

Análisis del método de perforación no convencional, Circulación Continua con Presión

Controlada, en pozos con ventanas de perforación estrechas

Duvan Javier Farfán López, Maria Juliana Laguado Ariza

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar por el título de:

Ingeniero de Petróleos

Director

Olga Patricia Ortiz Cancino

PhD. Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2020

Agradecimientos

A nuestros padres, por el esfuerzo, apoyo y todas las oportunidades brindadas para nuestro desarrollo personal y profesional.

A nuestra directora, Olga Patricia Cancino por toda la ayuda desde el inicio hasta la culminación del proyecto.

A nuestros calificadores, Wilson Carreño y Emiliano Ariza por sus observaciones y correcciones, las cuales complementaron el proyecto.

Contenido

	Pág.
Introducción	19
1. Fundamentos teóricos de perforación	21
1.1 Presión Hidrostática	21
1.2 Presión de fondo	21
1.3 Presión de Poro	22
1.4 Presión de Fractura	24
1.5 Presión de Sobrecarga.....	24
1.6 Efecto del agua en el gradiente de sobrecarga	25
1.7 Ventana de Perforación.....	26
1.8 Problemas en la perforación.....	27
1.8.1 Pega Diferencial.....	27
1.8.2 Pérdida de Circulación.....	28
1.8.3 Surgencias y patada de pozo.	28
1.8.4 Inestabilidad de pozo.	29
1.9 Perforación convencional con sobrepresión (Overbalance, OBD)	30
1.10 Perforación bajo presión (Underbalance drilling- UBD).....	33
1.10.1 Métodos de perforación bajo balance.	35
1.10.2 Razones para perforar bajo balance	35
1.11 Control de pozos (Well Control).....	36

1.11.1 Control primario de pozos.	37
1.11.2 Control secundario de pozos.	37
1.11.3 Control terciario de pozos.	37
1.12 Densidad equivalente de circulación (ECD).....	38
1.13 Tiempos no productivos (Non productive time- NPT)	39
 2. Metodología revisión bibliográfica	 40
 3. Perforación con presión controlada (MPD)	 43
3.1 Definición	44
3.2 Historia.....	47
3.3 Esquema general del MPD.....	49
3.4 Características de pozos candidatos para implementación de la MPD.....	50
3.5 Categorías de la MPD	50
3.5.1 MPD reactiva.	50
3.5.2 MPD proactiva	50
3.6 Equipo usado en técnicas MPD	51
3.6.1 Dispositivos de control rotatorios y preventores anulares rotatorios.	51
3.6.1.1 Dispositivos de control rotatorio (Sistema pasivo).	52
3.6.1.2 Preventores anulares rotatorios (Sistema activo).	54
3.6.2 Choques de perforación.	54
3.6.3 Válvulas de no retorno en la tubería de perforación.	56
3.6.4 Válvula de aislamiento del anular o válvula de aislamiento de pozo.	58

3.6.4.1 Válvula de aislamiento de tubería de perforación.....	58
3.6.4.2 Válvula de perforación de despliegue de fondo de pozo.	59
3.6.5 Medidores de flujo.	60
3.6.6 Bombas auxiliares.....	60
3.6.7 Separadores de gas.....	61
3.7 Ventajas.....	61
4. Variantes de la técnica MPD.....	65
4.1 Presión constante de fondo de pozo (Constant Bottom Hole Pressure, CBHP)	66
4.1.1 Definición.	66
4.1.2 Técnica de contrapresión (Back pressure).	67
4.1.3 Comparación de CBHP con la perforación convencional.	70
4.1.4 Beneficios.	71
4.1.5 Equipos usados.....	72
4.2 Perforación con sistema de circulación continua (Continuous Circulation System, CCS)	73
4.2.1 Definición.	73
4.2.2 Beneficios.	74
4.2.3 Aplicaciones.....	75
4.2.4 Equipos usados.....	76
4.3 Perforación con tapón de lodo presurizado (Pressurized Mud Cap Drilling, PMCD).....	81
4.3.1 Definición.	81
4.3.2 Aplicación.	84
4.3.2.1 Consideraciones de control de pozo para tener en cuenta con la variante PMCD	85

4.4 Perforación con gradiente dual (Dual Gradient Drilling, DGD).....	88
4.4.1 Definición.	88
4.4.2 Beneficios.	91
4.4.3 Formas de obtener el gradiente doble	92
4.4.3.1 Bomba Submarina en el lecho marino.....	92
4.4.3.2 Inyección de esferas huecas ligeras.....	92
4.4.3.3 Inyección de gas.....	92
4.4.4 Tecnología de perforación con gradiente doble.....	93
4.4.4.1 Sistema de Retorno de Lodo sin Tubo Ascendente (<i>Riserless Mud Return System, RMR</i>).	93
4.5 Perforación con control de flujo de retorno (Return Flow Control, RFC) / Método HSE	95
4.5.1 Definición.	95
4.5.2 Beneficios.	96
4.5.3 Aplicación.....	96
4.5.4 Equipos usados.....	97
5. Casos de aplicación.....	99
5.1. Caso 1. Formación carbonatada (Siberia, Rusia): Reducción de pérdidas de lodo en 83% y aumento producción en 60%.....	99
5.1.1 Antecedentes.	99
5.1.2 Objetivo de la implementación de MPD.....	100
5.1.3 Solución.	100
5.1.4 Resultados.....	101

5.2. Caso 2. Pozo CNV-2P (Vietnam): Aplicación offshore en basamento de granito – Técnica PMCD	101
5.2.1 Antecedentes.....	102
5.2.2 Objetivos de la implementación de MPD.....	102
5.2.3 Resumen de la Operación.....	102
5.2.4 Resultados.....	103
5.3 Caso 3. Campo Red Rock, Canadá	106
5.3.1 Antecedentes.....	106
5.3.2 Desafíos y problemas.....	108
5.3.3 Objetivos de la implementación de MPD.....	111
5.3.3.1 <i>Objetivos primarios</i>	111
5.3.3.2 <i>Objetivos secundarios</i>	111
5.3.4 Soluciones.....	112
5.4 Caso 4. Yacimiento fracturado, Algeria	114
5.4.1 Antecedentes.....	114
5.4.2 Desafíos y problemas.....	115
5.4.3 Objetivos de la implementación de MPD.....	117
5.4.4 Soluciones.....	117
5.4.5 Resultados.....	118
5.5 Caso 5. Aplicación offshore en formación de carbonato, Brasil	120
5.5.1 Antecedentes.....	120
5.5.2 Objetivo de la implementación de MPD.....	121
5.5.3 Resumen Operación.....	121

5.5.4 Resultados	121
5.5.4.1 <i>Análisis tiempos no productivos.</i>	121
5.5.4.2 <i>Análisis pérdidas de fluido de perforación.</i>	123
5.5.4.3 <i>Análisis costo operaciones material pérdida de circulación (LCM) y tapones de cemento.</i>	126
5.5.4.3 <i>Análisis costo operaciones material pérdida de circulación (LCM) y tapones de cemento.</i>	126
6. Comparación de las técnicas MPD	127
7. Conclusiones	133
8. Recomendaciones	135
Referencias Bibliográficas	136
Apéndices.....	144

Lista de tablas

Tabla 1. <i>Causas de inestabilidad de pozos</i>	30
Tabla 2. <i>Ahorro en días y costos de las operaciones de perforación y control de pozo</i>	104
Tabla 3. <i>Ahorro en barriles de salmuera consumidos y costos.</i>	105
Tabla 4. <i>Tiempo operacional perforación sección 8 ½"</i>	122
Tabla 5. <i>Estimación total costos adicionales incurridos en la operación - NPT</i>	126
Tabla 6. <i>Convenciones de la matriz 6</i>	128
Tabla 7. <i>Matriz de comparación de las técnicas MPD según objetivo de la perforación</i>	132

Lista de figuras

<i>Figura 1.</i> Efecto de la columna de agua sobre la presión de sobrecarga en una formación.....	26
<i>Figura 2.</i> Ventana de Perforación en pozos de aguas profundas.....	27
<i>Figura 3.</i> Clasificación de la presión en fondo de pozo	31
<i>Figura 4.</i> %NPT no asociado al clima para pozos no subsalinos en el Golfo de México, profundidad de agua >3000	40
<i>Figura 5.</i> Metodología para la investigación según Zengyang, et al. 2013.....	43
<i>Figura 6.</i> Configuración de equipos, circuito cerrado de circulación aguas profundas.	47
<i>Figura 7.</i> Perforación convencional vs MPD.	49
<i>Figura 8.</i> Ensamble RCD y Choke Automático sobre BOP.....	56
<i>Figura 9.</i> Puntos de asentamiento de casing para un pozo offshore y perforación convencional	63
<i>Figura 10.</i> Puntos de asentamiento de casing para un pozo offshore usando MPD-SMD.....	64
<i>Figura 11.</i> Situación típica de la perforación convencional, en la cual el ECD dinámico para la zona 2 es igual al gradiente de fractura de la zona 1.	69
<i>Figura 12.</i> Comparación entre perforación convencional y perforación MPD con CBHP.....	71
<i>Figura 13.</i> Diagrama estándar del proceso MPD-CBHP con equipos adicionales requeridos resaltados.....	73
<i>Figura 14.</i> Unidad principal, dispositivo de circulación continua.....	77
<i>Figura 15.</i> Componentes principales del CCS con dispositivo de circulación continua.....	79
<i>Figura 16.</i> Subsistemas del CCS con Sub de circulación continua	79
<i>Figura 17.</i> Equipos del subsistema para la circulación continua, Sub y Colector.....	80
<i>Figura 18.</i> Perfil de presión con PMCD.....	83

<i>Figura 19.</i> Árbol de decisión para formaciones fracturadas.....	85
<i>Figura 20.</i> Equipos de superficie para PMCD: BOP, RCD, choke manifold, y separador.	87
<i>Figura 21.</i> Perfil de presión con DGD.....	90
<i>Figura 22.</i> Componentes principales del sistema RMR.	94
<i>Figura 23.</i> Montaje de equipos para la técnica RFC. (Nas et al., 2009).....	98
<i>Figura 24.</i> Montaje equipos para la técnica RFC-HSE	98
<i>Figura 25.</i> Análisis de tiempos empleados en perforación y control de pozo, de los pozos CNV-1PST1 y CNV-2P.....	104
<i>Figura 26.</i> Análisis de costos de perforación y control de pozo, de los pozos CNV-1PST1 y CNV-2P.....	105
<i>Figura 27.</i> Análisis de la cantidad de barriles perdidos y su costo.....	106
<i>Figura 28.</i> Corte transversal de la cuenca Deep en Alberta, Canadá	108
<i>Figura 29.</i> Corte Transversal de un pozo típico en el área de Red Rock antes de la implementación de MPD.	110
<i>Figura 30.</i> Comparación de los resultados de tiempo y costos de los pozos convencionales con los MPD en el campo Red Rock.....	113
<i>Figura 31.</i> NPT y costo de perforación asociado, obtenido del análisis del pozo cercano #1. ..	115
<i>Figura 32.</i> NPT y costo de perforación asociado, obtenido del análisis del pozo cercano #2. ..	116
<i>Figura 33.</i> Curva de progresión de la perforación usando MPD en el pozo NZ-XX.....	119
<i>Figura 34.</i> Desglose del tiempo, eventos de pérdida total de circulación (tiempos no productivos).	123
<i>Figura 35.</i> Volumen total diario y acumulado de fluido de perforación base agua perdido, sin la aplicación de MPD.....	124

Figura 36. Costo de los volúmenes diarios y acumulados del fluido de perforación base agua perdido, sin la aplicación de MPD..... 125

Figura 37. Costo por trabajo y acumulado de las operaciones de LCM y cementación 127

Lista de apéndices

	Pág.
Apéndice A. Comparación de UBD y MPD para elección de tecnología a usar en el campo Red Rock, Canadá.	144
Apéndice B. Matriz de Well Control para el uso de la tecnología MPD en el campo de estudio en Argelia	146

Resumen

Título: Análisis del método de perforación no convencional, Circulación Continua con Presión Controlada, en pozos con ventanas de perforación estrechas*

Autores: Duvan Javier Farfán López
Maria Juliana Laguado Ariza**

Palabras claves: Perforación con presión controlada, ventana de perforación estrecha, tiempos no productivos, perforación.

Descripción:

El presente proyecto tiene como finalidad analizar el método no convencional de perforación con presión controlada (Managed Pressure Drilling, MPD) para determinar las ventajas de su aplicación en formaciones apretadas con ventanas de perforación estrechas (margen entre presión de poro y gradiente de fractura). A fin de cumplir con este propósito, se realizó una detallada revisión bibliográfica de los fundamentos de perforación convencional sobre balance, tales como ventana de perforación, presión de poro y de fractura, tiempos no productivos, entre otros; así como también se analizó el método de perforación bajo balance y la tecnología MPD. El proyecto tiene también un enfoque en las cinco variantes principales de MPD, sus generalidades y los equipos requeridos para una implementación segura y exitosa. Se estudiaron diferentes casos de aplicación de las técnicas a nivel mundial; este proyecto resume el éxito de 5 casos reales de aplicación de la tecnología, analizando los motivos por los cuales se decidió llevar a cabo la perforación de la zona usando MPD, los resultados obtenidos y su impacto en los tiempos no productivos y costos de la operación. Adicionalmente se presenta una matriz comparativa de las variantes que relaciona los problemas más comunes durante la ejecución de la perforación, que permite identificar cuál de ellas es la más adecuada en una situación específica, categorizando su eficiencia por un número y color determinado.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: PhD. Olga Patricia Ortiz Cancino

Abstract

Title: Analysis of unconventional Drilling method Continuous Circulation with Managed Pressure Drilling, in wells with narrow drilling windows*

Authors: Duvan Javier Farfán López
Maria Juliana Laguado Ariza**

Key words: Managed Pressure Drilling (MPD), narrow drilling window, non-productive time NPT, drilling.

Description:

The purpose of this project is to analyze the unconventional drilling method Managed Pressure Drilling MPD, to determine the advantages of its application in tight formations with narrow drilling windows (margin between pore pressure and fracture gradient). In order to fulfill this purpose, a detailed literature review of drilling fundamentals was carried out, including conventional drilling (overbalanced drilling), common problems involved in conventional operations, and basic concepts such as drilling window, pore and fracture pressure, non-productive times, among others; as well as reviewing about the underbalanced drilling method and MPD technology. The project also has a focus on the five main variants of MPD, their generalities and the equipment required for a safe and successful implementation. Different cases of application worldwide of the techniques were reviewed; this project summarizes the success of 5 real cases of application of the technology, analyzing the reasons why it was decided to drill the zone using MPD, the results obtained and its impact on non-productive times and operation costs. Additionally, a comparative matrix of the variants is presented that relates the most common problems during drilling operations, which helps identifying which of them is the most suitable in a specific situation, categorizing its efficiency by a certain number and color.

*Bachelor Thesis

**Physicochemical Engineering Department. Petroleum Engineering School. Director: PhD. Olga Patricia Ortiz Cancino

Introducción

Un tiempo atrás los yacimientos en los que se enfocaba la industria eran de más fácil acceso, no se presentaban mayores problemas en la perforación para llegar al recurso deseado; más sin embargo este tipo de yacimientos son cada vez más escasos y ha sido necesario cambiar de enfoque, empezar a evaluar la posibilidad e ingeniar la manera de alcanzar reservas que en un principio se hubieran considerado imposibles, debido a los riesgos implicados y los costos que traen consigo el mitigar o evitar estos riesgos, o bien sea los eventos ocasionados por los mismos.

La tecnología para la perforación con presión controlada en inglés conocida como Managed Pressure Drilling (MPD) se presenta como una solución, es una forma avanzada de control primario del pozo, con sus equipos y herramientas permite tener un control preciso de los perfiles de presión en el fondo del pozo, previniendo gran parte de los obstáculos que se presentan durante la perforación; entre estos ventanas de perforación muy estrechas, escenarios con pérdida de circulación total e influjos de la formación, costos en fluido de perforación excesivos, programas con largos tramos de tubería de revestimiento, velocidades de perforación bajas, problemas para alcanzar grandes profundidades con diámetros de tubería aptos para la etapa de producción.

Cerca del 70% de los reservorios que se pueden encontrar costa afuera, no son económicamente viables si se emplean métodos convencionales de perforación (Coker, 2004), siendo este escenario uno en los que se obtienen mayores beneficios, ya que los pozos costa afuera suponen un reto mayor, requiere de equipos de perforación especializados, taladros con costos diarios elevados comparado con los utilizados en tierra, por ende, en la planeación se hace necesario destinar gran parte del presupuesto de perforación para los tiempos no productivos.

Por medio de esta investigación, se busca identificar entre las técnicas más importantes y usadas de la MPD, la que aporta los mayores beneficios en la perforación de formaciones con márgenes estrechos de presión poro/ gradiente de fractura; basando la decisión en los objetivos específicos de aplicación de cada técnica y resultados obtenidos de experiencias previas en la industria que fueran exitosas; adicionalmente clasificar y resumir la información en una matriz comparativa entre técnicas, que facilite entender la preferencia sobre una técnica de acuerdo con los desafíos en la perforación.

1. Fundamentos teóricos de perforación

La perforación para obtención de hidrocarburos es un procedimiento que se ha perfeccionado a lo largo de los años por parte de la industria petrolera; su desarrollo ha permitido establecer fundamentos básicos de ingeniería que permiten a los ingenieros y profesionales la ejecución de operaciones seguras con altos estándares de calidad. Algunos de los fundamentos más importantes se mencionan a continuación:

1.1 Presión Hidrostática

Es la presión total del fluido creada por el peso de una columna de fluido (líquido o gas) que actúa en cualquier punto del pozo. Para calcular esta presión es necesario conocer la profundidad del pozo y la densidad del fluido en el pozo convertida en gradiente (psi/ft) si se usan unidades de campo (Crumpton, 2018).

1.2 Presión de fondo

Es la presión registrada en la base de un pozo de petróleo o gas, expresada en libras por pulgada cuadrada (psi), y utilizada para determinar el rendimiento del yacimiento. (Cleveland et al., 2009)

En caso de no contar con sensores de presión, la presión en fondo debe ser calculada, sumando las

presiones hidrostáticas de las columnas de gas y líquido presentes en el anular y la presión medida en la cabeza del revestimiento (Casing Head Pressure CHP) (Takacs, 2018).

1.3 Presión de Poro

Es la presión del fluido en los espacios porosos de una roca, dependiente de la profundidad y los esfuerzos laterales presentes, iniciando en superficie desde cero e incrementando según el gradiente de la formación; considerando un gradiente normal de presión, el cual se encuentra entre 0.43 psi/ft (cuencas de agua dulce) y 0.47 psi/ft (ambientes salinos o marinos).

Los gradientes mayores al normal (0.47 psi/ft) son llamados gradientes anormales, las formaciones anormalmente presurizadas son el resultado de una combinación de procesos geológicos, geoquímicos, geofísicos y mecánicos, que se clasifican así (Rabia, 2002):

- **Efectos deposicionales:** disrupción del balance entre la tasa de sedimentación de arcillas (incremento de la tasa de deposición de sedimentos), y la tasa de expulsión de fluidos de los poros, interrumpiendo la migración de los fluidos presentes en la roca y generando una sobrepresión.
- **Procesos diagenéticos:** la diagénesis es la alteración de los sedimentos y sus minerales constituyentes durante la compactación, lo cual puede resultar en cambios de volumen y generación de agua, provocando presiones anormales en ambientes marinos.
- **Efectos tectónicos:** la actividad tectónica puede generar presiones anormales debido al plegamiento, fallamiento, levantamiento de capas y diapiros de sal.

- **Causas estructurales:** la estructura del yacimiento influye en la existencia de presiones anormales (depósitos lenticulares, de inmersión y anticlinales) debido a la presencia de fluidos de diferentes densidades en la formación.

- **Procesos termodinámicos:** son factores contribuyentes a la presencia de presiones anormales, debido a la variación del volumen por el incremento de la temperatura y la presión, que generan cambios de estado físico y químico de los fluidos en una formación.

Puede presentarse también el escenario de un gradiente menor al normal (0.43 psi/ft), llamados gradientes subnormales, encontrados con menor frecuencia que los anormales y generados posteriormente a la depositación de la formación. Pueden tener causas naturales relacionadas a la historia estratigráfica, tectónica y geoquímica del área; así como también causas artificiales debido a la producción de los fluidos que estaban contenidos en los poros (depletamiento) (Rabia, 2002).

Para estimar la presión de poro y determinar zonas con gradientes de presión diferentes, se aprovecha la información recolectada en la sísmica y los registros (Rehm, 2008).

1.4 Presión de Fractura

Esta es la presión máxima que puede soportar una formación antes de que falle o se fracture, es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de poro y resistencia de la formación; esta resistencia depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que esté sometida. Al igual que la presión de poro y sobrecarga es expresada como gradiente, psi/ft.

Al momento que se origina la fractura inician las pérdidas de circulación, uno de los problemas más comunes en la perforación, el fluido circulante se va a través de estas fracturas y se pierde en la formación.

La compactación de la roca afecta en gran medida el valor de gradiente de fractura; una formación costa adentro que se encuentre a gran profundidad tendrá un gradiente de fractura alto debido a la compactación por la presión de sobrecarga de los sedimentos superiores, mientras que en una formación costa afuera se encontrarán gradientes de fractura menores, ya que los sedimentos en estas zonas son jóvenes y poco compactados (Rehm, 2008).

1.5 Presión de Sobrecarga

Es la presión ejercida por las capas de sedimentos que yacen sobre la formación, esto es el peso de la roca y los fluidos presentes en ella, varía de un área a otra y depende principalmente de la profundidad, y de otros factores como la composición de los fluidos en los poros, naturaleza de

la estructura, consolidación de la formación, la edad geológica e historia de las rocas. Un valor típico del gradiente de presión de sobrecarga es aproximadamente 1 psi/ft (Ahmed, 2019).

1.6 Efecto del agua en el gradiente de sobrecarga

En operaciones costa afuera, la profundidad del mar (longitud de la columna de agua), determina cuánto se reduce el gradiente de sobrecarga. La reducción en el gradiente de sobrecarga se debe a que el agua es menos densa que la roca para una altura dada; la presión hidrostática ejercida por el agua es menor que la presión ejercida por cualquier roca. El efecto resultante es que a medida que aumenta la profundidad del agua, el valor numérico del gradiente de sobrecarga y, a su vez, el gradiente de fractura se reduce. Por lo tanto, los pozos costa afuera tendrán un gradiente de sobrecarga más bajo cerca de la superficie debido a la influencia del agua de mar y la baja compactación de sedimentos someros (Rabia, 2002).

En la figura 1 se ilustra la reducción en la presión de sobrecarga en una formación costa afuera, debido a la diferencia de densidad del agua de mar. Teniendo en cuenta que el gradiente de presión hidrostática de agua salada (G_{ph}) es 0,465 psi/ft (Rehm, 2008), y el gradiente de sobrecarga normal (G_{ps}) es de 1 psi/ft (Rehm, 2008), se evidencia que con una columna de agua 1000 ft y una profundidad de formación igual, la diferencia entre la presión hidrostática (P_h) y la presión de sobrecarga (P_s) es de 535 psi. Así mismo, a una profundidad de 2000 ft, la presión de sobrecarga en tierra esperada es 2000 psi, sin embargo, la columna de agua reduce esta presión a esta profundidad a un valor de 1465 psi, lo que representa un reto para manejar la presión ejercida por los lodos de perforación.

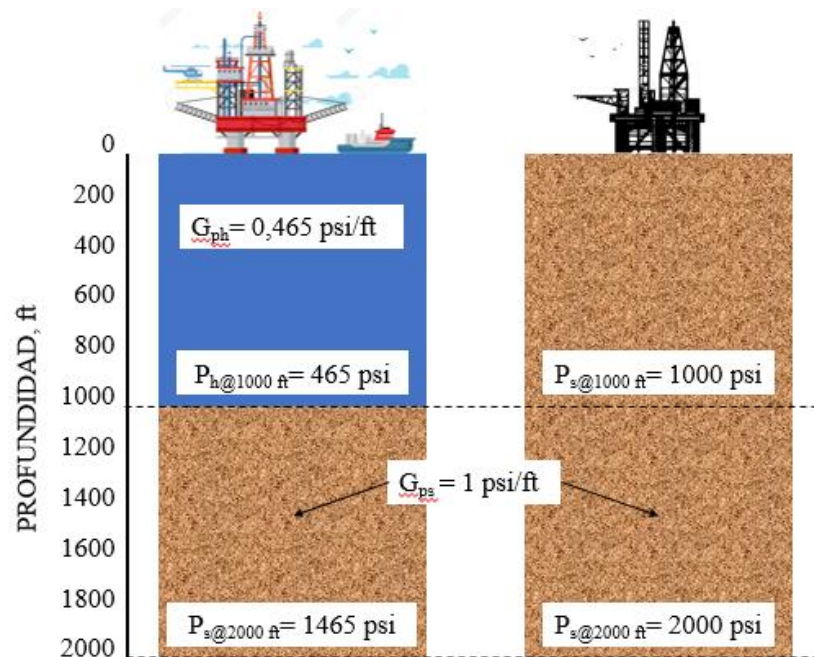


Figura 1. Efecto de la columna de agua sobre la presión de sobrecarga en una formación

1.7 Ventana de Perforación

También llamada ventana de operación o de peso del lodo. Es el margen entre la presión de poro máxima y la presión de fractura mínima para la formación en cuestión. Las ventanas de perforación u operación en pozos de aguas profundas o formaciones depletadas suelen ser muy estrechos, un ejemplo de esto se muestra en la figura 2.

Todas las actividades deben realizarse manteniendo la presión en fondo (producida por el peso del lodo) en este margen para evitar las siguientes situaciones: (IADC, 2015)

- Golpe de presión (patada), si la presión de poro de una zona permeable excede a la presión ejercida por el peso del lodo.

- Golpe de presión por suaveo, puede ocurrir al sacar la tubería del pozo a velocidades que estimulen la formación.
- Pérdidas de circulación, si la densidad equivalente de circulación (ECD, por sus siglas en inglés) es muy alta o la presión de fractura muy baja. También pueden darse por altas presiones de surgencia al bajar la tubería dentro del pozo a altas velocidades, lo cual genera un efecto de mayor presión que puede fracturar la formación.

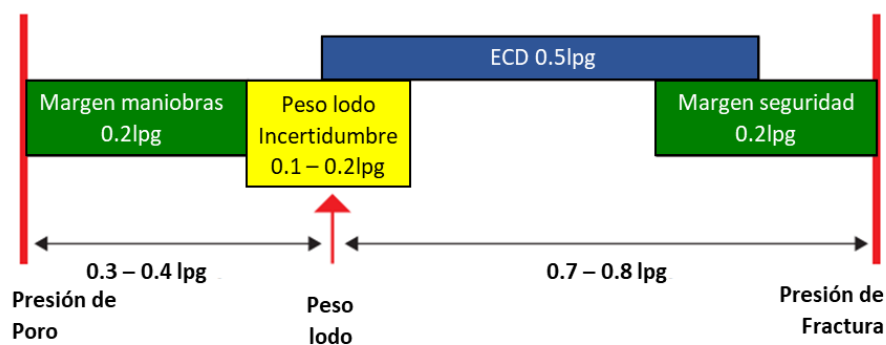


Figura 2. Ventana de Perforación en pozos de aguas profundas.

Nota. Adaptado IADC (2015). 1.4 The Drilling Window. En IADC Deepwater Well Control Guidelines (2nd Edition). International Association of Drilling Contractors (IADC).

1.8 Problemas en la perforación

1.8.1 Pega Diferencial. Este problema se genera por una alta diferencia de presiones entre la presión hidrostática dentro del pozo y una zona permeable. En la perforación convencional, el fluido de perforación es diseñado de tal forma que la presión hidrostática que ejerza sea mayor a la presión de la formación (sobrealance); debido a esto, en las zonas permeables ocurre filtración del fluido, formando a su vez una torta de lodo en la pared de la formación. Cuando la tubería entra

en contacto con la torta de lodo, la porción de tubería incrustada al revoque está sujeta a una menor presión que la porción que está en contacto con el fluido, generando una mayor incrustación de la tubería en el revoque (Rabia, 2002).

1.8.2 Pérdida de Circulación. Una de las funciones del fluido de perforación es llenar el espacio anular, el problema aparece cuando el fluido comienza a entrar en los espacios y huecos en la estructura de la roca (formación) (Jones, 2012). Las pérdidas de circulación usualmente son observadas al monitorear la tasa de retorno y los niveles en tanques, la disminución de estos valores es un indicador. Pueden variar de leves a severas, la causa principal de este problema es exceder el límite superior de la ventana de perforación. Si se presentan pérdidas totales (sin retornos), el anular debe ser llenado con fluido liviano para reducir la posibilidad de tener que lidiar con pérdidas y a su vez un incidente de control de pozo. (IADC, 2015)

1.8.3 Surgencias y patada de pozo. Una surgencia es la entrada no deseada de los fluidos de una formación hacia el pozo. Como resultados de una surgencia durante los intentos de recuperar el pozo, se pueden incluir el tiempo operativo perdido, operaciones de riesgo con gas y petróleo a alta presión, y la posible pérdida de equipos. Si la surgencia es reconocida y controlada a tiempo, puede ser fácilmente manipulada y expulsada del pozo en forma segura. La surgencia también se puede definir como el desplazamiento del fluido del tope del pozo por un influjo no deseado de fluido de formación. Una surgencia no debe ocurrir si la presión hidrostática del fluido en el pozo excede ligeramente a la de la presión de la formación.

Una surgencia que no es reconocida, o que se permite continuar, descargará fluido al pozo. Cuando se produce una surgencia y no se toma la acción debida, entonces esta puede desarrollarse hasta convertirse en un flujo descontrolado del fluido del pozo, lo cual es conocido como patada

de pozo o reventón. Si el pozo se descarga de una zona hacia otra formación se denomina descontrol subterráneo. (Well Control School, 2003).

Las causas más comunes de patadas de pozo durante perforación, completamiento y Operaciones de acondicionamiento de pozo e intervenciones son (Crumpton, 2018):

- Pérdidas de fluido hacia la formación, disminuyendo la columna efectiva que da el sobrebalance
- Pérdida del sobrebalance hidrostático
- Cambios en el nivel de fluido debido a desplazamiento de la tubería
- Presión de suaveo y surgencia
- Peso incorrecto de lodo de perforación y salmueras de completamiento
- Falla mecánica o hidráulica del sistema de prevención de reventones
- Alarmas desactivadas o que funcionan mal

1.8.4 Inestabilidad de pozo. La estabilidad del pozo es la evaluación de la integridad estructural de las formaciones cercanas al pozo bajo la acción de tensiones iniciales y presión de poro, y su comportamiento según la influencia del pozo perforado. La estabilidad del pozo también está influenciada por las propiedades mecánicas y químicas de la roca de formación (Pattillo, 2018).

Cualquier proceso de perforación crea un desequilibrio en el sistema masivo de fluido- roca que ha estado intacto durante millones de años. Se espera que dicha intervención artificial encuentre resistencia de la roca. En términos de ingeniería, significa que cualquier pozo perforado estará sujeto a inestabilidad. El proceso de estabilidad del pozo es la prevención de fallas frágiles o deformación plástica de la roca que rodea el pozo debido a tensiones mecánicas o desequilibrio químico. La estabilidad del pozo es un problema continuo que resulta en gastos anuales

sustanciales por parte de la industria petrolera. La tecnología de estabilidad del pozo incluye métodos químicos y mecánicos para mantener un pozo estable, principalmente durante el proceso de perforación, pero eventualmente con el propósito de mantener la estabilidad durante toda la vida útil del pozo. La inestabilidad del pozo proviene del hecho de que cualquier operación de perforación (por ejemplo, fluido de perforación), contiene muchos sistemas químicos complejos, todos los cuales son reactivos entre sí y con el sistema nativo de roca y fluido (Hossain, 2018).

Las causas de la inestabilidad del pozo a menudo se clasifican en mecánicas, o efectos químicos que surgen de la interacción dañina entre la roca, generalmente lutitas y arcillas, y el fluido de perforación. A menudo, los casos de inestabilidad en el campo son el resultado de una combinación de agentes químicos y mecánicos. Las causas de inestabilidad del pozo se pueden clasificar en factores de origen controlable e incontrolable (naturales), como se puede apreciar en la tabla 1 (Hossain, 2018).

Tabla 1.

Causas de inestabilidad de pozos

Factores naturales	Factores controlables
Formaciones naturalmente fracturadas o falladas	Presión de fondo de pozo
Esfuerzos tectónicos de las formaciones	Inclinación del pozo y azimuth
Altos esfuerzos in-situ	Presiones de poro transitorias
Formaciones móviles	Interacciones fisicoquímicas de la roca fluido
Formaciones no consolidadas	Vibración de la sarta de perforación
Colapso natural de arcillas sobre presionadas	Erosión
Colapso inducido de arcillas sobre presionadas	Temperatura

1.9 Perforación convencional con sobrepresión (Overbalance, OBD)

Para hablar de perforación sobre o bajo balance, es necesario definir el concepto de presión diferencial, la cual se define como la diferencia entre la presión de formación (PF), y la presión hidrostática en el fondo del pozo (PH). Se clasifica como balanceada, sobre balance o bajo balance (Figura 3).

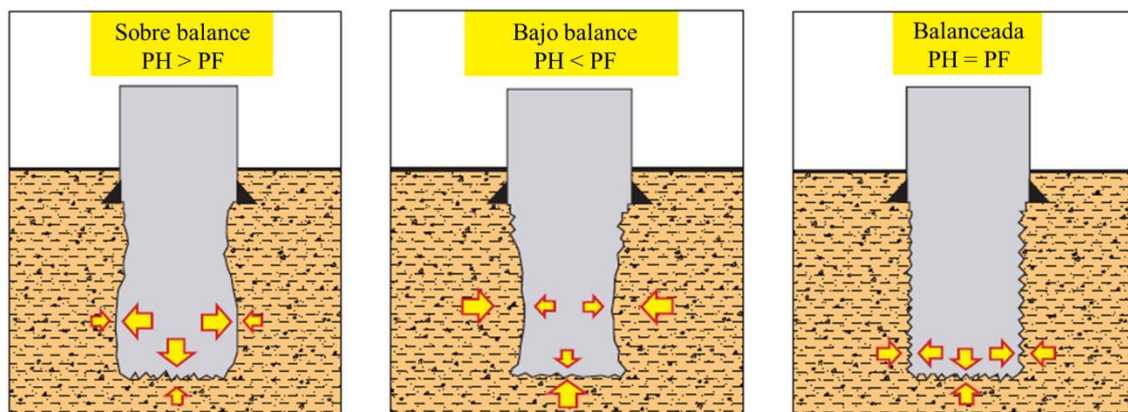


Figura 3. Clasificación de la presión en fondo de pozo

Nota. Adaptado de Well Control School (2003). Principios La Presión in Manual de control de pozos.

El sobre balance significa que la presión hidrostática ejercida en el fondo del pozo es mayor que la presión de formación ($PH > PF$), bajo balance significa que la presión hidrostática ejercida en el fondo del pozo es menor que la presión de formación ($PH < PF$), y balanceada que la presión hidrostática en fondo es igual a la presión de formación ($PH = PF$). La mayoría de los pozos son perforados o reparados en condiciones de balance o sobre balance. Si se está circulando o perforando, la fricción y los recortes contribuyen a una presión efectiva en el fondo del pozo (Well Control School, 2003).

Teniendo en cuenta lo anterior, la perforación con sobre balance se define como la cantidad de presión (o fuerza por unidad de área) del pozo que excede la presión de los fluidos de la formación. Este exceso de presión es necesario para evitar que los fluidos del yacimiento (petróleo, gas, agua) ingresen en el pozo. No obstante, el sobre balance excesivo puede retardar considerablemente el proceso de perforación a través del fortalecimiento efectivo de la roca de la región vecina al pozo y la limitación de la remoción de los recortes perforados por debajo de la barrena. Por otra parte, las presiones altas de sobre balance, sumadas a las propiedades pobres del lodo, pueden producir problemas de atascamiento diferencial. Dado que las presiones de yacimiento varían entre una formación y otra, en tanto que el lodo mantiene una densidad relativamente constante, la condición de sobre balance varía entre una zona y otra.

Las prácticas de perforación tradicionales consisten en el mantenimiento de la presión hidrostática en el espacio anular para evitar que los fluidos de la formación entren al pozo. Idealmente, cuando se hace circular fluido de perforación, en forma descendente por la sarta de perforación y ascendente por el espacio anular, se crea una densidad de circulación equivalente que es mayor que la presión de poro, pero menor que la presión necesaria para fracturar la formación que se está perforando. El rango de presión por encima de la presión de poro y por debajo de la presión de iniciación de fractura es el margen de perforación, o la ventana de perforación de poro- gradiente de fractura. La práctica consiste en mantener una presión de pozo superior al gradiente de presión de poro se denomina perforación en condiciones de sobre balance (OBD, por sus siglas en ingles). Este ha sido el método elegido para la mayoría de los pozos perforados desde comienzos del siglo XX.

Pero la OBD posee varias desventajas; la más importante es la utilización de múltiples sartas de revestimiento para prevenir las pérdidas de fluidos a medida que se incrementa la

densidad del fluido requerida para contener la presión de la formación y la ECD se aproxima al gradiente de fractura. El resultado puede ser que se termine el pozo con un diámetro de tubería tan pequeño que no se pueda bajar una sarta de producción que permita recuperar volúmenes de hidrocarburo económicamente rentables. El agregado de sarta de revestimientos adicionales normalmente eleva el costo final del pozo muy por encima de las estimaciones iniciales. Además de esto, el filtrado de lodo y sus sólidos pueden causar daño a la formación. También se pueden presentar problemas de pega diferencial y limpieza de hoyo al usar la OBD, lo que conlleva a caer en tiempos no productivos (Elliot et al., 2011)

1.10 Perforación bajo presión (Underbalance drilling- UBD)

El primer pozo de hidrocarburos comercialmente exitoso del mundo fue perforado bajo balance, y es probable que el último pozo del mundo se perfora de la misma manera, debido a la naturaleza de depleción de los yacimientos. Por la experiencia, en el futuro previsible, los beneficios de la UBD, que van desde la perforación en formaciones extremadamente agotadas sin dañar la productividad del pozo hasta el aumento de las reservas recuperables mediante la perforación de formaciones que de otro modo no se podrían perforar, seguirán siendo fundamentales para la industria Oil&Gas.

Las técnicas UBD inducen el flujo de formación a la superficie al manipular la densidad del fluido y sus propiedades, la velocidad de circulación y la presión en fondo de pozo, la cual se mantiene intencionalmente por debajo de la presión de formación, lo que permite la entrada de fluido al pozo. Esto significa que los hidrocarburos se producen en la superficie durante la

perforación y explica en parte por qué la UBD se practica más comúnmente en tierra que en costa afuera.

El Glosario de Términos del Comité UBO / MPD (Operaciones bajo balance/ Perforación con presión controlada) de la Asociación internacional de Contratistas de Perforación (IADC por sus siglas en inglés), describe la perforación bajo balance (UBD) como una actividad de perforación que emplea equipos y controles apropiados donde la presión ejercida en el pozo es intencionalmente menor que la presión de poro en cualquier parte de las formaciones expuestas con la intención de llevar fluidos de formación a la superficie.

La definición oficial de UBD por la Alberta Energy Board es más descriptiva: “La UBD es realizar la perforación con una cabeza hidrostática diseñada intencionalmente para ser más baja que la presión de las formaciones que se están perforando. La cabeza hidrostática del fluido puede ser naturalmente menor que la presión de formación, o puede ser inducida. El estado inducido puede crearse agregando gas natural, nitrógeno o aire a la fase líquida del fluido de perforación. Ya sea que el estado de desequilibrio sea inducido o natural, el resultado puede ser una afluencia de fluidos de formación que deben circular desde el pozo y controlarse en la superficie”.

El objetivo principal de la UBD es reducir los tiempos no productivos cuando se perforan zonas donde las patadas y /o pérdidas son frecuentes, así como también mejorar la productividad del pozo para mejorar la caracterización del yacimiento durante la perforación. La UBD se puede practicar en tierra y costa afuera.

En UBD, el fluido en el anular del pozo ya no actúa como barrera de control primario del pozo como lo haría en la perforación convencional sobrebalance. En cambio, los equipos de superficie utilizados para operaciones UBD, como los dispositivos de control rotatorio y el

múltiple de estrangulamiento de perforación, reemplazan la función de la barrera de control primario (IADC, 2015)

1.10.1 Métodos de perforación bajo balance. Para desarrollar este tipo de perforación existen diferentes alternativas que hacen uso de fluidos para lograr que la columna hidrostática ejerza una presión menor a la de las formaciones a perforar; dichas alternativas son:

- Aire seco o aire suministrado por uno o más compresores de aire
- Gas natural (principalmente metano)
- Niebla, creada al inyectar agua en una corriente de gas o aire
- Espuma, creada al agregar un agente espumante (agente activo de superficie) al agua inyectada.
- Agua o aceite con gas
- Nitrógeno suministrado como líquido criogénico a granel o desde una unidad de filtro (membrana)
- Espuma rígida, creada al agregar un agente espumante a un fluido de perforación especialmente preparado
- Fluido de perforación, de cualquier tipo, que cree una presión hidrostática menor que la presión de poro.

1.10.2 Razones para perforar bajo balance

- **Minimiza los problemas de perforación relacionados con la presión.** La mayoría de los problemas de perforación relacionados con la presión, como la pega diferencial, las pérdidas de fluido y la lenta velocidad de penetración, pueden minimizarse mediante el uso de UBD. Esto explica por qué la mayoría de los pozos UBD se realizan en campos maduros y agotados.

- **Maximizar la recuperación de hidrocarburos del pozo completado.** Al principio, esta no era una razón principal para la selección de técnicas UBD. El enfoque inicial en UBD fue mitigar los problemas de perforación relacionados con la presión, y hoy la tecnología de perforación con presión controlada (Managed Pressure Drilling, MPD) aborda principalmente estos problemas. Sin embargo, los operadores comenzaron a notar que los pozos UBD presentaban una mejora significativa en la productividad del yacimiento. Esto se debe a que, al evitar la invasión de sólidos o filtrados de lodo en la formación, esta no presenta daño y la productividad es mayor. Esto, combinado con la capacidad de perforar pozos en campos depletados, aumenta significativamente la vida útil de un campo. En términos generales, los perfiles de producción a largo plazo de los pozos UBD muestran una curva de declive mucho más lenta que los pozos perforados sobre balance, particularmente en campos agotados.

- **Caracterización del yacimiento.** La capacidad de identificar fracturas y zonas de potenciales reservorios, así como zonas productivas que anteriormente se creían no productivas, permite a los ingenieros comprender mejor el yacimiento y, en consecuencia, su potencial para una producción viable. Esta capacidad, en combinación con la capacidad de dirigir pozos en tiempo real, permite seleccionar las características más productivas del yacimiento (IADC, 2015).

1.11 Control de pozos (Well Control)

El control de pozos se considera como el arte aplicado de la ingeniería, la ciencia y el sentido común, para asegurar el control de todos los líquidos de formación y subsuelo presurizados que puedan existir, como salmuera, lodos de perforación e hidrocarburos mientras se perfora, opera y construye un pozo.

Todas las presiones de formación de pozos son causadas por el peso de las capas superiores de roca, que generan una presión de sobrecarga sobre los estratos inferiores. Todos los métodos usados para para medir, administrar y controlar de forma segura todas las causas y efectos de la presión se denominan "control primario del pozo". La perforación de una capa permeable y porosa aumenta el riesgo de que la presión y el flujo del fluido desde el yacimiento hacia el pozo se puedan liberar provocando una patada de pozo (Aird, 2018).

1.11.1 Control primario de pozos. En el control primario, se contrarrestan las condiciones de operación ejercidas por la formación con la presión ejercida por la columna hidrostática de los fluidos en el pozo, asegurando el equilibrio de presiones en el fondo del pozo. Sin la prevención del equilibrio o los controles establecidos (desequilibrio del pozo), la gran presión de formación puede producir fluidos e hidrocarburos al pozo con gran fuerza, provocando patadas de pozo.

1.11.2 Control secundario de pozos. Cuando se pierde el control primario, se debe activar el control secundario de manera rápida y confiable para que pueda resultar en la contención, es decir, los dispositivos de prevención de reventones (Blowout preventer- BOP) se deben cerrar. El control secundario es el proceso necesario para eliminar de forma segura los fluidos que han ingresado al pozo y recuperar el control primario del pozo, generalmente mediante el uso del método del perforador o un método de esperar e incrementar peso de lodo. El control secundario del pozo tiene como objetivo aislar la magnitud y la naturaleza de la acumulación de presión y los volúmenes de fluidos.

1.11.3 Control terciario de pozos. Los métodos de control terciario se producen cuando no se pueden cumplir los métodos de control secundarios o surgen complicaciones. Se utilizan

métodos circulantes y no circulantes especializados de nivel 2 o 3 (Aird, 2018). En este punto ya ha sucedido el reventón, el cual debe ser manejado con otras técnicas, tales como la perforación de un pozo de alivio.

1.12 Densidad equivalente de circulación (ECD)

La ECD es una función de la presión hidrostática generada por la densidad del lodo y las pérdidas de presión por fricción que debe superar la bomba de lodo para desplazar los fluidos y los recortes del pozo hacia la superficie (Cook et al., 2012)

Es necesario aplicar una fuerza, o presión, para superar la fricción para mover cualquier cosa. La fricción debe ser superada para levantar una tubería o para mover un fluido, entre muchas otras cosas más. La cantidad de fricción que está presente para ser superada depende de muchos factores, tales como la densidad o peso, tipo y rugosidad de las dos superficies en contacto, área de las superficies, y la dirección y velocidad de los objetos. Cuando se está circulando el pozo, la presión en el fondo del pozo se aumenta en función de la fricción que se necesita superar en el anular.

Dado a que la fricción agrega presión al pozo, el peso efectivo o densidad equivalente de circulación aumenta en el fondo. Su valor total es equivalente a la presión de fondo de pozo con la bomba en funcionamiento. Si la presión de una formación permeable esta casi en balance por efecto de la ECD, el pozo puede fluir cuando la bomba se detenga. Datos obtenidos de registros mientras se perfora (LWD), pueden ser utilizados para obtener lecturas aproximadas de la presión en el anular, con la que se puede determinar la ECD (Well Control School, 2003).

1.13 Tiempos no productivos (Non productive time- NPT)

No existe una sola definición de NPT, varios autores y empresas describen un concepto que se adapta a sus necesidades. El NPT se define como el tiempo que la operación de perforación ha cesado o la tasa de penetración es muy baja. El tiempo dedicado a la pesca, la pega de tubería, el transporte de herramientas, clima, la pérdida de circulación y viajes no programados dentro y fuera del pozo pueden contarse como NPT. Además, se describe al NPT como el tiempo en el que las operaciones de perforación no se producen, es decir, al extraer del fondo del agujero la sarta de perforación y reanudar las operaciones a la misma profundidad. También se detalla al NPT como el período de tiempo de eventos o actividades en las operaciones, que retardan el avance de las actividades de construcción y/o rehabilitación de un pozo según lo planificado. Se inicia desde que se evidencia una actividad no productiva, hasta que se encuentran de nuevo las condiciones operacionales productivas que tenía antes del evento imprevisto (Loaiza et al., 2018).

La figura 4 evidencia los datos obtenidos de un estudio realizado por James K. Dodson Company, sobre los tiempos no productivos (excluyendo los relacionados al clima) registrados en operaciones en aguas profundas del Golfo de México; 66 pozos no subsalinos perforados entre 09/2004 – 12/2008 a una profundidad de agua mayor a 3000 ft (York et al., 2009).

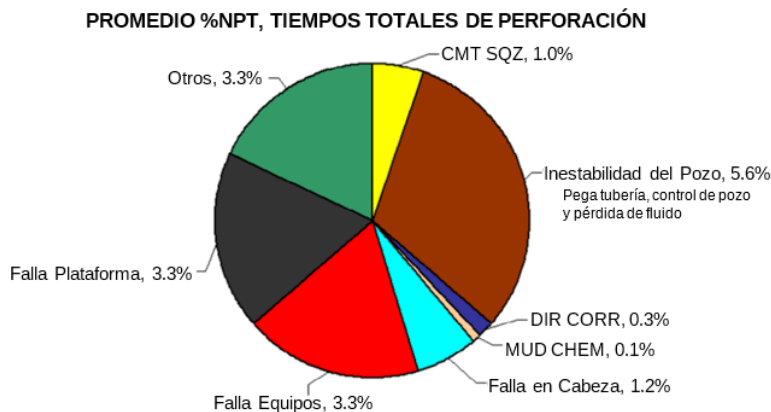


Figura 4. %NPT no asociado al clima para pozos no subsalinos en el Golfo de México, profundidad de agua >3000

Nota. York, et al., 2009. Eliminating Non-Productive Time Associated with Drilling through Trouble Zones. Offshore Technology Conference.

2. Metodología utilizada para la revisión bibliográfica

En la etapa inicial del proyecto se realizó la revisión bibliográfica para la búsqueda y recolección de la información relevante, usando principalmente las bases de datos proporcionadas por la Universidad Industrial de Santander (Elsevier, SCOPUS, Knovel, One Petro de SPE y el repositorio de trabajos de grado UIS). Adicionalmente se obtuvo información de páginas web oficiales de compañías prestadoras de servicios de la industria Oil&Gas, con experiencia en la implementación de la tecnología (Schlumberger, Halliburton, Weatherford), y la página web de la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación IADC.

La selección de la información se basó en la metodología presentada en el artículo académico “Application of knowledge-based approaches in software architecture: A systematic mapping study” (Zengyang, Li et al., 2013) disponible en Elsevier, la figura 5 ilustra el proceso de selección usado en el estudio.

La metodología involucra siete tareas distribuidas en cuatro fases, lo que permitió depurar entre la gran cantidad de información resultante de la búsqueda realizada en las bases de datos y demás recursos electrónicos, para así filtrar sistemáticamente la información y finalmente seleccionar los artículos de mayor utilidad y relevancia para el tema de investigación. Diversas técnicas y equipos especializados para la aplicación segura, efectiva y eficiente de la tecnología MPD han sido desarrollados en las últimas cuatro décadas, aunque podría considerarse que los verdaderos avances han sucedido en las últimos dos décadas, por lo que en la búsqueda de información la ventana de tiempo se mantuvo entre los artículos publicados a partir del año 2000.

Las acciones ejecutadas durante el proceso de desarrollo de la metodología de investigación son explicadas a continuación:

- **Primera fase:** comprende dos tareas, inicialmente se realizó la búsqueda de información en los recursos electrónicos anteriormente mencionados. Para encontrar la mayor cantidad de información útil disponible, la terminología de la búsqueda fue manejada principalmente en inglés, encontrando como resultado más de 30000 artículos relacionados a los siguientes términos y palabras claves:

Managed Pressure Drilling MPD – Perforación con presión controlada

Underbalanced Drilling UBD – Perforación bajo balance

Overbalanced Drilling OBD – Perforación sobre balance

Constant Bottom Hole Pressure CBHP – Presión constante de fondo de pozo

Continue Circulation System CCS – Sistema de circulación continua

Pressurized Mud Cap Drilling PMCD – Perforación con tapon de lodo presurizado

Dual Gradient Drilling DGD – Perforación gradiente dual

Return Flow Control RFC-HSE – Control de flujo de retorno HSE

Cada uno de estos términos será explicado más a profundidad en el desarrollo del libro. A la vez en la primera fase, se ejecutó el primer filtro de selección (por título) lo cual redujo el número de resultados.

- **Segunda fase:** se basó en los resultados obtenidos de la primera fase, realizando una selección entre estos por resumen (abstract), obteniendo como resultado 118 artículos. Cada ronda de selección refino los resultados derivados de la ronda anterior.

- **Tercera fase:** se realizó la ronda final de selección y recopilación de información relevante, refinando la búsqueda por texto completo decreció el número de resultados a 62 entre artículos académicos, libros y tesis de grado; para optimizar tiempo y complementar la decisión definitiva, simultáneamente a la selección final se llevó a cabo la revisión de calidad y extracción de la información importante para el estudio.

- **Cuarta fase:** consistió en realizar la síntesis y organización de la información extraída en la fase previa, a fin de cumplir con todos los objetivos planteados, redacción y culminación del proyecto de investigación.



Figura 5. Metodología para la investigación según Zengyang, et al. 2013.

Nota. Adaptado de Zengyang, et al. (2013). Application of knowledge-based approaches in software architecture: A systematic mapping study. *Information and Software Technology*, 55(5), 777-794.

3. Perforación con presión controlada (MPD)

Aunque la perforación convencional ha logrado obtener millones de barriles de hidrocarburos, los costos de su ejecución pueden sobrepasar los planeados debido a la complejidad estructural del subsuelo y los cambios de presión inesperados. Por lo anterior, se han desarrollado alternativas mejoradas que han permitido realizar perforación de pozos de manera más efectiva, disminuyendo los posibles problemas que se encuentran típicamente y aumentando la productividad. La

perforación con presión controlada (Managed Pressure Drilling, MPD), es una de esas alternativas exitosas; a continuación se presentan los aspectos más relevantes de esta técnica.

3.1 Definición

La perforación con presión controlada (MPD), como disciplina o técnica de perforación, es el resultado de los altos costos de tiempos no productivos (NPT), causados por la cercana proximidad entre la presión de poro y la presión de fractura. Este problema se puede asociar frecuentemente con perforación costa afuera, aunque se puede presentar igualmente en perforación costa adentro (Haghshenas et al., 2008).

El termino MPD es una descripción general para los métodos de manejo de presión en pozos, que incluye ideas que describen técnicas y equipos desarrollados para limitar patadas de pozo, pérdidas de circulación y pegas por presión diferencial, al mismo tiempo que busca reducir el número de revestimientos necesarios para alcanzar la profundidad total (TD) (Haghshenas et al., 2008). En MPD también se clasifican el conjunto de equipos, personal y procedimientos que permiten perforar en formaciones con una ventana estrecha entre la presión de poro y la presión de fractura. Para algunas formaciones, la MPD es el único método con el cual es posible realizar la perforación. Para otras, usar estas técnicas incrementa la probabilidad de éxito y disminuye los NPT, además de ser útil para la perforación de pozos exploratorios, donde los riesgos son desconocidos (Smith, 2017). Contraria a la perforación sobre balance y bajo balance, la MPD es un proceso único, en el cual el factor clave de éxito es la flexibilidad de cambiar el plan de perforación de acuerdo con a la variabilidad de las condiciones del pozo (Laik, 2018).

También, se puede considerar la MPD como una forma primaria avanzada de control de pozo, que usa un sistema de circulación de fluidos cerrado y presurizado, permitiendo tener un mayor control de los perfiles de presiones en el pozo y donde el peso del lodo y la velocidad de las bombas se ajusta de manera automática (Hannegan, 2006). Este sistema crea una atmósfera cerrada, que permite que la tecnología MPD alcance el objetivo de ECD ajustando la contrapresión en cabeza de pozo. Una vez es alcanzada, se estabiliza a presión de fondo. La tecnología provee la contrapresión de superficie requerida para suplir las deficiencias de la densidad del fluido de perforación. El sistema también es capaz de responder por la pérdida de presión por fricción en el anular durante las conexiones, así como los cambios en la presión de fondo debido a surgencias o efectos de suaveo por levantamiento de la sarta de perforación (Hilts, 2013)

La definición formal de MPD según la Asociación internacional de Contratistas de Perforación es: MPD es un proceso adaptativo usado para controlar el perfil de presiones a través de anular del pozo. Los objetivos son determinar los límites del entorno de presión de fondo de pozo y gestionar el perfil de presión hidrostática anular de acuerdo con dichos límites. Esto puede incluir el control de contrapresión usando un sistema cerrado y presurizado de retorno de lodos, una bomba anular de fondo de pozo u otros dispositivos mecánicos similares. En esta definición está implícito que este método de perforación utiliza un fluido de perforación monofásico tratado para producir pérdidas de energía mínimas por fricción del fluido (Haghshenas et al., 2008).

El manejo y control de las presiones en el pozo ha tenido amplias aplicaciones en el campo de la perforación y ha generado soluciones como:

- Extensión del punto de asentamiento de revestimientos para disminuir el número de etapas a usar y evitar la subsecuente reducción de tamaño de hueco
- Disminuir los NPT asociados con pegas de tubería por presión diferencial

- Evitar y disminuir la pérdida de circulación y patadas de pozo
- Perforación con pérdidas totales
- Incremento de la tasa de perforación
- Perforación en aguas profundas con pérdida de circulación e influjos de agua

La capacidad de la MPD de reducir drásticamente los NPT en proyectos de perforación de alta velocidad, la convierte en una tecnología que se debe considerar en cualquier programa de perforación o desarrollo. También puede reducir problemas asociados a la densidad equivalente de circulación, cuando se perforan pozos con alcance extendido y con márgenes estrechos entre la ruptura de la formación y las patadas de pozo. En secciones horizontales largas, la reducción de la ECD ayuda a mitigar el impacto del deterioro inducido por el fluido de perforación que se amplifica por la sobrepresión generada. La MPD es única debido a que en el plan de perforación puede cambiar de la misma manera en que cambien las condiciones del pozo (Haghshenas et al., 2008).

El equipo mínimo requerido para la MPD incluye un dispositivo de control de rotación, un choque manifold, patín de medición y una bomba de contrapresión. Cada pieza del equipo es manejada desde un sistema de control local o remoto, que procesa la información de los sensores y que puede manipular el choque y las bombas de contrapresión para mantener la presión de fondo a la profundidad de una formación específica (Smith, 2017)

Las principales técnicas cubiertas por la MPD son: Presión constante en el fondo del pozo (CBHP), Sistema de circulación continua (CCS), Perforación presurizada con capa de lodo (PMCD), Perforación con gradiente dual (DGD) y Perforación con control de flujo de retornos HSE (RFC-HSE), las cuales serán explicadas con más detalle en el capítulo 4 de este libro. La

figura 6 muestra un esquema de la configuración usual de equipos usados en las variantes CBHP, PMCD y RFC-HSE para una operación costa afuera.

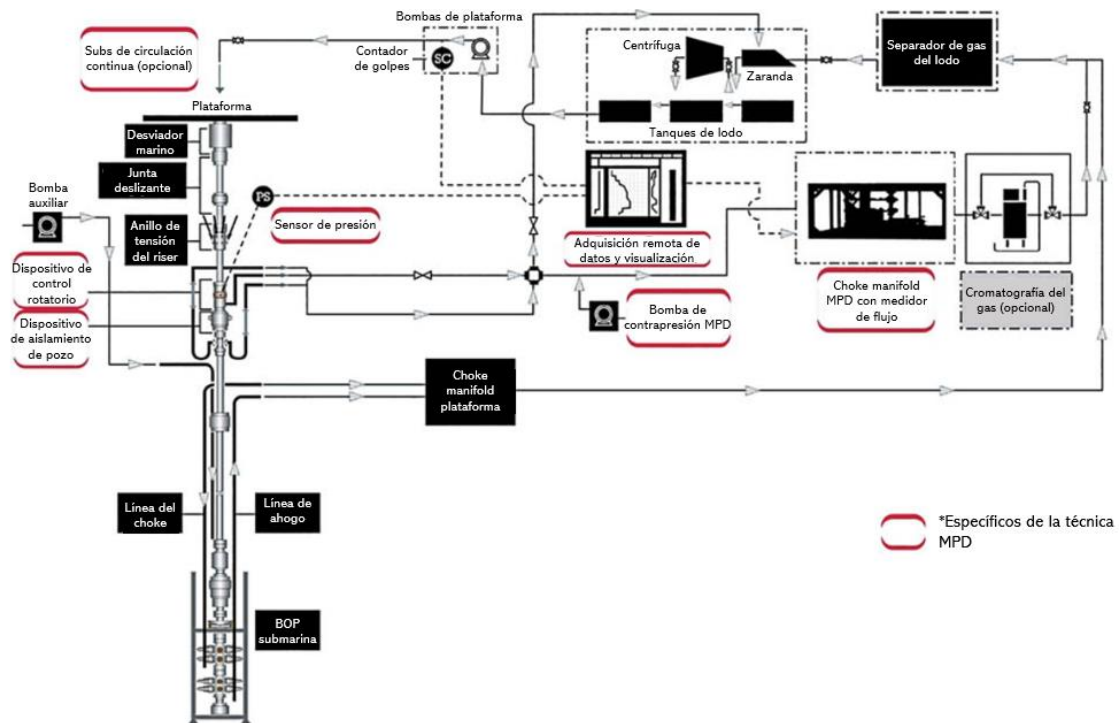


Figura 6. Configuración de equipos, circuito cerrado de circulación aguas profundas.

Nota. Adaptado de International Association of Drilling Contractors (IADC). (2015). IADC Drilling Manual, Volume 1 and 2 (12th Edition).

3.2 Historia

Varias de las técnicas bajo el nombre actual de MPD no son nuevas y han existido durante muchas décadas. La MPD se ha desarrollado en los programas de perforación costa adentro desde mediados de 1960 (Hannegan, 2006). Los cabezales giratorios se describieron en el catálogo de

1937 de la Shaffer Tool Company. La ECD fue utilizada efectivamente en prácticas de control de pozos en la década de 1970. La tecnología actual combina y formaliza nuevas técnicas con las históricamente utilizadas para tratar algunos de los problemas de perforación más comunes, como las patadas de pozo y la pérdida de circulación (Haghshenas et al., 2008).

Muchas de las ideas sobre las cuales se basa la MPD, se presentaron formalmente por primera vez en tres Simposios de Presión Anormal en la Universidad Estatal de Louisiana entre 1967 y 1972. Estos simposios analizaron el origen y el alcance de las presiones anormales y cómo predecir las presiones y los gradientes de fractura a partir de los datos disponibles. Como ejemplo, la perforación con capa de lodo (MCD) fue común durante varios años como "perforación en seco" o "perforación sin retorno". Una versión más formal de MCD se intentó en Venezuela en la década de 1980, en el campo de Hibernia cerca de Nueva Escocia en la década de 1990 y luego en Kazajstán, en la antigua Unión Soviética. Los esfuerzos realizados en la década de 1990, en Austin Chalk, Texas, para perforar miles de pozos de gas a alta presión con pérdidas de circulación condujeron a la realización de perforación usando una capa de lodo presurizada (Haghshenas et al., 2008).

Con la formalización de algunas técnicas ya usadas, se han creado nuevas, tales como:

- Uso de presión superficial suministrada con un lodo ligero para compensar la ECD
- Circulación continua en sistemas de contención presurizados
- Uso de doble gradiente para perforar en aguas ultra profundas en campos costa afuera,

donde se utiliza una bomba submarina para bombear el fluido de perforación desde el fondo marino (Haghshenas et al., 2008).

3.3 Esquema general del MPD

El equipo de las técnicas MPD es integrado al sistema de circulación de lodos del taladro de perforación, creando una atmósfera cerrada en el pozo. Esta atmósfera es capaz de suministrar una contrapresión CP anular en superficie adicional a la presión que se tenga en el fondo del pozo, esta CP se puede manipular según se necesite para mitigar influjos y pérdidas de fluidos de las formaciones que se estén perforando (Hilts, 2013). La contrapresión es aplicada en condiciones estáticas (no circulación), mediante el dispositivo de control de rotación RCD y el choke manifold MPD, junto con la ayuda de una bomba auxiliar la cual permite el flujo continuo de lodo manteniendo el anular lleno (Syltoy, 2008)

En otras palabras, la MPD ajusta el perfil de presión con el fin de mantener constante la presión de fondo dentro de la ventana de perforación. Lo anterior es representado en la figura 7, donde la contra presión ayuda al sistema a mantenerse dentro de los límites establecidos a una profundidad específica para evitar problemas operacionales.

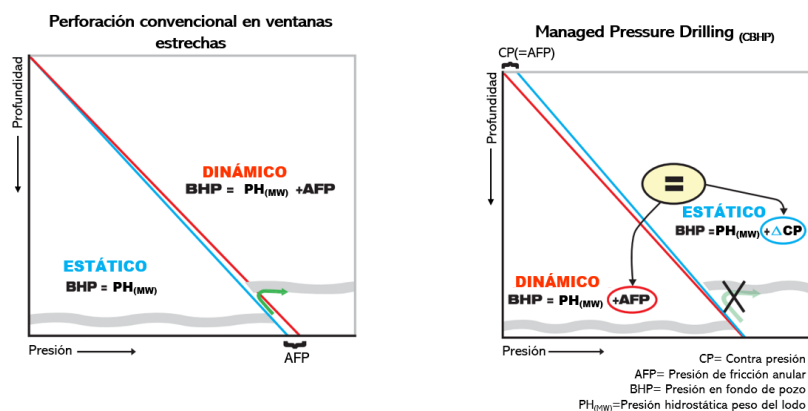


Figura 7. Perforación convencional vs MPD.

Nota. Adaptado de International Association of Drilling Contractors (IADC). (2015). IADC Deepwater Well Control Guidelines (2nd Edition).

3.4 Características de pozos candidatos para implementación de la MPD

Las principales características que se presentan para considerar en un plan de perforación la implementación de la MPD se listan a continuación (Hannegan, 2006):

- Experiencia de costos excesivos de ejecución o Autorizaciones de Gasto (Authorizations For Expenditure- AFE), seriamente excedidas debido a tiempos no productivos causados por problemas propios de la perforación
- Profundidades con presiones relativamente desconocidas, como zonas de sal o perforación de pozos exploratorios
- Pozos de alta temperatura y presión (HT/HP)

3.5 Categorías de la MPD

3.5.1 MPD reactiva. Cuando se planea la perforación de forma convencional, sabiendo el punto de asentamiento de cada etapa de revestimiento y un programa de fluidos, el taladro es equipado con al menos un dispositivo de control rotativo, un choque y sartas con válvulas de no retorno como un medio de reacción más eficiente y con mejor control del pozo si se presenta algún cambio inesperado en el régimen de presiones.

3.5.2 MPD proactiva. El plan de perforación es diseñado desde el inicio con un revestimiento, fluidos y un programa de hueco abierto que aprovecha la habilidad de administrar

de forma más precisa los perfiles de presión a través del pozo. Esta categoría ofrece sus mayores beneficios en la perforación convencional costa afuera de petróleo, gas y cantidades comerciales de hidratos de metano. La profundidad objetivo puede ser alcanzada con menos etapas de revestimiento, menos NPT, menores cambios de densidad de lodo y un mejor control del pozo (Hannegan, 2006).

3.6 Equipo usado en técnicas MPD

Los principales equipos que se han usado en la implementación de técnicas MPD son:

- Dispositivos de control giratorio
- Choques de perforación
- Válvulas de no retorno en la tubería de perforación, también conocidas como válvulas flotadoras o válvulas check
- Válvula de aislamiento del anular o válvula de aislamiento de pozo
- Bomba de ECD de fondo de pozo
- Medidor de Coriolis (como medidor de flujo)
- Bomba de disco (como bomba submarina)

3.6.1 Dispositivos de control rotatorios y preventores anulares rotatorios. Los dispositivos de control rotatorio (RCD por sus siglas en inglés), son comunes en todas las técnicas de MPD, debido al requerimiento de que el anular se encuentre cerrado durante la perforación, las conexiones y los viajes de tubería. Los dispositivos de control giratorio tienen una larga historia

como herramienta de alquiler comercial, que se remonta a la década de 1930. Las cabezas giratorias que se usaban antes no son muy diferentes de los dispositivos de control rotatorio modernos. La principal diferencia es que, en las operaciones MPD de hoy, los RCD están diseñados para mantener la presión en lugar de funcionar principalmente como desviadores para operaciones que implican el uso de lodos que usan gases o aire para la perforación (Rehm et al., 2008).

Los dispositivos de control rotatorio modernos y los dispositivos de prevención anulares rotatorios generalmente operan a presiones de hasta 5000 psi en estado estático y 2500 psi en estado dinámico. Al rotar, la presión en el equipo se reduce normalmente a un 50% de la especificación en estado estático para reducir el calor generado en los cojinetes por la rotación de alta velocidad bajo la carga máxima. Casi todos los sistemas rotativos de alta presión utilizan sistemas de circulación de aceite para lubricar el rodamiento y transferir el calor generado por la rotación presurizada (Rehm et al., 2008).

3.6.1.1 Dispositivos de control rotatorio (Sistema pasivo). El dispositivo de control rotatorio, RCD, es un empaquetador giratorio que utiliza un elemento de sello anular o "goma aislante", que mide de $\frac{1}{2}$ " a $\frac{7}{8}$ " de diámetro inferior a la tubería de perforación y se ajusta a presión a la tubería, lo que forma un sello en condiciones de presión cero. El elemento está expuesto a la presión del pozo y el sellado se realiza por la fuerza ejercida por la presión anular (accionamiento de la presión del pozo). La presión anular ejerce una presión contra el elemento de sellado directo por unidad de área contra el caucho separador. (Rehm et al., 2008).

El RCD se sella alrededor de la sarta de perforación y le permite al anular estar presurizado, facilitando así la contrapresión del choque para operaciones de perforación no convencionales. El

sello alrededor de la sarta de perforación con un preventor de reventones giratorio se ve afectado por la presión hidráulica ejercida detrás del elemento de sellado, de manera similar a la forma en que un elemento de preventor de reventones se sella alrededor de la tubería. A diferencia de un preventor anular, un RCD permite la rotación y el movimiento vertical de la tubería de perforación.

Los RCD no deben ser confundidos con dispositivos del BOP. Aunque los RCD ayudan a aislar un pozo presurizado, no están diseñados para ser parte de las operaciones de control de pozos o del equipo de las BOP. (IADC, 2015).

El elemento de sellado anular se fuerza sobre una junta de tubería de perforación utilizando un dispositivo puntiagudo para facilitar su ajuste. El sello anular se atornilla a un conjunto de soporte en un recipiente que contiene el sistema de rodamiento y se fija en su lugar mediante un collar de conexión rápida. El elemento de sello anular gira con el tubo, se bloquea y se sella en el dispositivo de rodamiento. El paquete de cojinetes se lubrica y enfría mediante un sistema de circulación de aceite hidráulico.

El perforador no debe tomar ninguna medida durante las operaciones de perforación o de viaje de tubería debido a que el sello de goma responde a la presión del anular. Cuando ya no se requiere empaquetar, el RCD se libera del paquete de cojinetes, y el soporte de la tubería de perforación que sostiene el conjunto se coloca a un lado. Al empaquetar el orificio, el elemento de sellado se lubrica manteniendo el recipiente en la parte superior del elemento giratorio lleno de agua (o aceite) (Rehm et al., 2008).

El modo de falla para el RCD pasivo en la mayoría de los casos es una fuga en el sello alrededor de la tubería o los collares de perforación a baja presión. A medida que los empacadores o strippers se desgastan, alcanzan el punto donde no se sellan herméticamente a bajas presiones.

Si bien puede aparecer una fuga en una prueba de presión, normalmente se observa una fuga en el piso de perforación durante un viaje o una conexión bajo presión.

3.6.1.2 Preventores anulares rotatorios (Sistema activo). Estos preventores son empaquetaduras anulares que se accionan hidráulicamente mediante un ariete hidráulico que fuerza el elemento de empaque contra la cabeza esférica, donde se presiona contra la tubería. Se utilizan sistemas hidráulicos duales. El sistema básico opera el cierre y la apertura del preventor y se utiliza un segundo sistema para enfriar y lubricar el paquete de cojinetes. Estas herramientas son dispositivos de prevención anular, que se encuentran abiertos cuando no se requiere perforación presurizada o viajes de tubería. El cambio de empaque es poco frecuente y similar al cambio del preventor anular esférico convencional. El sistema está altamente automatizado y no se requiere ninguna acción del perforador, excepto cerrar o abrir el empaque. La presión de acción se controla automática o manualmente desde el panel de control.

Otros sistemas rotativos activos incluyen el original RBOP TM (preventor rotativo de reventones), que se desarrolló para ser usado en los campos de Austin Chalk en la década de 1990. El RBOP utiliza un diafragma presurizado para oprimir un elemento sellante contra la tubería, el cual es significativamente más grande que los sistemas pasivos equivalentes. (Rehm et al., 2008).

3.6.2 Choques de perforación. Los choques utilizados en las operaciones MPD generalmente están separados de los choques de control de pozo. Debido a que el sistema de estrangulamiento de la MPD se usa constantemente, se considera prudente tener un sistema separado y dedicado para el control de pozos, aunque el equipo sea similar. Los elementos de cierre de estrangulamiento utilizados con MPD pueden ajustarse en tres categorías: compuertas de estrangulamiento, placas deslizantes y lanzaderas.

Todos los choques tienen paneles operativos con tubería y manómetros anulares, controladores de funcionamiento y una fuente de energía. También cuentan con un sistema para clasificación de H_2S y están diseñados para soportar una presión de funcionamiento máxima de 10,000 psi. Varias empresas fabrican choques que pueden ser operados a distancia (Rehm et al., 2008).

En muchas variantes MPD, un colector múltiple de estrangulamiento es un componente crítico. Este dispositivo crea la restricción de flujo variable que controla la presión de la cabeza del pozo, que a su vez maneja el perfil de presión del pozo, a menudo, a una presión de fondo (BHP) relativamente constante en condiciones estáticas y dinámicas. El estrangulador en las operaciones MPD se usa para controlar la presión del pozo, pero a diferencia de los usados en la perforación convencional, los colectores de estrangulamiento MPD no se usan como equipo de control secundario de pozos.

El múltiple de estrangulamiento MPD se puede diseñar para operar de forma manual o automática. En los sistemas automáticos de estrangulamiento MPD, el control por computadora manipula el estrangulador automáticamente a través de un algoritmo para mantener la presión deseada. Incluso si se usa un sistema automatizado, la capacidad de operar el múltiple y los estranguladores manualmente debe ser posible (IADC, 2015). En la figura 8 se muestra el esquema de los dos equipos anteriores, RCD y choke automático, instalados en la parte superior del montaje de válvulas preventoras (BOP).

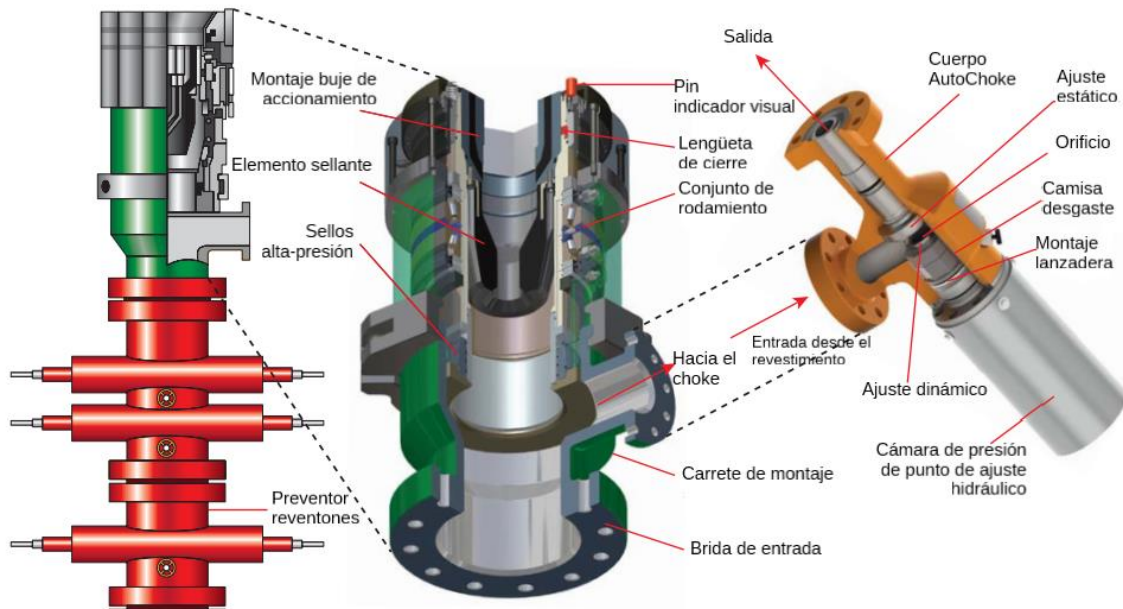


Figura 8. Ensamblaje RCD y Choke Automático sobre BOP

Nota. Adaptado de Elliott et al., 2011. Managed pressure drilling erases the lines. Oilfield Review, 23(1), 14-23.

3.6.3 Válvulas de no retorno en la tubería de perforación. La válvula antirretorno de tubería de perforación (Non return valve- NRV) es esencial para cualquier operación de MPD, debido a que estas operaciones requieren a menudo contrapresión en el anular. Analizando el principio del tubo en U, que es ampliamente discutido en actividades de control de pozos, se evidencia que cualquier desequilibrio positivo en el anular, obliga al lodo a regresar a la tubería de perforación. El lodo puede llevar recortes que tapan el motor o MWD y, en el peor de los casos, colapsar y estallar la tubería de perforación. La válvula de no retorno, o válvula unidireccional en la tubería de perforación, recibía originalmente el nombre de flotador. Ese término aún se encuentra en uso en la literatura y en algunas de las descripciones de equipos en catálogos.

La línea principal de defensa contra problemas de reflujo ha sido el flotador tipo G Baker, también llamado flotador de pistón. Este tiene un pistón simple que se acciona por un resorte similar al vástago de la válvula del motor. La presión del fluido de perforación fuerza a la válvula a abrirse contra el resorte cuando circula, y cuando se apaga la bomba, el resorte, a cualquier presión de anular del pozo, fuerza el cierre de la válvula. Este tipo de NRV ha demostrado ser muy confiable y resistente. Las fallas de esta válvula han sido raras y, en general, se deben a la falta de mantenimiento cuando se presenta un bombeo de alto volumen de un fluido abrasivo. La válvula está alojada por encima de la broca, y es común y prudente que los pozos críticos utilicen NRV dobles.

Los dos problemas principales del flotador tipo G son que bloquea la tubería de perforación para el uso de cable eléctrico para intervenciones, así como también bloquea la contrapresión de cierre de la tubería en caso de presentarse una patada de pozo. Siempre que el NRV esté ubicado justo por encima de la broca, se limita la posibilidad de pasar una línea de cable. El problema de la presión de cierre se supera aumentando lentamente la presión de la bomba hasta que se nivela, lo que indica que la válvula está abierta y la presión es el equivalente a la presión de cierre.

Otro tipo de válvula de no retorno es la válvula de control hidrostático (Hydrostatic control valve, HCV), que es una versión submarina de la válvula de flotación de broca utilizada en la perforación de doble gradiente. Se utiliza para sostener una columna de fluido de perforación en la tubería de perforación para evitar el efecto del tubo en U cuando se apaga la bomba. Esta sería la presión equivalente de una columna llena de lodo en el tubo ascendente de perforación, menos la presión de una columna equivalente de agua de mar, independientemente de la profundidad del pozo. La HCV no restringe el uso de una NRV en la broca que pueda evitar el reflujo y el taponamiento. La HCV es una herramienta más larga que el flotador tipo G, debido a que se debe

acomodar el resorte calibrado para mantener el pistón cerrado contra la presión equivalente de una columna llena de fluido de perforación en el riser. (Rehm et al., 2008).

Las BOP internas son otro tipo de válvulas, las cuales son una herramienta más antigua respecto a los flotadores de pistón. El BOP interno está diseñado como una herramienta de bombeo asentada por encima del equipo de fondo de pozo y que actúa como una válvula de retención contra el flujo ascendente. El uso original de la BOP interna fue durante un período en el que hubo objeciones para ejecutar un VRN en la broca debido a la posibilidad de aumentar la pérdida de circulación. Ahora se usa como respaldo para esta válvula. El BOP interno requiere un espacio en la sarta de perforación y espacio libre interno para funcionar. A menudo, se instala por encima de la tubería de perforación, y una vez instalado, no es recuperable y bloquea la sarta de perforación aguas abajo.

3.6.4 Válvula de aislamiento del anular o válvula de aislamiento de pozo.

3.6.4.1 Válvula de aislamiento de tubería de perforación. Un problema importante en MPD es mantener el control de la presión de fondo de pozo en un viaje. La base del sistema MPD se encuentra en que tanto el flujo hacia el pozo y la pérdida de circulación deben estar estrechamente equilibrados. Debido a los cambios críticos de presión en el pozo por diferentes circunstancias, se hace difícil controlar la presión del fondo del pozo durante los viajes. Los viajes se pueden manejar mediante el uso de una válvula de aislamiento de revestimiento (Casing Isolation Valve, CIV), despojando, desairando o matando el pozo. Todas estas soluciones plantean problemas técnicos, de costo y NPT.

La CIV ofrece la mejor solución al problema MPD de los viajes. Con una válvula de aislamiento, la tubería se desmonta dentro del revestimiento hasta que la broca está por encima de

la válvula. La válvula de aislamiento se cierra, controlando cualquier presión debajo de ella, lo que permite que el viaje continúe en un modo normal sin provocar invasión excesiva de lodo en la formación o matar el pozo. El pozo perforado por debajo de la CIV se equilibra con la presión del yacimiento. Por lo tanto, en un pozo de alta presión, para limitar la acumulación de presión debajo de la válvula causada por la migración de gas, la válvula debe ajustarse lo más profundo posible. (Rehm et al., 2008).

3.6.4.2 Válvula de perforación de despliegue de fondo de pozo. Es una válvula de aislamiento del revestimiento que funciona como una parte integral del mismo y que debe asentarse por encima de la formación de interés. El perfil de diseño de la herramienta permite la instalación en programas de revestimiento estándar: el diámetro exterior (OD), es tal que la válvula de despliegue en fondo (Downhole Deployment Valve-DDV), se puede instalar dentro las siguientes secciones, y el diámetro interno (ID), permite el paso completo de la sarta de perforación. La herramienta es operada desde la superficie por un cable que contiene dos líneas de control hidráulico. Con la herramienta DDV instalada y el revestimiento asentado, se puede accionar desde su equipo de superficie, el cual es una unidad de control hidráulico de tamaño reducido.

Su mecanismo es una aleta curva, tipo silla de montar, que se posiciona en un asiento de metal combinado para proporcionar el sello. La aleta curva en posición abierta se ajusta contra la pared del casing exterior. La herramienta se introduce en el pozo como parte de la tubería, con la aleta en posición abierta bloqueada. Está protegida durante la perforación mediante un mandril de sellado equipado con una barrera contra desechos. Esto permite que el revestimiento se cimente en su lugar convencionalmente con la aleta totalmente protegida. Con la aleta en posición abierta,

el operador del pozo tiene acceso total para operaciones como limpieza de cemento, perforación, asentamiento de la siguiente sección de revestimiento, y terminación de pozos.

Al sacar tubería, esta se retira hasta que la broca está justo por encima de la válvula DDV. Luego, la tapa de la válvula DDV se cierra mediante la aplicación de presión en la línea de control de "cierre". La presión de la línea de control mueve el mandril de sellado hacia arriba, permitiendo que la aleta se mueva a la posición cerrada. Esto aísla la parte superior del orificio de la presión del hueco abierto. La presión anular superior se purga y la tubería se saca normalmente. (Rehm et al., 2008).

3.6.5 Medidores de flujo. Durante las operaciones MPD, el flujo de retorno del pozo se desvía típicamente de la ruta de flujo de superficie normal (o convencional). La línea de flujo convencional no se usa mientras se perfora con MPD, y, por lo tanto, el sensor de flujo de retorno del equipo puede no estar en la ruta de flujo de fluido. A menudo, se usa un medidor de flujo en la ruta de flujo de retorno para proporcionar al perforador un sensor diferente para proporcionarles un indicador del flujo del pozo. Además, si el proceso MPD implica mantener cierta contrapresión en la superficie, un medidor de flujo ayuda a evitar que las operaciones de estrangulamiento oculten los cambios en el flujo de retorno.

3.6.6 Bombas auxiliares. En la variación CBHP de MPD, las bombas auxiliares a menudo se usan para mantener la presión adecuada del pozo y, a veces, el nivel de fluido durante las conexiones u otras operaciones MPD. Estas bombas deben tener una velocidad de entrega de aproximadamente 2-3 bbl/min. No necesitan la misma capacidad de presión que una bomba de plataforma, que generalmente es de 5,000 psi o más. Una bomba auxiliar para propósitos MPD solo puede necesitar una presión nominal de 500 psi, pero esto varía con la aplicación.

3.6.7 Separadores de gas. Dado que los proyectos MPD están destinados a evitar la afluencia continua, el uso de un sistema especializado de separación de lodo y gas generalmente no está garantizado, a menos que se use un fluido gasificado como lodo de perforación. Si se incorpora un separador de lodo-gas (MGS) en el diseño del equipo de superficie MPD, generalmente será como precaución de seguridad porque el margen entre el peso del lodo y la presión de poro es probable que sea menor que en las operaciones convencionales (IADC, 2015).

3.7 Ventajas

- **Optimización de costos en proyectos de perforación.** La principal ventaja de la MPD es la reducción de los costos ocasionados por NPT, mientras se incrementa la seguridad de la operación con técnicas especializadas y equipos de superficie. Este tipo de perforación es conocida por mitigar los problemas de control de presión y tener un gran potencial de incrementar la eficiencia del proceso de perforación. Además, puede representar una optimización en los costos de cada proyecto. Como ejemplo, en el Golfo de México, el promedio de incremento del costo por pie perforado por NPT es de entre US \$70 a US \$100, pero realizando el análisis económico de las principales causas de NPT y los costos relativos de la implementación de la MPD, se estima que el costo por pie perforado puede disminuir de entre \$25 a \$40 (Haghshenas, 2008). Otro ejemplo de la optimización de costos es el presentado por la empresa MI SWACOS, filial de la prestadora de servicios Schlumberger, en el que la MPD redujo las pérdidas de lodo en un 83%, incrementó la producción en un 60%, y redujo el tiempo de construcción del pozo en un 30% en el campo

Yurubcheno-Tokhomskoye localizado en el oriente de Siberia, Rusia (Schlumberger, 2017); lo que se traduce en menores costos por tiempo y material usado durante la operación.

- **Proceso ajustable a los cambios de las condiciones de perforación.** Un proyecto exitoso requiere ser planeado cuidadosamente, dándole atención a los detalles operacionales. Sin embargo, cuando un problema ocurre, el plan debería ser lo suficientemente flexible para poder remediar la situación. Lo anterior es una de las principales ventajas de la MPD, pues al usarla, se prepara la operación para cambiar según las circunstancias y así cumplir los objetivos del perfil de presión durante la perforación (Haghshenas et al., 2008).

- **Extensión de los puntos de asentamiento de los revestimientos.** Los revestimientos son la solución a la mayoría de los problemas en los pozos, sin embargo, cada sección de revestimiento reduce el tamaño del pozo. Si se analizan en las actividades de perforación costa afuera, por ejemplo, el tamaño inicial de pozo es de 36 " y termina en 6 " cuando se alcanza la formación productora. Las técnicas de MPD son capaces de extender el punto de asentamiento de revestimiento más allá del límite de presión normal de poro o de fractura, reduciendo el número de revestimientos a usar (Haghshenas et al., 2008).

En la figura 9, se pueden ver un ejemplo de perforación convencional costa afuera y las profundidades a las cuales se deben asentar los revestimientos según el gradiente de presión de fractura y la presión de poro. La figura muestra que se necesitan revestimientos para completar el pozo, lo que significa una reducción significativa de su diámetro final. La perforación convencional proporciona una ventana de perforación estrecha en campos costa afuera debido a la presión hidrostática adicional del lodo en el tubo ascendente de perforación.

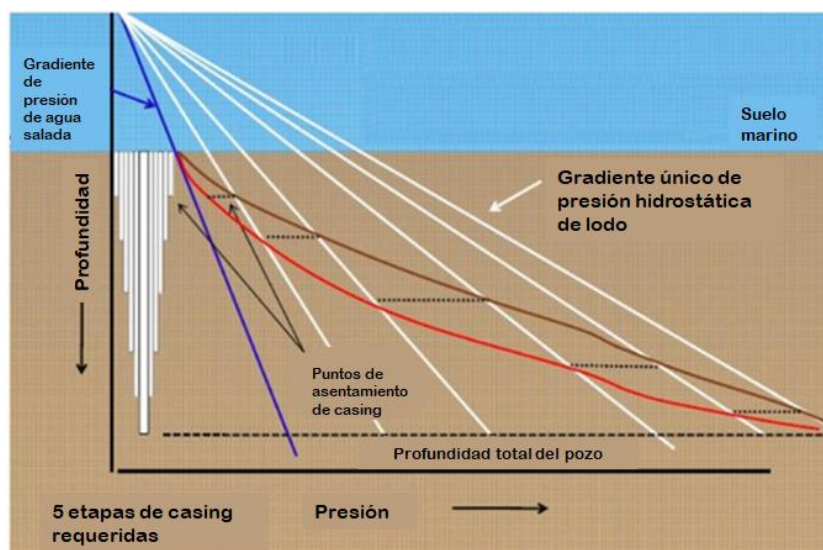


Figura 9. Puntos de asentamiento de casing para un pozo offshore y perforación convencional

Nota. Adaptado de Haghshenas, et al., 2008. The why and basic principles of managed well-bore pressure. In Managed pressure drilling (pp. 1-38). Gulf Publishing Company.

La situación de la figura 9 se puede optimizar usando técnicas MPD como la SMD (subsea mud-lift drilling), que se muestra en la figura 10. Usando esta técnica la cantidad de revestimientos a usar se reduce a tres, debido al control de presión de la técnica, que permite trabajar de una mejor manera en la ventana de perforación dada. Las técnicas MPD permiten eliminar o reducir la presión adicional del lodo en el riser, lo que da como resultado una ventana de perforación más amplia (Haghshenas et al., 2008).

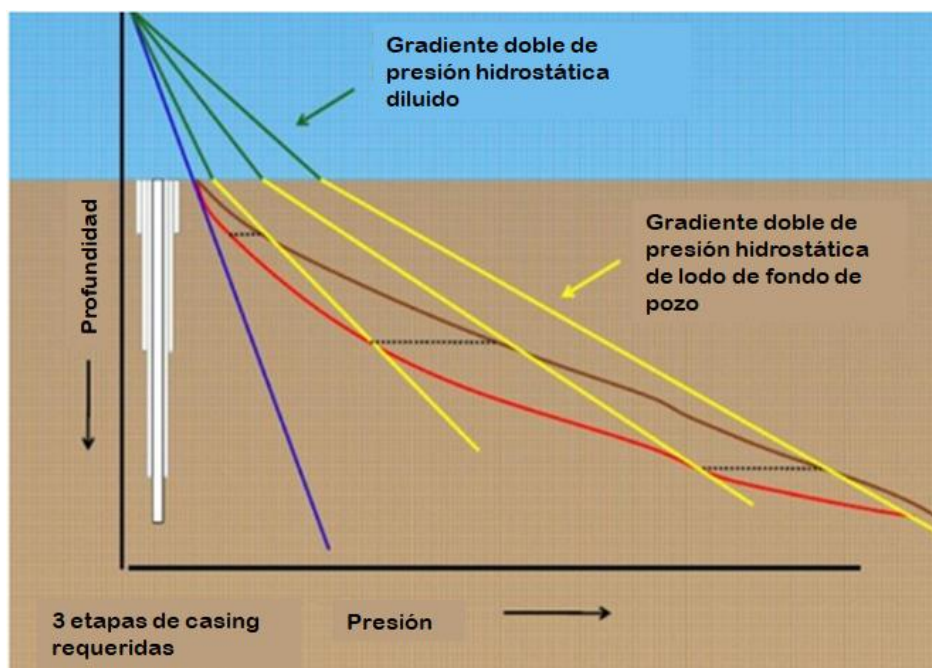


Figura 10. Puntos de asentamiento de casing para un pozo offshore usando MPD-SMD

Nota. Adaptado de Haghshenas, et al., 2008. The why and basic principles of managed well-bore pressure. In Managed pressure drilling (pp. 1-38). Gulf Publishing Company.

Las técnicas de MPD controlan el perfil de presión en el anular del pozo para evitar los problemas de perforación, permitiendo alcanzar mayores profundidades (en caso de ser necesario), y eliminar etapas de revestimiento, lo que permite alcanzar el objetivo con un orificio más grande para completar y producir, al mismo tiempo que se reducen costos de operación (Haghshenas et al., 2008).

- **Disminución de la pérdida de circulación.** La pérdida de circulación es otra de las mayores causas de NPT. Ocurre cuando la densidad del lodo se incrementa a tal punto que la presión de fractura de la formación es excedida. Todos los ingenieros de perforación están entrenados para controlar este tipo de situaciones, la tendencia de solución de este problema es incrementar la densidad del lodo para evitar patadas de pozo y escapes de gas. Cuando se usan

técnicas de la MPD, se mantiene la densidad por debajo de la presión de fractura y haciendo uso de una contrapresión anular variable en la superficie permite se mantiene la presión del pozo entre la presión de poro y la presión de fractura. Por lo tanto, se evitan la pérdida de circulación y las patadas de pozo (Haghshenas et al., 2008).

- **Control de patadas de pozo.** Cuando se detecta una patada en el pozo, se circula el lodo y se aumenta la densidad del fluido de perforación sin dificultad, sin embargo, esto representa costos adicionales por tiempo y materiales de lodo. La MPD busca evitar el problema de patadas de pozo al monitorear cuidadosamente la ECD y controlar los cambios de presión a la entrada y salida del pozo con presión de superficie impresa. Bajo condiciones cuidadosamente controladas, una patada incipiente, causada por un cambio de ECD o una zona de transición, es casi un golpe indistinguible en las condiciones de perforación bajo la aplicación de técnicas de MPD (Haghshenas et al., 2008).

4. Variantes de la técnica MPD

Existen diversas variaciones con enfoque proactivo de la técnica Managed Pressure Drilling, las cinco que se presentarán a continuación son claves y los resultados de sus aplicaciones han sido positivos; todas tienen como objetivo común la manipulación del perfil de presión anular en el pozo para disminuir o eliminar problemas presentes en la perforación. Pueden ser aplicados de forma independiente o en combinaciones de estos.

4.1 Presión constante de fondo de pozo (Constant Bottom Hole Pressure, CBHP)

4.1.1 Definición. Las operaciones MPD en las que la presión del pozo requiere un ajuste se denomina presión constante de fondo de pozo o *constant bottom hole pressure* (CBHP) (Nandan et al., 2017). Esta técnica se conoce como el proceso por el cual la presión anular en un pozo se mantiene constante (o casi constante), a una profundidad específica, con las bombas de lodo funcionando o no, controlando el efecto de la pérdida de fricción por circulación. En este contexto, *constante* significa mantener la presión de fondo dentro de una ventana de perforación con límites superior e inferior definidos. La diferencia entre estos límites se conoce como margen (Fredericks, 2008).

En condiciones normales, el objetivo de la CBHP es rastrear el punto de ajuste de presión del fondo del pozo. La presión constante del fondo del pozo se logra mediante el uso de una presión anular dinámica además de la presión hidrostática que se puede alcanzar con el lodo (Nandan et al., 2017).

Con la CBHP se busca garantizar operaciones de perforación seguras y disminuir los costos excesivos reduciendo la pérdida de circulación y mitigando los problemas de perforación como patadas de pozo, pegas de tubería y NPT. Se utiliza especialmente en pozos con una ventana de perforación estrecha, donde la selección de las propiedades del lodo y las técnicas de perforación se consideran un gran desafío (Farahat, 2017).

La CBHP se puede usar con fluidos de perforación hidrostáticamente balanceados o desbalanceados. Típicamente, se usa un RCD para cerrar el anular, mientras que la manipulación manual o automática de un choque de superficie alivia la contrapresión anular correspondiente a disminuciones o aumentos en la velocidad de circulación. Cada vez que las bombas del taladro se apagan por cualquier razón, una bomba auxiliar o una bomba de contrapresión introducen una

corriente de flujo a través del choque de superficie para suministrar presión sobre el anular y lograr mantener una presión constante en el fondo del pozo. La bomba también se puede usar mientras se está realizando un viaje de tubería. De esta manera, la presión de choque se sustituye por la presión de fricción a medida que se disminuye la velocidad de circulación. Cuando las bombas de lodo de la plataforma se vuelven a poner en línea y se aumenta la velocidad de circulación, la bomba de contrapresión se puede apagar (IADC, 2015).

Esto representa un control más preciso de la presión anular que la técnica de presión de botella, porque el choque nunca está 100% cerrado. Esto puede facilitar la detección de la entrada de fluidos del yacimiento o la pérdida de circulación por diversas causas, incluidos el aumento o la disminución de la presión anular, el aumento o disminución de la tasa de retorno, los cambios de presión en el choque, etcétera (IADC, 2015).

Algunos de los criterios y consideraciones que se tienen en cuenta para implementar esta variación de la técnica CBHP son (Farahat, 2016)

- Formaciones en las que se presente alta pérdida de lodo
- Ventanas de perforación estrechas
- Presencia de zonas de peligro de flujo de agua y gas en profundidades someras
- Uso de lodo de perforación hidrostáticamente desbalanceado
- Para aplicar esta variación se debe usar un sistema de circuito cerrado
- Requiere equipo de alta presión en la superficie.

4.1.2 Técnica de contrapresión (Back pressure). En esta técnica, la BHP se controla manejando cuidadosamente la reología del lodo y su peso, el contenido de sólidos del lodo, la contra presión aplicada y la concentración de recortes de perforación en el anular. Mantener las

BHP estática y dinámica muy cerca una de la otra, permite al perforador ejecutar las operaciones con la BHP cerca o lejos de la presión de poro (P_p), para satisfacer los requerimientos del proceso. La velocidad de circulación del lodo, la reología y otros parámetros están diseñados de tal manera que la BHP dinámica es ligeramente más alta que la P_p . La contra presión requerida se calcula y se aplica cuando las bombas se apagan, para evitar cualquier influjo (Farahat et al., 2017).

En la figura 11, se puede apreciar el efecto de la contrapresión adicional que se suministra en la técnica CBHP. Como se puede observar, se presenta una ventana de presión definida en el lado inferior por la presión de poro en la zona 2 y en la parte superior por el gradiente de fractura en la zona 1. Además, la figura 11 representa la situación típica que encuentra en la perforación cuando el ECD dinámico es demasiado grande para continuar perforando más allá de la Zona 2, porque en la Zona 1, el ECD es igual al gradiente de fractura.

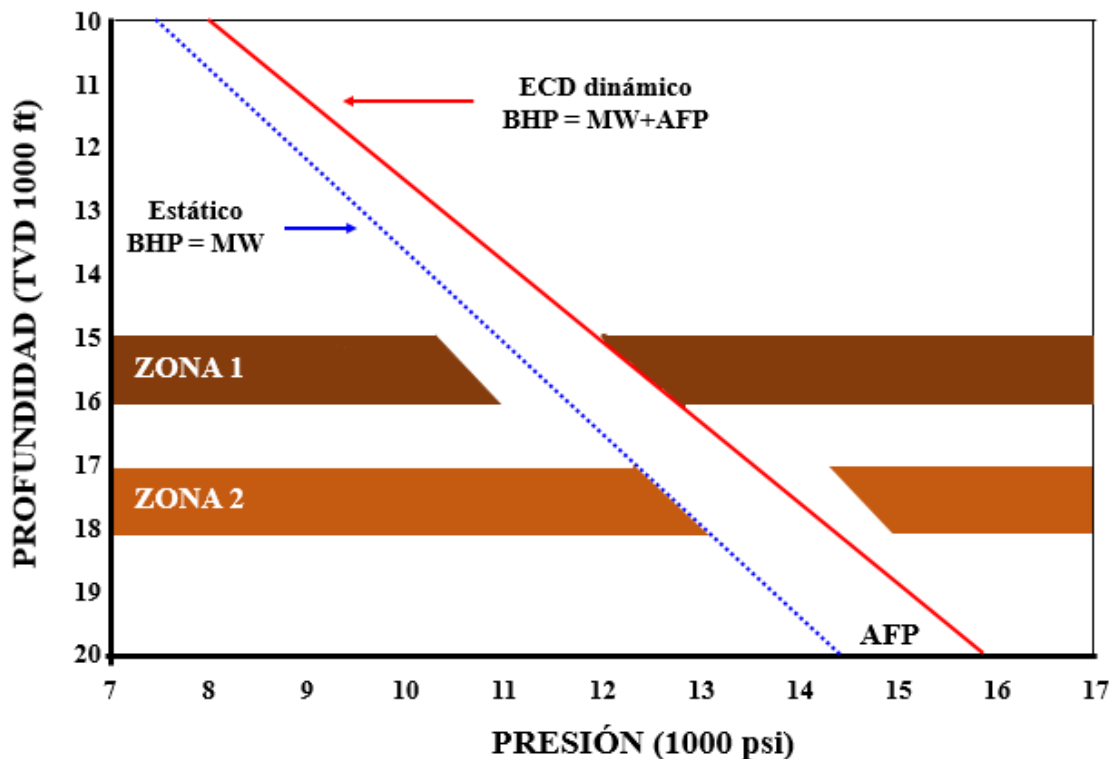


Figura 11. Situación típica de la perforación convencional, en la cual el ECD dinámico para la zona 2 es igual al gradiente de fractura de la zona 1.

Nota. Adaptado de Fredericks, P. (2008). Constant bottom-hole pressure with pressure as a primary control. In Managed pressure drilling (pp. 81-107). Gulf Publishing Company.

En la parte inferior, el margen usualmente está limitado por la presión de poro, P_p y la estabilidad del pozo, P_{wbs} , mientras que, en el lado superior, puede estar limitado por la pega diferencial, P_{ds} , pérdida de circulación, P_{ls} , y la presión de fractura, P_f . En general, estas presiones pueden estar relacionadas de la siguiente manera:

$$P_p < P_{wbs} < \mathbf{BHP} < P_{ds} \leq P_{ls} \leq P_f \quad (1)$$

Para comprender los límites presentados en la ecuación 1 y su rol en el control de la presión, se debe considerar la ecuación fundamental de presión:

$$BHP_{Dynamic} = P_{Static} + P_{AFP} \quad (2)$$

Donde:

P_{Static} = Presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación cuando las bombas de circulación están apagadas

P_{AFP} = Presión de fricción en el anular resultante de la circulación del fluido de perforación

La ecuación 2 aplica cuando las bombas están encendidas y el lodo se encuentra circulando. El termino $BHP_{Dynamic}$, también es referido como la densidad de circulación equivalente (ECD), y algunas veces como el peso de lodo equivalente (EMW). Cuando las bombas de circulación están apagadas o cuando la circulación es detenida, la $P_{AFP} = 0$ y la ecuación 2 se simplifica así:

$$BHP_{Dynamic} = P_{Static} \quad (3)$$

En un sistema abierto, el fluido de perforación sale de la cabeza del pozo a través de tuberías de superficie que están a presión atmosférica. En un sistema de circulación cerrado (CBHP), el fluido de perforación sale del cabezal del pozo bajo presión. Para la mayoría de las operaciones de perforación, la P_p representa el límite inferior para la BHP y con la cual se evitan los influjos y patadas. Sin embargo, en muchos campos, el límite de presión mínima para el control de pozos está dado por la estabilidad del pozo y no por la presión de poro (Fredericks, 2008).

4.1.3 Comparación de CBHP con la perforación convencional. En la figura 12 se puede observar la comparación del desarrollo de una perforación convencional contra una en la que se implementa el método CBHP. Los cambios en la presión de fondo (línea verde), del primer perfil, son significativos, por lo que esta se acerca tanto a la presión de fractura como a la presión de poro, lo que resulta en pegas diferenciales, pérdidas de circulación e incluso influjos al pozo cuando se apagan las bombas; mientras que en el segundo perfil se observa el efecto que tiene el uso de la técnica MPD adicionando una contrapresión en el anular que permite mantener la presión de fondo constante cuando se apagan las bombas, evitando los problemas de perforación que se puedan presentar. Lo anterior significa una reducción en los tiempos de perforación, debido a la disminución de NPT que presentará el pozo perforado.

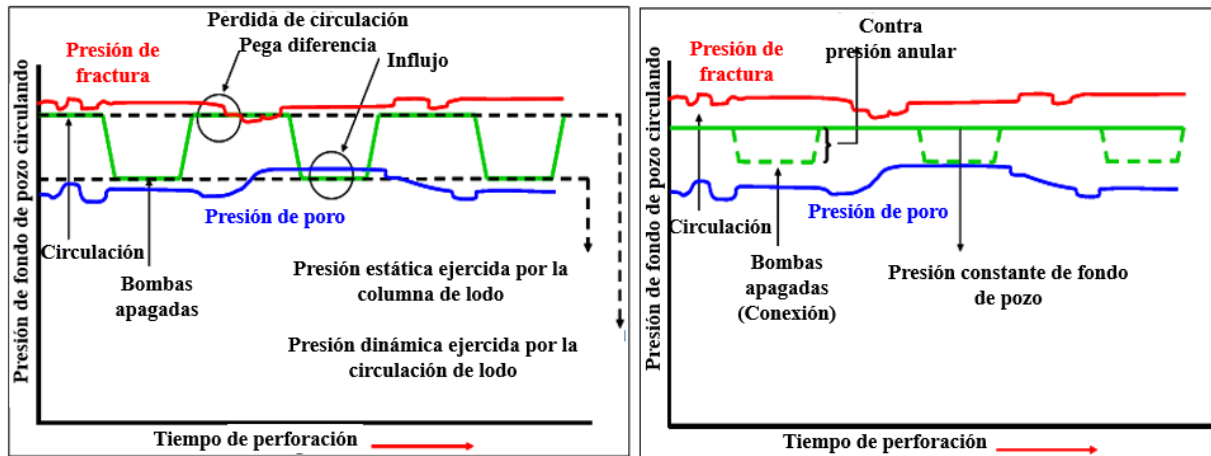


Figura 12. Comparación entre perforación convencional y perforación MPD con CBHP.

Nota. Adaptado de Arnone, M. A. et al., 2009. Drilling Wells With Narrow Operating Windows Applying the MPD Constant Bottom Hole Pressure Technology—How Much the Temperature and Pressure Affects the Operation's Design.

4.1.4 Beneficios. Las principales ventajas y facilidades operativas que ofrece esta técnica son (Arnone, M. et al., 2009):

- La contrapresión anular es controlada desde superficie usando un choque, lo que significa que los cambios en la presión de fondo de pozo normalmente ocurren cuando las bombas de circulación no se encuentran encendidas.
- Sin importar si la columna de lodo es estática o dinámica, la presión de fondo de pozo es constante y se puede mantener más fácilmente entre los límites de presión de fractura y presión de poro.
- La posibilidad de esta técnica de perforar entre los límites de la ventana de perforación permite alcanzar mayores profundidades antes de que se deba asentar una nueva sección de revestimiento y cambiar el lodo de perforación por uno de mayor peso.

- CBHP provee sensibilidad de manejo para presiones de poro inciertas o de las cueles no se posee la información suficiente, como ocurre en los pozos con alta temperatura y alta presión y ambientes geológicamente complejos.

4.1.5 Equipos usados. Para esta variación de la CBHP se usan diferentes equipos que permiten alcanzar la contrapresión requerida en el pozo, los cuales son (Nauduri, 2009):

- Controlador dinámico de presión anular (DAPC)
- DAPC con modificación del choque manifold
- DAPC sin bomba de contrapresión
- Sistema MPD sin medidor de flujo de Coriolis
- Sistema MPD con desviador de bombas del taladro
- Sistema de control Microflux™
- Eni Near Balance Drilling (E-nbd™)

El diagrama de proceso que se muestra en la figura 13 resalta los equipos de superficie adicionales para llevar a cabo una operación MPD-CBHP estándar, la cual tiene básicamente un dispositivo de control rotatorio, un choque manifold MPD, un medidor de corriente de temprana detención en caso de una patada de gas y una excelente comunicación entre el choque y las bombas del taladro, con el objetivo de garantizar la presión constante de fondo de pozo en las operaciones requeridas (Arnone, M. et al., 2009).

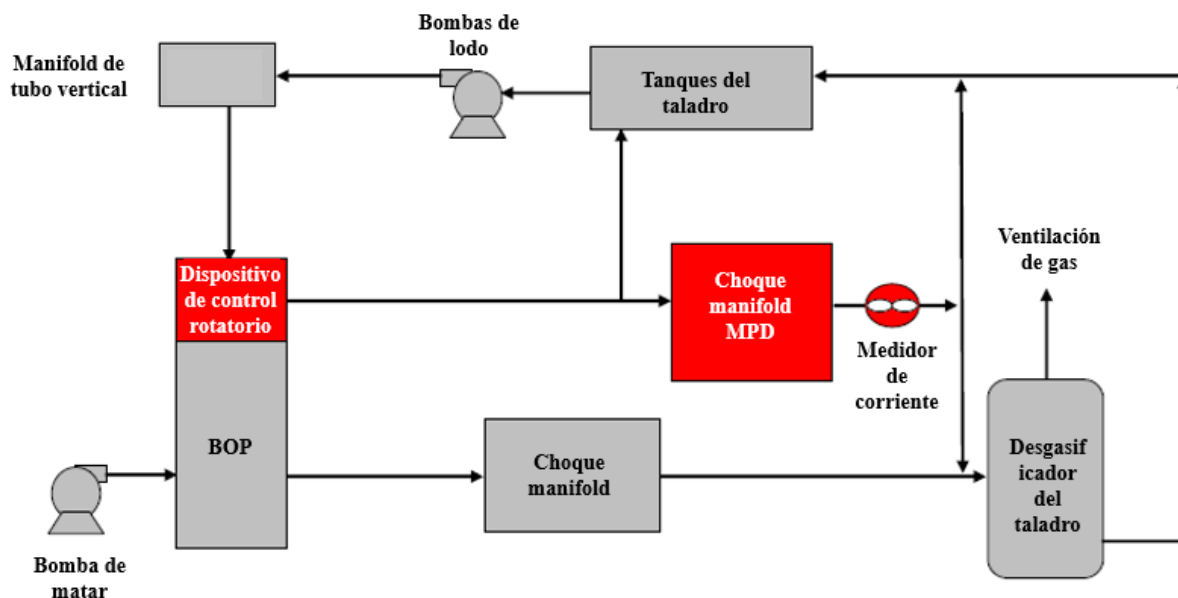


Figura 13. Diagrama estándar del proceso MPD-CBHP con equipos adicionales requeridos resaltados.

Nota. Adaptado de Arnone, M. A. et al., 2009. Drilling Wells with Narrow Operating Windows Applying the MPD Constant Bottom Hole Pressure Technology—How Much the Temperature and Pressure Affects the Operation's Design.

4.2 Perforación con sistema de circulación continua (Continuous Circulation System, CCS)

4.2.1 Definición. Esta variante recibe su nombre por el uso de un dispositivo especial que admite la circulación continua mientras se perfora o se maniobra la tubería, posibilitando realizar conexiones de tubería sin detener las bombas es decir sin interrumpir la circulación, el sistema mantiene una presión en fondo estable, también ofrece mayor control sobre la densidad equivalente de circulación ECD al ajustar la tasa de circulación y/o la densidad del fluido de perforación; de

esta forma evita las fluctuaciones de presión y la aparición de problemas inherentes a la acción de encendido y apagado de las bombas (Rohani, 2012),. El sistema se clasifica en dos tipos, el mencionado anteriormente que emplea una cámara presurizada y métodos alternativos basados en adaptadores para la circulación continua (sub), los cuales son conectados en la tubería como parte de cada nueva conexión y desvían el flujo debajo de la junta de la herramienta que está siendo conectada, permitiendo la circulación continua.

4.2.2 Beneficios. La principal utilidad de esta variante consiste en prevenir los cambios abruptos de presión al mantener una presión en fondo constante, de esta forma evita cambios en la reología del lodo y los efectos adversos de estas fluctuaciones en las condiciones del pozo. Comparada con el MPD convencional su aplicación presenta algunas ventajas adicionales:

- Elimina la necesidad de compensar la presión en fondo mediante contrapresión anular de superficie, evitando cometer posibles errores al desarrollar una operación larga y compleja.
- Mejora la eficiencia de la operación reduciendo los tiempos de conexión e inactividad al suprimir la necesidad de circular los recortes para la limpieza en fondo previa a una conexión, con esto mejora también la limpieza, estabilidad del pozo y reduce el potencial atascamiento de la tubería al impedir que los recortes se asienten en el fondo del pozo.
- Extiende la vida útil de las herramientas de fondo en ambientes hostiles como pozos de alta temperatura y alta presión, gracias al efecto de enfriamiento continuo del lodo los componentes electrónicos y mecánicos de las herramientas están menos expuestos a la temperatura estática en fondo y los esfuerzos térmicos, en consecuencia, reduce los NPT y costos.
- Monitoreo en tiempo real de parámetros de fondo de pozo como presión, temperatura de circulación.

- Mejora el control del pozo y la seguridad operacional al reducir el riesgo de presentar patadas; los influjos de gas durante las conexiones pueden ser identificados y circulados fuera rápidamente mientras el curso de la presión en fondo es monitoreado. (Cunningham et. al, 2014)

4.2.3 Aplicaciones. Esta técnica al ser una variante del MPD es igualmente aplicada en formaciones que manejan ventanas estrechas de gradiente de presión de poro/ presión de fractura, donde puede llegar a ser extremadamente difícil realizar conexiones y desconexiones de tubería. Si el peso del lodo en estado estático basta para controlar la formación, la presión por fricción causada por la circulación bastará para exceder el gradiente de fractura y generar pérdidas, si se intentara dar solución disminuyendo el peso estático del lodo y perforar con el ECD, los problemas surgirán al momento de detener la circulación ya que el componente dinámico (presión por fricción) desaparece y el nuevo peso del lodo estático no sería suficiente para soportar y dar control a la formación. (Vogel et. al, 2008).

Algunas aplicaciones donde el uso del sistema CCS ha sido favorable:

- **Pozos horizontales (*Extended Reach Drilling ERD*):** En estos se reduce el riesgo de pega diferencial, la circulación continua facilita el movimiento de los recortes evitando que estos se asienten y acumulen en el lado llano del pozo resultando también en una mejor limpieza, un anular más limpio disminuye el torque rotario e incrementa el control direccional que se tiene sobre la sarta (Ayling et al., 2002).

- **Pozos en aguas profundas:** Por la poca compactación del lecho marino las formaciones encontradas en aguas profundas son muy inestables, el uso de la variante CCS minimiza las posibilidades de atascamiento de la tubería o colapso del pozo (Vogel et. al, 2008).

- **Pozos con gradientes estrechos presión poro/ presión fractura:** Los pozos de alta presión/ alta temperatura HPHT entran en esta clasificación presentan altas pérdidas de circulación

e influjo de fluidos de la formación; el sistema CCS hace más eficiente la perforación previniendo los cambios bruscos de presión y disminuyendo los tiempos de conexión, mediante circulación continua y control de la densidad equivalente de circulación ECD.

- **Pozos sensibles a la presión:** Algunas formaciones son más sensibles a las fluctuaciones de la presión, como las lutitas y las sales, cuando se detiene la circulación para realizar una conexión el ECD desaparece. Esto causa que estas formaciones se relajen y consecuentemente la tubería se pegue y/o el agujero colapse (Jenner et. al, 2005).

4.2.4 Equipos usados. La configuración de equipos en las operaciones con el sistema CCS conlleva el uso de las herramientas habituales en la técnica MPD y de otras más específicas en las que se basa su aplicación y lo diferencian de las demás variantes; como fue mencionado anteriormente existen dos clasificaciones del sistema según el tipo de dispositivo que empleen (cámara presurizada o sub).

El *sistema con cámara presurizada* maneja un dispositivo para la circulación continua (Continuous Circulation Device CCD) como se puede ver en la figura 14. Este fue desarrollado como un proyecto en conjunto entre seis grandes compañías europeas; es la unidad principal del sistema, actúa como una cámara de presión situada en la plataforma sobre la mesa rotaria por donde pasa la tubería y durante la conexión proporciona un sello en torno a ella, un dispositivo de sellado la divide en dos secciones superior e inferior. Para realizar una conexión se introduce fluido de perforación a presión de circulación en el espacio entre los sellos del dispositivo, ecualizando la presión dentro y fuera de la tubería; la conexión entre el pin y caja se rompe, el sello que divide el dispositivo permite despresurizar la sección superior para retirar el pin, manteniendo en todo momento la circulación en la parte inferior del dispositivo. La nueva junta de tubería es conectada

al top drive, para introducirse en la parte superior del CCD sellado en torno a esta y re-presurizado con fluido del sistema de circulación; una vez que la presión ha sido nuevamente ecualizada, el sello divisor es retirado para bajar y realizar la conexión mientras la circulación continúa a través de la tubería. Finalmente se drena la presión del dispositivo, abren sellos y reanudan la perforación. (Jenner et. al, 2005). El dispositivo soporta presiones de trabajo de 5000 psi, formado por cuerpo de BOP, esclusas de corte (pipe rams) ubicadas en la parte superior, obturador de cierre total (blind rams) en el medio y esclusas de corte invertidas (inverted pipe rams) en la parte inferior; en el tope de la unidad se encuentra unida mediante gatos hidráulicos una combinación de llave de potencia (rompe y hace conexiones), tubo giratorio y amortiguador vertical y en la parte baja mordazas hidráulicas de tubería. (Vogel et. al, 2007)

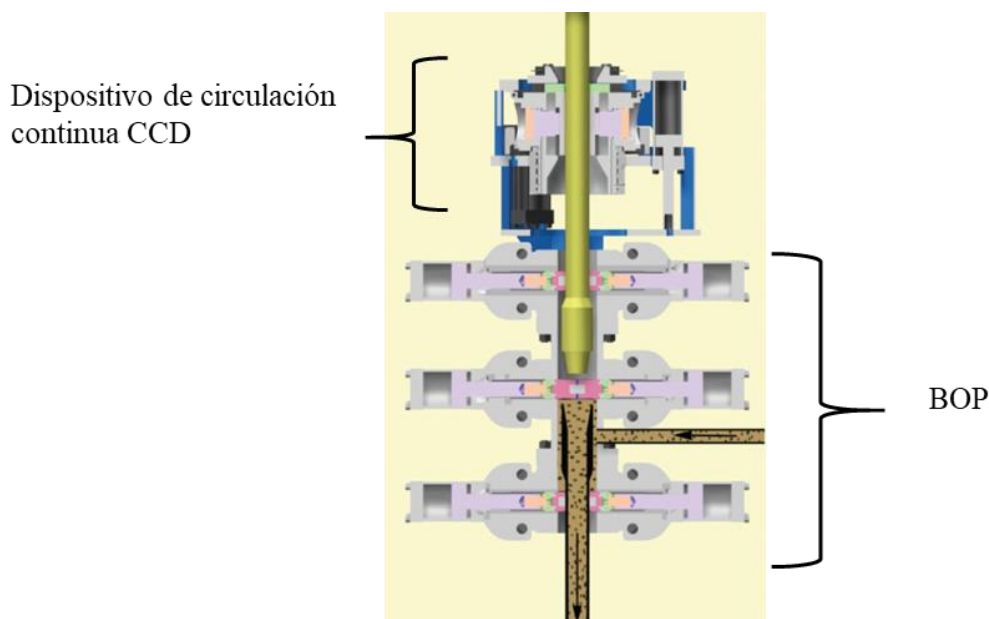


Figura 14. Unidad principal, dispositivo de circulación continua.

Nota. Recuperado de Jenner. J.W. et al (2005). The Continuous Circulation System: An Advance in Constant Pressure Drilling. Society of Petroleum.

Para completar el sistema de circulación continua y hacerlo más eficiente, además del CCD fueron incorporados otros equipos mostrados en la figura 15 en su ubicación general.

- **Colector – desviador de lodo:** juego de válvulas, conectado a la línea de descarga entre las bombas de lodo y la tubería de subida, requerido para cambiar y controlar el flujo de fluido de perforación entre el top drive y el dispositivo CCD durante las conexiones. Las válvulas son operadas hidráulicamente y están conectadas al sistema de control principal.

- **Interfaz del Top Drive:** compuesta por tres componentes: sub de extensión/ desgaste (saver sub), Herramienta de conexión del Top Drive (Top Drive Connection Tool) y ascensor doble cara (Dual Sided Elevators). El sub está ubicado en la parte baja del Top Drive permite que este alcance el interior de la unidad principal para posicionar la unión de la tubería correctamente y realizar la conexión o desconexión. La herramienta de conexión está suspendida debajo del Top Drive a nivel del sub, usado para conectar o desconectar el saver sub de la parada. Los ascensores duales están ubicados bajo la herramienta de conexión, dispuestos para levantar y maniobrar la tubería en la plataforma.

- **Sistema de control:** La operación del CCS es controlada por el perforador mediante un sistema de control electrohidráulico (panel de control), a través de una pantalla táctil envía la señal a la unidad de control que permite interrumpir el proceso en cualquier etapa.

- **Contenedor de control:** Cuenta con la unidad de poder hidráulico independiente (Hydraulic Power Unit HPU) y una grabadora “caja negra” que recopila y almacena datos sobre el funcionamiento del sistema.

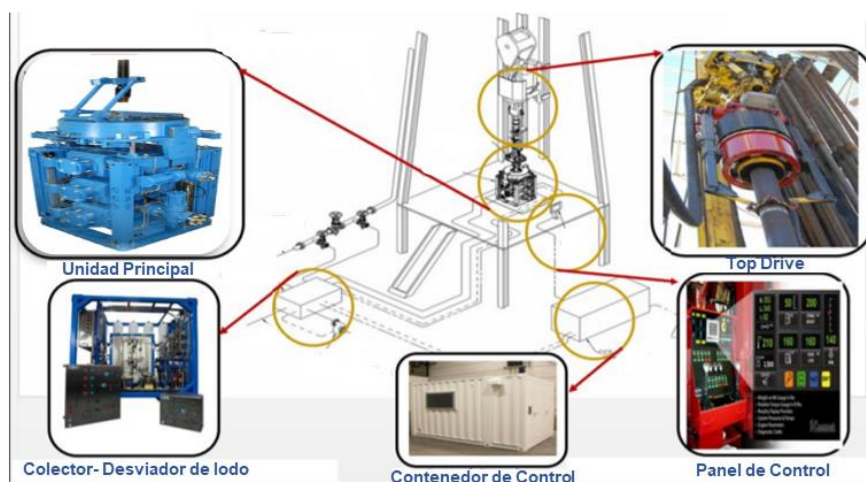


Figura 15. Componentes principales del CCS con dispositivo de circulación continua

Adaptado de Bardaj et.al, (2016). Continuous Circulation System: A Key to drilling safety increment. International Conference on Research in Science and Technology.

El *sistema con sub* se divide a su vez en dos subsistemas (Figura 16), el sistema para la circulación continua compuesto por dos elementos principales: sub y colector o manifold (Figura 17), y el sistema activo de estrangulación (Active Choke System).

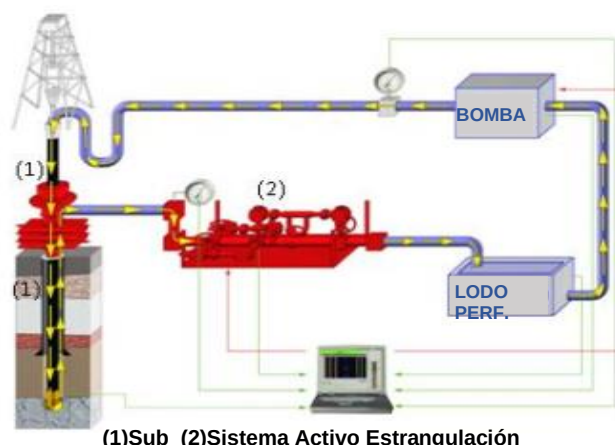


Figura 16. Subsistemas del CCS con Sub de circulación continua

Nota. Adaptado de Calderoni et. al, (2011). Managing Pressure Drilling with Continuous Circulation. A Summary of Eni Experience. Society of Petroleum

El sub es una herramienta de doble aleta con un puerto de entrada lateral, es conectada al tope de cada parada de tubería y de esta forma es corrida en el pozo, el número de subs requerido depende de la longitud a perforar con circulación continua.

Sus dimensiones y parámetros de diseño y operación pueden variar según el fabricante, por lo general tienen una presión de trabajo de 5000 a 7500 psi y son provistos con las conexiones de tubería más comunes. El colector (manifold) es instalado en el piso de la plataforma o a nivel del suelo cuando el espacio es reducido, desvía el fluido de perforación de la línea del Top Drive hacia la entrada lateral del sub a través de una manguera, para realizar la conexión la aleta alta se cierra y el top drive o la parada superior pueden ser retirados para realizar la conexión requerida de modo convencional sin interrumpir la circulación bajo el sub. (Calderoni et. al, 2011)



Figura 17. Equipos del subsistema para la circulación continua, Sub y Colector.

Recuperado de Calderoni et. al, (2011). Managing Pressure Drilling with Continuous Circulation.

A Summary of Eni Experience. Society of Petroleum

El sistema activo de estrangulación aplica presión anular y la controla a través de la apertura del colector (choke), adicionalmente monitorea parámetros como: presión en la tubería, presión en fondo y anular, flujo entrante y flujo saliente. Durante las operaciones de perforación el pozo se encuentra cerrado con un dispositivo de control de rotación (RCD), y la circulación de lodo se realiza a través de un estrangulador “activo” cuya apertura es continuamente controlada mediante un sistema computarizado.

4.3 Perforación con tapón de lodo presurizado (Pressurized Mud Cap Drilling, PMCD)

4.3.1 Definición. La perforación con tapón de lodo consiste en bombear agua y lodo hacia el pozo con el objetivo de prevenir patadas y pérdida de circulación mientras se perforan formaciones fracturadas o formaciones estratificadas con regímenes de presión diferentes; reduce tiempo y costos asociados al continuo control del pozo que se requería convencionalmente. (Moore D, 2009) La variante propia del MPD es la perforación con tapón de lodo presurizado también llamada perforación de circulación con agujero cerrado, desarrollada para monitorear constantemente la presión en superficie y ser mayormente aplicada en formaciones gruesas muy fracturadas o depletadas, las cuales por lo general exhiben pérdidas severas de circulación. Entre los principales beneficios que brinda: alcanzar la profundidad objetivo (Total Depth TD), manejo del ECD, menores pérdidas de circulación, admite mayores tasas de penetración ROP, mayor seguridad operacional y ambiental, reducción de NPTs y costos.

El problema inicia al requerirse un peso de lodo que ejerza la presión necesaria para perforar y alcanzar la profundidad objetivo, en las zonas depletadas la presión del pozo superaría

la presión de la formación e inician las pérdidas, a medida que el fluido de perforación se va perdiendo en la formación, la presión hidrostática del pozo va disminuyendo, causando que gas de zonas más superiores no depletadas comience a filtrarse al pozo debido a que el lodo ya no ejerce la presión requerida para el balance en estas zonas. (Rohani, 2011) La técnica PMCD enfrenta el problema de una forma particular, incentivando las pérdidas totales sin retornos a superficie; la perforación se realiza por intermedio de un cabezal giratorio (RCD) con el pozo cerrado en superficie contra una válvula cerrada o choke, siendo la presión anular en superficie un indicador de lo que ocurre en fondo. Cuando las pérdidas totales ocurren, el lodo original es reemplazado inyectando al anular debajo del RCD un tapón de lodo ligeramente bajo balance (Light Annular Mud, LAM) hasta llenarlo, la perforación continúa bombeando fluido de sacrificio (Sacrificial Fluid, SAC) por la sarta de perforación usualmente se usa agua debe ser económico y no dañino para la formación; fluido y recortes son empujados hacia las fracturas o cavidades en la roca junto con cualquier influjo que se presente. El anular debe mantenerse lleno para que el sello del tapón de lodo sea efectivo, el tapón será fundamentalmente estático, su objetivo es equilibrar la presión de poro en el tope de la zona fracturada mientras mantiene una contrapresión específica en superficie (Surface Back-Pressure, SBP). (Helgeland, 2014)

La figura 18 muestra el perfil de presión para la perforación con tapón de lodo presurizado. En caso de producirse una patada posiblemente por migración de gas, será observable por un incremento en la contrapresión de superficie, para contrarrestar esto, se bombea al anular fluido liviano LAM adicional, desplazando el gas y fluido contaminante de vuelta a la formación hasta que la presión en superficie sea restaurada a su valor inicial. (Moore D, 2009) El pozo es perforado hasta alcanzar la profundidad total, monitoreando la tendencia de los parámetros de operación,

presiones, torque y arrastre, peso de la sarta, cualquier cambio que pueda indicar problemas en fondo; manteniendo control sobre el pozo y gases o fluidos indeseables lejos de la superficie.

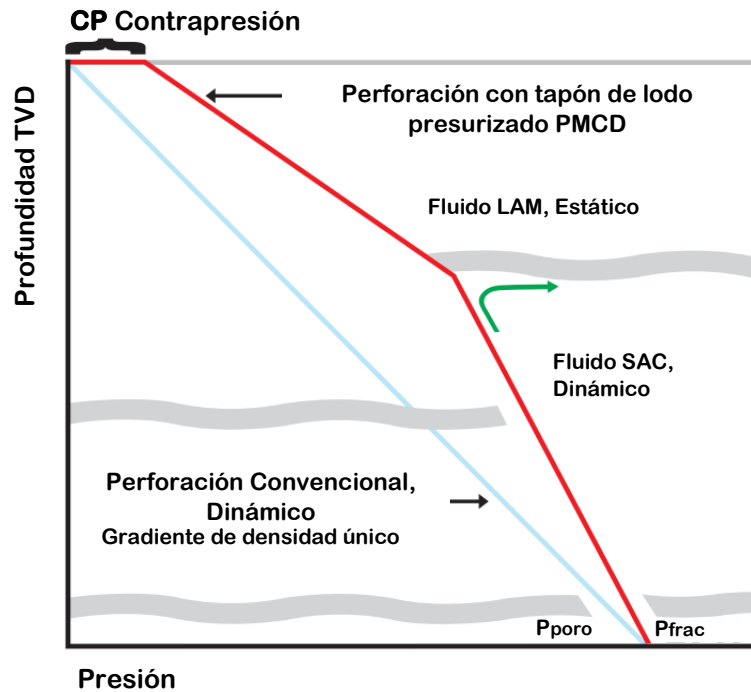


Figura 18. Perfil de presión con PMCD.

Nota. Adaptado de IADC (2015). IADC Drilling Manual, Volume 1 and 2 (12th Edition) - Mud cap drilling. International Association of Drilling Contractors (IADC).

La presión en fondo para la perforación con tapón de lodo presurizado está dada por la siguiente ecuación:

$$BHP_{anular} = SBP + P_{LAM} + P_{SAC} + \Delta P_{anular} + \Delta P_{frac} \quad (4)$$

Donde P_{LAM} y P_{SAC} son las presiones hidrostáticas en el anular ejercidas por las columnas de lodo liviano y de sacrificio respectivamente.

En la política del operador no es permitido ejecutar operaciones de maniobra de sarta de perforación mientras se experimentan pérdidas totales, más sin embargo la técnica PMCD permite realizar la actividad de forma segura siguiendo los procedimientos establecidos, tomando las medidas necesarias para asegurar que se mantiene control sobre el pozo. (Jayah et al., 2013)

4.3.2 Aplicación. La técnica de perforación con tapón de lodo presurizado no puede ser usada, en cualquier caso; para que sea aplicable, el pozo debe exhibir altas tasas de pérdida de circulación, escenario frecuente cuando se trabaja en formaciones carbonatadas o muy fracturadas, que puedan presentar cantidades considerables de gases ácidos (H_2S). Esta técnica evita que compuestos tóxicos lleguen a la plataforma de perforación. No es posible realizar la perforación de carbonatos fracturados con técnicas convencionales, como aplicando material para pérdida de circulación LCM (Lost Circulation Material, LCM) ya que tiene efectos negativos en la productividad del pozo o con técnicas UBD resulta sumamente complicado por los altos volúmenes de hidrocarburo que se deben manejar en estas formaciones. (Gedge et al., 2013)

La perforación del carbonato inicia de forma convencional o en modo CBHP (Perforación con presión en fondo de pozo constante) hasta encontrar una zona con pérdidas considerables. Previo a la aplicación de la técnica PMCD es necesario confirmar que la formación es apta realizando una prueba de inyektividad. La prueba consiste en bombear lodo convencional a tasa incremental hasta alcanzar una tasa de perforación esperada, asegurándose de mantener lleno el anular revisando los retornos; el tipo de pérdidas en la formación determinará la aplicabilidad de la variante, se establecen las pérdidas de fluido estáticas y dinámicas, la zona será adecuada si las pérdidas estáticas son ligeramente menores que las dinámicas (Jayah et al., 2013).

La variante ha demostrado ser muy útil para la perforación en aguas profundas donde es necesario pasar antes por antiguas zonas productivas ya depletadas para ir más profundo y alcanzar los nuevos intervalos de interés. Puede también practicarse en algunas situaciones donde no se presente el escenario de pérdidas totales, pero estas deben poder ser inducidas al aumentar el perfil de presión del pozo. (Nas et al., 2009)

La figura 19 muestra un árbol de decisión útil en la perforación de formaciones fracturadas.

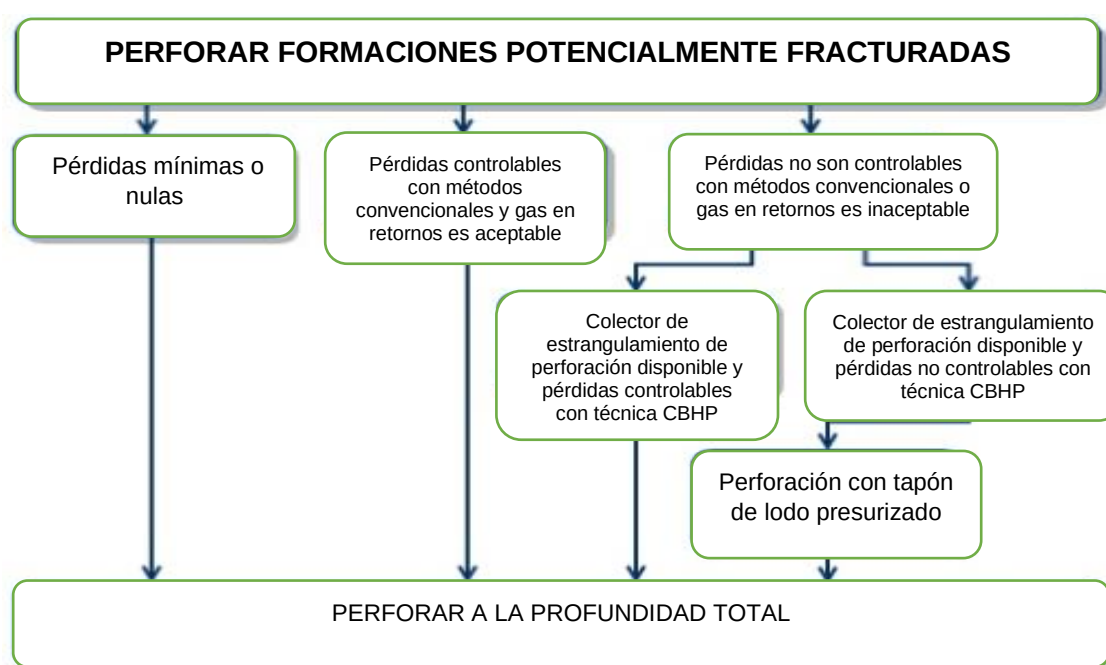


Figura 19. Árbol de decisión para formaciones fracturadas

Nota. Adaptado de Moore, D. (2012). Chapter 7 Mud Cap Drilling in Fractured Formations. In Underbalanced Drilling: Limits and Extremes (pp. 371-397). Gulf Publishing Company.

4.3.2.1 Consideraciones de control de pozo para tener en cuenta con la variante PMCD

- Es aplicable en formaciones que sufran de pérdidas severas a totales y acepten con facilidad fluido de sacrificio y recortes.

- La altura y densidad del tapón de lodo en el anular y tasa de bombeo del lodo de sacrificio deben ser determinadas mediante modelado de flujo hidráulico.
- La rata de penetración será mayor dado que el fluido de sacrificio es de menor densidad frente al lodo convencional; por lo tanto, tendrá que reducirse el peso sobre la broca (WOB) para contar con el tiempo suficiente durante las conexiones y maniobrar la tubería de forma segura.
- Durante la planeación previa a la perforación debe determinarse la tasa para el bombeo en forma forzada como respuesta a la migración de gas; junto con estudios para la identificación de riesgos relacionados a la plataforma, pozo y equipos (IADC, 2015).

Aunque la técnica es vista como una contingencia ante difíciles escenarios de pérdidas de circulación en formaciones fracturadas, la planeación, preparación, entrenamiento son claves para el éxito de una operación PMCD.

4.3.3. Equipos usados. La configuración del equipo sería similar o idéntica a CBHP. Entre los equipos requeridos para la implementación de la técnica PMCD se encuentran algunos comunes entre las operaciones MPD, los cuales fueron descritos previamente, por lo que en esta ocasión se hablará sobre su configuración y función para la variante en particular.

La figura 20 ilustra los equipos en superficie; a continuación, se describe la configuración del RCD y otros equipos de fondo requeridos para la perforación con tapón de lodo presurizado:

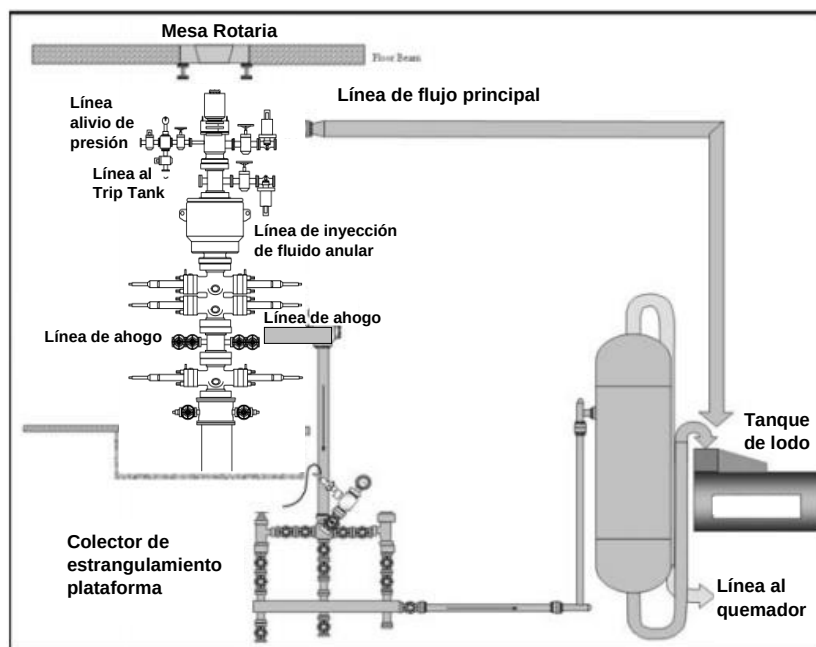


Figura 20. Equipos de superficie para PMCD: BOP, RCD, choke manifold, y separador.

Nota. Adaptado de Moore, D. (2008). Chapter 7 Mud cap drilling. En Managed Pressure Drilling (pp. 155-180). Gulf Publishing Company. Nas et al. (2009). Offshore Managed Pressure Drilling Experiences in Asia Pacific. Society of Petroleum Engineers.

- **Dispositivo de Control de Rotación, RCD:** Es la herramienta principal en la operación de PMCD permite el libre movimiento de la tubería mientras mantiene presión sobre el anular. Las cuatro líneas de fluido que se encuentran conectadas al RCD ilustradas en la figura 20; la línea de retornos lo conecta a la línea de flujo de la plataforma permitiendo la circulación convencional; la línea de inyección lo conecta al colector múltiple de la tubería de subida permitiendo la inyección de fluido al anular en cualquier momento de las operaciones de perforación o maniobra de tubería; por último una línea de alivio de presión lo conecta al colector múltiple de estrangulamiento (Jayah et al., 2013).

- ***Colector Múltiple de Estrangulamiento:*** Al no permitir retornos en superficie la variante no requiere de choke manifold especial para MPD, en este caso será el mismo de la plataforma (Jayah et al., 2013).

- ***Válvulas de Flotador:*** En consecuencia con la naturaleza de la operación, el fluido de la tubería de perforación estará en desbalance frente a la presión de la formación, estas válvulas evitarán el retorno de fluido durante las conexiones (Jayah et al., 2013).

- ***Válvula de Alivio de Presión (Pressure Relief Valve, PRV):*** Necesarias en las operaciones costa fuera donde manejan tubos ascendentes de perforación (riser), la válvula asegura que este no experimente una presión por encima del límite (Jayah et al., 2013).

4.4 Perforación con gradiente dual (Dual Gradient Drilling, DGD)

4.4.1 Definición. La técnica de perforación con gradiente dual DGD es empleada en operaciones costa fuera con o sin tubos ascendentes de perforación, aplicable en las zonas superiores de formaciones depletadas para evitar el sobre balance excesivo generado por la alta columna de retornos anulares en los sistemas de tubo ascendente de perforación en aguas profundas. (Hannegan, 2011) En un sistema DGD el gradiente hidrostático en el pozo se compone de dos partes; se emplean dos fluidos de perforación con densidades y gradientes diferentes. Mediante el uso de fluidos de densidades diferentes, la técnica puede manipular eficazmente la presión en fondo para obtener un perfil de presión que encaja mucho mejor entre los gradientes de poro y fractura. (Sui et al., 2015)

La IADC reconoce diversas variaciones al método DGD, dependiendo del método específico el gradiente dual en la columna hidrostática puede lograrse inyectando un gas inerte, un lodo más liviano (dilución de lodo) o utilizando una bomba de elevación de lodo submarina (IADC, 2015).

El fluido más liviano es para las zonas superiores por encima del lecho marino, en zonas más profundas y presurizadas se utiliza el más pesado. La inyección del fluido de menor densidad se realiza en determinado punto del pozo, de esta forma el fluido disminuye la densidad del lodo desde el punto en el que fue inyectado hasta la superficie. (Martin, 2006)

En la técnica DGD se manejan dos puntos de referencia para el gradiente de presión uno en la superficie del agua y otro en el fondo del océano, para lograr esto la porción de riser marino que se encuentra por encima del lecho marino debe llenarse con agua de mar o fluido liviano, del lecho marino hacia abajo se llena con fluido de perforación y la circulación del lodo se realiza por conductos diferentes al tubo ascendente de perforación; en comparación con el método convencional cuyo único punto de referencia es la superficie del agua, maneja solamente fluido de perforación y se circula a través de la parte superior del riser (Gaup, 2012).

El objetivo clave consiste en manejar el perfil de presión Figura 21, sin exceder la presión de fractura y manteniéndose por encima de la presión de poro; el diseño del plan de perforación con gradiente dual se realiza con el objetivo de mantener la curva de presión entre el estrecho margen permitido por las condiciones de la formación.

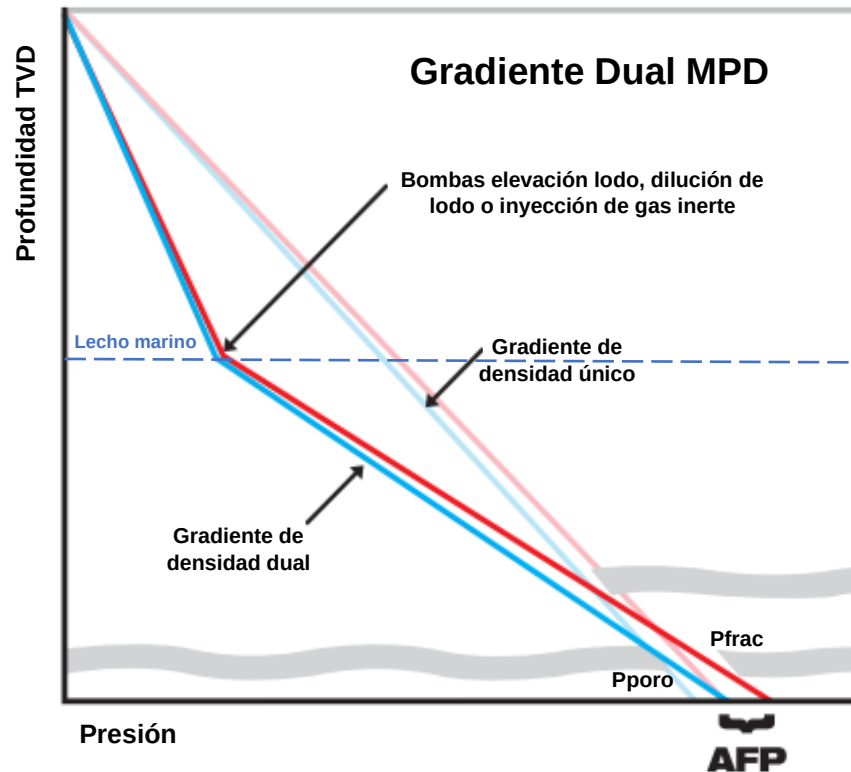


Figura 21. Perfil de presión con DGD

Nota. Adaptado de IADC (2015). IADC Drilling Manual, Volume 1 and 2 (12th Edition) - Mud cap drilling. International Association of Drilling Contractors (IADC).

Aunque la variante DGD ha sido probada en muchos programas en tierra, su implementación más usual y donde mayores problemas asociados a la perforación convencional minimiza o elimina es en aguas ultra profundas cuyos programas requieren largos tramos de tubo ascendente de perforación (Hannegan et al., 2005). La supresión de la pesada columna de lodo que hay desde el lecho marino hasta la superficie, expande significativamente la ventana de perforación; en consecuencia simplifica el programa de revestimiento y permite alcanzar la profundidad total con un agujero lo suficientemente ancho para la productividad del pozo.

4.4.2 Beneficios. Las principales ventajas de la técnica DGD son: (Fang et al., 2014)

- Debido al ensanchamiento de la ventana de perforación, es posible reducir patadas, reventones, accidentes de fugas o derrames, ahorrar tiempo y dinero.
- Elimina el requerimiento de revestimiento intermedio, por ende ahorro en tiempos por revestimiento y cementación, acorta el ciclo de construcción, mejora la eficiencia operacional y reduce costos.
- Reduce la fricción de flujo en el anular de la columna del tubo ascendente de perforación, aumentando la velocidad del fluido de perforación que por los recortes que contiene suele ser pesado.
- Sin restricciones de profundidad, se puede operar a cualquier profundidad del agua.
- Control de volumen y detección de patadas.
- Mejora estabilidad del pozo, extiende los puntos de asentamiento del revestimiento y permite la instalación de la tubería de producción con el mayor diámetro y longitud posible.
- Muy útil para la perforación de zonas con pérdidas de circulación y con tendencia a pegas diferenciales de la tubería; sirve como un medio para ajustar la presión efectiva en fondo sin tener que cambiar la densidad del fluido base y con menos interrupciones en la operación. (Rohani, 2012)
- La mejora del control sobre la presión en fondo y la densidad equivalente de circulación previene daños a formaciones productoras. (Cohen et al., 2008)

La cantidad de fluido de perforación se reduce considerablemente. Algunas ventajas cambian entre variantes y cada una tiene sus propias desventajas; las que emplean bombas submarinas incrementan el equipo submarino requerido, costos y dificultades operativas; los

programas de inyección de gas inerte traen cuestiones adicionales de seguridad y control de pozo que deben ser consideradas. (Fang et al., 2014)

4.4.3 Formas de obtener el gradiente doble

4.4.3.1 Bomba Submarina en el lecho marino. Consiste en la instalación de una bomba submarina en el fondo del mar o cerca de este, la bomba levanta y lleva el fluido de perforación desde el fondo hasta la plataforma; así el fluido no tiene que ir a través del tubo ascendente de perforación y el anular puede llenarse con agua (Fang et al., 2014). Los equipos varían según la compañía, cuatro son claves: bomba submarina, suministro eléctrico, sistema de separación de recortes submarino y sistema de control de pozo submarino, algunos sistemas incluyen dispositivos rotatorios submarinos. Una de las tecnologías desarrolladas no utiliza tubo ascendente de perforación.

4.4.3.2 Inyección de esferas huecas ligeras. Se basa en la inyección de esferas huecas ligeras para cambiar la densidad del fluido en el tubo ascendente de perforación; se bombean al fondo del mar desde la superficie del agua y se inyectan en el fondo del tubo ascendente de perforación a través de su válvula de control. El material que contienen las esferas puede ser vidrio, plástico, material compuesto y metal (Elieff, 2006).

4.4.3.3 Inyección de gas. Consiste en la inyección de gas para cambiar la densidad del fluido en el tubo ascendente de perforación. Con el equipo compresor, se inyecta una cierta cantidad de gas en el fondo del tubo ascendente de perforación desde la línea de lodo vecina; los gases más usados son aire y nitrógeno, y con poca frecuencia gases como el dióxido de carbono y gas natural (Elieff, 2006).

4.4.4 Tecnología de perforación con gradiente doble.

4.4.4.1 Sistema de Retorno de Lodo sin Tubo Ascendente (*Riserless Mud Return System, RMR*). Primer sistema de gradiente dual en ser comercializado; puede resolver muchos desafíos que generalmente se encuentran al perforar la sección superior de un pozo submarino. Este sistema permite el retorno del lodo sin usar un tubo ascendente de perforación, la columna de perforación penetra el agua directamente, el gradiente de presión desde la superficie del océano hasta el fondo del mar es el ejercido por el agua de mar. Utiliza una bomba submarina para retornar el fluido de perforación desde el lecho marino hasta la plataforma; un sistema de control por computadora ajusta la velocidad de la bomba submarina en función de un punto de ajuste de presión medido en la cabeza del pozo, la bomba submarina envía automáticamente los retornos a superficie y mantiene la presión en fondo constante. (Stave, 2014)

Usos Primarios: (Cohen et al., 2009)

- Para permitir el uso de un sistema de lodo diseñado con una densidad superior al agua de mar, el retorno de lodo y recortes a superficie para reutilizarlo o disponerlo de forma segura, así evitar el costo de bombeo y descarga de los retornos al fondo marino.
- Evitar la contaminación ambiental de áreas sensibles, donde el bombeo y despojo de retornos al fondo del mar puede causar daños.

Equipos usados: El sistema RMR está compuesto por seis componentes principales ilustrados en la figura 22.

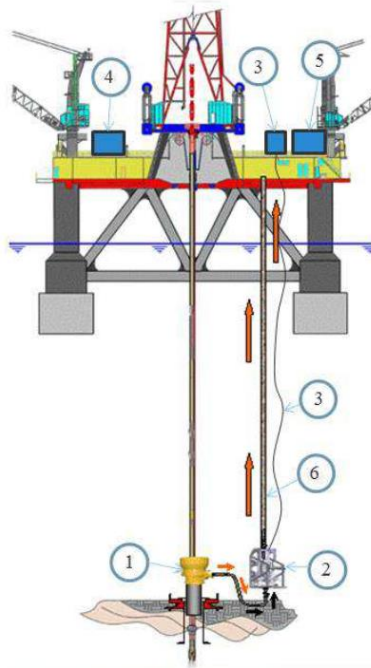


Figura 22. Componentes principales del sistema RMR.

Recuperado de Stave et al. (2014). Exploration Drilling with Riserless Dual Gradient Technology in Arctic Waters. Offshore Technology Conference.

1. Módulo de control de succión.
2. Bomba submarina.
3. Cabrestante umbilical.
4. Módulo de control, contenedor oficina
5. Suministro de energía.
6. Línea de retorno de lodo.

- *Módulo de control de succión.* Es anclado a la cabeza del pozo, provee un punto de conexión para la bomba submarina, cerca de este punto se encuentra ubicado un transductor de presión. Cámaras de video son montadas al módulo para vigilar la operación y observar la interfase

fluido de perforación/agua de mar; y así lograr un ajuste preciso del nivel de lodo necesario para controlar la presión en fondo (Froyen et al., 2006).

- *Bomba Submarina*. Levanta fluido de perforación y recortes desde el fondo marino hasta la plataforma. El módulo de succión recoge el lodo y los recortes, una línea de succión lo conecta a la bomba y esta envía el fluido de vuelta a la plataforma en un sistema de circuito cerrado.
- *Cabrestante Umbilical*. Maneja e instala la bomba submarina.
- *Módulo de Control*. Cuenta con el hardware y software necesario para controlar y monitorear las operaciones del sistema (Stave et al., 2014).
- *Suministro de Energía*. Condiciona y distribuye toda la energía requerida por el sistema.
- *Línea de Retorno de Lodo*. Conducto para el retorno de lodo a la plataforma.

4.5 Perforación con control de flujo de retorno (Return Flow Control, RFC) / Método HSE

4.5.1 Definición. La técnica de perforación con control de flujo de retorno para Salud, Seguridad y Entorno (RFC-HSE) está relacionada al control del flujo de retorno, su principal objetivo es aprovechar el beneficio que representa contar con un sistema de retorno de lodo cerrado, es usada como una medida de seguridad dado que mejora la utilidad de la barrera primaria de control de pozo (IADC, 2015). Perforar con un sistema de circulación cerrado permite dar seguimiento al entorno de presión en fondo, detección temprana de patadas, cuantificar pérdidas o inlfujos para aplicar las acciones correctivas y reanudar la operación.

Aunque en ella no se manipule la presión o se tenga algún control sobre la presión anular, como las otras variantes de MPD apremia el logro de operar de forma segura y eficientemente

reaccionar a cualquier sorpresivo cambio en fondo. Los retornos anulares son desviados de la plataforma para así prevenir posibles fugas o derrames en el piso de perforación. (Nas et al., 2009)

4.5.2 Beneficios. Entre las ventajas que proporciona su uso se tienen (Grayson, 2009):

- Establece una barrera de presión entre la cabeza del pozo y la sarta de perforación para contener de forma más segura los fluidos de perforación.
- Minimiza la exposición a gases tóxicos como H_2S y CO_2 .
- Retornos (recortes y fluido de perforación) son contenidos y desviados de forma más segura.
- Minimiza el impacto de influjos de agua o gas.
- Minimiza la exposición ambiental a fluidos de perforación o del reservorio (hidrocarburos).
- El sistema de circuito cerrado junto con los procedimientos correctos asegura que los riesgos para el personal, equipos y ambiente sean mitigados adecuadamente.

4.5.3 Aplicación. La perforación de programas convencionales de fluidos y construcción de pozo se realiza aplicando la técnica RHC-HSE del MPD, cuando por razones de salud, seguridad y de ambiente es necesario realizar las operaciones de perforación con un sistema de circulación de fluidos de circuito cerrado. (Hannegan, 2011)

Entre las aplicaciones de a técnica se encuentra la operación en formaciones con fluidos que emitan vapores tóxicos o nocivos, estos vapores pueden alcanzar el piso de perforación, o poblaciones cercanas en caso de que la operación esté siendo realizada en un área poblada (Rohani, 2012). Ha sido también aplicada en perforación de pozos de altas presiones y temperaturas

(HPHT), formaciones con alto riesgo de presentar incidentes de control de pozo como influjos, pérdidas de circulación y patadas de pozo.

Su aplicación en pozos costa afuera ha ido aumentando, vista como una mejor manera de perforar prospectos que son aptos para ser desarrollados convencionalmente. El control sobre el pozo y los retornos que brinda la técnica RFC-HSE en ambientes sensibles como lo son los pozos costa afuera, los derrames de fluidos en estas locaciones son difíciles de controlar y las consecuencias traen gran impacto al entorno. (Hannegan et al., 2015). Se ha convertido en una práctica continua en alta mar en Vietnam, Dinamarca, el campo Ekofisk y el mar noruego del norte; en estas aplicaciones un objetivo clave ha sido prevenir que el gas que viene con los recortes de perforación escape a la atmósfera en plataformas simultáneas de perforación-producción, activando así los sensores atmosféricos y cerrando automáticamente la producción. (Hannegan, 2006)

4.5.4 Equipos usados. La técnica emplea un sistema de circulación de retornos anulares de circuito cerrado, de modo que la configuración de sus equipos es similar a la usada para las variantes CBHP y PMCD pero es la más básica entre las variantes (Figura 23). Los componentes claves para su aplicación son un dispositivo de control de rotación RCD, válvulas flotadoras y un colector de estrangulamiento de MPD manual, semiautomático o automático que permite medir los flujos de masa entrantes y salientes, la detección temprana de patadas, y suabeo-surgencia (IADC, 2015). El RCD es instalado junto con dos válvulas operadas hidráulicamente, una línea de flujo convencional va hacia los agitadores y la otra línea de flujo hacia el choke manifold de la plataforma. Esto permite manejar cualquier influjo a través del choke manifold y en operación normal utilizar la línea de flujo convencional para circular los fluidos.

Los equipos se configuran de tal manera que si ocurre un influjo o escape de gas durante una maniobra, este sea desviado lejos de la plataforma de perforación, la línea que conduce hacia los agitadores es cerrada y el flujo desviado hacia el choke manifold de la plataforma, donde el influjo es controlado y circulado fuera del pozo de forma segura (Nas et al., 2009).

Como el RCD proporciona un mecanismo de sello anular, evita el tener que cerrar la BOP minimizando el riesgo de posibles fugas de hidrocarburos en la plataforma de perforación, adicionalmente permite el movimiento de la tubería mientras se circula el influjo (Rohani, 2012).

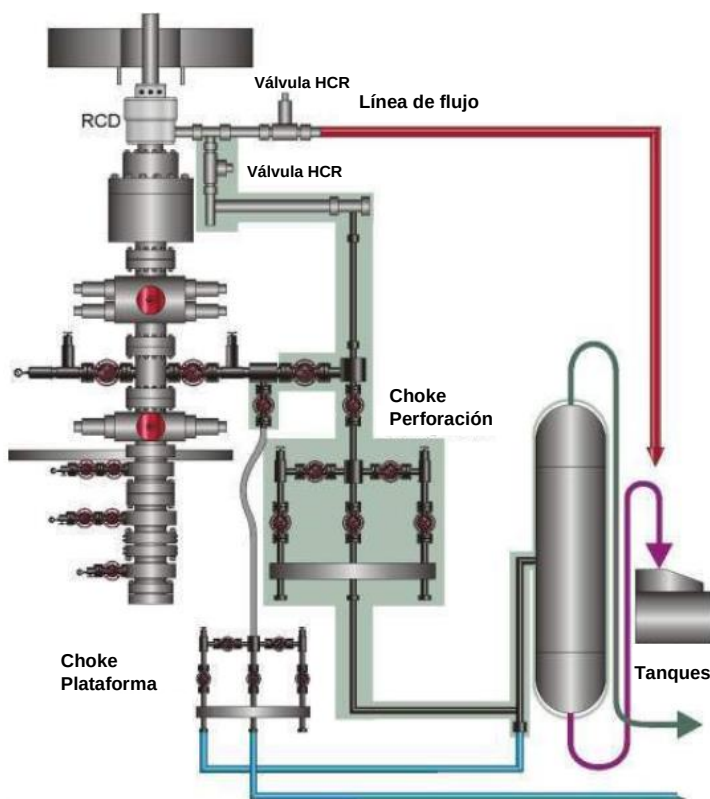


Figura 24. Montaje equipos para la técnica RFC-HSE

Nota. Adaptado de Grayson, M. B. (2009). Increased Operational Safety and Efficiency with Managed-Pressure Drilling. Society of Petroleum Engineers.

5. Casos de estudio de la técnica MPD

Las aplicaciones reales del método de perforación no convencional “Perforación con presión controlada” MPD, han obtenido resultados muy favorables, especialmente en la reducción de tiempos no productivos. El método y sus variantes han facilitado las condiciones apropiadas para perforar formaciones que por su complejidad y bajo otros métodos de perforación eran consideradas inalcanzables. Las variantes son implementadas solas o en otros casos aplicadas junto con otra variante, dependiendo de los desafíos u objetivos que se pretenden lograr. A continuación, se exponen 5 casos de estudio sobresalientes de operaciones realizadas en el mundo, en las cuales se ha aplicado la MPD y sus variantes.

5.1. Caso 1. Formación carbonatada (Siberia, Rusia): Reducción de pérdidas de lodo en 83% y aumento producción en 60%

5.1.1 Antecedentes. El campo Yurubcheno-Tokhomskoye es un proyecto costa adentro remoto localizado en el oeste de Siberia. La mayoría de las reservas de gas y petróleo del campo se encuentran en formaciones carbonatadas altamente fracturadas, caracterizadas por presentar una heterogeneidad extrema. La formación contiene cavidades que van desde fisuras microscópicas hasta grandes zonas cavernosas ladronas que se agrandan ante un peso de lodo alto, ocasionando

grandes pérdidas de lodo, pérdida total de circulación, patadas de pozo y problemas de control de pozo (Schlumberger, 2018, pag. 1).

Para continuar perforando en estas condiciones, el operador del campo usa material de pérdida de circulación (LCM), especialmente píldoras y puentes de cemento. Sin embargo, además de reducir la velocidad de penetración, estas intervenciones incrementan dramáticamente el tiempo de construcción del pozo y el costo total. En algunos pozos, incluso, el operador es incapaz de alcanzar la profundidad total planeada (Schlumberger, 2018, pag. 1).

5.1.2 Objetivo de la implementación de MPD. El principal desafío para este campo era perforar pozos multilaterales a través de una formación carbonatada altamente heterogénea propensa a experimentar masivas pérdidas de circulación (Schlumberger, 2018, pag. 1).

5.1.3 Solución. La compañía operadora acudió a la prestadora de servicios M-I SWACO, filial de Schlumberger, para evaluar las posibilidades para perforar en el campo. M-I SWACO recomendó una solución integrada de MPD que pudiera mitigar las pérdidas severas de fluido y redujera la necesidad de tratamientos para la pérdida de circulación. Se instaló un dispositivo de control rotatorio para proveer sello entre el pozo y la superficie, mientras que se le permitía a la tubería moverse, rotar y desviar fluido según se necesitara. Para controlar la presión de fondo de pozo, se instaló un autochoque de baja presión de continuo monitoreo para influjos, capaz de adicionar presión (back pressure), como respuesta a las condiciones dinámicas del pozo. Se incluyó, también, un separador de lodo/gas, para maximizar la separación de los fluidos, lo que mejoraría las tasas de circulación y la seguridad durante las actividades de perforación bajo balance. Adicional a lo anterior, se decidió usar un fluido de perforación con gravedad específica

de 0.83 en vez de uno de 0.97 SG, y una membrana móvil de nitrógeno para maximizar la flexibilidad y el control de la ECD (Schlumberger, 2018, pag. 1).

5.1.4 Resultados. Los principales resultados de la implementación de MPD en el campo fueron:

- Perforar pozos multilaterales con los seis laterales planeados hasta la TD sin NPT
- La combinación de inyección de nitrógeno y los nuevos procedimientos para sacar tubería del pozo lograron la reducción de las pérdidas de lodo de 9354 m³ a solo 1619 m³ (330333.7 ft³ a 57174.5 ft³), una disminución del 83%
- Eliminación de la necesidad de tratamientos para pérdidas de circulación
- Incremento de la producción en 60% sobre lo esperado, debido a que la técnica permitió conservar la permeabilidad de la zona productora en la cara del pozo
- Reducción del tiempo de construcción en 30%, comparado con la perforación convencional de los pozos en el campo. Los pozos convencionales con los 3 laterales se perforaron en 66 días, mientras que los pozos MPD con 6 laterales se perforaron en 76 días
- En pozos anteriores, el operador solo fue capaz de perforar 3 de los 6 laterales planeados debido a las severas pérdidas de circulación. La MPD permitió que la tasa de perforación promedio fuera 34m/d (115.5 ft/d) con mínimas pérdidas de lodo y cero NPT. (Schlumberger, 2018, pag. 2).

5.2. Caso 2. Pozo CNV-2P (Vietnam): Aplicación costa afuera en basamento de granito – Técnica PMCD

5.2.1 Antecedentes. Las formaciones de basamento de granito fracturadas o karstificados exhiben altas tasas de pérdidas, grandes volúmenes de fluido de perforación se pierden a través de estas fracturas. La técnica MPD implementada en este escenario de pérdidas severas en Vietnam en el pozo CNV-2P fue la perforación con tapón de lodo presurizado (PMCD), su aplicación con un fluido de bajo peso permite perforar de forma segura y alcanzar los objetivos del proyecto.

Debido a fracturas en el basamento, altas pérdidas de fluido se presentaron en las experiencias previas de perforación de pozos en el campo. Resultando en un alto consumo de salmuera y elevación de costos, consecuentemente generando suspensiones de la operación e imposibilitando alcanzar la profundidad objetivo. El uso de agua de mar como fluido de perforación no era posible, debido a la leve sobre presurización de la formación. (Gedge, 2013, pg. 7)

Antes de la suspensión del pozo, la sección del basamento de granito fue perforada desde 4274m hasta 5155 m con un sistema de lodo de gel de 9.8ppg. (Gedge, 2013, pg. 8)

5.2.2 Objetivos de la implementación de MPD. Minimizar la dependencia de salmuera durante las operaciones de perforación y maniobra en el basamento fracturado de granito, y reducir las cantidades de fluido que pierden en estas operaciones. (Gedge, 2013, pg. 7)

5.2.3 Resumen de la Operación. La plataforma se posicionó sobre el pozo CNV-2P dando reinicio a la operación, se montó un dispositivo de control rotatorio y equipo auxiliar previo a la conexión del primer ensamble de perforación, como contingencia ante las pérdidas. Perforando convencionalmente con 9.8 lpg de salmuera desde 5169 m hasta 5760 m de profundidad medida sin encontrar pérdidas. Antes de realizar un viaje de salida para cambio de broca a 6067 m, se

desplazó fluido a 10 lpg, presentando pérdidas estáticas de 90 bbls/hr condiciones aptas para iniciar el uso del sistema MPD (Gedge, 2013, pg. 8). Continuando la perforación con el RCD instalado y programado para disminuir gradualmente la densidad de salmuera en etapas hasta completar la sección a una profundidad total de 6526 m MD, la reducción de la densidad en la salmuera representa menor sobre balance (Gedge, 2013, pg. 9).

La densidad de la salmuera se redujo desde aproximadamente 9.6 lpg (pérdidas dinámicas 120 bbls/hr) hasta 9.2 lpg con tasa de pérdidas dinámicas de 50 bbls/hr, esta tasa representa menos del 6% de las pérdidas, bombeando a 545 gpm representa un consumo de 1200 bbls/día; en comparación con 120-150 bbls/hr tasa de pérdidas dinámicas que se tendría sin el uso del RCD (15-20% pérdidas) bombeando a la misma tasa equivale a un consumo de 3500 > 4000 bbls/día; un requerimiento tan alto de volumen de salmuera excede las capacidades de manejo costa afuera, haciendo necesario implementar el sistema MPD. La contrapresión mantenida con el RCD fue entre 550-650 psi (Gedge, 2013, pg. 9).

El porcentaje de retornos aumentó en los últimos 200-300m perforados, se observó una mejora en el manejo del torque y en la limpieza del pozo. Al reducirse el volumen de salmuera perdido entre las fracturas, el tiempo requerido para la limpieza del pozo fue menor; en 18 horas se logró la condición de flujo estable, mientras que pozos previos demoraron varios días (Gedge, 2013, pg. 9).

5.2.4 Resultados. Las tablas 2 y 3 enseñan la comparación de los resultados obtenidos entre el pozo CNV-2P aplicando MPD y el pozo CNV-1PST1 cuya perforación se realizó sin la aplicación de la MPD, refleja cómo el sistema MPD logra afectar positivamente los tiempos de perforación/control de pozo (figura 24), lo cual conllevó a reducción en el costo de las operaciones de perforación/control de pozo en un 73% y 98% respectivamente (figura 25) y disminuir el

volumen de fluido perdido durante las mismas, 55000 bbls de fluido no perdidos representan un ahorro del 68% en los gastos de salmuera (figura 26).

Tabla 2.

Ahorro en días y costos de las operaciones de perforación y control de pozo

Nombre del pozo	Perforación (días)	Costo Perforación \$US (K)	Control de pozo (días)	Costo control de pozo \$US (K)	Costo diario \$US (K)
CNV-1PST1	24.6	10334	12.4	5206	420
CNV-2P	6.7	2818	0.3	105	420
Ahorro	18	7516	12	5101	-
% Ahorro	73%	73%	98%	98%	-

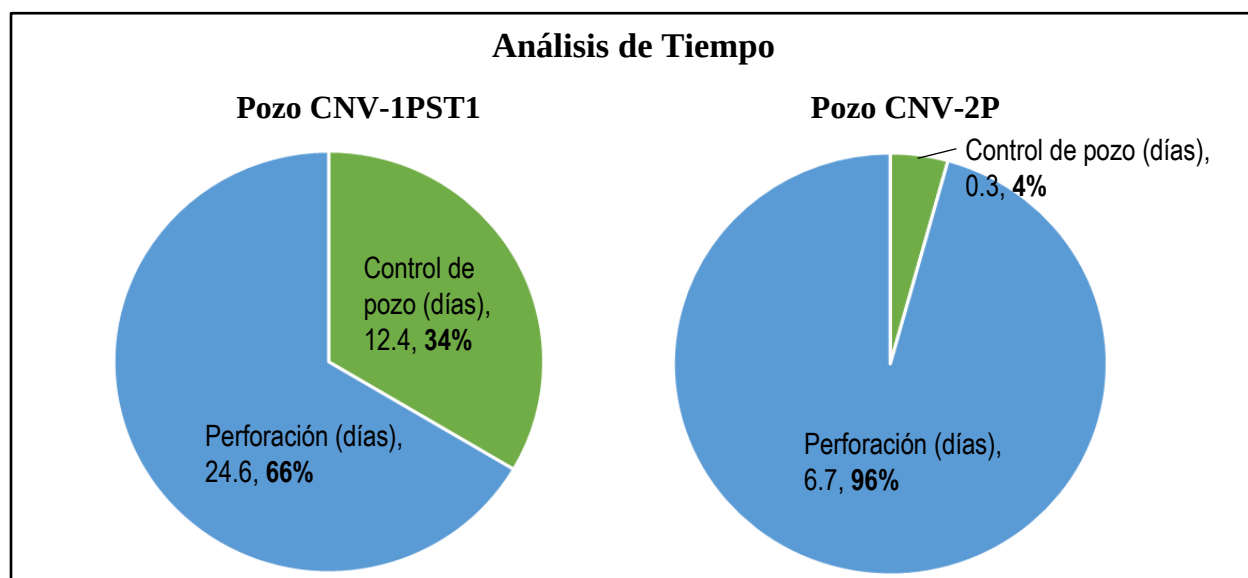


Figura 25. Análisis de tiempos empleados en perforación y control de pozo, de los pozos CNV-1PST1 y CNV-2P

Nota. Adaptado de Gedge, et al. (2013). Managed Pressure Drilling - A Solution for Drilling the Challenging and Un-Drillable Wells in Vietnam and South East Asia. Society of Petroleum Engineers.

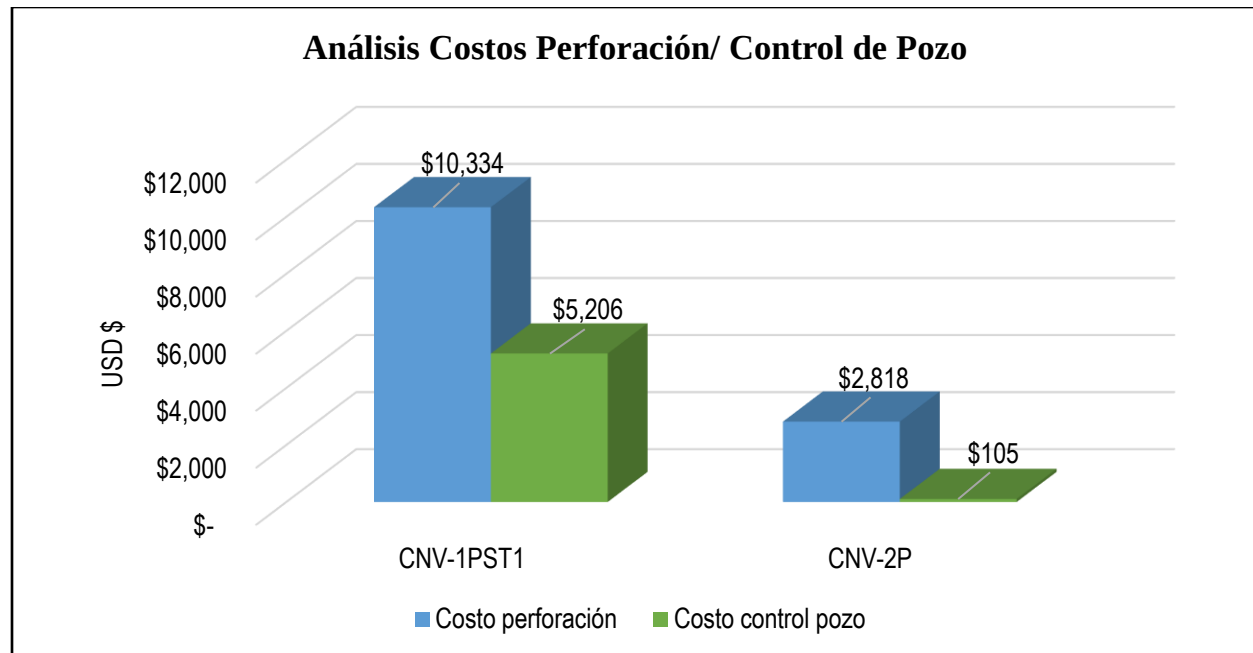


Figura 26. Análisis de costos de perforación y control de pozo, de los pozos CNV-1PST1 y CNV-2P.

Adaptado de Gedge, et al. (2013). Managed Pressure Drilling - A Solution for Drilling the Challenging and Un-Drillable Wells in Vietnam and South East Asia. Society of Petroleum Engineers.

Tabla 3.

Ahorro en barriles de salmuera consumidos y costos.

Nombre del pozo	Bbls perdidos (K)	Costo/bbl \$US	Costo salmuera \$US (K)	Peso lodo (ppg)
CNV-1PST1	81	30.13	2439	10.2
CNV-2P	26	30.16	792	9.8
Ahorro	55		1647	
% Ahorro			68%	

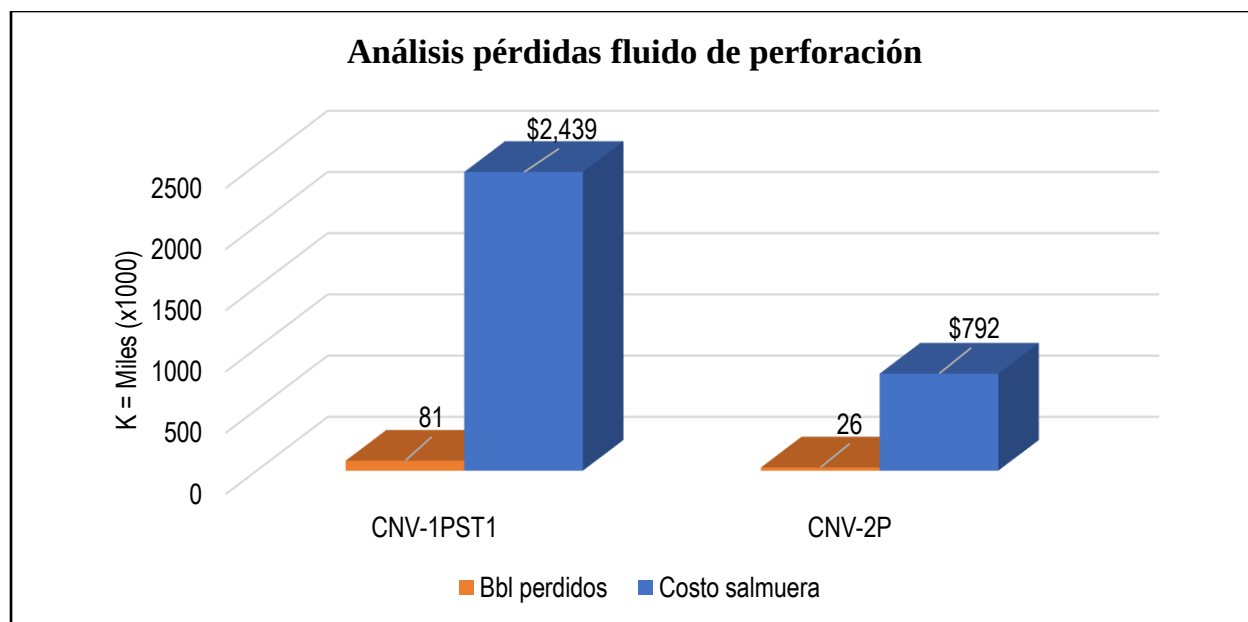


Figura 27. Análisis de la cantidad de barriles perdidos y su costo.

Nota. Adaptado de Gedge, et al. (2013). Managed Pressure Drilling - A Solution for Drilling the Challenging and Un-Drillable Wells in Vietnam and South East Asia. Society of Petroleum Engineers.

5.3 Caso 3. Campo Red Rock, Canadá

5.3.1 Antecedentes. El campo Red Rock, operado por la empresa ConocoPhillips, está ubicado en South Wapiti, Alberta, Canadá. Perforar en el área de Red Rock ha sido muy desafiante y se deben considerar varios problemas en el diseño de cada pozo. Los métodos convencionales de perforación están siendo retados debido a la impredecible presencia de formaciones sobre presionadas en el área (Hassan, 2010, pág. 1)

El campo está localizado en la cuenca Deep en el occidente de Alberta, donde se encuentra una gran cantidad de gas en formaciones de baja porosidad y permeabilidad, las cuales fueron

depositadas de forma epicontinental por vía marítima. (Hassan, 2010, pag. 3). En este campo se han usado lodos pesados para contrarrestar el efecto de las zonas con altas presiones y las masivas pérdidas de circulación, que resultan en altos costos operacionales debido principalmente al uso de revestimientos adicionales. En promedio, el AFE de los pozos llegaba a ser mínimo 20% más alto que el estimado llevando al proyecto a no ser económicamente rentable (Hassan, 2010, pág. 1).

Las principales dificultades que presentan los pozos en el área se deben a algunas fuentes geológicas. La mayoría del potencial de gas está en el intervalo de cretácico, donde se encuentran las formaciones Gething y Bluesky, las cuales están sobre presionadas y demandan el máximo peso de lodo de los pozos perforados en esta área. La presencia de sobrepresión no es predecible en todo el campo, por lo cual, cada pozo presenta un reto de diseño diferente (Hassan, 2010, pág. 3).

Históricamente, en esta área se ha visto pérdida de circulación, principalmente en las formaciones Doe Creek y Dunvegan, debido a la necesidad del uso de lodos pesados, así como se han presentado patadas e influjos, lo que justifica su uso con el fin de manejar los riesgos propios de la operación. Algunas formaciones se encuentran naturalmente fracturadas, facilitando un gran flujo de lodo hacia ellas. En la figura 27 se puede observar el corte transversal de la cuenca Deep, y la localización del gas en las diferentes formaciones. (Hassan, 2010, pag.3). Este corte transversal facilita el entendimiento del diseño del pozo antes de la implementación de la técnica MPD y crea un estado inicial de entendimiento sobre el orden de perforación y los problemas que se enfrentarían a lo largo del tiempo en esta cuenca.

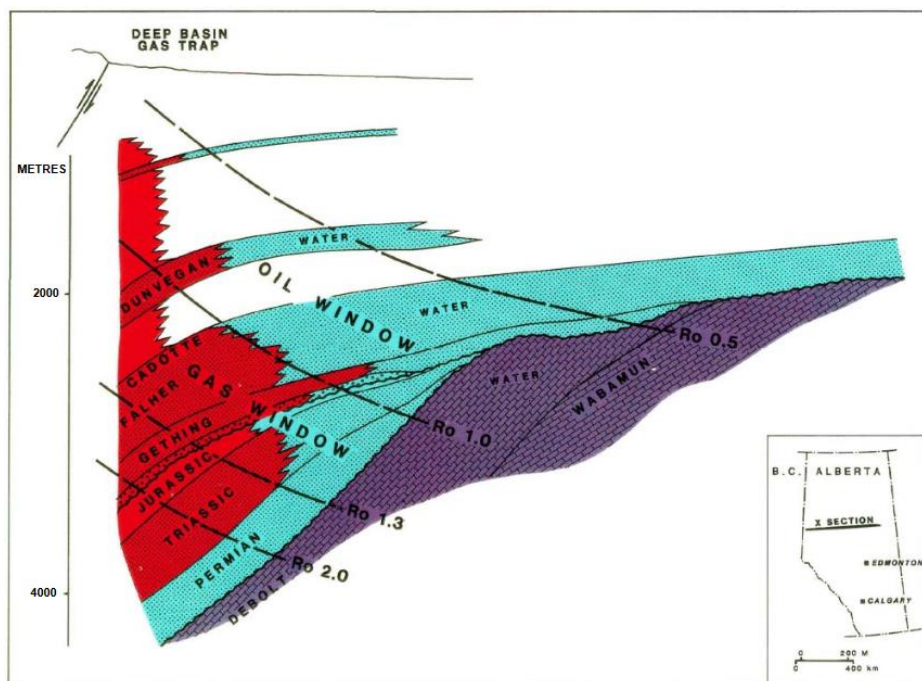


Figura 28. Corte transversal de la cuenca Deep en Alberta, Canadá

Nota. Tomado de: Malik, et al. (2010). Successful Use of Managed Pressure Drilling (MPD) to Counteract Loss Circulation and HP Gas Zones: A Case Study from Red Rock South Wapiti Field in Grand Prairie Alberta. In Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. Society of Petroleum Engineers.

Los pozos del área se han perforado con un sistema de lodo invertido base aceite, con un éxito consistente manteniendo la reactividad de las arcillas estable; sin embargo, la pérdida de este lodo representa un costo significativo. Se han usado materiales que permiten el fortalecimiento de los pozos durante la perforación, lo cual ha disminuido las pérdidas de circulación (Hassan, 2010, pág. 4)

5.3.2 Desafíos y problemas. Los retos enfrentados en este campo se pueden clasificar en los siguientes:

- **Minimizar pérdidas de circulación.** El uso de lodos pesados para controlar zonas de gas con alta presión sobrepasa el gradiente de fractura de las formaciones debajo del zapato del revestimiento intermedio ocasionando pérdida masiva de lodo (Hassan, 2010, pag. 4).

- **Eliminación de secciones de revestimiento.** Los pozos presentaban un mayor costo (AFE), debido al número de revestimientos que se necesitaban instalar para controlar la pérdida de circulación, así que se plantea el reto del reemplazo de la sección de 7'' y el liner de 4 ½ por un único revestimiento hasta la profundidad total (Hassan, 2010, pag. 4).

- **Perforar a través de zonas de alta presión mientras se mantiene un balance de presiones adecuado con las formaciones.** Altas presiones en zonas de gas de las formaciones Bluesky y Gething (Hassan, 2010, pag. 4).

- **Usar un sistema de choque de superficie para realizar evaluación de formaciones.** El entendimiento de la secuencia Falhers, la presión y aporte de las formaciones Bluesky y Gething era fundamental para poder realizar el mejor diseño de los pozos en esta área, y que permitiera la optimización de costos de la campaña de perforación (Hassan, 2010, pag. 4).

Los problemas anteriormente mencionados se visualizan en la figura 28, la cual representa el estado mecánico de un pozo en el área de Red Rock antes de la implementación de la MPD. En esta figura, se aprecia como ConocoPhillips divide el diseño en dos secciones, la primera donde se pueden encontrar potenciales zonas de pérdidas de lodo, y la segunda, donde se encuentran las formaciones con una alta presión debido al contenido de gas, así como también algunos mantos de carbón y zonas de bajas ROP (Hassan, 2010, pag. 4).

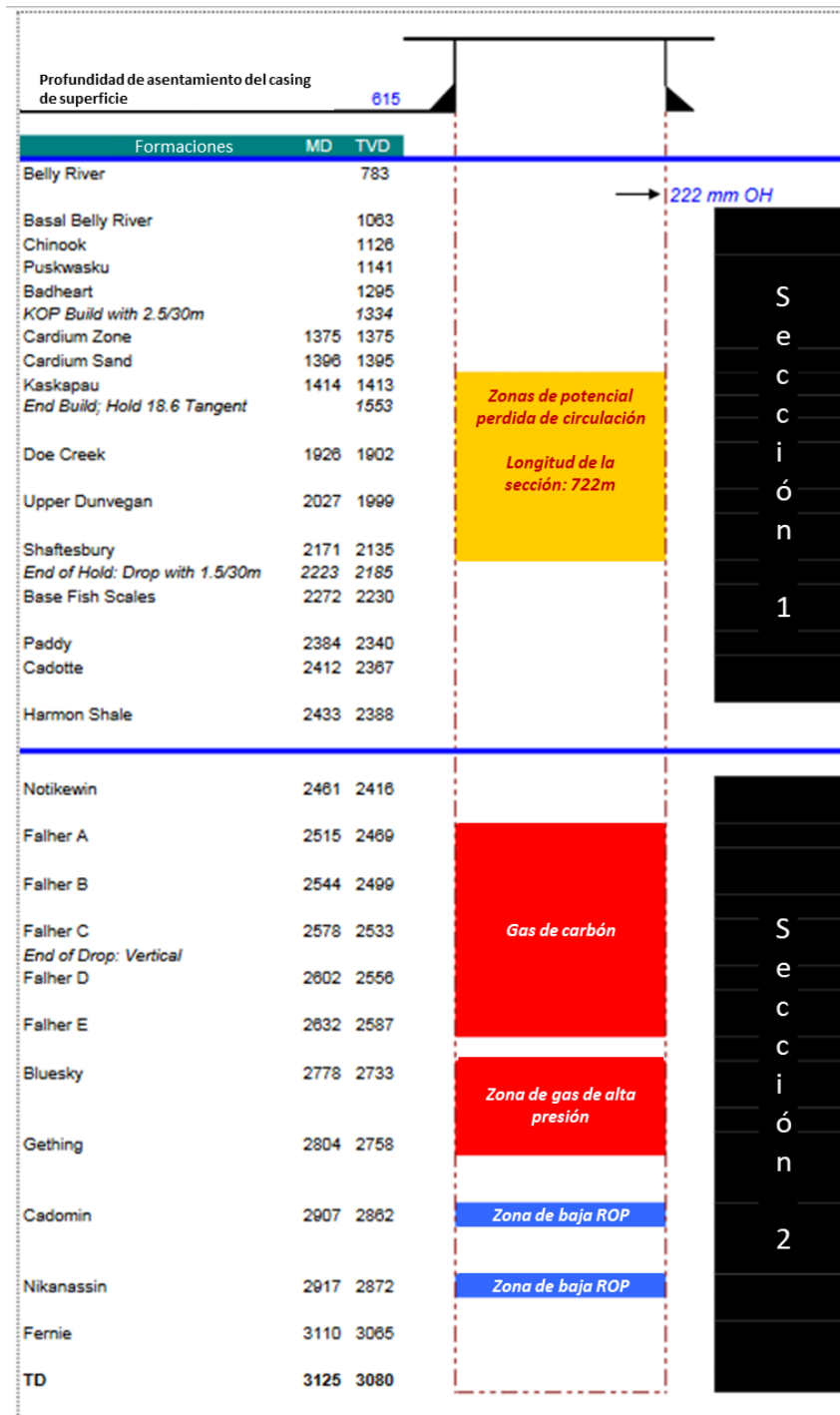


Figura 29. Corte Transversal de un pozo típico en el área de Red Rock antes de la implementación de MPD.

Adaptado de Malik, et al. (2010). Successful Use of Managed Pressure Drilling (MPD) to Counteract Loss Circulation and HP Gas Zones: A Case Study from Red Rock South Wapiti Field

in Grand Prairie Alberta. In Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. Society of Petroleum Engineers.

5.3.3 Objetivos de la implementación de MPD. Debido a los problemas a los que se enfrentaba la empresa en este campo, se definieron una serie de objetivos con el fin de minimizar el riesgo de perforación, así como de disminuir el costo final de los pozos. Los objetivos se clasificaron en primarios y secundarios, así (Hassan, 2010, pag. 1):

5.3.3.1 Objetivos primarios

- Perforar hasta la profundidad total reduciendo el peso de los lodos a usar de una manera segura
- Asentar el revestimiento intermedio en el tope de las zonas de gas utilizando técnicas de fortalecimiento de pozo
- Perforar las zonas de alta presión sin ninguna pérdida masiva de lodo
- Disminuir el costo de los pozos con el fin de hacer viable el programa de perforación en el área
- Eliminar el revestimiento intermedio para una reducción significativa de costos en pozos futuros

5.3.3.2 Objetivos secundarios

- Realizar evaluación de formaciones en tiempo real para verificar su potencial
- Incrementar ROP
- Cementar el revestimiento intermedio usando el método de una sola etapa
- Probar y evaluar los beneficios de la nueva tecnología (MPD-CBHP)
- Entrenar el equipo de perforación y cambiar los conceptos de HSE para una operación MPD

5.3.4 Soluciones. Teniendo en cuenta la combinación de problemas que se presentan en el área de Red Rock, se concluyó que los pozos podrían ser perforados usando UDB o MPD, por lo cual se realizó la comparación de las dos técnicas para el caso específico del campo. La comparación se puede ver en el anexo 1 (Hassan, 2010, pag. 7).

Basados en la comparación y el riesgo asociado de las dos técnicas, la MPD fue seleccionada como la más apropiada para perforar los pozos en el campo Red Rock, pues la técnica no presenta problemas con las vetas de carbón en la formación Falhern ni su producción de gas, gracias a que la presión del choque de superficie aplica un efecto equivalente de peso de lodo en la cara de la formación, lo que permite controlar el régimen de presiones en presencia de influjo de gas. Adicionalmente, para controlar la alta presión de gas en Bluesky y Gething, y poder realizar los estudios para determinar la capacidad de producción de las formaciones se puede usar MPD para perforar las 2 formaciones con un peso de lodo equivalente, generando las condiciones de UDB usando el choque, que permitan obtener la información requerida (Hassan, 2010, pág. 7).

Considerando la construcción del pozo sin revestimiento intermedio asentado en el tope de Bluesky, se presentaría un riesgo medio-alto pero controlable debido al manejo del peso equivalente del lodo, teniendo en cuenta que el peso de lodo y el choque de superficie podrían balancear la mayoría de las formaciones que poseen riesgo (Hassan, 2010, pág. 7).

Respecto a las zonas objetivo, Nikanassin y Cadomin (zonas apretadas), la operación podría ser manipulada en un estilo UDB ajustando la presión del choque de superficie sin causar un diferencial de presión muy grande (Hassan, 2010, pág. 7).

5.3.5 Resultados. Se pudieron ver resultados prometedores en los primeros 4 pozos seleccionados de la campaña para ser perforados con la técnica MPD, los cuales no solo redujeron el costo final de los pozos al AFE estimado inicial, sino que también fueron más económicos. El

bajo costo de los pozos fue el resultado de la mejora de la ROP en algunas secciones y el reemplazo completo del revestimiento intermedio y el liner con un único revestimiento de producción desde superficie hasta la zona objetivo (Hassan, 2010, pag. 2). En la figura 29 se puede observar la diferencia en los tiempos de perforación de los pozos convencionales a los de MPD, así como también el porcentaje de ahorro en costos y de tiempo. Los pozos de la técnica MPD se perforaron 21% más rápido que los convencionales y fueron 22% más económicos que los convencionales.

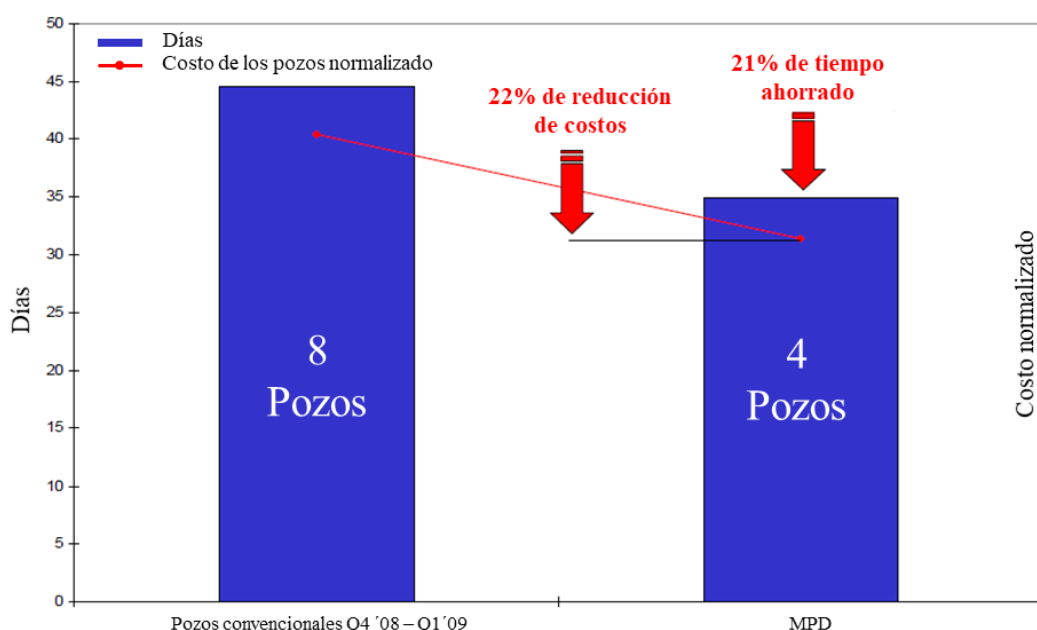


Figura 30. Comparación de los resultados de tiempo y costos de los pozos convencionales con los MPD en el campo Red Rock

Nota. Adaptado de Malik, et al. (2010). Successful Use of Managed Pressure Drilling (MPD) to Counteract Loss Circulation and HP Gas Zones: A Case Study from Red Rock South Wapiti Field in Grand Prairie Alberta. In Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. Society of Petroleum Engineers.

Un beneficio adicional es que esta tecnología ayudó a estudiar las formaciones con un lodo de perforación de bajo peso, lo cual no se podía realizar antes por el uso de lodos pesados. Utilizar materiales para el fortalecimiento de los pozos también fue clave para mantener la estabilidad en zonas ladronas cuando se estaba perforando una sección específica, lo cual proporcionó una mejor ventana de presiones en la que le choque de superficie pudiera operar.

Planear y entender cuidadosamente las formaciones y la discusión de los riesgos hizo que el proyecto fuera un éxito tanto económica como técnicamente. El primer pozo usó un diseño parecido al convencional, pero utilizando las variaciones en equipos MPD para evaluar la factibilidad de la técnica. Una vez el factor de confiabilidad fue establecido, el segundo pozo MPD fue perforado mostrando significativas mejoras propias de la experiencia. Esto fue suficiente para convencer al equipo de la gran oportunidad que se presentaba para perforar en esta zona. El siguiente gran paso se dio con la perforación del tercer pozo, en el cual se eliminó el revestimiento intermedio. El proyecto en su totalidad fue un éxito y también resultó en un mejor entendimiento de como MPD podría ser usado. (Hassan, 2010, pag. 2).

5.4 Caso 4. Yacimiento fracturado, Algeria

5.4.1 Antecedentes. El campo de estudio está localizado a 120 Km al sureste del campo Hassi Messaoud y 100 Km al norte del campo Rhourd de Nouss Central en la cuenca Triásica de Algeria. La estructura yacimiento del campo fue descubierta en 1958 y el primer pozo se perforó en 1960. El campo representa muchos desafíos para la perforación convencional debido a la complejidad de las estructuras geológicas; una de estas es la formación Hamra Quartzities, la cual

posee yacimientos de gas, alta y tectónicamente fracturados. Históricamente la perforación de esta formación presenta eventos de pérdida total de fluidos, provocando patadas de gas por el desbalance hidrostático en el anular del pozo (Hamoudi, 2010, pág. 2).

5.4.2 Desafíos y problemas. En este campo los eventos alternados de pérdida de circulación e influjos de gas podrían poner en cualquier momento en extremo riesgo la operación. El tiempo invertido en encontrar la densidad correcta para eliminar las pérdidas y el influjo de gas, y el tiempo para homogenizar la apropiada densidad del fluido en el pozo, no contribuye a generar una respuesta ágil y apropiada para controlar la situación. Por lo anterior, es requerido reducir el riesgo asociado al uso de métodos de perforación convencional y usar técnicas alternativas como MPD para mejorar la operación. (Hamoudi, 2010, pag. 3).

Las figuras 30 y 31 representan los NPT y el costo asociado obtenido del análisis de dos pozos localizados en cercanías del que fue seleccionado para aplicar la MPD:

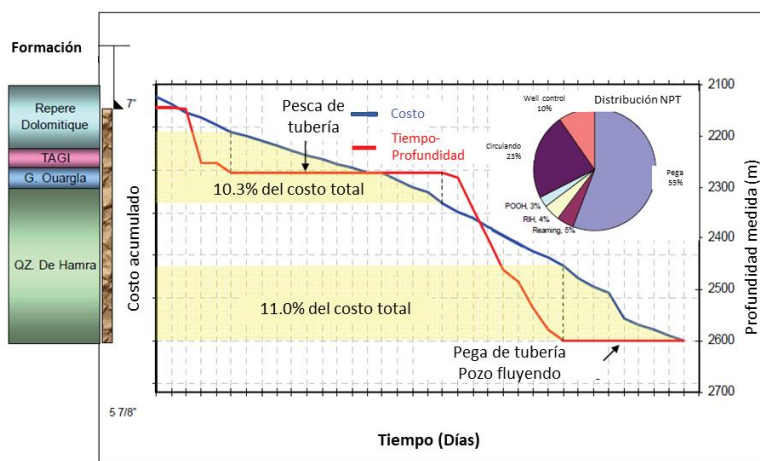


Figura 31. NPT y costo de perforación asociado, obtenido del análisis del pozo cercano #1.

Nota. Adaptado de Ibrahim, et al. (2010). Conventionally undrillable open fractured reservoir, successfully drilled using managed pressure drilling technology in Algeria. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers.

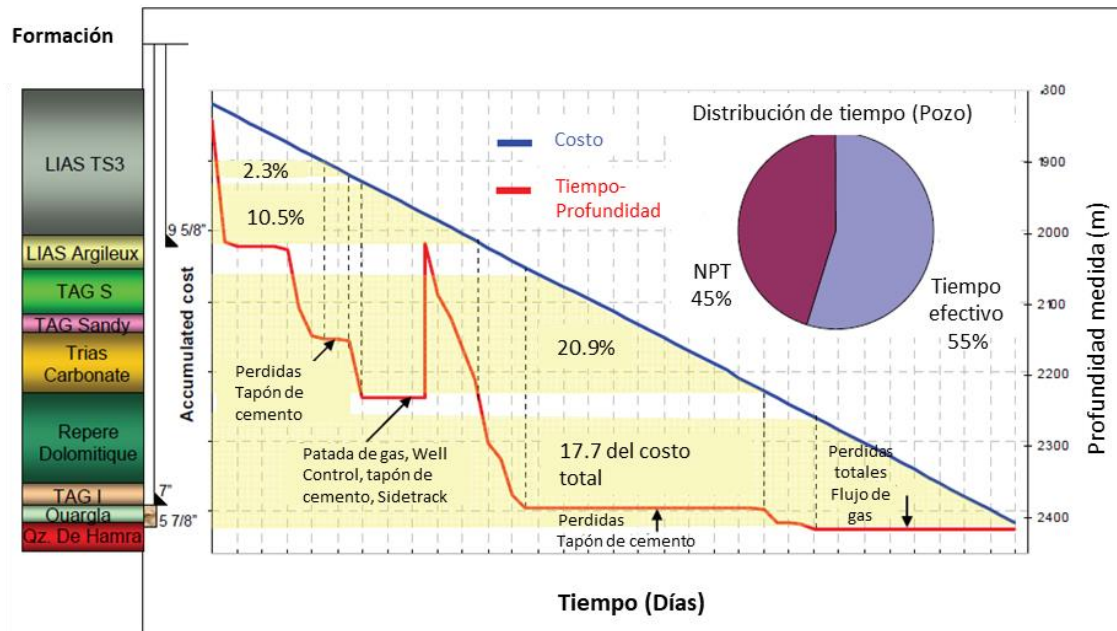


Figura 32. NPT y costo de perforación asociado, obtenido del análisis del pozo cercano #2.

Nota. Adaptado de Ibrahim, et al. (2010). Conventionally undrillable open fractured reservoir, successfully drilled using managed pressure drilling technology in Algeria. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers.

En ambos pozos la formación objetivo no fue alcanzada, más del 50% del costo y el tiempo de perforación fue asociado a NPT (Hamoudi, 2010, pag. 3). En uno de los casos se presentó un catastrófico reventón. Los NPT de los pozos se debían principalmente a (Hamoudi, 2010, pag. 2).:

- Cambio (incremento-disminución) de la densidad estática del fluido para control de influjos de gas o pérdidas de circulación
- Bombeo de LCM y tapones de cementos para curar pérdidas
- Pega de tubería y operaciones de pesca
- Eventos de control de pozo no identificados a tiempo y un caso de reventón

- NPT invisibles como consecuencia de baja ROP

5.4.3 Objetivos de la implementación de MPD. Los principales objetivos que se definieron para la perforación de este pozo (el primero en Argelia en ser perforado con la tecnología MPD), se pueden resumir en los siguientes (Hamoudi, 2010, pág. 2):

- Debido al margen de operación extremadamente estrecho, evaluar y comprobar los límites de presión más altos y bajos de la ventana de perforación dentro de los cuales el balance entre la presión de formación y la de pérdida de fluidos, se pueda alcanzar ajustando la ECD, modificando la presión en cabeza de pozo en vez de cambiar el peso del lodo
- Identificar patadas de hidrocarburos y pérdidas de circulación aplicando acciones correctivas instantáneamente
- Mantener la presión en fondo de pozo constante durante condiciones dinámicas (circulación- bombas encendidas) y estáticas (bombas apagadas)
- Perforar de forma segura hasta el objetivo productivo paneado y completar el pozo
- Construir una estrategia segura de desarrollo del campo

5.4.4 Soluciones. Se planeó una sección de 6 in en el pozo NZ-XX para ser perforada con la técnica CBHP, a través de las formaciones Gres de Ouarla y Quartzites de Hamra. Se definieron los límites de la ventana de perforación para el tope de la formación Hamra basados en los análisis de los problemas de perforación presentados en tres pozos cercanos. Se seleccionó un lodo de perforación de gravedad específica 1.14 base aceite, debido a la política de la empresa de manejar fluidos amigables con la formación. (Hamoudi, 2010, pag. 4).

Debido a los posibles influjos, se planteó una matriz de Well Control alineada al uso de la técnica MPD, la cual se puede observar en el Anexo 2. Adicional a esto, se diseñaron dos flujos de proceso de los equipos en superficie, los cuales se estructuraron así (Hamoudi, 2010, pag. 8):

- Circulación/Perforación: Anular- RCD- línea de flujo- manifold MPD- medidor de flujo de coriolis- zarandas- tanques del taladro- bombas del taladro- sarta de perforación- anular.
- Bombas apagadas/conexiones: Línea de matar- anular- RCD- línea de flujo- manifold MPD- medidor de flujo de Coriolis- tanque de viaje- bomba de precarga- bomba del taladro- línea de matar

5.4.5 Resultados. El manejo de la ECD se logró controlando la contra presión en el choque MPD y el flujo de retorno por el anular al medidor de flujo de Coriolis, además del monitoreo en tiempo real de la presión de fondo de pozo por la herramienta PWD (Pressure while drilling), instalada en el BHA. Mientras se perforaba, el límite superior de la ventana se redujo siguiendo una tendencia exponencial, sin embargo, las pérdidas de fluido se controlaron reduciendo el ECD. A pesar de la extremadamente estrecha ventana de operación y la perforación mientras se presentaban pérdidas en influjos simultáneamente, la operación MPD permitió realizar el trabajo preliminar en el campo Nezla y en Algeria en general. (Hamoudi, 2010, pag. 9).

Un único BHA de alta velocidad y una broca de alta velocidad fueron usados para perforar la sección de 191 m exitosamente, los cuales se habían definido previamente como imposibles de perforar convencionalmente (Hamoudi, 2010, pag. 9). El resumen de las operaciones y la progresión de la perforación se describen en la figura 32:

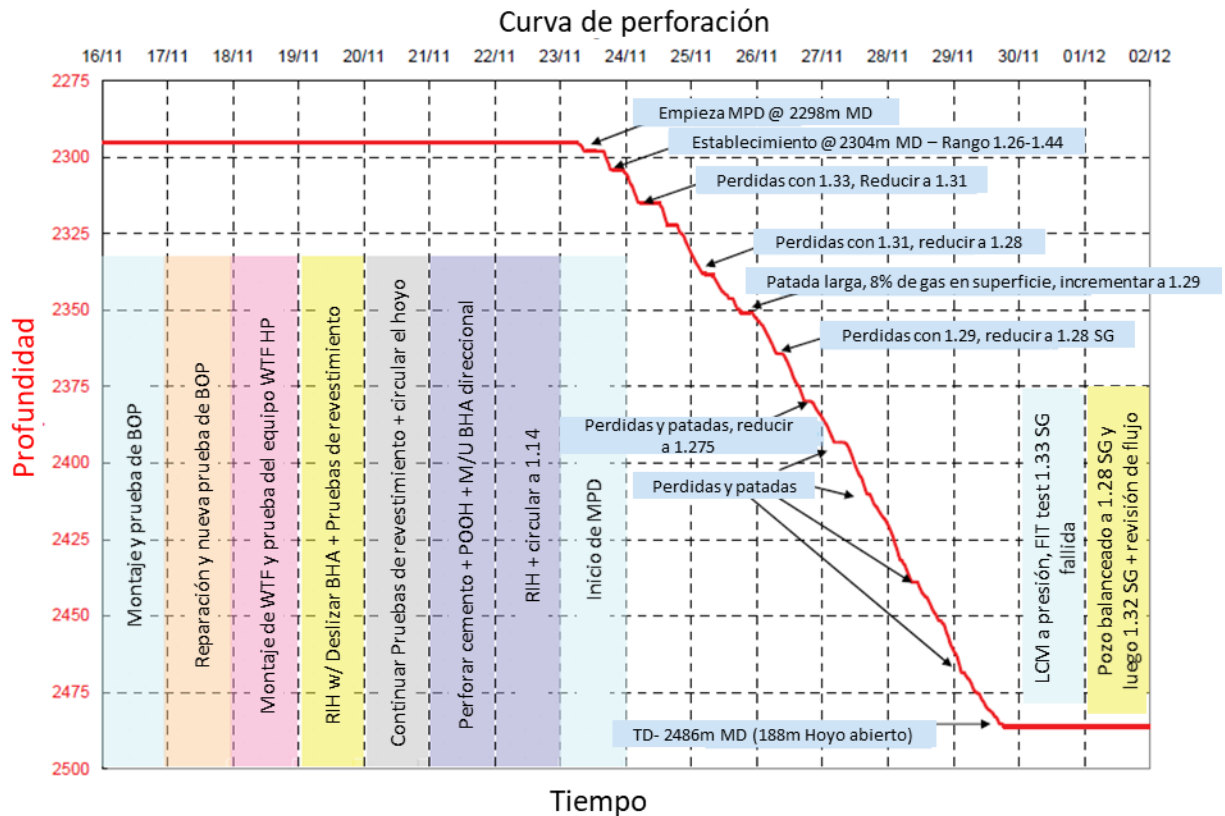


Figura 33. Curva de progresión de la perforación usando MPD en el pozo NZ-XX

Nota. Adaptado de Ibrahim, et al. (2010). Conventionally undrillable open fractured reservoir, successfully drilled using managed pressure drilling technology in Algeria. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers.

Si se compara esta curva de progresión con las figuras 30 y 31 de los pozos cercanos 1 y 2, se puede apreciar como el tiempo de la sección disminuyó, además de no presentar NPT tan marcados como esos dos pozos. La perforación fue más efectiva y los contratiempos que se presentaron se pudieron mitigar con la CBHP-MPD.

5.5 Caso 5. Aplicación offshore en formación de carbonato, Brasil

5.5.1 Antecedentes. Pese a que la perforación del campo ha sido desafiante, los resultados obtenidos han justificado continuar con el desarrollo de este yacimiento costa afuera. Entre los desafíos se encuentran las pérdidas de grandes volúmenes de costoso lodo de perforación, debido a las múltiples incertidumbres geológica sobre la formación y la estrecha brecha entre la presión de poro y el gradiente de fractura. (Hernandez, 2017, pg. 1)

Con la intención de evitar el tiempo adicional que requería el montaje de la junta ascendente MPD (riser joint), la perforación de la sección de orificio de 8 ½" inició convencionalmente a 16745 ft MD/ 15987 ft TVD con un lodo de perforación de 9.6 lpg; manteniendo los equipos del sistema MPD como contingencia ante un escenario de pérdidas totales. A causa de una gran fractura, este escenario fue encontrado a 17185 ft MD/ 16309 ft TVD, el pozo fue cerrado para evaluar el comportamiento y flujo de las pérdidas, pero debido a la pérdida de la columna hidrostática ejercida por el lodo, el pozo tuvo un influjo y se requirió realizar operaciones de control de pozo. Posteriormente al control de pozo, la perforación continuó convencionalmente tomando también acciones para controlar las pérdidas (LCM, tapón de cemento) sin éxito, resultando en gastos excesivos. Finalmente se decidió implementar la tecnología MPD, aplicando dos técnicas en conjunto (CBHP + PMCD), diez días después de iniciadas las operaciones (Hernandez, 2017, pg. 2).

Profundidad total (Total Depth, TD) aprox. 18045 ft MD 16818 ft TVD

Presión de poro original 9.5 lb/gal

Presión de poro esperada 9.0 lb/gal

5.5.2 Objetivo de la implementación de MPD. Mantener control sobre la presión de la formación y las pérdidas de fluido de perforación para alcanzar la profundidad objetivo con un tiempo mínimo no productivo.

5.5.3 Resumen Operación. El programa de MPD fue diseñado con una angosta ventana de perforación, se planeó perforar la sección con la técnica CBHP para evitar situaciones de control de pozo y activar el modo PMCD en caso de pérdidas totales (Hernandez, 2017, pg. 2). Estableciendo los siguientes valores:

Ventana de perforación aprox. 83 psi

Presión de poro 9.0 lb/gal

Presión fijada (punto de ajuste Pressure While Drilling, PWD) 9.1 lb/gal en el zapato de 10 ¾" @ 16745 ft MD/ 15984 TVD

La sección de 8 ½" del pozo fue perforada exitosamente, incluso presentando pérdidas parciales, aplicando CBHP manteniendo una densidad equivalente de circulación (ECD) de 9.3 lb/gal en el zapato del revestimiento de 10 ¾" hasta limpiar un tapón de cemento de abandono a 17185 ft MD; al alcanzar esta profundidad el ECD se redujo a 9.1 lb/gal (punto de ajuste) para continuar perforando hasta encontrar una zona de pérdidas totales a los 17457 ft MD, momento donde se hizo cambio de variante, utilizando PMCD hasta alcanzar la profundidad objetivo (TD) (Hernandez, 2017, pg. 3).

5.5.4 Resultados

5.5.4.1 Análisis tiempos no productivos. La tabla 4 muestra la distribución de tiempos no productivos empleados en diferentes eventos que ocurrieron durante la perforación de la sección

de 8 ½", evidencia días adicionales y NPT acumulados asociados a las pérdidas totales de fluido, las acciones correctivas que se tomaron para continuar la perforación convencionalmente y el subsiguiente montaje de equipamiento MPD. La figura 33 ilustra el desglose del tiempo gastado en las operaciones realizadas entre el evento de control de pérdida total y el día que la perforación continúa debajo de la profundidad de fractura; el tiempo total empleado fue de 516 horas/ 21.5 días (Hernandez, 2017, pg. 4).

Tabla 4.

Tiempo operacional perforación sección 8 ½"

ACTIVIDAD	DURACIÓN
NPT Pérdidas totales y eventos de control de pozo	192 h
Preparación y desconexión del preventor de reventones (Subsea blowout preventer, SSBOP)	18.5 h
Montaje sistema MPD	45 h
Prueba de presión ariete ciego de corte- preventor de reventones (BSR-SSBOP)	7.5 h
Abrir cuñas y desmontar equipo para manejo del riser	11 h
Montaje y corrida del ensamble de fondo BHA	12 h
Prueba del SSBOP	9.5 h
Prueba de presión riser y MPD	10.5 h
Limpieza tapón de cemento de abandono superficie	10 h
Prueba de presión VX-2	5.5 h
Cambio fluido (agua de mar) por lodo base agua	5 h
Posicionamiento dinámico perdido	57.5 h
RIH – Limpieza tapón de cemento de abandono fondo – POOH – Registros de cemento con wireline	52 h
Operación MPD – Montaje MPD BHA -RIH – Cambio de lodo	40 h
Prueba negativa	8 h
Prueba en revestimiento (In casing test ICT)	9 h
Continuación limpieza tapón de cemento de abandono fondo	23 h
TOTAL	21.5 días

- Actividades por pérdidas de circulación (NPT 341.5 horas/ 14.2 días)
- Operaciones MPD (NPT 117 horas/ 4.9 días)
- Otros NPT (NPT 57.5 horas/ 2.4 días)

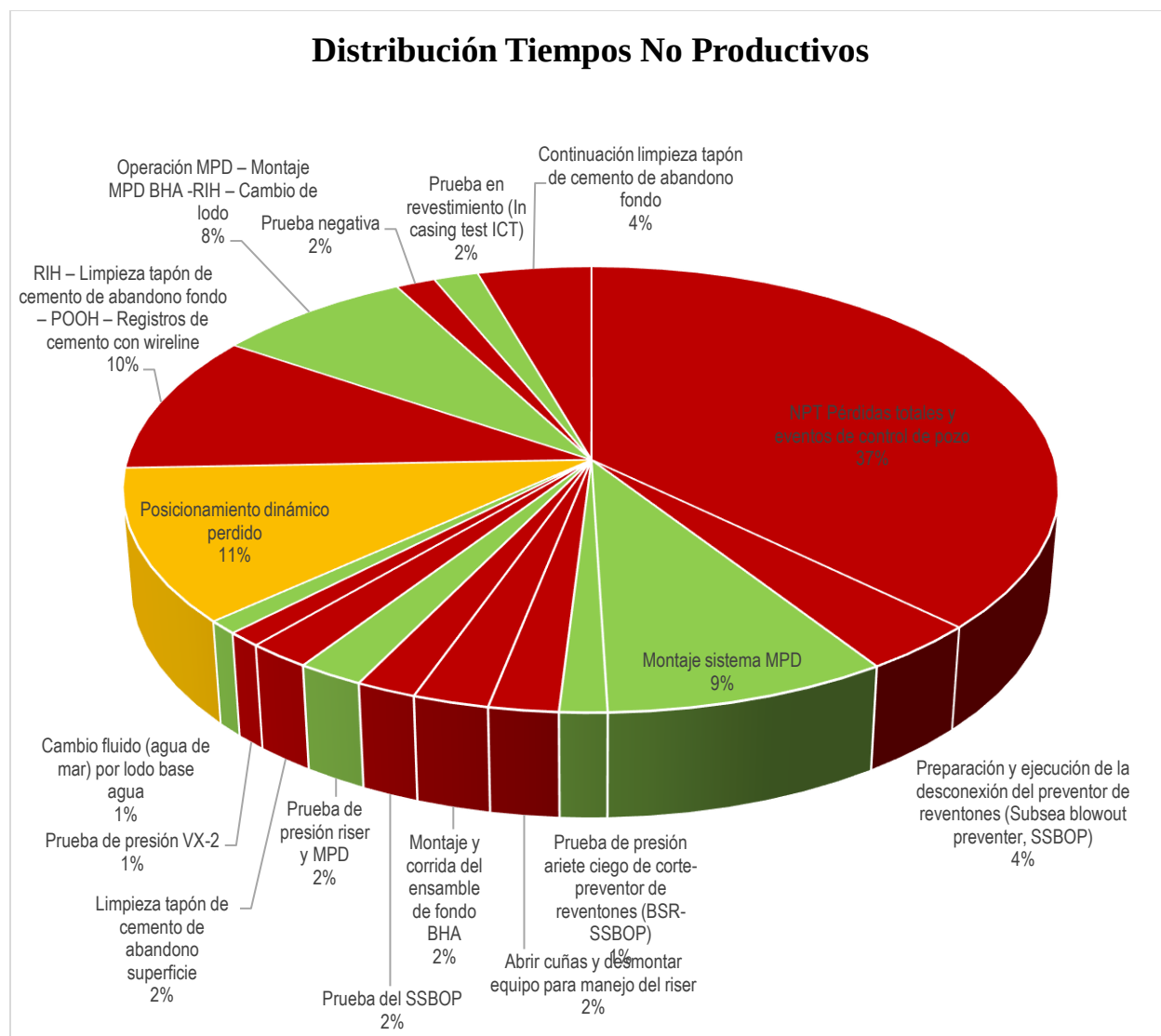


Figura 34. Desglose del tiempo, eventos de pérdida total de circulación (tiempos no productivos).

Nota. Adaptado de Hernandez, et al. (2017). Reducing Operational Spend: Cost-Savings Analysis of Proactive MPD Utilization in a Deepwater Setting. Society of Petroleum Engineers.

5.5.4.2 Análisis pérdidas de fluido de perforación. La figura 34 muestra el volumen de barriles de fluido de perforación base agua perdidos, en el proceso de establecer nuevamente control sobre el pozo intentando detener o minimizar las pérdidas durante la perforación convencional. El evento de pérdidas totales sucedió el 23 de enero a causa de una gran fractura, se

perdieron 3467 bbl por el sobrebalance que mantenía el alto peso del lodo, las pérdidas continuaron hasta la instalación de un tapón de cemento temporal; las técnicas convencionales (LCM y tapones de cemento) sumaron más barriles para un volumen total de pérdidas de 8628 bbl (Hernandez, 2017, pg. 6).

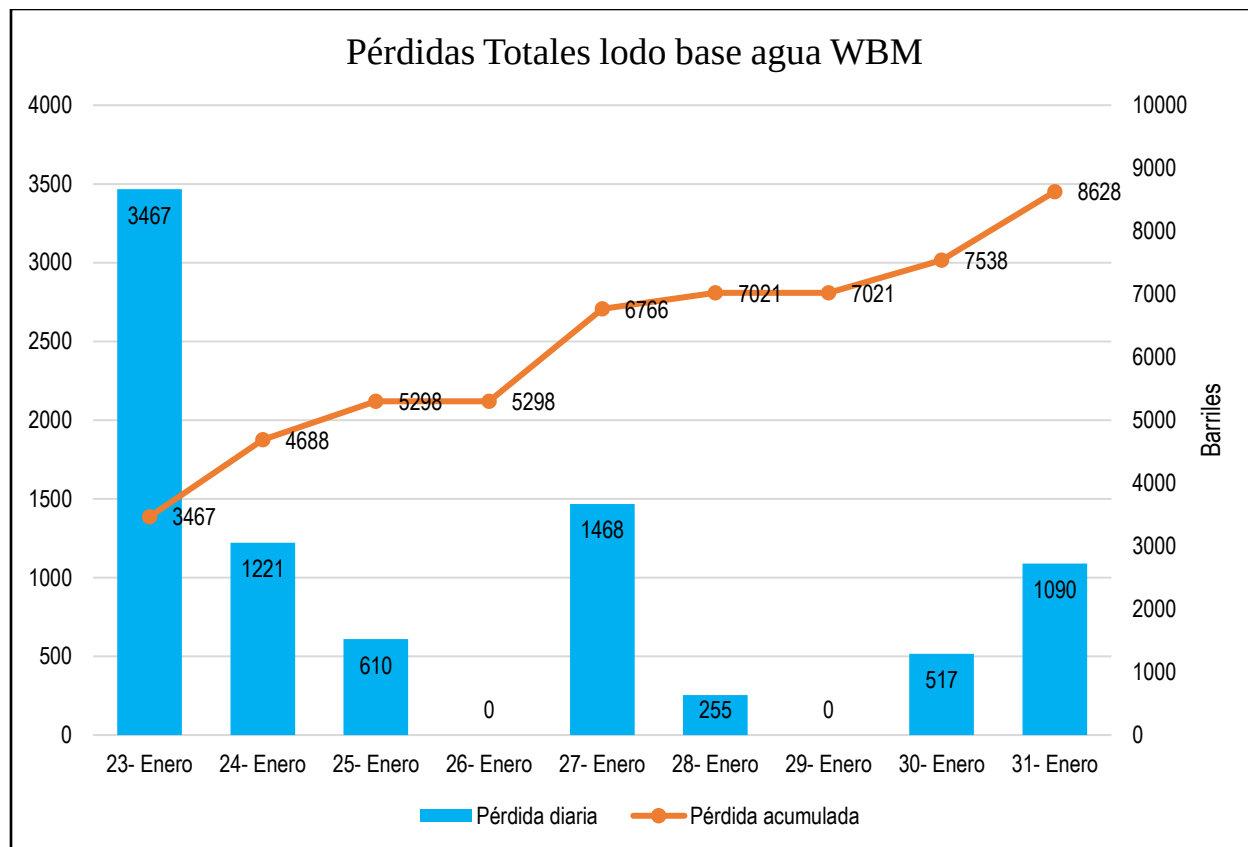


Figura 35. Volumen total diario y acumulado de fluido de perforación base agua perdido, sin la aplicación de MPD.

Nota. Adaptado de Hernandez, et al. (2017). Reducing Operational Spend: Cost-Savings Analysis of Proactive MPD Utilization in a Deepwater Setting. Society of Petroleum Engineers.

Los costos de estos volúmenes diarios son estimados en la figura 35, asumiendo que 1 bbl de fluido de perforación base agua WBM equivale a US\$ 100; el costo total de los intentos para control de pérdidas corresponde a US\$ 862800 (Hernandez, 2017, pg. 7).

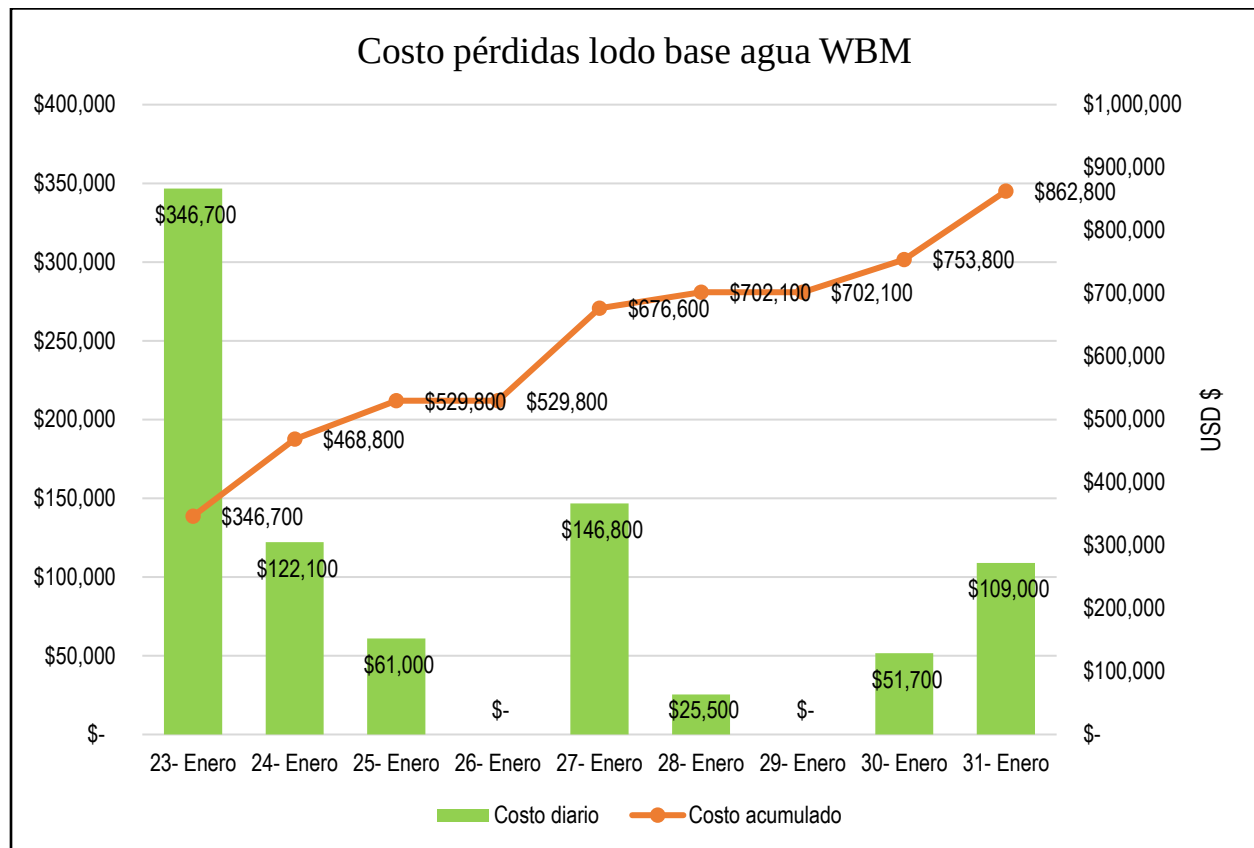


Figura 36. Costo de los volúmenes diarios y acumulados del fluido de perforación base agua perdido, sin la aplicación de MPD.

Adaptado de Hernandez, et al. (2017). Reducing Operational Spend: Cost-Savings Analysis of Proactive MPD Utilization in a Deepwater Setting. Society of Petroleum Engineers.

También se estima que, si la tecnología MPD hubiera estado instalada y disponible para su implementación antes de alcanzar la zona de pérdidas totales, la técnica CBHP habría ahorrado

más del 50% del lodo al permitir realizar la perforación con 500-600 psi menos de sobrebalance. Un ahorro del 50% en el fluido de perforación base agua equivale a US\$ 431400 aproximadamente (Hernandez, 2017, pg. 8).

5.5.4.3 Análisis costo operaciones material pérdida de circulación (LCM) y tapones de cemento. Los intentos para solucionar la pérdida de fluido con el uso de diferentes tipos de LCM no fueron exitosos, la siguiente solución involucró trabajos de cementación (tapones de cemento en fondo y superficie) para detener las pérdidas y permitir el montaje del sistema MPD. La figura 36 presenta los costos estimados asociados a estas operaciones (Hernandez, 2017, pg. 9).

Es importante evaluar los costos adicionales en los que se incurrió para la realización y planeación de futuros proyectos en el campo. La tabla 5 resume estos costos y presenta un total USD\$ 8,336,214 ahorro de dinero que se habría obtenido si la tecnología MPD hubiese sido implementada desde el principio de la perforación de la sección 8 ½" del pozo.

Tabla 5.

Estimación total costos adicionales incurridos en la operación - NPT

Concepto	Costo (USD \$)
Plataforma perforación – 14 días	\$ 7,700,000
Ahorro 50% WBM	\$ 431,400
Trabajos de LCM y cementación	\$ 204,844
Costo Total	\$ 8,336,214

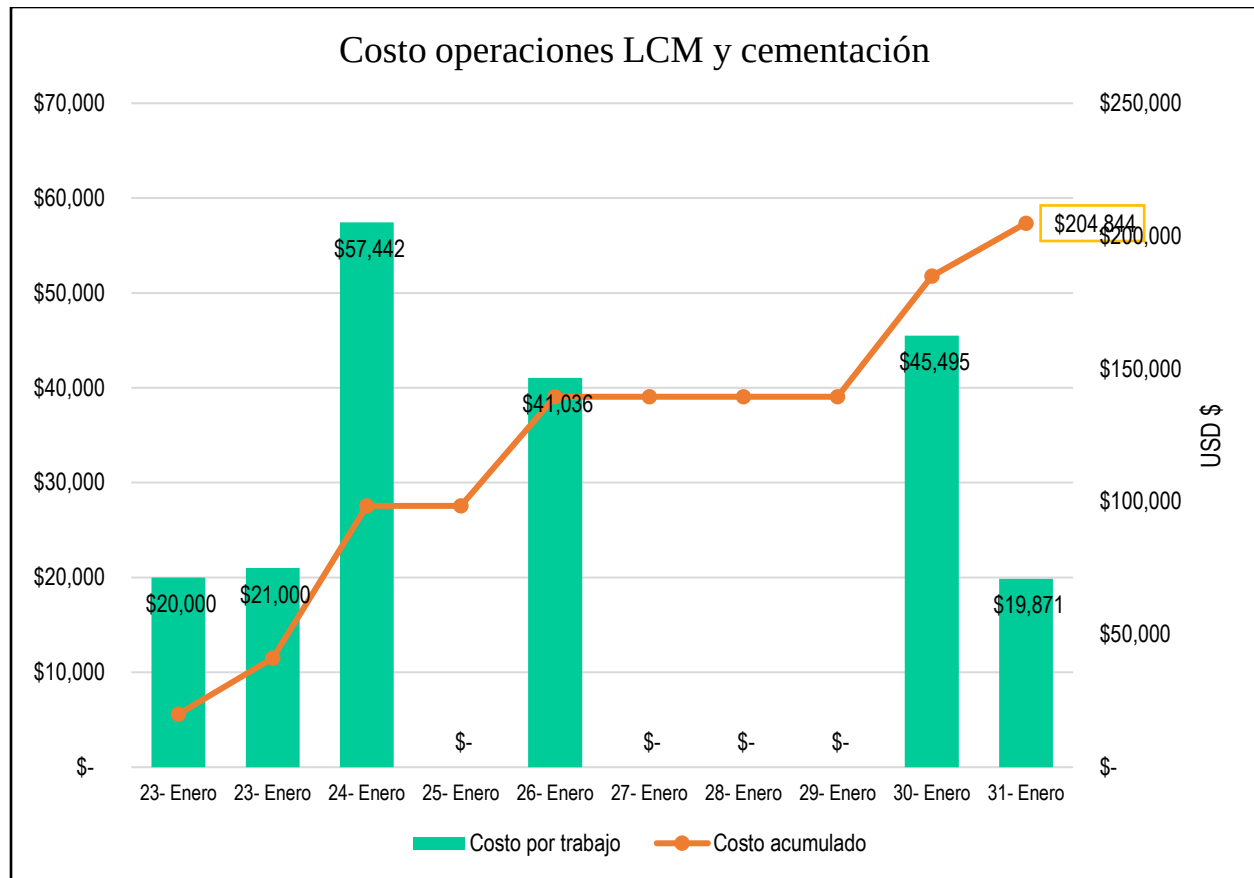


Figura 37. Costo por trabajo y acumulado de las operaciones de LCM y cementación

Adaptado de Hernandez, et al. (2017). Reducing Operational Spend: Cost-Savings Analysis of Proactive MPD Utilization in a Deepwater Setting. Society of Petroleum Engineers.

6. Comparación de las técnicas MPD

Una vez realizada la búsqueda bibliográfica, analizados los diferentes casos de estudio en los que la MPD fue implementada y tomando como referencia la información recolectada por la IADC, se puede establecer una comparación entre las diferentes técnicas y definir cuáles de ellas son las más

apropiadas para trabajar en campos que presenten ventanas de perforación estrechas y problemas propios de la perforación que puedan resultar en NPT o accidentes que puedan afectar tanto equipos físicos como personal involucrado en la ejecución de las campañas de perforación.

Para realizar dicha comparación, y con el fin de proporcionar una herramienta que brinde una idea de qué técnica se debe usar en determinados casos, se ha realizado la tabla-matriz 6. Esta matriz tiene en el eje x las 5 técnicas explicadas en el capítulo 4 de este libro, y en el eje y tiene los diferentes objetivos, problemas o desafíos que presenta un determinado pozo o campo en el momento de la perforación. Es importante resaltar que las situaciones del eje y se analizaron tanto para operaciones costa adentro como costa afuera.

Aunque la matriz presenta una idea general para el uso de las técnicas en diferentes situaciones, se deben considerar los efectos de la locación del pozo (costa fuera o costa adentro), el fluido de perforación a usarse, la calidad, confiabilidad, certeza y grado de madurez de la información de las formaciones a perforar, para poder seleccionar la variante de la tecnología MPD.

Para realizar la lectura de la tabla- matriz 7, se debe tener en cuenta la tabla 6, la cual posee el significado de los números y colores que se usaron para identificar cuando una técnica proporciona una mejor solución a un problema específico:

Tabla 6.

Convenciones de la matriz 7

Puntaje	Descripción
1	La técnica/sistema no provee una solución tangible o presenta detrimento de la operación respecto al objetivo o problema. El objetivo puede estar fuera del alcance o funcionalidad de la técnica
2	La técnica puede proveer algún beneficio, sin embargo, no puede considerarse como su principal objetivo. Se deben implementar otros trabajos de ingeniería para que la técnica funcione, además de equipos auxiliares adicionales
3	El objetivo es uno de los principales indicadores o una característica clave de diseño de la técnica

Puntaje	Descripción
4	El objetivo es considerado el principal indicador o característica clave de diseño de la técnica

Resultados de la comparación

La principal funcionalidad de la matriz propuesta es generar en el lector una idea básica de la técnica que se puede usar en caso de presentarse un problema ya definido. Así, por ejemplo, si en un campo se tiene pérdida circulación total, usando la matriz se encuentra que la única variante capaz de enfrentar esta situación es la PMCD, pues tiene un puntaje de 4, indicando que su objetivo es solucionar problemas de este tipo, mientras que las otras variantes no tienen un impacto significativo o necesitaran de la implementación de procesos adicionales.

Por el contrario, si se analiza el desafío de perforar a través de zonas con ventanas estrechas, la matriz indica que cualquiera de las variantes podría ser usada (a excepción de la PMCD), pues poseen un puntaje de 3. En este caso se deben analizar las condiciones específicas que se enfrentarán durante la perforación y teniendo en cuenta los siguientes criterios (Rehm, 2008):

- Análisis hidráulico
- Las condiciones y restricciones del taladro o plataforma, equipos, empresa operadora y la agencia reguladora
- Viabilidad de implementación de la variante
- Disponibilidad de los equipos
- Disponibilidad de personal calificado

El capítulo 4 de este libro también presenta información que puede facilitar la elección de una variante específica.

Al realizar la matriz para comparar la utilidad de las variantes de la MPD se puede establecer, también, que el rango de aplicabilidad de la tecnología va más allá de facilitar y permitir

la perforación de formaciones con límites de presión de poro y fractura muy cercanos. Su alcance se extiende hacia la reducción de costos de las operaciones y el aumento de la eficiencia de perforación con resultados como el incremento de la ROP, la reducción de la posibilidad de deformación de la tubería, pegas diferenciales y colapso de pozo, disminución del uso de material de pérdida de circulación, incremento de la velocidad para sacar tubería, disminución de la fluctuación de la presión durante conexiones y la extensión o eliminación de secciones de revestimientos y liners, siendo esta última la más significativa.

La matriz también permite identificar que la MPD brinda la posibilidad de alcanzar nuevos objetivos geológicos de los cuales no se tenga información suficiente, como en la perforación de pozos con alcance extendido. Además, la literatura también reporta el éxito de la implementación de MPD en la perforación de pozos exploratorios con alta incertidumbre de las condiciones del subsuelo.

Sin embargo, y según el análisis de la matriz, se evidencia que el mayor potencial de la tecnología es el control de la presión para mantenerla en la ventana de perforación necesitada, evitando los problemas provocados por la invasión de fluido, como la pérdida de circulación y el daño a la formación, así como los ocasionados por el influjo indeseado, como patadas de pozos y surgencias. Además de controlar problemas, la matriz muestra que las diferentes variantes de la MPD son muy útiles para la detección oportuna de pérdidas de lodo, la disminución del efecto de la ECD, la perforación de formaciones depletadas y con condiciones de presión y temperatura altas, las cuales son retadoras para operaciones convencionales.

A nivel individual de cada variante, se puede establecer que la mejor opción para perforar en formaciones con ventanas estrechas es la presión constante de fondo de pozo con contrapresión (CBHP-BP). La técnica Dual Gradient (DGD) presenta su mayor utilidad en la perforación de

pozos costa afuera, facilitando la eliminación y/o extensión de secciones de revestimiento; la técnica de circulación continua tiene su mayor utilidad controlando problemas mecánicos tubería-pozo; la técnica de perforación con tapón de lodo presurizado se debe usar cuando se presentan pérdidas totales de lodo. La técnica HSE no presenta una contribución significativa a la perforación y los objetivos planteados en la matriz, aunque es ampliamente utilizada en proyectos convencionales, mejorando la seguridad al perforar con un sistema de circulación cerrado.

De la información presentada en la matriz se pueden obtener conclusiones puntuales e importantes frente al uso de las variantes MPD que pueden facilitar la elección de la tecnología a usar, las cuales se listan a continuación:

- La variante PMCD es esencial para proyectos en los cuales se experimente pérdida total de circulación
- La mejor variante para reducir los efectos de la ECD es la CBHP con contrapresión
- La variante DGD presenta su mayor utilidad en actividades de perforación costa afuera en las que se requiera extender una sección de revestimiento o liner
- La DGD está diseñada para la perforación de formaciones depletadas costa afuera mediante la inyección de gas
- Todas las variantes, a excepción de la PMCD, permiten tener un control más preciso de la presión dentro de la ventana de lodo, para evitar invasiones e influjos
- Aunque la MPD ayuda a mejorar la ROP, disminuir el uso de material de pérdida de circulación y minimizar el daño a la formación, estos beneficios deben ser entendidos como resultados secundarios, producto de la disminución del peso de lodo y la implementación de las diferentes variantes

- La eliminación de secciones de revestimientos y liners representa el mayor impacto en disminución de costos que puede hacerse con MPD. Todas las variantes de la tecnología son útiles para hacer esto
- La CBHP permite la perforación en condiciones geológicas de las cuales no se posee suficiente información

Tabla 7.

Matriz de comparación de las técnicas MPD según objetivo de la perforación

Objetivos	Técnicas Managed Pressure Drilling							
Problema/Desafío de perforación	CBHP BP	CCS	PMCD	DGD				HSE
				Bomba Submarina	Retorno sin tubo ascendente	Inyección de gas	Inyección de líquido liviano o esferas	
Pérdida de circulación parcial	3	3	1	3	3	3	3	1
Pérdida de circulación severa	3	2	2	3	3	3	3	1
Pérdida de circulación total	2	1	4	2	2	2	2	1
Daño a la formación	2	2	2	2	1	2	2	1
Detección precisa de patadas y pérdidas	3	1	3	3	2	1	2	1
Reducción de riesgo asociado con patadas	3	3	3	3	2	2	1	2
Reducción de volumen infuljos	3	1	3	3	3	1	2	1
Incrementar ROP	2	2	2	2	2	2	2	2
Eliminar o extender revestimiento o liner	3	3	3	3	3	3	3	1
Eliminar o extender revestimiento o liner en aguas profundas	2	2	2	4	4	3	4	1
Perforar a través de formaciones depletadas	3	3	2	3	3	4	3	1
Presión anormal- Alta	3	2	3	3	3	2	2	2
Presión anormal- Baja	2	2	2	2	3	3	2	1
Perforación pozos HPHT	3	2	3	2	2	2	2	2
Perforar a través de formaciones con ventanas estrechas	3	3	2	3	3	3	3	1
Reducir efectos del ECD	4	2	1	3	3	2	2	1
Perforación de pozos de alcance extendido	3	2	2	2	2	2	2	1
Mantener peso de lodo y ECD constante	3	3	1	3	3	2	2	1
Disminuir probabilidad de pega diferencial	3	3	2	3	3	3	3	1
Disminuir probabilidad de colapso de pozo	3	3	1	3	3	1	2	1
Controlar deformación de tubería en fondo (Breathing/Ballooning)	3	3	1	3	3	3	3	1
Mantener margen positivo de riser para disminuir riesgo de patada	1	1	1	3	3	2	2	1
Evitar infuljos en zonas someras- Offshore	1	1	1	1	1	1	1	1
Evitar infuljos en zonas someras- Onshore	2	2	1	1	1	2	2	1
Disminuir el uso de material para pérdida de circulación-LCM	2	2	3	2	2	2	2	1
Mitigar suaveo y surgencia	2	3	2	3	3	1	1	1
Permitir mayores velocidades al sacar tubería	1	2	3	3	3	1	1	1
Evitar fluctuaciones de presión durante conexiones	3	3	1	3	3	1	1	1

7. Conclusiones

La revisión bibliográfica realizada permitió la construcción de una matriz que relaciona los problemas y desafíos más comunes de la perforación con las variantes de la MPD, la cual sirve como una primera herramienta de análisis y decisión en el momento de selección de una tecnología específica para su posterior estudio de factibilidad en un proyecto específico.

La tecnología de perforación con presión controlada, MPD, ha sido ampliamente usada en todo el mundo desde hace varias décadas, representando la solución para campos en los que la perforación es extremadamente compleja debido a las condiciones particulares del subsuelo, y logrando la optimización de las operaciones, viabilizando los proyectos económicamente en los cuales no se pueden implementar métodos de perforación sobre y bajo balance.

La mejor opción para perforar en formaciones con ventanas estrechas es la presión constante de fondo de pozo con contrapresión (CBHP-BP), lo que disminuye la posibilidad de influjos no deseados e invasión de fluidos en formaciones. Adicional a esto reduce los efectos de ECD, eliminando secciones de revestimiento y tratando problemas como pegas diferenciales y colapso de tuberías. Las técnicas que brindan mayores beneficios en la perforación costa afuera son gradiente dual (DGD) y tapón de lodo presurizado (PMCD). La técnica DGD facilita la eliminación y/o extensión de secciones de revestimiento; la técnica PMCD se debe usar cuando se presentan pérdidas totales de fluido de perforación.

En África, Asia, Norte America y Brasil, la MPD permitió la perforación de pozos en campos donde las condiciones geológicas son extremadamente complejas, minimizando las

perdidas masivas de lodo, lo que permitió la posibilidad del desarrollo de los campos en los cuales no se podía perforar con métodos convencionales.

8. Recomendaciones

Teniendo en cuenta el éxito de la tecnología en los casos de aplicación estudiados en este proyecto, se recomienda hacer una recopilación de información y propuesta de los campos colombianos en los cuales la MPD podría ser útil para mejorar la eficiencia de la perforación y viabilizar campañas económicamente.

Comprobar la aplicabilidad de las técnicas en Colombia en campos estructuralmente complejos mediante la simulación de condiciones.

Realizar una solución electrónica (aplicación, programa, Excel, etcétera), que involucre factores como los efectos de la locación del pozo (costa fuera o costa adentro), el fluido de perforación a usarse, la calidad, confiabilidad, certeza y grado de madurez de la información, que facilite la selección de las técnicas de la MPD a usarse para diferentes problemas que se prestan en la perforación.

Realizar un estudio comparativo del CAPEX necesario para la implementación de la MPD contra el necesario en una operación convencional.

Referencias Bibliográficas

- Ahmed, T. (2019). *Chapter 4 - Fundamentals of Rock Properties*. En T. Ahmed (Ed.), *Reservoir Engineering Handbook (Fifth Edition)* (pp. 167-281). doi:10.1016/B978-0-12-813649-2.00004-9
- Aird, P. (2018). *Deepwater Drilling: Well Planning, Design, Engineering, Operations, and Technology Application*. Gulf Professional Publishing.
- Arnone, M. A., & Vieira, P. (2009). *Drilling Wells With Narrow Operating Windows Applying the MPD Constant Bottom Hole Pressure Technology—How Much the Temperature and Pressure Affects the Operation's Design*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/119882-MS
- Ayling, L. J., Jenner, J. W., & Elkins, H. (2002). *Continuous Circulation Drilling*. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/14269-MS
- Bardaj, M. Z., Olfati, S., Rafieefar, A., Garmsiri, H., & Zarei, E. (2016). *Continuous Circulation System: A Key to drilling safety increment*. International Conference on Research in Science and Technology.
- Calderoni, A., Masi, S., Repetto, C., Tufo, M., Molaschi, C., & Poloni, R. (2011, January 1). *Managing Pressure Drilling With Continuous Circulation. A Summary Of Eni Experience*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/147147-MS
- Cleveland, Cutler J. Morris, Christopher. (2009). *Dictionary of Energy (Expanded Edition) - bottom-hole pressure*. Elsevier.
- Cohen, J., Stave, R., Schubert, J., & Elieff, B. (2008). *Chapter 8 Dual-gradient drilling*. En

- Managed pressure drilling*, (pp. 181-226). Gulf Publishing Company. Obtenido de <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt006KD3GA/managed-pressure-drilling/dual-gradient-introduction>
- Cook, J., Growcock, F., Guo, Q., Hodder, M., & van Oort, E. (2012). *Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación*. Oilfield Review, XXIII, 4, (pp. 1-10).
- Crumpton, Howard. (2018). 7.8.1 *Fluid Loss to the Formation*. En *Well Control for Completions and Interventions*. Elsevier.
- Crumpton, Howard. (2018). *Chapter 1 Introduction and Well Control Fundamentals*. En *Well Control for Completions and Interventions*. Elsevier. Obtenido de <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt011PQJY3/well-control-completions/introduction>
- Cunningham, J., Bansal, R. K., George, G., & De Leon, E. (2014). *A New Continuous Flow System (CFS) for Managed Pressure Drilling*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/168030-MS
- Elieff, B. A. M. (2006). *Top hole drilling with dual gradient technology to control shallow hazards*. (Tesis doctoral, Texas A&M University). Obtenido de <https://oaktrust.library.tamu.edu/bitstream/handle/1969.1/4441/etd-tamu-2006B-PETE-Elieff.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Elliott, D., Montilva, J., Francis, P., Reitsma, D., Shelton, J., & Roes, V. (2011). *Managed pressure drilling erases the lines*. Oilfield Review, 23(1), 14-23.
- Fang, H., & Duan, M. (2014). 4.4.2.1 *The Basic Principles of Double-Gradient Drilling*. In *Offshore operation facilities: equipment and Procedures*. Elsevier. Obtenido de <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt00U8FJE1/offshore-operation-facilities/diffraction-theory-wave>

- Farahat, A., Dahab, A., & El-Sayed, A. H. (2017). *A Successful Application of MPD With CBHP Technique in Tensah Field-A Case History*. Offshore Mediterranean Conference and Exhibition.
- Farahat, A., Dahab, A., El-Sayed, A.H. (2016). *Constant Bottom Hole Pressure Drilling: Techniques, Tools and Applications*. MOC conference, Alexandria, Egypt, 19-21 April 2016.
- Fredericks, P. (2008). *Constant bottom-hole pressure with pressure as a primary control*. In *Managed pressure drilling* (pp. 81-107). Gulf Publishing Company.
- Froyen, J., Rolland, N. L., Rommetveit, R., Stave, R., & Jaising, H. (2006). *Riserless Mud Recovery (RMR) System evaluation for top hole drilling with Shallow Gas*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/102579-MS
- Gaup, T. H. (2012). *Simulations of Dual Gradient Drilling: Analytical and Theoretical Studies of tripping-and pressure trapping operations when using Dual Gradient Drilling in deep waters*. (Tesis de maestría, Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk).
- Gedge, B., Dalgit Singh, H. K., Bandico Refugio, E., Ta Quoc, B., & Bot, N. V. (2013). *Managed Pressure Drilling - A Solution for Drilling the Challenging and Un-Drillable Wells in Vietnam and South East Asia*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/165775-MS
- Grayson, M. B. (2009). *Increased Operational Safety and Efficiency with Managed-Pressure Drilling*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/120982-MS
- Haghshenas, A., Paknejad, A. S., Rehm, B., & Schubert, J. (2008). *The why and basic principles of managed well-bore pressure*. En *Managed pressure drilling* (pp. 1-38). Gulf Publishing Company.
- Hannegan, D. M. (2006). *Case Studies-Offshore Managed Pressure Drilling*. Society of Petroleum

- Engineers. doi:10.2118/101855-MS
- Hannegan, D. M. (2006). *Variations of Managed-Pressure Drilling Currently Practiced: Offshore Case Studies*. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/17885-MS
- Hannegan, D. M. (2011). *Managed Pressure Drilling Applications on Offshore HPHT wells*. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/21208-MS
- Hannegan, D. M. (2011). *MPD - Drilling Optimization Technology, Risk Management Tool, or both?* Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/146644-MS
- Hannegan, D. M., & Fisher, K. (2005). *Managed Pressure Drilling in Marine Environments*. International Petroleum Technology Conference. doi:10.2523/IPTC-10173-MS
- Hannegan, D., & Mahmood, A. (2015). *Offshore Well Integrity Management with MPD Tools and Technology*. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25723-MS
- Helgeland, L. R. (2014). *Drilling of Deep-set Carbonates Using Pressurized Mud Cap Drilling* (Tesis de maestría, Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk). Obtenido de <https://core.ac.uk/download/pdf/52100446.pdf>
- Hernandez, A., Lemos, M., Clemente, F., Giral, L., & Santos, L. (2017). *Reducing Operational Spend: Cost-Savings Analysis of Proactive MPD Utilization in a Deepwater Setting*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/185288-MS
- Hilts, B. (2013). *Managed Pressure Drilling*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/167621-STU
- Hossain, M. E. Islam, M. R. (2018). *9.0 Introduction. En Drilling Engineering Problems and Solutions - A Field Guide for Engineers and Students*. John Wiley & Sons.
- <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt00A9VW21/underbalanced-drilling/beginnings-mud-cap-drilling>

- Ibrahim, H., Kartobi, K., Qutob, H. H., Arnone, M. A., Torres, F., Murray, C., & Barakat, N. (2010). *Conventionally undrillable open fractured reservoir, successfully drilled using managed pressure drilling technology in Algeria*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/138579-MS
- International Association of Drilling Contractors (IADC). (2015). *IADC Drilling Manual, Volume 1 and 2 (12th Edition)*. International Association of Drilling Contractors (IADC). Obtenido de <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt010SRF0V/iadc-drilling-manual/mud-cap-drilling>
- International Association of Drilling Contractors (IADC). (2015). *1.4 The Drilling Window - 2. Well Planning & Rig Operations. En IADC Deepwater Well Control Guidelines (2nd Edition)*. International Association of Drilling Contractors (IADC). Obtenido de <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt010R2Q3B/iadc-deepwater-well-control/well-planning-rig-operations>
- Jayah, M. N., A Aziz, I. A., Mathews, T., Rojas, F., & Voshall, A. (2013). *Implementation of PMCD to Explore Carbonate Reservoirs from Semi-Submersible Rigs in Malaysia results in Safe and Economical Drilling Operations*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/163479-MS
- Jenner, J. W., Elkins, H. L., Springett, F., Lurie, P. G., & Wellings, J. S. (2004). *The Continuous Circulation System: An Advance in Constant Pressure Drilling*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/90702-MS
- Jones, Clifford. (2012). *Dictionary of Oil and Gas Production - Lumut*. Whittles Publishing.
- Laik, Sukumar. (2018). *Offshore Petroleum Drilling and Production*. CRC Press.
- Loaiza, M., Ayala, D., Torres, H., & Ayala, S. (2018). *Tiempo no productivo en pozos de dos*

- secciones, caso de estudio Ecuador*. En *El reventón energético*, 16(1), 7-17.
- Malik, H., Litwin, R. J., & Jones, B. (2010). *Successful Use of Managed Pressure Drilling (MPD) to Counteract Loss Circulation and HP Gas Zones: A Case Study From Red Rock South Wapiti Field in GrandPrairie Alberta*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/137428-MS
- Martin, M. (2006). *Managed Pressure Drilling Techniques and Tools*. (Tesis de maestría, Texas A&M University). Obtenido de <http://hdl.handle.net/1969.1/3884>
- Moore, D. (2008). 7. *Mud cap drilling*. En *Managed Pressure Drilling* (pp. 155-180). Gulf Publishing Company. Obtenido de <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt006KD31J/managed-pressure-drilling/history-mud-cap-drilling>
- Moore, D. (2012). 7. *Mud Cap Drilling in Fractured Formations*. En *Underbalanced Drilling: Limits and Extremes* (pp. 371-397). Gulf Publishing Company. Obtenido de
- Nandan, A., Imtiaz, S., & Butt, S. (2017). *Robust gain switching control of constant bottomhole pressure drilling*. *Journal of Process Control*, 57, 38-49.
- Nas, S. W., Toralde, J. S., & Wuest, C. (2009). *Offshore Managed Pressure Drilling Experiences in Asia Pacific*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/119875-MS
- Nauduri, A. S. S., Medley, G. H., & Schubert, J. J. (2009). *MPD: Beyond Narrow Pressure Windows*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/122276-MS
- Pattillo, P. D. (2018). 13.3.2.4 *Wellbore Stability*. En *Elements of Oil and Gas Well Tubular Design*. Elsevier.
- Rabia, H. (2002). *Capítulo 12 Hole Problems*. En *Well engineering & construction* (pp. 337-351). London: Entrac Consulting Limited.

- Rehm, B., Schubert, J., Haghshenas, A., Paknejad, A. S., & Hughes, J. (2008). *Capítulo 1 The why and basic principles of managed well-bore pressure. En Managed pressure drilling (pp. 1-38).* Gulf Publishing Company. Obtenido de <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt006KCZC1/managed-pressure-drilling/introduction-managed>
- Rohani, M. R. (2012). *Managed-Pressure Drilling; Techniques and Options for Improving Operational Safety and Efficiency.* Petroleum & Coal, 54(1), 24–33. Obtenido de <http://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2070/login.aspx?direct=true&db=enr&AN=86047216&lang=es&site=eds-live>
- Schlumberger. (2018). *Managed Pressure Drilling reduces mud losses 83%, increase production 60% in carbonate formation.* Obtenido de: <https://www.slb.com/resource-library/case-study/mi/mpd-reduced-mud-loss-increased-production-carbonates-siberia-cs>
- Smith, M. (2017). *Operational Efficiencies Realized by Integrating Managed Pressure Drilling and Rig Control Systems.* Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/185294-MS
- Stave, R. (2014). *Implementation of Dual Gradient Drilling.* Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25222-MS
- Stave, R., Fosli, B., Endresen, C., Rezk, R. H., Tingvoll, G. I., & Thorkildsen, M. (2014). *Exploration Drilling with Riserless Dual Gradient Technology in Arctic Waters.* Offshore Technology Conference. doi:10.4043/24588-MS
- Sylto, S., Eide, S. E., Berg, P. C., Torvund, S., Larsen, T., Fjeldberg, H., Low, E. (2008). *Highly Advanced Multitechnical MPD Concept Extends Achievable HP/HT Targets in the North Sea.* Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/114484-MS
- Takacs, Gabor. (2018). *Electrical Submersible Pumps Manual - Design, Operations, and*

- Maintenance (2nd Edition)*. Elsevier. Obtenido de <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt011G51EA/electrical-submersible/calculation-introduction>
- Vogel, R. E., Dunn, W., & Jenner, J. W. (2007). *Balanced Pressure Drilling with The Continuous Circulation System*. Offshore Mediterranean Conference.
- Vogel, R., & Brugman, J. (2008). *Capítulo 5 Continuous circulation system. En Managed pressure drilling (pp. 127-142)*. Gulf Publishing Company. Obtenido de <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt006KD2B1/managed-pressure-drilling/continuous-introduction>
- Well Control School (2003). *Principios La Presión in Manual de control de pozos*.
- York, P. L., Prichard, D. M., Dodson, J. K., Dodson, T., Rosenberg, S. M., Gala, D., & Utama, B. (2009). *Eliminating Non-Productive Time Associated with Drilling through Trouble Zones*. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/20220-MS
- Zengyang, L., Peng, L., & Paris, A. (2013). *Application of knowledge-based approaches in software architecture: A systematic mapping study*. Information and Software Technology, 55(5), 777-794, ISSN 0950-5849. doi:10.1016/j.infsof.2012.11.005.

Apéndices

Apéndice A. Comparación de UDB y MPD para elección de tecnología a usar en el campo Red Rock, Canadá.

#	Característica	Aplicación de UDB	Aplicación de MPD	Nivel de riesgo	
				UDB	MPD
1	Vetas de carbón en la formación Falher	- UDB no es amigable con el carbón - Previas experiencias muestran casos de colapso de hoyo y pega de tubería	MPD no tiene ningún problema debido a la presión del choque de superficie que aplica un efecto equivalente de peso de lodo en la cara de la formación	Alto	Bajo
2	Producción de Falher B y Falher E	En el evento de flujo de gas, se presentaría un diferencial de presión más grande, lo que puede causar problemas de integridad del carbón	MPD no tiene ningún problema debido a la presión del choque de superficie que aplica un efecto equivalente de peso de lodo en la cara de la formación	Alto	Bajo
3	Alta presión de gas en Bluesky y Gething (Se plantean 2 escenarios debido a la presencia o no del revestimiento intermedio)	<u>Con revestimiento intermedio asentado en el tope de Bluesky</u> UDB tendría una ventaja para entender el potencial de producción de las 2 formaciones	<u>Con revestimiento intermedio asentado en el tope de Bluesky</u> Perforar las 2 formaciones con un peso de lodo equivalente. Una vez 10m en las formaciones, se pueden generar las condiciones de UDB usando el choque para entender el potencial de producción	Bajo	Bajo
		<u>Sin revestimiento intermedio asentado en el tope de Bluesky</u> - Alto riesgo en la operación debido a todas las zonas abiertas, incluidas Falher B, E, BlueSky y Gething - El regulador no permitiría el flujo de todas las zonas al tiempo	<u>Sin revestimiento intermedio asentado en el tope de Bluesky</u> - Riesgo medio-alto pero controlable debido al manejo del peso equivalente del lodo - El peso de lodo y el choque de superficie podrían balancear la mayoría de las formaciones que poseen riesgo	Alto	Medio
4	Zonas objetivo: Nikanassin y Cadomin. Zonas apretadas (La presión de fractura para	<u>Con revestimiento intermedio asentado en el tope de Bluesky</u> Puede dar una idea acerca de la permeabilidad en cara de pozo de esas zonas	<u>Con revestimiento intermedio asentado en el tope de Bluesky</u> La operación puede ser manipulada en un estilo UDB manipulando la presión del choque de superficie sin causar	Bajo	Bajo

#	Característica	Aplicación de UDB	Aplicación de MPD	Nivel de riesgo	
				UDB	MPD
	producir en estas zonas es demasiada alta)	objetivo y la presión que a la que se encuentran esas zonas apretadas	un diferencial de presión muy grande		
		Permeabilidad en cara de pozo en esas formaciones no significativa	A condiciones de banco no se permite el flujo de gas debido a la permeabilidad en cara de pozo	Bajo	Bajo

Apéndice B. Matriz de Well Control para el uso de la tecnología MPD en el campo de estudio en Argelia

Matriz de Well Control para MPD		Indicador de presión de superficie			
		A la BP planeada (300-600 psi) MW: 1.14 SG	A la BP planeada (700-800 psi) MW: 1.14 SG	> A la BP planeada y < al límite de BP (>600 y <890 psi) MW: 1.14 SG	≥ Límite de BP (890 psi o 1.55 SG LOT) MW: 1.14 SG
Indicador de influjo (Ganancia en el pozo)	No influjo	Continuar perforando	Continuar perforando	Incrementar BP, tasa de bombeo o ambas, Y reducir presión de superficie a planeada o niveles de contingencia	Recoger, cerrar BOP, evaluar la siguiente acción
	Límite de operación normal (560 L patada)	Incrementar BP, tasa de bombeo, peso de lodo o una combinación de los 3. Continuar perforando	Incrementar BP, tasa de bombeo, peso de lodo o una combinación de los 3. Continuar perforando	Incrementar BP, tasa de bombeo o ambas, Y reducir presión de superficie a planeada o niveles de contingencia	Recoger, cerrar BOP, evaluar la siguiente acción
	? Limite planeado (Máx. 780 L patada)	Detener perforación, incrementar BP, tasa de bombeo, peso de lodo o una combinación de los 3, circular cualquier influjo fuera del sistema y resumir la operación	Detener perforación, incrementar BP, tasa de bombeo, peso de lodo o una combinación de los 3, circular cualquier influjo fuera del sistema y resumir la operación	Recoger, cerrar BOP, evaluar la siguiente acción	Recoger, cerrar BOP, evaluar la siguiente acción
	≥ Limite planeado (? 780 L patada)	Investigar el problema, recoger, cerrar BOP, evaluar la siguiente acción	Investigar el problema, recoger, cerrar BOP, evaluar la siguiente acción	Recoger, cerrar BOP, evaluar la siguiente acción	Recoger, cerrar BOP, evaluar la siguiente acción