

Diseño de una matriz de well control para toma de decisiones en operaciones MPD y UBD

Manuel David Galindo Pérez, Oscar Fernando Olarte Sánchez

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

Wilson Raúl Carreño Velasco

Master en diseño, gestión y dirección de proyectos

Codirector

Henry Bastos Delgado

Ingeniero de petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2019

**Dedicatoria**

*Infinitas gracias doy a Dios por haberme brindado la posibilidad de terminar este gran sueño y permitirme seguir cumpliendo todas mis metas.*

*A mis padres Ana Emilia y David, mi gran motor y mi motivación, gracias por todo su esfuerzo y dedicación a lo largo de todos estos años, son lo más importante en mi vida.*

*A mis abuelas mami y meyito, por todo ese amor, consejos y apoyo incondicional. Al Maestro Galindo por siempre tenerme presente en sus oraciones.*

*A todos los miembros de mi familia que de una u otra manera contribuyeron en la realización de este gran sueño. En especial mis primas Laura y Maryi, y mi tío Geovany.*

*A mi tía Alma, por ese constante apoyo a lo largo de mi carrera, un gran soporte que me permitió cumplir mis sueños y crecer como persona.*

*A todos mis amigos de la universidad, Carlos, el Nono, Diego, y Daniel. Por esas trasnochadas, por tantos momentos vividos y tantas anécdotas por contar. Pasamos por muchas situaciones difíciles, pero hoy todo ese esfuerzo se verá reflejado en nuestro futuro. A mis amigos de secundaria y amigos que me ha ido regalando la vida a lo largo de estos años.*

*A nuestro director Wilson Raúl y codirector por permitirnos formar un gran equipo de trabajo, por su tiempo y dedicación invertidos a lo largo de este proyecto de grado.*

*A la Universidad Industrial de Santander, a todos los profesores por sus enseñanzas, consejos, correcciones, vocación y paciencia que ayudaron a mejorar como persona y como profesional.*

**¡GRACIAS POR TODO!**

**Manuel David Galindo Pérez**

**Dedicatoria**

*A Dios, por darme la bendición de cumplir este sueño y permitirme escalar un peldaño más en las metas propuestas en mi vida.*

*A mis padres, Jaime Iván y Sonia por su apoyo incondicional, su amor, su esfuerzo y su entrega permanente para permitirme llegar a este momento; gracias papás, ustedes son artífices de este sueño. Sin su esfuerzo no lo hubiese logrado, este logro es para ustedes.*

*A mis abuelos, Jaime y Lina por ser el pilar más fuerte en mi vida, por su constante apoyo y entrega para conmigo, por sus consejos, su amor, por los valores que me inculcaron desde pequeño para conseguir mis objetivos siempre obrando en bien de los demás, gracias infinitas a ustedes, este también es y será su logro.*

*A mi tío Omar, por estar siempre ahí cuando lo he necesitado y brindarme su mano amiga para afrontar cualquier percance que se me pudiera haber presentado.*

*A mis hermanos, Tatiana, Brayan y Xiomara, por ser un motor más en mi vida, por ver siempre en mí un ejemplo a seguir como hermano mayor, por ustedes y su amor también me fue posible lograr esto.*

*A mi novia Jineth Rocío, por ser mi compañera de vida y mi confidente, por haberme acompañado desde hace más de diez años y en todo momento alentarme a que persiguiera mis sueños; sin duda alguna, eres y serás la pieza más importante en mi vida, Te amo.*

*A mis amigos de durante toda la Universidad, Carlos y Manuel, ustedes también son partícipes en la realización de este sueño, gracias por todas las experiencias compartidas.*

*A Mencha, Liliana y Mariana por ser mi segunda familia aquí en Bucaramanga, por todo su apoyo y por permitirme ser uno más en su hogar.*

*A nuestro director Wilson Carreño y nuestro Codirector Henry Bastos, sin su valioso conocimiento y su apoyo permanente no hubiese sido posible materializar este sueño.*

*Y finalmente, a la Universidad Industrial de Santander, por abrirme las puertas para alcanzar este logro, a todos los profesores que me instruyeron y pusieron su granito de arena para formarme como profesional.*

***¡MUCHAS GRACIAS!***

***Oscar Fernando Olarte Sánchez***

***Agradecimientos***

*A nuestro director, Wilson Raúl Carreño por ser ese excelente ser humano, por permitirnos materializar esta idea e instruirnos en el desarrollo de esta. Gracias por toda su dedicación.*

*A nuestro Codirector, Henry Bastos por su sencillez y empatía, por atendernos cada vez que lo necesitábamos y compartirnos todo ese conocimiento para la construcción de este proyecto.*

*A la Universidad Industrial de Santander y Escuela de Ingeniería de Petróleos, por contribuir en el desarrollo de nuestro conocimiento y permitirnos demostrarlo con la construcción de este trabajo.*

*Y a cada una de las personas que aportaron su granito de arena para que pudiéramos conseguir el cumplimiento de este objetivo.*

**Tabla de contenido**

|                                                 |    |
|-------------------------------------------------|----|
| Introducción.....                               | 20 |
| 1.    Antecedentes .....                        | 23 |
| 2.    Generalidades de la perforación .....     | 25 |
| 2.1. Conceptos Básicos .....                    | 25 |
| 2.1.1 Presión de formación .....                | 25 |
| 2.1.2 Presión hidrostática.....                 | 26 |
| 2.1.3 Presión de fractura .....                 | 26 |
| 2.1.4 Densidad equivalente de circulación ..... | 27 |
| 2.1.5 Ventana de perforación.....               | 27 |
| 2.1.6 Presión de Colapso .....                  | 28 |
| 2.1.7 Kick tolerance.....                       | 28 |
| 2.2. Control de pozo .....                      | 29 |
| 2.2.1 Métodos de control de pozo.....           | 29 |
| 2.2.1.1 Método del perforado .....              | 29 |
| 2.2.1.2 Método de esperar y pesar .....         | 30 |
| 2.2.1.3 Método concurrente .....                | 30 |
| 2.2.1.4 Método volumétrico. ....                | 30 |
| 2.2.1.5 Método bullheading.....                 | 31 |
| 2.2.1.6 Método de control dinámico.....         | 31 |
| 2.3 Managed Pressure Drilling (MPD).....        | 32 |
| 2.3.1 Categorías de la perforación MPD .....    | 33 |

|                                                                                                         |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.3.1.1 MPD reactiva .....                                                                              | 33 |
| 2.3.1.2 MPD proactiva.....                                                                              | 34 |
| 2.3.2 Variación de las técnicas MPD.....                                                                | 35 |
| 2.3.2.1 Perforación con presión de fondo de pozo constante (Constant Bottom Hole Pressure – CBHP) ..... | 35 |
| 2.3.2.2 Perforación con tapón de lodo presurizado (Pressurized Mud Cap Drilling – PMCD) ...             | 38 |
| 2.3.2.3 Perforación con doble gradiente (Dual Gradient – DG).....                                       | 40 |
| 2.4 Underbalanced Drilling (UBD) .....                                                                  | 41 |
| 2.4.1 Tipos de sarta de perforación en operaciones UBD .....                                            | 42 |
| 2.4.1.1 Sarta parásita.....                                                                             | 43 |
| 2.4.1.2 Sarta concéntrica.....                                                                          | 44 |
| 2.4.1.3 Sarta de perforación.....                                                                       | 45 |
| 2.4.2 Control de pozo en operaciones UBD .....                                                          | 46 |
| 2.4.3 Técnicas de perforación UBD .....                                                                 | 46 |
| 2.4.3.1 Inyección con aire seco.....                                                                    | 47 |
| 2.4.3.2 Inyección de nitrógeno .....                                                                    | 48 |
| 2.4.3.3 Inyección de gas natural. ....                                                                  | 48 |
| 3. Equipos utilizados en operaciones MPD y UBD.....                                                     | 49 |
| 3.1 Rotating Control Device (RCD) .....                                                                 | 50 |
| 3.2 Choke Manifold.....                                                                                 | 52 |
| 3.3 Unidad de generación de nitrógeno .....                                                             | 53 |
| 3.4 Válvulas de no retorno (NRV).....                                                                   | 55 |
| 3.5 Compresores .....                                                                                   | 55 |

|                                                                                                       |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.6 Compresores Booster.....                                                                          | 56 |
| 3.7 Separadores.....                                                                                  | 57 |
| 3.7.1 Separador vertical compacto .....                                                               | 58 |
| 3.8 Válvulas Preventoras BOP'S.....                                                                   | 59 |
| 4. Proyectos donde se han aplicado las técnicas de MPD y UBD .....                                    | 60 |
| 4.1 Caso 1. Aplicación de la tecnología UBD para la perforación de basamentos en Malasia....          | 60 |
| 4.1.1 Aspectos HSE del proyecto UBD.....                                                              | 61 |
| 4.1.2 Principios de diseño de pozos de UBD .....                                                      | 62 |
| 4.1.3 Selección de fluido de perforación .....                                                        | 63 |
| 4.1.4 Procedimiento en superficie .....                                                               | 65 |
| 4.1.5 Modificaciones en la plataforma de perforación .....                                            | 66 |
| 4.1.6 Resultados del primer pozo UBD .....                                                            | 67 |
| 4.1.7 Aprendizajes clave y cambios después de los resultados obtenidos en el primer pozo UBD<br>..... | 67 |
| 4.1.8 Resultados del segundo pozo UBD .....                                                           | 69 |
| 4.1.9 Conclusiones y aprendizajes del proyecto UBD. ....                                              | 70 |
| 4.2 Caso 2. Experiencias en perforación UBD/MPD, en Cuenca Neuquina.....                              | 71 |
| 4.2.1 Objetivos de la técnica UBD/MPD .....                                                           | 71 |
| 4.2.2 Planificación .....                                                                             | 71 |
| 4.2.3 Fluido de perforación.....                                                                      | 72 |
| 4.2.4 Ventana operativa, diseño de flujo polifásico. ....                                             | 72 |
| 4.2.5 Parámetros de perforación .....                                                                 | 73 |
| 4.2.6 Planes de acción.....                                                                           | 75 |

|                                                                                                              |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 4.2.7 Descripción de actividades .....                                                                       | 76 |
| 4.2.8 Lecciones aprendidas .....                                                                             | 78 |
| 4.2.9 Conclusiones.....                                                                                      | 78 |
| 4.3 Caso 3. Análisis de estabilidad de pozos UBD en campos iraníes depletados.....                           | 79 |
| 4.3.1 Antecedentes.....                                                                                      | 79 |
| 4.3.2 ECD como factor controlable .....                                                                      | 80 |
| 4.3.3 Recopilación de datos .....                                                                            | 80 |
| 4.3.4 Enfoque técnico .....                                                                                  | 82 |
| 4.3.5 Respuesta actual del pozo.....                                                                         | 85 |
| 4.3.6 Conclusiones y Recomendaciones.....                                                                    | 85 |
| 4.4 Caso 4. Resumen de diferentes aplicaciones para las técnicas MPD y MCD en pozos de aguas profundas. .... | 86 |
| 4.4.1 Desarrollo .....                                                                                       | 87 |
| 4.4.1.1 Características importantes del equipo de superficie. ....                                           | 88 |
| 4.4.2 Desafíos y preocupaciones .....                                                                        | 89 |
| 4.4.2.1 Capacitación del personal y desarrollo de procedimientos operativos.....                             | 89 |
| 4.4.2.2 Elección del equipo de perforación y completamiento en FMCD .....                                    | 89 |
| 4.4.2.3 Estudio de migración de hidrocarburos y caudal mínimo de inyección para FMCD.....                    | 90 |
| 4.4.2.4 Pérdidas parciales .....                                                                             | 90 |
| 4.4.2.5 Análisis geomecánico .....                                                                           | 91 |
| 4.4.3 Resultados.....                                                                                        | 91 |
| 4.4.3.1 Pozos FMCD .....                                                                                     | 91 |
| 4.4.3.2 Pozos PMCD .....                                                                                     | 92 |

|                                                                                                                                   |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.4.5 Conclusiones.....                                                                                                           | 93  |
| 4.5 Caso 5. Perforación bajo balance de pozos de petróleo con la técnica Flow Drilling en Arabia Saudita .....                    | 94  |
| 4.5.1 Proyecto piloto.....                                                                                                        | 95  |
| 4.5.2 Perfiles de pozos perforados.....                                                                                           | 96  |
| 4.5.3 Control de H <sub>2</sub> S.....                                                                                            | 97  |
| 4.5.4 Válvula de aislamiento de fondo de pozo.....                                                                                | 98  |
| 4.5.4.1 Herramienta de aislamiento de fondo de pozo operada mecánicamente.....                                                    | 99  |
| 4.5.4.1 Herramienta de aislamiento de fondo de pozo operada hidráulicamente .....                                                 | 100 |
| 4.5.5 Desafíos encontrados y lecciones aprendidas.....                                                                            | 100 |
| 4.5.5.1 Control de H <sub>2</sub> S en los pozos UBD.....                                                                         | 100 |
| 4.5.5.2 Ventilación de gas en los pozos UBD .....                                                                                 | 101 |
| 4.5.5.3 Herramienta de aislamiento en los pozos UBD.....                                                                          | 101 |
| 4.5.6 Análisis del proyecto UBD.....                                                                                              | 102 |
| 4.5.7 Conclusiones y recomendaciones.....                                                                                         | 103 |
| 5. Matriz de control de pozo .....                                                                                                | 104 |
| 5.1 Diseño de la matriz de “well control” .....                                                                                   | 105 |
| 5.1.1 Diseño de la matriz de “well control” para operaciones UBD .....                                                            | 107 |
| 5.1.2 Diseño de la matriz de “well control” para operaciones MPD.....                                                             | 110 |
| 5.2 Caso real: diseño de una matriz de “well control” para toma de decisiones en un pozo perforado en el piedemonte llanero ..... | 113 |
| 5.2.1 Estructura de la matriz de “well control” MPD para un pozo perforado en el piedemonte llanero .....                         | 115 |

|    |                                  |     |
|----|----------------------------------|-----|
| 6. | Conclusiones .....               | 117 |
| 7. | Recomendaciones .....            | 118 |
|    | Referencias bibliográficas ..... | 120 |
|    | Apéndices .....                  | 123 |

**Lista de Tablas**

|                                                             |     |
|-------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla 1. Comparación de tiempos .....                       | 77  |
| Tabla 2. Factores controlables y no controlables .....      | 80  |
| Tabla 3. Presión de flujo en cabeza de pozo/superficie..... | 108 |
| Tabla 4. Caudal de superficie .....                         | 109 |

### Lista de Figuras

|                                                                                                               |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1. Desafío hidráulico de la perforación convencional.....                                              | 36 |
| Figura 2. Contrapresión compensando pérdidas de fricción en el anular.....                                    | 38 |
| Figura 3. Perforación con tapón de lodo presurizado .....                                                     | 39 |
| Figura 4. Dual gradient drilling .....                                                                        | 40 |
| Figura 5. Diseño de sarta parásita.....                                                                       | 43 |
| Figura 6. Diseño de sarta concéntrica.....                                                                    | 44 |
| Figura 7. Diseño de la sarta de perforación .....                                                             | 41 |
| Figura 8. Unidad de Control RCD.....                                                                          | 51 |
| Figura 9. Sistema de filtros de membrana.....                                                                 | 54 |
| Figura 10. Booster utilizado en la operación de perforación con MPD para un pozo del piedemonte llanero. .... | 57 |
| Figura 11. Separador vertical compacto utilizado en MPD y UBD. ....                                           | 58 |
| Figura 12. Válvula Preventora BOP. ....                                                                       | 59 |
| Figura 13. Ejemplo de una ventana operativa a profundidad de 2678 m .....                                     | 73 |
| Figura 14. Comparación entre ROP, Gas Total, Presión de fondo y Presión de formación estimada.....            | 74 |
| Figura 15. Ejemplo de diagrama de flujo de decisiones contemplando márgenes de seguridad en WHP .....         | 75 |
| Figura 16. Efectos poro-elásticos .....                                                                       | 82 |
| Figura 17. NYZA versus ECD en el Campo A .....                                                                | 84 |
| Figura 18. NYZA versus ECD en el Campo B.....                                                                 | 84 |

|                                                                                                                            |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 19. Diagrama del sistema MPD para plataformas DP.....                                                               | 88  |
| Figura 20. Válvula de aislamiento mecánico de fondo de pozo .....                                                          | 99  |
| Figura 21. UBD & Offset Wells Production Data Comparison. ....                                                             | 102 |
| Figura 22. Un ejemplo simple de WCM.....                                                                                   | 107 |
| Figura 23. Plantilla base para la construcción de una matriz de “well control” UBD. ....                                   | 108 |
| Figura 24. Ejemplo de una matriz de “well control” para un proyecto de perforación UBD. ...                                | 110 |
| Figura 25. Ejemplo de una matriz de “well control” para un proyecto de perforación MPD. ...                                | 112 |
| Figura 26. Simulación Paramétrica con lodo de 8.0 ppg.....                                                                 | 114 |
| Figura 27. Efecto sobre SPP-BHP-ECD al aplicar distintas contrapresiones en el “choke” MPD.<br>.....                       | 114 |
| Figura 28. Matriz de “well control” para toma de decisiones en la perforación de un pozo en el<br>piedemonte llanero. .... | 115 |

**Lista de Apéndices.**

|                                                                      |     |
|----------------------------------------------------------------------|-----|
| Apéndice A. Perfil de Pozo UBD Oil-1.....                            | 123 |
| Apéndice B. Perfil de pozo UBD-Oil-2.....                            | 124 |
| Apéndice C. Perfil de pozo UBD-Oil-3.....                            | 125 |
| Apéndice D. Identificación de peligros y evaluación de riesgos. .... | 126 |

## RESUMEN

**Título:** Diseño de una matriz de well control para toma de decisiones en operaciones MPD y UBD\*

**Autores:** Manuel David Galindo Pérez  
Oscar Fernando Olarte Sánchez\*\*

**Palabras clave:** MPD (Managed Pressure Drilling), UBD (Underbalanced Drilling), matriz de well control, perforación, proyectos en el mundo.

### Descripción:

El presente proyecto tiene como propósito mostrar el diseño de una matriz de control de pozo para la toma de decisiones durante el desarrollo de operaciones de perforación mediante las técnicas UBD (Underbalanced Drilling) y MPD (Managed Pressure Drilling). Para tal fin, se hizo una revisión detallada de las generalidades más importantes de estas técnicas, así como el reconocimiento de los equipos que permiten el desempeño exitoso de dichas operaciones; de igual forma, se realizó un recorrido a nivel global para conocer aquellos proyectos en los que se han implementado las técnicas UBD y MPD, y así, poder analizar los desafíos encontrados y las lecciones aprendidas que permiten reconocer aquellos factores que hacen tan importante el uso y la evolución de estas técnicas de perforación como la necesidad de seguir unos parámetros previamente establecidos para garantizar la seguridad y el cumplimiento de cada uno de los proyectos; todo esto a través de la matriz de control de pozo.

De este modo, y con los desafíos actuales, donde cada día es más difícil extraer petróleo de manera convencional, se ha hecho necesario el desarrollo de nuevas tecnologías que puedan dar una solución a todos los escenarios críticos que se puedan presentar, intentando reducir o incluso eliminar todos los tiempos no productivos, por tanto, es importante disponer de una matriz para la toma de decisiones, conociendo su base y la forma en que la correcta estructuración de la misma conllevará al desarrollo óptimo de cada una de las operaciones.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc.Wilson Raúl Carreño Velasco

**ABSTRACT**

**Title:** Design of a well control matrix for decision making in MPD and UBD operations \*

**Authors:** Manuel David Galindo Pérez  
Oscar Fernando Olarte Sánchez\*\*

**Key words:** MPD (Managed Pressure Drilling), UBD (Underbalanced Drilling), well control matrix, drilling, projects in the world.

**Description:**

The purpose of this project is to show the design of a well control matrix for decision making during the development of drilling operations using the UBD (Underbalanced Drilling) and MPD (Managed Pressure Drilling) techniques. To accomplish this purpose, a detailed review was made of the most important generalities of these techniques, as well as the recognition of the equipment that allows the successful performance of those operations; likewise, a global check was realized to find out about those projects in which the UBD and MPD techniques have been implemented, and thus, to be able to analyze the challenges encountered and the learned lessons that allow to recognize those factors that make the evolution and use of these drilling techniques as the need to follow previously established parameters to guarantee the safety and compliance of each of the projects; all this through the well control matrix.

In this way, and with the current challenges, where it is increasingly difficult to extract oil in a conventional manner, it has become necessary to develop new technologies that can provide a solution to all the critical scenarios that may arise, trying to reduce or even eliminate all non-productive times, therefore, it is important to have a matrix for decision making, knowing its basis and the way in which the correct structuring of the same will lead to the optimal development of each of the operations.

---

\* Thesis degree

\*\*Physicochemical engineering department. Engineering of petroleum School. Director: M.Sc. Wilson Raúl Carreño Velasco

## **Introducción**

En la industria de los hidrocarburos se han desarrollado diferentes métodos de control de pozo durante la perforación. Los entrenamientos de personal en esta área están enfocados en operaciones convencionales y es común que, en pozos con un margen estrecho entre la presión de poro y la presión de fractura, se presenten problemas como pérdidas de circulación, bajas velocidades de penetración, daños severos a la formación, pegas de tubería, entre otros, lo que trae como consecuencias costos de lodo excesivos y largos periodos de tiempo no productivos.

Esta industria día a día está en constante cambio, enfrentándose a nuevos retos y buscando obtener mejores resultados y en el menor tiempo posible; sumado a esto, actualmente las reservas de hidrocarburos en la mayoría de países permanecen estancadas y debido a que las actividades de exploración aún no han tomado la fuerza necesaria para adicionar volúmenes importantes, es indispensable hacer uso de las técnicas de perforación existentes que permitan extraer de una manera rápida, confiable y segura los hidrocarburos atrapados en aquellos yacimientos de los que ya tenemos la información necesaria para llevar a cabo su explotación.

Algunas de las técnicas de perforación más revolucionarias para llevar a cabalidad estos proyectos, son la UBD (Underbalanced Drilling) y MPD (Managed Pressure Drilling) que permiten concluir con actividades de perforación que de manera convencional no tuvieron éxito; por su parte, en la tecnología UBD la presión hidrostática del fluido que circula en el fondo del pozo, mientras se realiza la perforación del mismo, se mantiene de manera intencional a una presión inferior que la registrada en la sección que se está atravesando, esto con el fin de evitar un daño severo en la formación y de este modo no comprometer la productividad del pozo.

Ahora bien, la perforación por control dinámico de presión (MPD) genera un circuito cerrado para controlar de manera precisa el perfil anular de presión a lo largo del pozo mientras este se perfora. Esta tecnología incluye un importante número de factores que describen los métodos y el equipo necesario para reducir la presencia de fluidos de formación, evitar pérdidas de circulación y pegas diferenciales en el pozo; permitiendo determinar los límites de presión en fondo y manejar el perfil hidráulico de presión de acuerdo a estos límites, lo que permite entre otras cosas mejorar la rata de penetración (ROP) y reducir de manera significativa los tiempos no productivos (NPT).

De este modo, la finalidad de nuestro proyecto además de mostrar las características principales de estas técnicas de perforación y sus numerosas aplicaciones en el mundo permitió dar a conocer el diseño de una matriz de “well control” para la toma de decisiones en el desarrollo de este tipo de proyectos, donde las compañías que adopten la implementación de estas matrices tendrán la seguridad de que la integridad tanto del personal como de la operación va a estar garantizada.

## 1. Antecedentes

Desde el comienzo de la era industrial, se ha hecho visible la necesidad de innovar y desarrollar nuevas prácticas que permitan estar a la vanguardia en un mundo altamente competitivo. El sector petrolero no es ajeno a este fenómeno, con el paso de los años los retos que se presentan en la industria son cada vez más grandes, los pozos convencionales ya han sido perforados y los que vendrán posteriormente se enfrentarán con una serie de desafíos, para los cuales se deberá tener presente los conocimientos y herramientas que han sido utilizados en años anteriores.

Históricamente, el desarrollo de las técnicas MPD y UBD comenzó cuando no había distinción entre los métodos. A medida que la industria petrolera evolucionó, el control del pozo se obtuvo mediante el uso de lodos. Durante la década de 1960, las compañías introdujeron lodo con bajo contenido de sólidos para mejorar las tasas de penetración y reducir el daño de la formación. Algunos en la industria tuvieron la idea de mantener la presión hidrostática apenas por encima de la presión de formación, sin embargo, esta práctica fue difícil de implementar debido a la falta de controles tanto en el fondo del pozo como en la superficie (Malloy, 2010).

El primer uso registrado de perforación con aire comprimido data de principios de la década de 1860, donde una broca mecánica de aire comprimido de tipo pistón perforaba un túnel en el monte Cenís en los Alpes, de 8 millas de largo. A fines de la década de 1940 y principios de la década de 1950; la perforación aireada se convirtió en una salida popular de las tradicionales operaciones de perforación rotatoria estándar; ya en la década de 1950 se usaron lodos aireados para evitar la pérdida de problemas de circulación; el fluido de perforación se gasificó para reducir su densidad hasta que la presión de circulación era igual o menor que la presión de

formación en una zona determinada y se evitaron posibles problemas de pérdida de circulación. (Mallot, 2010).

Con la implementación del Rotating Control Device (RCD) o cabezal giratorio se hizo posible un sistema de perforación Underbalanced con un circuito cerrado.

Las primeras versiones como "packing head", "rotary drilling head", "pressure drilling head", fueron desarrolladas por varios inventores en la década de 1930, incluidos Pranger, Leman, Schweitzer, Stone y otros, que proporcionaron un sello de presión en la Kelly y en la tubería de perforación. Se desarrollaron muchas variaciones que son precursoras del RCD moderno a finales de la década de 1940 y principios de la década de 1950, donde el elemento empacador gira y la carcasa principal es estacionaria. Knox, por ejemplo, en su patente de "Kelly Packer y Blowout Preventer" de 1950 afirma que "el dispositivo está especialmente adaptado para su uso en la perforación con presión controlada y la perforación de circulación inversa, y ha funcionado efectivamente con presiones de pozo de hasta 2000 psi mientras rota hasta 150 rpm". Wilde, Williams, Biffle y otros continuaron el desarrollo del sistema Rotary Drilling Head en los diferentes diseños modernos (Malloy, 2010).

La Perforación con Capa de Lodo (Mud Cap Drilling, MCD), una de las sub-técnicas de MPD más utilizadas históricamente, fue llamada comúnmente "perforación seca" o "perforación sin retorno". Una versión más formalizada de la MCD fue probada en Venezuela en la década de 1980, en el Campo Hibernia de Nueva Escocia en los años noventa y finalmente en Kazajistán, en la antigua Unión Soviética. Los esfuerzos en la década de 1990 en Austin Chalk, Texas, para perforar cientos de pozos de gas de alta presión con pérdidas totales de retorno del fluido de perforación dieron lugar a la evolución de la MCD, llamada Perforación con Capa de Lodo Presurizada (Pressurized Mud Cap Drilling, PMCD) (Monroy y Bautista, 2010).

## 2. Generalidades de la perforación

### 2.1. Conceptos Básicos

**2.1.1 Presión de formación.** La presión de formación es la presión dentro de los poros de un yacimiento. Esta presión puede ser afectada por el peso de la sobrecarga (capas de roca) por encima de la formación, la cual ejerce presión en los granos y los poros con fluidos del yacimiento. Los granos son el elemento sólido o roca, y los poros son los espacios entre estos granos. Si los fluidos tienen libertad para moverse y pueden escapar, los granos pierden parte de su soporte y se aproximan entre sí. A este proceso se le conoce como compactación. Las formaciones con presión normal ejercen una presión igual a la columna del fluido de dicha formación hasta la superficie. El gradiente de presión de los fluidos de formación generalmente fluctúa de 0.443 psi/pie a 0.465 psi/pie y varía de acuerdo con la región geológica (WCS – Well Control School, 2003).

En las formaciones con presión normal la mayor parte de la sobrecarga es soportada por los granos que conforman la roca. Cuando la sobrecarga aumenta con la profundidad, los fluidos porales se mueven libremente reduciéndose el espacio poral debido a la compactación. Cuando se desarrollan presiones anormales, durante la fase de compactación, el movimiento de los poros es restringido o paralizado. La presión en los poros aumenta generalmente excediendo 0.465 psi/pie. El resultado causado por un incremento de sobrecarga hace que ésta sea soportada parcialmente por los fluidos porales más que por los granos de la roca. Para controlar estas formaciones puede necesitarse trabajar con altas densidades de fluidos, y a veces, mayores que 20 ppg (WCS – Well Control School, 2003).

Puede haber otras causas para la existencia de presiones anormales, tales como la presencia de fallas, domos de sal, levantamientos, y diferencias de elevación de las formaciones subterráneas.

**2.1.2 Presión hidrostática.** La presión hidrostática es la presión ejercida por una columna de fluido, actuando en cualquier punto dado de un pozo. Hidro significa agua, o fluido, que ejerce presión como agua, y estática significa sin movimiento. En otras palabras, es la presión originada por la densidad y altura de una columna estacionaria de fluido (WCS – Well Control School, 2003).

La presión hidrostática puede ser calculada a partir de un gradiente de presión a un punto determinado o también con la densidad del fluido y un factor de conversión, en ambas situaciones debe ser utilizada la profundidad vertical verdadera del pozo.

**2.1.3 Presión de fractura.** La presión de fractura es la presión a la cual se presenta una deformación permanente de la estructura rocosa de la formación. Superar la presión de formación no necesariamente implica generar una fractura, si el fluido poral no está libre de movimiento entonces puede ocurrir una deformación o fractura. La presión de fractura puede ser expresada como un gradiente (psi/pie), un fluido con densidad equivalente (ppg) o por la presión total calculada de la formación (psi) (WCS – Well Control School, 2003).

Los gradientes de fractura generalmente aumentan con la profundidad debido al incremento de la presión por sobrecarga; las formaciones profundas, altamente compactadas requieren presiones de fractura muy altas para superar la presión de formación existente y la resistencia estructural de la roca; formaciones poco compactadas, tales como las que se encuentran debajo

de aguas profundas, pueden tener gradientes de fractura bajos (WCS-Well Control School, 2003).

**2.1.4 Densidad equivalente de circulación.** También conocida como ECD, es la densidad efectiva ejercida por un fluido en circulación contra la formación que tiene en cuenta la caída de presión en el espacio anular arriba del punto en consideración. La ECD se calcula como:

$$ECD = d + \left( \frac{P}{0.052 * D} \right) \quad (1)$$

Donde d es el peso del lodo (ppg), P es la caída de presión en el espacio anular entre la profundidad D y la superficie (psi) y D es la profundidad vertical verdadera (pies). La ECD es un parámetro importante para evitar golpes de presión y pérdidas, en particular, en pozos que tienen una ventana estrecha entre el gradiente de fractura y el gradiente de presión de poro (WCS-Well Control Scholl, 2003).

**2.1.5 Ventana de perforación.** La ventana de perforación considera la presión de los poros, el gradiente de fractura y los límites de estabilidad del pozo (si se conocen). El conocimiento de la presión de poro es importante para el diseño del pozo. Si se desconoce la presión de poro, los datos de presión se deben utilizar como mínimo durante la planificación. Siempre se debe asegurar que la planificación incorpore la máxima presión de poro esperada; en la fase de planificación, los valores de presión de poro y gradiente de fractura se basan en datos de pozos de comparación; se recomienda tomar nuevas medidas siempre que haya un cambio en el perfil de presión de formación. Estas mediciones se pueden realizar mediante comprobaciones de flujo dinámicas y convencionales, pruebas de integridad de formación dinámica (FIT) y/o pruebas de fugas dinámicas (LOT).

En los pozos horizontales, especialmente en los pozos de perforación de alcance extendido (ERD), los diseños de presión deben considerar que a medida que la profundidad medida aumenta, la densidad de circulación equivalente en fondo de pozo (BHECD) aumentará, lo que potencialmente podría exceder la ventana de perforación. Es posible que sea necesario ajustar el peso del fluido de perforación y/o la contrapresión de la superficie (PAS) para mantener la ventana de perforación deseada. Se recomienda una prueba FIT para garantizar la precisión de la matriz de operaciones/control de flujo. Como mínimo, se debe realizar una prueba FIT en el zapato una vez que esté perforado (Drilling and Completions Comité [DACC], 2018).

**2.1.6 Presión de Colapso.** Es la presión en la cual una tubería se deformaría drásticamente como resultado de la presión diferencial que actúa desde afuera hacia adentro. La clasificación de colapso- presión de una tubería perfectamente redonda es relativamente alta; sin embargo, si la tubería es apenas ovalada, se puede reducir mucho la presión diferencial a la cual el tubular colapsaría. Este es un factor determinante de los límites operativos de sarta de tubería flexible, dado que la acción de enrollar la sarta puede ocasionar ovalidad (Schlumberger Oilfield Glossary, 2018).

**2.1.7 Kick tolerance.** Es definido como el volumen máximo de influjo de la formación que puede entrar al pozo y circulado fuera del mismo sin fracturar la formación en el zapato (punto más débil), dada una diferencia entre la presión de poro y el peso del lodo que se esté utilizando. Es clave reconocer una patada y cerrar el pozo rápidamente para limitar el volumen de este y de esta forma tener un control de pozo exitoso (Drilling Engineering International [DEI], 2018).

## 2.2. Control de pozo

La tecnología de control de pozos se centra en mantener la presión en formaciones abiertas sin entubar (es decir, expuestas al pozo) para prevenir el flujo de los fluidos de formación hacia el pozo. Esta tecnología abarca la estimación de las presiones del fluido de formación, la resistencia de las formaciones subsuperficiales y el uso del revestimiento y la densidad del lodo para compensar las presiones de manera predecible. También se incluyen los procedimientos operativos para evitar que un pozo fluya de manera segura en caso de que ocurra un influjo del fluido de formación.

Para llevar a cabo los procedimientos de control del pozo, se instalan válvulas de gran tamaño en la parte superior del pozo para permitir que el personal lo cierre si es necesario (Schlumberger Oilfield Glossary, 2018)

**2.2.1 Métodos de control de pozo.** Los métodos más utilizados en las actividades de control de pozo son: método del perforador, esperar y pesar, concurrente, volumétrico, bullheading y control dinámico; cada uno de ellos se describe brevemente a continuación.

**2.2.1.1 Método del perforador.** El método del perforador está diseñado como un método de dos circulaciones; durante la primera circulación, la presión de fondo se mantiene constante y el influjo circula fuera del hueco. Luego, el peso del lodo se incrementa a la densidad del lodo de matar y el pozo circula con el fluido de lodo de matar mientras se mantiene una presión constante en el fondo de pozo.

**2.2.1.2 Método de esperar y pesar.** Es un método de circulación único de control de pozo. El pozo se cierra hasta que la densidad del sistema de lodo activo se eleva a la del fluido de matar. Luego, el fluido de matar se hace circular en el hueco mientras está circulando el influjo. La presión del fondo se mantiene constante siguiendo un programa de bombeo de una hoja de matar.

**2.2.1.3 Método concurrente.** El método concurrente de control de pozo es similar al método de esperar y pesar, excepto que el peso del lodo aumenta hasta alcanzar la densidad de matar en etapas. Esto requiere que se modifique el programa de bombeo cada vez que se vuelva a introducir una nueva densidad de fluido.

**2.2.1.4 Método volumétrico.** El método volumétrico se usa para controlar la presión de fondo cuando no hay una tubería de perforación en el pozo, o cuando el pozo no puede circular. Se puede usar cuando el pozo está cerrado y en espera del equipo, o para remover dentro o fuera del pozo. Esta técnica no implica hacer circular el pozo, puesto que coordina los cambios en las presiones de la superficie con el volumen de fluido extraído o agregado al mismo; se basa en la observación de que cada barril de fluido en el pozo contribuye con cierta presión de fondo. Esto se puede medir como psi/bbl y se puede obtener al dividir el gradiente de fluido por el volumen del anular (o hueco).

$$\left[ \frac{\text{psi}}{\text{bbl}} \right]_{\text{fluido}} = \text{Gradiente del fluido} + \text{capacidad del anular (hueco)} \quad (2)$$

Para usar este método cuando un pozo está cerrado bajo presión, se mantiene un registro de la presión del anular; si esta presión permanece constante, entonces la presión de fondo permanece

constante; si la presión del anular aumenta, el fluido puede ser extraído del pozo de acuerdo con el valor PSI/BBL para mantener una presión de fondo constante.

**2.2.1.5 Método *bullheading*.** El método Bullheading de control de pozos usa presión de inyección en lugar de circulación para forzar el fluido hacia el pozo. La ruta de inyección normalmente está en el anular, pero en ciertas condiciones se puede inyectar líquido en la tubería de perforación.

**2.2.1.6 Método de control dinámico.** Este método de control de pozos no convencional se aplica en casos especiales, cuando por alguna razón no se puede estrangular la descarga de un pozo o controlarlo con la ayuda de otro pozo de alivio. El método utiliza las pérdidas de presión por fricción y la presión hidrostática de un fluido de control, el cual se bombea por la tubería de perforación en el fondo del pozo de alivio hasta el pozo que fluye sin control; permitiendo el uso de fluidos ligeros de control dinámico que luego se reemplazan por otro más adecuado que controle la presión de formación.

La velocidad con la que se inyecta el fluido debe ser suficiente para que la suma de las caídas de presión por fricción y la columna hidrostática exceda la presión de formación. La velocidad debe mantenerse hasta que el fluido de control con una densidad mayor desplace al fluido de control más ligero.

Debido a que la presión de fondo es difícil de predecir, este método antes de ser aplicado debe involucrar una serie de cálculos. Por esta razón, únicamente personal con experiencia, altamente calificado, y certificado deberá utilizarlo con las limitaciones que en cada pozo en particular se presenten (Corredor y Valadez, 2009).

### 2.3 Managed Pressure Drilling (MPD)

El comité de operaciones Underbalanced y MPD de la IADC (International Association of Drilling Contractors) la define de la siguiente manera: “la tecnología de perforación por control dinámico de presión es un proceso de perforación adaptativo que se utiliza para controlar con precisión el perfil de presión anular en todo el pozo” (Hannegan, Todd, Pritchard, & Jonasson, 2004). Los objetivos principales son controlar los límites de presión y manejar el perfil de presión anular hidráulica del pozo. Esta tecnología presenta las siguientes consideraciones técnicas:

- MPD emplea una serie de herramientas y técnicas que pueden mitigar los riesgos y costos asociados con la perforación de pozos, que tienen límites estrechos en el fondo del pozo, manejando de manera proactiva el perfil de presión anular hidráulica.
- MPD puede incluir el control de la contrapresión en superficie, la densidad del fluido, la reología del fluido, el nivel del fluido en el anular, la fricción en circulación y la geometría del hueco, o cualquier combinación de estas.
- MPD permite una acción correctiva más rápida para tratar las variaciones de presión observadas. La capacidad de controlar dinámicamente las presiones anulares facilita la perforación de lo que de otra forma serían prospectos económicamente inalcanzables.
- Se pueden utilizar técnicas de MPD para evitar influjos de la formación. Cualquier flujo incidental a la operación será contenido de manera segura usando un proceso apropiado.

Por otro lado, Haghshenas, Paknejad, Rehm y Schubert la definen de la siguiente manera: la perforación por Control Dinámico de Presión, MPD, como una disciplina o método de perforación, es el resultado de los altos costos del Tiempo No Productivo (NPT) causados por la

alta proximidad entre la presión de poro y la presión de fractura. Este problema está frecuentemente asociado con la perforación “offshore”, pero puede ser un problema también en la perforación “onshore” (Rehm, Schubert, Haghshenas, Paknejad, & Hughes, 2008).

La MPD es una agrupación general de métodos para el manejo de la presión en el pozo, que incluye un número de ideas que describen los métodos y el equipo desarrollado para limitar las manifestaciones de fluidos de la formación en el pozo, la pérdida de circulación y las pegas por presión diferencial, en un esfuerzo por reducir el número de etapas de tubería de revestimiento requeridas para alcanzar la profundidad total.

### **2.3.1 Categorías de la perforación MPD. Existen dos categorías para MPD, reactiva y proactiva.**

**2.3.1.1 MPD reactiva.** Las técnicas con MPD reactiva, permiten manejar eficientemente las eventualidades del pozo, lo que significa que este método es usado generalmente como contingencia, por ejemplo, para controlar los regímenes de presión inesperados que se presentan durante la perforación. (Durán, E., y Kaintz, A, 2011).

La MPD reactiva utiliza las técnicas con manejo de presión y todos los equipos necesarios como medio de contingencia para disminuir y evitar los problemas de perforación en caso de que se presenten. Los pozos están proyectados para ser perforados con métodos de perforación convencionales, con asentamiento normal del “casing” y con un programa de lodos convencional. Los equipos MPD y los procedimientos de contingencia son activados únicamente después de que un evento fuera de lo normal afecte el desarrollo normal de la perforación (García, 2005).

Cuando se planea un programa de perforación de pozos con un diseño convencional de los fluidos y los puntos de asentamiento del “casing”, el equipo de perforación debe contar con al menos un dispositivo de control rotatorio (RCD), un múltiple de estrangulación o “choke” y con una válvula flotadora ubicada en la sarta de perforación que permita el paso del lodo en una sola dirección como medidas para controlar de una forma más segura y efectiva un evento no previsto (García, 2005).

En estados unidos uno de cada cuatro programas de perforación terrestre utiliza la tecnología MPD, y la mayoría de estos aplica la categoría reactiva. Como un mecanismo para tratar eventos no previstos, el programa de perforación está diseñado desde el comienzo para actuar de manera más eficiente y segura. Esto en parte explica por qué algunas aseguradoras requieren que los pozos se perforen con un sistema de retorno de lodo cerrado y presurizable (Tercan, 2010).

**2.3.1.2 MPD proactiva.** En el caso de las técnicas con MPD proactiva, los fluidos y el programa de perforación se diseñan desde el comienzo y, como es obvio, donde se obtienen los mayores beneficios es en la perforación offshore ya que los pozos imponen un desafío mayor y los NPT son más costosos. Adicional a ello, las cuatro ventajas principales de la MPD proactiva, es que permiten perforar secciones de pozo abierto mucho más profundas; reducen la cantidad de sarta de revestimiento; el NPT y los cambios en la densidad del lodo son necesarios para alcanzar la profundidad total; y mejora el control del pozo (Durán, & Kaintz, A, 2011).

La MPD reactiva utiliza las técnicas con manejo de presión y todos los equipos necesarios para controlar de manera activa y precisa el perfil de presión anular a través de todo el pozo. Esta categoría utiliza las diferentes herramientas y métodos disponibles para el mejor control del asentamiento del revestimiento, brindando un control más efectivo de la densidad del lodo y

utilizando el control de presión como mecanismo para detectar incidentes potenciales que requerirán el control del pozo. Esto permite enfocar de mejor manera el tiempo en las operaciones de perforación y evita invertir tiempo en actividades no productivas (García, 2005).

**2.3.2 Variación de las técnicas MPD.** Existen tres variantes de principal importancia en la tecnología MPD. Las diferencias entre ellas no son muy marcadas y todas cuentan con el mismo principio. Algunas diferencias pueden presentarse en la construcción del pozo, el control de la contrapresión, el ajuste de la densidad del lodo, la modificación de la reología de los fluidos, entre otras.

De acuerdo con Duran y Kaintz, todas las variantes MPD requieren una BOP rotativa que cuente con la capacidad de manejar las presiones máximas que se pueden esperar en superficie más un factor de seguridad. Además, es requerido un “choke manifold” y válvulas de retención en el sondeo y un separador atmosférico bifásico cuando sea necesario para separar los gases que pueden añadirse al lodo de perforación (Durán, & Kaintz, A, 2011).

Las tres técnicas que se presentarán en el desarrollo de este proyecto de grado son:

- Método de presión de fondo de pozo constante (CBHP).
- Método de perforación con capa de lodo (MCD).
- Método de perforación con doble gradiente (DGD).

**2.3.2.1 Perforación con presión de fondo de pozo constante (Constant Bottom Hole Pressure – CBHP).** Esta variante es la que se debe considerar cuando los pozos cercanos al que se está perforando han mostrado problemas de pérdida/surgencia y de control de pozo, cuando la presión es desconocida o los márgenes son muy estrechos. Dichos márgenes se manifiestan, en

primera instancia, por la pérdida de retorno al intentar restablecer circulación luego de una conexión, lo que significa que la presión hidrostática más las pérdidas por fricción en el anular han excedido la presión de fractura en algún punto de la sección de pozo abierto que se está perforando.

Es importante entender el desafío hidráulico que se enfrenta cuando se perfora de manera convencional lo que se observa en la Figura 1.

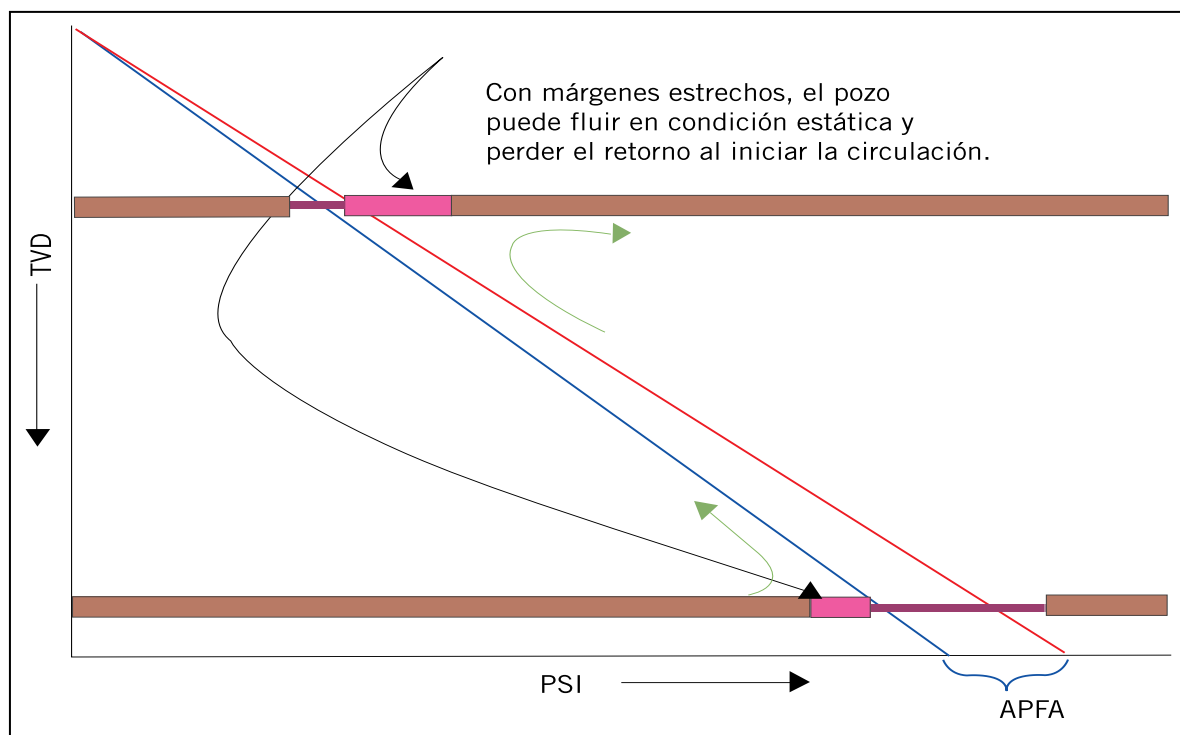


Figura 1. Desafío hidráulico de la perforación convencional. Adaptado de Durán, J y Kaintz, A (2011). Sistema MPD o cómo mantener el pozo bajo control sin fracturar las formaciones durante la perforación. Revista del instituto del petróleo y del gas, 52(5), 88-95.

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

$$ECD = Ph_{lodo} + \Delta P_{fricción\ anular} \quad (3)$$

Donde  $P_h$  es la presión hidrostática y  $\Delta P$  las pérdidas por fricción cuando el lodo está circulando. De acuerdo con la ecuación anterior, la única manera de cambiar el perfil de presión en el fondo es ajustando el caudal de las bombas de lodo, es decir, cambiando el segundo término de la ecuación. En cambio, cuando se perfora aplicando la técnica de MPD, el perfil de presión sobre el fondo de pozo es el siguiente:

$$ECD = P_{h_{lodo}} + \Delta P_{fricción\ anular} \pm \text{Contrapresión} \quad (4)$$

Como se ve, ahora hay un término más en la ecuación de la densidad equivalente de circulación y dicho término es la contrapresión que MPD permite aplicar en el retorno anular. En la Figura 2 se ve cómo actúa la contrapresión compensando las pérdidas por fricción en el anular cuando las bombas de lodo están paradas.

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

La presión hidrostática cuando no se está circulando puede ser menor que la presión poral, sin embargo, aplicar una contrapresión en superficie permite mantener una presión diferencial y esto es lo que previene las manifestaciones del pozo. Con un programa de lodos adecuado en el sistema de presión de fondo constante, el margen entre la presión de fractura y la poral es mayor durante el proceso de perforación y esta es la clave para evitar las pérdidas de circulación.

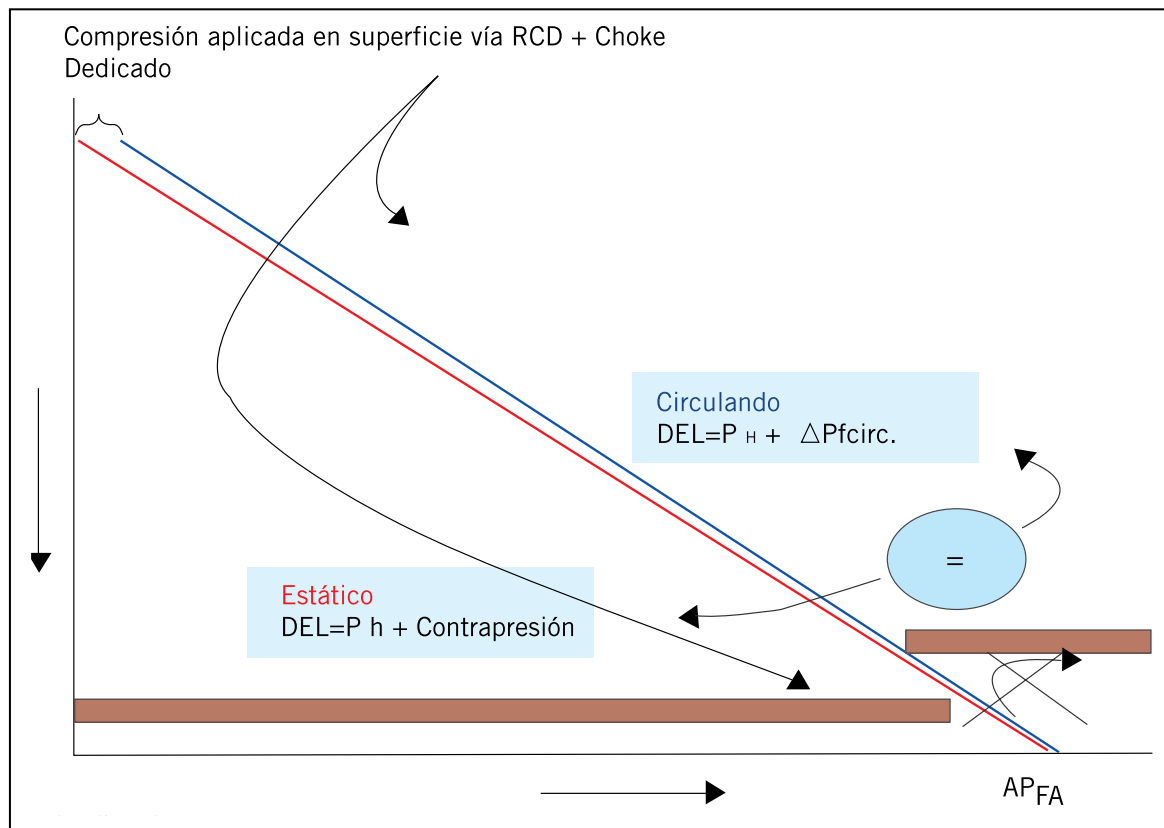


Figura 2. Contrapresión compensando pérdidas de fricción en el anular. Adaptado de Durán, J y Kaintz, A (2011). Sistema MPD o cómo mantener el pozo bajo control sin fracturar las formaciones durante la perforación. Revista del instituto del petróleo y del gas, 52(5), 88-95.

Este sistema permite tomar las decisiones críticas de perforación basado en información recibida en tiempo real y no sólo confiando en modelos del tipo predictivo. El sistema utiliza algoritmos para identificar influjos o pérdidas en tiempo real.

**2.3.2.2 Perforación con tapón de lodo presurizado (Pressurized Mud Cap Drilling – PMCD).** Esta variante ha evolucionado los programas de perforación en tierra y es particularmente beneficioso en los casos donde los pozos vecinos han encontrado zonas excesivamente depletadas y se registraron pérdidas masivas de lodo de perforación.

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

Cuando se perfora y circula con lodo de sacrificio (más liviano) se evita que este llegue a superficie por medio de la presión hidrostática del tapón de lodo lo que aumenta la contrapresión en superficie a través de la RCD con el “choke manifold”. El lodo y los recortes se ven forzados a la zona de pérdida que de otra manera ofrecería un riesgo durante la perforación. En la Figura 3 se puede ver cómo funciona este método.

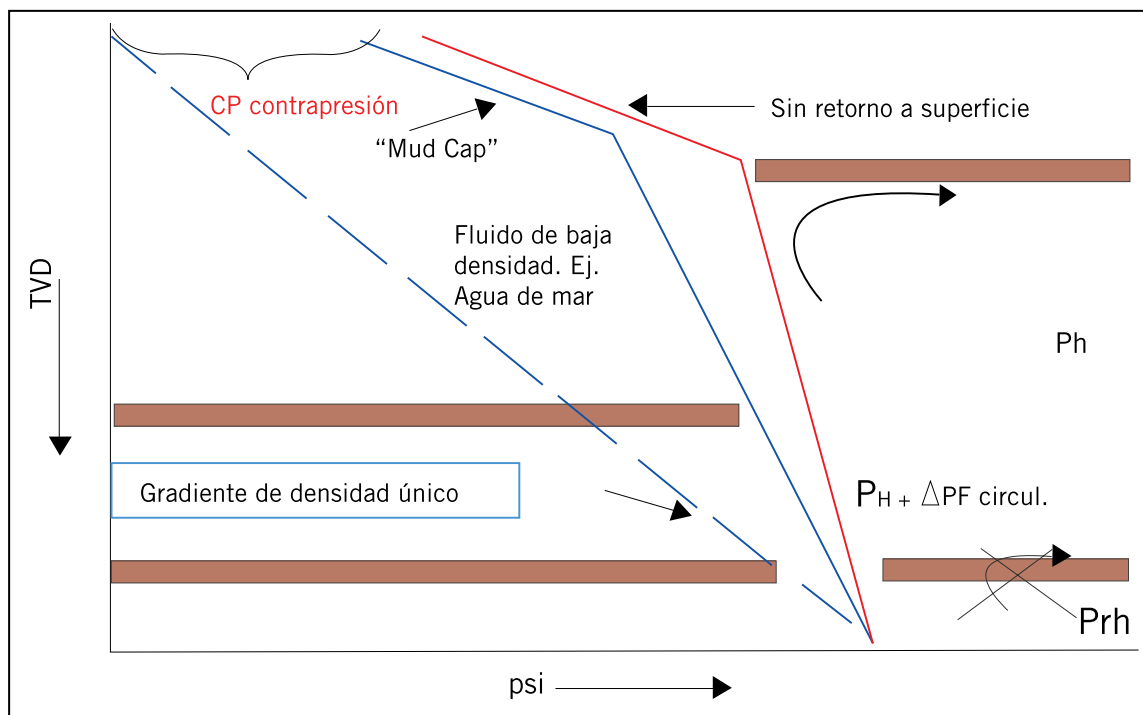
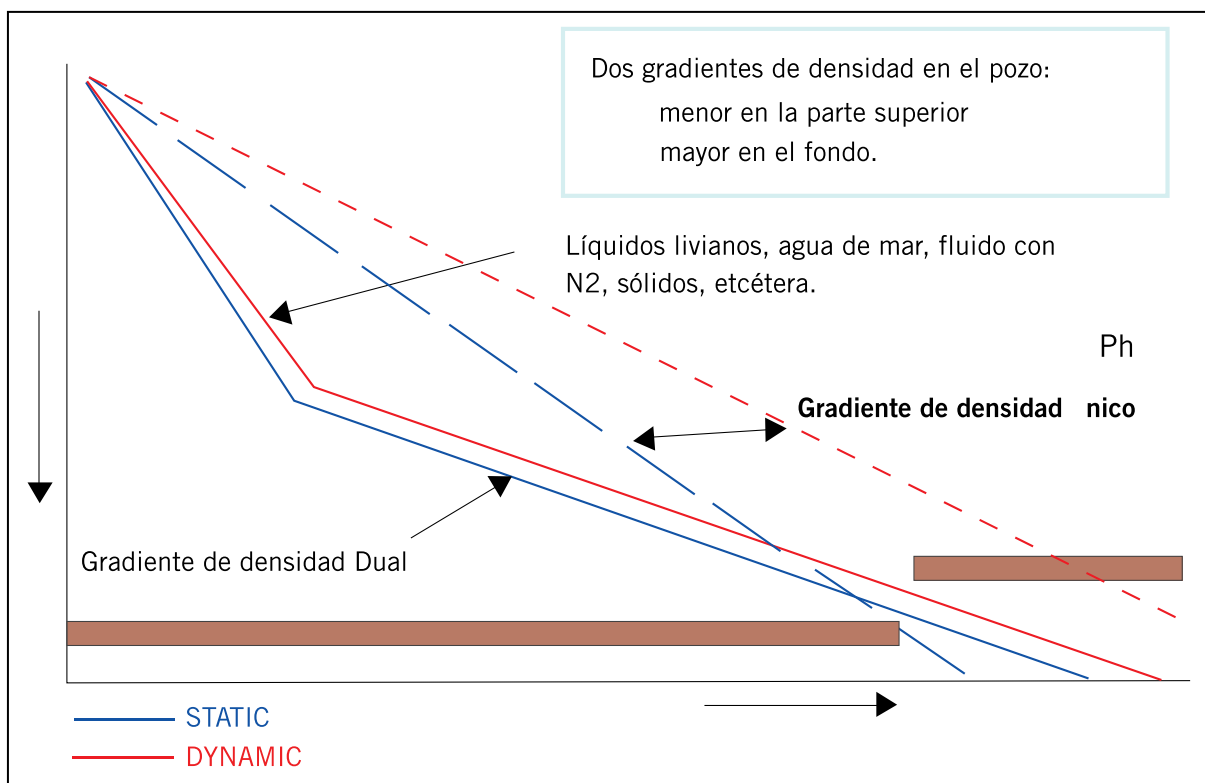


Figura 3. Perforación con tapón de lodo presurizado. Recuperado de Durán, J y Kaintz, A (2011). Sistema MPD o cómo mantener el pozo bajo control sin fracturar las formaciones durante la perforación. *Revista del instituto del petróleo y del gas*, 52(5), 88-95.

**2.3.2.3 Perforación con doble gradiente (Dual Gradient – DG).** Esta variante permite perforar el pozo con dos gradientes de fluido en el anular. Las técnicas para practicar esta variante incluyen la inyección de un fluido de una densidad más baja, por ejemplo, un fluido nitrificado, a través de una tubería parásita para reducir la presión de fondo de manera significativa sin tener que cambiar la densidad del lodo de perforación o los regímenes de bombeo (Durán, E., y Kaintz, 2011).



*Figura 4. Dual gradient drilling. Adaptado de Durán, J y Kaintz, A (2011). Sistema MPD o cómo mantener el pozo bajo control sin fracturar las formaciones durante la perforación. Revista del instituto del petróleo y del gas, 52(5), 88-95.*

La técnica de perforación con doble gradiente es utilizada en las operaciones de perforación de pozos de tipo offshore donde el retorno del lodo no viaja a través de un “Riser” de perforación convencional (tubería de gran diámetro que conecta el BOP submarino con la plataforma de perforación en superficie). El retorno del lodo puede ser vertido en el lecho

marino o llevado de vuelta a la plataforma a través de una o más líneas de retorno con un diámetro más pequeño. Además de ser útil para el asentamiento del “casing” de superficie. Las técnicas actuales de doble gradiente están adecuadas para que los recortes y el lodo retornen a la plataforma a través de líneas de diámetro pequeño, una bomba submarina de levantamiento toma el lodo del espacio anular del pozo en el lecho marino y lo bombea de regreso a superficie (Guerrero y Naranjo, 2017).

## **2.4 Underbalanced Drilling (UBD)**

El comité de operaciones Underbalanced y MPD (Managed pressure drilling) de la IADC (International Association of Drilling Contractors) define la perforación bajo balance como una actividad que utiliza 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 traer fluidos de la formación a la superficie (Malloy, 2010).

De acuerdo con Stone y Tian las operaciones de UBD implican perforar en formaciones donde la presión ejercida por el fluido de perforación es menor que la presión de la formación. La técnica reduce la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación para que la presión neta en el pozo sea menor que la presión de formación. Por este motivo, la presión de formación puede hacer que fluyan las zonas permeables, si las condiciones permiten el flujo en la superficie. UBD puede facilitar la perforación de formaciones depletadas y disminuir el daño a la formación para una mejor productividad (Stone & Tian, 2008).

Malloy afirma que la perforación UBD se utiliza especialmente cuando se desea minimizar el daño a la formación o para caracterizar intervalos productivos del yacimiento. También es

posible emplear esta técnica en casos donde no haya problemas de inestabilidad de pozo y donde se pueden encontrar diversos regímenes de presión, lo que resultaría difícil de manejar utilizando MPD.

Algunos de los proyectos no han alcanzado la producción y las ganancias esperadas, esto ha causado que se pierda el interés en este tipo de tecnologías. Una de las razones por las cuales no se cumplen las expectativas es que en algunos pozos que se han clasificado como Underbalanced, las condiciones de bajo balance no se mantienen en su totalidad. Algunas partes de la perforación se hicieron bajo balance, pero algunas operaciones como el completamiento del pozo se hicieron sobre balance. Esto puede causar el efecto de reducir o eliminar las posibles ganancias de productividad de la perforación UBD. Una clave para la mejora de la productividad es la mitigación del daño de la formación a lo largo de las fases de perforación y completamiento del pozo (Malloy, 2010)

**2.4.1 Tipos de sarta de perforación en operaciones UBD.** Para lograr una presión en el fondo del pozo inferior a la presión de poro, son requeridos los siguientes diseños:

- Inyección de gas mediante sarta parásita
- Inyección de gas mediante sarta concéntrica
- Inyección de gas mediante sarta de perforación

Estas técnicas ayudan a mitigar la falta de continuidad de la condición de bajo balance durante los diferentes procesos operacionales de la perforación, lo cual puede ocasionar una separación de la parte gaseosa del fluido de perforación; el resultado al establecer de nuevo la circulación son los baches de líquido que ejercen una presión de fondo mayor de la que se establece por diseño (breve estado de sobre balance).

**2.4.1.1 Sarta parásita.** Al emplear esta técnica, el gas se inyecta desde la superficie hasta un punto de entrada en el fondo del pozo. Comúnmente, este diseño utiliza una sarta de tubería flexible colocada y cementada fuera de la última tubería de revestimiento, desde la superficie hasta el zapato de este (Figura 5); lo mencionado anteriormente permite que el gas introducido en el anular de la última tubería de revestimiento sea mezclado con el fluido de perforación.

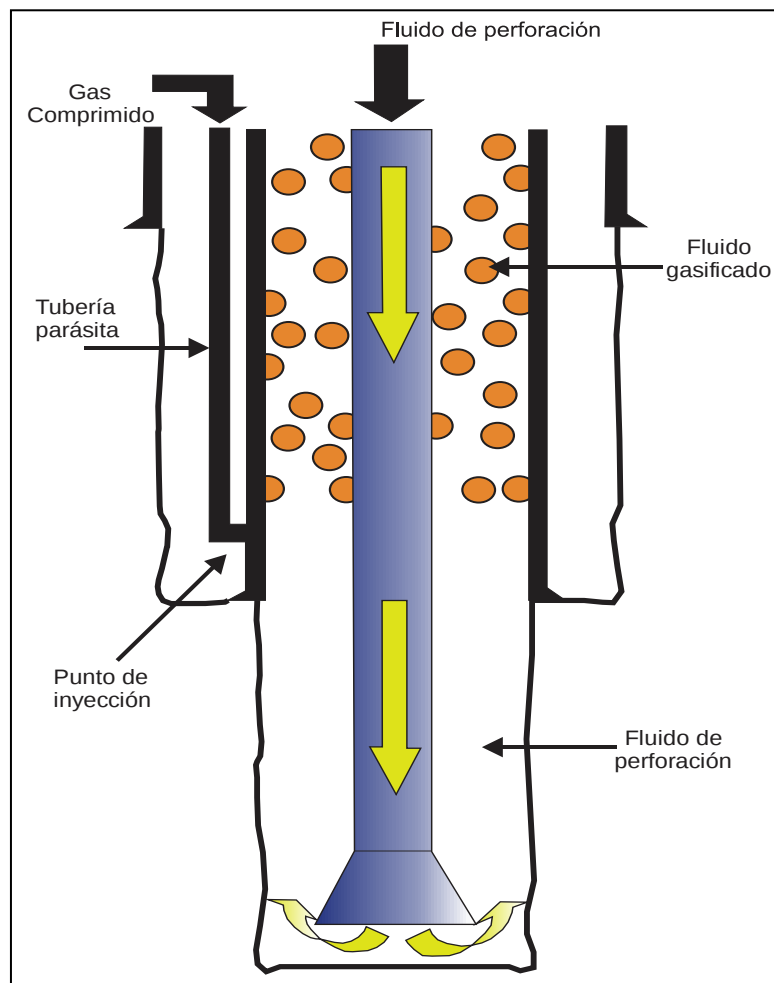


Figura 5. Diseño de sarta parásita. Adaptado de García, L, G. (2005). Perforación bajo balance: equipos y técnicas (tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México, 33.

El resultado obtenido al aplicar esta técnica es que la presión ejercida por la columna hidrostática disminuirá, y así de esta manera lograr la condición de bajo balance sin interrupción.

La desventaja de esta técnica es el riesgo que la tubería flexible se tapone durante la cementación de la tubería de revestimiento; este problema se puede agravar en pozos marinos, debido a que la mayoría de estos tienden a ser direccionales, donde existen grandes posibilidades de que la sarta parásita se colapse durante la introducción de la tubería de revestimiento.

**2.4.1.2 Sarta concéntrica.** Esta técnica consiste en introducir una tubería entre la última tubería de revestimiento cementada y la sarta de perforación (de forma temporal); esta sarta resultante debe contar con suficiente diámetro para que permita la rotación de la tubería de perforación. En esta configuración, el gas debe ser inyectado por el espacio anular de la última tubería de revestimiento cementada.

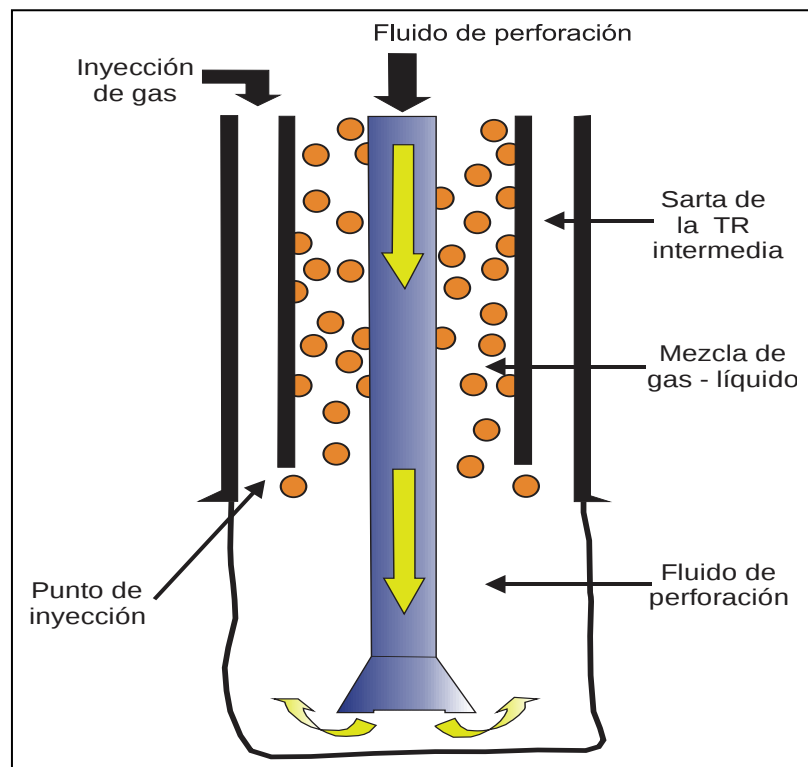
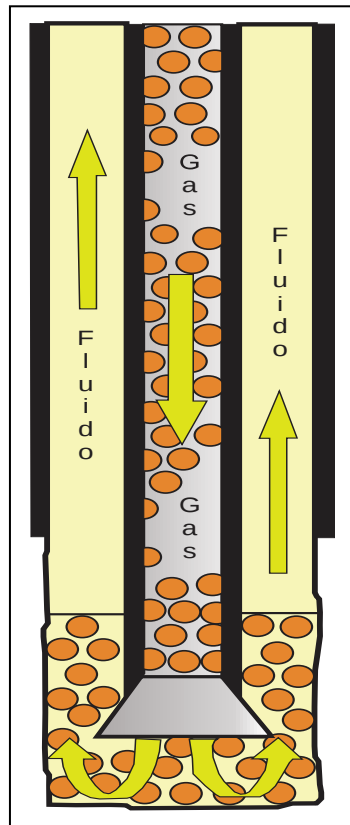


Figura 6. Diseño de sarta concéntrica. Adaptado de García, L, G. (2005). Perforación bajo balance: equipos y técnicas (tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México, 35.

**2.4.1.3 Sarta de perforación.** Esta técnica de perforación UBD es la más utilizada, y consiste en la inyección de gas a través de la tubería de perforación con un gasto y presión determinados por diseño para permitir que ocurra la condición de bajo balance. No obstante, la inyección del fluido es interrumpida para poder realizar las conexiones de tubería, y en ese momento, la condición de bajo balance se podría perder.



*Figura 7.* Diseño de la sarta de perforación. Adaptado de García, L, G. (2005). Perforación bajo balance: equipos y técnicas (tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México, 37.

Una solución útil para evitar el problema de las conexiones es el perforar con una tubería flexible, teniendo en cuenta que también con esta modalidad es posible colocar una línea de acero dentro de la misma, ayudando a resolver también el problema de la transmisión de datos desde fondo de pozo.

**2.4.2 Control de pozo en operaciones UBD.** El medio de control primario para prevenir la entrada de fluidos de la formación hacia el pozo en la perforación convencional es proporcionado por la presión hidrostática. En las operaciones de bajo balance esta barrera es intencionalmente reducida y reemplazada por un control dinámico de presión y flujo en superficie, donde se permitirán el ingreso de fluidos hacia el pozo. Por este motivo, un incidente de amago de pozo estaría definido por las siguientes situaciones:

- El encuentro de una mayor presión de formación que la tomada como base en la etapa de diseño.
- Mayores caudales de flujo que los tomados como base en la etapa de diseño.
- Pérdida de control en el “choke” lo que podría ocasionar mayores presiones o caudales de flujo de los que se esperarían normalmente.

De manera general se podría afirmar que un evento de control de pozo puede darse en cualquier momento que la presión o los caudales de flujo superen el rango operativo definido en el diseño, planeación y ejecución del pozo (Weatherford, 2005).

**2.4.3 Técnicas de perforación UBD.** A continuación, se realizará una descripción general de las diferentes técnicas de perforación con fluidos livianos. La aplicabilidad de los sistemas de fluidos compresibles está limitada a las condiciones de la litología, la presión de poro de la formación y donde a pesar de la necesidad de equipo adicional para aplicar la tecnología se logren ahorros en tiempo del equipo de perforación.

Es importante hacer una correcta selección del sistema de fluido para lograr resultados exitosos; por esto se deben examinar todas las posibles técnicas y escoger personal altamente

calificado para la puesta en práctica de este tipo de operaciones. La perforación con fluidos compresibles incluye; aire o gas seco, niebla espuma y lodo gasificado.

**2.4.3.1 Inyección con aire seco.** La principal función en la perforación con aire es levantar y transportar los cortes que se generan durante la perforación en el fondo del pozo y sacarlos fuera del mismo. Si el flujo de aire no es el adecuado para la operación, se puede presentar un verdadero riesgo de pega de tubería por la acumulación de los recortes de perforación en el fondo del pozo, principalmente cuando se detiene la circulación de aire para hacer una conexión. Uno de los factores más importantes en la perforación con aire es el flujo requerido del mismo para una buena limpieza del hueco.

El transporte de recortes es difícil de lograr debido a la compresibilidad del aire, a medida que el aire fluye en el anular, las pérdidas de presión por fricción aumentan la presión del aire en el fondo del pozo. De esta manera también la masa de los recortes y del aire en el anular y la densidad del aire aumentan directamente proporcional a la presión. Debido a esto, la velocidad del aire disminuye a medida que aumenta la profundidad, suponiendo que la geometría del pozo se mantenga constante. La fuerza de arrastre sobre los recortes aumenta con el aumento de la presión del aire y disminuye con la reducción de la velocidad de este. Esto muestra que se requiere un alto flujo de aire para levantar los recortes a medida que aumenta la profundidad de los pozos. La temperatura también es un factor que influye en la densidad, esta cambia a medida que el aire fluye a través del pozo.

**2.4.3.2 Inyección de nitrógeno.** La implementación del nitrógeno en las operaciones de bajo balance fue la primera elección, debido a que este gas es inerte y de gran ayuda para disminuir la corrosión y evita las explosiones o fuegos en el fondo del pozo.

En operaciones bajo balance el nitrógeno puede ser utilizado como un fluido de perforación o como un componente del fluido de perforación. La principal ventaja con respecto al aire es que la mezcla de gases hidrocarburos y nitrógeno no son inflamables, evitando la posibilidad de incendios en fondo. No necesariamente debe ser utilizado nitrógeno puro para prevenir incendios. La mezcla de aire, nitrógeno e hidrocarburos no son capaces de formar combustión, previniendo que la concentración de oxígeno sea mantenida por debajo del nivel crítico.

En la limpieza del pozo, la circulación de nitrógeno levanta los recortes de perforación y el influjo de los fluidos de la formación, de la misma forma que el aire. La densidad es la propiedad del fluido que tiene mayor impacto sobre el transporte de los recortes; la densidad del nitrógeno comparada con la del aire es ligeramente menor a condiciones estándar de temperatura, debido a esto la eficiencia de transporte de recortes será la misma.

Actualmente existen dos métodos principales de suministro de nitrógeno para operaciones de perforación lo cuales son el criogénico y el de generación por membrana. El criogénico es usualmente transportado como líquido al sitio donde se utilizará, es aplicado en operaciones como completamiento y estimulación de pozos y algunas operaciones de producción. La generación por membrana está compuesta por filtros los cuales pueden proveer una fuente de nitrógeno alterno.

**2.4.3.3 Inyección de gas natural.** La utilización de gas natural para operaciones de perforación con bajo balance ha demostrado ser una buena alternativa. Si se está perforando con

gas, se puede utilizar un pozo productor cercano o un gasoducto de producción para obtener la cantidad necesaria. Esto evita la inyección de aire-oxígeno y es un método económico de perforación cuando se tiene suficiente gas disponible cerca de la locación.

Cuando se perfora el pozo con gas natural deber ser cuidadosamente considerado, esto es debido a que cualquier desviación o reducción del diámetro puede reducir considerablemente el caudal inyectado. Algunas de las características de la perforación con gas son las velocidades de penetración altas, incrementa la vida útil de la broca de perforación y su rendimiento, los trabajos de cementación son buenos, se pueden presentar baches de aire-agua, y la limpieza del pozo depende de la velocidad en el anular.

### **3. Equipos utilizados en operaciones MPD y UBD**

Generalmente las tecnologías de perforación con control dinámico de presión (MPD) y perforación Underbalanced utilizan los mismos equipos. Estos sistemas vienen con dispositivos de control de rotación (RCD), “choke manifold”, sistemas abiertos o cerrados de manejo de fluidos, sistemas de separación trifásicos o de 4 fases, líneas de flujo auxiliares, sistemas de parada de emergencia (ESD), bombas, dispositivos de medición, sistemas de adquisición de datos, tanques de retención, mud pits, flare stacks, etc (Ostroot, Shayegi, Zoontjes, & Lovorn, 2018).

Una configuración UBD típica para abordar principalmente los problemas de perforación incluiría, como mínimo, un dispositivo de control rotatorio (RCD) más un “choke” y un sistema de separación de superficie. Si el reservorio está muy depletado, entonces se requeriría un

sistema de compresión y/o generación de gas. Si el objetivo de la operación UBD está enfocado en el yacimiento, se requiere un muestreador geológico para una descripción continua del yacimiento, y un sistema de separación de fluidos trifásico o de 4 fases con un sistema adecuado de adquisición de datos para obtener todos los datos del pozo (Ostroot, Shayegi, Zoontjes, & Lovorn, 2018).

Los equipos de superficie utilizados en las operaciones de lo que hoy se conoce como Managed Pressure Drilling (MPD) pueden variar ampliamente desde un dispositivo de control rotativo (RCD) conectado a las líneas del rig hasta un equipo completo de UBD. Debido a que MPD no permite el influjo de los fluidos del yacimiento a superficie, en algunas operaciones no se requiere de unidad de separación. Sin embargo, en las operaciones MPD como en las operaciones convencionales, si se presentan influjos, será necesario contar con planes de contingencia y de control de pozo para poder manejarlos. Cualquier influjo desde el yacimiento se tratará como una patada en la perforación convencional, y se iniciarán las operaciones de control del pozo. Algunas veces se requieren equipos de separación para manejar el influjo de manera segura o para minimizar el tiempo empleado en el control convencional de pozos durante una operación de MPD (Ostroot, Shayegi, Zoontjes, & Lovorn, 2018).

A continuación, se presenta una descripción general de las herramientas más comunes que se utilizan en las operaciones MPD y UBD:

### **3.1 Rotating Control Device (RCD)**

Es la herramienta clave de cualquier operación, sea UBD o MPD, y su principal función es derivar el flujo del pozo hacia el múltiple de estrangulación (choke manifold), mientras provee

un sello entre la sarta de perforación y el pozo. El RCD permite la rotación y movimiento de la sarta, manteniendo el sello efectivo contra la tubería de perforación (Hechem, 2015).

En la actualidad, los dispositivos de control rotatorio RCD han sido aceptados como equipos estándar cuando se perforan pozos con UBD o MPD. Estos pozos ahora se pueden perforar de manera segura sin la habitual práctica de usar solo presión hidrostática para controlar la presión de la formación. El RCD mantiene un sello dinámico en el anillo, lo que permite que los “Chokes” controlen la presión anular en superficie mientras se perfora. Este sello permite que la perforación continúe mientras se controla el flujo de fluidos de formación. El RCD se ha convertido en una pieza clave del equipo de control de pozos y la primera defensa de seguridad crítica en el control de pozos (Cantu, May & Shelton, 2004).



*Figura 8.* Unidad de Control RCD.

Dado que el pozo requiere de un sistema cerrado en todo momento, un dispositivo de control rotatorio instalado en la parte superior de la preventora anular desvía el flujo que viene desde el pozo hacia el múltiple de perforación. El criterio de selección del tamaño y presión de operación del RCD depende de la contrapresión en superficie requerida en el pozo y del espaciamiento disponible entre el arreglo de preventoras y el piso de perforación (Guerrero, 2017).

Este dispositivo se ha utilizado de forma comercial desde los años 30's. La cabeza rotatoria que fue mostrada en el catálogo de la empresa Shaffer en 1936 no tiene muchas diferencias con los dispositivos de control rotatorio modernos. Difieren principalmente en que las operaciones actuales, el RCD está diseñado para mantener la presión en el anular del pozo en lugar de servir principalmente como una herramienta desviadora en operaciones de perforación aireadas o con lodos gasificados (Bautista y Monroy, 2010).

### **3.2 Choke Manifold**

Otro de los componentes fundamentales de los equipos utilizados en las tecnologías UBD y MPD es el múltiple de estrangulación o “choke manifold”. Este utiliza un estrangulador para generar una restricción variable en el flujo modificando así la presión en cabeza (WHP) o contrapresión. De esta manera, es posible manejar la presión de fondo tanto en condiciones dinámicas como estáticas. Este control puede ser manual, semiautomático o automático (Hechem, 2015).

Los “Chokes” que se utilizan en las operaciones de MPD y UBD son diferentes a los “Chokes” utilizados para el control del pozo. Durante estas prácticas el sistema de

estrangulamiento está en uso constante y es parte del equipo utilizado en la perforación. Para el control de pozo es necesario otro sistema separado y dedicado específicamente a esta labor.

Los elementos de cierre de los “chokes” utilizados en estas tecnologías tienen paneles de operación con medidores de presión de la tubería de perforación y del espacio anular, controles de operación, una fuente de poder, y generalmente son diseñados para trabajar a 10000 psi de presión máxima de operación.

### **3.3 Unidad de generación de nitrógeno**

Cuando se elige nitrógeno como parte del fluido de perforación, se debe tener un abastecimiento constante (asegurarlos en locaciones remotas). El nitrógeno se genera suministrando aire a presión a una membrana de fibra hueca de poliamida. El CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> y vapor de agua tienen tasas de permeabilidad mayores en comparación del nitrógeno debido al tamaño de molécula de cada uno, lo que ocasiona que el nitrógeno se difunda rápidamente a través de la fibra. Consecuentemente, el nitrógeno se recoge y se purifica en valores cercanos al 95 % (Guerrero, 2017).



*Figura 9.* Sistema de filtros de membrana. Adaptado de Weatherford Underbalanced System and Testing Services (2005). Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos. Recuperado de: <https://es.scribd.com/doc/233777463/Principios-de-Perforacion-Bajo-Balance>

Lo esencial de esta tecnología es la membrana, que extrae el nitrógeno del aire atmosférico, utilizando la unidad de compresión; las fibras por donde pasa el aire a presión separan a sus componentes por tamaño de orificio (García, 2005).

La selección adecuada de la presión de funcionamiento y el número de membranas utilizadas en el proceso, brindan garantía de obtener la pureza deseada de nitrógeno en el producto. Los factores que afectan la eficiencia del motor y del compresor utilizados en la unidad de nitrógeno son la temperatura, presión atmosférica y la humedad del ambiente, es por esto por lo que es importante resaltar los cuidados que los trabajadores deben tener al trabajar con condiciones que pueden afectar el medio (Guerrero, 2017).

### **3.4 Válvulas de no retorno (NRV)**

Las válvulas de no retorno en la sarta de perforación son esenciales para cualquier operación MPD o UBD. Este tipo de válvula, también conocida como válvula de una sola vía en la tubería de perforación, originalmente fue llamada flotador. Al tener en cuenta el principio del tubo en U, es notable que cualquier desequilibrio positivo en el espacio anular, ocasiona que el fluido de perforación regrese por la tubería de perforación; este fluido puede transportar recortes que taponan el motor o incluso ocasionar graves problemas a la tubería. Por esta razón la válvula de no retorno es de vital importancia para estos procesos, debido a que, en la mayoría de los casos, se aplica cierta cantidad de contrapresión para compensar las pérdidas por fricción en el anular (Tercan, 2010).

### **3.5 Compresores**

Los compresores son dispositivos que elevan la presión del aire o del gas natural. Un compresor, normalmente, emplea desplazamiento positivo para comprimir el gas a mayores presiones, de modo que el gas fluya hacia el interior de las líneas de conducción y otras instalaciones. (Schlumberger Oilfield Glossary, 2018)

Dependiendo de cuál será su uso, los compresores pueden ser de tipo dinámico, de desplazamiento positivo, o de tipo térmico.

Los compresores de desplazamiento positivo pueden ser centrífugos o rotativos. Los centrífugos son dispositivos que constan de un motor que gira dentro de una carcasa provista de aperturas para el ingreso y salida del fluido. El rotor es el elemento que transforma la energía

mecánica del eje en cantidad de movimiento o energía cinética transferida al fluido. Según su diseño, en la carcasa puede incorporarse un elemento para convertir la energía cinética en energía potencial de presión. Lo que es conocido como difusor, el cual puede ser de paletas o de tipo caracol (Guerrero, 2017).

Los compresores rotativos pueden tener dos mecanismos de acción, con paletas o de excéntrica, también llamados de rodillo. En los compresores de paletas y de rodillo, la compresión se produce por la disminución del volumen resultante entre la carcasa y el elemento rotativo, cuyo eje no coincide con el eje de la carcasa (ejes excéntricos). En estos compresores rotativos no son obligatorias válvulas de admisión, ya que como el gas entra de forma incesante en el compresor la pulsación de gas es mínima (Luigi, 2010).

### **3.6 Compresores Booster**

Son comúnmente utilizados en las operaciones MPD y UBD. Estos consisten en un pistón neumático oscilante de un gran diámetro acoplado directamente por una pieza de enlace a un pistón más pequeño en la sección del gas. El pistón trabaja dentro de un cilindro de gas de alta presión, cada capete del cilindro cuenta con válvulas de no retorno en entrada y salida de alta presión. La sección de pilotaje neumático lleva una válvula de camisa y de un pilotaje que permite un movimiento continuo de vaivén cuando se presiona el aire a la entrada del cilindro.

La hermeticidad entre cámaras de compresión de gas y la sección neumática se logra por medio de tres juegos de juntas dinámicas. La unión intermedia entre las cámaras de aire y gas lleva una zona de venteo a la atmósfera, lo que no permite que el aire contamine el flujo de gas. La refrigeración se consigue reconduciendo el aire frío del escape de pilotaje a través de una

camisa que rodea al cilindro de gas y también por medio de un inter-enfriador en la línea de inter-etapa (en modelos de doble etapa únicamente) (Guerrero, 2017).



*Figura 10.* Booster utilizado en la operación de perforación con MPD para un pozo del piedemonte llanero.

### 3.7 Separadores

Son recipientes cilíndricos que son utilizados para separar petróleo, gas y agua del flujo total de fluido producido por un pozo. Los separadores pueden ser horizontales o verticales. Se pueden clasificar en separadores bifásicos y trifásicos (también conocidos como separadores de agua libre). Los separadores de tipo bifásico sólo tratan el petróleo y el gas, mientras que los separadores trifásicos también permiten la separación del agua. (Schlumberger Oilfield Glossary, 2018)

Un separador debe ser capaz de controlar y manejar el fluido que retorna del pozo, además de permitir la disgregación de la mezcla de fluidos de retorno del pozo en sus diferentes fases componente (líquidos, sólidos, gases, agua, etcétera), por medio de mecanismos internos, así como de principios físicos aplicados durante su diseño. En todas las operaciones Bajo Balance, el sistema de separación que se utilice tiene que ser a la medida de los fluidos esperados del

yacimiento. El reto del equipo de separación es separar efectiva y eficientemente las diferentes fases de la corriente de fluido de retorno a sus corrientes individuales, mientras al mismo tiempo retorna un fluido limpio nuevamente al proceso de perforación. (Hechem, 2015.)

**3.7.1 Separador vertical compacto.** Es un equipo de gran aplicabilidad en operaciones tanto de perforación convencional como MPD y bajo balance. Es ideal para usar donde se perfora con presencia de grandes volúmenes de gas, con presencia de gas amargo donde se requiera un sistema cerrado o simplemente para manejar fluidos en control de pozos. Este equipo puede trabajar a presión atmosférica o mayores presiones dependiendo de la aplicación en la que va a ser utilizado (Weathergord, 2005).



*Figura 11.* Separador vertical compacto utilizado en MPD y UBD.

### 3.8 Válvulas Preventoras BOP'S

Las BOP's o preventoras de reventón son arreglos de válvulas y de otros dispositivos instalados por encima del cabezal del pozo durante las operaciones de perforación y constituyen un mecanismo por el cual las brigadas de perforación pueden contener la ocurrencia inesperada de altas presiones y flujo de fluidos. Estos arreglos permiten a las brigadas manejar estos influjos por medio de la inyección de fluidos densos en el pozo, que detienen o ahogan el flujo de fluidos de la formación; esta operación de ahogo del pozo se lleva a cabo a la vez que se impide que los fluidos del pozo sean liberados en la atmósfera.



*Figura 12.* Válvula Preventora BOP.

En la industria de los hidrocarburos, los términos preventor de reventones y conjunto BOP's se utilizan indistintamente. Durante las operaciones de perforación y completamiento de pozos, estos sistemas de válvulas brindan la segunda barrera para el flujo de fluidos de la formación; la primera barrera es la presión hidrostática generada por la columna del fluido de perforación.

#### **4. Proyectos donde se han aplicado las técnicas de MPD y UBD**

##### **4.1 Caso 1. Aplicación de la tecnología UBD para la perforación de basamentos en Malasia**

El propósito de aplicar la tecnología de perforación bajo balance (UBD) para perforar secciones de roca basamento en Malasia fue determinar la capacidad de producción específica, y de igual forma, determinar el índice de productividad del pozo durante la perforación, para así caracterizar el influjo del yacimiento frente a la profundidad (Arathoon, 2016, pag.1).

Estudios anteriores determinaron el flujo de petróleo desde la roca basamento, pero a tasas inferiores respecto a las esperadas, asociando estos resultados al daño en la formación. Por lo tanto, el enfoque fue mantener la presión de fondo del pozo por debajo de la presión de formación durante la perforación. Se tomó como límite inferior del rango de incertidumbre de presión de formación la presión hidrostática, lo que ocasionaba que el sistema de perforación tenía que ser sub hidrostático para asegurar las condiciones de bajo balance y así eliminar el riesgo de ocasionar daños en la formación (Arathoon, 2016 pag.2).

**4.1.1 Aspectos HSE del proyecto UBD.** La tecnología de perforación UBD es actualmente una aplicación relativamente conocida y aceptada en el entorno de la perforación onshore y offshore, pero todavía presenta riesgos y peligros especiales generalmente en proyectos realizados en alta mar. Por lo tanto, se requiere de un esfuerzo adicional para identificar y reducir esos riesgos y peligros con el fin de garantizar un proyecto seguro y exitoso (Arathoon, 2016, pag.2).

El plan HSE adoptado para esta campaña de perforación se acogió bajo los parámetros del Hazards and Effects management Process (HEMP). Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

- Registro de Peligros y Efectos (HER), las entradas para el HER incluyeron sesiones de identificación de peligros, específicamente para operar con un buque petrolero, junto a la plataforma de perforación.
- Catálogo de actividades críticas (CAC), actividades que controlan y recuperan la integridad de las barreras, se incluyen los elementos críticos de seguridad, los procedimientos operacionales, las posiciones HSE y los planes (junto con sus resultados) de inspección.
- Plan de acción correctiva (RAP), para cerrar las brechas entre lo que se requería y el estado actual de la operación.

Para mitigar cualquier riesgo clasificado como alto, se realizó un “Bow Tie Analysis” adicional, para identificar todas las barreras de prevención y mitigación con respecto al evento principal. Como resultado de este proceso, se podrían identificar y poner en marcha más barreras (Arathoon, 2016, pag.2).

También se abordó la necesidad de capacitación específica, tanto para el operador, como para el contratista principal de perforación, el operador y personal de contratistas externos. La capacitación se diseñó en tres (3) etapas: introducción, capacitación adicional y finalmente capacitación práctica para los perforadores y contratistas que participan directamente en el seguimiento de los procedimientos de la perforación UBD.

**4.1.2 Principios de diseño de pozos de UBD.** Para el diseño de pozo, el equipo de perforación se basó en los siguientes principios:

- La presión de fondo de pozo (BHP) debe estar por debajo de la presión del poro (o formación): el objetivo principal durante la perforación fue evitar el sobre balance (OBD), de este modo, se evitaría la irrupción de cortes y finos, se reduciría las probabilidades de filtrado en la formación cercana al pozo y, por lo tanto, no podría ocurrir daño.
- La presión debe estar contenida en superficie: para perforación UBD, normalmente se emplea un Dispositivo de Control de Rotación (RCD), que permite perforar con contrapresión en superficie. Esto da una variable más en la Tool-box para ajustar y controlar la BHP.
- Control de flujo y presión en el fondo del pozo: durante la perforación UBD, a menudo se prefiere perforar con baja presión de retorno en superficie, ya que esto proporciona la fuerza más baja en el RCD y ofrece un menor potencial de flujo abierto absoluto (AOF), en caso de pérdida de control de pozo en superficie. Para reducir la presión en superficie, se controló el flujo en el fondo del pozo, y esto se logró al tener el anular restringido hasta la superficie, lo que creó una mayor caída de presión por fricción. Luego, se corrió una válvula de aislamiento de fondo de pozo (DIV) en el “tieback casing”; el DIV es una herramienta aceptada para el viaje seguro en pozos de UBD, porque aísla el pozo de la presión de fondo, dejando una presión de

cero en superficie durante los viajes. El beneficio más importante de esto es que elimina la necesidad de matar el pozo en los viajes (Arathoon, 2016 pag.3).

- Caracterización del yacimiento: un beneficio bien conocido en la perforación UBD es que permite que se identifique el potencial de flujo del yacimiento mientras se perfora; no se requiere un DST para determinar qué secciones del pozo fluirán y en qué cantidad. Usando el conocimiento apropiado de software de computación y modelado de yacimientos, con información completa de registros petrofísicos, datos de BHP y datos reales de flujo de pozos, se pudo generar un pseudo-registro, que indicaba el potencial de flujo en función de la profundidad (Aranthon, 2016 pag.3).

- Un requisito clave para el éxito en la sección de UBD fue colocar el zapato del “liner” de 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub> in. en la parte superior del basamento y cementar en el lugar, aislando la sección del basamento de las formaciones clásticas menos profundas. Esto fue especialmente crítico, ya que si se hubiera experimentado algún flujo de agua mientras la perforación no estaba equilibrada, entonces pudo haberse tenido cierta incertidumbre sobre si el flujo emanaba de las formaciones menos profundas, más allá del zapato, o si el flujo provenía de la sección del basamento. Al garantizar un excelente trabajo de cementación antes de ingresar a la sección del basamento, esta potencial incertidumbre pudo eliminarse (Arathoon, 2016 pag.4).

**4.1.3 Selección de fluido de perforación.** El requisito para perforar UBD, con la BHP por debajo de la presión de poro, sugería que la presión de poro debía ser conocida antes del inicio del proyecto. Dado que la presión de poro siempre se predice como un rango, desde baja, esperada, hasta alta, entonces el proyecto debía tomar una posición para planificar la presión de poro. Si un factor de éxito crítico para el proyecto es que la BHP debe estar por debajo de la

presión de poro para entregar un pozo UBD y evaluar el potencial de producción verdadero de la formación, entonces el diseño UBD debía garantizar que la BHP estuviera por debajo de la presión de poro más baja esperada.

En el caso de los dos pozos seleccionados para la campaña UBD, la presión de poro más baja esperada fue la presión hidrostática, o más específicamente, un peso de lodo equivalente a 8.5 ppg. Se podría argumentar que para lograr las condiciones UBD, sería correcto usar agua de perforación, con una densidad de 8,3 ppg. Sin embargo, cuando se toman en cuenta las consideraciones de ECD, esto resultaría en una BHP modelada de 8,6 – 8,7 ppg, que estaría justo por encima de la presión de poro más baja. Por lo tanto, el agua de perforación por sí sola no sería un fluido de perforación aceptable, para garantizar una BHP por debajo de la presión de poro (Arathoon, 2016, pag.4).

Una opción sería perforar el pozo con aceite base, que tiene una densidad de 6,7 – 6,8 ppg equivalente. Para un pozo de 3000 m TVD, la condición estática de bajo balance sería:

$$\text{Static UBD (psi)} = (8,5 - 6,7) * 3000 * 3,281 * 0,052 = 920 \text{ psi}$$

Esto significa que cuando el pozo es estático, la presión de superficie podría ser tan alta como 920 psi. Sin embargo, cuando al bombearse a 500 gpm en el hueco de 8 ½ in, el efecto ECD aumentaría la BHP, por lo que la presión de superficie se reduciría de los 920 psi mientras se perforaba a quizás 770 psi, pero aún sería de 920 psi en las conexiones. Esto supondría un inconveniente, si se utiliza aceite base como fluido de perforación, ya que las altas presiones de superficie aumentarían las consecuencias de fugas y también ocasionarían que los elementos del RCD se desgastaran más rápido. Otro inconveniente sería que, en caso de que el pozo comience a fluir petróleo mientras se perfora, el petróleo producido se mezclaría con el aceite base y se volvería inseparable en la superficie (Arathoon, 2016, pag.4).

La consecuencia de esto es que inevitablemente ocurriría un arrastre de gas a los pozos de la plataforma, ya que nunca es posible eliminar todo el gas del petróleo producido y el resultado serían muchos apagones debido a la activación de las alarmas de gas. Entonces, la alternativa al uso de aceite base sería utilizar un sistema base agua (ya sea agua de mar o de perforación) y agregar nitrógeno, para reducir el peso efectivo, aclarando que la adición de nitrógeno incrementaría los costos debido al equipo adicional y el personal requerido, además del espacio extra que ocuparían los equipos en plataforma.

Debido a las restricciones de suministro, el nitrógeno criogénico no era una opción en esta región. Por lo tanto, el nitrógeno generado por membrana se convirtió en la opción restante y la complicación inmediata de esto fue que normalmente contiene 3-5% de oxígeno, lo que por supuesto crea un problema de corrosión. En conclusión, en lo que respecta al fluido finalmente seleccionado, inhibidores de corrosión y eliminadores de oxígeno fueron algunos de los químicos que se agregaron, sin olvidar que debido a que en los pozos UBD la formación de espumas suele ser un problema, se hizo necesario la adición de antiespumantes para el desarrollo de este proyecto. Una vez planificada la composición del fluido de perforación, se corrió una simulación dinámica con el fin de conocer los efectos que se verían durante la perforación (Arathoon, 2016, pag.5).

**4.1.4 Procedimiento en superficie.** El diseño en superficie para perforaciones UBD es siempre en función del tipo de fluido de perforación, el tipo de fluido producido y el volumen esperado que se producirá durante la perforación. En este sentido, el índice de productividad (IP) de la formación se vuelve crítico para determinar el caudal de petróleo y gas producido, junto con el grado de bajo balance que experimentará el pozo durante la perforación. En este sentido,

un objetivo común en los pozos UBD fue perforar lo suficientemente bajo balance para asegurar que, incluso con variaciones y molestias menores, la BHP nunca superará la presión de formación. Sin embargo, siempre hay una condición límite inferior, que se rige por los problemas de estabilidad del pozo (Arathon, 2016, pag.5).

Por lo tanto, típicamente, un valor de 200 psi por debajo de la presión de poro fue lo que se planeó para los pozos UBD. Por lo tanto, calcular la tasa de petróleo producida esperada, es simplemente una cuestión de seguir la siguiente ecuación:

$$Producción \left( \frac{bls}{día} \right) = IP \left( \frac{bls}{día * m * psi} \right) * metros perforados (m) * drawdown(psi)$$

Para estos casos, si el IP es bajo, entonces la producción también será baja; sin embargo, en el caso de estos pozos, el IP estimado fue bastante alto y la tasa de producción estimada resultante durante la perforación también fue bastante alta, en el rango de 1000 a 2000 barriles por día. El resultado de todo esto fue que al perforar estos pozos en modo UBD, se predijo que se produciría un volumen significativo de petróleo, que tendría que manejarse en la superficie.

La alternativa utilizada fue almacenar el petróleo producido y enviarlo a la costa para comercializarlo en el mercado, el método para lograr esto fue tener un petrolero anclado junto a la plataforma, con líneas de flujo flotantes para llevar el producto desde la plataforma al barco. Se anticipó que el costo del petrolero sería más que compensado por las ventas finales de petróleo que se esperaba producir durante la perforación (Arathoon, 2016, pag.5).

**4.1.5 Modificaciones en la plataforma de perforación.** Se realizaron modificaciones al equipo de perforación, algunas para permitir la instalación del equipo a bordo y otras para lograr un funcionamiento más eficiente. El standpipe manifold se modificó para permitir la inyección

de nitrógeno y el purgado. Se consideró la posibilidad de cambiar la manguera rotaria por una resistente al nitrógeno, pero al final se tomó la decisión de inspeccionar la manguera antes y después del trabajo, ya que no se anticipó que hubiera un daño significativo por la descompresión del nitrógeno. También se instalaron monitores de incendios adicionales para proporcionar una capacidad adicional de eliminación de incendios para cubrir los recipientes de separación y las tuberías (Arathoon, 2016, pag.6).

**4.1.6 Resultados del primer pozo UBD.** El primer pozo UBD presentó varios eventos de tiempo no productivo (NPT), algunos de los cuales se enumeran a continuación:

- El “tieback casing” estaba desenroscado en varios lugares; fue corrido nuevamente y cementado en su lugar.
- El petrolero se liberó del sistema de amarre en la temporada del monzón.
- Espuma severa en los “shakers”.
- Problemas de corrosión en las herramientas de fondo de pozo
- Pérdida de señal MWD debido a nitrógeno en la tubería de perforación.
- El revestimiento de la manguera rotaria comenzó a desintegrarse.
- Expulsión a presión del elemento doble de sello (DSEA) de la RCD.

**4.1.7 Aprendizajes clave y cambios después de los resultados obtenidos en el primer pozo UBD.** Algunos de los aprendizajes clave con respecto a la perforación del primer pozo UBD fueron los siguientes:

- El petrolero se usó en el primer pozo, porque se consideró que, con una producción de petróleo muy alta, habría un mayor riesgo de un derrame al mar y las Directrices de

Procedimientos de PETRONAS para Actividades Upstream (PPGUA) mencionaron específicamente este riesgo. En parte, el uso del petrolero también se mitigó contra cualquier proceso molesto, ya que permitiría que todos los fluidos producidos se enviaran a él. Sin embargo, el uso del petrolero fue una opción muy costosa, por lo que se realizó un esfuerzo adicional para garantizar que los riesgos se mantuvieran bajos, pero sin el uso del petrolero. De hecho, se modificó el proceso de flujo, y se agregó un tanque de manejo de fluidos muy grande al sistema en el área de prueba de pozos a bordo del equipo de perforación. El objetivo principal de esto fue proporcionar un volumen adicional y, por lo tanto, un tiempo de procesamiento, lo que permitiría una mejor separación entre el aceite y el agua y, a su vez, una combustión limpia y eficiente (Arathon, 2016, pag.6).

- El fluido de perforación también se cambió de agua de mar a agua de perforación, en un esfuerzo por ayudar a reducir los problemas de corrosión. La ligera reducción en la densidad de 8.6ppg a 8.3 ppg también ayudaría a reducir la BHP, pero potencialmente dificultó un poco más la separación del aceite.
- Hubo un mayor esfuerzo en la prueba de fluidos, para garantizar que no se destacaran los problemas principales con los aditivos químicos, incluidos el lubricante, el desemulsificante, el eliminador de oxígeno y el desespumante. Se realizaron pruebas dinámicas, incluido el uso de nitrógeno y recortes perforados, para simular las condiciones del fondo del pozo lo más cerca posible.
- Se había visto una gran cantidad de caucho en las zarandas durante la primera sección de UBD y una inspección de la manguera rotaria demostró que esta era la fuente. Se consideró prudente cambiar la manguera entre los pozos, lo que llevó un tiempo crítico de instalación. Sin embargo, el contratista de perforación había sido diligente en tener una manguera de repuesto

disponible, lo que resultó ser muy valioso en este caso. El aprendizaje de esto podría ser que en todos los pozos UBD donde se debe bombear nitrógeno significativo en el fluido de perforación, se debe planificar desde el principio una manguera rotaria resistente al nitrógeno.

- Durante el arme en el segundo pozo UBD, la línea de flujo primaria se dañó y no pasaría la prueba de presión final; esto fue un problema porque el contratista externo no tenía una manguera de repuesto disponible. Finalmente se localizó una y se envió al sitio del pozo, pero destacó la necesidad de que todos los repuestos críticos estén preordenados y disponibles.

**4.1.8 Resultados del segundo pozo UBD.** El segundo pozo perforado con tecnología UBD mostró una mejora operativa considerable desde el primer pozo, demostrando que las lecciones se habían aprendido bien, evitando cualquier repetición de problemas anteriores. La perforación UBD en la sección de roca basamento fue muy buena, con una ROP alta (50% más alta que la mejor obtenida en pozos de comparación) y una larga vida útil de la broca. La BHP estaba en el rango de 8,0 – 8,2 ppg equivalente, usando 450 – 500 gpm de agua de perforación y 500 - 1000 scf/m de nitrógeno, asegurando que el pozo se perforara en un estado de bajo balance en todo momento (Arathoon, 2016, pag.7).

Se perforó un total de 729 m en el basamento en modo UBD, en corridas de 4 bits, con un mínimo de NPT. La corrida de bits más larga fue de 289 m y se alcanzó un ROP global en el fondo de 6 m/h, superando significativamente todas las estadísticas de ROP de comparación. Aunque el segundo pozo encontró zonas de fractura, no hubo un aumento aparente en el flujo del pozo, lo que indica que las zonas de fractura no fueron productivas. Todavía existían dudas sobre por qué no se había logrado la producción y se propuso que, a pesar del resultado negativo, se debía realizar una prueba DST. Sin embargo, en lugar de optar por esta operación costosa, se

hizo un uso completo de la tecnología UBD, realizando una prueba “drawdown” de 1000 psi en el pozo. De hecho, el pozo no mostró ningún aumento en el flujo de fluido que salía del mismo con la mayor extracción y se concluyó que el pozo debía ser sellado y abandonado (Arathoon, 2016, pag.7).

**4.1.9 Conclusiones y aprendizajes del proyecto UBD.** Este proyecto demostró que es posible perforar con éxito pozos UBD de dos fases en roca basamento, evitando así cualquier riesgo de daño del yacimiento, permitiendo la identificación de cualquier producción potencialmente oculta, que normalmente sería destruida por técnicas de perforación convencionales. El proyecto también demostró que la mejora significativa en la ROP y la duración de las brocas también es posible con tecnología UBD, un fenómeno que también se registra en otros proyectos en todo el mundo (Arathoon, 2016, pag.8).

Los costos de aplicar tecnología UBD a un proyecto normalmente se consideran altos, con recursos de planificación y preparación que exceden ampliamente los requeridos para un pozo convencional. Sin embargo, este proyecto demostró que, mediante el uso de un equipo dedicado, con la participación de expertos contratados por terceros y contratistas, se puede lograr un trabajo de planificación de muy alta calidad, lo que resulta en un proyecto global exitoso. Y aunque hubo algunos problemas en el primer pozo, el segundo demostró lo que se puede lograr con la tecnología UBD. Además, los beneficios son una vez más evidentes, con una ROP más alta, una vida útil más larga de la broca y la capacidad de analizar el IPR del yacimiento mientras se perfora (Arathoon, 2016, pag.8).

Un último comentario que hacer es que cuando se trata de introducir una nueva tecnología como UBD a una organización, es vital darle la mejor oportunidad posible de éxito, y en este

caso en particular, planificar dos pozos y no solo un pozo. Si solo se hubiera planeado el primer pozo y fallara por una combinación de razones, tanto relacionadas como no relacionadas con la nueva tecnología, entonces se habría perdido una gran oportunidad de aprendizaje.

#### **4.2 Caso 2. Experiencias en perforación UBD/MPD, en Cuenca Neuquina**

La aplicación de esta técnica ha sido dirigida para mejorar las operaciones de perforación y a la reducción de tiempos no productivos (NPT). En el periodo comprendido entre 2009 a 2012 se perforaron 42 pozos (17 pozos exploratorios y 25 de desarrollo), utilizando la combinación de ambas técnicas de perforación (UBD/MPD), en la cuenca Neuquina (Hechem, 2015, pag.43).

**4.2.1 Objetivos de la técnica UBD/MPD.** Los objetivos principales en el desarrollo de esta técnica hasta el momento han sido los siguientes:

- Optimización de la perforación, reduciendo los riesgos de problemas operativos y de seguridad que puedan ocasionar tiempos no productivos.
- Identificación y evaluación de niveles productivos.
- Disminución en el daño de las formaciones de interés logrando una mejora en la producción.

**4.2.2 Planificación.** En la modalidad de trabajo utilizada hasta el momento, la empresa operadora suministra información sobre los aspectos más importantes en la aplicabilidad de la técnica UBD/MPD. Resaltamos los siguientes:

- Gradientes de presión de poro y de presión de fractura

- Esquema del pozo
- Detalle del BHA y programa direccional
- Detalles de fluido de yacimiento, perfil de temperatura, profundidad aproximada y presión de los niveles de mayor interés
- Influjo esperado de los fluidos del yacimiento
- Reología del lodo de perforación

Luego de recolectada dicha información, inicia el proceso de preparación de un plan de trabajo, que será socializado con la empresa operadora, quienes, a su vez, evaluarán la ventana operativa y los diferentes escenarios que conlleven a una operación exitosa.

**4.2.3 Fluido de perforación.** Al momento de seleccionar el fluido de perforación y de acuerdo a los numerosos trabajos realizados implementando esta técnica, los criterios que sobresalen para su elección han sido los siguientes:

- Compatible con la formación, es decir, que le genere el menor daño posible a la misma.
- Resistente ante condiciones adversas, como la generación de espumas y emulsiones.
- El peso del fluido debe facilitar la obtención de la densidad equivalente de circulación.
- Su reología debe garantizar la mejor limpieza sin generar pérdidas significativas por fricción.

**4.2.4 Ventana operativa, diseño de flujo polifásico.** Para determinar la ventana operativa en cada uno de los escenarios que se plantearon, es necesario realizar el modelado del pozo durante

la perforación y en condiciones estáticas. Este tipo de simulación incluirá: la densidad del lodo propuesta, presión en cabeza (WHP) y caudales de circulación (Hechem, 2015, pag.44).

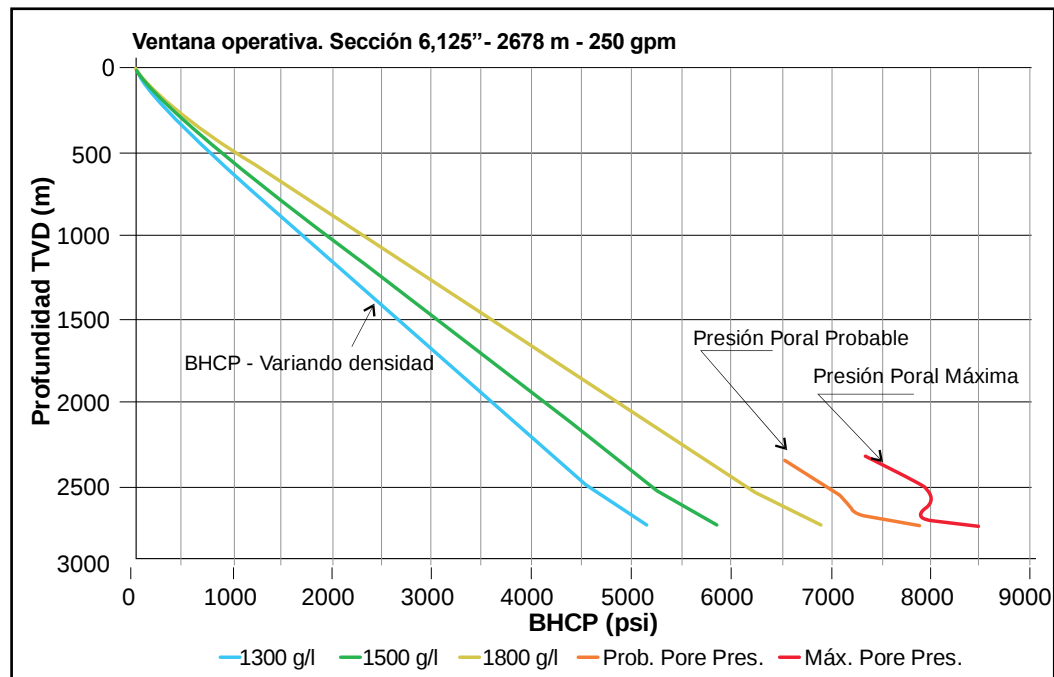


Figura 13. Ejemplo de una ventana operativa a profundidad de 2678 m. Adaptado de Hechem, J. (2015). Experiencias en perforación bajo balance/mpd, en Cuenca Neuquina. *Petrotecnia* 15(2), 42-54.

El objetivo principal es encontrar la combinación que permita obtener la condición de BHCP requerida y garantice una limpieza eficiente del pozo. También es indispensable verificar que la capacidad operativa de los equipos de bajo balance sea correcta y se encuentre por debajo de los márgenes de seguridad tomados.

**4.2.5 Parámetros de perforación.** Desde el inicio de la perforación, el monitoreo continuo de los parámetros convencionales (presión de bomba, caudal, ROP, entre otros) y los particulares en el control dinámico de presión (WHP, BHCP e influjos) son piezas clave en el desarrollo de esta técnica. Por su parte, la contrapresión aplicada en el anular para controlar

presión en fondo, la densidad del lodo y el caudal de inyección forman el conjunto de herramientas que permitirá diseñar la estrategia con la que se va a perforar (Hechem, 2015, pag.48).

Otro aspecto importante es el uso de la PWD (Pressure While Drilling), ya que permite el seguimiento en tiempo real de la BHCP proporcionando información valiosa para la toma de decisiones. Es importante mencionar que al inicio de la campaña de perforación el uso del sistema PWD permitió realizar correcciones al modelo planteado, reduciendo la incertidumbre en la simulación del flujo polifásico en el anular. Esto a su vez, logró un ahorro significativo en costos de operación y generó confianza en la aplicabilidad de esta técnica (Hechem, 2015, pag.48).

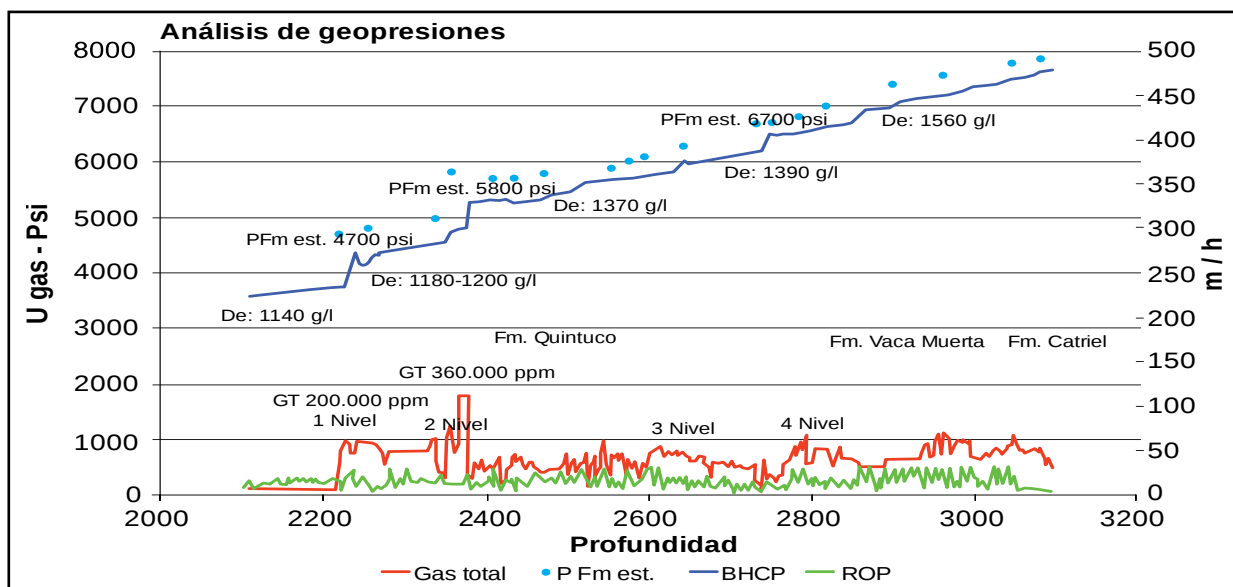


Figura 14. Comparación entre ROP, Gas Total, Presión de fondo y Presión de formación estimada. Adaptado de Hechem, J. (2015). Experiencias en perforación bajo balance/mpd, en Cuenca Neuquina. *Petrotecnia* 15(2), 42-54.

**4.2.6 Planes de acción.** Durante la perforación bajo balance, es necesario anticiparse a los posibles influjos de formación hacia el pozo monitoreando cada uno de los parámetros de control y así lograr detectarlos a tiempo, lo que permitirá evaluarlos y tomar las medidas de contingencia necesarias para controlar dicho volumen y seguir perforando según lo establecido (Hechem, 2015, pag.50).

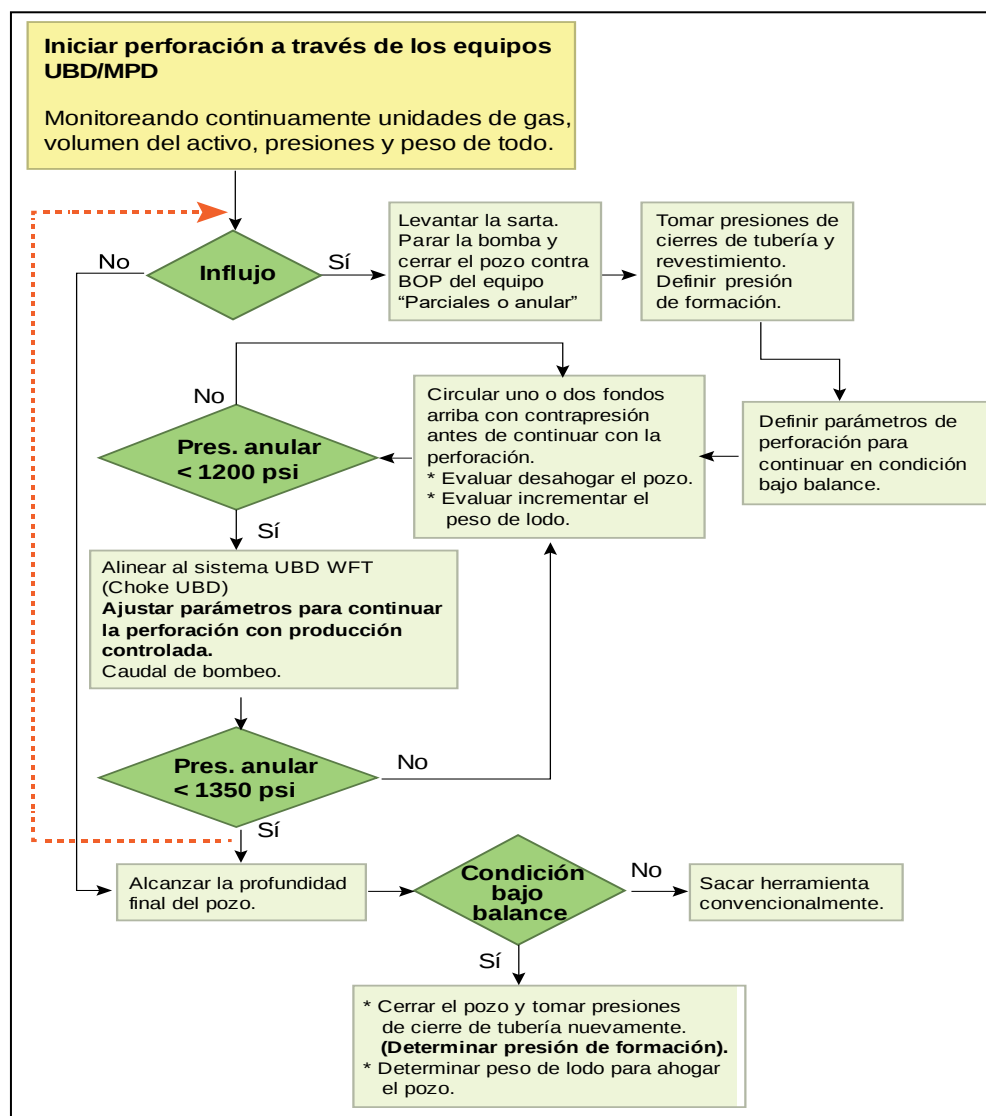


Figura 15. Ejemplo de diagrama de flujo de decisiones contemplando márgenes de seguridad en WHP. Adaptado de Hechem, J. (2015). Experiencias en perforación bajo balance/mpd, en Cuenca Neuquina. *Petrotecnia* 15(2), 42-54.

#### 4.2.7 Descripción de actividades

- **Pozo 1:** se perforó hasta la profundidad final, se circuló densidad de ahogo sin conseguir matar el pozo. Se sacó herramienta hasta el zapato y se realizó ensayo de producción para la descompresión del pozo. Finalizado el ensayo, volvió a fondo de pozo, realizó ahogo, se entubó y cementó revestimiento de 5". Se desmontó equipo UBD/MPD (Hechem, 2015, pag.52).
- **Pozo 2:** se perforó hasta profundidad final, se circuló y ahogó el pozo. Se entubo y cementó revestimiento de 5". Se desmontó equipo UBD/MPD.
- **Pozo 3:** se perforó hasta profundidad final, se circuló y ahogó el pozo. Se entubo y cementó revestimiento de 5". Se desmontó equipo UBD. Completamiento hueco abierto.
- **Pozo 4:** no se alcanzó la profundidad final. Se sacó herramienta con la unidad de Snubbing. Se desmontó equipo UBD. Completamiento hueco abierto.

Analizando los tiempos en el Pozo 1, se pudo observar que entubando y cementando satisfactoriamente, el tiempo de ensayo y descompresión de pozo representó un 22% de la operación, mientras que los tiempos de viaje y circulación se vieron aumentados debido al cambio de fluido para ahogar el pozo finalizado el ensayo.

En el Pozo 2, se observó un alto porcentaje de tiempos correspondientes a la cementación. Esto se debió a que hubo la necesidad de hacer una segunda cementación al detectarse un aumento de presión y desplazamiento de fluido del pozo en la primera.

En el caso del Pozo 3, se evidenció un menor tiempo de perforación para llegar a la profundidad final, lo que dio la posibilidad de poner el pozo en producción inmediatamente después de desmontado el equipo.

Por último, en el Pozo 4 se observó un caso en el que las presiones de formación no permitieron continuar con la perforación. Vemos elevados tiempos del pozo cerrado

correspondientes a la preparación del lodo. También altos tiempos a causa del montaje de la Unidad de Snubbing.

Tabla 1.

*Comparación de tiempos.*

| Actividad                        | Pozo 1     | Pozo 2     | Pozo 3     | Pozo 4     |
|----------------------------------|------------|------------|------------|------------|
| <b>Perforando</b>                | 23%        | 39,8%      | 63,9%      | 31%        |
| <b>Circulando</b>                | 18%        | 13,4%      | 11,6%      | 13%        |
| <b>Viajes</b>                    | 14%        | 10%        | 10,4%      | 11,4%      |
| <b>Ensayo</b>                    | 22%        |            |            |            |
| <b>Armando BHA &amp; tubería</b> | 1%         | 1.%        | 1,2%       | 4,4%       |
| <b>Flow Check</b>                | 1%         | 0,7%       | 0,25%      | 2%         |
| <b>Pozo cerrado</b>              | 5%         | 6%         | 3%         | 14,6%      |
| <b>Descomprimir pozo</b>         | 2%         | 4,7%       |            |            |
| <b>Entubar</b>                   | 6%         | 9,7%       |            |            |
| <b>revestimiento</b>             |            |            |            |            |
| <b>Registros</b>                 | 1%         | 1,3%       | 1,3%       |            |
| <b>Cabeza Rotativa</b>           | 1%         | 0,7%       | 1%         | 1,1%       |
| <b>Rotando cemento</b>           | 1%         | 1%         | 1,75%      | 1,2%       |
| <b>Cementación</b>               | 2%         | 10,7%      |            |            |
| <b>Conexión</b>                  | 1%         | 1,3%       | 2%         | 0,3%       |
| <b>Snubbing y pinza</b>          | 1%         |            |            |            |
| <b>Otros</b>                     | 2%         | 1%         | 3,6%       | 5,4%       |
| <b>Horas Totales</b>             | <b>329</b> | <b>293</b> | <b>230</b> | <b>281</b> |
| <b>Metros perforados</b>         | <b>953</b> | <b>980</b> | <b>972</b> | <b>592</b> |

#### 4.2.8 Lecciones aprendidas.

- La identificación de los niveles de surgencia y sus respectivas presiones de formación permitieron elaborar un programa de densidad del lodo y contrapresión, para contener adecuadamente los posibles influjos y así disminuir los NPT (Hechem, 2015, 54).
- Si se presenta un influjo es muy importante seguir con la operación de acuerdo a lo planteado en el escenario operativo.
- El trabajo en equipo fue pieza fundamental para el desarrollo de cada una de las actividades, permitiendo la realización de un trabajo de calidad.

**4.2.9 Conclusiones.** La utilización del equipo UBD/MPD brindó en todos los casos mayor seguridad al personal en locación durante la perforación, pues permitió mantener un circuito cerrado de circulación y el gas era desviado en superficie hacia la fosa de quema (Hechem, 2015, pag.54).

Luego de tres (3) años de trabajo en esta campaña de 42 pozos perforados, se ha podido inferir que la tecnología UBD/MPD ha sido una herramienta confiable para el manejo de este tipo de yacimientos.

Para futuras operaciones, es necesario evaluar la posibilidad de mejorar mediciones de flujo en superficie e implementar un sistema de “choke” automático para obtener un control óptimo de la BHCP.

Se debe considerar la implementación de nuevas tecnologías, para reducir tiempos de viajes para cambio de BHA y evitar maniobras con la unidad de Snubbing. Además, esto permitiría la toma de perfiles eléctricos sin necesidad de ahogar el pozo (Hechem, 2015, pag.54).

### **4.3 Caso 3. Análisis de estabilidad de pozos UBD en campos iraníes depletados.**

En el desarrollo de este caso se presenta un análisis mecánico de la estabilidad de pozo para dos campos iraníes depletados, llamados aquí como campo A y B. Los campos de carbonato fracturado en Irán sufren graves problemas de estabilidad de pozo y pérdida de circulación durante condiciones de perforación sobre balance. La aplicación de perforación UBD en estos campos con una presión inferior a la presión de poro de formación causó nuevos problemas de estabilidad de pozo, como el riesgo de colapso. El uso de una buena descripción del modelo geomecánico puede conducir a una buena predicción para evitar problemas de estabilidad del pozo y elegir de forma correcta el peso óptimo del lodo. Al analizar los datos mecánicos suministrados, se utilizó un modelo elastoplástico con un código explícito finito en el análisis de estabilidad de pozo, para estimar una Densidad de Circulación Equivalente (ECD) óptima para estos campos (Salehi, Hareland & Dehkordi, 2007, pag.1).

**4.3.1 Antecedentes.** El 90% de los campos descubiertos en Irán se encuentran en yacimientos de carbonato, lo que coloca a este país como uno de los mayores productores de petróleo del mundo. Los campos A y B se encuentran en la parte sur de Irán. Los estudios geológicos, combinados con las muestras de núcleo tomadas de estos campos mostraron yacimientos de piedra caliza altamente fracturados con gradientes de presión de poro bajos.

La pérdida de circulación es uno de los problemas de perforación más graves en estos campos. Así que la determinación correcta del ECD es un reto.

**4.3.2 ECD como factor controlable.** Algunos factores que afectan las fallas en un pozo pueden ser controlados, mientras que otros debido a las propiedades intrínsecas de la tierra son imposibles de controlar (Tabla 2). La densidad de circulación equivalente (ECD) es el factor controlable más importante en el análisis de estabilidad de pozos y en el desarrollo de este caso se muestre la forma en que se obtuvo la ECD óptima para dos campos de carbonato depletados (Saheli, Hareland & Dehkordi, 2007, pag.1.).

Tabla 2.

*Factores controlables y factores no controlables*

| Factores Controlables                            | Factores Incontrolables                                        |
|--------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| <b>Densidad de circulación equivalente (ECD)</b> | Esfuerzo in-situ                                               |
| <b>Tipo de fluido de perforación</b>             | Litología de la roca                                           |
| <b>Química del fluido de perforación</b>         | Porosidad, permeabilidad original y compresibilidad de la roca |
| <b>Dirección del pozo</b>                        | Temperatura inicial de la roca                                 |
| <b>Temperatura del lodo</b>                      | Propiedades mecánicas de la roca                               |
| <b>Tamaño del pozo</b>                           | Presión de poro inicial                                        |
| <b>Tasa de circulación</b>                       | Fracturas naturales                                            |
| <b>Open hole time</b>                            | Gradiente geotérmico                                           |
| <b>Operaciones de perforación</b>                | Propiedades térmicas de la roca                                |

**4.3.3 Recopilación de datos.** El operador consideró dos pozos horizontales por medio de perforación bajo balance para los dos campos de carbonato depletados. Efectivamente los pozos fueron horizontales con una profundidad aproximada de 8687 pies en el campo A y 6218 pies en el campo B. A través de una prueba DST se encontraron los gradientes de presión siendo de 0.19

psi/pie y 0.27 psi/pies en el campo A y B respectivamente (Salehi, Hareland & Dehkordi, 2007, pag.1).

Por lo general, los datos más importantes para el análisis de la estabilidad del pozo son los datos mecánicos de la roca. El conocimiento de este tipo de información en los campos iraníes es limitado, sin embargo, para los campos mencionados, hubo algunas pruebas de laboratorio disponibles.

Para el campo A, se utilizaron dos métodos de laboratorio para determinar las propiedades elásticas: estático (triaxial) y dinámico (acústico). El método preferido es realizar pruebas triaxiales estáticas en los núcleos ya que este proporciona información más precisa y confiable.

Cuando se realizan en el laboratorio mediciones acústicas, solo las características a pequeña escala dominan los resultados. Por lo tanto, el módulo estático de Young se toma como el valor más representativo para el análisis de estabilidad.

Para el segundo campo (B), se utilizó el tiempo de tránsito sónico de compresión y de corte para calcular las propiedades elásticas (Ecuación 5) y se utilizó la correlación de Morales para convertir valores dinámicos a estáticos. (Ecuación 6) (Salehi, Hareland & Dehkordi, 2007, pag.2).

$$V_d = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{[2(V_p^2 - V_s^2)]} \quad (5)$$

$$E_{sta} = (-2,21 * PIGN + 0,963) * E_{dyn} \quad (6)$$

Se encontraron otros datos de un yacimiento cercano no depletado y luego se ajustaron a las condiciones del caso estudiado. Debido a las incertidumbres en la magnitud de las cohesiones, se utilizaron conjuntos diferentes de datos para el análisis de estabilidad del pozo (Salehi, Hareland & Dehkordi, 2007, pag.2).

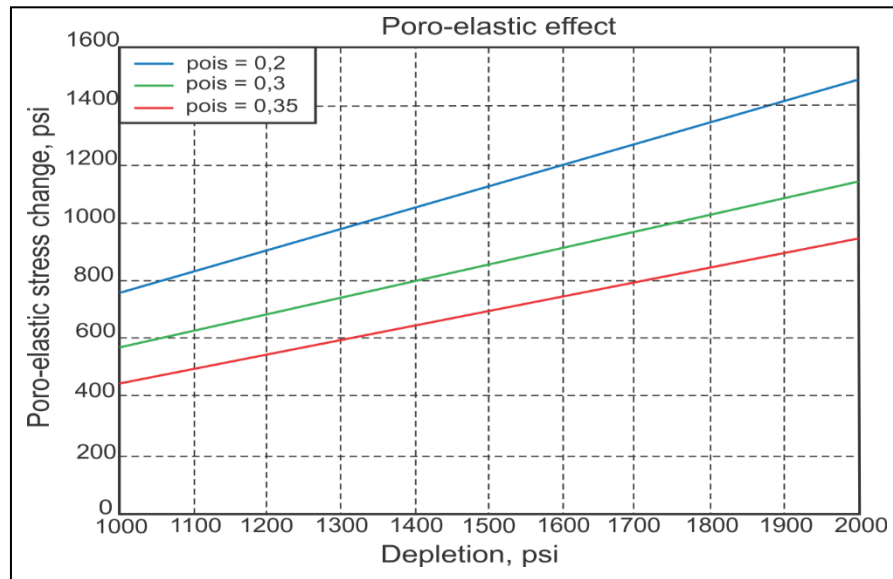


Figura 16. Efectos poro-elásticos. Adaptado de Salehi, S., Hareland, G., & Dehkordi, K. K. (2007). Wellbore Stability analysis in UBD Wells of Iranian fields. Society of Petroleum Engineers.

Debido a los efectos poro-elásticos en estos campos, el depletamiento del yacimiento afecta directamente las tensiones horizontales. La Figura 16 muestra los cambios de tensión debidos a dichos efectos. Las tensiones horizontales se midieron mediante el análisis de la presión de fractura antes del depletamiento y luego se corrigieron a efectos poro-elásticos.

La dirección del esfuerzo in-situ mínimo en estos campos se limitó a los datos de baja calidad de los registros que definieron las direcciones como aproximadamente N40W en el campo A.

**4.3.4 Enfoque técnico.** El uso de modelos numérico/analíticos para predecir el comportamiento mecánico de un pozo requiere la evaluación de ciertos parámetros de entrada. En este caso se ha utilizado un código explícito finito llamado FLAC para realizar simulaciones de estabilidad de pozos. Se utilizó un modelo elastoplástico de criterios de falla de Mohr-Coulomb para evaluar el estado de inestabilidad con respecto a diferentes ECD (Salehi, Hareland & Dehkordi, 2007, pag.2).

Se fijó un criterio basado en el tamaño de la zona cedida para analizar el riesgo de inestabilidad del pozo. Debido a que la zona cedida será susceptible de desprendimiento por causa de las oleadas de presión durante los viajes y la erosión mecánica por la sarta de perforación, cuanto mayor sea esta zona, mayor será la probabilidad de que ocurran problemas relacionados con la inestabilidad.

Un parámetro que se usa a menudo como un indicador de riesgo de inestabilidad del pozo es el Área de la Zona de Rendimiento Normalizado (NYZA), que es el área de la sección transversal de la roca producida alrededor del pozo dividida por el área del pozo original. La experiencia ha indicado que la aparición de problemas de inestabilidad en el pozo a menudo se asocia con NYZA mayores que 1,0 (Salehi, Hareland & Dehkordi, 2007, pag.2).

Se realizaron más de cien simulaciones con diferentes valores de ECD; las Figuras 17 y 18 muestran la tendencia de los cambios de NYZA con diferentes ECD para los campos A y B. Tal como se observa con el aumento de ECD, la NYZA disminuirá y tendremos un pozo más estable.

Observando detenidamente las figuras es posible inferir que, por ejemplo, en el campo A, los rangos de ECD de 5,30 – 5,57 Lb/Gal para perforaciones UBD serían aceptables. Ahora bien, se recomendó un rango de ECD de 5,06 – 5,30 Lb/Gal para perforar las secciones horizontales del pozo en el campo A. Para el campo B se usaron 1450 Psi para la cohesión, lo que resultó en un rango recomendado de ECD de 5,40 – 5,48 Lb / Gal (Salehi, Hareland & Dehkordi, 2007, pag.2).

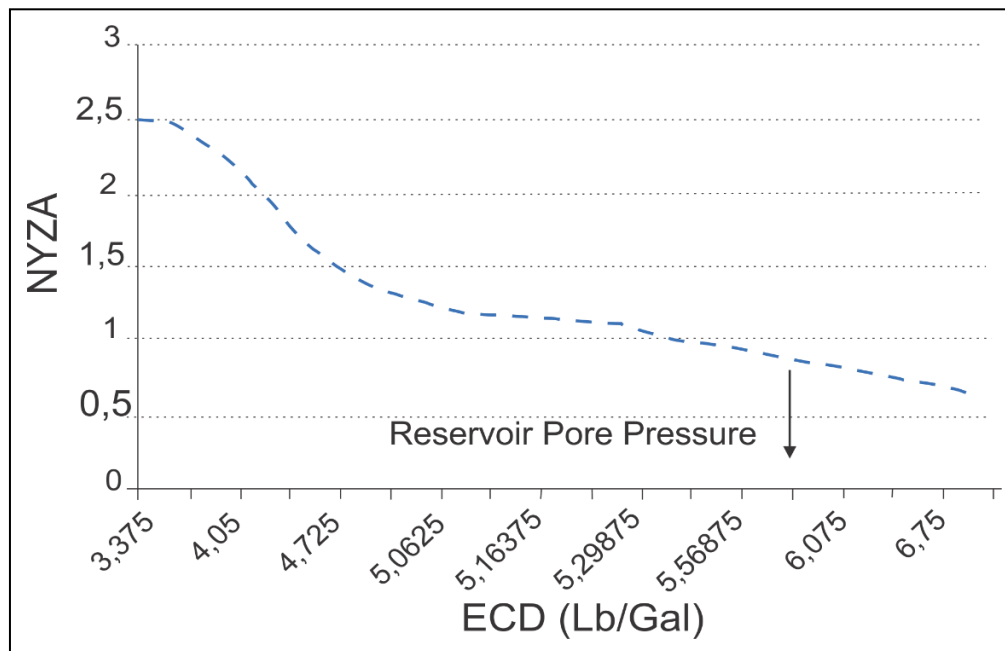


Figura 17. NYZA versus ECD en el Campo A. Adaptado de Salehi, S., Hareland, G., & Dehkordi, K. K. (2007). Wellbore Stability analysis in UBD Wells of Iranian fields. Society of Petroleum Engineers.

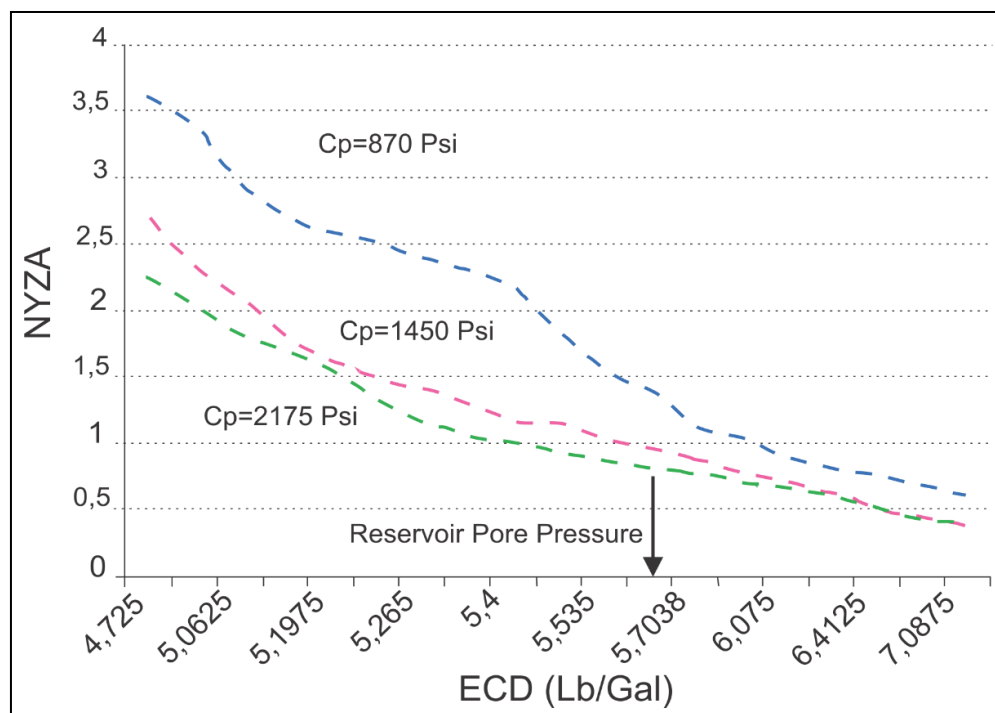


Figura 18. NYZA versus ECD en el Campo B. Adaptado de Salehi, S., Hareland, G., & Dehkordi, K. K. (2007). Wellbore Stability analysis in UBD Wells of Iranian fields. Society of Petroleum Engineers.

**4.3.5 Respuesta actual del pozo.** El pozo en el campo A fue perforado con un ECD de 5.20 Lb/Gal, por lo que la condición de bajo balance se mantuvo la mayor parte del tiempo. No se notificaron problemas de estabilidad del pozo durante la perforación de esta sección. Los informes diarios de perforación también indican una disminución del 550% en la pérdida de lodo en comparación de condiciones sobre balance (Salehi, Hareland & Dehkordi, 2007, pag.2).

Actualmente, no se han puesto a disposición información de núcleos que permitan evaluar la condición de estabilidad del pozo perforado en el campo B, pero este se perforó sin ninguna complicación relevante como el pozo en el campo A.

**4.3.6 Conclusiones y Recomendaciones.** Debido a una pérdida considerable de la circulación durante las condiciones de perforación sobre balance en los yacimientos depletados de carbonato en Irán, se recomienda el uso de la técnica de perforación bajo balance con un análisis adecuado de la estabilidad del pozo en estos campos.

Se utilizó un modelo elastoplástico combinado con un código explícito finito para el análisis de estabilidad de pozo usando la técnica de perforación bajo balance en dos campos iraníes depletados. Sobre la base de los resultados y en comparación con los datos de campo que utilizan modelos elastoplásticos, ofrece buenas predicciones para la estabilidad de los pozos (Salehi, Hareland & Dehkordi, 2007, pag.3).

Se utilizó un criterio basado en el tamaño de la zona cedida o NYZA (Área de zona de rendimiento normalizado) para evaluar la condición de estabilidad. Sobre la base de los resultados de la simulación y para mantener la condición UBD en la mayoría de los casos, el valor crítico de NYZA se ajustó a 1,20; al elegir este valor crítico, se propuso un ECD de 5,06 – 5,30 Lb/Gal para perforar el pozo en el campo A. En comparación con los datos de campo

reales, no se encontró ningún problema de estabilidad del pozo durante la perforación (Salehi, Hareland & Dehkordi, 2007, pag.3).

Se utilizó la correlación de Morales en el campo B para convertir los valores dinámicos a estáticos. Esta correlación es para yacimientos de arenisca, por lo tanto, las propiedades estáticas convertidas no son necesariamente correctas para usar en yacimientos de carbonato como en el caso del campo B (Salehi, Hareland & Dehkordi, 2007, pag.3).

Para un análisis completo de la estabilidad del pozo en estos campos, se debe considerar una combinación de efectos mecánicos y químicos. Sin embargo, solo los efectos mecánicos fueron considerados en este trabajo.

#### **4.4 Caso 4. Resumen de diferentes aplicaciones para las técnicas MPD y MCD en pozos de aguas profundas.**

En los últimos años, los campos operados por Petrobras en la Cuenca de Campos y la Cuenca de Santos, en el sureste de Brasil, exigieron actividades intensas en la construcción de pozos de aguas profundas. Las actividades en aguas profundas y ultra profundas concentran las principales perspectivas de desarrollo de Petrobras. De esta manera, se hizo necesaria la mejora continua de los equipos y técnicas para perforar los yacimientos nuevos y antiguos de manera segura y económica. Algunos pozos de estas cuencas no se pueden perforar con técnicas de perforación convencionales debido a las estrechas ventanas operativas (Fernandes *et al.*, 2017, pag.1).

El desarrollo tecnológico permitió la aplicación de la tecnología MPD en plataformas de posicionamiento dinámico en pozos de aguas profundas. Esta técnica de perforación permite diferentes métodos para ajustar el perfil de presión ejercido en un pozo.

**4.4.1 Desarrollo.** Petrobras decidió favorecer el escenario de construcción de pozos MPD, aplicando presión en superficie para compensar la variación de presión en el anular y utilizando lodo estáticamente bajo balance, mientras fuera posible. Esta opción permite una transición menos compleja a las operaciones MCD (Mud Cap Drilling) y evita el esfuerzo innecesario para formaciones que presentan una ventana operativa muy ajustada, pero que tienen la capacidad de retornar completamente el lodo a superficie con ajustes de contrapresión (Fernandes *et al.*, 2017, pag.7).

Este tipo de operaciones requiere procedimientos especiales en plataforma para cambiar entre modos MPD sin mayor esfuerzo. La personalización de las plataformas requiere una enorme cantidad de equipos apropiados para que la operación sea posible. Puede dividirse en equipo de superficie y equipo de subsuelo, donde cada uno de ellos tiene sus respectivos desafíos como se muestra a continuación.

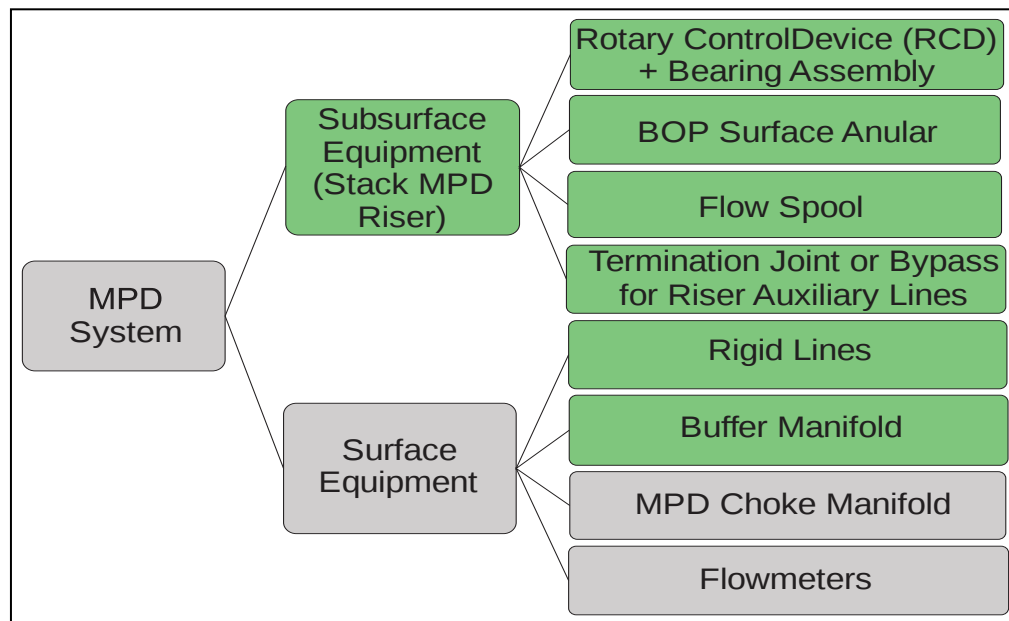


Figura 19. Diagrama del sistema MPD para plataformas DP. Recuperado Fernandes, A. A., Tomita, R. A., Junior, A. C. R., Abdu, J. P. S., Vanni, G. S., Grandi, R. F., & Silva, L. F. M. (2017). Overview of Different Applications for MPD and MCD Techniques on Deepwater Wells. *Society of Petroleum Engineers*, 1-13. doi: 10.2118/185279-MS

#### 4.4.1.1 Características importantes del equipo de superficie.

- A pesar de que los equipos RCD y Riser están limitados a 2000 psi, todo el sistema de superficie está diseñado para perforar a 5000 psi.
- Se instalaron nuevas líneas rígidas en la plataforma para permitir alineaciones necesarias para los diferentes modos de MPD.
- Todas las alineaciones tienen opciones redundantes disponibles para permitir la operación continua en caso de falla.
- Permite operaciones de PMCD (Pessurized Mud Cap Drilling) bombeando fluido a través del anular.

**4.4.2 Desafíos y preocupaciones.** Los proyectos que involucran técnicas SBP, PMCD Y FMCD en una plataforma de posición dinámica presentan muchos riesgos. Por lo tanto, el éxito de la operación requirió de varios estudios, desarrollo de tecnología, capacitación de personal y modificaciones del equipo (Fernandes *et al.*, 2017, pag.8).

**4.4.2.1 Capacitación del personal y desarrollo de procedimientos operativos.** Fue necesario desarrollar procedimientos específicos y un programa de capacitación con el equipo de Petrobras, así como con empresas externas involucradas en el proyecto. Un grupo de consultoría externo apoyó la preparación de los primeros procedimientos de MPD y MCD para operaciones en plataforma de posición dinámica. Para el proyecto FMCD (Floating Mud Cap Drilling), hubo capacitación teórica y práctica en operaciones MPD para todos los profesionales locales y extranjeros (Fernandes *et al.*, 2017, pag.8).

**4.4.2.2 Elección del equipo de perforación y completamiento en FMCD.** Los requisitos básicos definieron que el equipo debería adaptarse para trabajar con las técnicas MPD y MCD. Como la velocidad del fondo del pozo es parte de la seguridad, es obligatorio contar con bombas de alta capacidad para alcanzar los caudales esperados y la disponibilidad de los tanques de acuerdo con la demanda de fluido de perforación y SAC - fluido de sacrificio (agua de mar con anti-incrustante).

Debido a la expectativa de trabajar con el “riser” parcialmente o incluso totalmente vacío, fue obligatorio elegir un equipo con BOP y un riser resistente a 2100 psi de presión negativa. Mediante el evento HAZOP (Hazard and operability) se identificaron otros riesgos operacionales

pero el equipo del proyecto mitigó todos los riesgos antes del inicio de la campaña de perforación (Fernandes *et al.*, 2017, pag.8).

#### **4.4.2.3 Estudio de migración de hidrocarburos y caudal mínimo de inyección para FMCD.**

La principal preocupación de la perforación FMCD es la incapacidad de mantener un monitoreo constante del nivel de fluido en el pozo o incluso de mantener la presión en el anular, como en las técnicas de perforación MPD o PMCD. Por lo tanto, la premisa de evitar la entrada de hidrocarburos en la perforación FMCD es bombear continuamente el fluido hacia la formación con un caudal mínimo para evitar que los hidrocarburos alcancen la superficie. El análisis consistió en varios caudales de inyección con agua de mar, considerando varias profundidades del pozo y diferentes geometrías (Fernandes *et al.*, 2017, pag.9).

**4.4.2.4 Pérdidas parciales.** Algunos pozos no tienen ventana operativa, en estos casos, el uso de MPD reducirá la tasa de pérdida a la formación. Dependiendo de la tasa de pérdida, la conversión para una operación MCD no es posible. En este escenario, es necesario continuar perforando incluso con pérdidas parciales. Una consecuencia de las pérdidas parciales es la limpieza del pozo, ya que la tasa de retorno reduce el impacto de los recortes (Fernandes *et al.*, 2017, pag.9).

Una posibilidad cuando no hay suficiente lodo disponible en la plataforma es el uso de agua de mar como lodo de perforación. Esta solución está limitada a secciones no sensibles al agua de mar y por la presión de poro de la formación. Cada proyecto de MCD evaluó la interacción del agua de mar y las diferentes formaciones de la sección de MPD/MCD, en algunos casos, fue necesario el uso de productos anti-incrustaciones.

**4.4.2.5 Análisis geomecánico.** Una de las mayores preocupaciones de la perforación FMCD es la posibilidad de inestabilidades mecánicas en el pozo durante la perforación. En caso de pérdidas totales, la presión hidrostática en el anular estará cerca a la presión de poro. En FMCD, la presión de poro debe ser mayor a la presión de colapso, de lo contrario, enfrentar posibles pérdidas totales con una presión hidrostática de fluido igual a la presión de poro de formación puede provocar inevitablemente un colapso del pozo (Fernandes *et al.*, 2017, pag.10).

#### **4.4.3 Resultados**

**4.4.3.1 Pozos FMCD.** Todos los pozos de esta campaña tuvieron profundidades de agua entre 1150 y 1422 m. Tenían instalado revestimiento de producción, quedando pendiente por perforar una sección de 8<sup>1/2</sup>", y correr un "liner" de completamiento de 7". Los pozos perforados entre 2009 y 2010 tenían esta configuración porque habían sido perforados parcialmente y temporalmente abandonados debido a pérdidas totales o inestabilidad del pozo durante la perforación. Petrobras asumió una estrategia para comenzar a perforar con la técnica MPD, usando un lodo base agua lo más ligero posible, manteniendo la presión equivalente mínima en fondo, y solo pasar a la técnica FMCD en caso de pérdidas totales. Petrobras perforó seis (6) pozos con personal capacitado, diseño de pozo y equipos listos para FMCD, pero sólo tres (3) de ellos sufrieron pérdidas totales y fue donde se utilizó esta técnica (Fernandes *et al.*, 2017, pag.10).

La cuadrilla de perforación realizó una prueba de inyektividad, después de la ocurrencia de pérdidas totales, para verificar la viabilidad de la técnica FMCD, con un caudal mínimo en la sarta para asegurar la limpieza del pozo y en el anular para evitar un influjo de hidrocarburos

desde el yacimiento. Después de verificar el caudal mínimo requerido, la perforación continuó en FMCD.

El fluido de sacrificio con un caudal superior a 450 gpm se bombeó a través de la sarta y se inyectaron 350 gpm en el anular. La ROP se limitó a 4 m/h y se desplazaron varias píldoras viscosas. No ha habido problemas mecánicos ni pega de tuberías, incluso en pozos con alta inclinación.

En el primer pozo, el equipo verificó que el nivel del fluido se estabilizó a 1250 m por debajo de la mesa rotaria y se sometió una presión negativa de 1820 psi a la BOP submarina. Durante el viaje del BHA, Petrobras mantuvo el SAC bombeado por el anular, utilizando la línea de estrangulación con un caudal de más de 180 gpm. Hasta ahora, no han tenido dificultades para correr el “liner” de completamiento ni se han enfrentado a arrastres más altos que en una operación convencional (Fernandes *et al.*, 2017, pag.11).

**4.4.3.2 Pozos PMCD.** Petrobras ha perforado 2 pozos utilizando la técnica PMCD. En estos pozos, las operaciones de perforación se iniciaron convencionalmente con un fluido sobre balance, sin usar MPD, y después de perforados algunos metros, se encontraron pérdidas severas y totales. Estas operaciones consumieron un tiempo considerable en el equipo de perforación tratando de curar las pérdidas y se incrementaron los riesgos de HSE debido a la posibilidad de un influjo por la caída en la presión del pozo. Se planificaron nuevas operaciones con la técnica MPD para perforar con un fluido bajo balance y SBP, pudiendo cambiar a PMCD si se encontraban nuevamente pérdidas severas o totales (Fernandes *et al.*, 2017, pag.12).

En el primer pozo, la perforación inició con lodo base aceite y llegó a unos 80 metros por debajo de la zona de pérdida desde la primera operación, con pérdidas parciales, al controlar la

presión del pozo a través de la SBP. Luego comenzaron las pérdidas totales y la operación cambió a PMCD. Durante la perforación en PMCD, se bombeó un poco de fluido por el anular, en ciclos “bullhead”, para evitar la migración del fluido del yacimiento. La operación de completamiento continuó en PMCD aislando el hueco abierto con éxito. El pozo se completó, logrando sus objetivos sin incidentes de HSE.

El segundo pozo usó lodo base agua y la operación comenzó en modo SBP con pérdidas parciales. Al principio, estas pérdidas no eran suficientes para pasar el modo de perforación a PMCD. Después de algún tiempo de perforación en esta condición, las pérdidas totales aparecieron al perforar una nueva formación. El modo de perforación cambió a PMCD con inyección continua de fluido en el anular a través de la línea de refuerzo. Se produjeron varios problemas al perforar en PMCD: desgaste de la broca, fallas en el LWD (“Logging While Drilling”) o errores de lectura, alto torque, etc., pero la operación se pudo finalizar con éxito. Luego, el completamiento inferior se instaló en modo PMCD para aislar la formación, el fluido cambió a un fluido sobre balance y el pozo se completó de manera convencional. La técnica PMCD permitió que estos pozos completaran sus objetivos de forma segura.

**4.4.5 Conclusiones.** Se demostró que la técnica de perforación MPD puede superar diferentes escenarios desafiantes, ya que existe una amplia gama de aplicaciones para los diferentes requerimientos.

Las técnicas FMCD y PMCD además de permitir la ejecución de diferentes pozos, minimizaron los tiempos no productivos como el control de pérdidas totales, eventos de pega de tubería y trabajos de cementación para el abandono de intervalos difíciles o imposibles de perforar convencionalmente.

El desarrollo de los pozos con la técnica FMCD en plataformas de posición dinámica para operaciones en alta mar con profundidades superiores a 1200 m permitió: ratificar la resistencia de los “riser” y el equipo BOP para resistir altas presiones; confirmar la posibilidad de perforar con agua de mar, con el nivel de fluido del pozo muy por debajo de la mesa rotaria, reduciendo así el riesgo de inestabilidad geomecánica; verificar la viabilidad de suministrar fluido de sacrificio, incluso para altos caudales, en este tipo de plataformas (Fernandes *et al.*, 2017, pag. 12).

#### **4.5 Caso 5. Perforación bajo balance de pozos de petróleo con la técnica Flow Drilling en Arabia Saudita**

Saudi Aramco comenzó una campaña de perforación en el otoño de 2004 para perforar pozos de Inyección de Agua (PWI) con tecnología bajo balance. Después de perforar varios pozos PWI, se partió de la experiencia adquirida y la curva de aprendizaje adecuadas para implementar la siguiente fase de la campaña. En el cuarto trimestre de 2005, se emprendió un programa piloto de tres pozos para planificar y ejecutar esta tecnología de manera segura (Muqeem, Abdul, & Jarrett, 2008, pag.1).

El objetivo principal de la perforación de estos pozos bajo balance fue demostrar que un sistema cerrado/semicerrado se puede utilizar de manera adecuada y segura para llevar a cabo este tipo de operaciones de perforación en el campo Ghawar. Además, un objetivo adicional era verificar si es posible enviar el crudo agrio producido a las instalaciones cercanas sin ningún problema ambiental u operacional.

**4.5.1 Proyecto piloto.** Después de perforar quince (15) pozos PWI con tecnología bajo balance, Saudi Aramco extendió la campaña UBD a pozos de petróleo. Se perforaron tres (3) pozos en el carbonato Arab D del campo Uthmaniyah. Al igual que los pozos PWI, los pozos de petróleo presentaban presiones de yacimiento superiores a los 2890 psi, por lo tanto, todos los pozos se perforaron utilizando un fluido monofásico.

Se utilizó un sistema de circulación diesel/crudo nativo de ciclo cerrado/semicerrado mientras se aplicaba la técnica de perforación de flujo (flow drilling) para perforar UBD Oil-1, UBD Oil-2, UBD Oil-3. Durante la perforación de UBD Oil-1 y UBD Oil-2, todos los retornos de fluido del pozo (incluido el fluido producido) se centrifugaron y luego pasaron a través de los tanques de sedimentación antes de usarse como fluido de perforación. Sin embargo, al perforar UBD Oil-3, la centrifuga se retiró del circuito, por lo tanto, todos los fluidos regresaron del pozo a través de tres tanques de sedimentación y dos tanques adicionales que sirvieron como almacenamiento y envío del petróleo producido (Muqeem, Abdul, & Jarrett, 2008, pag. 2).

El primer pozo de petróleo perforado con tecnología bajo balance en Arabia Saudita fue UBD Oil-1. El yacimiento lateral de 6<sup>1/8</sup>” se perforó desde 7600 pies MD (7055 ft TVD) hasta una profundidad total de 8702 pies MD (7081 ft TVD). La longitud de 1102 pies se perforó en 16 horas, lo que resultó en una tasa de penetración (ROP) en el fondo de 69 pies/h. La producción durante la perforación fue de 4679 BOPD.

El segundo pozo de petróleo perforado con tecnología bajo balance fue UBD Oil-2. El yacimiento lateral de 5<sup>7/8</sup>” se perforó desde 8057 pies MD (7078.6 pies TVD) hasta una profundidad total de 9500 pies MD (7121 pies TVD). La longitud de 1443 pies se perforó en 24.7 horas, lo que resultó en una tasa de penetración (ROP) en el fondo de 58.3 pies/h. La producción durante la perforación fue de 6912 BOPD.

El tercer pozo de petróleo perforado con tecnología bajo balance fue UBD Oil-3. El yacimiento de  $6\frac{1}{8}$ " se perforó desde 7342 pies MD (6564 pies TVD) hasta una profundidad total de 9067 pies MD (6586 pies TVD). La longitud de 1725 pies se perforó en 20 horas, lo que resultó en una tasa de penetración (ROP) en el fondo de 86.3 pies/h. La producción durante la perforación fue de 5856 BOPD.

#### 4.5.2 Perfiles de pozos perforados.

- **UBD Oil-1.** El perfil del pozo se muestra en el apéndice A. Consistía en un revestimiento vertical de  $9\frac{5}{8}$ " y un "liner" de 7" a través de una sección a 82 grados y se cementó a una profundidad de 7600 pies MD (7055 pies de TVD). Se corrió una válvula de viaje rápido (QTV) de Halliburton (QTV) con el "liner" de 7", pero desafortunadamente el "liner" se atascó en el primer intento y no se pudo liberar. Esto dio como resultado el corte del "liner" y trabajos de pesca. La sección de  $8\frac{1}{2}$ " tuvo que ser desviada y re-perforada. El BHA estaba formado por una broca PDC de  $6\frac{1}{8}$ ", un motor de desplazamiento positivo (PDM) de  $4\frac{3}{4}$ ", herramientas de medición de registro y presión. La tubería de perforación y la tubería pesada eran del tipo XT39 de 4".

- **UBD Oil-2:** El perfil del pozo se muestra en el apéndice B. Consistió en un revestimiento vertical de  $9\frac{5}{8}$ " y un "liner" de 7" colocado a través de una sección a 86 grados y cementado a una profundidad de 7865 pies MD (7070 pies TVD). El BHA estaba formado por una broca PDC de  $5\frac{7}{8}$ ", un motor de desplazamiento positivo (PDM) de  $4\frac{3}{4}$ ", herramientas de medición de registro y presión. La tubería de perforación y la tubería pesada eran del tipo XT39 de 4".

- **UBD Oil-3.** El perfil del pozo se muestra en el apéndice C. Consistió en un revestimiento vertical de 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>” y un “liner” de 7” colocado a través de una sección a 83 grados y cementado a una profundidad de 7342 pies MD (6564 pies TVD). Se corrió una válvula de despliegue de fondo de pozo (DDV) de Weatherford en un “liner” de 7”. El BHA estaba compuesto por una broca PDC de 6<sup>1</sup>/<sub>8</sub>”, un motor de desplazamiento positivo (PDM) de 4<sup>3</sup>/<sub>4</sub>”, herramientas de medición de registro y presión. La tubería de perforación y la tubería pesada también eran del tipo XT39 de 4” (Muqem, Abdul, & Jarrett, 2008, pag.3).

**4.5.3 Control de H<sub>2</sub>S.** Rawabi United Safety proporcionó el sistema de monitoreo de H<sub>2</sub>S en toda la torre de perforación para verificar los niveles y garantizar que las lecturas de H<sub>2</sub>S estuvieran dentro de los límites permitidos. WFT 9809, un limpiador soluble en aceite fue el principal eliminador del sistema de fluido para UBD Oil-1. WFT 9801, un limpiador soluble en agua se usó en el lavado con agua de los recortes una vez que se retiraron del sistema de centrifugado. También se usó posteriormente en los scrubbers pasivos después de que se gastara el amoníaco acuoso que se estaba usando. Debido al cambio en la dirección del viento durante la perforación no se pudo controlar de manera efectiva el H<sub>2</sub>S en UBD Oil-1.

- La experiencia de UBD Oil-1 requería que se implementaran cambios en UBD Oil-2 en lo que respecta al control de H<sub>2</sub>S. Rawabi United Safety nuevamente suministró el sistema de monitoreo de H<sub>2</sub>S. El WFT 9809 se usó nuevamente como el eliminador primario en el sistema de fluidos. Se instalaron cuatro scrubbers pasivos como parte del sistema de ventilación de los tanques de sedimentación y se llenaron con WFT 9801. Se creó una contrapresión en las mangueras de 4” que conectan los scrubbers a los tanques de sedimentación, abriendo así los conductos de ventilación atmosféricos, esto permitió ventilar concentraciones más altas de H<sub>2</sub>S

alrededor de los tanques de sedimentación mientras se perforaba. Por lo tanto, los scrubbers solo fueron parcialmente efectivos para eliminar el H<sub>2</sub>S.

- Se llevaron dos scrubbers activos adicionales (contrapresión cero) para tratar los problemas de H<sub>2</sub>S mientras se perforaba el UBD Oil-3. Se instalaron como parte del sistema de ventilación de los tanques de sedimentación y fueron muy efectivos para eliminar la alta concentración de H<sub>2</sub>S producida en el pozo. Rawabi United Safety nuevamente suministró el sistema de monitoreo H<sub>2</sub>S en todo el sitio. Debido a razones de suministro logístico, el WFT-9809 no se usó en UBD Oil-3. En su lugar, se usaron HS2 + MCS (eliminador y aditivo surfactante), amoníaco acuoso y WFT 9801. El amoníaco y el WFT 9801 son solubles en agua y se usaron en los lavadores que se conectaron a los tanques de sedimentación. El HS2 + MCS fue el principal eliminador de H<sub>2</sub>S. La concentración más alta de H<sub>2</sub>S registrada desde la entrada del “scrubber” activo fue de 10300 ppm y la salida fue de 380 ppm. La concentración más alta de H<sub>2</sub>S en el fluido de potencia fue de 10 ppm. El H<sub>2</sub>S se controló de manera efectiva durante la perforación de UBD Oil-3 (Muqem, Abdul, & Jarrett, 2008, pag.3).

**4.5.4 Válvula de aislamiento de fondo de pozo.** Un objetivo de cualquier perforación UBD es mantener la condición de bajo balance. Los métodos actuales para lograr y mantener condiciones de bajo balance implican principalmente el uso de una unidad de “snubbing” o una unidad de workover hidráulica para salir del hueco o correr en estas herramientas y equipos de perforación. Este proceso aumenta los tiempos de viaje, agregando una complejidad operativa y unos gastos considerables. A medida que la tecnología evoluciona, se buscan mejores mecanismos, más seguros y más económicos para lograr el objetivo final (Muqem, Abdul, & Jarrett, 2008, pag. 3).

Un mecanismo que permite mantener este estado de bajo balance es una válvula de aislamiento de fondo de pozo, ya sea mecánica o hidráulica. El objetivo de probar los dos tipos de herramientas fue determinar si podrían utilizarse como una barrera mecánica de fondo de pozo y eliminar la necesidad de una unidad de workover hidráulica.

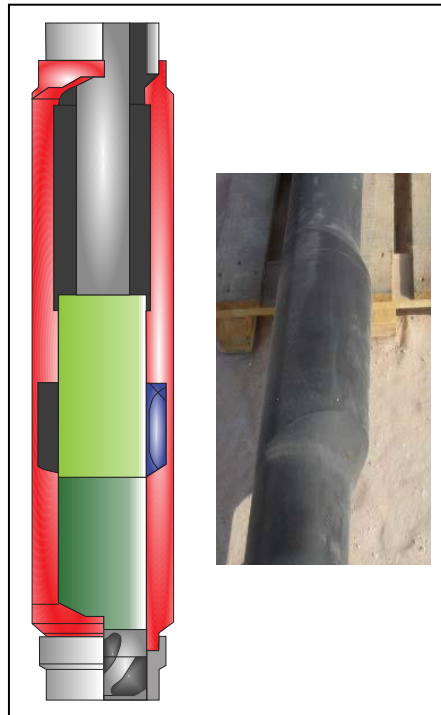


Figura 20. Válvula de aislamiento mecánica de fondo de pozo. Recuperado Muqem, M. A., Abdul, H. J., & Jarrett, C. M. (2008). Underbalanced Drilling of Oil Wells in Saudi Arabia: Case History and Lessons Learned. *Society of Petroleum Engineers*, 1-13. doi:10.2118/114258-MS.

**4.5.4.1 Herramienta de aislamiento de fondo de pozo operada mecánicamente.** La herramienta mecánica de aislamiento de fondo de pozo (Figura 20) se corrió en tres pozos para determinar si era adecuada y podría clasificarse como una barrera y eliminar el requisito de una unidad de workover hidráulica. En cada caso se corrió con el “liner” de 7”. La herramienta no requería líneas de control externas, utilizaba una válvula de aleta y sellos de metal-metal. La herramienta se corrió inicialmente con una manga de cementación instalada para proteger la

válvula de aleta durante el proceso de cementación. Esta manga permite que la aleta se cierre y, por lo tanto, aísla el yacimiento en un estado de bajo balance (Muqeem, Abdul, & Jarrett, 2008, pag, 4).

**4.5.4.1 Herramienta de aislamiento de fondo de pozo operada hidráulicamente.** La herramienta hidráulica de aislamiento de fondo de pozo se corrió en el último pozo de petróleo para determinar si era adecuada y podría clasificarse como una barrera y eliminar el requisito de una unidad de workover hidráulica. Se corrió con un tie-back “liner” de 7” después de correr y cementar el “liner” de 7”. La herramienta requirió dos (2) líneas de control y también utilizó una válvula de aleta. La válvula funciona mediante el bombeo de fluido hidráulico a través de la línea de control.

**4.5.5 Desafíos encontrados y lecciones aprendidas.** Las lecciones aprendidas se proporcionan tal como ocurrieron en los tres pozos, aunque al final para UBD Oil-3 todos los problemas se habían resuelto.

**4.5.5.1 Control de H<sub>2</sub>S.** en los pozos UBD. El fluido en UBD Oil-1 presentó mayor concentración de H<sub>2</sub>S de lo que se pensaba inicialmente. La química planteada preveía concentraciones de 400 ppm y se observaron más de 4000 ppm regularmente a la salida del separador. Esto ocasionó la liberación excesiva de H<sub>2</sub>S en superficie y a su vez provocó el disparo del sistema de alarmas de control de H<sub>2</sub>S. El fluido en UBD Oil-2 también presentó mayor concentración de H<sub>2</sub>S respecto a lo esperado. Se preveían 6000 ppm y se observaron más de 14500 ppm de H<sub>2</sub>S a la salida del separador (Muqeem, Abdul, & Jarrett, 2008, pag. 4).

**4.5.5.2 Ventilación de gas en los pozos UBD.** En el diseño general del sistema para UBD Oil-1 había demasiados puntos de ventilación cerca del equipo de control de superficie. Esto ocasionó una liberación excesiva de gas cuando el influjo de fluidos estaba en su punto más alto. Los altos retornos de fluido del pozo aumentaron el volumen de gas que se desprendía en los tanques de almacenamiento; esto causó que los puntos fríos de ventilación en el sistema UBD Oil-2 aún liberaran gas cargado con  $H_2S$  cuando los interruptores de vacío se levantaron. La instalación de los “scrubbers” de “contrapresión cero” en el diseño del sistema de UBD Oil-3 permitió el manejo efectivo de todos los conductos de ventilación sin generar liberación de  $H_2S$  (Muqem, Abdul, & Jarrett, 2008, pag.4).

**4.5.5.3 Herramienta de aislamiento en los pozos UBD.** Para UBD Oil-1 y UBD Oil-2 se utilizó una herramienta operada mecánicamente mientras que en UBD Oil-3 se utilizó una herramienta hidráulica. En UBD Oil-1 se corrió un “liner” de 7” a 6920 pies y la tubería se atascó. Varios intentos de liberarla no tuvieron éxito. Finalmente, el “liner” se retiró por encima de la válvula y se desvió el pozo, se volvió a perforar la sección y se tomó la decisión de no utilizar otra válvula en esta sección. Partiendo de las dificultades del pozo anterior, para UBD Oil-2, el hueco se perforó y se abrió simultáneamente a  $9\frac{7}{8}$ ” permitiendo correr el “liner” de 7” con la válvula sin dificultades para ingresar o cementar. Se hicieron varios intentos para activar y abrir la válvula, pero no tuvieron éxito.

En UBD Oil-3 no se encontraron problemas en el funcionamiento de la herramienta. Las pruebas iniciales mostraron que mantenía presiones de bajo balance. Sin embargo, luego de perforada la zona de bajo balance y hacer tracción con la sarta de perforación por encima de la

herramienta, esta no pudo mantener la presión durante un periodo de tiempo. La válvula se lavó con fluido y finalmente mantuvo la presión (Muqeem, Abdul, & Jarrett, 2008, pag.5).

**4.5.6 Análisis del proyecto UBD.** En mayo de 2006 se completó un proyecto piloto de tres pozos UBD. Los objetivos este proyecto fueron los siguientes:

- Evaluar la reducción del daño a la formación invasiva a través de la sección del yacimiento perforada con UBD.
- Lograr la producción de petróleo en toda la longitud del pozo horizontal.
- Optimizar la entrada de petróleo en el pozo horizontal para un drenaje optimo y la recuperación del petróleo.
- Evitar la necesidad de estimular el pozo.

|                | Well No.  | Horizontal Length (ft) | Porosity (%) | Oil Column (ft) | Latest Rate BOPD | Latest Water-cut (%) | PI bbl/d/psi | Total Skin |
|----------------|-----------|------------------------|--------------|-----------------|------------------|----------------------|--------------|------------|
| Group-1        | Offset-1  | 525                    | 21           | 30              | 1887             | 48                   | 4            | 129        |
|                | Offset-2  | 846                    | 28           | 30              | 5963 R           | 6.7                  | -            | -          |
|                | UBD Oil-1 | 1102                   | 25           | 30              | 4240 R           | 17.7                 | 371          | -          |
|                | UBD Oil-2 | 1443                   | 22           | 30              | 3337 R           | 32.4                 | 110          | -          |
| Group-2        | Offset-3  | 1400                   | 20           | 30              | 2938 R           | 33.7                 | 53.5         | -          |
|                | Offset-4  | 1200                   | 26           | 90              | 7922 R           | 0                    | 120          | 6.1        |
|                | UBD Oil-3 | 1725                   | 25           | 60              | 3063 R           | 3.4                  | 114          | -          |
| R - restricted |           |                        |              |                 |                  |                      |              |            |

Figura 21. UBD & Offset Wells Production Data Comparison. Recuperado Muqeem, M. A., Abdul, H. J., & Jarrett, C. M. (2008). Underbalanced Drilling of Oil Wells in Saudi Arabia: Case History and Lessons Learned. *Society of Petroleum Engineers*, 1-13. doi:10.2118/114258-MS.

Debido a la distancia considerable que separa los tres pozos, los resultados del desempeño de los pozos UBD que se muestran en la Figura 21 se dividen en dos grupos. Los pozos del Grupo 1 representan a UBD Oil-1 y UBD Oil-2 y, los pozos Offset-1 y Offset-2 que se perforaron convencionalmente y se incluyen en la comparación de desempeño. Los pozos del Grupo 2 representan a UBD Oil-3 junto con los pozos Offset-3 y Offset-4, perforados convencionalmente y que se incluyen para proporcionar datos comparativos de desempeño (Muqem, Abdul, & Jarrett, 2008, pag.6).

En resumen, la perforación de tres pozos de petróleo horizontales con tecnología UBD en el carbonato de Arab-D logró lo siguiente:

- Valores de PI equivalentes o superiores en comparación con los pozos productores que habían sido perforados convencionalmente.
- Perfil de entrada uniforme a lo largo de toda la sección horizontal de los pozos UBD.
- Disminución de la presión durante la perforación.

**4.5.7 Conclusiones y recomendaciones.** La condición de bajo balance se mantuvo y se monitoreo continuamente durante la perforación de los tres pozos. En todos los casos, se recomendó realizar pruebas de flujo durante al menos una hora inmediatamente después de haber retirado la sarta de perforación del zapato del “liner”. Estos datos son vitales como indicadores clave de rendimiento para el programa UBD (Muqem, Abdul, & Jarrett, 2008, pag.6).

Los primeros dos pozos utilizaron la válvula de viaje rápido de Halliburton y en ambos casos se encontraron problemas graves que resultaron en la matada de ambos pozos con salmuera. El tercer pozo de petróleo (UBD Oil-3) corrió una válvula de aislamiento de fondo de pozo de

Weatherford. Esto demostró ser un gran éxito y el pozo fue perforado y completado en un estado de bajo balance sin necesidad de matar el pozo.

En UBD Oil-3 se demostró que la eficiencia del WFT 9801 es superior a la del amoníaco acuoso para eliminar el  $H_2S$  producido.

La instalación de la válvula de aislamiento de fondo de pozo operada mecánicamente no demostró su confiabilidad. Sin embargo, la válvula de aislamiento operada hidráulicamente tuvo mucho éxito en aislar el pozo y debería ser aceptable para ser considerada como una barrera de fondo de pozo en más pruebas de campo.

Los tres pozos de petróleo UBD se perforaron con éxito, sin pérdidas de fluidos, sin daños en la formación y sin tiempo no productivo (NPT). También se demostró durante la perforación que un sistema cerrado/semicerrado podría utilizarse de manera adecuada y segura para realizar operaciones de perforación bajo balance (UBD) en el campo Ghawar.

## **5. Matriz de control de pozo**

El control primario del pozo durante las operaciones convencionales es proporcionado por la presión hidrostática del fluido de perforación en uso. En MPD/UBD, esto se reemplaza por el control de flujo donde las tasas de inyección de gas/líquido y la presión del pozo se manipulan para producir una reducción dinámica del “drawdown” (UBD) o una presión de fondo de pozo planeada (MPD) (Drilling and Completions Comitee [DACC], 2018, pag.53).

En las operaciones de UBD, el influjo del yacimiento se combina con los fluidos inyectados en la cara de la formación; el flujo de superficie de los fluidos energizados y la presión del fondo

del pozo se controlan al manejar la presión de superficie del pozo. El control de la presión del fondo del pozo limita el “drawdown” del yacimiento (es decir, la diferencia de presión entre la presión existente del yacimiento y la presión predominante en el pozo) que controla la tasa de producción del yacimiento (Drilling and Completions Comitee [DACC], 2018, pag.53).

Las presiones y los caudales definidos permiten un tiempo de reacción suficiente para que las cuadrillas ajusten el sistema en caso de que los niveles manejables se excedan temporalmente. Los valores máximos de presión y caudal del equipo están incluidos en la seguridad de la envolvente operativa manejable y proporcionan un rango apropiado para permitir ajustes cuando se acercan a los máximos de operatividad del sistema.

La matriz de operaciones y la matriz de control de flujo están diseñadas específicamente para cada proyecto, y requieren personalización en función de las limitaciones de diseño del equipo y los parámetros del pozo. La matriz es un documento indispensable en sitio que debe ser actualizado regularmente por personal calificado para reflejar las condiciones actuales de perforación (Drilling and Completions Comitee [DACC], 2018, pag.53).

### **5.1 Diseño de la matriz de “well control”**

Con un RCD instalado encima de la BOP para desviar el flujo de retorno a un estrangulador (“choke”), se establece un sistema de circulación de circuito cerrado para mejorar el control de la presión anular. En el caso de patadas, se puede aumentar la presión anular de superficie, como alternativa al cierre de la BOP, ahogando el flujo para aumentar la BHP y detener el influjo de formación; una vez que se ha detenido el influjo, se evalúa la situación y se puede continuar con

la circulación, manteniendo constante la DPP (Dynamic Pore Pressure) a la nueva presión hasta que se elimine totalmente el influjo (Mir Rajabi, Hannegan, & Moore, 2014, pag.3).

Si el pozo está cerrado a la primera señal de una patada, entonces el tamaño del influjo será menor que si se sigue el procedimiento que se acaba de describir. Sin embargo, si se detiene la circulación y se realiza una verificación de flujo, puede producirse un influjo mayor. Al detenerse la circulación del pozo, se pierde la fricción anular y la presión contra el yacimiento disminuye, lo que permite que el fluido del yacimiento fluya a una velocidad mayor; el flujo de formación continuará hasta que el pozo se cierre con las BOP y se estabilice (Mir Rajabi, Hannegan, & Moore, 2014, pag.3).

El desarrollo de una WCM (Well Control Matrix), como una guía para la implementación de procedimientos de control dinámico de pozo, es una buena práctica como parte de la planificación en proyectos de perforación. Algunas compañías petroleras ya han incluido o están empezando a trabajar en la inclusión de una WCM en sus directrices. Una WCM utilizada durante la planificación de pozos puede ayudar a identificar las situaciones en las que es necesario o no su aplicabilidad.

|                                    | SBP < a la presión anular de trabajo deseada                | Presión de trabajo deseada < SBP < máxima presión anular de trabajo <sup>1</sup>                                                           | SBP > Máxima presión anular de trabajo                                    |
|------------------------------------|-------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|
| <b>Sin influjo</b>                 | Continuar perforando                                        | Investigar la causa raíz del evento; si corresponde, aumentar el peso del lodo para reducir presión superficial a los niveles planificados | Cesar la operación, asegurar el pozo, investigar la causa raíz del evento |
| <b>Influjo de cualquier tamaño</b> | Cesar la operación, proceder con el procedimiento de cierre | Cesar la operación, proceder con el procedimiento de cierre                                                                                | Cesar la operación, proceder con el procedimiento de cierre               |

<sup>1</sup>La SBP más alta que esto, puede resultar en la fractura de la formación más débil, o puede exceder la presión del equipo de superficie.

**Nota:** Si se cuenta con una data confiable en lectura del ECD, se puede usar como un factor de toma de decisiones en la matriz.

Figura 22. Un ejemplo simple de WCM.

No hay un formato único o plantilla para una WCM, puede ser tan simple como el que se muestra en la Figura 22; esta matriz simplemente define una estrategia para hacer un proyecto con la técnica MPD. Además, instruye al personal, en caso de una patada, a simplemente seguir los procedimientos convencionales de control de pozos.

Se podría decir que los pasos para desarrollar una WCM son dos: el primero es determinar la presión en superficie y las limitaciones de flujo (SBP, capacidad de manejo de líquidos y gases en separadores); una vez cuantificadas las limitaciones del equipo en superficie, el siguiente paso es identificar los incidentes de patadas que pueden manejarse de forma dinámica sin exceder los límites previamente establecidos.

**5.1.1 Diseño de la matriz de “well control” para operaciones UBD.** Los rangos máximos y mínimos mostrados en la matriz de control de pozos (Figura 23 y Tablas 3 y 4) deben ser determinados por el operador utilizando un enfoque basado en el riesgo; la personalización debe

considerar la variedad de presiones del sistema de formación y circulación y las limitaciones de flujo (Drilling and Completions Comitee [DACC], 2018, pag.56).

|                                                                                                                           |                             | Indicador de presión en superficie (unidad)                        |                                                                    |                                             |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|
|                                                                                                                           |                             | Rango 1<br>(Min1 – Max1)                                           | Rango 2<br>(Max1 – Max2)                                           | Rango 3<br>(> Max2)                         |
| Caudales de retorno<br>en superficie<br>unidades/ día)                                                                    | Rango 1<br>(0 – Max1)       | Manejable                                                          | Detener la perforación y<br>ajustar las tasas para<br>aumentar BHP | Cerrar el pozo con las BOP's<br>del taladro |
|                                                                                                                           | Rango 2<br>(Max1 –<br>Max2) | Detener la perforación y<br>ajustar las tasas para<br>aumentar BHP | Detener la perforación y<br>ajustar las tasas para<br>aumentar BHP | Cerrar el pozo con las BOP's<br>del taladro |
|                                                                                                                           | Rango 3<br>(> Max2)         | Cerrar el pozo con las<br>BOP's del taladro                        | Cerrar el pozo con las<br>BOP's del taladro                        | Cerrar el pozo con las BOP's<br>del taladro |
| * Si se cuenta con una data confiable en lectura del ECD, se puede usar como un factor de toma de decisiones en la matriz |                             |                                                                    |                                                                    |                                             |

Figura 23. Plantilla base para la construcción de una matriz de “well control” UBD.

Tabla 3.

*Presión de flujo en cabeza de pozo/superficie*

| Nombre      | Descripción                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|-------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Min1</b> | Presión requerida para una operación razonable y monitoreo de presión/flujo para el sistema de circulación en uso                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| <b>Max1</b> | El 50% del coeficiente dinámico del RCD a menudo se sugiere como punto de partida. Esto debe revisarse con el proveedor del equipo en función de los parámetros del pozo. Si las presiones de la cabeza del pozo aumentan mucho por encima de este valor, existe la posibilidad de que se exceda el coeficiente dinámico del RCD (por ejemplo, posible rotación de tubería y reciprocidad) |

**Max2** Debería estar por debajo de la limitación estática más baja del RCD, a menudo se sugiere 80% como punto de partida. Esto debe revisarse con el proveedor del equipo según los parámetros del pozo. Si se permite que la situación avance hasta el punto en que la presión del cabezal del pozo se acerca al límite dinámico del RCD (o algún otro factor de presión límite de diseño), el cambio de dinámico a estático será inminente.

Tabla 4.

*Caudal de superficie*

| Nombre      | Descripción                                                                                                                                                                                               |
|-------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Max1</b> | El 50% de la capacidad de flujo de gas/líquido del sistema, a pesar de todos los demás factores limitantes.                                                                                               |
| <b>Max2</b> | Debería estar por debajo del máximo de capacidad de flujo del sistema, y el 80% a menudo se sugiere como punto de partida. Esto debe revisarse con el proveedor del equipo según los parámetros del pozo. |

Todas las condiciones enumeradas en la plantilla base para la construcción de una matriz de “well control” UBD y las que se agreguen durante la personalización requieren una evaluación de riesgos y peligros (Ver Apéndice D).

De este modo, y gracias a la información suministrada por una empresa del sector de hidrocarburos que perforó uno de sus pozos utilizando la técnica de perforación UBD, se realizó la construcción de una matriz de control de pozos (ver Figura 24) que pudo haberse implementado en el desarrollo del proyecto.

- RCD estático: 3000 psi
- RCD dinámico: 2500 psi
- Presión en operación normal  $\cong$  900 psi

- Capacidad de flujo del sistema: 2000 bbls/día

|                                               |             | Indicador de presión en superficie (psi)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |                                                              |                                          |
|-----------------------------------------------|-------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|------------------------------------------|
|                                               |             | 900 - 1250                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 1250 - 2400                                                  | >2400                                    |
| Caudales de retorno en superficie bbls/día    | 0 - 1000    | Continúe perforando                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | Detener la perforación y ajustar las tasas para aumentar BHP | Cerrar el pozo con las BOP's del taladro |
|                                               | 1000 - 1600 | Detener la perforación y ajustar las tasas para aumentar BHP                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | Detener la perforación y ajustar las tasas para aumentar BHP | Cerrar el pozo con las BOP's del taladro |
|                                               | >2000       | Cerrar el pozo con las BOP's del taladro                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | Cerrar el pozo con las BOP's del taladro                     | Cerrar el pozo con las BOP's del taladro |
| <b>Operación normal</b>                       |             | <p>En el área verde, la tasa de flujo y la presión del pozo son las esperadas y controlables por lo que se puede seguir perforando con normalidad. Las siguientes condiciones de fondo de pozo están dentro de la envolvente operativa bajo balance:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacidad de flujo de formación.</li> <li>• Límites de estabilidad de la formación.</li> <li>• Drawdown adecuado</li> <li>• Fluidos de perforación en uso.</li> <li>• Capacidad para controlar la presión del pozo.</li> <li>• Capacidad de flujo de todo el sistema de circulación (incluida la medición confiable)</li> </ul> |                                                              |                                          |
| <b>Evaluar las operaciones de perforación</b> |             | <p>Si la operación se desvía hacia el área amarilla, la tasa de flujo observada o la presión del cabezal del pozo es demasiado alta. Las velocidades de inyección y posiblemente la contrapresión de la superficie deben ajustarse hasta que las operaciones regresen al área verde. Si estas medidas no logran la estabilidad del sistema, las reacciones apropiadas deberían progresar para dejar de perforar mientras se realizan los ajustes, y luego para detener la rotación (esta fase requiere el RCD en modo estático) mientras se siguen ajustando los parámetros de inyección.</p>                                     |                                                              |                                          |
| <b>Cerrar el pozo</b>                         |             | <p>Si todas las medidas tomadas para restaurar los parámetros del pozo fallan, cierre el pozo con las BOP del equipo de perforación. Si esto ocurre, las operaciones subsiguientes dependen de la evaluación del operador sobre si el pozo se puede perforar en modo UBD y dictaminar las modificaciones al sistema de circulación o la sarta de perforación para reducir de forma segura la presión del cabezal o los caudales a niveles normales o manejables</p>                                                                                                                                                               |                                                              |                                          |

Figura 24. Ejemplo de una matriz de “well control” para un proyecto de perforación UBD.

**5.1.2 Diseño de la matriz de “well control” para operaciones MPD.** Como se mencionaba anteriormente, para el diseño de una matriz de “well control” no se utiliza un formato único; esto es debido a que todos los pozos no tienen las mismas características y la planeación en cada caso puede variar según la disponibilidad de los equipos en superficie.

Con una matriz de “well control” se puede definir una estrategia para actuar de forma rápida ante la presencia de algún fluido de la formación que pueda variar las condiciones establecidas al inicio de una operación MPD. Cuando dichas condiciones no pueden ser mantenidas, se debe proceder a realizar un control de pozo convencional.

Una de las ventajas de la perforación MPD, es permitir que un flujo entrante pueda ser detectado de forma anticipada y controlado, solo incrementando la presión de fondo de pozo hasta que la situación de equilibrio se vuelve a alcanzar para poder continuar perforando (Pérez, 2016).

Uno de los factores importantes para tener en cuenta a la hora de construir una matriz de “well control” es la tolerancia a los influjos (kick tolerance) que es la cantidad máxima de influjos que puede ser tolerado por el pozo sin fracturar el zapato del “casing” o sin exceder la capacidad de presión máxima de los equipos en superficie.

Un ejemplo sencillo de una WCM para operaciones MPD se muestra a continuación, donde se pueden observar las pautas a seguir en caso de presentarse un influjo superior a lo que el pozo puede permitir, y que a su vez incrementa en gran medida la SBP.

|                                              | SBP < 400 psi                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | 400 psi < SBP < 550 psi                                                                                                                        | SBP > 550                                                 |
|----------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|
| <b>Sin influjo</b>                           | Continúe perforando                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | Investigue la causa raíz del evento; si corresponde, aumente el peso del lodo para reducir la presión de superficie a los niveles planificados | Cese la operación, proceda con el procedimiento de cierre |
| <b>Influjo &lt; 4 bbls</b>                   | Cese la operación, detenga el influjo con un aumento de la SBP, circule el influjo a la velocidad de perforación.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | Cese la operación, proceda con el procedimiento de cierre                                                                                      | Cese la operación, proceda con el procedimiento de cierre |
| <b>Influjo &gt; 4 bbls</b>                   | Cese la operación, proceda con el procedimiento de cierre                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | Cese la operación, proceda con el procedimiento de cierre                                                                                      | Cese la operación, proceda con el procedimiento de cierre |
| <b>Operación normal</b>                      | En el área verde, el influjo (intensidad de patada en términos de volumen) y la presión en superficie son las esperadas y controlables por lo que se puede seguir perforando con normalidad.<br>Las siguientes condiciones de fondo de pozo están dentro del objetivo del control dinámico de presión:<br><ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacidad de flujo de formación.</li> <li>• Fluidos de perforación en uso.</li> <li>• Capacidad para controlar la presión de cabeza del pozo (de forma dinámica y estática)</li> </ul> |                                                                                                                                                |                                                           |
| <b>Detener la perforación y aumentar BHP</b> | Si la operación está en el área amarilla, la BHP y el ECD son demasiado bajos. Tome medidas para aumentar la BHP y/o disminuir la WHP (por ejemplo, aumentando el peso del fluido de perforación). Detenga la perforación si hay un influjo continuo de la formación.                                                                                                                                                                                                                                                                     |                                                                                                                                                |                                                           |
| <b>Cerrar el pozo</b>                        | Si todas las medidas tomadas para restaurar los parámetros del pozo fallan, cierre el pozo con las BOP de la torre de perforación. Las operaciones de MPD pueden reanudarse una vez que el pozo está estabilizado.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |                                                                                                                                                |                                                           |

Figura 25. Ejemplo de una matriz de “well control” para un proyecto de perforación MPD.

De acuerdo con esta matriz, se puede hacer circular un influjo de 4 bbls si la SBP implementada en el momento en que se detiene este influjo es menor a 400 psi, de lo contrario, la SBP superará los 550 psi durante la operación de matado; este ejemplo de WCM se utiliza para estimar qué flujos pueden manejarse de manera segura a través del sistema MPD sin ralentizar las bombas.

## **5.2 Caso real: diseño de una matriz de “well control” para toma de decisiones en un pozo perforado en el piedemonte llanero**

Para el diseño de la matriz de “well control” de un pozo perforado en el piedemonte llanero se tuvieron en cuenta los resultados de las simulaciones hidráulicas suministrados por la empresa operadora del campo y las especificaciones de los equipos utilizados durante la perforación del pozo.

La sección del pozo analizada fue la de 8 ½; la profundidad total verdadera (TVD) fue de 14860.32 ft y la profundidad medida (MD) 15981.0 ft. El zapato del “casing” fue asentado a una profundidad de 15300 ft.

De acuerdo con los estudios geológicos, simulaciones y toda la información que se recopiló del yacimiento; se inició la planeación de la perforación con un lodo de 8.0 ppg. El ECD deseado para la operación era de 7.2 ppg, la presión en el stand pipe (SPP) aproximadamente de 2000 psi, la relación gas-liquido menor al 20%, y la limpieza de cortes (CTR) que es la capacidad del fluido circulante de transportar los recortes de perforación con un valor superior a 0.55.

La Figura 26 muestra el resultado de las simulaciones hidráulicas realizadas por medio del simulador WellFlo para determinar el caudal de inyección de nitrógeno y de lodo que puede cumplir con los requerimientos mencionados anteriormente. Se realizaron diferentes corridas variando los valores de los caudales y se tomó la decisión de escoger 900 SCFM para el nitrógeno y 400 gpm para el lodo.

| SIMULACIÓN PARAMÉTRICA CON LODO DE 8.0 ppg |      |        |         |                     |     |            |                     |          |      |      |              |          |          |                 |
|--------------------------------------------|------|--------|---------|---------------------|-----|------------|---------------------|----------|------|------|--------------|----------|----------|-----------------|
| Well depth<br>15900 ft. /<br>run #         | Q N2 | Q LODO | SPP-psi | SPP- psi            | ELV | GL RATIO % | GL RATIO %          | FRICCIÓN | BHP  | ECD  | Min Vel.     | Vertical | Hold Up  | Hold Up         |
|                                            | SCFM | gpm    |         | sin<br>restringidor | gpm |            | sin<br>restringidor | psi      | psi  | ppg  | Vert ft/ min | CTR min  | DP (bbl) | Anular<br>(bls) |
| 1                                          | 800  | 380    | 1750    | 1174                | 431 | 18.9       | 36.2                | 196      | 5590 | 7.27 | 116          | 0.75     | 310.7    | 890.2           |
| 2                                          | 900  | 380    | 1708    | 1075                | 435 | 19.4       | 37.2                | 201      | 5500 | 7.16 | 117          | 0.75     | 307.9    | 871.6           |
| 3                                          | 1000 | 380    | 1659    | 989                 | 438 | 20.5       | 38.0                | 206      | 5415 | 7.04 | 118          | 0.75     | 519.8    | 853.7           |
| 4                                          | 1100 | 380    | 1615    | 963                 | 441 | 21.5       | 37.6                | 211      | 5330 | 6.93 | 120          | 0.75     | 302.9    | 836.2           |
| 5                                          | 1200 | 380    | 1586    | 945                 | 445 | 22.4       | 37.3                | 216      | 5245 | 6.82 | 121          | 0.75     | 300.0    | 819.1           |
| 6                                          | 800  | 390    | 1822    | 1188                | 422 | 14.6       | 34.1                | 202      | 5618 | 7.31 | 119          | 0.75     | 312.3    | 893.9           |
| 7                                          | 900  | 390    | 1785    | 1106                | 445 | 16.0       | 34.8                | 207      | 5530 | 7.19 | 120          | 0.76     | 309.6    | 875.8           |
| 8                                          | 1000 | 390    | 1738    | 1033                | 448 | 17.4       | 35.0                | 212      | 5444 | 7.98 | 121          | 0.76     | 307.1    | 858.2           |
| 9                                          | 1100 | 390    | 1695    | 996                 | 452 | 18.7       | 35.2                | 217      | 5360 | 6.97 | 123          | 0.76     | 304.5    | 841.0           |
| 10                                         | 1200 | 390    | 1688    | 976                 | 455 | 19.8       | 35.0                | 223      | 5279 | 6.87 | 124          | 0.76     | 301.8    | 824.4           |
| 11                                         | 800  | 400    | 1904    | 1203                | 452 | 12.5       | 31.9                | 208      | 5643 | 7.34 | 122          | 0.76     | 313.6    | 897.5           |
| 12                                         | 900  | 400    | 1866    | 1148                | 456 | 13.9       | 31.9                | 214      | 5556 | 7.23 | 124          | 0.76     | 311.0    | 879.7           |
| 13                                         | 1000 | 400    | 1821    | 1074                | 459 | 15.3       | 32.5                | 218      | 5472 | 7.12 | 125          | 0.76     | 308.5    | 862.4           |
| 14                                         | 1100 | 400    | 1782    | 1032                | 462 | 16.6       | 32.7                | 224      | 5391 | 7.01 | 125          | 0.76     | 306.0    | 845.7           |
| 15                                         | 1200 | 400    | 1752    | 1011                | 466 | 17.8       | 32.6                | 230      | 5311 | 6.91 | 127          | 0.76     | 303.4    | 829.3           |

Figura 26. Simulación Paramétrica con lodo de 8.0 ppg.

Posteriormente, se analizaron los efectos de generar diferentes contrapresiones por medio del “choke” y los resultados se muestran en la Figura 27. La principal limitación que se presentó durante la operación fue que se contaba con un “Booster” de alta de 2400 psi, esto quiere decir que la máxima presión esperada en el SPP no puede ser mayor a este valor. Por tanto, cuando la SBP supera los 400 psi de presión se deben tomar todas las precauciones pertinentes e intentar regresar la operación a los rangos de trabajo normal.

| EFECTO SOBRE SPP- BHP- ECD AL APLICAR DISTINTAS CONTRAPRESIONES EN EL CHOKE MPD |             |             |           |      |             |           |      |             |           |      |
|---------------------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|-----------|------|-------------|-----------|------|-------------|-----------|------|
| RELACION CAUDALES                                                               |             | SBP=40 PSI  |           |      | SBP=100 PSI |           |      | SBP=200 PSI |           |      |
| Q N2 (scfm)                                                                     | Q lodo(gpm) | SPP (psi)   | BHP (psi) | ECD  | SPP (psi)   | BHP (psi) | ECD  | SPP (psi)   | BHP (psi) | ECD  |
| 900                                                                             | 400         | 1866        | 5556      | 7.23 | 2015        | 5778      | 7.48 | 2205        | 5995      | 7.76 |
|                                                                                 |             | SBP=200 PSI |           |      | SBP=400 PSI |           |      | SBP=500 PSI |           |      |
|                                                                                 |             | SPP (psi)   | BHP (psi) | ECD  | SPP (psi)   | BHP (psi) | ECD  | SPP (psi)   | BHP (psi) | ECD  |
|                                                                                 |             | 2360        | 6165      | 7.98 | 2490        | 6314      | 8.18 | 2611        | 6450      | 8.35 |

Figura 27. Efecto sobre SPP-BHP-ECD al aplicar distintas contrapresiones en el “choke” MPD.

Para determinar la capacidad máxima de influjos que puede ser tolerado por el pozo sin fracturar el zapato fueron simulados influjos con densidades que varían entre 0.1 y 1.0 ppg, y con caudales de hasta 50 barriles. De acuerdo con todos los escenarios simulados, ninguno alcanza a afectar la integridad del zapato que soporta presiones hasta de 7840 psi. Por tanto, se escogió para el diseño de la matriz un valor medio de 25 barriles que pueden ser manejados en superficie sin inconvenientes por un separador atmosférico.

### 5.2.1 Estructura de la matriz de “well control” MPD para un pozo perforado en el piedemonte llanero

| Matriz de well control MPD  |                   | Indicador de SBP y SPP                                                                                                                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                |                                                                                                                            |
|-----------------------------|-------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                             |                   | SBP < 400 psi y SPP < 2400 psi                                                                                                                                                                                 | SBP < 400 psi y SPP > 2400 psi                                                                                                                                                                                 | SBP > 400 psi y SPP > 2400 psi                                                                                             |
| Tasa de flujo en superficie | Sin influjo       | Continuar perforando                                                                                                                                                                                           | Continuar perforando, aumentar parámetros de perforación para incrementar la BHP y reducir la SPP disminuyendo la inyección de N <sub>2</sub> y aumentando el caudal del lodo                                  | Parar la perforación. Sacar inyección de N <sub>2</sub> . Cerrar el pozo con la BOP del taladro y monitorear las presiones |
|                             | Influjo < 25 bbls | Parar la perforación. Ajustar los parámetros de perforación para aumentar BHP, es recomendable hacerlo 0.5 ppg por encima del ECD de trabajo aumentando la contrapresión SBP con el choke. Circular el influjo | Parar la perforación. Ajustar los parámetros de perforación para aumentar BHP, es recomendable hacerlo 0.5 ppg por encima del ECD de trabajo aumentando la contrapresión SBP con el choke. Circular el influjo | Parar la perforación. Sacar inyección de N <sub>2</sub> . Cerrar el pozo con la BOP del taladro y monitorear las presiones |
|                             | Influjo > 25 bbls | Parar la perforación. Sacar inyección de N <sub>2</sub> . Cerrar el pozo con la BOP del taladro y monitorear las presiones                                                                                     | Parar la perforación. Sacar inyección de N <sub>2</sub> . Cerrar el pozo con la BOP del taladro y monitorear las presiones                                                                                     | Parar la perforación. Sacar inyección de N <sub>2</sub> . Cerrar el pozo con la BOP del taladro y monitorear las presiones |

Figura 28. Matriz de “well control” para toma de decisiones en la perforación de un pozo en el piedemonte llanero.

La Figura 28 muestra la matriz de “well control” para las operaciones de perforación del pozo perforado en el piedemonte llanero, se tuvo en cuenta el volumen de influjo provenientes de la formación y el procedimiento a seguir para lograr que la operación regrese a los parámetros definidos en la planeación y diseño del pozo.

El color verde indica que la operación está en los rangos establecidos y se puede seguir perforando normalmente. Por su parte, el color amarillo indica que se está comenzando a variar las condiciones óptimas; se puede seguir perforando, pero hay que intentar mantener en valores aceptables la SPP, disminuyendo la inyección de N<sub>2</sub> y aumentando el caudal del lodo. El color naranja da una señal de que se debe parar la perforación, aumentar la presión en el fondo del pozo (BHP) por medio del “choke”. El color rojo muestra que ya todos los parámetros establecidos inicialmente no se pudieron mantener; se deben investigar las causas del problema, cerrar BOP’s y monitorear las presiones; posteriormente se debe efectuar un control del pozo de manera convencional.

Es recomendable en este caso, cuando exista presencia de por lo menos 10 bbls, mantener al equipo de trabajo alerta ante cualquier evento que se salga de la operación normal. Tan pronto como se comience a recibir fluidos de la formación se debe estudiar la necesidad de suspender o no la perforación, luego ajustar la contrapresión en el “choke” hasta conseguir regresar a las condiciones iniciales y mantener equilibrado el flujo de entrada y salida del fluido de perforación. El incremento de la presión en el “choke” no debe superar los límites establecidos en el diseño de la matriz de “well control”.

## 6. Conclusiones

A través de su evolución, la técnica MPD demostró que puede superar diferentes escenarios desafiantes por medio de sus aplicaciones (MCD, FMCD, PMCD, entre otras) tanto en proyectos de perforación “onshore” como “offshore”, permitiendo de esta manera, aumentar las ratas de penetración (ROP), reducir eventos de pega de tubería y daño en la formación, detener influjos y ratificar la resistencia que tienen las BOP en eventos de control de pozo.

Con la experiencia adquirida y los casos exitosos que se han presentado alrededor del mundo en los últimos años; la tecnología UBD ha demostrado ser una herramienta útil para la perforación de pozos en los que se maneja incertidumbre con la presión a encontrar en yacimiento y en aquellos donde la integridad de estos se ve comprometida a través de técnicas convencionales, reduciendo el daño a la formación y los tiempos no productivos de manera significativa.

Para el diseño de la matriz de “well control” en la perforación de un pozo petrolero en un campo del piedemonte llanero se tuvo en cuenta como parámetro de control principal la presión máxima de operación del “Booster” de alta; lo que limitó los valores de SPP superiores a 2400 psi; a su vez, los caudales establecidos de lodo y nitrógeno fueron 400 gpm y 900 SCFM respectivamente; y fueron seleccionados de esta manera porque permitían el ECD deseado de 7.2 ppg. Los posibles problemas de fractura del zapato del “casing” sentado a 15300 ft fueron descartados, debido a que un influjo de 1.0 ppg con un volumen de 50 bbls no alcanzaba a generar ese tipo de daño.

Las matrices de control de pozo presentadas involucraron diferentes escenarios para tener control inmediato, claro y contundente de las operaciones MPD y UBD; garantizando tanto a la

compañía operadora como a los contratistas que la operación es segura y eficiente, esto debido a que en la planeación de las actividades se contemplaron los escenarios más críticos. Lo que permite inferir que la implementación correcta de la matriz de well control puede garantizar una operación exitosa.

## **7. Recomendaciones**

Se recomienda para trabajos posteriores, donde los proyectos de perforación no tengan una limitante importante en sus equipos, construir la matriz de control de pozo considerando cada uno de los factores que pueden intervenir a lo largo de la operación (tolerancia a los influjos, velocidad de arrastre de los recortes, perfiles de temperatura de lodo, entre otros) para garantizar a las compañías involucradas que la matriz establecida brindará mayor seguridad.

De igual forma, es recomendable hacer una comparación entre diseños de matrices de control de pozo en operaciones UBD y MPD para hacer un análisis minucioso que permita determinar en cuál de ellas el equipo de trabajo involucrado logra afrontar de una mejor manera los eventos presentados con acciones y tiempos de respuesta adecuados para llevar la operación nuevamente a condiciones normales.

También se recomienda hacer un análisis técnico-económico de los aspectos más importantes que intervienen en el desarrollo de las operaciones UBD y MPD, para hacer la respectiva comparación con proyectos que se estén desarrollando convencionalmente y determinar en cuál de los casos se garantiza en un mayor porcentaje la integridad y seguridad de todo el proyecto.

Dado que las matrices de control de pozo presentadas en el documento son un modelo que seguir, se recomienda aplicarlas en otras campañas de perforación UBD y MPD, para continuar comprobando su efectividad y demostrar que efectivamente pueden llegar a garantizar la seguridad y el éxito en un proyecto de perforación.

### Referencias Bibliográficas

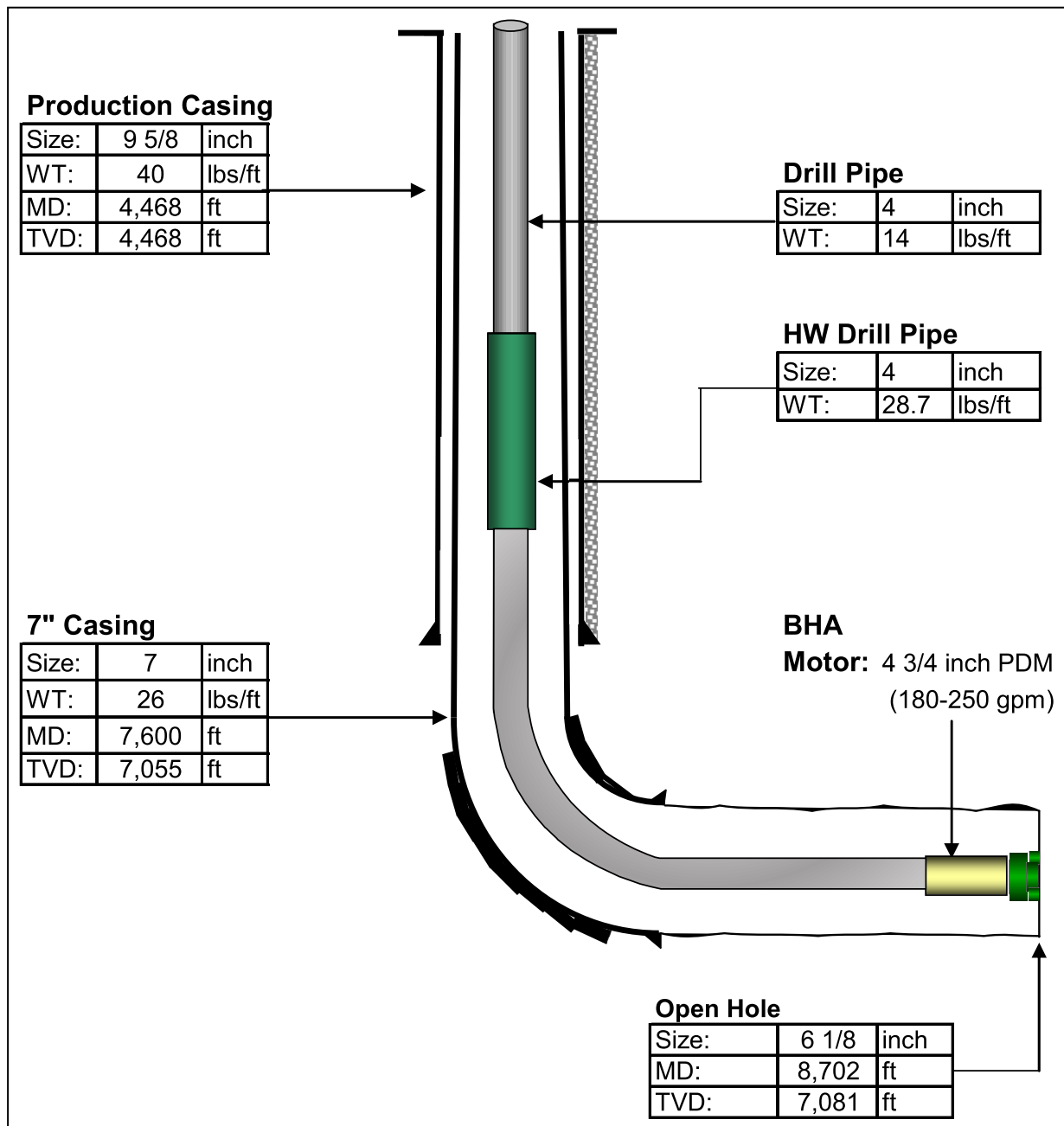
- Arathoon, M. (2016). Application of UBD Technology for Basement Drilling in Malaysia. *Offshore Technology Conference*, 1-8. doi: 10.4043/26753-MS
- Ashraf, Q., Khalid, A., Ali, F., Luqman, K., Mousa, A., Babar, Z. U., ... Ullah, S. (2018). MPD and UBD Hybrid System Achieves Target Depth in Previously Undrillable Conditions in Adhi Field Pakistan: A Case History. *Society of Petroleum Engineers*, 1-13. doi: 10.2118/192698-MS
- Bacon, W., Sugden, C., & Gabaldon, O. (2015). From Influx Management to Well Control; Revisiting the MPD Operations Matrix. *Society of Petroleum Engineers*, 1-30. doi:10.2118/173174-MS
- Cantu, J. A., May, J., & Shelton, J. (2004). Using Rotating Control Devices Safely in Today's Managed Pressure and Underbalanced Drilling Operations. *Society of Petroleum Engineers*, 1-3. doi:10.2118/91583-MS
- Chen, P., Wang, X., & Chen, L. (2017). Application of UBD and MPD Improved Discovery of Fractured Granitic Basement Hydrocarbon Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, 1-16. doi: 10.2118/188282-MS
- Corredor, F y Valadez, C (2009). *Control de pozos* (tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
- Drilling and Completions Comitee (2018). *Underbalanced Drilling and Managed Pressure Drilling Operations Using Jointed Pipe An Industry Recomme*. Recuperado de: <http://www.energysafetycanada.com/resources/detail/28/dacc-irp-volume-22-underbalanced-and-managed-pressure-drilling-operations-using-jointed-pipe>
- Drilling Engineering International (2018). *Kick Tolerance*. Recuperado de: <http://www.carec.com.pe/biblioteca/biblio/6/37/Capitulo%2012%20%20Kick%20Tolerance.pdf>
- Durán, E., y Kaintz, A, (2001) Sistema MPD o cómo mantener el pozo bajo control sin fracturar las formaciones durante la perforación. *Petrotecnia* 11(5), 88-94.

- Fernandes, A. A., Tomita, R. A., Junior, A. C. R., Abdu, J. P. S., Vanni, G. S., Grandi, R. F., ... Silva, L. F. M. (2017). Overview of Different Applications for MPD and MCD Techniques on Deepwater Wells. *Society of Petroleum Engineers*, 1-13. doi: 10.2118/185279-MS
- García, L. (2005). *Perforación bajo balance: equipos y técnicas* (tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
- Guerrero, J, Naranjo, S. (2017). *Perforación con la técnica MPD (Managed Pressure Drilling), procedimientos y buenas prácticas de operación* (tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Hannegan, D., Todd, R. J., Pritchard, D. M., & Jonasson, B (2004). MPD uniquely applicable to methane hydrate drilling. *Society of Petroleum Engineers*, 1-4. doi: 10.2118/91560-MS
- Hechem, J. (2015). Experiencias en perforación bajo balance/mpd, en Cuenca Neuquina. *Petrotecnia* 15(2), 42-54.
- Malloy, K. P. (2010). UBD or MPD: An Engineering Choice Based on Intent. *Society of Petroleum Engineers*, 1-8. doi:10.2118/130563-MS
- Mir Rajabi, M., Hannegan, D. M., & Moore, D. D (2014). The MPD Well Control Matrix; What is Actually Happening. *Society of Petroleum Engineers*, 1-16. doi:10.2118/170684-MS
- Monroy, B, y Bautista, J. (2010). *Métodos de perforación con manejo de presión en el espacio anular (MPD)* (tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
- Montilva, J. C., Mota, J. F., & Billa, R. J. (2012). Onshore US MPD Use by an Operator. *Society of Petroleum Engineers*, 1-21. doi:10.2118/156909-MS
- Muqeem, M. A., Abdul, H. J., & Jarrett, C. M. (2008). Underbalanced Drilling of Oil Wells in Saudi Arabia: Case History and Lessons Learned. *Society of Petroleum Engineers*, 1-13. doi:10.2118/114258-MS
- Muqeem, M. A., Abdul, H. J., & Jarrett, C. M. (2008). Underbalanced Drilling of Oil Wells in Saudi Arabia: Case History and Lessons Learned. *Society of Petroleum Engineers*, 1-13. doi:10.2118/114258-MS
- Olfield Glossary (2018). *Schlumberger Oilfield Glossary*. Recuperado de: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/>

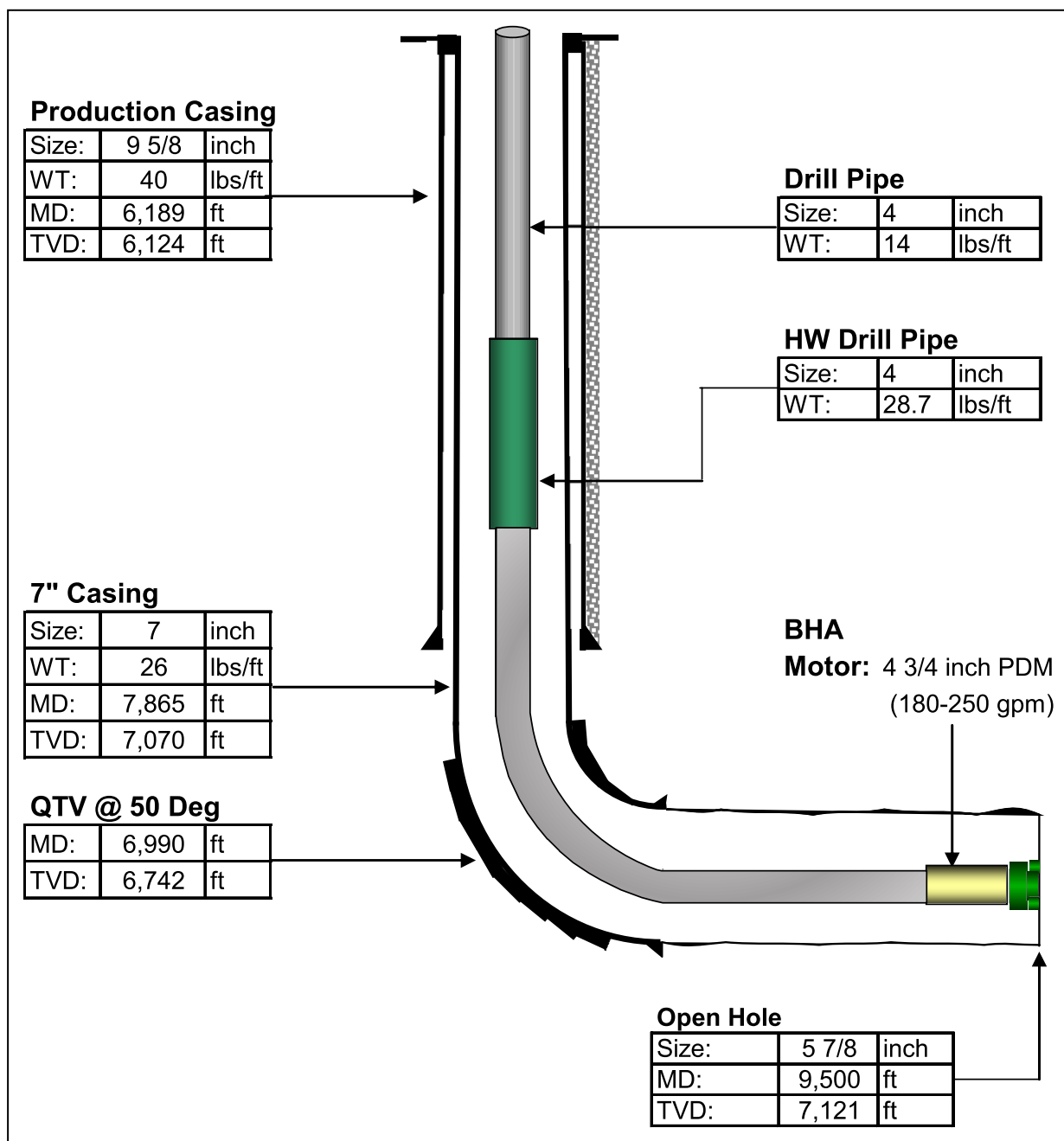
- Pérez, P. (2016). *Proyecto de perforación de la sección 5-7/8" de un pozo de gas mediante tecnología MPD* (tesis de pregrado). Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España.
- Ramalho, J., y Davidson, IA (2006). Well Control aspects of Underbalanced Drilling Operations. *Society of Petroleum Engineers*, 1-11. 10.2118/106367-MS
- Rehm, B., Schubert, J., Haghshenas, A., Paknejad, A., & Hughes, J (2008). *Maged Preassure Drilling*. Houston, Estado Unidos de América: Guldg Publishinh Company.
- Salehi S., Hareland, G., & Dehkordi, K. K. (2007). Wellbore Stability analysis in UBD Wells of Iranian fields. *Society of Petroleum Engineers*. doi: 10.2118/105155-MS
- Starkey, C., Webre, T., Rafferty M. & Fredericks, P., & Hobin, J. (2016). MPD Application for Ultra-HPHT. *Wellbore. Society of Petroleum Engineers*, 1-13. doi:10.2118/179184-MS
- Stone, R., & Tian, S. (2008). Sometimes Neglected Hydraulic Parameters of Underbalanced and Managed-Pressure Drilling. *Society of Petroleum Engineers*, 1-7. doi:10.2118/114667-MS
- Tercan, E. (2010). *Managed pressure drilling techniques, equipment & applications* (tesis de maestría). Middle East Technical University, Ankara, Turquía.
- Thiago, P. da S., Hollman, L., Puerto, G., & Brand, P. (2016, March 1). Bridging the gap between MPD and Well Control. *Society of Petroleum Engineers.*, 1-14 doi:10.2118/178810-MS
- WCS – Well Control School (2003). *Manual de control de pozos*. Recuperado de: <https://es.slideshare.net/andrestaboad/wcs-espaolwellcontrol>
- Weatherford Underbalanced System and Testing Services (2005). *Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos*. Recuperado de: <https://es.scribd.com/doc/233777463/Principios-de-Perforacion-Bajo-Balance>

## Apéndices

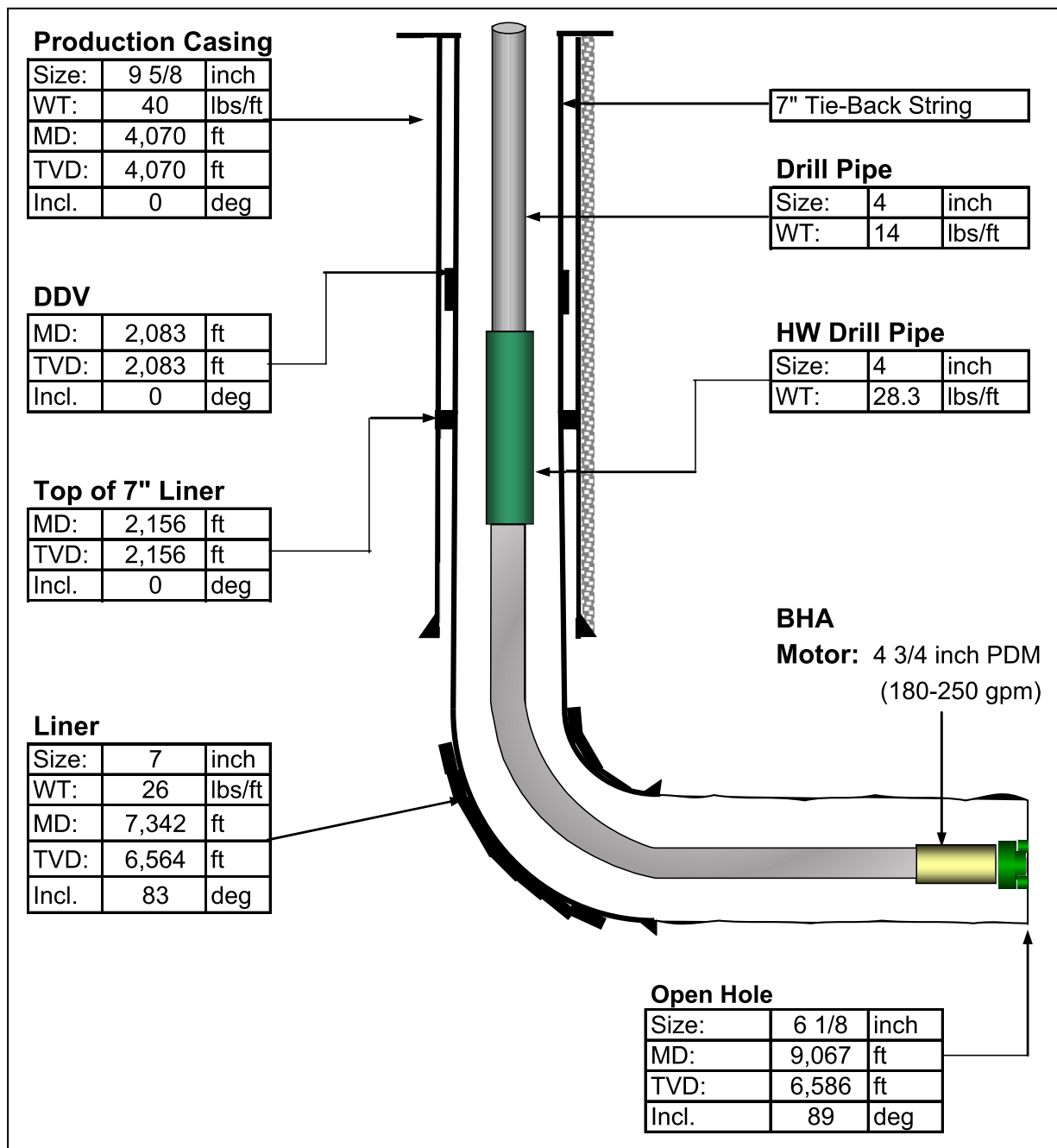
## Apéndice A. Perfil de Pozo UBD Oil-1.



## Apéndice B. Perfil de pozo UBD-Oil-2.



## Apéndice C. Perfil de pozo UBD-Oil-3.



#### Apéndice D. Identificación de peligros y evaluación de riesgos.

La identificación de peligros potenciales y la evaluación de sus riesgos es una parte fundamental de la planificación. La evaluación adecuada de peligros y riesgos proporciona lo siguiente:

- Protección a los trabajadores.
- Protección al medio ambiente.
- Protección de activos.
- Una base para la ingeniería de pozos.
- Una reducción en el tiempo no productivo (NPT)
- Cumplimiento normativo.

Las operaciones MPD/UBD difieren de las perforaciones convencionales, por lo general, incluyen equipos adicionales de superficie y subsuelo y un diseño más complejo. Estas diferencias son un desafío clave de control/mitigación de riesgos para las operaciones MPD/UBD. Existen numerosos peligros, todos con el potencial de generar consecuencias no deseadas, que son exclusivas de las operaciones MPD/UBD.

Las normas ISO definen el riesgo como "la combinación de la probabilidad de un evento y sus consecuencias". Para las operaciones de MPD/UBD, las consecuencias de los eventos (es decir, los escenarios de peligro) se pueden entender, pero la probabilidad de que ocurra es mucho más difícil de predecir y cuantificar (Drilling and Completions Comitee [DACC], 2018, pag.12).

A medida que se introducen las medidas de control, los riesgos residuales pueden caer tan bajos que es probable que las medidas adicionales para reducirlos aún más sean

desproporcionadas con respecto a la reducción de riesgo lograda, aunque las medidas de control deben monitorearse en caso de que los riesgos cambien con el tiempo (Drilling and Completions Comitee [DACC], 2018, pag.13).

Los eventos de NPT a menudo conducen a operaciones de pozo no planificadas y, posiblemente, a escenarios de riesgo evaluados de manera inapropiada. El proceso de evaluación de peligros y riesgos debe incluir un análisis de eventos NPT potenciales, consideraciones para evitar dichos eventos y operaciones/procedimientos de pozos contingentes para devolver la operación al plan operacional original. El Registro de Riesgos está destinado a ser utilizado de la siguiente manera:

- Para facilitar la planificación operativa mediante la identificación de peligros potenciales y mitigaciones en los escenarios MPD/UBD.
- Establecer una línea de base y un estándar industrial para la tolerancia al riesgo.
- Proporcionar un marco para el establecimiento de planes de contingencia.
- Iniciar un proceso para recopilar, revisar y agregar elementos para un registro de riesgos de la industria.

El Registro de riesgos también puede ser una herramienta para facilitar la comunicación efectiva durante la planificación. Puede usarse como una herramienta de discusión y documentación en una reunión de todos los interesados para identificar peligros conocidos, enumerar las consecuencias y documentar los pasos para mitigar los peligros. A medida que se identifica cada peligro conocido, los planificadores pueden consultar el registro de riesgos para definir las acciones apropiadas y asignar a las partes responsables. Estas son algunas consideraciones a tener en cuenta.

- Todos los peligros deben identificarse y evaluarse diligentemente para determinar el riesgo como parte del proceso de planificación del proyecto. Cada peligro debe tener una evaluación de riesgos completa, adecuada y suficiente que describa las medidas necesarias para garantizar que los riesgos para cada peligro se controlen o mitiguen adecuadamente.
- Cuando no existe una práctica relevante, o la evaluación de riesgos del sitio considera que las mejores prácticas existentes son insuficientes o inadecuadas, las medidas de control adecuadas deben formarse mediante una evaluación de riesgos adicional.
- Hay algunos riesgos de ciertas actividades, procesos o prácticas que son inaceptables, independientemente del beneficio. Estas actividades se descartarán a menos que la actividad o el proceso puedan modificarse para reducir los riesgos asociados a un nivel que sea tan bajo como razonablemente posible.