y envío de información a un sistema operador) en tiempo real, adicionalmente sirve de puente para enviar señales en tiempo real de herramientas LWD (Logging While Drilling) para la evaluación de formaciones (información sobre la roca). Las señales que se envían son:

- Ondas electromagnéticas.
- Pulsos negativos.
- Pulsos positivos.
- Pulsos continuos.

Ondas electromagnéticas: consiste en enviar corriente a la formación utilizando la sarta como medio conductor para que la corriente retorne. Esta señal es utilizada básicamente cuando existen dos herramientas en la sarta de perforación que no están físicamente conectadas. Estas ondas no son muy fuertes como para usarse en distancias largas.

Pulsos negativos: se generan cuando momentáneamente se reduce la presión en tubería. Esto se logra desviando el lodo de perforación desde adentro de la sarta hacia el espacio anular utilizando una válvula de desahogo.

Al cerrar esta válvula, la presión en tubería regresa a su valor original.

Pulsos positivos: generados en la columna de lodo, esto se logra bloqueando momentáneamente y parcialmente el flujo que pasa por la tubería de perforación.

Pulsos continuos: generados en la columna de lodo como resultado de bloquear y desbloquear el flujo a través de la sarta de perforación. Cuando el flujo es bloqueado la presión interna incrementa y cuando se desbloquea por ende vuelve a su valor original.

4.5.1. Power Pulse (Schlumberger).

El **PowerPulse** utiliza un modulador para generar una onda continua de pulsos positivos. El modulador está compuesto por un rotor y un estator con cuatro lóbulos cada uno. El rotor es manejado por el motor modulador, que a su vez recibe el poder para funcionar como una turbina. A medida que gira, el rotor permite que se abra, y parcialmente se cierre el espacio entre los lóbulos del estator.

Cuando el espacio está abierto, la presión está al mínimo y viceversa. De esta manera se produce la onda continua.

La herramienta **IMPulse de SLB** funciona exactamente igual al **Power Pulse**, solo que, en lugar de cuatro lóbulos, solo tiene un estator y rotor con tres lóbulos.

El **SlimPulse** utiliza un modulador para generar la señal, este modulador utiliza torque generado por un motor de corriente directa C/D ubicado en el ensamblaje del modulador de la herramienta para generar la onda continua.

El motor se alimenta de baterías y los pulsos de presión son generados en el espacio (gap) entre el estator y el restrictor.

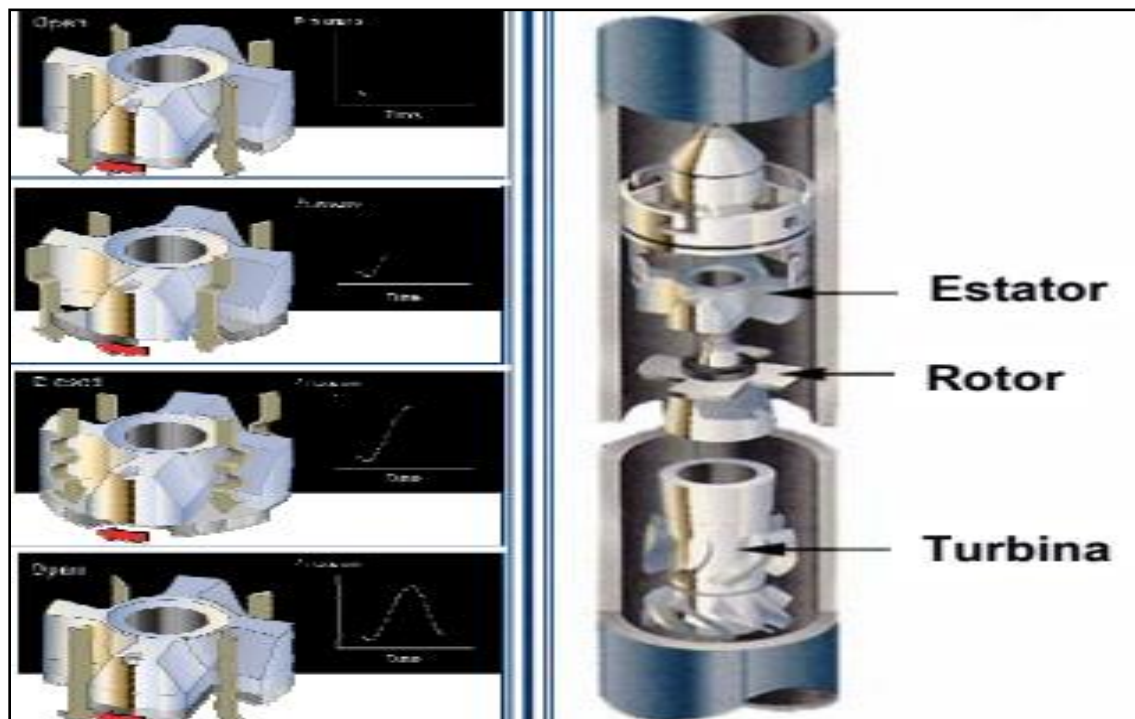


Ilustración 29 MWD Power Pulse - Slim Pulse, Schlumberger.

4.6. Sistema Rotatorio Direccional (RSS).

Un sistema rotatorio direccional (RSS por sus siglas en inglés System Steerable Rotary), es una nueva forma de la perforación direccional con tecnología de última generación. Su uso se emplea en equipos de fondo de pozo que reemplaza las herramientas de direccionamiento convencionales, como los motores de fondo. Está programado generalmente por la medición durante la perforación (MWD).

Los sistemas más avanzados ejercen una fuerza lateral consistente similar a los estabilizadores tradicionales que rotan con la sarta de perforación orientando la barrena en la dirección deseada mientras rotan de manera continua. En este tema se hablará de las tecnologías que usa el ingeniero en plataforma, como: Halliburton, Schlumberger, Weatherford y Baker & Huges.

4.6.1. Autotrak eXact Pro con LWD (Baker & Huges).

Este RSS cuenta con LWD, combina un rendimiento avanzado de perforación direccional y datos de LWD para garantizar una perforación precisa y eficiente en sus aplicaciones de alta velocidad de penetración.

Este sistema corrige automáticamente la trayectoria del pozo de acuerdo al azimuth calculado en superficie, reduciendo la tortuosidad, el torque y la resistencia a su dirección. Su operación de perforación construye mejores secciones de curvas y secciones laterales más largas con menos enlaces descendentes a una mayor tasa de penetración (ROP).

El sistema utiliza tres almohadillas controladas con precisión para mantener un vector de dirección proporcional continuo para perforar un orificio suave en calibre. **Beneficios:**

- Reduce la tortuosidad y asegura una colocación precisa del pozo.
- Obtiene una calidad de pozo favorable, laterales más largas y un ROP más rápida con dirección proporcional continua.
- Garantiza una mayor fiabilidad y resistencia a alta temperatura.

Aplicaciones:

- Perfiles en pozos 3D simples o complejos.
- Pozos con temperaturas altas (HT) hasta 330°F (165°C).
- Pozos de alcance extendido.



Imagen 68 Autotrak montado en sarta de Perforación, B&H.

4.6.2. Power Drive (Schlumberger).

Herramienta que permite cambiar el rumbo y la inclinación del agujero con un control direccional total en 2 ó 3 dimensiones con la sarta girando continuamente. Se envían comando mediante variación del gasto desde la superficie para que la herramienta desvíe a la dirección deseada, esta herramienta no se desliza y aumenta la ROP en un 30% aproximadamente.

Los tipos de RSS de Schlumberger que actualmente tiene, son tres: el **Power Drive Xtra** que tiene un sistema rotario 3D, **Power V**: sistema rotatorio para mantener verticalidad de manera automática, y el **Power Drive Vortex**: utilizada con un motor de fondo recto para aumentar las revoluciones por minuto a la barrena.

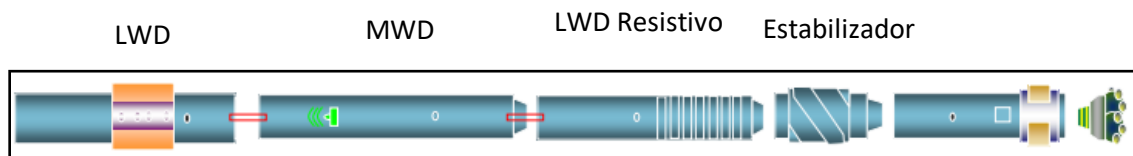


Ilustración 30 Ensamble Power Drive, Schlumberger.

Power Drive



Imagen 69 Power Drive, Schlumberger.

4.6.3. Geo Pilot (Halliburton).

Esta herramienta, aunque parece simple y robusta, en el interior tiene una capacidad de capturar grandes cantidades de datos en tiempo real y transmitirlos al operador. Su funcionamiento consta como las demás de tres almohadillas que salen de la herramienta una vez por rotación, por lo que, a 400 rpm, cada almohadilla saldrá en el mismo punto seis veces por segundo para empujar la barrena en la dirección en la que el perforador requiera dirigir el pozo.

El sistema consiste de un eje sostenido por dos cojinetes o soportes dentro de un alojamiento exterior que mide aproximadamente 18 pies de longitud (5.4864 m).

Tiene unos sellos rotatorios en cada extremo, la parte superior de la herramienta es conectada en la forma convencional por medio de la tubería de perforación hasta el top-drive y así la energía rotatoria es transmitida a la barrena. El alojamiento exterior de la herramienta tiene libertad de movimiento hacia la parte inferior del hueco (axialmente) pero es restringido para rotar debido al estabilizador de referencia en el extremo superior del alojamiento.

El sistema Geo Pilot está enfatizado en el sistema **point- the-bit:** que consiste en aplicar una fuerza dentro de la herramienta que permita modificar la barrena en la trayectoria deseada. Las barrenas de este sistema requieren de un área de calibre inferior a los bits utilizados en aplicaciones de motores. Esta reducción de la superficie lateral ofrece una mayor capacidad de respuesta de dirección cuando la fuerza lateral se aplica.

Al igual que el **push-the-bit:** que es cuando se aplica una fuerza lateral de empuje sobre la pared del pozo para lograr dirigir la barrena en la dirección deseada. Las barrenas utilizadas con estos sistemas poseen calibres de mayor longitud para aumentar la estabilidad y mejorar la calidad del pozo.

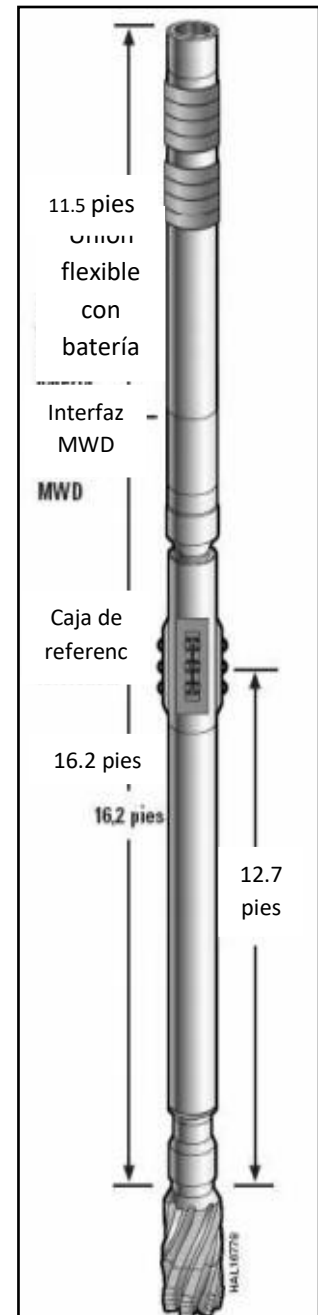


Imagen 70 Geo Pilot Serie 5,200, Sperry Drilling Services, Halliburton.

4.7. Metodología para el Diseño de la Perforación Direccional (Práctica).

Existe una metodología implementada por PEMEX, la cual establece que: una vez que se cuenta con la información necesaria se debe realizar el diseño, y posteriormente, la evaluación de la trayectoria direccional del pozo. Esto quiere decir que aparte del diseño de las trayectorias, se debe verificar durante su proceso de planeación de la perforación del pozo, su trayectoria sea de acuerdo al plan y si es necesario, corregirla.

Una vez perforado el pozo, se debe realizar un análisis donde se obtenga la trayectoria real perforada y utilizar esta información como retroalimentación para futuros pozos. Por lo tanto, la metodología se resume en los siguientes pasos o puntos:

- Recopilación de información.
- Determinación de trayectoria.
- Evaluación de trayectoria.
- Control de trayectoria.

4.7.1. Recopilación de Información.

Este paso es fundamental para la planeación y diseño de la perforación de pozos. En este punto se recurre a diferentes fuentes para conseguir los datos necesarios para aplicar los procedimientos de diseño. Básicamente la información se obtiene del programa inicial de perforación, de propuestas de compañías, de programas de ingeniería y expedientes de pozos.

Los datos necesarios para aplicar el proceso de determinación y evaluación de la trayectoria de pozo son:

- Localización del equipo.
- Coordenadas del objetivo.
- Columna geológica programada.
- Columna geológica a atravesar dependiendo la trayectoria.
- Características de la formación.
- Dirección del mínimo esfuerzo en la formación.
- Desplazamiento horizontal que existe desde el equipo hasta el objetivo.
- Profundidad de inicio de desviación.
- Profundidad vertical del objetivo.
- Programa de cómputo con que se cuenta para la simulación
- Ritmo de incremento de ángulo (severidad).
- Tipo de trayectoria.

4.7.2. Determinación de la Trayectoria.

Este es el primer paso en la planeación de cualquier pozo direccional, el cual consiste en determinar la trayectoria que permita intersecar los objetivos programados. Para este caso es importante considerar restricciones geológicas y económicas del pozo a ser perforado. Por lo tanto, la selección del tipo de trayectoria dependerá principalmente de los siguientes factores:

- Características de la estructura geológica.
- Espaciamiento entre pozos.
- Profundidad vertical.
- Desplazamiento horizontal del objetivo.

En seguida se describen los pasos a seguir en el diseño de la trayectoria de pozos exploratorios y de desarrollo:

- 1.- Determinar la trayectoria del pozo en el plano horizontal.
- 2.- Determinar la trayectoria del pozo en el plano vertical.
- 3.- Para pozos en costa afuera, se realiza un análisis anticollisión entre el pozo y los pozos cercanos.
- 3.- Obtener la trayectoria contra la profundidad.

4.7.2.1. Incrementar-Mantener la Trayectoria (Slant).

Este tipo de trayectoria consta de una sección vertical, seguida de una sección curva, donde el ángulo de inclinación se incrementa hasta alcanzar el valor deseado, el cual se incrementa hasta alcanzar el objetivo deseado (sección tangente o sección a mantener).

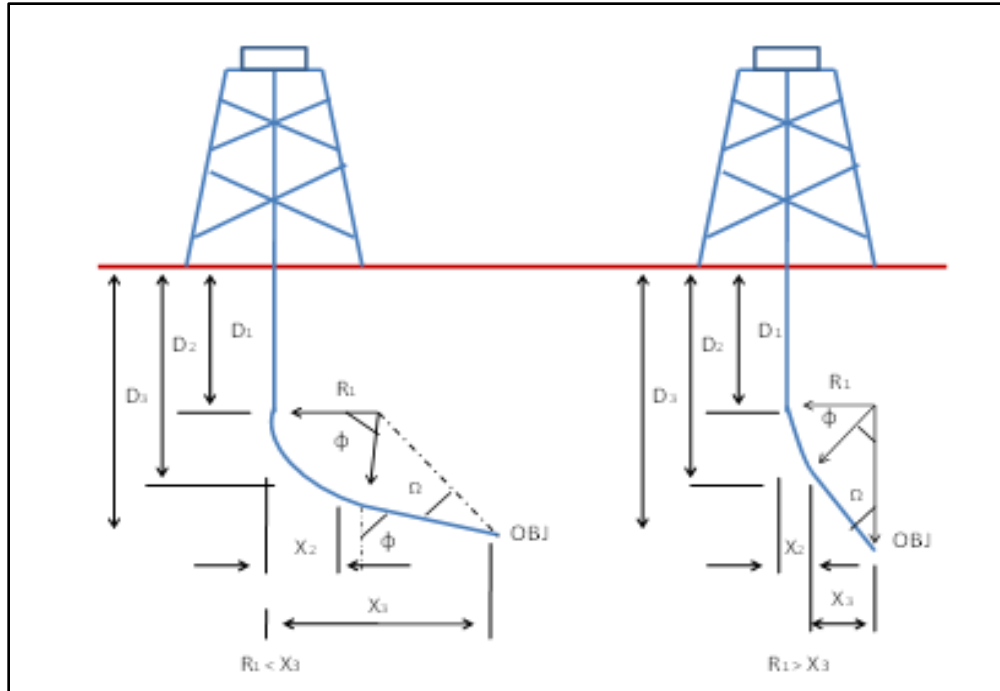


Ilustración 31 Trayectoria Slant.

Para calcular la trayectoria Slant se debe realizar el siguiente procedimiento para obtener los siguientes datos:

Radio de curvatura:

$$R_1 = \frac{180}{\pi} * \frac{1}{q_{vn}}$$

Ecuación 21 Radio de Curvatura.

Donde:

R_1 = Radio de curvatura del incremento, (m).

q_{vn} = Ritmo de incremento de ángulo o severidad, (°/m).

Ángulo Máx. Inclinación:**Para $R_1 > X_3$:**

$$\theta = \arcsen\left(\frac{R_1}{\sqrt{(R_1 - X_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}}\right) - \left(\arctan\left(\frac{R_1 - X_3}{D_3 - D_1}\right)\right)$$

*Ecuación 22 Ángulo para $R_1 > X_3$.***Para $R_1 < X_3$:**

$$\theta = 180^\circ - \arctan\left(\frac{D_3 - D_1}{X_3 - R_1}\right) - \arccos\left(\left(\frac{R_1}{D_3 - D_1}\right) \operatorname{sen}\left(\arctan\left(\frac{D_3 - D_1}{X_3 - R_1}\right)\right)\right)$$

Ecuación 23 Angulo para $R_1 < X_3$.

Donde:

 Θ = ángulo máx. De inclinación. D_n = Profundidades de desviación (m). X_n = Desplazamiento horizontal (m).**Longitud de arco:**

$$L_{arc} = \frac{\theta}{q_v}$$

*Ecuación 24 Longitud de arco.*Donde: L_{arc} = longitud de arco, (m); q_v = Ritmo de incremento de ángulo ($^\circ$ /m).

Longitud de tramo tangente:

$$L_{tan} = \frac{R_1}{\tan\Omega}$$

*Ecuación 25 Longitud de tramo.***Para $R_1 > X_3$:**

$$\Omega = \arcsen\left(\frac{R_1}{\sqrt{(D_1 - X_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}}\right)$$

Ecuación 26 Longitud de arco para $R_1 > X_3$.

Para $R_1 < X_3$:

$$\Omega = \arcsen\left(\frac{R_1}{\sqrt{(X_3 - R_1)^2 + (D_3 - D_1)^2}}\right)$$

Ecuación 27 Longitud de arco para $R_1 < X_3$.

Donde:

Ω = ángulo formado por la recta tangente y la recta que une al objetivo con el vértice del máx. ángulo de inclinación, (°)

L_{tan} = longitud de la sección tangente, (m).

Profundidad desarrollada:

$$D_M = D_1 + L_{arc} + L_{tan}$$

Ecuación 28 Profundidad desarrollada.

Donde:

D_M = Profundidad desarrollada, (m).

Profundidad vertical al final de la curva:

$$D_2 = D_1 + R_1 * (\text{sen}\theta)$$

Ecuación 29 Profundidad vertical al final de la curva.

Desplazamiento horizontal al final de la curva:

$$X_2 = R_1 * (1 - \text{cos}\theta)$$

Ecuación 30 Desplazamiento horizontal al final de la curva.

4.7.2.2. Incrementar-Mantener-Disminuir Trayectoria (Tipo S).

Este tipo de trayectoria tipo “S” está formada por una sección vertical, seguida por un ángulo de inclinación que se incrementa hasta alcanzar el valor deseado, luego se tiene una sección recta (sección tangente o sección a mantener) y por último se tiene una sección en la que se disminuye el ángulo para entrar verticalmente al objetivo. Tal como se muestra en la ilustración siguiente:

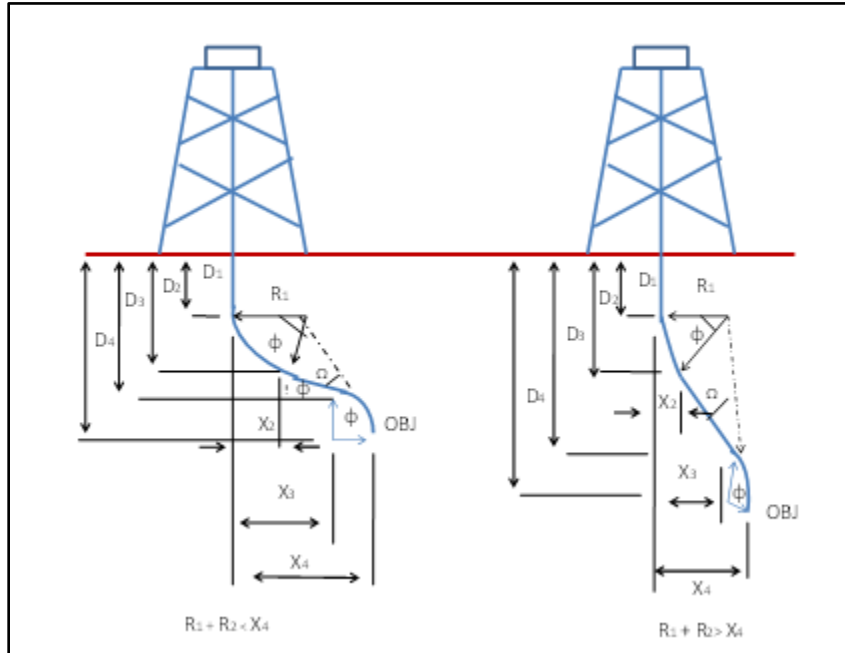


Ilustración 32 Trayectoria tipo "S".

Para obtener los datos para este tipo de trayectoria tipo “S”, se necesita el siguiente procedimiento:

Radio de curvatura:

$$R_1 = \frac{180}{\pi} * \frac{1}{q_{v1}}$$

Ecuación 31 Radio de curvatura de incremento.

$$R_2 = \frac{180}{\pi} * \frac{1}{q_{v2}}$$

Ecuación 32 Radio de curvatura de decremento.

Donde: R_1 = radio de curvatura del incremento, (m); R_2 = radio de curvatura del decremento, (m); q_{v1} = ritmo de incremento de ángulo o severidad, ($^{\circ}$ /m); q_{v2} = ritmo de decremento de ángulo, ($^{\circ}$ /m).

Ángulo Máximo de Inclinación-Declinación:

$$R_1 < X_3 \quad \left\{ \begin{array}{l} R_1 + R_2 > X_4 \\ R_1 + R_2 < X_4 \end{array} \right\}$$

Para $R_1 + R_2 > X_4$

$$\theta = \arctan\left(\frac{D_4 - D_1}{R_1 + R_2 - X_4}\right) - \arccos\left(\left(\frac{R_1 + R_2}{D_4 - D_1}\right) \operatorname{sen}\left(\arctan\left(\frac{D_4 - D_1}{R_1 + R_2 - X_4}\right)\right)\right)$$

Ecuación 33 Ángulo máximo para $R_1 + R_2 > X_4$.

Para $R_1 + R_2 < X_4$

$$\theta = 180 - \arctan\left(\frac{D_4 - D_1}{X_4 - (R_1 - R_2)}\right) - \arccos\left(\left(\frac{R_1 + R_2}{D_4 - D_1}\right) \operatorname{sen}\left(\arctan\left(\frac{D_4 - D_1}{X_4 - (R_1 - R_2)}\right)\right)\right)$$

Ecuación 34 Ángulo máximo para $R_1 + R_2 < X_4$.

Longitud de los arcos:

$$Larc1 = \frac{\theta}{qv1}$$

Ecuación 35 Longitud de arco de incremento.

$$Larc2 = \frac{\theta}{qv2}$$

Ecuación 36 Longitud de arco de decremento.

Profundidad vertical final de la sección tangente:

$$D_3 = D_4 - R_2 * \operatorname{sen}\theta$$

Ecuación 37 Profundidad vertical al final de la sección tangente.

Desplazamiento horizontal al final de la sección tangente:

$$X_3 = X_4 - R_2 * (1 - \cos\theta)$$

Ecuación 38 Desplazamiento horizontal al final de la sección tangente.

Así sucesivamente con los demás tipos de trayectorias, cabe mencionar que, dependiendo los tramos de diseño, en las ecuaciones se debe analizar detalladamente cada tramo y arcos.

4.7.2.3. Incrementar-Mantener-Disminuir y/o Mantener ("S" Modificada).

Conformada por sección vertical, un ángulo de inclinación que se incrementa hasta alcanzar el valor deseado, después continua con una sección recta (sección tangente o a mantener) seguida de una sección en la que se disminuye el ángulo parcialmente (menor al ángulo de incrementar) y por último se tiene una sección tangente o de mantener con la cual se logra entrar de forma inclinada al objetivo. Como en la siguiente ilustración.

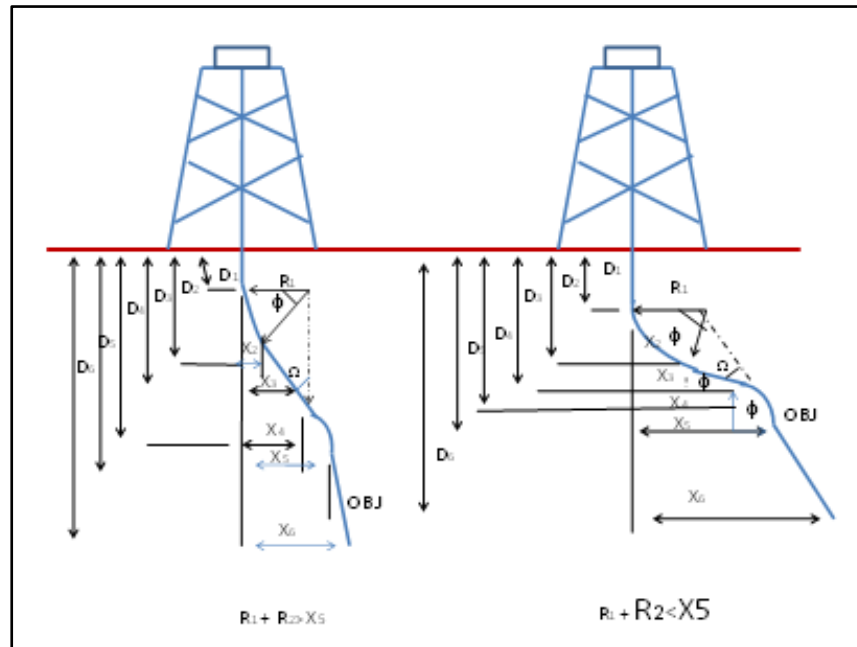


Ilustración 33 Trayectoria "S" modificada.

4.7.2.4. Incremento Continuo de Trayectoria.

El incremento continuo de la trayectoria consiste de una sección vertical, la cual continúa con un ángulo de inclinación a aumentar hasta que se alcance el objetivo. Como en la ilustración siguiente:

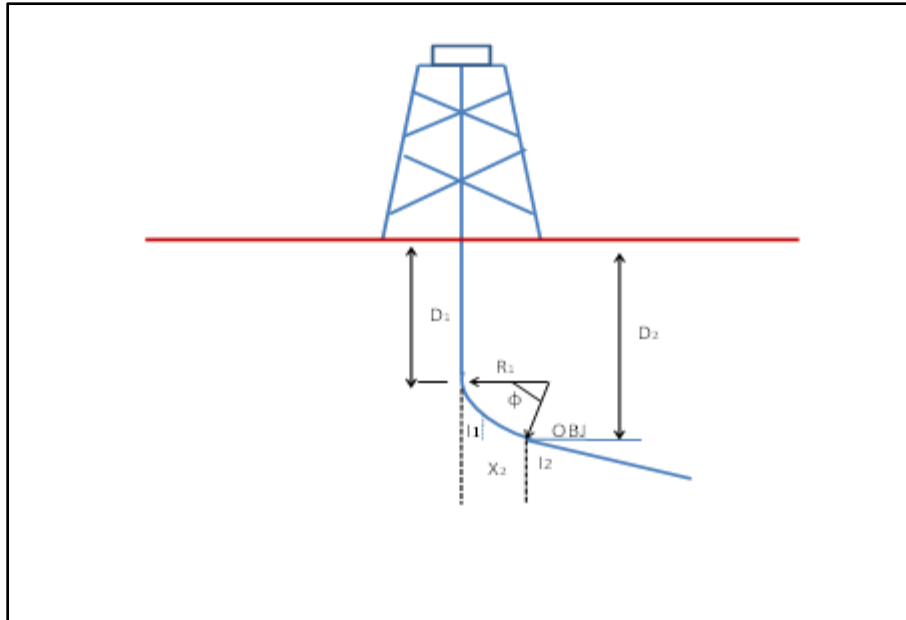


Ilustración 34 Trayectoria continua.

4.7.2.5. Selección de Trayectoria.

Para la planeación de un pozo direccional se requiere conocer con anticipación: la profundidad vertical total (PVT), las dimensiones del objetivo y desplazamiento horizontal (d_h). Adicionalmente, se debe considerar un ritmo de inclinación (r_i) y la profundidad del inicio de desviación KOP (kick off point) recomendados. Con base a esta información y las características geológicas de las formaciones a perforar, se selecciona la trayectoria óptima que permita alcanzar el objetivo en el menor tiempo posible y conforme a las necesidades del cliente. Para esto, se propone el siguiente procedimiento:

- 1) Obtener las coordenadas del equipo y del objetivo, la columna geológica programada y las características de la formación.
- 2) Si se tiene definido el punto de inicio de desviación (KOP), continuar en 3, si no:
 - 2.1.- Ubicar el KOP entre 15 y 50 metros por debajo de la tubería de revestimiento superficial.

- 2.2.- Si la formación donde se ubicó el KOP es de dureza media, continuar en 3, sino:
- 2.2.1.- Profundizar hasta encontrar una formación de dureza media y ubicar en esa zona el KOP.
- 3) Si el KOP es profundo (mayor de 3,000 m), continuar en 4, si no, evaluar:
- 3.1.- Si se tiene definido el ángulo de entrada al objetivo, continuar en 3.2, sino:
- 3.1.1.- Considerar el ángulo de entrada al objetivo de acuerdo con las características y espesor de la formación, y capacidad de herramientas de desviación, obtenidas a partir de pozos de correlación.
- 3.2.- Si el ángulo de entrada al objetivo es mayor de 15°, continuar en 3.5, si no, evaluar:
- 3.3.- Si el desplazamiento es largo ($D_3 < X_3 < 2D_3$), continuar en el punto 3.4, sino:
- 3.3.1.- Utilizar trayectoria Incrementar-Mantener-Disminuir, Parcialmente-Mantener y continuar en el punto 6.
- 3.4.- Utilizar trayectoria Incrementar-Mantener-Disminuir y continuar en 6.
- 3.5.- Utilizar trayectoria incrementar-mantener y continuar en 6.
- 4) Si el desplazamiento lateral es corto (menor a 500 m), continuar en 5, sino:
- 4.1.- Utilizar la trayectoria de incrementar-mantener y continuar en 6.
- 5) Utilizar trayectoria de incremento continuo.
- 6) Obtener la trayectoria vertical del pozo.

Una vez seleccionada la trayectoria se debe calcular el máximo ángulo de inclinación (Θ) y la profundidad total medida (PTM) para los diferentes tipos de trayectoria descritos. El ritmo de inclinación y la profundidad del inicio de la desviación se deben modificar hasta obtener una inclinación máxima recomendada.

4.7.3. Evaluación de la Trayectoria.

4.7.3.1. Datos e Información Requerida.

Para elaborar el cálculo del proyecto direccional se deberá contar con los siguientes datos:

- Coordenadas del conductor (X_c, Y_c).
- Coordenadas del objetivo (X_o, Y_o).
- Profundidad vertical del objetivo.

Con esta información preliminar es posible determinar las siguientes incógnitas:

- Desplazamiento horizontal.
- Rumbo.
- Ángulo máximo.

4.7.4. Métodos de Cálculo.

El método normal para determinar la trayectoria de un pozo es establecer las coordenadas con algún tipo de instrumento de medición para determinar la inclinación y la dirección a diferentes profundidades (estaciones) y, con esto, calcular la trayectoria. Es muy importante saber que los valores de inclinación y dirección pueden obtenerse a profundidades preseleccionadas.

Existen diversos métodos de cálculo para determinar la trayectoria del agujero, entre los cuales:

- 1) Método tangencial: considera líneas rectas entre estaciones.
- 2) Método de ángulo promedio: considera un promedio de líneas para diferentes ángulos que unen a las estaciones.
- 3) Método de radio de curvatura: considera una línea curva suavizada para unir a las estaciones.
- 4) Método de mínima curvatura: considera una línea curva suavizada con un factor de severidad a la desviación, conocido también como factor a la “pata de perro”

La principal diferencia entre dichos métodos es que un grupo utiliza aproximados de línea recta y el otro supone que el pozo es una curva y se aproxima con segmentos de curvas. De estos cuatro métodos, el de radio de curvatura y el de mínima curvatura, han mostrado ser los más precisos y, por tanto, los que han sido utilizados con mayor frecuencia.

4.7.4.1. Método Tangencial.

Este fue el primer método utilizado. Los cálculos están basados en el ángulo de inclinación, la dirección del ángulo de desviación (Azimutal) y Survey (dos puntos de monitoreo). La distancia de curso (distancia entre dos puntos monitoreados) es tomada como una línea recta. Se asume que la línea tenga el mismo ángulo de desviación y dirección que el punto inferior donde marca un registro. Los errores de este método pueden ser significativos, por lo tanto, este método es impreciso.

4.7.4.2. Método de Radio de Curvatura.

En este método se utilizan los ángulos medidos en las dos estaciones de registro consecutivas, generando una curva espacial con la cual se representa la trayectoria que describe el pozo. Se asume que el curso del agujero representa la trayectoria de una curva suave que pasa a través de las estaciones de registro, representada por una serie de segmentos circulares o esféricos.

El procedimiento que se aplica en este caso es:

- a. Obtener los ángulos medidos en las dos estaciones de registro.
- b. Para cada punto de interés (No. De estaciones), obtener:
 - i. El radio de curvatura vertical (RCV) del segmento, en (m), con la siguiente ecuación.

$$RCV = (57.29 * D_{Mi}) / (\alpha_1 - \alpha_{i-1})$$

Ecuación 39 Radio de curvatura vertical (RCV).

Donde: M_i = distancia perforada del segmento i , (m); α_1 = ángulo de inclinación en la estación i , ($^\circ$), y α_{i-1} = ángulo de inclinación en la estación $i - 1$.

- ii. Radio de curvatura horizontal (RCH) del segmento, en (m).

$$RCH = (57.29 * A_n) / (\epsilon_i - \epsilon_{i-1})$$

Ecuación 40 Radio de curvatura horizontal (RCH).

$$A_n = RCV * (\cos(\alpha_{i-1}) - \cos(\alpha_i))$$

Ecuación 41 Ángulo de RCV.

- iii. Desplazamiento coordenado Norte/Sur (L_i , en m) al final del segmento con la siguiente ecuación:

$$L_i = RCH * (\text{Sen}(\epsilon_i) - \text{sen}(\epsilon_{i-1}))$$

Ecuación 42 Desplazamiento coordenado Norte/Sur.

- iv. Desplazamiento coordenado Este/Oeste (M_i , en m) al final del segmento.

$$M_i = RCH * \cos(\epsilon_i - 1) - \cos(\epsilon_i)$$

Ecuación 43 Desplazamiento Este/Oeste.

- v. Profundidad vertical del segmento (D_i , en metros).

$$D_i = RCV * \text{sen}(\alpha_i) - \text{sen}(\alpha_{i-1})$$

Ecuación 44 Profundidad vertical.

- vi. Tomar otra estación y repetir la secuencia de cálculos.
vii. Obtener la trayectoria real vs profundidad a partir de las siguientes expresiones:

$$Ln = \sum_{i=1}^n (L)_i$$

Ecuación 45 Sumatoria Norte/Sur.

$$Mn = \sum_{i=1}^n (M)_i$$

Ecuación 46 Sumatoria Este/Oeste.

$$Dn = \sum_{i=1}^n D_i + D_1$$

Ecuación 47 Sumatoria profundidad del segmento.

4.7.4.3. Método de Curvatura Mínima.

El método de la curvatura mínima utiliza los ángulos obtenidos en dos estaciones de registro consecutivas. El método considera un plano oblicuo, con el cual describe una trayectoria de arco circular suave con el cual se representa el curso del pozo.

De esta manera se asume que la trayectoria del pozo queda conformada por arcos circulares suaves que unen a cada una de las estaciones de registro. El procedimiento a seguir se enuncia a continuación:

- a. Obtener los ángulos obtenidos en las dos estaciones de registro consecutivas.
- b. Para cada punto de interés (No. De estaciones), obtener:
 - b.1) El ángulo máximo de desviación del segmento:

$$\cos \beta_i = \cos(\alpha_i - \alpha_{i-1}) - (\text{sen}(\alpha_{i-1}) * \text{sen}(\alpha_i) * (1 - \cos(\varepsilon_i - \varepsilon_{i-1})))$$

Ecuación 48 Ángulo máximo de desviación del segmento.

Donde: β_i es el ángulo máximo de desviación del segmento i , ($^\circ$);

- b.2) El factor de relación entre sección recta y sección curva, (F_i , (adim)).

$$F_i = \left(\frac{2}{\beta_i}\right) * \tan\left(\frac{\beta_i}{2}\right)$$

Ecuación 49 Factor de relación entre sección recta y sección curva.

- b.3) El desplazamiento coordinado Norte/Sur al final del segmento:

$$L_i = \left(\frac{D_{Mi}}{2}\right) * (\text{sen}(\alpha_{i-1}) * \cos(\varepsilon_{i-1}) + \text{sen}(\alpha_i) * \cos(\varepsilon_i)) * F_i$$

Ecuación 50 Desplazamiento coordinado Norte/Sur al final del segmento.

- b.4) El desplazamiento coordinado Este/Oeste al final del segmento:

$$M_i = \left(\frac{D_{Mi}}{2}\right) * (\text{sen}(\alpha_{i-1}) * \cos(\varepsilon_{i-1}) + \text{sen}(\alpha_i) * \cos(\varepsilon_i)) * F_i$$

Ecuación 51 Desplazamiento coordinado Este/Oeste al final del segmento.

- b.5) Profundidad vertical del segmento:

$$D_i = \left(\frac{D_{Mi}}{2}\right) * (\cos(\alpha_{i-1}) + \cos(\alpha_i)) * F_i$$

Ecuación 52 Profundidad vertical del segmento.

$$Ln = \sum_{i=1}^n (L)i$$

Ecuación 53 Sumatoria Norte/Sur.

$$Mn = \sum_{i=1}^n (M)i$$

Ecuación 54 Sumatoria Este/Oeste.

$$Dn = \sum_{i=1}^n Di + D1$$

Ecuación 55 Sumatoria profundidad del segmento.

4.7.5. Herramientas y/o Equipos de Desviación.

Para la perforación direccional es sumamente importante contar con las herramientas desviadoras adecuadas, así como con las barrenas, herramientas auxiliares y la instrumentación apropiada. Las herramientas desviadoras son el medio para iniciar o corregir la deflexión de la trayectoria del pozo.

Podemos clasificar las herramientas en tres grupos:

- Desviadores de pared.
- Barrenas de chorro.
- Motor de fondo.

La apertura de la llamada ventana (KOP), resulta una etapa crítica durante la perforación de un pozo direccional, ya que un inicio correcto de la desviación dará la pauta para lograr un desarrollo satisfactorio de la trayectoria.

La perforación direccional ha ido evolucionando y con ello, las herramientas desviadoras han sufrido cambios en su diseño.

Actualmente, en la perforación de pozos direccionales las herramientas más utilizadas son los motores de fondo dirigibles o geonavegables. A continuación, se presentan las principales características de estas herramientas.

4.7.5.1. Desviadores de Pared.

Actualmente estas herramientas son utilizadas comúnmente en pozos multilaterales y pueden ser de tipo recuperable o permanente.

El **desviador de pared recuperable**: consta de una cuña larga invertida de acero cóncava, con el lado interior acanalado para guiar la barrena hacia el rumbo de inicio de desviación. Los ángulos para los cuales están diseñados estos desviadores, varían entre 1° y 5° grados; en su parte inferior tienen una especie de punta de cincel para evitar que giren cuando la barrena está trabajando. En la parte superior de la barrena, se instala una lastra barrena o porta barrena, el cual permite recuperar el desviador.



Imagen 71 Desviador de pared fijo, PRMEX 2020.

Desviador de pared permanente: estos desviadores se colocan en agujeros adermados (donde existan obstrucciones por colapso de la T.R.) o en agujeros descubiertos que contengan un medio donde asentarlos (un tapón de apoyo o un pescado con media junta de seguridad).

Comúnmente, se coloca con un conjunto compuesto por un molino, un orientador y tubería extra pesada. Una vez orientada la herramienta se le aplica peso y se rompe el pasador que une el desviador con el molino, girando lentamente la sarta de molienda. Este tipo de desviador es muy utilizado sobre todo en pozos con accidentes mecánicos.

4.7.5.2. Barrena.

Es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, utilizada para cortar o triturar la formación durante el proceso de perforación. Tiene como función perforar los estratos mediante el vencimiento de sus esfuerzos de compresión y rotación.

Existen varios tipos de barrenas para la perforación de pozos petroleros, ya sea en su estructura de corte o por su sistema de rodamiento, se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Barrenas tricónicas.
- Barrena de cortadores fijos.
- Barrenas especiales.

Las tricónicas tienen 3 conos cortadores que giran sobre su eje. Por su estructura de corte se fabrican de dientes e inserto de carburo de tungsteno. Actualmente estas barrenas se utilizan en las primeras etapas de perforación.



Imagen 72 Barrena tricónicas, PEMEX 2020.

Los cortadores fijos son cuerpos compactos, sin partes móviles, con diamantes naturales o sintéticos incrustados parcialmente en su superficie inferior y lateral que trituran la formación por fricción o arrastre. Estas se dividen en: barrenas con diamante natural, barrenas de diamante térmicamente estable (TSP) y barrenas compactas de diamante policristalino (PDC).



Imagen 73 Barrena de cortadores fijos, PEMEX 2020.

Las barrenas especiales pueden ser de dos tipos: ampliadoras o bicéntricas. Se utilizan para operaciones como: la ampliación del diámetro del agujero, ya sea desde la boca del pozo (superficie) o desde una profundidad determinada.

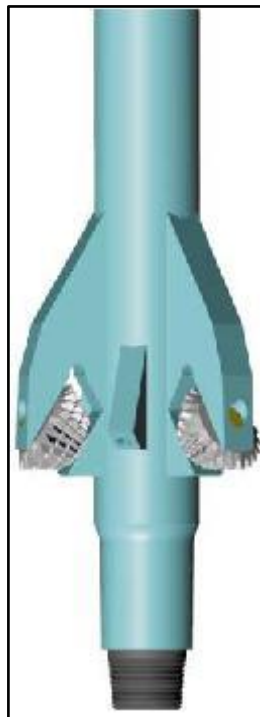


Imagen 74 Barrena espaciadora, FI, Universidad Veracruzana.

4.7.5.3. Motores de Fondo.

Los motores de fondo constituyen el desarrollo más avanzado en herramientas desviadoras. Son operados hidráulicamente por medio del lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación.

Entre las principales ventajas de los motores de fondo podemos mencionar las siguientes:

- Proporcionan un mejor control de la desviación.
- Posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria de un pozo.
- Ayudan a reducir la fatiga de la tubería de perforación.
- Pueden proporcionar mayor velocidad de rotación en la barrena.
- Generan arcos de curvatura suaves durante la perforación.
- Se pueden obtener mejores ritmos de penetración.

Analizando las ventajas anteriores podemos concluir que el uso de motores de fondo reduce los riesgos de pescados, optimizando la perforación y en consecuencia disminuir los costos totales de perforación.

Cabe aclarar que el motor de fondo no realiza la desviación por sí solo, requiere del empleo de un codo desviador (bent sub). El ángulo del codo es el que determina la severidad en el cambio de ángulo.

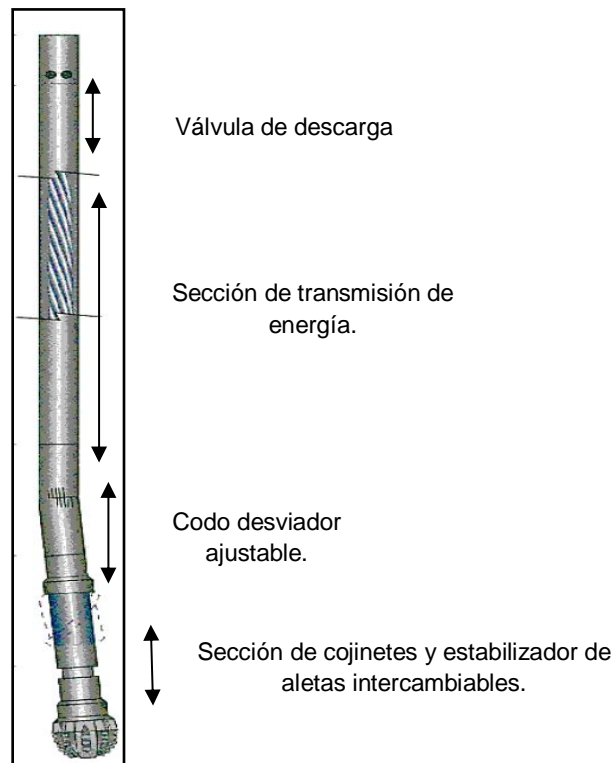


Imagen 75 Arreglo de motor dirigible (de fondo).

Los motores de fondo pueden trabajar (en la mayoría de los casos) con cualquier tipo de fluido de perforación (base agua o aceite), lodos con aditivos e incluso con materiales obturantes, aunque los fluidos con alto contenido de sólidos reducen en forma significativa la vida de la herramienta. El contenido de gas o aire en el fluido puede provocar daños por cavitación en el hule del estator.

El tipo de diámetro del motor a utilizar depende de los siguientes factores:

- Diámetro del agujero.
- Programa hidráulico.
- Ángulo del agujero al comenzar la operación de desviación.
- Accesorios (estabilizadores, lastra barrenas, codos, etc.).

La vida útil del motor depende en gran medida de las siguientes condiciones:

- Tipo de fluido.
- Altas temperaturas.
- Caídas de presión en el motor.
- Peso sobre barrena.
- Tipo de formación.

Los motores de fondo pueden ser de turbina o helicoidales, como en la figura anterior, donde se muestra un motor dirigible (herramienta más utilizada).

4.7.5.4. Codos Desviadores y Juntas Articuladas.

Estos elementos se corren generalmente con un motor de fondo. Los codos desviadores se colocan en la parte superior de un motor de fondo y son elementos de tubería de doble piñón, el cual se conecta de manera normal a la sarta a través de su extremo superior y el inferior está maquinado con un ángulo de desviación fuera del eje del cuerpo. Estos elementos le proporcionan un ángulo a la sarta para poder perforar, generalmente a bajos ritmos en el modo sin rotar (deslizándose).

A la junta articulada, también se le conoce como unión articulada o rodilla mecánica. Este conjunto se basa en el principio de la unión universal y la parte inferior puede girarse a un cierto ángulo de inclinación. Para un motor de fondo cabe mencionar que se pueden utilizar básicamente para dos tipos de arreglos: de sarta orientada y la segunda de sarta navegable.

5. CAPÍTULO V. CEMENTACIONES.

La cementación es la operación efectuada en un pozo petrolero donde se mezcla y desplaza una lechada de cemento para proteger el medio ambiente entre tubería de revestimiento, entre el agujero, entre tuberías intermedias y de producción, pero especialmente con la formación, este sucede con el fin de cumplir los siguientes objetivos:

- Crear un aislamiento en acuíferos y zonas productoras con formaciones de alta o baja presión.
- Proveer soporte a la TR dentro del pozo.
- Proteger el agujero de posibles colapsos.
- Proteger TR de corrosión.
- Formar sello hidráulico entre TR y formación.
- Impedir que existan filtraciones de la formación.
- Proteger flora, fauna de posibles riesgos.

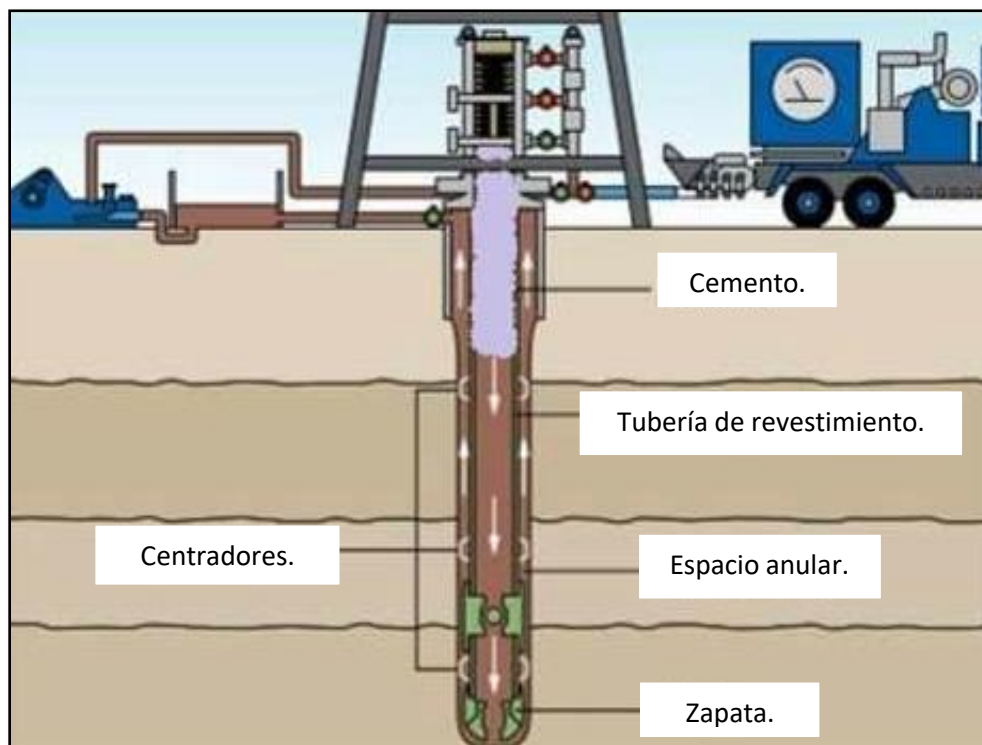


Ilustración 35 Cementación primaria, perfo.blogspot.com

Para esto es necesario recordar algunas **definiciones**:

Agua libre: agua acumulada en la parte superior de una columna de lechada de cemento cuando ésta se mantiene en reposo durante dos horas.

Agua mínima: relación de agua que proporciona una viscosidad de 30 unidades API de consistencia (es la mínima relación de agua que puede usarse en una mezcla para obtener una lechada bombeable).

Agua normal: es la relación de agua que proporciona una viscosidad de 11 unidades API de consistencia (agua recomendada para mezclar un cemento).

Cemento: material inorgánico finamente pulverizado, también llamado cemento hidráulico, que, al agregarle agua, ya sea solo o mezclado con arena, grava, asbesto u otros materiales similares, tiene la propiedad de fraguar y endurecer, incluso bajo el agua, en virtud de reacciones químicas durante la hidratación y que, una vez endurecido, conserva su resistencia y estabilidad.

Clinker portland: es el producto artificial obtenido por sinterización (proceso de fabricación de piezas sólidas al compactar a alta presión polvos metálicos o cerámicos después de mezclarlos homogéneamente) de los crudos correspondientes, es decir, por la calcinación y sinterización de los mismos a una temperatura y tiempo necesario, y por enfriamiento adecuado a fin de que dichos productos tengan la composición química y la constitución mineralógica requerida. Los crudos de Clinker son mezclas suficientemente finas, homogéneas y adecuadamente dosificadas a partir de materias primas que contienen Cal (CaO), Sílice (SiO_2), Alúmina (Al_2O_3), Óxido Férrico (Fe_2O_3) y péqueñas cantidades de otros compuestos minoritarios, los cuales se clinkerizan.

5.1. Clasificación de los Cementos (Normas API).

Las normas API se refieren a la calidad del cemento (en específico cemento H) de acuerdo a la especificación 10 del API o equivalente. Esto analiza la resistencia a los sulfatos, baja reactividad al álcali agregado y bajo calor de deshidratación, se encarga de realizar los métodos de pruebas químicas y físicas que determinan el grado de calidad del cemento para poder ser utilizado en la cementación de los pozos petroleros; las normas ASIM, se refieren al tipo de cemento. Existen ocho tipos de cementos en la actualidad y son los siguientes:

1. **Cemento tipo A o clase I:** está diseñado para emplearse a 1,830 metros de profundidad como máximo, con temperatura de 77°C donde no se requieran propiedades especiales.
2. **Cemento tipo B o clase II:** Diseñado para emplearse hasta a 1,830 metros de profundidad con temperatura de 77°C y en donde se requiera moderada resistencia a los sulfatos.
3. **Cemento tipo C o clase III:** Diseñado para emplearse a la misma profundidad que los anteriores y misma temperatura, donde se requiera alta resistencia a la compresión temprana; se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.
4. **Cemento clase D:** este cemento se emplea desde los 1,830-3,050 metros de profundidad con temperatura de 110°C con presiones moderadas. Se fabrica con moderada y alta resistencia a los sulfatos.
5. **Cemento clase E:** este cemento va de los 1,830-4,270 metros de profundidad con temperaturas de 143°C y alta presión. Se fabrica con moderada y alta resistencia a los sulfatos.
6. **Cemento clase F:** este tipo de cemento se utiliza desde los 3,050-4,880 metros de profundidad con una temperatura de 160°C en donde existe alta presión. Se fabrica con moderada y alta resistencia a los sulfatos.
7. **Cemento clase G y H:** comúnmente conocido como cementos petroleros, siendo su uso básico a una profundidad hasta los 2,240 metros. Pueden modificarse con aceleradores y retardadores para usarlos en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura.
Estos cementos están dentro de la norma NRF-069-PEMEX-2006, ya calificados para las operaciones de cementación de pozos petroleros, ya que cumplen con las condiciones para soportar el trabajo al que serán expuestos de acuerdo a las especificaciones API 10A/ISO 10426-1 y API 10B-2 a 5/ISO 10426-2 a 5.
8. **Cemento clase J:** se quedó en fase de experimentación y fue diseñado para usarse a temperatura estática de 177°C de 3,660-4,280 metros de profundidad, sin necesidad de empleo de arena sílica que evite la regresión de la resistencia a la compresión.

Sulfatos: Los sulfatos son las sales o ésteres del ácido sulfúrico. Contienen como unidad común un átomo de azufre en el centro de un tetraedro formado por cuatro átomos de oxígeno de sulfato.

5.2. Categoría de los Aditivos.

Los aditivos son componentes que se añaden a una mezcla con el fin de modificar sus propiedades de forma controlada. Estas propiedades son, entre otras, la modificación del tiempo de fraguado (aditivos acelerantes o retardadores), el comportamiento frente a la lechada, o el control de fluidez de la mezcla (aditivos reductores de agua o plastificantes). A continuación, se describen aditivos más usados en la industria petrolera.

Aceleradores: productos químicos que reducen el tiempo de fraguado de los sistemas de cemento. Incrementa la velocidad de desarrollo de resistencia compresiva. Existen diferentes aceleradores que acortan el tiempo de bombeo e incrementan el desarrollo de resistencia compresiva disminuyendo el tiempo del equipo de perforación, a continuación, se mencionan:

- $CaCl_2$, Cloruro de Calcio: esta sal se dosifica de 2% a 4% por peso de cemento dependiendo del tiempo de bombeo que se desea obtener. Este producto exhibe mayor control en el tiempo de bombeo.
- $NaCl$, Cloruro de Sodio: actúa como acelerador en concentraciones de hasta 10% por peso de agua, entre el 10 y 18% produce un tiempo de bombeo similar al obtenido por agua dulce. A concentraciones mayores del 18% causa retardamiento. La concentración típica es de 2 al 5% por peso de agua.
- $CaSO_4$, Sulfato de Calcio: material que por sí mismo posee características cementantes y tiene fuerte influencia en expandir el cemento fraguado; como acelerador se dosifica basándose en el tiempo y temperatura al que se desea trabajar. Su concentración varía de 50 al 100% por peso de cemento.

Retardadores: productos químicos que prolongan el tiempo de fraguado de los sistemas de cemento.

Densificantes: materiales que incrementan la densidad de los sistemas de cemento.

Dispersante: productos químicos que reducen la viscosidad de las lechadas de cemento.

Controladores de filtrado: materiales que controlan la pérdida de la fase acuosa de los sistemas de cemento frente a zonas permeables.

Controladores de pérdida de circulación: materiales que controlan la pérdida de cemento hacia zonas débiles de la formación o fracturas.

Aditivos especiales: son aditivos complementarios para la cementación, tales como antiespumantes, controladores de la regresión de la resistencia compresiva, etc.

5.2.1. Densidad de Materiales.

Densidad de algunos materiales.	
Material	Densidad (gr/cc)
Barita	4.0-4.5
Bentonita	2.3-2.4
Arcilla	2.5-2.7
Caliza	2.7-2.9
Cemento	3.1-3.2
Acero	7.85
Aluminio	2.6
Dolomía	2.8-3.0
Cuarzo	2.65
Yeso	2.3
Sal	2.16
Agua	1
Diesel	0.85

Tabla 70 Densidad de materiales.

En física y química, la densidad (del latín *densitas*, *-ātis*) es una magnitud escalar referida a la cantidad de masa en un determinado volumen de una sustancia o un objeto sólido. Usualmente se simboliza mediante la letra *rho* ρ del alfabeto griego, de acuerdo a las densidades, podemos analizar el tipo de fluidos que implementaremos para las perforaciones de pozos petroleros, evitando accidentes y desempeñando las operaciones de perforación favorablemente. No obstante, las densidades de los materiales nos permiten trabajar bajo presiones considerables siempre analizando densidades que nos permitan mantener la estabilidad del pozo.

5.3. Proceso de Cementación.

Las cementaciones se pueden clasificar en tres principales tipos: Cementación primaria, cementación forzada y tapones de cemento. Las cementaciones siempre están involucradas en las operaciones de un pozo petrolero; en la perforación, la terminación y la reparación de pozos.

5.3.1. Cementación Primaria.

Este proceso es cuando se comienza a colocar una lechada de cemento en el espacio anular que está comprendido por la tubería de revestimiento y la formación expuesta del agujero, de tal forma que realiza un sello completo y permanente proporcionando aislamiento entre las zonas del pozo que contiene gas, aceite y agua.

La principal función de la cementación primaria es evitar derrumbes de pared en formaciones no consolidadas, dar soporte a la tubería de revestimiento y proporcionar una reducción en el proceso corrosivo de tubería con los fluidos del pozo y con los fluidos inyectados en casos de estimulación.

El objetivo es tener sellos hidráulicos efectivos en las zonas que manejan fluidos a alta presión. Es indispensable mejorar el desplazamiento del lodo de una perforación del tramo del espacio anular que se va a cementar, consiguiendo así una buena adherencia sobre las caras de la formación y de la tubería de revestimiento, sin canalizaciones en la capa de cemento y con un llenado exitoso, es decir, abarcando toda la superficie que se pretende.

El reto principal es obtener sellos hidráulicos efectivos en las zonas que manejan fluidos a presión. Para lograrlo es indispensable mejorar el desplazamiento del lodo de perforación del tramo de espacio anular que se va a cementar consiguiendo así una buena adherencia sobre las caras de la formación y de la tubería de revestimiento, sin canalizaciones en la capa de cemento y con un llenado completo.

5.3.2. Cementación Forzada.

Es una operación donde se inyecta cemento a presión por el espacio anular a través de los disparos previamente realizados en la tubería de revestimiento, esta acción se usa como medida correctiva de la cementación primaria cuando esta no fue exitosa o en diversas reparaciones.

La cementación forzada tiene diversas aplicaciones durante las fases de perforación y terminación entre las que destacan:

- Reparar un trabajo de cementación primaria que falló, debido a que el cemento dejó un canal de lodo originando una canalización o cuando una altura fue mal cubierta con cemento.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.
- Evitar migración de fluidos entre las zonas productoras y no productoras de hidrocarburos.
- Abandonar una zona depresionada no productora.
- Reparar fuga en tuberías de revestimiento debido a la corrosión de la misma en zonas expuestas.
- Taponar todo o parte de una zona o más de un pozo inyector con zonas múltiples, de tal forma que la dirección de los fluidos inyectados sea la deseada.
- Reducir la relación de gas-aceite por aislamiento de la zona de gas de un intervalo adyacente al intervalo de aceite.
- Eliminar la entrada de agua de la zona inferior y superior dentro de una zona de hidrocarburos.

Uno de los usos (entre muchos), posiblemente el más importante, es aislar la producción de hidrocarburos de aquellas formaciones que producen otros fluidos invasores.

La cementación forzada diseñada correctamente, tiene como resultado la construcción de un sello sobre los agujeros abiertos en la formación y la tubería de revestimiento, dicho enjarre forma una pared casi impermeable.

En casos donde la lechada es colocada dentro de un intervalo fracturado, los sólidos del cemento deben desarrollar un enjarre sobre las caras de la fractura.

5.3.2.1. Teoría de la Cementación Forzada.

La lechada de cemento en la cementación forzada, se sujeta a presión diferencial contra una roca permeable. Los fenómenos resultantes son la filtración que se haga un enjarre, y en algunos casos, el fracturamiento de la formación. La lechada que se sujeta a presión diferencial pierde parte de su agua en el medio poroso y se forma el enjarre de cemento parcialmente deshidratado.

El enjarre de cemento formado contra una formación permeable tiene una permeabilidad inicial alta, pero a medida que las partículas de cemento se acumulan, el espesor del enjarre y la resistencia hidráulica se incrementan. Como resultado, la velocidad de filtración decrece y la presión requerida para deshidratar la lechada de cemento se incrementa.

La velocidad de construcción del enjarre es una función de cuatro parámetros: permeabilidad de formación, diferencia de presión aplicada, el tiempo y la capacidad de la lechada para perder fluido a condiciones de fondo.

Cuando se fuerza cemento contra una formación de permeabilidad dada, la velocidad a la que decrece la deshidratación de la lechada está directamente relacionada con la velocidad de pérdida de agua.

Cuando es inyectada contra una formación de baja permeabilidad, la lechada con baja velocidad de filtrado se deshidrata lentamente, y la duración de la operación puede ser excesiva. Contra una formación de alta permeabilidad una lechada con alto valor de filtrado se deshidratará rápidamente; consecuentemente, el pozo puede bloquearse por enjarre y los canales a través de los cuales acepta cemento deberán estar puenteados.

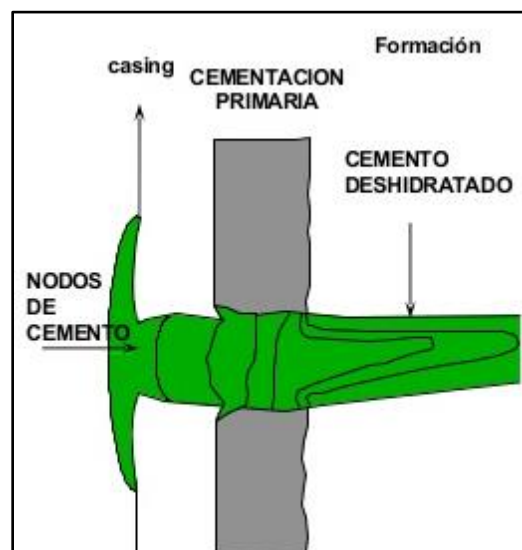


Ilustración 36 Teoría de cementación forzada, Schlumberger.

5.3.2.2. Cementación Forzada a Presión.

Existen varias técnicas para realizar cementación a presión:

- Cementación a presión con bombeo continuo o intermitente.
- Con rompimiento de formación e inyección de la lechada en el interior de la fractura provocada.
- Sin romper formación, formando depositaciones de cemento con base en la construcción de enjarre de baja permeabilidad en las zonas de inyección.

La técnica a emplear se selecciona de acuerdo al objetivo de la operación.

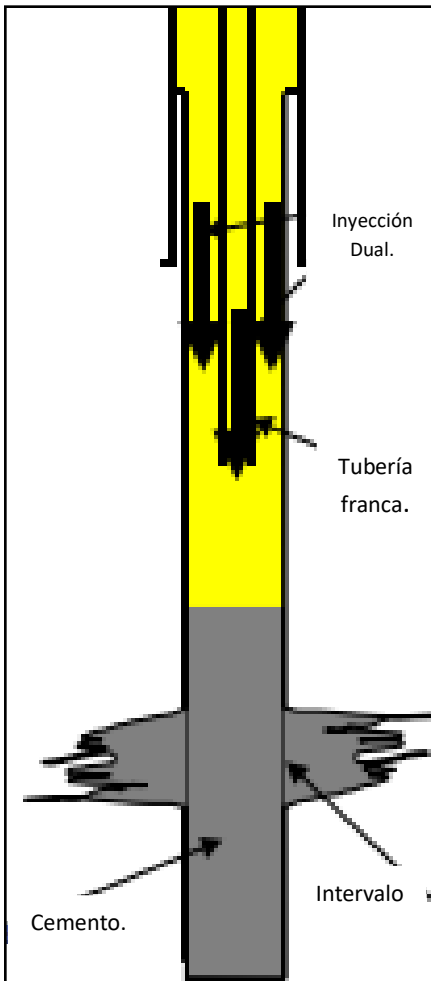


Ilustración 37 Cementación a presión con TP franca. Ingeniería de cementaciones, PEMEX.

5.3.2.3. Herramientas Auxiliares para la Cementación Forzada.

Las herramientas que se usan para llevar a cabo la cementación forzada a presión son los empacadores recuperables y permanentes móviles. Estas herramientas pueden bajarse con la misma sarta de trabajo.

Cuando se opera con uno recuperable, se ancla y se mantiene pendiente su empacamiento para poder colocar por circulación la lechada hasta su ubicación de la herramienta, o a la profundidad de trabajo, entonces se empaca para dar inicio a la inyección.

Cuando se opera con uno permanente, se baja con la sarta de trabajo o cable hasta la profundidad programada. Este se ancla con vueltas de la sarta de trabajo a la derecha y, para empacarlo, primero se aplica tensión lentamente, debido a que las cuñas superiores son las primeras en liberarse.

En este punto, se puede probar con presión el estado de la TR, aplicando presión por el espacio anular, la presión directa verifica el aislamiento de la sarta de trabajo, se le complementa el número de vueltas a la derecha de la herramienta y se carga peso para hincar las cuñas inferiores, se le da tensión hasta romper los pernos de seguridad para liberar el empacador. Se levanta la sarta de trabajo y se circula para colocar por circulación la lechada hasta el extremo inferior de la sarta que contiene el agujón de la herramienta actuadora del empacador. Se vuelve a conectar el agujón con el empacador y se efectúa la operación de cementación a presión. El número de vueltas a la derecha que se dan a la sarta de trabajo, está en función del fabricante de la herramienta y se debe considerar por torsión un incremento de 1 vuelta por cada 1,000 metros de profundidad. El peso y tensión que se imparten son del orden de 5 Ton.

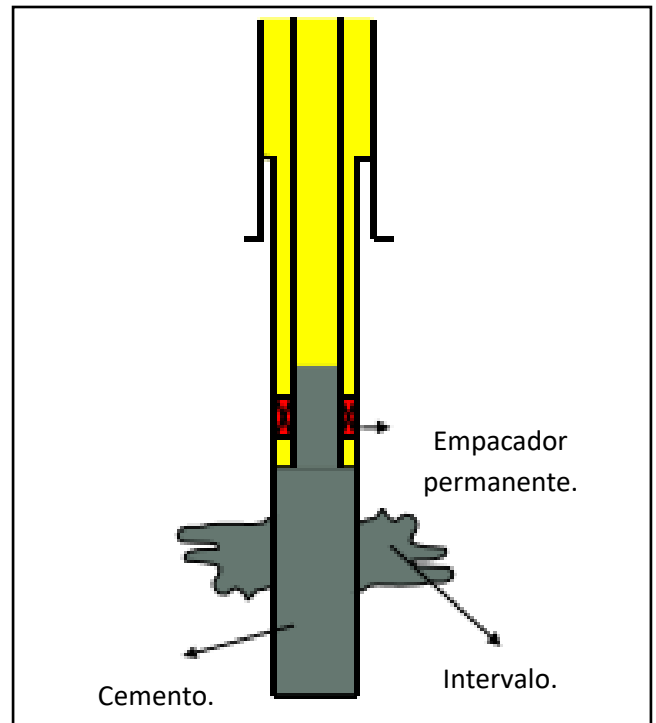


Ilustración 38 Cementación forzada con empacador. Ingeniería de cementaciones, PEMEX:

5.3.2.4. Cementación Forzada a Alta Presión.

Durante los forzamientos a alta presión se corre una herramienta recuperable o no recuperable hasta una posición cercana a la cima de la zona por forzar, para mantener la presión en un punto específico.

En ciertos casos, la zona por debajo de las perforaciones que se van a forzar debe ser aisladas con un tapón puente. Se usa cierta cantidad de salmuera para determinar la presión de admisión de la formación que se va a tratar. No debe usarse lodo como fluido para romper ya que puede dañar la formación. Después del rompimiento se coloca una lechada de cemento cerca de la formación y se bombea a bajo gasto.

Conforme el bombeo continúa, la presión de inyección comienza a aumentar hasta que la presión superficial indique que ya ocurrió la deshidratación del cemento. La presión se mantiene momentáneamente contra la formación para verificar las condiciones estáticas y después se libera para determinar si el cemento permanece en el lugar. El exceso de lechada sobre las perforaciones se circula en inversa. Si no se obtiene la presión de forzamiento deseada, se emplea con frecuencia una técnica de inyección por etapas.

Este método implica mezclar un volumen de cemento de 1.5 a 5 Ton; colocándolo contra la formación y esperar al menos hasta el fraguado inicial, repitiendo la operación tantas veces como se requiera.

La pérdida por filtrado del cemento generalmente es muy rápida, y puede iniciarse en la TR antes de que la lechada cubra una zona de la formación. El resultado puede ser un tapón de cemento en las perforaciones abiertas en la cima de la zona y ninguna cantidad de cemento a través de las perforaciones más bajas.

El control del filtrado ayuda a evitar las pérdidas de fluido prematuro de la lechada y el rápido fraguado de cemento en TR. Los cementos que contienen aditivos para control de filtrado pierden fluido hacia la formación mucho más lentamente de como lo hace el cemento solo, de manera que el enjarre que se forma en las paredes es más denso y más resistente a la presión.

Como las pérdidas de filtrado ocurren en la formación, muy poco o nada se lleva a cabo en la TR; por lo tanto, a menudo es posible lograr taponar o deshidratar la lechada a través

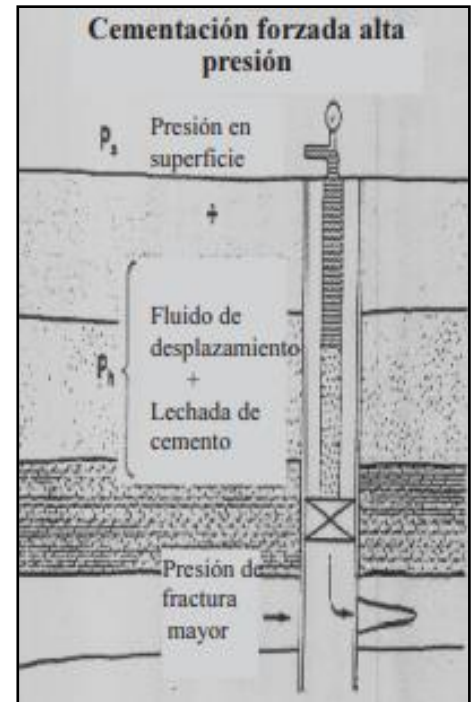


Imagen 76 Forzamiento con alta presión, Ingeniería de cementaciones, PEMEX.

de las perforaciones y todavía tener suficiente tiempo para circular en inversa el exceso de la lechada de la TR. Así se evita la pérdida de tiempo y los gastos que representa moler.

5.3.2.5. Cementación Forzada a Baja Presión.

Esta técnica se ha vuelto más eficiente con el desarrollo de los cementos con bajo filtrado y de los empacadores recuperables. Con esta técnica, se evitan los rompimientos de la formación y se alcanza por la técnica de estáticos y dinámicos. En este método, el cemento es colocado en una sola etapa, pero en bombeo alternado o periodos de espera. Las propiedades de bajo filtrado de la lechada causan que el enjarre se compacte en las formaciones o dentro de las perforaciones mientras el resto de la lechada permanece fluida dentro de la TR.

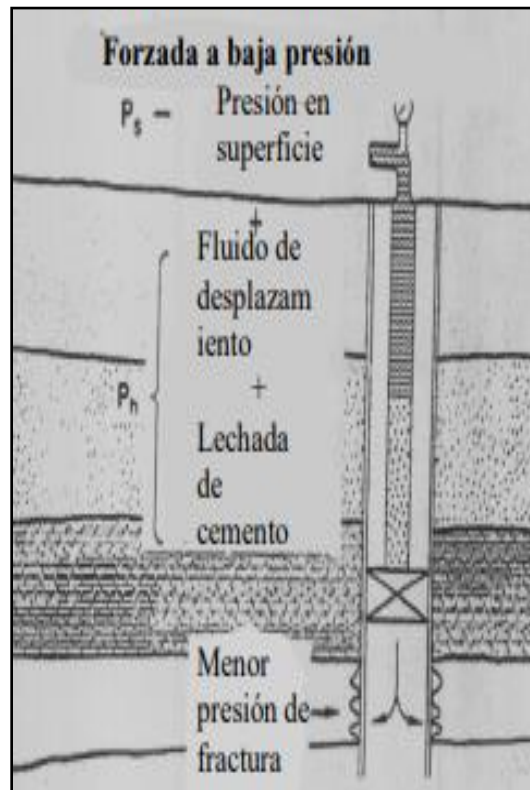


Imagen 77 Forzamiento con baja presión, Ingeniería de cementaciones, PEMEX.

5.3.2.6. Cementación Forzada para Abandono.

Frecuentemente, una zona es considerada no comercial y es abandonada colocando un tapón puente con cable para aislarla permanentemente. El tapón de puenteo puede ser fijado a conveniencia cuando se requiere disparar un intervalo superior.

El operador puede intentar la cementación en una zona sobre la cima del cemento detrás de la tubería debido a que parte de la lechada pudo perderse en alguna zona de baja presión a causa de que la columna hidrostática fue excesiva o la misma zona pudo haber causado una pérdida total de circulación. En cualquiera de estos casos, el cemento pudiera no haber cubierto la zona de interés.

Quizá la causa menos común para que no se alcance la cima programada, se deba un excesivo lavado del pozo. Generalmente se hacen compensaciones empleando un exceso de cemento durante la cementación primaria.

5.3.3. Tapones de Cemento.

Existen diferentes tipos de tapones, los cuales dependen en función del tipo de acción que requiere el pozo, los principales tapones empleados son: tapón de abandono, tapón de desvío, tapón para evitar pérdidas de circulación y, por último, tapón para pruebas de formación.

Los tapones de cemento son volúmenes de lechada que se colocan en el agujero o en el interior de la tubería de revestimiento, con una técnica balanceada de volumen relativamente pequeño de cemento a través de una tubería de perforación, producción, o con ayuda de herramientas especiales en una zona determinada. La finalidad es proveer un sello contra el flujo vertical de los fluidos o proporcionar una plataforma o soporte para el desvío de la trayectoria de pozo.

Los objetivos de esta cementación, es:

- Taponar parcial o totalmente un pozo.
- Solucionar los pozos con alta pérdida de circulación.
- Proteger durante operaciones especiales.
- Ayudan a desviar la trayectoria de pozo arriba de un pescado o para inicio de perforación direccional.
- Abandonar intervalos agotados o invadidos.

5.3.4. Tapón de Desvío.

Cuando se opera una perforación direccional y no se alcanza el ángulo y dirección correcta al ir perforando formaciones suaves, es común que se coloque un tapón de desvío en esa zona, para mejorar y alcanzar el objetivo y curso deseado. Por lo tanto, si, tenemos una operación de pesca que no se puede llevar a cabo por diferentes motivos, el tapón desviador es la única solución para alcanzar el objetivo.

Para que el tapón de desvío sea exitoso, debe tener un alto esfuerzo compresivo. Las lechadas de agua reducida con dispersantes alcanzan las densidades de 2.16 (gr/cc) ofreciendo mejores resultados. Son cementos muy duros, densos y de baja permeabilidad.

Esta lechada aporta altos esfuerzos compresivos que se alcanzan en periodos cortos por lo que se puede reducir el tiempo de espera de fraguado del cemento. La pérdida de filtrado es reducida y tienen mejor resistencia a la contaminación con los fluidos del pozo.

La cima del tapón o de inicio de desviación debe colocarse frente a una formación fácilmente perforable, en donde la barrena pueda ser orientada en una nueva dirección sin caer en el agujero original.

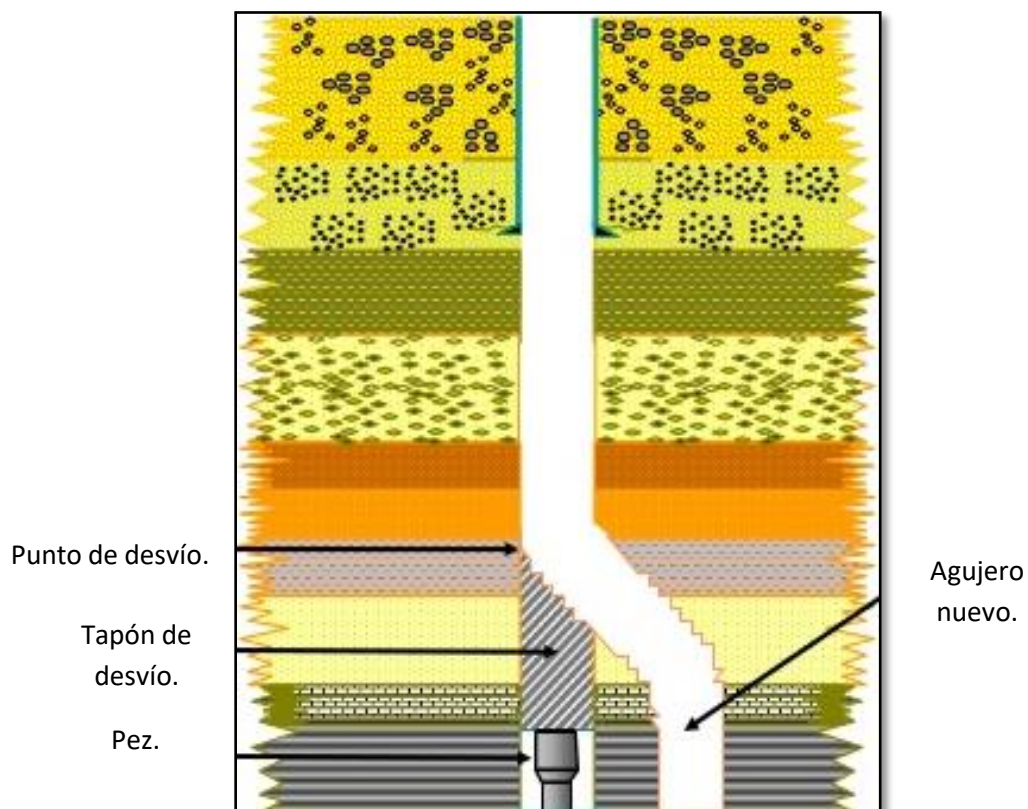


Ilustración 39 Desviación por pesca, Schlumberger.

5.3.5. Tapón de Abandono.

Este tipo de tapón se realiza cuando el pozo se tiene que abandonar y por lo tanto se tiene que aislar para prevenir la comunicación entre zonas, así como la migración de fluidos que puedan contaminar los mantos acuíferos colocando varios tapones de cemento a diferentes profundidades. Cuando un pozo productor esta depresionado, se recurre al abandono colocando tapones de cemento frente a las zonas de alta presión. Se pone un tapón en la zapata de la tubería de revestimiento anterior y se colocan los necesarios hasta llegar a la superficie con algún tapón mecánico.

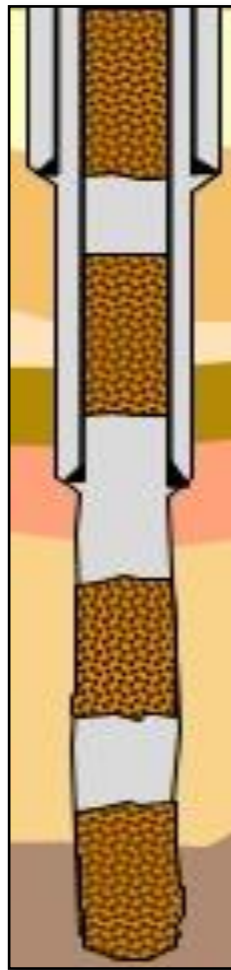


Ilustración 40 Tapón de abandono en diferentes zonas productoras, Schlumberger.

5.3.5.1. Tapón por Pérdida de Circulación.

Cuando existe una zona con pérdida de fluido de circulación, tiene que ser detenida colocando un tapón, al colocar la lechada sucederá un efecto de perdida produciendo endurecimientos y consolidación de la formación. También se pueden poner un tapón por encima de una zona para prevenir fractura debido a presiones hidrostáticas que puedan desarrollarse durante la cementación de una tubería de revestimiento.

Las lechadas de cemento puro son efectivas para solucionar pérdidas menores y brindar esfuerzos compresivos muy altos. Para cementos más ligeros con mejores propiedades mecánicas se utilizan cementos espumados o con micro esferas. Se tiene una ventaja natural de la tixotropía por lo que la probabilidad de que se pierdan es menor, este tipo de lechadas tixotrópicas son muy útiles ya que se desarrollan geles conforme el movimiento disminuye, ayudando a prevenir pérdidas hacia la formación liberando presión hidrostática en zonas débiles.

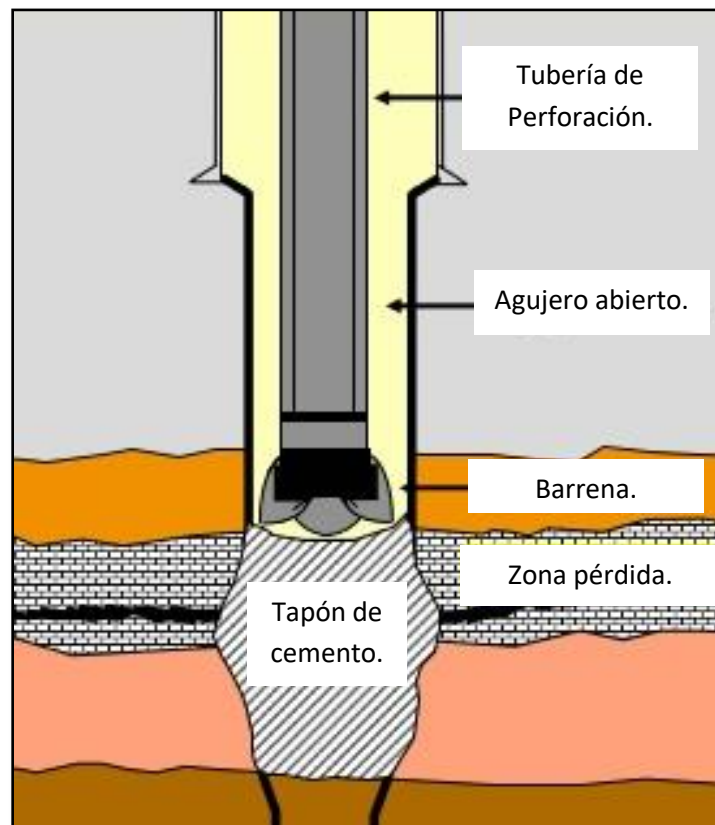


Ilustración 41 Tapón por pérdidas de circulación, Schlumberger.

5.3.5.2. Tapón para Pruebas de Formación.

Este tipo de tapón se realiza cuando por debajo del intervalo pudiera existir una formación suave o débil, o que pueda aportar fluidos indeseables, se recurre a la implementación de tapones de cemento para aislar la formación por probar, siempre y cuando sea impráctico o imposible colocar un ancla de pared, esto permite evitar fracturamiento de la zona débil.

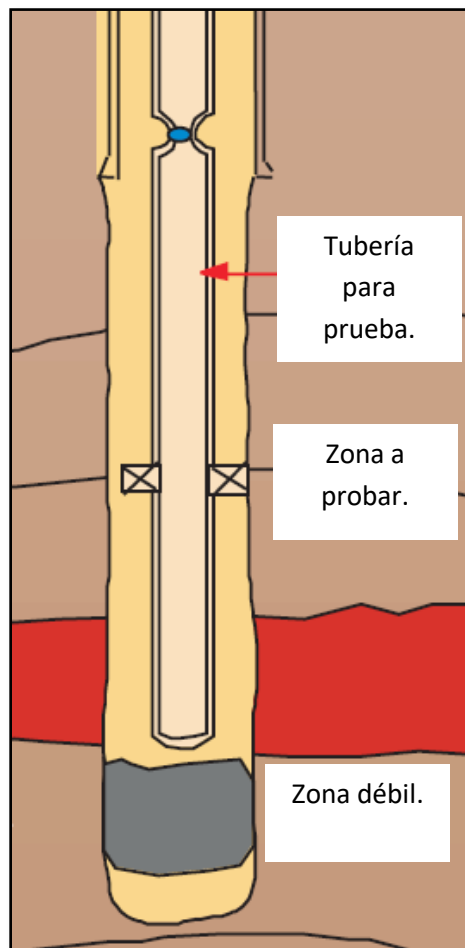


Ilustración 42 Tapón de prueba de formación, Schlumberger.

5.4. Proceso de Cementación de Tuberías de Revestimiento a superficie o Corrida.

5.4.1. Tipos de Secciones de Revestimiento de un Pozo.

Cabe señalar que es importante definir las secciones de revestimiento y para qué sirven dichas tuberías, sin duda las tuberías de revestimiento su función es de aislar, proporcionar integridad hidráulica (circulación y control de pozo), proteger la pared del pozo (inestabilidad de agujero) y proteger la formación (aislar de la zona productora) acompañado de cementaciones.

5.4.1.1. Tubería Conductora.

Tiene la función de proporcionar circulación con seguridad, control del pozo y aislar las formaciones superficiales deleznable y con poca cementación (arcillosa), aislar aguas superficiales (ríos subterráneos, mantos acuíferos), así como el control superficial del pozo o cabeza de pozo.

5.4.1.2. Tubería de Revestimiento Superficial.

Es una tubería superficial, este tipo de tubería se utiliza para aislar conglomerados, lutitas arcillosas, protege la pared del pozo, aísla formaciones de alta presión, inestabilidad del agujero y control de pozo por presencia de un reventón, control de pozo y/o baja presión.

5.4.1.3. Tubería de Revestimiento Intermedia.

Su finalidad es la misma que la superficial y sobre todo para un ajuste en diseño de pozo, principalmente en pozos de exploración y en pozos de desarrollo de acuerdo al comportamiento del mismo pozo o campo, se pueden introducir las TR's intermedias cuantas sean necesarias de acuerdo al diseño de control de espacio de la mesa rotaria, así como el conjunto de BOP's y presión del yacimiento.

5.4.1.4. Tubería de Producción o Liner.

Su función es proteger la formación productora del yacimiento de la invasión de fluidos y sólidos indeseables del fluido de perforación y/o terminación de alta presión de las paredes del pozo, fluidos incompatibles de las paredes del pozo y el aislamiento de la zona de producción de los hidrocarburos.

5.4.2. Programa de Tubería de Revestimiento.

- Historia del pozo.
- Estado mecánico
- Diseño de TR.
- Registros geofísicos.
- Programa de introducción.
- Diseño de cemento.
- Baches.
- Prueba de laboratorio.
- Avance de la operación.
- Programa de equipo para cementar.
- Tipo y accesorios que llevará la TR.

5.4.3. Verificación de Datos en el Pozo.

- Analizar gráfica de apriete computarizado de TR.
- Verificar circulación y reología del fluido de control que este acorde a lo programado.
- Durante el acondicionamiento de lodo en el pozo, efectuar prueba de bombeo a diferentes números de emboladas y registrar presión, cuidando de no rebasar el gradiente de fractura.
- Verificar el programa de introducción y centralización de TR.
- Verificar funcionamiento de equipo de flotación.
- Investigar por ajuste final y profundidad total de TR.
- Verificar peso específico de TR.
- Durante la circulación para acondicionar el lodo y en la cementación, siempre que sea posible se deberá reciprocarse la TR para limpiar y mejorar el flujo en el espacio anular.
- Verificar cantidad de cemento y baches de acuerdo al programa.
- Verificar que el volumen de lodo disponible sea el suficiente para el desplazamiento.
- Verificar que el agua disponible sea el suficiente para llevar a cabo la operación.
- Verificar que los tapones de desplazamiento estén en el pozo.
- Verificar la cabeza de cementar, revisando que los “machos” (válvulas de golpe) funcionen correctamente contando las vueltas para meter y sacar el vástago que soporta el tapón de desplazamiento y el buen funcionamiento del chismoso (indicador externo que se mueve al paso de un accesorio por dentro de la tubería).
- Verificar que las líneas auxiliares de la bomba de lodo estén cerradas y la válvula de seguridad esté debidamente calibrada.
- Contar con dos balanzas de lodo.
- Verificar la buena instalación y probar con presión del equipo de cementar.
- Verificar la calibración de la balanza de lodos.

- Verificar el buen funcionamiento de las líneas de agua y lodo.
- Elaborar un programa operativo y difundirlo entre los involucrados en la operación.
- Asignar funciones al personal de apoyo.
- Instalar niveles en presa de lodo y anotar los tiempos de los eventos realizados durante la operación.

5.4.4. Efectuar Cálculos en el Pozo.

a) Calcular el peso de la tubería de revestimiento:

Este paso es necesario para conocer la tensión que se tiene dentro del pozo y tener referencia de la tensión disponible para cualquier otro evento.

$$W_{TR} = L_{TR} * 3.28 * P_{UTR} * F_F, \dots (lbs)$$

Ecuación 56 Peso de tubería.

$$F_F = 1 - \frac{\rho_L \left(\frac{gr}{cc}\right)}{\rho_A \left(\frac{gr}{cc}\right)}$$

Ecuación 57 Factor de flotación.

Donde: W_{TR} =peso específico de tubería (lbs), L_{TR} =longitud de tubería (m), P_{UTR} = peso unitario de TR (lbs. /Ft), F_F = factor de flotación (adim), ρ_L = densidad de lodo (gr/cc), ρ_A = densidad de acero (gr/cc).

b) Calcular el volumen de agua para la operación de cementación y se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$VA = V_c * 20 * Req. de agua \dots (lts)$$

Ecuación 58 Volumen de agua.

Donde:

VA= Volumen de agua necesaria (Lts), V_c = volumen de cemento (Ton), W_{TR} = Peso físico de la TR en el aire (lbs), L_{TR} = Longitud de la TR (m), P_{UTR} = Peso unitario de la Tr (lbs/ft), F_F =factor de flotación del acero (adim).

c) Calcular el volumen de desplazamiento:

$$VL = \frac{kgs.cemento}{50} * Rend.cemento (lts).$$

Ecuación 59 Volumen de desplazamiento.

d) Calcular el volumen de desplazamiento.

Determinar el volumen de lodo que se utilizará en el desplazamiento de la lechada de cemento y se cuantificará desde la superficie hasta el cople flotador, sumando los diferentes volúmenes de la TR en función de los cambios de diámetro y longitud de cada sección.

$$Vd = C_{TR} * L$$

Ecuación 60 Volumen de desplazamiento.

Vd= volumen de desplazamiento. L= longitud de TR de cabeza de cementar a cople de retención.

e) Calcular el tiempo de desplazamiento:

Cuando el volumen de desplazamiento resulta demasiado grande y el gasto que se requiere también es elevado se recomienda el uso de bomba del equipo de perforación para efectuar el desplazamiento y poder reducir el tiempo de la operación.

$$t = \frac{V_d}{Q * N.emb * E}$$

Ecuación 61 Tiempo de desplazamiento.

Donde: t= tiempo desplazado (min), Vd= volumen desplazado (Lts), Q= gasto de la bomba (Lts/emb), N. emb. = número de emboladas (emb/min), E= eficiencia de la bomba (%).

Si se trata de bomba dúplex se emplea:

$$Q = 0.02575(D^2 - d^2)L_p \dots \left(\frac{Lts}{emb}\right)$$

Ecuación 62 Gasto de bomba duplex.

Para bomba triplex:

$$Q = 0.0386 * D^2 L_p \dots \left(\frac{Lts}{emb}\right)$$

Ecuación 63 Gasto de bomba triplex.

Donde: Q= gasto de bomba (Lts/emb), D²= diámetro de camisa (pg.), d²= diámetro de vástago (pg.), L_p= longitud de carrera del pistón (pg.).

f) Calcular la presión diferencial:

Aquí es donde se complementa el cálculo de la potencia necesaria para la operación, saber si el cemento en el espacio anular tiene un comportamiento satisfactorio y complementar los cálculos de presión final.

La presión diferencial se establece por la diferencia de densidades que existe entre el lodo y la lechada de multiplicada por la longitud desde el cople flotador hasta la cima de cemento en el espacio anular.

La longitud que existe entre zapata y cople, no se toma en cuenta para el cálculo de la Pd, debido a que esa zona se tiene la misma densidad.

Si existen diferentes densidades de lechada, el Pd se calcula por secciones en función de las longitudes por cemento.

$$Pd = \frac{D_c - D_l}{10} * L \dots \left(\frac{kg}{cm^2} \right)$$

Ecuación 64 Presión diferencial.

Donde: Pd= presión diferencial (kg/cm²), D_c= densidad de lechada (g/cc), D_l = densidad de lodo (cc), L= longitud de TR de cabeza a cementar a cople de retención (m).

g) Cálculo de Presión máxima:

Hacer esto sirve de referencia para no rebasar dicho valor al momento de estar desplazando o cuando se presente la llegada del tapón sólido en el cople de retención o flotador, porque si se hace se corre el riesgo de un desprendimiento de TR's o un estallamiento de la misma.

Si se tienen diferentes grados de TR, la presión máxima deberá calcularse por secciones, tomándose como punto de referencia la zona de menor resistencia.

Presión máxima para desprender TR.

$$Pmáx = \frac{P_{ITR}}{F_{SPI}} \dots \left(\frac{lb}{pg^2} \right)$$

Ecuación 65 Presión máxima para no estallar TR.

Donde: RT= resistencia a la tensión del cople de TR (lbs.), F_{ST} =Factor de seguridad a la tensión (adim), W_{TRF} =Peso de la TR en seno de fluido (lbs), P_{ITR} =resistencia a la presión interna de la TR (lbs/pg²), F_{SPI} =factor de seguridad a la presión interna de la TR (lbs/pg²), A_{TR}= área interior de TR (pg²).

- h)** Calcular el peso necesario que se cargará sobre el cople para evitar que el niple de sellos salga del nido (stab-in o inner-string).

Se calcula para saber cuál es la fuerza que actúa hacia arriba tratando de sacar el niple de sellos del nido, razón por la cual se le carga el peso.

En este cálculo no se considera que manifieste la TR, debido a la flotación que tendrá cuando se tenga cemento en el espacio anular, esta flotación transferida a longitud se transforme en un empuje hacia arriba para la TP.

Con el niple de sellos, tocar el cople flotador y efectuar ajuste.

Instalar cabeza especial de 20" a 5" y cabeza de cementación sobre el tubo de ajuste y con el tapón instalado.

Conectar niple de sellos.

Enchufar niple de sellos y cargarle el peso calculado sobre el cople flotador.

Probar sellos con circulación a diferentes gastos y registrar datos.

$$E_c = P_{m\acute{a}x} * A_{ENS} \dots (lbs)$$

Ecuación 66 Peso necesario sobre cople.

Donde: P. máx.= presión máxima de trabajo (lb/pg²), Pd= presión diferencial (lb/pg²), Pc= presión de circulación (lb/pg²). Donde: P. máx.= Pc+Pd.

5.4.5. Instalar y Probar Líneas de Cementar.

Las líneas de cementar se deben probar con 5,000 psi. Si la presión hidrostática que ejercerá el cemento en el espacio anular entre TR y agujero es mayor que la resistencia al colapso de la TR se deberá re presionar entre TP y TR, con presión suficiente para que soporte la presión hidrostática y esta presión se debe mantener durante la cementación y el tiempo de fraguado.

5.4.6. Bombear Bache Lavador.

Los baches lavadores deberán estar previamente preparados para ser bombeados sin ocasionar retrasos en la operación, así como también se deberá efectuar pruebas de compatibilidad con el cemento y lodo.

Después de bombear los baches, registra presión diferencial, descargar presión y verificar funcionamiento del equipo de flotación, en caso de observar falla, descargar súbitamente la presión para tratar de accionar el mecanismo del cople.

5.4.7. Mezclar y Bombear Cemento.

La densidad de la lechada se controlará por medio de lecturas de densitómetro auxiliados con lecturas de la balanza de lodos.

En bolsas limpias, recuperar aproximadamente 5kg de cemento seco de cada recipiente almacenador y conservarlo en un lugar seguro para futuros análisis.

Al inicio del bombeo de cemento al pozo, se deberá hacerse a bajo gasto para romper el gel del lodo y establecer la circulación, posteriormente se bombeará al gasto programado.

Durante el bombeo del bache, el cemento y el desplazamiento, se debe vigilar el peso de la TP, así como la circulación para tener el control de la operación.

Durante la mezcla se deberá mantener la lechada lo más homogénea posible y cuidar que la lechada final no se vaya con densidades más baja que lo programado, ya que ésta es la que amarra los accesorios de la TR.

Si el programa es esperar fraguado con el niple de sellos conectado al cople, inmediatamente terminando de bombear la lechada, bombear 2 barriles de agua para limpiar la línea y evitar que se forme un tapón de cemento dentro de la TP, arriba del tapón de desplazamiento.

5.4.8. Soltar Tapón de Desplazamiento.

Al libera el tapón de desplazamiento se verificará que el número de vueltas quede la cruceta coincidiendo con la ya cuantificadas durante la revisión de la cabeza y observar su salida por el chismoso.

5.4.9. Desplazar la Lechada.

Al inicio del desplazamiento de la lechada será a bajo gasto hasta observar circulación, esto es para romper el gel del lodo y de la lechada, así como evitar incrementos repentinos de presión que pudiera ocasionar algún accidente.

Después de observar circulación, abrir todas las válvulas de golpe (machos) de la cabeza de cementar para limpiar la lechada que pudiera haberse acumulado y fraguado en la cabeza de cementar.

Durante la cementación, vigilar el peso de la TP y la circulación para tener el control de la operación.

Antes de que llegue el tapón y faltando aproximadamente 10 barriles por bombear, disminuir el gasto de bombeo para evitar la llegada brusca del tapón y ocasionar un accidente mecánico.

5.4.10. Descargar Presión Final y Verificar Equipos de Flotación.

Después de alcanzar presión final, se deberá descargar en las cajas de la unidad de alta, para medir el volumen de fluido que se regresa y al mismo tiempo verificar el equipo de flotación.

En caso de que el cemento no saliera a la superficie, se colocará un anillo superficial usando la tubería flexible y el exceso de cemento programado, por lo que este último deberá llevar cemento solo.

Si sale cemento a superficie, lavar la parte donde se instalará el cabezal.

5.4.11. Esperar Fraguado.

El tiempo de espera de fraguado estará en función de las pruebas de esfuerzo con la debida anticipación.

5.5. Proceso de Cementación de Tuberías de Revestimiento Cortas o Liner.

- Programa para introducir TR.
- Verificación de datos e historial del pozo.
- Elaboración de cálculos, tocar fondo e instalar cabeza de cementar.
- Anclar y soltar TR, instalar líneas superficiales y bombear baches.
- Mezclar y bombear lechada, soltar tapón de desplazamiento y efectuar desplazamiento.
- Descargar presión y levantar soltador.
- Se necesita esperar fraguado sin sacar soltador, cerrar BOP's y esperar fraguado.
- Tener definido el objetivo de la operación de introducción de TR.

5.5.1. Recopilar Información.

- Historial de la perforación del pozo.
- Estado mecánico, diseño de TR y registros geofísicos.
- Programa de introducción, diseño de cemento y baches.
- Pruebas de laboratorio, avance de la operación.
- Programa del equipo para cementar.
- Tipo y cantidad de accesorios que lleva la TR.
- Conocer la capacidad de carga del colgador y presión interna de la TR donde se anclará el colgador.

5.5.2. Verificar Datos en el Pozo.

- Analizar grafica de apriete computarizado de TR.
- Verificar circulación y reología del fluido de control que este acorde a lo programado.
- Verificar el programa de introducción y centralización de la TR.
- Verificar el funcionamiento de equipo de flotación.
- Investigar por ajuste final, longitudes de TP y TR.
- Verificar el peso físico de la sarta.
- Durante la circulación para acondicionar el lodo y en la cementación, siempre que sea posible se debe de reciprocar la TR, para limpiar y mejorar el fluido en el espacio anular.
- Verificar cantidad de cemento y baches de acuerdo al programa.
- Verificar que el volumen de lodo disponible sea suficiente para el desplazamiento.
- Verificar que el volumen de agua disponible sea el suficiente para la operación.
- Verificar los tapones de desplazamiento.
- Verificar la cabeza de cementar, revisando que los machos funcionen correctamente, contando las vueltas para meter y el vástago que soporta el tapón de desplazamiento y el buen funcionamiento del chismoso.

- Verificar que las líneas auxiliares de la bomba de lodo estén cerradas y la válvula de seguridad estén calibradas.
- Verificar la buena instalación y la prueba con presión del equipo de cementar.
- Verificar balanza de lodos (tener dos de preferencia).
- Verificar el buen funcionamiento de las líneas de lodo y agua.
- Elaborar un programa operativo y difundirlo al personal de la operación.
- Asignar funciones al personal de apoyo.
- Instalar niveles en presas de lodo.
- Anotar todos los tiempos y los eventos realizados durante la operación.

5.5.3. Elaboración de Cálculos Finales.

- a) Calcular el peso de la sarta (TR y TP) en seno de lodo.

Para TR:

$$W_{TR} = L_{TR} * 3.28 * P_{UTR} * F_F, \dots (lbs)$$

$$F_F = 1 - \frac{\rho_L \left(\frac{gr}{CC} \right)}{\rho_A \left(\frac{gr}{CC} \right)}$$

Para TP:

$$W_{TP} = L_{TP} * 3.28 * P_{UTR} * F_F, \dots (lbs)$$

- b) Calcular el volumen de agua para la mezcla de cemento.

$$VA = V_c * 20 * Req. de agua \dots (lts)$$

- c) Calcular el volumen de lodo para el desplazamiento.

Se calcula para saber la cantidad de lodo que se utilizará en el desplazamiento de la lechada de cemento y se cuantificará desde la superficie hasta el cople flotador, sumando los diferentes volúmenes de la TR en función de cada cambio de diámetro y longitud de cada sección, utilizando la siguiente ecuación.

$$Vd = C_{TR} * L \dots (lts)$$

Ecuación 67 Volumen de desplazamiento.

d) Calcular la cima de la lechada.

$$H_1 = \frac{V_L}{C_{EA} + C_{TP}} \dots (m)$$

Ecuación 68 Tirante cubierto de lechada.

$$V_{iny} = (C_1 - C_2) * C_{TR} \dots (lts)$$

Ecuación 69 Volumen de inyección.

Donde: C_1 = cima de cemento inicial (m), C_2 = cima de lechada final (m), H_1 =tirante cubierto por lechada (m), V_L = volumen de lechada (lts), C_{EA} =capacidad del espacio anular (lts/m), C_{TP} =capacidad de TP (lts/m), C_{TR} =capacidad de TR

e) Calcular la presión diferencial.

$$Pd = \frac{D_c - D_l}{10} * L \dots \left(\frac{kg}{cm^2} \right)$$

f) Calcular la presión máxima.

$$P_{m\acute{a}x.} = \frac{RT / F_{ST} - W_{TRF}}{A_{TR}} \dots \left(\frac{lbs}{pg^2} \right)$$

g) Calcular la altura que debe tener el último cople de TP sobre la rotaria para anclar y soltar la TR.

Para la elongación de TP debido al peso del liner en seno de lodo:

$$A_{L1} = \frac{L_{TP1} * W_{TR} * F_F}{(DTP^2 - dTP^2)} 4.2 \times 10^{-8} \dots (ft)$$

Ecuación 70 Elongación de TP debido al peso del liner.

Donde: A_{L1} = elongación de TP debido al peso de la TR (ft), L_{TP} =longitud de TP dentro del pozo (ft), DTP = diámetro exterior de TP (pg^2), dTP = diámetro interior TP (pg^2).

Para la elongación de TR:

$$A_{L2} = \frac{L_{TR} * W_{TR} * F_F) 4.2 \times 10^{-8}}{(DTR^2 - dTR^2)} \dots (ft)$$

Elongación total:

$$\Delta L_T = \Delta L_1 + \Delta L_2 \dots (ft)$$

Ecuación 71 Elongación total.

Las elongaciones de TP y TR se tomarán en cuenta para verificar el fondo, ya que por medidas se tocará arriba con una diferencia igual al valor calculado en la ecuación de TR. Para determinar la fuerza de pistón que trata de sacar los sellos del receptáculo pulido, se utiliza la siguiente ecuación:

$$FF = (AE - ATP) * P_{m\acute{a}x} \dots \dots (lbs)$$

Ecuación 72 Fuerza de pistón.

Se calcula para conocer el peso a contrarrestar debido al empuje que ejerce la presión sobre los sellos al momento de cementar.

Nota: cuando se utiliza el agujón, la fuerza de pistón se considera nula debido a que el resultado de las fuerzas tendrá valor negativo. Por lo tanto, la longitud requerida de TP para contrarrestar el efecto de pistón más el peso adicional que se cargará a la cima dos durante la cementación será:

$$\Delta L_3 = \frac{(F_P + F_A) * L_{TP1} * 4.2 \times 10^{-8}}{(DTP^2 - dTP^2)} \dots (ft)$$

Ecuación 73 Longitud requerida de TP para contrarrestar el efecto de pistón.

Donde F_P o FF = efecto de pistón o fuerza de pistón (lbs.), AE = área de la camisa (pg^2), ATP = área de TP (pg^2).

La distancia que deberá tener el último cople de TP sobre el nivel de la rotaria para anclar y soltar el liner será:

$$D_{csmr} = \Delta L_1 + \Delta L_3 + 3.0 \dots (ft)$$

Ecuación 74 Distancia de último cople sobre mesa rotaria.

Donde: ΔL_1 = elongación de TP (ft), ΔL_3 = longitud de contrarresto de efecto pistón (ft).

h) Calcular el volumen de equilibrio.

Este volumen se alcanzará cuando la lechada de vuelta en la zapata y se tenga la misma presión hidrostática en el espacio anular y en el interior de la TR, siempre y cuando no exista pérdida de circulación.

Si se emplea una sola densidad de lechada se calculará con la siguiente ecuación:

$$V_E = L_{TR} - \left(\frac{V_L}{C_{EA} + C_{TR}} * C_{TR} \right) \dots (lts)$$

Ecuación 75 Volumen de equilibrio para una sola densidad.

Para densidades diferentes:

$$V_E = L_{TR} - \left(L_{TR} \frac{D_{LA} + D_{LB}}{D_L} * C_{TR} \right) \dots (lts)$$

Ecuación 76 Volumen de equilibrio para dos densidades.

Donde: VE= volumen de equilibrio (Lts), LTR= longitud de TR dentro del pozo (m), VL= volumen de lechada (Lts), CEA= capacidad del espacio anular (Lts/m), CTR= capacidad de TR (Lts/m), DLA=densidad alta de la lechada en caso de emplear dos lechadas (gr/cc), DLB= densidad baja (gr/cc).

Para concluir con este paso, es necesario definir el número de lingadas a sacar para que al término de la operación se rompa la circulación de acuerdo al cálculo. También definir la profundidad a la que se va a meter la barrena para esperar el fraguado y de acuerdo a la cima calculada del cemento.

5.5.4. Tocar Fondo.

Con la tubería de perforación, sin que esta sobrepase a bajo de nivel de la rotaria y con circulación de lodo, tocar el fondo del agujero, esto nos permitirá hacer el ajuste del último tubo de TP para colgar el liner.

Anotar el peso de la sarta bajando y subiendo la misma para conocer el arrastre.

5.5.5. Instalar Cabeza de Cementar.

La cabeza de cementar se instalará sobre el tubo de ajuste y con el tapón instalado (la revisión de la cabeza y la instalación del tapón, podrá efectuarse durante la circulación). Si se trata de un colgador hidráulico habrá que soltar la canica antes de instalar la cabeza de cementar

5.5.6. Anclar y Soltar TR.

Este paso se realiza siguiendo las recomendaciones de la compañía del conjunto colgador y está en función del tipo de conjunto a utilizar, de la misma manera se seguirán las recomendaciones durante la cementación.

5.5.7. Instalar Líneas de Cementar.

Todo lo que concierne a la instalación de equipo y líneas de cementar, deberá efectuarse de tal manera que no cause retrasos en la operación por lo que únicamente quedará pendiente la conexión entre la cabeza y la línea de matar.

Probar las líneas y conexiones con 5,000 psi o más si así se considera necesario.

5.5.8. Mezclar y Bombear Baches.

Los baches lavador y espaciador deberán estar previamente preparados y en agitación para evitar retrasos en la operación.

Una vez bombeado el bache lavador, se descargará la presión diferencial para probar el funcionamiento del equipo de flotación, si se determina falla de éste se procederá a preparar un bache de lodo suficiente para balancear la cementación.

Al terminar de bombear el bache lavador, descargará la presión diferencial que se generó para poder verificar el buen funcionamiento del equipo de flotación, así como las buenas condiciones de la sarta en general.

5.5.9. Mezclar y Bombear Lechada.

La lechada se homogenizará en el recirculador de acuerdo a lo programado, verificando la densidad de la misma por medio de la balanza de lodos y el equipo registrador de densidades que pudiera haberse instalado para la cementación.

La velocidad de mezclado, así como el gasto de bombeo, estará sujeto a un programa previamente calculado en el diseño de la cementación.

Una vez terminado el bombeo de la lechada, cerrar los machos de salida de la unidad cementadora para evitar la succión de aire o cualquier otro fluido ajeno a la lechada.

Durante el bombeo, se vigilará el peso de la TP y la circulación para tener el control de la operación.

5.5.10. Soltar Tapón de Desplazamiento.

Antes de liberar el tapón desplazador, cerrar los machos de la cabeza de cementar para evitar daños en el tapón debido a la succión.

Después de liberar el tapón, verificar que la válvula que se tenga que abrir sea la indicada para iniciar con el desplazamiento.

5.5.11. Efectuar Desplazamiento.

El desplazamiento se hará a bajo gasto para romper el gel del lodo y establecer circulación, posteriormente se desplazará con el gasto programado.

El volumen de desplazamiento se efectuará con unidad de alta presión y se cuantificará físicamente contando las cajas bombeadas, corroborando este hecho con los contadores de volumen instalados para el registro de la operación.

Aproximadamente 10 barriles antes de completar el volumen de desplazamiento que corresponde a la TP, bajar la presión y disminuir el gasto de bombeo para observar el acoplamiento de los tapones y evitar la llegada violenta del tapón ocasionando posibles daños mecánicos.

Durante el desplazamiento se vigilará el peso de TP y la circulación para mantener el control de la operación.

5.5.12. Descarga de Presión.

La presión se descargará lentamente hasta que deje de regresar lodo, si se determina por el volumen regresado por el equipo de flotación quiere decir que no está operando de manera adecuada, por ende, se debe regresar este volumen y trabajar a detalle con el equipo de flotación. Si no se logra el 100% de efectividad, se deberá sacar la primera lingada lo más rápido posible aún con presión diferencial, recordando que la válvula de charnela tiene la posibilidad de sellar.

Después de verificar esto, levante la herramienta soltadora hasta una profundidad tal que este arriba de la cima de cemento calculada y romper circulación.

5.5.13. Cerrar Preventores.

Si de acuerdo al programa es necesario esperar fraguado sin sacar el soltador a superficie, se deberá llenar el pozo con el volumen de acero retirado y se procederá al cierre de Preventores.

6. CAPÍTULO VI. EJERCICIOS PRÁCTICOS.

6.1. Equipos de Perforación.

1.- Determina la capacidad del mástil si la carga a levantar es de 200,000 lbs, con un arreglo de poleas de seis líneas. Determina el porcentaje de la capacidad (EF), si el diseño del mástil consta de dos piernas, seis líneas de la polea viajera, ocho líneas en la corona, una línea muerta fija a la pierna derecha del mástil y el peso de block móvil es de 6,000 lbs.

$$CM = \frac{\text{carga suspendida } (C_s) \times \# \text{ líneas de corona } (N)}{\text{eficiencia } (E) \times \# \text{ líneas polea viajera } (n)} + \text{peso corona } (P_c) + \text{peso pol.viajera } (P_{pv})$$

Datos				
Tensión en cada cable	CTm	Carga centrada absorbida por cada una de las piernas del mástil (CCA)	CLr	CTP
$T = W/6$	8T	$6T/2 = \text{¿?}$	0.5T	¿?

$$CTP = CCA + CLm + CLr$$

$$EF (\%) = \frac{\text{carga real}}{\text{carga equivalente}} \times 100$$

CTP: Carga total en una pierna; CCA: Carga centrada absorbida; CLr: Carga línea rápida; CLm: Carga de línea muerta; CTm: Carga total de mástil.

Solución:

$$CTP = 3T + 1T + 0.5T = 4.5T$$

Si:

$$\% = \frac{8T}{9T} \times 100 = 88.88\%$$

$$CM = \frac{(200,000 \times 8)}{(0.88 \times 6)} + 6,000 = 309,030.3 \text{ lbs}$$

A continuación, se presenta una tabla con la tabla de datos prácticos:

Capacidad de Mástil			
Carga al gancho (Ton)	Núm. Línea	Factor	Capacidad del Mástil (Ton)
20	4	8.75	109
75	4	8.75	164
100	4	8.75	219
125	4	8.75	273
50	6	11.25	94
75	6	11.25	141
100	6	11.25	188
125	6	11.25	234
50	8	13.75	86
75	8	13.75	129
100	8	13.75	172
125	8	13.75	215
50	10	16.25	81
75	10	16.25	122
100	10	16.25	163
125	10	16.25	203

Tabla 71 Datos prácticos para la capacidad de mástil (Equipos de perforación rotaria).

2.- Determine la capacidad de un mástil, si la carga a levantar (carga muerta) es de 375,000 lbs, teniendo un arreglo de 6 líneas en la polea viajera, 8 en la corona, una eficiencia del 85%, peso de la corona 2,000 lbs y la polea viajera de 10,000 lbs.

Solución:

$$CM = \frac{375,000 \times 8}{(0.85 \times 6)} + 12000 = 600,235 \text{ (lbs)}.$$

3.- Determine la carga máxima de líneas (CMPL) con la siguiente información. Se tiene un cable de acero de 1 3/8" tipo BOA-AAEM con diez líneas de guarnido y un factor de seguridad de 3.5. Calcule el CMPL, si la resistencia de ruptura es de 87.1 toneladas

$$C.M.P.L = \frac{(No. \text{ líneas de guarnido})(Resistencia a la ruptura)}{Factor \text{ de seguridad.}}$$

CMPL: Carga máxima de líneas de la polea;

Solución:

$$CMPL = \left(\frac{10 \times 87.1}{3.5}\right) = 248.8 \text{ Ton}$$

En caso de no tener el factor de seguridad, aquí la fórmula:

$$F.S. = \frac{R_r}{C_e}$$

Rr: Resistencia a la ruptura; Ce: Carga estática.

4.- Determine el trabajo de un arreglo de polea si el peso (W) de la tubería que está dentro de un pozo es de 136,200 kg y se eleva a 0.3 metros por segundo. Así mismo necesitamos saber la potencia que el malacate requiere para levantar la tubería en un segundo. Calcula la potencia cuando el cable este enrollado alrededor de 3 poleas en la corona y 2 en la polea viajera (anclado a la pierna del mástil) realizando el mismo trabajo, es decir levantar la tubería a 0.3 metros en un segundo.

Solución 1:

$$T = 136,200 \times 0.3 = 40,860 \text{ kg-m}$$

Potencia = Trabajo/tiempo; Si 1HP = 75 kg-m/s

Por lo tanto:

$$HP_{requeridos} = (40,860/75) = 544.8 \text{ HP}$$

$$HP = (F \times d) / (75 \times t)$$

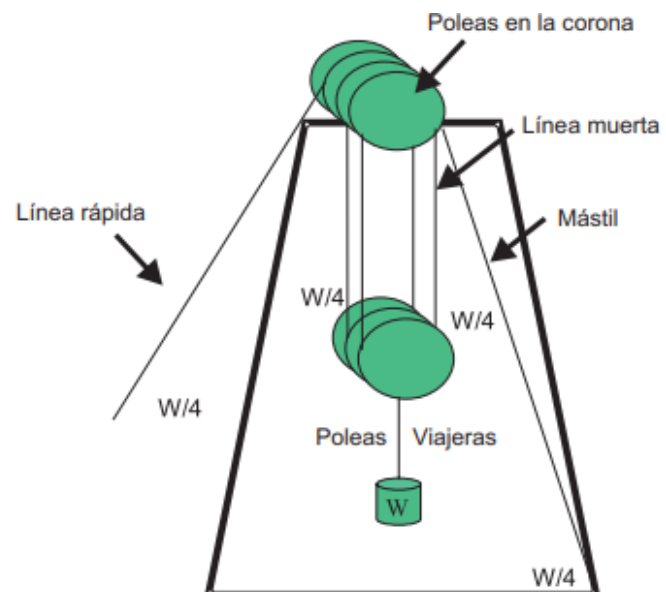
$$Dist. \text{ recorrida}_{malacate} = (4) (0.3) = 1.2 \text{ (m)}$$

$$F_{malacate} = (136,200) / (4) = 34,050 \text{ (kg)}$$

$$T_{malacate} = (34,050 \text{ kg}) (1.2 \text{ m}) = 40,860 \text{ (kg-m)}$$

$$Potencia = (40,860 \text{ kg-m}) / 1 \text{ seg} = 40,860 \text{ kg-m/s}$$

$$HP = (40,860) / (75) = 544.8 \text{ HP}$$



5.- Calcule la potencia de un malacate que levantara una carga de 200,000 lbs a una velocidad de extracción de 90 pies por 1 minuto si su eficiencia de transmisión (E) es del 80%

$$HP_{teorica} = \frac{W_g \times V_g}{33,000} = \frac{200,000 \times 90}{33,000} = 545.45 \text{ HP}$$

$$HP_{requerida} = \frac{545.45}{.80} = 681.81 \text{ HP}$$

Nota: Para una potencia determinada, la carga levantada es inversamente proporcional a la velocidad de levantamiento: $V_1/V_2 = W_2/W_1$. (a velocidad menor-mayor carga).

6.- De acuerdo a la norma API-RP9B, servicio de levantamiento = 3.0 y servicio de tubería atrapada = 2.0 o corriendo TR. ¿Qué seguridad de operación se tendrá al utilizar un equipo que funciona con un cable de 1 1/8" IWRC 6x19, y una carga de 100 Ton?

Nota: La resistencia al rompimiento nominal puede ser aproximadamente igual al multiplicar el cuadrado del diámetro por 100,000 lb.

Nota: Si el cable se usa por debajo de un factor de diseño se dañará permanentemente.

Utiliza los siguientes datos: RC=57,372 (kg), EFP = 0.842 y NL=8

$$EFP = K^{NL} - 1 / (K^{NP} NL (K - 1))$$

EFP: Eficiencia del sistema de poleas; RC: Resistencia a la ruptura (kg); NL: Número de poleas hacia arriba de la polea viajera; Wg: Peso de la carga suspendida (kg); FD: Factor de diseño.

$$FD = \frac{RC \times NL \times EFP}{W_g}$$

Solución:

Resistencia al rompimiento nominal: $D^2 = (1.125)^2 = 1.2656 \text{ pg.}$

Resistencia= 126,562.5 lb → 57,408.37 kg.

$$FD = \frac{57,372 \times 8 \times 0.842}{100,000} = 3.864 \sim 3.9$$

MALACATE (HP)	CABLE (EIPS-IWRC) DIÁMETRO (PG)	CARGA MÁX. POR 1000 EN LB AL GANCHO CON 8 LINEAS.	
		2.0 FACTOR	3.0 FACTOR
750	1 1/8"	439	293
1,000	1 1/4"	540	360
1,500	1 3/8"	650	433
2,000	1 3/8"	650	433
2,000	1 1/2"	770	514
3,000	1 1/2"	770	514
3,000	1 5/8"	892	596
3,000	1 3/4"	1,034	689

El resultado $FD = 3.9$ indica que el equipo está siendo operado con un margen de seguridad mayor a la que indica la norma API, en caso de que del FD fuera menor a 2, se tendrá que cambiar el cable por otro de mayor diámetro, o aumentar el número de líneas.

7.- Si la tensión sobre la línea rápida es de 30,000 lb y el radio de trabajo sobre la segunda cama del carrete con un cable 1 1/4" de diámetro es de 1.2 ft. ¿Cuál será la torsión requerida para mantener el freno del malacate?

$$Q_R = TLR \times r_t = lb - pie$$

Q_R : Capacidad de torsión requerida; TLR : Tensión en la línea rápida; R_t : Radio de trabajo

Solución:

$$Q_R = 30,000 \times 1.2 = 36,000 \text{ lb} - \text{pie.}$$

8.- ¿Cuál deberá ser la longitud del carrete para un equipo que opera con 6 líneas, y donde la longitud por parada (L_p) es de 59 pies y el diámetro del cable es de 1 1/8".

Datos

L_p (lingada) = 59 pies \times 12 = 708 pg; $NL = 6$; dc = diámetro del carrete mínimo = $DC \times 20$.

$$dc = DC \times 20 = pg$$

$$R_c = \frac{dc}{2} = pg$$

$$\text{Long. carrete} = \frac{L_p \times NL \times dc}{2 \times R_c \times 3} + 9 = pg.$$

Solución:

$dc = 22.5 \text{ pg}$; $R_c = 11.25 \text{ pg}$ y $L_c = 31.54 \text{ pg}$

9.- En el pozo Abkatun-1 quedó un pez irrecuperable a una profundidad desarrollada de 300 metros y un tirante de agua de 1,400. Se necesita diseñar una perforación direccional para llegar al objetivo de un aceite de 30° API, por lo que se debe obtener la potencia hidráulica y mecánica de un elemento subsuperficial (motor de fondo) para poder diseñar la perforación direccional, si tenemos un gasto de 300 gal/min, el torque es de 16.5 (ft-lb), que ejerce una caída de presión de 454 psi a 100rpm.

Solución:

$$\text{Potencia Hidráulica (HP): } \frac{\text{gasto (gpm)} \times \text{caída de presión (psi)}}{1,714}$$

$$\text{Potencia Hidráulica (HP): } \frac{300 \text{ (gal/min)} \times 454 \text{ (psi)}}{1,714} = 79.46 \text{ HP}$$

$$\text{Potencia mecánica (HP): } \frac{\text{(rpm)} \times \text{(torque (ft - lb))}}{525}$$

$$\text{Potencia mecánica (HP): } \frac{(100 \text{ rpm}) \times (16.5 \text{ (ft - lb)})}{525} = 3.1428 \text{ HP}$$

10.- En la plataforma Deep-sea Norokkapp, se está haciendo un reajuste en el suministro de energía, el cual los directivos necesitan saber los requerimientos de potencia mecánica para poder generar las fuentes primarias de energía y así seleccionar y pedir el caballaje de los motores o cuantos malacates serán necesarios. Determine la potencia del malacate a trabajar si se tiene una eficiencia del 85% para manejar una fuerza de 110,000 lbs con velocidad de 130 ft/seg.

$$HP_{\text{malacate}} = \frac{F \times v}{33,000}$$

Solución:

$$HP_{\text{malacate}} = \frac{110,000 \times 130}{33,000} = 433.33 \text{ HP}$$

11.- Determinar el peso de la sarta de perforación en TON-KM y haga su Estado mecánico.

DATOS DE POZO

DENSIDAD	1.10	GR /CC	LONG. DE LING.	28	MTS.
PROFUNDIDAD	1,000	MTS.	W Ajustado. D.C	136.6	KG / MT
PESO DEL BLOCK Y KELLY	15,000	KGS.	LONG. DE D.C	30	MTS

Datos de tubería de perforación: Tubería de 5" HW, 50 lb/ft a 164.9 (m); 3.5" °G, 15 lb/ft a 522.67 (m); 5"-X95, 19 lb/ft a 985.43 (m); 5" °G, 19.5 lb/ft a 0 (m); 5" °S, 25.6 lb/ft a 0 (m).

Solución:

DATOS DE TUBERIA DE PERFORACION						
TP Y HW	LB/FT	KG/MT	LONG	FACTOR DE FLOTACION	AIRE	FLOTADA
TUBERIA 5" HW.	50	74.50	164.9	0.86	12,285	10,564
TUBERIA 3.5", G	15.5	23.095	522.67	0.86	12,071	10,381
TUBERIA 5", X95	19.5	29.055	985.43	0.86	28,632	24,623
TUBERIA 5", G	19.5	29.055	0	0.86	0	0
TUBERIA 5", S	25.6	38.144	0	0.86	0	0
			1673		52,988	45,568
W PROM. TP. FLOTADO =	35.02	KG/MT		PESO PROMEDIO DE TP =	31.67	KG/MT
W D.C FLOTADO =	3,523.76	KGS		PESO D.C EN AIRE =	4,098	KGS.
				2,308.21	100.62	
PERFORANDO				VIAJE REDONDO		
PROF. INICIAL A PERFORAR =		1748	MTS.	VIAJE REDONDO =	100.62	TON-KM
	221.68			VIAJE SENCILLO =	50.31	TON-KM
PERFORANDO =	-363.2	TON-KM		VIAJE CORTO		
CORRIENDO LINER				PROFUNDIDAD VIAJE CORTO =	1,748	MTS
W UNITARIO DEL LINER =	34.27	KG/MT		LONG. VIAJE CORTO =	-1,418	MTS
LONGITUD DE LINER =	420	MTS		PESO PROM. FLOT. TP =	44.13	KG/MT
LONGITUD DE SOLTADOR =	9.74	MTS		117.46	2,199.86	
29.47	-2.20			VIAJE CORTO REDONDO =	-148.95	TON-KM
CORRIENDO LINER =	58.04	TON-KM		VIAJE CORTO SENCILLO =	-74.48	TON-KM

12.- Determine el MOP con los siguientes datos y haga su estado mecánico.

DATOS DE POZO

DENSIDAD	1.10	GR /CC
PROFUNDIDAD	3172.33	MTS.
PESO DEL BLOCK Y KELLY	80,000	LBS.

Datos de tubería de perforación: Liner 5 1/2", TRC-95, 23, ID: 4.670, 34.27 kg/m a 426.53 (m); HW 3 1/2" 26, ID: 2.063, 38.74 Kg/m a 140.13 (m); TP 3 1/2" °G-105, 15.5, ID: 2.602, 25.15 kg/m a 957.49; TP 5" °X-95, 25.6, ID: 4, 41.51 kg/m a 709.59 (m); TP 5", °G-105, 25.6, ID: 4, 42.19 kg/m a 938.59 (m).

Solución:

DATOS DE TUBERIA DE PERFORACION								
Tubería	ID (pg)	Peso (kg/m)	Long (m)	Peso en aire (kg)	Peso Flot. (kg)	P. Flot. Acum. (kg)	Resist. 90% (kg)	MOP (Ton)
Liner 5 1/2", TRC-95, 23	4.670	34.27	426.53	14,617	12,569	12,569		
HW 3 1/2", 26	2.063	38.74	140.13	5,429	4,668	17,237	282,000	265
TP 3 1/2", °G-105, 15.5	2.602	25.15	957.49	24,081	20,706	37,943	143,364	105
TP 5" °X-95, 25.6	4	41.51	709.59	29,455	25,328	63,271	214,626	151
TP 5" °G-105, 25.6	4	42.19	938.59	39,599	34,050	97,321	237,218	140
Factor Flotación	0.86	Total	181.86	3,172.33	113,181	97,321		105

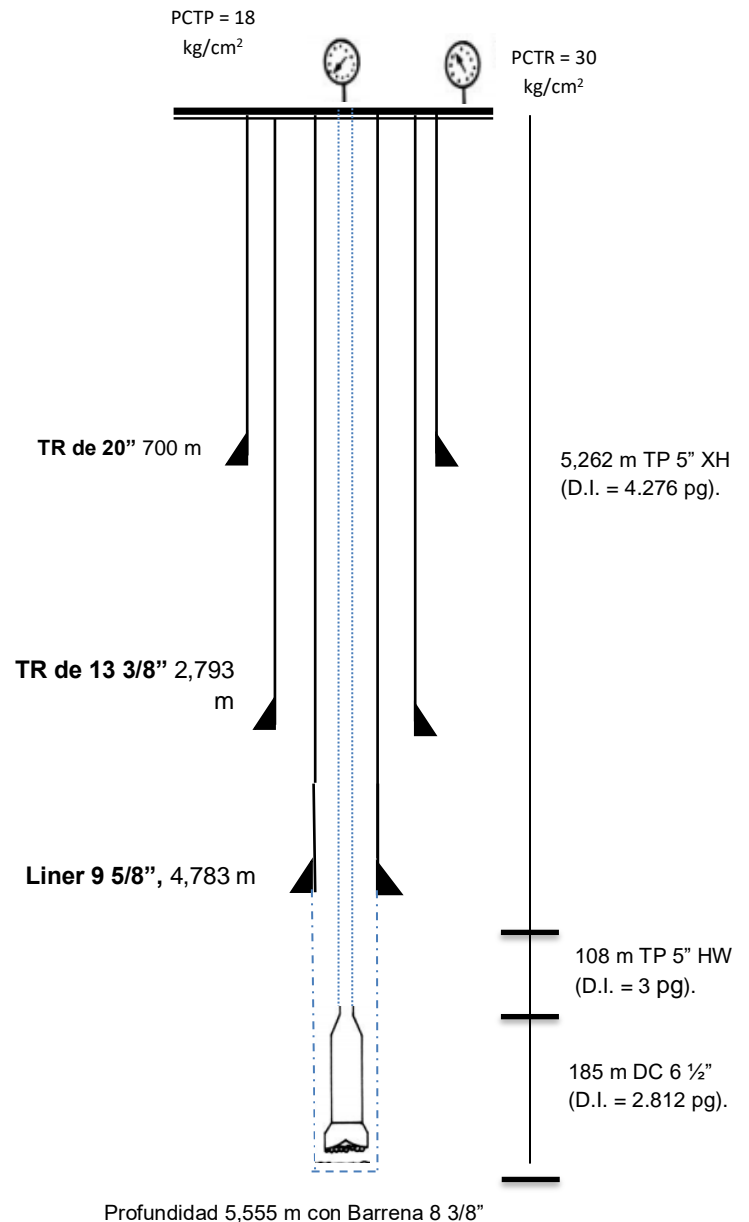
Peso Sarta:	214,364	lbs	97.32	Ton
Peso Indicador:	294,364	lbs	133.64	Ton
Peso Max. Jalar:	526,568	lbs	239.06	Ton

6.2. Control de Brotes.

13.- De acuerdo al siguiente estado mecánico, realizar lo conducente para circular el brote y restablecer el control del pozo. Determine la capacidad de la bomba y las presiones inicial y final de circulación. Determine el tiempo de desplazamiento.

Datos de Pozo:	
Diámetro Barrena 8 3/2".	
3 toberas 14/32".	Long. (m)
Herramienta 6 1/2" (D.I = 2.812 pg).	185
TP 5" HW (D.I. = 3 pg).	108
TP 5" XH (D.I. = 4.276 pg).	5,262
Profundidad del pozo.	5,555
Prof. Zapata de TR 9 5/8" (D.I. = 8.535 pg).	Cementada a 4,738
Densidad del fluido de perforación.	1.70 gr/cc o 14.16 lb/gal
Presión reducida de circulación (PRC).	84 kg/cm ² a 28 EMP
Presión de cierre en TP (PCTP).	45 kg/cm ²
Presión de cierre en TR (PCTR).	56 kg/cm ²
Incremento de volumen en presas.	20 Bl o 3,180 lt.

Bomba	
Modelo	T-1,300 triplex simple acción
Camisa	6 1/2"
Long. Carrera	12"
Emb. Max.	130 EPM
P _o	28 EPM/min o 84 kg/cm ²
P Límite de operación	228 kg/cm ² o 3,242 lb/pg)



Solución:

DATOS DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN									
Tubería	Cap. Int	Vol. Int.	Cap. Bomba (Lt/emb)		Gasto bomba		Núm. Emb.	P. Inicial circ. (PIC) (kg/cm ²)	
	(lt/m)	(lt)	100%	90%	Lt/min	Gal/min		102	a 28 EPM
TP 5" XH	9.26	48,750	19.57	17.61	493.17	130.47	2,838	P. Final circ. (PFC) (kg/cm ²)	
TP 5" HW	4.56	492.51	Tiempo Desp.		Incr. Den.		Den. Control	85.48	a 28 EPM
Htta. 6 1/2"	4.01	741.23	101.35 (min)		0.08 (gr/cc)		1.78 (gr/cc)		
		49,984					14.83 (lb/gal)		

$$\text{Capacidad Interna} = 0.5067 * (D.I.)^2 = \left[\frac{lt}{m} \right]$$

$$\text{Volumen Int. Tubería} = C.I * \text{Longitud de tubería.}$$

$$\text{Gasto de la bomba} = 0.0386 * \text{longitud} * \text{Diámetro}^2$$

$$G = (0.0386) * (\text{Carrera}) * (\text{Dim. camisa})^2$$

$$(G_{90}) * (28 \text{ EMP}) = \text{gasto redicido (QR)}$$

$$t = \frac{\text{Vol. Int. TP}}{QR}$$

$$\text{Total emb.} = \frac{\text{Vol. Int. TP}}{\text{Cap. Bomba}}$$

Densidad de control:

$$Dc = Do + \text{Incremento de densidad.}$$

$$\text{Incremento de densidad} = \frac{PCTP * 10}{\text{Prof.}}$$

Presión inicial y final de circulación:

$$PIC = P_R + PCTP$$

$$PFC = (P_R) \left(\frac{Dc}{Do} \right)$$

14.- Calcular la densidad del fluido de control para intervenir el pozo y lograr su control de brotes.

Datos de Pozo:	
Pf	8,520 psi
Dv	5,600 m
Dc	4,895 m
di _{TR} 7"	6.004"
di _{TR} 5"	4.276"
di _{TP} 3.5", TRC-95, 12.7#	2.750"
di _{TP} 3.5", TRC-95, 9.2#	2.992"
de _{TP}	3.5"
L _{TP} 3.5", TRC-95, 9.2#	3,684 m
L _{TP} 3.5", TRC-95, 12.7#	1,226 m
Tubing puncher (en caso de ser necesario)	4,895 m
Densidad de fluido empacante (H ₂ O)	1.0 gr/cc
Densidad de fluido de formación	0.82 gr/cc

Solución:

$$\rho_{fc} = \frac{8,250}{1.422 * 5,600} + 0.020 = 1.09 \frac{gr}{cc}$$

Se considera que el pozo admite, por lo tanto, seguimos con los cálculos de volúmenes.

$$V_{TP12.7} = 1,226 * 0.5067 * 2.750^2 = 4,698 \text{ lts.}$$

$$V_{TP9.2} = (4,910 - 1,226) * 0.5067 * 2.992^2 = 16,711 \text{ lts.}$$

$$V_T = 21,409 \text{ lts.}$$

Volúmenes interiores de TP:

$$V_{a1} = 4,895 * 0.5067((6.004)^2 - (3.5)^2) = 59,026 \text{ lts.}$$

Volumen del extremo del aparejo a la boca del liner:

$$V_{TR7} = (5,396 - 4,910) * (0.5067) * (6.004)^2 = \text{lts.}$$

$$V_{TR5} = (5,600 - 5,396) * (0.5067) * (4.276)^2 = \text{lts.}$$

$$V_T = 10,767 \text{ lts.}$$

Regresar fluidos contra formación considerando como referencia el gasto obtenido de la sig. Tabla. En este caso se tiene más de un diámetro de TR debajo del empacador, por lo tanto, se considera el mayor: 7" por 4 bpm.

Diámetro de TR de explotación o la de mayor diámetro debajo del empacador (en caso de tener más de una TR)	Gasto bpm
9 5/8"	6
7 5/8"	4
7"	4
5 1/2"	3
5"	3
4 1/4"	2
3 1/2"	2
2 7/8"	2

6.3. Pesca.

15.- Al estar perforando con barrena de 8 3/8", a 5,555 metros se pegó la sarta. El análisis determino pegadura por empacamiento. Se trabajo el martillo con 55 ton/peso y 250 golpes acumulados sin éxito. Detectar el punto libre por elongación, punto libre con cable y efectuar String-shot.

Sarta.

Drill collar de 6 1/2" # 92 a 185 m; con un HW de 5" y # 50 a 108 m; TP 5" °E, X, G, S # 19.5 a 4,500 m; TP 5" °S, # 25.6 a 762 m. con densidad de lodo de 1.70 gr/cc (Ff= 0.783).

Solución.

Peso de la sarta:

$$DC = Prof \times W \times Ff = 19,856 \text{ kg}$$

$$DC = 185 \times 137.08 \times 0.783 = 19,856 \text{ kg}$$

Peso de la sarta al punto libre:

$$TP = 1,800 \times 31.12 \times 0.783 = 43,860 \text{ kg}$$

Datos de Pozo		W _B (kg): 6,000	Prof. Supuesta: 5,262 (m)	Den. lodo: 1.70 gr/cc	F _f =0.783	
Sarta	Long. (m)	Long. (pies)	W _{sarta} (kg/m)	W _{sarta} (lb/ft)	W _{sarta} P.L (kg/m)	W _{sarta} P.L (lb/ft)
TP °S, # 25.6	762	2,499	25,172	37,459	25,172	37,459
TP °S, # 19.5	500	1,640	13,182	19,616	13,182	19,616
TP °G, # 19.5	700	2,296	17,901	26,638	17,901	26,638
TP °X, # 19.5	1,500	4,920	37,514	55,824	37,396	55,649
TP °E, # 19.5	1,800	5,904	43,861	65,269	43,861	65,269
HW 5" # 50	108	354	6,300	9,375	137.51	204,631
DC 6 1/2" # 92	185	607	19,857	29,549	138 TON	
Profundidad	5,555	18,220	163,786	243,730		
	W _{sarta+block} TON =		170			

Total =5,555 m = 163,786 kg.

Por lo tanto: peso de la sarta (W_{sarta}) = **164 TON.**

Peso del block = 6 TON.

Peso de la sarta total (W_{sarta Total}) = **170 ton.**

Peso de la sarta al punto libre:

$$TP = Prof \times W_{TP} \times F_f$$

Total = 5262 m, 137,630 kg/m.

Supuesto punto libre con cable: 5262

Peso de la sarta = **138 TON.**

Peso del block = **6 TON.**

Peso total= **144 TON.**

Para la elongación:

$$\Delta L = F \times L \times CE$$

Donde:

ΔL = elongación de la tubería en pg.

F = fuerza aplicada en miles de libras.

L = longitud de TP libre en miles de pies.

CE = constante de elongación en pg/1000lb/1000 pies.

Fórmula para punto libre:

$$L = \frac{\Delta L \times CPL}{F}$$

Donde:

L = longitud de tubería libre en pies.

LP = longitud de tubería pegada en pies.

ΔL = elongación de la tubería en pg.

CPL = constante de punto libre.

F = fuerza aplicada en miles de libras.

Junta TP P. L (kg/m)
25,172
13,182
17,901
37,514
43,861

Elongación de la sarta.

Sección 1:

$$\Delta L = 55 \times 0.607 \times 0.01483 = 0.49 \text{ pg}$$

Sarta Seccionada								
Sección	D.E (pg)	Peso (lb/pie)	Long (m)	Long (pies)	CE (pg/1000 lb/1000 pies)	CPL	ΔL Elong. Teórica (pg)	ΔL Elon. Real (pg)
1	6 1/2	92	185	607	0.01483	67,408.67	0.50	$\Delta L_{\text{pegada}}: 89.20 - 88 = 1.20$
2	5	50	108	354	0.03183	31,438.20	0.62	
3	5	19.5	4,500	14,760	0.0963	10,384.22	78.18	
4	5	25.6	762	2,499	0.07234	13,875.57	9.91	
Totales			5,555	18,220			89.20	

Suma total de elongación: **89.20**

$$\Delta L = \text{teórica} = 89.20 \text{ pg}$$

$$\Delta L = \text{real} = 88 \text{ pg}$$

$$\Delta L = \text{pegada} = 1.20 \text{ pg}$$

Elongación libre de la sección:

$$\Delta L_{\text{pegada}} - \Delta L_{\text{secc. 1}} = 1.20 - 0.49 = 0.71$$

$$\Delta L_{\text{pegada}} - \Delta L_{\text{secc. 2}} = 0.71 - 0.62 = 0.09$$

 ΔL libre de la sección 3:

$$\Delta L_{\text{secc. 3}} - \Delta L_{\text{pegada}} = 78.18 - 0.09 = 78.09 \text{ pg libre.}$$

$$L = \frac{78.09 \times 10,384.22}{55} = 14,743.7 \text{ pies} = 4,495 \text{ m libres.}$$

Punto libre: 762 (última sección) + 4,495 = **5,257 m**

Recordemos que la constante de elongación se obtiene de tablas.

El punto libre por elongación se toma como referencia y para análisis de la causa que origina la pegadura, más no se considera para String-shot. Se construye una tabla con sus indicaciones de cada sección.

Secuencia para stringshot.**Paso 1: Apriete de la sarta.**

El peso calculado de la sarta al punto libre determinado es de 5,200 metros para soportar 142 ton (incluye block de 6 ton).

El número de vueltas para apretar la sarta se obtiene de la siguiente ecuación:

$$NV = \frac{5,200}{305 \frac{m}{v}} = 17 \text{ vueltas.}$$

1. Colocar la sarta en 142 ton. Poner marca de referencia a ras de la rotaria.
2. Aplicar ocho vueltas a la derecha y colocar llave de fuerza de apriete.
3. Transmitir torque bajando y subiendo la sarta +/- 3 veces de 142 hacia abajo.
4. Aplicar el total de vueltas calculadas verificando el torque y repetir operación del punto 3.
5. Neutralizar sarta.

Paso 2: Introducir cordón explosivo.

Introducir varilla con 880 granos/pie de cordón explosivo +/- a unos 200 m. (sarta neutral en su peso en 142 ton).

Nota: se considera una sarta neutral estando en el peso calculado al punto libre y sin torsión. Para neutralizar es suficiente manejarla por arriba y por debajo de los pesos preestablecidos con el candado del gancho afuera para que libere el torque retenido durante la operación de apriete.

Esta operación es considerada de alto riesgo para la instalación y el personal, por lo que se recomienda consultar y aplicar el procedimiento vigente girado por la gerencia de perforación.

Paso 3: Aplicación de torque izquierdo.

Vueltas a la izquierda para lograr la desconexión: $17 \times 70\% = 11.9 = 12$.

1. Peso de la sarta con el 10% arriba del peso calculado al punto libre. $W_s = 136 \times 1.10 = 149 + 6 = 155$ ton. (el 10% es solo del peso de la sarta).
2. Con la sarta en 142 ton, aplicar 50% del total de vueltas a la izquierda (6) y colocar la llave de fuerza de aguante.
3. Transmitir torque bajando y subiendo sarta de +/- 3 veces en el rango de peso de 142 a 155 ton y 155 a 142 TON:
4. Aplicar el faltante total de vueltas calculadas verificando el torque y repetir operación del punto 3.
5. Colocar sarta en cuñas con el peso calculado para desconectar 155 TON.

Paso 4: Desconexión de tubería.

1. Bajar varilla con el cordón explosivo al punto de desconexión y posicionamiento de acuerdo al registro de coples (CCI).
2. Efectuar disparo y verificar torque de la sarta.
3. Si se desconecta, verificar desconexión con el registro de coples.
4. Si no se desconecta, neutralizar sarta y sacar varilla para verificar carga explosiva.
5. Si esta disparado el explosivo y no se desconectó, trabajar la sarta hacia arriba y hacia abajo manteniendo el torque entre la carrera de 142 y 155 TON.

Bache para despegar tubería con técnica del tubo en "U".

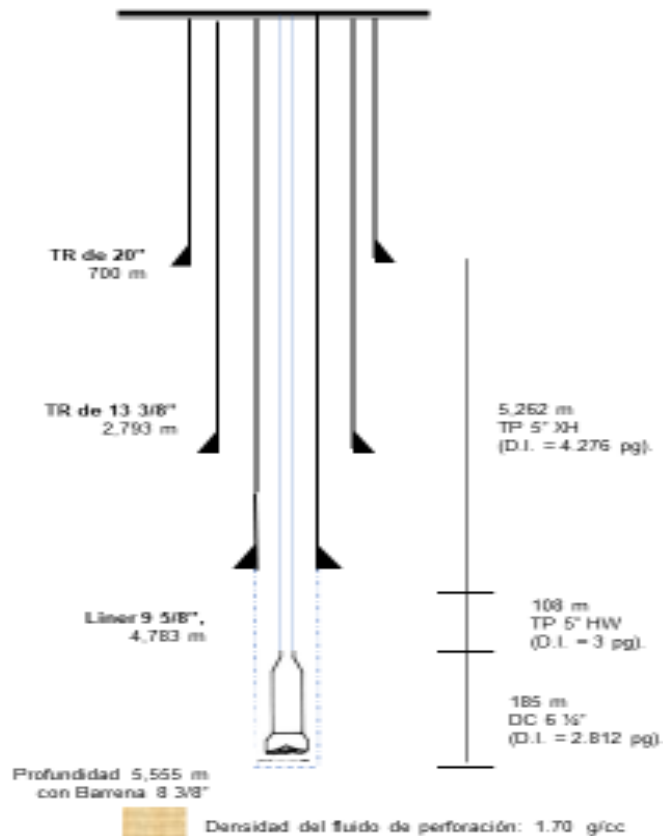
16.- Se hizo una conexión al estar perforando con barrena de 8 3/8" a 5,555 metros, donde la sarta se pegó. Posteriormente se realizó un análisis técnico arrojando como resultado una pegadura por presión diferencial.

Programa.

La sarta no lleva válvula de contrapresión. Colocar bache de Diesel en la superficie, aplicando la técnica de tubo en "U" para una densidad equivalente a 1.60 gr/cc en el fondo.

Datos	
DC 6 1/2" x 2.812"	185 (m)
TP: HW 5" x 3"	108 (m)
TP: 5" x 4.276"	5262 (m)
Lodo	1.70 (gr/cc)

Estado mecánico:



Solución:

Junta para el bache						
Sección	Cap. Int. (lt/m)	Cap. Anular (lt/m)	Reducción de P hidrostática (Rph) (kg/cm ²)	V Diesel interior (Vi) (lt)	Pd (kg/cm ²)	V bache TP (lt)
1	9.26	14.13	55.55	6,054.68	12,823.19	6,054.68
2	4.56	22.87	V Diesel anular (Va) (lt)	V Total (lt)	V fluido de retorno (VR) (lt)	Caída espejo anular (Ce) (m)
3	4.01	24.24	7,921.98	13,976.66	7,921.98	326.76

Reducción de presión hidrostática (Rph).

$$Rph = \frac{(\rho_l - \rho_e)h}{10}$$

Volumen de Diesel en espacio anular (Va).

$$Va = \frac{Rph \times 10 \times Ca}{\rho_l}$$

Volumen de Diesel en el interior (Vi).

$$Vi = \frac{Rph \times 10 \times Ci}{\rho_l - \rho_f}$$

Volumen total de Diesel (VT).

$$VT = Va + Vi$$

Presión diferencial (Pd).

$$Pd = \frac{(\rho_l - \rho_f) \times VT}{Ci \times 10}$$

Volumen de fluido de regreso (VR).

$$VR = \frac{Rph \times 10 \times Ca}{\rho_l}$$

Volumen de bache que quedaría en TP.

$$Vtp = VT - VR$$

Caída de espejo en el anular.

$$C_e = \frac{Rph \times 10}{\rho_l}$$

Fluido liberador: cuando ocurre una pegadura diferencial, el fluido liberado puede a veces liberarla tubería de perforación.

Nota: es importante tener inmediatamente disponible el fluido liberador y aplicarlo antes de las seis horas de ocurrido el pegamiento.

Los fluidos de emplazamiento están concebidos para penetrar y romper el revoque filtrador. Para utilizar un fluido liberador llamado *enviro-spot* se debe mezclar con el volumen requerido de aceite, agregar *enviro-spot* seguido de agua y al final *Baroid* en ese orden.

Los fluidos base pueden ser Diesel, aceite mineral, agua, etc. Como en la tabla.

Formulación de fluido liberador ENVIRO-SPOT para 100 barriles.						
Peso, lb/gal (seg)	7.3 (0.87)	10 (1.20)	12 (1.44)	14 (1.68)	16 (1.92)	18 (2.16)
aceite, bbl (m3)	64 (10.3)	58 (9.2)	54 (8.6)	49 (7.8)	51 (8.1)	44 (7.0)
Enviro-spot, tambor 55 gal.	6 (0.98)	6 (0.98)	6 (0.98)	6 (0.98)	6 (0.98)	6 (0.98)
agua, bbl (m3)	28 (4.5)	26 (4.1)	22 (3.5)	21 (3.3)	11 (1.7)	10 (1.6)
Baroid, lb (kg)	No disponible	14,000 (6,350)	25,000 (11,340)	35,000 (15,876)	46,500 (21,092)	57,000 (25,855)

17.- La UPMP de la unidad operativa Maloob-zaap introducirá TR 30", por lo cual es necesario determinar la capacidad interna y el desplazamiento. Obtenga su elongación, así como los pesos flotados y en aire. Termine la tabla con sus valores determinados.

Utilice los siguientes datos:

DATOS DE POZO

Prof. perf.:	201	m	D.E:	30.000	pg	P. interna:	2,147	psi	D. calibr. tr:	26.000	pg
Prof. Zap:	200	m	D.I:	28.000	pg	P. colapso:	1,054	psi	W block:	10	ton
Den:	1.030	gr/cc	Drift:	27.600	pg	Tensión:	3,277	lbs			
Agujero:	36.000	pg	W Nom:	264.7	lb/pie	Apriete mín.:	30,000	lbs/pie	Cap. Int:	397.253	lt/m
Ultima tr:	N/A	pg	grado:	X-42		Apriete opt.:	40,000	lbs/pie	Desp.:	58.777	lt/m
Prof. ul. tr:	N/A	md	rosca:	DRILL QUIP		Apriete máx.:	50,000	lbs/pie	Ff:	0.869	

Solución.

Consecutivo	Entra	Tramo (m)	Acum. (m)	Base (m)	Cima (m)	W aire. (ton)	W Flot. Ac. (ton)	Vol. Int. Ac. (m ³)	Vol. Desp. Ac (m ³)	Tope junta (m)
Zap. Flot.	SI	0.77	0.77	200	199.23	10.304	8.952	0.306	0.045	199.23
Tramo 2	SI	12.16	12.93	199.23	187.07	15.099	13.118	5.136	0.760	187.07
Tramo 3	SI	12.47	25.4	187.07	174.60	20.017	17.390	10.090	1.493	174.60
Tramo 4	SI	12.31	37.71	174.60	162.29	24.871	21.608	14.980	2.216	162.29
Tramo 5	SI	12.45	50.16	162.29	149.84	29.781	25.873	19.926	2.948	149.84
Tramo 6	SI	12.46	62.62	149.84	137.38	34.695	30.142	24.876	3.681	137.38
Tramo 7	SI	12.47	75.09	137.38	124.91	39.612	34.415	29.830	4.414	124.91
Tramo 8	SI	12.46	87.55	124.91	112.45	44.526	38.684	34.779	5.146	112.45
Tramo 9	SI	12.21	99.76	112.45	100.24	49.341	42.867	39.630	5.864	100.24
Tramo 10	SI	12.46	112.22	100.24	87.78	54.255	47.136	44.580	6.596	87.78
Tramo 11	SI	12.48	124.7	87.78	75.30	59.176	51.412	49.537	7.330	75.30
Tramo 12	SI	12.48	137.18	75.30	62.82	64.098	55.688	54.495	8.063	62.82
Tramo 13	SI	12.47	149.65	62.82	50.35	69.016	59.960	59.449	8.796	50.35
Tramo 14	SI	12.49	162.14	50.35	37.86	72.321	62.832	64.411	9.530	37.86
Tramo 15	SI	12.47	174.61	37.86	25.39	77.239	67.105	69.364	10.263	25.39
Tramo 16	SI	12.37	186.98	25.39	13.02	82.117	71.343	74.278	10.990	13.02
Tramo 17	SI	12.47	199.45	13.02	0.55	87.035	75.615	79.232	11.723	0.55
Tram Corto	SI	4.10	203.55	0.55	-3.55	88.652	77.020	80.861	11.964	-3.55

Elongación.

Elongación Datos		
Dens. Lodo:	1.1	gr/cc
Dens. Cemento	1.9	gr/cc
Vol. Cemento	76320	lt

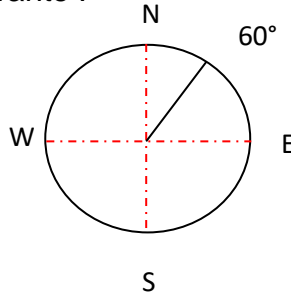
Elongación TR 30" solución					
Long. TR	202	m	W Flot. TP	150,787	lbs
Peso	264.67	lb/ft	Elong. S/cem.	0.006	m
D.E.	30	pg	Elong. C/cem.	0.017	m
D.I.	28	pg	W Cem.	319,598	lbs

6.4. Perforación Direccional.

Determine el rumbo de acuerdo a las figuras.

18.- Ejemplo: Ángulo en el cuadrante I

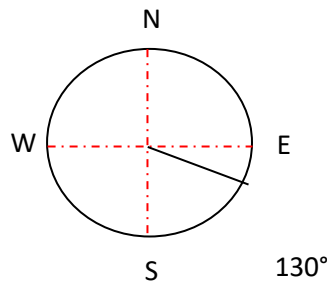
Azimuth = 60



Este es el único caso de 0° a 90° en donde pasa directo a cuadrante, solo se adiciona el rumbo: **N60°E**.

19.- Ejemplo: Ángulo en cuadrante II.

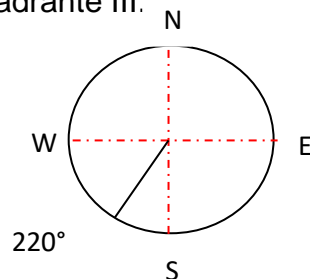
Azimuth = 130°



Para obtener el ángulo pegado al eje de interés, en este caso el Sur: $180^\circ - 130^\circ = 50^\circ$, por lo tanto, el rumbo es: **S50°E**.

20.- Ejemplo: Ángulo en el cuadrante III.

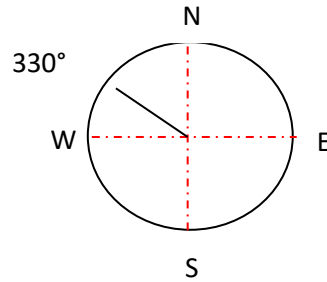
Azimuth = 210°



El azimuth cae dentro del III cuadrante, por lo tanto, se obtiene: $220^\circ - 180^\circ = 40^\circ$, por lo tanto, el rumbo es: **S40°W**.

21.- Ejemplo: Ángulo en el cuadrante IV.

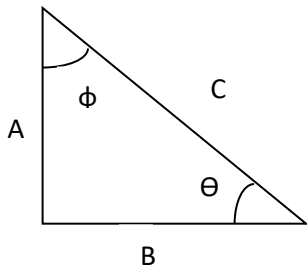
Azimuth = 330°



Se obtiene el rumbo: $360^\circ - 330^\circ = 30^\circ$, por lo tanto: **N30°W**.

22.- Para calcular un Survey:

Paso 1. Define lo siguiente:



$$\text{Sen } (\Theta) = \text{¿?}; \text{ Sen } (\Theta) = C.O/H; \text{ Sen } (\Theta) = A/C$$

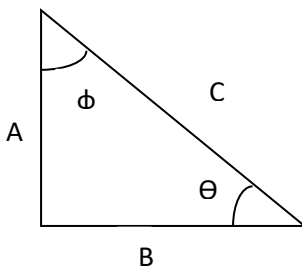
$$\text{Cos } (\Theta) = \text{¿?}; \text{ Cos } (\Theta) = C.A/H; \text{ Cos } (\Theta) = B/C$$

$$\text{Sen } (\phi) = \text{¿?}; \text{ Sen } (\phi) = B/C; \text{ Cos } (\phi) = A/C$$

$$\text{Tan } (\Theta) = \text{¿?}; \text{Tan} = \text{Sen}/\text{Cos} \text{ ó } C.O/\text{ángulo } (^\circ); \text{Tan } (\Theta) = A/B$$

$$\text{Tan } (\phi) = B/A; A^2 + B^2 = C^2$$

Paso 2. Si $A = 3$ y $B = 4$, encuentra C , ϕ y Θ .



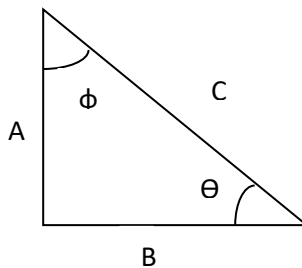
$$C^2 = 3^2 + 4^2$$

$$C = 5$$

$$\text{Sen } (\Theta) = 3/5 = \text{arcsen } (\Theta) = 36.89; \Theta = 36^\circ$$

$$\text{Por lo tanto, } \phi = 54^\circ$$

Paso 3. Si $A = 1$ y $B = 1$, encuentra C , ϕ y Θ .



$$C = \sqrt{2}$$

$$\text{Tan } (\Theta) = (1/1); \Theta = 45^\circ, \phi = 45^\circ.$$

23.- Calcular Survey.

Medición del ángulo promedio.					
S	(1) Profundidad medida (m)	(2) Inclinación	(3) Azimuth (Az)	(4) Longitud del curso	(5) Inclinación promedio
1	1209	72.09	96.36	9.5	75.34
2	1218.5	78.6	96.03	¿?	¿?
3	1,227.80	83.01	95.51	¿?	¿?

Propuesta de dirección.										
(6) Prom. Az	(7) Cambio TVD (4xCos (5))	(8) TVD (TVD + 7)	(9) Cambio Desp. (4xsin (5))	(10) Cambio latitud (9xCos (6))	(11) Latitud (Lat. + 10)	(12) Cambio Salida (9x Sen (6))	(13) Salida (Dep. + 12)	(14) Cierre de dirección.	(15) Salida (arctan 13/11)	(16) Sección vertical sqrt (15xCos (PD- 14))
96.18	2.40	1,175.12	9.19	0.99	-5.95	9.13	93.16	93.89	102.53	92.89
¿?										

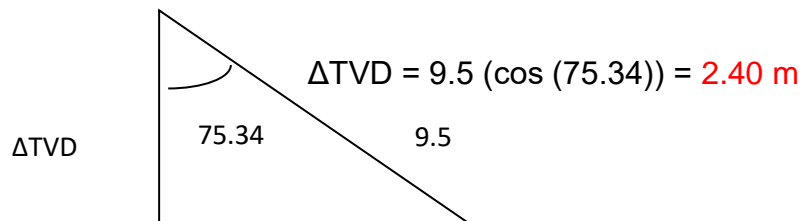
Como ya tenemos del paso 1-3, se debe continuar en el paso 4-16.

Paso 4. Calcula la longitud de curso de la estación, esta se logra restando la profundidad a la que estuvo la barrena con la conexión anterior a la profundidad actual, esto es: $1,218.5 - 1,209 = 9.5 \text{ m}$.

Paso 5. Calcular la inclinación promedio entre ambas estaciones, suma ambas inclinaciones y divide entre 2: $(78.6 + 72.09) / 2 = 75.34 \text{ m}$.

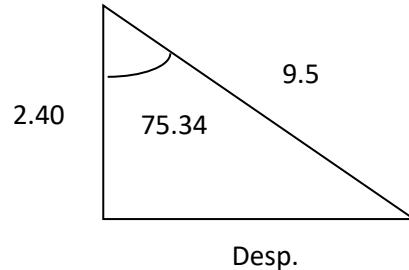
Paso 6. Calcular el azimuth promedio entre ambas estaciones: $(96.03 + 96.33) / 2 = 96.18 \text{ m}$.

Paso 7. Calcular el incremento de TVD, se obtiene del que tenemos en nuestra sección perforada y debe ser llevada al plano vertical utilizando la inclinación promedio obtenida como ángulo.



Paso 8. Calcular la profundidad vertical a esa profundidad perforada, sumando la profundidad de la estación pasada: $\text{TVD} = 1175.12 \text{ (dato)} + 2.40 = 1,177.40 \text{ m}$.

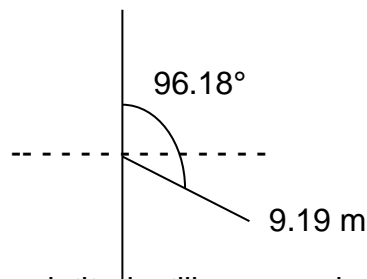
Paso 9. Calcular la cantidad desplazada en esta estación, utilizando ángulo promedio entre estaciones y la longitud perforada en esta misma o utilizando el incremento de la Δ TVD.



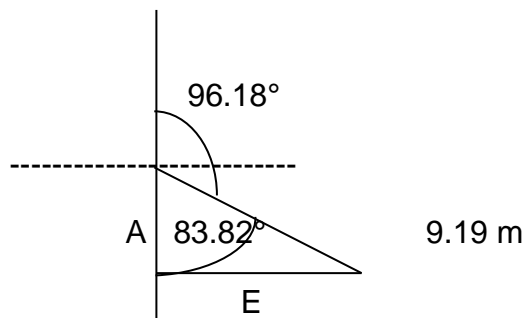
$$\text{Desp.} = (9.5) (\text{sen}75.34) = 9.19$$

$$\text{O Desp.} = (2.4) (\text{tan}75.34) = 9.19 \text{ m}$$

Paso 10. Una vez conocido nuestro desplazamiento, ahora tenemos cálculos en el plano horizontal para conocer el movimiento generado a través de coordenadas, primero calcularemos el cambio o incremento en latitud, utilizando nuestro azimuth promedio entre estaciones y la distancia desplazada calculada.



Para obtener el cambio en latitud, utilizamos valores trigonométricos complementarios.



Utilizando los datos calculados de la figura, se calcula el cambio de latitud, es decir: movimiento en el eje N-S.

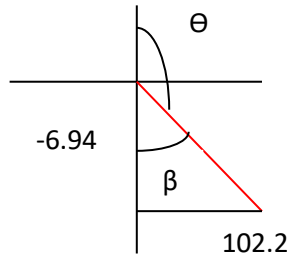
$$A = \Delta\text{Latitud} = 9.19 \cos 83.82^\circ = 0.99 \text{ m.}$$

Paso 11. Calcular latitud actual, es decir: sumar la latitud acumulada con el incremento de latitud: Latitud = -5.95 (dato) - 0.99 = -6.94 m

Paso 12. Calcular el incremento en longitud: B = Δ Longitud = $9.19 \text{ sen}83.82^\circ = 9.13 \text{ m.}$

Paso 13. Calcular la longitud actual, suma la longitud acumulada anterior con el valor obtenido del incremento de longitud, es decir: Longitud = 9.13 + 93.16 = **102.29 m.**

Paso 14. Calcular la dirección de cierre. Utiliza las coordenadas de los pasos 11 y 13.



$$\tan\beta = 102.29/-6.94$$

$$B = 86.11^\circ$$

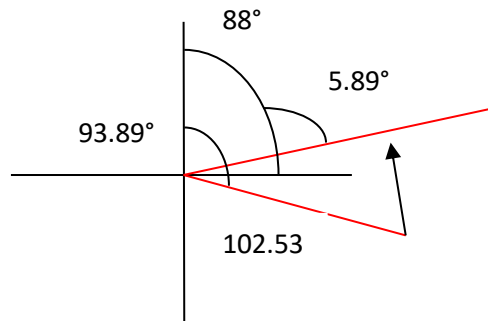
Por lo tanto, la dirección de cierres es:

$$\Theta = 86.11^\circ - 180^\circ = \mathbf{93.89^\circ}$$

Paso 15. Utilizando Pitágoras obtener el valor de cierre.

$$A^2 + B^2 = C^2; \text{ por lo tanto, } C^2 = (-6.94)^2 + (102.29)^2 = \mathbf{102.53 m.}$$

Paso 16. Cálculo de la sección vertical. En este paso se usa la dirección de cierre y la magnitud de cierre, paso 14 y 15 para que sean proyectados hacia el rumbo del programa que en este caso es 88° .



Por lo tanto, tenemos que la sección vertical es: $SV = 102.53 \cos 5.89^\circ = \mathbf{101.97 m.}$

De este modo se calcula un Survey.

24.- Convierta las siguientes coordenadas rectangulares a polares y viceversa.

- Latitud = 100 m, Desviación = 100 m; $r = ?$, Dirección = $?$
- Latitud = -65 m, Desviación = 84 m; $r = ?$, Dirección = $?$
- Latitud = -84 m, Desviación = -2 m; $r = ?$, Dirección = $?$
- Latitud = 65 m, Desviación = -20 m; $r = ?$, Dirección = $?$
- $r = 100$ m, Dirección = 20° ; Latitud = $?$, Desviación = $?$

f) $r = 65$ m, Dirección = 140° ; Latitud = $\zeta?$, Desviación = $\zeta?$

g) $r = 3000$ m, Dirección = 225° ; Latitud = $\zeta?$, Desviación = $\zeta?$

h) $r = 1000$ m, Dirección = 280° ; Latitud = $\zeta?$, Desviación = $\zeta?$

25.- Convierte los siguientes rumbos de Azimutal a Cuadrante y viceversa.

33°	N32.5W
60°	S57E
345°	N87E
237°	S55W
138°	N73.4W
360°	S1.05W
270°	N0.5W

26.- Cambio de inclinación.

Sección plano vertical: 85						
MD	Inc.	Azimuth	TVD	VS	N/S	E/W
3,500	39	110	3,235.92	1,038.53	-391.92	1,076.79
3,699.99	33.4	110	3,397.31	1,145.59	-432.32	1,187.79
3,800	30.6	110	3,482.12	1,193.61	-450.55	1,237.59
4,001.06	25.04	110	3,659.94	1,278.94	-482.54	1,325.77

Calcula los siguientes targets: desplazamiento y azimuth.

$$tg\theta = \frac{E/W}{N/S}$$

$$\theta = tg^{-1} \frac{1187.79}{432.32} = 70^\circ$$

$$Sen\theta = \frac{E/W}{d}$$

$$d = \frac{1187.79}{\sin 70} = 1,264.02 \text{ m}$$

$$Azimuth = 180 - 70 = 110^\circ$$

Sección vertical:

$$\alpha = 110 - 85 = 25^\circ$$

$$\cos \alpha = \frac{VS}{d}$$

$$VS = \cos 25 \cdot 1264.02 = 1,145.59 \text{ ft}$$

Azimuth:

$$\Delta \frac{N}{S} = -432.32 - (-391.92) = -40.4$$

$$\Delta \frac{N}{S} = 1187.79 - 1076.79 = 111$$

$$\theta = \operatorname{tg}^{-1} \frac{111}{40.4} = 70^\circ$$

Inclinación:

$$\Delta TVD = 3397.31 - 3235.92 = 161.39$$

$$\Delta HD = \sqrt{(\Delta N/S)^2 + (\Delta E/W)^2} = 118.12 \text{ ft}$$

$$\operatorname{Tg} \beta = \frac{\Delta HD}{\Delta TVD}$$

$$\beta = \operatorname{tg}^{-1} \frac{\Delta HD}{\Delta TVD} = 36.20^\circ$$

$$\operatorname{Inc. prom.} = \frac{\operatorname{Inc. survey1} + \operatorname{Inc. obj.}}{2}$$

$$\operatorname{Inc. obj.} = 33.4 \text{ ft}$$

Profundidad medida:

$$\Delta MD = \sqrt{(\Delta TVD)^2 + (\Delta HD)^2} = 199.99$$

$$MD_2 = \Delta MD + MD_1 = 3,699.99 \text{ ft}$$

Cálculo del TVD:

$$Inc_{prom.} = \frac{Inc_{survey2} + Inc_{obj.}}{2} = 32^{\circ}$$

$$\Delta MD = 3800 - 3699.99 = 100.01 ft$$

$$Cos\beta = \frac{\Delta TVD}{\Delta MD}$$

$$\Delta TVD = cos32 * 100.01 = 84.82 ft$$

$$TVD3 = TVD2 + \Delta TVD = 3482.12 ft$$

$$Sen\beta = \frac{\Delta HD}{\Delta MD}$$

$$\Delta HD = sen32 * 100.01 = 53 ft$$

Cálculo de coordenadas:

$$Azimuth_{prom.} = 110$$

$$\theta = 180 - 110 = 70$$

$$Cos\theta = \frac{\Delta N/S}{\Delta HD}$$

$$\frac{\Delta N}{S} = cos70 * 53 = 18.12$$

$$Sen\theta = \frac{\Delta E/W}{\Delta HD}$$

$$\frac{\Delta E}{W} = 49.80$$

$$\frac{N}{S} = 432.32 + 18.12 = 450.44$$

$$\frac{E}{W} = 1187.79 + 49.80 = 1237.59$$

Sección vertical:

$$d = \sqrt{(N/S)^2 + (E/W)^2} = 1,316.01 \text{ ft}$$

$$\cos\theta = \frac{Vs}{d}$$

$$Vs = 1,193.61 \text{ ft}$$

Cálculo del Azimut:

$$\Delta \frac{N}{S} = -482.54 - (-450.44) = -32.1$$

$$\Delta \frac{E}{W} = 1325.77 - 1237.59 = 88.18$$

$$\theta = \text{tg}^{-1} \frac{88.18}{32.1} = 70^\circ$$

$$\text{Azim}_{prom} = 180 - 70 = 110^\circ$$

Inclinación:

$$\Delta TVD = 177.83 \text{ ft}$$

$$\Delta HD = \sqrt{(\Delta N/S)^2 + (\Delta E/W)^2} = 93.84 \text{ ft}$$

$$\text{Inc}_{obj.} = 25.04$$

$$\beta = \text{tg}^{-1} \frac{93.84}{177.82} = 27.82 (\text{angulo prom.})$$

Profundidad medida:

$$\Delta MD = \sqrt{(\Delta TVD)^2 + (\Delta HD)^2} = 201.06$$

$$MD_{obj} = \Delta MD + MD_3 = 4,001.06 \text{ ft}$$

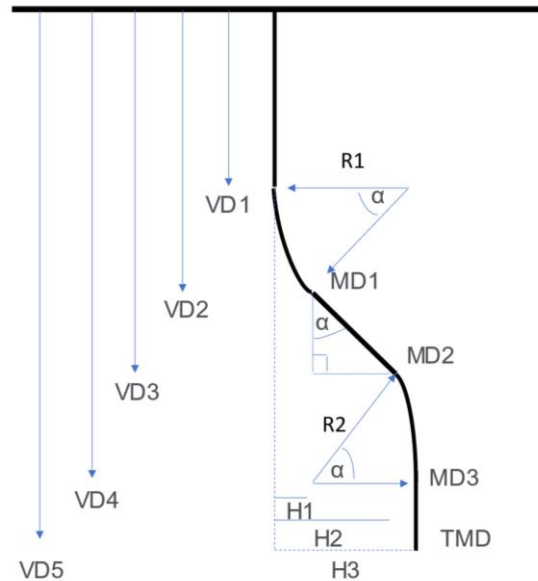
Target desplazado:

$$d = \sqrt{(N/S)^2 + (E/W)^2} = 1,410.85 \text{ ft}$$

27.- Realiza los cálculos necesarios para llegar al objetivo, en todos realizar el diseño de perfil, graficar perfil.

Datos:

Ubicación del pozo en coordenadas UTM.	
X	458,880 (m)
Y	75,234.30 (m)
VD1=KOP	1,098 (m)
VD4 = Obj.	1,855 (m)
Separación Obj.	600 (m)
Dirección	15º azimuth
BUR	6º/30 (m)
DOR	5º/30 (m)
TVD Obj. final	1,950 (m)



Cálculos:

$$\text{sen}\theta = \frac{x}{d} \therefore x = 155.29 \text{ m}$$

$$\text{cos}\theta = \frac{y}{d} \therefore y = 579.55 \text{ m}$$

Coordenadas del objetivo:

N/S 579.55 m, E/W 155.29 m

Radio de curvatura:

$$R_1 = \frac{5400}{\pi * BUR} = 286.478 \text{ (m)}$$

$$R_2 = \frac{5400}{\pi * DOR} = 343.773 \text{ (m)}$$

Desviación del pozo cuando $H_3 < R_1 + R_2$.

$$\phi = \tan^{-1} \left[\frac{(R_1 + R_2) - H_3}{VD_4 - VD_1} \right] = 2.288 \quad \theta = \text{sen}^{-1} \left[\frac{(R_1 + R_2) * \text{sen}\phi}{(R_1 + R_2) - H_3} \right] = 56.276, 47.667$$

$$\alpha = \theta - \phi = 45.379$$

Profundidad medida del tramo de la construcción del BUR:

$$MD_1 = KOP + \frac{\alpha}{BUR} * 30 = 1,336.335 \text{ (m)}$$

Profundidad verdadera hasta el tramo de la contracción del BUR.

$$VD_2 = VD_1 + (R_1 * \text{sena}) = 1,301.90 \text{ (m)}$$

Desplazamiento del tramo de la construcción del BUR.

$$H_1 = R_1 * (-\text{cosa}) = -201.22 \text{ (m)}$$

Profundidad verdadera hasta la sección tangencial.

$$VD_3 = VD_4 - (R_2 * \text{sena}) = 1,607.48 \text{ (m)}$$

Profundidad medida hasta la sección tangencial.

$$MD_2 = MD_1 + \frac{VD_3 - VD_2}{\text{cosa}} = 1,719.85 \text{ (m)}$$

Desplazamiento hasta la sección tangencial.

$$H_2 = \text{tana} * (VD_3 - VD_2) + H_1 = 510.86 \text{ (m)}$$

Profundidad medida hasta la construcción del DOR.

$$MD_3 = MD_2 + \frac{30 * \alpha}{DOR} = 1,992.12 \text{ (m)}$$

Profundidad medida total.

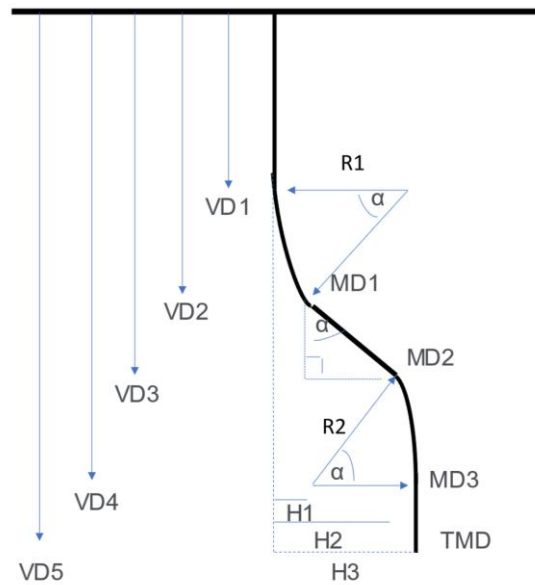
$$TMD = MD_3 + (VD_5 - VD_4) = 2,087.12 \text{ (m)}$$

Resultados

R1 (m)	R2 (m)	ϕ (grados)	θ (grados)	α (grados)	MD1 (m)	VD2 (m)	H1 (m)	VD3 (m)	MD2 (m)	H2 (m)	MD3 (m)	TMD (m)
286	344	2.288	47.667	45.379	1,336	1,302	201	1,607	1,720	511	1,992	2,807

28.- Ubicación del pozo en coordenadas UTM.

Ubicación del pozo en coordenadas UTM.	
X	478,260 (m)
Y	8,256,450 (m)
VD1=KOP	1,928 (m)
VD4 = Obj.	3,100 (m)
Separación Obj.	600 (m)
Dirección	45º azimuth
BUR	3º/30 (m)
DOR	2º/30 (m)
TVD Obj. final	3,200 (m)

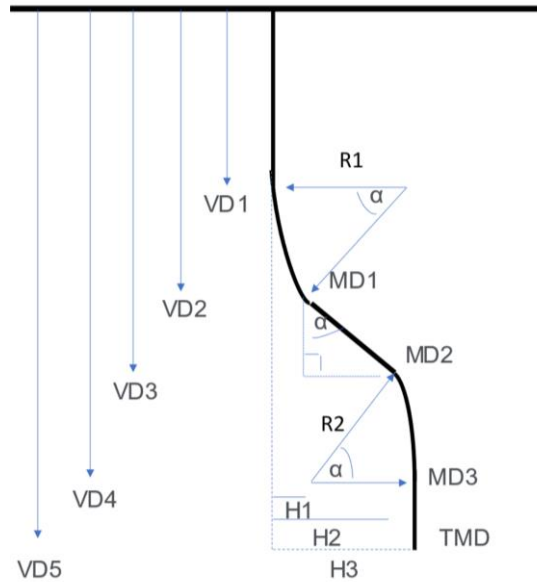


Solución.

Resultados												
R1 (m)	R2 (m)	ϕ (grados)	θ (grados)	α (grados)	MD1 (m)	VD2 (m)	H1 (m)	VD3 (m)	MD2 (m)	H2 (m)	MD3 (m)	TMD (m)
572.956	859.435	35.38	85.1	49.72	2,425.20	2,365	-489.80734	3,546	3,806	1,994	4,552	4,652

29.- Pozo tipo S.

Ubicación del pozo en coordenadas UTM.	
X (m)	560,000
Y (m)	7,864,235
VD1=KOP	2,000
VD4 = Obj.	3,000
Separación Obj.	450
Dirección	35º azimuth
BUR (m)	1º/10 o 3º/30
DOR (m)	2.5º/30
TVD Obj. final	3,050

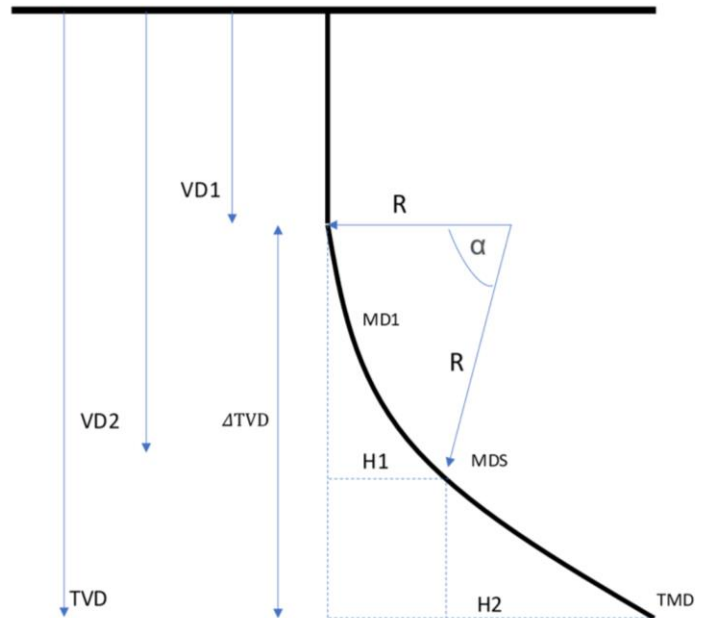


Solución.

Resultados												
R1 (m)	R2 (m)	ϕ (grados)	θ (grados)	α (grados)	MD1 (m)	VD2 (m)	H1 (m)	VD3 (m)	MD2 (m)	H2 (m)	MD3 (m)	TMD (m)
572.956	687.548	39.02	78.27	39.25	2,392.50	2,363	-443.680	2,583	2,678	623	3,149	3,199

30.- Pozo tipo J.

Ubicación del pozo en coordenadas UTM.	
X (m)	560,000
Y (m)	7,864,235
VD1=KOP	1,643
VD4 = Obj.	3,100
Separación Obj.	1,000
Dirección	65º azimuth
BUR (m)	9º/30
TVD Obj. final	3,200

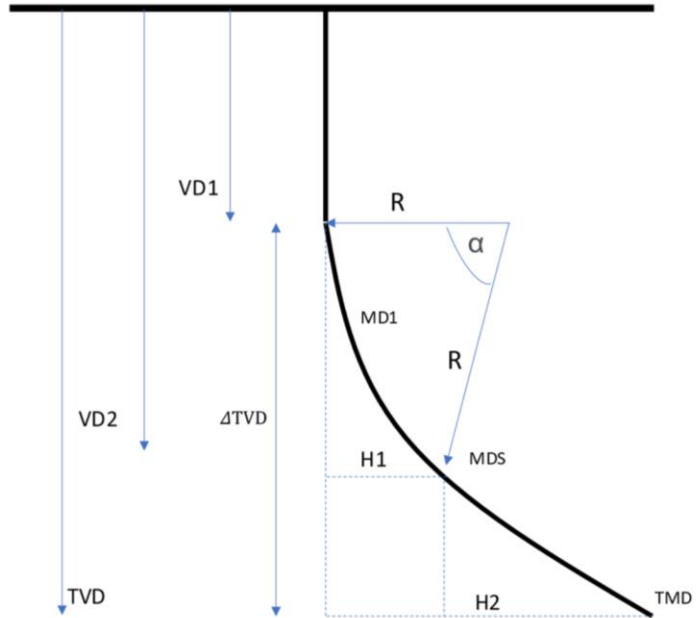


Solución.

Resultados								
R (m)	ΔTVD (m)	α (grados)	MD1 (m)	MDS (m)	VD2 (m)	H1 (m)	ΔTMD (m)	TMD (m)
190.992	1,457	35.02	116.733	1,760	1,742.32	170.928	1,676.96	3,436.96

31.- Determine el tipo de pozo y complete la tabla:

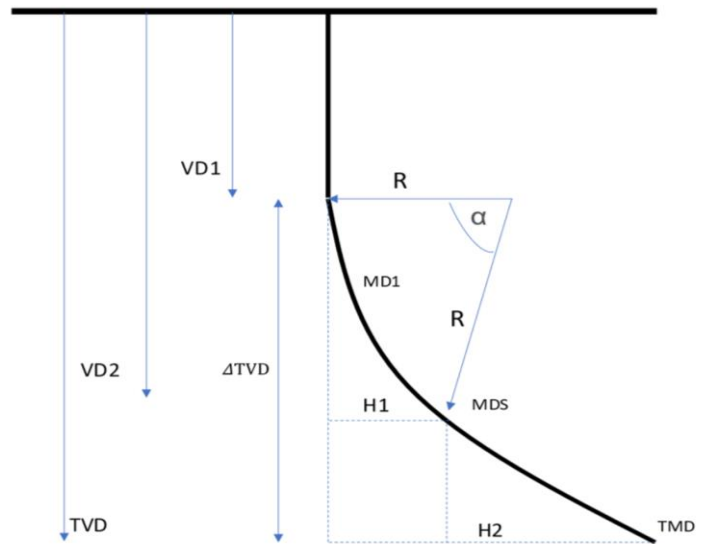
Ubicación del pozo en coordenadas UTM.	
X (m)	450,325
Y (m)	7,825,450
VD1=KOP	1,643
VD4 = Obj.	3,100
Separación Obj.	1,000
Dirección	65º azimuth
BUR (m)	9º/30
TVD Obj. final	3,200



Resultados								
R (m)	ΔTVD (m)	α (grados)	MD1 (m)	MDS (m)	VD2 (m)	H1 (m)	ΔTMD (m)	TMD (m)

32.- Pozo tipo: J, Complete la tabla.

Ubicación del pozo en coordenadas UTM.	
X (m)	450,325
Y (m)	7,825,450
Objetivo	
X (m)	450,025
Y (m)	7,825,050
TVD	3,000
KOP	1,000
BUR	3°/30
VD4	2,700

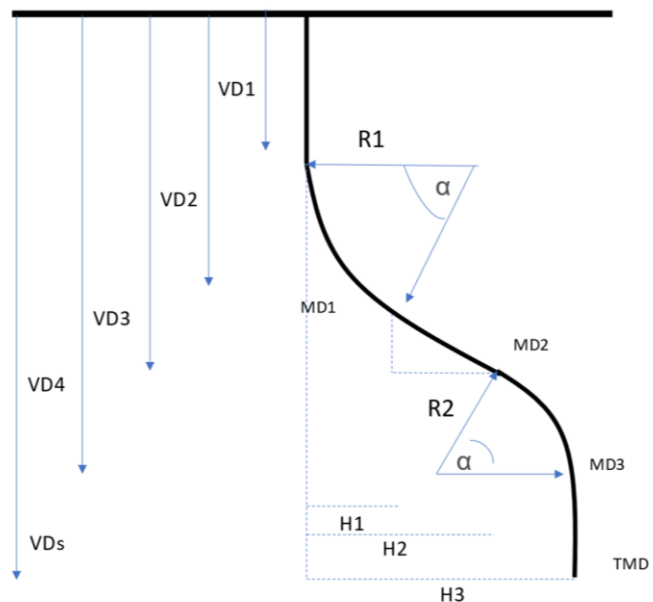


Resultados

R1	R2	R	ϕ	θ	α	MD	VD2	H1	VD3	MD2	H2	MD3	TMD

33.-Resuelva el pozo tipo "S".

Ubicación del pozo en coordenadas UTM.	
X (m)	450,325
Y (m)	7,825,450
Objetivo	
X (m)	450,025
Y (m)	7,825,050
TVD	3,000
KOP	1,000
BUR	3°/30
VD4	2,700



Resultados

R1	R2	R	ϕ	θ	α	MD	VD2	H1	VD3	MD2	H2	MD3	TMD
572.957	859.436	1432.393	29.13	47.39	18.26	1182.6	1,179.52	28.851	2,430.72	2,500.05	441.676	2773.9	3,074

6.5. Cementaciones.

34.- Se va a perforar un pozo en la zona frontera entre Dos Bocas y CD. Del Carmen a una distancia de 135.80 km de la costa. Los tubos con los que trabajaremos son: Tubería conductora de 30", X-42, #264.87 lb/ft, Bna: 32", Drill Quip; DI: 28.30"; Casing de 20", X-52, #129.33 lb/pie, Bna: 28", DI:18.75"; TR de 16", N-80, HD-521, DI:14.688, Drift:14.506 #109 lb/pie, Bna: 18 1/4". Termine el programa operativo hasta llegar al objetivo con profundidad de: 3,020 md con agujero de 10 5/8". Las tuberías faltantes son: TR 11 7/8", TRC-95 a 1752.79, TAC-110 a 2,772, HD-523, DI: 10.711, Drif:10.625 #71.8 lb/pie, DI: y TR 9 5/8", TRC-95, VSLIJ II, #53.5 lb/pie, DI:8.535", Drift: 8.379"

Determine la Hidráulica, la lechada de volúmenes en: litros, metros cúbicos, barriles, emboladas y el excedente al 100%. Calcule el desplazamiento, sus capacidades y sus longitudes, así como el cemento y el requerimiento de agua de mezcla. Identifique en un estado mecánico.

Datos:

Datos TR 30"	
EMR-NMM	35 (m)
TA	50 (m)
Metros Perf.	115 (m)
ϕ Camisa	7" (pg)
L camisa	14" (pg)
OD _{TR}	30" (pg)
ID _{TR}	28.3" (pg)
ϕ Barrena	32" (pg)
Shoe Track	40 (m)
ρ cemento	1.9 (gr/cc)
ρ fl-desplazante	1.03 (gr/cc)
Rendimiento	38.41 Lts/scs
Requerimiento	22.49(Lts/scs)

Datos TR 20"	
ID _{TR30"}	28.3
Zapata _{TR30"}	200
Fondo Perf ϕ 28"	600
ϕ Camisa	7"
OD _{TR}	20"
ID _{TR}	18 3/4"
Prof. Asent.	598.5
L camisa	12"
ϕ Barrena	28"
Shoe Track	30
ρ cemento	1.54 (gr/cc)
ρ fl-desplazante	1.12 (gr/cc)
Rendimiento	65.99 Lts/scs
Requerimiento	50.06 (Lts/scs)

Datos TR 16"	
ID _{TR20"}	18 3/4
Zapata _{TR20"}	600
Fondo Perf ϕ 18 1/4"	1603
ϕ Camisa	6
ID _{TR}	14.688
OD _{TR}	16
Prof. Asent.	1600
L camisa	14
ϕ Barrena	18 1/4
Shoe Track	28
ρ cemento	1.6, 1.9
ρ fl-desplazante	1.48
Rendimiento	64.93, 41.81
Requerimiento	43.72, 23.48

Solución:

Cálculo de lechadas 30"									
Hidráulica: 25.15 Lts/emb					Volúmenes				
Sección	OD (pg)	ID (pg)	Cap. (lt/m)	Longitud (m)	Litros	Excedente. 100%	m3	bbl	emb
1	32	30	62.83	115	7,226	14,451	14.45	90.90	575
2	0	28.3	405.81	40	16,232	16,232	16.23	102.10	645
				V. Total=	23,458	30,684	30.68	193.00	1,220
Cálculo de desplazamiento									
3	30	28.3	405.81	160	64,930		64.93	408.41	2,582
Cálculo de cemento y requerimiento de agua de mezcla									
Volumen (Lts)	Rend. (Lts/scs)	Req. (Lts/scs)	SCS	TON. Cemento	H2O Mezcla (Lts)	Bls	Cajas		
30684	38.41	22.49	799	39.94	17,966	112.99	11.30		

Cálculo de lechadas 20"									
Hidráulica: 21.56 Lts/emb					Volúmenes				
Sección	OD (pg)	ID (pg)	Cap. (lt/m)	Longitud (m)	Litros	m3	bbl	emb	
1	28.3	20	203.13	200	40,626	41	255.54	1,615.36	
2	28	20	194.57	398.5	77,537	78	487.71	3,082.99	
3	0	28	397.25	1.5	596	1	3.75	24	
4	0	18 3/4	178.14	30	5,344	5.34	33.61	212	
				V. Total=	12,4103	124	780.61	4,934.53	
Cálculo de desplazamiento									
Sección	OD (pg)	ID (pg)	Cap. (lt/m)	Longitud (m)	Litros	m3	bbl	emb	
5	0	18 3/4	178	568.50	101,271	101.27	636.99	4,026.67	
Cálculo de cemento y requerimiento de agua de mezcla									
Volumen (Lts)	Rend. (Lts/scs)	Req. (Lts/scs)	SCS	TON Cemento	H2O Mezcla	Bls	Cajas		
124,103	65.99	50.06	1,880.6	94.03	94,144.84	592.1	59.21		

Cálculo de lechadas 16"								
Hidráulica: 18.48 Lts/emb					Volúmenes			
Sección	OD (pg)	ID (pg)	Cap. (lt/m)	Longitud (m)	Litros	m3	bbl	emb
1	18.75	16	48.42	250	12,105	12	76.14	481.33
2	18 1/4	16	39.05	800	31,238	31	196.49	1,242.07
				Total =	43,343	43	272.63	1,723
3	18 1/4	16	39.05	200	7,810	7.81	49.12	311
4	0	18 1/4	168.76	3	506	1	3.18	20.13
5	0	14.688	109.31	28	3,061	3.06	19.25	121.70
				Total =	11,377	11.38	71.56	452
Cálculo de desplazamiento								
Sección	OD (pg)	ID (pg)	Cap. (lt/m)	Longitud (m)	Litros	m3	bbl	emb
6	0	14.688	109.31	1,572	171,842	171.84	1,081	6,833
Cálculo de cemento y requerimiento de agua de mezcla								
Volumen (Lts)	Rend. (Lts/scs)	Req. (Lts/scs)	SCS	TON Cemento	H2O mezcla	Bls	Cajas	
43,343	64.93	43.72	667.54	33.38	29,185	183.55	18.36	
11,377	23.48	23.48	484.52	24.23	11,377	71.55	7.16	

ABREVIATURAS.

Abreviaturas	Nombre	Unidad
CM	Capacidad de mástil	Ton.
Cs	Carga suspendida	Kg, Ton, Lbs.
#LN	Número de líneas de corona	Cantidad
#In	Número líneas polea viajera	Cantidad
E. F ò E ò η	Eficiencia	%
Pc	Peso de corona	Kg
Ppv	Peso polea viajera	Kg
F. S	Factor de seguridad de cable	Adim.
Rr	Resistencia ruptura del cable	Ton, Kg, Lbs.
Ce	Carga estática	Ton, Kg, Lbs.
TP	Tubería de perforación	Kg, Lbs, metro, pie, pg
TR	Tubería de revestimiento	Kg, Lbs, metro, pie, pg
TC	Tubería Conductora	Kg, Lbs, metro, pie, pg
BHA	Ensamble de Fondo	Kg, Lbs, metro, pie, pg
HW	Heavy weigth	Kg, Lbs, metro, pie, pg
DC	Drill collar	Kg, Lbs, metro, pie, pg
HP	Potencia hidráulica	Kg-m/s, Lbs-ft/s
PDM	Motor desplazamiento positivo	HP
WOB	Peso sobre barrena	Kg, Lbs.
ECD	Densidad de circulación equivalente	Kg/l, Kg/m ³ , ppg.
rpm	Revolución por minuto	1 stk(stoke)/min.
C.D, C. A	Corriente directa-alterna	V, A
GCA	Generador corriente alterna	HP
M	Motor	HP
BBA	Bombas de lodos	HP
PCR	Cuarto de panel de control	
F	Fuerza	Kg, Lbs
v	Velocidad	m/s, ft/s.
BOP	Preventor	Psi
API	Instituto Americano del Petróleo	°API
Stripping	Meter o sacar tuberías bajo presión.	
N. Acum.	Número de acumuladores	
V. Cierre	Volumen de cierre	Gal, L, m ³
Vu	Vol. Fluido Utilizable	Gal, L, m ³
Vs	Vol. Fluido en Sistema	Gal, L, m ³
Pp	Presión de precarga	Psi
Ap	Presión total del acumulador	Psi
Rp	Presión requerida para cerrar preventor	Psi
Ph	Presión hidrostática	Kg/cm ² , Psi
PR	Rangos de presión	Lb/pg ²
SMC	Modulo submarino de control	
MPP	Máxima presión permisible	Psi

Qr	Gasto reducido	Emb, bls
PCTR	Presión de cierre en TR	Psi
PIC	Presión inicial de circulación	Psi
PFC	Presión final de circulación	Psi
DI	Diámetro interior	Pg
DE	Diámetro exterior	Pg
Drift	Paso máximo permisible	Pg
OS	Over Shot	Pg, cm, ft, m
L	Longitud	m y ft
At	Área transversal de tubo	Pg
E	Elongación de tubería	cm
CE	Constante de elongación	pg
T	Tensión	Ton
CPL	Constante de punto libre	Adim
ΔL	Diferencia de longitud elongada	Pg
PL	Punto libre	Pies, metros
MOP	Margen para jalar	TON
Htta.	Herramienta	
PF	Peso flotado	Kg
Ce	Cantidad de explosivo	Grano/pie
Ng	Número de granos	Grano/pie
Nh	Número de hilos	Grano/pie
PD	Profundidad desarrollada	Pies, metros
PVV	Profundidad vertical verdadera	Grados
DH	Desplazamiento horizontal	Pies, metros
Dog leg.	Pata de perro	Grados
ROP	Tasa de penetración	
PVT	Profundidad total vertical	Pies, metros
KOP	Prof. Inicio de desviación	Ft, metros
r_i	Ritmo de inclinación	Grados
RCV	Radio de curvatura vertical	Pies, metros
RHC	Radio curvatura horizontal	Pies, metros
Wt	Peso de la tubería	Lbs, kg
VA	Volumen de agua	Lts
Vd	Volumen de desplazamiento	Lts
Q_b	Gasto de la bomba	Lts/emb
T	Tiempo de desplazamiento	Horas, min, seg.
L_p	Longitud de carrera pistón	Pg
RT	Resistencia a la tensión	Lbs
F_{ST}	Factor de seguridad a la tensión	Adim
P_{ITR}	Resistencia a la presión interna	Lbs/pg ²
Pd	Presión diferencial	Lbs/pg ²
Pc	Presión de circulación	Lbs/pg ²
C_{EA}	Capacidad espacio anular	Lts/m
C_{TR}	Capacidad de TR	Lts/m

ABREVIATURAS

CTP	Carga Total en una pierna	TON
CCA	Carga Centrada Absorbida	TON
CLr	Carga de Línea Rápida	TON
CLm	Carga de Línea Muerta	TON
CTm	Carga Total de Mástil	TON
CMPL	Carga Máxima de Líneas de Polea	TON
EFP	Eficiencia de la Polea	
K	Factor de poleas	
NL	Número de poleas arriba	
NP	Número de poleas	
FD	Factor de diseño	
RC	Resistencia a la ruptura	Kg
Wg	Peso de la carga suspendida	Kg
Rt	Radio de trabajo	Pg

CONCLUSIONES.

En este material didáctico se creó un “**Manual Técnico de Perforación en Aguas Someras**” con la intención de ofrecer al ingeniero petrolero que se encuentra en proceso de su formación académica o que se encuentre por primera vez en alguna plataforma petrolera, un manual sobre información esencial de los equipos, accesorios y herramientas de perforación, así como temas muy importantes como lo son: el control de brotes, pesca y molienda de herramientas, perforación direccional y cementaciones, hasta un capítulo de ejercicios donde pueda comprender dichas operaciones realizadas en plataforma.

- 1) Se concluye que, para los alumnos de Ingeniería Petrolera, este manual servirá de apoyo para materias como: Ingeniería de Perforación de Pozos y Mantenimiento de Pozos, de manera que se familiaricen con los temas aquí explicados y sus procesos operativos a desarrollarse. Sí bien es un manual muy extenso, pero los temas que están aquí descritos son esenciales para su entendimiento en caso de estar a bordo de una plataforma o estar en tierra.
- 2) Se concluye que, para el egresado, se pensó y desarrolló que el manual contenga procesos operativos que ingenieros en campo han realizado y le puedan servir como apoyo o ayuda en el momento que le encarguen una operación de perforación, cementación, pesca o direccionamiento del pozo. Considerando que cada pozo tiene sus soluciones diferentes y que el ingeniero optaría por la mejor solución.
- 3) Este manual se elaboró con la intención de que, en el plan académico de la facultad de ingeniería, se pueda realizar algunas modificaciones respecto a los temas ya explicados, es decir, se pueda tener una seriación para que exista, quizá un programa más enfocado directamente con la perforación de pozos
- 4) Como resultado final, se concluye que el orden de cada tema va encaminado a una mejor aplicación y entendimiento de los temas y a los conocimientos que van acompañados por cada capítulo, es decir, se explica los equipos y herramientas existentes en plataforma para poder dar paso, en caso de que existiera un brote, el ingeniero sepa que herramientas y metodología toma para controlar el pozo, pescar herramientas atrapadas y si es necesario realizar una desviación o perforación direccional. Una vez realizado las operaciones ya dichas, realice una cementación correcta debido a la situación del momento.

**REFERENCIAS
CAPÍTULO I.**

(Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2003) Gerencia de Ingeniería y Tecnología Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos.

UPMP-PEMEX, 2006. “Conexiones superficiales de control”.

Petróleos Mexicanos [PEP-UPMP]. Programa de acreditación en control de pozos, Wellcap.

Garaicoechea, P Francisco y Benítez H. Miguel A. “Apuntes de Terminación de pozos”, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Wells Michael, octubre 2000. “Perforating Design” Curso Villahermosa Tabasco.

Rasso Zamora Carlos y Nájera Romero Salvador; “Determination of the Drilling Cost and Well Maintenance System in PEMEX Perforation y Manteningment of Wells”; SPE 40045.

Asociación internacional de contratistas de perforación (IADC). Manual IADC, 2017

Grace D. Robert, May. 2017. “Blowout and Well control handbook”, perfob.blogspot.com, 25th.

García V. John A. y Barbosa L. Pablo A., 2016, “Manual básico de control de pozo petrolero”, Coinspetrol LTDA.

Introducción al equipo de perforación, “Sistema de perforación”, Schlumberger. Sección 3, abril de 2004.

Equipos de perforación, PEMEX, www.pemex.com, 24/09/2018.

CAPÍTULO II

Control de pozos al iniciar su intervención, UPMP, Gerencia de Ingeniería y Tecnología, PEMEX, 2006.

Grace D. Robert. “Blowout and Well Control Handbook”, perfoblogspot.com, 25 th May 2017.

García V. John A. y Barbosa L. Pablo A. “Manual básico de control de pozo petrolero”, Coinspetrol LTDA, 2016.

Aberdeen Drilling Schools & Well Control Training Centre, 2008

Programa de Capacitación WELL CAP (PEMEX, PEP, UPMP).

Métodos de Control de Pozos, Wild Well Control, Wlldwell.com

CAPÍTULO III

Fishing tools, NOV “National Oilwell Varco”

Johnson Enos, Land Jimmy, Lee Mark, Robertson Robert, 2012/2013, “Como optimizar el arte de la pesca”, Oilfield review, “Schlumberger”

Weatherford, Manual de Servicios de Pescas.

Catálogo General de Herramientas para Perforación, Molienda y Pesca, 2015, Hot Hed Oil Tool, S.A. de C.V. y HotHed México, S.A. de C.V.

PEP, 2000, Tomo XI “Terminación y Mantenimiento de pozos”, UPMP, Un siglo de la perforación en México”.

Kemp Gore; Oilwell Fishing Operations: Tools and Techniques”, Second Edition Golf Publishing Company. 1990.

CAPÍTULO IV

Guido Brusco, Pete Lewis, and Mike Williams. Perforación de pozos verticales. Oilfield review, 1(16):4 2004.

José Humberto Correo Tello, *Fundamentos de perforación direccional*. Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, 2010

Guía Práctica para el Diseño de la Perforación Direccional y Control de la Desviación, PEMEX, Perforación y Mantenimiento de Pozos.

Catalogue System Steerable Rotatory (RSS), Geo Pilot, Halliburton.

Baker & Huges RSS Autotrak.

PowerDrive, Schlumberger.

CAPÍTULO V

Adam T. Bourgoyne Jr. “Applied Drilling Engineering SPE Textbook series”, Vol. 2, 1991.

Ing. Daniel Marure Valdez. “Ingeniería de Perforación de Pozos”, Facultad de Ingeniería, UNAM 2019.

Affected Publication: API Specification 10^a /ISO 10426-1, Specification for Cements and Materials for Well Cementing, Twenty-third Edition, January, 2005.

Schlumberger, “Programa de entrenamiento acelerado para supervisor de pozo”, 2009.

Curso de cementaciones para ingeniero de pozo.

Cementación de pozos petroleros criterios y fundamentos, PEMEX Exploración y Producción.