



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

"MANEJO DE LA PRESIÓN DE FONDO DURANTE LA
PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS"

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

ABRAHAM ROJAS ZUÑIGA

DIRECTOR DE TESIS:

M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



México, D.F. Ciudad Universitaria

Julio 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.

Dedicatorias y Agradecimientos

Deseo que las palabras que se han impreso logren al menos un ápice de calidez y de júbilo en respuesta a la infinita gratitud que hay en mí por todo el apoyo y felicidad que me han brindado.

A mis padres **Alfonso Rojas López** y **Guadalupe Zuñiga Mejía** que me han apoyado siempre, que nunca han dejado de alentarme y que han impregnado lo mejor de ambos en mí. He sido dichoso por vivir bajo el ejemplo de la fortaleza, la responsabilidad y la dedicación de mi padre, complementado con la nobleza, la sinceridad, y el inmenso amor de mi madre, sin duda ningún hijo ha tenido mejores padres. Cada meta que he alcanzado en mi vida les pertenece, y por supuesto que cada logro que obtenga en lo futuro será siempre en honor a todo lo que han hecho por mí, a todo lo que les debo, espero nunca decepcionarlos.

A mi abuela **María Mejía López** que siempre me ha llenado de un cálido amor, y que es un ejemplo de fortaleza. A ella no puedo más que mostrarle mis respetos, mi admiración y mi cariño, gracias por seguir conmigo, ¡Te quiero mucho abuelita! Por supuesto agradezco también a mis tíos **Ángel, Teresa, Pedro** y **Carmen** que me han soportado desde niño, y que me han dado mucho afecto.

A mis hermanos **Omar, Jesús, Silvia, Socorro, María Elena, Adriana, Eduardo** y **Antonio**, les agradezco su apoyo y sus consejos, pero sobre todo agradezco el buen humor y la simpatía con la que siempre nos hemos tratado. Para mí siempre es grata su compañía, los quiero muchísimo y dedico este trabajo al respeto y cariño me une a cada uno de ustedes.

A mis sobrinos les dedico este pequeño logro con la esperanza de que algún día puedan sentir el orgullo y la dicha que yo siento por este pequeño paso en mi vida. Deseo con todo el corazón que comprendan que deben apuntar a lo más alto en sus vidas y nunca renunciar a todo lo que realmente desean. Los quiero mucho y apoyarlos en lo futuro será un deber para mí. A **Jesús** y **América**, hago esta mención a ustedes que son mi adoración y que quiero con todo mi corazón. Dedico este trabajo a su bondad y a su futuro, ya que ambos son excepcionales y siempre están en mi mente, es inevitable no dedicarles cada logro en mi vida. Los quiero mucho y espero siempre apoyarlos a cumplir sus metas.

A la memoria de mis tíos **Cayetano, Raúl, Florentino, José Adolfo, María** e **Irma** que en paz descansen. Aunque ya no se encuentran conmigo, su cariño traspasa el tiempo y los recuerdos.

A mis amigos **Miguel, Erika, Juan, Christian Reyes, Adrián, Lola, Ulises, Verónica, Cristian Muciño, Beu** agradezco su cariño y toda la alegría que se genera cuando nos reunimos. No me resta más que darles las gracias por todo su apoyo durante la carrera, y por tolerar mi constantes tonterías que sólo buscan hacerlos reír, debo decir que me resulta imposible

escribir más, ya que cada recuerdo que tengo con ustedes me genera mucha risa y emoción, y sólo deseo que sigamos frecuentándonos y manteniéndonos tan unidos como hasta ahora, su amistad ha sido el mayor de los regalos en este mundo. Los quiero inmensamente amigos.

A **Isabel, Humberto, Juan Jesús, y Eder** es imposible que mi memoria no recuerde cada instante que compartimos juntos en la carrera. Su carácter, su determinación, su buen humor, en fin, todo lo que ustedes son y de lo que me permitieron ser parte, es y siempre será lo mejor de la Universidad. Cada uno de ustedes significa un gran ejemplo para mí y no cabe duda que su amistad me ha permitido mejorar en lo personal y en lo profesional, no me resta más que darles las gracias por todo lo que pasamos juntos, por todo lo que aprendí de ustedes y sobre todo por ser mis amigos.

A **Hernán, Daniel, Hugo, Merarí, Emmanuel, Pedro, Erwind, Camargo**, muchas gracias por las clases que compartimos de forma muy grata, por los buenos momentos en los que la diversión fue inmejorable y sobre todo les agradezco el hecho de saberme su amigo. Espero poder seguir compartiendo más momentos de sana diversión en lo futuro, pero ya como ingenieros todos.

A mis amigos rockeros **Leslye García y Adrián Lopez**, aunque sé que no todo ha sido inmaculadamente perfecto entre nosotros, siempre han estado en mi mente, y no me resta más que agradecer su gran cariño.

Hago una especial mención a mi asesor en el Instituto Mexicano del Petróleo el **M. en I. Jaime Blanco Galán** a quien le agradezco el tiempo, la ayuda y sobre todo la paciencia y dedicación en todo momento para el espléndido desarrollo de este trabajo.

A mis sinodales **M. en I. José Ángel Gómez Cabrera, Ing. José Agustín Velasco Esquivel, Ing. María Cristina Avilés Alcántara, Ing. Rafael Viñas Rodríguez** y al **Ing. Mario Rosas Rivero** que dedicaron tiempo a la revisión de este trabajo. Gracias

A mis compañeros de la generación 2008-2012 con los cuales ingrese a esta maravillosa Universidad, agradezco infinitamente su apoyo, la cooperación mutua, el respeto y el afecto que siempre impero en todos nosotros. ¡Gracias por todo ingenieros!

“Vivimos en el mundo cuando amamos. Sólo una vida dedicada para los demás merece la pena ser vivida”

Albert Einstein (1879-1955)

Índice General

RESUMEN.....	I
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1 GENERALIDADES	3
1.1 DEFINICIÓN DE AGUAS PROFUNDAS.....	3
1.2 MÉXICO Y SUS PROYECTOS EN AGUA PROFUNDAS.....	4
1.3 DEFINICIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS.	4
1.3.1 Presión (P)	5
1.3.2 Presión hidrostática (P_{hid}).....	6
1.3.3 Gradiente de Presión.....	6
1.3.4 Presión de Bombeo (ΔP_{bombeo}).....	7
1.3.5 Proceso de formación de los gradientes de presión en el subsuelo.....	8
1.3.6 Presión de poro (P_p).....	10
1.3.7 Presión de Sobrecarga (S_c).....	12
1.3.8 Presión de Fractura (P_f).....	13
1.3.9 Presión de Colapso (P_c).....	13
1.3.10 Densidad equivalente de circulación (DEC).....	14
1.3.11 Presión de surgencia y suaveo	15
1.3.12 Presión de fondo (P_{fondo})	16
1.3.13 Fenómeno de tubo en U	17
1.4 PERFORACIÓN CONVENCIONAL	20
1.5 PERFORACIÓN BAJO BALANCE	22
1.6 RAZONES POR LAS QUE SE PRESENTAN VENTANAS DE OPERACIÓN ESTRECHAS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS.....	23
CAPÍTULO 2 PERFORACIÓN CON PRESIÓN CONTROLADA (MPD).....	25
2.1 DEFINICIÓN DE LA PERFORACIÓN CON PRESIÓN CONTROLADA (MPD).....	25
2.2 HISTORIA DE LA PERFORACIÓN CON PRESIÓN CONTROLADA	27
2.3 CATEGORÍAS DE LA MPD.....	29
2.3.1 MPD Reactiva	29
2.3.2 MPD Proactiva	29
2.4 RIESGOS DURANTE LA PERFORACIÓN	30
2.4.1 Pérdidas de Circulación	32
2.4.2 Pega de tuberías	33
2.4.3 Inestabilidad del Pozo.	34
2.4.4 Incidentes de control del pozo	34
2.5 VARIACIONES DE LA MPD.....	36
2.5.1 Perforación con presión de fondo constante	36
2.5.2 Perforación con tapón de lodo (MCD)	39
2.5.2.1 Perforación con tapón de lodo presurizado (PMCD)	40

2.5.2.2 Perforación con tapón de lodo flotante (FMCD)	42
2.5.3 Perforación sin riser o "pumping and dumping" (RD)	44
2.5.4 Perforación con doble gradiente (DGD)	45
2.5.4.1 Perforación sin riser con sistema de retorno (RMR)	48
2.5.4.2 Perforación con sistema de levantamiento de fluidos (SMD)	50
2.5.5 Perforación con sistema de circulación continua (CCS)	51
2.5.6 Perforación con reducción de DEC (ECD-RT)	54
CAPÍTULO 3 EQUIPAMIENTO COMÚN PARA LAS OPERACIONES DE MPD.....	55
3.1 DISPOSITIVOS DE CONTROL DE ROTACIÓN (RCD)	57
3.1.1 Dispositivos de control de rotación con sistema pasivo	59
3.1.2 Dispositivos de control de rotación con sistema activo	61
3.1.3 RCD en risers	63
3.1.3.1 RCD externos	63
3.1.3.2 RCD submarino	64
3.1.3.3 RCD internos	64
3.1.3.4 RCD convertidor de desviadores marinos de flujo	65
3.2 VÁLVULAS DE NO RETORNO PARA TUBERÍAS DE PERFORACIÓN (NRV)	66
3.2.1 Válvula tipo pistón	67
3.2.2 Válvula de control hidrostático (HCV)	68
3.2.3 Válvulas retención de flujo	69
3.2.4 NRV recuperables	70
3.2.5 Válvulas de fondo para el espacio anular	71
3.2.5.1 Válvulas de aislamiento para revestidores (CIV)	71
3.2.5.2 Válvula de fondo desplegable (DDV)	72
3.2.5.3 Válvula para viajes rápidos (QTV)	74
3.3 MÚLTIPLES DE ESTRANGULACIÓN	76
3.3.1 Estranguladores manuales	76
3.3.2 Estranguladores semiautomáticos	76
3.3.3 Múltiples de estrangulación controlados por computadora	78
3.4 OTRAS HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA MPD	79
3.4.1 Herramienta para reducción de DEC (ECD-RT)	79
3.4.2 Medidor de Flujo Coriolis	82
3.4.3 Bomba de disco o bomba de fricción	83
CAPÍTULO 4 SELECCIÓN DE CANDIDATOS PARA MPD.....	85
4.1 SELECCIÓN DE CANDIDATOS Y ESTUDIO DE FACTIBILIDAD	86
4.2 PASOS INVOLUCRADOS EN EL PROCESO DE SELECCIÓN DE CANDIDATOS	86
4.2.1 Propósito de los estudios de evaluación de la MPD	86
4.2.2 Obtención de la información	87
4.2.2.1 Regímenes de presión	88
4.2.2.2 Problemas de perforación	88
4.2.2.3 Detalles de la sarta de perforación y el ensamble de fondo	88
4.2.2.4 Diseño del fluido de perforación y sus propiedades reológicas	89
4.2.2.5 Geometría del pozo	89
4.2.2.6 Parámetros opcionales y auxiliares de la MPD	90
4.2.3 Análisis hidráulico	91
4.2.4 Selección del método a ejecutar	91
4.2.4.1 Métodos de la MPD y sus variantes	92
4.2.5 Factibilidad de las opciones	94

4.2.6 Equipamiento	95
4.2.7 Operatividad e Identificación de Riesgos.....	95
CAPÍTULO 5 VISUALIZACIÓN DE LA PRESIÓN DE FONDO	98
5.1 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO PUMA 1	100
5.2 ANÁLISIS DE HIDRÁULICA	102
5.3 INTERFAZ DINÁMICA DE VISUALIZACIÓN	104
5.4 RESULTADOS OBTENIDOS	106
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	114
APÉNDICE A REOLOGÍA	116
A.1 DEFINICIONES.....	116
A.2 MODELO PLÁSTICO DE BINGHAM	118
A.3 MODELO DE LEY DE POTENCIAS.....	119
A.4 MODELO DE HERSCHEL-BULKLEY	120
APÉNDICE B ANÁLISIS DE HIDRÁULICA	122
B.1 CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DEL FLUIDO EN EL SISTEMA DE CIRCULACIÓN.....	122
B.2 CÁLCULO DEL NÚMERO DE REYNOLDS	123
B.3 CÁLCULO DEL FACTOR DE FRICCIÓN.....	125
B.4 CÁLCULO DE LAS CAÍDAS DE PRESIÓN.....	126
NOMENCLATURA	128
REFERENCIAS	132

Resumen

En este trabajo se hace referencia a una nueva técnica de perforación de pozos conocida como "Perforación con Presión Controlada" o MPD, por sus siglas en inglés. La perforación con presión controlada se presenta como un conjunto de técnicas para la perforación, y responde a la necesidad actual de reducir los altos costos a consecuencia de tener tiempos no productivos originados por la presencia de ventanas operativas estrechas, una situación frecuentemente presente en la perforación costa afuera, en particular en ambientes de aguas profundas. En este trabajo se presentan las diferentes técnicas que envuelven a la perforación con presión controlada, así como las herramientas más actuales en perforación con las que se complementa ésta técnica. Como aportación, este trabajo presenta la propuesta de una herramienta de visualización para el cálculo e interpretación de la densidad equivalente de circulación (DEC) durante los análisis de hidráulica de la perforación.

En el Capítulo 1 se muestra información básica relacionada con el potencial petrolero de México en ambientes de aguas profundas y se definen los conceptos fundamentales relacionados con la perforación de pozos en aguas profundas que se emplearan a lo largo de este trabajo.

En el Capítulo 2 se presenta la definición de la perforación con presión controlada, además se muestra un poco de su historia y su desarrollo a través del tiempo. En este capítulo se muestra como la técnica MPD surge ante la necesidad de resolver los principales problemas en la perforación de pozos y principalmente se describen las diferentes técnicas de perforación que abarca la perforación con presión controlada.

El Capítulo 3 de este trabajo se tiene como fin mostrar las principales herramientas que utiliza la MPD. En este capítulo se describen las herramientas básicas con las que trabaja cualquier variante de la MPD, así mismo se presenta información sobre las herramientas más innovadoras en perforación que son producto del desarrollo de la técnica MPD.

En el capítulo 4 se explica el proceso de selección de candidatos para la aplicación de la perforación controlada. En este capítulo se describe la información esencial que se requiere para dar inicio a un proceso de selección de candidatos para la MPD, para lo cual se generó un diagrama de flujo acerca de la serie de pasos que sigue éste proceso.

En el Capítulo 5 se presenta la propuesta de una interfaz dinámica de visualización para la rápida estimación y fácil interpretación de la densidad equivalente de circulación. En este capítulo se describe la construcción de la interfaz dinámica de visualización a partir de un

programa de cómputo enfocado en la visualización de datos. Se muestran también los resultados obtenidos con la interfaz dinámica de visualización y un análisis de los mismos.

En la parte final, con base en todo lo escrito en este trabajo, se presentan las conclusiones y recomendaciones, resaltando la importancia de considerar la aplicación de la técnica MPD para la construcción de los futuros pozos en los ambientes de aguas profundas de México. De igual manera se puntualiza la importancia de la innovación de herramientas auxiliares para la interpretación y el manejo de las presiones que se suscitan en un pozo durante el proceso de perforación, con el fin de llevar a cabo proyectos de perforación de forma segura y eficiente.

Introducción

En años recientes se ha estudiado con ahínco el crecimiento de la demanda energética mundial con el objetivo de establecer una visión del futuro sobre las posibles consecuencias y necesidades que la industria de la energía podría enfrentar. Según las estadísticas de la empresa Exxon Mobil, la demanda de energía global aumentará en un 30 por ciento del año 2010 al año 2040, debido al incremento en la población mundial, de la cual se espera, aumente hasta llegar a los 9 billones de personas.

Ahora bien, sí se hace un enfoque en la industria petrolera, se estima que el petróleo se mantendrá como la principal fuente de combustible del mundo, sin embargo el uso de gas natural aumentará en un 60 por ciento, es decir, para el año 2040, la demanda de energía será cubierta en su mayor parte por la producción de aceite y gas natural. Además, una buena parte de la producción de hidrocarburos será obtenida a partir de la explotación de fuentes poco convencionales, tales como los yacimientos existentes en lutitas gasíferas y de los campos en aguas profundas¹.

Es decir, para las décadas por venir, el mundo necesitará expandir sus fuentes de energía de una manera que sea segura, accesible y ambientalmente responsable. El reto es enorme y requiere de un conjunto integrado de soluciones y la búsqueda de las mejores opciones económicas. La figura 1.0 presenta la estimación de la demanda global de energía dentro del periodo establecido entre los años 2010 y 2040.

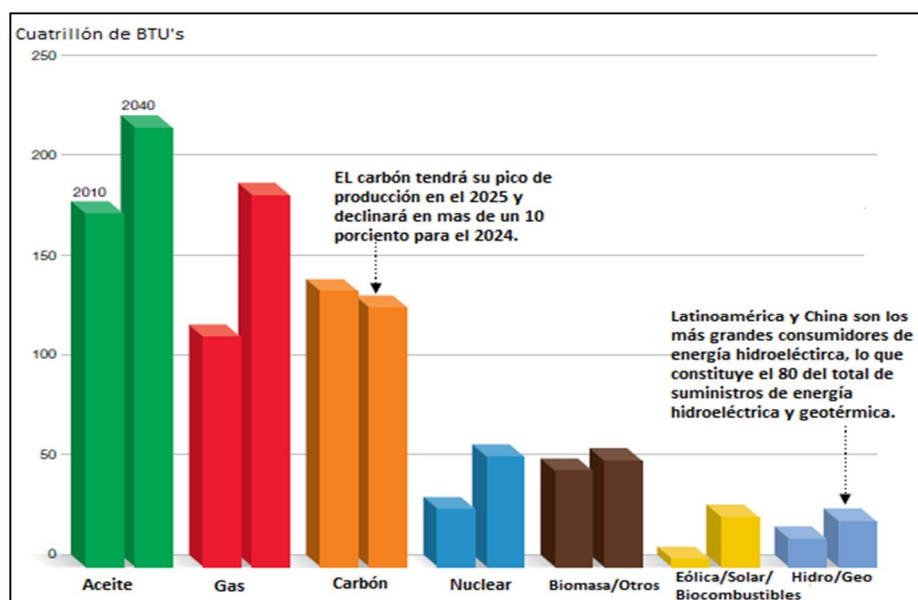


Figura 1.0 Demanda de energía global por tipo de combustible de 2010 a 2040¹.

Una de las partes más desafiantes en la industria petrolera es la actividad de perforación y a medida que las reservas de hidrocarburos declinan resulta necesario perforar yacimientos que son cada vez más profundos y complejos. Aunque algunos profesionales de la industria dirían que el 70% de las fuentes de hidrocarburos costa afuera son económicamente "*no perforables*" empleando los métodos de perforación convencional², los científicos e ingenieros se han visto forzados a descubrir e inventar nuevos métodos y recursos tecnológicos que permitan explotar los hidrocarburos situados en ambientes que antes parecían intratables e incluso, imposibles.

En nuestro país al igual que el resto del Mundo, se deben resolver fuertes e importantes retos en materia energética, para esto, la estrategia nacional de energía ha planteado tres objetivos fundamentales: "*Restituir reservas, revertir la declinación de la producción de crudo y mantener la producción de gas natural*". Estos objetivos impactan de manera particular a la cuenca del Golfo de México Profundo de la cual se estima un potencial petrolero de 29 mil 500 millones de petróleo crudo equivalente y que representa más del 50 por ciento del total de los recursos prospectivos del país³.

Ante la necesidad de explorar y explotar los recursos de las zonas profundas de nuestro país, se debe hacer una inspección sobre las nuevas tecnologías y metodologías que se emplean en el mundo para afrontar ambientes similares. Los recursos tecnológicos con lo que deberemos contar tendrán que asegurarnos seguridad, eficiencia y sobre todo, deben ser recursos que auxilien a la rentabilidad de los proyectos en aguas profundas.

Tomando en cuenta lo anterior, se ha desarrollado una nueva metodología en cuanto a perforación se refiere: *La perforación con presión controlada* (MPD, por sus siglas en inglés). Como técnica de perforación, la MPD surge como una respuesta a los altos costos derivados de los tiempos no productivos, originados por la presencia de ventanas operativas estrechas que con frecuencia se presentan en la perforación costa afuera, particularmente en ambientes de aguas profundas.

La MPD, incluye métodos para el manejo de la presión en el fondo del pozo, así mismo, cuenta con un número de ideas que describen técnicas y equipos desarrollados para eliminar los brotes, pérdidas de circulación y pega diferencial, en un esfuerzo para reducir el número de etapas de perforación (tuberías de revestimiento), requeridas para alcanzar la profundidad total los objetivos a explotar. En años recientes, la MPD se ha utilizado principalmente para perforar pozos considerados como imposibles, o bien pozos no económicos para perforar por medio de los métodos convencionales.

El objetivo de este trabajo es presentar los métodos de aplicación, herramientas utilizadas y criterios de selección que envuelven a la técnica MPD para coadyuvar en operaciones más eficientes y seguras, que repercutan en la reducción de tiempos y costos, sobre todo haciendo viable la ejecución.

CAPÍTULO 1

Generalidades

Los campos en aguas profundas constituyen un reto extremadamente difícil y llegar a los objetivos que se ubican a profundidades que pueden alcanzar kilómetros de longitud ha requerido de nuevos diseños de equipos de perforación, los cuales son capaces de soportar tales condiciones extremas.

Los pozos situados en aguas profundas tienen una importancia clave para el futuro de la industria petrolera, su construcción significa un reto que obliga a la ingeniería de perforación a implementar nuevas soluciones y perfeccionar su desempeño.

1.1 Definición de aguas profundas

La exploración y explotación en aguas profundas se refiere a la exploración y explotación de yacimientos ubicados en tirantes de agua mayores a 500 metros, medidos desde el espejo de agua hasta el lecho marino, más allá de los 1500 metros se consideran aguas ultra profundas. La figura 1.1 ofrece una conceptualización de la definición anterior.

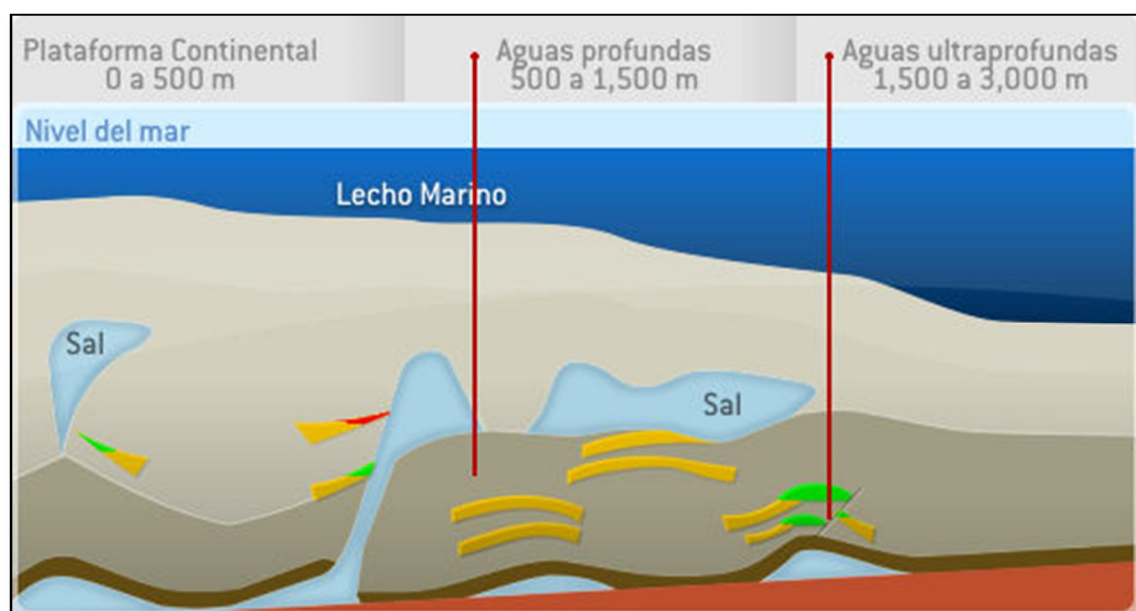


Figura 1.1 Definición de aguas profundas y ultra profundas, según su batimetría⁴.

1.2 México y sus proyectos en agua profundas.

Con relación a México, de acuerdo a la información publicada por PEMEX y la CNH, nuestro país cuenta con un potencial petrolero estimado en 29 mil 500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en un área aproximada de 575 mil kilómetros cuadrados, de los cuales cerca de 300 mil se ubican bajo tirantes de agua de entre 500 y 3000 metros. En la actualidad se tienen 3 proyectos prioritarios en la zona marina en aguas profundas y dentro de ésta, 9 áreas son prioritarias (Figura 1.2).

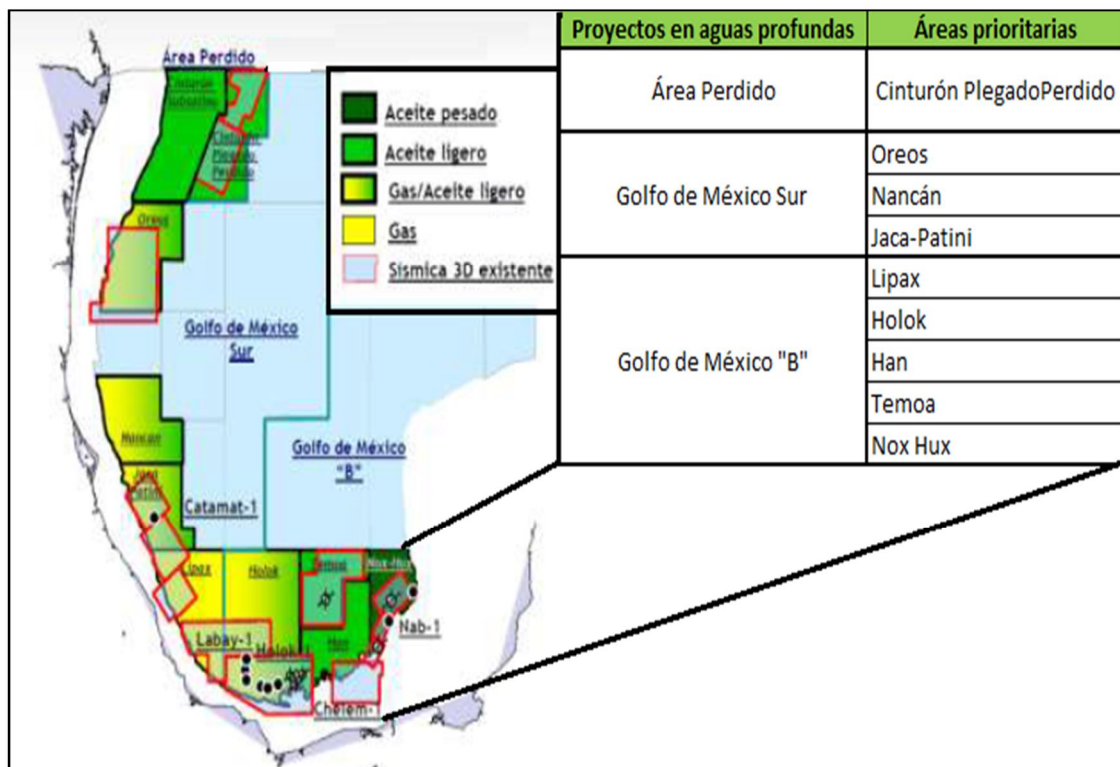


Figura 1.2 Proyectos en Aguas Profundas.

La explotación de los recursos energéticos en aguas profundas es de vital importancia para México, ya que el potencial petrolero estimado representa actualmente el 50 por ciento de los recursos prospectivos de nuestro país, los que nos obliga a buscar las maneras más eficientes y rentables para obtener los mejores factores de recuperación posibles.

1.3 Definición de conceptos básicos en la perforación de pozos.

Para poder construir pozos seguros se requieren conocimientos avanzados respecto al manejo de las presiones que genera el equipo de perforación y de las presiones propias de las formaciones geológicas como lo son la presión de poro y el gradiente de

fractura, dado que para perforar un pozo hidráulicamente estable se debe mantener la densidad del lodo de perforación dentro del margen definido por la ventana operacional, es decir, entre los gradientes de presión de poro y de presión de fractura.

A continuación se definirán algunos conceptos fundamentales relacionados con el proceso de perforación y el manejo de control de pozos.

1.3.1 Presión (*P*)

En todos los aspectos de la industria del petróleo tratamos con el concepto de presión, y en la actividad de perforación es un tema de vital importancia, ya que está relacionado con el control de un pozo. La presión puede ser definida como la fuerza que se ejerce en una unidad de área determinada, convencionalmente la presión es medida en unidades de libras (*lbs*) por pulgada cuadrada (*in²*), comúnmente conocidas como "*psi*", por sus siglas en inglés.

Ejemplo:

Si tenemos 1000 libras de fuerza ejercidas en un área de 10 pulgadas, entonces tenemos que la presión es:

$$1000 \text{ (lbs)} / 10 \text{ (in}^2\text{)} = 100 \text{ (psi)}$$

En perforación también es común medir la presión en unidades de kilogramos fuerza (*kgf*) por centímetro cuadrado (*cm²*), para lo cual el valor de la presión en (*psi*) puede dividirse entre un factor de conversión de 14.22 para pasar de (*psi*) a ($\frac{kgf}{cm^2}$).

Si usamos el resultado del ejemplo anterior y lo reportamos en unidades de ($\frac{kgf}{cm^2}$):

$$100 \text{ (psi)} / 14.22 = 7.03 \left(\frac{kgf}{cm^2} \right)$$

1.3.2 Presión hidrostática (P_{hid})

Es la presión ejercida por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. No importa cuál sea el área de la sección de la columna y se expresa de la siguiente manera:

$$P_{hid} = \rho \times D \times 0.052 \quad (1.1)$$

Dónde:

P_{hid} = Presión hidrostática (*psi*)

ρ = Densidad del fluido ($\frac{lbs}{gal}$).

D = Profundidad vertical (*ft*).

Cabe mencionar que la presión hidrostática depende en gran parte de la densidad, la cual se ve afectada por el contenido de sólidos, la presencia de gases disueltos y la diferencia de gradientes de temperatura en el fluido.

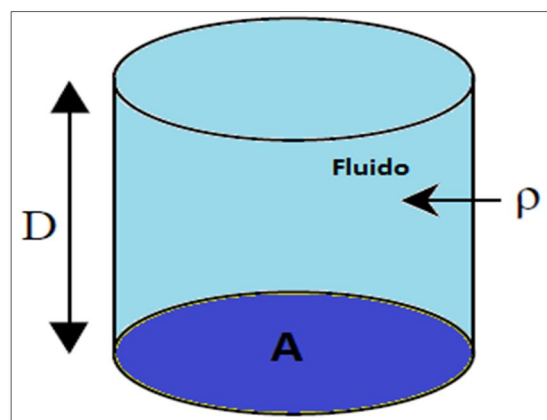


Figura 1.3 Presión hidrostática.

1.3.3 Gradiente de Presión

Con frecuencia en las operaciones de perforación las presiones presentes dentro del pozo son reportadas en términos de un gradiente de presión. Un gradiente de presión indica cómo cambia la presión con respecto de la profundidad, para lo cual se emplean unidades tales como ($\frac{psi}{ft}$). El gradiente de presión puede reportarse como un gradiente en unidades de densidad equivalente, usualmente en ($\frac{g}{cm^3}$) al multiplicar por un factor de 2.306.

Es decir si tenemos un gradiente de $0.856 \left(\frac{psi}{ft}\right)$, para transformarlo a unidades de densidad equivalente:

$$0.856 \left(\frac{psi}{ft}\right) \times 2.306 = 1.974 \left(\frac{g}{cm^3}\right)$$

1.3.4 Presión de Bombeo (ΔP_{bombeo})

Se refiere a la presión que alcanza el fluido de perforación debido a la acción de las bombas. Para circular el fluido de perforación es necesario que las bombas de lodo superen las pérdidas de presión por fricción que se suscitan en el sistema de circulación. En la práctica, las mayores pérdidas de presión se presentan principalmente a través de cuatro elementos del sistema de circulación, estos son:

- Equipo superficial
- Interior de tuberías (TP y herramientas)
- A través de las toberas de la barrena
- Espacio anular

Las pérdidas de presión dependen principalmente de las propiedades reológicas del lodo, el gasto de bombeo, el régimen de flujo (laminar o turbulento), la geometría de agujero y la configuración de la sarta de perforación.

La expresión matemática para la pérdida total de presión en el sistema de circulación, también conocida como "presión de bombeo" (ΔP_{bombeo}) está dada por:

$$\Delta P_{bombeo} = \Delta P_{superficie} + \Delta P_{sarta} + \Delta P_{barrena} + \Delta P_{anular} \quad (1.2)$$

Dónde:

ΔP_{bombeo} = Caída de presión total en el sistema de circulación (*psi*)

$\Delta P_{superficie}$ = Caídas de presión en el equipo superficial (*psi*)

ΔP_{sarta} = Caídas de presión a través la sarta de perforación (*psi*)

$\Delta P_{barrena}$ = Caídas de presión a través de las toberas de la barrena (*psi*)

ΔP_{anular} = Caídas de presión a través del espacio anular (*psi*)

El procedimiento para calcular las pérdidas de presión por fricción puede resumirse como sigue⁶

1. Escoger el modelo reológico que mejor caracterice el comportamiento del fluido de perforación.
2. Usar el gasto de bombeo junto con la configuración de la sarta de perforación y la geometría del pozo para calcular la velocidad del fluido de perforación dentro de la sarta y en el espacio anular.
3. Calcular el número de Reynolds para determinar el régimen de flujo.
4. Calcular el factor de fricción.
5. Calcular las pérdidas de presión con base en el modelo geológico previamente seleccionado.

1.3.5 Proceso de formación de los gradientes de presión en el subsuelo

Para entender las fuerzas responsables de la presión de los fluidos en el subsuelo en un área determinada se deben considerar los procesos geológicos previos. En perforación, los ambientes geológicos que mayormente nos interesan son los ambientes sedimentarios, las rocas propias de estos ambientes están compuestas por sedimentos (material detrítico), los cuales representan la acumulación de restos de otras rocas y materia orgánica que se producen debido a los procesos de erosión y meteorización que sufre la superficie terrestre.

Como es bien sabido dos terceras partes de la superficie terrestre están cubiertas por agua de mar, así que la mayoría de los sedimentos son transportados y depositados en ambientes sedimentarios marinos. Inicialmente los sedimentos ya depositados no están bien consolidados, ni compactados, razón por la cual éstos poseen una alta porosidad y permeabilidad, pero al seguirse depositando más y más material detrítico se forman capas que entierran a los sedimentos previamente depositados, lo que aumenta la compactación de los granos de roca. (figura 1.4).

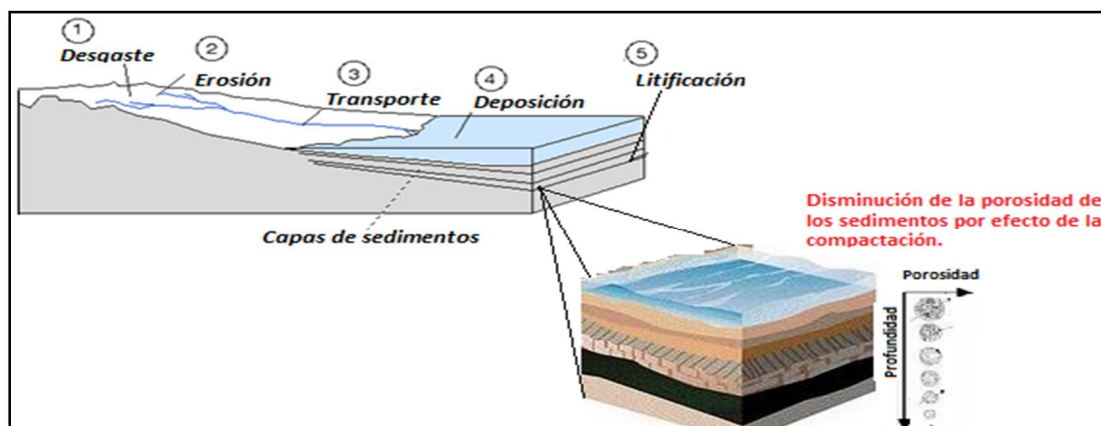


Figura. 1.4 Proceso de disposición de sedimentos.

Mientras el proceso de deposición continúa y se incrementa la columna de sedimentos, los granos de roca sufren un reacomodo de tal forma que el peso de la columna de las partículas sólidas es soportado por los puntos de contacto grano a grano; el peso de la columna de sólidos no influye en la presión hidrostática que ejercen los fluidos contenidos en el espacio poroso, es decir, la presión hidrostática dependerá solamente de la densidad del fluido y de la profundidad.

A medida que aumenta la compactación debido a la carga que ejerce la columna de sedimentos, los granos de roca se reacomodan una y otra vez; provocando como resultado la disminución del espacio poroso que forman los sedimentos. La presión en cualquier punto entre la primera capa de sedimentos y el nivel del mar seguirá siendo igual a la presión que genere la columna hidrostática, a menos que la compactación no altere en forma sustancial la permeabilidad. Es decir, aun cuando se reduzca el volumen del espacio poroso capaz de contener el fluido, la presión que se tiene dentro de los poros será igual a la presión que genere la columna hidrostática, siempre y cuando el fluido que ya no tenga lugar dentro del espacio poroso reducido encuentre una ruta de escape y tenga la posibilidad de migrar para así conservar el equilibrio hidrostático. Cuando el equilibrio hidrostático se cumple, se dice que las formaciones presentan una presión de formación o presión de poro "normal". Cuando un sello geológico impida el equilibrio hidrostático se generará una presión de formación "anormal".

La figura 1.5 ofrece un esquema sobre los efectos de la compactación y el acomodo de los granos de roca cuando se presentan presiones de poro con tendencias normales y anormales.

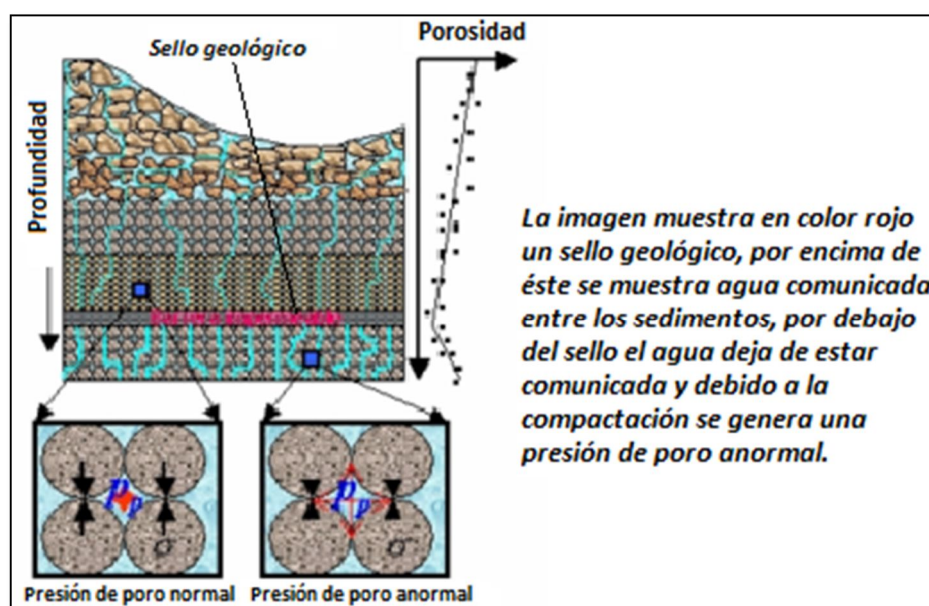


Figura 1.5 Presiones poro normal y anormal.

1.3.6 Presión de poro (P_p)

La presión de poro se define como la presión natural, originada por los procesos geológicos de deposición y compactación, a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en el espacio poroso. Esta presión es conocida también como Presión de formación. Según su magnitud, la presión de poro puede ser normal, subnormal o anormal.

La presión de poro normal es igual a la presión de la columna hidrostática de los fluidos de la formación que se extiende desde un punto de interés en el subsuelo hasta la superficie.

La magnitud de la presión de poro normal depende de la concentración de sales disueltas en el agua nativa de las formaciones, el tipo de fluido, los gases presentes y los gradientes de temperatura.

De forma numérica, el gradiente de la presión de poro en cuencas de agua dulce es de $0.43 \left(\frac{psi}{ft}\right)$ y costa afuera el gradiente es de $0.47 \left(\frac{psi}{ft}\right)$. Ambos gradientes son considerados como gradientes de presión normal⁶.

$$P_p = G_n \times TVD \quad (1.3)$$

Dónde:

P_p = Presión de poro o presión de formación (psi)

G_n = Gradiente de presión normal $\left(\frac{psi}{ft}\right)$

TVD = Profundidad vertical (ft).

Sin embargo, el cálculo de la presión de poro debe corregirse debido a la estructura de las formaciones geológicas que pueden estar compuestas por zonas de transición, fallas, o discontinuidades. La corrección de la presión de poro permite evitar los problemas de brotes y en la selección de profundidades para la colocación de las tuberías de revestimiento.

$$P_p = G_n \times TVD \times \sigma_h \quad (1.4)$$

Dónde:

P_{pc} = Presión de poro corregida (*psi*)

G_n = Gradiente de presión normal ($\frac{psi}{ft}$)

TVD = Profundidad vertical (*ft*).

σ_h = Esfuerzo lateral (adimensional).

La presión de poro subnormal se define como cualquier presión a lo largo de una formación que sea menor a la presión que ejerce la columna hidrostática de los fluidos contenidos en el espacio poroso a una profundidad dada. Las presiones subnormales pueden ocurrir de forma natural en formaciones que han sufrido una disminución de presión debido a sepultamientos profundos por consecuencia de movimientos tectónicos o, con mayor frecuencia, son el resultado de la declinación de la presión de un campo a causa de la producción de sus fluidos.

La presión de poro anormal se puede definir como cualquier presión a lo largo de una formación que sea mayor a la presión que ejerce la columna hidrostática de los fluidos contenidos en el espacio poroso a una profundidad dada. Muchas de las formaciones que presentan presiones de poro anormales son creadas durante la compactación de lutitas adyacentes o simplemente por la compactación de sedimentos impermeables cuyo espacio poroso está lleno de agua. La compactación de los fluidos en el interior de los sedimentos impermeables provoca que el fluido contenido en el espacio poroso comparta un poco del peso que ejercen las capas de roca suprayacentes.

Las presiones anormales también pueden ser el resultado de la presencia de fallas, domos salinos o discontinuidades geológicas. Las zonas de transición donde se encuentran las presiones anormales pueden abarcar desde algunos metros o hasta cientos de metros de profundidad.

En la ingeniería de perforación se han desarrollado correlaciones para estimar la presión de poro, las cuales emplean datos provenientes de registros geofísicos de pozos, y de sísmica con el propósito de detectar zonas con diferentes gradientes de presión.

El método de Eaton (1976), es uno de los métodos que se usan con mayor frecuencia para la estimación e identificación de las presiones de poro anormales, este método emplea los datos capturados por los registros geofísicos de resistividad y sínicos de porosidad.

1.3.7 Presión de Sobrecarga (S_c)

La presión de sobrecarga es la presión ejercida por el peso combinado de las partículas de roca y de los fluidos contenidos en el medio poroso de las formaciones que se encuentran por encima de una zona de interés dada.

La presión de sobrecarga varía en diferentes regiones y formaciones, el rango común de la presión de sobrecarga, reportado en unidades de densidad equivalente, y varía entre los 2.17 a 2.64 $\left(\frac{g}{cm^3}\right)$. Este rango generaría un gradiente de sobre carga cercano a 1 $\left(\frac{psi}{ft}\right)$. Cabe mencionar que tal gradiente no es aplicable en formaciones marinas someras o en yacimientos que cuentan con la presencia de domos salinos⁶.

La presión de sobrecarga no es dependiente de la presión del fluido, por lo que, para estimar su valor resulta útil utilizar la densidad aparente de la formación, lo que matemáticamente se expresa de la siguiente manera.

$$S_c = \rho_b \times D \quad (1.5)$$

Donde

S_c = Presión de sobrecarga.

ρ_b = Densidad aparente de la formación.

D = Espesor vertical de la capa suprayacente de sedimentos.

La densidad aparente de la formación, es función de la densidad de la matriz de roca, de la porosidad y de la densidad de los fluidos contenidos en el espacio poroso. Ésta se expresa como:

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_m \quad (1.6)$$

Donde

ρ_b = Densidad aparente de la formación

ϕ = Porosidad.

ρ_f = Densidad de los fluidos.

ρ_m =Densidad de la matriz de roca.

Puesto que la porosidad no disminuye en forma lineal con la profundidad bajo una compactación normal de sedimentos, entonces el gradiente de sobrecarga únicamente se incrementará con la profundidad, pero no en forma lineal. El gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro, por lo que debe calcularse para una zona en especial con la ayuda de los datos de registros geofísicos de pozos siempre que sea posible.

1.3.8 Presión de Fractura (P_f)

La cantidad de presión que se necesita para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca se denomina presión de fractura. También puede ser definida como la presión en la cual la formación se fractura y el fluido de circulación comienza a perderse. La presión de fractura es usualmente expresada como un gradiente en unidades de densidad equivalente.

Las formaciones profundas que se encuentran en tierra, pueden estar altamente compactadas debido a las grandes presiones de sobrecarga que se generan como consecuencia del gran peso que ejercen las capas de sedimentos suprayacentes, y la alta compactación genera a su vez gradientes de presión de fractura de elevada magnitud. En contraste, los campos someros costa afuera generan bajas presiones de sobrecarga como resultado de la baja compactación que provoca el peso de la columna hidrostática, lo que a su vez genera gradientes de presión de fractura de baja magnitud. Muchas de las formaciones costa afuera son jóvenes y sus sedimentos no están bien consolidados, lo que se traduce en matrices de roca más débiles.

La presión de fractura, junto con la presión de poro, son variables de control de vital importancia para el diseño de la hidráulica de perforación de un pozo. La estimación de la presión de fractura puede lograrse con el empleo de algunas correlaciones desarrolladas como lo son, el método de Hubert y Willis, el método de Mathew y Kelly y el método de Eaton. Por si fuera poco, la presión de fractura también puede obtenerse durante la perforación de un pozo al efectuar una prueba llamada Leak Off Test (LOT).

1.3.9 Presión de Colapso (P_c)

La presión de colapso representa el peso de lodo mínimo que se requiere para sostener las paredes del pozo, y mantener la formación intacta antes de un colapso potencial. El cálculo de la presión de colapso no debe pasarse por alto, dado que en algunos casos la presión de colapso resulta ser igual o más grande que la presión de poro. Las operaciones de perforación que invaden la curva de la presión de colapso

notarán el desprendimiento de grandes fragmentos de la formación, a diferencia de los recortes generados por la barrena. La inestabilidad del pozo puede causar que la sarta de perforación se atasque debido al taponamiento que los fragmentos de la formación pueden provocar.

La figura 1.6 permite conceptualizar una ventana operacional de perforación y la posición de las presiones de colapso, poro, fractura y sobrecarga.

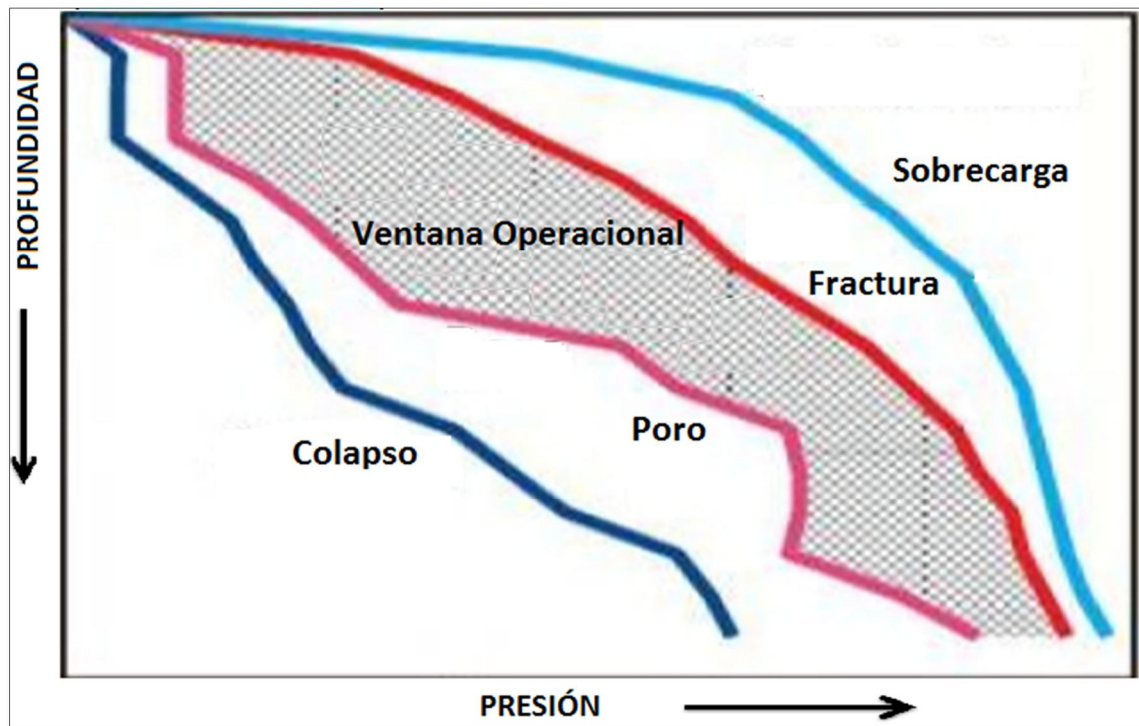


Figura 1.6 Ejemplo de una ventana operacional.

1.3.10 Densidad equivalente de circulación (DEC)

Cuando el fluido de perforación está en circulación, es decir cuando está a condiciones dinámicas, la fricción incrementa la presión del pozo por encima de la presión a condiciones estáticas. La densidad equivalente de circulación (DEC) en cualquier punto a lo largo del pozo toma en cuenta la suma de la presión hidrostática de la columna de fluido y las pérdidas de presión por fricción por encima del punto de interés. De esta manera, en cualquier punto de interés a lo largo del pozo la DEC será siempre mayor a la densidad del lodo a condiciones estáticas. La DEC se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$DEC = \rho_f + \frac{\Delta P}{0.052 \times TVD} \quad (1.7)$$

Dónde:

DEC = Densidad equivalente de circulación $\left(\frac{lbs}{gal}\right)$.

ρ_f = Densidad del fluido de perforación $\left(\frac{lbs}{gal}\right)$.

ΔP = Suma de las caídas de presión en el punto de interés (psi).

TVD = profundidad vertical (ft).

1.3.11 Presión de surgencia y suaveo

Las presiones de surgencia y suaveo resultan del movimiento de la sarta de perforación cuando es introducida o cuando es levantada del pozo. Los viajes de la sarta dentro del pozo provocan las presiones de surgencia, ya que la acción de bajar la sarta de perforación en el pozo provoca que la presión aumente. En contraste, el suaveo es el resultado de jalar la tubería hacia fuera del pozo, cuando la sarta es levantada provoca que la presión disminuya.

Ahora bien, las presiones de surgencia y suaveo resultan ser dos consideraciones importantes en el control de un pozo, ya que si la presión de surgencia es muy alta, puede provocar que la formación se fracture, y por otro lado, una presión de suaveo alta puede provocar que se genere un influjo de los fluidos de la formación hacia el pozo (figura 1.7).

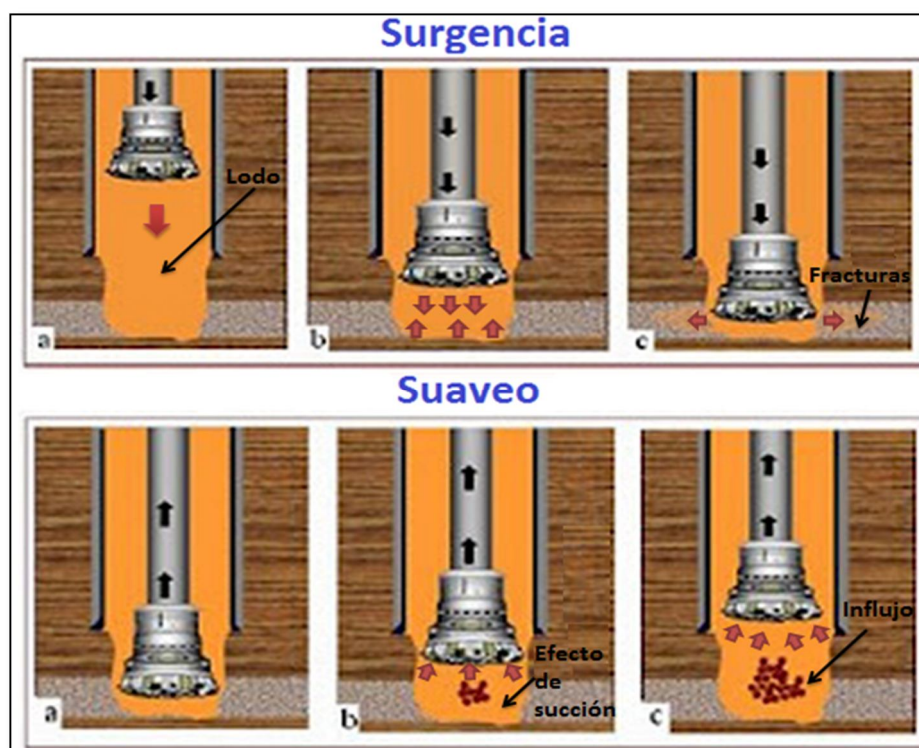


Figura 1.7 Presiones de surgencia y suaveo.

La magnitud de las presiones de surgencia y suaveo está relacionada con:

- La velocidad de la sarta de perforación cuando está en movimiento.
- Las propiedades del fluido de perforación (viscosidad, fuerza de gel, y el peso del fluido).
- Espacio entre el ensamble de fondo de la sarta y las restricciones del espacio anular.

El movimiento de la sarta de perforación tiene el mismo efecto que provoca la circulación del lodo sobre la presión en el fondo del pozo. Cuando la sarta viaja dentro del pozo, el lodo es forzado a ascender por el espacio anular a una cierta velocidad, y la presión de surgencia en el fondo del pozo es comparable a la presión de circulación que ejercen las bombas para circular el lodo por la sarta y el espacio anular, es por ello que la presión en el fondo aumenta. Por el contrario, cuando la sarta de perforación es levantada, la magnitud de la presión debida al suaveo será similar a la presión de circulación pero con un efecto contrario, ya que la presión en el fondo disminuye.

1.3.12 Presión de fondo (P_{fondo})

La presión de fondo es la presión total que se ejerce en el fondo del pozo y es función de:

- La presión hidrostática que ejerce el fluido de perforación.
- La presión de cierre en superficie.
- Las pérdidas de presión debido a la fricción en la tubería de perforación, drill collars, barrena y el espacio anular.
- Las presiones de surgencia y suaveo.

La presión de fondo es la suma de todas las presiones que están siendo ejercidas en el fondo del pozo, y puede ser calculada con la siguiente ecuación.

$$P_{fondo} = P_{hid} + P_{anular} + P_{cierre} + P_{fricción} + P_{surgencia} - P_{suaveo} \quad (1.8)$$

Dónde:

P_{fondo} = Presión en el fondo del pozo (psi)

P_{hid} = Presión hidrostática dentro de la tubería de perforación (psi)

$P_{fricción}$ = Pérdidas de presión por fricción (psi)

$P_{surgencia}$ = Presión por surgencia (psi)

P_{suaveo} = Presión por suaveo (psi)

La presión de fondo es la clave para el control de un pozo, ya que si la presión de fondo cae por debajo del valor de la presión de poro se puede presentar un influjo de los fluidos de la formación hacia el pozo y si la presión de fondo es mayor a la presión de fractura de la formación se originan entonces pérdidas de circulación. Un correcto manejo de la presión de fondo permite evitar los problemas anteriormente mencionados y da paso a una mayor eficiencia durante el proceso de perforación.

1.3.13 Fenómeno de tubo en U

La perforación de un pozo se puede describir como un sistema de vasos comunicantes en forma de un "tubo en U" o manómetro, esto quiere decir que la presión en la tubería de perforación y el espacio anular están conectadas en el fondo del pozo o mejor dicho, en el fondo del tubo en U.

En la perforación convencional de un pozo en aguas profundas (riser, la tubería de perforación, y el espacio anular), se puede apreciar el mismo principio, como lo muestra la figura 1.8. En la perforación convencional bajo condiciones estáticas, y usando un fluido de un peso uniforme a lo largo del pozo, la presión hidrostática en la sarta de perforación es igual a la presión en el espacio anular. Por consiguiente, el tubo en U esta balanceado. Hay excepciones, tales son los casos cuando la densidad del fluido de perforación se incrementa durante las operaciones de cementación, o cuando el espacio anular transporta recortes o existe presencia de gas.

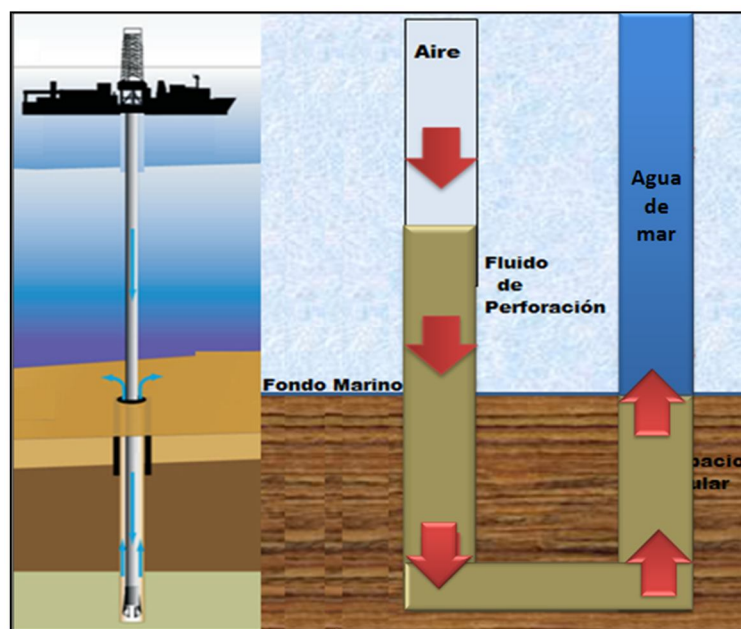


Figura 1.8 Perforación convencional representada por un tubo en U.

Cuando se emplean métodos de perforación con doble gradiente mediante el uso de una bomba o la perforación sin riser (perforación en aguas profundas), el efecto de tubo en U se puede apreciar durante las operaciones de conexión cuando el bombeo es detenido. En condiciones estáticas, la presión hidrostática del fluido de perforación balancea a la presión hidrostática del tirante de agua debido a que el lodo de perforación es más pesado que el agua de mar; se requiere que un poco del volumen del lodo dentro de la tubería se desplace hacia el espacio anular para reducir la presión hidrostática dentro de la tubería, así que, dependiendo del método de perforación, el lodo extra puede ser bombeado hasta la superficie o puede ser descargado en el lecho marino y así equilibrar las presiones (figura 1.9).

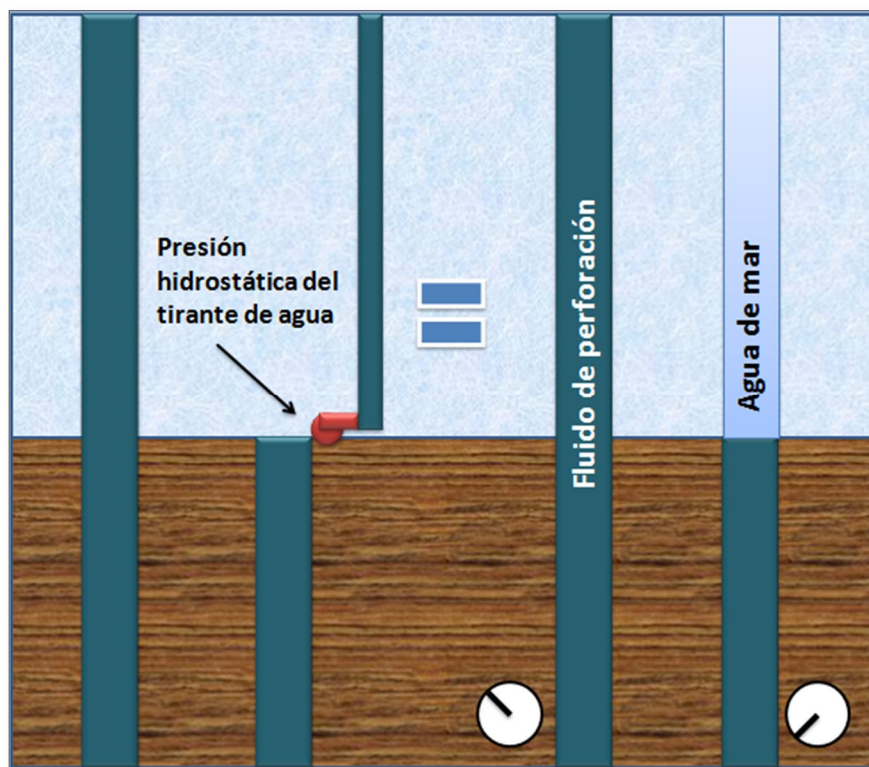


Figura 1.9 Perforación con doble gradiente representada como un tubo en U ⁶.

El gasto de descarga depende de las propiedades del lodo, la geometría del pozo y el tirante de agua. La figura 1.10 ilustra el efecto de la densidad del lodo respecto al tiempo en que se suscita la caída del nivel del lodo dentro de la tubería.

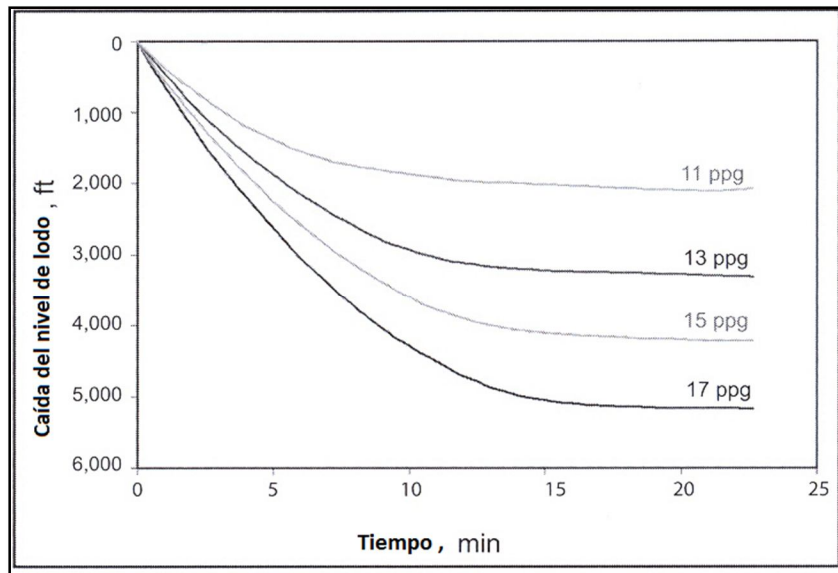


Figura 1.10 La densidad del lodo afecta el tiempo y la altura requerida para estabilización de la presión⁶.

Para calcular el volumen que se debe desplazar, se emplea la siguiente ecuación:

$$V_{lodo} = (\text{Capacidad de la T.P.}) (L - H) \quad (1.9)$$

Dónde:

V_{lodo} = Volumen desplazado de lodo (*gal*)

L = longitud del riser (*ft*)

H = altura de la columna de lodo requerida para balancear a la columna de agua (*ft*)

La capacidad de la T.P. se refiere al volumen interior de la tubería por cada pie de longitud. Para obtener H se emplea la siguiente ecuación:

$$H = \frac{\rho_{agua} \times L}{\rho_{lodo}} \quad (1.10)$$

ρ_{agua} = densidad del agua

ρ_{lodo} = densidad del lodo

Por ejemplo para calcular el volumen de lodo desplazado de un pozo con un tirante de agua de 5000 (*ft*), y se emplea una tubería de 5 1/2 (*in*) de diámetro con una capacidad de 1 $\frac{gal}{ft}$ y un lodo de perforación de 12 (*ppg*), mientras que la densidad del agua de mar es de 8.6 (*ppg*).

$$H = \frac{8.6 \times 5000}{12} = 3583 \text{ ft}$$

El volumen desplazado de lodo resulta

$$V_{lodo} = 1 \left(\frac{gal}{ft} \right) (5000 - 3583) = 1417 gal$$

Debido a la inercia y al arrastre dentro del pozo, el desplazamiento del lodo es un poco menor al valor teórico, es por esta razón que el efecto de tubo en U debe analizarse con especial atención ya que:

- El efecto de tubo en U puede enmascarar el inicio de un brote durante una conexión o cuando el bombeo del fluido de perforación es disminuido.
- Debido a que el aire del espacio vacío de la tubería de perforación se mezcla en el espacio anular cuando se desplaza el fluido, se podría mal interpretar un pequeño influjo de gas.

Un factor que aminora la preocupación por efecto de tubo en U es que, a nivel práctico, el efecto de tubo en U mientras se perfora no parece ser un problema significativo en su momento, aunque su influencia pueda hacer que los cálculos sobre el flujo en el espacio anular sean más difíciles.

1.4 Perforación convencional

La perforación convencional reconoce a tres tecnologías como primordiales, la cuales, en el pasado contribuyeron al éxito de los pozos y después al de la industria de la perforación y son: 1) Dispositivo de control de rotación (RCD, por sus siglas en inglés), 2) la barrenas de conos y 3) el fluido de perforación; que a lo largo de los años han tenido algunas mejoras. Actualmente la trayectoria de flujo en la perforación convencional comienza en las presas de lodo, después el fluido de perforación es bombeado a través de la sarta de perforación, a través de la barrena, luego hacia arriba por el espacio anular hasta la cabeza del pozo que está abierta a la superficie por medio de un niple campana, después a través de una línea de flujo, el fluido pasa por equipos de separación de gas y de control de sólidos para después regresar a las presas de lodo. Todo lo anterior se desarrolla en un ambiente abierto (Open Vessel), el cual está expuesto a la atmósfera. Durante la perforación en un ambiente abierto se

pueden presentar varias dificultades, las cuales pueden llegar a ser frustrantes para los ingenieros en perforación.

Los pozos convencionales son perforados en "sobre balance", esto quiere decir que la perforación se realiza bajo la condición de que la presión ejercida en el pozo sea mayor a la presión de poro en cualquier parte expuesta de la formación. La presión en el espacio anular es controlada por medio de la densidad del lodo, o con el ritmo de bombeo del fluido de perforación.

A condiciones estáticas la presión de fondo (P_{fondo}), es función de la presión que ejerce la columna hidrostática del fluido de perforación (P_{hid}) donde:

$$P_{hid} \geq P_{fondo} \quad (1.11)$$

A condiciones dinámicas, cuando se bombea el fluido a través del pozo, P_{fondo} es función de P_{hid} y de la presión por fricción en el espacio anular (P_{anular})

$$P_{fondo} = P_{hid} + P_{anular} \quad (1.12)$$

La figura 1.11 muestra los perfiles de presión a condiciones estáticas y dinámicas en la perforación convencional.

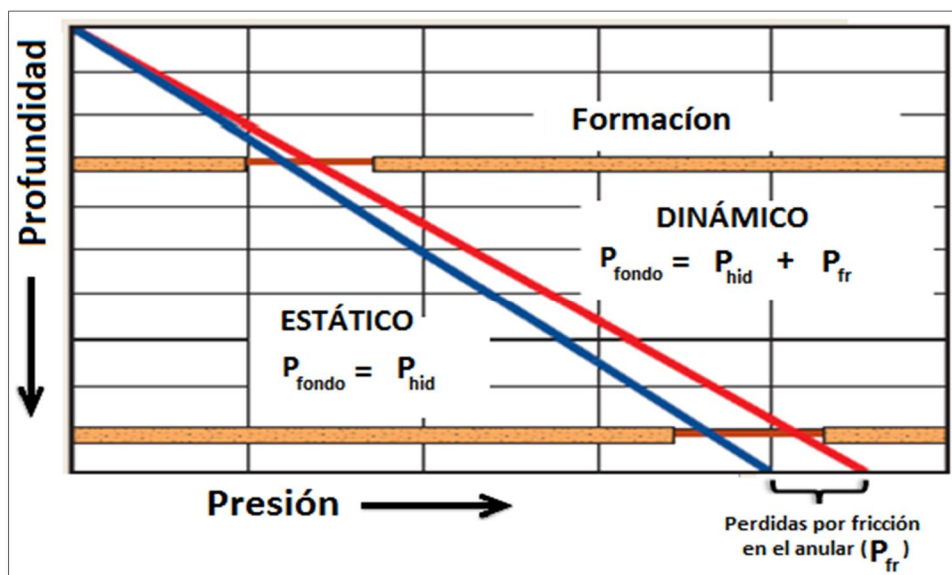


Figura 1.11 Perfiles de presión de fondo a condiciones estáticas y dinámicas⁷

Cabe mencionar que, en ambientes abiertos las operaciones de perforación convencional a menudo están sujetas a escenarios de pega-brote-pega-brote, que significativamente contribuyen a tiempos no productivos, los cuales adicionan tiempos inactivos en autorizaciones para gastos de perforación (AFE's, por sus siglas en inglés)⁸.

1.5 Perforación bajo balance

En términos generales, la perforación bajo balance es utilizada para mejorar o aumentar la productividad de un yacimiento. En la perforación bajo balance, se emplea el equipo y controles apropiados para que la presión ejercida en el pozo sea menor a la presión de poro en cualquier parte expuesta de la formación.

$$P_{hid} \leq P_{fondo} \quad (1.13)$$

La condición de "bajo balance" se presenta sólo cuando el pozo se encuentra en condiciones estáticas, es decir, cuando el lodo de perforación no se está circulando dentro del pozo y cuando no hay movimiento de la sarta de perforación. Cuando la perforación continua, el pozo está bajo condiciones dinámicas, lo que provoca que el sistema pueda llegar a una condición de "balance" o "sobre balance" como resultado de las pérdidas por fricción en el espacio anular y a las presiones que son inducidas por el movimiento de la sarta que son adicionadas a la presión que ejerce la columna hidrostática de fluido de perforación.

Los objetivos principales de la perforación bajo balance, además de mejorar el ritmo de penetración, son proteger, caracterizar y preservar al yacimiento mientras se está perforando, de esta forma el potencial del pozo no se ve comprometido. Para lograr estos objetivos, los influjos son permitidos para que asciendan a través del pozo, y después ser controlados en superficie, los principales dispositivos empleados para esta tarea son:

- Dispositivo de Control de Rotación (RCD)
- Colector o Múltiple de Estrangulación de Perforación
- Separador Multifásico

1.6 Razones por las que se presentan ventanas de operación estrechas durante la perforación de pozos.

Comúnmente en los ambientes de aguas profundas las presiones de poro son anormalmente altas a poca profundidad por debajo del lecho marino debido a la rápida sedimentación y baja compactación que presentan estos ambientes. Por otra parte las presiones de fractura son bajas debido a la poca sobrecarga que ejerce el peso de la columna de agua de mar. Como resultado de lo anterior, las ventanas de operación de los pozos en aguas profundas son muy estrechas (proximidad entre los gradientes de presión de poro y la presión de fractura). En tales casos, es una práctica común colocar numerosas etapas de revestimiento a poca profundidad para evitar las pérdidas de circulación.

Por otra parte, las ventanas de operación estrechas no son exclusivas de los campos en aguas profundas, en campos maduros también se puede presentar este inconveniente. Las presiones de colapso, poro, fractura y sobrecarga a menudo cambian en los campos maduros como resultado de su previa producción y consecuente declinación. La ventana de operación que alguna vez fue favorable se convierte en una ventana más estrecha, y esto hace más desafiante un proceso de perforación sin que haya pérdidas de circulación o influjos. La figura 1.12 ofrece una conceptualización de una ventana de operación estrecha.

Los retos de hoy en día incluyen la re-entrada a yacimientos parcialmente declinados y la explotación de campos en aguas profundas, sin embargo las perspectivas en aguas profundas son generalmente más satisfactorias en cuanto al tamaño de los campos, las tasas de producción y la reserva neta, en comparación con las perspectivas hacia campos poco profundos. Debido a las limitaciones de las ventanas de operación, los métodos convencionales están dejando su lugar a nuevas tecnologías emergentes.

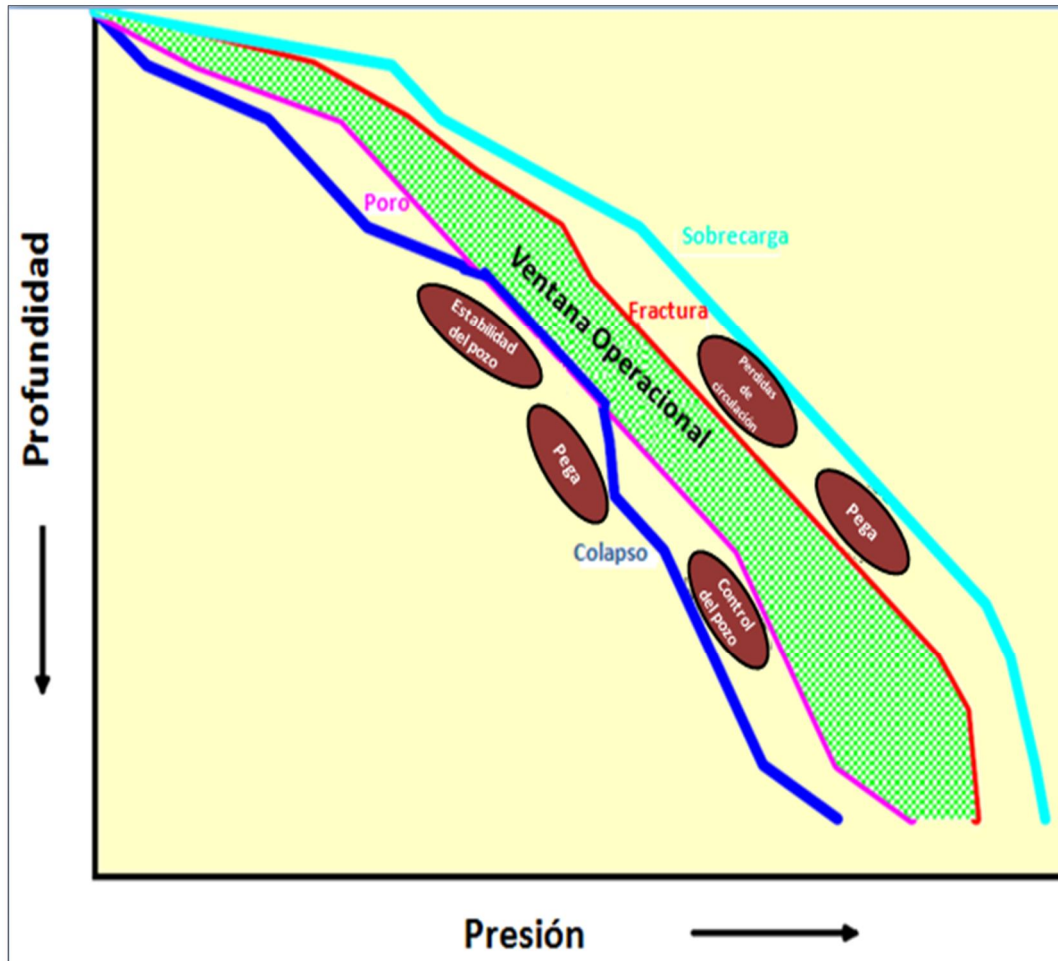


Figura 1.12 Ventana operacional estrecha, donde la presión de colapso es muy cercana a la presión de poro⁷.

CAPÍTULO 2

Perforación con presión controlada (MPD)

2.1 Definición de la perforación con presión controlada (MPD)

La asociación internacional de contratistas en perforación (IADC, por sus siglas en inglés) y el subcomité en perforación con presión balanceada y bajo balance han elaborado la siguiente definición formal de la técnica de perforación con presión controlada (MPD, por sus siglas en inglés):

- La técnica MPD, es un proceso de perforación adaptable utilizado para controlar de forma precisa el perfil de presión en el espacio anular a lo largo del pozo. Los objetivos son determinar los límites de la presión de fondo y por consiguiente, manejar el perfil de presión hidráulica en el espacio anular. El propósito en las técnicas de MPD es evitar continuos influjos de fluidos provenientes de la formación hacia a la superficie. Cualquier influjo incidental a las operaciones del proceso MPD, será manejado usando un proceso apropiado.
- El proceso de perforación de la MPD emplea una serie de técnicas y herramientas que pueden mitigar los riesgos y sus correspondientes costos asociados a pozos que tienen límites de fondo muy estrechos, por medio de la administración adecuada del perfil de presión hidráulica en el espacio anular.
- Para llevar a cabo la administración del perfil de presión, la MPD puede hacer uso del control de contrapresión, densidad del fluido, reología, nivel de fluido en el espacio anular, fricción por circulación y geometría del pozo, o combinaciones de los mismos.
- El proceso MPD puede permitir acciones correctivas más rápidas para tratar con las variaciones de presión observadas. La habilidad para controlar dinámicamente las presiones en el espacio anular facilita la perforación de los que podrían ser de otra manera proyectos económicamente inalcanzables.

Las piezas centrales de la definición anterior se encuentran alrededor de las palabras “propósito” y “controlar de forma precisa”. Una cierta gama de tecnologías disponibles hoy en día nos permiten controlar la presión de fondo desde superficie dentro de un rango de 30 a 50 psi¹⁰. Sin embargo, cabe mencionar que la aplicación de una variante de la técnica MPD no resuelve todos los problemas en perforación, la MPD representa una aplicación específica, en la cual el ingeniero en perforación tendrá que elegir de un conjunto de opciones cual es la mejor para tratar con los problemas que se tengan por confrontar.

El equipo que requiere la MPD depende del tipo de aplicación y de los medios por los cuales va a ser controlada la presión de fondo. La mayoría de las aplicaciones de MPD se practican en un ambiente cerrado y presurizado (closed vessel), el cual emplea tres herramientas que se consideran básicas para la MPD.

- Un dispositivo de control de rotación (RCD)
- Válvulas de no-retorno en la sarta de perforación (NRV, por sus siglas en inglés)
- Un múltiple de estrangulación

El beneficio de una administración precisa en la presión de fondo del pozo, al parecer puede superar en un 80 por ciento los obstáculos relacionados con la perforación convencional. Entre sus beneficios están:

- Tener un mayor control del pozo.
- Incrementar el ritmo de penetración.
- Alargar la vida útil de la barrena.
- Minimizar los tiempos no productivos (TNP).
- Reducir las etapas de revestimiento en un pozo.
- Aminorar los costos relacionados con el fluido de perforación.

Lo anterior converge en aplicaciones más seguras, ya sea en tierra o en costa afuera. Por si fuera poco, la MPD tiene aplicación en yacimientos de gas metano en minas de carbón, también se puede utilizar para el aprovechamiento de fuentes de energía geotérmica y para la perforación en busca de cantidades comerciables de hidratos de metano⁹.

2.2 Historia de la perforación con presión controlada

La perforación con presión controlada no debe suponerse como una tecnología nueva, la cual sólo toma ventaja de las nuevas herramientas disponibles en la industria petrolera. De hecho, un cierto número de técnicas bajo el actual nombre de “Managed Pressure Drilling” no son nuevas, algunas de ellas han existido por décadas pero de manera individual. Por ejemplo, los dispositivos de control de rotación fueron descritos en 1937 en el catálogo de herramientas de la compañía Shaffer. La densidad equivalente de circulación fue empleada en las prácticas desarrolladas para control de pozos en 1970⁶. La tecnología actual combina y formaliza las nuevas técnicas con aquellas históricamente empleadas para tratar con algunos de los problemas más comunes en la perforación de pozos tales como brotes y pérdidas de circulación.

Muchas de las ideas en las cuales se basa la MPD fueron formalmente presentadas en tres simposios sobre presiones anormales en la universidad del estado de Luisiana entre 1967 y 1972, estos simposios se enfocaron en el origen y alcance de las presiones anormales y presiones de fractura, así como también, en la determinación de sus correspondientes gradientes a partir de datos disponibles.

Como datos históricos, en 1970 una importante compañía petrolera, fuera de sus oficinas en Nueva Orleans estaba perforando de “brote en brote” en la costa de Luisiana para incrementar el ritmo de perforación y evitar pérdidas de circulación, éste fue un caso claro de MPD en el golfo de México.

La perforación con tapón de lodo (MCD, por sus siglas en inglés) fue conocida por algunos años como “perforación en seco” o “perforación sin retorno”. Pero una versión más formalizada de MCD fue probada en Venezuela en 1980, luego en Canadá, en el campo Hibernia en las costas de Nueva Escocia, y después en Kazajstán en la antigua Unión Soviética⁶.

No fue hasta 1990 en que una amplia gama de dispositivos de rotación evolucionaron en cuanto a tamaño, diseño y capacidades de contención de presión, con el objetivo de cumplir con la creciente demanda de la industria petrolera.

Con el tiempo, la utilización de los RCD permitió la implementación de las técnicas de perforación bajo balance y de perforación con aire. A medida que la industria de la perforación aprendía a manejar los RCD de manera más precisa con el objetivo de manipular los perfiles de presión de fondo, consecuentemente fue cada vez más permisible perforar de forma segura con fluidos de perforación más ligeros para generar gradientes de presión cada vez más cercanos a los gradientes de presión de poro de los yacimientos. Aunque no se pudieron evitar los inlfujos de hidrocarburos durante el proceso de perforación, se logró estar mejor preparado para lidiar de forma segura y eficiente con cualquier evento incidental a las operaciones programadas. En el

2003 ciertas técnicas de perforación fueron acopladas y reconocidas como una tecnología dentro de sí misma y fue etiquetada con el nombre de "Managed-Pressure Drilling" ⁹.

Como dato interesante, en los Estados Unidos de América, de los pozos que son perforados en tierra el 45 por ciento son desarrollados por medio de la perforación con fluidos aireados y cerca del 5 por ciento utiliza la perforación bajo balance. Las técnicas de MPD representan el 25 por ciento y el porcentaje restante corresponde a pozos perforados de manera convencional. En otras palabras uno de cada cuatro pozos perforados fue desarrollado por el uso de técnicas de MPD y en tres de cada cuatro pozos perforados se utilizó un RCD ⁹.

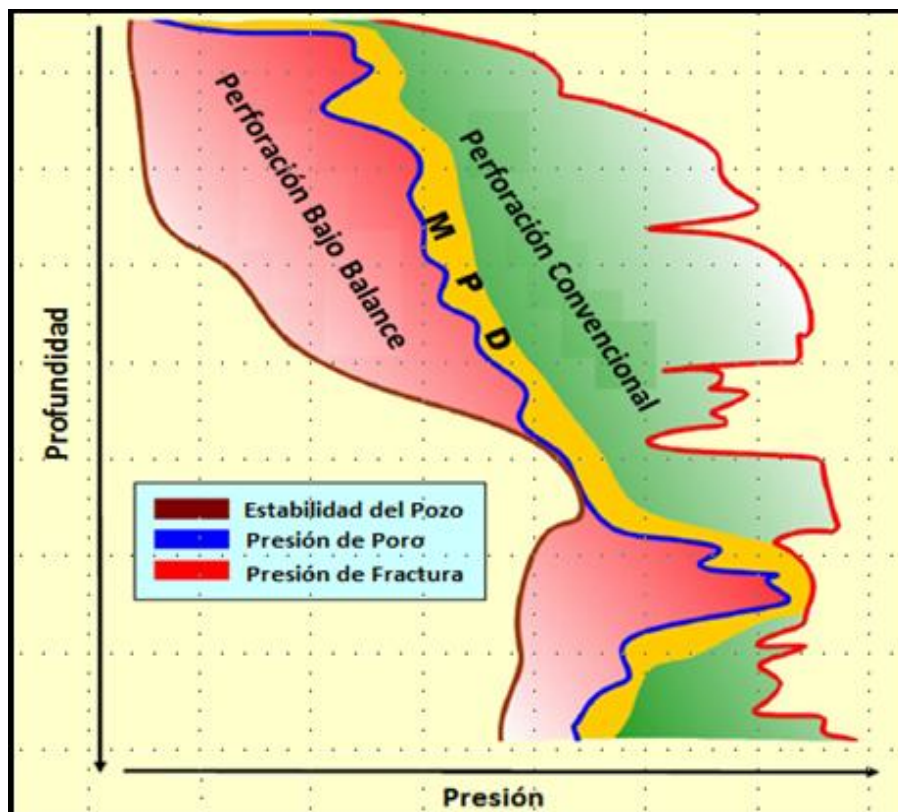


Figura 2.1 Ventana de perforación para las operaciones de perforación convencional, perforación bajo balance y MPD ⁸.

Como se puede apreciar en la figura 2.1, en ambientes desafiantes para la perforación, las presiones de colapso y de poro pueden estar muy próximas una de la otra, inclusive en algunos pozos las líneas llegan a cruzarse en puntos donde la presión de poro es menor que la presión de colapso. Bajo éstas condiciones, el control preciso del perfil de presión en el espacio anular es crítico y simultáneo con el control de estabilidad del pozo. En situaciones como ésta, la perforación convencional junto con la perforación bajo balance no son opciones aplicables debido a que la preocupación por la estabilidad del pozo se vuelve primordial.

En ambientes de aguas profundas, muchos proyectos no serían económicamente sustentables sin las técnicas de MPD. Las estadísticas y análisis económicos indican que la aplicación de la MPD a las prácticas de perforación actuales reducen los costos relacionados a tiempos no productivos, además se aumenta la seguridad y se mejora la economía vinculada a la construcción de un pozo. Las ventajas económicas de la MPD han impulsado a varias compañías a considerar esta tecnología y sus costos en perforación⁶.

2.3 Categorías de la MPD

2.3.1 MPD Reactiva

Hay dos enfoques básicos para utilizar la MPD. El enfoque reactivo o MPD reactiva y el enfoque proactivo o MPD proactiva. La MPD reactiva es usada como contingencia, para mitigar problemas durante la perforación, después de que éstos han surgido.

Comúnmente los ingenieros planean el proceso de perforación para un pozo de manera convencional y el equipo de MPD junto con sus procedimientos serán utilizados o activados sólo después de la aparición de eventos no planeados.

Los métodos y el equipo de la MPD reactiva son representativos de una medida de contingencia, esto quiere decir que los equipos de perforación están equipados con al menos un RCD, un estrangulador y válvulas flotantes para la sarta de perforación como medios para afrontar de forma segura y eficiente cualquier evento inesperado que esté relacionado con los límites de presión en el pozo. La MPD reactiva es con frecuencia practicada en programas de perforación en tierra⁹.

2.3.2 MPD Proactiva

La MPD proactiva usa el equipo y los procedimientos que tienen como fin controlar de forma activa y precisa el perfil de presión en el espacio anular a lo largo del pozo. El programa de perforación está diseñado desde el inicio con fluidos de perforación, revestimientos y planes alternos que toman ventaja de la habilidad para administrar con precisión el perfil de presión en el fondo del pozo.

La MPD proactiva ofrece el mayor beneficio a los programas de perforación que se desarrollen en tierra o costa afuera, sin embargo la mayoría de las aplicaciones costa afuera han empleado este tipo de MPD. Las ventajas de la MPD proactiva han sido tan significativas que cada vez es mayor el número de programas de perforación en tierra que cambian de MPD reactiva a proactiva. Este tipo de cambios requieren en los pozos

una planeación más exhaustiva, no obstante los beneficios ganados en el programa de perforación sobrepasan la compensación de los costos con respecto a la ingeniería adicional y la administración del proyecto⁹.

La MPD proactiva utiliza una amplia gama de herramientas y técnicas disponibles para tener un mejor control en la colocación de los asentamientos, y así utilizar menos tuberías de revestimiento, además de una mejor administración de los requerimientos y costos en el fluido de perforación. Junto con el uso de un control de presión más preciso es posible brindar una advertencia más avanzada de incidentes potenciales en el control del pozo.

De forma resumida, la MPD proactiva se usa para:

- Perforar pozos operacionalmente difíciles
- Perforar pozos económicamente no rentables
- Perforar pozos que son considerados como “no perforables”

2.4 Riesgos durante la perforación

Un control exitoso de los problemas durante la perforación comienza con el claro entendimiento de los riesgos conocidos y la apreciación de aquellos riesgos que pueden ser encontrados. A su vez, un cuidadoso análisis de los datos del pozo proporcionará las bases para una planeación que identifique las mejores prácticas y tecnologías basadas en el rendimiento y no el hábito. La acción de tomar las decisiones correctas durante el proceso de perforación es cuestión de reconocer, integrar e interpretar correctamente toda la dinámica de la perforación, lo que tiene que ver, por ejemplo, con los datos de peso sobre la barrena, revoluciones por minuto, vibraciones, presión de fondo, temperatura, limpieza del pozo, análisis de recortes, etc. Una mala interpretación de los datos del pozo tendría grandes repercusiones e inclusive la interpretación aislada de los datos, fuera del contexto de los demás podría contribuir con problemas graves en la estabilidad del pozo e inducir a otros riesgos adicionales¹¹.

La técnica MPD es una aplicación impulsada por tecnología diseñada para mitigar los riesgos durante la perforación e incrementar la eficiencia de las operaciones por medio de la reducción de los TNP. Los principales problemas relacionados con los TNP se enlistan a continuación (figura 2.2).

- Pérdidas de circulación
- Pega de tuberías

- Inestabilidad del pozo.
- Incidentes de control de pozos.

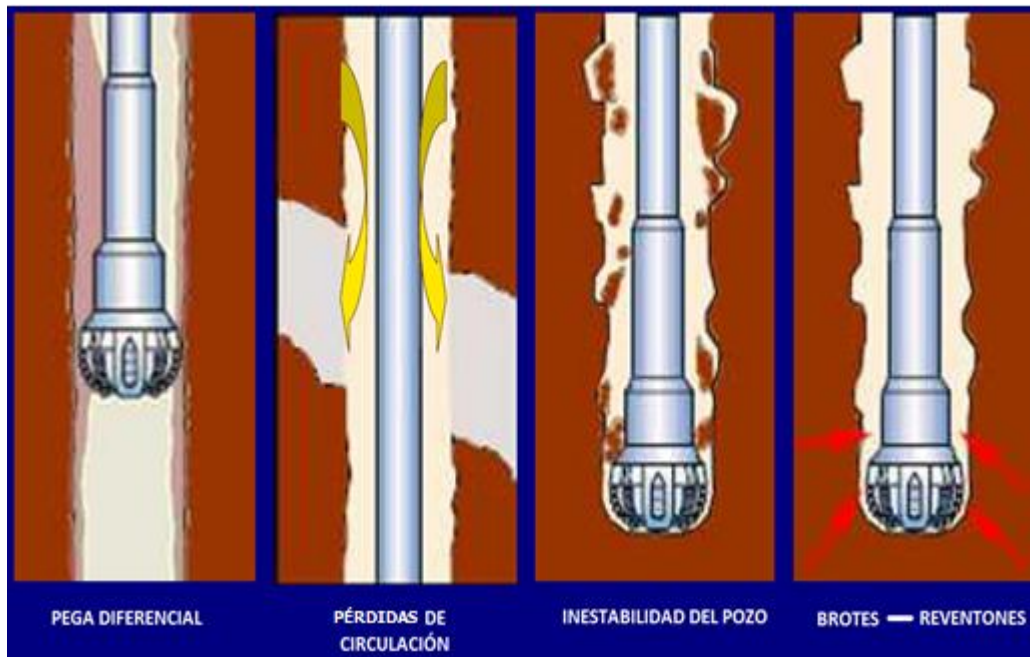


Figura 2.2 Problemas comunes durante el proceso de perforación de pozos⁷

La relación de los problemas cambia a medida que la actividad de perforación se traslada de aguas someras hacia aguas más profundas, campos maduros o aguas ultra profundas. Es difícil jerarquizar los problemas debido a las características particulares de las localizaciones en donde se perforan pozos petroleros, además de que cada década en la industria petrolera trae consigo sus propios problemas⁶.

La figura 2.3 muestra las causas estadísticas de los TNP durante la década comprendida entre los años 1993 y 2003 para pozos de gas, se puede apreciar que cerca del 40 por ciento de los incidentes registrados se deben a problemas relacionados con pérdidas de circulación, pega diferencial, brotes y problemas relacionados con la estabilidad del pozo. Gran parte de los datos mostrados brindan una clara idea de la necesidad que se ha tenido por remediar estos problemas, lo que a su vez ha contribuido a que las técnicas de perforación y las tecnologías implícitas hayan evolucionado hasta llegar a la MPD.

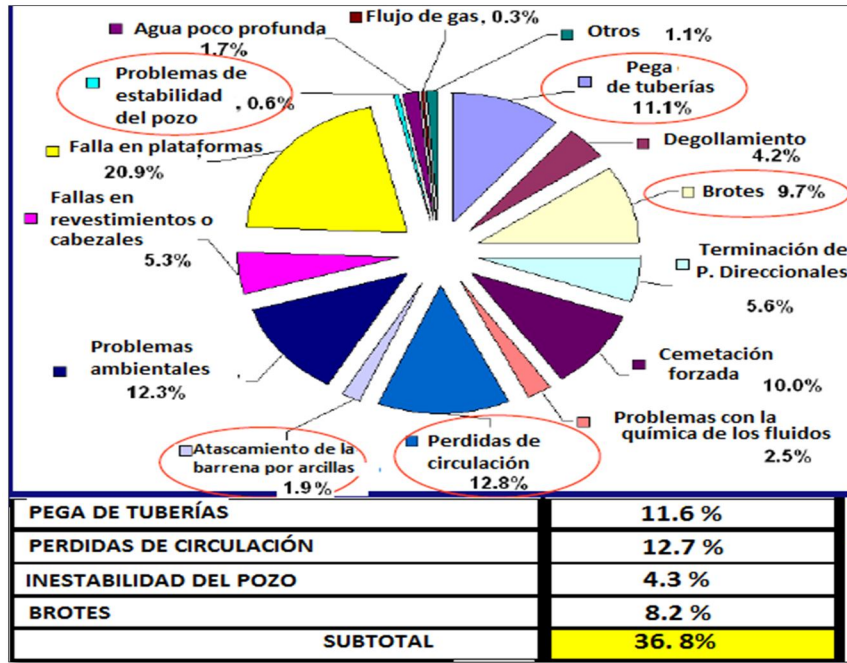


Figura 2.3 Incidentes suscitados en pozos de gas localizados en aguas profundas del golfo de México de 1993 a 2003⁷.

2.4.1 Perdidas de Circulación

Las pérdidas de circulación pueden ser inducidas durante el proceso de perforación al exceder el gradiente de presión de fractura, ya sea bajo condiciones estáticas o dinámicas, es decir:

Bajo condiciones estáticas

$$P_{hid} > P_f \tag{2.1}$$

Bajo condiciones dinámicas

$$P_{hid} + P_{anular} > P_f \tag{2.2}$$

Las pérdidas de circulación también ocurren como resultado de formaciones débiles o formaciones que presentan fracturas o espacios vacíos. Durante el proceso de perforación, las formaciones con estas características provocan que parte del fluido de perforación se filtre por las paredes del pozo. Las pérdidas de circulación no sólo pueden dañar el potencial de producción de un pozo, también pueden dar paso a problemas de control del mismo.

Cuando una pérdida de circulación se presenta, la presión hidrostática a lo largo del pozo disminuye debido a que el peso que ejerce la columna del fluido de perforación en el espacio anular es cada vez menor a consecuencia de la filtración del fluido hacia la formación, esto establece un escenario para el desequilibrio entre la presión hidrostática de la columna del fluido de perforación y la presión de poro de la formación. Una vez que la presión de poro sobrepasa a la presión hidrostática de la columna de lodo se generara un influjo, si no existiese intervención alguna, el influjo crecerá en volumen permitiendo la aparición de un brote. Si tampoco hubiese una temprana detección de un brote, éste puede seguir creciendo hasta dar como resultado un reventón.

2.4.2 Pega de tuberías

El sobre-balance es probablemente el más influyente de todos los factores que contribuyen a que la sarta de perforación se pegue a las paredes del pozo. Debido a la circulación del lodo de perforación a lo largo del pozo, un pequeño volumen del fluido se filtra hacia la formación y se establece una ligera capa de sólidos, mejor conocida como "enjarre", el enjarre funciona como una capa límite entre el fluido filtrado a la formación y la tubería de perforación. A medida que el movimiento de la sarta se hace más lento o se detiene, el enjarre es desplazado y el fluido antes filtrado se escapa detrás de la tubería. Como consecuencia se desarrolla una diferencia de presiones entre la presión hidrostática de la columna del lodo y la presión reducida del área que contenía al fluido, lo cual genera una fuerza que empuja a la tubería hacia la pared del pozo (figura 2.4).

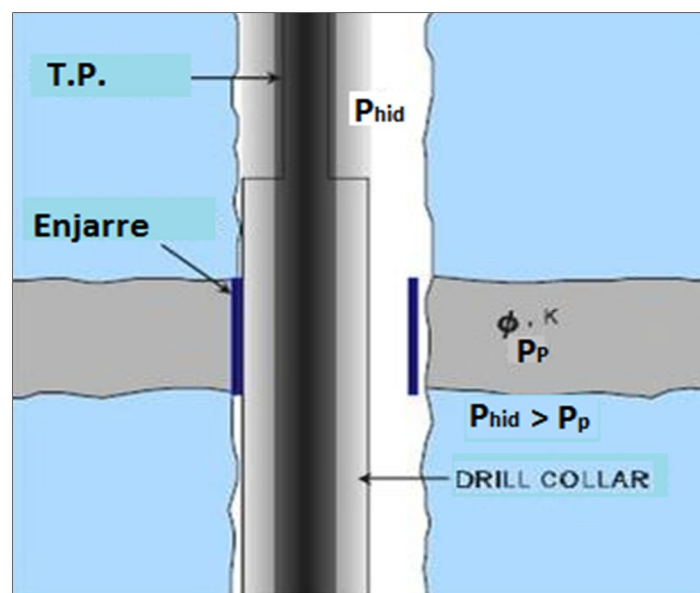


Figura 2.4 Pega diferencial

Este fenómeno ocurre la mayoría de las veces a condiciones estáticas como resultado de la ausencia de rotación y falta de circulación. La tubería pegada puede ser solucionada cambiando las condiciones del pozo a bajo balance o con el uso de contrapresión.

2.4.3 Inestabilidad del Pozo.

La inestabilidad del pozo ocurre cuando la presión hidrostática de la columna de lodo no es suficiente para sostener las paredes del pozo y por lo tanto la formación se desmorona en láminas o se desprende abruptamente en pedazos. Tomando en cuenta el término de la presión de colapso visto en la sección 1.3.9, la inestabilidad del pozo se presenta bajo condiciones estáticas y dinámicas de la siguiente forma:

Bajo condiciones estáticas

$$P_{hid} < P_c \quad (2.3)$$

Bajo condiciones dinámicas

$$P_{hid} + P_{anular} < P_c \quad (2.4)$$

Otro mecanismo que propicia la inestabilidad del pozo es la exposición intermitente a los ciclos de presión que sufre la formación durante el encendido y apagado de las bombas de lodo. Dependiendo de la porosidad y la permeabilidad de la formación estos ciclos tienden a cargar presión a las paredes del pozo, y después descargarla. Es esta intermitencia de esfuerzos lo que provoca que la formación se debilite⁷.

La inestabilidad en un pozo puede causar que la sarta de perforación se pegue o se atasque debido al colapso de las paredes del pozo.

2.4.4 Incidentes de control del pozo

Los incidentes de control de pozos se desarrollan principalmente cuando el proceso de perforación se encuentra en condiciones de bajo balance. Como se explicó anteriormente, las pérdidas de circulación pueden originar problemas de control de pozos como consecuencia del escape del lodo de perforación hacia la formación y la consecuente disminución de la presión hidrostática.

Otro factor que puede desencadenar un problema de control de pozos está relacionado con la estabilidad del pozo mismo. Los atascamientos de la sarta de perforación ocasionados por la inestabilidad de las paredes del pozo son precursores de influjos potenciales, ya que para intentar liberar la sarta de perforación, ésta debe ser levantada; y debido al efecto de pistoneo que genera el movimiento de la sarta, se suscita un diferencial de presión en el fondo del pozo, el cual puede inducir la entrada de un influjo.

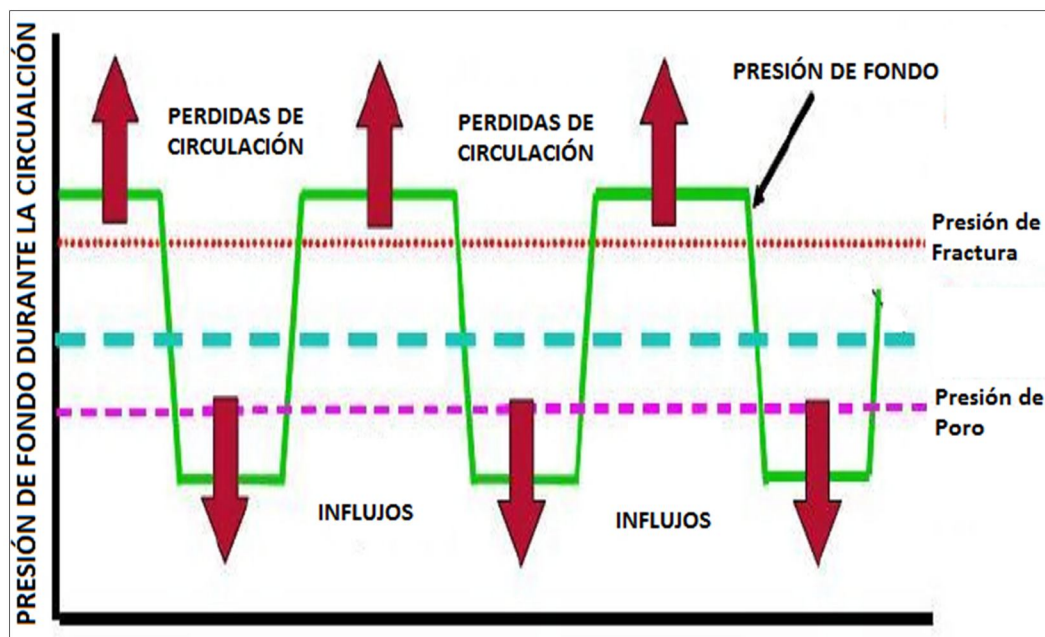


Figura 2.5 Ocurrencias de incidentes de control de pozos debido a ventanas de operación estrechas en aguas profundas ¹⁰.

Los incidentes de control de pozos durante las operaciones de perforación convencional requieren cesar el proceso de perforación y cerrar el pozo mientras que el influjo está siendo circulado fuera del pozo y el fluido de perforación es adecuadamente modificado en su peso para compensar la magnitud de la presión de fondo. Lo anteriormente escrito implica la generación de tiempos no productivos, los cuales tienden a ser iterativos y costosos durante el proceso de perforación. En aguas profundas la ocurrencia de brotes es mayor debido a la proximidad entre los gradientes de fractura y de presión de poro, como resultado, las consecuencias de los tiempos no productivos serían más costosas (Figura 2.5).

En muchas aplicaciones de MPD, el pozo es perforado con un sistema de circulación cerrado, con este arreglo la presión de fondo puede ser controlada mediante la aplicación de contrapresión en el espacio anular a partir de un fluido incompresible y

sumándola a la presión hidrostática de la columna de lodo junto a la presión por fricción en el espacio anular, se debe cumplir la siguiente condición

$$P_{fondo} = P_{contra-presión} + P_{hid} + P_{anular} \quad (2.5)$$

2.5 Variaciones de la MPD

La serie de métodos que forman parte de la MPD para el control del perfil de presión se caracterizan en: 1) adicionar más control sobre la presión de fondo durante la perforación, 2) extender el control sobre la presión de fondo a las fases operativas cuando las bombas del sistema de circulación están apagadas, 3) mejorar la estabilidad del pozo, 4) mantener el control y seguridad del pozo, y 5) poner al alcance ciertos proyectos de perforación que de otra manera serían demasiado costosos⁶. Los métodos que comprende la MPD principalmente son:

- **Perforación con presión de fondo constante.(CBHP)**
- **Perforación con tapón de lodo (MCD)**
 - ✓ Perforación con tapón de lodo presurizado (PMCD)
 - ✓ Perforación con tapón de lodo flotante (FMCD)
- **Perforación sin riser (RD)**
- **Perforación con doble gradiente (DGD)**
- **Perforación con circulación continua(CCS)**
- **Perforación con reducción de DEC.**

2.5.1 Perforación con presión de fondo constante

EL método MPD, conocido como perforación con presión de fondo constante (CBHP, por sus siglas en inglés), se refiere al proceso por el cual la presión en el espacio anular en un pozo se mantiene constante o cerca de ser constante a una profundidad específica. La CBHP es el término generalmente usado para describir las acciones que pretenden corregir o reducir el efecto de las pérdidas de presión por circulación, o la DEC en un esfuerzo por estar dentro de los límites establecidos por la presión de poro y la presión de fractura.

En una ventana de perforación los límites inferiores están representados por las líneas de la presión de poro (P_p) y la presión de colapso (P_c), mientras que en la parte superior está limitada por la línea de la presión de fractura (P_f), además de las consideraciones

con respecto a las presiones mínimas en las que se presenta la pega diferencial (P_{pega}) y las pérdidas de circulación (P_{pcir}). En general, las presiones que antes se mencionaron pueden ser relacionadas de la siguiente manera⁶:

$$P_p < P_c < P_{fondo} > P_{pega} > P_{pcir} > P_f \quad (2.6)$$

Por medio de un sistema cerrado en el método CBHP es posible mantener la presión de fondo constante o cerca de ser constante y en balance. Comúnmente para este método, el fluido de perforación es ligero, ya que se tiene como objetivo generar una columna hidrostática en bajo balance, posteriormente durante el proceso de perforación, es decir, a condiciones dinámicas, los influjos se evitan con el incremento de la presión que genera la acción de las bombas.

Bajo condiciones dinámicas

$$P_{fondo} = P_{hid} + P_{anular} + P_{contra-presión} \quad (2.7)$$

Bajo condiciones estáticas, la presión de fondo se mantiene al ejercer una contrapresión en el espacio anular o por medio de válvulas que capturan y mantienen cierta presión en el pozo. Ambas condiciones se pueden apreciar en la figura 2.6.

Bajo condiciones estáticas

$$P_{fondo} = P_{hid} + P_{contra-presión} \quad (2.8)$$

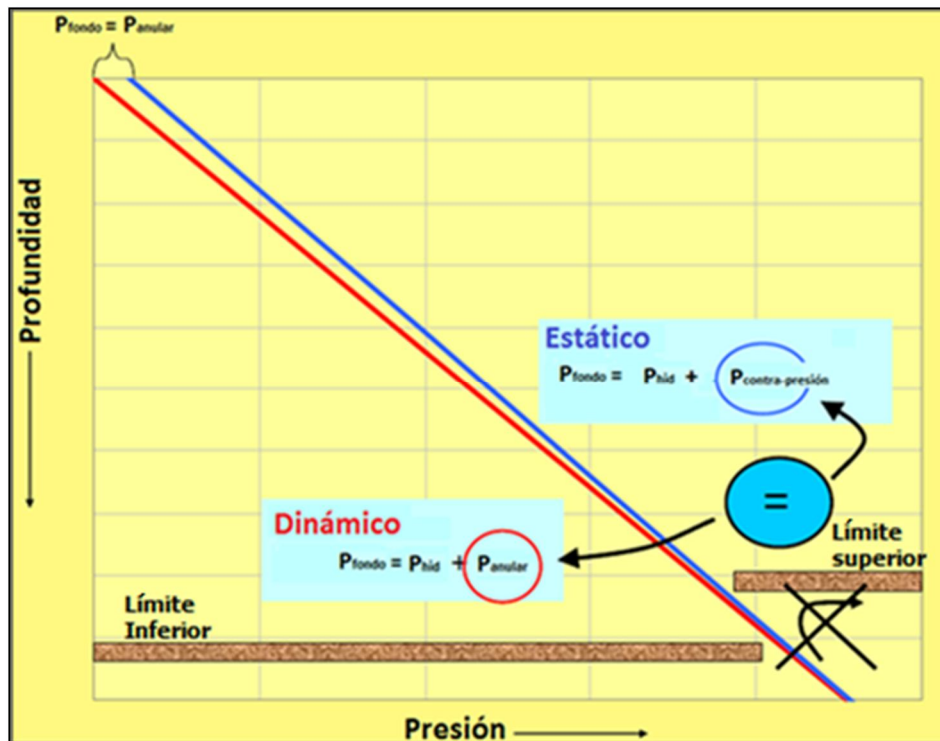


Figura 2.6. Perfiles de presión del método CBHP ⁷.

En un sistema cerrado, a pesar de la expresión 2.7, la contrapresión está siempre presente durante las conexiones y dependiendo de la aplicación, la contrapresión puede ser usada o no mientras se está perforando. Es a través del manejo de la contrapresión que la presión de fondo se puede mantener constante a condiciones dinámicas y estáticas. No obstante, cabe mencionar que no en todas las aplicaciones de CBHP requieren que la presión de fondo sea constante, siempre y cuando ésta se encuentre dentro de los límites que establece la ecuación 2.6.

Las ventajas del método CBHP se pueden enlistar de la siguiente forma:

- Reducción de los TNP.
- Mejor control del pozo.
- Administración más precisa de la presión en el pozo.
- Incremento del ritmo de penetración.
- Asentamientos de revestidores más profundos.
- Menor daño a la productividad potencial del pozo.
- Menos cambios en la densidad del lodo de perforación durante la perforación.
- Aumento del capital recuperable.

La figura 2.7 muestra la configuración del equipo que se usa comúnmente para el método CBHP, cabe aclarar que no es una configuración general o definitiva. También se puede apreciar la presencia de un medidor de flujo en el múltiple de estrangulación, el cual asegura que cualquier influjo pueda ser detectado.

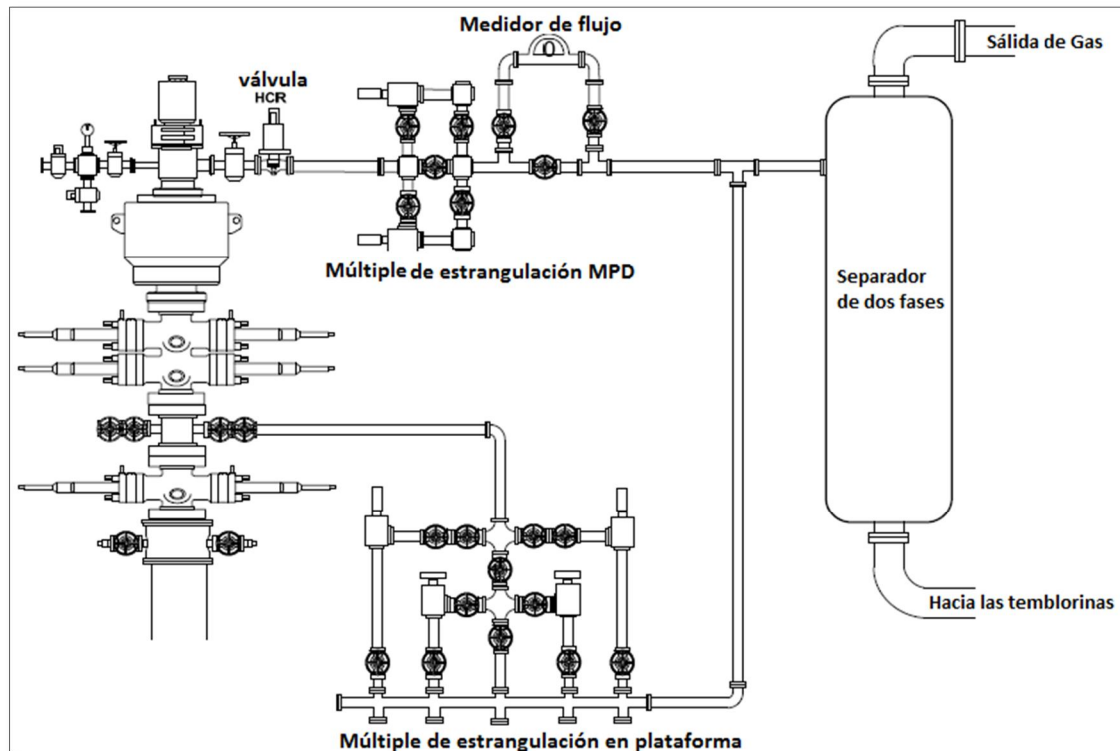


Figura 2.7 Diagrama del equipo comúnmente empleado en el método CBHP ¹³.

2. 5.2 Perforación con tapón de lodo (MCD)

En la perforación con tapón de lodo (MCD, por sus siglas en inglés), se emplean dos fluidos diferentes, por lo regular lodo y agua, los cuales son bombeados en el espacio anular y por la tubería de perforación respectivamente, con el fin de prevenir los inconvenientes que se generan debido a la ocurrencia de brotes y pérdidas de circulación cuando se perfora en formaciones fracturadas o en formaciones estratificadas con diferentes regímenes de presión. La figura 2.8 permite ver el perfil de presiones en el espacio anular que caracterizan al método MCD, donde es posible apreciar a condiciones estáticas (línea azul) y dinámicas (línea roja) como se da el cambio en los gradientes de presión que corresponden al fluido de alta y baja densidad, a los cuales se suma la contrapresión en superficie.

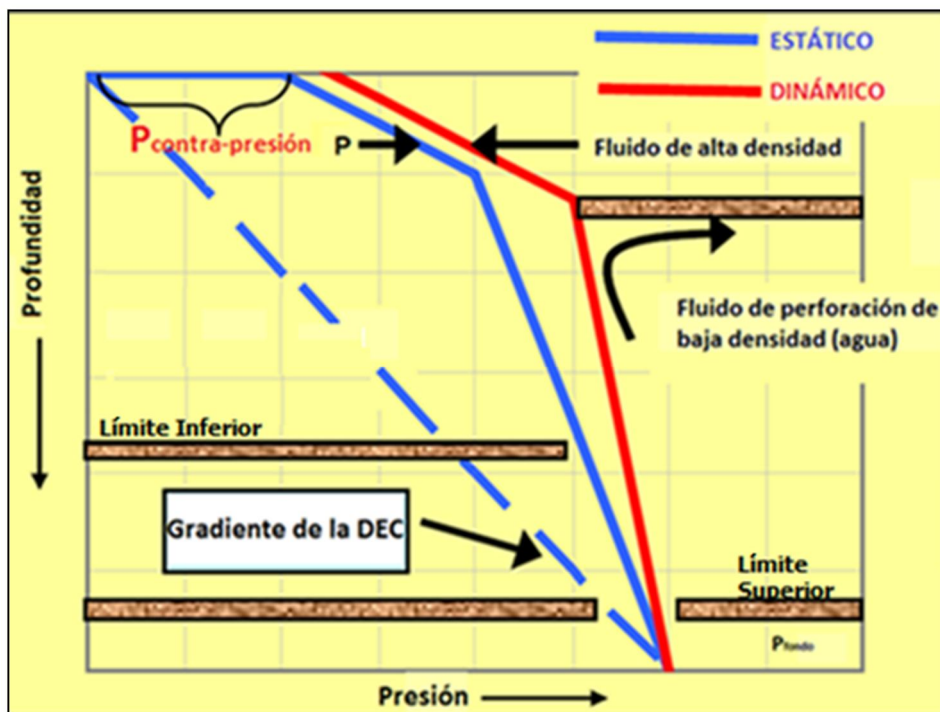


Figura 2.8. Perfiles de presión del método MCD⁷.

2. 5.2.1 Perforación con tapón de lodo presurizado (PMCD)

El método de perforación con tapón de lodo presurizado (PMCD, por sus siglas en inglés), también llamado “perforación con un tapón ligero en el anular” o perforación con circulación cerrada” es un método que perfora de forma segura un pozo sin usar un sistema de retorno de flujo. En la PMCD se bombea lodo en el espacio anular formando una columna con un peso más ligero del requerido para estar en balance con la presión de la formación. La perforación se lleva a cabo a través del RCD con el pozo cerrado en superficie y los indicadores de presión en el espacio anular se usan para saber que pasa en el pozo. Un fluido de sacrificio, que por lo regular es agua, es bombeado a través de la sarta y durante el proceso de perforación el fluido junto con los recortes es bombeado hacia las fracturas o cavidades que se encuentren por debajo de la última zapata de revestimiento (Figura 2.9).

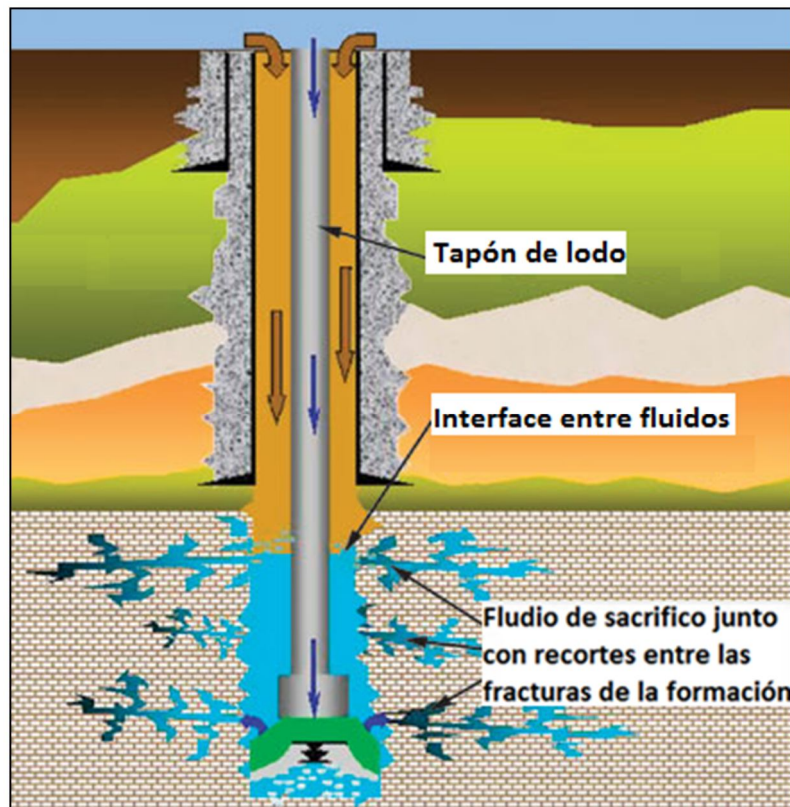


Figura 2.9. Esquema del método PMCD¹⁴

La presión de bombeo en el espacio anular está determinada a partir de la presión por fricción en el espacio anular, la cual debe ser lo suficientemente grande para asegurarse de que el fluido de sacrificio y los recortes se dirijan hacia las fracturas de la formación. Si ocurriera un influjo de gas, la presión en el espacio anular se incrementaría a medida que el fluido en el espacio anular es remplazado por el gas, la presión en el espacio anular seguirá incrementándose mientras que el gas siga ascendiendo y expandiéndose. Para contrarrestar lo anterior, cuando la presión se incrementa por encima de un valor determinado se empieza a bombear más lodo dentro del espacio anular, desplazando el gas y el fluido contaminado de regreso a la formación hasta que la presión en el espacio anular se restablece. De esta manera es como se controla al pozo con el método de PMCD y los materiales indeseables tales como el ácido sulfhídrico (H_2S) no necesitan ser llevados a superficie. Esta técnica hace posible perforar pozos a través de formaciones muy gruesas, altamente fracturadas o con alto contenido de H_2S ⁶. La figura 2.10 ilustra un esquema del equipo que se utiliza para el método PMCD.

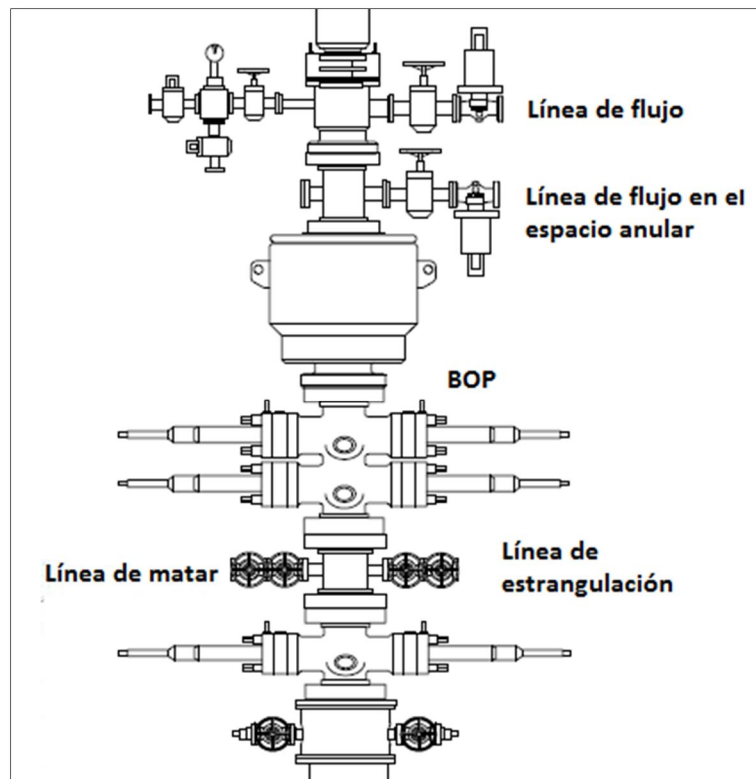


Figura 2.10 Equipo requerido para el método PMCD ¹³

2.5.2.2 Perforación con tapón de lodo flotante (FMCD)

La perforación con tapón de lodo flotante (FMCD, por sus siglas en inglés), es considerada como una sub categoría de la PMCD. En este método el pozo es perforado hasta que la circulación comienza a perderse, a partir de este punto la perforación continua sin retorno de fluido. Mientras el nivel del fluido flota en alguna parte a lo largo del pozo, la columna hidrostática balancea a la presión de formación en el punto donde se hallan las fracturas o el espacio por donde se pierde la circulación. Cuando es necesario se bombea un lodo denso y viscoso en el espacio anular para formar un "tapón" y mantener el control del pozo. El proceso de perforación puede continuar con el uso de un fluido de sacrificio que se bombea a través de la tubería de perforación, dicho fluido debe ser abundante y no dañino para la formación. Todos los recortes que son transportados por el fluido de sacrificio, al igual que en el método de PMCD, son bombeados dentro de las fracturas o huecos presentes en la formación. La figura 2.11 ilustra el método FMCD antes descrito.

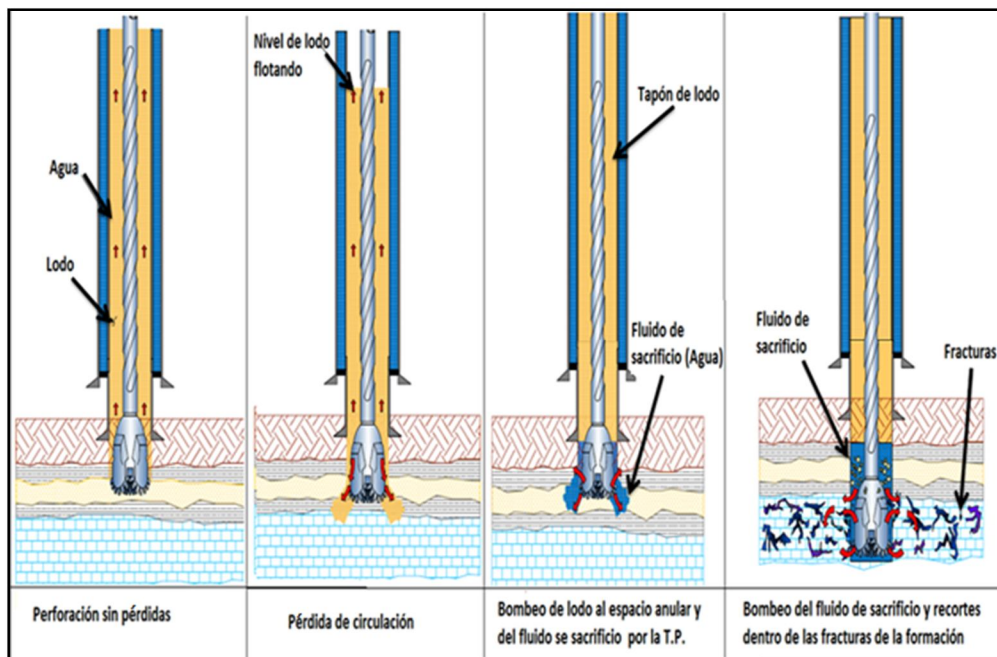


Figura 2.11. Perforación con tapón de lodo flotante (FMCD)⁷.

Durante la ejecución del método FMCD las presiones a lo largo del pozo son estables, pero una vez que la perforación continúa y el pozo se hace cada vez más profundo, la presión en el pozo aumenta y el tapón de lodo pierde paulatinamente la habilidad de contener la presión en el fondo. Una diferencia de 200 a 300 psi puede ser tolerada entre la presión de fondo y la presión que ejerce el tapón de lodo⁷, sin embargo cuando la presión en el espacio anular aumenta demasiado, es recurrente incrementar la densidad del tapón de lodo para mantener el control del pozo dentro de los límites de la presión de poro y la presión de fractura.

En superficie se monitorean las fluctuaciones de la presión en el espacio anular con el fin de interpretar tres condiciones principalmente:

- 1) Migración de gas al espacio anular
 - Cuando sucede un influjo, se bombea el espacio anular para llevar los fluidos producidos de regreso a la formación.
- 2) Incremento de la presión de poro
 - Cuando la presión de la formación se incrementa, la densidad del tapón de lodo es modificada.
- 3) Inyección de Fracturas
 - Se analiza si la inyección de los recortes dentro de las fracturas de la formación puede continuar o es necesario cambiar el modo de perforación.

El uso de la tecnología para monitorear la presión a lo largo del pozo, por medio de dispositivos LWD o de registros con línea de acero, mejora las opciones de control del pozo. Inclusive la tecnología aplicada a los fluidos es actualmente considerada, debido a que en ciertas ocasiones es necesario perforar zonas que presentan presiones de formación subnormales y para disminuir la densidad del tapón del lodo se pueden agregar aditivos especiales o también resulta útil el uso de cuentas de vidrio¹³.

2.5.3 Perforación sin riser o “pumping and dumping” (RD)

El método de perforación sin riser (RD, por sus siglas en inglés) o también conocido como “pumping and dumping” se utiliza primordialmente para perforar las primeras etapas de un pozo costa afuera y en aguas profundas. Este método no emplea un BOP ni un sistema de retorno de flujo, simplemente se efectúa la perforación con el uso de un fluido, el cual puede ser agua o un lodo de baja densidad y por medio de bombeo se descarga el fluido junto con los recortes generados en el fondo marino. Para establecer un control de la presión de fondo, se emplea un dispositivo de rotación submarino, el cual puede ser operado con la ayuda de un robot conocido como “ROV” o por medio de un estrangulador automático, ambos pueden ajustar la contrapresión en la línea de flujo de salida del dispositivo de rotación. Cuando se cierra el estrangulador se incrementa la presión de fondo, esto virtualmente simula un ambiente parecido a la perforación con un riser lleno de fluido y recortes, lo que resultaría útil en caso de presentarse el riesgo de brotes de gas someros⁹. La figura 2.12 ilustra el perfil de presión con el método RD donde se pueden apreciar los gradientes de presión a condiciones estáticas (línea azul) y dinámicas (línea roja). La contrapresión que genera el dispositivo de rotación submarino en el espacio anular se da en el fondo marino cuando no hay circulación de fluido en el pozo.

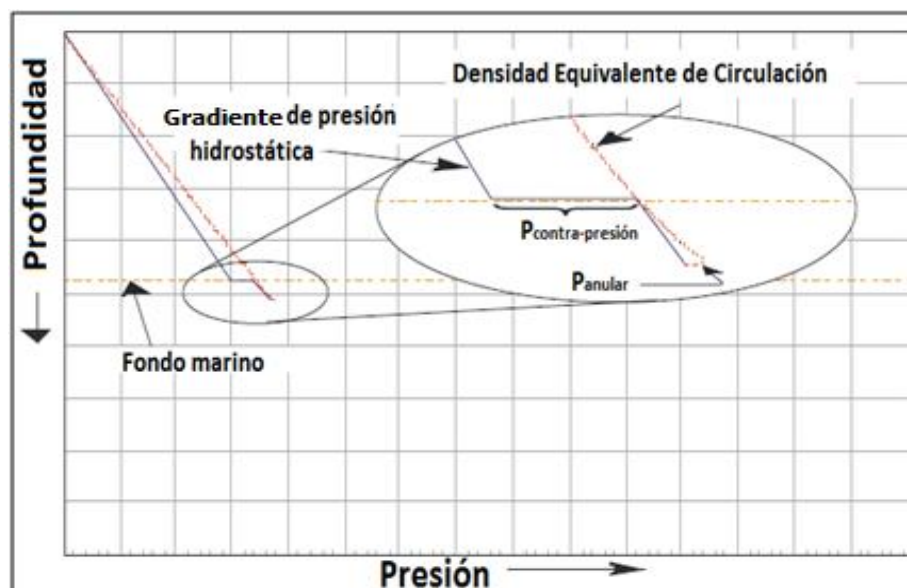


Figura 2.12 Perfil de presión del método RD⁹

2.5.4 Perforación con doble gradiente (DGD)

La perforación con doble gradiente (DGD, por sus siglas en inglés) se refiere a las operaciones de perforación realizadas en ambientes de aguas profundas donde el fluido de perforación no circula de forma convencional a través de un riser. En la DGD, el fluido de perforación en su trayecto de retorno puede ser arrojado al fondo marino (RD) o puede ser bombeado devuelta a la plataforma de perforación desde el fondo marino a través de una o más líneas de retorno. Dentro de la perforación con doble gradiente es común que el método de RD y la perforación sin riser con doble gradiente (riserless mud recovery) sean utilizados para perforar las primeras etapas de los pozos en aguas profundas.

Después de la colocación de la tubería de revestimiento superficial, los métodos de DGD emplean un sistema de retorno del fluido de perforación mediante el uso de una bomba submarina y líneas de flujo hacia la plataforma de perforación. La bomba submarina se instala en el fondo marino para recibir el fluido de perforación proveniente del espacio anular del pozo y enseguida el fluido es bombeado de regreso a la superficie. Ajustando la presión a la entrada de la bomba submarina cerca del valor de la presión hidrostática que ejerce el tirante de agua se impone un doble gradiente de presión en el espacio anular del pozo⁶.

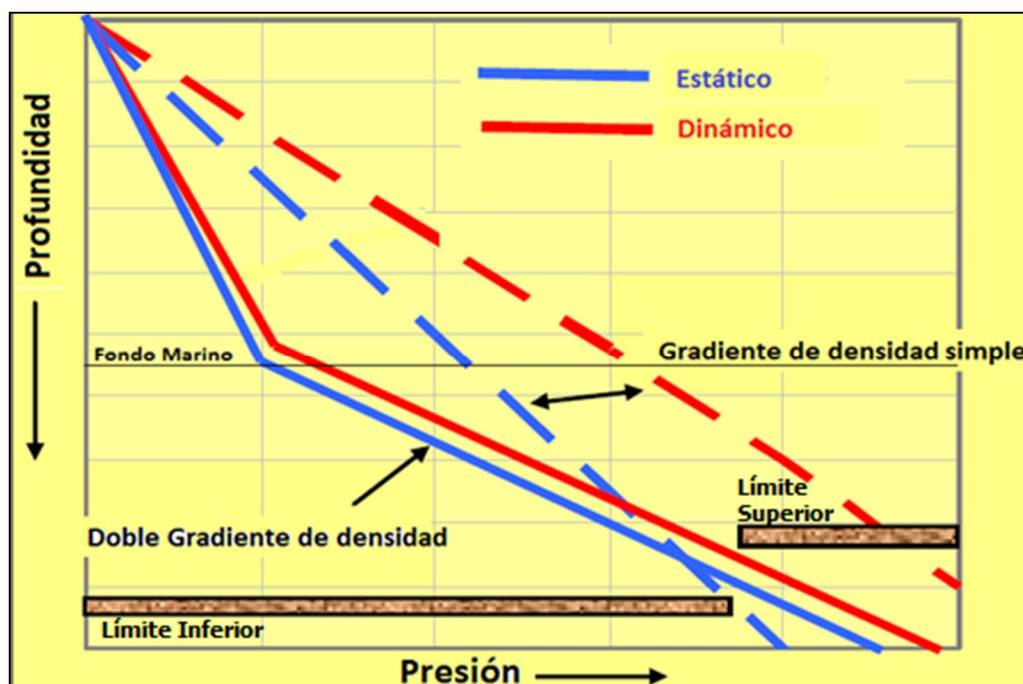


Figura 2.13 Perfil de presión de la perforación con doble gradiente (DGD)⁷.

La figura 2.13 muestra el perfil de presión a condiciones estáticas (línea azul) y a condiciones dinámicas (línea roja) de la DGD, se puede apreciar que la bomba reduce la presión ejercida en la parte más somera del pozo, mientras que el fluido de perforación debajo del nivel del fondo marino alcanza la presión requerida para controlar la presión de poro de la formación.

En aguas profundas resulta muy difícil perforar un pozo con un sistema de perforación con riser convencional ya que la profundidad de los objetivos geológicos da como resultado un incremento en el número de etapas de un pozo, es decir, a medida que la profundidad aumenta, el número de tuberías de revestimiento también aumenta. Sin embargo, no sólo la profundidad de los yacimientos en aguas profundas es el principal factor por el que aumenta el número de tuberías de revestimiento en un pozo; dada la baja compactación de los sedimentos en los ambientes profundos se presentan gradientes de fractura de baja magnitud y como resultado se generan ventanas de operación que presentan una proximidad muy estrecha entre los gradientes de presión de poro y presión de fractura. Las ventanas de operación estrechas provocan que el número de tuberías de revestimiento para los pozos que se desean construir se incremente (figura 2.14).

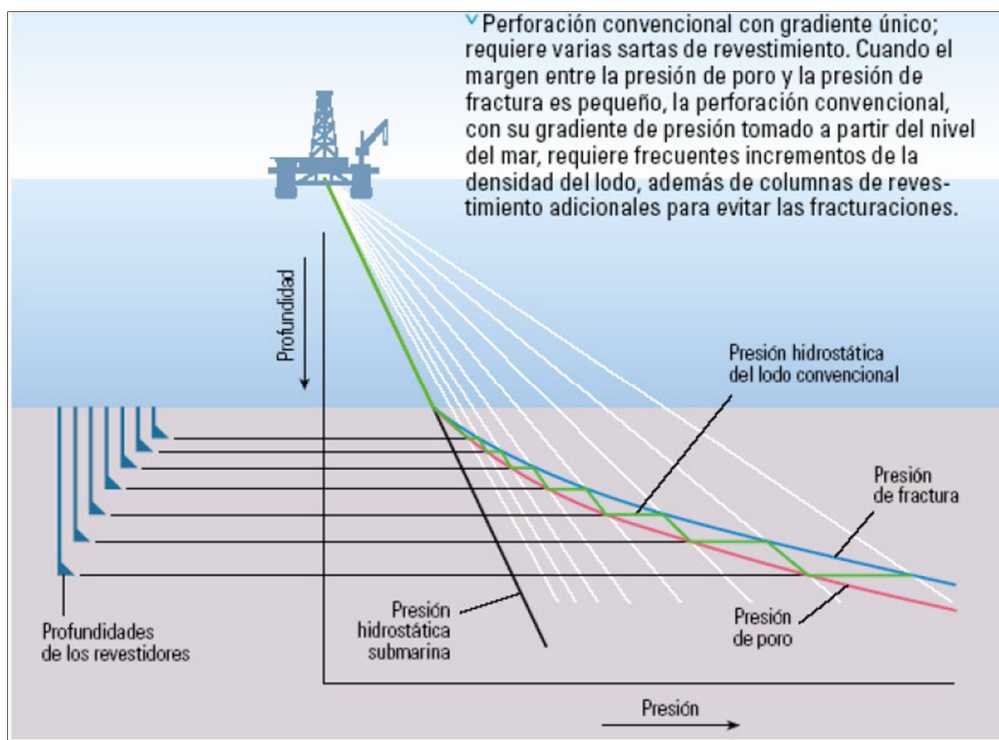


Figura 2.14 Generación de etapas de revestimientos en la perforación con riser convencional ¹⁵.

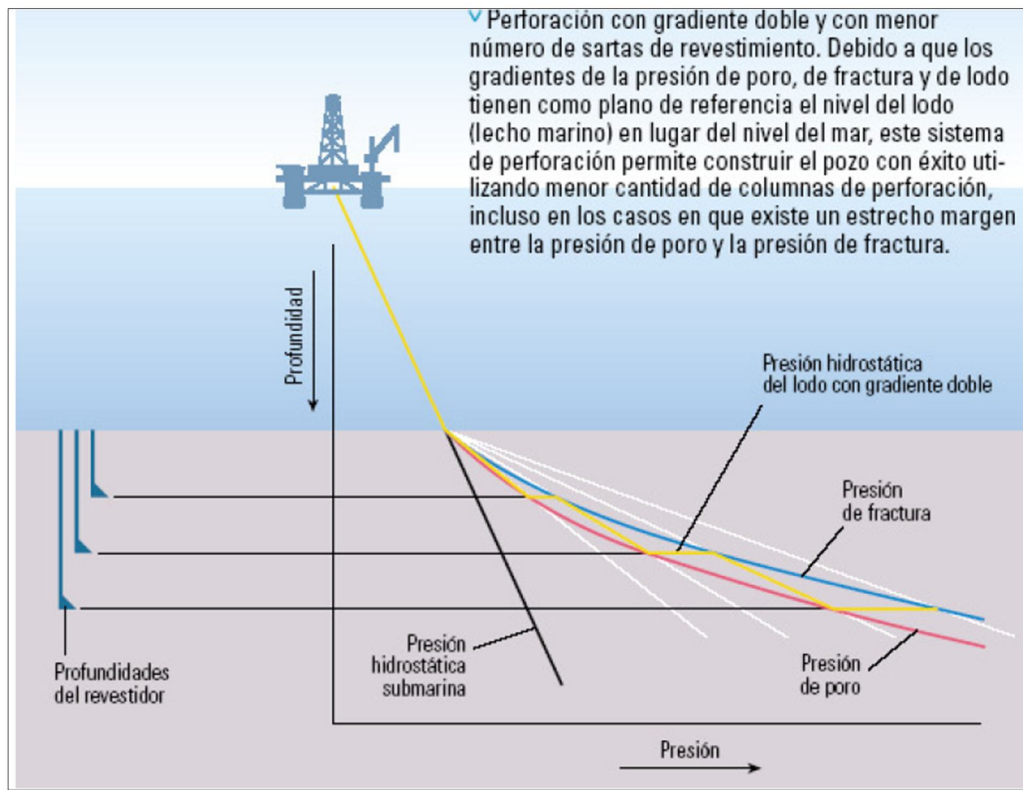


Figura 2.15 Disminución de las etapas de revestimiento usando DGD ¹⁵.

La diferencia entre el método convencional con riser y el DGD está en cómo son calculados los gradientes de presión en el pozo. Mientras que la perforación convencional calcula todos los gradientes de presión a partir del nivel de la mesa rotaria, el sistema DGD lo hace a partir del fondo marino⁶. Cuando se utiliza un sistema de perforación con doble gradiente, el riser es removido del sistema (en sentido figurado), lo que permite que la presión en el fondo marino sea menor ya que el gradiente de presión generado por el tirante de agua es más pequeño que el gradiente generado por la columna de lodo en el riser, esto permite una mejor navegación en la ventana operativa además de un menor requerimiento en las etapas de revestimiento (figura 2.15).

La capacidad de alcanzar yacimientos profundos con una menor cantidad de revestidores ayuda a reducir los costos implícitos en los revestimientos, también permite una mayor disponibilidad del espacio en la plataforma de perforación y una reducción en el tiempo de perforación. La mayor ventaja de la DGD es optimizar el diámetro de la tubería de producción (no sacrificar diámetros de tuberías de revestimiento y llegar a un diámetro de tubería de producción limitado), esto quiere decir que los pozos son capaces de producir a altos gastos y se convierten en proyectos económicamente más atractivos. La figura 2.16 muestra un esquema sobre los componentes que configuran al sistema DGD en su mayoría.

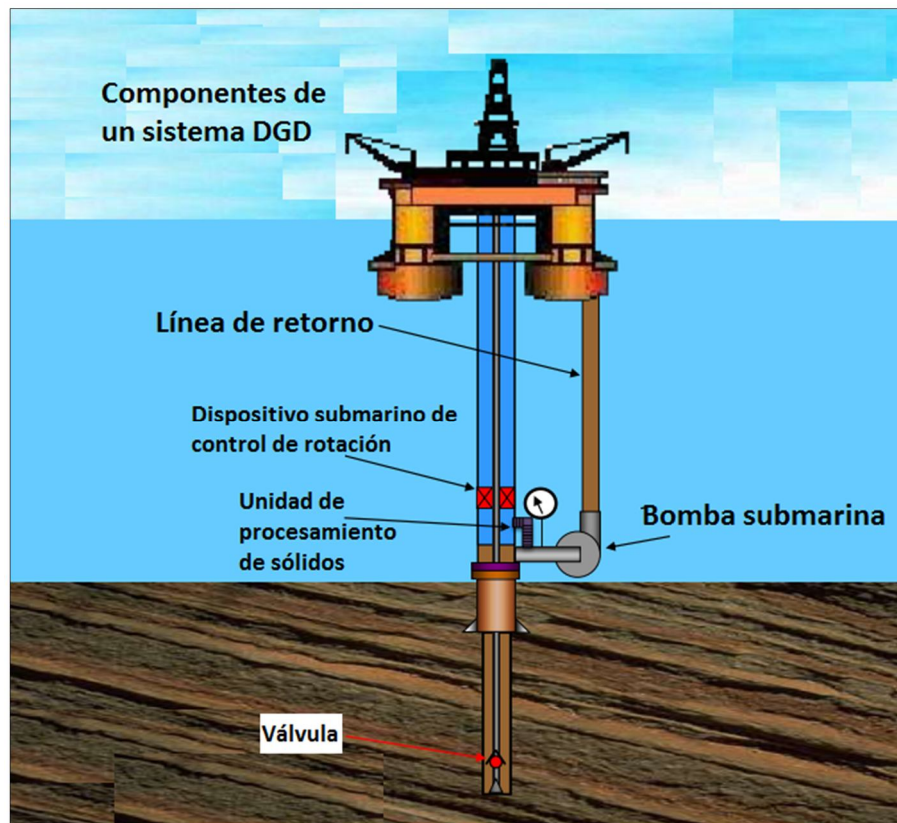


Figura 2.16 Componentes empleados en un sistema de perforación con doble gradiente¹⁶.

2.5.4.1 Perforación sin riser con sistema de retorno (RMR)

El método de perforación sin riser con sistema de retorno (RMR, por sus siglas en inglés), también conocido como “perforación sin riser con doble gradiente”, se utiliza para perforar las primeras etapas de un pozo. Este sistema no emplea risers, pero hace uso de una bomba submarina para enviar el lodo de perforación desde el fondo marino hasta la superficie. Este sistema tiene muchas ventajas; por ejemplo tiene la capacidad de perforar en aéreas ambientalmente sensibles, permite extender las profundidades de los asentamientos de los revestidores, ayuda a eliminar el uso de liners intermedios, y sobre todo permite una buena estabilidad del pozo.

La figura 2.17 muestra la variación del perfil de presión del método RMR donde se puede apreciar la aplicación del doble gradiente de presión por acción de la bomba submarina cuando el pozo esta en circulación (línea roja), con la acción de la bomba se puede lograr un mejor manejo de la presión de fondo al reducir la densidad equivalente de circulación. El perfil de presiones de la RMR es muy parecido al del método RD, sin embargo a condiciones estáticas (línea azul) ya no se ejerce una contrapresión a nivel del lecho marino.

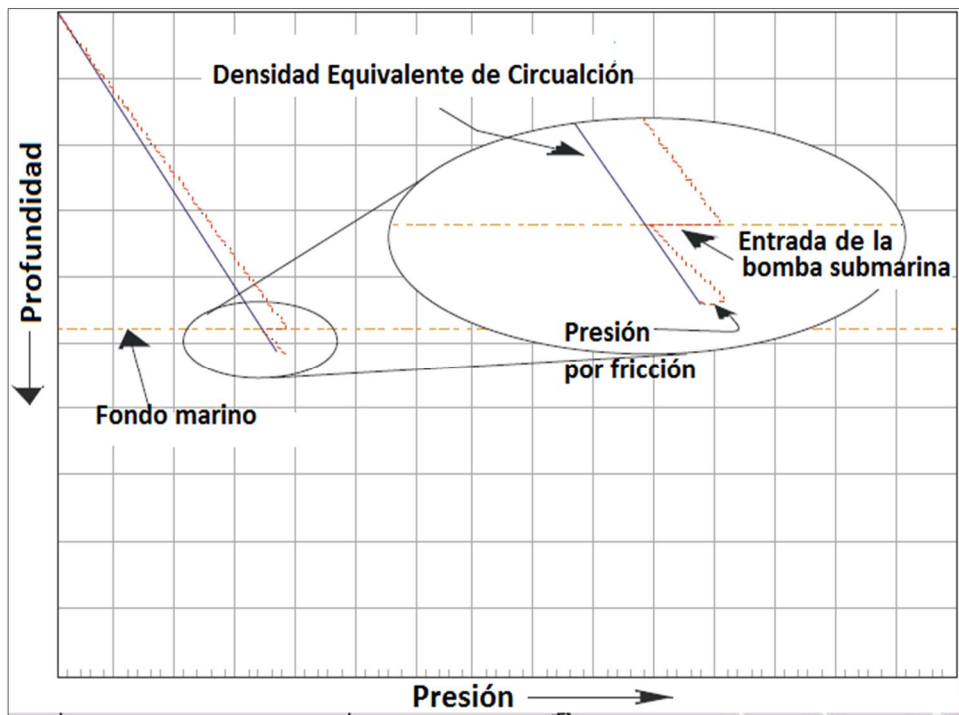


Figura 2.17 Perfil de Presión del sistema RMR ⁹.

En la figura 2.18 se ilustra la configuración y los componentes empleados en la RMR.

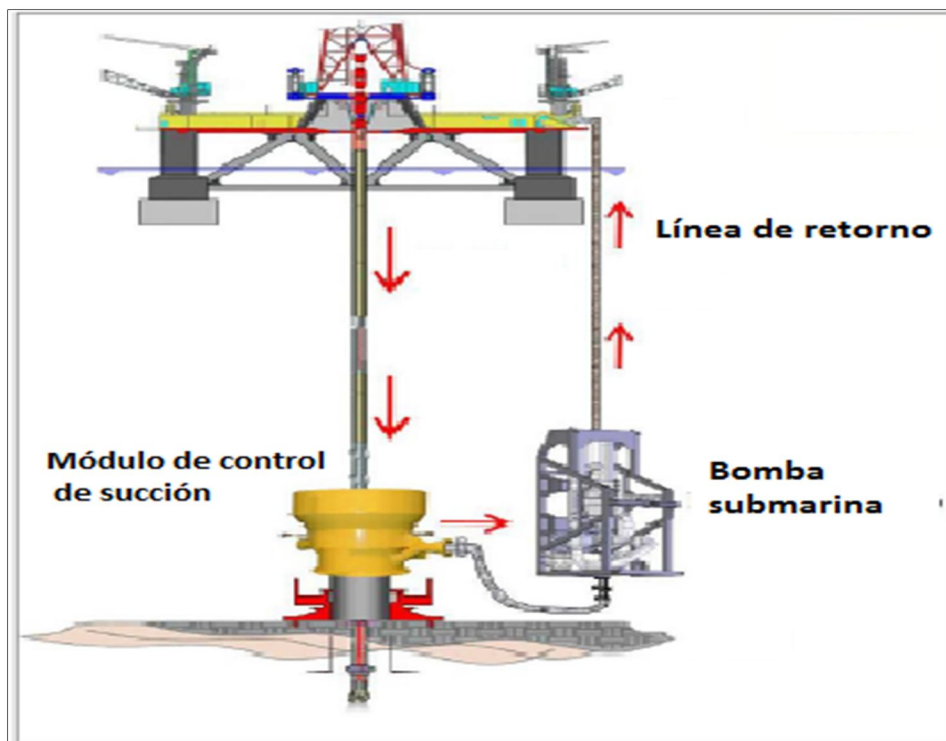


Figura 2.18 Componentes requeridos para el sistema RMR ¹⁷.

Las razones principales para hacer uso del método RMR son:

- ✓ Permite el uso de un sistema de retorno del fluido de perforación evitando los costos que se suscitan comúnmente por la actividad de bombear y tirar el lodo de perforación en el fondo del mar.
- ✓ Permite Introducir un volumen de control y detección de brotes para las secciones iniciales de un pozo.
- ✓ Evita la contaminación de áreas sensibles, donde la actividad de bombear y tirar el lodo de perforación causaría daños ambientales.

2.5.4.2 Perforación con sistema de levantamiento de fluidos (SMD)

Otro sistema creado por la implementación de la perforación con doble gradiente es la perforación con un sistema de levantamiento de fluidos (SMD, por sus siglas en inglés). En este método el fluido de perforación es circulado a través de la tubería, la barrena y el espacio anular hasta el fondo marino, después un desviador de rotación submarino (parecido al RCD) desvía el flujo del espacio anular a un procesador de recortes, el cual tritura los recortes para hacerlos lo suficientemente pequeños y así pasar a través de la bomba submarina y la línea de retorno. La figura 2.19 muestra la configuración del sistema SMD.

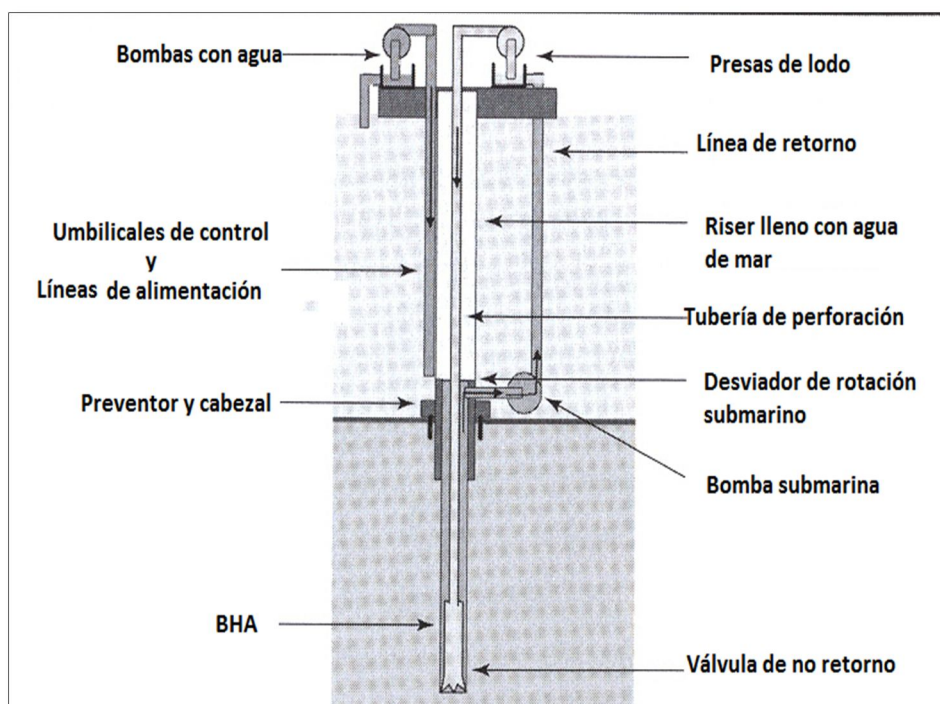


Figura 2.19 Sistema de perforación con doble gradiente SMD ⁶.

Cabe mencionar que la reducción de presión en el espacio anular debido a la acción de la bomba submarina provoca la aparición del efecto de tubo en U, el cual puede ser controlado de dos maneras. Se puede esperar para cerrar el pozo hasta que el efecto de tubo en U se detenga, o mediante el uso de válvulas de no retorno en la sarta de perforación. Estas válvulas se abren cuando el fluido de perforación está circulando y se cierra cuando la circulación se detiene⁶.

2.5.5 Perforación con sistema de circulación continua (CCS)

Los sistemas de circulación continua (CCS, por sus siglas en inglés) eliminan los cambios en la presión de fondo durante las operaciones de conexión. Este sistema tiene el potencial para incrementar la eficiencia del proceso de perforación en lugares donde el mantenimiento de la presión en el espacio anular se vuelve un factor determinante para el éxito de la construcción de un pozo.



Figura 2.20 Sistema de circulación continua perteneciente a la compañía National Oil Well Varco⁷.

El sistema CCS permite mantener la circulación del fluido de perforación durante la realización de una conexión, lo que resulta en la optimización del tiempo durante las conexiones en la sarta de perforación, además permite una mayor estabilidad del pozo mediante una mejor limpieza del mismo y sobre todo previene la aparición de brotes durante las operaciones de conexión (figura 2.20).

Un sistema de circulación continua es básicamente una cámara de presión que se coloca sobre la mesa rotaria y a través de la cual pasa la sarta de perforación con ayuda del top drive. La cámara está compuesta internamente de dos compartimientos que permiten formar un sello alrededor de la superficie exterior de la sarta de perforación mediante sellos hidráulicos y tres rams que son parte del dispositivo.

El proceso de perforación se realiza de forma convencional, pero cuando se debe realizar una operación de conexión la circulación no se detiene mientras que la cámara es llenada con el fluido de perforación por medio de unas líneas de flujo externas al CCS, cuando la cámara se llena completamente la presión dentro de la misma deberá ser igual a la presión con la que circula el fluido dentro de la sarta. Ya que la conexión de la sarta se rompe, la cámara se divide en dos, un compartimiento superior y uno inferior. El compartimiento superior se drena y permite el movimiento hacia afuera de la sarta para realizar la conexión, al mismo tiempo el compartimiento inferior se sella y sujeta a la sarta, la cual queda colgando dentro del pozo, mientras que el lodo dentro de este compartimiento se mantiene en circulación por medio del bombeo proveniente de las líneas de flujo externas del CCS. Cuando la conexión está completa, la circulación es redirigida a través de la sarta de perforación, para después drenar la cámara, abrir los sellos que sujetan a la tubería y continuar con la perforación.

La figura 2.21 muestra cómo funciona el sistema CCS durante la realización de una conexión.

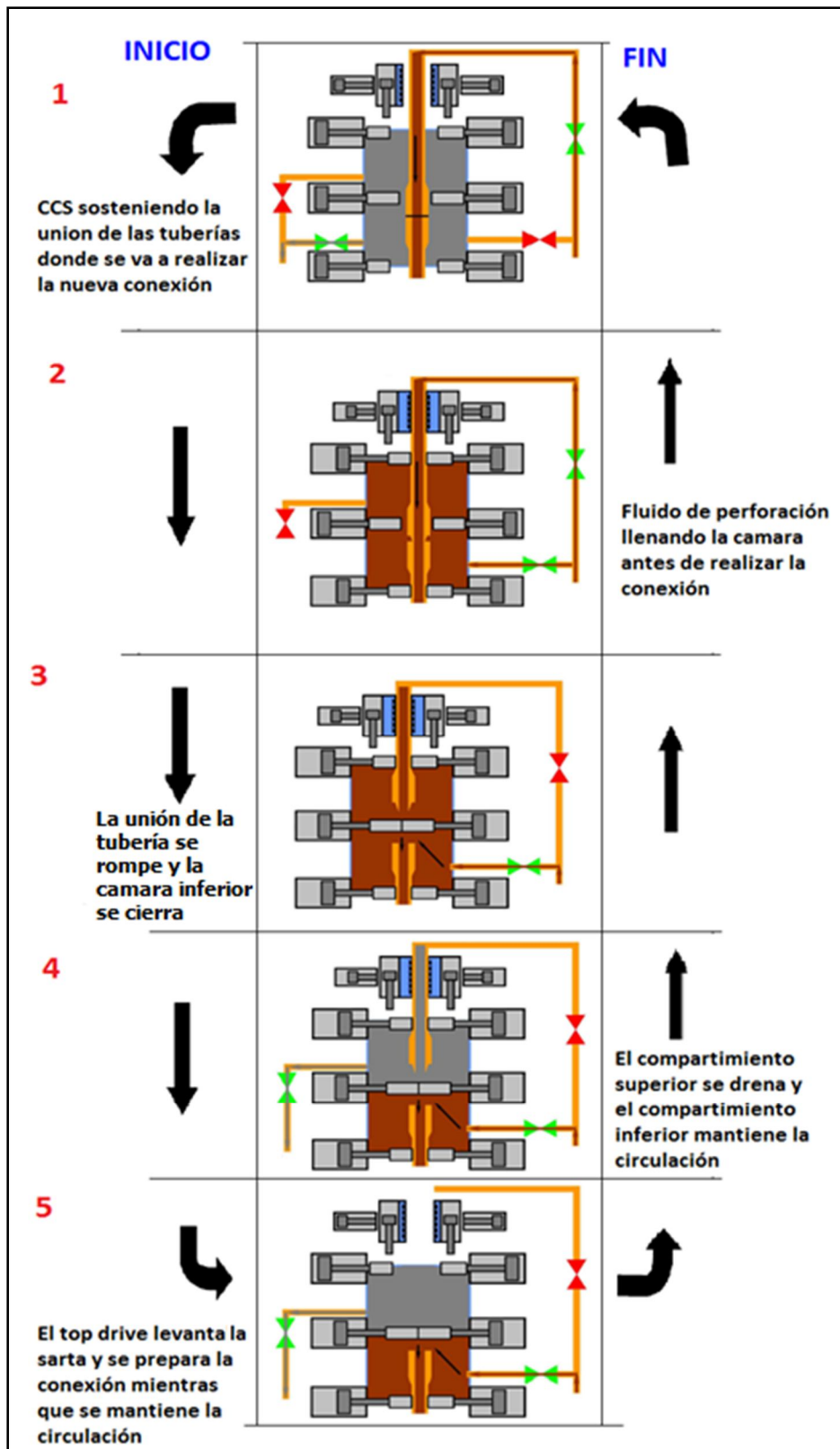


Figura 2.21 Esquema sobre el funcionamiento del sistema CCS.

2.5.6 Perforación con reducción de DEC (ECD-RT)

En este método la densidad equivalente de circulación puede ser alterada directamente usando un motor de fondo, el cual produce un doble gradiente en el espacio anular, pero en vez de ejercer presión al espacio anular para controlar el comportamiento de la DEC, provoca que disminuya y así controla el perfil de presión en el espacio anular.

La perforación con reducción de DEC representa una alternativa viable para pozos en los que la ventana de operación es estrecha. Este método permite navegar de forma segura a través de los límites establecidos por la presión de poro y la presión de fractura, al permitir ampliar los márgenes de la presión de fondo en el pozo. En la figura 2.22 se ilustra el perfil de presiones en el espacio anular de la ECD-RT, a condiciones estáticas (línea azul) el perfil se mantiene estable dentro de los límites de la ventana operativa sin embargo, cuando el pozo se encuentra en circulación (línea roja) es probable que la presión sobrepase los límites de operación, pero al emplear una herramienta de reducción de DEC, se puede navegar de manera segura dentro de la ventana operativa.

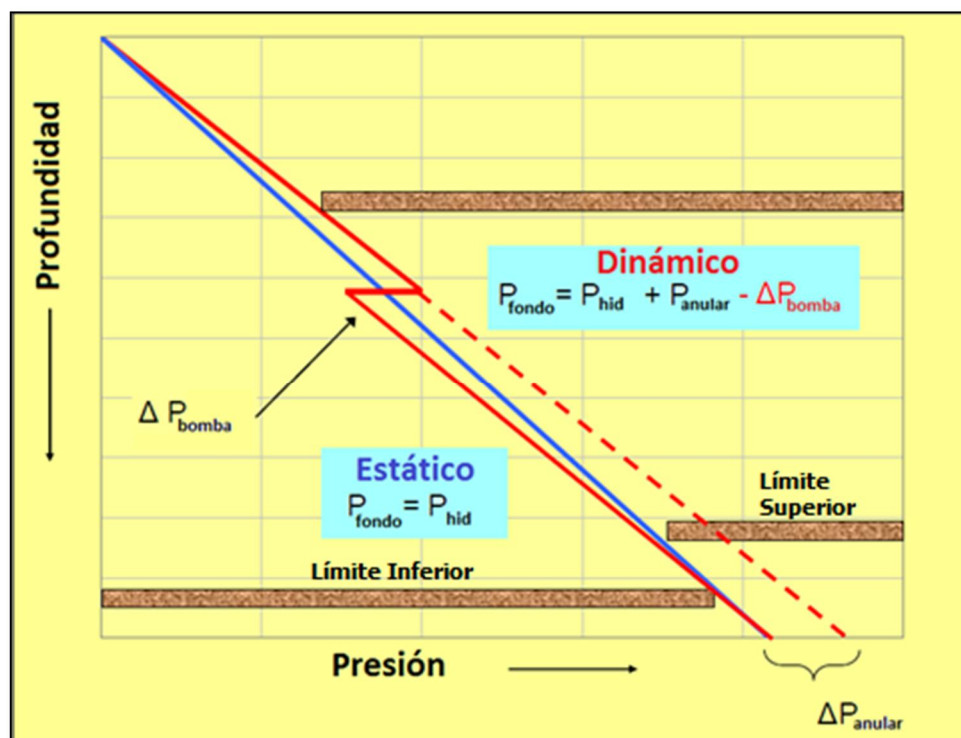


Figura 2.22 Perfil de presión con el método de reducción de DEC.

CAPÍTULO 3

Equipamiento común para las operaciones de MPD

Las operaciones que emplean la técnica MPD requieren un mínimo de equipo, el cual depende del método o variación de aplicación de la MPD y depende también de los medios por los cuales se planea controlar la presión en el espacio anular, principalmente se requiere de equipo enfocado en los siguientes puntos:

- Manipulación de la presión
 - ✓ Aplicación directa de presión
 - ✓ Reducción de la presión en el espacio anular.
- Manipulación de flujo.

La gran mayoría de las operaciones de MPD son practicadas mientras se perfora con un sistema de circulación cerrado y bajo presión (closed vessel). En un sistema cerrado los cambios en la presión pueden ser vistos inmediatamente, ya que por medio del control preciso de los perfiles de presión en el espacio anular la detección de los influjos y las pérdidas de circulación es virtualmente instantánea⁷.

La configuración de un sistema de circulación cerrado en su forma más básica incluye, un RCD con al menos una válvula de no retorno en la sarta de perforación y un múltiple de estrangulación. Las especificaciones que deben cumplir los dispositivos de control de rotación y las válvulas de no retorno se hallan en los documentos 16RCD y 7NRV del Instituto Americano del Petróleo (API) respectivamente. Por otra parte los estranguladores pueden ser controlados de forma manual o remota, la selección de los mismos dependen del método de aplicación de la MPD.

La figura 3.1 muestra un esquema con los elementos principales que constituyen a las operaciones de MPD.

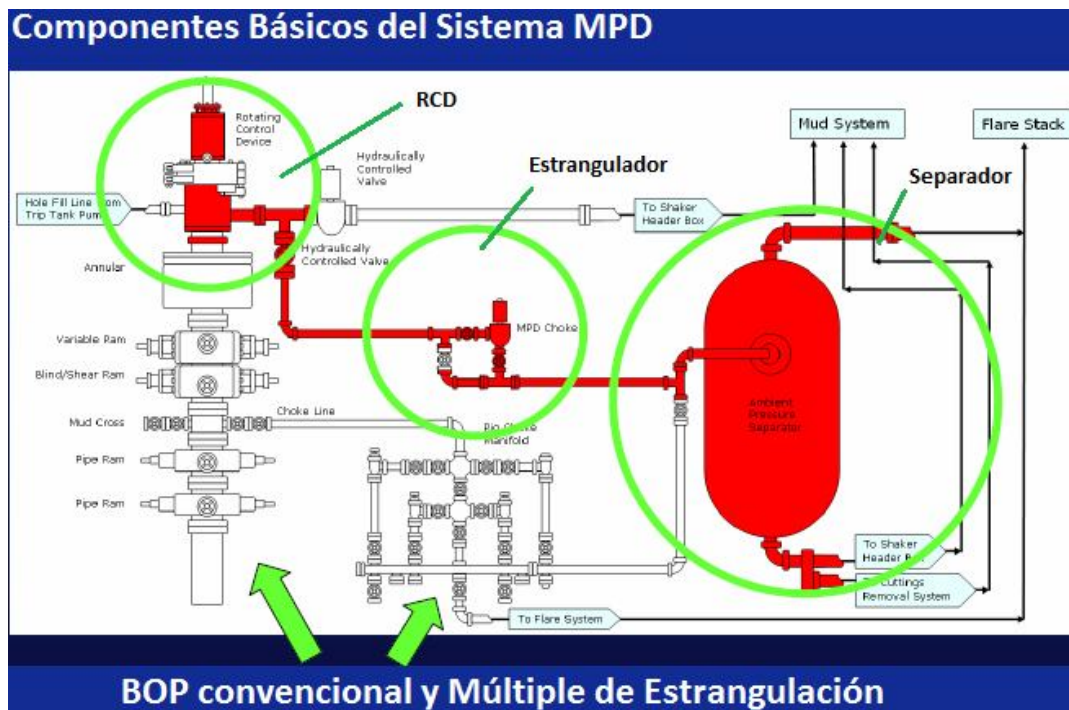


Figura 3.1 Elementos básicos en el sistema MPD²⁷.

Las herramientas clave para la mayoría en las aplicaciones de la técnica MPD son:

- **RCD**
 - ✓ Dispositivos de control de rotación con sistema pasivo
 - ✓ Dispositivos de control de rotación con sistema activo
- **RCD en risers**
 - ✓ RCD externos
 - ✓ RCD internos
 - ✓ RCD convertidor de desviadores marinos de flujo
- **Válvulas de no retorno (NRV)**
 - ✓ Tipo pistón
 - ✓ Válvula de control hidrostático (HCV)
 - ✓ Válvula de retención de flujo
 - ✓ NRV recuperables
- **Válvulas de fondo para el espacio anular**
 - ✓ Válvulas de aislamiento para revestidores (CIV)
 - ✓ Válvulas de fondo desplegadas (DDV)
 - ✓ Válvulas para viajes rápidos (QTV)
- **Estranguladores**
 - ✓ Manuales
 - ✓ Semi-automático
 - ✓ Automáticos

3.1 Dispositivos de control de rotación (RCD)

Los dispositivos de control de rotación (RCD, por sus siglas en inglés) son comunes en todas las variaciones que abarca la técnica MPD debido al requerimiento de sellar el espacio anular en superficie durante la perforación, conexiones y viajes de la sarta. Si bien el preventor anular o el ariete pueden sellar el espacio anular como una medida temporal, la industria ha llegado a depender de un preventor anular giratorio o de un RCD para limitar el desgaste debido a la rotación de la sarta durante el proceso de perforación⁶.

Considerando el extenso uso de los dispositivos de control de rotación, el hecho de que en un proyecto de perforación se utilizó un RCD no constituye necesariamente una operación en la que se lleva a cabo la perforación con presión controlada. Un RCD utilizado solo, es en el mejor de los casos una efectiva herramienta de reacción que puede ser empleada para mitigar de forma segura el escape de hidrocarburos del pozo al piso de perforación. La figura 3.2 nos muestra la foto de un RCD y un esquema sobre su funcionamiento.

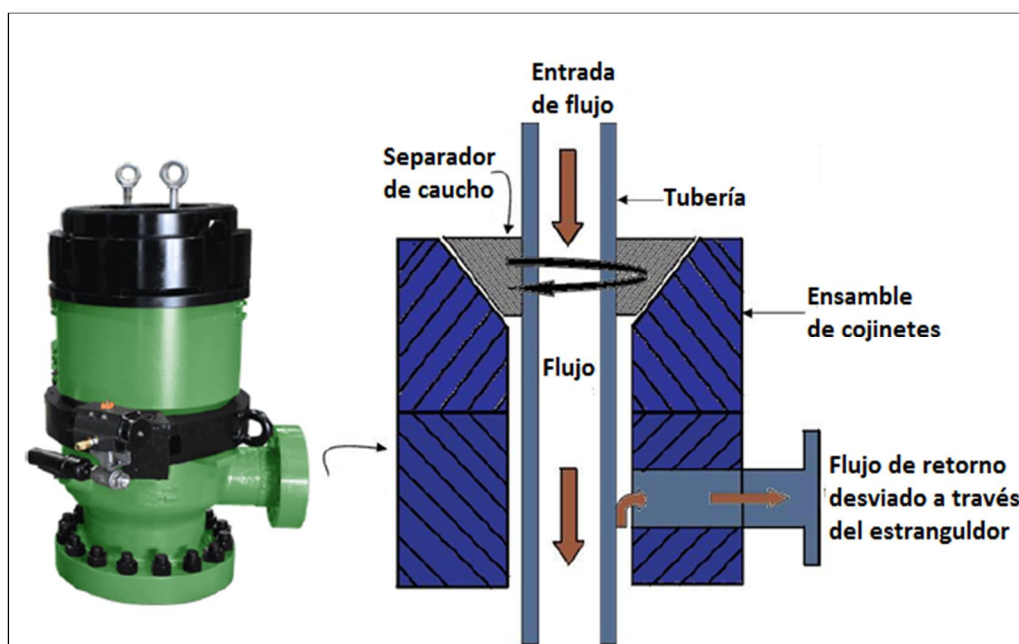


Figura 3.2 Dispositivo de control de rotación (RCD)¹⁸.

Un RCD es un excelente dispositivo de seguridad suplementario que debe estar adjunto a un arreglo de preventores y ensamblado por encima del preventor anular. El tamaño y diseño de un RCD para una operación específica de perforación es una aplicación que toma en cuenta lo siguiente⁷:

- La geometría de la subestructura del equipo de perforación
- El elemento de sello (simple o dobles)
- Presión de trabajo (estática o dinámica)
- Conexiones de la brida
- Preferencia del ingeniero en perforación

Hay cuatro tipos básicos de RCD (figura 3.3)

- a) De sello simple
- b) De sello doble
- c) Preventor anular rotatorio
- d) BOP rotatorio

Los dispositivos de control de rotación más modernos comúnmente operan a presiones por arriba de los 5000 psi a condiciones estáticas y a 2500 psi en operación (rotando). La mayoría de las operaciones son realizadas dentro de diferenciales de presión entre 200 a 300 psi, aunque pueden tolerar diferenciales de hasta 1000 psi⁷. Su competencia de trabajo con altos diferenciales de presión permite el uso de fluidos menos densos que proporcionan un mejor rendimiento del proceso de perforación.

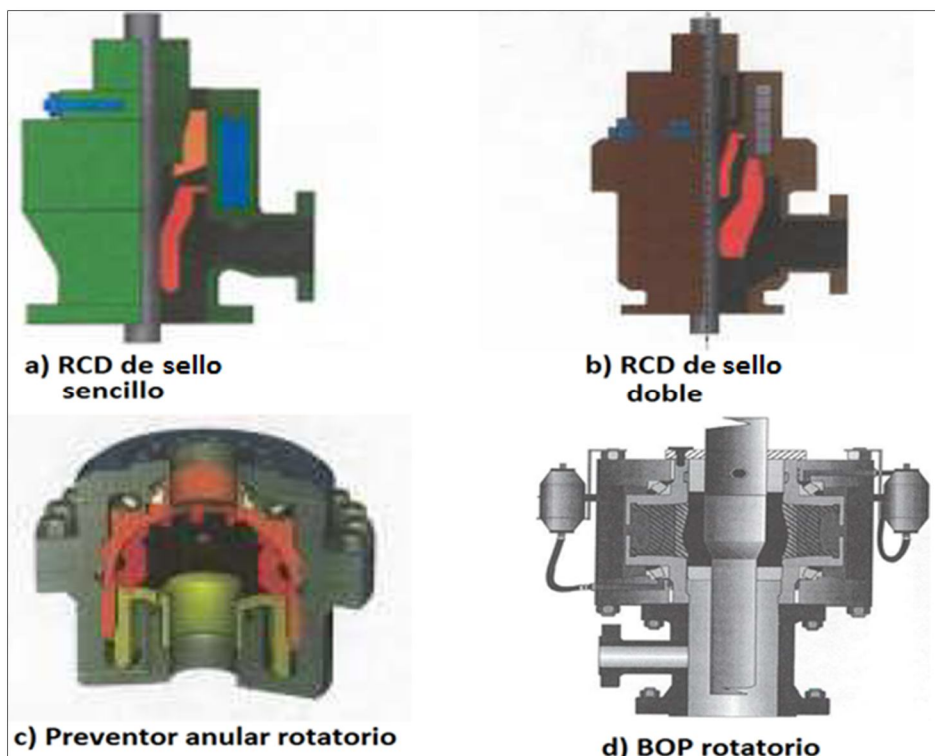


Figura 3.3 Tipos de dispositivos de control de rotación⁷.

Los dispositivos de control de rotación pueden categorizarse de acuerdo a dos clases de sistemas, los dispositivos de rotación con sistema pasivo y con sistema activo. A continuación nos centraremos en las herramientas de un limitado número de fabricantes, los cuales proporcionan más del 90% de los dispositivos de rotación usados para las operaciones con MPD⁶.

3.1.1 Dispositivos de control de rotación con sistema pasivo

Un RCD con sistema pasivo utiliza un elemento de sello o “separador de caucho”, el cual puede ser de $1/2$ a $7/8$ de pulgada menor a la medida del diámetro de la tubería de perforación con el propósito de que se ajuste con fuerza a la tubería. Cuando el sello está expuesto a la presión del pozo, éste se hace más fuerte debido a la presión en el espacio anular que se ejerce contra el separador de caucho⁶. Los dispositivos de rotación pueden utilizar un elemento de sello sencillo o un sello doble.

En un RCD de sello sencillo como se muestra en la figura 3.4, el separador de caucho es forzado a entrar utilizando la tubería de perforación por medio de un tubo sustituto. Al rotar la tubería de perforación lo suficiente, el separador de caucho queda atornillado dentro de un contenedor que se encuentra ajustado a un ensamble de cojinetes. Cuando el RCD está en operación, el ensamble de cojinetes es lubricado y enfriado por medio de un sistema hidráulico a base de aceite.

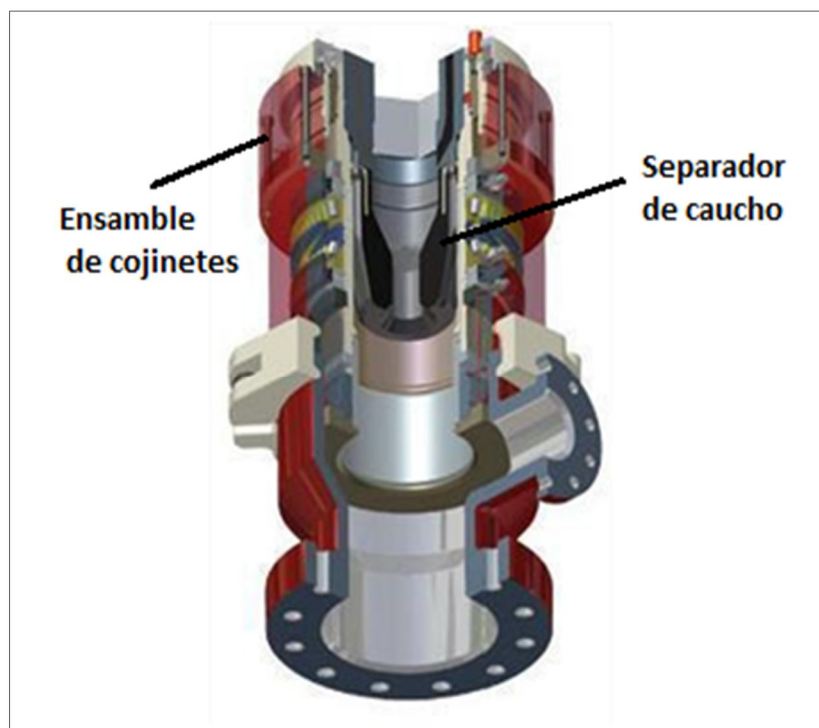


Figura 3.4 Dispositivo de control de rotación, compañía Smith Services⁶.

Por otra parte en un RCD con doble sello (figura 3.5), se encuentran dos separadores de caucho, uno superior y otro inferior. El sello inferior conforma una mayor área alrededor de la tubería en comparación con el sello superior y sufre el 60 por ciento de uso cuando el RCD se encuentra en operación, ya que sobre este elemento se ejerce la presión del espacio anular. Por otra parte, el sello superior es un sello contra cualquier posible fuga de fluido de perforación en el sello inferior. Ambos sellos se encuentran lo suficientemente separados para permitir la entrada de cualquier herramienta sin dejar de mantener la fuerza que ejercen alrededor de la tubería de perforación.

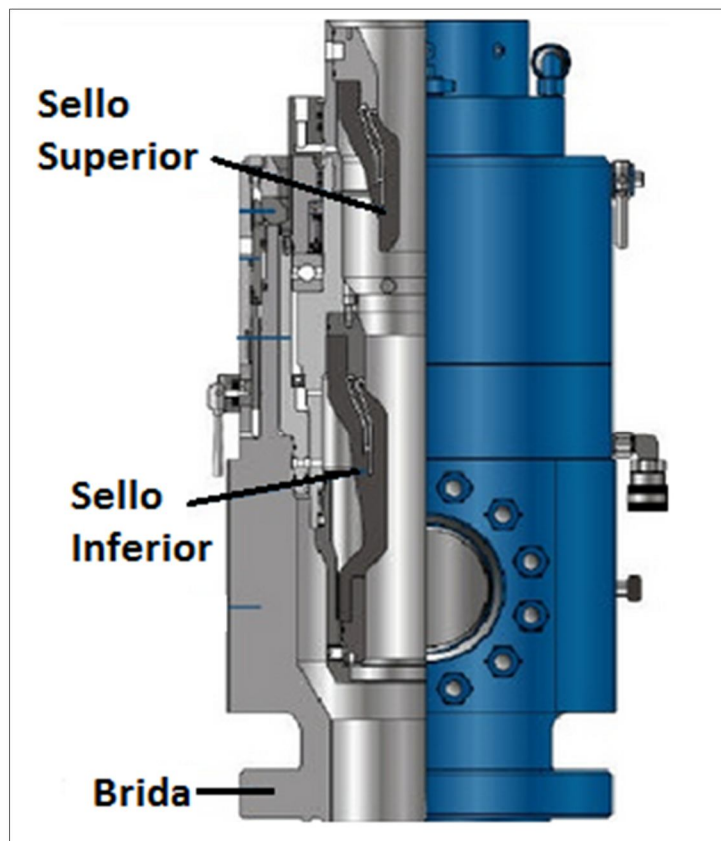


Figura 3.5 RCD con sello doble ¹⁹.

Cuando los dispositivos de rotación con sistemas pasivos presentan fugas del fluido de perforación es debido a fallas en el elemento de sello que surgen como consecuencia de bajas presiones dentro del pozo, debido a que a medida de que los elementos de sello son utilizados y se desgastan, éstos alcanzan un punto en el que a bajas presiones ya no son capaces de realizar un sello con la fuerza suficiente⁶.

3.1.2 Dispositivos de control de rotación con sistema activo

Los dispositivos de rotación con sistema activo se dividen en dos tipos: El preventor anular rotario y el BOP rotario. El preventor anular rotatorio (figura 3.6), es básicamente un preventor con forma esférica montado sobre un sistema de cojinetes y es accionado de manera hidráulica; al inyectar aceite se ejerce presión sobre un elemento de sello, el cual, al igual que en los dispositivos de control de rotación con sistemas pasivos, es un material hecho de caucho. Cuando el elemento de sello recibe suficiente presión se comprime contra la cabeza esférica y se adhiere a las paredes de la tubería de perforación. Cabe mencionar que estos equipos son controlados por un sistema completamente automatizado y requieren de dos sistemas hidráulicos separados, uno que controla la apertura y el cierre del preventor y otro sistema que lubrique y enfríe el ensamble de cojinetes dentro del preventor.

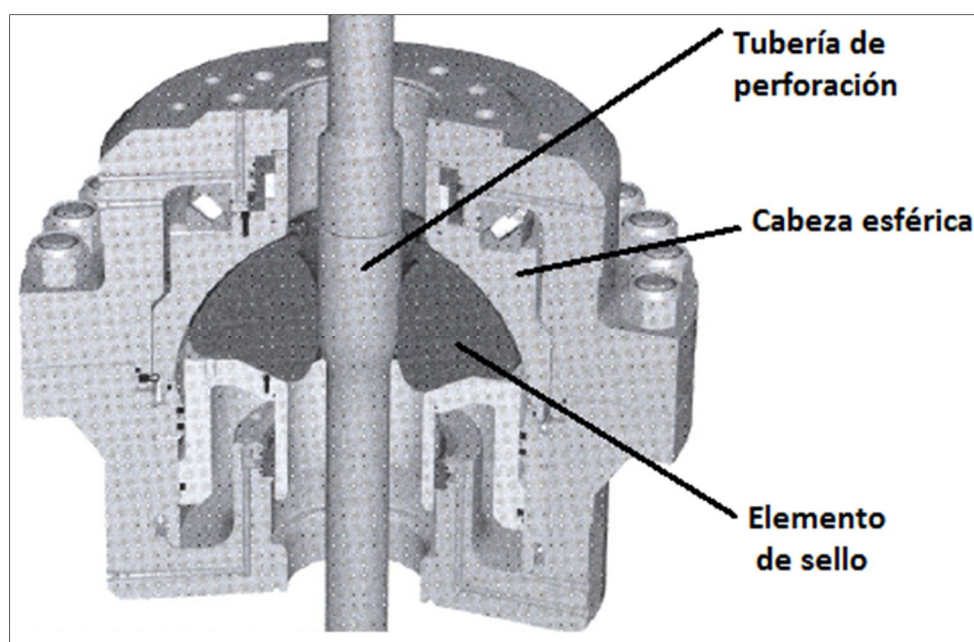


Figura 3.6 Preventor anular rotatorio, compañía National Oil Well Varco Shaffer⁶.

Por otra parte, el BOP rotatorio (figura 3.7), emplea un diafragma que funciona a presión para oprimir un elemento empacador contra la tubería de perforación. En cuanto a tamaño, estos sistemas son más pequeños que los preventores anulares rotatorios, pero son significativamente más grandes que los dispositivos de rotación con sistemas pasivos.



Figura 3.7 BOP rotatorio, compañía Weatherford International Ltd. ⁶

Con base en lo anterior, cabe mencionar que los sistemas de control de rotación con sistemas pasivos son los que más se utilizan en las operaciones de MPD. Excluyendo a las unidades de flujo de baja presión usadas en los equipos de perforación para fluidos aireados, los dispositivos de rotación de alta presión constituyen más del 90 por ciento en las operaciones de MPD. Los sistemas activos como los preventores anulares y BOP rotatorios son tecnologías muy recientes, más complejas y generalmente son piezas más grandes que necesitan más altura por encima del arreglo de preventores para ser instalados.

También se puede añadir, que los sistemas de control de rotación cuentan con medidores de piso, alarmas y controles, además, es necesario instalar una unidad hidráulica en superficie para lubricación y enfriamiento del equipo, aunque para el caso de los dispositivos con sistemas activos, se debe contar con una unidad hidráulica adicional para controlar el cierre y apertura de los dispositivos. Las unidades hidráulicas se mueven con la electricidad que generan las plantas de energía de los equipos de perforación y son controlados de forma remota desde el piso de perforación por medio de líneas hidráulicas. En todos los casos, los dispositivos de control de rotación representan una magnífica herramienta de seguridad, ya que si la presión en el pozo se incrementa o disminuye, no es necesario realizar ajuste alguno a estos dispositivos⁶.

3.1.3 RCD en risers

3.1.3.1 RCD externos

Los dispositivos de control de rotación externos a los risers están diseñados para ser empleados en las aplicaciones de MPD que se llevan a cabo en barcos perforadores y plataformas flotantes, tales unidades de perforación se encuentran sujetas a condiciones hidrodinámicas debido al oleaje, razón por la cual, es necesario considerar el máximo oleaje posible para determinar la longitud de las líneas flexibles de flujo. La figura 3.8 es una ilustración de un RCD externo usado en operaciones costa afuera, este tipo de dispositivos permiten la aplicación del método de perforación con tapón de lodo anteriormente presentado en la sección 2.5.2.

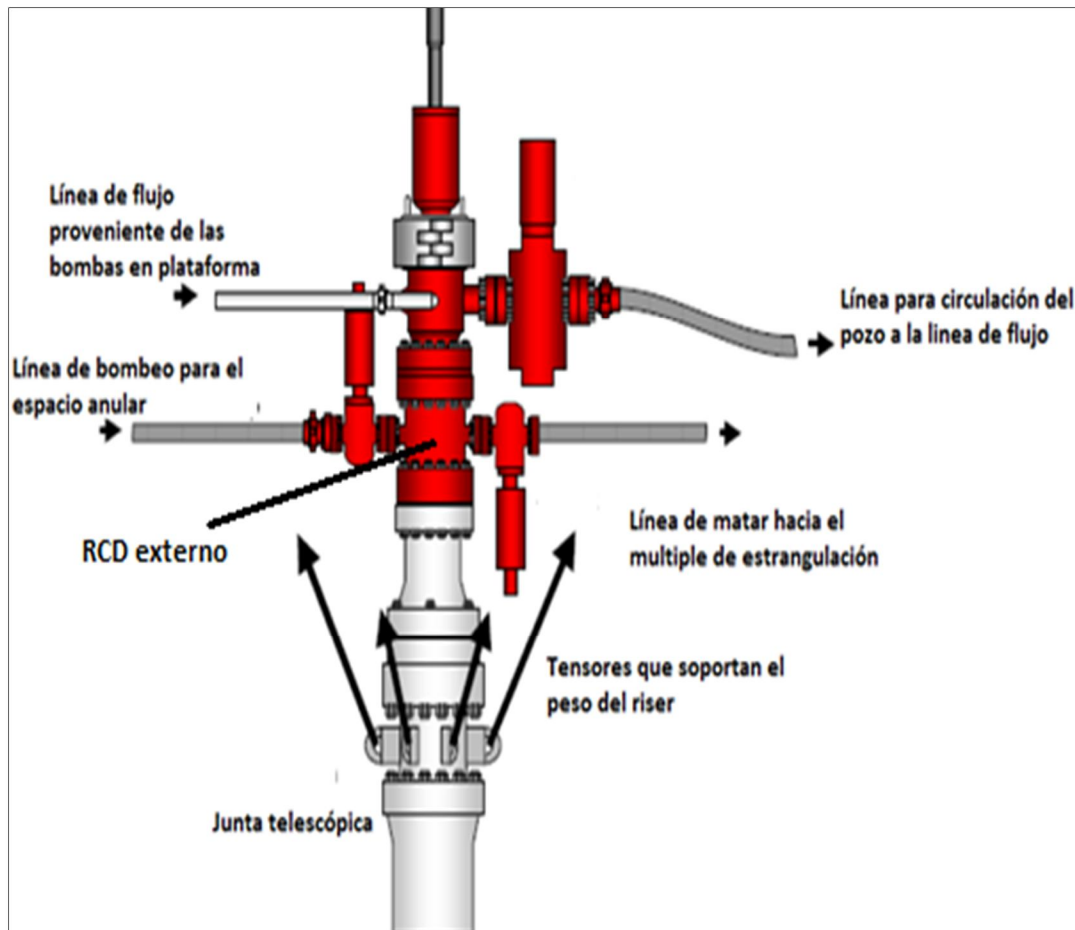


Figura 3.8 RCD externo para operaciones de perforación con tapón de lodo²⁰.

3.1.3.2 RCD submarino

Los dispositivos de rotación submarinos son diseños aplicables en la perforación sin riser con o sin sistema de recuperación del fluido de perforación y en general se utilizan en las aplicaciones de perforación con doble gradiente. En caso de que el equipo de perforación se encuentre en plataformas flotantes o en barcos perforadores, puede ser necesario el uso de carretes más grandes o una brida giratoria (swivel), para compensar los cambios en la dirección de la sarta²⁰. La figura 3.9 es una fotografía de un RCD submarino ensamblado a un BOP durante una operación en aguas profundas.



Figura 3.9 RCD submarino²⁰.

3.1.3.3 RCD internos

Una forma de aplicación de MPD en plataformas flotantes es a través de preventores superficiales. Con la instalación de un riser de alta presión, se puede ajustar un arreglo convencional de preventores sobre un riser marino y el RCD puede ser ensamblado encima del arreglo de preventores sobre la plataforma de perforación. Este tipo de configuración pudiera ser muy similar a los arreglos comunes de preventores en superficie, con la única diferencia de que se emplean mangueras para el flujo del fluido

de perforación en vez de un arreglo de tuberías. Los problemas con los arreglos de preventores en plataformas semisumergibles son principalmente asociados con la alineación del arreglo mismo. La figura 3.10 nos permite apreciar el esquema de un RCD interno.

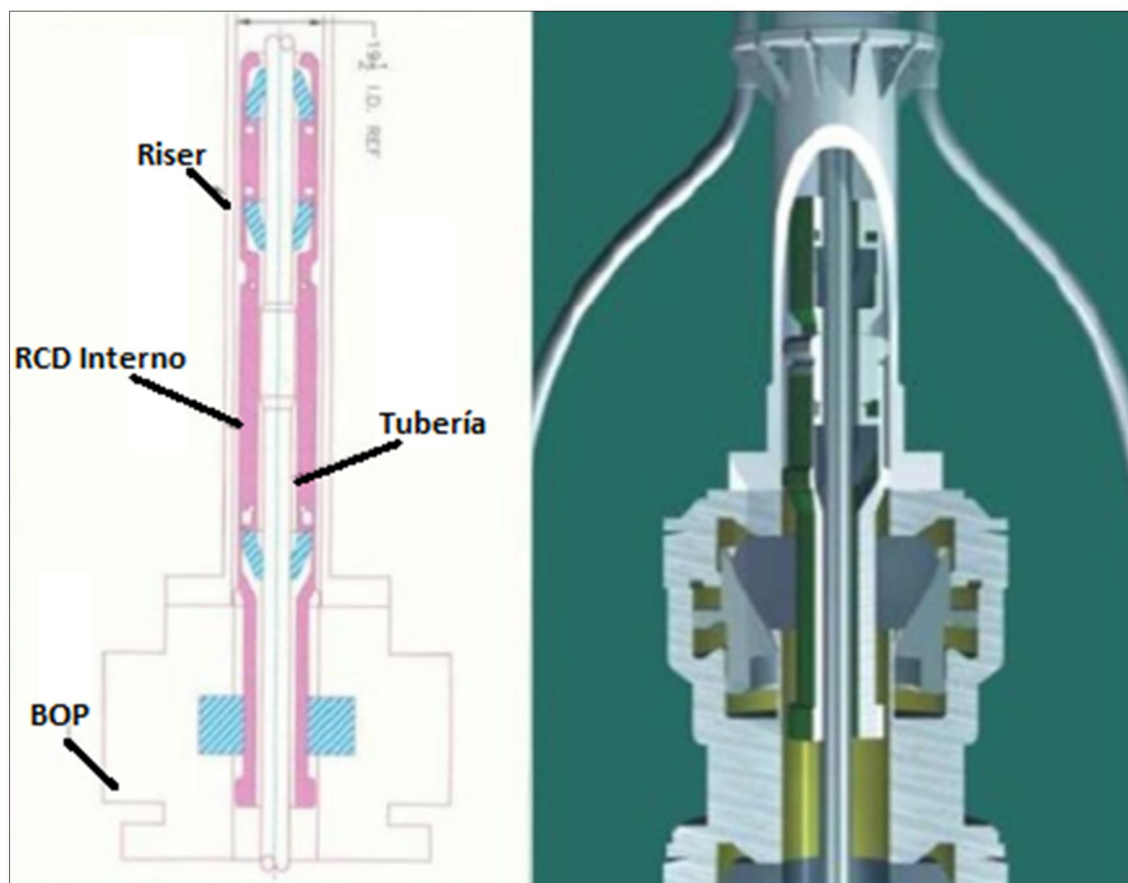


Figura 3.10 Alineación de un RCD interno dentro de un riser²¹

3.1.3.4 RCD convertidor de desviadores marinos de flujo

Este tipo de RCD convierte a un desviador marino de flujo común en un desviador rotatorio y puede ser usado en aplicaciones de MPD donde hay poco o prácticamente no existe movimiento de la plataforma de perforación y de la sarta. En este dispositivo, la parte superior del desviador marino de flujo es fijada a un RCD; dicho ensamble se realiza en superficie para permitir la conversión entre un sistema convencional de retorno de flujo a un sistema cerrado y presurizado²². La figura 3.11 muestra un RCD instalado dentro de un desviador marino, de esta forma se puede desviar cualquier influjo durante el proceso de perforación.

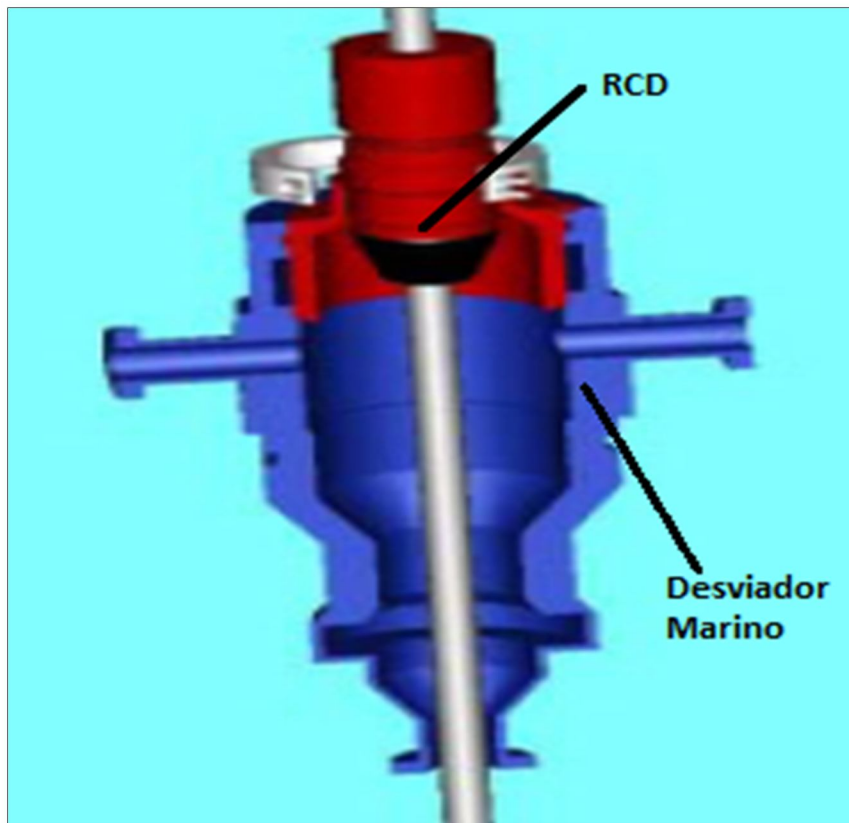
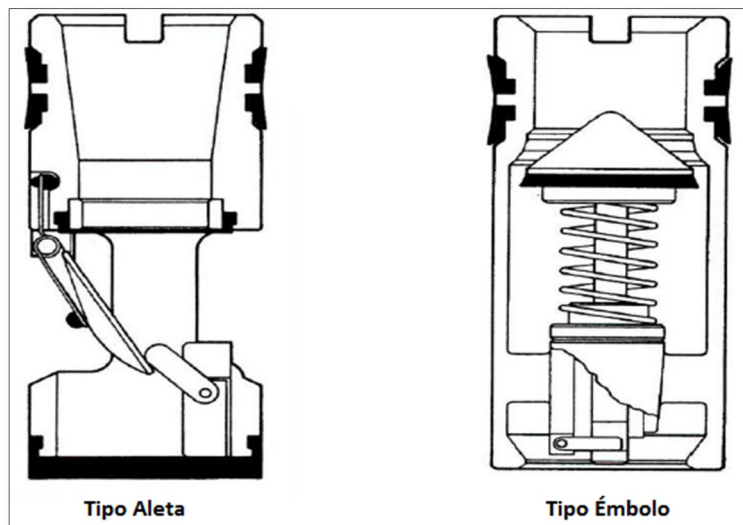


Figura 3.11 RCD insertado dentro de un desviador marino²¹

3.2 Válvulas de no retorno para tuberías de perforación (NRV)

Las válvulas de no retorno (NRV, por sus siglas en inglés), también son conocidas como válvulas unidireccionales, aunque originalmente se les conocía como flotadores. Las válvulas de no retorno son esenciales en toda operación de MPD donde a menudo se requiere de la aplicación de contrapresión en el espacio anular.

Si nos enfocamos en el principio del fenómeno de tubo en U, visto en la sección 1.3.13, es evidente que cualquier desequilibrio positivo en la presión dentro del espacio anular fuerza al fluido de perforación a acumularse o a volver hacia la tubería, lo cual puede resultar peligroso debido a que el fluido transporta recortes que pueden obstruir un motor de fondo, un MWD, o en el peor de los casos, se puede reventar la tubería de perforación. Existen numerosos modelos de válvulas, algunos de los cuales se muestran en la figura 3.12.

Figura 3.12 Válvulas de no retorno⁷.

3.2.1 Válvula tipo pistón

La primera línea de defensa contra los problemas de un contraflujo ha sido la válvula "tipo G", también llamada válvula de pistón (figura 3.13). La NRV tipo pistón, como su nombre implica, funciona con un simple pistón accionado por medio de un resorte. La presión del fluido de perforación obliga a la válvula a abrirse empujando el resorte cuando el pozo se encuentra en circulación, y cuando el bombeo es apagado, el resorte empuja al émbolo de la válvula y ésta se cierra. Este tipo de válvulas de no retorno han probado ser muy confiables y resistentes. Las fallas de estas válvulas han sido raras y generalmente son resultado de la falta de mantenimiento o son consecuencia de muy altos volúmenes de bombeo de fluidos abrasivos. La válvula está alojada en un tubo especial por encima de la barrena y cabe mencionar que es común y prudente emplear dos válvulas cuando se perforan pozos de alto riesgo.

Existen principalmente dos problemas con las válvulas tipo G, el primero es que bloquean las operaciones con línea de acero dentro de la tubería de perforación y el segundo es que bloquean la contrapresión o presión estática en la tubería cuando un pozo es cerrado debido a un brote. Siempre que la NRV sea colocada por encima de la barrena se limitará la necesidad de pasar una línea de acero. Los problemas con la presión estática de la tubería de perforación pueden ser resueltos por medio de un lento incremento de la presión de bombeo hasta estabilizar las presiones dentro del pozo indicando que la válvula está abierta y que la presión en el fondo, es el equivalente de la presión en la tubería de perforación⁶.



Figura 3.13 Válvulas de no retorno Baker tipo G o de pistón²³.

3.2.2 Válvula de control hidrostático (HCV)

Las válvulas de control hidrostático (HCV, por sus siglas en inglés), son usadas en la perforación con doble gradiente y se emplean para sostener la columna de fluido de perforación dentro de la tubería y evitar los problemas debidos al efecto de tubo en U cuando el bombeo es suspendido. Esto sería el equivalente de la presión de una columna completa de lodo en el riser menos la presión de una columna equivalente de agua de mar, independientemente de la profundidad del pozo⁶.

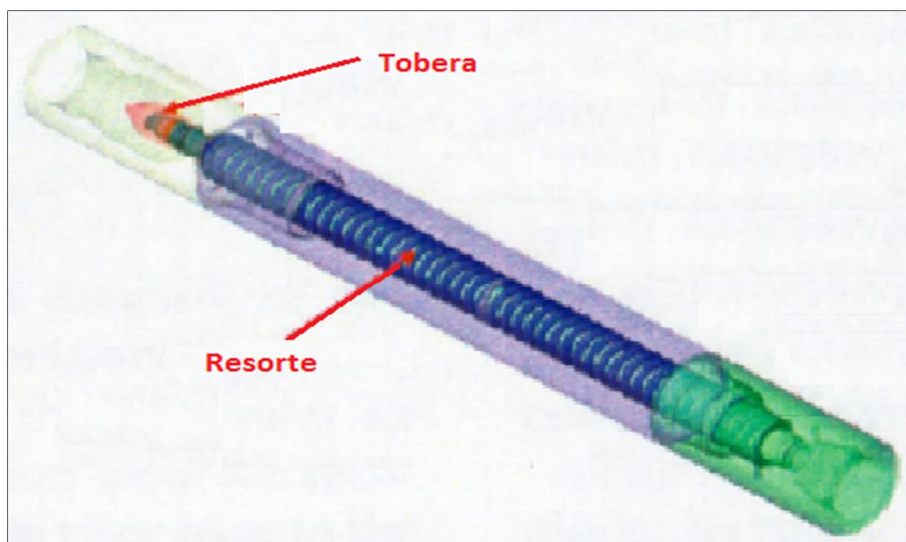


Figura 3.14 Válvula HCV de la compañía Smith Services⁶.

Las válvulas HCV son herramientas más largas en comparación con las válvulas de pistón, y se pueden considerar como una válvula de control inversa, puesto que las válvulas ajustan el nivel de lodo en el riser para eliminar el diferencial de presión ocasionado por la presión que ejerce la columna de agua de mar. La figura 3.14 nos muestra un sencillo esquema de la válvula HCV.

3.2.3 Válvulas retención de flujo

Estas válvulas están diseñadas como una herramienta de retención de flujo que impide el paso de cualquier flujo ascendente y está situada en un tubo por encima del ensamble de fondo. El uso original de las válvulas dentro del BOP fue durante un periodo cuando había una oposición en utilizar una válvula de no retorno por encima del BHA, debido a la posibilidad de incrementar las pérdidas de circulación. Actualmente son utilizadas como un respaldo que complementa a las válvulas sobre la barrena.

Estas válvulas requieren de un tubo sustituto en la sarta y también requieren de suficiente espacio en el interior para poder utilizarlas (figura 3.15). El tubo sustituto normalmente es ajustado por encima de los drill collars o del ensamble de fondo. Una vez ajustado, el tubo no es recuperable y bloquea la sarta de perforación por encima de los drill collars.

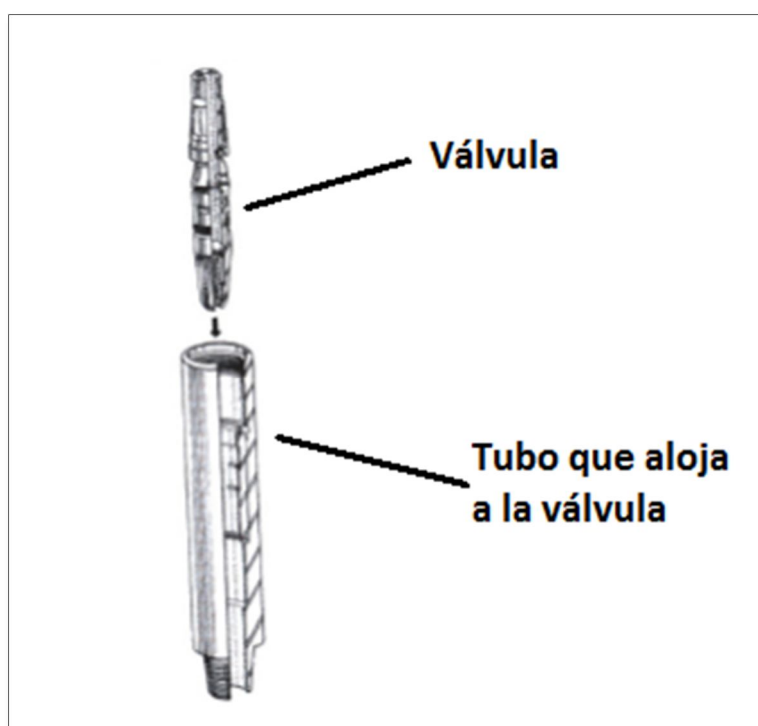


Figura 3.15 Válvula de retención de flujo⁶.

3.2.4 NRV recuperables

Las válvulas recuperables con línea de acero son herramientas relativamente nuevas, esta clase de válvulas son de tipo aleta y se colocan dentro de la sarta de perforación para evitar la entrada de presión por encima de sí mismas. Las válvulas de alta presión mejoran la seguridad de las operaciones de perforación al permitir que la presión por encima de la válvula sea purgada al realizar operaciones de conexión en la sarta. La eficiencia se ve mejorada y el riesgo es reducido, ya que a diferencia de una válvula fija, las NRV recuperables pueden ser cambiadas o removidas con una línea de acero, eliminando así la necesidad de los viajes de la tubería.

Una de las ventajas que hace la diferencia es el uso de múltiples válvulas que son comúnmente posicionadas en intervalos de aproximadamente 500 pies (150 metros) en la sarta de perforación para permitir que de forma gradual se purgue cualquier presión existente. Este procedimiento elimina el tiempo asociado con la purga de presión en la sarta de perforación entera, como el requerido con las válvulas fijas posicionadas cerca del ensamble de fondo. El arreglo de válvulas recuperables en la sarta de perforación proporciona la eliminación de tiempos innecesarios que son generados al sacar la sarta completa en caso de que exista la necesidad de toma de registros.

Las NRV recuperables están hechas para un ensamble estándar que es fijado dentro de un tubo sustituto en la sarta de perforación. Usando esta conexión común, se facilita la recuperación de las válvulas con la línea de acero sin tener que detener o matar el pozo. Esto también hace más fácil las operaciones de pesca para alcanzar el BHA. La figura 3.16 es una ilustración de la NRV recuperable con línea de acero Gateway de Weatherford, la cual puede ser usada en aplicaciones de MPD.

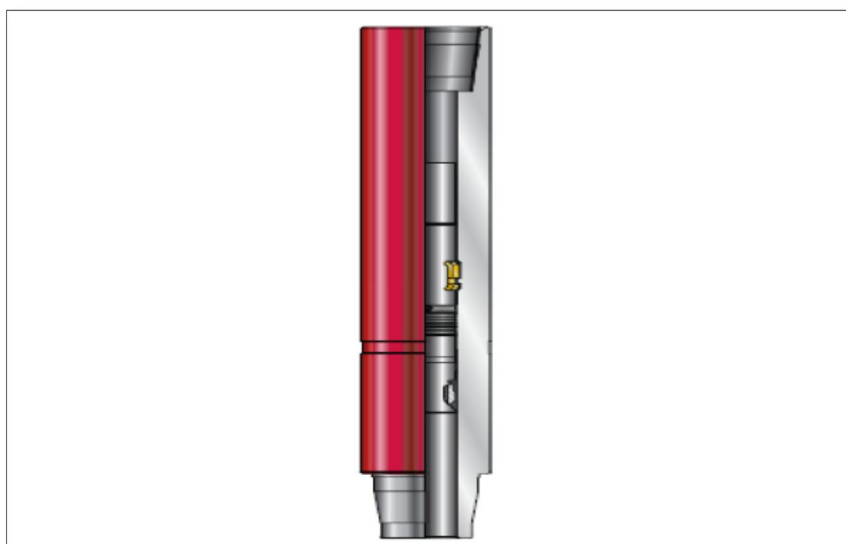


Figura 3.16 NRV Gateway, Weatherford International Ltd²⁴.

3.2.5 Válvulas de fondo para el espacio anular.

3.2.5.1 Válvulas de aislamiento para revestidores (CIV)

Un significativo problema en las operaciones de MPD es mantener el control de las presiones de fondo durante la realización de viajes de la sarta de perforación. Tomando en cuenta que el fundamento de la técnica MPD es estar estrechamente balanceado entre el flujo dentro del pozo y las pérdidas de circulación. La DEC como resultado del bombeo, junto con los efectos de surgencia y suaveo generan cambios críticos en la presión y esto hace más difícil controlar la presión de fondo durante las operaciones de viaje de la sarta. Los viajes pueden llevarse a cabo con más seguridad y eficiencia por medio del empleo de una válvula de aislamiento en los revestidores (CIV, por sus siglas en inglés).

La CIV ofrece la solución más efectiva para los problemas relacionados con viajes de la sarta durante las operaciones de MPD. Con una válvula de aislamiento la tubería puede ser levantada dentro del último revestidor hasta que la barrena se encuentre por encima de la válvula CIV, después la válvula es cerrada y la parte del pozo que está por debajo de la válvula llega al equilibrio con la presión del yacimiento. Entonces, para limitar el aumento de presión por debajo de la válvula, el cual puede ser ocasionado por la migración de un volumen de gas, se debe colocar la válvula tan profundo como sea práctico⁶. La figura 3.17 ilustra la colocación de una válvula CIV dentro de un pozo.

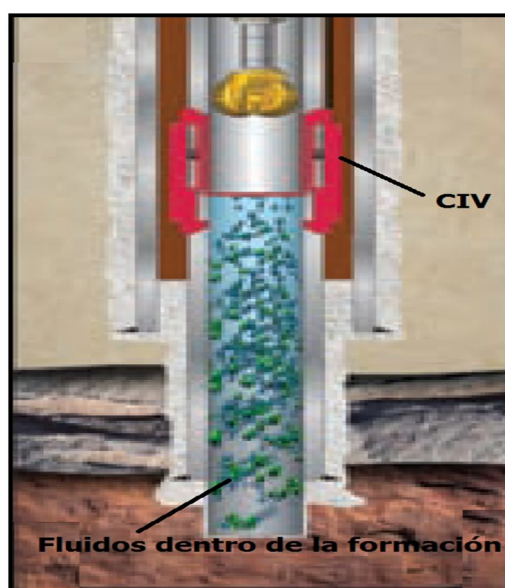


Figura 3.17 Válvula CIV³¹.

Las desventajas que presentan las válvulas CIV es que requieren de revestidores de gran tamaño para brindar el suficiente espacio a la válvula de replegarse y desalojar la barrena. También hay razonables límites en cuanto a la presión diferencial con la que pueden trabajar, comúnmente las válvulas soportan un rango de 4000 psi. Cuando se efectúan operaciones de perforación direccional, en pozos con desviaciones mayores a los 3 o 4 grados de BUR (Build Up Rate) y junto con el uso de estabilizadores, se puede dañar la parte frontal de la válvula.

3.2.5.2 Válvula de fondo desplegable (DDV)

La válvula de fondo desplegable (DDV, por sus siglas en inglés), es una válvula de aislamiento de revestidores que funciona como una parte integral del revestidor que va a ser colocado por encima de la formación de interés. El diseño de la herramienta permite su instalación en programas estándar de revestidores. El diámetro externo es tal que la DDV puede ser instalada dentro de tuberías de revestimiento consecutivas y el diámetro interno permite el paso total de la sarta de perforación y herramientas. La válvula es operada desde superficie por una línea umbilical que contiene dos líneas de control hidráulico, las cuales son colocadas de manera externa al revestidor y salen del colgador de la tubería de revestimiento a través de una penetración en el cabezal del pozo o usando una brida con un puerto lateral.

El mecanismo de la válvula en sí mismo es una aleta de caucho encorvada, la cual se aterriza en un asiento de metal acoplado para proporcionar un sello. La aleta encorvada en posición abierta se adhiere de forma plana al exterior de la tubería de revestimiento. La herramienta es entonces colocada dentro del pozo como parte del revestidor, y con la aleta asegurada en posición abierta. Además, la aleta es protegida durante el camino dentro del pozo y durante la perforación por medio de un mandril equipado con una barrera especial. El uso de este mandril permite al revestidor ser cementado de forma convencional con la aleta completamente protegida. Con la válvula en posición abierta, el operador tiene un completo acceso al pozo para operaciones tales como cementación, limpieza, perforación, correr un liner, y operaciones de terminación.

Cuando se realiza una operación de viaje hacia fuera del pozo, la tubería es levantada hasta que la barrena se encuentre por encima de la válvula DDV. Entonces la aleta de la válvula es cerrada por medio de la aplicación de presión a través de una línea de control. La presión que se aplica empuja el mandril hacia arriba, permitiendo que la aleta se mueva en la posición de cierre. Esto aísla la parte superior del pozo de la presión inferior; la presión de la parte superior del espacio anular es purgada y la sarta de perforación puede viajar con normalidad.

Cuando la sarta se introduce al pozo, es bajada justo sobre la válvula DDV. Los arietes se cierran y a la parte superior del pozo se le agrega presión para igualarla con la presión de la parte inferior de la válvula, además se empieza a bombear fluido a través de la válvula. Ya en este punto se aplica presión hidráulica a la línea de apertura, lo que provoca que el mandril se deslice hacia abajo, y como resultado la válvula se abre⁶. La figura 3.18 muestra una fotografía de la válvula DDV de la compañía Weatherford.

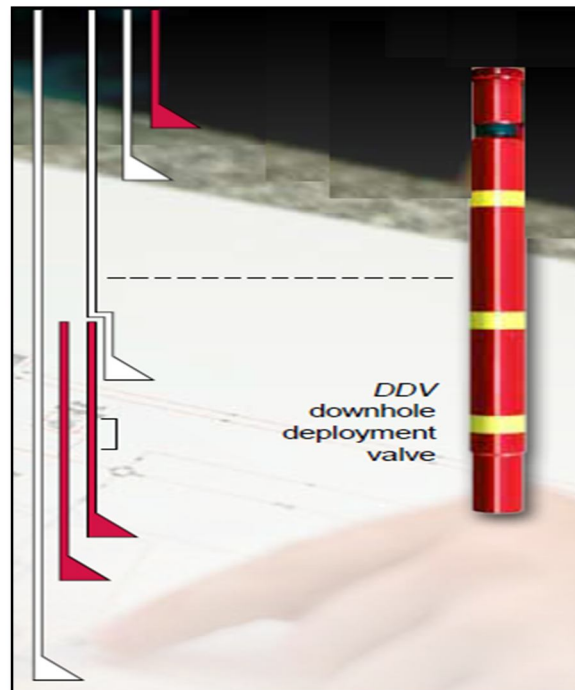


Figura 3.18 DDV™, Weatherford International Ltd³⁰.

Las ventajas de la válvula DDV:

- La presión es aislada por debajo de la válvula una vez que esta es cierra. Al purgar la presión por encima de la válvula, los periodos de viaje resultan más factibles.
- El pozo permanece en condiciones de balance o bajo balance durante las operaciones de viaje de la sarta.
- El tiempo de viaje de la sarta es significativamente menor que con cualquier otro sistema de flujo a presión.
- No es necesario hacer cambios en la densidad del fluido de perforación.
- La DDV puede ser introducida en una tubería complementaria o tie back, y después puede ser removida al final de las operaciones de perforación o de terminación.

Desventajas:

- La DDV no debería ser usada sobre una base a largo plazo durante la producción de un pozo, ya que contiene sellos a base de elastómeros que pueden ser deteriorados a través del tiempo en que están expuestos al flujo del pozo.
- El tamaño de los revestimientos necesitan ser de un tamaño considerablemente grande.
- Los límites de presión de la herramienta deben ser considerados.
- El umbilical que ayuda al control de la válvula debe ser protegido durante la cementación, ya que puede limitar el movimiento de la tubería.

3.2.5.3 Válvula para viajes rápidos (QTV)

La válvula para viajes rápidos (QTV, por sus siglas en inglés), es una versión de la válvula de asilamiento que no requiere un gran espacio en el revestidor, sin embargo en posición abierta restringe el diámetro interno del revestidor. La operación de la válvula QTV es totalmente mecánica y puede ser utilizada a cualquier profundidad.

Para abrir la válvula, se necesita ejercer presión a la parte superior del espacio anular y así igualar la presión con la parte inferior de la válvula. La barrena actúa como una herramienta de acción empujando la aleta de caucho de la válvula hasta abrirla. Sobre el calibrador de la barrena esta la manga de acoplamiento de la válvula y a medida que la barrena pasa a través de la válvula, un retén retira la manga de la barrena y un anillo asegura a la aleta en posición abierta. El anillo de acoplamiento también actúa como un escudo que protege y sella la aleta contra la pared del revestidor.

Para cerrar la válvula, la barrena es jalada a través de la manga, la cual atrapa el piñón de la barrena. A medida que la barrena sigue siendo jalada, la aleta de caucho se abre poco a poco, y cuando la barrena ha pasado totalmente, la válvula se cierra sellando la parte inferior del pozo⁶. La figura 3.19 ofrece una ilustración de la QTV.

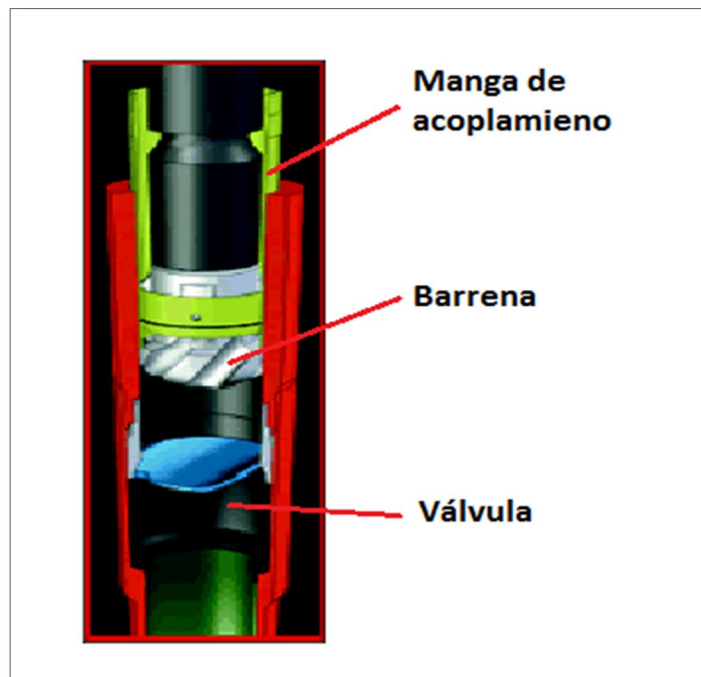


Figura 3.19 Válvula para viajes rápidos de la compañía Halliburton²⁵.

Ventajas de la QTV:

- La válvula es totalmente mecánica y puede funcionar a cualquier profundidad
- La presión del pozo por debajo de la válvula es aislada de la superficie.
- El pozo permanece en condiciones de balance o bajo balance durante las operaciones de viaje de la sarta.
- El tiempo de viaje de la sarta se reduce considerablemente.
- No son requeridos los cambios en la densidad del fluido de perforación.
- No se requiere de equipo adicional en superficie.
- Es posible su implementación a través del arreglo de preventores con ensambles grandes y complejos.
- La válvula QTV puede quedarse en el pozo hasta al final de las operaciones de perforación o de terminación.

Limitantes:

- Hay una restricción interna en el revestidor.
- Los límites de presión de la válvula deben ser considerados

3.3 Múltiples de estrangulación

Los múltiples de estrangulación representan uno de los componentes clave que permiten la aplicación de la MPD. Siempre que es posible se debería utilizar un múltiple de estrangulación, así se asegura que el equipo secundario para el control del pozo no se utilice en operaciones de perforación rutinarias. Hay tres opciones en cuanto a estranguladores para las aplicaciones de MPD; los estranguladores manuales, semiautomáticos, y los múltiples de estrangulación controlados por computadora.

3.3.1 Estranguladores manuales

Como el nombre sugiere el sistema manual de estrangulación puede ser operado mediante un control manual de la posición del estrangulador, más aun, apoyado con un monitoreo de flujo a la entrada y a la salida del estrangulador, junto con la transmisión y visualización remota de datos usando una página web, siempre y cuando haya una conexión a internet. Aunque las presiones de fondo puedan ser controladas con el uso de un sistema de estrangulación manual, la utilización de sistemas automáticos o semiautomáticos es preferible para eliminar los errores humanos relacionados durante el uso del sistema en aplicaciones de MPD críticas, donde el proceso de perforación se realiza en ventanas operativas estrechas.

3.3.2 Estranguladores semiautomáticos

Además de tener las características de los estranguladores manuales, los estranguladores semiautomáticos son capaces de tener puntos de ajuste en superficie para el control de la contrapresión.

Las ventajas del uso de estranguladores semiautomáticos son:

- Mantenimiento estable de la presión de fondo durante trabajos de conexión.
- Respuesta instantánea a los cambios de la presión de fondo en comparación al incremento del peso del lodo.
- Mejora de la detección de brotes.
- Perforación continua a través de volúmenes de alta presión en zonas problemáticas de gas.
- Optimización del peso del lodo para optimizar el ritmo de penetración.
- Reducción del efecto de corte de gas en el lodo.



Figura 3.20 Múltiple de estrangulación semiautomático

La figura 3.20 es una fotografía de un múltiple de estrangulación semiautomático usado en operaciones de MPD, el cual es hidráulicamente operado por medio de la aplicación de contra presión de acuerdo a los puntos de ajuste.

Este múltiple tiene estranguladores que contienen válvulas semiautomáticas, las cuales permiten un control preciso de la contrapresión. El sistema está diseñado con un dispositivo deslizable dentro del estrangulador que está conectado a una manga de ajuste dinámico. El ensamble deslizable se mueve hacia adelante y hacia atrás dentro de una manga de ajuste estática para formar un orificio circular y controlar el flujo proveniente del revestidor. El control de la presión es aplicado a la parte posterior del ensamble deslizable y es ajustado por medio de un regulador de presión que además es medido con un indicador.

La figura 3.21 es un esquema de las válvulas de un estrangulador semiautomático en posiciones de apertura y cierre. La posición de los ensambles estáticos y dinámicos es mostrada en la figura para un mejor entendimiento y visualización del interior de la válvula del estrangulador.

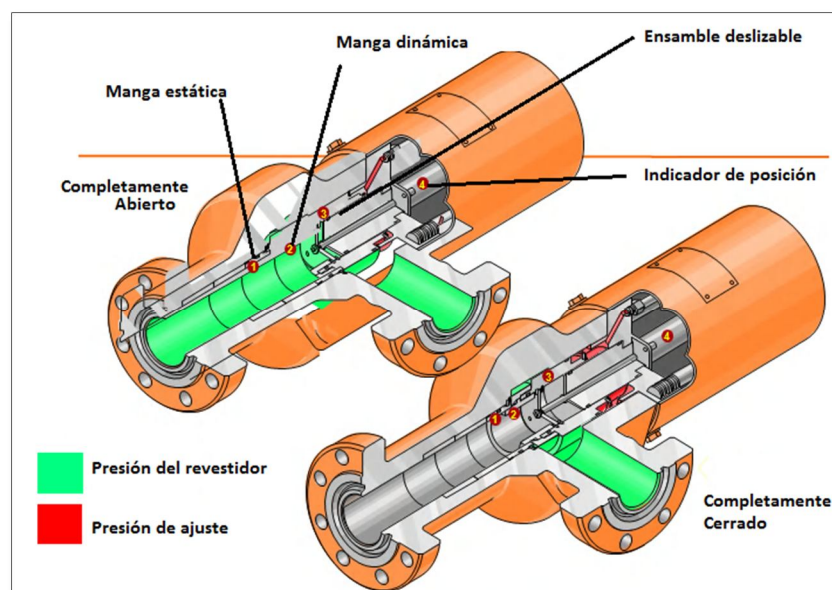


Figura 3.21 Válvulas dentro de un estrangulador semiautomático.

3.3.3 Múltiples de estrangulación controlados por computadora

Estos sistemas representan una forma avanzada de los otros sistemas de estrangulación. Los estranguladores tienen la capacidad de un control automático para cualquier variable de presión deseada tal como la presión de fondo, la presión en la tubería vertical o stand pipe, y la contrapresión de superficie. Los estranguladores controlados por computadora son comúnmente utilizados en la aplicación del método CBHP para controlar la presión de fondo mientras se realizan trabajos de conexión.

Los estranguladores automatizados incluyen un medidor de flujo, sensores de precisión de cuarzo para la presión, una unidad de potencia hidráulica y una unidad de control inteligente. El múltiple tiene dos estranguladores para perforación, con el propósito de que uno sea empleado todo el tiempo y el segundo sólo se utilizará en caso de alguna contingencia. El medidor de flujo es instalado en el múltiple justo a la salida del estrangulador, mientras que la unidad de control inteligente es el cerebro del sistema de estrangulación; todos los datos son adquiridos y dirigidos a esta unidad donde la operación se monitorea y se controla. Cabe añadir, que todos los controles críticos, algoritmos y adquisición de datos son instalados en el múltiple para evitar cualquier problema potencial con la comunicación y para incrementar la confiabilidad del sistema.

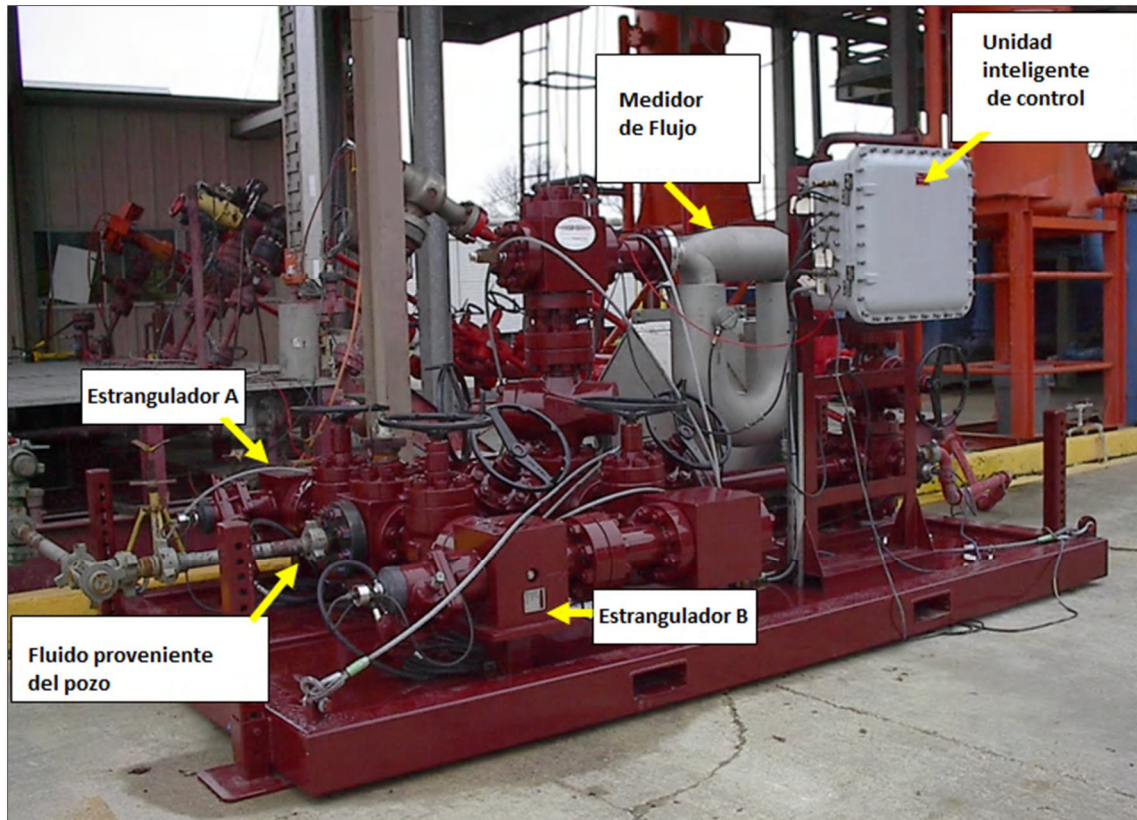


Figura 3.22 Múltiple de estrangulación automático

La figura 3.22 es una ilustración de un múltiple de estrangulación automático. Este sistema es diferente del sistema semiautomático, ya que el múltiple tiene integrado un medidor de flujo, y una unidad inteligente de control, la cual permite una temprana detección cualquier influjo o variación de la presión de fondo.

3.4 Otras herramientas utilizadas en la MPD

3.4.1 Herramienta para reducción de DEC (ECD-RT)

La herramienta para reducción de DEC (ECD-RT, por sus siglas en inglés), es una bomba de fondo con una turbina que produce un doble gradiente en el espacio anular cuando la bomba se encuentra operando. El concepto de doble gradiente y como reduce la presión en el espacio anular y en el fondo del pozo fue discutido en la sección 2.5.4. El doble gradiente, en el caso de una herramienta, es logrado mediante el impulso de una sección superior de la columna de lodo en el espacio anular.

La herramienta para reducción de DEC trabaja en dirección opuesta a los sistemas que ejercen presión en el espacio anular. La ECD-RT reduce la presión en el espacio anular

en lugar de imponer una presión. El resultado de esto, es que un lodo de densidad ligeramente mayor puede ser empleado con esta herramienta en vez de usar las técnicas de imposición de presión, de esta manera es posible navegar a través de ventanas de perforación estrechas al ampliar los márgenes de presión (P_p y P_f).

Las operaciones de perforación con doble gradiente, como se ha mencionado en las secciones 1.3.13 y 2.5.4, presentan el problema del efecto de tubo en U cuando la circulación es detenida y el sistema de presión busca equilibrarse. La ECD-RT no permite el efecto de tubo en U debido a que la densidad estática del lodo de perforación es similar dentro de la tubería y en el espacio anular.

Las herramientas para reducir la DEC fueron diseñadas y desarrolladas por las compañías BP y Weatherford, para proporcionar una herramienta innovadora en el control de la DEC que fuera de bajo costo, fácil empleo e instalación⁶.

Ventajas:

- No requiere de modificaciones en plataforma o instalaciones en superficie. La ECD-RT puede ser agregada a la sarta de perforación en un pequeño viaje.
- No requiere de un operador en sitio.
- La herramienta puede reducir los picos en el peso equivalente del lodo que están asociados con la realización de conexiones. El resultado es un perfil más constante de la presión de fondo durante el proceso de perforación o durante operaciones de conexión.
- La herramienta está abierta a operaciones con línea de acero.
- No afecta las señales de los MWD.

Retos:

- El reto más significativo es cuando se instala o se retira la ECD-RT. La sección de la turbina en la herramienta limita una parte del espacio anular y el movimiento de la tubería genera e incrementa la presión de surgencia o suaveo.
- La restricción del paso en el espacio anular debido a los recortes puede causar problemas de atascamiento de la sarta de perforación.
- El motor dentro de la tubería usa energía y por lo tanto incrementa la presión de bombeo.

La configuración de la ECD-RT consiste de tres secciones (figura 3.23)

1. En la cima de la herramienta está la turbina, la cual extrae la energía de presión del fluido circulante para convertirlo en energía mecánica. El fluido circulante entra en la turbina y sale de regreso hacia la sarta de perforación después de ser impulsado.
2. La parte media es un cuerpo que consta de varias etapas, una bomba de flujo mixto accionada por la turbina, la cual bombea el fluido de regreso al espacio anular.
3. La sección inferior consiste en un sistema de cojinetes y sellos. La turbina es coordinada al trabajo de la bomba por lo que no es necesario una caja de engranes. Dos juntas en el exterior de la bomba se sellan contra el diámetro interno del revestidor, lo cual fuerza a todo el fluido de retorno a pasar a través de la bomba.

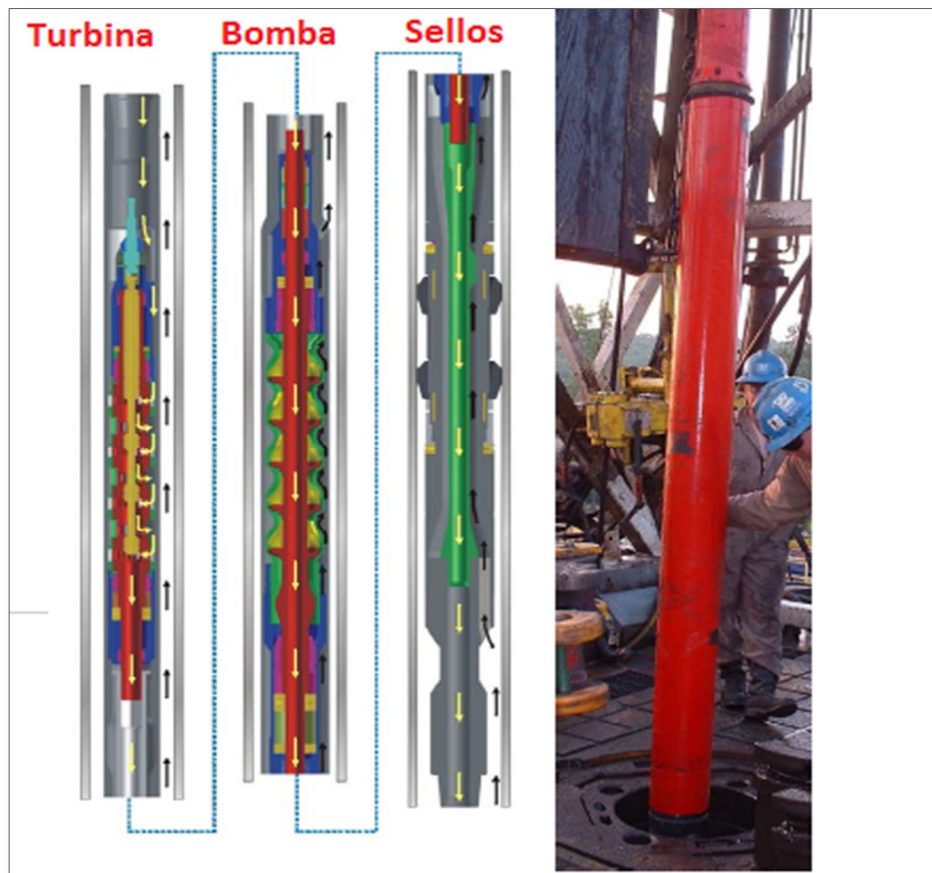


Figura 3.23 Configuración de la ECD-RT de la compañía Weatherford²⁶.

3.4.2 Medidor de Flujo Coriolis

El medidor de flujo Coriolis es prácticamente un nuevo dispositivo para las operaciones de perforación con MPD y depende de la masa de flujo que fluye a través de un tubo de desviación que comúnmente es mostrado como un tubo en U.

Los recortes que son transportados por el fluido de perforación pueden interferir con otro tipo de medidores de flujo. Sin embargo el medidor Coriolis es un método muy exacto para la medición del flujo de fluido de perforación.

El medidor de flujo Coriolis mide y calcula lo siguiente:

- Masa del flujo
- Flujo volumétrico
- Densidad
- Temperatura.

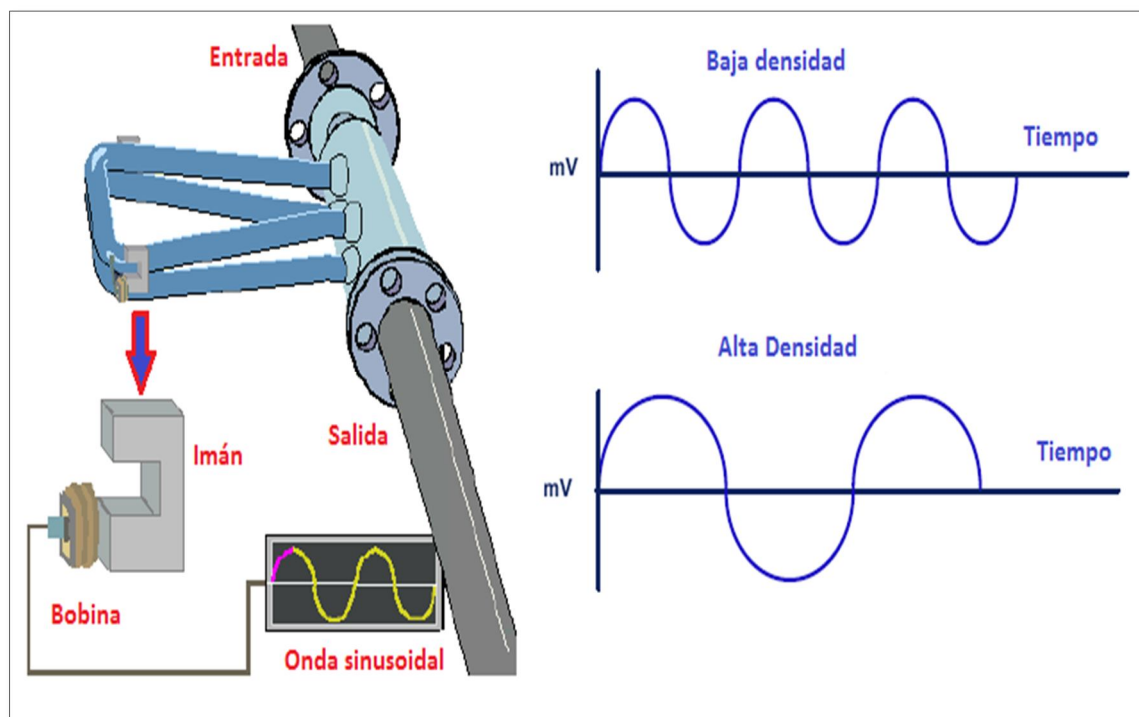


Figura 3.24 Medidor de flujo Coriolis y su funcionamiento'.

Lo siguiente es una descripción general de cómo trabaja el sistema del medidor Coriolis (figura 3.24):

1. Un par de tubos paralelos en forma de U, se hacen oscilar en oposición entre sí en su frecuencia natural por medio de un imán y una bobina.
2. Los ensambles del imán y la bobina son montados a la entrada y la salida de los tubos paralelos de flujo con los imanes en un tubo y las bobinas en otro.
3. La vibración de los tubos provoca que la bobina de salida genere una onda sinusoidal que representa el movimiento de un tubo con respecto al otro.
4. Cuando no hay flujo, las ondas sinusoidales de la entrada y de la salida coinciden.
5. El efecto Coriolis del flujo de masa través de la entrada lateral de los tubos resiste la vibración. El efecto Coriolis proveniente de la masa a la salida de los tubos se añade a la vibración.
6. La diferencia de fase entre la señal proveniente de la entrada y de la salida es usada para calcular el flujo de masa.
7. El cambio de la frecuencia natural indica el cambio de densidad. El incremento de la masa disminuye la frecuencia.
8. El volumen de fluido es el flujo de la masa dividido por la densidad.
9. La medición directa de la temperatura es usada para correcciones en los datos previamente calculados.

3.4.3 Bomba de disco o bomba de fricción.

La bomba de disco, que se usa en las operaciones de RMR y también es llamada bomba de fricción (figura 3.25).

La bomba de disco se diseñó originalmente con un número de placas paralelas, las cuales tienen algunas milésimas de pulgada de distancia entre sí. Cuando la bomba comienza el movimiento de rotación, la fricción del fluido entre las placas provoca la acción de bombeo. Sin embargo la cerrada proximidad de las placas limita el impulso de bombeo para fluidos de baja viscosidad. Durante la décadas de 1970 y 1980, se encontró que el concepto de fricción era aún más eficaz cuando la distancia entre las placas era de hasta 20 pulgadas (500 mm de distancia). La bomba de disco, configurada de tal modo, resulto ser más eficiente que una bomba centrifuga, especialmente con fluidos de alta viscosidad.

Posteriormente, ciertos trabajos adicionales desarrollaron una bomba de alta presión para manejar fluidos que transportan sólidos y gases. Esta bomba de alta presión, es la base de las bombas submarinas que se utilizan en la perforación con doble gradiente. Tales bombas impulsan el lodo de perforación junto con los recortes y algunas bolsas o cortes de gas. Además, sostienen una columna de fluido a una altura fija.

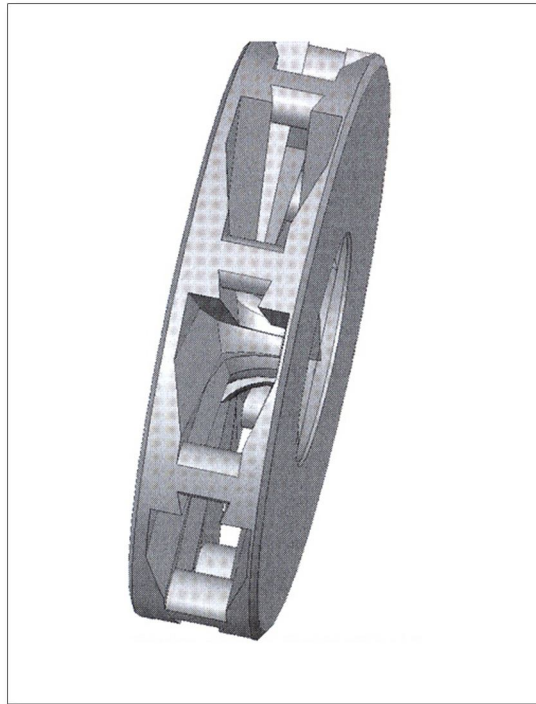


Figura3.25 Bomba de disco de la compañía AGR⁶.

CAPÍTULO 4

Selección de candidatos para MPD

La perforación con presión controlada es una de las más recientes tecnologías que cada vez se utiliza con mayor frecuencia para perforar pozos que no pueden ser fácilmente perforados por medio de los métodos convencionales de perforación, debido a factores como las grandes profundidades de los objetivos, declinación de los yacimientos y ventanas operativas con márgenes estrechos entre la presión de poro (P_p) y la presión de fractura (P_f).

La MPD es el nombre de una serie de métodos y tecnologías nuevas o modificadas, referidos como variaciones de la MPD. Cada una de estas variaciones puede alcanzar un propósito diferente, resolver un problema de perforación particular, o atender alguna restricción específica de un proyecto. Por ejemplo la MPD puede ser aplicada para propósitos tales como aminorar el número de etapas de revestimiento o no dañar una sección particular del pozo, también puede resolver problemas como perforar a través de zonas de pérdida de circulación, o atender ciertas restricciones de calidad, tiempo, o seguridad. En general se podría decir que la MPD ayuda al operador a cumplir con el diseño original de un pozo.

A medida que las reservas de hidrocarburos declinan, resulta necesario perforar en ambientes más profundos y complejos, por lo cual, los proyectos destinados a este tipo de ambientes parecen ser potenciales aplicaciones o candidatos para la MPD. Sin embargo, aunque la MPD se ajusta a muchos de estos escenarios, no todos los proyectos podrían requerir de la aplicación de esta técnica. Algunos proyectos simplemente podrían necesitar de cambios en el diseño de los revestimientos, un mejor análisis de hidráulica, modificaciones en la reología del lodo, o equipo adicional. Un escenario preliminar con vista a estas alternativas puede ayudar en la decisión sobre la factibilidad o redundancia de la MPD para un proyecto considerado.

Por consiguiente, antes de tomar una decisión para emplear la MPD en un proyecto dado, es ideal ir a través de un escenario preliminar o un proceso de selección de candidatos. Cabe mencionar que este capítulo describe los aspectos clave en la selección de candidatos y la determinación de la factibilidad de la MPD, además resulta necesario remarcar el hecho de que cada proceso de selección es único para un proyecto particular y que el proceso de selección varía entre las compañías u organizaciones que brindan los servicios de la MPD.

4.1 Selección de candidatos y estudio de factibilidad.

El proceso de selección de candidatos y el estudio de factibilidad son procesos de evaluación de escenarios muy similares que finalmente determinan la utilidad de la MPD para un proyecto dado. En la selección de candidatos, los perfiles del pozo que adaptan la aplicación de MPD son determinados a partir de un grupo de perfiles de presión del pozo; aquellos que no pueden ser perforados usando MPD o no necesitan de la misma, son descartados. Aquí la MPD es el centro del análisis.

En el estudio de factibilidad, la MPD es generalmente una alternativa entre de muchas otras que son consideradas para un proyecto, por lo que la MPD es seleccionada o descartada al final de este estudio. Es decir, el proyecto y sus objetivos tienen una mayor prioridad por encima del tipo de proceso de perforación que se seleccione. Los yacimientos, pozos, o el campo son el centro del análisis aquí.

El proceso de selección de candidatos de MPD es un proceso que entiende y establece el propósito de un proyecto de perforación, además procura e investiga los datos requeridos mediante la realización de análisis de hidráulica e identificación de una variante adecuada de la MPD, también sugiere todos los métodos para lograr el propósito establecido, determina la viabilidad de cada método o sus alternativas y opcionalmente examina el equipo requerido, su disponibilidad y los procedimientos involucrados en la ejecución de la MPD.

4.2 Pasos involucrados en el proceso de selección de candidatos

Los pasos involucrados en el proceso de selección o en el estudio de factibilidad pueden ser divididos dentro de las siguientes categorías principalmente:

- Definir, identificar y establecer el propósito del proyecto de perforación.
- Adquirir la información.
- Elaborar un análisis de hidráulica.
- Seleccionar el método o variante de la MPD.
- Determinar la factibilidad del uso de MPD empleando un escenario económico preliminar (opcional).
- Determinar el equipo requerido (opcional).
- Realizar un análisis de riesgo, operatividad e identificación de riesgos.

4.2.1 Propósito de los estudios de evaluación de la MPD

Como en cualquier estudio o proyecto, es importante establecer la justificación o el fundamento detrás del estudio. Esto ayuda a establecer las restricciones o los factores

clave para el proceso de selección y en consecuencia ayuda en la definición de los objetivos.

Las limitantes del proyecto como la calidad, el tiempo (programa), dinero, la disponibilidad de los recursos tales como el equipo para MPD y la experiencia, son importantes aspectos que pueden determinar la dirección de los estudios. Las restricciones cualitativas pueden incluir la invasión mínima de los fluidos de la formación, la eliminación de una etapa de revestimiento, o cero incidentes. Perforar un pozo antes de una fecha límite para conservar los derechos legales, acatar las regulaciones de salud, seguridad y protección ambiental; o satisfacer los objetivos de las compañías, son algunas limitantes de tiempo. Un límite máximo en los fondos disponibles o presupuestos fijos para el proyecto son ejemplos de restricciones económicas.

La disponibilidad del equipo de MPD, experiencia, equipos de perforación y otros recursos de la MPD, puede ser crucial y determinan la dirección del proyecto.

4.2.2 Obtención de la información

La obtención de la información es quizás el aspecto más importante del proceso de selección completo. Sin una adecuada información el resultado del proceso de selección es puesto en duda, ya que cada detalle o elemento faltante en la información introduce un error adicional dentro del análisis debido a que la falta de información representa una suposición que debe ser hecha.

Si bien, contar con mucha información es mejor, demasiada información también puede conducir a confusión y resultar en un proceso de selección pesado e inefectivo. Sin embargo, cada análisis de candidatos requiere una mínima cantidad de información para proporcionar una razonable evaluación. Los parámetros esenciales de tal información incluyen:

- **Regímenes de presión**
 - ✓ P_p y P_f .
 - ✓ Límites de estabilidad de la formación.
 - ✓ Funcionamiento deseado o límites de trabajo (si estos difieren de la P_p y P_f y P_c).
- **Tipo de problemas en la perforación del pozo o problemas por ser superados.**
- **Detalles del ensamble de fondo y de la sarta de perforación completa.**
 - ✓ Alternativas disponibles del equipo de perforación o con el contratista en perforación.
 - ✓ Ensamble de BHA detallado.

- **Diseño de las propiedades del lodo de perforación. Tipo de lodo y sus propiedades reológicas.**
- **Geometría del pozo.**
 - ✓ Detalles del diseño de los asentamientos de tuberías de revestimiento, especialmente detalles del interior de los revestidores.
 - ✓ Diámetros del agujero que están expuestos al proceso de perforación en los intervalos de interés.
 - ✓ Localización de los objetivos geológicos en caso de usar perforación direccional, restricciones o planes estipulados.

4.2.2.1 Regímenes de presión

La P_p , P_f y la estabilidad de la formación relacionada con la presión de colapso (P_c), definen la ventana operativa para un proyecto. Esta información es requerida para la elaboración del análisis hidráulico y para determinar la utilidad de la MPD en un proyecto. La P_p , P_f y la estabilidad de la formación, son consideraciones de seguridad y requerimientos de agencias regulatorias que podrían dejar algunas veces una ventana operativa muy pequeña.

4.2.2.2 Problemas de perforación

Conocer el tipo de problemas de perforación ayuda a desarrollar un mejor diseño de la reología del lodo de perforación y a entender los regímenes de presión. Esta información también es útil para identificar los lugares que merecen mayor atención durante las simulaciones de hidráulica, como también en la identificación de la variación de MPD requerida y en la selección de equipo. Los problemas de perforación identificados correctamente pueden generar una solución durante el análisis, lo que resultaría más fácil y menos costoso que la implementación de la MPD.

4.2.2.3 Detalles de la sarta de perforación y el ensamble de fondo

El diseño de la sarta de perforación y del ensamble de fondo determina el espacio disponible dentro del espacio anular para determinar las fuerzas de fricción que se suscitan en el pozo cuando se encuentra en circulación. Esta información es una parte muy importante dentro de los cálculos de hidráulica, ya que el ensamble de fondo podría causar una considerable caída de presión en las secciones estrechas del pozo y así afectar a la presión de fondo, por consecuencia se afectan también los límites de capacidad de presión en superficie y los requerimientos para controlar las presiones dentro del pozo.

Las descripciones de la sarta de perforación y del ensamble de fondo también sirven para evaluar el bombeo y otros requerimientos de inyección. Comúnmente, el análisis de MPD se realiza antes de la selección de los equipos de perforación, debido a que un resultado del análisis puede ser un diseño optimizado de la sarta y del ensamble de fondo. Inclusive la especificación de las herramientas de perforación con las que se cuenta tiene un mayor efecto en la hidráulica de lo que se suele asumir.

4.2.2.4 Diseño del fluido de perforación y sus propiedades reológicas.

El tipo del fluido de perforación y sus propiedades reológicas son piezas fundamentales de los datos de entrada para las simulaciones de hidráulica. Estos datos afectan al punto de cedencia (τ_y), viscosidad (μ), viscosidad plástica (μ_p), el índice de comportamiento de flujo (n) y el índice de consistencia (K) del lodo de perforación, que a su vez influyen en la presión de fondo, la presión en el espacio anular en cualquier punto a lo largo del pozo y en la determinación de los requerimientos de contrapresión adicional en superficie.

Cuando se reúnen los detalles de las propiedades del lodo, se prefiere una medición rápida en vez de los datos comúnmente reportados. Es decir, aunque las características reológicas normalmente pueden encontrarse en un reporte del lodo de perforación, debido a la naturaleza de la presión por fricción generada cuando el lodo es circulado a través del pozo se requiere de un valor preciso para el esfuerzo de cedencia, que a menudo es improbable en un reporte. Las lecturas obtenidas en tiempo real mediante un viscosímetro Fann son preferidas, inclusive cuando se trata de sistemas con fluidos compresibles, incluyendo los lodos de base sintética, ya que los datos obtenidos por medio de los viscosímetros Fann cubren un amplio rango de condiciones de temperatura y presión, además son más óptimos para los análisis de hidráulica.

4.2.2.5 Geometría del pozo

El diseño, dimensión, profundidad y propiedades de los revestidores expuestos a la potencial operación de MPD conforman información importante para las simulaciones de hidráulica. Esta información ayuda al entendimiento de la geometría del agujero revestido. Los límites de estallido y colapso pueden proveer el valor de la máxima presión de operación permisible dentro del revestidor, la cual es un factor importante para el diseño de hidráulica.

Los detalles de la dirección del pozo también son importantes, sobre todo con respecto a las diferencias entre la profundidad vertical real (TVD) y la profundidad

medida (*MD*). Un error sorpresivamente común en los análisis de MPD es la suposición de que este efecto no es importante. Sin embargo, la presión por fricción debida a la circulación es altamente dependiente de la *MD*, mientras que la contrapresión en el espacio anular y la carga hidrostática dependen sólo de la *TVD*.

4.2.2.6 Parámetros opcionales y auxiliares de la MPD

Aunque no son esenciales, estos parámetros describen los elementos adicionales de la potencial operación de MPD y ayudan a mejorar el programa de diseño, también pueden sugerir algunos cambios requeridos y contingencias de antemano. Los parámetros opcionales deseados incluyen:

- Datos del pozo, los cuales ayudan en la estimación del tiempo requerido, predicción de posibles problemas de perforación, estimación del número de revestidores requeridos y la predicción de las posibles variaciones de presión, tales como zonas de alta y baja presión.
- Información del equipo de perforación. Esta información incluye el tipo de equipo, capacidad de potencia, espacio y disposición, tal información es útil para el diseño y ejecución de un proyecto de MPD.
 - ✓ El espacio y el equipo disponible determinan el cupo para el equipo adicional de MPD, así como también sus posiciones y conexiones con el resto del equipo de perforación. El espacio limitado puede evitar el uso de un equipo específico de MPD o reducir su tamaño, estos posibles cambios podrían resultar en una menor flexibilidad de la ejecución y operación de la MPD. En algunos casos, se podría requerir de una diferente variación o método de la MPD para resolver una situación dada.
 - ✓ Las presas de lodo y su capacidad ayudan a determinar el número de lodos que se pueden emplear en el diseño de perforación. Dicha información se relaciona con el hecho de que algunas plataformas no cuentan con el tamaño suficiente para proporcionar el espacio adecuado a los múltiples cambios de lodo que se requieren para algunas opciones de MPD.
 - ✓ Los límites de energía disponibles, capacidades de las bombas del fluido de perforación y capacidades adicionales de bombeo disponibles son otros aspectos que afectan el procedimiento de la ejecución de la MPD y por lo tanto la selección de los métodos y variaciones
 - ✓ Los detalles del diseño de revestimiento para el pozo. Esta información ayuda a observar la posibilidad de la eliminación de algunas etapas de revestimiento, además permite verificar la integridad del diseño preexistente o del revestimiento diseñado para una sección que se encuentra antes de un intervalo considerado para la aplicación de la MPD.

4.2.3 Análisis hidráulico

El análisis de hidráulica está hecho para determinar las caídas de presión por fricción, los cambios en la densidad equivalente de circulación y el peso equivalente del lodo requerido para perforar un intervalo dado. Los resultados de este análisis determinan si la MPD puede ser usada dentro de los límites de presión y satisfacer los objetivos en la perforación con los que cuenta un proyecto. Existen modelos a computadora y software disponible en la industria para realizar los cálculos de hidráulica, cabe mencionar que la incorporación de ciertas variables a los modelos computacionales tales como la temperatura y los efectos de la compresibilidad del lodo ofrecen más precisión en los resultados.

El análisis hidráulico preliminar comúnmente consume mucho tiempo ya que la mayoría de las simulaciones están basadas en muchos parámetros desconocidos y suposiciones. Inicialmente, los rangos de operación de diferentes parámetros, como la presión de fondo, presión en el espacio anular, DEC y la presión en superficie son determinados para diferentes propiedades del lodo de perforación, contrapresiones, y profundidades. Estos resultados son comparados con la ventana operativa del pozo y sus limitaciones. Basados en esta información las compañías que suministran los lodos de perforación pueden ser contactadas con el fin de hacerse de un lodo que cumpla con los requerimientos del proyecto. Las propiedades del lodo seleccionado son entonces ajustadas y puestas a punto para obtener el escenario más benéfico de operación.

Los parámetros a los cuales se les debe poner especial atención durante las simulaciones de la hidráulica son:

1. La DEC con y sin transporte de recortes.
2. Los requerimientos de contrapresión durante la perforación, realización de conexiones, y viajes.
3. Limpieza del agujero.
4. La proximidad del perfil de presión en el espacio anular a los perfiles de P_p , y de P_f , durante la el proceso de perforación, viajes y realización de conexiones.

4.2.4 Selección del método a ejecutar

Muchas de las variantes de la MPD están disponibles en la industria de perforación, cada variación se ajusta a un escenario específico y resuelve los problemas asociados con ese escenario, de esta manera hacer la selección de la apropiada variante de la MPD resulta bastante evidente. Las variantes de la MPD pueden seleccionarse al usar uno o más métodos, los cuales involucran el uso de diferentes procedimientos de

operación y de equipo. Sin embargo, la selección de un método de MPD al final depende de:

- El análisis de hidráulica.
- Las condiciones y las limitaciones del equipo de perforación, equipamiento disponible, operador y las regulaciones.
- La factibilidad de la opción.
- La disponibilidad del equipo requerido.
- La capacitación del personal para ejecutar el trabajo.

Para un análisis preliminar, como la selección de candidatos o el estudio de factibilidad, es recomendable enlistar todos los posibles métodos y comparar los pros y los contras, a menos que las limitaciones de un proyecto dado apunten a una opción en particular. Algunas veces, el método de selección se ha hecho en una etapa posterior, después de que la decisión del uso de la MPD ha sido tomada; y esta etapa tiene detalles más grandes acerca de la planeación de MPD y su ejecución.

4.2.4.1 Métodos de la MPD y sus variantes.

Las descripciones comúnmente aceptadas de las variantes de la MPD incluyen:

- **CBHP:** método con sistema de circulación continua o aplicación de contrapresión en superficie.
- **Perforación con tapón de lodo (MCD)**
- **Variaciones de la perforación de doble gradiente:** SMD, inyección de lodos más ligeros o cuentas de vidrios.
- **Sistemas de circulación cerrados (HSE)**
- **Sistemas de perforación con riser y retorno de flujo.**

La variación CBHP puede ser aplicada mediante dos métodos, usando el sistema de circulación continua o la aplicación de contrapresión en el espacio anular. La aplicación de contrapresión ayuda a mantener la misma presión de fondo bajo condiciones estáticas y dinámicas, reduciendo el perfil de presión en la ventana operativa mediante el valor de la presión por fricción en el espacio anular a una cierta profundidad. Este método requiere relativamente de un equipamiento que soporte altas presiones. Sin embargo, cuando no es posible contar con equipos de alta presión, se puede optar por el método CCS, en este método el fluido de perforación está siempre en circulación, por lo tanto no se requiere de contrapresión adicional en la superficie, de esta forma

los equipos de alta presión generalmente no son requeridos. No obstante, la aplicación de contrapresión en superficie es contemplada por ser relativamente más rápida en su ejecución. La aplicación de la técnica CBHP es común cuando se lidia con ventanas operativas estrechas.

La perforación con tapón de lodo es utilizada cuando se pretende perforar formaciones en las que se suscitan problemas de pérdidas de circulación masiva. Estas formaciones pueden tener grandes cavidades, o zonas con baja presión y de alta permeabilidad que las convierte en zonas de pérdida de circulación cuando la presión hidrostática de la columna de lodo se ejerce sobre ellas. La técnica emplea un fluido de sacrificio que es inyectado a través de la tubería durante la perforación, también utiliza una columna de un lodo más pesado conocido como "tapón", cuya función es cubrir la parte superior del espacio anular y ejercer una contrapresión en caso de posibles influjos. El fluido de sacrificio que es bombeado a través de la sarta de perforación sale por la barrena y acarrea los recortes dentro de las zonas de pérdida de circulación. Por otra parte, la presión del yacimiento en las zonas de pérdida de circulación impide que el tapón de lodo fluya más abajo de estas zonas. El fluido que forma el tapón de lodo es seleccionado para balancear la presión del yacimiento en las zonas de pérdida o para ser ligeramente más grande a la presión del yacimiento y así mantener una cierta presión en el espacio anular.

La perforación con doble gradiente se aplica locaciones costa afuera (aguas profundas y ultra profundas), donde se generan ventanas operativas muy estrechas. El gradiente de lodo es cambiado después de que éste pasa una cierta profundidad, por medio de la inyección de un material más ligero como esferas de vidrio de baja densidad dentro de la corriente de lodo de circulación.

Una forma alterna de lograr un resultado similar es por medio del empleo de una bomba submarina colocada en el fondo del mar para agregar energía y modificar el gradiente del lodo. Es decir, mientras las bombas de la plataforma impulsan el lodo a través de la barrena y el espacio anular, la bomba submarina eleva el fluido en el espacio anular de regreso a la superficie justo en el punto donde el flujo alcanza el fondo marino. Variando el gradiente en una forma sugerida ayuda a mantenerse dentro de la ventana operativa sin el requerimiento de presión adicional o contrapresión en superficie.

Los sistemas de perforación con riser y recuperación de flujo son una variación que se utiliza para perforar yacimientos de baja presión, y también se consideran un tipo de perforación con doble gradiente. Estos sistemas mantienen el peso del lodo en el espacio anular de un riser por medio de una bomba submarina colocada a una determinada profundidad debajo de la plataforma. La bomba toma el flujo de retorno del riser y lo bombea hacia la superficie a través de una diferente línea de flujo.

La utilización de un sistema de circulación cerrado, conocido como método HSE es una variante de la MPD que pretende satisfacer las regulaciones de seguridad, salud y protección ambiental establecidas para un proyecto. La aplicación de este tipo de MPD es útil cuando se perfora en zonas que presentan altas cantidades de ácido sulfhídrico (H₂S). El sistema cerrado reduce el riesgo de fugas o exposición al H₂S y hace el tratamiento del lodo más fácil. La tabla 4.1 permite apreciar de forma resumida las variantes de la MPD antes comentadas.

<i>Tecnología MPD</i>	<i>Área de aplicación</i>	<i>Características</i>
CBHP	Ambientes con ventanas operativas estrechas.	Conexión de tuberías hechas en superficie. No se excede los gradientes de fractura durante la perforación.
MCD	Formaciones que presentan pérdidas de circulación. Zonas capaces de consumir grandes porciones de fluido de circulación junto con recortes. Pozos con zonas gravemente declinadas.	Proceso de perforación donde se agrega un fluido más pesado en el espacio anular. La cantidad de fluido perdido es remplazada con agua de mar, incrementando la ROP.
DG	Perforación en aguas profundas y ultra profundas.	Se generan dos diferentes gradientes de presión en el espacio anular.
HSE	Pozos que presentan altas presiones y temperaturas. Para perforar en plataformas donde también se efectúan actividades de producción.	Se utiliza un sistema cerrado de circulación de fluidos.

Tabla 4.1 Diferentes variaciones de la MPD, áreas de aplicación y características²⁸

4.2.5 Factibilidad de las opciones

El tipo de lodo disponible, el presupuesto del proyecto para la operación, la calidad y el propósito del pozo, la disponibilidad de opciones alternativas y las limitaciones económicas son parámetros típicos que determinan la factibilidad de la MPD para un pozo. Sin embargo, el factor más importante que influye en la selección de la MPD es la presión que debe ser manejada.

No obstante existen obstáculos que afectan a la selección de la MPD, por ejemplo el tipo de fluido de perforación. Especialmente en regiones aisladas del mundo donde la densidad del fluido de perforación requerida puede no estar disponible. Usualmente, esta restricción entra en juego con respecto a los yacimientos altamente declinados,

donde un sistema de fase líquida (lodo, agua, o aceite), es incapaz de imponer una presión lo suficientemente baja para evitar las pérdidas de circulación. En otras instancias, el problema puede ser que no se tiene una fuente de agua con la densidad apropiada y que sea fácilmente disponible o que no se tienen los medios adecuados para generar la apropiada reología y así ejercer la presión requerida en la formación durante la circulación.

El obstáculo más obvio para la aplicación de la MPD es a menudo el costo del equipo, material y la preparación. Estos costos varían con el tiempo, localización, disponibilidad de recursos y requerimientos de proyecto. Un caso económico preliminar da una estimación aproximada de los gastos involucrados. Sin embargo, la simulación de un caso económico a detalle debe ser analizada en una etapa posterior del proyecto tan cerca de la implementación como sea posible.

4.2.6 Equipamiento

La determinación del equipo, selección, y recomendaciones son una parte opcional del estudio de factibilidad. Un ejemplo es, si existe un plazo de entrega de todo el equipo, el cual podría ser un gran obstáculo en la ejecución de la MPD para etapas posteriores. Sin embargo, con un suficiente tiempo de espera, todo el equipo requerido puede ser adquirido con menos problemas o restricciones.

La aplicación de la MPD requiere de equipo específico para contener o manejar la presión a diferentes niveles, junto con el equipo de perforación convencional disponible en la plataforma. El equipo de MPD puede ser clasificado en dos partes, el equipo esencial y el equipo opcional. El equipo esencial incluye el RCD, Estrangulador, y software de monitoreo de presión. El equipo opcional incluye, bombas para contrapresión, herramientas de presión durante la perforación (que mejoran la aplicación de presión) y válvulas para la sarta de perforación.

4.2.7 Operatividad e Identificación de Riesgos.

Una apropiada planeación y estrategia de ejecución es también parte esencial de una MPD exitosa y debe considerar la identificación de condiciones y operaciones peligrosas, planes de contingencia, evaluación del equipo y pruebas de presión, así como el entrenamiento de la tripulación en plataforma y de otros miembros del personal.

Durante la fase del análisis de selección de candidatos, el proceso de identificación de riesgos puede consistir de una simple lista de problemas anticipados, los cuales podrían encontrarse durante las operaciones de MPD. El proceso de identificación

ayuda en la determinación del equipo y las limitaciones de muchos otros parámetros mencionados antes.

Un plan más detallado de las operaciones peligrosas puede incluir los procedimientos preliminares requeridos para evitar o mitigar los riesgos identificados en esta etapa. Esta planeación de contingencia podría revelar aspectos adicionales de la operación que pueden poner en duda la factibilidad de la MPD para un pozo en particular. Por ejemplo, un cierto procedimiento requerido puede resultar en un requerimiento de equipo adicional que no puede ser reunido para un pozo dado. Si una alternativa no puede ser encontrada, la MPD podría ser eliminada como una opción.

El proceso de selección de candidatos para la MPD se puede describirse de manera general con el siguiente algoritmo:

1. Obtener la información y definir los objetivos del proyecto (Estudio de factibilidad).
2. Realizar un análisis de hidráulica detallado considerando los métodos de perforación convencional. También se puede considerar alguna de las variantes de la MPD si la elección de implementar esta técnica ya ha sido tomada.
3. Verificar si el perfil de presión en el espacio anular puede navegar dentro de la ventana operativa. Si el perfil de presión cumple con esta condición, entonces la MPD no es requerida y el pozo puede ser perforado de forma convencional. Si no se cumpliera tal condición se deberá analizar la posibilidad de cambiar la densidad o las propiedades reológicas del fluido de perforación.
4. Cuando no sea posible que el perfil de presión en el espacio anular pueda estar dentro de la ventana operativa, aun cuando ya se han hecho todos los ajustes posibles (paso 3), y si no se cumplen los objetivos del proyecto, se buscará una variante adecuada dentro de la MPD que cumpla con los criterios del estudio de factibilidad.
5. Si la variante de la MPD que ha sido seleccionada satisface los objetivos del proyecto según el estudio de factibilidad, se realizarán los análisis de hidráulica para la variante de la MPD seleccionada. Si la MPD no satisface los objetivos del proyecto, se concluye que la MPD no es útil.
6. Si el perfil de presión en el espacio anular cumple con estar dentro de la ventana operativa. Entonces la variante de la MPD es aplicable.

- Si no es posible satisfacer la condición mencionada en el paso 6, se analizarán otras variantes o herramientas dentro de la MPD que logren cumplir con los objetivos en perforación y superar cualquier limitación del proyecto. Cuando los análisis de factibilidad e hidráulica no ofrezcan una respuesta satisfactoria por medio de la implementación de la MPD, entonces la MPD no es útil.

La figura 4.1 esquematiza en un diagrama de flujo el algoritmo antes presentado.

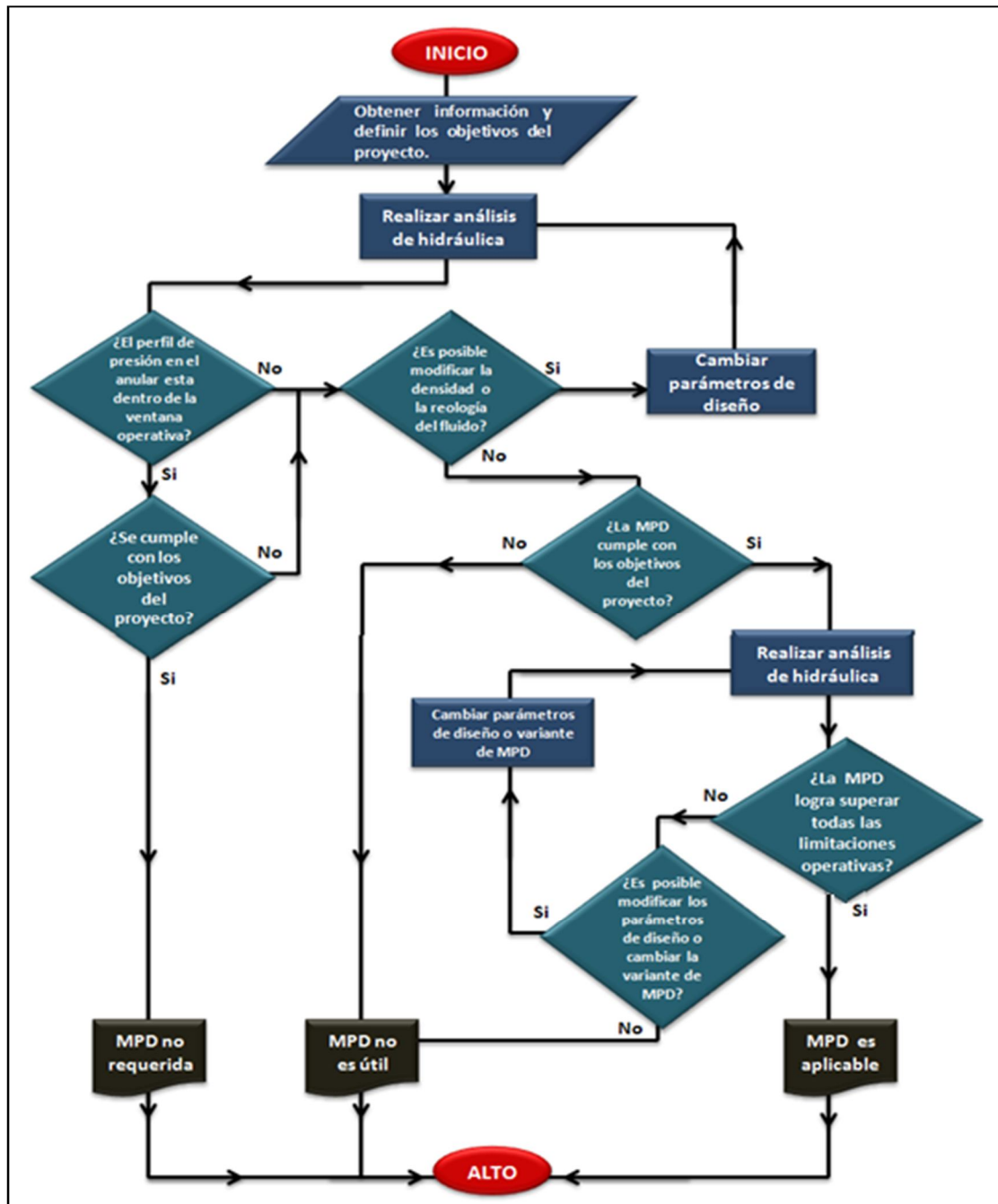


Figura 4.1 Resumen del proceso de selección de MPD⁶.

CAPÍTULO 5

Visualización de la presión de fondo

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, en la perforación de pozos en aguas profundas las ventanas operativas son muy estrechas debido a los grandes volúmenes de agua y a la baja compactación de los sedimentos que presentan estos ambientes, a diferencia de los pozos que se perforan en tierra o en pozos someros costa afuera, donde las ventanas operativas suelen ser más amplias. Para los pozos en aguas profundas, la estrecha cercanía entre los gradientes de presión de poro y presión de fractura en las ventanas operativas provoca la necesidad de colocar varias etapas de revestimiento a poca profundidad, lo que implica a su vez, el incremento de los costos en tuberías de revestimiento, y una reducción considerable del diámetro de producción, lo que por consecuencia limita el potencial de los pozos.

Es necesario mencionar que no sólo los gradientes de la presión de poro y la presión de fractura son los únicos que juegan un papel relevante en la perforación de pozos en aguas profundas, el gradiente de la presión de colapso también es de vital importancia dentro de los límites que definen a una ventana operativa. Existen formaciones que además de presentar ventanas operativas estrechas son también inestables, dado que el gradiente de la presión de colapso se genera muy próximo al gradiente de presión de poro. Las operaciones de perforación que invaden la curva de la presión de colapso notarán el desprendimiento de grandes fragmentos de la formación. Por lo tanto la construcción de un pozo a través de formaciones inestables requiere de un control preciso de la presión a lo largo del espacio anular, el cual se logra con base en simulaciones a detalle de hidráulica, cuyo propósito es establecer los parámetros operativos necesarios tales como las propiedades reológicas del fluido de perforación, el gasto de bombeo y la instrumentación auxiliar necesaria.

Para evitar las complicaciones técnicas y económicas que conlleva la perforación en aguas profundas, la técnica MPD cuenta con variantes enfocadas a la perforación como lo son: DGD, RD, RMR y SMD, presentadas con anterioridad en las secciones 2.5.3 y 2.5.4 de este trabajo. Dichas variantes ofrecen una solución particular para ciertas limitantes durante el proceso de perforación, pero los principales beneficios que se logran son: la reducción de las etapas de revestimiento y la optimización del tiempo de perforación.

Sin embargo, la implementación de la técnica MPD depende en primera instancia de la realización de un estudio de factibilidad, en donde se analiza primordialmente si la técnica MPD satisface los objetivos de un proyecto de perforación, es decir, el estudio de factibilidad examina por medio de que método o variante dentro de la MPD es posible satisfacer los objetivos de un proyecto y si esta solución es económicamente rentable.

Cuando un estudio de factibilidad dicta que la implementación de la MPD es favorable para un proyecto en perforación se procede a realizar rigurosos análisis de hidráulica con respecto a la variante de la MPD que se ha seleccionado previamente. Los estudios de hidráulica se enfocan principalmente en la estimación e interpretación de los gradientes de presión hidrostática y de la densidad equivalente de circulación. La relevancia de los análisis de hidráulica se encuentra en saber si los perfiles de presión en el espacio anular estarán dentro de los límites de la ventana operativa, es decir, los gradientes de presión a condiciones estáticas y dinámicas deben estar entre las presiones de colapso, poro y fractura. Para un proyecto en el que se implementa la MPD, como método de perforación, se debe cuidar que en todo momento los perfiles de presión en el espacio anular estén en balance con la presión colapso y poro, y a su vez que no excedan la presión de fractura de las formaciones.

Todo lo escrito anteriormente nos deja claro un punto muy importante: la clave de cualquier operación exitosa en la perforación de pozos en aguas profundas depende de la correcta administración de los gradientes de presión en el espacio anular. Un control preciso del perfil de presión en el espacio anular contribuye a lograr que los proyectos en aguas profundas sean más seguros, eficientes y económicamente más atractivos.

Los análisis de hidráulica son magníficas metodologías que auxilian a los ingenieros en perforación durante el diseño y construcción de un pozo, con ellos se pueden simular varios escenarios al hacer cambios en los parámetros de diseño del fluido de perforación, del BHA, o del gasto de bombeo. Sin embargo, la forma en la que se elaboran los análisis de hidráulica, junto con el reporte final de los resultados no siempre es fácilmente legible y se pierde mucho tiempo en la interpretación de los datos.

El objetivo central de este capítulo es generar una interfaz dinámica que permite visualizar y simular de manera interactiva los posibles cambios que se pueden efectuar en algunos parámetros operativos, así como su influencia en los perfiles de presión de un pozo. La aplicación de la interfaz propuesta hacia el uso de la técnica MPD es la implementación de una herramienta de visualización de la condición hidráulica para los pozos en aguas profundas, cuya utilidad estriba en generar visualizaciones interactivas auxiliares para simular y evaluar probables escenarios durante un proceso de perforación. De igual manera, la herramienta desarrollada es útil para sensibilizar

sobre los conceptos teóricos y su efecto en el pozo al momento de ejecutar las operaciones, pudiendo ser un medio didáctico para los procesos de entrenamiento y capacitación de ingenieros en perforación.

Para el desarrollo de la interfaz dinámica se utilizó información de un "proyecto pozo" de aguas profundas del Golfo de México, al cual llamaremos "pozo Puma 1".

5.1 Información general del pozo Puma 1

El pozo Puma 1 es un pozo vertical considerado a perforarse en sus dos primeras etapas sin retorno del fluido de perforación a la superficie, y a partir de la etapa intermedia con el uso del riser de perforación y preventores submarinos. Se considera para este pozo un tirante de agua de 935 metros, donde se alcanzará una profundidad de 3250 mvmbr.

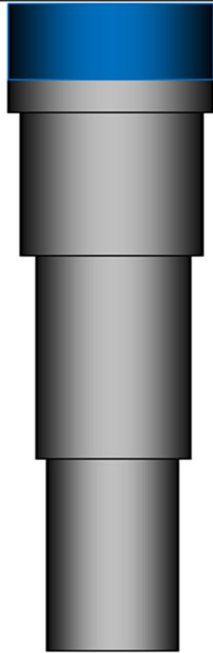
En la planeación del pozo se tiene considerada la primera etapa con una tubería conductora con diámetro externo de 36" asentado a una profundidad de 1050 mvmbr. Cabe mencionar que esta etapa se realiza sin la implementación de un riser, es decir aplicando el método RD. Después de la etapa conductora se tienen consideradas tres etapas de revestimiento con las siguientes características:

- **Etapa 2**
Revestimiento con un diámetro externo de 20", con una longitud de 950 metros y asentado a una profundidad de 2000 mvmbr.
- **Etapa 3**
Revestimiento con un diámetro externo de 13 ⁵/₈", con una longitud de 950 metros y asentado a una profundidad de 2950 mvmbr.
- **Etapa 4**
Revestimiento con un diámetro externo de 9 ⁵/₈", con una longitud de 300 metros y asentado a una profundidad de 3250 mvmbr.

Como se mencionó anteriormente, de igual manera que para la primera etapa, la segunda etapa de perforación (etapa superficial) se realiza la operación sin retorno del fluido de perforación a la superficie (perforación sin riser).

A partir de la tercera etapa (etapa intermedia), la operación se realiza con la implementación del riser de perforación y de los preventores submarinos. De manera general, la figura 5.1 esquematiza el estado mecánico del pozo Puma 1.

Los datos provenientes del pozo Puma 1 se utilizaron para la elaboración de un análisis hidráulico, para lo cual se consideró sólo la siguiente información: 1) la geometría del pozo, 2) la configuración del BHA para cada etapa del pozo y 3) las características del fluido de perforación. La ventana operativa del pozo Puma 1 se ilustra en la figura 5.2, en ella sólo se consideraron los gradientes de presión de poro y presión de fractura para los estudios de hidráulica.



Estado mecánico	Ø TR (pulg)	Ø Barrena (pulg)	Intervalo (m)	Longitud (m)
	36"	28"	965 - 1050	85
	20"	28"	1050 - 2000	950
	13 5/8"	17 1/2"	2000 - 2950	950
	9 5/8"	12 1/4"	2950 - 3250	300

Figura 5.1 Estado mecánico del pozo Puma 1.

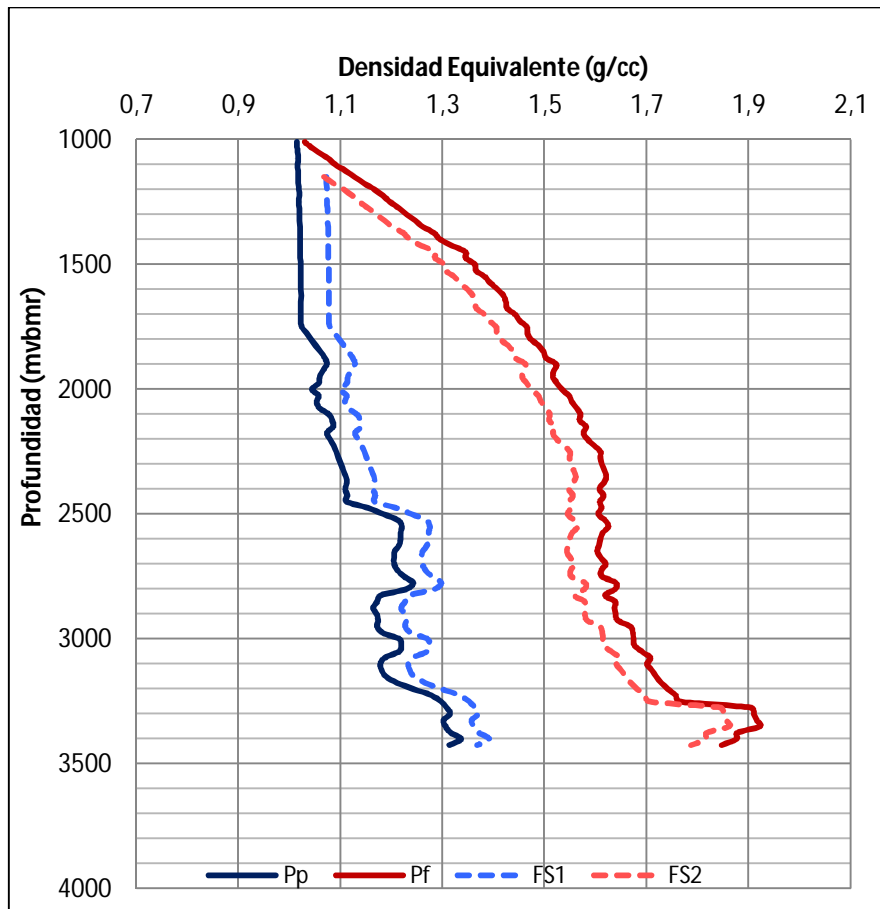


Figura 5.2 Ventana operativa del pozo Puma 1.

5.2 Análisis de hidráulica

La precisión en cuanto a la estimación de los gradientes de presión que se generan en un pozo y su correcta interpretación por medio de los análisis de hidráulica, son factores que auxilian la toma de decisiones en los proyectos de perforación. En un análisis de hidráulica principalmente se calculan las caídas de presión que se suscitan en el sistema de circulación, pero el valor más importante que se estima es la DEC, por medio de la cual se generan los perfiles de presión en el espacio anular. El preciso control de la DEC se relaciona con las propiedades reológicas del fluido de perforación y con la densidad del mismo, no obstante el control de la DEC también se vincula con algunas características del sistema de circulación, como lo son las bombas de lodo y su capacidad de bombeo, la configuración del BHA y la geometría del pozo.

Los pasos a seguir para la elaboración de un análisis de hidráulica se enlistan a continuación.

1. Escoger el modelo reológico que mejor caracterice el comportamiento del fluido de perforación.
2. Para cada etapa del pozo se debe emplear el gasto de bombeo junto con la configuración de la sarta de perforación y la geometría del pozo para calcular la velocidad del fluido de perforación dentro de la sarta y en el espacio anular.
3. Calcular el número de Reynolds para determinar el régimen de flujo.
4. Calcular el factor de fricción.
5. Calcular las pérdidas de presión en el sistema de circulación con base en el modelo reológico previamente seleccionado.
6. Con las caídas de presión en el espacio anular se debe calcular la DEC para cada etapa del pozo.
7. Con los datos calculados de la DEC para cada etapa del pozo, se realizan gráficas DEC vs Profundidad para después analizarlas en conjunto con la ventana operativa del pozo.

El análisis de hidráulica que se realizó fue determinado con algoritmos utilizados en perforación considerando tres modelos reológicos: el modelo plástico de Bingham (BG), el modelo de Ley de Potencias (PL) y el modelo de Herschel-Bulkley (HB), con el fin de observar la variación de los resultados por cada modelo y establecer una comparación entre los resultados calculados con los reportados por la compañía de servicio encomendada a construir el pozo Puma 1.

Las ecuaciones de los tres modelos reológicos se asumen para un flujo isotérmico de un fluido incompresible dentro de la geometría establecida en las secciones interiores de la sarta de perforación y para la geometría del espacio anular, además se asume que la tubería es concéntrica con el agujero perforado. Para un mayor entendimiento en cuanto al procedimiento de cálculo que implica la caracterización del fluido de perforación y la estimación de las caídas de presión, se pueden revisar los apéndices A y B de esta tesis.

Los algoritmos de cálculo con los que se realizaron los análisis de hidráulica fueron programados de forma dinámica en Microsoft Excel, es decir, los datos de entrada para los análisis de hidráulica están vinculados a varias celdas dentro de Microsoft Excel, de manera que si se cambia un solo dato de entrada, todos los resultados cambian al instante. Los análisis de hidráulica posteriormente fueron vinculados a su vez con el programa Crystal Xcelsius Professional 4.5 para la elaboración de la interfaz dinámica.

Cabe aclarar que el programa Crystal Xcelsius Professional 4.5 es un programa de visualización de datos estadísticos enfocado a presentaciones de negocios, sin embargo, su fácil modo de empleo y sus efectos visuales fueron de gran ayuda para la elaboración de una interfaz dinámica que permitiera la simulación de varios escenarios con respecto a la hidráulica de perforación.

5.3 Interfaz dinámica de visualización

La interfaz dinámica de visualización que se elaboró se puede comparar con un tablero de control; la interfaz está hecha a base de indicadores de valores, botones de control, cuadros de selección, gráficos e imágenes que aparecen y desaparecen de acuerdo con la necesidad de análisis del usuario.

Los datos de entrada de la interfaz dinámica son las propiedades reológicas del fluido de perforación, la densidad y el gasto de bombeo. El usuario puede simular cambios en la densidad del fluido de perforación o en el gasto de bombeo, como respuesta, la interfaz mostrará los resultados calculados al instante y los gráficos presentes se verán modificados por los nuevos valores obtenidos.

La figura 5.3 muestra una imagen de la interfaz dinámica de visualización con valores predeterminados en los reportes de hidráulica.

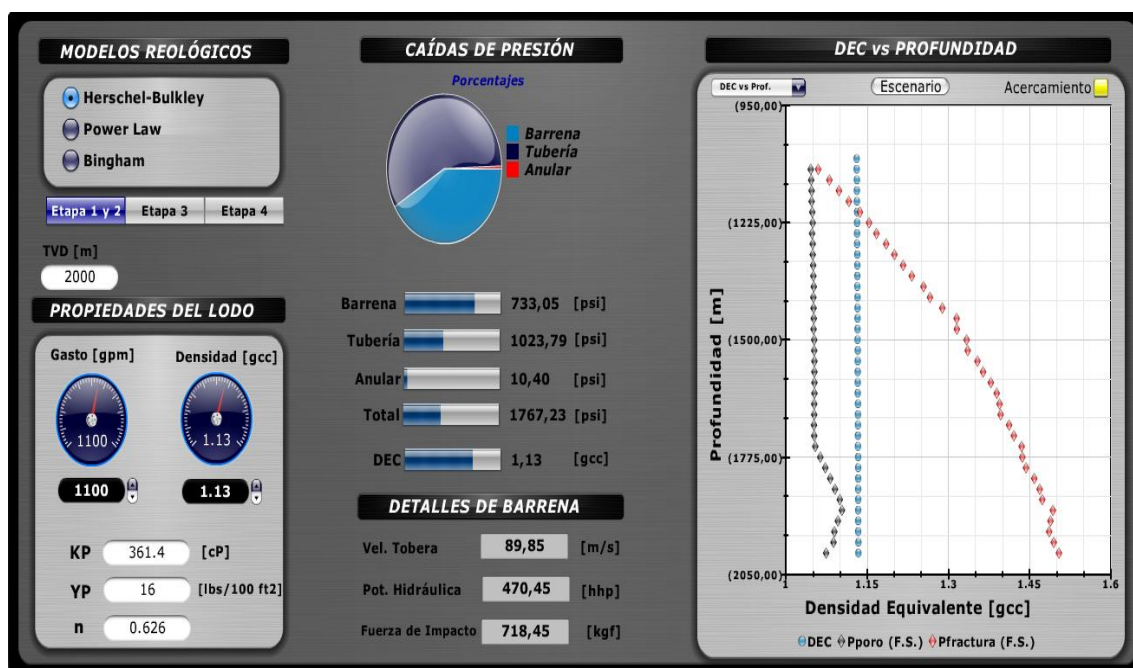


Figura 5.3 Ventana de visualización dinámica para el pozo Puma 1.

Los resultados que muestra la interfaz dinámica de visualización son:

- Caídas de presión en el BHA, barrena y espacio anular.
- Gráfica circular con los porcentajes de las caídas de presión en el BHA, barrena y espacio anular respecto a la caída de presión total en el sistema de circulación.
- Características de flujo en la barrena como lo son: la velocidad del fluido en las toberas de la barrena, potencia hidráulica desarrollada y fuerza del impacto.
- Gráficas DEC vs Profundidad para cada etapa del pozo.
- Gráficas DEC vs Profundidad comparativas.
- Imágenes sobre el estado mecánico del pozo por cada etapa (figura 5.4).

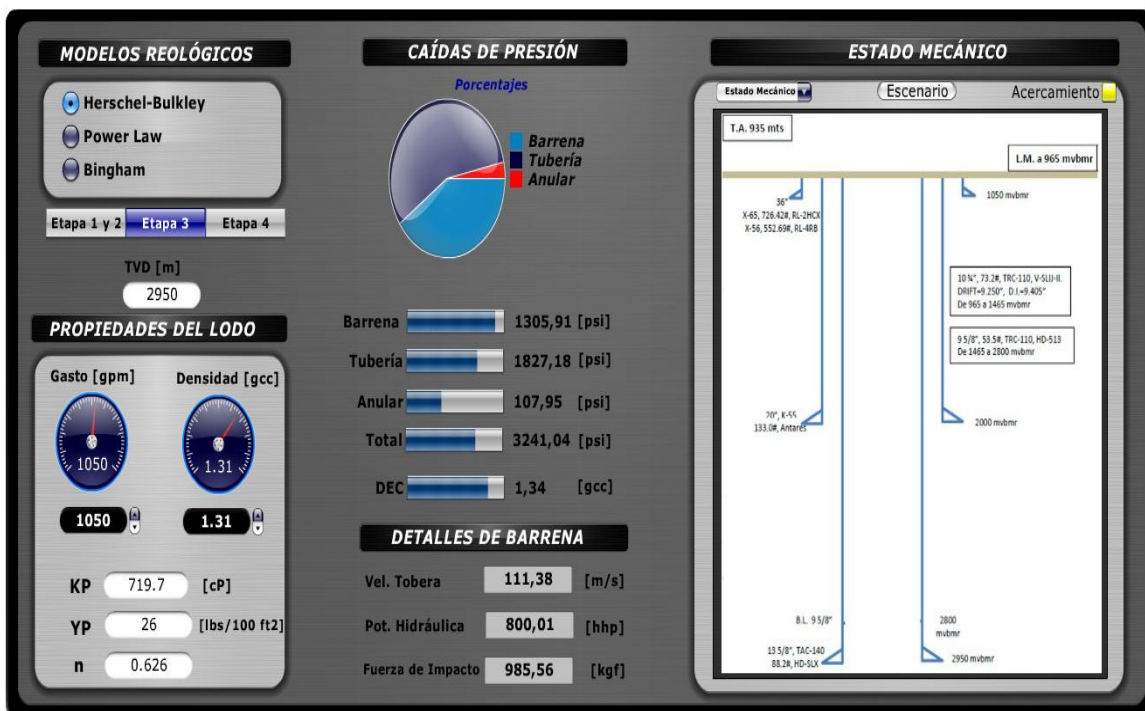


Figura 5.4 Imagen de la interfaz dinámica de visualización que muestra el estado mecánico del pozo Puma 1 para la etapa 3.

5.4 Resultados Obtenidos

Como se mencionó anteriormente en este capítulo, la clave de un proyecto exitoso en perforación reside en el control preciso de los perfiles de presión en el espacio anular. Para este ejercicio, la interfaz se enfoca en el manejo e interpretación de la DEC.

Las gráficas de DEC vs Profundidad que ofrece la interfaz están hechas para cada etapa del pozo y en ellas se puede apreciar bajo que valores de los parámetros operativos, principalmente el gasto de bombeo y la densidad del fluido, la DEC se mantiene de manera segura dentro de la ventana operativa del pozo Puma 1. La figura 5.5 ofrece una imagen de una gráfica DEC vs Profundidad correspondiente al modelo HB en la etapa 1 y 2 del pozo Puma 1.

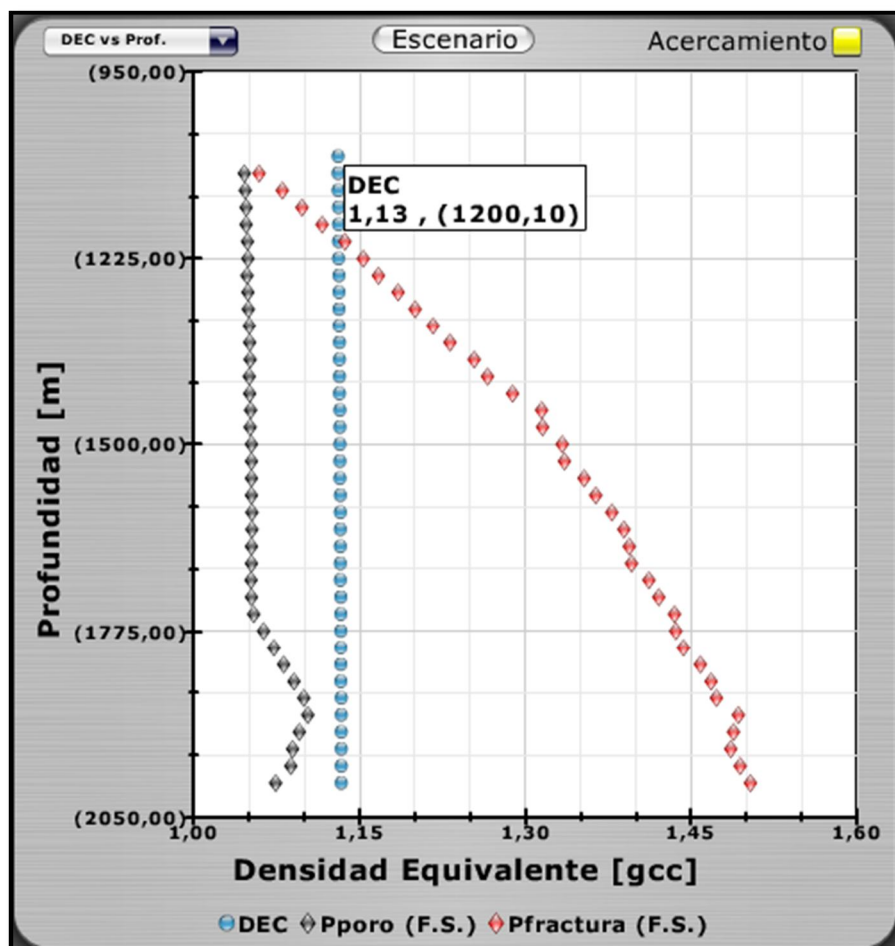


Figura 5.5 Gráfica DEC vs Profundidad de las etapas 1 y 2 del pozo Puma 1

La figura 5.5 es representativa de la etapa 1 y 2 del pozo Puma1, la cual se realiza sin riser debido a que todavía no se cuenta con un cabezal de alta presión en el cual se

instalen los preventores y en ellos el riser, permite apreciar cómo se comporta la DEC a lo largo del pozo durante la etapa conductora, inclusive es posible apreciar que a una profundidad aproximada de 1200 metros el perfil de la DEC interseca con el gradiente de P_f . La apreciación de particularidades como ésta, auxiliaron a tomar la decisión de utilizar un fluido de perforación con una densidad de $1.13 \left(\frac{g}{cm^3}\right)$, y usar un gasto de bombeo de $1100 \left(\frac{gal}{min}\right)$. El análisis indica que en el punto donde se cruzan los gradientes de la DEC y de la P_f se necesita utilizar alguna técnica que procure no fracturar el pozo, tal como la aplicación de la técnica “pump and dump”.

Para las etapas posteriores, los perfiles de presión en la ventana operativa mostraron que no había inconvenientes al perforar de forma convencional con la implementación de un riser. En la etapa 3 se simuló un lodo de perforación con densidad de $1.31 \left(\frac{g}{cm^3}\right)$, a un gasto de $1050 \left(\frac{gal}{min}\right)$ y en la etapa 3 la densidad del lodo de perforación fue de $1.41 \left(\frac{g}{cm^3}\right)$, a un gasto de $730 \left(\frac{gal}{min}\right)$.

La figura 5.6 muestra las gráficas comparativas DEC vs Profundidad de las etapas 3 y 4 donde se realiza la comparación de los gradientes de DEC calculados con los modelos de HB, PL y BG.

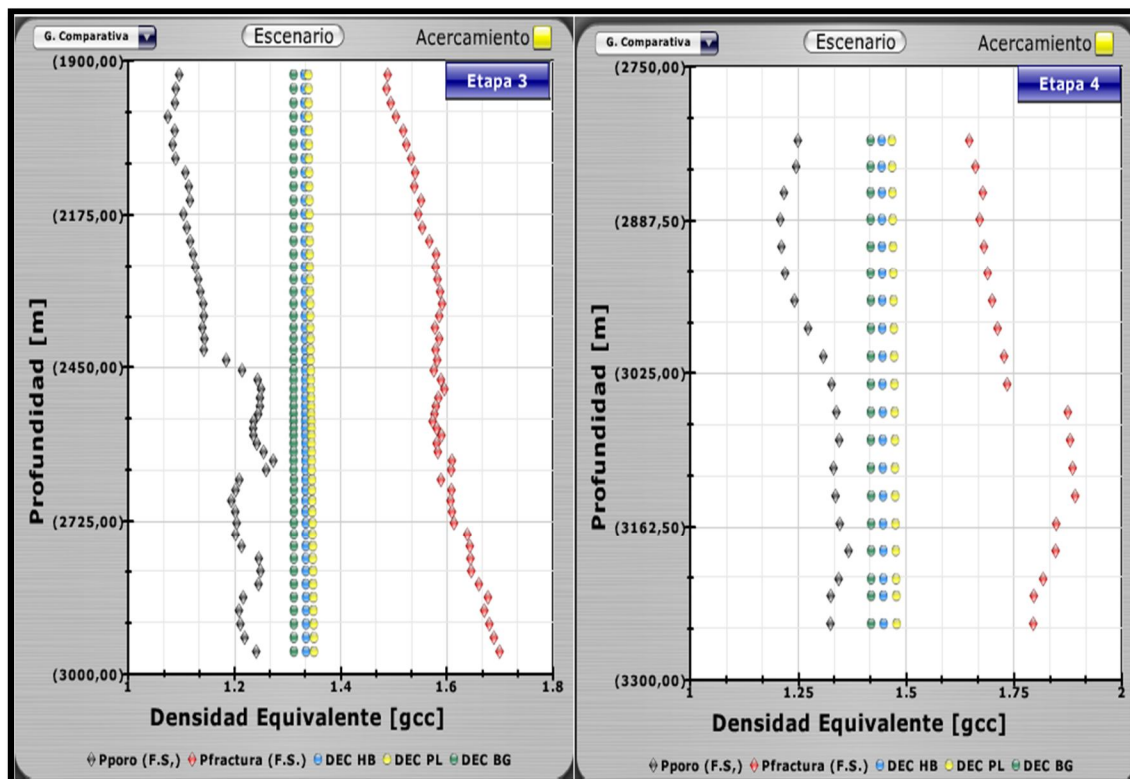


Figura 5.6 Gráficas comparativas DEC vs Profundidad de los modelos HB, PL y BG de las etapas 3 y 4 del pozo Puma 1.

Es necesario mencionar que se simularon algunas combinaciones con la interfaz a modo de prueba, con el fin de saber bajo qué condiciones podrían presentarse problemas de influjos o rupturas de la formación. La figura 5.7 muestra que para la etapa 3 del pozo Puma 1, bajo un gasto de $900 \left(\frac{\text{gal}}{\text{min}}\right)$ y con una densidad de $1.27 \left(\frac{\text{g}}{\text{cm}^3}\right)$ se presentaría un influjo de la formación al pozo.

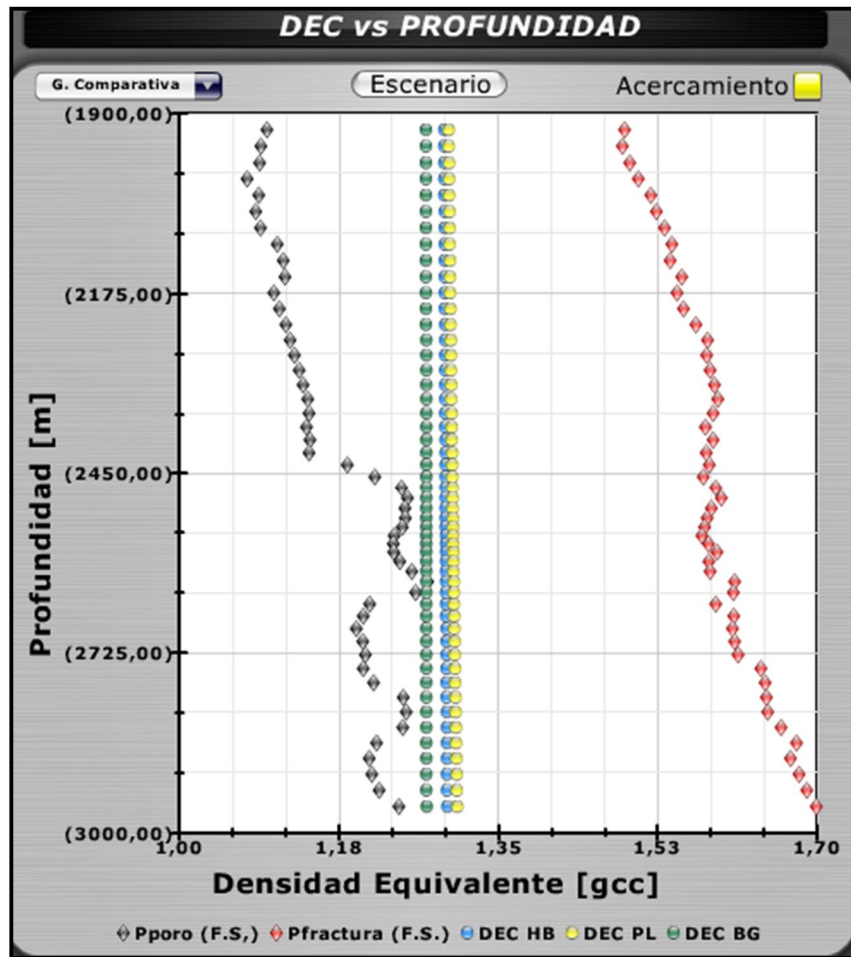


Figura 5.7 Simulación de un escenario en donde se presenta el cruce de los perfiles de la DEC con la línea de presión de poro.

Por otra parte, la figura 5.8 ilustra un escenario, en que aun gasto de $2500 \left(\frac{\text{gal}}{\text{min}}\right)$ y con una densidad de $1.39 \left(\frac{\text{g}}{\text{cm}^3}\right)$ los perfiles se desarrollan muy próximos a la línea de presión de fractura. Los escenarios simulados fueron meramente un ejercicio con el fin de la visualizar el comportamiento de la DEC a lo largo del pozo cuando se varían principalmente el gasto de bombeo y la densidad del lodo

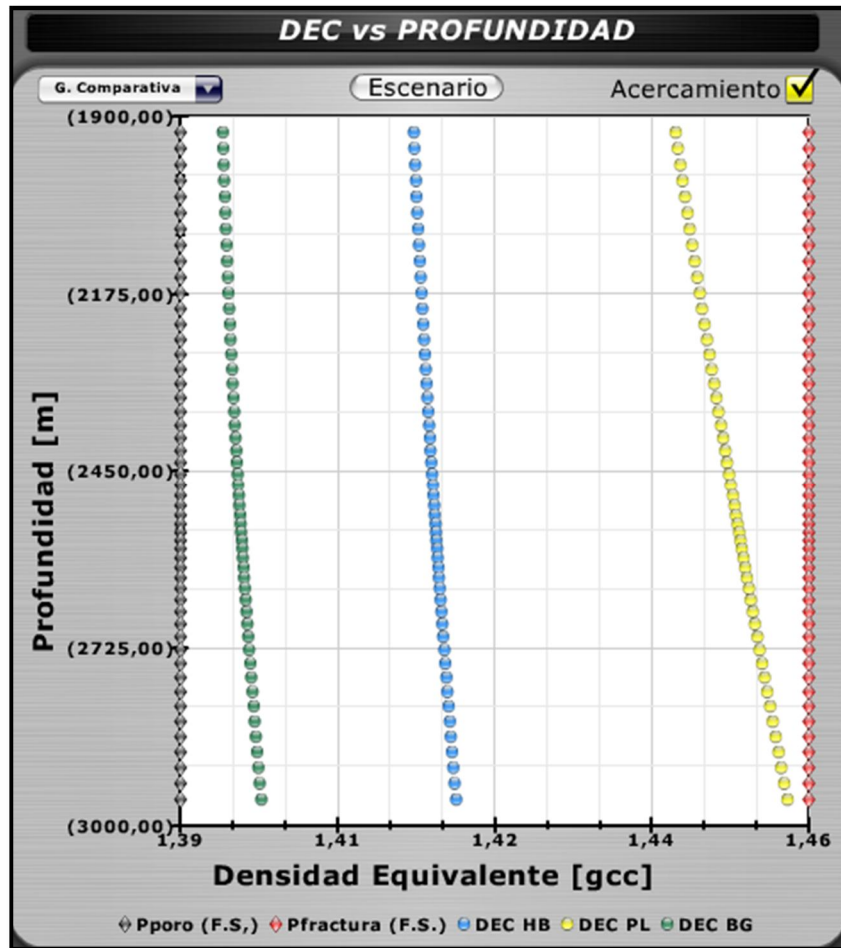


Figura 5.8 Simulación de un escenario donde se presentan una estrecha proximidad de la DEC y la presión de fractura.

Los resultados que se obtuvieron con los algoritmos de cálculo programados en la interfaz de visualización fueron comparados con los resultados de una propuesta técnica para la hidráulica del pozo. Posteriormente se hizo un breve análisis sobre la semejanza entre los datos reportados y los datos obtenidos con la interfaz de visualización. Los datos que se compararon fueron los valores de las caídas de presión en el sistema de circulación y la DEC.

El fin buscado en los análisis realizados no fue encontrar el modelo reológico más preciso para los cálculos de hidráulica, si no validar la precisión en cuanto al cálculo de la DEC, y demostrar la utilidad de la interfaz dinámica de visualización como una herramienta auxiliar en la interpretación de los perfiles de presión en el espacio anular durante la perforación de un pozo. A continuación se muestran las tablas 5.1, 5.2 y 5.3, cuya información refleja la comparación de las caídas de presión obtenidas con la interfaz de visualización para cada etapa del pozo Puma 1 y por cada elemento del BHA.

BHA DE LA ETAPA 1	Datos Reportados	Herschel-Bulkley	Ley de Potencias	Bingham
	ΔP [psi]	ΔP [psi]	ΔP [psi]	ΔP [psi]
TP 5-7/8 " 26.40 (0.415wt) DPS, Premium (169 joints)	711.8	566.10	607.52	690.85
TPHW 5 7/8" (24 joints)	252.1	213.42	229.56	282.72
Comb. 6 5/8" REG- P x 5 7/8" XT57-B	5.5	4.57	4.77	6.64
Drill Ahead Superior	4.1	3.44	3.58	4.86
Drill Ahead Inferior	4.1	3.40	3.58	4.86
DC 8" Helicoidales (2 joints)	74.5	62.56	65.12	88.50
Comb. 7 5/8" REG x 6 5/8" REG	4.1	3.44	3.58	4.86
DC 9 1/2" Helicoidales (2 joints)	74.4	62.56	65.12	88.50
DC Monel 9 1/2"	37.2	30.95	32.56	44.25
Estab. 9 1/2" x 27 3/4"	8.2	6.86	7.16	9.95
Sónico 9"	15.5	7.34	7.41	9.13
MWD 9"	399.6	1.63	1.50	1.62
LWD/APWD 9"	11.9	10.88	11.55	14.89
VCP 9 1/2"	4.1	3.35	3.58	4.86
Estab. 9 1/2" x 27 3/4"	8.2	6.41	7.16	9.95
Motor de Fondo 9 5/8" c/Camisa Estab. 27 3/4"	566	0.57	0.51	0.50
Barrena 28"-shank	0.9	0.85	0.87	1.10
Barrena 28"-Nozzles	648.1	733.05	733.05	733.05

Tabla 5.1 Comparación de las caídas de presión por cada modelo reológico durante la etapa 1 del pozo Puma 1.

BHA DE LA ETAPA 2	Datos Reportados	Herschel-Bulkley	Ley de Potencias	Bingham
	ΔP [psi]	ΔP [psi]	ΔP [psi]	ΔP [psi]
TP 5-7/8" 26.4 (0.415 wt) DPS S-135	1179.4	843.56	1020.06	1172.33
TP HW 5 7/8" XT-57 D-55	278.5	208.86	247.43	311.84
Combinación 6 5/8" REG-C x	6.1	4.53	5.05	7.32
DC 8" Helicoidales	174.9	129.05	143.91	208.58
Martillo 8"	45.8	33.80	38.17	53.90
DC 8" Helicoidales	174.5	129.05	143.91	208.58
Combinación 7 5/8" REG Px 6	6.1	4.53	5.05	7.32
DC 9"	55.6	41.20	45.95	66.60
Estabilizador 9" x 17 3/8	6.8	5.04	5.70	8.05
DC Monel 9"	55.9	41.39	46.15	66.89
Filtro de Fondo 9"	9.2	6.79	7.57	10.98
VCP 9"	4.5	3.36	3.80	5.36
Amplificador Concéntrico Mecánico	11.3	8.42	9.73	13.08
SADN 8" c/Estab 12"	40	15.67	17.96	24.57
Sónico 8"	40	6.30	7.47	9.41
MWD 8"	423.2	2.32	2.81	3.21
LWD / APWD 8"	20	24.81	27.67	40.11
PD Reciver Estab. 8"x12 1/8	5.5	6.79	7.57	10.98
PD 900 CC Liso C/ RG	26.1	1.28	1.55	1.77
Bna. 12/14"-shank	0.4	0.53	0.62	0.80
Bna. 12/14"-Nozzles	694.3	1305.91328	1305.91328	1305.91328

Tabla 5.2 Comparación de las caídas de presión reportadas por cada modelo reológico durante la etapa 2 del pozo Puma 1.

BHA DE LA ETAPA 3	Datos Reportados	Herschel-Bulkley	Ley de Potencias	Bingham
	ΔP [psi]	ΔP [psi]	ΔP [psi]	ΔP [psi]
TP 5 7/8" S-135	782.90	592.52	713.43	758.46
TP HW 5 7/8" D-55	163.30	133.29	157.24	179.45
Combinación 6 5/8" Reg-Px	3.70	2.97	3.31	4.21
DC 8" Helicoidales	106.40	84.76	94.47	120.03
Martillo 8"	17.90	14.19	15.81	20.09
DC 8" Helicoidales	106.30	84.76	94.47	120.03
1 DC Monel	34.10	27.18	30.30	38.49
Filtro de fondo 8"	5.60	4.46	4.97	6.32
SADN 8" c/Estab 12"	63.80	10.18	11.63	14.14
Sonico 8"	8.50	3.98	4.69	5.35
MWD 8"	398.50	1.45	1.75	1.85
LWD/APWD 8"	6.60	16.30	18.16	23.08
Receiver 8" Liso CC Estab. 12	5.60	4.46	4.97	6.32
PD 900x 12 1/8" CC Estab. 12	24.60	0.80	0.96	1.02
Barrena 12 1/4"-Shank	0.40	0.35	0.40	0.47
Barrena 12 1/4"-Nozzles	681.70	708.57	708.57	708.57

Tabla 5.3 Comparación de las caídas de presión reportadas por cada modelo reológico durante la etapa 3 del pozo Puma 1.

Los datos que se encuentran resaltados en color amarillo en las tablas 5.1, 5.2 y 5.3, son datos correspondientes a elementos particulares del BHA, en donde se aprecia una sustancial diferencia entre los datos reportados y los calculados por la interfaz dinámica. La razón de tal diferencia radica en que las caídas de presión a través de componentes especiales del BHA son aproximados en los cálculos realizados en la interfaz, mientras que los valores reportados en la propuesta técnica son valores simulados a partir del comportamiento preciso de sus herramientas. En la tabla 5.4 se muestran los porcentajes de error promedio para cada modelo reológico.

MODELO REOLÓGICO	Etapa 1 % Error promedio	Etapa 2 % Error promedio	Etapa 3 % Error promedio
Herschel-Bulkley	13.00	26.96	21.21
Ley de Potencias	9.44	23.00	13.89
Bingham	14.97	30.84	14.98

Tabla 5.4 Porcentajes de error promedio del cálculo de las caídas de presión respecto a los datos reportados.

Se puede concluir de la tabla 5.4 que el modelo reológico más cercano a los datos reportados fue el modelo PL, ya que en todas las etapas resultó ser el modelo con menor error, y se podría esperar que el cálculo de la DEC sea el más aproximado por medio de dicho modelo, sin embargo no fue así. La tabla 5.5 a continuación muestra la comparación entre los valores de la DEC en el fondo del pozo obtenidos con la interfaz dinámica de visualización y los valores reportados.

ETAPAS DEL POZO	DEC Reportada (g/cc)	DEC HB (g/cc)	DEC PL (g/cc)	DEC BG (g/cc)
Etapa 1	1.1236	1.1337	1.1324	1.1301
Etapa 2	1.3381	1.3345	1.3597	1.3123
Etapa 3	1.441	1.4478	1.4790	1.4193

Tabla 5.5 Comparación de los valores de la DEC calculados respecto a los valores reportados.

La tabla 5.5 muestra que el modelo de Herschel-Bulkley fue el más próximo a los datos reportados; la razón de esto se debe a que en la tabla 5.4 se consideran los valores de las caídas de presión en el sistema de circulación completo, considerando que la mayor parte de las caídas de presión se dan en la sarta de perforación y en la barrena (los porcentajes de error en la tabla 5.4 no son una muestra clara de la precisión en el cálculo de las caídas de presión en el espacio anular), por otra parte, el modelo HB es un modelo reciente y el algoritmo de cálculo que implica su utilización es muy robusto en cuanto al número de operaciones que se deben realizar. Principalmente, en el modelo HB se calcula de forma iterativa una variable que llamada esfuerzo de pared (τ_w) y se refiere al esfuerzo generado entre el fluido de perforación y las paredes de la tubería de perforación o del espacio anular; ésta variable ayuda un poco más a la precisión de los cálculos de las caídas de presión en el espacio anular.

Una de las causas por las que el modelo HB no fue mejor en los cálculos de las caídas de presión en la sarta, es debido a la estimación de los factores de fricción en la sarta de perforación. El cálculo del factor de fricción para este modelo reológico resulta ser un proceso iterativo y los valores obtenidos para los factores de fricción en el modelo HB resultaron ser más pequeños en comparación con los factores de fricción del modelo PL, lo cual, generó a su vez valores un poco más pequeños para las caídas de presión del modelo HB.

Es necesario recordar que para realizar el pozo Puma 1 se contempla una combinación de la técnica “pump and dump” para perforar las etapas 1 y 2 junto con la perforación convencional utilizando un riser para las etapas 3 y 4, ya que los valores de la DEC para la etapa 2 del pozo obtenidos con la interfaz de visualización difieren notablemente de

los valores reportados. La razón de dicha discrepancia en los valores calculados se debe a que el algoritmo de cálculo para estimar las caídas de presión en el espacio anular para el método “pump and dump” es completamente diferente a los algoritmos de cálculo utilizados en la perforación convencional.

Las variantes de perforación dentro de la MPD, utilizan programas de simulación de hidráulica más complejos, y sus algoritmos de cálculo están compuestos de un gran número de ecuaciones e iteraciones, cuya consecuencia se refleja en el tiempo que tardan los programas de simulación para mostrar sus resultados.

Durante el proceso de investigación realizado para esta tesis se encontraron publicaciones enfocadas en la simulación de hidráulica para la técnica MPD, las cuales muestran que tipo de parámetros son considerados en la elaboración de las simulaciones hidráulicas para cada variante dentro de la MPD. Las consideraciones sobre las cuales se basan los robustos algoritmos de cálculo en dichas publicaciones no sólo se vinculan con el tipo de reología de un fluido de perforación o las condiciones de operación del equipo de perforación, también se consideran variables como la temperatura, la compresibilidad del fluido de perforación e incluso la excentricidad de la tubería de perforación. Las publicaciones antes mencionadas se hallan en los números 32, 32, 34, 35, 36 y 37 en la sección de referencias de esta tesis en caso de cualquier duda o interés. El tiempo invertido en la atención a estas publicaciones fue el primer paso hacia la idea de una ventana dinámica auxiliar que permitiera el fácil análisis y visualización de la DEC, junto con la posibilidad de simular varios escenarios de forma práctica y rápida.

El análisis mostrado anteriormente muestra que la ventana de visualización podría funcionar como una herramienta rápida y fácil de operar para la estimación e interpretación de la DEC, con la cual un ingeniero podría simular varios escenarios que auxiliarían en la elección de las mejores opciones operativas para perforar un pozo hidráulicamente estable, que es en esencia el objetivo de la MPD.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- La MPD envuelve una serie de técnicas de perforación con las cuales es posible construir un pozo en cualquier ambiente complejo en el que se presenten ventanas operativas estrechas. Además cuenta con herramientas enfocadas en evitar o afrontar cualquier inconveniente relacionado con la presión de fondo del pozo durante un proceso de perforación.
- La perforación en aguas profundas requiere de métodos de perforación que sean capaces de manejar con precisión los perfiles de presión en el espacio anular; la MPD y las variantes dentro de ella resultan excelentes opciones para mejorar la eficiencia de la perforación en ambientes profundos y ultra profundos, siempre y cuando los análisis de factibilidad indiquen que la MPD es la única opción para alcanzar los objetivos de un proyecto.
- La MPD utiliza alta tecnología en equipos de perforación con el fin de lograr una administración precisa de las presiones que se suscitan en un pozo, evitando así cualquier incidente durante el proceso de perforación, por consecuencia los tiempos no productivos en un proceso de perforación se pueden reducir considerablemente.
- La MPD como técnica de perforación, puede considerarse como una opción viable de suma importancia para la construcción de pozos en aguas profundas en México, su implementación aunque en primera instancia parece costosa, puede resultar en procesos de perforación más seguros, rápidos y rentables.
- La interfaz dinámica de visualización elaborada con el programa Crystal Xcelsius Professional 4.5 permitió una estimación aproximada de las caídas de presión y de la DEC para un pozo considerado a perforarse en aguas profundas del Golfo de México. Los resultados obtenidos con la interfaz dinámica de visualización fueron comparados con los datos reportados de una compañía de servicio, donde se pudo comprobar la precisión en la estimación de la DEC por medio del modelo de Herschel-Bulkley, debido al robusto algoritmo de cálculo que implica. Además, la visualización dinámica de los gráficos en la interfaz permitió

la rápida apreciación de los gradientes de la DEC durante la simulación de varios escenarios a través del pozo Puma 1.

- La interfaz dinámica de visualización podría resultar muy útil como una herramienta auxiliar en la simulación de varios escenarios en perforación enfocados a las variantes de la MPD, siempre y cuando la interfaz no pierda su esencia en cuanto a practicidad y velocidad.

Recomendaciones

- La MPD no es una técnica nueva, pero la tecnología que emplea si lo es y es casi en su totalidad automatizada. Aunque se intente evitar cualquier error humano posible, la tecnología también puede fallar y será necesario tener personal capacitado para resolver cualquier falla en los equipos o herramientas de la MPD.
- Es necesario encontrar las mejores herramientas que nos auxilien en el estudio técnico-económico de un proyecto de perforación, ya que la implementación de la MPD en primera instancia es muy costosa, por lo que se debe tener sumo cuidado al considerarla. Los análisis de hidráulica y factibilidad deberán utilizar los simuladores de hidráulica más completos para la evaluación de varios escenarios el fin de encontrar la mejor opción para construir un pozo.
- Aunque ya existen en la industria algunos simuladores de hidráulica, es recomendable promover la innovación de programas nuevos enfocados a los pozos en aguas profundas. Dado que la interfaz dinámica de visualización que se construyó utiliza un programa predeterminado (Crystal Xcelsius Professional 4.5), cuyas características no son suficientes para implementar los algoritmos de cálculo de un análisis de hidráulica completo, para futuros trabajo quizá pueda construirse un programa de características visuales similares que permitiese un vínculo más amplio con programas como Microsoft Excel u otros programas enfocados a matemáticas más complejas, con el fin de lograr una herramienta visual práctica más completa y precisa.

APÉNDICE A

Reología

La reología es el estudio de la deformación y el flujo de materia. En lo que respecta a los fluidos empleados durante las actividades de perforación, los cuales son dispersiones o emulsiones muy complejas, las características pertenecientes al flujo de estos fluidos dependen en gran parte del estudio particular de su reología. Durante la perforación de pozos para aceite o gas, un fluido de perforación es circulado desde la superficie hasta el fondo del pozo a través de la sarta de perforación, las toberas de la barrena, y de regreso a la superficie en la región del espacio anular.

Al realizar ciertas mediciones en un fluido se puede describir el comportamiento del flujo de los fluidos bajo una variedad de temperaturas, presiones y velocidades de corte. La evaluación de las propiedades reológicas de los fluidos de perforación es considerada como un factor clave en abordar los retos asociados con el transporte de recortes, erosión, tratamiento de fluidos y cálculos de hidráulica⁶.

A.1 Definiciones

Esfuerzo de Corte (τ) : Resistencia del fluido al movimiento deslizando de sus capas cuando se aplica una fuerza en forma tangencial a su superficie laminar. Tiene unidades de fuerza sobre área.

$$\tau = \frac{F}{A} \tag{A.1}$$

Dónde:

τ = esfuerzo de corte

F =Fuerza

A =Área

Velocidad de Corte (γ) : Diferencia entre las velocidades de dos capas dividida entre la distancia que las separa. Tiene unidades de velocidad sobre longitud.

$$\gamma = \frac{V_A - V_B}{h} \quad (\text{A.2})$$

Dónde:

γ = la velocidad de corte
 V_A = Velocidad de la capa A
 V_B = Velocidad de la capa B
 h = distancia entre las capas A y B.

Viscosidad (μ) : Resistencia que pone un fluido a ser deformado. En términos matemáticos es la relación de proporcionalidad entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte.

En general para un fluido, la relación existente entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte determina como fluye el fluido. Con el propósito de realizar un análisis de hidráulica, los fluidos de perforación son generalmente clasificados como Newtonianos y no Newtonianos.

Fluidos newtonianos. Los fluidos newtonianos tales como el agua, exhiben una directa proporcionalidad entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte bajo condiciones de un flujo laminar. Así, el esfuerzo de corte se expresa como:

$$\tau = \mu\gamma \quad (\text{A.3})$$

Fluidos no newtonianos. En los fluidos no newtonianos, no existe una proporcionalidad directa entre el esfuerzo corte y la velocidad de corte. Estos fluidos muestran un comportamiento tal, en el que la viscosidad no es un valor constante ya que varía con la relación de esfuerzos de corte y velocidades de corte. Esto significa que un fluido no newtoniano no tiene un valor de viscosidad constante que describa el comportamiento del fluido a diferentes velocidades de corte.

Los fluidos que disminuyen su viscosidad cuando se incrementa la velocidad de corte son conocidos como fluidos pseudoplásticos, la mayoría de los fluidos no newtonianos exhiben tal comportamiento. Sin embargo, en algunos casos la viscosidad incrementa con la velocidad de corte y a este tipo de fluidos se les conoce como fluidos dilatantes (figura A.1).

Puede ser es asumido que a una velocidad de corte dada, siempre que se mantenga constante, el esfuerzo de corte correspondiente permanecerá constante. Sin embargo,

en muchos casos, el esfuerzo de corte y por consecuencia también la viscosidad aumenta o disminuye con el tiempo. Si la viscosidad de un fluido no newtoniano incrementa con el tiempo después de que la velocidad de corte disminuye a un nuevo valor constante, el fluido es conocido como tixotrópico. De manera opuesta, los fluidos son llamados reopécticos.

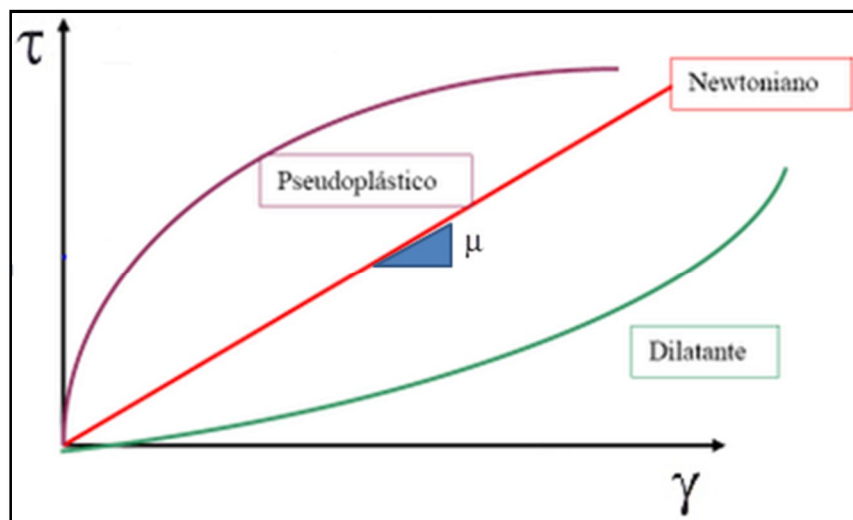


Figura A.1 Comparación de Fluidos Newtonianos y No Newtonianos.

En consecuencia, se han desarrollado diferentes modelos reológicos, tales como el modelo plástico de Bingham, el modelo de ley de potencias, o el modelo de Herschel-Bulkley, con el fin de representar de forma aproximada la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte para así poder desarrollar un análisis hidráulico del pozo.

A.2 Modelo plástico de Bingham

El modelo plástico de Bingham asume una relación lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. Este modelo describe el comportamiento de un fluido, el cual no está en flujo hasta que se le aplica un esfuerzo que debe exceder un cierto valor. El mínimo esfuerzo requerido para iniciar el movimiento de un fluido se llama punto de cedencia. Cuando el punto de cedencia es superado, los cambios en el esfuerzo de corte son proporcionales a los cambios en la velocidad de corte. La constante de proporcionalidad a la cual el fluido exhibe una viscosidad constante con una velocidad de corte en incremento es llamada viscosidad plástica. El modelo plástico de Bingham puede ser expresado de la siguiente forma:

$$\tau = \mu_p \gamma + \tau_y \quad (\text{A.4})$$

Dónde:

μ_p = viscosidad plástica

τ_y = punto de cedencia

La viscosidad plástica y el punto de cedencia pueden ser obtenidos desde graficas asociadas o calculadas por medio de correlaciones. Para viscosímetros de campo como el viscosímetro de Fann, se utilizan las siguientes correlaciones.

$$\mu_p = R_{600} - R_{300} \quad (\text{A.5})$$

$$\tau_y = R_{300} - \mu_p \quad (\text{A.6})$$

Donde

R_{600} = lectura del viscosímetro a 600 rpm

R_{300} = lectura del viscosímetro a 300 rpm

Se debe apreciar que el comportamiento de los fluidos de perforación a muy bajas velocidades de corte no puede ser caracterizado de manera precisa por medio de este modelo. Por consiguiente, los cálculos de las caídas de presión no son muy aproximados cuando se emplea el modelo de Bingham.

A.3 Modelo de Ley de Potencias

Como el modelo plástico de Bingham, el modelo de ley de potencias es un modelo que emplea dos parámetros para la caracterización de un fluido. El modelo de ley de potencias intenta dirigir las fallas del modelo plástico de Bingham a bajas velocidades de corte. Este modelo asume una relación no lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. Matemáticamente, el modelo describe el comportamiento de un fluido en el cual el esfuerzo de corte aumenta como función de la velocidad de corte que es elevada a una potencia de un valor constante. El modelo de ley de potencias está definido con la siguiente ecuación:

$$\tau = K \times \gamma^n \quad (\text{A.7})$$

Dónde:

$K =$ índice de consistencia $\left(lb \frac{s^n}{100 ft^2} \right)$

$n =$ índice de comportamiento de flujo (*adimensional*)

Los parámetros del modelo de ley de potencias pueden ser estimados con las siguientes ecuaciones.

$$K = \frac{5.11 R_{300}}{511^n} \quad \text{ó} \quad K = \frac{5.11 R_{600}}{1022^n} \quad (\text{A.8})$$

$$n = 3.32 \log \left(\frac{R_{600}}{R_{300}} \right) \quad (\text{A.9})$$

El índice de consistencia, es una medida indirecta de la viscosidad, pero sus unidades dependen del índice de comportamiento de flujo. A medida que K aumenta el fluido se hace más viscoso. Al incrementar el índice de consistencia se podría mejorar el potencial de limpieza del pozo.

El índice de comportamiento de flujo indica la desviación del comportamiento reológico del fluido con respecto a los fluidos newtonianos, es decir, mientras más se aleje el valor de n de la unidad más pronunciadas serán las características no newtonianas del fluido, entonces podrían existir tres tipos de comportamiento .

1. $n < 1$: fluidos pseudoplásticos no newtonianos
2. $n = 1$: fluidos newtonianos
3. $n > 1$: Fluidos dilatantes no newtonianos.

A.4 Modelo de Herschel-Bulkley

A diferencia de los modelos de Bingham y ley de potencias, los cuales emplean dos parámetros, el modelo de Herschel-Bulkley hace uso de tres parámetros para caracterizar el comportamiento de un fluido. Comparado con el modelo de ley de potencias, o el modelo plástico de Bingham, cuando los datos experimentales adecuados están disponibles, el modelo de Herschel-Bulkley es un modelo más conveniente y preciso. Matemáticamente el modelo puede ser expresado como:

$$\tau = \tau_y + K \times \gamma^n \quad (\text{A.10})$$

Donde, para $\tau > \tau_y$, el material fluye como un fluido de ley de potencias, y cuando $\tau < \tau_0$, éste permanece rígido.

Los parámetros de Herschel-Bulkley son determinados a través de un análisis estadístico y arreglo de curvas. Sin embargo pueden ser estimados usando datos medidos en un viscosímetro Fann con las siguientes correlaciones:

$$\tau_y = 2\theta_{300} - \theta_{600} \tag{A.11}$$

$$n = 3.32 \log \left(\frac{\theta_{600} - \tau_y}{\theta_{300} - \tau_y} \right) \tag{A.12}$$

$$K = \frac{\theta_{300} - \tau_y}{511^n} \tag{A.13}$$

La figura A.2 muestra una gráfica comparativa de los comportamientos característicos correspondientes a los diferentes tipos de fluidos que se utilizan en perforación.

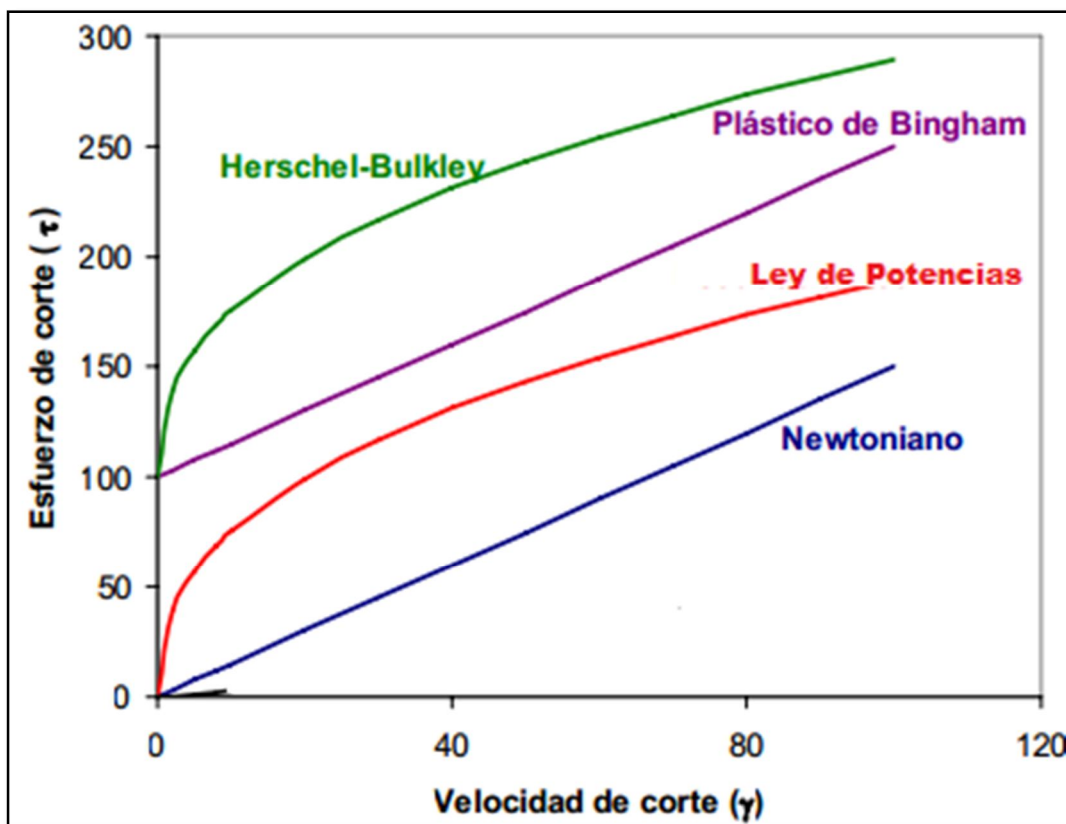


Figura A.2 Comparación entre los modelos reológicos.

APÉNDICE B

Análisis de hidráulica

Los análisis de hidráulica tienen como principal objetivo estimar y analizar como el fluido de perforación fluye a través del sistema de circulación por medio del cálculo de las caídas de presión en el sistema de circulación. El cálculo de las caídas de presión a lo largo del pozo bajo condiciones dinámicas, se vincula con la reología del fluido y la velocidad de flujo dentro del sistema. Por lo tanto, para optimizar la hidráulica del pozo es imperativo controlar las propiedades reológicas de los fluidos de perforación y las velocidades de flujo dentro del sistema.

El procedimiento para calcular las pérdidas de presión por fricción puede resumirse como sigue⁶:

1. Escoger el modelo reológico que mejor caracterice el comportamiento del fluido de perforación. (Revisar apéndice A).
2. Usar el gasto de bombeo junto con la configuración de la sarta de perforación y la geometría del pozo para calcular la velocidad del fluido de perforación dentro de la sarta y en el espacio anular.
3. Calcular el número de Reynolds para determinar el régimen de flujo.
4. Calcular el factor de fricción.
5. Calcular las pérdidas de presión con base en el modelo geológico previamente seleccionado.

B.1 Cálculo de la velocidad del fluido en el sistema de circulación.

Primero se debe estimar la velocidad media del fluido en la tubería y en el espacio anular con las siguientes ecuaciones:

En la tubería

$$v_p = \frac{Q}{2.448 d^2} \quad (\text{B.1})$$

Donde

v_p = Velocidad media del fluido dentro de la tubería $\left(\frac{ft}{s}\right)$
 Q = Es el gasto de bombeo del fluido de perforación $\left(\frac{gal}{min}\right)$

d = Diámetro interno de la sección en la sarta de perforación (*in*)

En el espacio anular

$$v_a = \frac{Q}{2.448 (d_2^2 - d_1^2)} \quad (\text{B.2})$$

Donde

v_a = Velocidad media del fluido en el espacio anular $\left(\frac{ft}{s}\right)$

d_2 = Diámetro del agujero perforado (*in*)

d_1 = Diámetro externo de la sección en la sarta de perforación (*in*).

B.2 Cálculo del número de Reynolds

El número de Reynolds es un parámetro adimensional que relaciona las fuerzas inerciales y las fuerzas viscosas del fluido, se utiliza para determinar si un fluido se encuentra dentro de un comportamiento o régimen laminar, transicional o turbulento. Matemáticamente la expresión que define el número de Reynolds dentro de una tubería es:

$$N_{Re} = \frac{\rho v d}{\mu} \quad (\text{B.3})$$

Donde

ρ = densidad del fluido

v = Velocidad media del fluido

d =diámetro de la tubería

μ = viscosidad del fluido

De forma general se ha establecido que si el número de Reynolds es menor o igual a 2100 el régimen de flujo en el que se encuentra el fluido es laminar, y si el número de Reynolds es mayor a 2100 el régimen de flujo es turbulento²⁹.

Una vez obtenidos los valores de velocidad para cada sección de la sarta de perforación, y según el modelo reológico que mejor caracteriza al fluido de perforación, se debe obtener el número de Reynolds.

A continuación la tabla B.1 muestra las distintas correlaciones para calcular el número de Reynolds para cada modelo reológico.

Tubería	Anular
Bingham	
$N_{Re} = \frac{928 \rho v_p d}{\mu_a}$	$N_{Re} = \frac{757 \rho v_a (d_2 - d_1)}{\mu_a}$
Ley de Potencias	
$N_{Re} = \frac{89100\rho v_p^{2-n}}{k} \left[\frac{0.0416 d_p}{3 + \frac{1}{n}} \right]^n$	$N_{Re} = \frac{109000\rho v_a^{2-n}}{k} \left[\frac{0.0208 (d_2 - d_1)}{2 + \frac{1}{n}} \right]^n$
Herschel-Bulkley	
$N_{Re} = \frac{8 \rho v_p^2}{\tau_w}$	$N_{Re} = \frac{12 \rho v_a^2}{\tau_w}$

Tabla B.1 Correlaciones para obtener el número de Reynolds

En el modelo de Herschel-Bulkley se utiliza el término τ_w que se refiere al esfuerzo generado entre el fluido de perforación y las paredes de la tubería o del espacio anular. Para ahondar con más detalle sobre las ecuaciones de este método se puede revisar el capítulo cuatro de la referencia No. 9 de este trabajo.

Para el modelo de Herschel-Bulkley, τ_w se obtiene por medio de las siguientes correlaciones:

En la tubería.

$$\frac{8v}{d} = \frac{(\tau_w - \tau_y)^{1+1/n}}{K^{1/n} \tau_w^3} \left(\frac{4n}{3n+1} \right) \left[\tau_w^2 + \frac{2n}{1+2n} \tau_w \tau_y + \frac{2n^2}{(1+n)(1+2n)} \tau_y^2 \right] \tag{B.4}$$

En el espacio anular

$$\frac{12 v}{(d_2 - d_1)} = \frac{(\tau_w - \tau_y)^{\frac{n+1}{n}}}{K^{1/n} \tau_w^2} \left(\frac{3n}{1+2n} \right) \left(\tau_w + \frac{n}{n+1} \tau_y \right) \tag{B.5}$$

Ambas ecuaciones deben resolverse por medio de métodos numéricos, como el método de bisección, el método de la secante o si es posible por medio del método de Newton-Raphson.

Cuando el flujo es turbulento dentro de la tubería o en el espacio anular, se debe corregir τ_w con la siguiente expresión:

$$\tau_w = \frac{1}{2} f \rho v^2 \quad (\text{B.6})$$

Donde f es el factor de fricción.

B.3 Cálculo del factor de fricción

Cuando se ha establecido el régimen de flujo a partir del número de Reynolds, se debe estimar el factor de fricción. El factor de fricción es un parámetro adimensional que indica la resistencia que sufre el flujo del fluido de perforación con las paredes de la tubería. El factor de fricción puede ser obtenido por medio de cartas especiales las cuales son conocidas principalmente como diagramas de Moody⁶. Sin embargo se han establecido correlaciones especiales para cada modelo reológico con las cuales se puede determinar el factor de fricción. La tabla B.2 a continuación, muestra las correlaciones por cada modelo reológico en función del régimen de flujo establecido por la magnitud del número de Reynolds.

Tubería y Espacio Anular	
Bingham	
Flujo Laminar	$f = \frac{16}{N_{Re}}$
Flujo Turbulento	$f = \frac{0.0791}{N_{Re}^{0.25}}$
Ley de Potencias	
Sólo Flujo Turbulento	$f = \frac{a}{N_{Re}^b}$
Donde	$a = \frac{\log(n)+3.93}{50}$
	$b = \frac{1.75-\log(n)}{7}$
Herschel-Bulkley	
Sólo Flujo Turbulento	
Considerando superficies lisas.	
	$\frac{1}{\sqrt{f}} = \frac{4}{N^{0.75}} \log \left[N_{Re} f^{(1-\frac{N}{2})} \right] - \frac{0.4}{N^{1.2}}$
Considerando superficies rugosas	
	$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4.0 \log \left[\frac{\epsilon/D_{eff}}{3.7} + \frac{1.26N^{-1.2}}{(N_{Re} f^{(1-N/2)})^{N^{-0.75}}} \right]$

Tabla B.2 Correlaciones para determinar el factor de fricción.

En el modelo de Herschel-Bulkley, ambas ecuaciones deben resolverse por medio de métodos numéricos, como el método de bisección, el método de la secante o si es posible por medio del método de Newton-Raphson. Además el factor N se debe estimar con las siguientes ecuaciones:

En la tubería

$$\frac{1}{N} = \frac{(1-2n)\tau_w + 3n\tau_y}{n(\tau_w - \tau_y)} + \frac{2n(1+n)[(1+2n)\tau_w^2 + n\tau_w\tau_y]}{n(1+n)(1+2n)\tau_w^2 + 2n^2(1+n)\tau_w\tau_y + 2n^3\tau_y^2} \quad (B.7)$$

En el espacio anular

$$\frac{3N}{1+2N} = \left(\frac{3n}{1+2n}\right) \left[1 - \left(\frac{1}{1+n}\right)\frac{\tau_y}{\tau_w} - \left(\frac{n}{1+n}\right)\left(\frac{\tau_y}{\tau_w}\right)^2\right] \quad (B.8)$$

Para el modelo de Herschel-Bulkley, las superficies consideradas en esta tesis son sólo superficies lisas, sin embargo si se cuenta con el factor de rugosidad (ε) de las superficies de flujo es posible aplicar la ecuación correspondiente, calculando el término D_{eff} que es el diámetro efectivo, el cual puede estimarse de la siguiente manera:

$$D_{eff} = \frac{4N}{3N+1} D \quad (B.9)$$

B.4 Cálculo de las caídas de presión

Una vez que el factor de fricción ha sido determinado, se deben calcular la caídas de presión en el sistema de circulación empleando las correspondientes correlaciones de acuerdo al modelo reológico establecido. La tabla B.3 presenta las correlaciones para determinar las caídas presión para cada modelo reológico, en función de la sección del pozo y del régimen de flujo establecido.

Después de obtener las caídas de presión en la sarta de perforación y en el espacio anular será necesario obtener el valor de las caídas de presión en la barrena, de esta manera se habrán estimado las caídas de presión en el sistema de circulación considerado.

	Tubería	Anular
Bingham		
Flujo Laminar	$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \frac{\mu v_p}{1500 d^2} + \frac{\tau_y}{225 d}$	$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \frac{\mu v_a}{1000 (d_2-d_1)^2} + \frac{\tau_y}{200 (d_2-d_1)}$
Flujo Turbulento	$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \frac{\rho^{0.75} v^{1.75} \mu^{0.25}}{1800 d^{1.25}}$	$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \frac{\rho^{0.75} v^{1.75} \mu^{0.25}}{1396 (d_2-d_1)^{1.25}}$
Ley de Potencias		
Flujo Laminar	$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \frac{K v^n \left(\frac{3+\frac{1}{n}}{0.0416}\right)}{144000 d^{1+n}}$	$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \frac{K v^n \left(\frac{2+\frac{1}{n}}{0.0208}\right)}{144000 (d_2-d_1)^{1+n}}$
Flujo Turbulento	$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \frac{f_p v^2 \rho}{25.8 d}$	$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \frac{f_p v^2 \rho}{21.1 (d_2-d_1)}$
Herschel-Bulkley		
	$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \frac{4 \tau_w}{d}$	$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \frac{4 \tau_w}{(d_2-d_1)}$

Tabla B.3 Correlaciones para determinar las caídas de presión

Para determinar las caídas de presión en la barrena se utiliza las siguientes ecuaciones:

$$\Delta P_{barrena} = \frac{8.311 \times 10^{-5} \rho Q^2}{C_d^2 A_t^2} \tag{B.10}$$

Donde

$\Delta P_{barrena}$ = Caída de presión en la barrena (*psi*)

ρ = Densidad del fluido de perforación ($\frac{lbs}{gal}$)

Q = Es el gasto de bombeo del fluido de perforación ($\frac{gal}{min}$)

C_d = Coeficiente de descarga de las toberas en la barrena (*adimensional*).

A_t = Área de descarga total (in^2)

El coeficiente de descarga es un factor de corrección para estimar con mayor precisión la velocidad del fluido cuando sale de la barrena. El valor recomendado para este coeficiente es de 0.95²⁹.

Por otra parte el término A_t se puede estimar con la siguiente ecuación:

$$A_t = \frac{\pi}{4 \times 32^2} (d_{t1}^2 + d_{t2}^2 + \dots + d_{tN}^2) \tag{B.11}$$

Donde

$d_{t1,2,\dots,N}$ = Diámetros de las toberas en la barrena ($\frac{1}{32}$ in)

NOMENCLATURA

A	Área
A_t	Área de descarga total en la barrena
API	Instituto Americano del Petróleo
AFE	Autorizaciones para gastos de perforación
BHA	Ensamble de fondo en la sarta de perforación
BOP	Preventores
BG	Modelo Plástico de Bingham
CBHP	Perforación con presión de fondo constante
CCS	Perforación con circulación continua
C_d	Coefficiente de descarga de las toberas en la barrena.
CIV	Válvulas de aislamiento para revestidores
d	Diámetro interno de la sección en la sarta de perforación
d_1	Diámetro externo de la sección en la sarta de perforación
d_2	Diámetro del agujero perforado
D_{eff}	Diámetro efectivo (modelo reológico de Herschel-Bulkley)
DDV	Válvulas de fondo despleables
DEC	Densidad equivalente de circulación
DGD	Perforación con doble gradiente
$d_{t1,2...N}$	Diámetros de las toberas en la barrena
ECD-RT	Perforación con reducción de DEC
F	Fuerza
FMCD	Perforación con tapón de lodo flotante

<i>f</i>	Factor de fricción
G_n	Gradiente de presión normal de la formación
HCV	Válvula de control hidrostático
HSE	Perforación con sistemas de circulación cerrados
IADC	Asociación internacional de contratistas en perforación
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
K	Índice de consistencia
LWD	Toma de registros durante la perforación
MCD	Perforación con tapón de lodo
MD	Profundidad medida
MPD	Perforación con presión controlada
MWD	Herramienta de medición durante la perforación
n	Índice de comportamiento de flujo
NRV	Válvulas de no-retorno en la sarta de perforación
N_{Re}	Número de Reynolds
P	Presión
PMCD	Perforación con tapón de lodo presurizado
P_{anular}	Presión en el espacio anular
$P_{barrena}$	Presión a través de las toberas de la barrena
ΔP_{bombeo}	Presión de bombeo
P_c	Presión de colapso
$P_{contra-presión}$	Contrapresión en superficie
P_{fondo}	Presión en el fondo del pozo
$P_{fricción}$	Pérdidas de presión por fricción
P_f	Presión de fractura
P_{hid}	Presión hidrostática

$P_{surgencia}$	Presión por surgencia
P_p	Presión de poro o presión de formación
P_{pega}	Presión a la cual se presenta la Pega diferencial
P_{sarta}	Presión a través la sarta de perforación
P_{suaveo}	Presión por suaveo
$P_{superficie}$	Presión en el equipo de superficial
Q	Gasto de bombeo del fluido de perforación
QTV	Válvulas par viajes rápidos
RCD	Dispositivo de Control de Rotación
RD	Perforación sin riser
T	Temperatura
TVD	Profundidad vertical
TP	Tubería de perforación
TNP	Tiempos no productivos
S_c	Presión de sobrecarga.
v	Velocidad media del fluido de perforación
v_a	Velocidad media del fluido en el espacio anular
v_p	Velocidad media del fluido dentro de la tubería
Δ	Diferencial de Presión
ρ	Densidad del fluido
ρ_{agua}	Densidad del agua presente en la formación
ρ_b	Densidad aparente de la formación.
ρ_f	Densidad de los fluidos.
ρ_{lodo}	Densidad del lodo de perforación
ρ_m	Densidad de la matriz de roca.
γ	Velocidad de corte

μ	Viscosidad del fluido
μ_p	Viscosidad plástica
σ_h	Esfuerzo lateral de la formación
τ	Esfuerzo de corte
τ_y	Punto de cedencia
τ_w	Esfuerzo generado entre el fluido de perforación y las paredes de la tubería y/o del espacio anular
ϕ	Porosidad

REFERENCIAS

1. Exxon Mobil: "The Outlook For Energy : View to 2040" 2012
2. Coker C. Ian: "Managed Pressure Drilling Application Index". Artículo de OTC 16621 presentado en la conferencia de OTC en Houston, Texas, E.U.A., mayo 2004
3. Petróleos Mexicanos: "Estrategia exploratoria en aguas profundas". 2011.
4. http://www.pemex.com/preguntas_frecuentes/aguas_profundas
5. Comisión Nacional de Hidrocarburos: "La tecnología de exploración y producción en México y en el mundo: Situación actual y retos". Documento Técnico 2, diciembre 2011.
6. Rehm Bill, Shubert Jerome, Haghshenas Arash, Paknejad Amir Saman, Hughes Jim: "Manage Pressure Drilling". Gulf Series 2008.
7. Malloy Kenneth P., McDonald Patrick: "A Probabilistic Approach to Risk Assessment of Managed Pressure Drilling in Offshore Applications". MOHR Engineering Division, octubre 2008.
8. Malloy Kenneth P.: "Managed Pressure Drilling- What It Is, and What It Is Not". IADC/SPE 122281, febrero 2009.
9. Aadnoy Bernt, Cooper Ian, Miska Stefan, Mitchell Robert F., Payne Michael L.: "Advanced Drilling and Well Technology". SPE 2009.
10. Malloy Kenneth P.: "Managed Pressure Drilling- What is it anyway", Journal World Oil, marzo 2007.
11. Hoyer Carel: "Are We Really Listening?" Journal of Petroleum Technology, SPE julio 2009.
12. Vieira P.: "Managed Pressure Drilling Promotes Wellbore Stability and Improves Drilling Performance in HPHT Exploratory Well in Saudi Arabia". Weatherford Secure Drilling Services, 2009.
13. Nas Steve, Torolde Shauld, Wuest Chad: "Offshore ManagedPressure Drilling Experiences in Asia Pacific". SPE/IADC, marzo 2009

14. Medley George H., Reynolds Patrick: "Distinct variations of MPD exhibit application potential". World Oil online, marzo 2006.
15. Cuvillier Gérard, Edwards Stephen, Johnson Greg, Plumb Dick, Sayers Colin, Mendonça Jose E., Denyer Glen, Theuveny Bertrand, Vise Charlie: "Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas". Schlumberger Oilfield Review 2000.
16. Malloy Kenneth P., McDonald Patrick: "Risk Profile of Dual Gradient Drilling", MOHR Engineering Division, mayo 2011.
17. Begagic Jasmin: "Deepwater Dual Gradient Overview". SPE/Transocean, octubre 2011.
18. Dinesh Kumar: "Managed Pressure Drilling: Experimental and Modeling Based Investigation", Pandit Deendayal Petroleum University, India, enero 2010.
19. http://www.slb.com/services/drilling/mpd_ubd/at_balance/rotating_control_devices.aspx
20. Hannegan Don M.: "Managed Pressure Drilling: A new way of looking at drilling hydraulics... Overcoming conventional drilling challenges". SPE/Weatherford International Ltd, 2007.
21. Hannegan Don M.: "Managed Pressure Drilling fills a key void in the Evolution of Offshore Drilling Technology", Offshore Technology Conference, 2004.
22. Hannegan Don M.: "Universal Marine Converter". United States Patent Application Publication, abril 2009
23. Baker SPD: "Drilling Products-Drill Pipe Float Valves", Prontuario 2004
24. Weatherford Services:
<http://www.weatherford.com/Products/Drilling/SecureDrillingServices/Technologies/GatewayWR-NRV/index.htm>
25. Halliburton Solving Challenges:
<http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?pageid=525&navid=1158&prodid=MSSE::1055447246621903>.
26. Bansal R.K., Grayson Brian, Stanley Jim: "ECD Reduction Tool". Weatherford International Ltd / BP, noviembre 2008.
27. Ken Muir: "Managed Pressure Drilling-Systems and Application". VP Engineering, Keep Drilling, 2008.

28. Evengik Mari Oma: "Risk Assessment of Underbalanced and Managed Pressure Drilling Operations", Faculty of Engineering Science and Technology Department of Production and Quality Engineering, NTNU, Noruega, mayo 2007.
29. Bourgoyne Adam T., Millheim Keith K., Chenevert Martin E., Young F.S.: "Applied Drilling Engineering", SPE 1991.
30. Weatherford Services: "DDV™ Downhole Deployment Valve". Weatherford International Ltd, 2012.
31. Gala M. Deepak, Bill Menard, Nas Steve, Offner Mike: "Enhancing Well Safety and Economics With Downhole-Isolation-Valve System". Journal of Petroleum Technology, SPE/ Weatherford, junio 2010.
32. Zhou Jing, Nygaard Gerhard: "Automatic model-based control scheme for stabilizing pressure during dual-gradient drilling". Journal of Process Control, Elsevier, marzo 2011.
33. Øyvind Nistad Stamnes, Erlend Mjaavatten, Kristin Falk: "A Simplified Model for Multi-Fluid Dual Gradient Drilling Operations". Universidad de Ciencia y Tecnología de Trondheim, Noruega, julio 2012.
34. Jonggeun Choe: "Analysis of Riserless Drilling and Well-Control Hydraulics". SPE Drill. & Completion, marzo 1999.
35. Wilson C. Chin, Ph.D.: "Managed Pressure Drilling: Modeling, Strategy and Planning". Stratamagnetic Software, junio 2011.
36. Anantha Sarat Sagar Nauduri: "MANAGED PRESSURE DRILLING CANDIDATE SELECTION". Disertación presentada a la Oficina de Estudios de Posgrado de Texas A & M University, mayo 2009.
37. Øyvind Nistad Stamnes: "Nonlinear Estimation with Applications to Drilling". Tesis para doctorado, Universidad de Ciencia y Tecnología de Trondheim, Noruega, abril 2011.