



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería

“Tecnologías de perforación HPHT: Problemáticas y limitaciones operativas enfocadas a la perforación de pozos en aguas profundas en el Golfo de México ”

TESIS PROFESIONAL

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N:

ALAN CASTELLANOS DORANTES

LUIS EDUARDO ESPARZA VÁZQUEZ

Dir. ING. RAFAEL VIÑAS RODRÍGUEZ



México, D.F. Septiembre de 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Resumen

El presente trabajo se enfoca en la investigación y análisis de las tecnologías disponibles y los retos que pueden presentarse durante la perforación en pozos de alta presión y alta temperatura. A medida que la importancia de este tipo de pozos crece para la industria petrolera Mexicana, la necesidad de actualizar el conocimiento y generar experiencia acerca de este tipo de operaciones es cada vez más crítico.

La falta de conocimiento en esta área vuelve a la perforación un proceso lento, riesgoso y costoso. Las problemáticas presentadas en este tipo de pozos se ven disminuidas a través del desarrollo de nuevas tecnologías, así como la acumulación de experiencia y personal capacitado en pozos HPHT.

El objetivo es mostrar una recopilación y análisis de información de distintas fuentes que muestre la capacidad actual de la industria petrolera mundial. El trabajo está enfocado en la tecnología disponible alrededor del mundo destinada para la perforación HPHT que podría ayudar a resolver algunos de los problemas presentados en la reciente incursión a aguas profundas del Golfo de México.

Esta tesis comienza explicando los conceptos básicos HPHT, los cuales incluyen definiciones, historia, clasificaciones y localización de los yacimientos de alta presión y temperatura en el lado Mexicano de las aguas profundas del Golfo de México. Además, proveemos información tomada del programa de perforación del pozo de aguas profundas Trión-1.

El segundo capítulo presenta los diferentes tipos de equipos de perforación utilizados para operaciones de perforación, tanto de pozos HPHT como convencionales. El capítulo también habla acerca de los diferentes sistemas empleados y el proceso general de perforación (costa fuera y en tierra). Para la conclusión de este capítulo, proveemos una tabla que muestra las capacidades operativas de tres equipos (La muralla IV, Bicentenario y Centenario) los cuáles se encuentran actualmente perforando en aguas profundas del Golfo de México.

El tercer capítulo se refiere a los aspectos y consideraciones más importantes para el diseño óptimo de la perforación de un pozo HPHT, dichos aspectos incluyen la selección de los fluidos de perforación, barrenas, tuberías de perforación y revestimiento, MWD y LWD, preventores, sellos, fluidos de cementación y técnicas de perforación.

Para el capítulo final, presentamos una lista de problemas (considerando aspectos de diseño, planeación, tecnología y experiencia) que los ingenieros han identificado como de mayor importancia para las operaciones de perforación en pozos HPHT.

Índice

Introducción.....	01
I. Conceptos básicos de pozos HPHT.....	02
I.1 ¿Que es un pozo HPHT?.....	02
I.2 Historia del concepto HPHT.....	03
I.3 Clasificación de pozos HPHT.....	04
I.4 HPHT en el Golfo de México.....	07
a. Regiones del Golfo de México.....	07
I.5 Caso de referencia del pozo TRION 1.....	08
a. Ubicación.....	09
b. Geología estructural.....	09
c. Estratigrafía.....	12
d. Yacimiento.....	17
e. Reservas.....	17
II. Equipos para la construcción de pozos petroleros HPHT.....	19
II.1 Sistemas de un equipo de perforación convencional.....	19
II.2 Perforación básica de pozos costa fuera.....	22
II.3 Clasificación de equipos de perforación marinos.....	24
II.4 Equipos de aguas profundas de sexta generación.....	36
III Perforación de pozos HPHT.....	40
III.1 Planeación y diseño de pozos HPHT.....	40
III.1.1 Uso, selección y diseño del fluido de perforación.....	43
III.1.1.1 Diferencias de desempeño de lodos base agua, base aceite y sintéticos en condiciones HPHT.....	48
III.1.1.2 Consideraciones ambientales de los lodos de perforación HPHT base aceite, base agua y sintéticos.....	52
III.1.2 Selección de Barrenas.....	53
a. Barrenas Tricónicas.....	55
b. Barrenas de cortadores fijos.....	57
III.1.3 Tuberías.....	64
III.1.3.1 Tubería de perforación (Drill Pipe).....	64
a. Descripción.....	67
b. Operación.....	70
c. Fabricación.....	70

d. Causas más comunes de falla en tuberías.....	71
e. Criterios generales de selección de tuberías.....	71
III.1.3.2 Tuberías de revestimiento.....	72
III.1.3.3 Diseño típico de etapas de revestimiento de un pozo en aguas profundas del Golfo de México.....	77
III.1.4 LWD/MWD.....	80
III.1.4.1 MWD.....	80
a. Sistemas de potencia.....	81
b. Sistemas de telemetría.....	82
c. Sensores direccionales.....	82
III.1.4.2 Confiabilidad de los MWD en ambientes HPHT.....	83
III.1.4.3 LWD.....	84
III.1.4.4 Tecnologías actuales.....	85
III.1.4.5 Futuro del desarrollo de tecnologías para LWD.....	86
III.1.5 Equipo para el control de pozos	68
III.1.5.1 Consideraciones técnicas del equipo de preventores.....	99
III.1.6 Selección de Sellos.....	103
III.1.6.1 Tipos de sellos.....	103
III.1.7 Selección de Cementos.....	107
Pruebas realizadas a los cementos petroleros.....	109
Cementación en HPHT.....	113
III.1.7.1 Proceso de diseño de los sistemas de cemento HPHT...114	
III.1.7.2 Efectos de la presión y temperatura en el cemento.....115	
III.1.7.3 Selección de componentes críticos y productos.....118	
III.1.7.4 Retos principales en las operaciones de cementación.....121	
III.1.8 Perforación con presión controlada (MPD).....	122
III.1.8.1 Configuración estándar de un sistema MPD.....	124
III.1.8.2 Herramientas requeridas.....	128
III.1.8.3 Variantes posibles de MPD.....	129
a. Perforación con presión de fondo constante.....	129
b. Perforación con tapón de lodo presurizado.....	130
c. Gradiente dual.....	131
d. Sistema de Circulación Continua	131
e. Salud, seguridad y Medio Ambiente.....	132
III.1.9 Cabezales de Pozo.....	135

Parámetros de análisis para la selección de cabezal de pozo.....	136
Componentes básicos del cabezal.....	137
III.1.10 Risers.....	142
IV Problemáticas en la perforación de pozos HPHT.....	151
IV.1 Capacidades limitadas de evaluación.....	151
IV.2 Lento avance de penetración en la zona productora.....	151
IV.3 Control de pozo.....	152
IV.4 Tiempo no productivo.....	152
IV.5 Problemáticas de la tecnología de perforación.....	153
IV.5.1 Fluidos de perforación.....	153
IV.5.2 LWD/MWD.....	153
IV.5.3 Sistemas de perforación/barrenas.....	154
IV.6 Análisis de los datos históricos de pozos HPHT.....	155
IV.6.1 Análisis de la encuesta a la industria.....	155
IV.6.2 Cabezal de pozo y colgador de TR.....	156
IV.6.3 Fluidos de perforación.....	156
IV.6.4 LWD/MWD.....	157
IV.6.5 Registros de agujero descubierto.....	159
IV.6.6 Perforación direccional.....	160
IV.6.7 Barrenas.....	160
Conclusiones y recomendaciones.....	163
Bibliografía.....	164

Índice de Figuras

• Figura A – Clasificación de Yacimientos HPHT.....	6
• Figura B – Suelo Marino del Golfo de México 3D.....	8
• Figura C – Mapa de ubicación geográfica del pozo Trion 1.....	9
• Figura D – Sección sísmica en dirección E – O Trion-1.....	10
• Figura E –Vista en planta y transversal Golfo de México.....	11
• Figura F – Sección sísmica Crossline S-N de TRIÓN 1.....	11
• Figura G – Sección transversal de pozos de aguas profundas en GOM.....	13
• Figura H – Sistema de fallas previstas en TRIÓN 1.....	15
• Figura I – Componentes principales de un equipo terrestre.....	21
• Figura J – Clasificación de equipos de perforación marinos.....	24
• Figura K – Plataforma Jack-up.....	28
• Figura L – Plataforma semisumergible.....	29
• Figura M – Barco perforador.....	30
• Figura N – Plataforma con piernas tensionadas.....	31
• Figura O – Plataforma SPAR.....	32
• Figura P – Esquema de sellos mecánicos en barrenas tricónicas.....	56
• Figura Q – Barrenas de diamante.....	58
• Figura R – Corona de diamante natural.....	59
• Figura S – Barrenas desviadoras.....	59
• Figura T – Barrena de diamante TSP.....	60
• Figura U – Barrena PDC.....	61
• Figura V – Amortiguador.....	65
• Figura W – Adaptador	65
• Figura X – Barra	65
• Figura Y – Portabarrena.....	66
• Figura Z – Barrena	66
• Figura AA – Anillo guía.....	66
• Figura AB – Martillo	66
• Figura AC – Estabilizadores.....	67
• Figura AD - Partes Principales de la Tubería de Perforación.....	68
• Figura AE - Componentes de la sarta de Perforación.....	69
• Figura AF - Programa de revestimiento típico de pozo exploratorio en aguas profundas.....	77
• Figura AG– Programa de revestimiento de Pozo exploratorio mejorado en aguas profundas.....	78
• Figura AH – Programa de Revestimiento a Color.....	79
• Figura AI – BOP submarino.....	87

• Figura AJ – Tipos de Acumuladores.....	88
• Figura AK – Tipos de acumuladores.....	89
• Figura AL – Cabezal de tubería de revestimiento.....	90
• Figura AM – Carrete de control.....	90
• Figura AN – Preventor de arietes anulares.....	91
• Figura AO – Ariete anular para preventor tipo U.....	92
• Figura AP – Arietes ajustables.....	92
• Figura AQ – Arietes de corte.....	93
• Figura AR – Preventor doble de arietes ciegos.....	93
• Figura AS – Preventor esférico.....	94
• Figura AT – Múltiple de estrangulación típico.....	95
• Figura AU – Estranguladores ajustables.....	96
• Figura AV – Estranguladores hidráulicos variables.....	96
• Figura AW. Consola de control remoto.....	97
• Figura AX. Sistema desviador de flujo.....	97
• Figura AY. Viscosímetro rotacional Fann 35.....	110
• Figura AZ. Consistómetro Chandler.....	111
• Figura BA. Consistómetro atmosférico Fann.....	112
• Figura BB. Filtro prensa.....	113
• Figura BC. Viaje de la onda a través de la tubería.....	117
• Figura BD. Principio del registro VDL.....	118
• Figura BE. Ventanas operativas.....	123
• Figura BF. Configuración Estándar de un Sistema MPD.....	124
• Figura BG. Herramientas.....	125
• Figura BH. Dispositivo de Control Rotatorio RCD.....	125
• Figura BI. Choke manifold (Múltiple de estrangulación).....	126
• Figura BJ. Bomba de contrapresión BBP.....	126
• Figura BK. Válvula de Contrapresión NRV.....	127
• Figura BL. Flujómetro Másico Coriolis.....	127
• Figura BM. MPCD.....	131
• Figura BN. Técnica CCS.....	131
• Figura BO. Sistema Submarino.....	135
• Figura BP. Cabezal Convencional.....	136
• Figura BQ. Cabezal Compacto.....	136
• Figura BR. Componentes del Cabezal.....	137
• Figura BS. Cabeza de revestimiento.....	138
• Figura BT. Colgador de Revestimiento.....	138
• Figura BU. Protector de Prueba.....	139
• Figura BV. Figura Sello de Aislamiento.....	139
• Figura BW. Figura Sello de conexión.....	139
• Figura BX. Bridas.....	140
• Figura BY. Árbol Submarino.....	140

- Figura BZ. Junta Submarina.....141
- Figura CA. Riser Submarino.....142
- Figura CB. Riser de doble barril y de barril simple.....143
- Figura CC. Configuración interna de riser flexible.....144
- Figura CD. Configuraciones de risers flexibles.....145
- Figura CE. Riser de acero en Caterina para un SPAR.....146
- Figura CF. Configuración típica de un sistema de riser híbrido.....147
- Figura CG. Diagrama de arreglo de riser, preventores y cabezal de pozo submarino.....148
- Figura CH. Árbol de válvulas y cabezal de pozo terrestre.....149
- Figura CI. Análisis de la encuesta a la industria.....155

Índice de Tablas

- Tabla 1 - Clasificación de Yacimientos HPHT.....7
- Tabla 2 – 2nda Clasificación de Yacimientos HPHT.....8
- Tabla 3 - Profundidades y Coordenadas Trion 1.....12
- Tabla 4 – Columna Geológica Trion 1.....16
- Tabla 5 – Datos de distintos equipos flotantes.....33
- Tabla 6 – Ventajas y desventajas de distintos equipos flotantes.....33,34,35
- Tabla 7 - Riesgos de trabajo en aguas profundas.....26
- Tabla 8 – Comparación de características de las plataformas de PEMEX.....37,38
- Tabla 9 - Diferencias de desempeño de lodos base agua y base aceite en condiciones HPHT.....48,49
- Tabla 10 – Criterios de selección de barrenas.....54
- Tabla 11 – Ventajas de Tipos de Cortadores.....62
- Tabla 12 - Consideraciones técnicas del equipo de preventores.....70,71
- Tabla 13.Tabla de características de distintos tipos de sellos.....105
- Tabla 14. Desempeño de elastómeros en salmueras de formiato.....106
- Tabla 15 - Características de los sistemas MPD.....132
- Tabla 16 – Limites de la Tecnología de Perforación.....108

Introducción

En México la industria petrolera ha jugado un papel fundamental en el desarrollo económico e industrial del país, llegando a convertirse en el mayor motor económico de la nación. Durante mucho tiempo la mayor parte de la producción de hidrocarburos fue obtenida de yacimientos con valores de temperatura y presión estática de fondo en los que PEMEX había generado experiencia a lo largo de los años. Sin embargo, la sobreexplotación de nuestros yacimientos ha sido tan grande, que desde el 2006, la producción petrolera del país ha ido disminuyendo considerablemente, situación que ha orillado a PEMEX a la exploración de nuevas áreas en las cuales se presentan nuevos retos técnicos y tecnológicos.

Este trabajo se enfoca en la investigación y análisis de las tecnologías disponibles y los retos que presenta la perforación en yacimientos con condiciones de alta presión y alta temperatura (HPHT). Partiendo del concepto HPHT, se muestra la importancia de este tipo de ambientes para la industria petrolera mexicana y la necesidad de actualizar los conocimientos mientras se genera experiencia en esta área.

La falta de conocimientos en estos campos hace que la perforación sea un proceso lento, riesgoso y costoso. Las problemáticas que representan este tipo de pozos son disminuidas mediante el desarrollo de nuevas tecnologías, así como con la acumulación de experiencia en esta área.

Nuestro objetivo es mostrar una recopilación de información obtenida de diversas fuentes, analizarla y plasmarla como una serie de observaciones y recomendaciones que sean de utilidad práctica en la reciente intrusión a los ambientes HPHT que ocurre en nuestro país.

El ambiente HPHT en México nos liga al desarrollo de campos en aguas profundas, y dada las recientes adquisiciones de plataformas petroleras de sexta generación, nos involucraremos en la descripción de equipos y capacidades de estas mega construcciones.

Capítulo 1

Conceptos básicos de pozos HPHT

Pozo Petrolero:

Perforación efectuada por medio de barrenas de diferentes diámetros y a diversas profundidades, con el propósito de definir las condiciones geológico-estructurales de la corteza terrestre, para la prospección o explotación de yacimientos petroleros. El método más utilizado es el rotatorio, y las perforaciones pueden desarrollarse con o sin recuperación de núcleo.

I.1 ¿Qué es un pozo HPHT?

Se llaman pozos APAT (Alta Presión Alta Temperatura) o HPHT (High Pressure High Temperature) a aquellos cuyos valores de temperatura de fondo y de presión estática, presentan una magnitud que sea considerada como fuera de los rangos considerados “habituales” de operación. Este tipo de pozos representan problemas relacionados directamente con condiciones extremas, las cuales ponen a prueba las capacidades tecnológicas e incrementan el riesgo de las operaciones.

HPHT es un término relativo a los pozos con valores de temperatura o presión estática de fondo estáticos más altos que lo normal del gradiente hidrostático de presión y del gradiente geotérmico de la tierra.

Los pozos llamados Ultra-HPHT exceden los límites operativos prácticos de la tecnología de componentes electrónicos existente.

Las predicciones cuantitativas de la presión estática de formación, previas a la perforación, son esenciales para la perforación segura y económica de las zonas sobre presionadas.

La incertidumbre asociada a la predicción de la presión estática de objetivos más profundos, mediante métodos de medición de velocidad y extrapolación se ve afectada en comparación a los objetivos más someros debido a la pérdida de resolución de las herramientas.

I.2 Historia del concepto

En el pasado, los ambientes difíciles de alta presión y temperatura eran considerados como poco rentables económicamente hablando, debido a los altos costos y limitaciones de tecnología y a la dificultad de las operaciones, sin embargo, la evolución de la tecnología y la experiencia en estos campos ha hecho posible su explotación de manera rentable, con mayor seguridad y eficiencia.

La capacidad para desarrollar y producir los pozos HPHT es un concepto relativamente nuevo para la industria. Los pozos HPHT no fueron considerados como económicamente rentables sino hasta mediados de 1990. El término HPHT fue introducido de manera propia a la industria a mediados de los ochentas.

El término comenzó a utilizarse al conocerse el reporte Cullen sobre el desastre de la plataforma Piper Alpha ocurrido en el sector del Mar del Norte correspondiente al Reino Unido, junto con la pérdida contemporánea de la embarcación de perforación semisumergible Ocean Odyssey en aguas jurisdiccionales de Escocia.

Los pozos HPHT típicos han sido encontrados en las aguas del mar del norte, aguas profundas del Golfo de México y China, y aunque los pozos perforados son pocos, el número va en incremento debido a que los operadores están continuamente empujando los límites para reemplazar las reservas menos demandantes (las cuales están en decremento).

Naturalmente los campos de alta presión contienen más hidrocarburos que aquellos con condiciones normales. Mientras el yacimiento contenga grandes cantidades de hidrocarburos, el desarrollo de pozos HPHT será rentable.

La alta presión y temperatura no siempre se presentan juntas en un pozo. En el caso de la temperatura se tienen registros de pozos perforados de forma exitosa dentro de yacimientos donde las temperaturas exceden los 300 °F (149 °C) en Qatar, Ras al Khaimah, Sudan y otras partes del mundo.

Existen condiciones más desafiantes cuando la alta temperatura y la alta presión se presentan juntas, como es el caso de Angola, los Estados Unidos, Yemen y el Mar del norte. Las condiciones normales de presión estática y temperatura de fondo se describen en la literatura como 1° Celsius cada 33 metros para la temperatura y 0.8 psi por pies para la presión. En estas regiones no es raro que las temperaturas de pozo excedan los 350 °F y coexistan con gradientes de presión que requieran pesos de lodo que excedan las 16 libras por galón. Los pozos más extremos del Mar del norte (Ranger 29/5b-4), Yemen (Pozo Shell Abbass 1) y los Estados Unidos (Pozo Sohio M.E. Coward) tienen temperaturas por encima de los 400 °F perforadas con lodos que alcanzan las 18.5 ppg.

A pesar del incremento de la experiencia en estos pozos, muchos aspectos de la perforación y terminación de pozos HPHT demandan atención especial. Por ejemplo, el control de pozos

secundario depende de que el equipo de superficie funcione de manera confiable bajo condiciones extremas. Los elastómeros de los preventores y las mangueras flexibles deben estar probados para ser capaces de soportar las temperaturas y presiones el tiempo necesario para evacuar un equipo durante el peor escenario, un descontrol de pozo, comúnmente considerado como la expulsión total del fluido de perforación del pozo después de la pérdida del control del pozo.

La evaluación de pozos HPHT requiere de herramientas especiales de registros y pruebas, con equipo de fondo de pozo que sea mecánica y eléctricamente capaz de soportar las condiciones extremas de la presión y temperaturas elevadas, explosivos de alta temperatura para disparar la zona productora, y procedimientos para su operación exitosa.

I.3 Clasificación de pozos HPHT

Según el glosario de la SPE E&P, alta temperatura es donde la temperatura estática del fondo de pozo, en la profundidad en la que se encuentra el yacimiento, es mayor que 300°F (149°C).

Para alta presión, la definición es alcanzada cuando la máxima presión estática anticipada en la formación porosa a ser perforada excede el gradiente hidrostático de 0.8 psi/ft, o el requerimiento de presión del equipo de control está trabajando a una presión que marca una presión superior a los 10,000 psi.

La clasificación de condiciones HPHT es dada según cada compañía, ya sea operadora, prestadora de servicio, fabricantes de equipo para pruebas de fluidos de perforación, cementos y fabricantes de tubería. Esto se debe al hecho de que para un ingeniero de lodos es más preocupante la determinación de la presión y temperatura a la cual el fluido de perforación podría fallar, mientras que un ingeniero de cementos le da prioridad a la rapidez con la que el cemento fijará a estas mismas condiciones. Además las regulaciones en varias localidades geográficas también afectan la definición, por ejemplo en Noruega se da la clasificación HPHT si se cumple por lo menos una de las condiciones, ya sea la presión o la temperatura antes citadas. En el mar del norte algunos proyectos con temperaturas de 250 °F (120°C) aún son considerados como HPHT.

En el pasado el término HPHT era dado a cualquier condición con temperatura y presión estática de fondo por encima de las condiciones atmosféricas. La definición más común de HPHT es aquella donde la presión de fondo estática excede los 10,000 psi (690 bar) y la temperatura alcanza los 300 °F. Según algunos estudios realizados, en el futuro cercano, HPHT será definido como aquellos donde la presión exceda los 15,000 psi y la temperatura alcance más de 300° F. Para ayudar a identificar los ambientes operativos HPHT, y las brechas

tecnológicas actuales, nuevas clasificaciones deben de ser desarrolladas. Estas clasificaciones dividen al término HPHT en tres categorías principales:

- La primera categoría se refiere a los pozos con presiones iniciales entre los 10,000 psi y los 20,000 psi y una temperatura de yacimiento de los 300°F a los 400 °F. Actualmente, muchas de las operaciones HPHT realizadas en los pozos de aguas profundas en el mundo, particularmente en el Golfo de México, caen dentro de la primera categoría.
- La segunda categoría es llamada “Ultra HPHT” e incluye a cualquier yacimiento con presiones de más de 20,000 y menos de 30,000 psi, con temperaturas entre los 400 y 500 °F. Varios yacimientos profundos de gas en los Estados Unidos y en la plataforma continental del Golfo de México caen dentro de esta categoría.
- La tercera clasificación se llama “HPHT extremo” con presiones de yacimiento que van de los 30,000 a los 40,000 psi y con temperaturas entre los 500 y 600 °F. Esta categoría es la que presenta las brechas tecnológicas más significativas.

600°F <i>Extreme HT</i>	HP/XHT	UHP / XHT	XHP / XHT
500°F <i>Ultra HT</i>	HP / UHT	UHP / UHT	XHP / UHT
400°F <i>HT</i>	HP HT	UHP / HT	XHP / HT
300°F	10kpsi <i>HP</i>	20kpsi <i>Ultra HP</i>	30kpsi <i>Extreme HP</i>
			40kpsi

Tabla 1. Clasificación de Yacimientos HPHT

Si bien los pozos de alta presión y alta temperatura en esencia son perforados, estimulados, producidos y monitoreados en forma similar a los pozos con condiciones menos exigentes, el ambiente HPHT limita el rango de materiales y tecnologías disponibles para explotar estos yacimientos.

No existen normas aplicables a toda la industria que definan las condiciones HPHT y la interrelación asociada entre la temperatura y la presión. En un esfuerzo para esclarecer esas definiciones, varias compañías y operadoras han dado diferentes clasificaciones.

Es importante destacar que el esquema de clasificación HPHT de cualquier operadora o prestadora de servicio no se limita a pozos que satisfacen simultáneamente los criterios de temperatura y presión. Si cualquiera de los parámetros cae dentro de una de las tres regiones HPHT, el pozo se clasifica según sea la región en la que se encuentre.

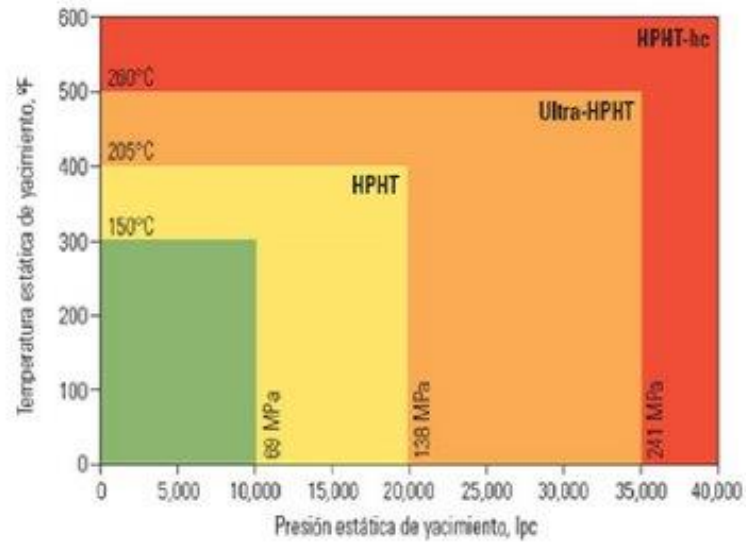


Figura A. Clasificación de Yacimientos HPHT

Otra manera de definir a los pozos HPHT es:

Clasificación	Temperatura en el fondo del Pozo	Presión estática en el fondo de Pozo
HP/HT	>300°F (150°C) - 350°F (175°C)	>10,000 psi (69 MPa) - 15,000 psi (103 MPa)
HP/HT Extremas	>350°F (175°C) - 400°F (200°C)	>15,000 psi (103 MPa) - 20,000 psi (138 MPa)
Ultra HP/HT	>400°F (200°C) y mayor	>20,000 psi (138 MPa) y mayor

Tabla 2. 2nda Clasificación de Yacimientos HPHT

A medida que las herramientas y las tecnologías para los pozos de HPHT se vuelvan convencionales, los valores de temperatura y de presión considerados como altos, extremos o ultra, continuarán incrementando.

1.4 HPHT en el Golfo de México

El desarrollo de un modelo regional integrado del Golfo de México, está enfocado a reducir los riesgos de perforar pozos difíciles, especialmente en aguas profundas o en áreas HPHT conocidas.

Se estima que existen entre 1.4 a 7.2 x 10⁸ barriles de petróleo y entre 4.4-22.3 x 10⁸ metros cúbicos de gas natural, debajo del lecho marino correspondiente a la parte norte del Golfo de México.

El Golfo de México es un mar tipo mediterráneo, localizado en extremo sureste de Norteamérica.

a. Regiones del Golfo de México

Actualmente ya se han perforado pozos de alta presión y alta temperatura en México, los cuales se encuentran localizados principalmente en aguas profundas del Golfo de México (Ahawbil, Pikliss, Maximino, PEP, Trion, Supremus).

Para México los pozos de aguas profundas de alta presión y alta temperatura se encuentran en el área central del Golfo de México, el lecho marino del área central del Golfo de México se compone de un fondo ligeramente comprimido de sedimentos de grano fino. Los estudios sedimentológicos indican que la parte superior de la columna de sedimentos es arcillosa y que los limos y las arenas son encontrados como intercalaciones por debajo de los 2 hasta los 7 metros. Esto significa que las corrientes de densidad como los son las corrientes turbidíticas ya no se encuentran activas en esta área y que los sedimentos superiores son pelágicos.

Los más recientes estudios por parte de las operadoras Estadounidenses en el Golfo de México se enfocaron en el desarrollo de un modelo geo mecánico de tres dimensiones que integra datos de temperatura, velocidad, densidad, esfuerzos verticales y presiones de formación de la parte norte del Golfo de México. Estos modelos fueron construidos enteramente por información de los pozos perforados en la región, obtenida mediante pruebas de presión, mediciones en fondo de pozo e información de diversos registros geofísicos. La información obtenida de este modelo integrado ha sido aplicada satisfactoriamente a diversos proyectos en donde las restricciones de tiempo o de presupuesto impiden la correcta caracterización de la formación en donde se perforarán los pozos. El modelo regional puede ser modificado y actualizado conforme se obtenga información de nuevos pozos que sean perforados, lo que permite recalibrar los equipos para las presiones de poro que podrían esperarse. Con la utilización y actualización del modelo regional de tres dimensiones es posible reducir la incertidumbre mientras se perfora el pozo.

Consideramos de vital importancia para el desarrollo de los yacimientos HPHT en la región central del Golfo de México, realizar un modelo similar que incorpore toda la información posible obtenida de los pozos que ya han sido perforados, y al mismo tiempo, ir incorporando toda la información que se obtenga de la perforación de pozos futuros para así conformar un modelo de mayor precisión y por lo tanto una mejor caracterización del yacimiento.

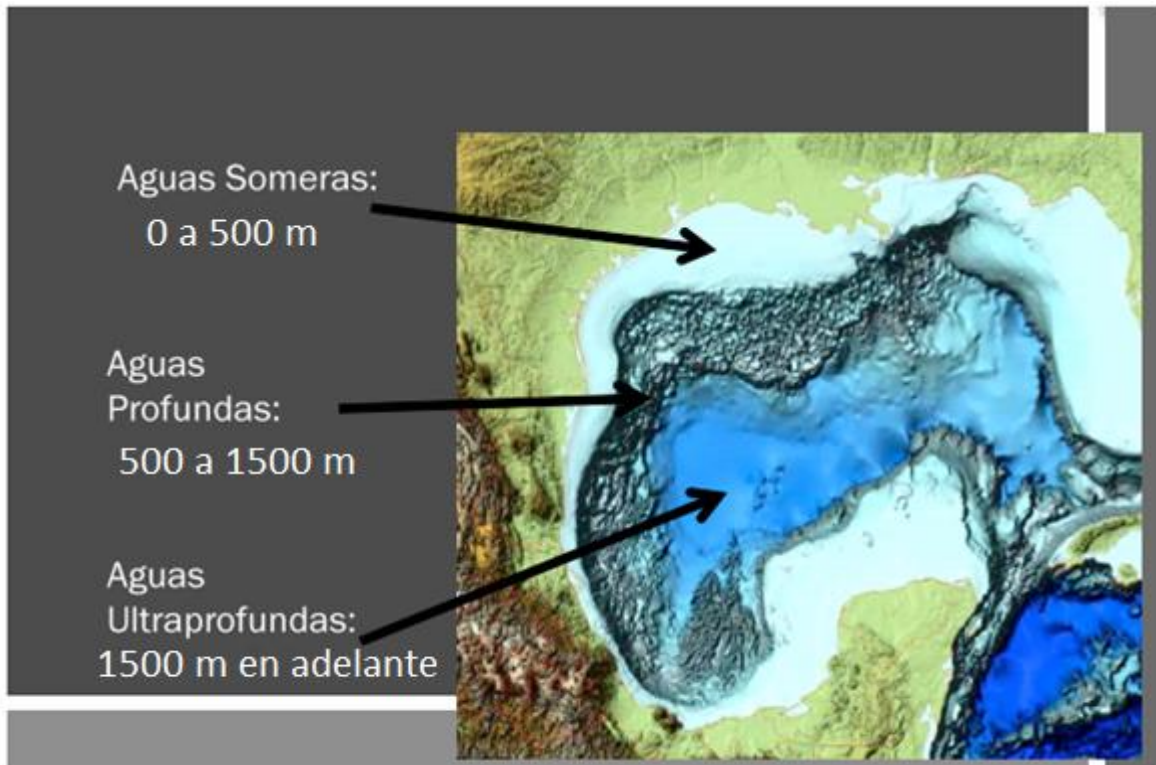


Figura B. Suelo Marino del Golfo de México 3D

1.5 Caso de referencia: Pozo TRIÓN 1

Siendo el pozo Trión 1, un pozo exploratorio, su objetivo principal es evaluar el potencial económico de hidrocarburos contenidos en posibles secuencias siliciclásticas del Eoceno Inferior, Paleoceno y Cretácico que corresponden a sistemas turbidíticos profundos conformados por canales, abanicos de desborde y abanicos de piso de cuenca, siendo el Eoceno Inferior (Wilcox), el objetivo principal según los antecedentes de producción en los campos vecinos del norte (Great White y Trident)

a. Ubicación

Se localiza en la parte Norte del litoral del estado de Tamaulipas, en la zona económica exclusiva del Golfo de México, a 179 kilómetros de la línea de costa frente a la Ciudad de Matamoros, Tamaulipas (Playa Bagdad); a 28 kilómetros al Sur del límite internacional con aguas territoriales de los Estados Unidos de América y a 62 kilómetros al Suroeste del campo Great White productor de aceite en los plays del Oligoceno (Frío) y Eoceno (Wilcox), considerado como uno de los principales análogos. Fisiográficamente se encuentra ubicado en la parte basal del talud continental. Geológicamente se ubica dentro de la Provincia Salina del Bravo, la cual a su vez se subdivide en la subprovincia de canopies someros y estructuras subsalinas.

El área se caracteriza por la presencia de sal autóctona y alóctona, también se le ha denominado Cinturón Subsalino.

Tirante de agua (m):	2532 m
Altura de la mesa rotaria	29 m

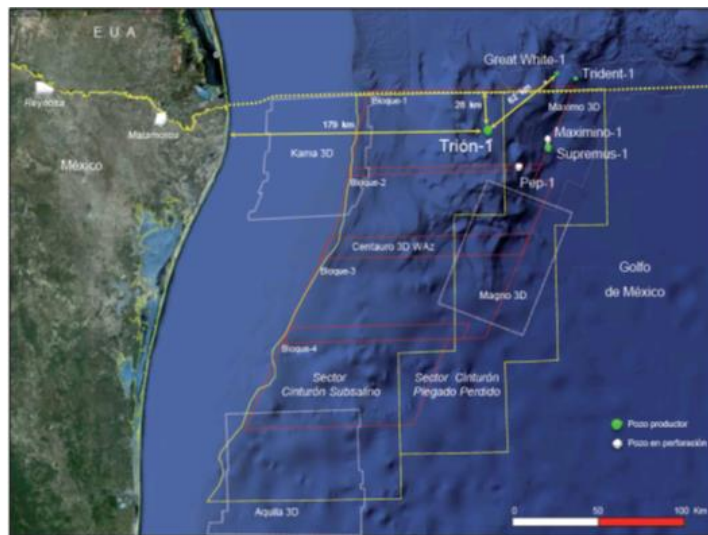


Figura C. Mapa de ubicación geográfica del pozo Trión 1

b. Geología estructural

La conformación del marco tectónico estructural del sector de aguas profundas donde se ubica el pozo Trión-1, está definido al Oriente, por varios cinturones plegados; el primero conocido como Cinturón Plegado Perdido orientado Noreste-Suroeste con despegue profundo de edad

Oligoceno Tardío-Mioceno Medio, el segundo llamado Cinturón Subsalino dónde se ubica el pozo, con estructuras orientadas Noreste- Suroeste y Norte-Sur, cubierto por mantos de sal somera y por último el cinturón plegado con despegue somero de edad Plioceno, asociado al empuje de los mantos de sal.

Hacia el Occidente, la tectónica gravitacional generó un sistema de fallas normales lístricas en la Cuenca de Burgos y Delta del Bravo, con despegues a nivel de la sal autóctona y el Paleógeno, que migró en tiempo y espacio hacia el Oriente durante el período de tiempo del Eoceno al Plioceno, originando hacia la parte profunda del Golfo de México un efecto contraccional con la formación de los cinturones plegados antes mencionados y un sistema plegado somero conocido como Kama. Al mismo tiempo, los grandes depósitos de sedimentos que atraparon las fallas del sistema extensional en el Delta del Bravo, obligaron por carga el movimiento lateral y emplazamiento de diapiros y mantos de sal a niveles someros hacia el sector de aguas profundas durante el Oligoceno-Mioceno, así como la activación de domos arcillosos del Oligoceno durante el Mioceno-Plioceno

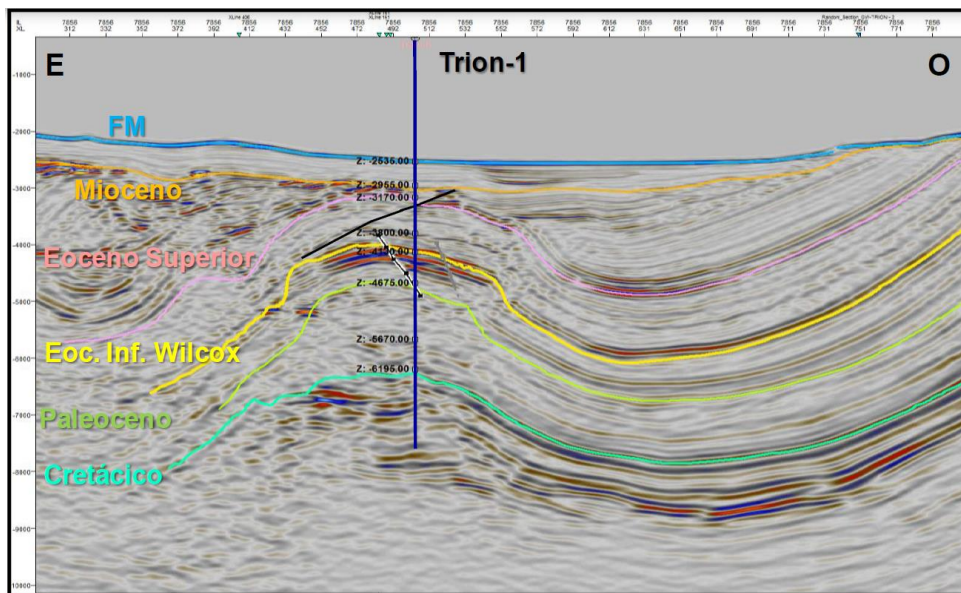


Figura D.- Sección sísmica en Inline 7856 en dirección E – O de la localización Trion-1.

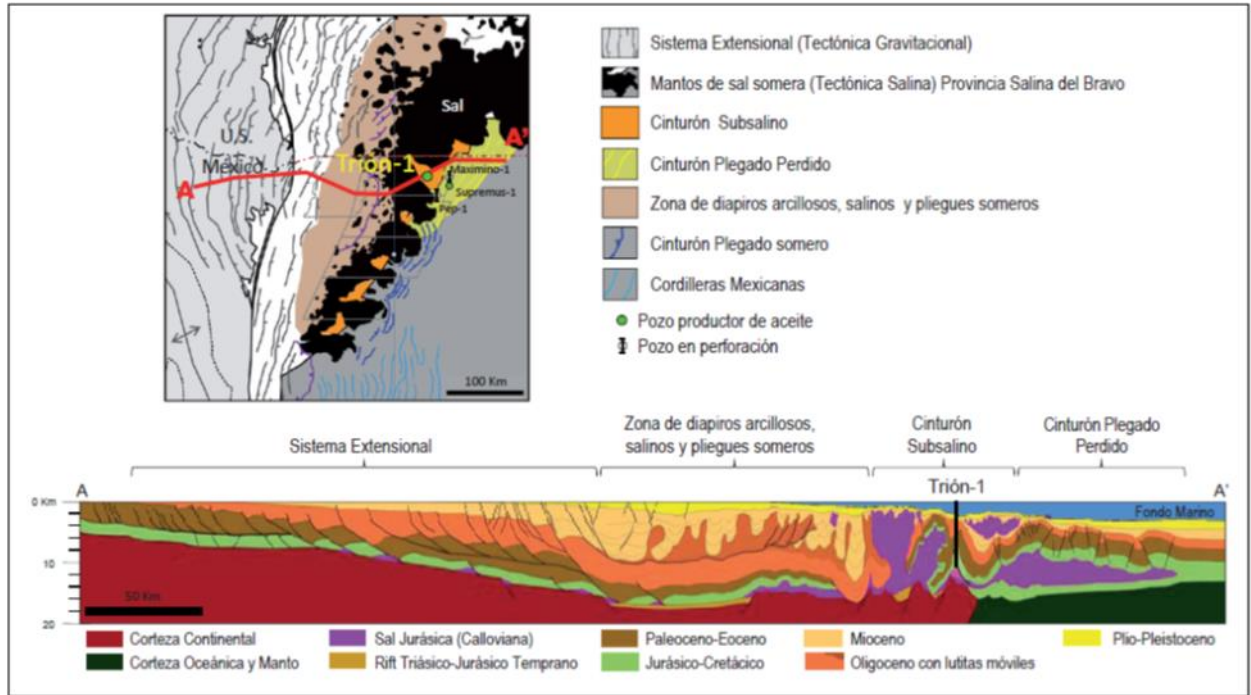


Figura E. Vista en planta y transversal de la litología en aguas profundas del Golfo de México

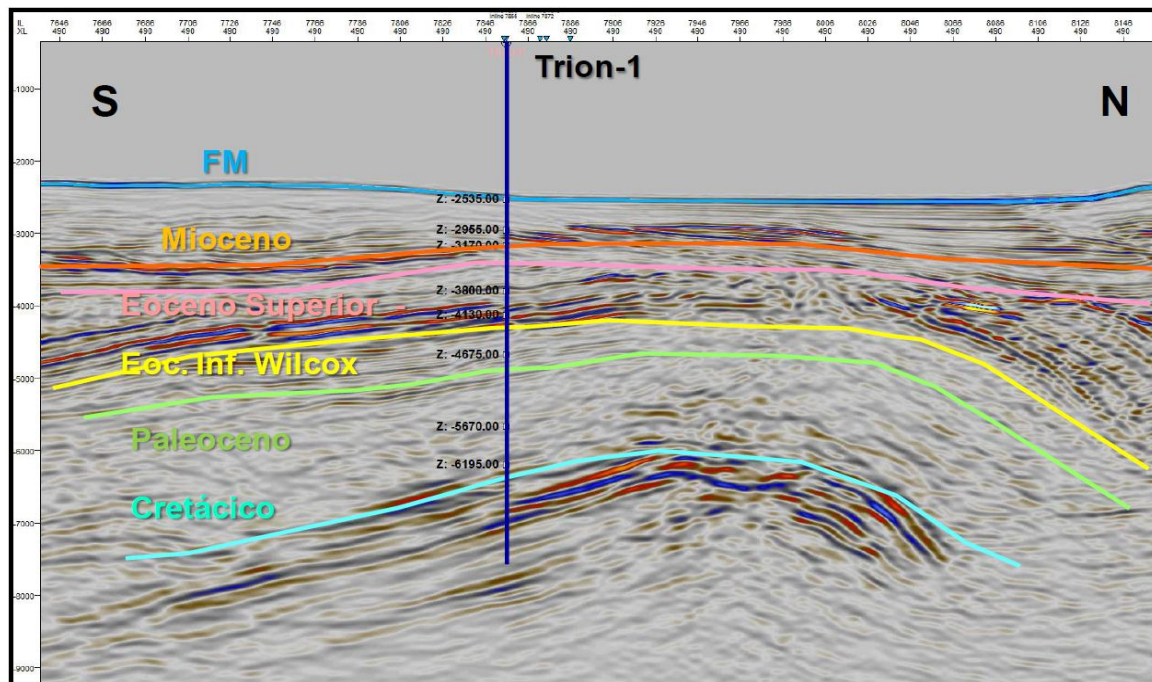


Figura F.- Sección sísmica Crossline 7270 en dirección S – N de la localización Trion-1

c. Estratigrafía

La columna estratigráfica del pozo Trión-1 está representada por secuencias terrígenas terciarias principalmente siliciclásticas que van desde el Paleoceno Superior Whopper hasta el Reciente. Los depósitos se caracterizan por representar sistemas turbidíticos de aguas profundas caracterizados por facies de canales, bordes de canal, desbordes, sábanas de arenas y lóbulos de abanicos submarinos, figura siguiente. El Paleoceno Whopper está compuesto de lutitas y lutitas arenosas intercaladas con delgados cuerpos de areniscas y arenas de cuarzo y líticos de granos fino subredondeados a subangulosos, moderadamente consolidadas con pobre impregnación de aceite. El Eoceno Inferior Wilcox está formado por paquetes medios a gruesos de 5 a 20 metros de espesor de arenas y areniscas de color gris y café por impregnación de aceite. Los constituyentes son principalmente granos de cuarzo y fragmentos líticos muy finos a finos, pobremente consolidadas que se intercalan con lutitas arenosas y limolitas en capas delgadas a medias en partes bentoníticas. La parte superior del Eoceno Inferior está caracterizada principalmente por lutitas que se intercalan con algunos horizontes de mudstone y arenas en capas laminares. El Eoceno Superior y Medio en general se caracterizan por la presencia de lutitas intercaladas con escasas laminaciones de areniscas de grano muy fino de cuarzo y bentonitas. El Neógeno presenta características principalmente arcillosas.

Objetivos			
Características	1.- Eoceno Inferior (Wilcox).	2- Paleoceno (Whopper).	3.- Cretácico.
Profundidad probable	4168 - 5708 mdbmr	5708 - 6253 mdbmr	6253 - 7529 mdbmr
Litología del yacimiento	Litarenita con intercalaciones de Lutita.	Litarenita con intercalaciones de Lutita.	Cretas , Margas y Areniscas Feldespáticas
Presión de formación esperada (cimas)	8100 psia	12400 psia	14100 psia
Temperatura de formación esperada	46 °C	64 °C	70 °C
Tipo de hidrocarburos esperados	Aceite ligero	Aceite ligero	Aceite ligero
Producción más cercana	Great White	Great White y Trident	Baha
Coordenadas UTM SIST. REF. WSG-84 Z-14	X = 862,778.00 m Y = 2,853,017.00 m	X = 862,778.00 m Y = 2,853,017.00 m	X = 862,778.00 m Y = 2,853,017.00 m

Tabla 3 - Profundidades y Coordenadas de los objetivos productores

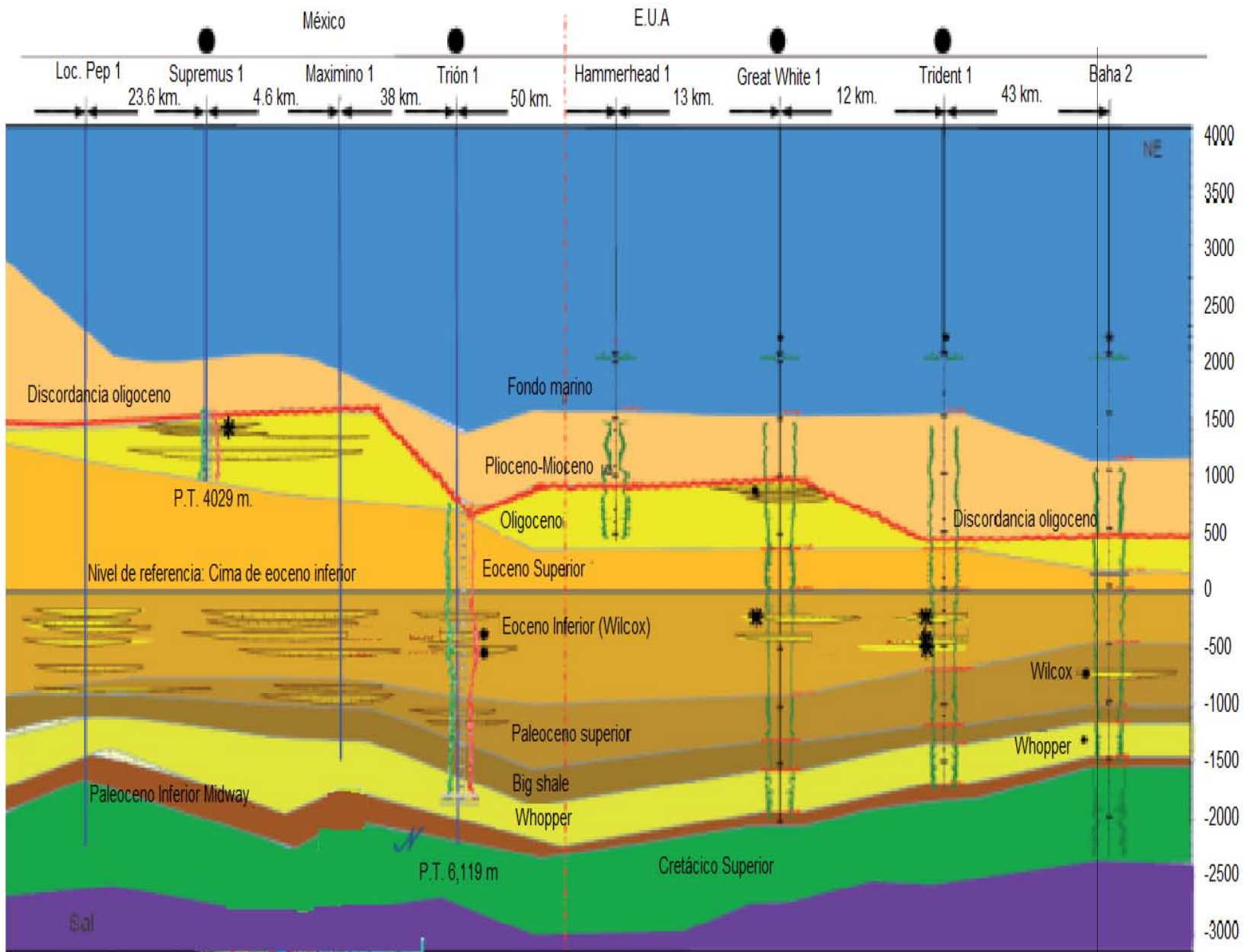


Figura G. Sección transversal de pozos de aguas profundas en el Golfo de México

Eoceno Inferior (Wilcox)

- **Roca Almacén:** Los análisis petrográficos muestran que la roca almacén está representada para el yacimiento superior por litarenitas y sublitarenitas feldespáticas con abundante contenido de granos de cuarzo que representan entre el 20 al 40 por ciento de los constituyentes, los fragmentos líticos y los feldespatos se encuentran en proporciones del 10 al 20 por ciento, los granos son principalmente subangulares a subredondeados medianamente clasificados y en diámetros que varían de 0.125 a 0.062 milímetros (grano muy fino a fino). Presentan porosidades entre 20 y 30 por ciento. Una característica de las arenas de estos yacimientos es que están pobremente consolidadas con escasa

- **Tipo de trampa:** La trampa es combinada, representada por una estructura anticlinal asimétrica alargada con cierre propio en cuatro direcciones, generada por propagación de fallas. Está orientada Norte-Sur y limitada en sus flancos Occidental y Oriental por fallas inversas; regionalmente se encuentra rodeada por cuerpos de sal alóctona y autóctona. El eje longitudinal tiene una extensión de 12.5 kilómetros y el transversal 3 kilómetros. La cresta presenta fallamiento de tipo normal, de corto desplazamiento en su flanco Este. Las fallas se orientan en dirección Noroeste-Sureste con caída de los bloques hacia el Noreste, éstos presentan un desplazamiento tipo tijera siendo éste mínimo o nulo en la cresta y mayor hacia el flanco Oriental. La caída de los bloques es principalmente hacia el Noreste

- **Sello:** El sello superior consiste de una secuencia principalmente arcillosa que caracteriza a los sedimentos de edad Eoceno Superior y parte tardía del Eoceno Inferior; los espesores varían desde 150 metros en la cresta, donde la porción tardía del Eoceno Superior está ausente por erosión, hasta los 600 metros en los flancos de la estructura. Este paquete está representado por sedimentos arcillosos con intercalaciones de horizontes bentoníticos y ocasionales horizontes arenosos. El sello intermedio entre los yacimientos 1 y 2 varía en espesores de 40 a 90 metros aproximadamente y está representado por lutitas calcáreas y bentoníticas.

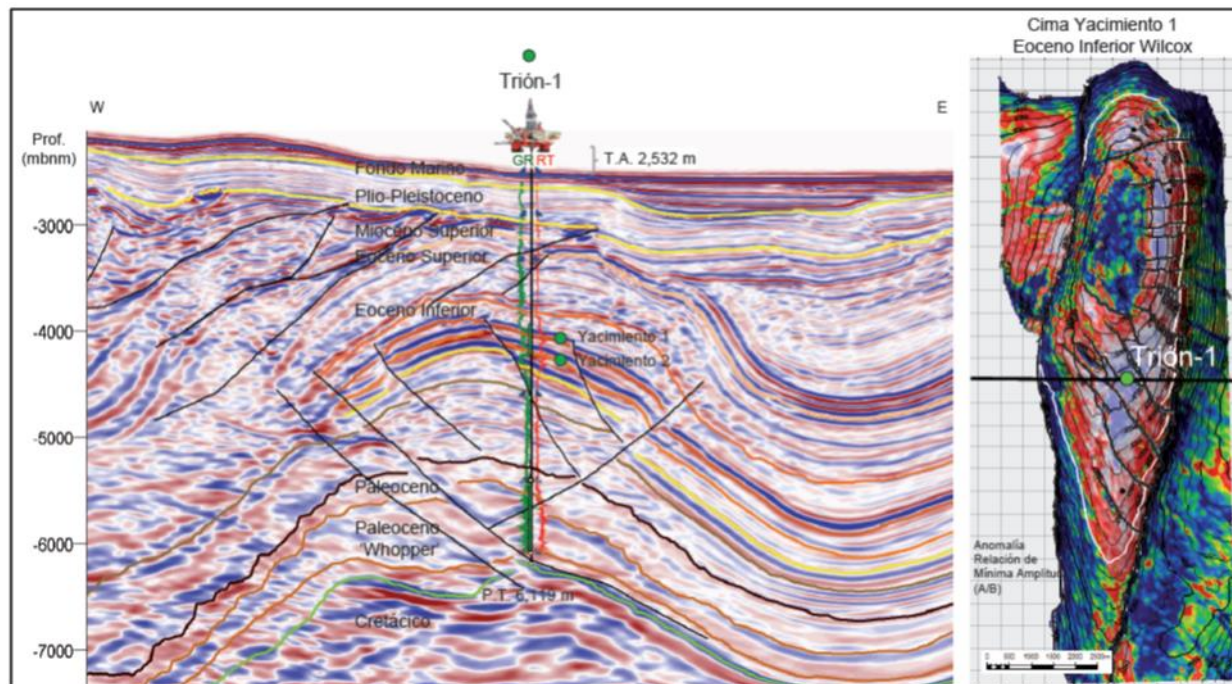


Figura H. Sistemas de fallas previstas en la perforación de Trión-1

Paleoceno (Whopper)

- Roca Almacén:** Los análisis petrográficos muestran que la roca almacén está representada para el yacimiento superior por litarenitas y sublitarenitas feldespáticas con abundante contenido de granos de cuarzo que representan entre el 20 al 40 por ciento de los constituyentes, los fragmentos líticos y los feldespatos se encuentran en proporciones del 10 al 20 por ciento, los granos son principalmente subangulares a subredondeados medianamente clasificados y en diámetros que varían de 0.125 a 0.062 milímetros (grano muy fino a fino). Presentan porosidades entre 20 y 30 por ciento. Una característica de las arenas de estos yacimientos es que están pobremente consolidadas con escasa presencia de cementante y matriz; asimismo, son fácilmente deleznable, presentan impregnación de hidrocarburos y buena porosidad intergranular, las arenas se intercalan con horizontes delgados de limolitas en partes arcillosas también impregnadas de hidrocarburos

- Tipo de trampa:** Combinada

Era	Edad Formación	Prof. mvbnm	Prof. mvbmr	Litología
Cenozoico	FM	2535	2564	Arcilla hemipelagicas
	Pleistoceno -Plio	2655	2684	Areniscas de granos finos mal cementada con presencia de bioclastos mal clasificados en una matriz arcillosa y lutitas suave a semidura en partes arenosas ligeramente calcáreas .
	Mioceno Superior	2955	2984	Lutita semidura a plástica, ligeramente calcárea y arcillosa con intercalaciones menores de areniscas de granos muy finos con matriz arcillosa o cementante calcáreo.
	Eoceno Superior	3170	3199	Lutita con intercalaciones delgadas de areniscas de grano fino calcáreas.
	Eoceno Inferior	-3800	3829	Lutita suave a semidura en parte arenosas y calcárea con intercalaciones de areniscas de granos muy finos en matriz arcillo calcárea.
	Eoceno Inferior/ Wilcox	4130	4159	Areniscas con intercalaciones de Lutita y Limolita de grano fino, constituida por plagioclasas, FR metamórficas, FR sedimentarias y minerales accesorios (micas).
	Paleoceno Superior	4675	4704	Lutita con moderadas intercalaciones de areniscas de grano medio a fino bien cementadas.
	Paleoceno/ Whopper	5670	5699	Arenisca fina moderadamente clasificada.
Mesozoico	Cretácico	6195	6224	Secuencia de intercalaciones de calizas tipo margas, areniscas y lutitas con presencia de material arcilloso con intercalaciones de limolita.

Tabla 4 - Columna geológica. Trion-1

Roca generadora

Con el descubrimiento de acumulaciones de aceite en las secuencias arenosas del Eoceno Inferior Wilcox se comprueba la existencia de un sistema generador de hidrocarburos. Para el área del Cinturón Plegado Perdido y del Cinturón Subsalino, se postula a las rocas del Jurásico Tithoniano y Cretácico Turoniano como generadoras. El análisis geoquímico de los aceites recuperados en el pozo, así como la correlación de biomarcadores de los aceites y bitúmenes disponibles de pozos el sector norteamericano y de emanaciones en fondo marino, indican proveniencia de una roca generadora arcillosa rica en materia orgánica depositada en ambientes subóxicos.

d. Yacimiento

El pozo es oficialmente productor de aceite y gas en dos yacimientos caracterizados por arenas turbidíticas de composición siliciclástica de edad Eoceno Inferior Wilcox en los intervalos 4,067-4,158 y 4,221-4,322 metros bajo mesa rotaria. De acuerdo al análisis de registros geofísicos, núcleos convencionales y de pared, el yacimiento superior tiene un espesor bruto de 91 metros y una porosidad de 28 por ciento con una saturación de agua de 34 por ciento. El espesor bruto del yacimiento inferior es de 101 metros, con una porosidad promedio de 25 por ciento y saturación de agua de 30 por ciento. Los aceites recuperados con los probadores dinámicos de formación tienen una gravedad de 25 grados API para el yacimiento superior y de 29 grados API para el yacimiento inferior.

e. Reservas

El volumen original estimado de aceite para ambos yacimientos es de 1,734 millones de barriles de aceite y 1,773 miles de millones de pies cúbicos de gas. Los yacimientos descubiertos por el pozo Trión-1 incorporan una reserva original 3P de 482.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente para este campo.

Capítulo 2

II. Equipos para la perforación de pozos petroleros HPHT

Perforar un pozo petrolero es un proceso complejo que requiere equipo de trabajo pesado y de gran tamaño. Un equipo convencional de perforación consiste primeramente de una estructura que puede soportar varios cientos de toneladas. Un equipo de “un millón de libras” soporta usualmente 10,000 pies y en algunos casos, 30,000 pies de tubería de perforación y equipo adicional, dependiendo de las características de la sarta que se utilizará.

El proceso de perforación mediante rotación ha dominado la industria petrolera en los últimos 50 años, esta fue precedida por la perforación mediante cable en las etapas tempranas de la perforación. En algunos casos, la perforación mediante cables todavía es utilizada. En el caso de perforación con cable, el aparejo de perforación es suspendido de una cuerda de alambre. Es entonces cuando el aparejo es reciprocado, golpeando la formación, la cual se fragmenta.

La perforación mediante rotación puede continuar ininterrumpidamente a menos que se deba reemplazar una barrena debido a que haya concluido la vida útil de esta. Los fabricantes han realizado investigaciones extensas para mejorar la durabilidad de las barrenas la cual depende de la formación que se vaya a perforar, reduciendo el número de viajes y a su vez el tiempo de perforación.

II.1 Sistemas de un equipo de perforación convencional

El equipo de perforación consta de 5 sistemas principales que son los siguientes:

1. Potencia:

El sistema de potencia es el que genera la fuerza primaria requerida para operar la mayoría de todos los componentes en un equipo de perforación.

Se compone por:

- i) Motores Eléctricos
- ii) Motores de Combustión Interna: Diesel y Gas

2. Izaje:

Este sistema está constituido por la estructura de la torre de perforación y sus accesorios. La función del sistema de levantamiento es la de soportar a todo el sistema de rotación mediante la utilización de equipos apropiados capaces de levantar, bajar y suspender los pesos requeridos por él.

Se compone por:

- i) Estructura de Soporte: Torre, Corona, Changer o Plataforma del chango, Piso de perforación, subestructura y caseta del perforador.
- ii) Equipo de Levantamiento: Malacate, bloque corona, bloque viajero, gancho, cable de perforación, cuñas, llaves de potencia y Top Drive.

3. Circulación:

Está formado por una serie de equipos y accesorios que permiten el movimiento continuo de la sarta de perforación en el fluido o el lodo de perforación.

Se compone por:

- i) Ciclo del lodo: Caseta de material químico del lodo, tanques de lodo, embudo de mezclado, tanques de mezcla química, silos de aditivos, tanques para agua y tanques de reserva.
- ii) Equipos de circulación: bombas de lodo, línea de descarga y de retorno, stand pipe, manguera rotaria.
- iii) Área de acondicionamiento: tanque de asentamiento, temblorinas, separador de arena, separador de arcilla y desgasificador.

4. Rotación:

El Sistema de Rotación es el que se encarga de hacer girar la sarta de perforación y permite que la barrena perfora un agujero desde la superficie hasta la profundidad programada. Está localizado en el área central del sistema de perforación y es uno de los componentes más importantes de un equipo de perforación.

Se compone por:

- i) Sarta de Perforación: Barrena, porta barrenas, tuberías de perforación, herramientas de fondo, accesorios.
- ii) Unión giratoria: Asa, cuello de ganso, ensamblaje de tubería de lavado, bonete, macho, cuerpo de unión giratoria, Kelly Bushing.
- iii) Mesa rotaria: Cuerpo de la mesa, piso de la mesa, piñón de transmisión, conexión directa, buje maestro, buje partido, buje sólido, buje de cuadrante, cuñas.

5. Seguridad:

Este sistema constituye uno de los principales componentes de un equipo de perforación. Está conformado por los Preventores o BOP (Blow out Preventor) cuya función principal es controlar el pozo mediante el cierre de sus rams en situaciones de descontrol de pozo, la cual de no ser controlada adecuadamente podría convertirse en un descontrol. Una patada de pozo es la entrada de un fluido de alta presión al pozo.

Se compone por:

- i) Preventor anular, preventor de arietes, carretes, cabezal de revestimiento, acumulador, múltiple de estrangulación, línea de matar, tanques de viaje.

Principales Componentes de la Torre de Perforación

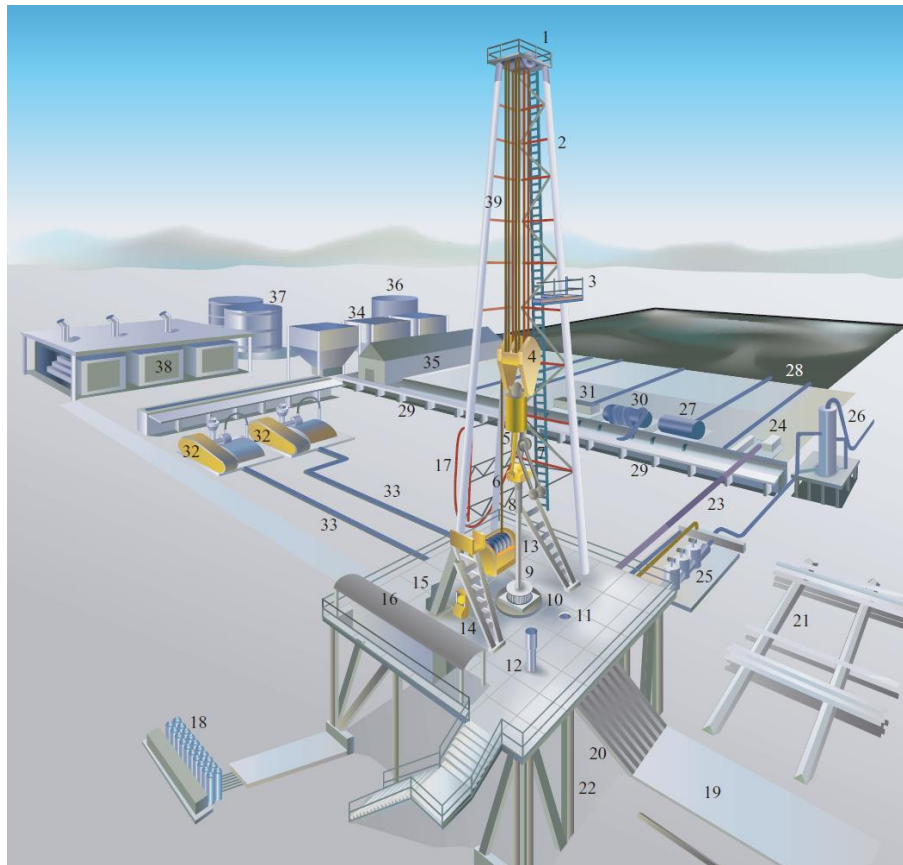


Figura I. Esquema de los principales componentes de un equipo de perforación terrestre

Sistema	Izaje	Rotatorio	Seguridad	Potencia	Circulación
Elementos	1 Corona 2 Mástil 3 Changuera 4 Polea Viajera 5 Gancho 6 Unión Giratoria 7 Elevadores 19 Corredor 20 Rampa 21 Rack de Tubería 22 Subestructura	8 Kelly 9 Kelly Cushing 10 Buje Maestro 11 Agujero de Ratón 12 Agujero de Rata 13 Malacate 14 Indicador de Peso 15 Consola del Perforador 16 Casa del Perro 17 Cuello de Ganso	18 Unidad Acumuladora 25 Múltiple de Estrangulación	37 Almacén de Combustible 38 Motores y Generadores	23 Línea de Retorno del Lodo 24 Temblorinas 26 Separador de Lodo y Gas 27 Desgasificador 28 Tanque de Reserva 29 Tanque de Lodo 30 Desarenador 31 Destilador 32 Bombas de Lodo 33 Líneas de Descarga del Lodo 34 Almacén de Aditivos para el Lodo 35 Casa de Lodo 36 Tanque de Agua 39 Sarta de Perforación

II.2 Perforación básica de pozos costa fuera

Cada intervalo de profundidad del pozo es evaluado y diseñado en la etapa de planeación y es reevaluada para su modificación durante el proceso de perforación del pozo. Para cada intervalo perforado, la barrena es rotada ya sea por un motor ubicado en la superficie o por un motor de fondo impulsado por lodo. El agujero es perforado hacia formaciones más profundas mientras que el fluido de perforación de alta presión es bombeado hacia el fondo del pozo dentro de la tubería de perforación para que este sea circulado y recoja los recortes a través del espacio anular. Una vez que el fluido de perforación y los recortes llegan a la plataforma, los recortes son removidos por las temblorinas. Por último, el fluido de perforación es procesado y tratado químicamente para su recirculación en el pozo. La utilización de un tratamiento eficiente y apropiado de los fluidos y recortes de perforación es importante debido a las limitaciones en la cantidad de fluido disponible y al volumen de desperdicio generado durante el proceso de perforación.

El tamaño de cada intervalo, la densidad del fluido de perforación, la tubería de revestimiento que puede ser utilizada, el tipo y la cantidad de cemento a utilizar, el tipo de fluido de perforación y muchos otros procesos son elegidos basándose en las presiones subsuperficiales anticipadas, las limitaciones de los equipos, condiciones actuales del agujero y otros factores. El número y tipo de tuberías de revestimiento es determinado al evaluar la resistencia de las rocas subsuperficiales y la presión de poro, la resistencia del revestimiento que se correrá, los problemas de agujero anticipados, el diámetro del agujero a la profundidad total, y el tipo de terminación a utilizarse.

Uno de los logros de mayor importancia dentro de la industria petrolera ha sido el desarrollo de tecnología que permite la perforación de pozos costa fuera para acceder a fuentes adicionales de energía. El proceso de perforación de un pozo en costa fuera no es tan distinto del proceso utilizado en pozos costa adentro, ya que ambos se basan en perforación por rotación y comparten sistemas similares. Las diferencias principales son el tipo de equipos de perforación y la modificación de algunos métodos utilizados para llevar a cabo las operaciones en situaciones más complejas.

La secuencia para las operaciones de perforación involucra inicialmente perforar un agujero de un diámetro determinado y correr una tubería de revestimiento de diámetro aproximado pero menor al de nuestro pozo, para después perforar secuencias más angostas progresiva a medida que las presiones estáticas en el fondo del pozo vayan incrementando. Conforme el proceso de perforación va progresando, se van instalando de manera sucesiva tuberías de revestimiento más pequeñas y más resistentes si es que son corridas hasta la superficie, de otra forma se instalan liners en lugar de tuberías de revestimiento. Un Liner es una tubería de revestimiento corta que no llega hasta la superficie, sino que es colgada de la tubería de revestimiento anterior.

Para poder perforar a través de una plataforma fija o de una plataforma auto elevable se debe instalar una tubería conductora o Riser. La cual se asegura al lecho marino para la circulación del fluido de perforación y la remoción de recortes. Un Riser es un sistema de tuberías conductoras que conectan a estructuras flotantes en la superficie y los cabezales del pozo en el fondo marino. Para estas aplicaciones se instalan los preventores en la parte baja del equipo de perforación.

En el caso de operaciones en aguas profundas, después de perforar el primer intervalo y habiendo colocado la tubería de revestimiento superficial, se une el riser de perforación a la cabeza del pozo con el objetivo de circular el fluido de perforación. Los preventores y el riser son instalados en el lecho marino al sistema de la cabeza del pozo. El sistema de cabeza del pozo es corrido junto con la primera sarta de revestimiento dentro de la tubería conductora de diámetro amplio utilizada para acomodar el jetting o la barrena. La primera parte del revestimiento normalmente es conocida como perforación “riserless” o “sin riser”, la cual es llamada así debido a que no existe una conexión con el riser por lo tanto los fluidos y los recortes son extenuados al suelo marino.

II.3 Clasificación de equipos de perforación marinos:

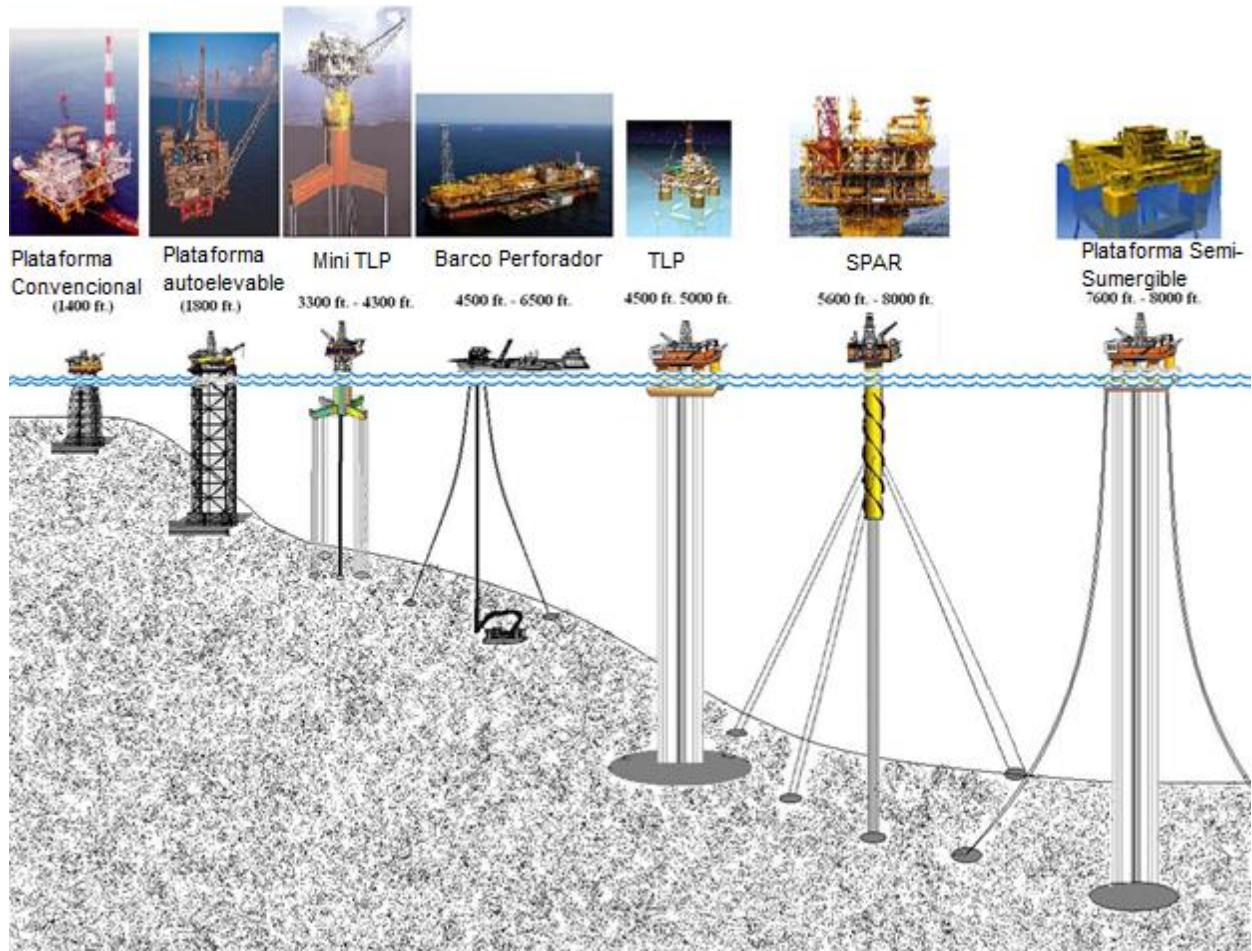


Figura J. - Clasificación de equipos de perforación marinos

Instalaciones de Producción Marina

Plataforma Petrolífera

Una plataforma petrolífera es el conjunto de instalaciones ubicadas en los mares u océanos para extraer petróleo o gas natural del subsuelo marítimo. Una de las principales tareas que se realizan en estas instalaciones, es perforar el subsuelo hasta alcanzar la zona donde se encuentra el petróleo o gas, lo cual puede ser a cientos de metros debajo del foso marino.

Los principales equipos utilizados en la perforación de pozos petroleros en campos marinos son:

- 1) Plataformas fijas de perforación
- 2) Plataformas autoelevables
- 3) Plataformas semi-sumergibles

4) Barcazas de perforación

De los equipos arriba mencionados, las plataformas fijas son las más utilizadas para campos en desarrollo. Actualmente el 90% del aceite producido en campos marinos proviene de pozos perforados en este tipo de plataformas.

En los campos de producción marinos la mayoría de los pozos en producción se tienen en plataformas fijas de perforación, aunque también los hay en “Tetrápodos de apoyo”, los cuales son plataformas fijas de cuatro patas de menores dimensiones y sin equipo de perforación, donde los pozos son perforados por plataformas autoelevables o semisumergibles.

Las plataformas satélites llamadas así por encontrarse alejadas del complejo de producción, puede ser cualquiera de las plataformas fijas que contenga pozos en explotación: es decir estén conectadas al complejo de producción mediante líneas de descarga.

La función de las líneas de descarga, es la de permitir la conducción de los hidrocarburos desde los cabezales de recolección en las plataformas satélites, hasta el complejo de producción. Esta tubería va a ser tendida en el lecho marino y su diseño se hace atendiendo al gasto máximo esperado y a la presión máxima obtenida con el o los pozos cerrados. Aunque también, se deben tomar en cuenta las condiciones de la zona que atraviesa, la presión del colector donde descarga y las propiedades de los fluidos que transporta.

Clasificación según su función

Los complejos de producción son por lo general, un grupo de plataformas fijas comunicadas entre sí por medio de estructuras (puentes), que permiten el tendido aéreo de tuberías que transportan diversos tipos de fluidos, así como el libre acceso del personal que ahí labora. Un complejo está integrado por las siguientes plataformas:

Plataforma Habitacional: Como su nombre lo indica, es una plataforma acondicionada para que los trabajadores permanezcan con la mayor comodidad posible fuera de sus horas de labores.

Plataforma de enlace: En esta plataforma se concentran las llegadas de los oleogasoductos provenientes de las plataformas satélites, los cuales se conectan al cabezal colector general, que tiene la función de distribuir el aceite hacia las plataformas de producción. También de esta plataforma, salen las tuberías por las que se envía el aceite ya procesado (oleoductos). Adicionalmente, en esta plataforma se encuentran instaladas las trampas para recuperar o enviar los dispositivos mecánicos (diablos), utilizados en la limpieza de los ductos.

Plataforma de compresión; Esta plataforma contiene el equipo necesario para manejar y enviar el gas natural obtenido en el proceso de separación del aceite.

Plataforma de Perforación: Es idéntica a las plataformas satélites, con la diferencia que en ésta, la línea de descarga de los pozos se conecta directamente al cabezal colector general, sin que exista ningún tendido submarino como en las otras.

Plataforma de producción: Por lo general en el campo, los complejos de producción contienen de dos a tres plataformas de producción, dependiendo del volumen de aceite que sea necesario manejar. En estas plataformas se efectúa la separación y medición del gas y el aceite; asimismo, mediante equipo de bombeo se envía el crudo, a los centros de distribución, almacenamiento o refinación.

La exploración y producción de petróleo y gas natural en las regiones costa afuera son operaciones más complejas que la exploración y producción de petróleo y gas natural sobre tierra, las estructuras costa afuera deben soportar condiciones climáticas extremas, al mismo tiempo, dependiendo de sus dimensiones, las plataformas tienen que albergar con un nivel razonable de comodidad, entre 25 a 200 trabajadores.

Clasificación según el sistema de soporte

Plataformas fijas de perforación: Pueden ser convencionales o modulares. Son empleadas para profundizar, reparar o terminar pozos sobre estructuras fijas. Las convencionales operan en pozos más profundos, y están dotadas de un mástil. Las modulares operan en pozos poco profundos y consisten en módulos armados con su propia grúa.

Son construidas sobre piernas de hormigón o acero ancladas al lecho marino, sobre las que se colocan otros tipos de estructuras como camisas de acero -secciones verticales de acero tubular- o cajones de hormigón -que permiten el almacenamiento de combustible bajo la superficie y cuando están vacíos confieren flotabilidad, motivo por el cual son utilizados para construir estas plataformas cerca de la costa y hacerlas flotar hasta la posición en que finalmente la plataforma será anclada-. Tienen una cubierta con espacio para las plataformas de perforación, las instalaciones de producción y los alojamientos de la tripulación. Este diseño permite su utilización a muy largo plazo. Las plataformas fijas son económicamente viables para su instalación en profundidades de hasta unos 1.700 pies (520 m).

Plataformas autoelevables

Pueden dividirse en plataformas con patas independientes o no independientes. Se utilizan para la exploración y el mantenimiento de pozos en aguas someras (menos de 100 m de profundidad). Ambos tipos se encargan de elevar la plataforma de forma tal que quede un colchón de aire entre el pelo de agua y el casco de la plataforma. La diferencia radica en que la plataforma de patas independientes asienta las patas en el lecho del mar, mientras que la otra asienta directamente la plataforma.¹⁵

Equipos Semi-sumergibles: Estos pueden operar en aguas profundas y usualmente se mueven de locación a locación de forma autónoma. Para lograr la altura deseada sobre el nivel del mar y obtener estabilidad las plataformas inundan sus pontones parcialmente. Existen dos

formas en las que estos equipos se mantienen en su posición, por medio de anclas y por medio de unos sistemas de posicionamiento dinámico (Dynamic Position Sytem – DPS).

Unidades de perforación móviles de costa afuera (MODU)

Son equipos de perforación que son utilizados exclusivamente para perforar costa afuera y que permanecen flotando durante las operaciones de perforación o mientras son transportadas de una ubicación a otra. Se dividen en dos tipos: Equipos Sumergibles y Equipos de perforación dinámicamente posicionados.

Existen 3 tipos de pozos a desarrollar según sea el objetivo:

- Pozos de exploración.
- Pozos de delineación.
- Pozos de desarrollo.

Los pozos de exploración son perforaciones hechas para confirmar la existencia de hidrocarburo bajo tierra, al confirmar la existencia del mismo, se realizan pozos de delineación cuya finalidad son determinar la dimensión y características de los yacimientos para luego determinar si es factible o no la inversión. Si los datos son positivos, se empieza a perforar un pozo de desarrollo. Los sistemas de perforación costa afuera son extremadamente complejos y muy costosos aunque hayan sido desarrollados de sistemas de extracción de hidrocarburos en tierra. Los cinco tipos de plataformas comúnmente utilizadas para estas tres etapas son:

I. Plataformas “jack-up”: Utilizadas en aguas poco profundas, hasta cien metros de profundidad. Son habitualmente en forma de barcasas triangulares o rectangulares y son remolcadas a la región de perforación. Una vez colocadas en el sitio, las tres o cuatro soportes de la plataforma son hundidas en el agua hasta que establecen contacto con el fondo del mar, para de esta manera brindarle estabilidad a la estructura.

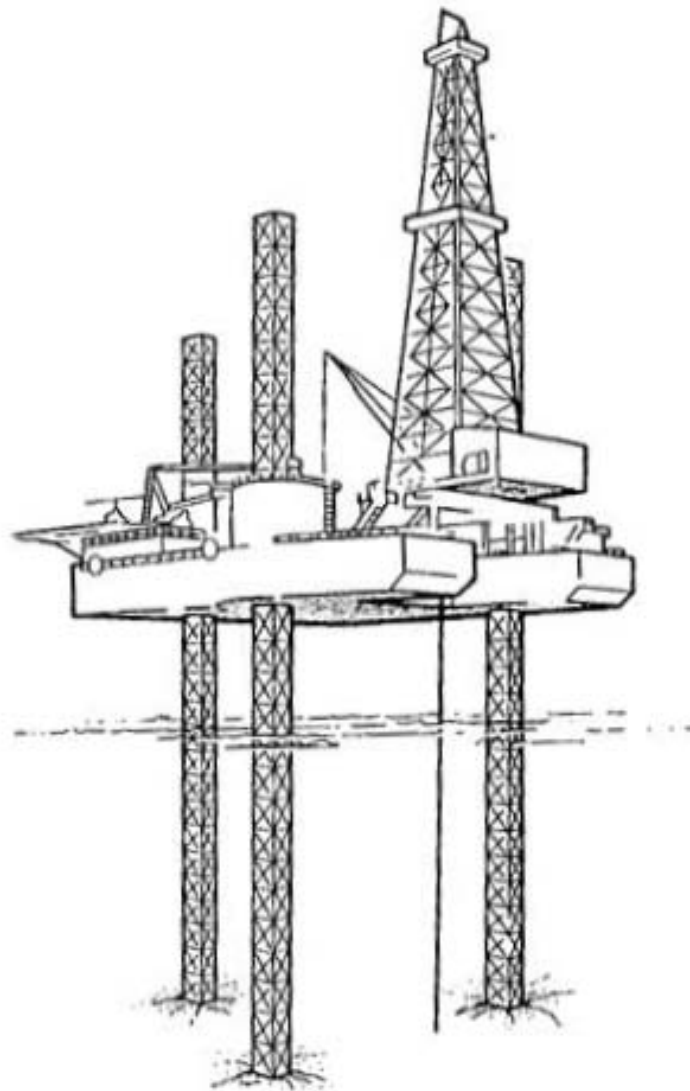


Figura K. Plataforma jack-up.

II. Plataformas Semi-sumergibles: Plataformas enormes, utilizadas en profundidades de mar entre setenta y mil metros, donde se amarran con sistemas de anclas, y si la profundidad del mar es de un poco más de 1000 metros, se amarran con un sistema de posicionamiento dinámico. Estas plataformas pueden ser remolcadas al sitio o pueden ser capaces de trasladarse con su propia propulsión.

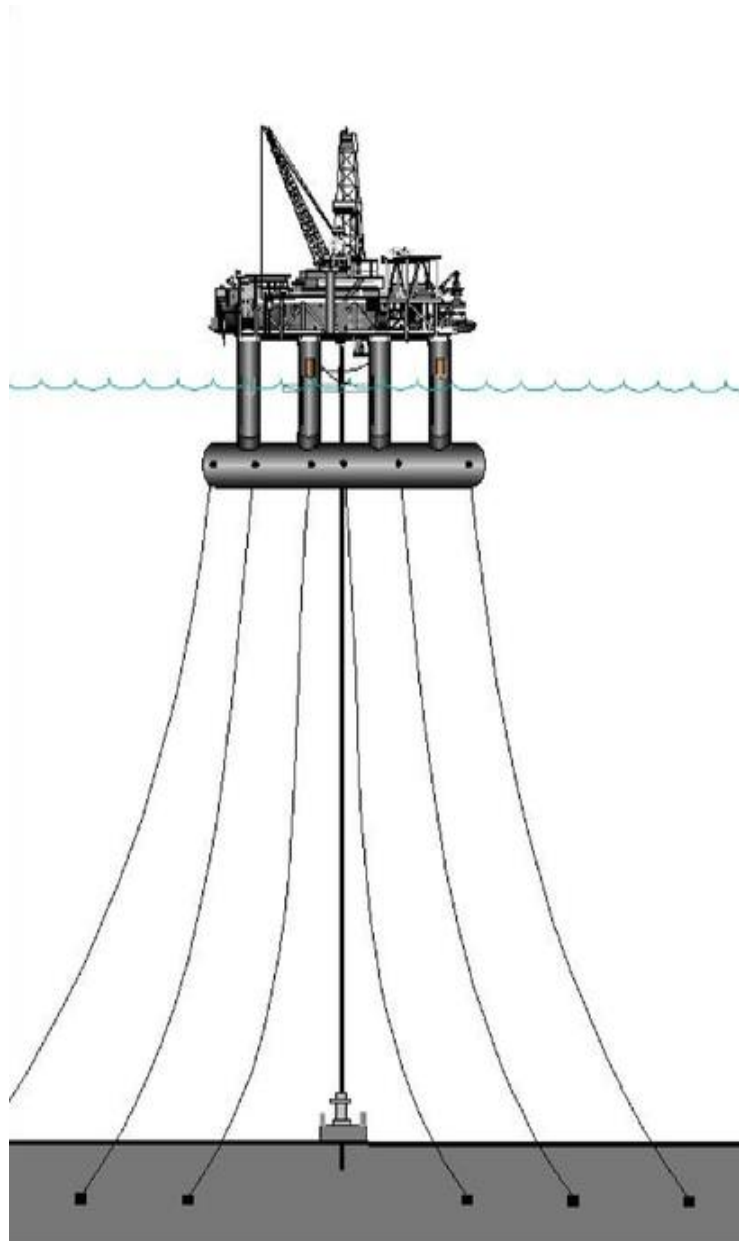


Figura L. Plataforma semi-sumergible.

III. Barcos perforadores (Drill ships): Son unidades de perforación móviles y operan en profundidades de mar entre 200 y 1000 metros, utilizando un sistema de anclas, y en aguas más profundas de mil metros utilizando un sistema de posición dinámica. Son básicamente grandes barcos instalados con un sistema completo de perforación. Son particularmente útiles en áreas lejanas puesto que necesitan un apoyo limitado. La perforación se efectúa por el medio de una gran apertura en el fondo del casco.

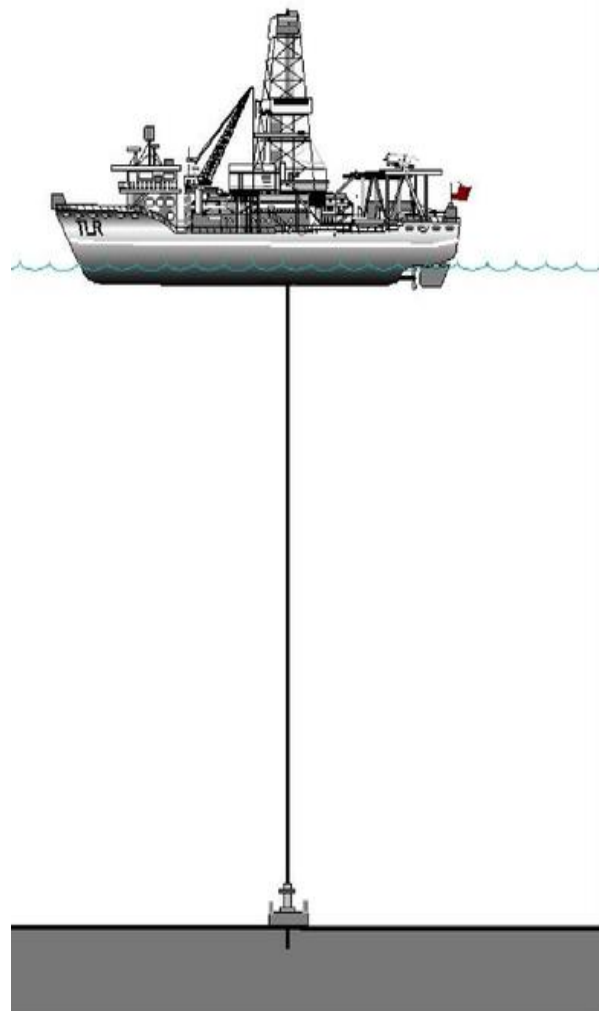


Figura M. Barco perforador (Drill ship).

IV. Plataformas con Piernas Tensionadas (Tension Leg Platform – TLP): Consiste en una estructura flotante sujeta por tensores verticales, los cuales están conectados y cimentados al lecho marino por pilotes asegurados a éste. Los tensores prevén una amplia gama de movimiento vertical limitado en diferentes profundidades del mar. Los TLP más grandes se han desplegado con éxito en las profundidades del agua que se acercan a los 1,400 metros.

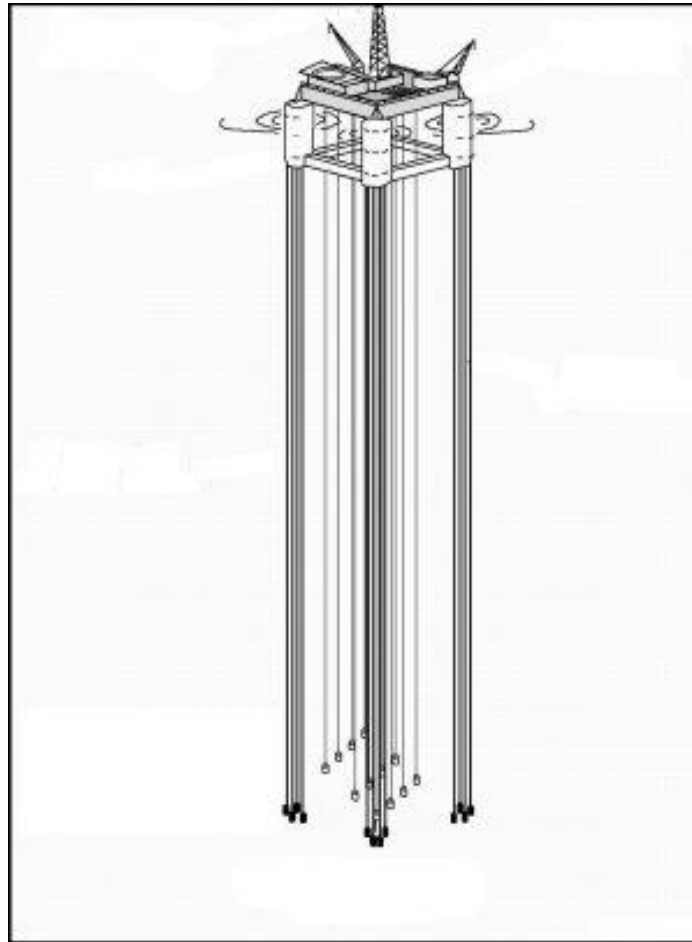


Figura N. Plataforma con Piernas Tensionadas

V. Plataformas de Cilindro Vertical Flotante (SPAR): Una plataforma SPAR se caracteriza por tener un cilindro vertical de gran tamaño el cual se encarga de soportar en su cima todo el equipo de perforación. La mayor parte de la instalación SPAR está localizada por debajo de la superficie del agua, lo cual provee a la instalación de una gran estabilidad. El componente principal de las plataformas tipo SPAR es la cámara cilíndrica hueca, adicionalmente el fondo del cilindro está equipado con una sección de lastre hecha con un material más pesado que el agua, asegurando que el centro de gravedad este localizado por debajo del centro de la boya.



Figura O. Plataforma SPAR

Profundidad	Tipo de Plataforma	Tipo de Anclaje	Número aproximado de plataformas en el mundo
< 400 (Pies) < 121.92 (m)	Jack-up	Soporte de Fondo	450
400-4000 (Pies) 122-1219 (m)	Semi-Sumergible	Anclaje (Cables de Tensión)	200 La mayoría corresponde a las que utilizan Posicionamiento Dinámico
> 4000 (Pies) > 1219 (m)	Semi-Submergible	Posicionamiento Dinámico	
> 2000 (Pies) > 610 (m)	Barcos Perforadores	Posicionamiento Dinámico	50
> 4000 (Pies) > 1219 (m)	TLPs y Spars	Anclaje (Cables de Tensión)	250

Tabla 5. Tabla de datos de distintos tipos de equipos flotantes

Durante estas etapas de perforación y producción, la industria costa afuera requiere un sistema de apoyo considerable. Esto incluye el mantenimiento de la plataforma, transporte de la tripulación o trabajadores, evacuación de emergencia, barcos que realizan actividades de manejo, transporte y tratamiento de los desechos generados, barcos remolcadores, barcos que manipulan anclas y cables, helicópteros y unidades flotantes de almacenamiento.

Una vez declarada la comercialidad de un campo petrolero, después de descubierto y determinado el tamaño del yacimiento, los pozos exploratorios podrán, en muchos casos, volverse productores.

La siguiente tabla muestra de manera general las ventajas y desventajas de los diferentes sistemas flotantes que se tienen disponibles para operaciones costa fuera.

Sistema flotante	Ventajas	Desventajas
	<ul style="list-style-type: none"> Bajos movimientos en el plano vertical: arfada, cabeceo y 	<ul style="list-style-type: none"> Limitaciones de uso en aguas ultra-profundas debido al peso y

<p>Plataformas de piernas tensionadas</p>	<p>balanceo.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos. • Utiliza árboles superficiales. • Uso de risers verticales de acero. 	<p>colapso hidrostático de su sistema de tendones.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sensible a cambios de carga sobre la cubierta. • No permite el almacenamiento de aceite.
<p>Plataforma semisumegible</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos. • Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua. • Permite manejar grandes cargas sobre su cubierta. • La última generación de Semi's puede usar risers de acero en catenaria (SCR). • Se cuenta con sistemas de anclaje para diferentes condiciones de sitio. 	<ul style="list-style-type: none"> • Altos movimientos. • Uso de árboles submarinos. • Generalmente utiliza risers flexibles. • Los sistemas submarinos son un factor crítico.
<p>SPAR</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos. • Permite el uso de árboles superficiales. • Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua. • Permite almacenamiento de aceite en su casco, pero no es típico. • Alta estabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Movimientos medios. • Sistema de risers complejo. • Se requiere el montaje de la cubierta en el sitio de instalación.
<p>FPSO (Barcos perforadores)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se puede utilizar tanto en aguas someras como profundas. • Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua. • Gran capacidad de espacio y de cargas en la cubierta. • Permite el 	<ul style="list-style-type: none"> • Altos movimientos • Uso de árboles submarinos. • Uso de risers flexibles con limitación en diámetro para aguas ultra-profundas. • Los sistemas submarinos son un factor crítico.

	almacenamiento de aceite. <ul style="list-style-type: none"> • Ilimitado número de pozos. • Se cuenta con sistemas de anclaje para diferentes condiciones de fondo. 	<ul style="list-style-type: none"> • No cuenta con equipo para perforación y acceso a los pozos. • No permite el almacenamiento de gas. • Se requieren anclajes de tipo torreta en ambientes con oleajes agresivos.
--	---	--

Tabla 6. Ventajas y desventajas de los distintos tipos de equipos flotantes

Los nuevos pozos, llamados Pozos de desarrollo, se utilizan de dos maneras:

- Pueden ser pozos productores para extraer hidrocarburo.
- Pueden ser pozos a través de los cuales se inyecte agua, gas o vapor a las formaciones productoras, para aumentar la energía del yacimiento y así incrementar los niveles de producción de hidrocarburo.

En operaciones costa fuera en aguas profundas, los precios de renta de los equipos son algo que se debe tomar en cuenta ya que suelen ser bastante elevados. A continuación mencionaremos algunos costos que se llegan a tener costa fuera:

- La renta de un equipo Jack up de 300 ft es de alrededor de 140,000 USD diarios
- La renta de un equipo Jack up de 400 ft es de alrededor de 160,000 USD diarios
- La renta del equipo semisumergible La muralla IV cuesta 500,000 USD diarios
- El costo del pozo Lakatch con un tirante de agua de 1,196 metros fue de 130,000,000 USD en total

Riesgos de trabajo en aguas profundas

Diseño, construcción y operación	Factores humanos	Medio ambiente	Fenómenos naturales
Planeación inadecuada	Actitud en el sitio de trabajo	Corrientes marinas	Colapso de la estructura del suelo
Diseño inapropiado	Sabotaje	Suelos con altos contenidos de gas	Vulcanismo
Experiencia y/o conocimientos insuficientes	Negligencia	Oleaje	Tormentas
Identificación de riesgos inapropiados	Capacitación de personal inapropiada	Suelos difíciles	Clima
Tecnología		Valles	Tectononismo
		Montañas	Deformaciones del fondo marino por temblores
		Cañones	Hidroexplosiones
		Agujeros	

Tabla 7. Riesgos de trabajo en aguas profundas

II.4 Equipos de aguas profundas de sexta generación

Dado que en México los ambientes de alta presión y alta temperatura se encuentran principalmente en aguas profundas del Golfo de México, la necesidad de conocer más acerca de los equipos utilizados para perforar en tirantes de agua mayores a los 1000 pies es algo que se ha vuelto de suma importancia para las futuras generaciones de ingenieros.

En la actualidad, México cuenta con tres plataformas de sexta generación con capacidades para perforar en tirantes de agua de hasta 10,000 pies (3000 metros) y alcanzar profundidades perforadas de hasta 40,000 pies (12,000 metros).

Las plataformas Bicentenario, Centenario y La Muralla son los equipos de sexta generación con los cuáles México está incursionando en aguas profundas del Golfo de México, habiendo perforado los pozos Ahawbil, Pep 1, Trion 1, Supremus, Pikliss y Maximino.

Los equipos arriba mencionados son plataformas de Perforación Semisumergibles de 6ª Generación, diseño GVA 7500, de cuatro columnas estabilizadas con capacidad para operar en tirantes de agua de 10,000 pies y perforar hasta 35,000 pies en ambientes moderados, tales como el Golfo de México, el Este de África y aguas brasileñas.

Equipo	Bicentenario	La Muralla IV	Centenario
Clase:	Det Norske Veritas, Malta Cross 1A1 Unidad de Perforación de columna estabilizada, DRILL, HELDK, CRANE, E0, DYNPOS-AUTRO, DRILL.	ABS A1, Unidad de Perforación de Columna Estabilizada, CDS, DPS2 IMO MODU	ABS A1, Unidad de Perforación de Columna Estabilizada, CDS, DPS2 IMO MODU
Capacidad Variable de Cubierta:	Calado Operacional 9,700 ton Capacidad de carga no calado Calado de Tránsito 7,400 ton Capacidad de carga no calado		
Helipuerto:	Sikorsky S-61 y S-92 con sistema de repostaje de combustible		
Dimensiones Principales:	Longitud total 119.20 m Ancho total 96.70 m Altura de base a cubierta principal 42.50 m	Longitud total 118.10 m Ancho total 91.20 m Altura de base a cubierta principal 38.60 m	Longitud total 118.10 m Ancho total 91.20 m Altura de base a cubierta principal 38.60 m
Calado en condiciones operativas:	Operación normal 23.00 m Supervivencia 19.00 m Tránsito 9.94 m	Operaciones normales 17.00 m Supervivencia 15.00 m Tránsito 8.35 ton	Operaciones normales 13.00 m Supervivencia 15.00 m Tránsito 8.35 m
Sistema de Posicionamiento Dinámico (DPS):	DNV DYNPOS AUTRO (Clase DP 3). Redundancia basada en tres estaciones de control DP y un cuarto de respaldo separado con estación de control DP, incluyendo DGPS y sistema de referencia hidroacústico.	ABS (Clase DP 2). Con dos centros de control, el DPS tiene redundancia basada en tres controladores de DP y un cuarto controlador de sistema operativo. Sistema de comunicación de fibra óptica en la red de datos	ABS (Clase DP 2). Con dos centros de control, el DPS tiene redundancia basada en tres controladores de DP y un cuarto controlador de sistema operativo. Sistema de comunicación controlado OS de fibra óptica en la red de datos
Thrusters Azimutales:	Ocho (8) Flowserve WFSD-350-3500, tipo azimutal 360°, 3,500 KW cada uno, conectados al sistema de posicionamiento DYNPOS AUTRO (Clase DP 3).	Ocho (8) Rolls Royce Ulstein Aqua Master, tipo azimutal 355°, 3,800 KW cada uno, conectados al sistema ABS CDS DP2	Ocho (8) Rolls Royce Ulstein Aqua Master, tipo azimutal 355°, 3,800 KW cada uno, conectados al sistema ABS CDS DP2
Potencia:	Ocho (8) motores principales Caterpillar C-3616 con generadores para producir 4,800 KW cada uno. Dispuestos en cuatro cuartos de máquinas separados, de acuerdo al requerimiento de clase DP 3. Un generador de emergencia (350 KW) instalado en cuarto separado.	Ocho (8) motores principales Caterpillar C-280-16 con generadores para producir 4,800 KW cada uno. Dispuestos en dos cuartos de máquinas. Un generador de emergencia (1,300 KW)	Ocho (8) motores principales Caterpillar C-280-16 con generadores para producir 4,800 KW cada uno. Dispuestos en dos cuartos de máquinas. Un generador de emergencia (1,300 KW)
Grúas Principales:	Dos grúas con capacidad para 80 ton	Dos grúas Sea Trax con capacidad para 80 ton.	Dos grúas Sea Trax con capacidad para 80 ton y 48 ton
Top drive:	1,150 HP	MH, con capacidad para 2,500,000 lbs, rango de velocidad 0-240 rpm, torque máximo 87,020 lb-ft, dos motores 1,150 HP.	MH, con capacidad para 2,500,000 lbs, rango de velocidad 0-240 rpm, torque máximo 87,020 lb-ft, dos motores 1,150 HP.

Torre:	Torre de tipo dinámico diseñada para una carga estática de gancho de 2, 000,000 lbs.	MH modelo Hi-Pro, para carga estática en el gancho de 2,000,000 lbs.	MH modelo Hi-Pro, para carga estática en el gancho de 2,000,000 lbs.
Bloque Corona:	Capacidad de 2, 000,000 lbs con ocho poleas de 72" para cable de perforación de 2".	Capacidad 2,500,000 lbs con ocho poleas de 72" para cable de perforación de 2".	MH, con capacidad para 2,500,000 lbs, rango de velocidad 0-240 rpm, torque máximo 87,020 lb-ft, dos motores 1,150 HP.
Malacate:	Un malacate de 4,500 HP con capacidad para 2, 651,000 lbs.	Un malacate 4,500 HP con capacidad para 2,283,000 lbs (1,035 TM)	Un malacate 4,500 HP con capacidad para 2,283,000 lbs (1,035 TM).
Mesa Rotaria:	Mesa rotaria de 60 ½", accionada hidráulicamente, con capacidad para 2, 000,000 lbs.	Mesa de 60 ½", accionada hidráulicamente, con capacidad para 2,000,000 lbs (907 TM), rango de velocidad 0-20 rpm.	Mesa de 60 ½", accionada hidráulicamente, con capacidad para 2,000,000 lbs (907 TM), rango de velocidad 0-20 rpm.
Equipo de manejo de riser y tubería:	Grúa de manejo de riser, alimentadora de riser, brazo manipulador en el piso, grúa para tubería y alimentadora de tuberías.	Grúa de manejo de riser, alimentadora de riser, brazo manipulador en el piso, grúa para tubería y alimentadora de tuberías y dos agujeros de ratón.	Grúa de manejo de riser, alimentadora de riser, brazo manipulador en el piso, grúa para tubería y alimentadora de tuberías y dos agujeros de ratón.
Equipo de control de pozo:	Un paquete de preventores de 18 ¾", con capacidad para 15,000 psi, resistente al H2S con paquete inferior de riser, que incluye: Dos anulares WP 18 ¾", 10,000 psi. Preventor doble WP 18 ¾", 15,000 psi (corte ciego y super corte). Preventor sencillo WP 18¾", 15,000 psi (tubería). Preventor doble WP 18 ¾", 15,000 psi variable (el inferior bidireccional). Líneas de estrangular y matar con 6 juegos de válvulas de control. Conector para cabezal H-4 2,000,000 lbs de tensión para 15,000 psi. Conector para desconexión de LMRP con ángulo amplio para 10,000 psi. Entradas de prueba para cada conector hidráulico.	Un paquete de preventores de 18 ¾", 15,000 psi, resistente al H2S con paquete inferior de riser marino que incluye: Dos anulares DL, 18 ¾", 10,000 psi. Preventor doble T-TL 18 ¾", 15,000 psi (corte ciego y super corte). Preventor sencillo T-TL 18¾", 15,000 psi (tubería). Preventor doble WP 18 ¾", 15,000 psi variable (el inferior bidireccional). Líneas de estrangular y matar con 6 juegos de válvulas de control. Conector para cabezal H-4 2,000,000 lbs de tensión para 15,000 psi. Conector para desconexión de LMRP con ángulo amplio para 10,000 psi. Entradas de prueba para cada conector hidráulico.	Un paquete de preventores de 18 ¾", 15,000 psi, resistente al H2S con paquete inferior de riser marino que incluye: Dos anulares DL, 18 ¾", 10,000 psi. Preventor doble T-TL 18 ¾", 15,000 psi (corte ciego y super corte). Preventor sencillo T-TL 18¾", 15,000 psi (tubería). Preventor doble WP 18 ¾", 15,000 psi variable (el inferior bidireccional). Líneas de estrangular y matar con 6 juegos de válvulas de control. Conector para cabezal H-4 2,000,000 lbs de tensión para 15,000 psi. Conector para desconexión de LMRP con ángulo amplio para 10,000 psi. Entradas de prueba para cada conector hidráulico.
Equipo para manejo de BOP y Árbol de Válvulas:	Transportador de BOP y LMRP con grúa superior de 600 TM. Capacidad grúa BOP (2) 275 TM, (550 TM). Grúa superior para árbol de válvulas y carrito con capacidad de 200 TM.	Transportador de BOP y LMRP con grúa superior de 600 TM. Capacidad grúa BOP (2) 275 TM, (550 TM). Grúa superior para árbol de válvulas y carrito con capacidad de 200 TM.	Transportador de BOP y LMRP con grúa superior de 600 TM. Capacidad grúa BOP (2) 275 TM, (550 TM). Grúa superior para árbol de válvulas y carrito con capacidad de 200 TM.
Riser marino 10,000 pies:	Riser marino Aker, con elementos de flotación y líneas integrales de matar, estrangular, booster e hidráulicas, juntas telescópicas y flexibles. Sistema de araña y soportes, así como el sistema de monitoreo de inclinación del mismo.	Riser marino Aker, con elementos de flotación y líneas integrales de matar, estrangular, booster e hidráulicas, juntas telescópicas y flexibles. Sistema de araña y soportes, así como el sistema de monitoreo de inclinación del mismo.	Riser marino Cameron, con elementos de flotación y líneas integrales de matar, estrangular, booster e hidráulicas, juntas telescópicas y flexibles. Sistema de araña y soportes, así como el sistema de monitoreo de inclinación del mismo.

Tabla 8. Comparación de características de las plataformas de PEMEX

Capítulo III

Perforación de pozos HPHT

III.1 Planeación y diseño de pozos HPHT

Muchos de los riesgos de perforar pozos de HPHT están relacionados a sobre presiones. Idealmente, dichos pozos deberían de ser perforados con un lodo que establezca un margen de seguridad suficiente sobre la presión de poro. El trabajo del ingeniero de lodos, es formular un lodo que minimice el daño a la formación y maximice la tasa de penetración.

El objetivo de la perforación es perforar un pozo útil, es decir, un conducto que comunique el yacimiento con la superficie, el cual permita una explotación racional en forma segura y al menor costo posible. El diseño de la perforación de pozos es un proceso sistemático y ordenado, el cual incluye, pero no se limita a, un estudio detallado de ingeniería y diseño de las siguientes áreas del pozo:

- Perfiles de presión de formación y de fractura
- Perfil de temperatura (Pozos HPHT)
- Diseño de la tubería de revestimiento
- Corrida de tubería de revestimiento y Accesorios
- Fluidos de perforación
- Hidráulica y limpieza de pozo
- Diseño de cementación
- Trayectoria y evaluación
- Torque y arrastre
- Diseño de tubería de perforación
- Abandono del pozo
- Diseño de terminación
- Costos y duración del pozo
- Plan de contingencia
- Columna geológica esperada
- Información de correlación de pozos vecinos

Una formación sobre presionada se convierte en un problema mayor cuando la presión de fractura de la formación es cercana a aquella en la zona sobre presurizada. Esto resulta en condiciones de perforación donde el descontrol de pozo se puede presentar frecuentemente, y donde las fracturas pueden pasar desapercibidas, lo que culmina en pérdidas de fluido de perforación, una situación difícil de controlar.

Por encima de las otras consideraciones, la reducción de riesgos en la planeación debe ser tomada en cuenta para superar los retos de los pozos HPHT. Dados los peligros potenciales y costos, la experiencia ganada en operaciones previas debe ser canalizada a la maximización de la seguridad, eliminando el tiempo improductivo e incrementando la eficiencia.

La piedra angular de esta planeación preventiva es la utilización de la experiencia que se ha obtenido en otros campos con condiciones similares, la cual se encuentra expuesta en guías, procedimientos, artículos y listas de verificación. Algunos países tienen legislaciones o recomendaciones gubernamentales para guiar a los operadores; otros procedimientos están basados en las mejores prácticas de la industria. Un ejemplo es el Instituto del Petróleo del Reino Unido para pozos HPHT llamado “Modelo de código de la práctica segura”. En adición a las guías normales, los operadores del mar del norte usualmente buscan ayuda de contratistas y otros constructores experimentados en pozos HPHT.

La comunicación debe ser abierta en las discusiones para lograr un consenso de las mejores prácticas durante las operaciones perforación de rutina. El cambio entre cuadrillas de perforación debe estar controlado y la comunicación debe ser óptima, debido a que cualquier cambio pequeño en los parámetros de perforación puede indicar un gran problema potencial.

Otro aspecto importante de los pozos HPHT son los altos riesgos en las operaciones de perforación, terminación y reparación. Históricamente, los ingenieros y perforadores de pozos HPHT han trabajado con equipos capaces de resistir estas condiciones. A medida que las condiciones en los pozos se vuelvan más demandantes, nuevas técnicas y equipos deberán de ser desarrollados.

El éxito o fracaso de un pozo, desde el punto de vista de perforación, está fuertemente ligado al diseño realizado previo al inicio de la perforación. De la calidad y cantidad de información con la que se cuente al realizar el diseño, dependerá la calidad del proyecto a realizar.

El procedimiento a seguir cuando se diseña un pozo consta de los siguientes pasos:

- Adquisición y revisión de datos
- Análisis de datos
- Definición del tipo y características del pozo
- Elaboración del programa de perforación
- Distribución del diseño propuesto para su evaluación y corroboración

- Elaboración del programa operativo
- Discusión del programa operativo
- Reunión previa al inicio de operaciones

En lo que respecta a las características del pozo, y las herramientas que serán utilizadas, el procedimiento de diseño a seguir es el siguiente:

- Recopilación y análisis de información
- Predicción de la presión de formación
- Predicción del gradiente de fractura
- Determinación del asentamiento de TR's
- Planeación de la terminación
- Geometría del pozo
- Trayectoria del pozo
- Diseño del fluido de perforación
- Diseño de la cementación
- Programa de barrenas
- Diseño de Tuberías de Revestimiento
- Diseño de la sarta de perforación
- Selección del equipo de perforación
- Estimación de costos

III.1.1 Uso y selección del fluido de perforación

Fluido de Perforación: Es una mezcla de un solvente (base) con aditivos o productos, que cumplen funciones físico-químicas específicas, de acuerdo a las necesidades operativas de una formación a perforar.

Los fluidos de perforación son formulados para cumplir con ciertas propiedades que le permitan desempeñar las funciones básicas deseadas. El problema más común que afecta a los fluidos de perforación en condiciones HPHT, es la potencial destrucción de sus propiedades reológicas, debido a la exposición a una elevada presión y temperatura.

Así también la filosofía de diseño de cualquier desarrollo actual de fluidos es la hidráulica cuya función principal es mantener una presión hidrostática constante o en cualquier caso un sobre balance por encima del máximo gradiente de presión de poro esperado, y la estabilidad del agujeros, donde se espera que entre más profundidad se logre mayor será el sobre balance dado, que la densidad del lodo es mayor que el gradiente de fluidos del yacimiento.

Las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

1. Retirar los recortes del pozo.
2. Controlar las presiones de la formación.
3. Suspender y descargar los recortes.
4. Obturar las formaciones permeables.
5. Mantener la estabilidad del agujero.
6. Minimizar los daños al yacimiento.
7. Enfriar, lubricar y apoyar la barrena y el conjunto de perforación.
8. Transmitir energía hidráulica a las herramientas y a la barrena.
9. Asegurar una evaluación adecuada de la formación.
10. Controlar la corrosión.
11. Facilitar el impacto al ambiente.

Las propiedades con las que deben contar los fluidos de perforación deben ser evaluadas por medio de pruebas en campo que nos ayudarán a garantizar que el fluido podrá soportar las exigencias del fondo del pozo y cumplirá con sus funciones. Estas propiedades son:

- Viscosidad: Se define como la resistencia al flujo de un fluido.
- Velocidad de corte (γ): La velocidad de corte (γ), es igual a la velocidad rotacional (ω). Depende de la velocidad medida del fluido en la geometría en que está fluyendo.
- Esfuerzo de corte (τ): Es la fuerza requerida para mantener la velocidad de corte. El esfuerzo de corte está expresado en libras de fuerza por cien pies cuadrados (Lb/100 pie²)

- Viscosidad de embudo: Se usa como indicador relativo de la condición del fluido. No proporciona suficiente información para determinar las propiedades reológicas o las características de flujo de un fluido.
- Viscosidad aparente (VA): Es la viscosidad que un fluido parece tener en un instrumento dado y a una tasa definida de corte. Está indicada el viscosímetro de lodo a 300 RPM o la mitad de la indicación del viscosímetro a 600 RPM.
- Viscosidad plástica (VP): Se describe como la parte de la resistencia al flujo que es causada por la fricción mecánica, es afectada por: la concentración de sólidos, el tamaño y la forma de los sólidos, la viscosidad de la fase fluida y por las relaciones de aceite-agua o sintético - agua en los fluidos de emulsión inversa. Los cambios de la viscosidad plástica pueden producir considerables cambios en la presión de bombeo.
- Punto cedente (Pc): Es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido. Es la parte de la resistencia al flujo que se puede controlar con un tratamiento químico apropiado.
- Esfuerzos de gel: La resistencia del gel formado depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, del tiempo, de la temperatura y del tratamiento químico.
- pH: Es una medida para expresar la alcalinidad o ácido de un lodo de perforación. Si el $\text{pH} \geq 7$ el lodo es alcalino y si el $\text{pH} \geq 8$ el lodo es ácido. El pH debe ser alcalino para evitar la corrosión.
- % de arena: El porcentaje de arena durante la perforación de un pozo debe mantenerse en el mínimo posible para evitar daños a los equipo de perforación.
- Filtrado API: Esta propiedad indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del enjarre hacia las formaciones permeables cuando el fluido está sometido a una presión diferencial.

Existen cuatro tipos de lodos de perforación:

- Base Agua
- Base Aceite
- Fluidos sintéticos
- Fluidos Gaseosos

Fluidos base agua

- El agua dulce.
- Las soluciones: Son compuestos de productos químicos que no se separan del agua, aunque ésta quedara estática por un tiempo prolongado. Entre ellas se encuentran las SALMUERAS, que pueden ser de cloruro de sodio, cloruro de calcio, cloruro de potasio y otras. Estas soluciones salinas se mezclan con facilidad, algunas su costo es relativamente bajo, no existe el peligro de incendio o explosión. Sin embargo en algunos lugares pueden constituir un riesgo para el entorno ecológico.
- Las emulsiones: Son fluidos cuya fase continua es el agua y la discontinua o emulsificante es el aceite.
- Los lodos: Formados por una suspensión de sólidos, como son las arcillas, la barita y los ripios de la formación en cualquiera de los líquidos anteriores. En ocasiones se les agrega ciertas sustancias químicas según se requiera para mejorar o modificar las propiedades generales.

Fluidos base aceite

- El aceite es su componente principal y como máximo debe contener menos de un 10% de agua emulsionada en una composición general. Este fluido podrá ser aceite mineral o diesel. El uso no provoca daños a los intervalos abiertos, pero está limitado su empleo para pozos de baja presión. Deberán tenerse los equipos adecuados para extinguir fuegos y en lugares de fácil acceso.
- Emulsión Inversa: En estos fluidos el aceite es la fase continua y el agua dulce o salada es la fase discontinua. En su composición el contenido de agua es mayor al 10% y su estabilidad dependerá de uno o más de los siguientes componentes: agentes de suspensión, agentes humectantes y emulsificantes, agentes de control de filtración, reductores de viscosidad, cantidad y tipo de material sólidos para aumentar su densidad.
- Emulsión directa: En este caso el agua constituye la fase dispersa (continua) y el aceite forma la fase discontinua. Cuando éstos son analizados, los filtrados son bajos y siempre será aceite. Al agregarle determinados agentes de suspensión permiten elevadas viscosidades y poder de suspensión, para lo cual deberán

atendérseles constantemente en su tratamiento, evitando durante su preparación que no se excedan materiales sólidos que provoque taponamiento en la formación.

Fluidos sintéticos con polímeros

- Estos lodos incorporan químicos generalmente de cadena larga de alto peso molecular, son efectivas en la floculación del lodo, incrementando viscosidad, reduciendo pérdidas de filtrado y estabilizando la formación. Varios tipos de polímeros están disponibles para este propósito, incluyendo bentonitas extendidas las cuales tienen una alta solubilidad al ácido que las bentonitas y por lo tanto reducen la cantidad de arcilla necesaria para mantener viscosidad. Biopolímeros y polímeros de enlace cruzado son normalmente usados y se obtienen buenas propiedades débiles de corte a concentraciones bajas de productos.
- Son fluidos preparados con polímeros orgánicos de fase continua como los ésteres, los éteres, las poli olefinas, los glicoles.

Estos fluidos se diseñaron como una alternativa para mejorar los lodos de aceites y aceite mineral con la finalidad de superar el impacto negativo en el entorno ecológico de los fluidos tradicionales de emulsión inversa. En su preparación contienen los mismos componentes que los de base aceite, adicionándoles otros productos químicos para mantener sus características y propiedades requeridas.

Gases

Gases secos: Estos fluidos lo componen: el aire, el gas natural, los gases de escape, los gases de combustión; como son el bióxido de carbono (CO₂); el metanol (CH₄); el nitrógeno (N₂). Entre estos tipos de fluidos se encuentran las nieblas, espumas, espumas estables y el gas natural obtenido de la formación Debido a que este tipo de fluidos de perforación tienen poca o nula aplicación en los campos con condiciones HPHT, solo se desarrollarán los fluidos de perforación base agua, base aceite y sintéticos

Un buen diseño de fluido de perforación requiere de trabajo de gabinete empleando software de simulación de temperatura e hidráulica de pozos, donde el procedimiento de diseño es el siguiente:

- Recolectar la información del pozo, incluyendo las cimas de las formaciones, presión de formación, presión de fractura y el perfil geotérmico de temperatura.

- Definir el sobre balance hidrostático mínimo permitido sobre el máximo gradiente de presión esperado.
- Determinar la densidad de lodo en superficie requerido.
- Determinar la temperatura estándar para la densidad de lodo en superficie basados en los perfiles de temperatura geotérmicos.
- Establecer los perfiles de temperatura de circulación del lodo a diferentes gastos de la bomba y diferentes intervalos de tiempo.
- Calcular la densidad equivalente de circulación en el fondo del pozo de acuerdo con los perfiles de temperatura establecidos. Esto para asegurar que el sobre balance hidrostático se mantenga inmediatamente después de detener la circulación. Si es necesario, se deberá incrementar el sobre balance hidrostático y repetir el proceso arriba descrito hasta que se cumpla con todos los criterios.
- Definir como se mantendrá la densidad de lodo en superficie con los cambios de temperatura en la línea de flujo.
- Establecer la densidad equivalente de circulación y la máxima tasa de bombeo aplicable.
- Analizar las velocidades de los viajes basados en las presiones de suaveo y surgencia.

Uno de las mayores dificultades en los procedimientos descritos es el determinar la temperatura estándar del lodo. Un método de prueba y error es utilizado para poder determinarla. Se busca hacer de este proceso algo automático. La regla principal es que si la densidad del lodo en superficie es medida a la temperatura estándar, la densidad de lodo equivalente en el fondo del pozo bajo el gradiente geotérmico será exactamente la misma que la densidad de lodo en superficie.

El programa de hidráulica utilizado en las secciones HPHT de un pozo puede generar información adicional a la presentada en un reporte simple de hidráulica. La información adicional incluye:

- Presión hidrostática a un perfil dado de temperatura en el fondo del pozo
- Presión dinámica como se presenta en la ecuación 1, incluyendo presiones dinámicas individuales o combinadas, tales como la presión de surgencia y de suaveo o la presión requerida para romper geles.

$$P_{lodo} = P_{estática} + \Delta P_{dinámica} + \Delta P_{recortes} \dots\dots\dots Ec. 1$$

- Gráfico de densidad de lodo en superficie contra la temperatura
- Expansión térmica del lodo en el agujero
- Efectos de los parámetros del pozo en la densidad equivalente de circulación.

Ahora bien el perfil de temperatura del lodo en el fondo del pozo cambia dependiendo de los parámetros de perforación y la historia de circulación. El cambio de los perfiles de temperatura lleva a una variedad de presiones hidrostáticas del lodo. Por lo tanto, se requiere de un simulador de temperatura para establecer los perfiles de temperatura a diferentes gastos de la bomba y a diferentes tiempos. La información generada por el simulador de temperatura será utilizada por el programa de hidráulica para predecir la presión estática a los perfiles de circulación de temperatura. El propósito de esto es asegurar que se mantenga cierto sobre balance hidrostático a diferentes gastos de bomba para mantener el pozo bajo control inmediatamente después de detener la circulación.

El simulador de temperatura deberá generar los siguientes perfiles de temperatura en condiciones estáticas y de tránsito:

- Perfil de temperatura del lodo en el espacio anular
- Perfil de temperatura dentro de la sarta de perforación
- Efectos del tiempo en los perfiles de temperatura

III.1.1.1 Diferencias de desempeño de lodos base agua, base aceite y sintéticos en condiciones HPHT

Para operaciones HPHT son utilizados tanto lodos base agua como base aceite, sin embargo, los lodos base aceite son mayormente utilizados, ya que permiten superar más fácilmente las problemática en condiciones HPHT.

Característica	Base aceite	Sintéticos	Base agua
Altas temperaturas por largos periodos de tiempo	Mayor Resistencia que los sistemas convencionales base agua.	Buena resistencia en compuestos de Alfaolefinas y olefinas internas o isomerizadas.	Menor resistencia, con altas pérdidas de viscosidad y de fluido
En Lutitas	No hidratan las arcillas.	Los compuestos de olefinas no hidratan las arcillas.	Se requieren inhibidores de arcillas para su manejo.
Ritmo de penetración	Mayores a los fluidos base agua en ambientes HPHT.		Tasas bajas de penetración debido a la destrucción de sus propiedades.
Domos salinos	Los atraviesan fácilmente.	No representan un problema.	Los disuelven.

Lubricación	Buena lubricación, especialmente en sistemas de cortadores fijos.	Deben añadirse aditivos lubricantes.	Deben añadirse aditivos lubricantes
Pegaduras	Bajo riesgo		Mayor riesgo
Corrosión	Previenen la corrosión.	Previenen la corrosión.	Mayor corrosión que los fluidos base aceite y sintéticos.
Durabilidad y reusó	Buena durabilidad, alto reutilización.	Buena durabilidad.	Baja durabilidad.
Mantenimiento	Costoso	Costoso	Barato
Daño a la formación	Bajo		Alto
Contaminantes anhídrita, sal co ₂ , h ₂ s	Resistentes con excepción al gas de formación, debido a la solubilidad.	Buena resistencia a contaminantes en fluidos a base de ésteres, acetales y éteres.	Menos resistentes a contaminantes que los base aceite y sintéticos.
Ambiental	Muy contaminante	Desarrollados para ser amigables con el medio ambiente.	Poco contaminante, con excepción de los que utilizan cromo.
Toma de información y/o Registros eléctricos	Dificulta la toma de registros eléctricos.		Buen tipo de fluidos para realizar la toma de registros
Cuidados	Especiales	Tienen una larga lista de restricciones y modificaciones del equipo de perforación para su manejo	Ninguno
Costo	Alto	Alto	Bajo

Tabla 7. Diferencias de desempeño de lodos base agua, base aceite y sintéticos en condiciones HPHT

Como se puede observar en la tabla anterior, existe un gran número de limitaciones para los lodos base agua en cuanto a su desempeño en condiciones de HPHT. Sin embargo, muchas de las veces no es posible ni rentable el utilizar el lodo base aceite en todas las operaciones de perforación debido a que existen restricciones de tipo ambiental, operativo y económico.

Dichas restricciones han impulsado la investigación y el desarrollo de lodos de base agua que sean capaces de operar a las mismas condiciones que lo haría un lodo base aceite.

Las consideraciones económicas y ambientales han llevado al incremento del uso de lodos base agua en aplicaciones donde el lodo base aceite hubiera sido preferido anteriormente. Los lodos dispersos a base de agua se encuentran entre los fluidos de perforación más populares debido a su reputación de ser fáciles de mantener y ser económicamente competitivos. Sin embargo, los lodos base agua presentan grandes problemáticas en aplicaciones de HPHT, principalmente por la floculación de la arcilla y a la rápida pérdida de sus condiciones reológicas debido a la exposición a altas temperaturas.

En aplicaciones HPHT, los lodos base agua requieren de estabilizadores de bentonita (adelgazantes) para prevenir que la arcilla flocule y mantener de este modo una reología favorable y buen control de pérdidas de fluido.

Para mejorar la estabilidad en la reología y el control de pérdidas de fluido en altas temperaturas, se han implementado satisfactoriamente adelgazantes a base de cromo. La desventaja que presenta este tipo de adelgazantes tiene que ver con el medio ambiente, y es que las regulaciones hacia estos mismos aún son demasiado estrictas.

Una alternativa al cromo es la manufactura de aditivos de lignosulfonatos mezclados con otros metales tales como el hierro, titanio y zirconio. Dichas combinaciones han sido probadas y han demostrado su efectividad en temperaturas de hasta 400 °F (mezcla de citrato de zirconio y titanio/zirconio).

Otra solución eficiente a los lignitos o lignosulfonatos con mezcla de metal son los polímeros sintéticos que son capaces de funcionar a altas temperaturas y resistir varios contaminantes. Estos polímeros aniónicos de bajo peso molecular funcionan químicamente de la misma manera que los lignosulfonatos, neutralizando las cargas positivas de la arcilla y previniendo la floculación.

Una alternativa más al uso de los lignitos y lignosulfonatos mezclados con cromo son los polímeros sulfatados, copolímeros y terpolímeros. En comparación con los biopolímeros, los polímeros sintéticos exhiben una estabilidad térmica mayor, además de alta resistencia a los contaminantes.

Aún se necesita una alternativa que sea resistente a varios contaminantes, que mantenga controlada la reología, y sea estable a altas temperaturas. El uso de un producto único que remplace los acondicionadores basados en cromo, aunque ideal, no se ha descubierto. Solamente mediante una combinación de aditivos libres de cromo como los mencionados anteriormente, se ha logrado igualar el desempeño de los lodos base agua basados en cromo.

Salmueras de formiato

Las salmueras de formiato de alta densidad han estado disponibles en la industria para su empleo en la perforación, terminación, reparación y obturación desde mediados de los noventa.

Esta familia de salmueras monovalentes no corrosivas de alta densidad ofrecen claras ventajas sobre la familia tradicional de salmueras de haluros en el sentido que su utilización no se limita sólo a la de fluidos de terminación y obturación, sino que incluye la de fluidos de perforación libres de sólidos, brindando características de flujo excepcionalmente buenas en todo el intervalo de densidades.

Los usos principales de las salmueras de formiato en los últimos 10 años han sido en aplicaciones de elevada exigencia donde los fluidos de perforación y terminación no han sido capaces de cumplir las especificaciones de desempeño requeridas. Las aplicaciones donde se han utilizado las salmueras de formiato incluyen:

- Terminaciones y reparaciones en HPHT: para proporcionar compatibilidad con los materiales y el depósito de terminación.
- Perforación en HPHT: para evitar problemas con el control de pozos y la adherencia diferencial.
- Perforación y terminación de depósitos: para mejorar la producción.
- Perforaciones estrechas y de alcance extendido: para mejorar la hidráulica de la circulación.
- Perforación de lutitas: para minimizar el impacto ambiental.

El formiato de cesio, la salmuera de más alta densidad de la familia de los formiatos, ha demostrado ser un sustituto excelente para la tradicional salmuera de bromuro de cinc, de alta densidad, siendo ahora el fluido de terminación de alta densidad preferido en el Mar del Norte.

Hasta la fecha, el formiato de cesio ha sido utilizado en más 130 operaciones de pozos HPHT, a temperaturas tan elevadas como 216°C / 420°F, a presiones de hasta 117 MPa / 17,000 psi y en presencia de gases corrosivos tales como el CO₂, H₂S y el O₂. Efectivamente, la experiencia de campo ha demostrado que las salmueras de formiato les han dado a los operadores la capacidad de perforar y terminar pozos HPHT que constituían retos con un grado de éxito, economía y seguridad que habría sido difícil de alcanzar usando fluidos convencionales.

III.1.1.2 Consideraciones ambientales de los lodos de perforación HPHT base aceite, base agua y sintéticos

Hoy en día, con el incremento de las preocupaciones ambientales, el uso de lodos base aceite es prohibido o severamente restringido en muchos países. Las regulaciones ambientales restringen y prohíben el uso de fluidos de perforación que tengan el potencial de contaminar la tierra y los acuíferos. Algunos de los países que prohíben el uso de lodos base aceite son los Estados Unidos, Reino Unido, Holanda, Noruega, Nigeria, países Europeos, Arabia Saudita y Qatar. En algunas áreas, la perforación con fluidos base aceite requiere de sitios aprobados de desecho para los fluidos utilizados y los recortes generados.

En el caso de la perforación costa fuera el desecho de los recortes generados ya sea de las operaciones de perforación con fluidos base agua o aceite, puede generar efectos adversos en el hábitat biológico del lecho marino vecino a la plataforma. Los efectos de los fluidos base aceite y sus recortes se deben principalmente a la toxicidad de ciertas fracciones del aceite utilizado, tal como los hidrocarburos aromáticos. Con la información obtenida hasta la fecha no ha sido posible obtener un resultado acerca de los efectos ecológicos que generan los lodos hechos con diesel y los lodos con bases alternativas. Sin embargo, en todos los campos de estudio, las áreas en donde se ven los efectos biológicos más notorios están confinadas dentro de los 500 metros de radio adyacentes al sitio de perforación. Rodeando el área de mayor impacto se encuentra una zona de transición en la cual se observan efectos biológicos más sutiles, los cuales van disminuyendo en alrededor de 200-1000 metros. La forma y extensión de esta zona es variable, y es ampliamente determinada por las mareas y el alcance de las operaciones de perforación. Se han dado casos en los cuales las corrientes en el fondo fueron tan grandes, y las operaciones de perforación tan profundas, que el área de transición llegó a alcanzar los 2000 metros en la dirección del mayor movimiento de agua.

El costo de almacenamiento, transporte y desecho de los lodos de base aceite, puede incrementar notablemente el costo de las operaciones. El uso de lodos base agua es menos dañino al medio ambiente lo que lo hace una opción viable en los países con altas regulaciones al uso de lodos base aceite.

La lista de efectos biológicos es mayor cuando se trata de la utilización de fluidos base aceite y sus recortes. Actualmente ya se cuenta con lodos base agua que pueden llegar a tener las mismas características y desempeño en condiciones HPHT que los lodos base aceite. La principal problemática que presenta este tipo de lodos es que utilizan cromo como dispersante y agente de control de pérdidas de fluido. El cromo no es amigable con el medio ambiente por lo que actualmente se está trabajando en nuevos desarrollos para remplazar el cromo con una mezcla de arcillas y polímeros sintéticos en lodos base agua.

III.1.2 Selección de barrenas

Una barrena es una herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, utilizada para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación rotaria. Las barrenas se clasifican en tres tipos principales: barrenas tricónicas, barrenas de cortadores fijos (PDC) y barrenas especiales.

Función

Remover a la roca (ripios de ésta) mediante el vencimiento de su esfuerzo de corte, o bien, removerla mediante el vencimiento de su esfuerzo de compresión.

Tipos de barrenas

- Barrenas tricónicas
- Barrenas de cortadores fijos (PDC)
- Barrenas especiales

Información necesaria para seleccionar una barrena:

- Evaluación de desgaste de barrenas empleadas previamente.
- Evaluación de rendimiento de pozos vecinos.
- Registros geofísicos de pozos vecinos y del mismo pozo (si se tienen).
- Datos sísmicos del área.
- Software especializado de cálculo y análisis para la selección.
- Propiedades de los fluidos de perforación por emplearse con esta barrena.
- Tablas e información geológica.
- Catálogos de barrenas.
- Boletines sobre las características de las barrenas.
- Tablas comparativas de barrenas.
- Clasificación de barrena (ejemplo del IADC).

Para tomar una decisión acerca de qué barrena seleccionar cuando se planea realizar un trabajo de perforación, se deben considerar varios criterios. Estos criterios toman en cuenta, tanto aspectos técnicos de diseño como económicos y de eficiencia. A continuación se muestra una tabla con las principales criterios de selección para la selección de barrenas:

Objetivos de perforación	<ul style="list-style-type: none"> - Rendimiento - Pozos direccionales - Economía
Análisis históricos	<ul style="list-style-type: none"> - Coeficiente de penetración típico - Fluidos de perforación - Energía hidráulica -Evaluación del desgaste -Evaluación del rendimiento
Restricciones de perforación	<ul style="list-style-type: none"> - Limitaciones de peso sobre la barrena - RPM - Formaciones nodulares (Conglomerados) - Pozos profundos - Diámetro del pozo (diámetros reducidos) - Motores de fondo
Medio ambiente	<ul style="list-style-type: none"> - Litología - Características litológicas - Transiciones e Interestratificación - Homogeneidad - Vibración

Tabla 10. Criterios de selección para barrenas

Una barrena siempre debe de ser seleccionada de acuerdo a la formación que se va a atravesar. Es de suma importancia que se describan e identifiquen completamente las formaciones a las que someteremos nuestra barrena.

Si la formación es muy elástica, tiende a deformarse cuando se comprime en lugar de fracturarse. A pesar de que la roca presente una resistencia a la compresión relativamente baja, es posible que la barrena no penetre fácilmente. En estas situaciones cuando se perfora con barrenas PDC se recomienda cortadores grandes.

La lista que se muestra a continuación resume los principales tipos de formaciones en orden decreciente de dificultad para perforarlas:

- 1.- Arcilla
- 2.- Barro compacto
- 3.- Marla
- 4.- Evaporita
- 5.- Yeso
- 6.- Lutita
- 7.- Limo
- 8.- Arenisca
- 9.- Anhidrita
- 10.- Caliza
- 11.- Dolomita
- 12.- Conglomerado
- 13.- Horsteno
- 14.- Rocas volcánicas

-Formaciones 1 a 7.- Se consideran aptas para perforarse con barrenas tipo PDC

-Formaciones 8 a 11.- Se considera el uso de barrenas tipo PDC sólo para ciertas aplicaciones.

-Formaciones 12 o mayores.- Se recomienda el uso de barrenas tricónicas.

a. Barrenas Tricónicas

Cuando se perforan yacimientos de aceite, gas y geotérmicos localizados en áreas profundas, las altas temperaturas son el factor que afecta en mayor medida el desempeño de los sistemas de perforación. Adicionalmente, las litologías que se deben de atravesar para llegar a estos yacimientos son por lo general de rocas de alta dureza, por lo que se requiere la utilización de barrenas Triconicas. En el caso de este tipo de barrenas, uno de los mayores problemas que enfrentan corresponde a los sellos utilizados. Los sellos convencionales utilizados en las barrenas Triconicas son por lo general para un rango de uso hasta los 301 °F (150 °C) y se degradan térmicamente cuando se les somete a temperaturas superiores a estas.

Para fabricar una barrena tricónica capaz de operar a temperaturas mayores de pozo, se han desarrollado nuevos tipos de caucho para la fabricación de sellos que puedan soportar este tipo de ambientes.

El desempeño mejorado de los componentes de caucho de alta temperatura extiende las ventajas de los sellos mecánicos en las aplicaciones de las barrenas Triconicas en altas temperaturas.

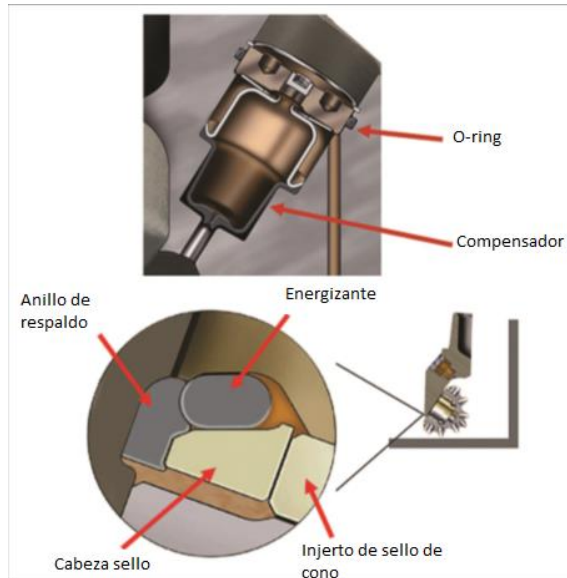


Figura P. Esquema de sellos mecánicos de una barrena tricónica

Para la perforación de este tipo de proyectos y la selección de alguna barrena tricónica, se tienen que considerar varios puntos.

Para comenzar se tienen disponibles tres tipos diferentes de barrenas Triconicas, que se diferencian por el tipo de sistemas de sellado y rodamientos.

Las barrenas Triconicas con rodamientos sin sello son frecuentemente utilizadas en aplicaciones geotérmicas en donde la temperatura restringe el uso de sellos. Sin embargo, la vida útil de las barrenas de rodamientos sin sello es limitado, ya que los contaminantes del ambiente conducen a una pronta falla de los rodamientos.

Las barrenas Triconicas con rodamientos sellados se dividen en dos tipos: con sellos de caucho y con sellos mecánicos. Son lubricadas con grasa y ofrecen una mayor carga y durabilidad en los rodamientos. En aplicaciones de alta temperatura son preferidos sellos mecánicos a sellos de caucho. La superficie de sello dinámica metal-metal de la cara mecánica es más duradera y genera menor fricción y calor que los sellos de caucho, los cuales tienden a rozar contra el acero de los rodamientos.

Los componentes de caucho convencionales utilizados en barrenas Triconicas para la perforación de pozos de aceite y gas, se tornan duros y frágiles cuando son expuestos a temperaturas por encima de los 302 °F (150 °C). Además, ciertos componentes, como los O-rings, experimentan fuerzas de compresión y pierden su capacidad de sellado, lo que conlleva al filtrado de fluido hacia el interior de la herramienta y la subsecuente falla de la herramienta.

Se han realizado numerosas investigaciones que han llevado al reemplazo de los componentes de caucho de las barrenas Triconicas, por componentes con mezclas de

flúor. Este tipo de sellos han demostrado mejorar el desempeño de las barrenas Tricónicas en ambientes de alta presión y alta temperatura.

En conclusión las barrenas tricónicas para aplicaciones HPHT deben ser fabricadas tomando en cuenta que sus componentes de caucho deben ser reemplazados por caucho con mezcla de flúor para que puedan soportar las condiciones del medio. Según un estudio realizado en el 2011 por David Shakhovskoy, Aaron Dick, Gary Carter y Martin Jacobs, el tipo de barrenas tricónicas arriba expuesto mejora el desempeño en ambientes HPHT de la siguiente forma:

- El tiempo promedio de perforación antes de fallar incrementó de 20.1 horas a 32.6 horas.
- El promedio de distancia perforada por barrena se incrementó de 63.1 m a 79.9 m.
- La compresión de los O-rings removidos de las barrenas gastadas se redujo a un 37%, siendo la compresión del caucho normal el 99%.

b. Barrenas de cortadores fijos

Las barrenas de diamante tienen un diseño muy elemental. A diferencia de las tricónicas, carecen de partes móviles, aunque esta característica sería deseable.

El material usado para la construcción, además de los diamantes, puede variar según el tipo de las barrenas y de las características de los fabricantes.

Normalmente el cuerpo fijo de la barrena puede ser de acero o de carburo de tungsteno (matriz) o una combinación de ambos.

Estas barrenas son fabricadas con diamante natural o sintético, según el tipo y características de la misma. La dureza extrema y la alta conductividad térmica del diamante lo hacen un material con alta resistencia para perforar en formaciones duras a semiduras, y en algunos tipos de barrenas, hasta formaciones suaves.

Las barrenas de diamante, a excepción de las barrenas PDC, no usan toberas de lodos para circular el fluido de control para aprovechar su hidráulica.

Están diseñadas de tal manera que el fluido de perforación pueda pasar a través del centro de la misma, alrededor de la cara de la barrena y entre los diamantes por unos canales llamados vías de agua o de circulación.



Figura Q. Barrena de diamantes

Los conductos para encauzar el fluido de perforación (vías de agua), en las barrenas de diamantes no son tan variables como los de las barrenas de chorro con toberas. Estas tienen dos configuraciones básicas, el flujo con matriz y el flujo radial, también existen variaciones de cada tipo, así como combinaciones de ambos.

Por la configuración de este tipo de barrenas, el fondo del agujero se encuentra junto a las vías de circulación para crear restricciones al flujo, y así forzar el fluido de perforación a través del diamante para limpiar y enfriar la barrena y, a la vez, cortar la roca por fricción y compresión. Por lo general entre más dura y más abrasiva sea a formación, más pequeño será el diamante que se debe usar en la barrena.

La IADC desarrolló un sistema de codificación para la identificación de barrenas de cortadores fijos que incluye a todos los tipos: diamante natural, compactos de diamante policristalino (PDC) o de diamante térmicamente estable (TSP). Este código consiste en cuatro caracteres (una letra y tres números) que describen siete características básicas:

1. Tipo de cortadores.
2. Material del cuerpo de la barrena
3. Perfil de la barrena.
4. Diseño hidráulico para el fluido de perforación.
5. Distribución del flujo.
6. Tamaño de los cortadores.
7. Densidad de los cortadores.

Barrenas de diamante natural

Las barrenas de diamante natural, al igual que las de otros tipos de diamante, tienen un cuerpo fijo cuyo material puede ser de matriz o de acero.

El tipo de flujo es radial o de contra matriz, y el tipo de cortadores es de diamante natural incrustado en el cuerpo de la barrena, con diferentes densidades y diseños como se clasifica en el código IADC.

El uso de estas barrenas es limitado en la actualidad salvo en casos especiales para perforar formaciones muy duras.



Figura R. Corona de diamante natural.

Otro uso práctico es la aplicación de barrenas desviadoras (Side Track), para desviar pozos en formaciones muy duras y abrasivas.



Figura S. Barrenas desviadoras (SIDE TRACK)

El mecanismo de corte de este tipo de barrenas es por fricción y arrastre, lo cual genera altas temperaturas. El tipo de diamante utilizado para su construcción es el diamante en su forma natural y no comercial; el tamaño varía de acuerdo con el tipo de diseño de la propia barrena: entre más dura y abrasiva sea la formación, más pequeño será el diamante que se debe usar. Los diamantes utilizados para este tipo de barrenas son redondos, pero de forma irregular.

Barrenas de diamante térmicamente estable (TSP)

El diseño de las barrenas de diamante térmicamente estable (TSP), al igual que las de diamante natural, es de un solo cuerpo sin partes móviles. Son usadas para perforación de rocas duras como caliza dura, basalto, y arenas finas duras, entre otras. Son un poco más usadas para la perforación convencional que la barrenas de diamante natural.



Figura T. Barrena de diamante TSP

El uso de las barrenas TSP también es restringido porque, al igual que las de diamante natural, presentan dificultad en su uso por restricciones de hidráulica.

Así las vías de circulación están prácticamente en contacto directo con la formación y, además, se generan altas torsiones en la tubería de perforación por la rotación de las sartas, aunque en la actualidad se pueden usar con motores de fondo.

Barrenas PDC

Las barrenas PDC pertenecen al conjunto de barrenas de diamante con cuerpos sólidos y cortadores fijos y, al igual que las barrenas TSP, utilizan diamante sintético. Su diseño de cortadores está hecho con diamante sintético en forma de pastillas (compacto de diamante), montadas en el cuerpo de los cortadores de la barrena de diamante natural y las TSP, su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo, al igual que las barrenas tricónicas.

Por su diseño y características, las barrenas PDC cuentan con una gran gama de tipos y fabricantes, especiales para cada tipo de formación: desde muy suaves hasta muy duras, y en diferentes diámetros según el diseño de los pozos.

Además, estas barrenas pueden ser rotadas a alta velocidades, utilizadas con turbinas o motores de fondo, con diferentes pesos sobre barrena y por su alta resistencia, así como fácil manejo según las condiciones hidráulicas.

El mecanismo de corte de las barrenas PDC es por arrastre. Por su diseño hidráulico y el de sus cortadores en forma de pastillas tipo moneda y, además, por sus buenos resultados en la perforación rotatoria, este tipo de barrenas es la más usada en la actualidad para la perforación de pozos petroleros. También representa muchas ventajas económicas por su versatilidad.



Figura U. Barrena PDC

Desde que los primeros cortadores PDC fueron introducidos en 1970, se han hecho avances tecnológicos notables. Los cambios en la tecnología HPHT han mejorado las capacidades de sinterizado, produciendo mejores uniones diamante-diamante y diamante-substrato. Una mejor unión da como resultado una menor ruptura de los cortadores y deslaminación.

Los cambios en la geometría de la tabla de diamantes y los substratos de carburo dan como resultado cambios en el esfuerzo residual, lo que resulta en tablas de diamantes más gruesos e incrementos en el volumen del diamante. En el campo esto se traduce en una vida útil mayor y mayor durabilidad de los cortadores. Los cortadores PDC con una interfaz no plana se convirtieron en el estándar de la industria por muchos años. Las variaciones en el tamaño de grano del diamante y la interfaz proveían a los suministradores de barrenas el desempeño extra para ser competitivos.

Los cortadores PDC pueden ser categorizados por su resistencia a la abrasión, al impacto y a la abrasión térmica. Estas tres propiedades forman la base del criterio de selección. Desafortunadamente, no es posible contar con el máximo desempeño de estas tres

propiedades en un solo tipo de cortador. La decisión de dar prioridad a la maximización de una de las propiedades, será decisión del ingeniero, dependiendo del trabajo que se vaya a realizar, sin arriesgarse a tener otros tipos de fallas y cuidando el aspecto económico.

Una desventaja de este tipo de barrenas son los problemas de acuñaamiento en formaciones deleznales y en pozos donde se debe reparar el agujero por constantes derrumbes de la formación. Este fenómeno contribuye a que la formación las atrape más fácilmente que una barrena tricónica.

En la siguiente tabla se muestran los tipos de cortadores:

Tipo de cortador	Características	Aplicaciones
Resistentes a la abrasión	Tamaño fino del grano del diamante	Formaciones de areniscas afiladas con esfuerzos compresivos de medios a bajos.
Resistentes a impacto	Tamaño grueso del grano del diamante	Formaciones intercaladas o donde se espera alto impacto
Resistente a la abrasión termomecánica	Tamaño fino de grano de diamante con trazas de cobalto	Areniscas afiladas de alto esfuerzo compresivo y ambientes de alta temperatura.

Tabla 11. Ventajas de Tipos de cortadores

El incremento de los ritmos de penetración se debe al mecanismo de corte por cizallamiento de las barrenas PDC, a su más larga duración efectiva, a la resistencia de los diamantes a la abrasión y al hecho de que las barrenas PDC carecen de piezas móviles que puedan fallar. Sin embargo, como ya se menciona es necesario que los componentes de caucho sean reemplazados por caucho con mezcla de flúor para que puedan soportar las condiciones del medio.

Barrenas especiales

- Barrenas desviadoras
- Barrenas monocónicas
- Barrenas especiales

Las barrenas de chorro desviadoras a veces se emplean para la perforación direccional de formaciones blandas durante operaciones de desviación del agujero. La tubería de perforación y la barrena especial son bajadas dentro del agujero; y el chorro grande es apuntado de modo que, cuando se aplica presión de las bombas, el chorro deslava el lado del agujero en una dirección específica.

Una barrena considerada para trabajar en condiciones especiales es la barrena para perforar con aire. Las barrenas de chorro de aire están diseñadas para la perforación con aire, gas ó neblina, como medio de circulación. Estas barrenas están provistas de conductos para circular parte del aire, gas ó neblina a través de los cojinetes no-sellados, con el fin de enfriarlos y mantenerlos limpios.

III.1.3 Tuberías

Debido a que la naturaleza de los pozos HPHT implica que tengan temperaturas elevadas y generalmente grandes profundidades, la necesidad de tuberías de mayor resistencia y menor peso se ha vuelto un aspecto prioritario en la industria petrolera.

En los ambientes HPHT la correcta selección de tuberías, juega un papel fundamental en el éxito de la perforación del pozo. Los esfuerzos de tensión, compresión, torsión, colapso, fricción y estallamiento son considerablemente de mayor magnitud, por lo tanto, la resistencia que deben tener las tuberías que se utilizarán en este tipo de aplicaciones debe ser acorde a los requerimientos del pozo.

Otro aspecto importante a considerar es la recurrencia con la que se encuentran ambientes que generan corrosión en las tuberías. Los contaminantes principales encontrados en este tipo de ambientes son por lo general Ácido sulfhídrico, Dióxido de carbono y salmueras, los cuáles, al estar en contacto directo con las tuberías, las desgastan, reduciendo su tiempo de vida útil.

La necesidad de tuberías que cumplan con los requerimientos anteriormente mencionados, ha llevado al desarrollo de nuevos materiales y tecnologías para superar estos retos.

III.1.3.1 Tubería de perforación (Drill Pipe)

Sarta de perforación

La sarta de perforación es la encargada de transmitir las fuerzas de empuje y rotación, Esta cumple la función de enlace mecánico que conecta a la barrena de perforación que está en el fondo con el sistema rotario que está en la superficie, además de determinar la profundidad del pozo.

Funciones:

1. Transmitir rotación a la barrena.
2. Transmitir y soportar cargas axiales.
3. Transmitir y soportar cargas de torsión.
4. Colocar el peso sobre la barrena para perforar.
5. Guiar y controlar la trayectoria del pozo.
6. Permitir la circulación de fluidos para limpiar el pozo y enfriar la barrena.

La sarta de perforación se compone de los siguientes componentes:



Figura V. Amortiguador



Figura W. Adaptador



Figura X. Barra



Figura Y. Portabarrena



Figura Z. Barrena



Figura AA. Anillo guía



Figura AB. Martillo

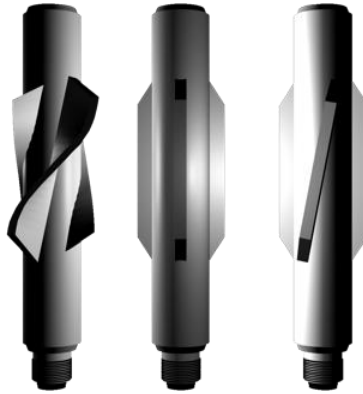


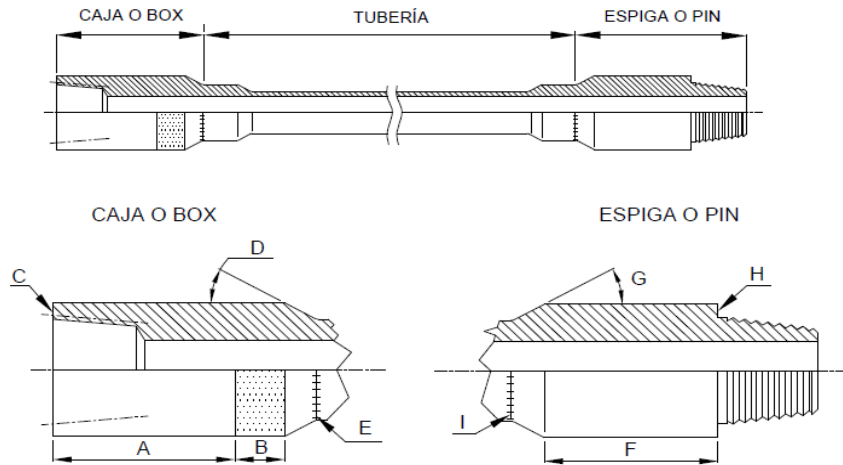
Figura AC. Estabilizadores

El largo de la sarta va aumentando cuando cada vez vamos agregando tuberías a nuestra sarta de perforación.

Para una perforación eficiente siempre debemos tener una sarta de perforación lo mas vertical posible para evitar vibraciones que provoquen fatigas de material en los componentes.

a. Descripción

La tubería de perforación o drill pipe, es un elemento que constituye la mayor parte de la sarta de perforación, estas son columnas de tubos de acero cuyas longitudes oscilan entre los 18 y 45 ft., están provistos de extremos con roscas especiales cónicas llamadas uniones, la de rosca exterior se denomina espiga o “Piñón Macho” y la de rosca interior caja o “Hembra”; las uniones de algunas tuberías están cubiertas con material duro llamado bandas de metal duro (Hardband). Los diámetros de tubería más comúnmente usados van de 3 1/2” a 5”, cabe recalcar que estos dependerán del tamaño y profundidad del pozo.



A.- Área de llave en la caja

B.- Área de material duro (Hardband)

C.- Sello en la caja

D.- Hombro de elevador

E.- Soldadura en caja

F.- Área de llave en espiga

G.- Hombro de espiga

H.- Sello en la espiga

I.- Soldadura en la espiga

Figura AD. Partes Principales de la Tubería de Perforación

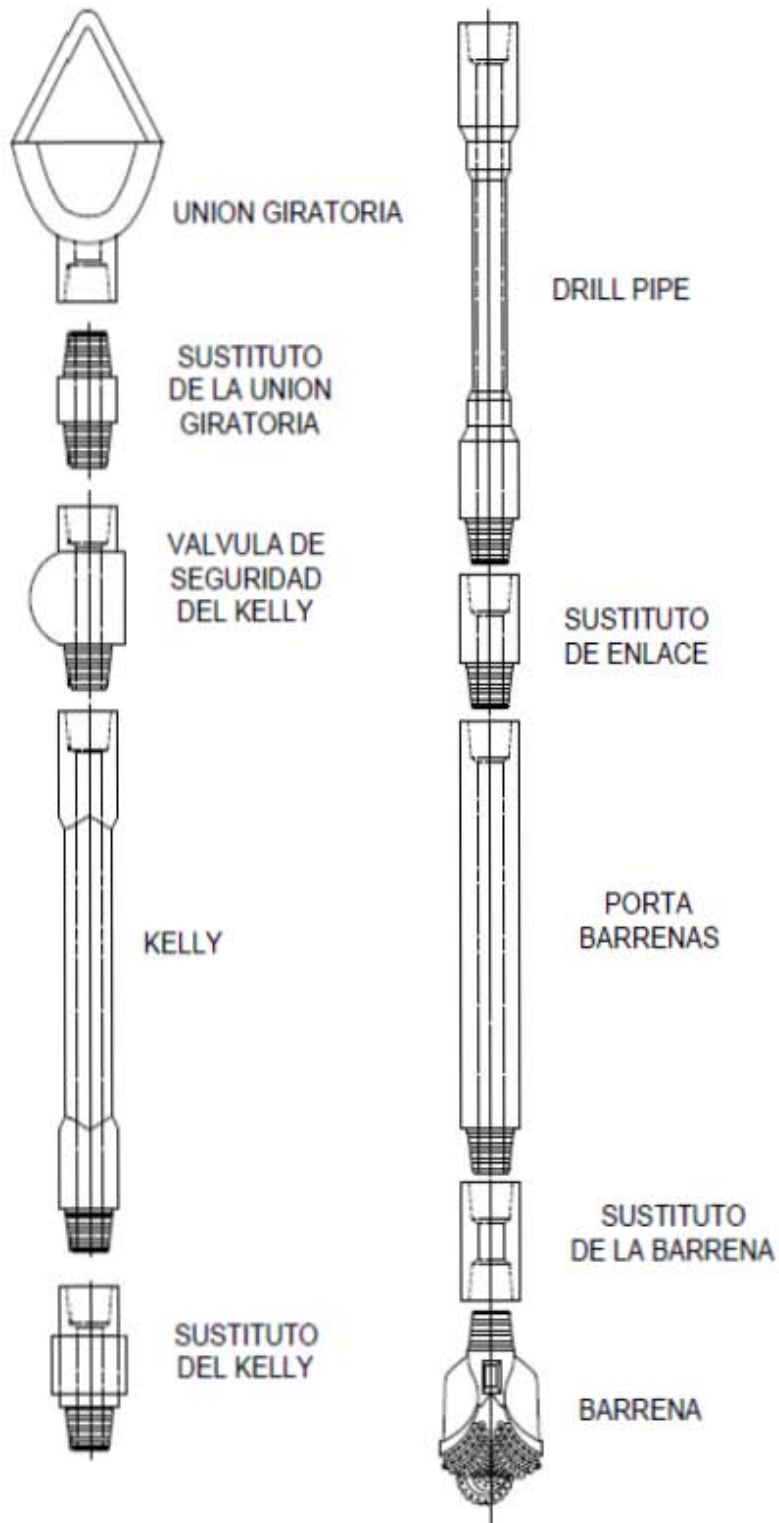


Figura AE. Componentes de la sarta de Perforación

b. Operación

La tubería de perforación trabaja como un elemento de la sarta de perforación que se une por medio de conexiones, permitiendo alcanzar la longitud necesaria para perforar hasta la profundidad final del pozo; además esta gira junto con el vástago “kelly”, el cual es el encargado de transmitir el movimiento a la sarta y esta a su vez a la barrena.

Con el fin de lubricar la barrena y de conducir hacia la superficie los recortes generados por la perforación se utiliza el fluido de perforación, el cual es conducido hacia abajo por el interior de la tubería.

En un pozo profundo, la parte superior de la tubería de perforación está sometida a un esfuerzo de tensión considerable durante el proceso de perforación, debido a que la mayor parte del peso de la tubería se sostiene desde la torre.

c. Fabricación

La tubería de perforación está fabricada siguiendo las Normas API esta se elabora en tres distintos rangos dependiendo de su longitud.

Rango 1: 5,5 a 6,7 m (18 - 22 pies)

Rango 2: 8.23 a 9,75 m (27 - 32 pies)

Rango 3: 11,6 a 13,7 m (38 - 45 pies)

Siendo la tubería más comúnmente usada la de 9,1 m (30 pies), esta longitud no incluye la unión de tubería que va fija en cada extremo.

Los tubos de perforación pertenecen a uno de los cuatro grados API (API SPEC 5D):

1. Grado E

2. Grado X-95

3. Grado G-105

S-135

4. Grado

Que a la vez se agrupan como (API SPEC 5D)

Grupo 1: Tubos de perforación de Grado E

Grupo 3: Todos los tubos de perforación de alta resistencia (grado X-95, G105, S135)

Los tramos de tubería se unen entre sí por medio de uniones (tool joint o junta). La mitad macho de la unión se fija a un extremo de un tramo de tubería y la otra mitad hembra, a otro extremo.

d. Causas más comunes de fallas en tuberías

El mayor causante de las fallas de la tubería de perforación se debe al proceso de corrosión-fatiga, estas fallas por lo general empiezan en el interior de la tubería, formando grietas diminutas que se abren en la superficie y se cierran al estar trabajando la tubería en rotación y tensión o compresión, y los fluidos corrosivos que se bombean metiéndolos y sacándolos de la grieta de modo que ésta es agrandada tanto por falla mecánica como por corrosión hasta que el tramo de tubería debe desecharse o finalmente falla.

El exceso de peso en la barrena también puede producir fatiga y consecuentemente falla de la tubería debido a un choque violento.

Un tramo de tubería puede fallar por la aplicación de una tensión excesiva, estas fallas generalmente se dan en la parte superior del pozo y se debe a que la carga por unidad de área excede la capacidad de tensión del componente más débil.

Las fallas por torsión, casi siempre ocurren en la unión de la tubería en la parte superior del pozo, y se manifiesta como una elongación de la espiga o una expansión en la caja, depende de cual tenga la menor resistencia.

La presencia de partículas extrañas puede causar mucha fricción, arrancando partes del metal, las cuales se conglomerarán perjudicando a la rosca o a la superficie del tope que harán fallar la junta. Por esto es muy importante que las roscas y los topes se conserven limpios y protegidos con un lubricante adecuado para roscas.

La presencia de sulfuro (SSC) puede causar agrietamiento, esto suele darse cuando la tubería de perforación opera en presencia de sulfuro de hidrógeno, y es más común en las espigas de las conexiones rotatorias.

Además las uniones están expuestas al desgaste superficial debido al rozamiento en las paredes del pozo. Para evitar este desgaste las uniones de algunas tuberías se cubren con material duro llamado bandas de metal duro.

e. Criterios generales de selección de tuberías

Existen distintos tipos de factores que influyen decisivamente en la selección de los tubos de perforación que compondrán la columna. Dentro de las más importantes, se puede citar:

- Diámetro externo de la columna de barras
- Grado de acero utilizado
- Peso de la columna (Kg./m)
- Capacidad de guinche
- Capacidad del equipo y de la mesa de maniobras
- Capacidad de las bombas, volumen y presión
- Profundidad total prevista para el pozo

- Condiciones geológicas esperadas
- Velocidad de bombeo y presión en el fondo
- Pérdidas de carga del sistema.

III.1.3.2 Tuberías de revestimiento

Tuberías de revestimiento

Son tuberías especiales que se introducen en el pozo perforado y que luego son cementadas para lograr la protección del agujero y permitir posteriormente el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta superficie.

Todos los pozos perforados para la producción de aceite y gas o para operaciones de inyección deben de estar protegidos por un material que tenga la suficiente fuerza y adecuada funcionalidad.

La tubería de revestimiento es el mayor componente estructural de un pozo. La tubería de revestimiento mantiene la estabilidad del agujero, previniendo la contaminación, aislando acuíferos y controlando las presiones del pozo durante la perforación, producción y las operaciones de terminación. La tubería de revestimiento provee un medio para la instalación de los preventores, equipo de cabeza de pozo, empacadores de producción y la tubería de producción. El costo de la tubería de revestimiento representa una parte significativa del total del costo del pozo. Por lo tanto, la selección de su tamaño, grado de acero, materiales, conexiones y profundidad de instalación es una consideración prioritaria dentro de la ingeniería y el factor económico.

Funciones:

La razón primaria de colocar una tubería de revestimiento en un pozo, es proporcionar protección al hoyo en una forma segura, confiable y económica.

Entre las funciones más importantes de las tuberías de revestimiento están:

- Evitar derrumbes en el pozo durante la perforación.
- Evitar la contaminación de aguas superficiales.
- Suministrar un control de las presiones de formación.
- Prevenir la contaminación de las zonas productoras con fluidos extraños.
- Al cementarlo, se puede aislar la comunicación de las formaciones de interés.
- Confinar la producción del pozo a determinados intervalos.
- Facilitar la instalación del equipo de superficie y de producción.

Características

Las tuberías de revestimiento se fabrican de acero de la más alta calidad y bajo estrictos controles de seguridad en los procesos de fabricación. Son del tipo sin costura, obtenidas por fusión en horno y soldadas eléctricamente.

El API ha desarrollado especificaciones para la tubería de revestimiento, aceptadas internacionalmente por la industria petrolera. Entre las especificaciones incluidas para los revestidores y las conexiones están características físicas, propiedades de resistencias a los diferentes esfuerzos y procedimientos de pruebas de control de calidad. En los diseños se deben tomar en cuenta tales especificaciones para minimizar las posibilidades de fallas.

El API ha adoptado una designación de grado a la tubería de revestimiento definiendo, la característica del esfuerzo de cedencia de la tubería. El código del grado consiste en una letra seguida de un número, la letra designada por el API fue seleccionada arbitrariamente para proporcionar una asignación única para cada grado de acero que fue adoptada como estándar, el número de la asignación representa el mínimo esfuerzo a la cedencia del acero en miles de psi.

Ejemplo:

Una tubería de revestimiento en grado de acero N-80, tiene un esfuerzo a la cedencia de 80,000 lb/pg²

N-80 = 80,000 lb/pg² ó psi

El esfuerzo de cedencia definido por el API es el esfuerzo de tensión mínimo requerido para producir una elongación por unidad de longitud de 0.005 sobre una prueba en un muestra en laboratorio cercana al límite elástico.

Tipos de tuberías de revestimiento

El número de sargas de revestimiento que se colocan en un pozo está en función de la naturaleza de las formaciones por atravesar y de la profundidad final de agujero.

Las diferentes sargas de revestimiento que se pueden colocar en un pozo son:

Conductor marino

Es la primera sección de revestimiento que se utiliza en la perforación con el objetivo de proteger el suelo superficial no consolidado y blando, asegurando la estabilidad de la superficie donde es colocado el equipo de perforación además de guiar la sarga de perforación y las

subsecuentes tuberías de revestimiento dentro del agujero. La profundidad de asentamiento varía entre 90' y 150', con un tamaño entre 26" y 45".

Son clavados con martillos hidráulicos o vibratorios y el nombre que se le da a esta sarta está relacionado al tipo de operación que se realiza:

- Conductor marino: perforación costa afuera con preventores superficiales.
- Pilote de fundación: perforación costa afuera con preventores submarinos.
- Tubería hincada: perforación en tierra.

Tubería de Revestimiento Conductora:

Es un tubo guía de diámetro grande (16" a 30") que se coloca a profundidades someras, cementada hasta superficie o lecho marino, y es la primera tubería de revestimiento sobre la cual se montan los preventores. Se utiliza para reforzar la sección superior del hoyo y evitar que la circulación de fluidos de perforación lo lave demasiado. La profundidad de asentamiento varía entre 150' y 250'.

Sus principales funciones son:

- Evitar que las formaciones someras no consolidadas se derrumben dentro del agujero.
- Proporcionar una línea de flujo elevada para que el fluido de perforación circule hasta los equipos de control de sólidos y a los tanques de superficie.
- Proteger formaciones de agua dulce superficiales de la contaminación por el fluido de perforación.
- Permite la instalación de un sistema desviador de flujo y de un preventor anular.

Tubería de Revestimiento de Superficie:

Tiene como objetivo fundamental proteger las formaciones superficiales de las condiciones de perforación más profundas. La profundidad de asentamiento varía entre 300' y 3500' dependiendo de la ventana operativa y generalmente se cementa hasta superficie.

Entre sus funciones más importantes están:

- Evitar la contaminación de yacimientos de agua dulce.
- Proporcionar un gradiente de fractura suficiente para permitir la perforación del próximo agujero.
- Servir de soporte para la instalación del equipo de seguridad (VIR's).
- Soportar el peso del resto de las tuberías que serán colocadas en el pozo. Por esta razón se cementan hasta superficie.

Tubería de revestimiento Intermedia:

Este tipo de revestimiento proporciona integridad de presión durante las operaciones de perforación subsecuentes. También se le llama Protectora porque protege las formaciones de altas densidades de lodo, con profundidades de asentamiento entre 11000' y 12000'.

Sus funciones más importantes son:

- Facilita el control del pozo si se encuentran zonas de presiones anormales.
- Aísla formaciones problemáticas, lutitas deleznales, flujos de agua salada o formaciones que contaminan el fluido de perforación.
- Permite bajar la densidad del lodo para perforar zonas de presiones normales que se encuentran debajo de zonas anormalmente presurizadas.

Tubería de revestimiento de Producción:

Es la sarta de revestimiento a través de la cual se completa, produce y controla el pozo durante toda su vida productiva y en la cual se pueden llevar a cabo varios tipos de reparaciones. Este revestimiento se coloca hasta cubrir la zona productiva y proporciona un refuerzo para la tubería de producción ("tubing") durante las operaciones de producción del pozo. Por lo general, no se extiende hasta la superficie y es colgada en la tubería de revestimiento anterior a ella (liner). La profundidad de asentamiento es la profundidad total del pozo.

Las principales funciones son:

- Aislar las formaciones o yacimientos para producir selectivamente.
- Evitar la migración de fluido entre zonas.
- Servir de aislamiento al equipo de control (cabezal) que se instalará para manejar la producción del pozo.

Camisa o "Liner" Intermedia o Protectora:

Las camisas protectoras o intermedias son sartas que no se extienden hasta la superficie y se cuelgan de la anterior tubería de revestimiento. El propósito de esta sarta es prevenir problemas de pérdida de circulación cuando se requieren altas densidades de lodo. Proporciona la misma protección que el revestimiento intermedio.

Camisa o "Liner" de Producción:

Este tipo de tubería se coloca en la sección interior del revestimiento de producción.

Su uso principal se realiza en pozos exploratorios debido a que se pueden probar las zonas de interés sin el gasto de una sarta completa. Luego si existe una producción comercial de hidrocarburo, se puede conectar la sarta hasta superficie. En la mayoría de los casos se corre con una herramienta especial en el tope del mismo que permite conectar la tubería y extenderla hasta la superficie si se requiere. Normalmente, va colgado a unos 500' por encima del último revestimiento cementado hasta la profundidad final del pozo.

Tie Back:

Los liners de producción generalmente se conectan hasta superficie (en el cabezal del pozo) usando una sarta de revestimiento "tie back" cuando el pozo es completado. Esta sarta se conecta al tope del liner con un conector especial.

Los pozos de alta presión y alta temperatura en aguas profundas, se encuentran en ambientes de perforación los cuáles presentan grandes retos para los ingenieros de pozo. En el Golfo de México de forma típica se encuentran perfiles de presión de formación y de gradiente de fractura los cuales generan una ventana operativa muy angosta que resulta en un diseño de perforación de 7 a 9 etapas de revestimiento.

Los altos costos de estos pozos demandan una terminación de alto costo para volverse económicamente rentables, lo cual define el tamaño del revestimiento de producción y de los liners.

La tubería de revestimiento es una parte esencial de la perforación y terminación de un pozo petrolero. Consiste en una columna de tuberías de acero que se introducen dentro del pozo enroscándolas una a otra para formar un tubo continuo hasta que se alcance la profundidad deseada. Generalmente se presentan los siguientes tramos de tubería de revestimiento en los pozos.

La tubería de revestimiento en si trabaja de manera fija puesto que su función es la de evitar que las paredes del pozo se desmoronen y se produzcan reventones de agua o gas que puedan entorpecer el progreso de la perforación o que puedan dañar las arenas productivas.

La tubería de revestimiento tiene por objetivos cumplir con los siguientes puntos:

- Proveer soporte a las formaciones débiles y altamente fracturables.
- Aislar zonas de agua o de aceite mediante la presencia combinada de la tubería de revestimiento y el cemento.
- Proveer una conexión segura para los equipos en la cabeza del pozo (BOP=Blow Out Preventer) y árbol de navidad.
- Proveer el diámetro del agujero conocido con el fin de facilitar la corrida del equipo de pruebas y terminación del pozo.

III.1.3.3 Diseño Típico de etapas de revestimiento de un pozo en aguas profundas del Golfo de México

El estado mecánico de pozo mostrado en la figura 1 ha probado ser útil para exploración en aguas profundas del golfo de México. El mismo tiene sus limitaciones cuando se considera terminaciones de alto gasto en ambientes de HPHT y de HPHT Extremo. La figura J es una modificación del diseño de exploración. Se utilizan las mismas sartas de 22 y 18 pulgadas, pero el revestimiento de 16 pulgadas es corrido hasta la línea de lodo y mejorado a la presión interna mínima del Yield Point de 10, 680 psis, en la parte inferior del revestimiento intermedio de 16 pulgadas se encuentran dos liners de tamaño específico que proveen media pulgada de espacio entre el diámetro exterior y el drift del revestimiento anterior. El liner de perforación-producción es cambiado por uno con una pared más pesada de 10-3/4 de pulgada que mantiene un drift de 8-1/2 pulgadas.

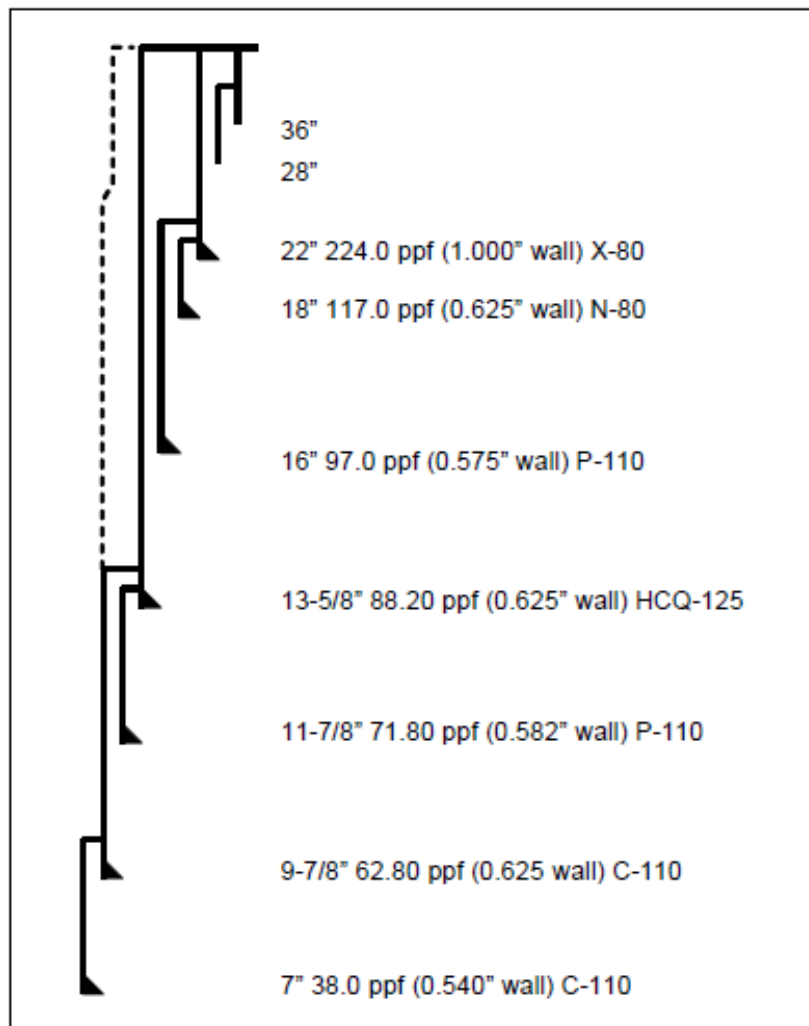


Figura AF. Programa de revestimiento típico para un pozo exploratorio en aguas profundas del golfo de México con liner de producción y tieback.

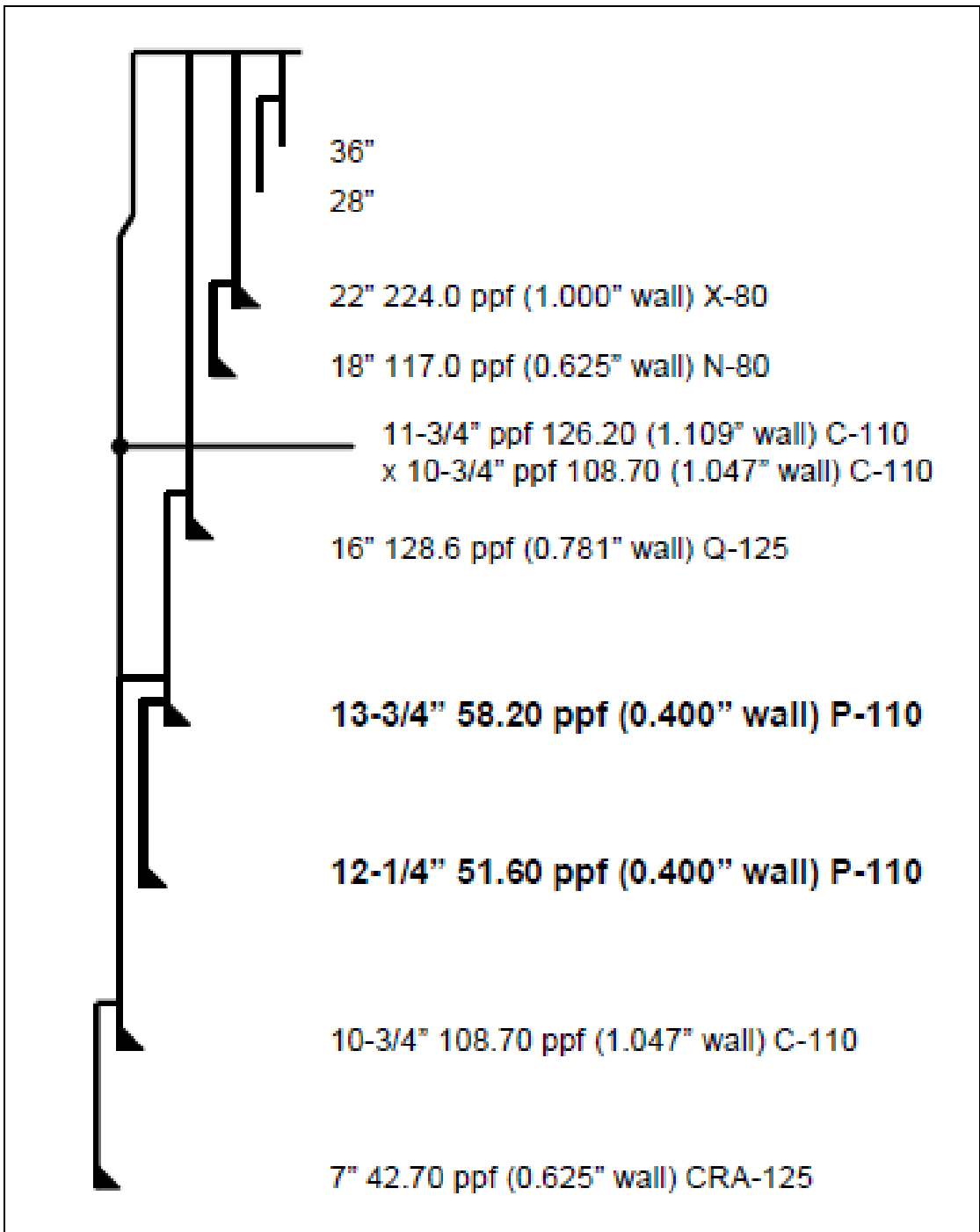


Figura AG. Pozo exploratorio mejorado para alojar tuberías de producción de 18,000 psi y una terminación de 5-1/2 pulgadas.

La figura 2 utiliza sartas de diseño para lograr lo siguiente:

- Un agujero de 8-1/2 pulgadas de diámetro en el fondo
- Revestimientos de producción de más de 18,000 psis de presión mínima interna de Yield Point
- Tubería de producción de 5-1/2 pulgadas
- Tieback superior con un Drift de 9-3/8 de pulgadas (para colocar una valvula de seguridad)
- Espacio por fuera del Tieback para utilizar espuma sintáctica la cual mitiga la construcción de presión en el espacio anular.



Figura AH. Programa de Revestimiento

III.1.4 LWD – MWD

La tecnología de registro mientras se perfora o LWD, por las siglas en inglés "Logging While Drilling", es la tecnología de tomar medidas de las propiedades de las formaciones mientras se esta construyendo el pozo. El desarrollo histórico de la tecnología se inicia con el desarrollo de las primeras herramientas MWD, por las siglas en inglés "Measurement While Drilling" para evaluación de las formaciones, las herramientas de resistividad corta normal y rayos gamma MWD, las cuales se utilizaron para evaluación cualitativa de las formaciones. Los avances posteriores permitieron la introducción de nuevas herramientas de resistividad, las cuales se basan en la propagación de ondas electromagnéticas, herramientas de rayos gamma que permiten la medición de la radiactividad de las formaciones, herramientas de densidad, neutrón y sónica, con las cuales se constituye un conjunto básico de medidas para la evaluación de las formaciones. <http://www.bdigital.unal.edu.co/806/#sthash.UHBi6Dzy.dpuf>

Esta tecnología permite visualizar el ambiente del pozo durante el proceso de la operación de perforación, lo cual no podía hacerse con las herramientas de registro a cable; además permite la evaluación de las formaciones por comparación de información obtenida a diferentes tiempos, durante y después de la perforación de una sección del pozo y luego de finalizar toda la operación de perforación; esta información ayuda a entender las propiedades de las formaciones que están siendo y que han sido perforadas.

Las tecnologías MWD y LWD han sido las que han evolucionado más rápidamente en la industria petrolera. Con los avances logrados en componentes electrónicos, ingeniería de materiales y tecnología de baterías se ha hecho tecnológicamente posible el realizar mediciones en la barrena y transmitir las a la superficie en tiempo real para ser interpretadas por los ingenieros en perforación y los geólogos.

Los desarrollos recientes en tecnología MWD y LWD incluyen sensores que miden la velocidad acústica de la formación y proveen imágenes electrónicas de la pared de pozo.

III.1.4.1 MWD

A pesar de que muchas mediciones son realizadas mientras se perfora el término MWD es comúnmente utilizado para referirse a las mediciones en fondo de pozo tomadas mediante un dispositivo electromecánico en el aparejo de fondo de pozo. Normalmente, la capacidad de enviar la información adquirida a la superficie sin detener la perforación está incluida en el término MWD. Los métodos telemétricos tienen dificultades cuando se trata de manejar grandes volúmenes de información, así que la definición de MWD también se amplía a las herramientas que almacenan información en una memoria la cual se recupera cuando la herramienta esta en superficie. Todos los sistemas MWD típicamente poseen 3 componentes fundamentales:

- Sistemas de potencia
- Sistemas de telemetría
- Sensores direccionales

a. **Sistemas de potencia**

Los sistemas de potencia en los sistemas de medición mientras se perfora se dividen en dos clasificaciones generales: baterías y turbinas. Ambos tipos de sistema de potencia tienen ventajas y limitaciones. En varios sistemas MWD, una combinación de este tipo de sistemas de potencia es utilizada para proveer poder a la herramienta en la sarta con o sin el flujo de fluido de perforación, o durante condiciones de flujo intermitente.

- **Baterías.** - Estas pueden proveer a la herramienta de energía sin necesidad de la circulación del fluido, y son necesarias si se realizara una toma de registros durante viajes de tubería ya sea dentro o fuera del agujero.

Las baterías más comúnmente usadas, son aquellas basadas en litio-tionilo debido a su excelente combinación de densidad de alta energía y desempeño superior a las temperaturas de servicio de MWD. Las baterías proveen un voltaje estable durante su vida útil, y no requieren de arreglos electrónicos complejos para acondicionar el suministro. A pesar de que estas baterías son altamente eficientes, no son recargables, y el desecho de estas está sujeto a regulaciones ambientales demasiado estrictas. Estas baterías, sin embargo, están limitadas a un suministro de energía instantáneo, además de que no son aplicables a condiciones de alta temperatura. Si estas baterías son calentadas por encima de los 180°C pueden llevar a una reacción violenta y acelerada que resultara en una explosión de fuerza significativa, debido a esto no deben ser utilizadas en ambientes de HPHT.

- **Turbinas.** - Este sistema de potencia utiliza la energía del fluido de perforación circulante para suministrar de energía a las herramientas MWD y LWD. Un rotor es colocado en la corriente del fluido, el cual es dirigido hacia las aspas del rotor por medio de un estator. La fuerza rotacional es transmitida desde el rotor a un alternador a través de un eje común. El poder generado por el alternador normalmente no se encuentra en una forma inmediatamente utilizable, dado a que es una corriente alterna trifásica o de frecuencia variable. Se requiere de una configuración de circuitos electrónicos compleja para rectificar la corriente alterna a corriente directa. Los rotores para este tipo de equipos deben de ser capaces de aceptar un rango amplio de gastos para ajustar los equipos a todas las posibles condiciones de bombeo. Similarmente, los rotores deben ser capaces

de tolerar cantidades considerables de escombros que se encuentran en el fluido de perforación.

b. Sistemas de Telemetría

La telemetría se refiere al envío de información desde la herramienta MWD hasta la superficie. El método estándar en los sistemas comerciales MWD y LWD es el envío de pulsos a través del lodo.

Existen otros métodos de envío de información que no son utilizados de forma regular, debido a las múltiples limitaciones que presentan, entre ellos se encuentran:

- Los sistemas acústicos que transmiten a través de la tubería de perforación sufren de una atenuación de 150 decibeles por cada 1000 metros en el fluido de perforación. Debido a la profundidad de los pozos HPHT el uso de esta tecnología no es óptimo.
- La telemetría a través de línea eléctrica ha sido un área de oportunidad para nuevos desarrollos que permiten una transmisión óptima de grandes volúmenes de información a través de la tubería, pero que debido a que requiere tubería de perforación especial, un manejo muy delicado y cientos de conexiones eléctricas que deben permanecer confiables en condiciones adversas, los costos son demasiado elevados.
- La transmisión electromagnética de baja frecuencia es una tecnología poco utilizada debido a que requiere fluidos de perforación especiales tales como aire o espuma. La profundidad desde la cual la información puede ser transmitida por medios electromagnéticos está limitada por la conductividad y grosor de las capas suprayacentes de la formación.

La velocidad de transmisión de información de los distintos sistemas de telemetría se muestra a continuación:

- Pulso en lodo: 24 bps
- Electromagnética: 100 bps
- Tubería cableada: 57,600 bps
- Acústicos: 20 bps

c. Sensores Direccionales

La tecnología más utilizada actualmente en sensores direccionales es y ha sido por varios años, un conjunto de tres magnetómetros ortogonales con puerta de flujo y tres acelerómetros. Los problemas más comunes que sufren los sensores direccionales se deben a que en algunas localizaciones geográficas el componente horizontal del componente magnético de la tierra es pequeño y disminuye la precisión del sensor. Existen numerosos métodos disponibles para mejorar la eficiencia y corregir las mediciones magnéticas con interferencia. Los métodos más recientes analizan tanto la interferencia inducida como permanente en los tres ejes. Si las

lecturas magnéticas pueden ser corregidas para variaciones en el campo diurno se puede tener una mayor precisión de la localización del fondo de pozo, junto con la incertidumbre de la profundidad medida, la incertidumbre de las ubicaciones de fondo de pozo contribuye a los errores de la profundidad total. Debe mencionarse que todos los métodos de mediciones en tiempo real AZIMUTH requieren de información cruda para ser transmitida a la superficie lo cual acarrea cargas a los transmisores telemétricos.

Los MWD navegados mediante giroscopios, ofrecen beneficios significativos por encima de los sensores de navegación convencionales. En adición a una mayor precisión, los giros no son susceptibles a interferencias de los campos magnéticos. Los problemas actuales con la tecnología de giros se centran en hacerlos mecánicamente más robustos, minimizar su diámetro externo y superar su sensibilidad a la temperatura.

III.1.4.2 Confiabilidad de los MWD en ambientes de HPHT

La mayoría de las herramientas MWD pueden continuar con su operación a temperaturas superiores a los 150°C. Una selección limitada de sensores esta disponible para rangos por encima de los 150°C. La temperatura de la herramienta MWD puede ser 20°C más baja que la temperatura de formación medida por los registros geofísicos de pozo; esta tendencia es generada por el efecto de enfriamiento del lodo de circulación. Las temperaturas más altas a las que se someten comúnmente las herramientas MWD son aquellas medidas mientras la sarta de perforación es introducida dentro del agujero y el fluido de perforación no ha estado en circulación durante un largo periodo de tiempo. En estos casos se recomienda una circulación periódica del fluido durante la corrida dentro del pozo.

El desarrollo de un rango más amplio de sensores para alta temperatura en MWD no se rige por problemas técnicos si no por problemas económicos. El periodo útil de los componentes electrónicos sometidos a temperaturas mayores a los 150°C se ve significativamente reducido, lo que lleva a altos costos de mantenimiento y reparación de las herramientas. La confiabilidad de los sistemas en el rango de los 150 a los 175°C se ve afectada en gran medida. Además, los sistemas impulsados por batería, como las celdas de aleación de litio, tienen una densidad de energía menor y por lo tanto un periodo útil más corto en rangos altos de temperatura.

La presión de fondo de pozo representa un problema menor a la temperatura para los sistemas MWD. La mayoría de las sargas de herramienta están diseñadas para soportar hasta los 20,000 psi. La combinación de presión hidrostática y contrapresión del sistema raramente se aproximan a este límite.

Otro de los esfuerzos destructivos para los sistemas de MWD es la fuerza generada por los impactos de torque. Uno de los mecanismos que inducen el impacto torsional (Stick-Slip), es causado por la tendencia de ciertas barrenas que en raras circunstancias perforan la formación, se atorán y paran. La mesa rotaria continua dando torsión a la sarta hasta que la fuerza de

torque se vuelve tan grande que libera la barrena atorada. En el momento en el que la barrena y la sarta de perforación se liberan, se registran severas aceleraciones torsionales instantáneas. Una exposición constante a Stick-Slips pueden llevar a un fallo prematuro de las herramientas MWD.

El personal de perforación debe de tomar acciones remediales para prevenir la falla de la sarta de perforación y de los sistemas MWD. Sin embargo, no importa que acciones preventivas se tomen, ocurrirán fallas durante la perforación. Una proporción muy alta de fallas se da en el 5% de los pozos con las condiciones ambientales más severas. En este tipo de pozos los niveles de impacto podrían exceder las especificaciones de diseño de la herramienta.

<http://www.weatherford.com/dn/WFT113429>

Actualmente Weatherford desarrollo el sistema MWD HEL TM

El sistema de medición mientras se perfora (MWD) de registro de ambientes hostiles (HEL) utiliza telemetría de pulsos de lodo y modulación de pulsos para transmitir las mediciones y la orientación de las herramientas en aplicaciones de perforación direccional en tiempo real. El sistema MWD HEL, fue diseñado especialmente para operar en las condiciones de perforación más extremas, incluso temperaturas y presiones de fondo altas, es ideal para cualquier aplicación.

El resistente diseño del sistema MWD HEL satisface o supera todas las especificaciones convencionales de MWD, incluso altas tasas de flujo y tolerancia de hasta 80 lb/bbl de material de pérdida de circulación (LCM) de grado fino a medio.

- Regímenes de presión y temperatura convencionales
- Pozos de alta presión/alta temperatura (HP/HT) con temperaturas de hasta 356°F (180°C)

III.1.4.3 LWD

Logging While Drilling (LWD) es una técnica de tomar registros de pozo en la cual se incorporan las herramientas de toma de registros a la sarta de perforación, las cuales administran, interpretan y transmiten en tiempo real los valores obtenidos de la formación a la superficie.

Para poder vencer los obstáculos que se presentan en la toma de registros durante la perforación direccional, LWD ha revolucionado el concepto de toma de registros en pozo. Al instalar las herramientas de registros cerca de la barrena al final de la sarta de perforación, este sistema permite a los perforadores tomar registros en pozos que exceden los 60 grados de desviación. Adicionalmente, al proveer información en tiempo real, los sistemas de LWD

ayudan a los perforadores y a los ingenieros a tomar decisiones inmediatas acerca del futuro de la construcción del pozo y de la dirección de la perforación.

Existe una amplia gama de parámetros que podemos obtener con las herramientas LWD dentro de las cuales destacan valores de porosidad, resistividad, forma acústica, dirección del agujero y peso en la barrena. Los sistemas de LWD transmiten la información que obtienen en intervalos regulares mientras se está realizando la perforación. La información es transmitida a través de pulsos que viajan en la columna de lodo (telemetría de lodo) en tiempo real.

A la utilización de la información de LWD para de forma inmediata definir la colocación de un pozo y la predicción de riesgos durante la perforación se le conoce como “perforación inteligente”, el uso de la información obtenida en tiempo real ha permitido aumentar el número de pozos exitosos.

La perforación de pozos en condiciones HPHT posee un significativo conjunto de retos tecnológicos, muchos de los cuales se acercan o exigen ir más allá de los límites operativos de los equipos actuales. La necesidad de tener un correcto análisis de los datos de evaluación de este tipo de yacimientos es vital debido a que existe una limitada cantidad de información de estos, considerando las limitaciones generadas por las condiciones de temperatura, presión y del tamaño de diámetro de las antiguas herramientas de LWD. Cuando tenemos un pozo de 5 pulgadas o menos, no es posible la utilización de equipos de registros convencionales para obtener datos. Aunado a esto, los altos valores de presión a los que se exponen los sistemas de lodos generan problemas a las pulsaciones de datos de los equipos. Debido a las numerosas fallas que han experimentado los equipos de LWD convencionales cuando son expuestos a condiciones de fondo de pozo, es necesario desarrollar nuevas clases de equipos de LWD para poder hacer frente a los retos tecnológicos.

III.1.4.4 Tecnologías Actuales

Las siguientes tecnologías están siendo usadas actualmente en numerosos yacimientos alrededor del mundo:

- MWD Hostile Environment Logging (HEL) – El equipo de toma de registros MWD de ambientes hostiles se encuentra en los rangos máximos de operación en condiciones de temperatura de 356°F (180°C) y a una presión hidrostática de 30, 000 psi (207 Mpa).
- La herramienta de resistividad de multi-frecuencia llega hasta rangos de 356°F (180°C). mientras que equipos más antiguos solo podían llegar a 329°F (165°C) y soporta una presión hidrostática de 30, 000 psi (207 Mpa).

III.1.4.5 Futuro del desarrollo de tecnologías para LWD

El desarrollo de tecnologías que puedan hacer mediciones subsuperficiales en los pozos con ambientes HPHT requieren de inversiones financieras significativas y de pensamiento creativo de gente con mucha experiencia en el área de investigación y desarrollo. Existe una lista de objetivos que deben considerarse para poder desarrollar tecnologías que nos permitan perforar con precisión y confiabilidad en condiciones extremas:

- Una operación de registro de datos más rápida (utilización de combos de registros) para minimizar costos operacionales.
- Mayor confiabilidad de las herramientas.
- Un ritmo de flujo más alto.
- Soportar un rango de presión mayor.
- Soportar la exposición a temperaturas más elevadas.

III.1.5 Equipo para el control de pozos

BOP (Preventor de Reventón del Pozo)

El BOP es un dispositivo que se suele utilizar a nivel del suelo (o si se trata de perforaciones subacuáticas, del lecho marino) con el fin de prevenir el escape accidental de petróleo y/o gas del pozo durante la perforación.

La instalación y operación de los sistemas y equipos de control de pozos resultan ser actividades de vital importancia, ya que sus prácticas deben realizarse con el nivel de seguridad requerido, reduciendo al mínimo los riesgos de un accidente o de un impacto adverso al entorno.



Figura AI. BOP Submarino

Los elementos básicos de un sistema de control son:

Depósito almacenador de fluido

Cada unidad de cierre tiene un depósito de fluido hidráulico, el cual debe tener cuando menos el doble de la capacidad del banco de acumuladores. Por su diseño de fabricación rectangular, cuenta con dos tapones de 4 [pg] en cada extremo, que al quitarlos permite observar el interior cuando se inspeccionan las descargas de las válvulas de cuatro pasos (ram-lock). Por la parte inferior del depósito, salen en forma independiente las líneas de succión para las bombas hidroneumáticas y la bomba hidroeléctrica. Al tanque de almacenamiento descargan las líneas

de las válvulas de seguridad, en caso de presentarse un incremento de presión dentro del sistema.

Acumuladores

Los acumuladores son recipientes que almacenan los fluidos hidráulicos bajo presión. Los términos acumulador y unidad de cierre con frecuencia son empleados en forma intercambiable.

Precisando, una unidad de cierre es una manera de cerrar el preventor, mientras que un acumulador es una parte del sistema que almacena fluido hidráulico bajo presión, para que este actúe hidráulicamente en el cierre de los preventores. Por medio del gas nitrógeno comprimido, los acumuladores almacenan energía, la cual será usada para efectuar un cierre rápido.

Existen dos tipos de acumuladores:

Tipo flotador: utiliza un pistón flotante para separar el nitrógeno del fluido hidráulico.

Tipo separador: usa un diagrama flexible, el cual es de hule sintético, resistente y separa completamente la precarga de nitrógeno del fluido hidráulico.



Figura AJ. Tipos de Acumuladores

UNIDAD PARA OPERAR PREVENTORES (BOMBA KOOMEY)

La bomba Koomey es un conjunto hidráulico, neumático, mecánico y eléctrico. Su función es mantener una presión acumulada para operar en emergencias el cierre de los preventores.



Figura AK. Bomba Koomey.

Para efectuar el cierre de los preventores por medio de la bomba Koomey, se puede hacer con los acumuladores, con la bomba hidráulica triplex o con las bombas neumáticas y con el paquete de energía auxiliar.

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

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

Cabezal de tubería de revestimiento

El cabezal de tubería de revestimiento forma parte de la instalación permanente del pozo y se usa para anclar y sellar alrededor de la siguiente sarta de tubería de revestimiento.



Figura AL. Cabezal de tubería de revestimiento.

Por diseño, puede ser roscable, soldable o bridado; además, se utiliza como base para instalar el conjunto de preventores.

Las salidas laterales del cabezal pueden utilizarse para instalar las líneas secundarias (auxiliares) de control y su uso deberá limitarse para casos de emergencia estrictamente.

Carrete de control

El carrete de control se instala para conectar las líneas primarias de matar y estrangular en un conjunto de preventores. El API-RP-53 recomienda que estas líneas se conecten a un preventor con salidas laterales, eliminando con esto el carrete de control, con la gran ventaja de disminuir la altura del conjunto de preventores, así como el número de bridas que, como se mencionó, es el punto más débil del conjunto.



Figura AM. Carrete de control.

Sin embargo, en la mayoría de los casos se prefiere usar un carrete, ya que, como están sujetos a la erosión, resulta más económico eliminar un carrete que un preventor; también se

dispone de mayor espacio entre preventores, lo que facilita la introducción de la tubería a presión.

Preventor de arietes

El preventor de arietes tiene como característica principal el poder utilizar diferentes tipos y medidas de arietes, según se requiera en los arreglos de los conjuntos de preventores, y por su diseño es considerado como el más seguro.



Figura AN. Preventor de arietes anulares.

Otras características son:

- El cuerpo del preventor se fabrica como unidad sencilla o doble.
- Puede instalarse en pozos terrestres o costa afuera.
- La presión del pozo ayuda a mantener cerrados los arietes.
- Tiene un sistema de operación secundario para cerrar manualmente los arietes.
- Los elementos de los arietes tienen una reserva de hule auto-alimentable.
- Los arietes de corte sirven para cortar la tubería y cerrar completamente el pozo.

Arietes anulares

Los arietes de preventores constan de una pieza de acero fundido de baja aleación y de un conjunto sellante diseñado para resistir la compresión y sellar eficazmente. Los tipos de arietes usados en los arreglos de los conjuntos de preventores son los siguientes:

- **Ariete anular para preventor tipo “U”:**

Los arietes para tubería de perforación o revestimiento están constituidos por un sello superior y por un empaque frontal. Ambos empaques son unidades separadas y pueden cambiarse independientemente.



Figura AO. Ariete anular para preventor tipo “U”.

En caso de emergencia permite el movimiento vertical de la tubería, para lo cual deberá regularse la presión de cierre del preventor, así como también permiten colgar la sarta

- **Arietes ajustables:** Los arietes ajustables son similares a los descritos anteriormente. La característica que los distingue es cerrar sobre un rango de diámetro de tubería, así como de la flecha.



Figura AP. Arietes ajustables.

- **Arietes de corte:** Los arietes de corte están constituidos por cuchillas de corte integrados al cuerpo del ariete, empaques laterales, sello superior y empaques frontales de las cuchillas. La función de estos arietes es cortar tubería y actuar como arietes ciegos para cerrar el pozo, cuando no se dispone de los arietes ciegos. Durante la operación normal de perforación, están instalados en bonetes modificados, aumentando el área del pitón y la carrera de operación.



Figura AQ. Arietes de corte.

- **Arietes ciegos:** Constan de un empaque frontal plano, construido a base de hule vulcanizado en una placa metálica y de un sello superior. Su función es cerrar totalmente el pozo cuando no se tiene tubería en su interior y que por la manifestación del brote no sea posible introducirla. Se instalan en bonetes normales y modificados para arietes de corte.

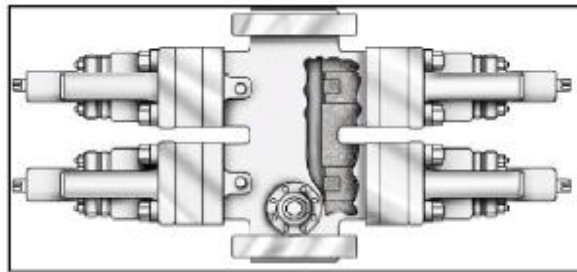


Figura AR. Preventor doble de arietes ciegos.

Preventor esférico

Este preventor esférico, también se conoce como anular, es instalado en la parte superior de los preventores de arietes. Es el primero en cerrarse cuando se presenta un influjo. El tamaño y su capacidad deberán ser iguales que los preventores de arietes.



Figura AS. Preventor esférico.

El preventor consta en su parte inferior de un elemento empacador de hule sintético (dona), que al operarlo se deforma concéntricamente hacia su parte interior efectuando el cierre alrededor de la tubería. Al abrir la “dona” se contrae y queda en posición de abierto al mismo diámetro de paso de los otros preventores.

Conexiones superficiales de control

Al seleccionar las conexiones superficiales de control del pozo, se deben considerar factores tales como las presiones de la formación y en la superficie, métodos de control de pozos que serán empleados, situación ambiental del pozo, corrosividad, volúmenes, toxicidad y abrasividad de los fluidos esperados.

Línea de matar

La línea de matar es una de las partes integrales del sistema de control superficial, requerido para llevar a cabo las operaciones de control de pozos, cuando el método normal de control (a través de la flecha o directamente por la tubería) no puede ser empleado.

La línea de matar conecta las bombas de lodo del equipo, con una de las salidas laterales del carrete de control o de los preventores. La conexión de la línea de matar al arreglo de preventores, dependerá de la configuración parcial que tengan, pero debe localizarse de tal manera que se pueda bombear fluido debajo de un preventor de arietes, que posiblemente sea el que se cierre.

Múltiple de estrangulación

El múltiple de estrangulación está formado por válvulas, cruces y T's de flujo, estranguladores y líneas. Se diseñan para controlar el flujo de lodo y los fluidos invasores durante el proceso de control de un pozo.



Figura AT. Múltiple de estrangulación típico.

En un sistema de control superficial está conectado al arreglo de preventores a través de líneas metálicas que proporcionan alternativas a la dirección del flujo o permiten que éste (por medio de las válvulas) sea confinado totalmente.

El diseño del múltiple de estrangulación debe considerar varios factores que deberán tenerse en cuenta, siendo estos:

- Primero se debe establecer la presión de trabajo que al igual que el arreglo de preventores, estará en función de la presión máxima superficial que se espera manejar, así como de las presiones anticipadas de la formación.
- El o los métodos de control del pozo a usar para incluir el equipo necesario.
- El entorno ecológico que rodea al pozo.
- Tomar en cuenta la composición, abrasividad y toxicidad de los fluidos congénitos y el volumen por manejar.

Estranguladores ajustables

Los estranguladores ajustables son accesorios diseñados para restringir el paso de fluidos en las operaciones de control, generando con esto una contra presión en la tubería de revestimiento, con el fin de mantener la presión de fondo igual o ligeramente mayor a la del yacimiento, lo que facilita la correcta aplicación de los métodos de control.

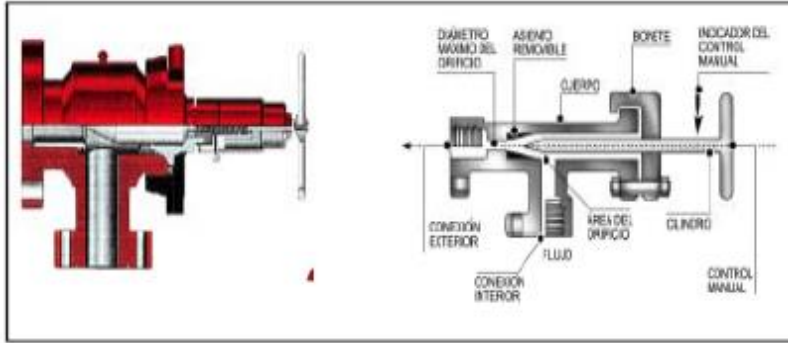


Figura AU. Estranguladores ajustables.

Estrangulador hidráulico

Su diseño consta de entrada y salida bridadas. En función a su rango de trabajo, es instalado en el múltiple de estrangulación y se opera por medio de una consola de control remoto.

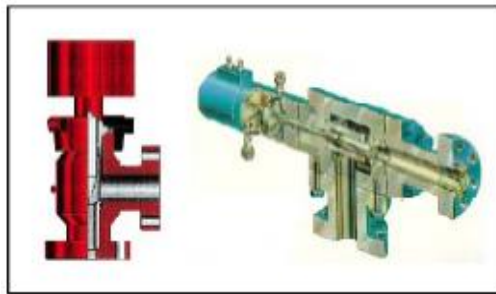


Figura AV. Estranguladores hidráulicos variables.

Algunas ventajas adicionales en comparación con un estrangulador ajustable manual son:

1. La velocidad de cierre y apertura, así como las opciones del diámetro del orificio.
2. Cuando se obstruye por pedacerías de hule, formación y/o fierro, se facilita su apertura hasta el diámetro máximo rápidamente, puede cerrarse posteriormente sin suspender la operación de control.

Consolas de control remoto

Son unidades auxiliares cuya función es accionar el estrangulador hidráulico por medio de una palanca que regula el cierre y apertura del mismo, siendo registrada en la carátula que muestra la posición del estrangulador.



Figura AW. Consola de control remoto.

Cuenta además con manómetros que señalan las presiones en TP y TR así como un contador de emboladas por minuto que indica la velocidad de la bomba. Las señales son enviadas por un transmisor a través de mangueras y los valores se registran en los manómetros de la consola. Son instaladas en el lugar donde se observe totalmente el escenario durante el control del pozo.

Sistemas desviadores de flujo

El sistema desviador de flujo se instala sobre la tubería conductora o estructural y se utiliza como un medio de control del pozo, ya que proporciona un determinado grado de protección antes de que se corra y cimente la tubería de revestimiento superficial sobre la que se instalarán los preventores.



Figura AX. Sistema desviador de flujo.

Un desviador de flujo puede cerrar sobre la flecha, tubería de perforación, tubería de revestimiento o lastra barrenas, y no está diseñado para hacer un cierre completo del pozo o parar el flujo, sino más bien desviarlo abriendo simultáneamente las válvulas de las líneas de desfogue, derivando el flujo de formaciones someras hacia sitios alejados del equipo de perforación y del personal, evitando así el fracturamiento de las formaciones, con el

consecuente riesgo de comunicarse a la superficie por fuera de la tubería conductora, poniendo en peligro a la cuadrilla y a las instalaciones de perforación.

Control de Pozos HPHT

Saber cuándo utilizar equipos de preventores para condiciones HPHT y los límites del equipo estándar, prácticas y procedimientos es crítico en este tipo de perforaciones. Asegurarse de que todas las partes involucradas en la operación entiendan las capacidades del equipo mejorara la seguridad y reducirá los costos del programa de perforación del pozo.

Es claro que la historia de fallas de equipo es mucho mayor cuando se perforan pozos de alta presión y alta temperatura.

Para que un equipo preventores obtenga la clasificación de HPHT se deben considerar el conjunto de condiciones a las que va a ser sometido. La temperatura juega un papel muy importante ya que varias partes del conjunto de preventores deben ser remplazadas para trabajar a estas condiciones. Hablando estrictamente, existen tres métodos generales utilizados para determinar la lista de partes que deben ser remplazadas para que el equipo de preventores sea clasificado como de alta presión y alta temperatura, a continuación se muestra en orden decreciente el listado de análisis técnicos requeridos:

1. Desarrollar un perfil de temperatura con las condiciones más severas anticipadas. Esto es por lo general un proceso de modelado de dos pasos. Primero, se deben determinar los volúmenes y temperaturas máximos esperadas que pudieran ser responsables de generar un descontrol de pozo. Esta información sirve para alimentar un programa el cual calcula un perfil de temperatura, tomando en cuenta los efectos de enfriamiento, con tiempo, distancia debido a la expansión del gas y la transferencia de calor de los alrededores hacia el equipo de control del pozo.
2. Con la experiencia obtenida de operaciones anteriores acerca de cuáles son las piezas que se dañan con mayor frecuencia en un conjunto de preventores, se debe tener un programa con equipo de respaldo o de mantenimiento de dichas partes. Este punto se basa en un conjunto de estadísticas de pozos anteriores que fueron exitosos, los cuáles se desea emular.
3. Remplazar cada parte disponible en el mercado clasificada como de alta presión y alta temperatura. Evidentemente, ésta es la alternativa más costosa, es más conservadora y provee al equipo con la clasificación más alta posible de temperatura disponible actualmente.

Por lo tanto se puede observar que no existe una respuesta sencilla cuando se trata de remplazar partes del equipo de preventores para obtener la clasificación HPHT. El operador deberá especificar los requerimientos de temperatura de cada parte elastómera para cumplir con los parámetros del programa de perforación.

Se debe de considerar la documentación y partes del inventario en el equipo de perforación. Debido al precio y disponibilidad de los repuestos de alta temperatura, estos se utilizan solamente cuando son altamente necesarios. Conforme a esto, los equipos de estas capacidades deben establecer procedimientos de control y entrenamiento para distinguir si las reservas en inventario son capaces de soportar las altas temperaturas, ¿qué es lo que se debe hacer si no son capaces?, ¿cómo diferenciar los repuestos de alta temperatura de aquellos que no lo son? y ¿cómo manejar conjuntos de partes con diferentes clasificaciones? Claramente, la preparación para la perforación HPHT incluye la calificación tanto del equipo como de los sistemas de soporte.

Cuando los equipos de control de presión se enfrentan a condiciones HPHT es común encontrarse con fallas clásicas asociadas a este tipo de ambientes. Típicamente, se considera que el ambiente al que se enfrenta el equipo en campo es HPHT cuando la presión y la temperatura en el fluido de la formación exceden los 15,000 psi y los 250 °F (121 °C) respectivamente. Las combinación de la presión, temperatura y cargas externas a las que se somete el equipo pueden acabar en una degradación de las propiedades de los materiales del equipo, llevar a la falla de los mismos y reducir su tiempo de vida útil.

III.1.5.1 Consideraciones técnicas del equipo de preventores

La mayoría de los fabricantes de preventores siguen altos estándares de calidad y la especificación API 16 A, por lo tanto, los equipos de preventores son producidos a la medida por el fabricante, la mayoría de los problemas ocurren con los equipos que han estado en el campo por algún tiempo, y no con equipos nuevos. El equipo usado puede no desempeñarse a la par de un equipo nuevo, generalmente debido a la falta de mantenimiento y pruebas. En algunos casos las reparaciones más recientes pueden no haber sido realizadas con equipo original del fabricante.

Si el desempeño del equipo no cumple con las expectativas, el problema usualmente es resultado de una falta de una inspección detallada o de un control de calidad inadecuado.

Rangos de presión	<ul style="list-style-type: none"> -Los BOP clasificados por encima de los 10,000 psi deben ser probados por un factor de seguridad de 1.5 veces la presión nominal que dicen soportar -Los BOP cuya resistencia de presión se encuentre por debajo de los 10,000 psi deben ser probados por un factor de seguridad de 2 -Cuando se trabaja con equipos BOP reparados, los rangos de presión los determinarán los controles de calidad de los dueños del equipo.
Rangos de temperatura	<ul style="list-style-type: none"> - Los elastómeros deben estar clasificados como capaces de soportar altas temperaturas - Por lo general BOP con rango de presión de 10,000 psi, cuentan con

	<p>sellos que soportan hasta 200 °F, por lo que se requiere planeación adicional para la adquisición de elastómeros de alta temperatura.</p> <ul style="list-style-type: none"> - No se recomienda el uso de juntas elásticas en los conectores de cabeza de pozo. - Algunas válvulas de seguridad no pueden ser actualizadas para aplicaciones de alta temperatura.
Conexiones	<ul style="list-style-type: none"> - Las bridas deben de tener contacto cara a cara - Se debe verificar que las conexiones de la línea de matar y de estrangular soporten las cargas de presión a las que se someterá el BOP. - Evitar utilizar O-rings desgastados en las conexiones y contar con su equipo de lubricación y procedimientos de precarga.
Elastómeros	<ul style="list-style-type: none"> - La exposición prolongada de un elastómero a alta temperatura resulta en la pérdida de memoria del material y también reduce su capacidad de sellado ya que lo endurece. - Para probar las propiedades mecánicas del caucho una vez que ha sido expuesto, se debe de realizar una prueba visual y una de drift 30 minutos después de que se libera la presión de cierre. - La compatibilidad del material sellante con los fluidos a ser utilizados durante la perforación debe ser probada y asegurada por los fabricantes del equipo BOP, ya que resulta poco práctico y difícil la realización de pruebas para cada una de las combinaciones de fluido y de las condiciones de temperatura.
Arreglo de preventores	<ul style="list-style-type: none"> - Al configurar un juego de preventores se deben considerar los siguientes factores: facilidad de desmontado, capacidad de manejo de los arietes debido a colgamientos, la colocación de las líneas de ahorcamiento y de matar, la utilización de arietes variables. - Se deben conocer los límites de operación del equipo y ser considerados en la planeación. Las capacidades de colgamiento pueden variar ampliamente dependiendo de la fecha de fabricación, o de si el equipo ha sido reparado o reacondicionado.
Válvulas de seguridad	<ul style="list-style-type: none"> - Las válvulas de seguridad para aplicaciones HPHT obligatoriamente deben de poder abrir y cerrar cuando son expuestas a las condiciones límite a las que fueron diseñadas, sin exceder el 90 % de la presión de operación hidráulica nominal (API 17D). - Se debe revisar que las válvulas regresen a su posición “cerrada” bajo condiciones de flujo dinámico. - Se debe tener claro el tipo de válvulas a ser utilizadas (balanceadas o desbalanceadas) y sus capacidades de operación.

Tabla 12. Consideraciones técnicas del equipo de preventores

Debido a que cada vez son perforados más y más pozos HPHT alrededor del mundo y a que esto representa presiones y temperaturas cada vez mayores (alrededor de 100.000 psi y por

encima de los 250 °F (121 °F), la distribución de información técnica disponible es de vital importancia para minimizar los problemas. Cuando se planea perforar un pozo HPHT se deben tener en cuenta principalmente las siguientes consideraciones:

- Atención especial a las mangueras de la línea de matar y de estrangular, válvulas submarinas y partes elastoméricas.
- Los fabricantes deben de especificar las capacidades operativas de las válvulas de seguridad
- Las conexiones deben ser probadas periódicamente para evitar fugas.
- La tolerancia al desgaste por uso debe ser revisada para determinar si los equipos continúan siendo aptos para aplicaciones HPHT
- Las configuraciones de BOP simples o múltiples tienen diferentes perfiles de operación que deben ser tomados en cuenta

Actualmente la industria de la perforación en aguas profundas se encuentra con estrictas regulaciones en cuanto al diseño y capacidades de los equipos BOP utilizados en los trabajos en aguas profundas de yacimientos HPHT, principalmente debido a los acontecimientos relativamente recientes en el pozo Macondo en el cual la plataforma Deepwater Horizon fue destruida.

La industria ha estado perforando pozos HPHT en la parte de aguas profundas del Golfo de México a profundidades TVD (Profundidad Vertical Total) de alrededor de 30,000 pies en la última década. Las presiones de yacimiento van de los 20,000 a los 25,000 psi, mientras que las temperaturas son de más de 350 °F (177 °C).

En el Golfo de México, los requerimientos de los distintos operadores han llevado al desarrollo de diferentes tecnologías que permitan trabajar en ambientes de presión y temperatura elevados. En el caso del Golfo de México, se ha visto la necesidad de proveer los equipos de perforación con nuevas tecnologías de preventores.

Muchas compañías petroleras y operadoras han establecido para la perforación en el Golfo de México, la necesidad de incorporar preventores de RAMS calificados para soportar 20,000 psi en el aparejo inferior del conjunto de preventores, además de preventores anulares localizados en el arreglo inferior del riser marino. El desarrollo de equipos de control que soporten 20,000 psi también requerirá del incremento de las capacidades de carga para trabajar con tuberías más grandes, pesadas y resistentes, lo que a su vez requiere de presiones disponibles en los acumuladores koomey de más de 5,000 psi (siendo 5,000 psi la capacidad máxima de la mayoría de los acumuladores actualmente utilizados).

La bomba Koomey es un conjunto hidráulico, neumático, mecánico y eléctrico. Su función es mantener una presión acumulada para operar en emergencias el cierre de los preventores, se

utiliza para efectuar un cierre de los preventores ya sea por medio de los acumuladores, la bomba hidráulica triplex o con las bombas neumáticas y con el paquete de energía auxiliar.

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

En las plataformas marinas, se debe contar con un control remoto en la oficina del superintendente y una consola adicional debe de ser ubicada en el muelle que este situado a favor de los vientos dominantes.

III.1.6 Selección de sellos

En los campos de aceite y gas de HPHT, la aplicación y el uso de elastómeros fabricados especialmente para resistir estas condiciones se ha vuelto un área importante del desarrollo tecnológico de la industria. En la etapa de construcción del pozo se utiliza una gran cantidad de herramientas que emplean elastómeros.

Para poder seleccionar elastómeros apropiados que van a ser utilizados en herramientas de fondo de pozo, principalmente en operaciones primarias y remediales de cementación, se deben de tomar cuidadosas consideraciones a la naturaleza y al ciclo de vida del producto que va a ser diseñado. Existe un gran hueco en el conocimiento de la aplicación de elastómeros entre las etapas de perforación y de producción, lo que puede resultar en una mala aplicación del uso de los elastómeros para los pozos HPHT.

Para poder llevar a cabo una mejor selección de las especificaciones del equipo, es importante hacer una investigación y un estudio exhaustivo de la información disponible del pozo y de las herramientas de cementación que vamos a utilizar en el proceso de selección de la cadena de suministro.

Los elastómeros convencionales están compuestos por una amplia variedad de materiales, principalmente fabricados a base de polímeros de nitrilo de caucho (NBR). Este tipo de elastómeros se ha utilizado en la industria del aceite y gas por décadas y continúa siendo exitoso en múltiples aplicaciones. Cada componente de un elastómero posee características y propiedades únicas de desempeño.

Las pruebas del producto son la única manera confiable de determinar el desempeño de un material cuando es sometido a un conjunto específico de condiciones, las cuales deben de emular de la forma más aproximada las condiciones de nuestro fondo de pozo. Los protocolos a seguir durante estas pruebas deben de ser lo suficientemente detallados como para poder garantizar la reproducción de la prueba.

III.1.6.1 Tipos de sellos

Sellos tipo FEPM

Están fabricados de un material denominado TFE/P el cual es un copolímero de tetrafluoretileno y polipropileno con una aplicación contenida de fluorina al 54%. Este material es único debido a su resistencia a los derivados del petróleo, vapor, y fosfato-ésteres. En algunos aspectos, presenta propiedades de compatibilidad de medios similares a los de etileno-propileno y fluorocarbonos. La resistencia a la deformación permanente por compresión a altas temperaturas es inferior a los fluorocarbonos estándar. Las temperaturas que puede soportar van de los -5 °C (25°F) a + 204 °C (+400°F). El compuesto TFE/P provee una resistencia

química mejorada a un amplio espectro de fluidos automotores y aditivos. Este material es ideal para medios de transferencia de calor, aminas, ácidos y bases, así como también agua caliente y vapor de hasta 170°C (340°F).

Sellos tipo FKM

Los sellos de fluorocarbono son fabricados con polímeros de base de carbón altamente fluorinados utilizados para aplicaciones donde se requiere resistencia a condiciones químicas severas y ataque de ozono. Debido a su amplio rango de compatibilidad química, rangos de temperatura, baja compresibilidad y excelentes características de envejecimiento, los sellos fluorocarbonados son los elastómeros más significativos desarrollados actualmente. El rango de temperaturas que soportan se encuentra entre los -26°C y los 205/230°C (-15°F a los 400/440°F). Generalmente hablando, con un mayor contenido de fluor se mejora la resistencia al ataque de químicos pero se reducen las características de resistencia a bajas temperaturas.

Sellos tipo NBR

Están fabricados a base de nitrilo, el cual químicamente hablando es un copolímero de butadieno y acrilonitrilo. El contenido de acrilonitrilo varía del 18 al 50%, mientras que el contenido de éste incrementa, la resistencia a los combustibles fósiles y sus derivados incrementan, pero disminuye la flexibilidad a bajas temperaturas. Debido a su excelente resistencia a los productos petroleros, y a su capacidad de soportar rangos de temperatura que van de los -35°C a los 120°C (-30°F a +250°F), el nitrilo es el tipo de elastómeros más utilizados para sellado. Los compuestos de nitrilo son superiores a la mayoría de los elastómeros cuando se habla de resistencia a la compresión, a la abrasión y desgarres del material. La calidad de los compuestos de nitrilo depende del porcentaje de acrilonitrilo en el polímero base.

Sellos tipo HNBR

Los sellos tipo HNBR han sido diseñados recientemente para soportar temperaturas más altas que los sellos NBR estándar manteniendo la resistencia a aceites derivados del petróleo. Este tipo de sellos se obtiene mediante la hidrogenación del copolímero de nitrilo. Los sellos HNBR es adecuado para soportar altas cargas dinámicas y tiene una buena resistencia a la abrasión. Su rango operativo de temperatura va de los -30°C a +150°C (-20°F a +302°F).

Sellos tipo XNBR

Este grupo de sellos están basados en copolímero de nitrilo carboxilado. Cuenta con gran resistencia a la abrasión, conservando la resistencia de los NBR al aceite y los solventes. Los compuestos XNBR son aptos para trabajos en temperaturas de los -30°C a +150°C (-20°F a +302°F).

Sellos tipo FFKM

Generalmente hablando, cuando se incrementa el contenido de flúor, se mejora la resistencia al ataque químico. Los sellos de fluorocarbono contienen de 63 a 68% de flúor mientras que los

sellos de perfluorocarbono (FFKM) contienen un 73, esta concentración de flúor les permite poseer una excelente resistencia a las altas temperaturas, las cuáles van desde los -26°C a +260°C (-15°F a +500°F). Los elastómeros FFKM ofrecen la más alta resistencia a los químicos que cualquier otro elastómero.

Tipo	Rango de temperaturas (°C)	Resistencia a la tensión (MPa)	Respuesta de Exposición de 70Hrs. a 100°C	Resistente a:
NBR	-18 a 250	6.9-27.6	Regular	Vapor, Agua, Abrasión, Ácidos diluidos, Alcoholes (C1-C4), Alcalinos diluidos, Aromáticos, Alifáticos, Solventes, Petróleo
HNBR	-18 a 149	31.0-10	Excelente	Vapor, Medio ambiente, Luz solar, Radiación, Oxidación, Agua, Desgarres, Ácidos concentrados, Ácidos orgánicos, Alcoholes (C1-C4), Aldehídos, Alcalinos, Aminos, Alifáticos, Aromáticos, Anilina, Aceites de silicón
FKM	-18 a 260	3.4-20.7	Excelente	Fuego, Medio Ambiente, Luz solar, Ozono, Radiación, Oxidación, Agua, Desgarre, Ácidos concentrados, Alcoholes (C1-C4), Alcalinos diluidos, Aceites animales y vegetales, Esteres, Alifáticos, Aromáticos, Gas LP, Combustibles, Anilina, Aceites de silicón.
FEPM	-5 a 204		Excelente	Agua, Vapor, Aceites de silicón, Combustibles, Alifáticos, Aromáticos, Ozono, Oxidación, Anilina
XNBR	-30 a +150		Excelente	Vapor, Agua, Abrasión (Mayor a los NBR), Ácidos diluidos, Alcoholes (C1-C4), Alcalinos diluidos, Aromáticos, Alifáticos, Solventes, Petróleo
FFKM	-26 a +260 y máxima de 326		Buena	Agua, Vapor, Aminos, Alcoholes (C1-C4), Alifáticos, Aromáticos, Anilina, Aceites de silicón, Solventes, Petróleo, Alcalinos, Ácidos concentrados.

Tabla 13. Tabla de características de distintos tipos de sellos

La siguiente tabla nos muestra pautas generales del desempeño de los elastómeros en salmueras de formiato. Se debe tener en cuenta que la siguiente tabla se basa en una cantidad limitada de pruebas realizadas bajo un conjunto limitado de condiciones de prueba.

Tipo de elastómero*	Condiciones de la prueba			Reco- mendado	Comentarios
	Temp.		Tiempo		
	°C	°F			
FEPM (Aflas®) (TFE/P)	204	400	7 días	✓	
	175	347	8 semanas		
FFKM (Kalrez® Chemraz®)	191	375	7 días	✓	
NBR	120	248	8 semanas	!	Comportamiento depende del pH y de la temperatura
HNBR	191	375	7 días	✓	
	175	347	8 semanas	✓	
FKM (Viton®)	120	248	8 semanas	!	Comportamiento depende del pH, de la temperatura y del tiempo de exposición.
FKM de base resistente (Viton® ETP)**	163	325	3 semanas	✓	Comportamiento variable en las temperaturas de prueba más altas. El relleno con humo de sílice podría causar incompatibilidad a temperaturas mayores.
	170	338	8 días		
	177	350	4 semanas		
	200	392	7 días		

Tabla 14. Desempeño de elastómeros en salmueras de formiato

III.1.7 Selección de cementos

Cemento

El cemento es un conglomerante formado a partir de una mezcla de caliza y arcilla calcinadas y posteriormente molidas, que tiene la propiedad de endurecerse al contacto con el agua.

Cementación

La cementación es un proceso que consiste en colocar una lechada de cemento en el espacio anular formado entre las formaciones que se han perforado y la tubería que se instala en un pozo para producir petróleo, gas y/o agua. El objetivo principal de una cementación primaria es proveer un aislamiento de las zonas expuestas en el borde del pozo que contienen fluidos y separarlas efectivamente. Para alcanzar este objetivo, un sello hidráulico (anillo de cemento) debe conseguirse entre las formaciones y la tubería de revestimiento para evitar la canalización y/o migración de los fluidos a través del mismo.

Proceso de Cementación

- Diseño y ensayo de una lechada de cemento
- Mezclado y transporte de cemento y aditivos
- Mezclado y bombeo en el pozo

Una lechada de cemento se define como un fluido que resulta de mezclar agua y aditivos al cemento seco, o bien, a mezclas de cementos.

Propiedades mecánicas

Las propiedades mecánicas de los materiales se refieren a la capacidad de los mismos de resistir acciones de cargas o fuerzas. Podemos decir que las propiedades mecánicas se clasifican en:

- Estáticas: las cargas o fuerzas actúan constantemente o creciendo poco a poco.
- Dinámicas: las cargas o fuerzas actúan momentáneamente, tienen carácter de choque.
- Cíclicas o de signo variable: las cargas varían por valor, por sentido o por ambos simultáneamente.

Las propiedades mecánicas principales son: dureza, resistencia, elasticidad, plasticidad y resiliencia, aunque también podrían considerarse entre estas a la fatiga y la fluencia.

- **Cohesión:** Resistencia de los átomos a separarse unos de otros.
- **Plasticidad:** Capacidad de un material a deformarse ante la acción de una carga, permaneciendo la deformación al retirarse la misma. Es decir es una deformación permanente e irreversible.
- **Maleabilidad:** Facilidad a deformarse en láminas. Es una variación plástica ante la aplicación de carga o fuerza.
- **Ductilidad:** Facilidad a deformarse en hilos.
- **Dureza:** es la resistencia de un cuerpo a ser rayado por otro. Opuesta a duro es blando. El diamante es duro porque es difícil de rayar. Es la capacidad de oponer resistencia a la deformación superficial por uno más duro.
- **Resistencia:** se refiere a la propiedad que presentan los materiales para soportar las diversas fuerzas. Es la oposición al cambio de forma y a la separación, es decir a la destrucción por acción de fuerzas o cargas.
- **Ductilidad:** se refiere a la propiedad que presentan los materiales de deformarse sin romperse obteniendo hilos.
- **Elasticidad:** se refiere a la propiedad que presentan los materiales de volver a su estado inicial cuando se aplica una fuerza sobre él. La deformación recibida ante la acción de una fuerza o carga no es permanente, volviendo el material a su forma original al retirarse la carga.
- **Higroscopicidad:** se refiere a la propiedad de absorber o exhalar el agua
- **Hendibilidad:** Es la propiedad de partirse en el sentido de las fibras o laminas.
- **Resiliencia:** Es la capacidad de oponer resistencia a la destrucción por carga dinámica.

Módulo de Young

Cuando a un cuerpo se le aplica una fuerza, este normalmente reacciona contra esa fuerza deformadora, dado que tiende a tener una forma estable debido a su estructura molecular. Estas fuerzas de reacción suelen llamarse elásticas, y podemos clasificar los cuerpos según el comportamiento frente a la deformación.

Muchos cuerpos pueden recuperar su forma al desaparecer la acción deformadora, otros cuerpos no pueden recuperar su forma después de la deformación y son los llamados plásticos. Evidentemente un cuerpo es elástico hasta cierto punto, más allá de un valor determinado de la fuerza deformadora, la estructura interna del material queda tan deteriorada que le es imposible

recuperarse. Hablaremos tanto, de un límite elástico y más allá de un límite de ruptura, sobre la cual se deteriora completamente la estructura del material, rompiéndose.

El módulo de Young o módulo de elasticidad, es determinado por el cambio en la longitud de un material que resulta cuando el material está sujeto a una fuerza de tensión o de compresión. Este módulo es básicamente una medida de la rigidez del material.

Entonces cuando un material tiene un módulo de elasticidad grande, posee también una rigidez relativamente grande, es decir que lo que debemos obtener en relación a nuestro análisis es que los cementos a diseñar tengan módulos de Young menores a los que se tiene con los cementos convencionales.

Pruebas realizadas a los cementos petroleros

Las pruebas que se realizan a lechadas convencionales para determinar sus propiedades son desarrolladas de acuerdo con la norma API 10B, estas son:

- Reología:
- Tiempo de bombeo
- Pérdida de fluido
- Agua libre
- Fuerza compresiva

Pruebas y equipos utilizados

Prueba de Reología

Se denomina reología, palabra introducida por Eugen Bingham en 1929, al estudio de la deformación y el fluir de la materia. Algunas de las propiedades reológicas más importantes son:

- Viscosidad aparente (relación entre esfuerzo de corte y velocidad de corte).
- Coeficientes de esfuerzos normales
- Viscosidad compleja (respuesta ante esfuerzos de corte oscilatorio)
- Módulo de almacenamiento y módulo de pérdidas (comportamiento viscoelástico lineal)
- Funciones complejas de viscoelasticidad no lineal

Un viscosímetro de Fann 35, es usado para determinar las propiedades reológicas como la viscosidad plástica (PV) y el punto de cedencia (YP) de las lechadas de cemento.



Figura AY. Viscosímetro rotacional Fann 35

Prueba de Tiempo de bombeo

El tiempo de bombeo es el tiempo requerido para que un cemento llegue a ser imbombeable. Estos tiempos son establecidos en respuesta a:

- Resultados de pruebas de laboratorio
- Condiciones actuales del pozo

Los factores que afectan el tiempo de bombeabilidad son:

- Temperatura
- Invasión de agua
- Pérdida de agua hacia la formación
- Contaminación

Para realizar esta prueba se utiliza un consistómetro el cual nos ayudará a determinar la consistencia que va adquiriendo la lechada a medida que se le somete a las condiciones del pozo. Para conseguir esto, el equipo utiliza un software que simula condiciones de presión y temperatura con el fin de que los resultados sean los más reales posibles.



Figura AZ. Consistómetro Chandler

Prueba de Fuerza compresiva

La fuerza compresiva es la cantidad de fuerza requerida para soportar el peso de de la tubería de revestimiento. La fuerza compresiva provee la base regular del tiempo de espera del cemento (WOC). El API recomienda que esta fuerza después de 24 horas de fraguado no debe ser menor de 500 psi.

La prueba para determinar el esfuerzo compresivo, nos indica el tiempo de espera necesaria, entre la colocación de una lechada y la siguiente operación a desarrollar en el pozo como seguir perforando o realizar terminaciones.

La fuerza compresiva puede ser medida mediante dos métodos:

- Método destructivo.- Para este tipo de prueba se utiliza un autoclave y una prensa hidráulica.
- Método no destructivo

Prueba de agua libre

La prueba de agua libre determina si un cemento puede tener problemas con la separación de agua de la lechada después de ser desplazado en el interior del pozo. Si la lechada libera agua, podemos tener áreas canalizadas en el cemento fraguado, agua o cemento blando en la parte superior de la columna de cemento, o asentamiento de sólidos en la columna de cemento.

Para realizar esta prueba utilizamos un consistómetro atmosférico en cual acondicionamos la lechada a la temperatura circulante además de esto utilizamos una probeta de 250 mL según los especificado por la Norma API.



Figura BA. Consistómetro atmosférico Fann

Prueba de Pérdida de fluidos por filtrado

Una prueba de pérdida de fluido por filtrado determina la relativa efectividad de una lechada de cemento para retener su fase acuosa, o para perder una porción de esta fase como filtrado hacia la formación. Un control insuficiente de pérdida de filtrado da como resultado una lechada deshidratada y puenteada, evitando que esta pueda ser bombeada hasta su posición final; y dejando un exceso de cemento dentro del casing que deberá ser molido durante operaciones de cementación forzada.

Para realizarla se utiliza una celda para filtrado atmosférico o un celda agitadora para filtrado; éstos equipos se diferencian en que en el atmosférico la lechada debe ser adaptada a las condiciones del pozo en el potenciómetro atmosférico mientras que en la celda agitadora se hace directamente, los dos equipos permiten que la lechada atraviese un medio filtrante adaptado en la celda de ensayo en un tiempo predeterminado, en general a 30 minutos a la BTHC y a 1000 psi de presión diferencial.



Figura BB. Filtro prensa

Cementación en HPHT

Las operaciones de cementación en ambientes HPHT presentan retos especiales para los sistemas debido a que el comportamiento físico y químico de los materiales de los cementos se modifican considerablemente dado el efecto de las altas presiones y temperaturas. Estas condiciones presentan numerosos desafíos no solo durante las operaciones de cementación de pozos, sino también durante la vida productiva del mismo. Por dar un ejemplo, al sur de Texas las temperaturas en las que un cemento necesita ser colocada pueden ser muy altas, normalmente están alrededor de los 420°F (216 °C) y las presiones de poro del lugar requieren densidades del fluido de 18 ppg o mayores para poder tener un control del pozo. Estas condiciones extremas pueden presentar retos no solo durante la colocación de la mezcla de cemento en el agujero descubierto sino que también después consideran la integridad de la columna del cemento.

La integridad de columna de cemento es de importancia crítica especialmente en la sal durante la fase de producción. Los retos están directamente conectados a un margen angosto entre las presiones de fractura y de poro. La cementación primaria es una operación crítica muy importante en la construcción de un pozo, ya que 4 provee la integridad estructural del pozo. El mayor objetivo de esta operación es el de crear un sello hidráulico continuo e impermeable en la zona anular, para poder prevenir el flujo no controlado de fluidos del yacimiento por fuera de la tubería de revestimiento. De cualquier forma es solamente ideal el asumir que la cementación es la única consideración para realizar un aislamiento efectivo de la zona. La cementación puede ser complicada, dependiendo de la región que fue perforada y las secciones encontradas. Por lo que se debe prestar especial atención al proceso de cementación especialmente en los pozos de HPHT.

El secreto para el aislamiento de una zona es la conexión de las propiedades del cemento con las tuberías y con la formación, sin embargo esto puede ser afectado por el encogimiento del

cemento y los cambios de esfuerzos inducidos en el pozo debido a la variación de la presión y la temperatura. En formaciones HPHT, los pozos son sujetos a variaciones grandes de temperatura y estos cambios afectan tanto a la formación como a las tuberías, causando expansión y contracción. Estos efectos de expansión y contracción, tanto en las tuberías como en las formaciones plásticas como la sal, genera grietas en el cemento seco.

Posteriormente la cementación consiste de un mínimo número de espacios porosos en donde al ser sometida a grandes cargas de presión en pozos profundos la compresión destruye la columna de cemento por compactación de la porosidad de la matriz. Se puede decir que dicha destrucción es causada por una falla mecánica o daño y crea aberturas en la matriz del cemento. Estas grietas son un camino para la migración de gas a la superficie, por lo tanto reducen la vida productiva del pozo, puesto a que la integridad del cemento se ve comprometida.

La migración de gas a través del cemento ha sido un problema para la industria por muchos años. Algunos estudios señalan que el 80% de los pozos en el Golfo de México presentan transmisión de gas a la superficie a través de tubería cementada. Por doce meses o más, después de que el cemento es asentado, este continúa hidratándose de forma consecuyente generando fuerza. Después de este tiempo, este mantiene la fuerza que ha obtenido a menos que sea atacado por agentes erosivos. El cemento conseguirá su máxima fuerza después de ser expuesto a temperaturas que excedan los 230°F (110 °C). Después de las primeras dos semanas la fuerza empezara a disminuir lentamente.

Este proceso durante el cual el cemento va perdiendo su fuerza es conocido como retrogresión. Los cambios estructurales y la pérdida de agua son agentes importantes dentro de la degradación del cemento. Cuando el cemento está colocado, este contiene un complejo de silicato de calcio hidratado llamado tobermorita. A temperaturas alrededor de los 250°F (121°C), la tobermorita es convertida en una débil estructura porosa culpable de la retrogresión de la fuerza. Los ritmos a los que estos cambios ocurren dependen de la temperatura.

III.1.7.1 Proceso de diseño de los sistemas de cemento HPHT.

El diseño típico de los sistemas de cemento debe de incluir los siguientes pasos previos a la realización de un reporte de laboratorio o la selección de componentes y las propiedades del sistema.

- 1.- Recolección de información
- 2.- Validación del trabajo de recolección de información
- 3.- Evaluación de los recursos

- 4.- Recolección de muestras de los productos relevantes (cemento y agua)
- 5.- Llevar a cabo pruebas de laboratorio con muestras representativas
- 6.- Comparar las propiedades del sistema de cemento contra las propiedades que se desean
- 7.- Recomendaciones adicionales (productos alternativos)

El diseño de los sistemas de cemento debe tener un paso más involucrado en la validación de la información, el cual impactara los pasos posteriores. La temperatura para las pruebas debe ser tan precisa como factible. El uso de simuladores y correlaciones matemáticas, historiales de otros pozos deben ser considerados. Las correlaciones matemáticas aplicables a la información obtenida del lodo en circulación también son utilizables para la determinación de la temperatura del yacimiento.

Una temperatura más alta para realizar las pruebas de laboratorio a la lechada de cemento deberá ser utilizada específicamente para los pozos exploratorios.

Los productos requeridos para los sistemas de cemento deben tener sus propias limitantes en términos de la temperatura, y por lo tanto deben ser elegidos cuidadosamente. Los retardantes convencionales para alta temperatura por lo general no soportan temperaturas por encima de los 350 grados Fahrenheit, por lo que se requieren otro tipo de productos. Los aditivos clasificados como de ultra alta temperatura de mayor 350°F (177 °C) deben ser considerados durante la fase de planeación de la cementación del pozo. Esto puede evitar cambios de último minuto en los productos del sistema, además de reducir los costos y esfuerzos.

El proceso de diseño también requiere de una verificación de las opciones validas relacionadas al diseño de los productos del sistema que estén disponibles, y que la operación sea factible.

Los retos sorpresivamente son vistos más en la logística que en el proceso de diseño. Obtener las muestras correctas de los productos para realizar pruebas de laboratorio puede significar un esfuerzo considerable. La mezcla de cemento requiere ser preparada de acuerdo al propósito de diseño con procedimientos específicos, y el diseño del sistema puede fácilmente fallar si el procedimiento de mezcla no es definido y ejecutado por un supervisor experimentado.

III.1.7.2 Efectos de la presión y temperatura en el cemento

Efecto de la temperatura: En pozos HPHT, la mezcla de cemento se vuelve sensible a las altas temperaturas lo que acorta considerablemente el tiempo de fraguado de la mezcla, causando que el cemento quede fraguado en un tiempo menor al requerido en pozos con temperaturas promedio. La temperatura también afecta las propiedades reológicas de la mezcla de cemento. La viscosidad plástica (PV) y el rendimiento de la viscosidad decrecen al ser sometidas a un aumento en la temperatura. Una predicción adecuada de la Temperatura de

fondo de pozo Circulante (BHCT) es crucial al cementar, debido a que un cambio tan insignificante como 5 °C en la temperatura puede resultar en un gran cambio en el tiempo de fraguado.

Existen dos temperaturas que deben ser consideradas:

Temperatura de fondo de pozo Circulante: esta es la temperatura con la que se encuentra la mezcla de cemento al estar siendo bombeada al pozo y es la que afecta directamente el tiempo de fraguado.

Temperatura de fondo de pozo Estática: esta es la temperatura de la formación y es a la que estará sometida la mezcla del cemento una vez que la circulación de este se haya detenido por un periodo de tiempo.

Efectos de la presión: La presión genera efectos tanto en el pozo como en el fluido de perforación y la lechada de cemento. En casos donde la presión no ha sido propiamente estimada, la tubería de revestimiento no es capaz de soportar la presión de la formación, lo cual invariablemente llevara al colapso de la tubería en el pozo y por lo tanto nos encontraremos con una patada. Existen agentes que nos ayudan a generar peso y con esto tratar de alcanzar un mínimo de balance, estos reducen la bombeabilidad del cemento, con lo que aceleran el desarrollo de fuerza compresiva prematura.

A medida que la profundidad del pozo incrementa, la presión hidrostática en la cabeza genera un incremento en la ECD debido a la compresión, los incrementos en la temperatura causan un decremento en la ECD debido a la expansión térmica. La cementación en pozos de aguas profundas es una operación compleja comparándola con la cementación tradicional en operaciones en tierra y aguas someras.

Registro CBL-VDL

Es denominado así por las siglas en inglés de Cement Bond Log (CBL) y Variable Density Log (VDL). Un CBL mide la amplitud de la señal sónica pasando por la tubería, esta señal se reduce donde la tubería está bien cementada, en otras palabras si la onda emitida es reflejada por una tubería libre, su amplitud medida en milivolts es alta. Por otro lado si la tubería está bien cementada en sus alrededores, la energía acústica se disipa y la onda de sonido es débil.

La amplitud es medida configurando una ventana electrónica para evaluar la amplitud de

la señal recibida en la tubería. . Típicamente la ventana o puerta es configurada para medir la amplitud de la primera onda. La primera señal que se recibe es la de la tubería de revestimiento, entonces considerando que los primeros ciclos son provenientes del revestimiento y que la intensidad de la señal es función del material presente en el anular, el registro de amplitud del primer ciclo permite una evaluación de la calidad de la cementación. Mientras sea mayor el relleno de cemento en el anular, más débil es la señal en el receptor (Halliburton, 2006).

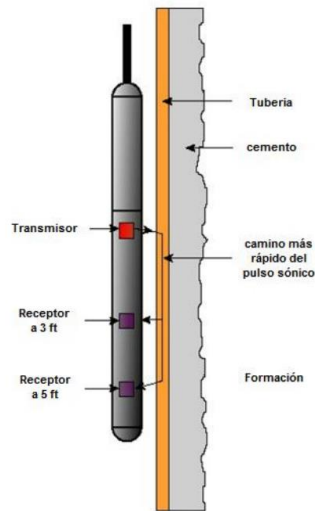


Figura BC. Viaje de la onda a través de la tubería

El VDL también se deriva de los trenes de onda. El VDL está hecho de numerosas trenes de onda estrechamente espaciados. El resultado es un mapa de contornos de los trenes de onda registrados en el intervalo. El tren de onda completo se muestra gráficamente como una serie de franjas claras y oscuras, las amplitudes positivas nos dan un contraste negro, mientras que las amplitudes negativas se muestran como franjas blancas.

Las diferentes partes de un tren de ondas pueden ser identificadas en el registro VDL los arribos de la tubería se muestran como franjas regulares y los arribos de formación se presentan en una forma más ondulada.

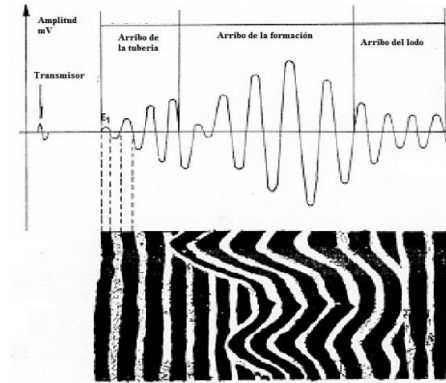


Figura BD. Principio del registro VDL

III.1.7.3 Selección de componentes críticos y productos

Para cualquier trabajo HPHT, lo primero que debe revisarse es la disponibilidad de los materiales y productos que se requieren para dicho propósito y que cumplan con los respectivos límites operativos del ambiente a cementar. Esto es particularmente aplicable al límite de temperatura para la mayoría de los materiales de cementación.

Cemento: los cementos API tipo G o H son recomendados para aplicaciones HPHT, los cementos ordinarios, los cuales no están específicamente diseñados para altas temperaturas se comportan de manera errática a temperaturas de fondo de pozo por encima de los 350°F (177°C). Por encima de esta temperatura las pruebas a los cementos ordinarios muestran que estos fijan demasiado rápido o por el contrario adelgazan severamente debido a la temperatura en función de la dosis de retardador. Esto hace que la lechada de cemento sea inestable y compromete otras propiedades requeridas como lo son la reología y la pérdida de fluido. La selección del tamaño de las partículas del cemento para ser utilizadas en ultra altas temperaturas es también crucial. El tamaño de la partícula debe ser uniforme y la variación de éstos debe estar dentro del rango de más o menos 10%. Esto ayudara a dar estabilidad a la lechada de cemento a ultra alta temperatura. Se necesita realizar un par de pruebas antes de seleccionar el cemento para su aplicación.

- 1.- La sensibilidad del retardante (respuesta a temperaturas por encima de los 350°F (177 °C), si no responde, el cemento no debe ser utilizado.
- 2.- La tendencia de fijado a alta temperatura.

Después de seleccionar la marca y tipo de cemento, se requiere asegurar que un lote de cemento sea aislado para el trabajo dado que diferentes lotes de cemento exhiben diferentes propiedades.

Retardador: La siguiente parte del diseño de cementos para ultra alta temperatura es la selección del retardante. Generalmente los retardantes deterioran otras propiedades requeridas del cemento. Se deben tomar precauciones al seleccionar el retardante apropiado con tal de asegurar que trabaje a la temperatura deseada y no modifique las propiedades del cemento requeridas. Pueden usarse intensificadores o aditivos sinérgicos.

La sensibilidad y dependencia del tiempo de retardado debe ser muy conservativa, por ejemplo, el tiempo de fraguado en la cima de una columna larga de cemento y a una temperatura estática no debe variar por encima de las expectativas, lo cual es un tercio del tiempo de fraguado diseñado. Se observa que en muchos casos en pozos exploratorios es muy complicado mantener un registro de temperatura debido a las pegaduras de las herramientas de registros. En esta situación la predicción de la temperatura de fondo se convierte en un caso de juicio y experiencia. Generalmente una variación de 10°F en la temperatura puede causar notables alteraciones en el tiempo de fraguado. Este fenómeno también depende de la sensibilidad del retardante a la temperatura. A ultras altas temperaturas, afecta de mayor manera. Típicamente para pozos exploratorios, puede ser difícil obtener la temperatura de circulación o estática correcta.

Estabilizador: Para lograr obtener un sistema que cumpla con las características de tiempo de fragüe correctas, la dosis de retardante debe de ser tal que la variación de la temperatura no afectara el tiempo de fraguado por encima de lo esperado. Si la dosis del retardante sobrepasa el 4%, este aditivo comienza a acelerar el fraguado en lugar de retardarlo. Para mantener la dosis de retardante en una zona adecuada. Requiere del uso de estabilizadores. Por ejemplo, se recomienda el uso de bórax para mantener la dosis de retardante a cierto nivel y obtener tiempos de fragüe correctos.

Estabilizador de lechada: Las lechadas de cemento están compuestas por más del 50% de partículas sólidas. A medida que la temperatura incrementa, la lechada empieza a adelgazarse y se vuelve inestable. Para sostener las partículas sólidas en una fase acuosa generalmente se añaden agentes viscosificantes. En muchos casos, si la temperatura sobrepasa los 350°F (177°C), la mayoría de los polímeros son degradados y requieren de una gran dosis para estabilizar la lechada. Sin embargo las altas dosis de agentes viscosificantes vuelven la mezcla tan viscosa que se vuelve imposible realizar la mezcla del cemento con la mezcla de agua. Para combatir este problema, junto con el

agente viscosificantes, se utilizan otras sustancias no auto hidratables a bajas a temperaturas y las cuales empiezan a hidratarse al ser sometidas a altas temperaturas. Cuando la lechada comienza a hidratarse, produce viscosidades capaces de soportar los sólidos.

Agentes densificantes: Para preparar una lechada de más de 16.5 libras por galón, se requiere de un agente densificante. La selección del agente densificante para aplicaciones de ultra alta temperatura es crítica dado que a estas temperaturas, el fluido base por lo general pierde toda su viscosidad y los sólidos comienzan a decantar. El material densificante debe ser tal que pueda mantenerse suspendido en la lechada con el menor soporte. El óxido de manganeso es un densificante que puede ser utilizado para tal aplicación ya que tiene un tamaño de partícula muy fino.

Control de pérdida de fluido y migración de gas: En muchos casos, las capas de gas se presentan en pozos de HPHT. El control de las pérdidas de fluido de la lechada de cemento es muy importante para prevenir que el fluido de la lechada escape debido a la presión diferencial que ocurre en un pozo profundo. El gas por su parte trata de migrar tan pronto como el cemento comienza a fraguarse y pierde su hidrostática. Muchos de los aditivos antigás tienen límites de temperatura máximos de 350°F (177°C). El material requerido para llenar la matriz del cemento y reducir la permeabilidad del gas a través de este, debe de soportar temperaturas mayores a la del pozo. Además, estos materiales tienden a aumentar la viscosidad del agua de mezcla y por lo tanto la viscosidad de la lechada. La dosis requerida para lograr disminuir la pérdida de fluido a temperaturas elevadas vuelve muy viscosa la mezcla a condiciones de superficie. Por lo que los aditivos de control de pérdida de fluido y la adherencia del cemento deben ser seleccionados de tal manera que estos materiales empiecen a hidratarse a temperaturas elevadas. Normalmente las lechadas con menos pérdida de fluido son impermeables, y por lo tanto pueden lograr las propiedades requeridas para prevenir la migración de gas y lograr cementaciones exitosas en zonas gasíferas.

Control de retrogresión de la fuerza del cemento: Las lechadas de cemento en altas temperaturas están siempre sujetas a la retrogresión de su resistencia, así como a su deterioro a largo plazo. En la mayoría de los casos, los pozos de ultra alta presión y temperatura tienen capas de gas y pueden estar entrelazados con salmueras corrosivas. Un contenido de sílice adecuado se requiere para prevenir la retrogresión de la fuerza (un contenido de 33.33% de sílice mostró nula retrogresión a corto plazo) se requiere investigar los efectos a largo plazo. A medida que la temperatura incrementa, esta cantidad debe ser reevaluada y en dado caso debe ser incrementada basada en los resultados de la prueba.

Las lechadas con muy baja permeabilidad y alto contenido de sólidos tienen mejores propiedades cuando se aplican en alta presión y alta temperatura. La lechada necesita ser perfectamente estable con la temperatura para lograr un adecuado aislamiento hidráulico detrás del revestimiento. También un factor de seguridad más grande en el tiempo de fraguado es requerido para compensar las variaciones de temperatura.

Mezcla de agua: La mezcla de agua necesita ser preparada en tanques perfectamente limpios para evitar cualquier tipo de contaminante. Es evidente que la reducción substancial del tiempo de fraguado puede ocurrir si la mezcla de agua permanece por más de 4 horas considerando la posible degradación del retardante causado por la reacción con otros químicos en el depósito, bacterias en el agua de perforación u otros factores durante la preparación. La mejor practica seria agregar el retardante justo antes de empezar a mezclar el cemento.

En el campo se requiere de controles de calidad para el agua en uso, especialmente verificando los contenidos de cloro y hierro. Si el cloro total en el agua que se pretende usar en la locación incrementa su saturación de 200 a 300 ppm, se recomienda consultar al ingeniero de diseño en el laboratorio. Los niveles de cloro pueden devolverse a los niveles probados en el laboratorio añadiendo agua potable.

Aditivos de expansión para mejorar la cementación: El Óxido de magnesio quemado (MgO) puede ser utilizado como un aditivo de expansión. Agregar estos aditivos aumenta la resistencia del cemento ante el cizallamiento pero reduce la resistencia al esfuerzo compresivo a pesar de seguir siendo más alta del valor mínimo recomendado. El valor de resistencia al cizallamiento y la fuerza de compresión es reducido de forma proporcional al incremento de la temperatura de MgO, generalmente, entre más alta sea la temperatura el MgO se vuelve más duro y este reaccionara de forma más agresiva al cemento. El quemado del Oxido de Magnesio se lleva a cabo para alentar el proceso de hidratación cuando hay contacto con agua. Estos aditivos son totalmente hidratados después de la colocación del cemento, lo que les permite proveer de una excelente expansión a temperaturas de hasta 550 F° (288°C).

III.1.7.4 Retos principales en las operaciones de cementación

A continuación presentamos los retos para las operaciones de cementación de pozos HPHT, los cuales deben de ser propiamente identificados:

Poco espacio anular en el fondo de pozos profundos:

- No hay regresos durante el proceso de cementación
- Dificultad en la remoción del lodo y alta ECDs
- Poco volumen de cemento/sellador y problemas de contaminación

Ambiente de Alta Presión y Alta Temperatura:

- Lograr una predicción de temperatura correcta para el trabajo de cementación particularmente en pozos muy profundos
- Reducir los largos tiempos de colocación de cemento
- Problemas de retrogresión del cemento y de inestabilidad en temperaturas altas

Integridad del cemento y del sellador a largo plazo en ambientes HPHT y en presencia de CO₂:

- Problemas de corrosión
- Selección de material

Múltiples Objetivos son posibles pero muy difíciles de lograr:

- Una limitada ventana de gradiente presión de poro y de fractura
- Pérdida de circulación
- Estabilidad del pozo y problemas de colapso
- Flujos cruzados y flujo de agua
- Limitado espacio anular

Dificultad o poca factibilidad para las intervenciones:

- Tubería o agujero muy pequeños
- Presión y temperatura demasiado altos para algunos equipos

Complicaciones por presencia de Sal:

- Optimización de técnica de colocado a través de zonas de sal
- Minimizar el lavado de zonas de sal
- Integridad de la mezcla de cemento y el sellador a través de formaciones saladas
- Deformación de la sal en largos periodos de tiempo

Gradientes de Presión y Temperatura Delta:

- Estrés inducido debido a la carga cíclica
- Puede ocurrir la deformación plástica de los selladores

Manejo de la presión y temperatura a través de la vida productiva del pozo • Problemas termodinámicos asociados con la producción en altas profundidades a temperaturas de superficie:

- Falla en el equipo anular
- La tecnología de la presión manejada para perforar necesita control de pozo

III.1.8 Perforación con presión controlada (MPD)

La tecnología MPD es una forma avanzada de control primario de pozo que emplea un sistema de lodo cerrado y presurizable, lo cual permite un control más preciso de los gradientes de presión anulares que el que se obtendría con la simple variación de la densidad del lodo o el caudal suministrado por las bombas.

La IADC lo define como Proceso de perforación adaptable usado para controlar en forma precisa el perfil anular de presión a lo largo del pozo. Los Objetivos son determinar los límites reales de presión y manejar el perfil hidráulico de acuerdo a estos límites. Razon por la cual tiene una aplicación directa en la perforación de pozos HPHT y en aguas profundas debido a que la ventana operacional entre la presión de poro y la de fractura en este tipo de yacimientos es considerablemente reducida, como se muestra a continuación:

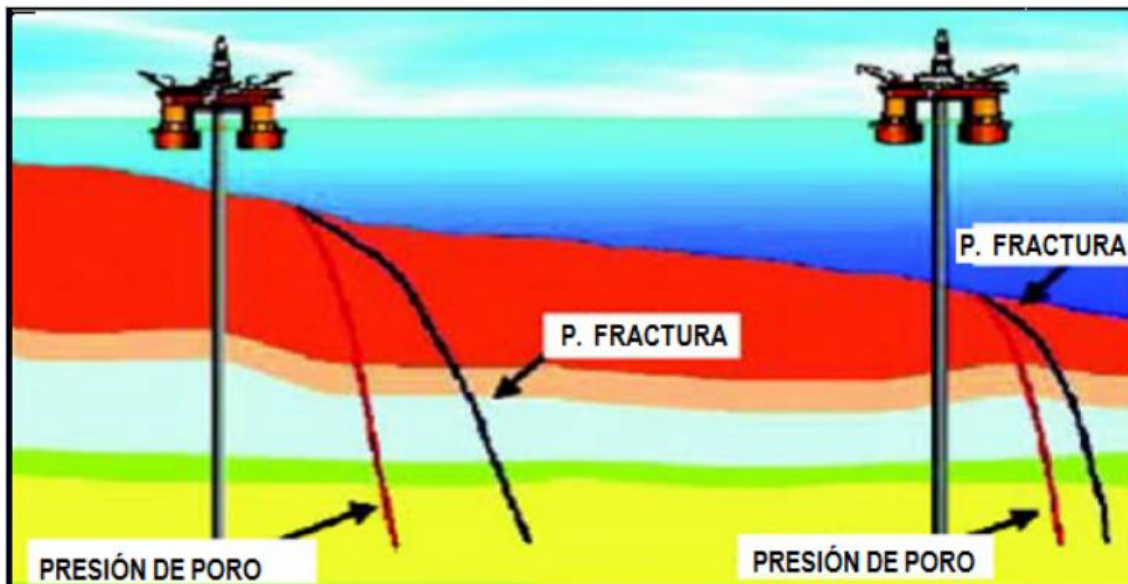


Figura BE. Ventanas Operativas

Debido a estas condiciones se pueden generar riesgos, o eventos no planeados, como son:

- Perdida de circulación
- Pegadura de tubería
- Brote
- Inestabilidad del agujero
- Side Track
- Pescados
- Rotura de tubería

Para llevar a cabo la implementación de un sistema de MPD es importante que el proceso incluya el control de la contrapresión, densidad y reología del lodo, nivel del fluido en el E.A., fricción de circulación, geometría del agujero o sus combinaciones.

Cabe destacar, que esta tecnología no está enfocada al yacimiento como lo hace la perforación bajo balance (Underbalance Drilling, UBD), sino que está directamente dirigida a mejorar la perforación, manejando precisamente el perfil de presión anular dentro del pozo, para de esta forma reducir significativamente los TNP (tiempos no productivos) con lo cual se mejora el control del pozo al disminuir los riesgos asociados a la perforación.

La esencia de esta tecnología es su habilidad para aplicar contrapresión en superficie mientras se perfora o se introduce tuberías así como evitar el flujo de fluidos de la formación al pozo. El motor para el desarrollo de esta tecnología ha sido el deseo de reducir los TNP asociados a:

- Márgenes estrechos entre la presión de formación y de fractura.
- Escenarios de pérdida-surgencia y control de pozo.
- Pérdida de circulación y costos de lodo excesivos.
- Programas con excesivas tuberías de revestimiento.
- Baja velocidad de penetración.
- Problemas para alcanzar la profundidad programada con diámetros lo suficientemente grandes.

III.1.8.1 Configuración Estándar de un Sistema MPD

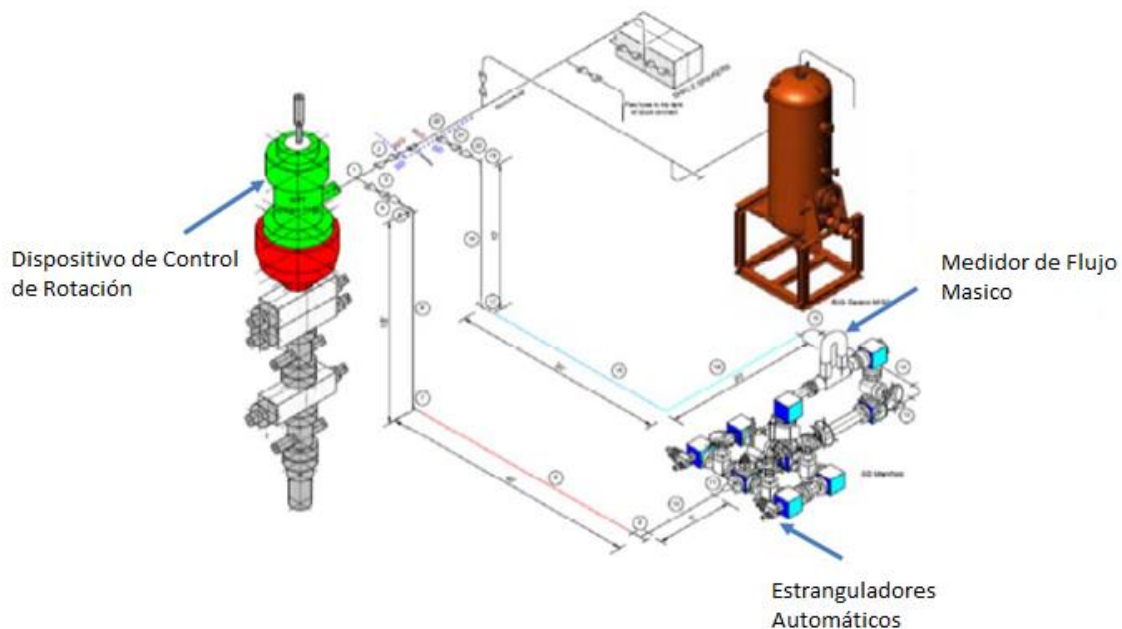


Figura BF. Configuración Estándar de un Sistema MPD

Diagrama de Instalaciones de un Sistema MPD

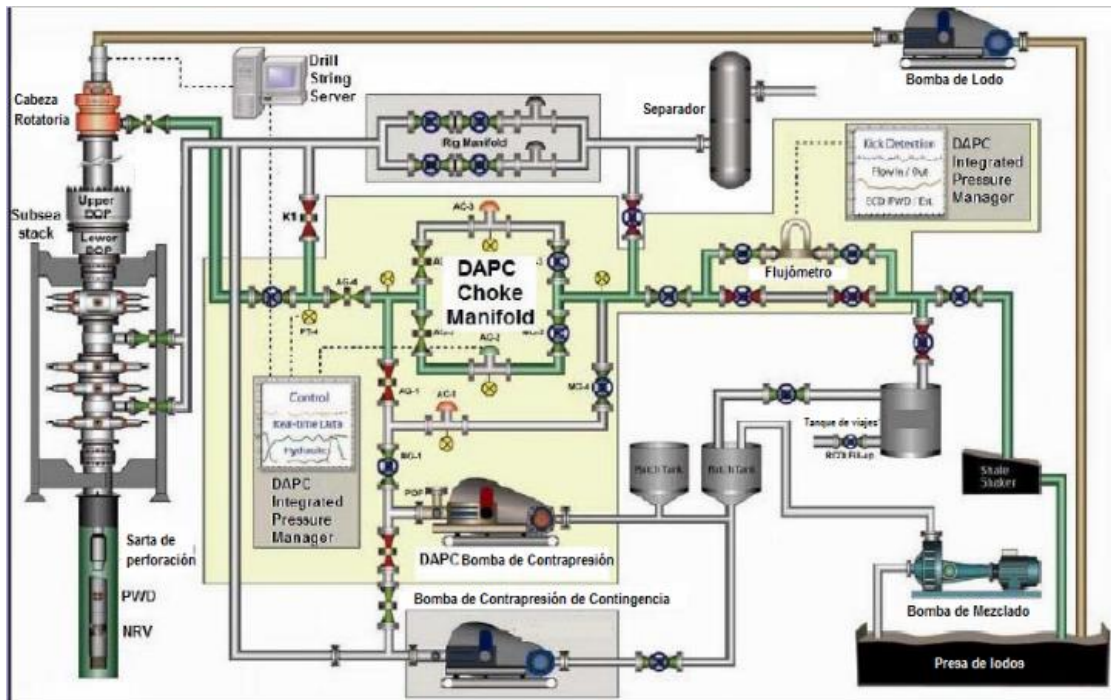


Figura BG. Herramientas

Elementos Básicos de un Sistema MPD

- **Dispositivo de Control Rotatorio RCD:** Es el sello de presión del sistema de circulación, asegura que el E.A. se encuentre Presurizado en condiciones Estáticas y Dinámicas.

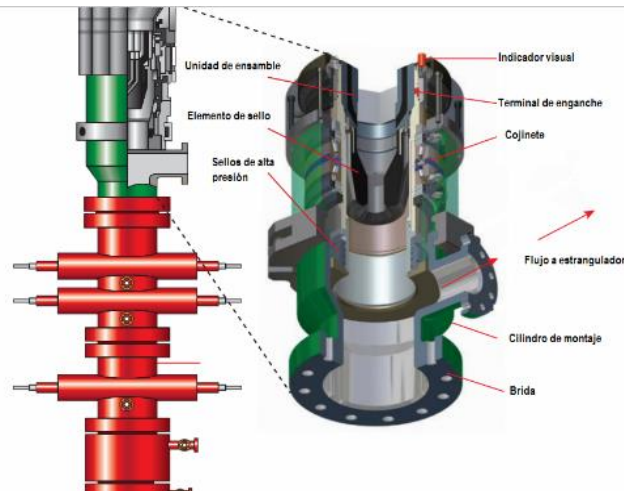


Figura BH. Dispositivo de Control Rotatorio RCD

- **Choke Manifold de perforación (Estrangulador):** Su aplicación en la operación MPD es controlar la Contrapresión en el E.A. mediante la regulación de la apertura del Obturador.



Figura BI. Choke manifold (Múltiple de estrangulación)

- **Bomba de Contrapresión BBP:** Crea activamente una Presión Positiva o Negativa según la Variante MPD



Figura BJ. Bomba de Contrapresión BBP

- **Válvula de Contrapresión NRV:** Evita que el fluido de Control retorne por la tubería de perforación



Figura BK. Válvula de Contrapresión NRV

- **Flujómetro Másico Coriolis:** Depende principalmente de una masa que fluye en la deflexión en forma de "U" para hacer su medición.

Tiene la capacidad de medir:

- Densidad
- Temperatura
- Gasto

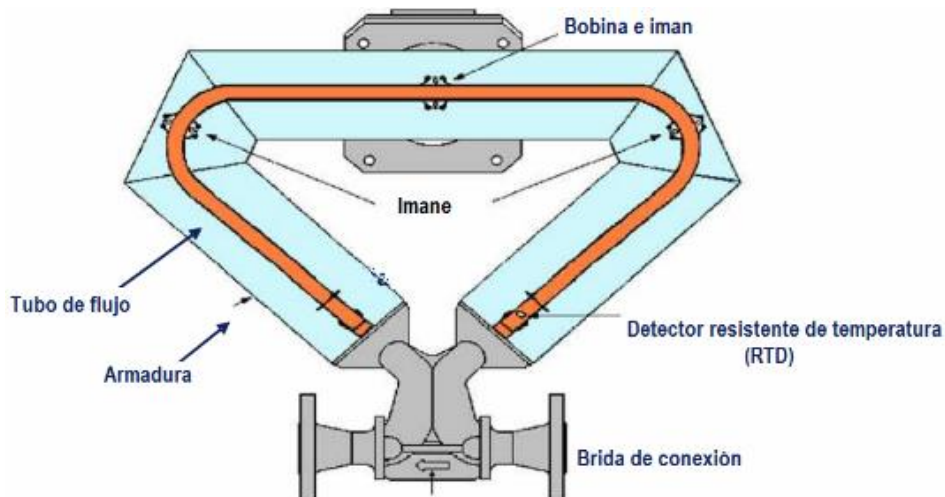


Figura BL. Flujómetro Másico Coriolis

Aplicaciones:

- Formaciones depresionadas
- Formaciones naturalmente Fracturadas
- Domos Salinos
- Lutitas Gasíferas
- Aguas Profundas
- HP-HT
- Aguas Profundas
- Campos Maduros

Existen dos categorías de MPD: reactiva y proactiva.

Con los equipos de superficie necesarios para tener un sistema de lodo cerrado y presurizable, y perforando de manera convencional, las técnicas de MPD reactiva permiten manejar más eficientemente las reacciones ante las distintas problemáticas que se pueden presentar en el pozo.

En el caso del MPD proactiva, los fluidos y el programa de tubería de revestimiento se diseñan desde el comienzo, donde se obtienen los mayores beneficios es en la perforación costa fuera ya que los pozos imponen un desafío mayor y los TNP son más costosos.

Existen cuatro variantes de la tecnología MPD:

1. Perforación con presión de fondo de pozo constante (Constant Bottom Hole Pressure-CBHP).
2. Perforación con tapón de lodo presurizado (Pressurized Mud Cap Drilling-PMCD).
3. Gradiente dual (Dual Gradient).
4. Salud, seguridad y Medio Ambiente (HSE).

III.1.8.2 Herramientas requeridas

Todas las variantes de MPD requieren una BOP rotativa con capacidad para manejar las presiones máximas que se esperan en superficie más un factor de seguridad. El desviador de flujo se monta sobre el anular del arreglo de BOP, además se necesita de un múltiple de estrangulación y válvulas de retención en el LWD (preferentemente recuperables por medio de cable) y un separador atmosférico bifásico cuando sea necesario para separar los gases que pudieran incorporarse al lodo.

Las válvulas de fondo de pozo (Downhole Deployment Valve, DDV) se instalan en la tubería de revestimiento para permitir viajes mucho más rápidos. Estas válvulas pueden instalarse de forma permanente o pueden colocarse en un tie back para que al final de la operación se

recuperen y luego puedan ser reutilizadas en otra operación. También se puede utilizar un paquete de compresión con una unidad generadora de N2 para aligerar el lodo si el margen entre la presión de poro y la de fractura es reducido.

III.1.8.3 Variantes posibles de MPD:

a. Perforación con presión de fondo de pozo constante (Constant Bottom Hole Pressure-CBHP)

Esta variante es la que se debe considerar cuando los pozos cercanos al que se está perforando han mostrado problemas de pérdida-surgencia y de control de pozo, cuando la presión es desconocida o los márgenes son muy estrechos.

Dichos márgenes se manifiestan, en primera instancia, por la pérdida de retorno del fluido en superficie al intentar restablecer circulación luego de una conexión, lo que significa que la presión hidrostática más las pérdidas por fricción en el espacio anular han excedido la presión de fractura en algún punto de la sección del agujero descubierto que se está perforando.

Es importante entender el desafío hidráulico que se enfrenta cuando se perfora de manera convencional.

Cuando las bombas de lodo están en funcionamiento, la densidad equivalente de circulación (Equivalent Circulating Density, ECD) responde al siguiente desarrollo:

$$DEC = P_h \text{ lodo} + \Delta P \text{ fricción anular}$$

Donde P_h es la presión hidrostática y ΔP las pérdidas por fricción cuando el lodo está circulando. De acuerdo a la ecuación anterior, la única manera de cambiar el perfil de presión en el fondo es ajustando el caudal de las bombas de lodo, es decir, cambiando el segundo término de la ecuación.

En cambio cuando se perfora aplicando la técnica de MPD, el perfil de presión sobre el fondo de pozo es el siguiente:

$$DEC = P_h \text{ lodo} + \Delta P \text{ fricción anular} \pm \text{Contrapresión}$$

Con este método se puede mantener un perfil de presión más constante durante el proceso de perforar y parar las bombas para introducir tubería. Al no tener el efecto de la fricción anular, este método permite la utilización de fluidos de perforación más livianos que en la perforación convencional sin riesgo de provocar un aporte de fluidos de la formación cuando se realizan las conexiones.

La presión hidrostática cuando no se está circulando puede ser menor que la presión de poro, sin embargo, aplicar una contrapresión en superficie permite mantener una presión diferencial y esto es lo que previene las manifestaciones del pozo al introducir tubería. Con un programa de

fluidos de perforación adecuado en el sistema de presión de fondo constante, el margen entre la presión de fractura y la presión de poro es mayor durante el proceso de perforación y esta es la clave para evitar las pérdidas de circulación.

La aplicación de la técnica MPD utilizando un estrangulador automático, mejora la seguridad y la eficiencia de la perforación mientras reduce los costos debido a que es totalmente automático y, por lo tanto, mide y reacciona en tiempo real a las variaciones de presión o ingreso de fluidos en el espacio anular, con lo que provee un cambio revolucionario en la precisión de las medidas, análisis de flujo y datos de presión.

Este sistema permite tomar las decisiones críticas de perforación basado en información recibida en tiempo real y no sólo confiando en modelos del tipo predictivo.

b. Perforación con tapón de lodo presurizado (Pressurized Mud Cap Drilling-PMCD)

Esta variante ha evolucionado los programas de perforación en tierra y es particularmente beneficiosa en los casos donde los pozos vecinos han encontrado zonas con presiones anormales bajas y donde se registran pérdidas masivas de lodo de perforación.

Este tipo de operaciones involucra un fluido de sacrificio por ejemplo agua de mar con inhibidores (cuando se perfora costa afuera) y sin retorno a la superficie. Un tapón de lodo pesado se bombea por el espacio anular con una bomba especialmente dedicada a ello a través de un dispositivo de control de rotación (RCD); la altura de la columna de lodo y su densidad se predeterminan manteniendo en un mínimo los requerimientos de contrapresión en superficie. El fluido de sacrificio es menos denso y menos costoso que el lodo convencional utilizado en los pozos vecinos (offset).

Cuando se perfora y circula con lodo de sacrificio (más liviano) se evita que este llegue a superficie por medio de la presión hidrostática del tapón de lodo lo que aumenta la contrapresión en superficie a través del RCD con el múltiple de estrangulación. El lodo y los recortes se ven forzados a la zona de pérdida que de otra manera ofrecería un riesgo durante la perforación.

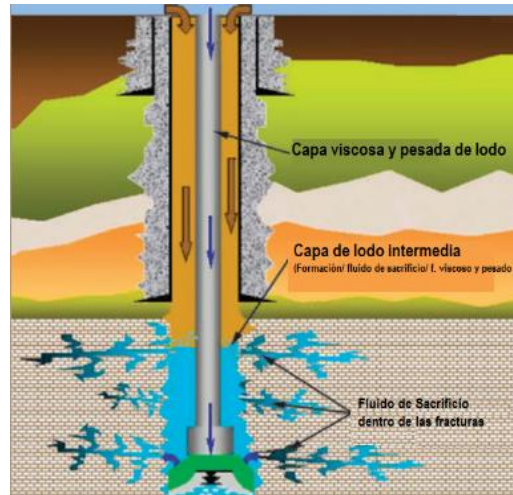


Figura BM. MPCD

c. Gradiente dual (Dual Gradient - DG)

Esta variante permite perforar el pozo con dos gradientes de fluido en el espacio anular. Las técnicas para practicar esta variante incluyen la inyección de un fluido de una densidad más baja, por ejemplo un fluido nitrificado, a través de una tubería parásita para reducir la presión de fondo de manera significativa sin tener que cambiar la densidad del lodo de perforación o los regímenes de bombeo.

d. Sistema de Circulación Continua (Continuous Circulation System CCS)

Esta técnica permite hacer conexiones de tubería, sin parar la circulación del fluido de control. Permitiendo mantener una DEC al realizar conexiones.

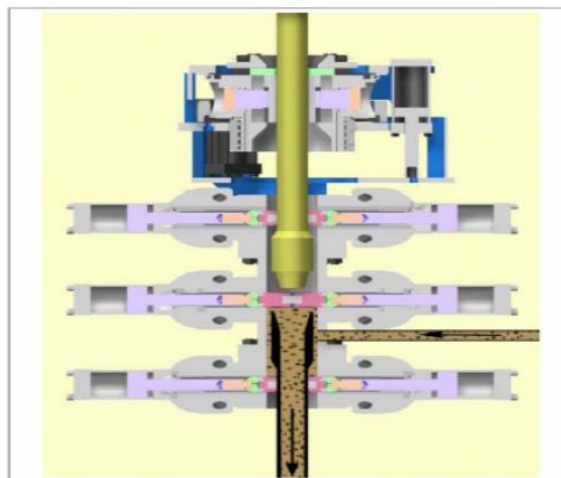


Figura BN. Técnica CCS

e. Salud, seguridad y Medio Ambiente (Health, Safety and Environment-HSE)

Esta variante está referida al control del flujo de retorno del fluido y cuyo objetivo primario es aprovechar el beneficio que representa tener un sistema de retorno de lodo cerrado.

De esta manera es posible evitar las consecuencias de una fuga de gas o de fluido a la atmósfera a través de la campana de perforación.

El mérito de la tecnología MPD es la manera en que los perforadores la han adoptado en todo el mundo, ya que tiende a disminuir los TNP, mejora el control del pozo y ayuda a perforar aquellos prospectos difíciles lo que permite acceder a activos que de otra forma no serían económicamente rentables.

Resumiendo, a continuación se muestra una tabla con las características, ventajas y desventajas de cada una de las variaciones de los sistemas MPD utilizados en perforación:

Constant Bottom Hole Pressure (CBHP)	-Utilizado con contrapresión en superficie y/o medidores de flujo másico, ayuda a perforar a través de zonas que tienen un rango operativo pequeño entre la presión de formación o estabilidad del agujero descubierto y la presión de fractura.
Dual Gradient Drilling (DGD)	-Utilizado para perforaciones costa fuera en aguas profundas y ultra profundas con ventanas operativas muy angostas, permitiendo llegar al objetivo con un diámetro de tubería razonable y la menor cantidad posible de etapas de revestimiento.
Pressurized Mudcap Drilling (PMCD)	-Utilizado para perforar a través de formaciones altamente fracturadas o cavernosas que acarrearán pérdidas totales o casi totales de lodo de perforación.
Health Safety and Environment (HSE)	-También llamado sistema MPD cerrado se utiliza para aislar los fluidos de las formaciones como el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono.

Tabla 15. Características de los sistemas MPD

La técnica MPD está particularmente adaptado a pozos enfocados a formación con altos valores de presión. La ubicación sub-superficial en donde se encuentran generalmente estos pozos, se caracteriza por tener incertidumbre de presiones, litología compleja y con contraflujo indeterminado, el cual es el volumen de fluido de perforación que fluye por el espacio anular después de que las bombas de lodo han sido apagadas.

Típicamente, los pozos HPHT son más complicados debido a ventanas operativas más angostas y a la falta de información. Cuando se enfrenta a una o ambas situaciones, los perforadores deben de estar preparados a enfrentar presiones más altas de las anticipadas.

Por ejemplo, durante las operaciones tradicionales de perforación muchos métodos de predicción y detección ayudan a reducir la incertidumbre relacionada con la presión. Sin embargo, algunos operadores están poco dispuestos a depender en la práctica de la predicción de presión de poro en pozos HPHT.

Las operadoras y prestadoras de servicio frecuentemente utilizan equipos MPD en pozos caracterizados por un alto grado de incertidumbre de presión. Por medio de una inducción de flujo intencional durante las operaciones MPD los ingenieros son capaces de determinar la presión de poro en tiempo real. Una vez que se cuenta con información de presión de poro acertada, se puede continuar perforando mientras mantiene una presión de pozo constante y garantizando permanecer dentro de la ventana operativa.

Los retos de los programas de pozos HPHT típicamente incluyen ventanas operativas angostas, cambiantes y relativamente desconocidas, descontroles, pérdida de fluidos, riesgos de pegamientos diferenciales, desprendimiento de la sarta de perforación, inestabilidad de pozo, fenómeno de baloneo y pérdidas de lodo durante la perforación y en la sección del yacimiento. Las operaciones de rutina para reforzar al agujero descubierto y su inestabilidad contribuyen a la incertidumbre que presenta la ventana operativa. Por lo general la densidad de los fluidos incrementa con la profundidad y disminuye con la temperatura. Se asumiría que estas dos condiciones se cancelan una a otra sin embargo, no es el caso en los pozos con condiciones HPHT, lo cual añade más incertidumbre a la predicción de la presión en el fondo de pozo.

Las predicciones de la presión de formación, la presión de fractura y la estabilidad del agujero, previas a la perforación requerida para la planificación del pozo por lo general tienen grandes márgenes de error. No es raro que los programas de perforación de pozos HPHT excedan los presupuestos y fracasen en llegar a la profundidad total deseada con un agujero lo suficientemente grande para una producción óptima. Los programas de revestimiento son típicamente más complejos que la mayoría de los pozos costa afuera, especialmente aquellos que se encuentran en aguas profundas. La frecuencia de incidentes de descontrol de pozo “potencialmente serios” es mucho mayor y de mayor intensidad que el que se presenta en pozos con menores valores de presión y temperatura, lo que ha llevado a los operadores a etiquetar un gran número de pozos como no perforables mediante métodos convencionales tanto en el aspecto económico como técnico y de seguridad.

Claramente los pozos HPHT son más complejos y presentan una mayor dificultad operativa. Esta situación ha promovido numerosas mejoras y desarrollos del equipo de pozo así como de herramientas de fondo de pozo que tengan una mayor tolerancia a las altas temperaturas. Un mejor entendimiento del impacto de los procesos geológicos ha contribuido a mejorar la exactitud de las predicciones previas a la perforación, lo que resulta en programas de perforación y de fluidos que reflejan de mejor manera las condiciones que se tendrán en el fondo de pozo.

Perforar un pozo HPHT con un sistema de fluidos en circuito cerrado acarrea una menor posibilidad de pérdida del control del pozo en comparación con un sistema convencional de circulación. Los factores que incrementan el riesgo de la pérdida de control de pozo acarrear

un alto costo y perjudiciales para la factibilidad de alcanzar la zona objetivo dentro del tiempo establecido y el presupuesto marcado según el programa de perforación. Por lo tanto, la manera más segura y por lo general la más eficiente para perforar dichos pozos y maximizar la confiabilidad operacional es con un sistema de ciclo cerrado que permita la práctica de MPD.

III.1.9 Cabezales de Pozo

El término Cabezal está definido, en la industria como todo el equipo permanente entre la porción superior del revestimiento de superficie y la brida adaptadora (adapter flange). La sección de flujo (christmas tree) o árbol de navidad se define como el equipo permanente por encima de la brida adaptadora (válvulas y medidores); sin embargo para este caso, se tomará la sección de flujo como parte componente del cabezal.

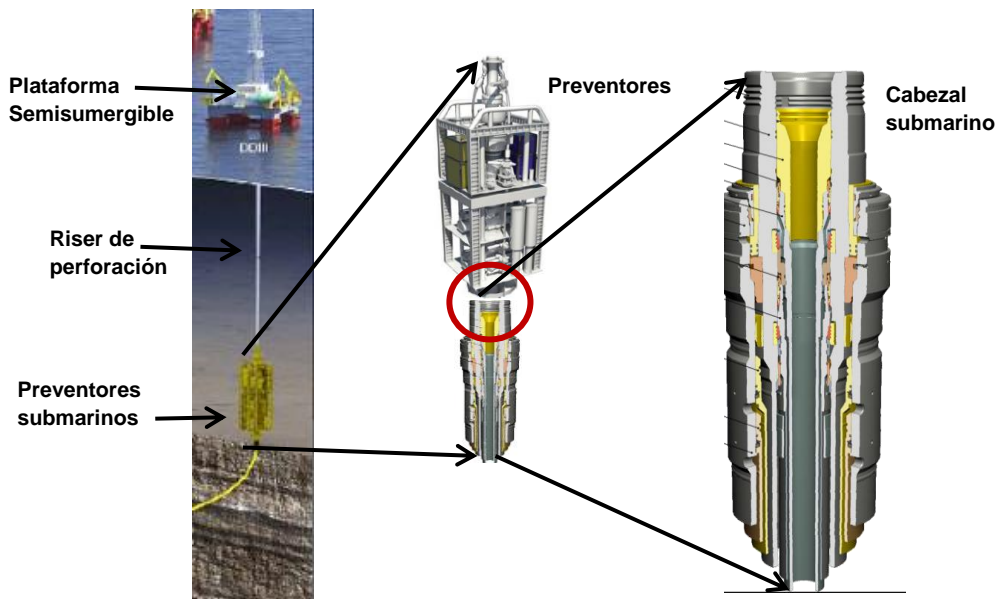


Figura BO. Sistema Submarino

Funciones:

- Controlar y dirigir la entrada de fluidos mediante el uso de válvulas
- Colgar el peso
- Sellar el espacio anular a nivel de superficie
- Ofrecer una base para el árbol de navidad

Existen 4 tipos de cabezales:

- Sistema convencional
- Sistema compacto
- Sistema de suspensión en lechos marinos
- Cabezal submarino del pozo

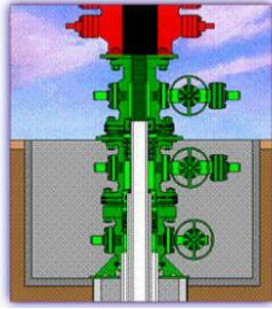


Figura BP. Cabezal Convencional

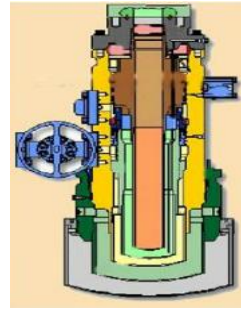


Figura BQ. Cabezal Compacto

Parámetros de análisis para la selección de cabezal de pozo

- **a. Localización**

Se debe evaluar la ubicación del pozo en cuanto al riesgo de exposición del personal de operación y el ambiente o áreas cercanas al mismo.

- **b. Condiciones de servicio**

Estas generalmente son:

-Condiciones de presión.

-Condiciones de temperatura.

-Tipo de fluidos de producción (agua, gas, aceite) incluyendo la presencia de gases corrosivos que contenga el fluido producido.

- **c. Programa de revestimiento**

Se refiere a los diámetros, tamaños y dimensiones en la cabeza de pozo (telescopio, uso de liners, etc.).

- **d. Programa de terminación**

Este puede implicar:

-Producción:

* Agujero descubierto.

* Agujero revestido

-Bombeo mecánico.

-Bombeo electrosumergible.

-Bombeo Hidráulico.

-Terminación doble

e. Programas futuros.

Evaluar la posibilidad de realizar en el pozo workovers como acidificaciones, fracturamientos, Uso de inhibidores de corrosión, etc.

Componentes básicos del cabezal

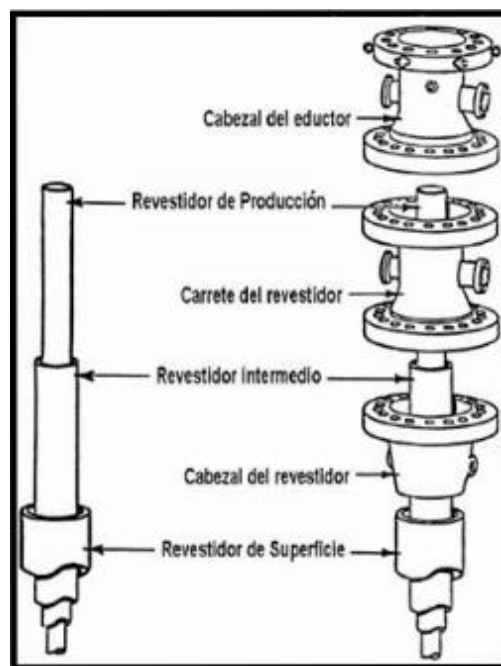


Figura BR. Componentes del Cabezal

a. Cabeza primaria del revestimiento. (Casing heads)

Sirve como conexión intermedia entre el revestimiento conductor y el equipo de control de pozo o con la sarta siguiente y/o la subsecuente.

Las funciones básicas de la cabeza primaria son soportar la sarta de revestimiento, conectar o adaptar el equipo de control de pozo aislando el agujero de la atmósfera y permitir el acceso al agujero para controlar la presión o el retorno de fluidos durante las operaciones de perforación.



Figura BS. Cabeza de revestimiento

b. Colgadores de revestimiento. (casing hangers)

Son mecanismos retenedores con empaques que permiten soportar, centrar y usualmente sellar el espacio anular entre la tubería de revestimiento y espacio interno de la cabeza primaria del revestimiento. Hay tres clases: cuñas, colgador de cuñas y tipo mandril.



Figura BT. Colgador de Revestimiento

c. Protector de prueba. (Test protector)

Posee doble función de acuerdo con el diseño del colgador seleccionado:

- Como Empacador primario para sellar el anular entre el tazón de la cabeza primaria del revestimiento y la sarta de revestimiento.
- Como protector de prueba cuando el colgador posee mecanismo de sello y su función es aislar el área de carga de las cuñas que soportan la sarta evitando una sobrepresión hidráulica.

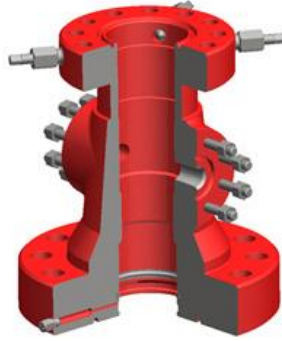


Figura BU. Protector de Prueba

d. Sellos de aislamiento. (isolated seals)

Bajo este término se incluye cualquier tipo de mecanismo que selle el diámetro externo del final de la sarta de revestimiento contra el espacio inferior que por diseño posee la cabeza que se instala enseguida y constituye la siguiente sección.

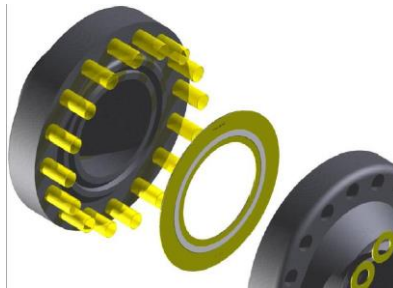


Figura BV. Figura Sello de Aislamiento

e. Sellos de conexión. (ring gasket)

También conocidos como anillos de compresión, suministran un sello hermético entre dos secciones o elementos ensamblados.



Figura BW. Figura Sello de conexión

f. Bridas adaptadoras. (Adapter flange or Tubing bonnets)

Permiten conectar la última sección del cabezal al ensamble de válvulas que se conoce como árbol de navidad.

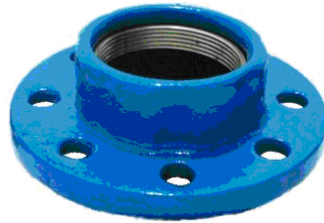


Figura BX. Bridas

g. Árbol de Navidad:

El árbol de navidad está conformado por una serie de válvulas, bridas, cuerpo de estrangulador y conectores que permiten el flujo controlado de los fluidos producidos.

Es utilizado para la fijación en la boca del pozo a perforar, conectado a la columna revestidora de la boca del pozo, permite sellar y controlar el espacio anular de la columna, colgar el oleoducto, controlar la presión de la boca del pozo y ajustar el flujo de petróleo (gas natural).

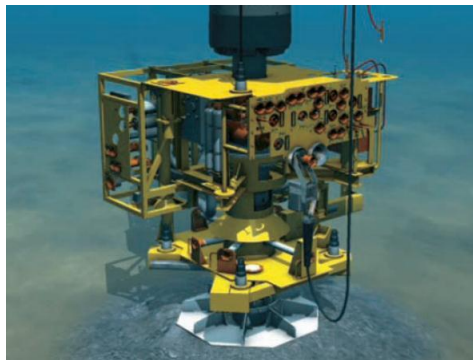


Figura BY. Árbol Submarino

Junta Flexible

Actúan como un cople flexible que se encarga de conectar al riser con el sistema BOP, permiten conectar desplazamientos de ± 10 grados.



Figura BZ. Junta Submarina

III.1.10 Risers

El riser es un tipo de tubería desarrollada para el transporte vertical de materiales desde el cabezal en el lecho marino hasta las instalaciones de producción o perforación por encima de la superficie marina, así mismo en sentido inverso, desde la plataforma hacia el cabezal en el lecho marino. Los risers son la conexión entre los desarrollos de campos submarinos y las instalaciones de producción y perforación.

De manera similar a las líneas de flujo, los risers transportan los hidrocarburos producidos, así como materiales de producción, como fluidos de inyección, fluidos de control y fluidos para la operación de sistemas artificiales de producción. Estos equipos están aislados térmicamente para soportar las temperaturas del fondo marino y pueden ser rígidos o flexibles.



Figura CA. Riser Submarino

Los diferentes tipos de riser se enlistan a continuación:

- Riser rígido tensionado (TTR)
- Riser flexible
- Riser en Caterina de acero (SCR)
- Riser híbrido

Riser rígido tensionado (TTR)

Este tipo de risers tienen dos tipos de arreglos. La selección de uno de los tipos de arreglo depende de varias consideraciones entre las que se pueden mencionar requerimientos de intervención y reparaciones, presión del yacimiento, tirante de agua, factor económico y seguridad.

- Sistemas de barril sencillo.- Consiste en una tubería de revestimiento sencilla y una tubería de producción en su interior. Esta configuración provee una solución sencilla, de bajo costo pero con un diámetro pequeño. Esta configuración suele ser insuficiente en la mayoría de los desarrollos debido a su configuración sencilla.
- Sistemas de doble barril.- Consiste en dos tuberías de revestimiento concéntricas junto con la tubería de producción. Esta configuración ofrece un mejor comportamiento térmico con respecto al sistema de barril sencillo. Usualmente el riser externo en ambas configuraciones, consta de una junta que se conecta al cabezal submarino mediante una conexión tipo tie-back. Para el caso del sistema de doble barril la tubería de revestimiento interna consta de juntas internas estándar que van desde el tie-back hasta el cabezal superficial.

La mayoría de los riser de este tipo se utilizan en las SPAR's utilizando un sistema que le provea tensión en la superficie. En la actualidad se utilizan sistemas de tensores hidroneumáticos para este motivo.

Los materiales que se utiliza en la fabricación de los risers de doble barril son acero de grados T95 y P110 para la tubería de revestimiento interna y acero grado X80 para la tubería de revestimiento externa.

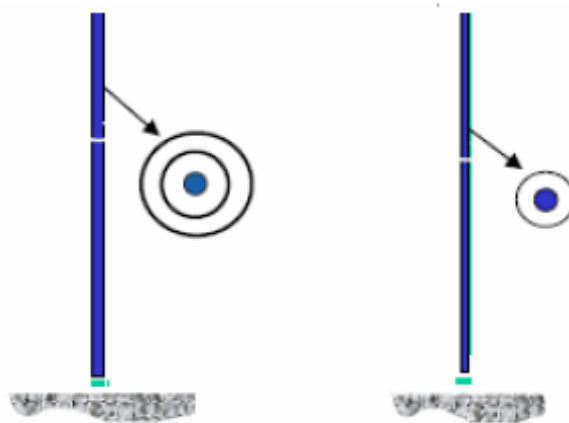


Figura CB. Riser de doble barril y de barril simple

Riser flexible

Los risers flexibles son la solución preferida actualmente para sistemas de producción flotantes. Este tipo de risers pueden ser colgados en el borde de la cubierta o conectados a estructuras llamadas flotadores, las cuales se encuentran flotando en las cercanías de la plataforma.

Los risers flexibles son construidos en capas individuales que están diseñadas para interactuar con las demás. El número de capas que componen a este tipo de risers dependerá de la aplicación que se le dará y del tirante de agua que se tenga, variando en número de capas desde cuatro a diecinueve. Un riser flexible típico para la producción de petróleo en aguas profundas consta de las siguientes capas:

- Carcasa interna: previene el colapso de la capa termoplástica interna en el caso de una caída de presión. La carcasa está compuesta de placas delgadas laminadas en frío enrolladas con un ángulo aproximado de 90°.
- Capa termoplástica interna.- esta capa es un componente de sello.
- Armadura de presión (espiral zeta).- la función principal de esta espiral es la de soportar las cargas debidas a la presión interna. Sin embargo, esta capa también proporciona una resistencia contra cargas radiales como la presión externa. La espiral zeta es fabricada con alambre con forma de Z. debido a que la espiral z y la carcasa interna pueden resistir las cargas de presión, estas son denominadas armaduras de presión.
- Capa termoplástica intermedia.- esta capa es utilizada para reducir la fricción entre las capas de resistencia a la presión y la armadura de tensión.
- Armadura de tensión con doble enlace.- estas capas proporcionan resistencias a las cargas axiales y a la torsión. Generalmente, estas capas son fabricadas de alambres planos de acero con una sección transversal de formas rectangulares y son colocadas en ángulos que varían de 25° a 55°. A estas capas se les aplica una lubricación con el fin de reducir la fricción y su desgaste.
- Capa termoplástica externa.- esta capa protege las capas metálicas contra la corrosión y la abrasión, y también liga las armaduras interiores.

Las configuraciones utilizadas para estos riser son lazy wave, steep wave y lazy S; estas configuraciones dependen en gran medida a la profundidad de trabajo, el grado de movimiento que refleje el tipo de unidad flotante que se esté utilizando, las condiciones del ambiente y restricción de espacio.



Figura CC. Configuración interna de riser flexible

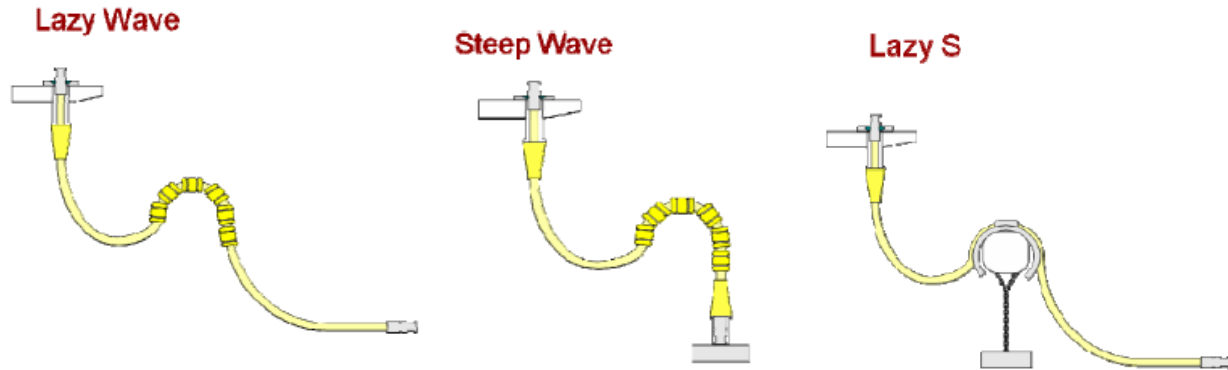


Figura CD. Configuraciones de risers flexibles

Riser Caterina de acero

Este sistema consiste en una tubería de acero colgada desde la plataforma en forma de catenaria. El riser está conectado generalmente a la unidad flotante mediante una junta flexible, una junta de tensión de acero o de titanio para absorber el movimiento angular de la plataforma. La parte final del riser descansa en el lecho marino como una viga. Existen tres configuraciones generales de este sistema de riser: el primero es una tubería sencilla de acero, el segundo es una tubería sencilla de acero con aislamiento húmedo y por último encontramos la tubería de doble barril con aislamiento seco.

Las ventajas de este tipo de risers son:

- No presenta problemas con respecto al diámetro
- No necesita sistemas que le proporcionen tensión ya que queda colgado por su propio peso a diferencia del sistema rígido tensionado.
- Presenta menos problemas en lo que respecta al movimiento de la plataforma.
- Es considerado el sistema riser más económico

El diseño del riser de acero en forma de Caterina está fuertemente ligado a las características de la unidad flotante, entre las que podemos destacar están las siguientes:

- Localización del punto de colgamiento en el casco
- Diseño de la junta flexible para soportar altas temperaturas
- Rigidez del sistema de amarre y su máxima excursión
- Movimiento de la unidad flotante

Los materiales típicos que se utilizan en la construcción de estos risers son acero grados X60, X65 o X70.

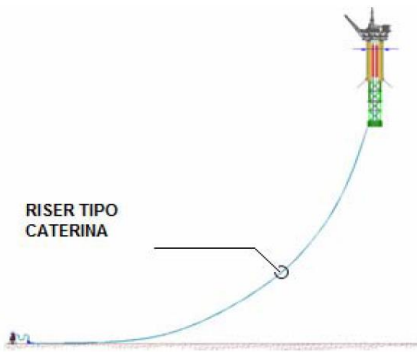


Figura CE. Riser de acero en Caterina para un SPAR

Riser Híbrido

Los risers híbridos presentan un nuevo tipo de sistema desarrollado por la necesidad de desarrollar campos en aguas más profundas con opciones más económicas. Este tipo de riser consiste en un conjunto de tuberías de acero verticales soportadas mediante colgadores externos. Se utilizan principalmente en ambientes donde el movimiento de levantamiento es muy severo.

Este tipo de risers proporcionan una significativa reducción de costos como resultado de la reducción del peso, simplificación del diseño y reducción del tiempo de instalación. En general las ventajas de este tipo de risers son: pueden ser utilizadas en aguas profundas sin necesidad de modificar la tecnología de aguas someras, reduce las cargas de fatiga, permite la fácil incorporación de bombeo neumático.

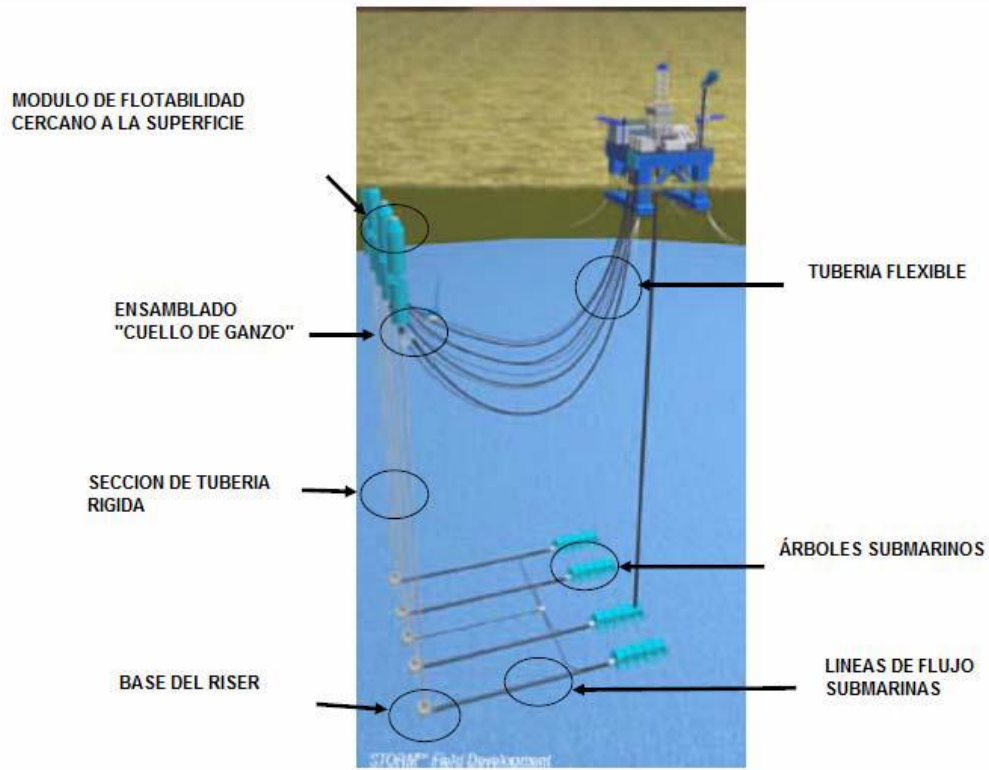


Figura CF. Configuración típica de un sistema de riser híbrido

Diagrama de árboles submarinos y terrestres

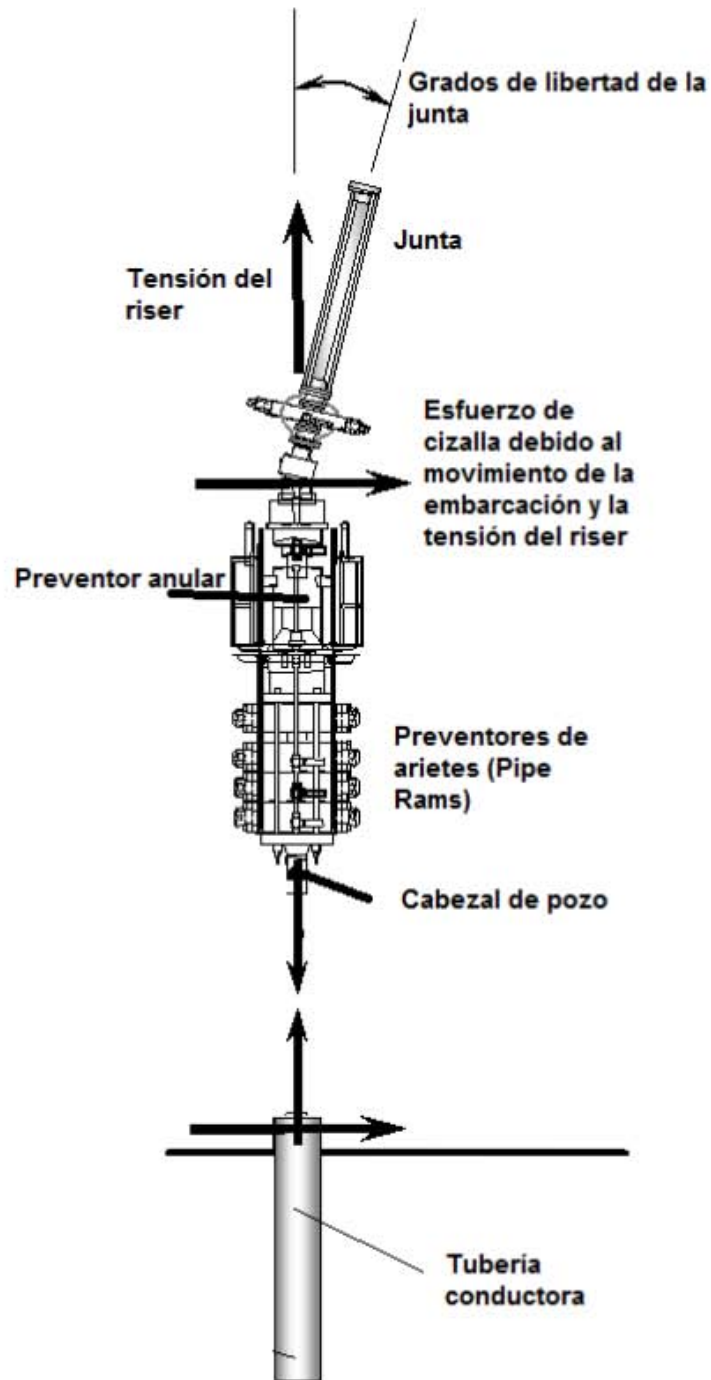


Figura CG. Diagrama de arreglo de riser, preventores y cabezal de pozo submarino

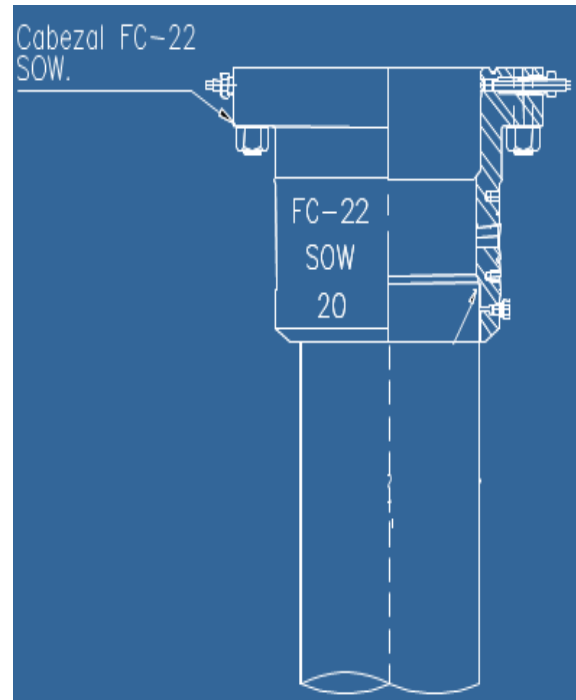
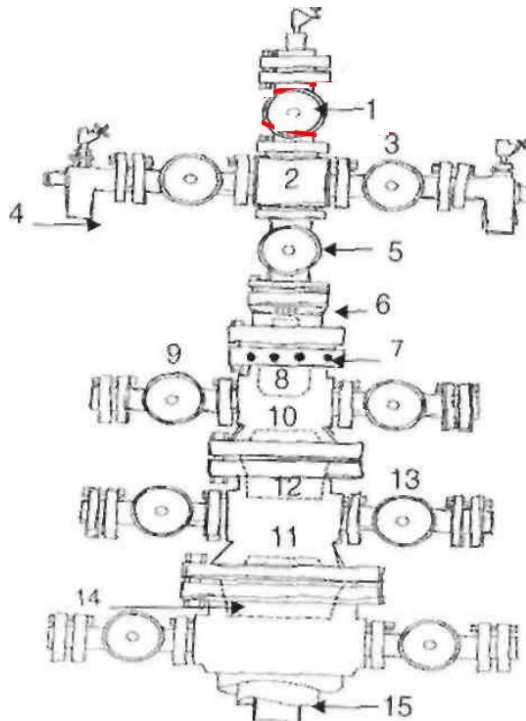


Figura CH. Árbol de válvulas y cabezal de pozo terrestre

1. Válvula Superior
2. Distribuidor de flujo
3. Válvulas laterales de la tubería de producción
4. Porta Estrangulador
5. Válvula Maestra
6. Combinación
7. Opresores de la bola colgadora
8. Asiento interior para la bola colgadora
9. Válvula lateral de la TR

Capítulo 4

Problemáticas de la perforación en Pozos HPHT

El desarrollo de nuevos enfoques para la perforación de pozos HPHT profundos es necesario para alcanzar los requerimientos de ingeniería y al mismo tiempo mantener los proyectos económicamente viables. Desarrollar tecnologías y técnicas de perforación óptimas también debe tomar lugar dentro de los requerimientos para la terminación. Por ejemplo, la técnica de perforación utilizando tubería de revestimiento podría disminuir de forma significativa el tiempo que se utiliza en los problemas en el fondo de pozo no asociados con procesos efectuados durante la perforación, como lo son el atascamiento de tuberías, la pérdida de circulación y situaciones de control de pozo, entre otros. Este giro conduce a operaciones de perforación más económicas y con una mayor seguridad, considerando que se requiere menos gente, un menor manejo de tubería, una menor cantidad de viajes y volúmenes menores de fluido de perforación.

Los problemas enlistados a continuación representan las principales preocupaciones durante la planeación de la perforación de pozos HPHT. Conforme se vayan desarrollando nuevos campos con distintas características, surgirán preocupaciones adicionales dignas de evaluación.

4.1 Capacidades Limitadas de Evaluación

- La mayoría de las herramientas de evaluación durante la perforación trabajan con una línea de acero de 425°F (218°C); las herramientas disponibles para temperaturas de 425°F (218°C) a 450°F (232°C) con línea de acero están muy limitadas.
- La tecnología de las baterías funciona hasta los 400°F (204°C) (Mercurio) para aplicaciones de MWD.
- La precisión de los sensores se ve disminuida con el aumento de la temperatura.
- Las herramientas de LWD/MWD son confiables para 275°F (135°C) con una disminución exponencial en la confiabilidad para 350°F (177°C).

4.2 Lento avance de Penetración en la Zona Productora.

- Normalmente las barrenas remueven alrededor del 10% de la roca por rotación en este ambiente comparado contra las condiciones normales de perforación en los pozos del Golfo México.
- Las estructuras cristalinas de las Barrenas tipo PDC se rompen a estas condiciones.

- Las barrenas tri-conicas no son óptimas para este ambiente.
- La perforación con cortadores impregnados frecuentemente es lenta.

4.3 Control de Pozo

- La presión de poro está cerca al gradiente de fractura causando potenciales problemas de control de pozo.
- La pérdida de lodo es un problema debido a la litología y a la Geo-Presión.
- El efecto de baloneo (Cambio de la longitud en la tubería debido a la presencia de fluidos dentro de la tubería de producción y a los cambios en el esfuerzo radial) causa que existan problemas en el manejo del lodo. Las paredes del pozo se expanden hacia afuera debido al incremento en la presión durante el bombeo. Cuando este último se detiene, las paredes se contraen y regresan a su tamaño normal. El exceso de lodo es entonces forzado hacia afuera del pozo.
- El gas Metano y el H₂S (Sulfhídrico) son solubles en los lodos base aceite y son liberados de la solución a medida que la presión disminuye. Por lo tanto la columna de fluido es aligerada.
- El diseño de la cabeza de pozo para 25 ksi, 450°F (232°C) es necesario. El rango actual es de 15 ksi, 350°F (177°C) H₂S servicio con trabajo en progreso para equipos de 20 ksi, 350°F (177°C). Existen las mismas preocupaciones para las válvulas BOP.

4.4 Tiempo No Productivo

- Atascamiento de la tubería y rompimiento de la sarta (Twist-Off)
- Tiempo de viajes – causado por la falla de alguna herramienta (LWD/MWD) y los viajes de la barrena.
- Toma de decisiones poco optimizada causada por una falta de experiencia en el área.
- Problemas de seguridad asociados al manejo de fluidos, tuberías y líneas de acero calientes.

Estas brechas y oportunidades están resumidas en la Tabla 12 acorde a la línea de servicio. Podemos concluir que los pozos pueden ser perforados a condiciones definidas en base y casos de sensibilidad, pero la evaluación de formaciones aún es muy complicada y en efecto, bastante problemática para el control en tiempo real y la navegación. Sin embargo, existen oportunidades en las aéreas del mejoramiento del desempeño de la perforación, especialmente en ritmo de penetración y el control del pozo.

4.5 Problemáticas de la Tecnología de Perforación

Las siguientes problemáticas tecnológicas han sido identificadas por compañías y operadores como los principales obstáculos que deben enfrentar los perforadores al operar en ambientes HPHT. Los datos fueron obtenidos en gran parte de compañías de servicios en forma de entrevistas realizadas a personas con experiencia en el manejo de los equipos mencionados y en la construcción de pozos petroleros con características HPHT.

- Cabezales de Pozo y colgadores de empacadores
- Fluidos de perforación
- Perforación direccional
- LWD/MWD
- Toma de registros en agujero descubierto
- Barrenas
- Inspección, QA/QC, y los Standards

4.5.1 Fluidos de Perforación

- Sirven como refrigerante para las operaciones de LWD/MWD.
- H₂S y el gas son solubles en los OBM.
- Una reducción en la fricción por presión mejorara el control de los ECD.
- La pérdida de lodo es un problema serio.

4.5.2 LWD/MWD

- Extender los electrónicos en marcha y los proyectos de sensores para alcanzar las metas sería muy ventajoso.
- Una batería de alta temperatura está siendo desarrollada por Los Alamos National Laboratory.
- Un prototipo retirable de sistema MWD para 400°F (204°C) está en desarrollo por Schlumberger.

4.5.3 Sistema de Perforación/Barrenas

- Terra-Tek y Sandia National Laboratories han demostrado mejoramientos en los sistemas que aumenten la tasa de penetración (ROP) y en el desempeño de los cortadores para lograr una reducción a los costos de la perforación.
 1. Se debe combinar los estudios realizados en tecnología de barrenas y de los lodos para mejorar el desempeño de la perforación.
 2. Sandia National Laboratories, en conjunto con U.S. Synthetics, ha desarrollado tecnologías de cortadores para mejorar el desempeño de las barrenas.
- Mejoras a las turbinas y al diseño de los motores han mejorado el ROP al incrementar las rpm.
- El Torque es el mayor de los problemas a pesar de los múltiples esfuerzos que se han realizado.
- Optimización de la barrena, el motor, el lodo y la dinámica de la sarta de perforación como un sistema ofrece posibilidad para mejorar la confiabilidad y los ritmos de penetración.

	Pres	Temp	Problemáticas	Oportunidades
Cabezales de pozo y colgadores de tubería	15 kpsi	350°F	Expandir los sistemas de 15k a 20k 350°F, los de 25k tendrán que ser un diseño totalmente nuevo	Mejorar la tecnología en sellos. Enmendar las specs. de la API Desarrollar sellos de Metal-Metal para 25k
Fluidos de Perforación - Lodos Base Aceite - Lodos Base Agua - Lodos Sintéticos	30 kpsi 30 kpsi 30 kpsi	500°F 500°F 500°F	La presión por fricción contribuye a las pérdidas. El enfriamiento del lodo es benéfico El Gas y el H2S son solubles en los lodos base aceite	Reducir la fricción Reducir la solubilidad del H2S y el metano en los lodos base aceite Mejorar el enfriamiento
Perforación Direccional -Motores -Control Direccional -Secciones Largas	25 kpsi	425°F	El torque es un problema La falta de torque provoca que los motores se detengan Los sellos del motor presentan problemas en altas temperaturas	Mejorar turbinas - Incrementar las RPM y el torque de los motores Fabricar motores con una temperatura de operación mayor
LWD / MWD - Alta confiabilidad - Límite		275°F 350°F	Disminución exponencial en la fiabilidad de 250°F a 350°F Cambios en la calibración en temperaturas altas Las baterías tienen una limitación a 400°F La vibración reduce la confiabilidad La telemetría es relativamente lenta	Mejorar baterías (500°F). Desarrollar electrónicos para alta temperatura Reducir la vibración en la sarta de perforación Mejorar el sellado Obtener telemetría en tiempo real Desarrollar sensores de gas y H2S
Registros en agujero descubierto -Todas las herramientas -Herramientas limitadas	25 kpsi 25 kpsi	350°F 450°F	Disponibilidad limitada en temperaturas más elevadas Cambios en la calibración en temperaturas altas	Extender el rango a 500°F Desarrollar más herramientas que trabajen a 500°F Considerar el uso de fibra óptica
Barrenas -PDC y TSP -Triconicas no recomendadas	30 kpsi	500°F	El ritmo de penetración es bajo Ritmos de penetración equivalentes al 10% de los ritmos promedio	Desarrollar nuevos sistemas que incluyan barrenas, motores, lodos y sargas Continuar el desarrollo de cortadores

Tabla 16. Límites de la Tecnología de Perforación

de un pozo enfocado a condiciones HPHT. La siguiente tabla resume los puntos que desarrollaremos a continuación:

4.6.2 Cabezal de pozo y colgador de TR

Objetivo: Servir como medio para colgar la TR y proporcionar un lugar para colocar las BOP y arboles submarinos (en caso de costa fuera) para mantener el control de pozo.

Los parámetros principales al seleccionar un cabezal de pozo son:

-Costos.- El costo es uno de los parámetros más importantes en la selección de cualquier herramienta o equipo a utilizar, el costo de la herramienta en sí, sus costes de mantenimiento así como de manufactura serán una parte importante en el proceso de selección de un modelo de cabezal a otro, tomando en cuenta otras consideraciones técnicas y la relación beneficio costo. Desde esta perspectiva de costos, el mantenimiento de los equipos toma importancia tanto económica, como de seguridad al tener que ser revisados periódicamente para evitar un mal funcionamiento.

-Límites de equipo.- En este aspecto se debe verificar la presión y temperatura a la que será sometido el cabezal, tanto durante las operaciones de perforación, como en la etapa de producción. Los límites actuales de los equipos de cabezal son del orden de los 15,000 psi y los 350 °F (177°C). Se debe de tener precaución en la utilización de sellos metal-metal con sellos elastoméricos, ya que esta tecnología ya ha alcanzado su umbral operativo.

-Tamaño.- La principal consideración en cuanto al tamaño de cabezal que se utilizará será la determinación del número los diámetros de las sartas de revestimiento que se utilizarán, además del número de secciones en las que se perforará el pozo.

4.6.3 Fluidos de perforación

Objetivo: Se busca mantener el control del pozo, enfriar la barrena de perforación, lubricar, remover los recortes de perforación y evitar el desmoronamiento de la formación con el menor daño posible.

Dentro de los puntos principales a considerar cuando se selecciona un fluido de perforación se listan a continuación:

-Estabilidad del agujero.- Los parámetros principales a considerar en este punto son: el tipo de formaciones que se atravesarán, la presión de la formación, la presión de fractura, el control de pérdidas de circulación y el enjarre. En este tipo de ambientes se tiene un pobre control sobre la densidad equivalente de circulación, frecuentes

pérdidas de circulación y de fluidos y un margen estrecho entre las presiones de fractura y de formación.

-Acarreo de recortes.- Se deben establecer las propiedades de transporte, acondicionamiento y limpieza del pozo que se requieren, lo cual está relacionado con las propiedades que tendrá el fluido y el gasto que se le pedirá a las bombas de lodo. Actualmente los sistemas de lodo disponibles y la tecnología de temblorinas tienen un desempeño satisfactorio en cuanto al acarreo de recortes en los ambientes HPHT.

-Estabilidad del fluido.- Los parámetros más importantes a considerar son la presión y temperatura a las que se someterán los fluidos. La resistencia a los contaminantes tales como H₂S Y CO₂ y la resistencia al hundimiento de la barita también son parámetros a considerar dentro del diseño. Actualmente los sistemas de fluidos base agua son estables hasta los 425 °F (218°C), mientras que los lodos base aceite y sintéticos soportan hasta los 500 °F (260°C). Actualmente se encuentran en desarrollo sistemas de fluidos cuya reología soporte temperaturas de hasta 600 °F (316°C). El diseño óptimo de los sistemas de fluidos ayuda en gran medida al ROP.

-Equipo para pruebas.- Contar con equipos para medir reología, enjarres y pérdidas de fluidos es indispensable.

-HSE.- El manejo, transporte y eliminación de los desechos de perforación y los fluidos utilizados es un punto que toma cada vez más importancia en cualquier operación llevada a cabo. Se debe de establecer la forma de desecho de los fluidos y recortes, así como determinar su toxicidad y tratamiento a recibir.

-Desempeño de perforación.- El diseño del lodo impacta directamente este punto. Los parámetros que afecta son: ROP, pegas diferenciales y rompimientos de tubería. Actualmente se están llevando a cabo estudios para determinar parámetros de lodo que mejoren las condiciones de perforación.

-Almacenamiento y mezclado.- Se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros: tamaño de tanques, tuberías, mezclas, requerimientos volumétricos y los equipos de mezclado disponibles.

4.6.4.- LWD/MWD

Objetivos: Tiene como función principal la medición de las características de la formación y del pozo. De ahí, enviar la información por telemetría hasta la superficie, con la cual se podrá realizar toma de decisiones.

-Mediciones.- Para poder tomar mediciones de la formación debemos contar con una herramienta que sea funcional de acuerdo a los parámetros del agujero descubierto y de las propiedades del fluido. Se debe contar con Precisión, repetitividad y confianza. Los sistemas electrónicos actuales para tomar y procesar los datos de fondo trabajan eficientemente hasta los 275 °F (135°C) y continúan funcionando hasta los 350 °F (177°C), con un riesgo exponencial de falla por encima de los 275 °F (135°C). El futuro en este rubro apunta directamente a extender los proyectos de electrónica existentes para que sean operables hasta los 500 °F (260°C).

-Límites del equipo.- Estos son los que marcan los valores de presión, temperatura, fuente de poder y vibración que son capaces de soportar los equipos. Existe un alto riesgo asociado con la exposición a presión, temperatura muy elevada. En cuanto a los problemas en el funcionamiento del equipo el sellado es un problema mayor. Se utilizan técnicas de doble sellado para prevenir fugas. Se requerirá de nuevas técnicas de sellado para llegar a soportar los 30,000 psi y 500 °F (260°C).

-Costos.- Los costos de la herramienta y del mantenimiento de esta son bastante elevados debido al desgaste que sufren al estar sometidas a condiciones de presión y temperatura muy elevadas. Para este tipo de ambientes, los componentes necesarios son costosos en caso de que existan.

-Manufactura.- Proceso de selección, Se deben de fabricar chips capaces de funcionar en condiciones adversas los cuales son muy costosos y dependiendo de la cantidad necesitada será el tiempo de fabricación.

-Tamaño del agujero.- El diámetro externo de este regula el tamaño de la herramienta y ritmo de corrida. El diámetro de la herramienta debe permitir las corridas dentro y fuera del pozo. Los tamaños de herramienta son variados, por lo que pueden ajustarse a casi cualquier condición de pozo. Se requiere determinar los programas de revestimiento del pozo, antes de hacer las determinaciones.

-Telemetría.- Depende de la Velocidad de corrida y de la interferencia la información debe de ser transmitida de forma eficiente del fondo del pozo hasta la superficie. Los medios de transmisión de información actuales se encuentran limitados a los 20,000 ft. y los 350 °F (177°C). Los operadores requieren de servicios en tiempo real. Las tuberías inteligentes podrían presentar la solución a estos problemas, sin embargo se encuentran en etapas de prueba. Actualmente se necesitan soluciones para llegar a los 30,000 ft. con un sistema de servicio en tiempo real.

-Fuente de poder.- está limitada por el tipo de fuente, la corriente y el ciclo de vida del sistema utilizado. Se requiere una fuente que mantenga el equipo funcionando a lo largo de toda la operación lo cual suele ser muy costoso. Para las condiciones actuales las turbinas parecen adecuadas. Las baterías están limitadas a 350 °F (177°C). para base litio, y a 400 °F (204°C). para mercurio. Actualmente se requieren mejoras importantes, tanto en los sistemas de turbina, como en el de baterías.

-Almacenamiento y transporte.- Es importante tomar en cuenta el transporte de los patines, las baterías y las fuentes radioactivas, pues los tiempos de viajes y el desgaste en estos genera un costo adicional a la operación.

4.6.5 Registros de agujero descubierto

Objetivo: Su finalidad es medir las características de la formación y el pozo mediante la introducción al pozo de un kit de herramientas que conviertan los parámetros eléctricos y radioactivos a información útil.

- Mediciones.- Los registros que se tomarán dependen de la Formación que se quiere estudiar, los parámetros del agujero descubierto y de los parámetros de los fluidos del pozo. Se utilizan sensores para evaluar el pozo. La mayoría de los sensores son capaces de trabajar hasta los 400 °F (204°C).. Los registros de resistividad, neutrón, densidad, dipolo y sónico se encuentran disponibles para temperaturas de hasta 450 °F (232°C).

-Límites de equipo.- Estos están dados por los valores de Presión y temperatura. Las limitaciones actuales llegan a los 25,000 psi y los 450 °F (232°C).. Es esencial proteger la parte electrónica y de sensores del ambiente al que están expuestos para asegurar un funcionamiento óptimo de los componentes. Se necesita desarrollar sensores y electrónicos que funcionen hasta los 500 °F (260°C).

-Tamaño de agujero.- El diámetro externo de la herramienta está limitado por el tamaño del agujero, el cual a su vez limita el ritmo de corrida de una herramienta. Actualmente no es un factor que limite de manera severa el desarrollo de los pozos HPHT. El equipo actual se encuentra disponible para diámetros externos de 2 ¾' el cual admite distintos tipos de herramientas actuales sin mayor problema.

-Telemetría.- Depende de la Velocidad de corrida y de la interferencia la información debe de ser transmitida de forma eficiente del fondo del pozo hasta la superficie. Los ritmos de transmisión de la información son adecuados para este momento.

-Transporte de la sarta de herramientas.- Existen diversos métodos, los cuales determinan la confiabilidad de la operación, la fuerza necesaria de jalón, la capacidad de gasto. Los sistemas de línea especial y de corte de línea han sido desarrollados para correrse con línea eléctrica en aguas profundas con pozos HPHT.

4.6.6 Perforación direccional

Objetivo: Proveer información confiable de la localización de la barrena y el ángulo de perforación para que el perforador pueda maniobrar la barrena y llegar al objetivo deseado. Los operadores están solicitando sistemas más económicos.

De los parámetros principales a considerar se encuentran:

-Almacenamiento y transporte.- Se deben tomar en cuenta las características de los patines, monturas y repuestos que se utilizarán. En cuanto a aplicaciones HPHT ninguno de estos componentes representa un problema o tiene limitaciones de uso.

-Componentes electrónicos.- Se debe de determinar principalmente la temperatura a la que estarán operando, la vibración a la que serán sometidos y la fuente de poder que utilizarán. En este punto se tienen uno de los mayores problemas en aplicaciones HPHT debido principalmente a la temperatura elevada y a la fuente de poder a utilizar.

-Motores de fondo.- Dado que lo que se desea es una mayor tasa de penetración, la determinación del ROP se basa en los siguientes parámetros: RPM, torque, tipo de motor, confiabilidad, tipo de sellos y rodamientos. Recientemente se ha observado que las turbinas son más confiables y eficientes que otros motores y que han incrementado substancialmente el ROP.

-Telemetría.- Los dos factores más importantes a determinar son: el método de transferencia a utilizar lo cual por ende determinará la eficiencia y velocidad de transmisión de datos de la herramienta. Actualmente los sistemas de telemetría se encuentran limitados a los 20,000 ft y 350 °F (177°C). El flujo de información es relativamente bajo y lento, lo que obstaculiza la toma de decisiones en tiempo real.

-Vibración.- Este punto es el principal causante de fallas y disminución de la confiabilidad en la herramienta, por lo cual el estudio de los sistemas de barrenas y amortiguación deben de analizarse a fondo. Un mejor diseño de las barrenas y un análisis de armónicos detallado podrían aminorar los problemas.

4.6.7 Barrenas

Objetivo: Se busca remover el material de la formación de forma eficiente y económica para crear un agujero apto para la producción de aceite.

-Tipos- Dentro de los tipos de barrenas existen: Triconicas, PDC, TSP y las impregnadas. El tipo de barrena determina la tasa de penetración y la longevidad. Los fabricantes están combinando tipos de cortadores en varios patrones para lograr un desempeño óptimo. También se encuentra en desarrollo un nuevo tipo de cortadores que mejoraran los ROP. Se requiere trabajo continuo en el mejoramiento del

desempeño de los cortadores. Los rodamientos de las barrenas Triconicas pueden desarrollarse para ambientes HPHT con un costo de 2 a 3 millones de dólares.

-Formación.- El tipo de formación nos da diversos valores de porosidad, de resistencia a la compresión y de resistencia a la cizalla lo cual genera que seleccionemos una barrena específica para un intervalo. Los ambientes HPHT tienen mayores magnitudes de esfuerzos compresivos y de cizalla que otros ambientes menos demandantes. Como resultado, por cada giro de la barrena se recogen mayor número de recortes con lo que se requiere que el lodo sea capaz de evacuarlos de forma eficiente. Se pueden alterar las configuraciones de motor de perforación y barrena para optimizar las condiciones de perforación. En el golfo de México se han utilizado configuraciones de turbina y barrena de PDC/TSP las cuales han dado resultados favorables.

-Disponibilidad de tamaños.- El programa de revestimiento determina el tamaño de la barrena. Utilizar la barrena correcta determina el tamaño de la siguiente TR que puede ser colocada. Los proveedores se encuentran reacios a construir sobre especulaciones debido a los bajos volúmenes de revestimientos y pesos utilizados en los ambientes HPHT. La estandarización de los programas de perforación podría hacer más atractivo para los fabricantes de barrenas el construir equipo para este ambiente.

-Límites de diseño.- Los factores que definen los límites del diseño de una barrena son: Presión, temperatura, peso sobre barrena, torque, vibración. La tecnología de cortadores y los patrones son las que determinan las ROP que tendremos durante los intervalos a perforar. La vibración se considera problemática también, debido a que daña otros componentes del equipo por lo que es indispensable buscar la reducción de la vibración utilizando técnicas como el balance de energía y la optimización del equipo de la sarta de perforación. Actualmente, no existen límites de diseño. Los pozos futuros que requieran de criterios más altos podrían presentar problemas de diseño desde una perspectiva de metalurgia.

-Tamaño de toberas.- El tamaño de estas determinará la cantidad de lubricación de la barrena, el mantenimiento de la temperatura debido al efecto de refrigeración que genera la circulación de lodo y por ultimo al valor obtenido de eficiencia de corte, puesto a que si tenemos más recortes en menos tiempo necesitaremos más lodo para transportar esos cortes a la superficie.

Conclusiones

- Las distintas tecnologías disponibles en el mercado para los ambientes HPHT no aseguran el éxito operativo, ni económico de un proyecto de este tipo. Como se ha mencionado antes se requiere de un equipo interdisciplinario de trabajo en el que la experiencia juega un papel muy importante. Debido a que en nuestro país la incursión a este tipo de pozos HPHT en aguas profundas es algo relativamente nuevo, no se ha generado aún suficiente experiencia en México, por lo que recomendamos tomar como base la que otros países han desarrollado durante el desarrollo de sus yacimientos. Esta tesis se basa principalmente en este principio de recolección de información de fuentes ajenas a las nacionales, con el objetivo de desarrollar la industria nacional y fortalecerla.
- Las tecnologías más modernas disponibles siempre serán también las más caras. Hacer un análisis profundo de la rentabilidad de un proyecto de esta naturaleza y asegurarse de que éste será capaz de cubrir el costo total de la inversión que se tiene contemplada, es tal vez el aspecto de mayor importancia a la hora de la selección del equipo necesario para desarrollar este tipo de campos.
- Recomendamos contar con un equipo dedicado a la investigación de las distintas tecnologías clasificadas HPHT, que ofrecen las distintas compañías de servicio con el fin de estudiar las capacidades operativas de sus herramientas, crear un compendio de éstas y poder realizar con base en ello, una mejor selección de las herramientas que nos ayudarán a superar los problemas operativos que enfrentaremos en el futuro en nuestros yacimientos.
- Consideramos que el área de aguas profundas y de HPHT será el futuro de la industria en nuestro país, por lo que recomendamos que se incluyan en el plan de estudios de manera obligatoria, materias que sirvan a manera de introducción a la perforación en aguas profundas.
- Durante la elaboración de este trabajo, nos encontramos con varios obstáculos referentes a la obtención de información. Las fuentes de información se encuentran muy limitadas dentro del ambiente universitario, consideramos que la creación de algún convenio con algún sitio de publicaciones petroleras sería beneficioso para la formación de futuras generaciones de ingenieros. Nosotros consideramos a distintas asociaciones

como fuentes veraces de información en el ámbito petrolero. Por mencionar algunas de ellas se encuentran:

- AADE (American Association of Drilling Engineers)
- SPE (Society of Petroleum Engineers)
- IADC (International Association of Drilling Contractors)
- World Oil
- OTC (Offshore Technology Conference)
- IPTC (International Petroleum Technology Conference)

Bibliografía

- Elliot D., Montilva J., Francis P., Reitsma D., Shelton J., Roes V.: Managed Pressure Drilling Erases the Line: Oilfield review 2011:23, no.1: Schlumberger: 2011.
- Noeth S., Den Boer L., Sayers C., HOOYMAN P.: An Integrated Regional Model of the Gulf of México: A Versatile Tool for Rapid Pre-Drill Assesments, While-Drilling Updates & First Look Prospect Grading: AADE 2009.
- Nauduri S., Medley G., Schubert G: MPD Candidate Identification: To MPD or Not to MPD: SPE/IADC 130330: 2010.
- Khandoker S., Landthrip G., Huff P.,: Structural Optimization of Subsea Pressure Vessel Equipment for HPHT Application with a Design by Analysis Case Study of a Typical BOP: OTC 19544: 2008.
- Shank E., Reynolds S, Daley H., Williams D.,: New Generation Control System for 20 KSI Subsea BOP: OTC 23473: 2012
- Bellin F., Dourfaye A., King W., Thigpen M.,: The Current State of PDC Bit Thecnology: World Oil: Septiembre 2010.
- Roy A., Twynam A., Parke J., Morrison A., Downs J.: An Evaluation of Perforating Techniques and Use of Caesium Formate Kill Pills to Maximize Productivity in HPHT Gas Wells and Minimize HSE Risks.: OTC 19242: 2008.
- Ibeh C., Schubert J., Theodoriu C., Gusler W., Harvey F.: Investigation on the Effects of Ultra High Pressure and Temperature on the Rheological Properties of Oil-based Drilling Fluids: AADE-08-DF-HO-13: 2008.
- Durán E., Kaintz A.: Sistema MPD o Cómo Mantener el Pozo Bajo Control Sin Fracturar las Formaciones Durante la Perforación: Petrotecnia: 2011.
- Malcore E., Hani, Qutob, Kuchinski R.: New Generation of MWD, LWD, and Image Logging Opens New Possibilities for Data Acquisition and Evaluation in Deep gas Reservoirs: SPE 132157: 2010.
- Subsea Drilling, Well Operations And Completions: Working Document of the NPC North America Resource Development Study Made Available: Septiembre 2011.

- DeBruijn G., Skeates C., Greenaway R., Harrison D., Parris M., James S., Mueller F., Ray S., Riding M., Temple L., Wutherich K.: Tecnologías para alta presión y alta temperatura: Schlumberger: 2009.
- Amani M: The Rheological Properties of Oil-Based mud Under High Pressure and High Temperature Conditions: CS Canada vol.3 No. 2 : 2012.
- Shakhovskoy D., Dick A., Carter G., Jacobs M.: New Rubber Parts Improve Roller-cone Bit Performance at High Temperatures: World Oil: 2011.
- Programa de perforación del pozo exploratorio Trion 1: División Marina Subgerencia de Ingeniería y Diseño: PEMEX: Diciembre 2011.
- Shadravan A., Amani M.: HPHT 101-What Petroleum Engineers and Geoscientist Should Know About High Pressure High Temperature Environment: CSCanada Vol. 4 No.2: 2012.
- ShafiqKhadonker, Greg Landthrip, and Philip Huff LLC: Structural Optimization of Subsea Pressure Vessel Equipment for HPHT Application with a Desing by Analysis Case Study of a Typical BOP. OTC 19544 Offshore Technology Conference, 2008.
- Mansour Shaheen, Jo Schulz, Gaby S. Haddad, HusamHelou: Cementing under Extreme Conditions of High Pressure and High Temperature. SPE57582, Schlumberger Dowell, 1999, SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference.
- MahmoodAmani, Mohammed Al-Jubouri, ArashShadravan: Comparative Study of Using Oil-Based Mud Versus Water-Based Mud in HPHT Fields. Advances in Petroleum Exploration and Development Vol. 4, No. 2, 2012, pp. 18-27.
- Adamson K., Birch G., Gao E., Hand S., Macdonald C., Mack., Quadri A.: High-Pressure, High-Temperature Well Construction. Oilfield Review Schlumberger, 1998.
- ErhuGao, Odin Estensen, Colin MacDonald, Stephen Castle: Critical Requirements for Successful Fluid Engineering in HPHT Wells: Modeling Tools, Design Procedures & Bottom Hole Pressure Management in the Field. SPE 50581,1998, Society of Petroleum Engineers Inc.
- Tom Proehl, Fred Sabins: DeepStar CTR 7501 Drilling and Completion Gaps for HPHT Wells in Deep Water Final Report. MMS Project No.: 519, 21 June 2006.

- Stiles D.: Effects of Long-Term Exposure to Ultrahigh Temperatura on the Mechanical Parameters of Cement. IADC/SPE 98896, ExxonMobil Development Co. 2006.
- Montgomery M.: Inspection and testing procedures improve BOPs for HPHT drilling, WEST Hou Inc. Oil & Gas Journal 1995.
- Wade Wise, William Gusler, Nels Hansen, Brian Teutsch, Dominic Thomas: HP/HT Well: Fluid Selection, Planning and Lessons Learned. AADE-10-DF-HO-38, 2010, AADE.
- Subhash N. Shah, Ph.D., P.E., Narayan H. Shanker, Chinenye C. Ogugbue: Well Construction Technology Center, University of Oklahoma: Future Challenges of Drilling Fluids and Their Rheological Measurements. AADE-10-DF-HO-41, 2010, AADE.
- Mamdouh M. Salama: Materials for Offshore Applications, ConocoPhillips Inc., Houston, TX, USA, Handbook of Offshore Engineering, Chapter 15, S . Chakrabarti (Ed.) C 2004 Elsevier Ltd.
- Thomas W. Ray: High Pressure/High Temperature (HP/HT) Seals for Oil and Gas Production, SPE 39573, SPE, Halliburton Energy Services, 1998, Society of Petroleum Engineers, Inc.
- PriscaSalim, MahmoodAmani: SPECIAL CONSIDERATIONS IN CEMENTING HIGH PRESSURE HIGH TEMPERATURE WELLS. International Journal of Engineering and Applied Sciences, January 2013, Vol. 1, No.4.
- Syed Haidher, Samir Kale, Sami Affes, Suresh Kumar Nair: HP/HT Cement System Design-East Coast Case History. Spe/IADC 104048 , SPE/IADC Indian Drilling Technology Conference and Exhibition, 2006.
- CHIJOKE STANLEY IBEH: INVESTIGATION ON THE EFFECTS OF ULTRA-HIGH PRESSURE AND TEMPERATURE ON THE RHEOLOGICAL PROPERTIES OF OIL-BASED DRILLING FLUIDS. Office of Graduate Studies of Texas A&M University, December 2007.
- Curso de diseño de perforación; UNAM;
www.puma.unam.mx/cursos/backup/INGENIERIA%2520PETROLERA%2520PARA%2520NO%2520PETROLEROS/Presentaciones/Curso%2520Diseno.ppt+&cd=2&hl=en&ct=clnk&gl=mx
- Propiedades de los fluidos petroleros; COINSPETROL Corporación Institucional del Petróleo; <http://propiedadesdelosfluidos.blogspot.mx/>

- Vázquez José, Silva Sánchez César; <http://es.scribd.com/doc/129017946/3-ingenieria-de-perforacion-diseno-2>
- Sánchez Fanny; Universidad central de Venezuela; <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/tuberias-de-revestimiento.html>; Enero 2009
- Catálogo de productos de ERIKS CORP; 2013 <http://rubbertechology.info/en/products/overview-rubberqualities/basic-elastomers-properties/#tab-5476>
- Fluidos de perforación; Aníbal Alfonso; República Bolivariana de Venezuela, Universidad de Zulia; Cabimas Julio 2011.
- Manual técnico de formiatos, Sección B7, Compatibilidad con elastómeros; CABOT; Diciembre 2007
- Marcial Lopez Jorge de Jesus, CEMENTACIONES DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO EN YACIMIENTOS CON BAJOS GRADIENTES DE PORO Y FRACTURA. SANTO DOMINGO TEHUANTEPEC, OAXACA; MÉXICO 2011
- Torres Guerrero Eder, CONCEPTOS BASICOS DE INGENIERIA EN CEMENTACION, UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA, Octubre 2011
- Weatherford, SISTEMA MWD HEL, 2011: <http://www.weatherford.com/dn/WFT113429>
- Howard Siv, SALMUERAS DE FORMIATO COMPATIBILIDAD CON LOS METALES. Cabor Speciality Fluids, Diciembre 2006
- Plata Daniela, FLUIDOS DE PERFORACIÓN: Noviembre 2012: http://prezi.com/nqvqdfoz_you/fluidos/
- Blasquez Contrera Jose Emmanuel, PERFORACIÓN CON PRESIÓN CONTROLADA (MPD). Instituto Politécnico Nacional, 2013
- Hernández Pérez Joseline Coré, Ortíz Gómez Edlin Esther, ADICIÓN DE COMPUESTOS QUÍMICOS PARA LA CEMENTACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN LA ETAPA DE PRODUCCIÓN, REGIÓN POZA RICA-ALTAMIRA. Universidad Veracruzana 2011

