Laboratorio de Innovación en Tecnologías Mineras

Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas.

Vol. III: Sistemas básicos y procesos de los equipos de perforación.

2ª Edición revisada y actualizada

Madrid - 2020

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

**Escuela Técnica Superior
de Ingenieros de Minas y Energía**

www.minas.upm.es

ADVERTENCIA

El presente documento ha sido preparado con una finalidad exclusivamente divulgativa y docente. Las referencias a productos, marcas, fabricantes y estándares que pueden aparecer en el texto, se enmarcan en esa finalidad y no tienen ningún propósito de difusión comercial.

Todas las ideas que aquí se desarrollan tienen un carácter general y formativo y el ámbito de utilización se circunscribe exclusivamente a la formación de los estudiantes de la UPM. La respuesta ante un caso particular requerirá siempre de un análisis específico para poder dictaminar la idoneidad de la solución y los riesgos afrontados en cada caso, además de una valoración de su incidencia en los costes de inversión y explotación. Consulte siempre a su ingeniería, consultor, distribuidor y fabricante de confianza en cada caso.

DOI: 10.20868/UPM.book.62720

Archivo Digital de UPM: <http://oa.upm.es/62720/>

Foto de portada: <https://www.inc.com/>

Copyright © 2020. Todos los derechos reservados

Juan Herrera Herbert
juan.herrera@upm.es

Universidad Politécnica de Madrid (Technical University of Madrid)
E.T.S.de Ingenieros de Minas y Energía (H.T. School of Mines and Energy)
Laboratorio de Innovación en Tecnologías Mineras (Mining Technologies Innovation Lab)

Calle Rios Rosas 21
28003 Madrid (España)

Este documento ha sido formateado para su visualización y uso en dispositivos electrónicos y permitir ahorrar en el consumo de papel y tóner. Antes de imprimirlo, piense si es necesario hacerlo.

Contenido

1. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS BÁSICOS DE LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN.....	7
1.1. Sistemas básicos del equipo de perforación	7
1.2. Concepción del sistema de potencia	10
1.2.1. Generación de potencia	10
1.2.2. Transmisión de potencia	11
1.2.3. Sistemas de potencia AC a DC	12
1.2.4. Sistemas de potencia DC a DC	13
1.2.5. Sistemas de transmisión mecánica de potencia.....	13
1.2.6. Sistemas de transmisión hidráulica	13
1.2.7. Sistemas neumáticos	14
1.3. Sistema de rotación	15
1.3.1. Sistema de mesa de rotación con barra de transmisión – Barra Kelly.....	15
1.3.2. Sistema de rotación con “Top Drive”	22
1.3.3. Motores de fondo (mud motors)	25
1.4. Estructura soporte y sistema de izado y manipulación de cargas	27
1.4.1. Estructura soporte	28
1.4.2. La subestructura.....	28
1.4.3. Torre de perforación y/o mástil.....	28
1.4.4. El piso de perforación.....	30
1.4.5. El malacate (Drawworks).....	30
1.4.6. Bloque Corona (Crown Block).....	34
1.4.7. Plataforma de la torre, “Monkey board” o Encuelladero	35
1.4.8. Bloque viajero (travelling block).....	36
1.4.9. Gancho.....	36
1.4.10. Cable de perforación	36
1.5. Sistema de circulación del fluido de perforación	40
1.5.1. Componentes del sistema de circulación de lodos.....	42
1.5.2. Preparación y mantenimiento del fluido.....	46
1.5.3. El equipo de circulación.....	47
1.5.4. Equipos de la etapa de acondicionamiento	49
1.6. Sistemas de seguridad.....	54
1.7. Sistemas BOP (Blow Out Prevention)	57
1.8. Instrumentos de control. Consola del perforador.....	62
2. CABEZAL DEL POZO (WELL HEAD)	65
2.1. Cabezal del pozo	65
2.2. Árbol de Navidad.....	66

3. COMPONENTES DE LA SARTA DE PERFORACIÓN	69
3.1. Componentes de la sarta de perforación.....	69
3.2. Punto neutro de la sarta de perforación	70
3.3. Diseño de la sarta de perforación.....	71
3.4. Barrena	71
3.4.1. Selección de barrenas	71
3.4.2. Tipos de barrenas.....	74
3.4.3. PDC (barrena de insertos compactos de diamante)	76
3.4.4. Diamante natural	78
3.4.5. TSP (Policristalino Térmicamente Estable)	79
3.4.6. Diamante impregnado	80
3.4.7. Barrenas triconos de conos dentados	82
3.4.8. Barrenas de insertos.....	83
3.4.9. Conos dentados – cojinete de rodillos	84
3.4.10. Cono dentado / Inserto – cojinete de muñón	85
3.4.11. Diseño de las barrenas	86
3.5. Lastrabarrenas o “Drilling Collars” (DC)	87
3.6. Tubería de perforación pesada - HWDP	90
3.7. Tubería de perforación (“Drillpipe”).....	92
3.8. Acoplamiento de tuberías	95
3.8.1. Resistencia a la torsión y par de apriete	96
3.8.2. Concentración de esfuerzos	96
3.9. La unión giratoria	97
3.10. Válvula de Seguridad del Cuadrante y Válvulas de Seguridad para Tubería:.....	98
3.11. Elementos auxiliares / accesorios de la sarta	99
3.11.1. Portabarrenas	99
3.11.2. Combinaciones	99
3.11.3. Estabilizadores	101
3.11.4. Escariador de rodillos	103
3.11.5. Amortiguadores	104
3.11.6. Martillos	104
3.11.7. Aceleradores.....	105
3.11.8. Amortiguador de vibraciones	105
3.11.9. Barrenas ampliadoras y ampliadoras	105
3.11.10. Ensanchadores.....	105
3.11.11. Conexiones en la sarta de perforación	108
3.11.12. Ranuras para el alivio de esfuerzos.....	108
3.12. Herramientas de manipulación	109
3.12.1. Elevadores.....	109
3.12.2. Cuñas rotatorias	112
3.12.3. Llaves de ajuste y aflojado de conexiones	113
3.12.4. Cadena de enroscar	117
3.12.5. Rotador neumático de barra Kelly	118

3.12.6. Tenazas giratorias	119
3.13. Peso de la sarta de perforación	121
4. LODOS DE PERFORACIÓN	123
4.1. Introducción	123
4.2. Funciones básicas del lodo de perforación	125
4.2.1. Control de presiones subsuperficiales y prevención de problemas de control de pozos	126
4.2.2. Extracción y suspensión de los detritus de perforación	128
4.2.3. Preservación de la estabilidad del pozo	130
4.2.4. Minimización del Daño en Formación	130
4.2.5. Enfriamiento y lubricación de la broca y la sarta de perforación	130
4.2.6. Suministro de registros e informaciones sobre el pozo	131
4.2.7. Sujeción de las paredes de la perforación con un "Filter Cake" impermeable	131
4.2.8. Minimización de riesgos para el personal, el medio ambiente y el equipo de perforación	132
4.3. Clasificación fundamental de los tipos de fluidos de perforación	133
4.4. Propiedades características	136
4.4.1. Composiciones de los lodos	137
4.4.2. Agua	138
4.4.3. Sólidos reactivos	139
4.4.4. Sólidos inertes	139
4.4.5. Productos especiales	140
4.5. Lodos Agua / arcillas	142
4.6. Lodos de aceite / agua / arcillas	143
4.7. Fluidos neumáticos	144
4.8. Fluidos de perforación sintéticos	146
4.9. Fluidos de perforación polimericos	147
4.10. Drill-in fluids	147
5. SISTEMAS BÁSICOS UTILIZADOS EN PERFORACIÓN MARINA	149
5.1. Instalaciones de perforación MARINA	149
5.2. Sistemas de compensación del periodo del oleaje	150
5.3. Cierre hidráulico del sistema de circulación. Tubos "Riser"	152
5.3.1. Marine drilling riser	152
5.3.2. Tie-back drilling riser	161
6. OPERACIONES DE CASING Y CEMENTADO (CASING AND CEMENTING)	163
6.1. Tubería de revestimiento o "casing"	163

6.2. Tramos de revestimiento. Tipos de Casing	165
6.2.1. Revestimiento conductor (conductor casing)	169
6.2.2. Revestimiento superficial (surface casing)	169
6.2.3. Revestimiento de producción (production casing)	170
6.2.4. Production liner	171
6.2.5. El "tubing"	172
6.3. Propiedades del Revestimiento	175
6.4. Diseño del Revestimiento	176
6.5. Casing hangers	177
6.6. Accesorios del revestimiento	179
6.7. Cementación del pozo	181
6.8. La operación de cementación	183
6.9. Tipos de cemento y de aditivos	185
7. ROBOTIZACIÓN DE EQUIPOS EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN	187
7.1. IA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS EN LA SENDA DIGITAL	187
7.2. Ejemplos de algunas tecnologías robóticas	189
7.2.1. Remotely Operated Underwater Vehicles (ROVs)	190
7.2.2. Sistemas robóticos para reparación de tuberías en aguas profundas	191
7.2.3. Autonomous underwater vehicles	192
7.2.4. Unmanned aerial vehicles	193
7.2.5. Unmanned ground vehicles	194
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	195

1. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS BÁSICOS DE LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN

1.1. SISTEMAS BÁSICOS DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN

Los sistemas más importantes en un equipo de perforación son:

1. Sistema de Potencia.
2. Sistema de Rotación.
3. Sistema de izado y levantamiento de cargas.
4. Sistema de circulación de fluidos.
5. Sistema de prevención de explosión/reventado (BOP – Blow-Out Prevention).

A ellos hay que añadir lógicamente, los sistemas de control e instrumentación de los que dispone el perforador para controlar y dirigir el proceso.

1.2. CONCEPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA

Un equipo de perforación no puede operar sin una fuente de potencia. La función primaria del sistema de potencia es proporcionar la potencia necesaria para operar a todos los otros sistemas del equipo de perforación y sus sistemas auxiliares la energía necesaria para operar.

A pesar de los grandes avances habidos en los sistemas de generación y transmisión de potencia, la complejidad de las instalaciones de perforación y los condicionantes de su localización hace que siga conservándose la configuración en la que éste aspecto se subdivide en dos partes:

1. Generación de la potencia primaria requerida por la mayoría de los otros sistemas y componentes de la instalación de perforación.
2. Transmisión de la potencia generada a los distintos sistemas y consumidores de la instalación.

1.2.1. GENERACIÓN DE POTENCIA

Tanto en prospecciones petrolíferas en zonas vírgenes como en perforaciones de producción, la forma más común son grandes motores de combustión interna, generalmente diesel (generan un par mayor), que generan la fuerza o energía requerida para la operación de todos los componentes de una instalación de perforación (generación de energía eléctrica, sistemas de bombeo, gestión y descarte de agua, aplicaciones de recuperación y bombeo de petróleo crudo en mucho volumen y durante muchas horas, etc.). Reciben el nombre de “prime movers” y de media producen 500 a más de 8.000 HP (350 a 5.600 KW).

El prime mover es el corazón del sistema de generación potencia y es la principal fuente de potencia. Por lo general, se tienen varios motores juntos para mover todos los equipos, sin perjuicio de que también se tengan disponibles uno o varios motores extra.

El número de motores depende del tamaño y capacidad del equipo al que van a suministrar la potencia y, a modo de ejemplo, muchos equipos modernos tienen 8 generadores ó más. En la mayoría de las ocasiones son motores diesel por la facilidad para conseguir el abastecimiento de combustible, la seguridad en su funcionamiento y porque producen mucha potencia a bajas rpm.

Se trata de motores con un diseño resistente y funcionamiento a baja velocidad, para prolongar la duración del mismo. Además, hoy día deben necesariamente cumplir las regulaciones sobre emisiones y se busca que además tengan consumos bajos, alta eficiencia, funcionamiento duradero y fiable, tengan un diseño que facilite el servicio y el mantenimiento, al tiempo que mantengan unos costes de propiedad y operación bajos. De hecho, la instalación de nuevos motores en las torres de perforación es de por sí un método económico de mejorar la velocidad y la seguridad de las perforaciones.

En instalaciones que son de producción e independientemente del método de producción que se utilice, hay en el mercado motores para muy distintas aplicaciones y prestaciones, ya que los hay que directamente pueden consumir crudo, diesel y una amplia variedad de gases de yacimiento, y además ofrecen una completa gama de potencias, desde 50 a 10.000 HP (8.000 HP con los motores de gas) y desde 700 a 2.600 rpm, adaptándose a cualquier especificación de potencia, velocidad o combustible.

1.2.2. TRANSMISIÓN DE POTENCIA

Antiguamente y hasta hace pocas décadas, en la mayoría de las instalaciones de perforación la transmisión de potencia era de tipo mecánico, es decir, la fuerza del motor se transmitía a los componentes a través de elementos mecánicos. En la actualidad se utilizan motores diesel para generar energía eléctrica por medio de generadores eléctricos. Esta energía eléctrica es a su vez transmitida a los motores eléctricos y sistemas que accionan los diversos equipos como el malacate, las bombas de lodo, la mesa rotatoria, etc., que son los grandes consumidores de potencia, así como a los equipos auxiliares, como la iluminación, la preparación y acondicionamiento de lodos, instrumentación del equipo y acondicionadores de aire. La introducción de la transmisión eléctrica fue muy rápida ya que eliminaba la transmisión por cadenas que era altamente complicada.

En éste capítulo, no obstante, deben abordarse todos los sistemas existentes:

- **Transmisión Eléctrica:** La mayoría de los equipos en la actualidad utilizan esta forma de transmisión de potencia con el fin de abastecer a todos los sistemas y motores eléctricos de la instalación. Se basa en un generador eléctrico conectado directamente a cada uno de los motores principales. Los generadores producen electricidad que es transferida a los diferentes equipos a través de cables a cada uno de los motores eléctricos. La mayoría de los equipos modernos utilizan la transmisión eléctrica debido a que presenta muchas ventajas por su flexibilidad al posicionar los equipos y por ser generalmente mas compacta. Se analizan a continuación los tipos existentes:

- a) Sistemas de potencia AC a DC
 - b) Sistemas de potencia AC a o SCR (Silicium Controller Rectifier).
 - c) Sistemas de Potencia DC a DC.
- **Transmisión Mecánica:** No es muy utilizada hoy día, aunque todavía se emplea en algunos equipos antiguos que aún están todavía en operación.

- **Transmisión Hidráulica.** Algunos equipos requieren potencia hidráulica y/o neumática. Los sistemas neumáticos e hidráulicos del también obtienen su potencia de alguno de los anteriores sistemas de distribución.

El método seleccionado depende del tipo de motor y la configuración del equipo de perforación.

1.2.3. SISTEMAS DE POTENCIA AC A DC

En un sistema eléctrico AC a DC el motor diesel acciona un alternador (generador de AC) y la energía eléctrica producida se envía al SCR (Silicon Controller Rectifier) que, a su vez, convierte o rectifica la corriente alterna AC en corriente continua DC para el accionamiento de equipos con un alto par, como son:

- Bombas de lodos.
- Malacate.
- Mesa rotatoria o top drive.

Este tipo de sistemas de generación y transmisión de potencia es el más habitualmente preferido porque presenta una serie de ventajas sobre los generadores DC como es el caso, por ejemplo, que los generadores AC pueden dar mucha más potencia en relación a su tamaño o ser la AC más fácil de distribuir que la DC. Pero la corriente DC tiene ciertas ventajas como por ejemplo en el accionamiento de grandes equipos, ya que los motores DC producen mucho par a bajas RPM y tienen un control de velocidad variable muy preciso, lo cual puede controlar fácilmente el perforador. Con un control preciso de la velocidad del motor DC, el perforador puede manipular mejor el malacate, la bomba de lodo y la mesa rotatoria, de ahí que se prefieran motores DC sobre los AC para estas funciones.

En estos sistemas, el equipamiento auxiliar como es el caso de:

- Bombas centrífugas que mueven lodo desde un tanque para sobrecargar la entrada de las bombas de lodo.
- Acondicionadores de aire.
- Alumbrado.
- Ventiladores.
- Dispensadores de agua.
- Etc.

se alimentan en algunos casos mediante los oportunos transformadores eléctricos y, en otros, desde pequeños motores al efecto en lugar de usar los motores principales, fluido hidráulico o aire. Los motores usados en estos casos suelen tener un rango de potencias de entre 1 HP (0.75 KW) a 150 HP (100 KW).

En operación, usando los controles en su consola para controlar el panel del SCR, el perforador puede seleccionar y obtener la potencia desde varios generadores cuando lo requiera.

Usualmente grandes motores DC le suministran potencia a las bombas de lodo, malacate y mesa rotatoria, aunque algunas veces el malacate acciona mecánicamente la mesa rotatoria. Lo normal es que la rotatoria tenga su propio motor.

1.2.4. SISTEMAS DE POTENCIA DC A DC

En esta clase de sistema, los motores diesel le transmiten potencia a generadores de corriente continua (DC). Desde el generador, la corriente DC va a un panel de control y a los motores de corriente directa que accionan:

- Las bombas de lodo.
- Malacate.
- Mesa de rotación.

Se trata de equipos que son accionados por grandes motores DC de 1000 HP (700 KW).

También es parte del sistema un pequeño generador de corriente alterna que se usa para suministrar corriente alterna al equipo que funciona mejor con este tipo de corriente, como la bomba para la mezcla de químicos.

1.2.5. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN MECÁNICA DE POTENCIA

Los equipos en los que se usaba la transmisión mecánica eran por lo general más pequeños que los que utilizaban transmisión eléctrica. Su funcionamiento se basaba en que los motores accionan una transmisión mecánica compuesta por una combinación de correas, cadenas, piñones, poleas y engranajes, que transmite potencia a las bombas de lodo, el malacate y la mesa de rotación. El equipo auxiliar otros motores más pequeños recibía corriente alterna de un alternador conectado al prime mover o motor principal.

Este tipo de sistema se le denomina sistema de potencia compuesto. Para conseguir las elevadas potencias necesarias, se disponían varios motores prime

movers en paralelo conectados mediante uniones hidráulicas o convertidores de par y con cadenas y poleas que, a su vez, armonizaban la fuerza desarrollada por cada motor y la transmitían por un fluido hidráulico para girar un eje que sale de la unión o convertidor.

A esta combinación de cadena y polea se le conoce como central de distribución o "compound" y permite que la fuerza generada por cada motor se pueda utilizar conjuntamente. La central de distribución a su vez transmite la fuerza de los motores hasta la mesa rotatoria y el malacate.

1.2.6. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HIDRÁULICA

Un "Hydraulic Power Back" típico como el que se usa en muchos equipos incluye:

1. Motores eléctricos o motores de combustión interna.
2. Contenedor de combustible.
3. Bomba de alta presión.

4. Skid.
5. Retorno del fluido hidráulico al contenedor.
6. Kelly spinner, en este caso.

Tiene un motor eléctrico o un motor de combustión interna para suministrar potencia a la bomba de alta presión. La bomba toma fluido hidráulico del contenedor y la envía a través de una manguera reforzada a los instrumentos que necesitan

potencia hidráulica. El fluido retorna al contenedor después de que pasa a través del Kelly Spinner, u otras herramientas.

1.2.7. SISTEMAS NEUMÁTICOS

Existen en los equipos antiguos algunos sistemas neumáticos de accionamiento de controles, válvulas y herramientas, como es el caso del engranaje de clutches o la utilización de winches de aire para levantar o mover equipo relativamente liviano en el piso de perforación. Muchos motores diesel en los equipos de perforación tienen un starter de aire y, en equipos flotantes, los compensadores de movimiento de

flotación operan con una gran cantidad de aire comprimido para compensar los movimientos de la embarcación y mantener la sarta de perforación en su posición.

También hay sistemas de aire comprimido para operar controles neumáticos, válvulas y herramientas en el equipo de perforación.

1.3. SISTEMA DE ROTACIÓN

Este sistema se encarga de hacer rotar la sarta de perforación y hace que la barrena perforé el pozo hasta que penetre en una formación potencialmente productiva. Consecuentemente, es uno de los componentes más importantes en el equipo de perforación.

Atendiendo a su naturaleza, existen tres sistemas de rotación diferentes:

1. Ensamblaje de la mesa de rotación (Rotary Table)
2. Top Drive.
3. Mud Motor o Motor de Fondo

1.3.1. SISTEMA DE MESA DE ROTACIÓN CON BARRA DE TRANSMISIÓN – BARRA KELLY

Para conseguir el giro de la sarta de perforación se utiliza la mesa de rotación, el buje principal y el buje de la flecha o barra Kelly. Desde el gancho, la unión de la giratoria con la barra Kelly se encuentran enroscadas en la tubería de perforación.

Para soportar la sarta de perforación mientras se agregan o remueven secciones de tubería de perforación con la ayuda de las llaves de fuerza, se utilizan la mesa rotaria, el buje principal y las cuñas. Se pueden cambiar los insertos para acomodar diferentes tamaños de tubería.

Es una maquinaria sumamente fuerte y resistente que hace girar el cuadrante y a la sarta de perforación.

Cuando la perforación avanza, la mesa rotatoria gira hacia la derecha; luego, cuando se extrae la tubería del pozo, la mesa sostiene la sarta de perforación con las cuñas durante los intervalos cuando la tubería no está suspendida del gancho. Cuando la mecha llega al fondo del pozo, la mesa rotatoria vuelve a girar variando su velocidad entre 40 a 200 RPM. A medida que el pozo se va profundizando, el cuadrante baja a través de los bujes que van montados en las aberturas de la mesa. La mesa rotatoria tiene una superficie relativamente plana y limpia con una sección anti resbalante para mejor seguridad de la cuadrilla de trabajo.

Los accesorios de la mesa rotatoria permitirán hacer girar las herramientas en el pozo y sostener la sarta de perforación mientras se hacen las conexiones o viajes. Entre ellos están: el Bujes de Transmisión del

Sistema de mesa de rotación

- Tiene tres componentes principales:
 1. Ensamblaje de la mesa de rotación (Rotary Table) y/o Top Drive
 2. La sarta de perforación
 3. La barrena

Cuadrante, el cual es un dispositivo que va colocado directamente sobre la mesa rotatoria y por medio de la cual pasa el cuadrante. Esta acoplado al buje maestro, permitiendo que la mesa rotatoria al girar, haga girar al buje del cuadrante y este a su vez hace girar al cuadrante y a la sarta de perforación.

El Buje Maestro es un dispositivo que va colocado directamente en la mesa rotatoria y sirve para acoplar el buje de transmisión del cuadrante con la mesa rotatoria, de tal manera que el impulso de rotación o torsión de la mesa, pueda ser transmitido al cuadrante y así pueda hacer girar a la sarta de perforación. También proporciona la superficie ahusada o cónica, necesaria para sostener las cuñas cuando estas sostienen la tubería.

Sistema de rotación con barra de transmisión – Barra Kelly

La “Barra Kelly” (o Kelly bar) es un tramo de la tubería de forma cuadrada, hexagonal o triangular, generalmente de 40 pies de largo, cuyo objetivo es transmitir el movimiento de rotación de la mesa rotatoria a la sarta de perforación. A medida que el buje maestro de la mesa rotatoria gira, este hace girar el buje del cuadrante; como la tubería de perforación está conectada a la base del cuadrante, éste también tiene que girar. Igualmente, el cuadrante es parte del sistema de circulación del fluido de perforación.

Un pozo de petróleo o gas es perforado en tramos cuya longitud es igual al tamaño del cuadrante; tan pronto el cuadrante haya perforado toda su longitud, o sea, cuando la unión giratoria queda cerca de la mesa rotatoria se sube la sarta de perforación para desconectar el cuadrante de la junta superior de tubería. La mecha quedará fuera del fondo en una distancia equivalente a la longitud del cuadrante,

luego se conecta una nueva junta de tubería al cuadrante, se levanta y se hace la conexión a la sarta de perforación.

El cuadrante posee una serie de accesorios que tienen funciones específicas y entre ellos se encuentran: La Unión Sustituta del Cuadrante, localizada en la parte inferior del cuadrante y se conecta con la sarta de perforación. Se utiliza para mantener al mínimo el desgaste del enroscado del cuadrante.

La **Válvula de Seguridad del Cuadrante** forma parte del sistema de circulación del fluido de perforación y esta colocada entre la unión giratoria y el cuadrante. Cuando se produce un contraflujo de alta presión dentro de la sarta de perforación, se cierra la válvula para impedir que la presión llegue ala unión giratoria y a la manguera de lodos.

La **Válvula de Seguridad para Tubería de Perforación** es usada como unidad de seguridad. Cuando se tiene una arremetida durante un viaje de tubería, se conecta abierta la válvula al extremo superior de la tubería de perforación y se cierra, luego se conecta el cuadrante y se abre la válvula de seguridad restableciéndose la circulación del lodo.

1.3.2. SISTEMA DE ROTACIÓN CON “TOP DRIVE”

El TDS (Top Drive System) fue una gran revolución tecnológica al reemplazar la barra Kelly cuadrada y la mesa giratoria.

El TDS está colgado del gancho en el bloque viajero. El sistema está constituido por un motor para trabajo pesado montado en el Top Drive que aporta la potencia de giro necesaria. La sarta se enrosca directamente, de manera que el Top Drive hace rotar la sarta de perforación y la barrena directamente. Esto elimina la necesidad de una mesa giratoria y la barra Kelly.

Gracias a éste diseño se agilizan enormemente las operaciones de perforación. Además tiene la ventaja de que puede perforar con barras triples en vez de individuales, lo que reduce enormemente el trabajo de cargar y descargar y consecuentemente la velocidad de perforación.

Es especialmente adecuado para pozos direccionales o de racimo.

Consiste en que la sarta de perforación y el ensamblaje de fondo reciben la energía para su rotación, desde un motor que va colgado del Bloque Viajero. El equipo cuenta con un Swivel integrado, un manejador de tubería, el cual posee un sistema para enroscar y desenroscar tubería, una cabeza rotatoria y válvulas de seguridad.

Sistema de rotación con “Top Drive” o motor superior

El TDS (Top Drive System) fue una gran revolución tecnológica al permitir reemplazar la barra cuadrada y la mesa giratoria.

Puede perforar con barras triples en vez de individuales, lo que reduce enormemente el trabajo de cargar y descargar y consecuentemente la velocidad de perforación.

Es especialmente adecuado para pozos direccionales o de racimo.

Ventajas y Beneficios en la utilización de Top Drive en la perforación de los pozos:

- Operaciones de viajes de tubería y conexiones más seguras y rápidas.
- La transmisión directa de la potencia reduce la oscilación y los daños en las sarts de perforación.
- Perforación más rápida al utilizar parejas de 90 pies.
- Menor número de conexiones.
- No se utiliza encuellador.
- Menor accidentalidad.
- Minimiza los problemas de atascado de tubería por presión diferencial.
- Habilidad para realizar repasos o rectificaciones, hacia arriba y hacia abajo (back and forward reaming), en casos extremos de inestabilidad, o ampliaciones del pozo.
- Facilidades para maniobrar la tubería en casos de atasques.
- Rápida respuesta en caso de influjo durante la perforación o viajes de la tubería.
- Elimina el desperdicio de lodo durante las conexiones.
- Torque uniforme y adecuado a cada conexión, lo cual alarga la vida útil de la sarta.
- Habilidad para rotar y circular en la corrida de revestidores en zonas apretadas.
- Corte de hasta 93 pies de testigo continuo.

1.3.3. MOTORES DE FONDO (MUD MOTORS)

En la mayoría de los casos de perforación direccional (pozos desviados u horizontales) no es posible hacer girar la sarta. Por ello se utiliza el motor de fondo, situado en el extremo inferior de la misma y accionado por el propio lodo de perforación.

El **motor de turbina** consiste en un estator cilíndrico y un rotor formado por varias turbinas que constituyen otras tantas etapas donde el caudal de lodo pierde parte de su energía, que se transforma en un movimiento de rotación que a su vez es transmitido a la herramienta de corte (tricono o broca de diamante o policristalino). La alta velocidad de giro que normalmente se alcanza (500-1000 rpm) puede sobrecalentar y dañar los rodamientos de los triconos, por lo que a menudo no es éste el útil

de corte más recomendable.

El **motor de husillo** también conocido por las siglas PDM (Positive Displacement Motor) consta de un rotor helicoidal de acero que, impulsado por el lodo, gira dentro de una cavidad también helicoidal de un estator de caucho. Los puntos de contacto

entre rotor y estator constituyen un cierre continuo, de forma que el paso del lodo obliga necesariamente a girar al rotor. Puesto que el extremo de éste se mueve excéntricamente se requiere una conexión articulada con la broca como la que se muestra en la figura. La velocidad de giro puede variar entre 100-1500 rpm.

1.4. ESTRUCTURA SOPORTE Y SISTEMA DE IZADO Y MANIPULACIÓN DE CARGAS

Se encarga de soportar el sistema de rotación durante la perforación del pozo y provee el equipo y áreas apropiadas para levantar, bajar o suspender los enormes pesos requeridos por el sistema de rotación.

El sistema de izado está dividido en dos partes principales:

1. La estructura soporte
2. El equipo de izado

La estructura soporte, a su vez compuesta por:

1. La Subestructura.
2. El piso del equipo de perforación.
3. La torre de perforación.

El equipo para el izado o levantamiento de cargas, compuesto por:

1. Malacate.
2. Bloque Corona.
3. Bloque Viajero.
4. Gancho.
5. Elevador.
6. Cable ó "Drilling Line" (Wire Rope).

1.4.1. ESTRUCTURA SOPORTE

La estructura de soporte se compone de:

- La subestructura.
- La torre de perforación.
- El piso del equipo.

1.4.2. LA SUBESTRUCTURA

La subestructura es un marco de acero de grandes dimensiones que es ensamblado directamente encima del pozo a perforar. Soporta el conjunto de herramientas y equipos utilizados en el proceso de perforación y, en particular, los destinados a levantar, bajar o suspender la sarta de perforación y proporciona el área de trabajo necesaria para la ubicación de los equipos y del personal sobre y debajo del piso de perforación. Por tanto, sostiene al malacate, la consola del perforador y el resto de los equipos relacionados con la perforación.

La subestructura es capaz de soporte cargas tremendas, incluyendo el mástil de perforación, el equipo de izado, la mesa rotaria, la sarta de perforación y el peso del revestidor. Su altura la determina el tipo de equipo de perforación y el arreglo de Preventores.

1.4.3. TORRE DE PERFORACIÓN Y/O MÁSTIL

La función de estos elementos está en permitir elevar otros componentes y a la vez bajar y soportar en suspensión los grandes pesos que se mueven en estas instalaciones, como lo es el caso de las sarta de perforación o el revestimiento de los pozos.

Las torres de perforación se han utilizado para perforar pozos en tierra pero actualmente es más común en localizaciones off-shore. La torre es más grande que el mástil y es erigida o desmantelada pieza por pieza. El piso de perforación entero está bajo la torre, lo que provee un área de trabajo grande.

El Mástil ha remplazado la torre de perforación en la mayoría de los equipos de tierra debido a su mayor portabilidad. Se pueden preensamblar, erigir y movilizar con mayor eficiencia que la torre. El mástil es más delgado, generalmente montado hacia la rampa, por lo que solo cubre una parte del piso de perforación.

Las características de las torres de perforación varían en altura, capacidad de carga, y resistencia a las cargas por viento.

- **Altura:** Variable en altura, los hay desde 66 pies. La altura de la torre no influye en la capacidad de carga del taladro, pero si influye en las secciones de tubería que se pueden sacar del pozo sin tener que desconectarlas (parejas). Esto se debe a que el Bloque Corona debe estar a suficiente altura de la sección para permitir sacar la sarta del pozo y almacenarla temporalmente en los peines del encualladero cuando se saca para cambiar la barrena o realizar otra operación. La altura de la torre es variable desde 69' hasta 189' siendo la más común la de 142'. Por tanto, la altura es un indicador de la capacidad de manejar lingadas o parejas. Las lingadas o parejas generalmente se les dice dobles si contienen 2 tramos de TP y triples si contienen 3 tramos de TP. Los dobles son de aproximadamente 60 pies y los triples de aproximadamente 90 pies. Algunos de los equipos de última generación pueden manejar lingadas de 4 tramos o "cuádruples" de hasta 135 pies de largo.
- **Capacidad de Carga:** Las Torres y los Mástiles están clasificados en términos de la capacidad de carga vertical que pueden suspender. Es clasificación se llama "Capacidad del Equipo" es el peso total que puede soportar según el diseño. Los equipos son clasificados en "ligeros", "medianos", "pesados", o "extra pesados" de acuerdo a esta capacidad.
- **Capacidad de Carga de Viento:** Las Torres y los mástiles están clasificados por su capacidad de soportar vientos laterales mientras trabajan a carga máxima. Esta clasificación se le llama "Capacidad de Carga al Viento" y la mayoría de los equipos soportan vientos entre 100 y 130 millas por hora.

1.4.4. EL PISO DE PERFORACIÓN

El piso de perforación se encuentra sobre el marco de la subestructura y constituye la plataforma de trabajo para la mayoría de las operaciones de perforación y soporte el equipo y herramientas requeridas.

Los equipos principales que se encuentran en la mesa rotaria son:

- Mesa Rotatoria: rota y suspende la sarta de perforación que a su vez hace rotar la barrena en el fondo del pozo.
- El Malacate: Parte principal del sistema de izado.
- El Sistema de Rotación: transmite la potencia desde el malacate hasta la mesa rotaria.
- La Consola del Perforador: Tablero con la instrumentación que provee al perforador la información de lo que esta sucediendo en cada uno de los sistemas del equipo.
- Las Llaves de Fuerza: (están suspendidas justo encima del piso de perforación): son llaves grandes para apretar o soltar las los acoples conectores de la sarta de perforación (TP, HWDP, combinaciones, lastra barrenas).
- Funda del Kelly / Flecha: Pozo recubierto donde se coloca la Kelly mientras se hace un viaje.
- Pozo de Ratón (El Rápido): pozo recubierto al frente de la mesa rotaria en el piso de perforación donde se coloca el siguiente tramo de Tubería de Perforación que será conectado a la Kelly y a la sarta de perforación dentro del agujero en el proceso de construcción del pozo.
- Dog house (La Casa del Perro): Cuarto pequeño usado como oficina del perforador y como almacén para cosas pequeñas, localizado al lado del piso del equipo y cercano a la estación del perforador

1.4.5. EL MALACATE (DRAWWORKS)

Es uno de los componentes más importantes del sistema de izado y es un sistema ensamblado de gran potencia consistente en un torno que enrolla el cable de perforación permitiendo el movimiento de la sarta hacia arriba o hacia abajo, dependiendo del tipo de operación a realizar. También es utilizado para izado de cargas y generalmente se monta sobre el piso de perforación. Además, el malacate transmite la potencia para hacer girar la mesa rotatoria, los carretes auxiliares y sistemas de enrosque y desenrosque de tubería.

Se compone de los siguientes elementos principales:

- Un Tambor giratorio grande.
- Frenos manuales, eléctricos o hidráulicos.
- Un conjunto de ejes.
- Un conjunto de cadenas y engranajes.

Sistema de levantamiento e izado

El sistema de frenos está constituido por un freno principal cuya función es parar el carrete y aguantarlo. Además; se tiene el freno auxiliar que sirve de soporte al freno principal en casos de emergencia, ayudando a absorber la inercia creada por la carga pesada. Otro de los accesorios o equipos del malacate es el sistema de transmisión que provee un sistema de cambios de velocidad que el perforador puede utilizar para levantar la tubería.

A ambos lados del malacate se extiende un eje en cuyos extremos se encuentran dos tipos de cabezales: el de fricción, que utiliza una sogá que se enrosca varias veces alrededor del carrete para levantar el equipo que tiene que moverse en el piso de la torre. Otro tipo de cabezal es mecánico utilizado para enroscar y desenroscar tubería de perforación cuando se está sacando o metiendo en el pozo o cuando se requiere fuerza adicional mientras se está perforando

Malacate

Mesa giratoria

Bloque Corona

Motor superior o TDS

Bloque Viajero

Asas de izado

Ancla de línea muerta

Grifo de perforación
(Swivel)

Cabrestante neumático

Cable de acero

1.4.6. BLOQUE CORONA (CROWN BLOCK)

Constituye la parte superior de la torre de perforación o del mástil, donde el peso de la sarta de perforación es transmitido a la torre. Está formado por un sistema de poleas que a su vez sostiene y da movilidad al Bloque Viajero.

El cable de perforación pasa a través de las poleas del Bloque Corona y llega al Bloque Viajero.

El diseño de las poleas del Bloque Corona a través de las cuales tendrá que pasar el cable de perforación es de suma importancia, ya que es uno de los elementos que influyen en la vida operativa del cable.

Sistema de levantamiento de cargas

1.4.7. PLATAFORMA DE LA TORRE, “MONKEY BOARD” O ENCUELLADERO

Constituye una plataforma de trabajo ubicada en la torre a una altura aproximada entre 80' y 90' y permite que el encuellador coloque las parejas de tubería y lastra barrenas mientras se realizan operaciones como cambio de barrenas, bajada de revestidores, etc. Para ello, este accesorio consta de una serie de espacios semejando un peine donde el encuellador coloca la tubería.

1.4.8. BLOQUE VIAJERO (TRAVELLING BLOCK)

Conjunto de poleas que se enlaza o conecta al bloque de corona con el cable de perforación convenientemente enhebrado. Esto permite que el bloque se desplace hacia arriba o hacia abajo con respecto al piso de perforación. El número de veces que se pasa el cable de perforación por las poleas del bloque se le llama “cuerda” ó línea. Por ejemplo, un cable con 10 cuerdas significa que el cable pasa por 5 poleas del bloque viajero y 5 del bloque corona en forma alterna. El número de poleas requerido en el bloque corona es uno más que el número que se van a enhebrar. Esta polea adicional es para la línea muerta que estará siempre anclada a la base de la subestructura.

Su función es la de proporcionar los medios de soporte para suspender las herramientas. Durante las operaciones de perforación se suspenden el Gancho, la Unión Giratoria, la Barra Kelly, la Sarta de Perforación y la Barrena. Durante las operaciones de cementación del pozo, soportará el peso de la tubería de revestimiento. Aunque hay un solo cable, da la impresión de haber más, esto debido a que el cable de perforación sube y baja tantas veces entre los bloques, a este procedimiento se le llama Guarnear el Bloque. Una vez que se ha realizado el

guarneo completo del bloque, el extremo del cable se baja hasta el piso del taladro y se conecta al tambor del malacate. La parte del cable que sale del malacate hacia el bloque corona, se llama línea viva ya que se mueve mientras se sube o se baja el Bloque Viajero.

El extremo del cable que corre del bloque corona al tambor alimentador también se asegura. A esta parte del cable se le conoce como línea muerta, ya que no se mueve.

1.4.9. GANCHO

Es un elemento grande con forma de asa, localizado debajo del bloque viajero. Del gancho se suspende la unión giratoria por medio de una barra cilíndrica llamada “asa”. Los elevadores constituyen un juego de abrazaderas que agarran la sarta de perforación para permitirle al perforador subir o bajar la sarta desde o hacia el sondeo durante las operaciones de perforación. Tiene un resorte interior que le

ayuda a absorber los impactos. Los brazos del elevador se encuentran sujetos al gancho y son usados para operaciones de izado. La capacidad del gancho, es el peso máximo que pueden soportar.

1.4.10. CABLE DE PERFORACIÓN

El cable de perforación es un cable de acero para servicio pesado construido con hilos de acero mejorado (IPS) trenzados en torones o madejas helicoidales de 19 hilos cada una. Conecta todos los componentes del sistema de izado, al pasar por

las poleas del bloque corona y del bloque viajero en forma alternada. Luego es enrollada sobre el carretel de perforación en el malacate. De fabricación compleja,

está diseñado para cargas pesadas, por lo cual debe ser seleccionado según el peso que tendrá que soportar.

El cable de perforación generalmente varía entre 1^{1/8}" y 1^{3/4}" de diámetro y en longitudes entre 1500 y 7500 pies. Se almacena en un carretel de reserva. Debe ser inspeccionado con frecuencia para asegurar que esté en buenas condiciones. Se debe tomar en consideración el tiempo de trabajo y uso rendido por el mismo para proceder a cambiarlo. El desgaste del cable viene determinado por el peso, distancia y movimiento. De ahí que deben llevarse estadísticas sobre el uso del cable de perforación.

La longitud requerida depende de tres variables: La altura de la torre o mástil, el número de veces que se pasa el cable por los bloques y la profundidad del pozo a perforar más una reserva para el programa de corte y corrida del cable trabajado.

Los cables de Perforación o los cables de acero son conocidos también bajo el término "Línea de Acero". Los Cables de Perforación es una red intrincada con poca tolerancia, de acero de precisión, muy parecida a una máquina donde cada parte tiene un trabajo que realizar.

Cada parte debe trabajar en perfecta armonía con la otra para que el cable funcione adecuadamente. Se debe manejar cuidadosamente para mantener la vida útil y la seguridad.

1.4.10.1. Nomenclatura y denominación de los cables de acero

El Cable de acero está compuesto de tres partes: el NÚCLEO, las TRENZAS, llamadas también TORONES o MADEJAS y los HILOS individuales de acero que conforman el núcleo y las trenzas. El cable trenzado principal contiene varias trenzas más pequeñas alrededor de un Núcleo principal. Es importante familiarizarse con cada parte del cable. Es sorprendente la cantidad de veces que se reporta a un "hilo" como una "Trenza".

El cable de perforación

Tamaño: de 1" a 1^{3/4}"

Diseño: Trenzado 6 x19

Alma ó Núcleo: IWRC (Independent Wire Rope Core)

Clase de Acero: EIPS (Extra Improved Plow Steel).

Construcción de una Trenza:

Capa Sencilla: El "principio de la capa sencilla" es la base para la construcción de este tipo de trenza. El ejemplo más común es un cable central con seis cables tendidos en forma helicoidal a su alrededor. Es conocido como una trenza de siete hilos (1-6).

Hilos de Relleno: Consiste en dos capas de hilos del mismo tamaño alrededor de un hilo central. La capa interna tiene la mitad de los hilos de la capa externa y entre las dos capas se colocan hilos más delgados de relleno.

Los cables de acero se identifican y describen con números y abreviaciones. Es importante entender los términos utilizados y relacionarlos con el cable usado en la industria petrolera. A continuación un ejemplo de la descripción de un cable de perforación, se explica el significado de cada término.

1" x 5000' 6 x 19 S PRF RRL IPS IWRC

Donde:

1" = Diámetro del cable

Tamaño: de 1" a 1 ¾".

5000' = Longitud del cable en pies

6 = Numero de trenzas o torones por cable

19 = Numero de hilos en cada trenza o madeja (torón)

Diseño: Trenzado 6 x19.

S = Patrón o arreglo del tendido de los hilos en la madeja "Seale" (Seale Pattern) o Sellado

PRF = Trenza preformada (Pre Formed Strand)

RRL = Tipo de trenzado = Tendido Derecho Normal (Right Regular Lay)

IPS = se refiere a la clase de Acero. Acero mejorado (Improved Plow Steel).

En algunos casos se acude a EIPS (Extra Improved Plow Steel).

IWRC (Independent Wire Rope Core): Alma o núcleo. Núcleo independiente hecho de alambre (Independent Wire Rope Core)

Esto significa un cable de 1" de diámetro, de 5000 pies de longitud con 6 trenzas o madejas de 19 hilos cada un trenzado en un patrón "Seale". Las Trenzas son preformadas en forma helicoidal antes de ser tendidas en un patrón derecho normal. El grado del cable es de acero mejorado (IPS) y tiene un núcleo de alambre independiente (IWRC).

1.4.10.2. Medida del diámetro de un cable trenzado

Las mediciones del diámetro del cable son correctas cuando se realizan a través de las coronas de las trenzas del cable. Esto significa que el diámetro verdadero del cable es el diámetro más grande que se puede medir. Siempre rote el calibrador al medir un cable para asegurarse de que lo hace en el punto más grueso.

La mayoría de los cables se fabrican en diámetros mayores al nominal. Cuando se coloca por primera vez en operación las trenzas se ajustan y el cable reduce ligeramente su diámetro. Por esto se deben registrar las mediciones para tener un punto de referencia y hacer comparaciones una vez que el cable haya estado en servicio por un breve período de tiempo. Con esto puede surgir la pregunta de si el

cable cumple con la tolerancia por su mayor tamaño. En estos casos se aplica una tensión no menor a 10% y no mayor a 20% de su resistencia nominal al cable y se vuelve a medir mientras esta bajo tensión.

Los cables de acero difieren de la cantidad de trenzas y el número y patrón de los hilos en cada trenza. Los tipos de cable más comunes se clasifican en 4 grupos estándar basados en el número de trenzas y el número de hilos por trenza. Dentro de cada clasificación hay tipos específicos de fabricación del cable. Por ejemplo: en la clasificación 6 x 19 algunos de los cables son: 6 x 19 S (seale - sellado), 6 x 25 FW (filler wire – hilo de relleno) y 6 x 26 WS (Warrington Seale –Warrington sellado).

Características como la resistencia a la fatiga y a la abrasión son directamente afectadas por el diseño de las trenzas. Como regla general una trenza hecha de pocos hilos gruesos resistirá más a la abrasión y menos a la fatiga que una trenza con mayor número de hilos delgados.

1.4.10.3. Factores que afectan a la vida en servicio de un cable de perforación

Para mantener los costes del cable de perforación al mínimo las cuadrillas y la gerencia deben conocer como obtener la mayor vida útil del cable en condiciones seguras. Lo siguientes son puntos básicos para lograr ese objetivo e incrementarán notablemente la vida de servicio del cable de perforación.

- Seleccione el tamaño y tipo de cable apropiados para cumplir los requerimientos.
- Cuide el cable para prevenir daños en el mismo.
- Calcule el trabajo realizado por el cable en Ton- Millas.
- Escoja un programa de corte que se adapte a sus necesidades y sígalo cuidadosamente.

Cuando se recibe un cable de perforación nuevo, se debe anotar en el informe diario de perforación el número de carretel, los datos de fabricación y la descripción completa del cable. Se debe calcular la cantidad de Ton-Millas acumuladas diariamente y llevar un registro para aplicar el programa de corrida y corte del cable en el momento adecuado.

A continuación se describen algunos de los factores que tienen un efecto directo en la vida operativa del cable de perforación:

Altura del Mástil o Torre de Perforación. La altura del mástil o de la torre de perforación variará entre 65 y 185 pies y determina la cantidad de cable a utilizar y si se van a recostar en ella barras sencillas, dobles, triples o cuádruples dispuestas para su utilización en los viajes.

Poleas del Bloque Corona. El diámetro de las poleas debe ser lo suficientemente grande para reducir al mínimo la fatiga del cable. No deben tener ranuras que provoquen desgaste en el cable y los rodamientos deben estar en buenas condiciones para evitar desgaste por fricción entre las poleas y el cable.

Poleas del Bloque Viajero. En éste caso, es de aplicación lo anteriormente señalado para el bloque corona. Adicionalmente, el bloque viajero debe tener suficiente peso para asegurar que el cable se mantenga en tensión y se enrolle correctamente en el carretel mientras se sube o baja el bloque viajero.

Carretel del Malacate. El diámetro y longitud del carretel son importantes. Un carretel de diámetro y longitud pequeños requiere más vueltas para enrollar el cable al levantar el bloque. Esto a su vez da lugar a la superposición de más capas en el carretel y, consecuentemente, más puntos de desgaste. Un carretel ranurado le añade vida de servicio al soportar el cable y permitiendo que se enrolle mejor. Las condiciones del embrague y el freno del malacate también afectan de manera importante la vida del cable. Si no se encuentran bien ajustados, dan lugar a cargas de impacto sobre el cable.

Cantidad de líneas a colocar entre el Bloque Viajero y el bloque Corona: Pueden ser 6, 8, 10 ó 12. La cantidad de líneas determina la carga que cada una debe soportar, la cantidad de línea a utilizar y también el tiempo que los puntos de mayor desgaste permanecen en el sistema.

Anclaje de grapa en la línea muerta. El tamaño, tipo y condición del ancla afecta directamente al cable de perforación. Si ésta es muy pequeña, puede tener un ángulo muy fuerte y crearle puntos de esfuerzo lo que da lugar a una distorsión en el cable. Este esfuerzo da como resultado un desgaste y una fatiga temprana que requerirán un corte largo de cable para eliminarlo del sistema.

Estabilizadores y rodillos para el cable de perforación. Los estabilizadores y rodillos en el cable de perforación ayudan a extender la vida útil del cable. Los

estabilizadores en el cable atenúan las vibraciones en la línea rápida. Los rodillos ayudan a evitar que el cable se cruce en el tambor y previene que el cable se apile a los lados del mismo. Los estabilizadores de caja son los superiores para el tambor del malacate. Los estabilizadores en la línea muerta reducen la vibración en la línea muerta cerca del ancla y la polea.

Experiencia de las cuadrillas. La experiencia de las cuadrillas afecta en cierto modo a la vida del cable de perforación por la forma en que lo manejan. Por ejemplo, la forma en que desenrollan el carretel, como lo enrollan, las medidas que toman para evitar que se ensucie de lodo y tierra, el método que emplean para colocar cable nuevo en el carretel y la forma en la que el perforador arranca y para el tambor del malacate mientras hace una carrera completa de ida y vuelta.

Profundidad del sondeo. La profundidad del sondeo determina el peso total de la tubería de perforación, el número de conexiones requeridas, el número de barrenas requeridas y también el número de carreras y maniobras completas a realizar.

Condiciones de la perforación. Ciertas formaciones producen vibraciones en la barrena que son transmitidas por la sarta de perforación al cable de perforación. Estas cargas intermitentes de impacto son causa de desgaste especialmente alrededor de la polea de la línea muerta. También los sondeos irregulares provocan esfuerzos importantes al meter o sacar la sarta de perforación.

Tamaño de la Tubería de Perforación. El tamaño de la TP determina la carga total cuando se calculan las Ton-milla de cada maniobra y cuando se realizan conexiones.

Tamaño y número de Lastra barrenas. El tamaño y el número de lastra barrenas son algunos de los factores que determinan el exceso de peso cuando se calculan las Ton-milla por viaje redondo.

Pruebas de Pozo. Las pruebas de pozo requieren viajes adicionales a los necesarios para cambiar la barrena.

Extracción de testigos. La extracción de testigos también significan un elevado número de maniobras adicionales y un mayor desgaste del cable de perforación.

Atrapamientos de la tubería. El martilleo y la manipulación de la sarta de perforación para despegarla causan esfuerzos extremos y desgaste del cable de perforación. No existe un método para calcular las Ton-milla en estos casos y se

requiere de una inspección visual cuidadosa y retirar el cable dañado sin importar la cantidad de cable que se requiera cortar.

Trabajos de pesca y desconexiones en la sarta. Los trabajos de pesca o cuando se desenrosca una conexión significan viajes adicionales de tubería para retirar completamente el varillaje recuperado y poder continuar con las actividades programadas.

Introducción de tubería de revestimiento. Aunque el tamaño y longitud del revestimiento varía, en cualquier caso esto significa viajes adicionales, conexiones y desgaste del cable.

Ángulo de enrollado. El ángulo de enrollado se toma en consideración con los estabilizadores de enrollado apropiados y puede ser la base para resolver problemas al enrollar el cable en el carrete. Por esto en ángulo de enrollado es de mucha importancia al determinar el número de vueltas de exceso en el carrete.

Cuando se toman en consideración todos estos factores anteriormente reseñados, se comprende la necesidad de preparar un programa de mantenimiento y de servicio específico para el cable de perforación de cada equipo de perforación en particular.

1.5. SISTEMA DE CIRCULACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Se encarga de dar soporte al sistema de rotación proveyendo el material y las áreas de trabajo para preparar, mantener y revisar el fluido de perforación. Este sistema consta de cuatro componentes principales:

1. El fluido de perforación.
2. El área de preparación y almacenaje.
3. El equipo para bombeo y circulación de fluidos.
4. El equipo y área para el acondicionamiento.

1.5.1. COMPONENTES DEL SISTEMA DE CIRCULACIÓN DE LODOS

El equipo del sistema de circulación consta de gran número de equipos y estructuras como son:

1. Tanques o presas de succión.
2. Línea de succión.
3. Bombas de lodo.
4. Línea de descarga de la bomba.
5. Línea de conducción a la torre.
6. Manguera rotaria.
7. Sarta de perforación.
8. Espacio anular pozo – sarta.
9. Línea de retorno (línea de flujo o de flote).
10. Tanques o presas de asentamiento.
11. Área para el acondicionamiento del lodo.

Las Bombas de Lodo recogen lodo de los tanques y lo envían a través de una Línea de Descarga hasta un tubo colocado paralelo al taladro llamado Tubería Parada o Stand Pipe.

De allí el lodo sube y pasa por una manguera flexible de alta resistencia llamada Manguera de Lodos, la cual esta conectada a la cabeza de inyección o Unión Giratoria, pasa a través de ella y se dirige al interior del cuadrante para luego seguir su recorrido a través de la tubería de perforación, los lastrabarrenas y sale por la

mecha subiendo por el espacio anular y sale a la superficie a través de la línea de descarga, cayendo sobre un equipo constituido por un cedazo vibratorio o zaranda vibratoria, en la cual se separan los recortes hechos por la mecha y contenidos en el lodo. En su recorrido en los tanques de superficie, el lodo es sometido a limpieza de sólidos indeseables que, de no ser removidos del sistema, ocasionaran problemas operacionales. El sistema de circulación del lodo es un sistema cerrado ya que el lodo circula todo el tiempo, siguiendo el mismo recorrido, a excepción de cuando se presentan problemas de pérdida de circulación.

Acondicionamiento del lodo

1. Cleaning unit
2. Intermediaty unit
3. Acceptance unit
- 3a. Chemical reagent preparation unit
4. Chemical reagent treatment unit
5. Electric drive control panel –
6. Coagulation and flocculation unit
7. Linear shale shaker
8. Degasser
9. Desander
10. Desilter
11. Centrifuge
12. Mud pump
13. Compressor
14. Diesel engine
15. Vertical sludge pump
16. Mixer
17. Hydraulic dispersant
18. Dispersant
19. Hydraulic mixer
20. Sludge pump
21. Sludge container
22. Electric drive control panel
23. Mud agitator
24. Hydraulic mixer
25. Screw conveyer
26. Mud agitator
27. Submersible pump
28. Cover

1.5.2. PREPARACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL FLUIDO

El área de preparación del lodo en superficie consta de una serie de equipos especiales que facilitan la mezcla y tratamiento del mismo. Esta área está conformada por: la Chemist House (Casa de Química) que es el sitio donde se almacenan los aditivos que se utilizan en la preparación del lodo. El Embudo de Mezcla, equipo utilizado para agregar al lodo los aditivos en forma rápida. El tanque o barril químico es un equipo utilizado para agregar químicos líquidos al lodo de perforación.

La preparación del fluido de perforación y su mantenimiento se realiza en el área de preparación, a la que debe darse una importancia crucial, ya que es esencial para el éxito de las operaciones de perforación.

Los depósitos a granel permiten almacenar grandes cantidades de aditivos como la Barita y que pueden ser añadidos al lodo en forma rápida y en grandes cantidades a la vez. Los tanques de lodo facilitan el manejo del lodo en superficie; de acuerdo a su posición en el área de preparación pueden ser: de asentamiento (sin agitación), en el cual los sólidos remanentes en el lodo, después de pasar a través del vibrador, son decantados por gravedad y separados del resto del sistema.

Seguidamente está el tanque de tratamiento y agitación, donde se realiza el tratamiento al lodo a través del embudo y el tanque de química; y por último está el tanque de succión que es donde se mantiene el lodo en óptimas condiciones, listo para ser enviado al pozo, succionado por la instalación donde están las Bombas de Lodo. Aparte de estos tanques y alejados de ellos, están los depósitos o tanques de agua (o gasoil en su caso) y los tanques de reserva de lodo, útiles en el momento de ser necesarias cantidades adicionales de lodo como consecuencia de pérdidas de circulación en el pozo.

Las cuatro rutinas principales durante la preparación de fluidos son:

1. Preparación Inicial.
2. Densificación (incremento del peso o densidad del lodo).
3. Dilución (reducción del peso o densidad del lodo).
4. Tratamiento / acondicionamiento (cambios en la química del lodo).

El área de preparación del fluido de perforación consiste en un conjunto de equipos cuidadosamente dispuestos para facilitar la preparación y el tratamiento del fluido de perforación. Generalmente incluye lo siguiente:

- Almacén de Química: Área cerrada para guardar los aditivos del lodo.
- Tanques o presas de lodo: contenedores metálicos que facilitan el almacenamiento y manejo del fluido de perforación.
- Silos: contenedores con fondo en forma de embudo para almacenar los aditivos utilizados en gran cantidad como lo son las arcillas y el material densificante. Estos contenedores operan con la gravedad o son asistidos con aire.
- Tolva de Mezclado: equipo en forma de embudo que utilice el vacío para agregar materiales sólidos al fluido de perforación.

Se emplea un dispositivo en forma de embudo para agregar en forma rápida materiales sólidos al lodo utilizando el principio del vacío creado por el flujo estrangulado, efecto de succión conocido como efecto Venturi (principio de Joule).

Las dos propiedades principales que son continuamente controladas son:

- Peso del lodo, medido con la “Balanza de Lodos” (Fig A), que convierte una cierta cantidad de fluido de perforación en una unidad de peso, generalmente en libras por galón o kilogramos por litro.
- Viscosidad, que es la resistencia del fluido a fluir, se debe a la fricción interna que resulta de las fuerzas de cohesión y adhesión. Esta propiedad es medida

empleando un “embudo de Marsh” (Fig B) y contando los segundos necesarios para que un cuarto de galón fluya por el embudo.

Estas dos variables principales (la viscosidad y la densidad) son controladas tratando el fluido de perforación con varios aditivos y monitoreándolo constantemente.

El fluido es movido desde el área de preparación, a través de la sarta de perforación y el espacio anular, donde es transportado ya en la superficie al área de acondicionamiento antes de ser enviados a los tanques para ser recirculado.

1.5.3. EL EQUIPO DE CIRCULACIÓN

Moviliza el lodo de perforación a través del sistema de circulación. Básicamente consiste en:

1. La presa de succión: contenedor metálico utilizado para contener y controlar el fluido de perforación.
2. Tolva de Mezclado: equipo para agregar rápidamente sólidos al fluido de perforación.
3. Línea de Succión: línea que conecta las presas con las bombas.
4. Bombas de Lodo: son el corazón y el componente primario del sistema de circulación de fluido. Funcionan con motores eléctricos conectados directamente a ellas o con energía transmitida por la central de distribución. Tienen mucha potencia y son capaces de mover grandes volúmenes de fluidos a presiones altísimas. Existen varios tipos de bombas y entre ellas están las Duplex, Triplex y Centrifugas, siendo la diferencia entre ellas el número de pistones. Las más usadas son las Triplex, que permiten altas presiones en menos tiempos. Las centrifugas son utilizadas en los agitadores para la transferencia de lodo entre tanques y tienen potencias hasta de 100 HP

5. Línea de Descarga: transporta el fluido de perforación bajo presión hasta el tubo vertical, la sarta de perforación y al pozo.
6. Tubo Vertical (Stand Pipe): tubería de acero anclada verticalmente a un lado del mástil y paralela a una de las patas de la torre. Conecta la línea de descarga de las bombas de lodo con la manguera de lodo, la cual se conecta con la unión giratoria y permite el paso del lodo a través de la misma. Tanto la manguera de lodo como la unión giratoria se pueden mover verticalmente hacia arriba o hacia abajo cuando así se requiera.
7. Manguera Rotatoria: manguera fabricada con goma especial extrafuerte, reforzada y flexible que conecta al tubo vertical con la unión giratoria. Su flexibilidad se debe a que debe permitir el movimiento vertical libremente de la sarta de perforación.
8. Sarta de Perforación: incluye la unión giratoria, la flecha o el top drive, la sarta de perforación y la barrena.
9. El Anular: Es el espacio entre la sarta de perforación y las paredes del pozo.

10. La Línea de Retorno: acarrea el fluido que sale del pozo conteniendo el detritus de perforación y gases. El fluido circula por gravedad desde el pozo hasta el área de acondicionamiento.

11. Tanque o Presa de Asentamiento: contenedor de acero utilizado para almacenar el fluido de perforación durante el acondicionamiento. También se le conoce como trampa de arena.

12. Área de acondicionamiento: incluye equipo utilizado para limpiar el fluido de perforación después de que sale del pozo.

Equipos de control de sólidos en el fluido

Criba vibrante

Centrifugadora

Desarenador

Guardabarro

Bomba centrífuga

Separador de gas

Bomba de corte

Limpiador de fluido de perforación

Mezclador de fluido de perforación

Agitador de fluido de perforación

Separador de perforación

1.5.4. EQUIPOS DE LA ETAPA DE ACONDICIONAMIENTO

Una vez que el lodo sale del pozo, hay que proceder a separarle los ripios producto de la perforación. El uso efectivo del equipo de acondicionamiento ayuda a reducir significativamente el desgaste en la bomba de lodos.

La reducción en la cantidad de detritus de perforación y sólidos arrastrados de la formación durante la circulación del fluido de perforación, beneficia a todo el sistema y se requiere una menor cantidad de aditivos y agentes químicos.

1.5.4.1. Etapa de cribado (shale shaker)

El fluido de perforación sale directo del pozo a la etapa de cribado, que tiene la función de separar el detritus de mayor. Constituyen el primer paso (limpiador primario del lodo) y el más importante para el control mecánico de los sólidos. Remueve el detritus de perforación de mayor tamaño arrastrados con el lodo, separándolos por medio de las mallas vibratorias. Utiliza mallas de diferentes tamaños que permiten remover recortes de pequeño tamaño, dependiendo del tamaño de las mallas, las cuales dependen de las condiciones que se observen en el pozo. El cribado es la primera línea de defensa contra el aumento de sólidos en el lodo.

1.5.4.2. Desarenadores (desander)

Son utilizados con el propósito de separar la arena, utilizando generalmente un cono de 6" o más de diámetro interno. Este equipo se construye con varios conos destinados a permitir la retirada de las partículas sólidas que, por su menor tamaño, pasan a través de las cribas. El fluido de perforación es forzado a través de un cono presurizado donde las partículas más pesadas son retiradas por el fondo por la fuerza centrífuga.

Estos conos manejan grandes volúmenes de lodo pero tienen la desventaja de seleccionar tamaños grandes de partículas, de allí que debe ser instalado adecuadamente.

1.5.4.3. Hidrociclones

El tamaño de los conos y la presión de bomba determinan el tamaño de la partícula que se separa. Menores presiones darán como resultado una separación más segura.

1.5.4.4. Limpiador de lodo

Consiste en una batería de conos colocados por encima de un tamiz de malla fina y alta vibración. Este proceso remueve los sólidos perforados de tamaño de arena, aplicando primero el Hidrociclón al lodo y haciendo caer luego la descarga de los

Hidrociclones sobre el tamiz vibratorio de malla fina. El lodo y los sólidos que atraviesan el tamiz, son recuperados y los sólidos retenidos sobre el tamiz se descartan; el tamaño de la malla varía entre 100 y 325 mesh

1.5.4.5. Eliminados de arcillas (desilter)

Los eliminadores de arcillas, son muy similares a los desarenadores en su funcionamiento y operación, con la particularidad de que los eliminadores de arcillas eliminan partículas muy pequeñas presentes en el fluido de perforación.

1.5.4.6. Centrífugas de decantación

Las Centrífugas de Decantación aumentan la velocidad de sedimentación de los sólidos mediante el reemplazo de la fuerza de gravedad por la fuerza centrífuga. Los aumentos de viscosidad y resistencia de gel, son los mejores indicadores de que debe emplearse una centrífuga en un sistema de lodo densificado. Además de

servir para ahorrar Barita y para el control de viscosidad; las centrífugas también pueden tener otras aplicaciones. La descarga de la misma son sólidos secos. La reducción de costes del lodo sin sacrificar el control de las propiedades esenciales del mismo, es el único propósito real y la justificación para emplear una centrífuga de decantación

1.5.4.7. Desgasificadores (Degasser) y separadores lodo/gas:

Su función es eliminar los gases que han entrado en el lodo de perforación porque estos:

- Reducen la densidad del lodo.
- Reducen la eficiencia volumétrica de la bomba.
- Disminuyen la presión hidrostática de la columna de fluido.
- Incrementan el volumen del fluido de perforación.

El gas al entrar en contacto con el lodo de perforación, provoca una reducción en su densidad, cuestión indeseable durante el proceso de perforación, ya que puede dar origen a una arremetida por la disminución de la presión hidrostática. Igualmente, el gas en el lodo reduce la eficiencia de las bombas de lodo; por estas

razones es necesaria la presencia de desgasificadores en todos los equipos de perforación.

Equipos utilizados para remoción del gas:

- Desgasificador de vacío (A).
- Separador lodo / gas (B).

El Separador de Lodo y Gas es una pieza esencial en una instalación para poder controlar una arremetida de gas. Este equipo permite restaurar el lodo que sale del pozo mientras ocurre un cabeceo y así se puede separar el gas y quemarlo a una distancia segura de la instalación.

El separador lodo/gas es un tanque que se encuentra conectado al múltiple de estrangulación con líneas de alta presión. Interiormente esta constituido por deflectores que hacen que cantidades de lodo y gas se muevan más despacio y un arreglo en forma de S en el fondo permite que el lodo fluya hacia el tanque del vibrador mientras mantiene el gas por encima del lodo. El tubo de descarga en la parte superior permite que el gas se quemé sin hacer mucha presión contra el lodo.

Sus funciones principales son:

- Eliminar grandes cantidades de gases atrapados en el fluido de perforación.
- Recuperar los fluidos devolviéndolos al desgasificador.
- Desviar los gases inflamables o venenosos a una distancia segura del equipo.

1.5.4.8. Líneas de matar

Las Líneas de Matar van desde la bomba de lodo al conjunto de válvulas de seguridad, conectándose a estas en el lado opuesto a las líneas de estrangulación. A través de esta línea se bombea lodo pesado al pozo hasta que la presión se haya

restaurado, lo cual ocurre cuando se ejerce suficiente presión hidrostática contra las paredes del pozo para prevenir cualquier irrupción del fluido al pozo.

1.5.4.9. Tanque de Viaje

El Tanque de Viaje es una estructura metálica utilizada con la finalidad de contabilizar el volumen de lodo en el sondeo durante los viajes de tubería; permite detectar si la sarta de perforación está desplazando o manteniendo el volumen

dentro del pozo cuando se meta o se saque la tubería del mismo. Posee una escala graduada que facilita la medición más exacta de estos volúmenes.

1.6. SISTEMAS DE SEGURIDAD

El evento menos deseado durante la perforación de un pozo son las arremetidas y los reventones.

Un reventón (blow out) es un flujo incontrolado de fluidos (petróleo crudo y/o gas natural) desde la formación a la superficie después de que hayan fracasado los sistemas de control de presión.

La arremetida es la intrusión de hidrocarburos (gas o petróleo) o agua salada, una vez que se pierden los controles primarios conformados por el mantenimiento óptimo de las condiciones del fluido de perforación como son la densidad, reología, etc.

Comienza con un “brote” o “cabeceo” que es un flujo imprevisto de fluidos desde la formación hacia el interior del pozo, lo cual, si no se maneja apropiadamente, se convierte en un reventón. Antes de la aparición de los equipos de control de presión en la década de 1920, la liberación incontrolada de petróleo y gas de un pozo durante la perforación era algo común y era conocido como “oil gusher” (chorro de aceite), “gusher” o “wild well”.

Para solucionar en parte estos problemas, se tienen en los sondeos equipos especiales que permiten cerrar el pozo y evitar que el fluido invasor salga a superficie. Estos equipos son las válvulas preventoras de reventones (Blow Out Preventor). Dentro de las funciones principales de estos equipos están: permitir un sello del sondeo cuando ocurra una arremetida y mantener suficiente contrapresión en el pozo para evitar que prosiga la entrada de fluidos desde la formación al pozo mientras se realizan la restauración del pozo a sus condiciones normales.

Deepwater Horizon offshore drilling unit on fire in 2010

Invasiones

INVASION → Reducción densidad lodo → ERUPCION

FLUIDOS: Petróleo, agua o gas.

CAUSAS:

- Densidad de lodo insuficiente.
- Descenso del nivel de lodo en el anular por pérdidas o por falta de llenado en maniobras.
- Arrastre de lodo en la extracción del varillaje (efecto pistón).
- Mezcla de lodo con gas o agua (baja la densidad).

INDICIOS:

- Subida del nivel en los tanques con ó sin circulación.
- Incremento brusco de la velocidad de perforación.
- Presencia de gas o agua en el lodo.
- Disminución de la presión de la bomba.
- Finalizada la maniobra de extracción de la sarta, el sondeo no admite el volumen de fluido que aquélla desplazaba.

Control de la invasión

Actuación rápida. La presión aumenta con el volumen de invasión.
 Riesgo: fractura de la formación.

- 1) Parar la perforación. Levantar la sarta. Parar las bombas.
 Comprobar si el pozo fluye.

- 2) Cerrar el pozo. Calcular la presión de formación:

$$z \cdot \underline{d_s} / 10 + \underline{P_s} = \underline{P_f} = z \cdot \underline{d_a} / 10 + \underline{P_a}$$

"z": Profundidad del pozo en m.

" $\underline{d_s}$ ": Densidad del lodo en la sarta (g/cm³).

" $\underline{P_s}$ ": Presión del lodo en la sarta (kg/cm²)

" $\underline{P_f}$ ": Presión de la formación.

" $\underline{d_a}$ ": Densidad del lodo en el anular (g/cm³).

" $\underline{P_a}$ ": Presión del lodo en el anular (kg/cm²)

- 3) Proceder al "matado del pozo", utilizando un lodo de una mayor densidad "d", que proporcione una presión adicional "p" sobre la " $\underline{P_f}$ " calculada

$$z \cdot \underline{d} / 10 = z \cdot \underline{d_s} / 10 + \underline{P_s} + p$$

$$\underline{d} = \underline{d_s} + 10 \cdot (\underline{P_s} + p) / z$$

1.7. SISTEMAS BOP (BLOW OUT PREVENTION)

Las condiciones del lodo deben ser monitorizadas por el Ingeniero de Lodos y por unidades especializadas (Mud logging), con la finalidad de detectar rápidamente anomalías y poder atacar las circunstancias que puedan dar lugar a o ser derivadas de un reventón o una arremetida sin pérdida de tiempo.

Una vez perdidos estos controles primarios, se tendrá en el pozo un reventón que no es más que una manifestación **incontrolada de fluidos** (petróleo crudo y/o gas natural) a alta presión que fluyen desde la formación a la superficie después de que hayan fracasado los sistemas de control de presión. Es uno de los mayores problemas que se pueden encontrar durante la perforación de un pozo.

El “Blow Out Preventer (BOP)” o preventor de erupciones, se instala en la parte superior de la cabeza del casing antes de que se inicie la perforación. Dispone de válvulas de seguridad de alta presión, diseñadas para sellar el pozo y bloquear las fugas de gases y fluidos para evitar que pueda producirse un blow out.

El Sistema para control del Pozo tiene 3 funciones:

1. Cerrar el pozo en caso de un influjo imprevisto.
2. Colocar suficiente contra-presión sobre la formación.
3. Recuperar el control primario del pozo.

Los Preventores de Reventones son equipos que se utilizan para cerrar el pozo y permitir que la cuadrilla controle un cabeceo o arremetida antes de que ocurra un reventón. Existen dos tipos básicos de preventores: anular y de ariete.

Los Preventores Anulares poseen un elemento de goma que sella a la barra Kelly, a la la sarta de perforación, los lastra barrenas o al pozo mismo si no existiere sarta en el mismo.

Preventor anular

Los Preventores de Ariete consisten de grandes válvulas de acero (arietes) que tienen elementos de goma que sirven de sello. Existe un tipo de preventor de ariete que se conoce como Preventor de Ariete de Tubería porque cierra la tubería de perforación mas no puede sellar el pozo abierto. El Preventor de Ariete Ciego se utiliza para sellar el un pozo abierto. Además, existe un tipo de ariete llamado de Corte o Cizallamiento que permite cortar la tubería de perforación en el caso de que los otros preventores fallen, y así poder cerrar el pozo en el caso de una arremetida. Generalmente, en los pozos se instalan una serie de preventores apilados uno encima del otro. La distribución de los mismos dependerá de las condiciones de cada pozo, profundidad y categoría (alto riesgo). Sin embargo, el preventor anular debe colocarse siempre en la parte superior y los preventores de arietes, de tubería y ciegos en la parte inferior.

El primer paso una vez que se cierra un pozo es la utilización de los preventores. Para comenzar la perforación nuevamente, hay que circular el fluido para sacar la arremetida y reemplazarlo con lodo con la densidad adecuada; para esto se utilizan los Estranguladores que son válvulas cuya apertura puede ser cerrada, puede abrirse o cerrarse completamente y hay muchísimas posiciones entre los dos

Preventor de Ariete

extremos. Para circular la arremetida hacia fuera y bombear lodo nuevo hacia el pozo, el estrangulador se abre completamente y se inicia el bombeo del lodo. A medida que el influjo va saliendo del pozo, se va reduciendo la apertura del estrangulador a posiciones que mantienen la suficiente presión para permitir que salga el influjo y lodo, pero no permite que salga más fluido de formación.

Los preventores se abren o cierran con fluido hidráulico que va almacenando bajo presión en un equipo llamado Acumulador. Varios recipientes en forma de botella o esféricos están localizados en la unidad de operaciones y es allí donde se guarda el fluido hidráulico. Posee líneas de alta presión que llevan el fluido hidráulico a los preventores y cuando las válvulas de control se activan, el fluido causa que los preventores actúen. Ya que los preventores se deben poder sellar rápidamente cuando es necesario, el fluido hidráulico se tiene que poner bajo 1500 a 3000 psi de presión utilizando el gas de nitrógeno contenido en los recipientes.

BOP de tipo ariete

1.8. INSTRUMENTOS DE CONTROL. CONSOLA DEL PERFORADOR

Un equipo de perforación tiene muchos instrumentos de control y de medida de los parámetros de funcionamiento de los equipos, que ayudan al perforista y a la cuadrilla a monitorear la perforación del pozo. La instrumentación abarca desde los medidores más básicos hasta sofisticados equipos de medida informatizada con todo tipo de pantallas de datos y aportan al perforador una visión general de todo lo que está ocurriendo en cada uno de los componentes del sistema.

La consola del perforador reúne múltiples instrumentos y medidores que permiten al perforista monitorizar los procesos y mantener al personal informado de la situación. Los indicadores de la consola del perforador incluyen:

- Indicador de peso.
- Indicador de ratio de la bomba.
- Indicador de presión de la bomba de lodo.
- Indicador de velocidad de la rotatoria.
- Indicador de par de la rotatoria.
- Indicador de par de las llaves de potencia.
- Indicador de ratio de flujo del retorno de lodo.
- Indicador de nivel de los tanques.
- Indicador de volumen del tanque de viaje.

Indicador de Peso. Es el indicador más grande que hay en el panel del perforador. Indica la relación entre el peso en el gancho y el peso sobre la boca de perforación (WOB). Consecuentemente, es la cantidad total de peso suspendido en el bloque mientras que el WOB es la cantidad de peso que la sarta ejerce sobre la broca. Es menor que el peso en el gancho. El indicador de peso es extremadamente sensible a los cambios de peso en el gancho. Los perforadores pueden usar los cambios de peso para monitorear los arrastres o fricción que las paredes del pozo ejercen sobre la sarta de perforación cuando la tubería se mueve hacia arriba o abajo. Gracias a su

precisión, el perforador puede usarlo para monitorear la operación de herramientas de fondo de pozo que requieren pequeñas variaciones de peso.

Indicador de ratio de la bomba. Muestra el número de veces que el pistón de la bomba de lodo se mueve por minuto. Con ello, el perforador puede determinar la

cantidad total de lodo que se está bombeando: Pump Rate *
 Number of piston * Amount of mud each piston moves = Total
 volume of Mud Pumped.

Indicador de presión de la bomba de lodo. Le muestra al perforador la cantidad de presión generada por la bomba para inyectar la cantidad correcta necesaria.

Indicador de velocidad (tacómetro) de la rotatoria. Muestra las RPM de la mesa rotatoria o del Top Drive. Los perforadores monitorean las RPM porque necesitan saber la velocidad a la que gira la boca de perforación. Cada útil de perforación trabaja adecuadamente a una velocidad de giro en RPM diferente de las demás y que define el fabricante.

Indicador de par de la rotatoria. Sirve para saber cual es el par aplicado a la rotación de la sarta de perforación y evitar así que el perforador parta la sarta por un exceso de par en la rotación. Esto se conoce como twisting off.

Indicador de par de las llaves de potencia. Le ayuda al perforador y a la cuadrilla a conectar el drill pipe y drill collars con la cantidad adecuada de par de apriete ya que, si éste no es suficiente, la conexión tiene fugas o se desenrosca y por el contrario, si es excesivo, las roscas se dañan o se parten. Un par de apriete insuficiente puede conducir a corrosión severa.

Indicador de ratio de flujo del retorno de lodo. Proporciona una indicación relativa de cuanto lodo está retornando en el flow line. El sensor se localiza normalmente en la línea de retorno de lodo. El perforador actúa entonces de forma que el flujo constante sea normal, con una velocidad constante. Sin embargo, cuando por cualquier razón los sensores detecten un incremento o una reducción de ese flujo, se activará una señal en el panel de control del perforador al tiempo que se activa una señal de alarma acústica y/o luminosa, ya que:

- Si el flujo de retorno disminuye, puede haber pérdida de lodo en las formaciones de fondo del pozo.
- Si el flujo de retorno aumenta, los fluidos de formación pueden haber entrado al pozo y estar forzando el lodo hacia afuera.

Indicador de nivel de los tanques de lodo. Complementa a las lecturas de los sensores del flujo de retorno de lodo, ya que si el nivel de lodo en los tanques cae sin estarlo desperdiciando, puede estar produciéndose una pérdida de circulación, mientras que si el nivel aumenta, se trata de un 'kick-off' del pozo.

Indicador de volumen del tanque de viaje. Ayuda al perforador a monitorizar la cantidad de lodo desplazada por la tubería o herramienta de cable que se está corriendo dentro o fuera del pozo. La cuadrilla calcula el desplazamiento de los tubulares antes de cada viaje usando las tablas de un manual. Después, durante el viaje, comparan los volúmenes calculados con el desplazamiento real. Una monitorización precisa de este tanque durante los viajes de tubería es crucial para controlar adecuadamente el pozo.

Medidor de Perforación "Drilling Recorder". Realiza un registro de variables de perforación como son:

- Hook Load.
- WOB.
- ROP.
- Torque.
- Pump Strokes.
- Pump Pressure.

Habitualmente se localiza en la "dog house" o en el piso de perforación. Es un registro sobre papel en el que una o varias plumillas con tinta de color van dejando registrada la evolución de estos parámetros y variables de perforación. Una célula de peso en el anclaje de la línea muerta registra el peso en el gancho y el peso sobre la broca (WOB).

Instrumentación para H₂S. El H₂S es muy peligroso y está presente en todo el mundo en el petróleo, el gas y el agua que vienen de los pozos. Es extremadamente tóxico, explosivo, incoloro, más pesado que el aire, huele a huevos podridos y adormece el sentido del olfato. Para detectarlo se usan monitores automáticos y alarmas cerca a los tanques de lodo, piso de perforación, flow line, etc.

2. CABEZAL DEL POZO (WELL HEAD)

2.1. CABEZAL DEL POZO

El cabezal de pozo es la base en la superficie sobre la cual se construye el pozo durante las operaciones de perforación.

El cabezal:

- Permite la regulación y monitorización de la extracción de hidrocarburos.
- Previene la fuga de petróleo o de gas natural del pozo.
- Previene los blowouts debidos a las altas presiones de la formación.

Los cabezales se componen de tres partes:

- La cabeza del casing.
- La cabeza del tubing
- El «Árbol de Navidad»

Durante la perforación, el pozo está controlado por un BOP – Blow Out Preventor y un “múltiple de flujo y estrangulación”.

Mientras se perfora, cada espacio anular está sellado por el cabezal de pozo. Una vez terminado el pozo e instalada la tubería,

- Se retira el BOP.
- Se instala el Árbol de Navidad para controlar el flujo del pozo.

No se deben colocar manómetros o accesorios pequeños directamente en las bridas.

Vida del Pozo:

- Perforación.
- Producción.
- Rehabilitación.
- Suspensión.
- Abandono.

Los sistemas de cabezal de pozo deben diseñarse para:

- Soportar cargas de tensión de las tuberías suspendidas.
- Colgar peso.
- Contener la presión.

2.2. ÁRBOL DE NAVIDAD

Árbol de Navidad

Árbol de Navidad

- Vigilar la seguridad del pozo.
- Tener la capacidad de sellar a presión:
 - AISLAR el pozo del ambiente exterior.
 - AISLAR entre revestidores y formaciones de fondo de pozo.
 - MANTENER PRESIÓN durante operaciones de control de pozo, pruebas de pozo o períodos de cierre.
- Ofrecer una base para el Árbol de Navidad.

Un Árbol de Navidad se compone de una válvula principal (master valve), un medidor de presión (pressure gauge), una válvula lateral (wing valve), una válvula adicional (swab valve) y un estrangulador (choke).

También puede disponer de un conjunto de válvulas de control.

En la parte inferior se encuentran la cabeza del casing (Casing Head) y los soportes del casing (Casing Hangers).

El primer casing puede encontrarse enroscado, empernado o soldado al soporte.

Por otro lado, se dispondrán distintas válvulas y conexiones que deben permitir acceder al casing, abrirlo, cerrarlo, inspeccionarlo y, si es necesario, permitir la circulación de fluidos por el casing al tiempo que por el tubing.

Las válvulas también pueden determinar la existencia de fugas en el tubing, el casing o el packer.

El soporte del tubing (también llamado donut), se utiliza para colocarlo correctamente en el pozo.

Los cierres también permiten proceder a la retirada del Árbol de Navidad en caso necesario habiendo presión en el casing.

La válvula principal permite el paso de herramientas de inspección por el tubing.

**Equipo de Control
De Flujo (3/4/5)**

**Equipo de
Suspensión de
Tuberías (2)**

**Equipo de
Suspensión de
Revestidor (1)**

Principales componentes

Árbol de navidad

Cabeza Carrete de Tubería

Cabeza Carrete del Revestidor

Cubierta del cabezal del Revestidor

3. COMPONENTES DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

3.1. COMPONENTES DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

Con carácter general y analizándola de abajo hacia arriba, una sarta de perforación consta de los siguientes componentes:

sarta de perforación.

- Barrena.
- Motor en fondo (Mud motor)
- “Collars” ó Lastra-barrena.
- Tubería pesada de perforación ó Tubería de pared gruesa.
- Tubería de Perforación.
- Accesorios:
 - Estabilizadores.
 - Escariadores.
 - Sustitutos de Acople.
 - Conectores de Barrena.
 - Etc.
- Barra “Kelly” o Sistema de Top “Drive” (TDS). En sentido estricto, no forma parte de la tubería de perforación, pero transmite y absorbe torsión hacia y de la sarta de perforación, mientras soporta toda la carga de tensión de la

3.2. PUNTO NEUTRO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

El punto neutro se define como el punto en la sarta de perforación en donde se pasa del estado de compresión a la tensión. Este punto debería estar siempre dentro de los lastrabarrenas, de tal manera que la tubería de perforación esté siempre en

condiciones de tensión.

Distribución de esfuerzos en la sarta de perforación

3.3. DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

El objetivo del diseño de la sarta de perforación es:

- Asegurar que el esfuerzo máximo, en cualquier punto de la sarta de perforación, es menor que los esfuerzos admisibles.
- Asegurar que los componentes y la configuración de la sarta de perforación

minimizan los efectos de fatiga.

- Prever que se responde adecuadamente a entornos agresivos o peligrosos por presencia de H_2S , en caso de su aparición.

3.4. BARRENA

La barrena es uno de los componentes del sistema de rotación de mayor importancia durante la perforación de un pozo. Mientras esta en el fondo y perforando, está ganando dinero. Para continuar su labor, la barrena debe funcionar y desempeñar su función adecuadamente, dependiendo su eficiencia de varios factores como son: estado físico, el peso sobre la misma y la velocidad de rotación aplicados sobre ella. La acción del fluido de perforación, cumpliendo sus funciones de limpieza, enfriamiento y lubricación de forma excelente es fundamental.

En perforación se requieren barrenas capaces de perforar con la mayor rapidez posible, o sea, que se obtengan altas tasas de penetración. Una barrena debe tener la capacidad de perforar un sondeo de diámetro completo (en calibre), mientras este

en el fondo del pozo; si se desgastan los lados de la barrena, esta perforará un hueco de diámetro reducido, el cual ocasionará problemas operacionales cuando entre la nueva barrena.

Hay dos tipos principales de barrenas disponibles:

- Barrenas tricónicas o para rocas (rock Bits). Estas se pueden dividir en Barrenas con Dientes de Acero y de Insertos
- Barrenas de cortadores fijos (Drag Bits). Estas se pueden dividir en: de diamantes naturales, PDC y TSP

3.4.1. SELECCIÓN DE BARRENAS

La selección de las barrenas de perforación es un aspecto crucial para la operación de todos los proyectos de perforación. Entender los diferentes tipos de barrenas y sus respectivas aplicaciones es un prerrequisito para hacer la selección de barrenas. **La perforación de pozos involucra no solo la barrena correcta en la aplicación correcta, sino también operarla con los parámetros de operación**

correctos.

Dado que la tecnología de barrenas sigue mejorando a un paso rápido, los

ingenieros a cargo de la supervisión de un pozo deben estar actualizados acerca de los últimos avances para asegurar que hacen la selección óptima de barrenas. Para la elección del tipo de barrena que debe usarse, se tiene que tomar en cuenta varios factores como el tipo de formación a perforar y la profundidad. Los factores a considerar en la selección de barrenas son:

- **Durabilidad:** Se necesita que la barrena dure una cantidad razonable de horas de rotación.
- **Efectividad:** Esta relacionada con la durabilidad, se requiere una barrena que proporcionara la mayor cantidad de pies perforados.
- **Naturaleza de la Formación:** Se pueden conseguir cambios en la formación, por lo que se debe conseguir una barrena que rinda en estas condiciones.

Hay una relación inversa entre el rendimiento de una barrena y los costes de perforación; es decir, a mayor rendimiento, menores serán los costes, ya que la cantidad de viajes de tubería para el cambio de barrenas será menor. En formaciones superficiales, generalmente se utilizan entre una a dos barrenas para perforar el pozo de superficie, ya que son formaciones blandas, sueltas y poco compactadas. A medida que se avanza en profundidad, las formaciones se hacen mas compactas y por ende mas duras, entonces se requerirán barrenas con distinto diseño, resistentes a la abrasión. El costo de perforación en este intervalo tiende a incrementarse ya que los cambios de barrena (viajes), son mayores y el tiempo de taladro es igualmente alto.

Barrena

Barrenas tricónicas (Rock Bits)

Barrenas de cortadores fijos (Drag Bits)

3.4.2. TIPOS DE BARRENAS

Las barrenas de cono o rodillo pueden ser de dientes de acero y de insertos de Carburo de Tungsteno. Las de dientes de acero tienen conos los cuales están alineados excéntricamente, lo que origina que los dientes raspen y excaven a la formación. Es el llamado efecto de paleo. Son utilizadas en formaciones blandas, mientras los dientes estén menos separados, cortos y fuertes, se emplearán en formaciones duras. La barrena con insertos de Carburo de Tungsteno y cojinetes sellados, han sufrido una serie de modificaciones; en el pasado, estas barrenas tenían solamente pequeñas extensiones de Carburo de Tungsteno, ya que las tasas de penetración eran bajas.

Las barrenas modernas con insertos de Carburo de Tungsteno son capaces de alcanzar altas velocidades de rotación (hasta 180 RPM o más) comparados con 45 RPM de las anteriores. Estas barrenas presentan grandes ventajas debido a su alta durabilidad, su buena penetración de los insertos en formaciones blandas. Existen muchos tipos de barrenas de dientes de acero y de Carburo de Tungsteno. Es posible conseguir barrenas de insertos capaces de perforar una amplia gama de formaciones que varían entre las blandas y las semiduras con alta fuerza de compresión; las medias duras con alta fuerza de compresión y las formaciones duras abrasivas.

Las barrenas de diamante tienen un cuerpo de acero con incrustaciones de diamantes industriales. Perforan físicamente arando los cortes del fondo del pozo, muy parecido al arado de surcos en el suelo. Este tipo de barrena incluye a las barrenas de diamantes naturales y barrenas Policristalinas.

Las barrenas de diamante tienen un diseño muy básico y no tienen partes móviles

Tipos de barrenas

armadas. Actualmente, se fabrican barrenas de cuerpo de acero y de Matriz de Carburo de Tungsteno. El tamaño y disposición de los diamantes en este tipo de barrena determina su uso. Los diamantes se clasifican de acuerdo al número de quilates. Los diamantes de gran tamaño se emplean para cortar pedazos grandes de formaciones blandas como la arena suave y Lutitas. Las formaciones duras requieren diamantes más pequeños.

Las Barrenas de Diamantes Policristalinos (PDC) , aparecieron a mediados de los

años 70, mediante la introducción de un disco de perforación Policristalino aglomerado como elemento cortante de la barrena. Contiene muchos cristales de diamantes pequeños pegados en conjunto. Los planos de cibaje de los cristales de diamante tienen orientación aleatoria que evita rotura por golpes o choques de un cristal de diamante. El compacto de diamante policristalino es adherido bien a una matriz del cuerpo de la barrena de Carburo de Tungsteno o a un perno prisionero de Carburo de Tungsteno que es montado en el cuerpo de acero de la barrena. Las barrenas PDC presentan buenos comportamientos en secciones uniformes de Carbonatos o Evaporitas y también en Areniscas, Limolitas y Lutitas.

La hidráulica es importante en el diseño de la barrena, la acción de limpieza hidráulica se lleva a cabo generalmente usando jets para el cuerpo de acero de las barrenas PDC. El tamaño, forma y número de los cortadores usados y el ángulo de ataque del cortador son importantes en el diseño de las barrenas PDC. Actualmente, un ángulo de ataque negativo de 20° es usado normalmente en barrenas PDC de cuerpo de acero; para formaciones blandas se utilizan ángulos menores de ataque. El ángulo de arrastre ayuda a empujar los cortes formados hacia los lados del pozo, muy parecido a la acción de un arado.

La orientación de los cortadores debe adaptarse aproximadamente a la dureza de la formación que está siendo perforado. La orientación de los cortadores también depende de la velocidad esperada de los cortadores que a su vez depende de la distancia de la localización de los cortadores al centro del pozo.

3.4.3. PDC (BARRENA DE INSERTOS COMPACTOS DE DIAMANTE)

PDC - Polycrystalline Diamond Compact (Barrena de insertos Compactos de Diamante)

Elementos de corte de las barrenas PDC

3.4.4. DIAMANTE NATURAL

Elementos de corte: diamantes naturales

- Tamaño.
- Forma.
- Calidad.

Diamante natural

3.4.5. TSP (POLICRISTALINO TÉRMICAMENTE ESTABLE)

TSP - Thermally Stable Polycrystalline (Policristalino Térmicamente Estable)

Elementos de corte de las barrenas TSP

3.4.6. DIAMANTE IMPREGNADO

Diamante impregnado

Elementos de corte de las barrenas de diamante impregnado

Tipos de Barrena

Nombres Alternativos
Barrena para Roca
Tri-Cone™

3.4.7. BARRENAS TRICONOS DE CONOS DENTADOS

Barrenas de Conos Dentados

Elementos de Corte – Cono Dentado

3.4.8. BARRENAS DE INSERTOS

Barrenas de insertos

3.4.9. CONOS DENTADOS – COJINETE DE RODILLOS

Elementos de Corte - Inserto

- Insertos de Carburo de Tungsteno

Conos Dentados - Cojinete de Rodillos

3.4.10. CONO DENTADO / INSERTO – COJINETE DE MUÑÓN

Cono Dentado/Inserto – Cojinete de Muñón

3.4.11. DISEÑO DE LAS BARRENAS

El diseño de barrenas requiere la consideración de diferentes variables:

- Rodamientos de alta resistencia
- Carcaza de los conos de alta resistencia
- Longitud de los dientes de corte
- Toberas

Si el diseñador quiere una barrena con dientes cortos, la carcasa del cono debe ser más delgada y los rodamientos de menor tamaño.

El producto final debe ser una barrena que dure el tiempo planeado sin fallos prematuras en ninguno de estos elementos.

En todos los diseños de barrenas, las toberas juegan un papel importante en la hidráulica. Los beneficios de la correcta selección incluyen una mayor limpieza del fondo, menor riesgo de embolamiento, mayor tasa de penetración y menores costes de perforación.

Existen dos tipos de toberas. Unas son especiales para soportar erosión por fluidos abrasivos, turbulencia excesiva o largas horas de perforación, mientras que las toberas estándar son más fáciles de instalar y se recomiendan en situaciones donde la erosión no es un problema.

El tamaño de los orificios se expresa en incrementos de 1/32 de pulgada.

Tricono sellado para lodo

Depósito de grasa

Anillo de cierre

**Rodamiento de fricción
(journal bearing)**

3.5. LASTRABARRENAS O “DRILLING COLLARS” (DC)

Las lastra-barrenas son tuberías de gran espesor de pared y consecuentemente más pesadas que una tubería de perforación, que se colocan directamente sobre la barrena y se utilizan para aplicar peso sobre la misma. Su gran grosor de pared les da mayor resistencia al pandeo que en el caso de la tubería de perforación o DP y también el peso necesario para mantener la sarta de perforación en tensión evitando que se vea sujeta a fuerzas por pandeo. Para su ensamblaje y unión, los extremos tienen roscas maquinadas en el torno (caja y perno).

También se utilizan para generar el efecto péndulo y perforar un pozo más vertical. Además de da soporte y estabiliza a la barrena mientras perfora.

Funciones:

- Proveer el peso sobre la barrena (WOB).
- Mantener en tensión durante la perforación al resto de la tubería de perforación y así:
 - Prevenir el pandeo de la sarta de perforación.
 - Proveer el efecto de péndulo para la perforación de sondeos rectos.
- El punto neutral que debe estar localizado en la parte superior de la sección de lastra barrenas: 75 a 85% (máximo), debe estar disponible para ponerse bajo compresión (Peso Disponible en Barrena). Esto incluirá a la HWDP en caso de ser utilizada.

Distribución de esfuerzos en la sarta de perforación

El peso de los lastrabarreras depende de su longitud, diámetro interno y externo. Su longitud API es de 30', aunque los hay también más cortos o más largos. Al diseñar la cantidad de lastrabarreras a utilizar, debe conocerse el diámetro del trépano y el diámetro interno debe ser lo suficientemente grande para evitar caídas altas de presión durante la circulación del lodo. Al igual que la tubería de perforación, poseen un extremo hembra (caja) y otro macho (pín).

Tipos:

- Se fabrican en variedad de tamaños de diámetro externo e interno: Diámetros Externos OD típicos van de 4 3/4" to 9 1/2".
- Por lo general en longitudes de 30 a 31 pies.
 - Pueden tener forma de barra cuadrada para perforar en zonas con alta tendencia natural a la desviación del agujero.

- Espiralados para perforar en zonas con tendencia al atrapamiento de la sarta.
- Pueden tener recesiones para instalar elevadores y cuñas rotarias.

La parte baja de la sección de la lastra barrena está bajo compresión, y debido a esto está sujeta a pandeo. Esto genera elevados esfuerzos y posibles fallos por fatiga, particularmente en las conexiones. Por esto los Lastra barrenas están diseñadas para trabajar en compresión mientras que la tubería de perforación en tensión.

Sin embargo, se mantiene un factor de seguridad de 15 a 20% del peso total de los Lastra barrenas. Esto significa que cuando se calcula el número de Lastra barrenas requeridas en una sarta, el peso máximo sobre la barrena a aplicar es de un 80 a 85% del peso de los Lastra barrenas. De cara a los cálculos, debe recordarse tomar en consideración el factor de flotación.

El rango de peso de los Lastrabarreras va desde 16 hasta 379 libras por pie (ppf). La mayoría son redondos y tienen una longitud de 30 a 31 pies. La persona encargada de la planificación del pozo determina la cantidad y peso de los Lastrabarreras requeridos sobre la barrena tomando en consideración el peso necesario para perforar el pozo eficientemente.

El espacio anular existente entre las lastrabarreras y el pozo es más pequeño que el hueco que deja la DP (tubería de perforación) y, consecuentemente, se incrementa la posibilidad de que se produzca un

atrapamiento diferencial. Esto es una condición donde la sarta se pega contra la pared del sondeo debido a la diferencia de presión del sondeo y una formación permeable. En los casos en los que esto pueda llegar a convertirse en un problema, se puede recurrir a la utilización de una lastra barrena ranurada en espiral que reduzca el área de contacto con el pozo y por tanto, el riesgo de atrapamiento diferencial. Estos Lastra barrenas en espiral se utilizan en pozos donde el espacio con el pozo es pequeño y la perforación direccional hace que los Lastra barrenas toquen las paredes del pozo.

En los pozos desviados y para evitar el atrapamiento del ensamble de perforación, se deberá utilizar el menor número de lastra barrenas (y estas deberán ser del tipo ranurado) y, para sustituir el peso de las lastrabarrenas, utilizar entonces tubería de perforación extrapesada en conjunción con estabilizadores subcalibrados.

Medición de los Lastrabarrenas

Well#	TRG 1							Bit #	1
Date:	28-Jul-03							SI #	1234
Rig:	IDPT							Type	atm 234
BHA#:	1							Manuf	Hughes
Hole Size	26"							Jets	20-20-20
Item	SI #	ID	OD	FN	Pin	Box	Length	Remarks	
Bit	1234		26"		7 5/8" R		0.75	New	
Bit Sub	SL 235	3 1/8"	9 1/2"			7 5/8 R	1.01		
9 1/2" Drill Collar	9546	3 1/8"	9 1/2"	0.87	7 5/8" R	7 5/8 R	8.96		
Stab	237689	3 1/8"	9 1/2"	0.93	7 5/8" R	7 5/8 R	2.36		
9 1/2" Drill Collar	9503	3 1/8"	9 1/2"	0.78	7 5/8" R	7 5/8 R	9.01		
9 1/2" Drill Collar	9521	3 1/8"	9 1/2"	0.95	7 5/8" R	7 5/8 R	9.04		
9 1/2" Drill Collar	9520	3 1/8"	9 1/2"	1.03	7 5/8" R	7 5/8 R	8.99		

3.6. TUBERÍA DE PERFORACIÓN PESADA - HWDP

La tubería de perforación de pared gruesa, también llamada “heavyweight”, se fabrica con paredes más gruesas que aquellas en tubería de perforación estándar y se le colocan juntas de mayor longitud.

Los HWDP se colocan generalmente justo encima de los lastrarbarrenas, en la zona de transición entre los rígidos lastrarbarrenas y las más dúctiles tuberías de perforación.

Realizan la transición entre la tubería de perforación y las lastra-barrenas, evitando así, un cambio súbito o incluso abrupto en las áreas seccionales cruzadas. También son utilizadas con lastra barrenas para proveer peso en barrena, especialmente en perforaciones de 6” o 8½”, en donde el efecto de pandeo de la HWDP debido a la compresión, es mínimo.

Los HWDP disminuyen los efectos del par y arrastre al tener tres puntos de contacto. Las dos juntas y el receso central. Se puede utilizar en compresión en algunos casos.

Su utilización presenta algunas ventajas. La HWDP reduce la nula flexibilidad de las conexiones BHA, son mas fáciles y rápidas de manejar que las DC’s y, más importante aún, reducen la posibilidad de atrapamiento diferencial. Puede trabajarse en compresión sin sufrir daño en los acoples.

Es empleada extensamente en Perforación Direccional. En ocasiones se utiliza en sustitución de los DC (drilling collars). Mantiene la Tubería de Perforación rotando en tensión No se debe usar para proporcionar peso sobre la barrena en condiciones normales

Diseño:

- Con mayor espesor de pared y acoples más largos que la TP regular.
- Con refuerzo metálico externo en el centro del cuerpo del tubo.
- También disponible con diseño exterior espiralado.

Funciones:

- Como elemento de transición entre los collares de perforación (DC) y la tubería de perforación (TP).
- Esto previene el pandeo o combamiento de la TP.
- Puede trabajarse en compresión sin sufrir daño en los acoples.
- Empleada extensamente en Perforación Direccional.
- En ocasiones se utiliza en reemplazo de los DC.
- Mantiene la Tubería de Perforación rotando en tensión.
- No se debe usar para proporcionar peso sobre la barrena en condiciones normales.

La longitud extra de las juntas permite volver a maquinar las conexiones cuando las originales se dañan y reduce la tasa de desgaste del diámetro exterior manteniendo las paredes de la tubería separadas de las paredes del sondeo. El diámetro exterior de la tubería está protegido de la abrasión por un receso de protección central.

Los fallos por fatiga generalmente ocurren en los tramos por encima de los Lastra barrenas. Esta zona es conocida como la zona de transición.

3.7. TUBERÍA DE PERFORACIÓN (“DRILLPIPE”)

Las funciones de la tubería de perforación son las de:

- Servir como conducto para la circulación del fluido de perforación.
- Transmitir la rotación desde la superficie hasta la barrena en el fondo.

Al igual que el resto de la sarta de perforación, están sujetas a complejos esfuerzos. Por ello, están compuestas por:

- Un tubo cilíndrico de acero forjado en una barra hueca para producir un tubo sin soldadura o costura exterior y paso central. Es fabricado de acero fundido, aunque también los hay de aluminio extruido para ciertas aplicaciones.
- Conexiones de rosca fabricadas separadamente y acopladas a los extremos de la tubería mediante soldadura para permitir enroscar un tubo con otro. Estas conexiones deben, consecuentemente:
- Proporcionar la conexión estanca entre los componentes de la sarta de perforación.
- Ser suficientemente gruesas y fuertes para cortar en ellos roscas de pin y de caja.

Un tubo de perforación mide aproximadamente 30 pies, y cada tubo tiene dos roscas, una interna denominada caja y otra externa conocida como espiga o pin. Cuando se conecta un tubo a otro, la espiga se inserta en la caja y la conexión se enrosca.

La tubería de perforación nunca debe ser mantenida en compresión durante la operación o ser utilizada para aportar peso a la barrena, excepto en sondeos de elevado ángulo u horizontales, en donde la estabilidad de la sarta y la ausencia de pandeo debe ser confirmada por medio del uso de un software de modelización.

Los factores principales envueltos en el diseño de una sarta de tubería de perforación son:

- Resistencia al colapso y rotura.
- Esfuerzo de tensión (Tensión).
- Resistencia a la Torsión.
- Resistencia contra el aplastamiento por medio de la acción de las cuñas.
- Resistencia a la corrosión por presencia de fluidos agresivos (por ejemplo, con altos contenidos en H₂S y CO₂).

Las fuerzas que actúan sobre las tuberías de la sarta de perforación, incluyen:

- Tensión, por el peso combinado de las lastra-barrenas y la tubería de perforación, aparte de cualquier otro sobretensionamiento. Por esta razón, debe existir un margen de seguridad frente a éste de sobretensionado que permita tirar y rotar la sarta en diferentes situaciones como cuando queda atrapada.
- Torsión. En condiciones de estrechez del pozo pueden generarse valores altos de torsión pueden ser obtenidos en condiciones de pozo estrecho, por lo que deben tenerse muy en cuenta los límites de torsión y no excederlos nunca. Tampoco debe excederse nunca el par de apriete de las juntas.

- Fatiga en un entorno corrosivo
- Fatiga asociada a muescas mecánicas.
- Fatiga por esfuerzos cíclicos mientras se produce la rotación a través de pozos desviados o irregulares, por lo que se deben evitar “doglegs” (desviaciones) de mas de 3grad/30m (3grad/100pies).
- Fricción por formaciones abrasivas
- Vibraciones a velocidades de rotación críticas

La pared de una conexión es de aproximadamente de 2” de grueso y un pie de largo. Cada pin o caja en la conexión incluye lo siguiente:

- Área para las llaves: es la parte de la conexión donde las cuadrillas colocan las llaves de apriete.
- Hombro o receso para el elevador: El receso para el elevador tiene un perfil suave para poder pasar fácilmente por las “doglegs” y curvas del sondeo. Normalmente tiene un ángulo de 18°.

Hay en el mercado diferentes grados de acero para corresponder a los requisitos del pozo, siendo los más comunes G-105 y S-135. El G-105 es el más comúnmente utilizado para entornos poco profundos o de H₂S. El S-135 es considerado un estándar para operaciones off-shore. El U-150 es un grado relativamente nuevo, que es utilizado para operaciones en aguas profundas.

La clasificación de la tubería de perforación se hará entonces con arreglo a los siguientes criterios:

- Tamaño:
 - De 2-3/8” a 6-5/8” (Diámetro Externo del Cuerpo).
- Rangos de Longitud (recomendado por el API):
 - R-1 de 18 a 22 pies (de 5,5 a 6,7 m).
 - R-2 de 27 a 30 (de 8,2 a 9,8 m).

- R-3 de 38 a 45 (de 11,6 a 13,7 m).

Estos tres rangos de longitud son producidos debido a que la altura de los mástiles varia y los contratistas de perforación deben poder comprar tubería de perforación que les permita armar tramos de un tamaño que quepa dentro del mástil. El tamaño más común utilizado hoy en día es el rango 2. El rango 1 está obsoleto y ha sido remplazado por tuberías de 5 a 10 pies de longitud conocidas como “tubos cortos”.

- Calidades del Acero:
 - El tipo de TP (DP) seleccionada depende de las condiciones esperadas en el sondeo, siendo la profundidad el factor principal a considerar.
 - Hay 4 calidades utilizadas más habitualmente (4 grados API): E-75, X 95, G-105, S-135

Calidad API (Grade)	Símbolo	Resistencia mínima a la fluencia (en PSI)
D-55	D	55.000
E-75	E	75.000
X-95	X	95.000
G-105	G	105.000
S-135	S	135.000
V-105	V	150.000
Usada	U	

- Peso Nominal:
 - Depende de los diversos rangos de tamaño y peso.

Ejemplo: una TP puede ser: 5", R-2, G-105, 19.5 Lpp (Libras por pie).

La tubería de perforación puede sufrir fallos originados por corrosión, la cual comienza generalmente en el interior de la tubería.

Algunos fabricantes producen conexiones con recubrimiento de protección en el exterior. Este recubrimiento puede alargar la vida de una conexión debido a que una formación abrasiva la puede desgastar y acotar su vida útil. El recubrimiento de protección ("hardfacing" o "hardbanding" en inglés) de las conexiones se realiza para limitar el desgaste perimetral en la parte exterior de las conexiones. Es un proceso en el que se recubre la tubería, los "collars" y sus uniones, con una aleación resistente al desgaste para limitar el grado de desgaste producido en las juntas. El "hardbanding" se aplica donde la fricción rotacional y axial asociadas con la perforación y atranques crean un excesivo desgaste entre la sarta ("drillstring") y el casing. El "hardbanding" se aplica en los puntos de mayor contacto, normalmente con avanzadas técnicas de soldadura. El abanico de materiales empleados va desde aleaciones ultra resistentes de carburo de tungsteno hasta otras menos abrasivas de carburo de cromo, carburo de titanio y boruros.

Se ha comprobado que el recubrimiento es eficiente, pero que también puede dar lugar a un importante desgaste en el revestimiento, dando lugar a una reducción de las propiedades mecánicas y resultados de la tubería de revestimiento. Por ello, la utilización de tuberías de perforación recién recubiertas o que han vuelto a ser recubiertas, debe hacerse con cuidado para evitar cualquier impacto adverso en la tubería de revestimiento del pozo (casing), por lo que se recomienda habitualmente usarlas en tramos que no tengan todavía casing (pozo abierto).

La denominada Tubería de Perforación de Desempeño Mejorado es una tubería de perforación "estabilizada", que puede ser utilizada en pozos desviados/horizontales, para:

- Ayuda a prevenir el atascamiento diferencial
- Reduce la torsión y el arrastre
- Reduce el contacto con la pared o desgaste de la junta
- Ayuda a disturbar los estratos de recortes

3.8. ACOPLAMIENTO DE TUBERÍAS

Acoplamiento de tubulares

- Se fabrican en muchos tamaños y en una amplia variedad de formas de rosca:

Caja (Box)

**Perno
(Pin, macho)**

3.8.1. RESISTENCIA A LA TORSIÓN Y PAR DE APRIETE

La resistencia a la torsión de una junta es función de varias variables, entre las que se incluyen la resistencia del acero, el tamaño de la conexión, la forma de la rosca, la forma del maquinado y el coeficiente de fricción de las superficies a unir.

La resistencia a la torsión teórica de una junta se puede determinar a partir de tablas encontradas en la “Prácticas recomendadas para una sarta de perforación y límites

operacionales” del API.

El par de apriete se debe basar en aplicar un esfuerzo a la tensión del 50% la resistencia mínima para herramientas nuevas y 60% para las usadas.

3.8.2. CONCENTRACIÓN DE ESFUERZOS

Durante la perforación, la sarta está constantemente bajo tensión, compresión y torsión. Cuando la sarta está en tensión, está relativamente derecha, sin flexión y el desgaste es mínimo.

Cuando la sarta está en compresión, se dobla severamente y las juntas y paredes de la tubería se desgastan contra el pozo. Adicionalmente, la flexión continua produce fallas por fatiga en el cuerpo de la tubería.

Debido a que las juntas son más rígidas y duras, el doblado se concentra en la tubería y las fallas donde se produce el doblado.

Los lastrabarrenas también están sujetos a fatiga como resultado del constante esfuerzo que sufren al rotar dentro del pozo. Sin embargo, hay una diferencia, el cuerpo del Lastra barrenas es mucho más rígido de la junta y como resultado de esto, la mayor flexión ocurre en la junta.

Consecuentemente, la mayoría de las fallas en los lastrabarrenas ocurren en las juntas. Cada vez que un tubular se dobla, las fibras en el exterior del doblado se estiran y colocan en tensión. Las fibras en el interior del doblado son puestas a compresión.

Si se rota la pieza, cada zona pasa de encontrarse de máxima tensión a máxima compresión en cada revolución. Si el nivel de esfuerzo es lo suficientemente alto, los que hasta entonces podían considerarse meros defectos menores en la superficie empiezan entonces a crecer en tamaño y profundidad como consecuencia de estos ciclos de esfuerzos de tracción y compresión. El progresivo crecimiento de estos defectos superficiales va transformándose en grietas, lo que se denomina fallo por fatiga. Estos fallos de la pieza por fatiga pueden llegar a producirse incluso a pesar de que el esfuerzo que la induce sea menor a la mitad de la resistencia del acero. La concentración de esfuerzos es el término empleado para describir la condición de un área sometida a esfuerzos debido al doblado y flexión que ocurre en ella.

3.9. LA UNIÓN GIRATORIA

Está conectada directamente a la válvula de seguridad y al cuadrante, permitiendo que la sarta de perforación gire. Además de sostener la sarta, sirve de conducto para que el lodo de perforación circule. Puede girar a más de 200 revoluciones por minuto, sostener cargas de cientos de toneladas y soportar presiones hidráulicas mayores a 3000 libras por pulgada cuadrada. Está construida de acero de alta calidad ya que debe soportar grandes esfuerzos, lo cual garantiza una alta durabilidad.

Además, la unión giratoria proporciona una conexión para la manguera de rotatoria por donde circulara el fluido de perforación.

Sección de un Swivel

3.10. VÁLVULA DE SEGURIDAD DEL CUADRANTE Y VÁLVULAS DE SEGURIDAD PARA TUBERÍA:

3.11. ELEMENTOS AUXILIARES / ACCESORIOS DE LA SARTA

Se incluyen entre los elementos auxiliares los estabilizadores, las combinaciones, Percusores de Perforación, MWD, Barrenas de Ampliación, etc.

“irregularidades” en la sarta de perforación, es decir, diferente ID/OD y diferentes características mecánicas (torsión/flexión, etc.), que deben ser tomadas en cuenta durante el diseño de una sarta de perforación.

Todas tienen distintas funciones, pero dos puntos mayores en común: Su colocación es crucial cuando se diseña una sarta de perforación e introducen

3.11.1. PORTABARRENAS

Las barrenas vienen con un pin en vez de una caja por lo que se emplea un Portabarrenas que trae conexiones de caja por ambos lados permitiendo que se pueda colocar una lastra barrena en el otro extremo.

Conector de
Barrena

3.11.2. COMBINACIONES

Algunas partes de la sarta de perforación no tienen la misma rosca por lo que se utiliza una combinación para unirlos.

Sustitutos de Combinación de Roscas

Box x Pin

Pin x Pin

Box x Box

3.11.3. ESTABILIZADORES

Se utilizan entre los Lastrabarrenas para mantener el pozo derecho o para desviarlo intencionalmente de la vertical. Las aspas del estabilizador están en contacto con las paredes del pozo mientras la sarta está rotando.

Permiten mantener una separación fija con las paredes del sondeo y aseguran que las lastra barrenas se mantienen concéntricas con el pozo, reduciéndose así el pandeo y la flexión. Sin embargo, su utilización debe hacerse con cuidado pues pueden incrementar la torsión y el arrastre.

Los estabilizadores de diámetro completo permiten una separación fija entre la sarta y las paredes del sondeo y mantienen los lastra-barrenas centrados en el mismo, reduciendo el pandeo y la flexión. Además, incrementan el momento de giro y el arrastre.

- El tipo de estabilizador preferido es el de aspa integral o fija.
- También se pueden emplear estabilizadores con aspas soldadas para perforar el pozo conductor o el superficial dependiendo de la formación. Generalmente se usan en formaciones suaves y siempre por encima del punto de inicio de desvío en pozos direccionales.

- Estabilizadores de camisa reemplazable se utilizan únicamente en aquellas partes del mundo donde la logística es un problema (consideraciones económicas). Su principal desventaja es que restringen el flujo en pozos de tamaño reducido.

Los más utilizados en la mayoría de los casos son los estabilizadores integrales de cuchillas. Los estabilizadores de aletas soldadas pueden ser utilizados para sondeos superficiales o conductores, y en todo caso dependiendo de la formación atravesada. Generalmente deben ser formaciones blandas y, en cualquier caso, por encima del punto de desviación para pozos direccionales.

Los estabilizadores reemplazables de manga solo se deben usar en áreas del mundo en donde la logística es un verdadero problema y por consideraciones económicas, ya que su principal desventaja es que restringen la circulación de fluido en sondeos de diámetro pequeño.

La posición, tamaño y cantidad de estabilizadores a utilizar se determinan en función de los requerimientos de la perforación direccional. En la sección vertical su propósito es el de mantener el ángulo de desviación lo mas bajo posible.

El estabilizador cerca de la barrena puede ser sustituido por un escariador de rodillos en el caso de que se experimente una torsión excesiva en la sarta y no debe colocarse un estabilizador en la transición desde las lastrabarrenas hasta el HWDP. El uso de estabilizadores dentro de la tubería de revestimiento debe ser evitado todo lo posible o ser limitado a un espacio de tiempo corto, por ejemplo, durante la perforación de cemento.

Los escariadores de rodillo pueden ser utilizados para la estabilización de la sarta de perforación, en donde sea difícil mantener la medición del diámetro del sondeo y en formaciones duras y profundas, donde la torsión representa un problema. No obstante, debe recordarse que los escariadores de rodillo no estabilizan tan bien como los estabilizadores integrales con cuchillas, por lo que esta aplicación debe ser limitada a casos específicos.

TIPOS DE ESTABILIZADORES

ESTRIADO FIJO				Estriado móvil	De rodillos
Espiral		Recto			
Corto	Largo	Corto	Largo

3.11.4. ESCARIADOR DE RODILLOS

Se emplean en la sarta de perforación para estabilizarla cuando es difícil de mantener el calibre del agujero en formaciones duras, profundas donde el par de giro representa un problema.

Los escariadores de rodillos no estabilizan tan bien como lo hacen los estabilizadores integrales. Los pozos tienden a caminar más especialmente si se colocan muy cerca de la barrena. Si se utilizan con una sarta direccional generalmente contribuyen a aumentar la tasa de incremento de ángulo.

El tipo de cortadores que emplean varía con el tipo de formación. Se puede utilizar el cuerpo del escariador para diferentes aplicaciones.

Escariador de Rodillos

3.11.5. AMORTIGUADORES

Los amortiguadores son colocados en la sarta de perforación, idealmente, directamente encima de la barrena, para absorber vibración y cargas de choque.

Son útiles, especialmente en sitios de poca profundidad, cuando se perforan rocas duras, formaciones partidas o líneas intermitentes duras y suaves, para limitar el

desgaste y falla de los componentes de la sarta de perforación (MWD, barrena, etc.).

3.11.6. MARTILLOS

Se prefieren los martillos hidráulicos de doble acción. Los martillos son usados generalmente desde el revestidor superficial.

El número de horas de perforación y de uso del martillo debe ser registrado para permitir reemplazarlo con las horas de uso recomendado por el fabricante. Las horas de uso recomendadas varían dependiendo del fabricante, la desviación del pozo y tamaño del sondeo.

Se debe utilizar un software especializado para determinar la posición inicial y luego se optimiza considerando todos los aspectos del BHA:

- Los martillos no deben estar cerca del punto neutro de la sarta de perforación.
- Cuando sea apropiado se debe colocar el martillo con los Lastra barrenas por encima del estabilizador superior. Los martillos no se deben colocar inmediatamente encima de un estabilizador, se debe dejar por lo menos un lastrabarrena entre ambos
- Se debe colocar un par de Lastra barrenas por encima del martillo. Los HWDP son flexibles y no transmiten el impacto del martillo hacia abajo tan bien como los Lastra barrenas.

- Los problemas anticipados también deben influenciar en la colocación del martillo.

1. Si es pegadura diferencial o asientos de llave, entonces se debe colocar el martillo entre los HWDP para evitar que se quede pegado con el resto del BHA.
2. Si los estabilizadores se están embolando o el pozo se está hinchando el martillo se debe colocar por encima de la lastra barrena encima del estabilizador superior.
3. Cuando se está perforando en un área nueva donde todavía no se han identificado los problemas más comunes; es un buen compromiso colocar Lastra barrenas en espiral de diámetro menor por encima del martillo. • Los martillos tienen una fuerza de apertura, que debe ser sobrepasada cuando se carga el martillo.

Fuerza de Apertura = Caída de presión bajo el martillo x Área del Tubo lavador.

El área del tubo lavador se puede obtener del fabricante.

3.11.7. ACELERADORES

Los aceleradores se colocan en la sarta por encima del martillo y se utilizan para incrementar la fuerza de impacto ejercida por el martillo. Consisten en una junta de deslizamiento que, al extenderse, comprime un gas inerte (generalmente nitrógeno) en una cámara de alta presión. Entonces el gas bajo presión hace que la herramienta vuelva a su tamaño original. Esto permite que los lastra-barrenas

debajo del acelerador se muevan rápidamente hacia arriba.

Los aceleradores son útiles cuando se está perforando en sondeos de un alto ángulo, donde la sarta se encuentra recostada y existe mucha fricción.

3.11.8. AMORTIGUADOR DE VIBRACIONES

Son colocados en la sarta, idealmente directamente sobre la barrena para absorber las vibraciones y cargas repentinas.

3.11.9. BARRENAS AMPLIADORAS Y AMPLIADORAS

Las barrenas ampliadoras y las ampliadoras son utilizadas para ampliar el diámetro anular del sondeo. Una ampliadora nunca es tan robusta como un ensanchador, pero puede pasar a través de obstrucciones (como por ejemplo sarta de tubería de revestimiento) de un diámetro más pequeño que el agujero que va perforar.

Son muy útiles especialmente a poca profundidad cuando se está perforando rocas muy duras, formaciones rotas, o formaciones intercaladas muy duras y suaves. Sirve para disminuir el desgaste y las fallas de los diferentes componentes de la sarta (MWD, barrena, etc.).

3.11.10. ENSANCHADORES

Se utilizan para ensanchar el diámetro de un hueco piloto perforado previamente por alguna de las siguientes razones:

- La necesidad de extraer testigo. El tamaño del equipo estándar de toma de testigo comienza en 12^{1/4}".

- La necesidad de obtener registros eléctricos de alta calidad, difíciles de conseguir con un hueco de sondeo de gran diámetro.
- Es más fácil controlar la trayectoria de un sondeo de menor diámetro, especialmente en una formación muy blanda.
- Se está perforando a través de lo que podría ser una zona de presión transitoria o una burbuja de gas.
- Se requiere perforar a través de una zona de transición o una bolsa de gas. En un sondeo de diámetro pequeño el tiempo de atraso es menor y los influjos son más fáciles de controlar debido al volumen reducido.

Se puede requerir la utilización de un ensanchador si el diámetro del sondeo se ha reducido por expansión hacia adentro de la propia formación, por lo que la barrena completa no puede pasar. Esto podría pasar en particular en formaciones que contienen arcillas muy plásticas o sal.

Un ensanchador se utiliza con una barrena piloto o con una guía que indica la dirección a seguir. No existe la necesidad de direccionar el ensanchador ni riesgo de perforar fuera del sondeo piloto. La guía se puede adaptar directamente al ensanchador o una junta por debajo para mayor flexibilidad.

Como una alternativa para la utilización de un ensanchador, especialmente en sondeos de diámetros menores a 17½", una barrena "común" puede ser utilizada para ampliar el diámetro. Esto no se recomienda para formaciones blandas.

En formaciones duras, es más probable que la barrena siga la vía con menor resistencia, pero es necesario medir la desviación del pozo a intervalos frecuentes, para revisar que esté siguiendo la trayectoria del sondeo piloto.

La mayoría de los ensanchadores utilizan conos, ya sea con dientes de acero o insertos de carburo de tungsteno dependiendo de la formación. Estas están disponibles desde 8⅜" (hueco piloto de 6") a 48" (hueco piloto de 17½"). El número

Ensanchador

de conos (de 3 a 8), es función del tamaño del agujero.

Los ensanchadores de aletas o cortadores fijos están disponibles para secciones más pequeñas del agujero (menos de 17^{1/2}") eliminan el riesgo de perder conos dentro del sondeo y también cortan en dirección hacia arriba, en caso de que esto se vuelva necesario.

Las aplicaciones típicas incluyen:

- Abrir el hueco por debajo de la zapata guía, permitiendo un espacio anular más grande para poder cementar la próxima sección de tubería de revestimiento. Esto permite, por ejemplo, el uso de un diámetro, de tubería intermedia de revestimiento, más grande de lo que se puede utilizar normalmente.
- Superar la restricción del tamaño del diámetro del BOP o del cabezal del pozo.
- Ampliar el espacio anular del sondeo dentro de la zona productora, para la completación con empaque de grava.

- Abrir una burbuja para comenzar un desvío.
- Reducir la severidad de las "doglegs" (abombamiento o cambio de dirección).
- Ampliar la zona investigada a través de un tramo con problemática de fallas.

Debido a que la ampliadora tiene que pasar a través de un diámetro interior restringido, incorpora cortadores expandibles, los cuales permanecen colapsados cuando la herramienta esta RIH (run in hole). Estos cortadores se expanden utilizando el lodo para generar una presión diferencial. Una vez que el sondeo ha sido ampliado hasta la profundidad deseado, se apagan las bombas permitiendo que los cortadores se colapsen nuevamente dentro del cuerpo de la herramienta para poder sacarla fuera del sondeo.

Las ampliadoras usualmente tenían conos en brazos extensibles, pero hoy en día la tendencia es la de usar brazos extensibles con cortadores PDC. Estas pueden ser utilizadas con una boquilla o una barrena de perforación pequeña como si fuera una ampliadora.

3.11.11. CONEXIONES EN LA SARTA DE PERFORACIÓN

El requerimiento principal para una conexión es permitir acoplar un conjunto de tubulares para crear una tubería continua de la longitud deseada.

Sin embargo, la conexión también debe considerar ciertos aspectos críticos presentes en la perforación.

1. Debe conectar dos tubos y no desconectarse debido a las actividades normales de perforación.
2. Debe garantizar un sello hidráulico de manera que permita bombear fluido

de perforación a alta presión sin presentar fugas.

3. Debe soportar el par de giro y la flexión normal de las actividades de perforación debido a la rotación y las patas de perro presentes en el pozo sin partirse o desconectarse.
4. Debe resistir a ser conectada y desconecta continuamente bajo las condiciones de un ambiente de perforación.
5. Debe tener una vida útil razonable.

3.11.12. RANURAS PARA EL ALIVIO DE ESFUERZOS

El comité de estandarización de la API tiene establecida una práctica recomendada para realizar ranuras para el alivio de esfuerzos en las juntas. Estas ranuras se localizan cerca de la base del pin y en el fondo de la caja justo después del último hilo de la rosca.

La intención de estas ranuras es de aliviar la concentración de esfuerzos en las áreas críticas de doblado/flexión en la caja y el pin del tubular. Esto se hace

removiendo los hilos de rosca innecesarios y remplazándolos con contornos lisos y de amplio radio. Es esencial que las superficies de las ranuras de alivio estén libres de marcas de maquinado, y otras muescas.

3.12. HERRAMIENTAS DE MANIPULACIÓN

3.12.1. ELEVADORES

Los elevadores son abrazaderas o grapas para trabajo extra pesado que sujetan la TP y los Lastra barrenas para que puedan ser introducidos en el sondeo o sacados fuera del sondeo.

Hay dos tipos básicos de Elevadores:

- Tipo Cuello de Botella: son utilizados para Tubería de Perforación. De diseño cónico para acomodar el acople de la tubería que tiene una pendiente de aproximadamente 18°.
- De Hombro Recto: Son utilizados para tubería de revestimiento y tuberías lastra barrena.

Útiles de maniobra

Herramientas de manipulación. Elevadores

Cuñas manuales

Aplicación del lubricante de rosca en la caja de acoplamiento

3.12.2. CUÑAS ROTATORIAS

Son piezas de metal ahusado y flexibles con dientes u otros dispositivos de agarre, empleadas para sostener la tubería en la mesa rotatoria alternativamente durante un viaje y evitar que se resbale hacia adentro del sondeo cuando se está conectando o desconectando la tubería. Las cuñas encajan alrededor de la tubería y se calzan contra el buje maestro. Las cuñas rotatorias se utilizan exclusivamente con tubería de perforación.

cuñas. La acción presionadora de las cuñas en el buje maestro, cambia la dirección de la fuerza vertical (hacia abajo), ejercida por la sarta de perforación y la convierte en fuerza lateral o transversal contra la tubería. El tamaño de las cuñas debe ser siempre adecuado para la tubería que se esté manejando, ya que, del buen contacto de ellas con la tubería de perforación, lastra barrenas o revestimiento, dependerá el agarre efectivo de las mismas sin crear problemas operacionales. Igualmente, el manejo óptimo de las cuñas por parte de la cuadrilla, influirá en el desgaste de los insertos de agarre.

Para el manejo de lastra barrenas y tubería de revestimiento se utilizan otro tipo de

Cuñas rotatorias

Cuñas de Pié

Cuñas operadas con aire

3.12.3. LLAVES DE AJUSTE Y AFLOJADO DE CONEXIONES

Comúnmente llamadas tenazas, se usan conjuntamente con las cuñas para hacer las conexiones de tubería y para realizar viajes. Permitiendo enroscar y desenroscar la tubería de perforación. Para conectar o desconectar la tubería se necesitan dos juegos de tenazas y su nombre variará según el modo en que sean usadas; para hacer una conexión mientras se está metiendo tubería en el sondeo, a las llaves que quedan a la derecha del perforador se les denomina de enrosque o apriete y a

las de la izquierda se las denomina de contra fuerza o de aguante, ya que impiden que la tubería gire. Al sacar tubería, cambiara el nombre de las llaves.

Las llaves o tenazas constan de mandíbulas que se pueden graduar dependiendo del tamaño de la tubería con la que se esté trabajando

Llaves de ajuste y aflojado de conexiones

**Enrosador Rápido
de Tubería**

Llaves Manuales

**Llave Hidráulica
de Torque y
Ruptura**

3.12.4. CADENA DE ENROSCAR

Es una cadena de acero utilizada para enroscar una unión de tubería cuando se está introduciendo tubería en el pozo, enrollando un extremo de la cadena alrededor de la unión de tubería en las cuñas y el otro extremo se sujeta al tambor de enroscar del malacate. Se lanza la cadena por encima del tubo a enroscar y se procede a realizar la conexión; se levantan las cuñas y se introduce la tubería en el pozo.

Su utilización está cayendo en desuso, ya que existen otras herramientas giratorias y llaves de potencia que van reemplazando a la cadena de enroscar y a las tenazas, eliminando en algunos casos los peligros asociados con las cadenas de enroscar.

3.12.5. ROTADOR NEUMÁTICO DE BARRA KELLY

Es una herramienta de potencia empleada para hacer girar la barra Kelly cuando se está haciendo una conexión. Se colocan en el extremo inferior de la Unión Giratoria y pueden ser accionados con motores neumáticos o hidráulicos. Hace girar a la barra Kelly sin necesidad que la cuadrilla trabaje, permitiendo un enrosque rápido de la misma con la tubería de perforación.

3.12.6. TENAZAS GIRATORIAS

Son operadas con presión neumática o hidráulica y pueden emplearse tanto para desenroscar como para enroscar tubería, pero necesitan tenazas de contrafuerza convencionales para sujetar la tubería inferior. Las tenazas de potencia se fabrican

en diferentes tamaños y se construyen para el uso con potencia hidráulica o neumática. Algunas tenazas de potencia se pueden regular para volver a dar automáticamente la torsión requerida en cada unión de tubería que entra al pozo.

3.13. PESO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

El Peso Nominal se calcula en libras por pie para el cuerpo del tubo.

Ejemplo:

19.5 lbs/pie para tubería de perforación de 5"

15.5 lb/pie para TP de 3 ½".

Peso Aproximado (Ajustado) incluyendo la masa de los acoples.

Para las TP de arriba será: 22 lb/pie para TP de 5" y

17.0 lb/pie para TP de 3 ½".

Peso Flotado o Sumergido: Se calcula multiplicando el peso en el aire por el

Factor de Buoyancia, BF, el cual depende de la densidad del fluido dentro del pozo.

BF se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$BF = \frac{\text{Peso de Acero} \left(\frac{lb}{gal} \right) - \text{Peso del lodo} \left(\frac{lb}{gal} \right)}{\text{peso del Acero} \left(\frac{lbs}{gal} \right)} = \frac{65.44 - MW}{65.44}$$

4. LODOS DE PERFORACIÓN

4.1. INTRODUCCIÓN

El fluido de perforación es una mezcla líquida de varios componentes que incluye:

- Una Base, que suele ser agua en la mayoría de los casos.
- Materiales arcillosos que dan la consistencia de un lodo.
- Aditivos químicos que le aportan la posibilidad de modificar alguna de sus propiedades.

Inicialmente, el objetivo principal de los fluidos de perforación era el de limpiar, enfriar y lubricar la broca de perforación, así como extraer de manera continuada y eliminar continuamente el detritus de la perforación del pozo durante el avance. Con el progreso de la tecnología y el avance en la ingeniería de la perforación, se estableció una demanda cada vez más sofisticada sobre los lodos de perforación y empezaron a añadirse aditivos diseñados para cualquier propósito concebible. Consecuentemente, lo que comenzó siendo la utilización del lodo como un fluido simple, se ha convertido hoy en día en una complicada mezcla de líquidos, sólidos y productos químicos para los cuales los "ingenieros de lodo" requieren una altísima preparación y especialización. A todo lo anteriormente señalado, cabe añadir que el fluido de perforación debe permitir, además, la obtención de toda la información necesaria para evaluar las posibilidades productivas de las formaciones penetradas. Las características del fluido deben ser tales que se puedan obtener buenos testigos, registros de logging y registros de formaciones atravesadas durante la perforación.

Los fluidos de perforación deben estudiarse desde el punto de vista de:

- Su tecnología.
- Su química.
- Los equipos de acondicionamiento e impulsión.

Además, existen tres factores clave que generalmente determinan el tipo de fluido seleccionado para un pozo específico:

- Coste
- Presentación técnica
- Impacto medioambiental

En la perforación de pozos de petróleo, la circulación del fluido de perforación se ajusta a un esquema de "circulación directa", es decir, se introduce por el interior de la sarta de perforación y retorna a la superficie por el espacio anular, lo que le permite refrigerar la barrena de perforación, mantener estables las paredes del pozo hasta la colocación del casing, transportar los "cuttings" o detritus de perforación hasta la superficie y cumplir otra serie de funciones como se verá a continuación. Una vez en superficie, el "mud" o lodo de perforación es sometido a un proceso de

limpieza y reconstitución de sus propiedades. Inmediatamente después, el lodo limpio es recirculado al pozo a través de la tubería drill pipe.

4.2. FUNCIONES BÁSICAS DEL LODO DE PERFORACIÓN

Existe un amplio y variado conjunto de tipos de lodo disponibles en la actualidad para el desarrollo de las operaciones de perforación, precisamente debido a las condiciones y la casuística tan variada que puede presentarse en la perforación de un pozo. Factores como la profundidad, los tipos de formaciones, las condiciones estructurales locales, etc., todos entran en la elección de un fluido en particular.

Entre las funciones básicas del fluido de perforación se encuentran:

1. Suministrar potencia hidráulica a la barrena para perforar, ayudando a mantener la máxima tasa de penetración posible.
2. Transporte las esquirlas de roca y el detritus de la perforación hacia la superficie y fuera del pozo, a través del espacio anular (espacio entre las paredes del pozo y la sarta de perforación). La viscosidad del fluido puede mantener en suspensión el detritus aun cuando se haya parado la circulación ("gel strength").
3. Revestir, impermeabilizar y hacer de soporte o entibación de las paredes del sondeo perforado. El fluido de perforación recubre las paredes del pozo formando una torta o costra ("cake"), que eviten en lo posible su desmoronamiento, así como la filtración de agua del lodo hacia la formación, reducir las pérdidas de fluido hacia la formación, la contaminación del lodo por entradas de fluidos y/o la formación de cavernas en el sondeo. El espesor de este recubrimiento ("cake") es monitorizado cuidadosamente ya que puede reducir el diámetro del sondeo.

4. La densidad del lodo debe contrarrestar la presión de formación y prevenir la entrada de fluidos de la formación hacia el sondeo perforado (invasión). La presión hidráulica generada por el peso de la columna de lodo contra las paredes del pozo evita la entrada de fluidos de formación al pozo. La presión es determinada por la densidad del fluido y la profundidad del pozo.
5. Refrigerar y lubricar la barrena y la sarta de perforación (gracias a su contenido en aditivos específicos), así como las paredes del sondeo, reduciendo la fricción en el pozo.

6. En virtud de su densidad, ayudar a soportar el peso de la sarta de perforación o del casing en su caso.
7. Proteger las formaciones potencialmente productivas.
8. Asegurar la correcta evaluación de la formación permitiendo obtener la máxima información posible a partir de los análisis de los "cuttings", los datos e informaciones de las operaciones de logging-while-drilling y de well logging.
9. Proteger la sarta y la tubería de revestimiento contra la corrosión.
10. Realizar todo lo anterior sin dañar el sistema de circulación.

No obstante, la utilización de lodos debe hacerse cuidadosamente porque también existen algunos inconvenientes en su utilización, como son:

- A mayor densidad, menores avances.
- Daño a las formaciones productoras
- Reacciones indeseables con la formación o sus fluidos
- Ausencia de indicios de hidrocarburos
- Abrasividad (arena incorporada al lodo)
- Espesor de "cake" excesivo
- Dificultar interpretaciones de registros eléctricos

4.2.1. CONTROL DE PRESIONES SUBSUPERFICIALES Y PREVENCIÓN DE PROBLEMAS DE CONTROL DE POZOS

La presión de la columna de lodo en el fondo del pozo es una función de la densidad del lodo y la altura de la columna. En condiciones normales de perforación, esta presión debe equilibrar o superar la presión de formación natural para ayudar a prevenir la entrada de gas u otros fluidos de formación. A medida que aumentan las presiones de formación, se incrementa la densidad del fluido de perforación para ayudar a mantener un margen seguro y evitar "kicks" y/o "blowouts".

La presión del fluido de perforación debe ser adecuada en todo momento para evitar el flujo de fluidos de formación en el pozo. Si la densidad del lodo cae por debajo de lo necesario para contener las presiones de formación, los fluidos de la formación pueden entrar en el pozo. Esto es lo que se denomina un "kick".

Si se permite que esta condición continúe sin control, incluso durante un corto período de tiempo, la densidad del lodo puede reducirse (cut of the mud density) tan severamente que resultará en un flujo descontrolado. Esto se denomina "reventón" o "blowout".

Por el contrario, una densidad (o mud weight) excesiva, puede dar como resultado:

- Bajos índices de penetración y
- La fracturación de formaciones débiles, pudiendo causar la pérdida de lodo de perforación en ellos (pérdida de circulación).

La densidad del lodo de perforación, como se ha señalado anteriormente, también juega un papel importante para evitar que las formaciones no consolidadas se derrumben hacia el interior del pozo. Pero ello debe hacerse con el suficiente cuidado ya que, como se ha señalado antes, si la densidad del fluido se vuelve demasiado pesada, la formación puede romperse. Si se pierde fluido de perforación en las fracturas resultantes, se produce una reducción de la presión hidrostática. A su vez, ésta reducción de presión también puede conducir a una afluencia de una formación bajo presión. Por lo tanto, mantener la densidad de fluido adecuada para el régimen de presión del pozo es fundamental para la seguridad y la estabilidad del pozo.

Los efectos del peso del lodo en el registro del retorno (drill returns logging), son los siguientes:

- Presión hidrostática superior a la presión de formación:
 - Provocará que los fluidos de la formación retrocedan hacia atrás en la formación que se está perforando, ya sea en la barrena o justo delante de ella.
 - Este empuje de vuelta a la formación ocurre en todo momento, ya sea de forma marginal o bien de manera muy desequilibrada y significativa.
 - Si se pierde la circulación, también se pierden los “cuttings”, el lodo de perforación y cualquier fluido de formación que puedan contener.
 - La forma en que se comporta una zona de pérdida de circulación generalmente indica el tipo de porosidad de la formación en la que se pierde el fluido. Los ejemplos son:
 - a) Formaciones no consolidadas gruesas, permeables: normalmente hay algunas pérdidas por filtración en estas formaciones, hasta que se forma un cake de filtración impermeable. Si las aberturas de los poros son lo suficientemente grandes, se produce la pérdida de todo el mud. Salvo en casos extremos, por lo general en estos casos lo que se produce es una pérdida de filtración lenta y regular. Se mantienen retornos parciales.
 - b) Formaciones cavernosas y vugulares: la pérdida suele ser repentina y de una cantidad finita, después de lo cual se mantienen los retornos completos.
 - c) Formaciones fisuradas o fracturadas: las fracturas pueden ser naturales o inducidas y abiertas por la presión hidrostática. Las pérdidas de lodo de perforación son grandes y continuas.

Presión Hidrostática:

Es la presión que existe debido al peso del fluido de perforación y la profundidad vertical de la columna de fluido.

$$H_p = C \times MD \times TVD$$

donde:

C = Constante de conversión

MD = Densidad del Mud

TVD = True Vertical Depth

Si:

$H_p = \text{psi}$

MD = lbs/gal o ppg

TVD = medida en pies

C = 0,0519

$H_p = \text{bars}$

MD = g/cc

TVD = metros

C = 0,0981

- Presiones de formación que se aproximan o son mayores que la presión hidrostática:
 - Puede permitir la entrada de fluidos de formación, dependiendo de la permeabilidad.
 - En formaciones de baja permeabilidad (lutitas), pueden producirse cavidades, lo que dificulta el análisis de cortes.

4.2.2. EXTRACCIÓN Y SUSPENSIÓN DE LOS DETRITOS DE PERFORACIÓN

El lodo de perforación debe transportar los detritus de perforación por el pozo y mantenerlos suspendidos evitando su caída hacia el fondo del pozo cuando se detiene la circulación. Para lograr esto:

- El fluido debe tener propiedades de suspensión adecuadas para ayudar a garantizar que los detritus y los sólidos añadidos a su composición, como materiales que aportan peso como la barita, no se asienten durante intervalos estáticos.
- El fluido debe tener las propiedades químicas correctas para ayudar a prevenir o minimizar la dispersión de los sólidos perforados, de modo que estos puedan eliminarse de manera eficiente en la superficie.
- De lo contrario, estos sólidos pueden desintegrarse en partículas ultrafinas que pueden dañar la zona de producción e impedir la eficiencia de la perforación.

Los factores más importantes de los que depende éste comportamiento, son:

- La velocidad a la que el lodo viaja por el pozo (velocidad anular),
- La viscosidad y
- La fuerza del gel (gel strength) del lodo de perforación.

La Viscosidad:

Ésta propiedad, en lo que a los lodos de perforación se refiere, es la resistencia que el fluido de perforación ofrece para fluir cuando se bombea. Afecta la capacidad del fluido de perforación para levantar los recortes de roca del pozo. Depende de la cantidad y del carácter de los sólidos en suspensión.

La viscosidad se mide normalmente en el campo usando un "embudo de Marsh":

- El embudo está lleno con un litro de fluido de perforación, y el tiempo transcurrido para vaciar el embudo se registra en segundos.
- La medición de "viscosidad del embudo" es "seg / vol" (segundos por volumen vaciado, habitualmente fracciones de galón).
- Este valor puede variar de 20 a 80, pero normalmente se mantiene entre 40 y 50.

Fuerza del gel (Gel Strength):

Esta propiedad se refiere a la capacidad del fluido de perforación para desarrollar un gel tan pronto como deja de moverse. Su propósito es suspender los ripios y detritus de perforación y todos aquellos materiales que aportan peso al lodo

mientras se encuentran en el pozo y no permitir que se asienten alrededor de la broca cuando se detiene la circulación. En general, la resistencia del gel debe ser lo suficientemente baja como para:

- Permitir que los recortes sean eliminados en la superficie
- Permitir que se elimine el gas retenido en la superficie
- Minimizar la succión cuando la tubería se saca del pozo
- Permitir el inicio de la circulación sin altas presiones de bombeo

La fuerza del gel se determina más comúnmente con un "Embudo Medidor de Viscosidad / Gel" y se expresa en lbs / 100ft² (libras por 100 pies cuadrados). Los lodos de perforación normalmente tienen resistencias de gel de entre 5 y 30 lbs / 100ft².

Los efectos de la viscosidad y la resistencia del gel sobre la extracción y registro del detritus de perforación cuando la viscosidad o la resistencia del gel (o ambas) es demasiado alta, son los siguientes:

- El fluido de perforación tiende a retener cualquier gas arrastrado a medida que pasa a través del equipo de limpieza de lodos de la superficie, con el efecto de que el gas puede recircularse (reintroducirse en el pozo) varias veces.
- El barrido del pozo también puede presentar anomalías por la presencia de gases extraños.
- Los cuttings finos pueden mantenerse en suspensión y no llegar a ser removidos en los shakers ni en los depósitos de sedimentación (settling pits) recirculando entonces y contaminando las muestras de cuttings.
- Los detritus que consisten en arcillas u otros materiales dispersables

pueden llegar a disolverse.

4.2.3. PRESERVACIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL POZO

El mantenimiento de la densidad óptima del fluido de perforación no solo ayuda a contener las presiones de formación, sino que también ayuda a prevenir el colapso del pozo y la desestabilización de las lutitas. El pozo debe estar libre de obstrucciones y puntos de concentración de tensiones, de tal manera que la sarta de perforación pueda moverse libremente hacia arriba y hacia abajo (tripping).

Después de perforar una sección hasta la profundidad planificada, el pozo debe

permanecer estable en condiciones estáticas, mientras se coloca la tubería de casing y se cementa.

Por todas estas razones, el programa de lodos de perforación debe indicar la densidad y las propiedades fisicoquímicas que con mayor probabilidad podrán proporcionar los mejores resultados para un intervalo de perforación determinado.

4.2.4. MINIMIZACIÓN DEL DAÑO EN FORMACIÓN

Las operaciones de perforación exponen la formación productora al fluido de perforación y a los sólidos y productos químicos contenidos en ese fluido. Es inevitable cierta invasión de filtrado líquido y/o sólidos finos en la formación; sin embargo, esta invasión y el potencial de daño a la formación se pueden minimizar con un diseño de fluido cuidadoso que se basa en pruebas realizadas con muestras sobre testigos de la formación de interés.

El daño de formación también se puede reducir mediante una gestión experta de los sistemas hidráulicos del fondo del pozo mediante software de modelización, así como mediante la selección de un fluido de perforación especialmente diseñado, como los sistemas que normalmente se implementan al perforar pozos horizontales.

4.2.5. ENFRIAMIENTO Y LUBRICACIÓN DE LA BROCA Y LA SARTA DE PERFORACIÓN

La broca y la sarta de perforación giran a revoluciones por minuto relativamente altas durante todo o parte del tiempo de las operaciones reales de perforación. La circulación del fluido de perforación a través de la sarta de perforación y hacia arriba en el espacio anular del pozo ayuda a reducir la fricción y enfriar la sarta de perforación. Prácticamente cualquier fluido que pueda circular a través de la sarta de perforación servirá para enfriar la broca y la sarta de perforación.

El fluido de perforación también proporciona un grado de lubricidad para ayudar al movimiento de la tubería de perforación y el conjunto de la barrena (bottomhole

assembly - BHA) a través de ángulos que se crean intencionalmente mediante perforación direccional y / o a través de puntos estrechos que pueden resultar de la expansión de lutitas. La lubricación, sin embargo, comúnmente requiere características especiales de lodo que se obtienen al agregar aceite, productos químicos y otros materiales.

Los fluidos a base de aceite (OBF) y los fluidos sintéticos (SBF) ofrecen un alto grado de lubricidad y por esta razón, en general, son los tipos de fluido preferidos para los pozos direccionales de alto ángulo. Algunos sistemas de polímeros

basados en agua también proporcionan una lubricidad que se aproxima a la de los sistemas basados en aceite y sintéticos.

4.2.6. SUMINISTRO DE REGISTROS E INFORMACIONES SOBRE EL POZO

Debido a que el fluido de perforación está en contacto constante con el pozo, puede revelar información sustancial sobre las formaciones que se perforan y sirve como conducto para mucha información recopilada en el fondo por las herramientas ubicadas en la sarta de perforación y a través de operaciones en el pozo. La capacidad del fluido de perforación para preservar los ripios a medida que viajan por el espacio anular afecta directamente la calidad del análisis que se puede realizar en los detritus.

Estos detritus sirven como uno de los principales indicadores de las condiciones físicas y químicas del fluido de perforación. Un sistema optimizado de fluido de perforación que ayuda a producir un pozo estable y calibrado puede mejorar la calidad de los datos transmitidos por herramientas de medición y registro de fondo de pozo, así como por herramientas wireline.

4.2.7. SUJECIÓN DE LAS PAREDES DE LA PERFORACIÓN CON UN “FILTER CAKE” IMPERMEABLE

La presión hidrostática de la columna de fluido de perforación ejercida contra las paredes del pozo ayuda a prevenir el deterioro de las paredes cuando se atraviesan formaciones no consolidadas. Esto se consigue con un recubrimiento y revestimiento de las paredes del pozo con una capa o “Filter Cake” delgada y dura.

El control de la tasa de filtración (pérdida de agua – wáter loss) es necesario por dos razones:

- Un filter cake de baja calidad puede causar una pérdida excesiva de agua

y producir un cake excesivamente grueso, reduciendo así el diámetro del pozo, lo que a su vez aumenta la posibilidad de que se produzcan pegaduras de la sarta de perforación y el efecto de succión o “swabbing” al tirar de la tubería de perforación.

- Una alta pérdida de agua puede causar una invasión profunda de las formaciones, lo que dificulta la interpretación de los wireline logs.

4.2.8. MINIMIZACIÓN DE RIESGOS PARA EL PERSONAL, EL MEDIO AMBIENTE Y EL EQUIPO DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación requieren la realización diaria de pruebas y de una monitorización continua por parte de un personal especialmente capacitado. Los riesgos para la seguridad asociados con la manipulación de cualquier tipo de fluido están claramente indicados en la documentación que acompaña la entrega y suministro del fluido. Las agencias reguladoras de todo el mundo analizan minuciosamente los fluidos de perforación para garantizar que las formulaciones en uso cumplan con las normas establecidas para proteger tanto a las comunidades naturales como a las humanas en las que se realizan perforaciones.

En el emplazamiento de la plataforma, el equipo utilizado para bombear o procesar el fluido debe ser revisado de manera continua y constante en busca de signos de desgaste por abrasión o corrosión química. Por su parte, los elastómeros utilizados en los equipos de prevención de reventones se prueban para determinar la compatibilidad con el sistema propuesto de fluido de perforación para garantizar que la seguridad no se vea comprometida.

Durante las operaciones de ejecución de un pozo, las secciones superiores generalmente se perforan con fluidos de base agua (WBF) de baja densidad. Dependiendo de los tipos de formaciones a atravesar, las temperaturas de fondo de pozo, los planes de perforación direccional y otros factores, el operador puede cambiar a un OBF o SBF en un punto predeterminado durante el proceso de perforación.

Los WBF de alto rendimiento también están disponibles para cumplir con una variedad de desafíos de perforación, como son que dependiendo de la ubicación

del pozo, el sistema de fluido de perforación puede estar expuesto a flujos de agua salada, flujos de dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, acumulación de sólidos, influjos de petróleo o gas, o temperaturas extremas en ambos extremos de la escala, o todos estas. La contaminación también proviene del contacto con los espaciadores y las lechadas de cemento utilizadas para la instalación permanente de la tubería de revestimiento y durante el desplazamiento de un sistema de fluido de perforación a otro. Por ello, los especialistas en fluidos de perforación encargados de la preparación de los programas de fluidos a utilizar en un proyecto concreto deben ser conscientes de los desafíos operacionales y ambientales que plantea la realización de cualquier pozo. Trabajando estrechamente con el operador, el especialista (que generalmente es respaldado por expertos técnicos y un personal de investigación) puede planificar el alcance de las condiciones que probablemente se encuentren y generar un programa que sea seguro y rentable. Generalmente se incluye en la planificación la identificación de objetivos de desempeño específicos y los medios por los cuales se medirá el éxito.

Durante el proceso de construcción del pozo, los técnicos encargados del fluido mantendrán registros precisos de los resultados de las pruebas, los volúmenes de fluidos, los eventos de perforación, el inventario de productos y las acciones relacionadas con el cumplimiento ambiental. El informe estándar de lodo de perforación refleja el tipo de información que dichos técnicos (a menudo llamados "mud engineers" o "ingenieros de lodo") proporcionan en el "drill site" a diario. Estos informes, generados por los equipos de control y almacenados en bases de datos, junto con el análisis posterior realizado al final del pozo, sirven como materiales de referencia para futuros pozos en la misma área o pozos que presentan desafíos similares.

4.3. CLASIFICACIÓN FUNDAMENTAL DE LOS TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Las condiciones del sondeo y los tipos de formación a perforar determinan la composición del fluido a utilizar en un determinado pozo. Hay cuatro tipos básicos de fluidos de perforación:

1. **Fluidos de perforación con base agua.** Es el tipo más comúnmente utilizado debido a que es económico de mantener, es más fácil de utilizar y crea un recubrimiento que protege el pozo. Su composición es variable en función de la calidad y tipo de agua (dulce o de mar), las arcillas y los aditivos químicos utilizados.
2. **Fluidos de perforación con base de aceite.** Se utilizan para perforar formaciones que sean solubles en agua, cuando se calientan pozos profundos y calientes, áreas que presentan pegaduras por presión diferencial o cuando se requiere una mejor lubricación. Este tipo de fluidos de perforación son generalmente más costosos de preparar y mantener. En función de la proporción, cabe distinguir:
 - Petróleo crudo o refinado emulsionado con agua: < 5 %
 - Emulsión inversa: 10 – 30 % de crudo.
3. **Fluidos de perforación con aire o gas.** Su principal ventaja es que se obtienen tasas de penetración más altas, pero su utilización es muy limitada, ya que solo un 1% de los fluidos de perforación utilizados son de este tipo.
4. **Fluidos de perforación sintéticos,** que mejoran su desempeño ambiental en comparación a los fluidos de base de aceite y han alcanzado un alto grado de desarrollo en los últimos años.

desarrollen las funciones descritas anteriormente es extensa, tradicionalmente existen solo tres tipos básicos de fluidos de perforación:

- Lodos de agua / arcillas
- Lodos de aceite / agua y arcillas
- Gases comprimidos

Hoy en día, hay una cuarta categoría: Lodos sintéticos

Si bien la lista de aditivos químicos utilizados para que los fluidos de perforación

La clasificación anual de sistemas de fluidos de World Oil enumera nueve categorías distintas de fluidos de perforación, incluidos sistemas de agua dulce, sistemas de agua salada, sistemas basados en aceite o sintéticos y sistemas neumáticos de "fluidos" (aire, niebla, espuma, gas).

Se puede señalar que tres son los factores clave que generalmente determinan el tipo de fluido seleccionado para un pozo específico:

- Coste.
- Prestaciones técnicas y eficiencia, e
- Impacto medioambiental.

Los fluidos de base agua (WBF) son los sistemas más ampliamente utilizados, y se consideran menos costosos que los fluidos de base aceite (OBF) o los fluidos sintéticos (SBF).

Los OBF y SBF (también conocidos como sistemas de emulsión invertida) tienen un fluido base sintético o de aceite como fase continua (o externa) y salmuera como fase interna. Los sistemas de emulsión invertida tienen un coste por unidad más alto que la mayoría de los fluidos a base de agua, por lo que a menudo se seleccionan cuando las condiciones del pozo requieren una inhibición realmente fiable de la lutita y/o una lubricidad excelente.

Los sistemas de base agua y los sistemas de emulsiones inversas pueden formularse para tolerar temperaturas relativamente bajas en el fondo del pozo.

Por su parte, los sistemas neumáticos se implementan más comúnmente en áreas donde las presiones de formación son relativamente bajas y el riesgo de pérdida de circulación o daños en la formación es relativamente alto. El uso de estos sistemas requiere equipos especializados de gestión de presiones para ayudar a prevenir el desarrollo de condiciones peligrosas cuando se encuentran hidrocarburos.

Drilling Mud Classification

4.4. PROPIEDADES CARACTERÍSTICAS

Las propiedades más importantes son

- VISCOSIDAD

- (+) Mayor capacidad de sustentación del detritus
- (-) Dificulta la posterior decantación y desgasificación
- (-) Aumenta las pérdidas de carga en el circuito y la presión en el anular

- DENSIDAD

- (+) Contrarresta la presión de formación
- (-) Incrementa la presión hidrostática en el anular y las “pérdidas de circulación”

- GEL

El objetivo fundamental a conseguir en un lodo es impedir el depósito en el fondo de los ripios de perforación cuando se interrumpe la circulación.

4.4.1. COMPOSICIONES DE LOS LODOS

- **FASE LÍQUIDA:**
 - Base acuosa:
 - Agua dulce
 - Agua salada (*)
 - Base oleosa:
 - Petróleo crudo o refinado emulsionado con agua: <5 %
 - Emulsión inversa: 10 - 30 %
- **FASE SÓLIDA:**
 - De baja densidad:
 - Arcillas:
 - Bentonita
 - Atapulgita (*)
 - Polímeros
 - Sales: ClNa , ClK , Cl_2Ca , Br_2Ca
 - De alta densidad:
 - Barita
 - Mineral de hierro
 - Galena
- **ADITIVOS:**
 - Correctores del pH ($13 > \text{pH} > 8$)
 - Espesantes
 - Adelgazantes (Polifosfatos, taninos, etc.).
 - Espesantes.
 - Detergentes
 - Desespumantes
 - Lubricantes
 - Inhibidores: CO_3Ca , ClNa , etc.
 - Colmatantes (mica, cáscara de almendra, etc.).
 - Reductores de filtrado (reducen el filtrado sin incrementar la densidad)
 - Dispersantes (reducen la viscosidad generada por los sólidos aportados al lodo).
 - Lubrificantes
 - Inhibidores de corrosión
 - Nitratos

4.4.2. AGUA

El agua utilizada en perforación puede ser agua dulce o agua salada. El agua de mar se utiliza comúnmente en perforación en alta mar y el agua salada saturada (salmuera) se utiliza en muchos casos para perforar secuencias evaporíticas de cierto espesor, con el fin de evitar que se disuelvan y/o se provoquen lavados de las paredes del pozo. El agua saturada en sal también se usa para la inhibición de la lutitas y paquetes arcillosos sensibles al agua.

Los fluidos de perforación con base agua salada se utilizan a menudo para la inhibición de esquistos bituminosos y para, lógicamente, la perforación de formaciones de sal. También se sabe que inhiben la formación de hidratos, de estructura similar al hielo, que pueden acumularse alrededor de los cabezales de pozo submarinos y de los equipos de control de pozos, bloqueando las líneas e

impidiendo las operaciones críticas.

Los sistemas “solids-free” (sin sólidos) y “low-solids” (con bajo contenido de sólidos) pueden formularse con salmueras de alta densidad creadas con:

- Cloruro de calcio
- Bromuro de calcio
- Bromuro de zinc
- Formiato de potasio y cesio

4.4.3. SÓLIDOS REACTIVOS

- **Arcillas:**
 - Este material, básico en cualquier lodo, se conoce comúnmente como "gel". Afecta a la viscosidad, la resistencia de gel (gel strength) y la pérdida de agua.
 - Las arcillas comunes son:
 - Bentonita (para lodos de agua dulce).
 - Atapulgita (para lodos de agua salada).
 - Arcillas de formación natural (que hidratan e ingresan al sistema de lodo).
- **Dispersantes:**
 - Son ejemplos de éste tipo de sustancias los taninos, quebracho, fosfatos, lignito y lignosulfonatos.
 - Reducen la viscosidad por adsorción en partículas de arcilla, reduciendo la atracción entre las partículas.
- **Agentes de control de filtración:**
 - Su función es la de controlar la cantidad de pérdida de agua en formaciones permeables, debido a la diferencia de presión, asegurando así el desarrollo de un "filter cake" firme e impermeable.
- Algunos de estos agentes son:
 - Almidón: pregelatinizado para evitar la fermentación.
 - Carboximetilcelulosa sódica (CMC): coloide orgánico de moléculas de cadena larga que pueden polimerizarse en diferentes longitudes o " grados ". Los grados dependen de la viscosidad deseada.
 - Polímeros, como por ejemplo, cypan, drispac, que son utilizados en condiciones especiales.
- **Detergentes, emulsionantes y lubricantes:** ayudan a enfriar y lubricar. También se usa para detectar un fluido a fin de liberar el tubo atascado.
- **Antiespumantes:** evitan la formación de espuma en la superficie, en el equipo de tratamiento.
- **Compuestos de sodio:** precipitan o suprimen el calcio o el magnesio, lo que disminuye la afección por las arcillas.
- **Compuestos de calcio:** inhiben las formaciones de arcillas y evitan que se hidraten o hinchen.

4.4.4. SÓLIDOS INERTES

- **Material de carga (peso):**
 - Función: minerales de alta densidad finamente molidos, mantenidos en suspensión para controlar la densidad del lodo.
 - Los materiales de peso más comunes son barita, hematita y galena.
- **Materiales contra pérdidas de circulación (L.C.M.):**
 - Función: se agrega al sistema de lodo con el fin de puentear o taponar el punto de pérdida.

- Está disponible en muchos tamaños y tipos para adaptarse a la pérdida de circulación particular:
 - Fibroso: fibra de madera, fibra de cuero, etc.
 - Granular: cáscaras de nuez (tapón de tuerca), fino, mediano, grueso.
 - Escamas: celofán, mica (fino, grueso).
 - Tapones de refuerzo: bentonita con aceite diésel, arcillas de lento asentamiento, atapulgita y otros.
- Si ninguno de estos materiales taponase con éxito la zona de pérdida de circulación, la zona debe cementarse.

- **Material antifricción:**

- Se agrega al sistema de lodo para reducir el torque y disminuir la posibilidad de adherencia diferencial.
- El material utilizado con mayor frecuencia son las esferas de poliuretano inertes.
- Más frecuentemente, se usa en pozos direccionales de alto ángulo, donde el torque y la adherencia diferencial son un problema.

4.4.5. PRODUCTOS ESPECIALES

Las compañías de servicios de fluidos de perforación ofrecen una amplia gama de aditivos que están diseñados para prevenir o mitigar costosas demoras en la construcción de pozos. Ejemplos de éstos productos especiales son:

- Materiales de control de pérdidas de circulación (Lost-circulation materials - LCM) que ayudan a prevenir o detener las pérdidas de lodo en el fondo del pozo en formaciones débiles o agotadas.
- Spotting fluids que ayudan a liberar la tubería atascada.
- Lubricantes para WBF que facilitan el torque y el arrastre y facilitan la perforación en entornos de alto ángulo.
- Productos químicos protectores (por ejemplo, inhibidores de incrustaciones y corrosión, biocidas y secuestrantes de H₂S) que evitan daños a los tubulares y al personal.

- Carbonato de calcio calibrado, la mica, el material fibroso, el celofán y las cáscaras de nuez trituradas se han utilizado durante décadas.
- El desarrollo de materiales gráficos deformables que pueden sellar continuamente fracturas bajo condiciones de presión cambiantes ha permitido a los operadores solucionar algunos tipos de pérdidas de forma más consistente.
- La aplicación de materiales que permiten el “fortalecimiento” con éxito del pozo.
- Materiales encapsulados en píldoras hidratables y de fraguado rápido, muy efectivas también para la eliminación de pérdidas severas y totales.

4.4.5.1. LCMs.

Existen muchos tipos de LCM disponibles para abordar situaciones de pérdida:

4.4.5.2. Spotting Fluids

La mayoría de los Spotting Fluids están diseñados para penetrar y romper el cake que rodea la sarta de perforación. Para ello, generalmente se requiere un cierto período de “mojado” remojo para lograr resultados.

Estos fluidos generalmente están formulados con un fluido base y aditivos que pueden incorporarse al sistema de lodo activo sin efectos adversos una vez que se libera la tubería y/o se reanuda la circulación.

están presentes en la misma formación.

- Actividad bacteriana en el fluido de perforación;
- Entornos de alta temperatura;
- Contacto con materiales que contienen azufre.

4.4.5.3. Lubricantes

Los lubricantes pueden contener materiales a base de hidrocarburos o pueden formularse específicamente para su uso en áreas donde las reglamentaciones ambientales prohíben el uso de un aditivo a base de aceite. En algunos casos, se usan pequeñas cuentas de vidrio o polímero, que agregados al fluido de perforación permiten aumentar el grado de lubricidad.

Los materiales de testeo de la corrosión que se colocan en la sarta de perforación se pueden insertar entre las juntas de la tubería de perforación a medida que la tubería se va insertando en el orificio. Cuando la tubería se extrae del pozo, se puede examinar dichos materiales de testeo en busca de signos de picaduras y corrosión para determinar si los componentes de la sarta de perforación están sufriendo un daño similar.

Los lubricantes están diseñados para reducir la fricción en el contacto metal con metal y para proporcionar lubricidad a la sarta de perforación en el pozo, especialmente en pozos desviados, donde es probable que la sarta de perforación tenga contacto continuo con las paredes del pozo.

Los tratamientos de protección y aplicación de inhibidores deben diseñarse para contrarrestar ambos gases si ocurre una entrada de fluidos al pozo debido a condiciones de perforación bajo balance. Mantener un pH alto ayuda a controlar el H₂S y el CO₂ y evita que las bacterias agrieten la sarta de perforación. Las bacterias también se pueden controlar usando un aditivo microbiocida.

4.4.5.4. Inhibidores de la corrosión, biocidas y protectores

La corrosión causa la mayoría de las pérdidas de la tubería de perforación y también daños en la carcasa, bombas de lodo, brocas y herramientas de fondo de pozo. A medida que aumentan las temperaturas de fondo de pozo, la corrosión también aumenta considerablemente si la sarta de perforación no está protegida por algún tratamiento químico. Los materiales abrasivos en el fluido de perforación pueden acelerar la corrosión al eliminar las películas protectoras.

La corrosión generalmente es causada por uno o más factores que incluyen:

- Exposición al oxígeno, H₂S y / o CO₂; H₂S y CO₂ frecuentemente

4.5. LODOS AGUA / ARCILLAS.

Constituye el tipo de lodos más ampliamente utilizado. Se estima que los fluidos de base agua (WBF) se utilizan para perforar aproximadamente el 80% de todos los pozos.

Un sistema de lodo de éste tipo es un sistema de tres componentes:

- Una fase líquida continua de agua en la que los materiales de arcilla están en suspensión. El fluido base puede ser agua dulce, agua de mar, salmuera, salmuera saturada o salmuera de formiato.
- Un conjunto de sólidos reactivos que se agregan para obtener propiedades especiales.
- Sólidos no reactivos (inertes) que también se agregan para obtener otras propiedades especiales.

El tipo de fluido seleccionado depende de las condiciones previstas del pozo o del intervalo específico del pozo perforado. Cabe decir que los WBF se dividen en dos amplias categorías:

- Sistemas No dispersos y
- Sistemas Dispersos.

Sistemas no dispersos

Los sistemas sencillos de gel y agua que se usan para la perforación en el nivel superior no son dispersos, como lo son muchos de los sistemas avanzados de polímeros que contienen poca o ninguna bentonita.

Las arcillas naturales que se incorporan en sistemas no dispersos se

manejan mediante dilución, encapsulación y/o floculación. Se puede usar un sistema de control de sólidos diseñado adecuadamente para eliminar los sólidos finos del sistema de lodo y ayudar a mantener la eficiencia de la perforación.

Los sistemas poliméricos de bajo contenido de sólidos y no dispersados (LSND) dependen de polímeros de cadena larga de alto y bajo peso molecular para proporcionar control de viscosidad y pérdida de fluidos. Los sólidos poco coloidales se encapsulan y floculan para una eliminación más eficiente en la superficie, lo que a su vez reduce los requisitos de dilución.

Los polímeros de alta temperatura especialmente desarrollados están disponibles para ayudar a superar los problemas de gelificación que pueden ocurrir en pozos de alta presión y alta temperatura (HP / HT).

Con el tratamiento adecuado, algunos sistemas LSND pueden ponderarse de 17,0 a 18,0 ppg y funcionar a 350 ° F o más.

Sistemas dispersos

Los sistemas dispersos se tratan con dispersantes químicos que están diseñados para desflocular las partículas de arcilla y permitir un mejor control reológico en los lodos de mayor densidad. Los dispersantes más ampliamente utilizados incluyen lignosulfonatos, aditivos ligníticos y taninos.

Los sistemas dispersos generalmente requieren adiciones de sosa cáustica (NaOH) para mantener un nivel de pH de 10.0 a 11.0.

Dispersar un sistema puede aumentar su tolerancia a los sólidos, haciendo posible un peso de hasta 20.0 ppg. El sistema de lignosulfonato comúnmente

utilizado se basa en aditivos relativamente baratos y es familiar para la mayoría del personal del operador y de la plataforma. Los lodos dispersos usados comúnmente incluyen cal y otros sistemas catiónicos.

Un sistema disperso cargado de sólidos también puede disminuir significativamente la tasa de penetración y contribuir a la erosión del pozo.

4.6. LODOS DE ACEITE / AGUA / ARCILLAS

Los sistemas basados en aceite se desarrollaron e introdujeron en la década de 1960 para ayudar a abordar varios problemas de perforación:

- Formaciones de arcillas que reaccionan, se hinchan o se desprenden después de la exposición a WBF
- Incrementos de las temperaturas de fondo de pozo
- Presencia de contaminantes.
- Problemas de atascos de las tuberías y problemas de par o de arrastre.

Se usan dos tipos básicos de sistemas de lodo de aceite / agua:

- Sistema de emulsión (aceite / agua), en el que el diésel o el petróleo crudo se dispersan en una fase continua de agua.
- Sistema de Emulsión Invertida (agua / aceite), en el que el agua se dispersa en una fase continua de diesel / petróleo crudo.

Estos fluidos de perforación tienen propiedades muy deseables como fluidos de terminación o cuando se perforan pozos de producción. Los fluidos a base de aceite (OBF) actualmente en uso están formulados con diésel, aceite mineral u olefinas y parafinas lineales de baja toxicidad. Las olefinas y las parafinas a menudo se denominan "sintéticas", aunque algunas se derivan de la destilación de petróleo crudo y algunas se sintetizan químicamente a partir de moléculas más pequeñas.

La estabilidad eléctrica de la salmuera interna o la fase de agua se controla para ayudar a garantizar que la fuerza de la emulsión se mantenga en un valor predeterminado o próximo a él. La emulsión debe ser lo suficientemente estable como para incorporar un volumen de agua adicional si se encuentra un flujo de agua en el fondo del pozo.

Estos fluidos no son reactivos con las arcillas y su filtrado no dañará las formaciones. Su alto costo y las dificultades para usarlos en los pozos, junto con la complicación de la evaluación geológica, impiden su uso en pozos exploratorios aparte de en ciertas secciones problemáticas de evaporita y arcilla. Además de estas emulsiones que contienen aproximadamente partes iguales de aceite y agua, existen verdaderos lodos a base de aceite que pueden contener solo 5 por ciento de agua.

Cuando los sistemas de lodo a base de aceite están en uso, se deben hacer consideraciones especiales con respecto a la evaluación de la formación. La barita se usa para aumentar la densidad del sistema, y la bentonita organofílica especialmente tratada es el viscosificador principal en la mayoría de los sistemas a base de aceite. La fase de agua emulsionada también contribuye a la viscosidad del fluido.

Se agregan materiales organófilos ligníticos, asfálticos y poliméricos para ayudar a controlar la pérdida de fluido HP / HT (alta presión / alta temperatura). La humectación con aceite es esencial para garantizar que los materiales particulados permanezcan en suspensión. Los surfactantes utilizados para mojar el aceite también pueden actuar como diluyentes. Los sistemas a base de aceite generalmente contienen cal para mantener un pH elevado, resisten los efectos adversos del sulfuro de hidrógeno (H₂S) y los gases de dióxido de carbono (CO₂) y

mejoran la estabilidad de la emulsión.

La inhibición de esquistos es uno de los beneficios clave de usar un sistema basado en aceite:

- La fase de agua de alta salinidad ayuda a evitar que las lutitas se hidraten, hinchen y se desprendan en el pozo.
- La mayoría de los sistemas convencionales de lodo a base de aceite (OBM) están formulados con salmuera de cloruro de calcio, que parece ofrecer las mejores propiedades de inhibición para la mayoría de las lutitas.

La relación entre el porcentaje de aceite y el porcentaje de agua en la fase líquida de un sistema basado en aceite se denomina relación aceite / agua. Los sistemas basados en aceite generalmente funcionan bien con una relación

aceite/agua en el rango de 65/35 a 95/5, pero el rango observado más comúnmente es de 70/30 a 90/10.

La descarga de fluidos o cortes enteros generados con OBF no está permitida en la mayoría de las áreas de perforación offshore. Todos los cuttings perforados y los líquidos residuales se procesan y envían a la costa para su eliminación. Mientras que muchos pozos de tierra continúan siendo perforados con fluidos a base de diesel, el desarrollo de fluidos sintéticos (SBF) a fines de la década de 1980 proporcionó nuevas opciones a operadores offshore que dependen del desempeño de perforación de los sistemas basados en petróleo para ayudar a mantener los costos generales de perforación, pero requieren fluidos más amigables con el medio ambiente. En algunas áreas del mundo, como el Mar del Norte, incluso estos fluidos están prohibidos para descargas mar adentro.

Pneumatic Fluids (Air, Gas, Mist, Foams, Gasified Muds)

4.7. FLUIDOS NEUMÁTICOS

En ocasiones se puede usar aire comprimido o gas natural en lugar de un fluido de perforación tipo lodo, a veces incluso con un agente espumante para mejorar la capacidad de carga, para mejorar la extracción de los rípidos de perforación fuera del pozo, pero su uso solo es aplicable en áreas donde hay poca agua en las formaciones atravesadas. Cuando se aplica esta técnica, el aire comprimido o el gas circulan igual que el lodo de perforación convencional, excepto que se usan compresores en lugar de bombas de lodo.

Los fluidos neumáticos se dividen en una de tres categorías:

- Solo aire o gas
- Fluido aireado
- Espumas

Excepto cuando se perfora en formaciones de hidrocarburos de alta presión o cargadas de fluidos que exigen un fluido de alta densidad para evitar problemas de control de pozos, el uso de fluidos neumáticos ofrece varias ventajas:

- Escaso o nada de daño en la formación.
- Evaluación rápida del detritus de perforación por presencia de hidrocarburos.
- Prevención de la pérdida de circulación.
- Tasas de penetración significativamente más altas en formaciones de roca dura.

Las operaciones de perforación neumática requieren equipos especializados para ayudar a garantizar la gestión segura de los cuttings y de los fluidos de formación que llegan a la superficie, así como de disponer de tanques, compresores, líneas y válvulas asociadas con el gas utilizado para perforar o airear el fluido de perforación o la espuma en su caso.

4.8. FLUIDOS DE PERFORACIÓN SINTÉTICOS

Los fluidos de perforación de base sintética (SBF) se desarrollaron en la década de 1990 para reducir el impacto ambiental de las operaciones de perforación mar adentro, pero sin sacrificar la relación coste-efectividad de los sistemas basados en petróleo. Al igual que los OBF tradicionales, los SBF pueden usarse para:

- Maximizar la tasa de penetraciones (ROP). Aumenta la lubricidad en pozos direccionales y horizontales.
- Minimice los problemas de estabilidad del pozo, como los causados por las lutitas reactivas.

Los datos de campo confirman que los SBF proporcionan un rendimiento de perforación excepcional, igualando fácilmente el de los fluidos a base de diésel y aceite mineral. En muchas áreas mar adentro, las reglamentaciones que prohíben la descarga de estacas perforadas con OBF no se aplican a algunos de los sistemas sintéticos.

El coste por barril de SBF puede ser más alto, pero han demostrado ser económicos en muchas aplicaciones en alta mar por las mismas razones que las OBF tradicionales tienen:

- Tasas de penetración rápidas y,
- Menos tiempo improductivo relacionado con lodo (NPT).

Los SBF que están formulados con alfaolefinas lineales (LAO) y olefinas isomerizadas (IO) muestran las viscosidades cinemáticas inferiores que se requieren en respuesta a la creciente importancia de los problemas de viscosidad a medida que los operadores se desplazan a aguas más profundas. Los sistemas basados en ésteres exhibían una alta viscosidad cinemática, una condición que se magnifica en las temperaturas frías que se encuentran en las operaciones en aguas

profundas.

Sin embargo, un éster de baja viscosidad de cadena corta (C8) que se desarrolló en 2000, presenta una viscosidad similar o inferior a la de los otros fluidos base, específicamente los sistemas IO muy utilizados. Debido a su alta biodegradabilidad y baja toxicidad, los ésteres son universalmente reconocidos como el mejor fluido base para el desempeño ambiental.

Hasta que los operadores comenzaron a perforar en lugares de aguas profundas, donde el margen de presión de poro / gradiente de fractura (PP / FG) es muy estrecho y los risers de más de una milla de largo no son poco comunes, las formulaciones sintéticas estándar proporcionaron un rendimiento satisfactorio. Sin embargo, los problemas que surgieron debido a la perforación en aguas profundas y las cambiantes regulaciones ambientales provocaron un examen más detallado de varios aditivos aparentemente esenciales.

En la perforación en aguas profundas, cuando se encuentran temperaturas frías, los SBF convencionales pueden desarrollar viscosidades indeseablemente altas como resultado de la arcilla organófila y los aditivos ligníticos en el sistema. La introducción de SBF formulados con adiciones nulas o mínimas de arcilla organófila y productos ligníticos permitió controlar las propiedades reológicas y de pérdida de fluidos a través de las características de la emulsión de fluidos.

Las ventajas de rendimiento de estos sistemas incluyen:

- Resistencias de gel elevadas y planas que se rompen con una mínima presión de iniciación
- Densidades circulantes equivalentes (ECD) significativamente más bajas
- Reducción de las pérdidas de lodo durante la perforación, el entubado y la cementación

4.9. FLUIDOS DE PERFORACIÓN POLIMERICOS

Los fluidos de perforación a base de polímeros se utilizan para perforar formaciones reactivas donde el requerimiento de inhibición de esquistos es significativo. Los inhibidores de pizarras usados habitualmente son, con frecuencia, preparados a base de sales, glicoles y aminas, todos los cuales son incompatibles con el uso de bentonita.

Estos sistemas típicamente derivan su perfil de viscosidad de polímeros tales como:

- Control de goma de xantano y pérdida de fluidos a partir de almidón o

derivados de celulosa.

- Cloruro de potasio, que es un inhibidor de esquisto barato y altamente efectivo que se usa ampliamente como la salmuera base para fluidos de perforación de polímeros en muchas partes del mundo.
- Se pueden agregar inhibidores a base de glicol y amina para mejorar aún más las propiedades inhibidoras de estos fluidos.

4.10. DRILL-IN FLUIDS

La perforación en una zona de la formación productora objetivo con un fluido convencional puede introducir una serie de riesgos previamente indefinidos, todos los cuales disminuyen la conectividad del yacimiento con el pozo o reducen la permeabilidad de la formación. Esto es particularmente cierto en pozos horizontales, donde la zona de producción puede exponerse al fluido de perforación durante un largo intervalo de tiempo. La selección del sistema de fluidos más adecuado para la perforación en la formación productora requiere una comprensión profunda del yacimiento. Usando datos generados por pruebas de laboratorio en muestras de testigos cuidadosamente seleccionados, se debe realizar un estudio de sensibilidad a fluidos del yacimiento para determinar la composición morfológica y mineralógica de la roca de yacimiento. Los fluidos naturales del yacimiento deben analizarse para establecer su composición química y de esta forma se puede modelizar el grado de daño que podría ser causado y anticiparse al problema, así como comprobar la efectividad de posibles soluciones para mitigar los riesgos.

Un Drill-in fluid (DIF) es un fluido limpio que está diseñado para causar poca o ninguna pérdida de la permeabilidad natural de la zona de producción, así como para proporcionar una limpieza fácil y muy superior a la que se conseguiría con un

fluido convencional. Los DIF pueden ser:

- Basado en agua
- Basado en salmuera
- Basado en aceite
- Basado en sintéticos

Además de ser seguro y económico para su aplicación, un DIF debe ser compatible con los fluidos naturales presentes en el yacimiento para evitar la precipitación de sales o la producción de emulsiones. Un fluido adecuado que no dañe debe establecer un cake de filtración en la cara de la formación, pero no debe penetrar demasiado en la porosidad de la formación. El fluido filtrado debe inhibir o prevenir el hinchado de partículas de arcilla reactivas dentro de los huecos de los poros.

El daño de formación comúnmente es causado por:

- Invasión de zona productiva y obstrucción por partículas finas.
- Hinchado de formaciones de arcilla.
- Combinación de fluidos incompatibles.
- Movimiento de partículas de llenado de poro de la formación desalojada
- Cambios en la humectabilidad de la roca de yacimiento
- Formación de emulsiones o bloques de agua.
- Una vez que un mecanismo de daños ha disminuido la permeabilidad de un yacimiento, rara vez es posible restaurar el depósito a su condición original.

5. SISTEMAS BÁSICOS UTILIZADOS EN PERFORACIÓN MARINA

5.1. INSTALACIONES DE PERFORACIÓN MARINA

5.2. SISTEMAS DE COMPENSACIÓN DEL PERIODO DEL OLEAJE

El sistema de tension de un tubo riser marino (marine riser tensioner) es un dispositivo

de utilización tanto en plataformas de perforación offshore como en barcos perforadores para proporcionar una tensión hacia arriba sobre el tubo riser de forma que sea prácticamente constante e independiente del movimiento oscilante del barco o de la plataforma.

La línea de tensores o "MRTs marine riser tensioners" trabaja en conjunto con el rig de perforación y aseguran de manera efectiva que el tubo riser permanezca en su posición para permitir que la barra de perforación trabaje en el centro de la misma durante las operaciones de perforación.

El riser marino se conecta al cabezal del pozo (wellhead) en el fondo marino y, simultáneamente, el riser tensioner debe afrontar los movimientos diferenciales entre el riser y el rig. Si no hubiera tensor y el rig se moviera en sentido descendente, el riser pandearía. Si después la plataforma se eleva, se transmitirán fuerzas elevadas al elevador, que se estirará y sufrirá daños.

Los tensores se han venido construyendo tradicionalmente con grandes cilindros hidráulicos para el accionamiento de poleas. Hoy día se dispone también de sistemas construidos con motores eléctricos también con la misma finalidad de compensar movimientos.

Marine riser tensioners

5.3. CIERRE HIDRÁULICO DEL SISTEMA DE CIRCULACIÓN. TUBOS “RISER”

El tubo “riser” o “drilling riser” se utiliza para asegurar el retorno de los fluidos de perforación (y los cuttings que arrastra) de vuelta a la plataforma flotante de perforación, así como para guiar la sarta de perforación, las tuberías de casing o cualquier otro equipo o herramienta, al interior del pozo.

Consecuentemente, el drilling riser es una conducción que permite el cierre hidráulico del pozo con la plataforma de perforación.

Los drilling riser o risers se clasifican en dos tipos o familias:

- Los “**marine drilling risers**” utilizados con un BOP submarine ubicado en el fondo marino (sobre el wellhead) y generalmente utilizados por los barcos perforadores (drilling vessels) y plataformas semisumergibles
- Los denominados “**tie-back drilling risers**” utilizados cuando en la perforación marina se utiliza un BOP de superficie, como es el caso de las plataformas fijas o las que siendo flotantes tienen una elevadísima estabilidad, como es el caso de las Spar o las tension leg platform (TLP).

5.3.1. MARINE DRILLING RISER

Un marine drilling riser dispone de un tubo de gran diámetro a través del cual se desarrolla la perforación con el fluido de perforación a su presión de retorno (baja presión). Adosados a éste tubo, existen otros cinco conductos auxiliares que incluyen

dos líneas de control hidráulico, líneas de estrangulamiento de alta presión y líneas de matado para fluidos de alta presión conectadas al BOP submarino, así como una línea de impulso circulante. Asimismo, se disponen de líneas de alimentación y control para el BOP. Los datos requeridos para analizar las cargas de pozo en el BOP de cabeza de pozo y otros componentes marinos se dividen en tres categorías:

- Datos del riser (Riser data): incluyen toda la información requerida para definir la configuración del sistema del riser.
- Datos de la embarcación (Vessel data): incluya toda la información requerida para modelizar los movimientos e interfaces entre la embarcación y el riser.
- Datos ambientales (Environmental data): incluya toda la información requerida para definir el océano oceánico, los estados del mar y las corrientes a las que puede estar sometido el riser.

El diseño y la operación de tubos riser es complejo y se requiere una alta fiabilidad, por lo que son necesarios gran cantidad de análisis de ingeniería

A partir de profundidades superiores a los 20 metros, el riser debe tensarse para mantener la estabilidad por medio de un sistema “MRT – Marine riser tensioner” ubicado en la plataforma de perforación. Este sistema debe proporcionar sobre el riser una fuerza de tensión casi constante y adecuada a cada circunstancia para mantener la estabilidad del riser en el entorno en alta mar. El nivel de tensión requerido está relacionado con el peso del equipo riser, la flotabilidad del mismo, la fuerza de las olas y las corrientes, el peso de los fluidos internos y una tolerancia adecuada a posibles fallos del equipo.

Para reducir la cantidad de tensión requerida para mantener la estabilidad del riser, se agregan módulos de flotabilidad, conocidos en la industria como “buoyancy cakes”, a las juntas del riser para que estén cerca de una flotabilidad neutra cuando están sumergidos.

La norma internacional ISO 13624-1: 2009 regula el diseño, selección, operación y

Conexiones de riser con módulos de flotación

Fuente: Andyminicooper <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=11677936>

mantenimiento de sistemas de riser marinos tanto para operaciones de diseño y selección de componentes del sistema como para las compañías que utilizan y realizan el mantenimiento de estos equipos. Se basa en principios básicos de ingeniería y en la experiencia acumulada de operadores offshore, contratistas y fabricantes.

Riser Joint

RF Riser joint

Riser System

Source: <http://www.lonestarbit.com/>

The well control equipment includes a lower BOP, emergency disconnect lower riser package, lower stress joint, high-pressure riser, upper stress joint, upper BOP, high-pressure spacer joint with load ring, Balfro flange and a diverter system. (Source: <http://www.drillingcontractor.org>)

Marine riser and guideline system

5.3.2. TIE-BACK DRILLING RISER

Un “tie-back riser” puede ser o bien una tubería de gran diámetro y alta presión o bien un conjunto de tuberías concéntricas que extienden las tuberías del casing del pozo hasta el BOP en superficie.

Fuente: <https://gcaptain.com/>

6. OPERACIONES DE CASING Y CEMENTADO (CASING AND CEMENTING)

6.1. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO O “CASING”

La instalación del casing o revestimiento consiste revestir el pozo mediante tuberías metálicas instaladas en un tramo del pozo recientemente perforado. Una vez concluida la perforación de un tramo hasta una cierta profundidad proyectada y, una vez realizados los registros eléctricos, se coloca en el sondeo una tubería de revestimiento (casing) de diámetro ligeramente inferior al del tricono utilizado y, a continuación, se inyecta una lechada de cemento que rellena, en toda su longitud o sólo en ciertos tramos, el espacio anular que queda entre la tubería y las paredes del sondeo. Con esta doble operación (revestimiento y cementación) se pretende:

- Mantener la estabilidad del sondeo.
- Evitar hinchamientos o derrumbes del pozo.
- Sellar zonas de alta presión de formación evitando fracturas de la misma.
- Aislar zonas de posibles pérdidas de circulación.
- Aislar acuíferos y formaciones no productivas de aquéllas que sí lo son. Aislar las formaciones en producción del agua.
- Prevenir la contaminación de acuíferos.
- Controlar las presiones del pozo durante la perforación, producción y trabajos de mantenimiento de la producción
- Garantizar un determinado diámetro del sondeo para operaciones posteriores.

Una vez concluidos el revestimiento y la cementación, se prosigue la perforación del sondeo por el interior del casing a un diámetro lógicamente inferior. Esta

operación se repite normalmente hasta tres o cuatro veces a lo largo del sondeo compaginando adecuadamente diámetros interiores de la tubería y diámetros del tricono.

Las tuberías de revestimiento y entubado:

- Son una de las partes principales de la construcción de pozos y el mayor componente estructural.
- Aporta la suficiente resistencia y funcionalidad a los pozos de producción de gas y petróleo (o en su caso para inyección de sustancias en las formaciones subterráneas).

Tiene la finalidad de contener, mantener y proteger las paredes del pozo, asegurar que no se producen fugas de petróleo o de gas natural a través de ellas mientras asciende a la superficie y prevenir al mismo tiempo la infiltración hacia el interior del pozo de fluidos o gases desde la roca circundante. El casing se diseñará en función de los diámetros de perforación y de las características de las formaciones atravesadas y el régimen de presiones de formación y empujes litostáticos.

6.2. TRAMOS DE REVESTIMIENTO. TIPOS DE CASING

Por lo general, un pozo consta de los siguientes tramos de revestimiento:

- **Un entubado inicial (drive pipe o conductor casing)**
 - Sujetar y sellar el material suelto superficial.
- **Un revestimiento de superficie (surface casing)**
 - Sostener las paredes del sondeo.
 - Aislar de acuíferos.
 - Evitar pérdidas de circulación.
 - Servir de anclaje a la cabeza de pozo y al BOP.
- **Un revestimiento intermedio (intermediate casing)**
 - Evitar pérdidas de circulación.
 - Sellar zonas localizadas de altas presiones.
- **Un revestimiento de producción (production casing)**
 - Evitar la mezcla de petróleo con otros fluidos.
 - Alojar y proteger la tubería de producción
- **Camisa de producción (Production liner).**
- **Tubería de producción.**

www.marcelluscoalition.org

Typical Well Casing Diagram

(Not to Scale)

Además, el casing (revestimiento) proporciona la estructura para la instalación del BOP, equipos de cabeza de pozo y en entubado de producción.

El coste del revestimiento conlleva la mayor parte del coste general del pozo, por este motivo, la selección del tamaño del revestimiento, calidad, conexiones y longitudes debe ser una consideración prioritaria desde el punto de vista ingenieril y económico.

La instalación del casing más adecuado a cada caso es una labor de ingeniería muy rigurosa y que exige un diseño basado en las presiones que se esperan en el pozo. Los distintos tipos de casing que pueden usarse dependen del diámetro de perforación, de las características de las rocas y formaciones atravesadas y de las presiones y temperaturas a lo largo del pozo.

- **Conductor casing:** no suele medir más de 10 – 20 metros de largo y se instala antes de que empiece a llevarse a cabo la perforación para prevenir derrumbes en la parte superior del pozo y facilitar la circulación de los fluidos de perforación desde el fondo del pozo.
- **Surface casing:** es el siguiente tipo de casing que se utiliza. Puede medir entre 100 y 400 m de longitud y es de diámetro menor que el del “conductor casing”, por lo que pasa a través de él. Su finalidad principal es proteger los acuíferos superficiales de los trabajos desarrollados en el pozo y prevenir su contaminación por fugas de hidrocarburos o de aguas saladas de formaciones inferiores.
- **Intermediate casing:** es normalmente la sección de casing más larga de las que se instalan en un pozo. Su principal función es prevenir daños en las paredes del pozo durante las operaciones de perforación debidos a presiones anormales, presencia de formaciones que puedan contaminar el pozo (formaciones salinas o acuíferos salinos, etc.).
- **Production casing** (casing de producción), también llamado “oil string” o “long string”: Se instala al final y es la sección más profunda del casing de un pozo. Es el casing que permite un conducto desde la superficie hasta la formación productora de petróleo. El tamaño del casing de producción de numerosas consideraciones, que incluyen el tipo de equipos de impulsión, número de completaciones a instalar, la posibilidad de una reprofundización posterior del pozo, etc. También desempeña una labor fundamental en la prevención de blowouts, al permitir el sellado de la formación desde la superficie si se alcanzan niveles peligrosos de presión.
- Una vez instalado el casing, se inserta el «tubing» a través del casing desde la superficie hasta alcanzar la formación. Los hidrocarburos extraídos circulan a través del mismo hasta la superficie. Entre el casing de

producción y el tubing se dispone un packer en el fondo del pozo.

- Un casing de producción típico varía entre los 4^{1/2} y 7 pulgadas de diámetro, siendo la mayoría de los pozos de producción de 7 pulgadas.

6.2.1. REVESTIMIENTO CONDUCTOR (CONDUCTOR CASING)

El revestimiento conductor:

- Es la primera sarta de revestimiento que se coloca debajo del revestimiento estructural.
- Aísla las formaciones no consolidadas y acuíferos y protege frente al gas superficial
- Es el revestimiento sobre el que se instala la cabeza de pozo.
- El BOP también puede ser instalado sobre el Conductor casing.
- Durante la cementación, este revestimiento normalmente se cementa hasta la superficie, o hasta la línea de lodos en pozos en el mar.

6.2.2. REVESTIMIENTO SUPERFICIAL (SURFACE CASING)

El revestimiento superficial:

- Se coloca para proporcionar protección frente a explosiones, aislar acuíferos y prevenir la pérdida de circulación.
- También proporciona la resistencia en fondo necesaria para perforar en formaciones de transición de alta presión.
- En pozos direccionales, el revestimiento superficial puede prevenir el asentamiento de la formación durante el avance de la perforación.
- Durante la cementación, este revestimiento normalmente se cementa hasta la superficie, o hasta la línea de lodos en pozos en el mar.

Revestimiento intermedio (intermediate casing)

El revestimiento intermedio:

- El revestimiento intermedio se coloca para aislar zonas inestables del sondeo, zonas de pérdida de circulación, zonas de baja presión y zonas de producción.
- A veces se usa en zonas de transición de presión de normal a anormal. El límite superior de la cementación tiene que asilar cualquier zona de hidrocarburos.
- Algunos pozos necesitan varios revestimientos intermedios.
- En algunos casos, el revestimiento intermedio puede actuar como revestimiento de producción, si se coloca una camisa de producción por debajo de éste.

6.2.3. REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN (PRODUCTION CASING)

El revestimiento de producción:

- El revestimiento de producción se usa para aislar zonas de producción y soportar las presiones de la formación en caso de que haya fugas en la tubería de producción.
- Puede estar expuesto a presiones de inyección en trabajos de fracturación, colocación de revestimientos próximos, trabajos de estimulación de la ascensión de los fluidos, o de inyección de inhibidores de hidrocarburos.
- Se necesita una cuidadosa ejecución de la cementación primaria en este tipo de revestimiento.

6.2.4. PRODUCTION LINER

La camisa de producción (Liner):

- Es un tipo de revestimiento que no se extiende hasta la cabeza de pozo, pero en su lugar cuelga de otro tramo de revestimiento interior.
- Se emplea para reducir costes, mejorar el comportamiento hidráulico durante trabajos de perforación posteriores, permite usar entubados de producción por encima de la ubicación del liner y no representa una limitación en la tensión en la torre de perforación.
- El liner puede ser tanto revestimiento intermedio como de producción. Normalmente se cementan en toda su longitud.

6.2.5. EL “TUBING”

Una vez terminado el pozo e instalado el casing de producción, se instalará la tubería de producción o 'tubing', introduciéndola a través del casing desde la superficie hasta la formación. De esta manera, los hidrocarburos que se extraigan, ascienden a través de ésta tubería hasta la superficie. Entre el 'production casing' y el 'tubing' hay un packer en el fondo del pozo.

Un casing de producción tiene un diámetro que varía entre los 5 y los 28 cm (entre 2 y 11 pulgadas), estando la mayoría de los pozos de producción equipados con casings de 7 pulgadas.

La tubería de producción (o entubado de producción):

- El entubado de producción es un tipo de revestimiento que proporciona una integridad adicional en la presión desde el liner hasta la cabeza de pozo.
- Debe ser suficientemente fuerte para resistir las fuerzas y deformaciones asociadas a la producción y mantenimiento.
- Es el conducto a través del cual el petróleo y el gas serán llevados desde la formación hasta las instalaciones de superficie para su procesamiento.
- Se puede usar un entubado de producción intermedio para aislar un revestimiento que no pueda aguantar las cargas de presión si continua la perforación (normalmente por una presión excesiva presente de forma anticipada).
- Igualmente, el entubado de producción aísla el revestimiento intermedio de las tensiones de producción.
- El entubado de producción puede estar parcialmente cementado o no estar cementado.
- Debe ser dimensionado en función de los ratios de producción de petróleo y gas. Obviamente si el entubado es demasiado pequeño, restringe la producción y, como consecuencia, el comportamiento económico del pozo. Si el entubado es demasiado grande, puede tener consecuencias más allá del propio sobrecoste de la tubería e influirá en el diseño general de todo el revestimiento.

CONFIGURACIONES DE POZO

6.3. PROPIEDADES DEL REVESTIMIENTO

El Instituto Americano del Petróleo (API) ha establecido los estándares para el revestimiento de pozos de petróleo y gas que han sido aceptadas en la mayoría de los países por todas las compañías petrolíferas.

El revestimiento se clasifica de acuerdo a sus propiedades en cinco categorías:

- El tipo de fabricación.
- La calidad del acero.
- El tipo de uniones.
- Longitud.
- Espesor de pared.

TABLE 7.1—API STEEL GRADES				
API Grade	Yield Stress, psi		Minimum Ult. Tensile, psi	Minimum Elongation, %
	Minimum	Maximum		
H-40	40,000	80,000	60,000	29.5
J-55	55,000	80,000	75,000	24.0
K-55	55,000	80,000	95,000	19.5
N-80	80,000	110,000	100,000	18.5
L-80	80,000	95,000	95,000	19.5
C-90	90,000	105,000	100,000	18.5
C-95	95,000	110,000	105,000	18.5
T-95	95,000	110,000	105,000	18.0
P-110	110,000	140,000	125,000	15.0
Q-125	125,000	150,000	135,000	18.0

6.4. DISEÑO DEL REVESTIMIENTO

Para diseñar el revestimiento se debe conocer la siguiente información:

- Propósito del pozo.
- La sección geológica vertical.
- Los tamaños de bocas de perforación y tuberías de revestimiento.
- Los sistemas de perforación y cementación.
- Propiedades de la torre de perforación.
- Normativa de seguridad y medio ambiente aplicable.
- Para establecer la solución óptima, se debe considerar el revestimiento como una parte más del sistema completo de perforación.

Graphic Courtesy of Texas Oil and Gas Association

6.5. CASING HANGERS

6.6. ACCESORIOS DEL REVESTIMIENTO

Al colocar la tubería de revestimiento se incorporan una serie de accesorios que generalmente son necesarios para la operación siguiente de cementación. Son los siguientes:

Zapata guía (guide shoe):

Pieza de forma redondeada para facilitar el descenso del casing que se rosca al extremo inferior del primero de los tubos de revestimiento. Su interior, fabricado de un material que pueda ser reperforado. Puede alojar una válvula antirretorno que cierra por contrapresión (floating shoe) o por diferencia de nivel entre el lodo en el anular y el lodo en el interior del casing (differential fill shoe).

Anillo flotador (float collar):

Se intercala roscado en la tubería de revestimiento después del primer o segundo tubo. Lleva incorporada una válvula antirretorno como la que se acaba de describir, que, al descender la tubería, se cierra y contrarresta en parte el peso de ésta para un descenso más suave de la misma. Puede también no incorporar dicha válvula antirretorno; solamente un estrechamiento interior que sirve de tope a los tapones utilizados en la cementación que veremos a continuación. En cualquier caso, el interior es de un material reperforable como puede ser el cemento. La cementación en varias etapas requiere anillos especiales con lumbreras para paso de la lechada y válvulas de corredera para apertura y cierre.

Centralizadores (centralizers):

Se colocan en el exterior de los tubos para conseguir el centrado de los mismos, asegurando así que quedarán totalmente recubiertos por la lechada de cementación.

ACCESORIOS DEL REVESTIMIENTO

Rascadores (scratchers):

Sirven para despegar la torta de lodo que haya podido quedar adherida a las paredes del pozo y asegurar el contacto de la lechada con el terreno virgen.

Cestas de cementación (cement baskets):

Retienen la lechada durante el período de fraguado. Se suelen colocar por encima de zonas debilitadas, de posibles pérdidas de circulación, que no podrían resistir la presión de que ejercería la columna de lechada de cemento completa.

Tapones de cementación (cement plugs):

Son unas piezas de goma con una armadura interior de aluminio para poder ser reperforadas. Sirven de separación entre el lodo y la lechada en la operación de cementación. El tapón inferior (bottom plug) es hueco con una

membrana de cierre en su parte superior que se rompe por la presión que las bombas transmiten a la lechada. El tapón superior (top plug). en cambio, es macizo.

Anillos de cementación por etapas (stage collars):

Son anillos especiales provistos de lumbreras para la salida de la lechada que se abren o cierran mediante una válvula de corredera o manguito interior, que desliza empujado por un tapón especial.

6.7. CEMENTACIÓN DEL POZO

Como se ha venido indicando anteriormente, una vez que se ha colocado el revestimiento, proceso por el cual se van enroscando tramos de tubería de revestimiento de 40 pies y a su vez se van introduciendo en el sondeo.

En el fondo del revestimiento habrá dos juntas que contendrán la zapata guía, que consiste en un tapón protector que facilita su introducción en el sondeo.

Dentro de esta zapata hay una válvula antirretorno la cual se abrirá cuando el cemento se bombee por el interior del revestimiento y éste rellene el espacio anular entre el exterior del revestimiento y las paredes del sondeo. La válvula es necesaria porque una vez terminado el proceso de bombeo de la lechada cemento, la columna de cemento que llena el espacio anular será más pesada que el lodo que estará en el interior del revestimiento y tenderá a volver hasta igualar la altura de cemento dentro del revestimiento y el espacio anular.

Para proporcionar una segunda barrera a la tubería, se inserta en la junta un “float collar” por encima de la válvula antirretorno. Este collar retendrá los tapones (superior e inferior) entre los cuales se aloja el cemento.

La lechada de cemento se bombea por el interior del revestimiento entre dos tapones de goma, cuya función es prevenir la contaminación del cemento con fluidos de perforación, lo que daría lugar a una pérdida de adherencia del cemento entre la pared del sondeo y el revestimiento.

Una vez que el tapón inferior alcanza el collar de flotación, éste se rompe y deja pasar la lechada de cemento a través de la válvula antirretorno y comienza a fluir por el exterior del revestimiento. De este modo se llena con cemento el espacio anular entre las paredes del sondeo y el revestimiento.

La **cementación primaria** consiste en la introducción de una lechada formada por cemento y agua en una proporción, según el tipo de cemento, un poco superior a 2:1. Esta lechada rellena el espacio anular que queda entre el revestimiento y las paredes del sondeo, de forma que aquél queda sujeto y anclado al terreno y, al mismo tiempo, protegido contra la corrosión.

La **cementación secundaria** consiste en la inyección a presión de la lechada de cemento en las grietas y cavidades de la formación para sellar zonas de pérdida de circulación o corregir posibles defectos en la cementación primaria.

Existe un tercer tipo de cementación que es el destinado a la colocación de tapones de cemento para distintos fines:

- Taponar antiguas zonas productivas.
- Servir de apoyo para los útiles de desviación del sondeo.
- Taponar la entrada de agua por el fondo del sondeo.
- Sellar y taponar el sondeo antes de abandonarlo.

Consecuencias de una cementación incorrecta

6.8. LA OPERACIÓN DE CEMENTACIÓN

La operación de cementación puede realizarse en una o varias etapas.

Para la cementación en una sola etapa, se coloca la tubería de revestimiento en el interior del pozo y se acopla en su parte superior la cabeza de inyección de cemento. Esta pieza incorpora un compartimento donde se alojan los tapones de inyección que sirven de separación entre la lechada de cemento y el lodo de perforación o el fluido que se utilice para desplazar el cemento a lo largo del sondeo.

En primer lugar, se empieza generalmente por inyectar un par de m^3 de agua que ayudan a desprender la torta que el lodo haya formado en las paredes del pozo, al tiempo que sirven de separador (spacer) entre la lechada y el lodo. A continuación, se libera el tapón de fondo en la cabeza de inyección y se introduce en el sondeo. Posteriormente se empieza a inyectar el cemento, el cual empuja el tapón hasta que hace tope en el estrechamiento del float collar. En este momento, al continuar la inyección, la presión aumenta hasta romper la membrana del tapón de fondo, dejando pasar el cemento que rellena el interior del casing y el espacio anular entre éste y las paredes del sondeo.

Cuando se calcula que se ha inyectado ya suficiente cantidad de lechada para rellenar el hueco que se quiere cementar, se detiene la inyección de cemento y se libera el tapón superior, empezando a continuación a inyectar lodo. Empujado por éste, el tapón descende hasta hacer de nuevo tope en el float collar. Al ser este segundo tapón macizo, no romperá, como ocurría con el tapón de fondo y se detectará un incremento de la presión de inyección. En este momento se dará por concluida la operación de cementación.

Habrán entonces que esperar un tiempo que, según las características del cemento que se utilice, puede variar entre 1 y 24 horas hasta el fraguado del cemento.

EQUIPO DE CEMENTACIÓN

Transcurrido el mismo, que en el argot se conoce con las siglas WOC (wait on cement), se puede reanudar la perforación del pozo a un diámetro lógicamente inferior.

Si se trata de cementar un liner el proceso es un poco diferente, puesto que la lechada ha de inyectarse a través de la sarta de varillaje, que se acopla a su extremo superior. Finalizada la operación se bombea al exterior la lechada sobrante que

queda en el interior del liner para reducir tiempo y problemas en la reperforación.

La cementación en más de una etapa suele venir determinada por alguna de las dos circunstancias siguientes:

- La existencia de zonas de pérdida de circulación que impidan circular el cemento hasta la altura deseada.
- La existencia de zonas bien diferentes que requieran el empleo de distintos tipos de lechada.

CEMENTACIÓN POR ETAPAS

CEMENTACIÓN EN UNA ETAPA

INICIO DE LA CEMENTACIÓN

En tal caso, la etapa inicial se realiza de forma similar a como se ha explicado anteriormente y las etapas sucesivas se realizan utilizando cestas y anillos especiales.

6.9. TIPOS DE CEMENTO Y DE ADITIVOS

Los componentes básicos del cemento son: CaO , SiO_2 , Al_2O_3 y Fe_2O_3 . Estos componentes se agrupan formando los siguientes compuestos complejos, cada uno de los cuales aporta distintas características al cemento:

El **aluminato tricálcico** ($3 \text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3$): Favorece una rápida hidratación, reduciendo así el tiempo de fraguado.

El **ferroaluminato tetracálcico** ($4 \text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$): Proporciona bajo calor de hidratación.

El **silicato tricálcico** ($3 \text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$): Es el componente que se encuentra en mayor proporción y aporta la resistencia mecánica, especialmente al inicio.

El **silicato dicálcico** ($2 \text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$): Proporciona un incremento gradual de la resistencia durante un período de tiempo.

Las normas API establecen distintos tipos de cemento denominados por una letra de la A a la J, que combinan distintas proporciones de estos componentes para conseguir diferentes propiedades y características según las circunstancias inherentes a cada caso.

A la hora de establecer la composición más idónea del cemento que se va a utilizar hay que tener en cuenta ciertas características del sondeo como son el diámetro, la profundidad y la temperatura en el fondo del mismo. El gradiente térmico normal suele considerarse es de $1,5^\circ\text{F}$ cada 100 pies ($2,7^\circ\text{C}$ cada 100 m).

Por otra parte, las propiedades del cemento dependientes de su composición,

pueden a su vez modificarse mediante el uso de determinados aditivos que pueden clasificarse en los siguientes grupos:

Acelerantes:

Generalmente, antes de reanudar la perforación se espera a que el cemento haya adquirido una dureza de al menos 500 psi (35 kg/cm^2). Si la temperatura en el pozo es relativamente baja ($< 40^\circ\text{C}$) esto puede llevar demasiado tiempo con un cemento normal, siendo necesario utilizar un acelerante de fraguado como puede ser el CaCl_2 .

Retardadores:

A medida que aumenta la profundidad del sondeo, se incrementa como hemos visto la temperatura en el fondo del mismo, lo que reduce el tiempo de fraguado. Ello obliga a veces a utilizar retardadores de fraguado que incrementen el tiempo disponible para bombeo de la lechada.

Modificadores de la densidad de la lechada:

Pueden ser necesarios en función de las presiones y gradientes de fractura de la formación.

Dispersantes:

Reducen la viscosidad de la lechada, permitiendo incluso un flujo turbulento de la misma, lo que favorece el arrastre del lodo que pudiera estar adherido a las paredes.

Otros aditivos posibles:

Tienen por misión reducir las pérdidas de circulación o la filtración de agua a la formación, lo que provocaría una deshidratación del cemento en el anular con la consiguiente falta de adherencia.

7. ROBOTIZACIÓN DE EQUIPOS EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN

7.1. LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS EN LA SENDA DIGITAL

Aun encontrándose a la vanguardia en muchos aspectos, la industria del petróleo y gas no es ajena al desarrollo y avance de la era digital. Tanto en el desarrollo y fabricación de nuevos equipos como en la actualización y mejora de equipos existentes, existen hoy día desarrollos y productos robóticos destinados a incrementar la eficiencia de equipos. Según los estudios, la irrupción de estos equipos ha llegado a permitir ahorros potenciales de hasta 40 días de operación de plataforma por año y por plataforma, con la consecuente reducción en los costes operativos. Un sistema robótico completo brinda otros beneficios, como menos tiempo de inactividad, instalación más rápida, menor consumo de ruido y energía y menores emisiones de CO₂.

Mucho más interesantes resultan las repercusiones de estos avances en la seguridad y salud. Existen sistemas robóticos que reemplazan procesos manuales intensivos en mano de obra, costosos y potencialmente peligrosos mediante el uso de robots de manipulación que interactúan sin problemas entre sí. Esto no solo reduce los costes, sino que, al mismo tiempo, mejora la fiabilidad, la disponibilidad del equipo y la protección del medio ambiente, dando así un impulso a otras evoluciones en las operaciones de petróleo y gas.

Las operaciones de perforación basadas en robots generarán una gran cantidad de datos de proceso que se pueden utilizar para comprender mejor y optimizar el proceso de perforación. La perforación automática y la gestión de operaciones del piso de perforación pueden combinarse ya con la adquisición de datos de fondo de pozo para optimizar todos los parámetros clave desde el bloque corona hasta el fondo del pozo.

Fully automatic and unmanned operation on the drill floor.

Fuente: Cortesía de Robotic Drilling Systems AS)

Ejemplo de avance en el campo de la robotización de equipos: Equipo de perforación SAI-652 fue fabricado por NOV modelo Ideal Prime. Tiene 1500 HP de potencia y 750,000 lbs de capacidad de tiro. Está equipado con 3 bombas de lodo de 1600hp con capacidad de 7500 psi de presión, 4 generadores y herramientas robotizadas que permiten mejorar la seguridad operativa. También posee un top drive NOV de alta potencia, Iron Roughneck, STV (enganchador robotizado remoto) y Pipecat, entre otras, ampliamente reconocidas en la industria por su capacidad y calidad. El SAI-652 puede ser desplazado pozo a pozo en un PAD sin ser desmontado, lo que se denomina walking system. Entre los que cuentan con este sistema, este equipo es de los más veloces y además permite que esta maniobra pueda controlarse de manera inalámbrica para mayor seguridad de los trabajadores.

Fuente: <http://www.latam-energy.com/> y <https://reddelpetroleo.com.ar/>

7.2. EJEMPLOS DE ALGUNAS TECNOLOGÍAS ROBÓTICAS

Existen diferentes tipos de tecnologías robóticas en uso en la industria del petróleo y el gas: minisubmarinos operados a distancia, sistemas de inspección y reparación de tuberías submarinas, plataformas móviles de robots para la inspección, sistemas robóticos para operación en el piso de perforación y tecnologías de obtención y análisis de datos.

Un número creciente de aplicaciones de robots se encuentran en el área de inspección. A medida que los sistemas de visión se vuelven cada vez más potentes y flexibles, se van produciendo cada vez más aplicaciones integradas de inspección que van desde sistemas submarinos que se operan de forma remota hasta sistemas robóticos móviles para uso superior que realizan operaciones de inspección y mantenimiento de activos. Los sistemas abarcan desde soluciones personalizadas

por empresas de inspección (y, por lo tanto, no están disponibles comercialmente) hasta sistemas de inspección disponibles comercialmente.

Los robots:

1. Reducen la intervención humana
2. Aumentan la eficiencia operativa
3. Reducen costes y mejoran la seguridad

7.2.1. REMOTELY OPERATED UNDERWATER VEHICLES (ROVS)

Fuente: <http://es.marinetechologynews.com/>

7.2.2. SISTEMAS ROBÓTICOS PARA REPARACIÓN DE TUBERÍAS EN AGUAS PROFUNDAS

Fuente: <https://www.equinor.com/>

7.2.3. AUTONOMOUS UNDERWATER VEHICLES

Fuente: <https://medium.com/>

7.2.4. UNMANNED AERIAL VEHICLES

Fuente: <https://www.oilandgaspeople.com/>

7.2.5. UNMANNED GROUND VEHICLES

Fuente: OGTC

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bernaola Alonso, J. (2004). "Introducción a los sondeos de petróleo y gas". Fundación Gómez Pardo. Universidad Politécnica de Madrid.

Beroiz C. (1994) "Origen, Migración y Acumulación del Petróleo y Gas". Universidad Politécnica de Madrid. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas (Madrid).

Bourgoyne, A; Millheim, K.; Chenevert, M.; Young, F.S. (s/f) "Applied Drilling Engineering".

Galp (2010): Perforación". <https://www.galpenenergia.com/> (Consultado en Feb. 2020).

Gervilla, M. (2017). "Pozos para la Exploración y Producción de Hidrocarburos". Ciclo de Conferencias "Los Hidrocarburos en Nuestra Vida Diaria". Instituto Geológico y Minero de España & ACIEP. <https://www.aciep.com/> (Consultado en Feb. 2020).

Hyne, Norman J. (2001) "Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling and Production". Penn Well Corporation (Tulsa, Oklahoma. EE.UU.) ISBN 0-87814-823-X.

Menendez Castro, A. (2013). "Aspectos de Producción". Instituto Mexicano del Petróleo. <http://www.oilproduction.net/> (Consultado en Feb. 2020).

Murchinson, William J. (sin fecha) "Rules of Thumb for the Man on the Rig"

Neumann, H.J.; Paczynska-Lahme, B.; Severin, D. (1981) "Composition and Properties of Petroleum". Ed. Enke.

Noticia de Prensa (2019). "Argentina, Nuevos equipos de perforación y completación de pozos introduce San Antonio" Publicado en <http://www.latam-energy.com/>. Consultado en Febrero de 2020.

Noticia de Prensa (2018). "Robotic drilling system improves efficiency, safety, quality" Publicado en <https://www.offshore-mag.com>. Consultado en Febrero de 2020.

Noticia de Prensa (2019). "San Antonio tiene un rig que pisa fuerte" Publicado en <https://reddelpetroleo.com.ar/>. Consultado en Febrero de 2020.

NOV (2020). "Digital Oilfield". <https://www.nov.com/> Consultado en Febrero de 2020.

Offshore Technology (2020). "Robot revolution: five robotics developments in offshore oil and gas". <https://www.offshore-technology.com/features/robotics-oil-gas>. (Consultado en Feb. 2020).

Petroleum Extension Services The University of Texas. (s/f) "Drilling Fluid Control". The University of Texas. AT Austin Texas

Proskuriakov, V.A.; Drabkin, A.E., (1984) "Química del Petróleo y del Gas". Editorial Mir.

Refeenering (2014) "Petróleo y gas en aguas profundas: plataformas SPAR". <https://refineering.wordpress.com/> (Consultado en Feb. 2020).

Speight, J.C. (1980) "The Chemistry and Technology of Petroleum". Marcel Dekker Inc.

Siemens (2018). "Oil and gas drilling goes digital. Fully-automated handling robots for oil and gas drilling rigs". <https://www.siemens.com/communications-for-oil-gas> Consultado en Febrero de 2020.

YPF (s/f). "Extracción Convencional"; <https://www.ypf.com/> (Consultado en Feb. 2020).

YPF (s/f). "Extracción No Convencional"; <https://www.ypf.com/> (Consultado en Feb. 2020).

YPF (s/f). "Extracción Offshore"; <https://www.ypf.com/> (Consultado en Feb. 2020).

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGIA
LABORATORIO DE INNOVACIÓN EN TECNOLOGÍAS MINERAS

TECHNICAL UNIVERSITY OF MADRID
HIGHER TECHNICAL SCHOOL OF MINES AND ENERGY
MINING TECHNOLOGIES INNOVATIONLABORATORY