

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA APLICACIÓN DE LA  
TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON CONTROL DINÁMICO DE PRESIÓN  
(MPD), COMO ALTERNATIVA PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE  
CIRCULACIÓN EN ZONAS DE BAJA PRESIÓN DE PORO. APLICACIÓN  
CAMPO COLOMBIANO.**

**CARLOS IVÁN PÉREZ JÁCOME**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA APLICACIÓN DE LA  
TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON CONTROL DINÁMICO DE PRESIÓN  
(MPD), COMO ALTERNATIVA PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE  
CIRCULACIÓN EN ZONAS DE BAJA PRESIÓN DE PORO. APLICACIÓN  
CAMPO COLOMBIANO.**

**CARLOS IVÁN PÉREZ JÁCOME**

**Trabajo de Grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**Ing. WILSON RAÚL CARREÑO VELASCO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

## DEDICATORIA

“El éxito va acompañado de la Fe que tengas para lograrlo”, a ti Dios, el creador del Universo, todo lo que tengo y todo lo que soy es gracias a él, gracias Padre Poderoso, este logro hace parte de tu propósito para mi vida. Contigo todo es posible, si tú estás conmigo dime ¡Quién contra mí!

A la mejor mamá del mundo, la que ha dado su vida por mía, la más fuerte de todas las mujeres, la más luchadora, no existen palabras en toda la tierra para expresar lo mucho que te amo, si pudiera escoger 1000 veces a mi mamá de nuevo estoy seguro que te volvería a escoger 2000 veces a ti.

A mi padre, mi guía, mi consejero, sin tu apoyo nada de esto sería posible. Estoy seguro que algún día Dios me dará la oportunidad de devolverte algún porcentaje de la entrega incondicional para mi educación, te amo Pa.

A mis hermanas Diana y Camila, a mi Abuelita, muchas gracias por ser mi apoyo y mi sostén a lo largo de mi vida, a ustedes debo gran parte de lo que soy. A mi familia, la familia es la base de la sociedad, muchas gracias por todo su apoyo.

A mis amigos incondicionales Mary, Perlita, Luz Adriana, Laura, Oscar y Andrés, son innumerables los momentos y hoy con regocijo y júbilo les agradezco el tiempo compartido a lo largo de todo este tiempo, gracias por su amistad y su apoyo, los quiero mucho muchachos.

A todos los soñadores del mundo, ¡qué triste es el mundo sin soñadores!, acá está hablando uno que nunca renunció al suyo. También dedico este triunfo a cada una de mis derrotas, esto también va para ustedes, cada tropiezo y cada fracaso hacen al ser humano más fuerte.

## AGRADECIMIENTOS

Expreso mis agradecimientos a:

La **UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER** por ser partícipe en mi crecimiento intelectual, profesional, social y humano durante estos años de formación.

El **DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN** de la Gerencia Estratégica de Perforación y Completamiento-Ecopetrol S.A por ser mi familia durante estos seis meses de práctica, muchas gracias por todo.

Los Ingenieros **YURI ESCÁRRAGA, ANAYIBE FIAGA y FERNANDO TORRES** padres de este proyecto, por cada uno de sus consejos, orientación, paciencia e inmensa colaboración.

El ingeniero **FERNANDO GRAJALES** de Occidental de Colombia, por su contribución para este trabajo de grado.

El ingeniero **WILSON RAÚL CARREÑO** por su gran interés en éste trabajo y estar presente a lo largo de éste camino. Su contribución fue importante para éste trabajo.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	15
1. TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON CONTROL DINÁMICO DE PRESIÓN (MPD).....	17
1.1 INTRODUCCIÓN.....	17
1.2 HISTORIA .....	19
1.3 DEFINICIÓN IADC – SPE .....	20
1.4 COMPARACIÓN TECNOLOGÍA MPD Y PERFORACIÓN BAJO BALANCE (UBD) 21	
1.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS .....	23
1.5.1 Ventajas.....	24
1.5.1.1 Protección del yacimiento .....	24
1.5.1.2 Reducción o eliminación de las pérdidas de circulación.....	24
1.5.1.3 Eliminación pega diferencial.....	24
1.5.1.4 Incremento de la rata de penetración (ROP).....	25
1.5.2 Desventajas .....	26
1.5.2.1 Costos.....	26
1.5.2.2 Variaciones de presión.....	26
1.5.2.3 Otras desventajas .....	27
1.6 EQUIPOS .....	28
1.6.1 Cabeza Rotativa RCD.....	28
1.6.2 Chokes.....	30
1.6.3 Separador .....	30
1.6.4 Equipo Generación de Nitrógeno .....	31
1.6.5 Compresores Primarios .....	31
1.6.6 Unidad Generadora de Nitrógeno NPU.....	31
1.6.7 Compresores Elevadores de Presión (Booster) .....	33
1.6.8 Válvulas de Fondo Recuperables NRV .....	33
1.6.9 Sistema de Adquisición de Datos.....	34
1.7 CLASIFICACIÓN .....	34
1.7.1 MPD Reactivo .....	34
1.7.2 MPD Proactivo .....	35
1.8 CONTROL DINÁMICO DE PRESIÓN CON FLUIDO BIFÁSICO .....	35
1.8.1 Reducción de presión de fondo.....	36
1.8.2 Límites generales para volúmenes de líquido y gas.....	36
1.8.2.1 Volúmenes de líquido y de gas .....	36
1.8.2.2 Caudal de inyección del gas .....	37
1.8.2.3 Hold up de líquido o volumen de líquido en el hueco .....	38
1.8.2.4 Fase líquida del sistema aireado.....	38
1.8.3 Límites generales de los volúmenes de gas y de líquido.....	39

1.8.3.1	Límites de volumen de gas .....	39
1.8.3.2	Límites de volumen de líquido.....	39
1.9	OTRAS TÉCNICAS DE CONTROL DINÁMICO DE PRESIÓN.....	40
1.9.1	Técnica de presión de fondo de pozo constante (CBHP) .....	40
1.9.2	Técnica de perforación con capa de lodo (MCD) .....	43
1.9.3	Técnica de perforación con gradiente dual (DGD) .....	44
1.9.4	Técnica HSE/ control de retornos.....	45
2.	GENERALIDADES DEL MODELAMIENTO FLUJO MPD .....	47
2.1	HIDRÁULICAS DE PERFORACIÓN.....	47
2.1.1	Modelos Reológicos.....	48
2.1.2	Caída de presión en el espacio anular .....	48
2.1.2.1	Ecuaciones para el cálculo de hidráulicas .....	51
2.1.3	Cálculo de la caída de presión por fricción en el espacio anular .....	52
2.1.4	Densidad Circulante Equivalente (ECD).....	53
2.2	LIMPIEZA DE HUECO .....	54
2.2.1	Generalidades.....	54
2.2.2	Mecanismos de asentamiento de partículas.....	56
2.2.3	Cortes de perforación y sus características.....	57
2.2.4	Propiedades del Fluido de Perforación.....	59
2.2.5	Concentración de cortes .....	60
2.2.6	Relación de transporte de cortes.....	61
2.2.7	Velocidad de deslizamiento.....	62
2.2.7.1	Correlación de Moore.....	63
2.2.7.2	Correlación de Chien .....	64
2.2.7.3	Correlación de Walker & Mayes.....	65
3.	YACIMIENTOS DE BAJA PRESIÓN DE PORO Y VENTANA SEGURA DE LODO 67	
3.1	VENTANA DE PERFORACIÓN.....	67
3.2	GEOMECÁNICA Y VENTANA DE PERFORACIÓN.....	68
3.3	REDUCCIÓN VENTANA DE PERFORACIÓN POR LA DISMINUCIÓN DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO .....	71
4.	GENERALIDADES CAMPO COLOMBIANO DE ESTUDIO .....	73
4.1	HISTORIA .....	73
4.2	LOCALIZACIÓN DEL CAMPO .....	73
4.3	DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA .....	74
4.3.1	Modelo Estructural .....	74
4.3.2	Modelo estratigráfico.....	75
4.4	PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO .....	78
4.5	HISTORIAL DE PRESIÓN.....	78
5.	EVALUACIÓN TÉCNICA APLICACIÓN TECNOLOGÍA MPD .....	79
5.1	PROBLEMAS OPERACIONALES.....	79
5.2	ANÁLISIS DE HIDRÁULICAS DE PERFORACIÓN.....	82

5.2.1	Ventana Operacional de Fluido de Perforación .....	82
5.2.2	Cálculo de Hidráulicas de Pozo Tipo.....	82
5.2.2.1	Parámetros de Entrada .....	84
5.2.2.2	Diseño de Ventana Operacional perforación de la Fase de Producción .....	87
5.2.2.3	Densidad Equivalente De Circulación (ECD).....	89
5.2.2.4	Relación transporte de cortes en función de la profundidad. ....	90
5.3	SECUENCIA OPERACIONAL Y ESTIMACIÓN DE TIEMPOS .....	92
5.3.1	Secuencia operacional.....	92
5.3.2	Estimación de Tiempos.....	95
5.4	EVALUACIÓN DE RIESGOS CONCEPTUAL TECNOLOGÍA MPD .....	96
5.4.1	Descargue, Montaje, Desmontaje y Cargue de equipo .....	97
5.4.1.1	Posicionamiento e Instalación de Equipos MPD .....	97
5.4.1.2	Operación de compresores y membrana de Nitrógeno .....	97
5.4.1.3	Armado de cabeza rotativa y equipo con instrumentación especial.....	98
5.4.2	Logística y transporte.....	99
5.4.2.1	Movilización de equipo.....	99
5.4.3	HSE y Personal.....	100
5.4.3.1	Lesiones operativas .....	100
5.4.3.2	Turnos operativos .....	101
5.4.3.3	Fallas humanas.....	101
6.	EVALUACIÓN FINANCIERA APLICACIÓN MPD .....	103
6.1	INVERSIONES .....	103
6.2	ANÁLISIS IMPACTO FINANCIERO PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN .....	104
6.2.1	Volúmenes Perdidos .....	105
6.2.2	Tiempo No Productivo (NPT) .....	109
6.3	VIABILIDAD DEL PROYECTO .....	113
6.3.1	Análisis costo-beneficio.....	113
6.3.2	Árbol de Decisiones para la Aplicación de la Tecnología MPD .....	117
7.	CONCLUSIONES .....	120
8.	RECOMENDACIONES .....	122
	BIBLIOGRAFIA.....	123
	ANEXOS .....	125

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Presiones Estáticas y Dinámicas de un Pozo .....	17
Figura 2. ROP Mejorada: Aplicación MPD en Medio Oriente .....	26
Figura 3. Sistema RCD Pasivo .....	29
Figura 4. Sistema RCD Activo .....	30
Figura 5. Unidad Generadora de Nitrógeno .....	32
Figura 6. Compresores Elevadores de Presión.....	33
Figura 7. Calidad del Gas en el Anular versus Caudal de Gas.....	38
Figura 8. Ventana Operacional MPD .....	40
Figura 9. Técnica CBHP. ....	41
Figura 10. Equipamiento Básico MPD .....	42
Figura 11. Técnica Capa de Lodo.....	43
Figura 12. Técnica Gradiente Dual .....	45
Figura 13. Esquema del Sistema de Circulación del Fluido de Perforación.....	52
Figura 14. Componentes de Velocidad y Fuerzas sobre una Partícula .....	56
Figura 15. Cama de Cortes en un Intervalo Inclinado .....	58
Figura 16. Cuenca de los Llanos Orientales .....	74
Figura 17. Mapa Estructural del Campo de Análisis.....	75
Figura 18. Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca de los Llanos Orientales .....	76
Figura 19. Análisis Gráfico de Tiempos No Productivos.....	80
Figura 20. Eventos de los Pozos de Correlación .....	80
Figura 21. Mapa de Pérdidas de Circulación .....	81
Figura 22. Ventana Operacional Campo de Estudio .....	83
Figura 23. Ventana Principal Simulador MPD Perforación de la Fase de producción .....	87
Figura 24. Ventana Operacional .....	89
Figura 25. Relación de Transporte de Cortes en Función de la Profundidad. ....	91
Figura 26. Estimación de Tiempos por Actividad .....	96
Figura 27. Costos de Aplicación de la Tecnología MPD.....	104
Figura 29. Resultados de Corrida Probabilística - Volumen de Pérdidas .....	106
Figura 30. Resultados de Corrida Probabilística - Costos Volumen Perdido .....	108
Figura 31. Resultados de Corrida Probabilística - Horas de NPT.....	110
Figura 32. Resultados de Corrida Probabilística - Costos NPTs .....	112
Figura 33. Resultados de Corrida Probabilística - Costo Total.....	115
Figura 34. Distribución de Probabilidades.....	118
Figura 35. Árbol de Decisiones para la Aplicación de la Tecnología MPD .....	119

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Resumen de Diferencias Técnicas UBD y MPD.....	22
Tabla 2. Parámetros que Afectan la Limpieza de Hueco.....	55
Tabla 3. Estado Mecánico .....	84
Tabla 4. Configuración Sarta de Perforación Fase 8 1/2” .....	85
Tabla 5. Propiedades del Fluido de Perforación .....	86
Tabla 6. Propiedades del Fluido en Fase Gaseosa.....	86
Tabla 7. Caudales de Ventana Operacional.....	87
Tabla 8. Resultados de Simulación en Wellflo®.....	90
Tabla 9. Resumen de Tiempos por Actividad.....	95
Tabla 10. Volumen Perdido de Lodo Fase de Producción .....	105
Tabla 11. Percentiles de Corrida Probabilística Volumen Perdido .....	107
Tabla 12. Costo Volumen Perdido de Lodo Fase de Producción .....	107
Tabla 13. Percentiles de Corrida Probabilística - Costo Volumen Perdido .....	109
Tabla 14. Tiempos No Productivos Fase de Producción.....	109
Tabla 15. Percentiles de Corrida Probabilística Volumen Perdido .....	111
Tabla 16. Costo NPTs Fase de producción.....	111
Tabla 17. Percentiles de Corrida Probabilística Costo Volumen Perdido .....	112
Tabla 18. Costo Total Pérdidas de Circulación Fase de Producción .....	114
Tabla 19. Percentiles de Corrida Probabilística .....	115

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Inversión requerida aplicación MPD.....	125
Anexo B. Matriz de riesgos aplicación MPD.....	128

## RESUMEN

**TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON CONTROL DINÁMICO DE PRESIÓN (MPD), COMO ALTERNATIVA PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN EN ZONAS DE BAJA PRESIÓN DE PORO. APLICACIÓN CAMPO COLOMBIANO.\***

**AUTOR:** Carlos Iván Pérez Jácome\*\*

**PALABRAS CLAVES:** MPD, presión de poro, ventana de lodo, perfil de presión anular, pérdidas de circulación, depleción de yacimientos, perforación no convencional.

A lo largo del ciclo de vida de un campo, la actividad de perforación está presente desde la exploración hasta la fase de declinación. En la etapa madura de producción de un yacimiento, es necesaria la perforación de pozos nuevos para drenar reservas no alcanzadas bajo el esquema recuperación inicial, adicional a la perforación de pozos inyectores y/o para proyectos de recobro secundario y terciario.

Durante la ejecución de proyectos de perforación en campos maduros existe gran complejidad específicamente eventos no planeados durante las operaciones relacionadas con la presión, dentro de los cuales se encuentra las pérdidas de circulación que causan millonarios incrementos en los costos planeados para los proyectos de perforación. De esta manera, es necesaria la aplicación de nuevas técnicas y tecnologías que permitan mitigar dichos riesgos durante las operaciones de perforación.

El propósito de este proyecto es evaluar técnica y financieramente la tecnología de perforación con control dinámico de presión (MPD) como una alternativa para la reducción de pérdidas de circulación en zonas de baja presión de poro en un campo colombiano, para la estimación de la ventana operacional de la tecnología con el fin de tener un mejor control del perfil de presión del espacio anular durante las operaciones de perforación, y de esta manera mitigar el riesgo de pérdidas de circulación. También es necesario conocer la viabilidad financiera de la aplicación de la tecnología MPD, a través de un análisis probabilístico costo-beneficio bajo el método de Montecarlo basado en el impacto económico de los eventos de pérdidas de circulación durante las operaciones ejecutadas.

---

\*Trabajo de grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Wilson Raúl Carreño

## ABSTRACT

**TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL EVALUATION OF MANAGED PRESSURE DRILLING (MPD) APPLICATION AS AN ALTERNATIVE FOR REDUCING LOST CIRCULATION IN LOW PORE PRESSURE AREAS. COLOMBIAN FIELD APPLICATION.\***

**AUTHOR:** Carlos Ivan Perez Jacome\*\*

**KEYWORDS:** MPD, pore pressure, mud window, annular pressure profile, lost circulation, reservoir depletion, unconventional drilling.

Throughout field lifecycle, drilling emerges from exploration to final decline. In mature production stage, new wells are needed to be drilled in order to drain inaccessible reserves under initial recovery scheme. Moreover, secondary recovery and EOR require drilling additional injection/production wells.

Drilling through mature formations is a complex mission due to unplanned events related to pressure management such as lost circulation, increasing planned budgets for drilling projects. Thus, the application of new techniques and technologies to mitigate risk during drilling operations is necessary.

The purpose of this project is to evaluate technically and financially managed pressure drilling (MPD) as an alternative for reducing lost circulation in areas of low pore pressure in a Colombian field, by estimating the necessary operational window in order to have a better annular pressure profile management for reducing lost circulation risk. Additionally, it is necessary to evaluate the financial feasibility of MPD application through a probabilistic cost-benefit analysis by Montecarlo method based on lost circulation economic impact during executed operations.

---

\*Degree work

\*\*Physical-Chemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School, Director: Wilson Raul Carreño

## INTRODUCCIÓN

La perforación a través de yacimientos con baja presión de poro está incrementando, debido a que una mayor cantidad de pozos son perforados en campos maduros. Más del 70% del petróleo y gas producido hoy en día proviene de recuperación secundaria y terciaria. La mayoría de campos maduros han experimentado una declinación en la presión de poro derivada de la producción de fluidos y como resultado se presentan cambios en la distribución de esfuerzos dentro y alrededor de dichos yacimientos. Las lutitas que generalmente se encuentran por encima de las formaciones productoras, tienden a mantener la presión de poro inicial mientras en las formaciones productoras la presión de poro declina.

La reducción en la presión de poro en estas zonas conlleva a una correspondiente reducción en el gradiente de fractura de la formación y por lo tanto puede ser difícil o en ocasiones imposible, reducir la densidad del fluido de perforación lo suficiente para mantener la densidad de circulación equivalente (ECD) por debajo de su gradiente de fractura. Como consecuencia, se tiene que si la presión ejercida por el fluido de perforación excede el gradiente de fractura de la formación, se pueden presentar pérdidas de circulación hacia la formación.

Por otro lado, mientras se disminuye la densidad del fluido de perforación para controlar las pérdidas de circulación hacia la formación, es probable que las lutitas que se encuentran por encima de la formación de baja presión de poro colapsen. Por lo tanto, para llevar un control adecuado de los problemas mencionados asociados a la perforación de estas zonas, se requiere de buenas estimaciones relacionadas a la re-distribución de esfuerzos en el yacimiento y en la cara del pozo.

En el primer capítulo se presentó las generalidades de la tecnología de perforación con control dinámico de presión, donde se resaltó la importancia que tiene esta tecnología para realizar un adecuado manejo de la presión durante las operaciones.

En el segundo capítulo se estudió las generalidades relacionadas al modelamiento de flujo MPD, donde se realizó amplio énfasis en las hidráulicas de perforación, y en los cálculos para estimar la limpieza de hueco durante las operaciones.

En el tercer capítulo se presentó aspectos relacionados a la depleción de yacimientos como base fundamental para el estudio de este trabajo de grado, a su vez se estudió las generalidades asociadas a la ventana segura de perforación y su importancia durante la ejecución de este tipo de proyectos.

En el cuarto capítulo, se presentó las generalidades del campo colombiano de estudio, donde se mostró su historia, ubicación, descripción y caracterización geológica, propiedades petrofísicas del yacimiento.

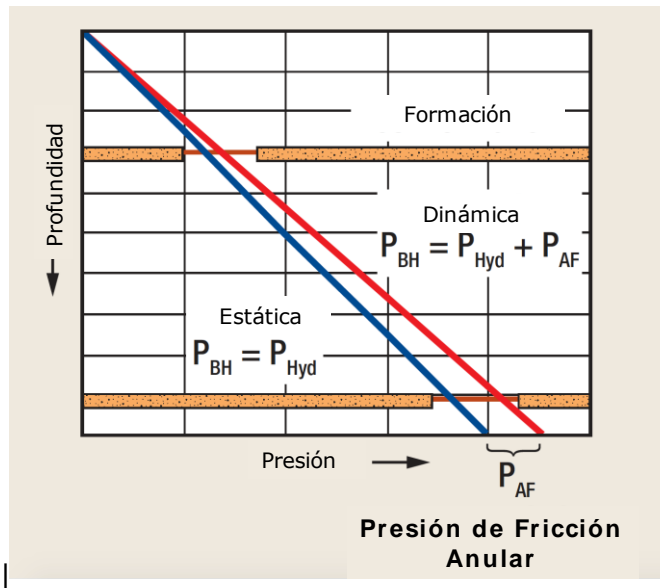
Durante los dos últimos capítulos se expuso la evaluación técnico-financiera realizada, evaluando los problemas que presentan las operaciones durante la etapa de ejecución, a su vez se realizó un análisis de hidráulica de perforación con MPD donde se estudió los límites que presenta la inyección de nitrógeno como alternativa para la reducción de la densidad equivalente circulante (ECD). Durante la evaluación financiera se demostró que la implementación de ésta tecnología es una necesidad en este campo colombiano, donde se evidencia que con la aplicación de MPD se puede obtener grandes ahorros por pozo, mejorando el flujo de caja de la compañía.

# 1. TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON CONTROL DINÁMICO DE PRESIÓN (MPD)

## 1.1 INTRODUCCIÓN

Durante la perforación convencional, el fluido de perforación durante la circulación está expuesto a la atmósfera, es decir se encuentra bajo un sistema de circulación abierto. El manejo de la presión del pozo en este caso, es controlado principalmente por el peso del lodo de perforación y el caudal de bombeo del fluido de perforación. Bajo condiciones estáticas, la presión del pozo ( $P_{BH}$ ) está en función de la presión de la columna hidrostática ( $P_{Hyd}$ ). En condiciones dinámicas, cuando las bombas se encuentran circulando dentro del pozo, la presión del pozo ( $P_{BH}$ ) está en función de la presión de la columna hidrostática ( $P_{Hyd}$ ) y la presión de fricción del espacio anular ( $P_{AF}$ ) (Figura 1).<sup>1</sup>

Figura 1. Presiones Estáticas y Dinámicas de un Pozo



Fuente: MALLOY, K. P. Managed pressure drilling— What is it anyway?

<sup>1</sup> MALLOY, K. P. Managed pressure drilling— What is it anyway? En: *World Oil* (2007)

Bajo el esquema anterior las operaciones algunas veces son sujetas a escenarios donde las pérdidas de circulación, pega de tubería e influjos contribuyen en gran parte a los tiempos no productivos (NPT) de la perforación, incrementando de esta manera los tiempos y los costos planeados para su ejecución. De esta forma convencionalmente, la presión es difícil de manejar para evitar dichos problemas, especialmente por la dificultad de realizar un adecuado monitoreo de la presión durante las operaciones. La tecnología de perforación con control dinámico de presión (MPD) ofrece mejores formas para manejar adecuadamente la presión del pozo.

En la literatura, existen algunas referencias<sup>2</sup> donde la tecnología de perforación con control dinámico de presión (MPD) es un tipo avanzado de control de pozo el cual generalmente utiliza un sistema de circulación cerrado y presurizado, el cual facilita la perforación con un manejo adecuado del perfil de presión del pozo. A lo largo de este trabajo de grado, por cuestiones prácticas será referida la tecnología por su sigla MPD, en inglés *Managed Pressure Drilling*.

Los orígenes de la aplicación de MPD, son el resultado del alto costo de los Tiempos No Productivos (NPT) que causan millonarias pérdidas a las compañías operadoras a lo largo de la historia de la Industria. MPD es una descripción general para las técnicas, equipos y/o combinaciones de estas para cumplir el objetivo de realizar un control adecuado del pozo, mantener el perfil de presión dentro de una ventana operacional segura para evitar problemas operacionales o afrontarlos según aplique.

---

<sup>2</sup> M. HANNEGAN. MPD Drilling Optimization Technology, Risk Management Tool, or Both? En: Society of Petroleum Engineers. 146644 (2011)

La tecnología MPD incluye un número de ideas que describen técnicas y equipos desarrollados para controlar influjos, pérdidas de circulación y pega diferencial durante las operaciones. Dentro de las principales aplicaciones dentro de la industria de la perforación es la solución a los siguientes problemas<sup>3</sup>:

- Reducción del número de fases requeridas de revestimiento.
- NPT asociados a pega diferencial.
- NPT asociados a pérdidas de circulación.
- Costos asociados a pérdidas de circulación totales.
- Perforación con Rata de Perforación (ROP) limitadas.
- Ventanas operacionales apretadas, por ejemplo, cuando el espacio entre la presión de poro y la presión de fractura es muy pequeño.

## 1.2 HISTORIA<sup>4</sup>

A través del tiempo diferentes técnicas y herramientas colaboraron para el desarrollo de la tecnología MPD. En el año de 1937 dentro del catálogo de Saffert Tool Company fueron descritas las cabezas rotativas (RCD), equipo esencial para cualquier operación con MPD. Durante la década de los 70's, dentro de las prácticas de control de pozo, se encontraba el realizar un adecuado manejo de la densidad equivalente de circulación (ECD). La tecnología actual MPD combina y formaliza las nuevas técnicas con aquellas que históricamente han servido para afrontar los problemas más comunes durante la perforación, tales como influjos y pérdidas de circulación.

---

<sup>3</sup> ELMADDIN. Through Tubing Rotary Managed Pressure Drilling. Faculty of Science and Technology. Universitetet I Stavanger (2009).

<sup>4</sup> REHM, B., Schubert, J., Haghshenas, A., & Paknejad, A. *Managed pressure drilling*. Houston, TX: Gulf Publishing Company (2008).

Durante el Simposio de Presiones Anormales, en la Universidad Estatal de Lousiana, entre los años de 1967 y 1972, varias ideas fueron presentadas para lo que podría ser el uso y aplicación de MPD. Durante el simposio se buscaba encontrar el origen y las consecuencias de las presiones anormales.

La perforación con capa de lodo (MCD) fue comúnmente llamada durante años como perforación ciega o perforación sin retornos. Una versión más tecnificada de MPD se intentó en Venezuela en 1980, en el Campo Hibernia en Nova Scotia en 1990 y más adelante en Kazajistán en la antigua Unión Soviética.

Con el objetivo de formalizar las técnicas de control más antiguas, algunos cambios se realizaron:

- Utilizar en el espacio anular un lodo más liviano para compensar la ECD.
- Circulación continua en sistemas de contención de presión.
- Se propuso perforar con gradiente dual en aguas ultra-profundas, donde una bomba de subsuelo es utilizada para bombear el fluido de perforación hacia arriba desde el lecho marino.

### **1.3 DEFINICIÓN IADC – SPE<sup>5</sup>**

La Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC) emitió la siguiente definición formal de la tecnología de perforación con control dinámico de presión MPD:

“La tecnología de perforación con Control Dinámico de Presión MPD es un proceso adaptable utilizado para controlar con mayor precisión el perfil de presión anular a través del pozo.

---

<sup>5</sup> MALLOY, K. P. Managed pressure drilling— What is it anyway? En: *World Oil* (2007).

Los objetivos son manejar los límites de presión y dar un manejo adecuado del perfil de presión en el espacio anular del pozo. La tecnología busca evitar influjos de la formación hacia la superficie. Cualquier flujo incidental que afecte la operación será contenido de una manera segura utilizando el proceso más apropiado.

- MPD utiliza una serie de herramientas y técnicas las cuales pueden mitigar los riesgos y costos asociados a la perforación de pozos que presentan límites estrechos en el fondo del pozo, mediante un manejo proactivo del perfil de presión anular hidráulico.
- La tecnología puede incluir: contra-presión en superficie, cambios en la densidad del fluido, reología del fluido, nivel de fluido en el anular, y la geometría del hueco, o cualquier combinación de ellas.
- MPD permite una acción correctiva de una manera rápida para manejar la variación de la presión que se pueda presentar. La habilidad de controlar la presión del anular del pozo de una manera dinámica facilita las operaciones durante la perforación.

#### **1.4 COMPARACIÓN TECNOLOGÍA MPD Y PERFORACIÓN BAJO BALANCE (UBD)<sup>6</sup>**

Las operaciones y técnicas con perforación bajo balance (UBD) son utilizadas principalmente para mejorar la productividad del yacimiento. En UBD se permite que existan influjos del pozo hacia superficie mientras que en MPD no se acepta ningún tipo de influjo, puesto que las facilidades de superficie no están adecuadas para manejo de fluidos diferentes al lodo de perforación.

---

<sup>6</sup> MALLOY, K. P. UBD or MPD: An Engineering Choice Based on Intent. *SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition*. En: Society of Petroleum Engineers. 30563-MS (2010).

Algunos equipos adicionales como quemadores y separadores de cuatros fases no son necesarios en MPD, excepto en casos donde la presión requerida, se alcanza únicamente a través de sistemas gasificados o espumosos.

Los orígenes de MPD están basados en el uso de tecnologías específicas para UBD. La perforación bajo balance se desarrolló para solucionar problemas operacionales durante la perforación, sin embargo, más adelante se demostró que la técnica minimizaba el daño a la formación. Inicialmente, para UBD se crearon técnicas que permitieran que la formación que se iba atravesando aportara hacia superficie, sin embargo, también existían otras técnicas denominadas perforación “a baja cabeza” y “al balance”, en las cuales la presión de fondo de pozo e mantenía por encima o casi igual a la presión de poro de la formación. Estos términos más adelante fueron adoptados por la IADC, siendo MPD una definición separada de UBD.

La siguiente tabla resume las diferencias básicas entre ambas tecnologías:

Tabla 1. Resumen de Diferencias Técnicas UBD y MPD.

<b>Característica</b>	<b>Perforación Bajo Balance</b>	<b>MPD</b>
Objetivo principal	Mejorar productividad del yacimiento	Evitar o mitigar riesgos durante la perforación
Tamaño de la ventana operacional de perforación	++	+
Entrenamiento al personal	Si	Si
Requiere planeación	Si	Si
Evaluación de riesgos	Si	Si
Sistema Cerrado	Si	Si, raras excepciones
Cabeza Rotativa (RCD)	Si	SI

Choke de Perforación	Si	Si
Choke de Taladro	Si	Si
Permite influjos	Si	No
Tea de gas	Si	No*
Separador	Si	No*
Tanques de almacenamiento	Opcional	No

Fuente: MALLOY, K. P (2008). UBD or MPD: An engineering choice based on intent

El pozo puede ser perforado con MPD. Sin embargo, debido a zonas de fracturas presionadas o variaciones de presión algunas veces existe presencia de gas. Para continuar perforando de manera segura, se requiere de un equipo de separación para dar un manejo adecuado a dichos influjos. Adicionalmente en sistemas gasificados o espumosos de fluido de perforación, también se requiere de un sistema de separación.

## 1.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS<sup>7</sup>

La flexibilidad y simplicidad hacen de la tecnología MPD una alternativa atractiva para reducir la presión de fondo del pozo. Mediante la reducción en la presión se puede eliminar problemas de pérdidas de circulación y pega diferencial, adicionalmente se puede incrementar significativamente la tasa de perforación (ROP). También es evidente, que al reducir el sobrebalance hacia el yacimiento presente en la perforación convencional, se puede disminuir el daño a la formación.

El costo incremental del sistema MPD varía según el objetivo. En el esquema más simplificado, el costo adicional es la suma del fluido gaseoso a utilizar y la cabeza rotativa (RCD), y un separador en superficie.

---

<sup>7</sup> LYONS, B. *Underbalanced drilling: Limits & extremes*. United States: Gulf Publishing Company (2010).

El costo del gas generalmente es el más alto, pero si se requiere de un control bien ajustado de presión, los que más impactan en el costo del proyecto son la RCD y el separador en superficie.

## **1.5.1 Ventajas**

### **1.5.1.1 Protección del yacimiento**

La tecnología MPD se considera como un método de perforación para proteger el yacimiento y reducir el daño a la formación durante las operaciones. Un programa para la aplicación de la tecnología bien diseñado puede reducir o eliminar problemas asociados con sólidos o invasión de fluidos hacia la formación tales como, taponamiento de los poros, reacción de arcillas, incompatibilidad de fluidos y formación de emulsiones. La tecnología MPD no elimina todas las fuentes de daño a la formación, por lo tanto, la ventaja principal es la reducción del daño a la formación asociado a sólidos e invasión de fluidos hacia la formación.

### **1.5.1.2 Reducción o eliminación de las pérdidas de circulación**

Dentro de las principales aplicaciones de la tecnología MPD se encuentra la reducción de los tiempos no productivos (NPT) asociados a las pérdidas de circulación, especialmente en zonas con presiones de poro muy bajas. Al encontrarse el perfil de presión del pozo en una condición cercana al balance dentro de una ventana segura operacional, la cual permite continuar perforando sin tener pérdidas hacia la formación de interés.

### **1.5.1.3 Eliminación pega diferencial**

La pega diferencial es el resultado de una capa gruesa de revoque y una excesiva presión en el espacio anular.

Un programa para la aplicación de la tecnología bien diseñado puede asegurar que el perfil de presión en el espacio anular estará cerca de la presión de poro de la formación, y en condiciones donde no exista revoque del fluido de perforación, las condiciones para que exista la pega diferencial son contrarrestadas.

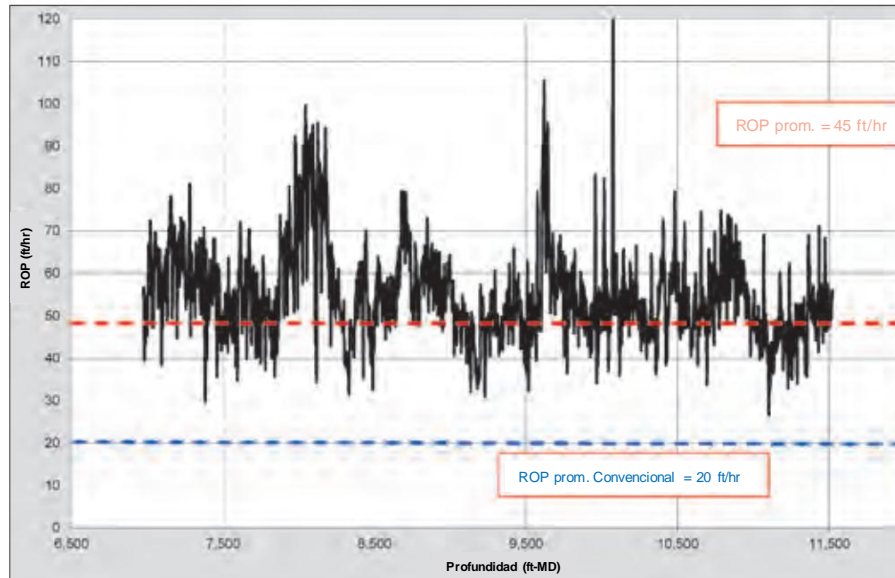
#### **1.5.1.4 Incremento de la rata de penetración (ROP)**

En formaciones con bajas ROP, la tecnología MPD generalmente puede ser utilizada para mejorar la rata de penetración. En la perforación con brocas tricónicas, una presión de fondo mayor mantiene los cortes en la parte inferior en el fondo del pozo. El fenómeno incrementa el tiempo para limpiar el fondo del hueco y perforar una nueva sección de formación. La tecnología MPD disminuye dicha presión de fondo incrementando la ROP. El incremento de ROP no es tan pronunciado con brocas PDC porque su efecto sobre los cortes es diferente.

Las brocas tricónicas tienden a presentar una mayor vida útil cuando se perfora con MPD, puesto que la broca es expuesta a menos esfuerzos y a menos sólidos abrasivos. Puesto que se incrementa la ROP, se requiere de un menor peso sobre la broca (WOB) para alcanzar la rata de penetración deseada lo que conlleva a una mayor duración de la broca.

En la Figura 2 se muestra una mejora en la rata de penetración durante la aplicación de MPD para la perforación de pozos horizontales en un campo de Arabia Saudita, mostrando un incremento de la ROP de 20 ft/hr bajo perforación convencional a un promedio de ROP cercano a 45 ft/hr, cercano a más del 100% de incremento.

Figura 2. ROP Mejorada: Aplicación MPD en Medio Oriente



Fuente: PINERO, N. O. The Successful Application of MPD Technology in Drilling Horizontal Wells in High-Pressure Formation Heterogeneity to Mitigate Drilling Hazards: Case Study

## 1.5.2 Desventajas

### 1.5.2.1 Costos

La aplicación de MPD normalmente es más costosa que la perforación convencional, especialmente en locaciones remotas. Adicional a los costos de las operaciones convencionales, se requiere de una cabeza rotativa (RCD), compresores, separadores, chokes, personal especializado en la locación, mayor espacio en la locación lo que impone un mayor costo operacional. En locaciones offshore, la presencia de gases agrios incrementa también los costos. El costo de la tecnología MPD es compensado por los problemas que puede solucionar durante las operaciones.

### 1.5.2.2 Variaciones de presión

En aplicaciones MPD con fluidos gasificados, el gas y el líquido se separan por gravedad y se requiere de un mezclado para mantenerlos combinados.

La inestabilidad de los sistemas gasificados induce a variaciones de presión. El gas migra hacia arriba en forma de burbujas de gas mientras que el fluido viaja hacia el fondo del pozo formando una columna sólida de fluido debajo de la burbuja de gas, en un patrón de flujo tipo bache.

A medida que el gas alcanza la superficie y escapa a través del choke, la parte superior del pozo está llena de una columna de fluido que causa un incremento en la presión de fondo de pozo y mantiene el gas debajo de la columna comprimido. A medida que la columna de fluido circula a través del choque se reduce la presión del pozo, el gas se expande llevando a que el pozo reduzca la presión de fondo, y el ciclo se repite.

Las variaciones de presión pueden causar problemas de daño a la formación e inestabilidad de la formación. Los cambios de presión pueden ser controlados durante la perforación mediante la combinación de rotación de la sarta, velocidad, y contrapresión en superficie en el espacio anular del hueco. Durante la perforación, una presión de superficie entre 70 y 220 psi puede mantener el gas lo suficientemente comprimido para mantener la mezcla gasificada. Para reducir las burbujas de gas durante las conexiones se puede inyectar gas adicional justo después de la conexión, ayudando a reducir el cambio de presión como consecuencia de las conexiones.

### **1.5.2.3 Otras desventajas**

- Corrosión asociada al contenido de oxígeno dentro del fluido de perforación
- El factor de fricción se incrementa en fluidos aireados comparado con fluidos convencionales incrementando el torque y el arrastre
- Las señales convencionales de pulsos positivos (MWD) son atenuadas en fluidos aireados

- Los diámetros de las cabezas rotativas están en el mercado únicamente hasta 5 o 6 pulgadas con respecto a la tubería de perforación
- Existe un límite de presión muy bajo en el empaque de la cabeza rotativa, alrededor de 2,500 psi.

## 1.6 EQUIPOS<sup>8</sup>

El requerimiento de espacio para la instalación del equipo que comprende: Equipo de Inyección de nitrógeno, Unidad Hidráulica de la RCD, Líneas de interconexión (Línea primaria MPD), Choke manifold, separador y la conexión con la línea de venteo de gas. Debe haber sido presentado con anterioridad en un reporte de una visita técnica a la locación, realizado por la compañía MPD con anterioridad.

### 1.6.1 Cabeza Rotativa RCD

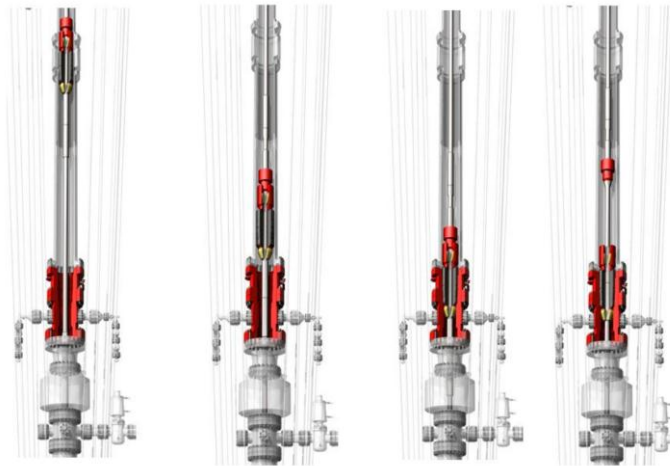
La cabeza rotativa RCD es el corazón de todos los sistemas MPD. Se diseña para mantener una barrera de presión entre el fluido de retorno y el personal en la mesa rotaria/atmósfera, mientras permite la circulación de fluidos de perforación mediante un sistema de circulación continua, incluso cuando se realizan conexiones o viajes. La RCD es un empaque rotativo que utiliza un elemento aislante en el espacio anular, brindando un sello mecánico con la tubería de perforación.

El sistema *RCD Pasivo* es el más usado actualmente. Este sistema utiliza el incremento de la presión anular contra el elemento de sellos con el objetivo de aislar el pozo. En la Figura 3, se presenta un ejemplo de este sistema. Los empaques que brindan sello se desgastan con el uso, llegando a un punto en el cual no se garantiza sello incluso a bajas presiones, por lo tanto, deben ser reemplazados.

---

<sup>8</sup> NATERSTAD, T. Utilizing Managed Pressure Casing Drilling in Depleted Reservoir Zones (2014).

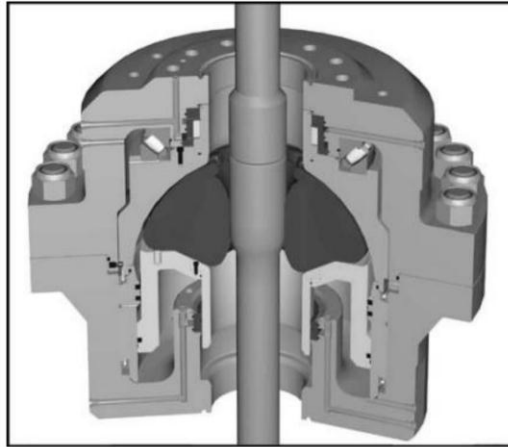
Figura 3. Sistema RCD Pasivo



Fuente: ELMADDIN, R. Through Tubing Rotary Managed Pressure Drilling.

El sistema *RCD Activo*, mostrado en la Figura 4, o preventor anular rotativo, es un conjunto de empaques activados hidráulicamente. En lugar de utilizar la presión del espacio anular, el sistema es activado por pistones que hacen que el elemento de sello alcance la cabeza esférica, donde esta se empaqueta con la tubería. Este sistema es más reciente y es mucho más complejo que el pasivo. Requiere mayor altura libre por encima de las BOP para su instalación.

Figura 4. Sistema RCD Activo



Fuente: ELMADDIN, R. Through Tubing Rotary Managed Pressure Drilling.

### 1.6.2 Chokes

Los chokes utilizados en las operaciones MPD son elementos independientes a los chokes utilizados para controlar el pozo. Teniendo en cuenta que estos sistemas se encuentran bajo un uso constante, es prudente presentar un sistema por separado para controlar el pozo a pesar de que el equipo sea bastante similar. Las fallas en estos sistemas son extremadamente extrañas, las fallas normalmente ocurren por daño en el sistema hidráulico.

### 1.6.3 Separador

Separador vertical atmosférico, servicio H<sub>2</sub>S. Equipo probado en campo, confiable para operaciones de perforación para grandes volúmenes de aire, nitrógeno, gases hidrocarburos y H<sub>2</sub>S, diseñado especialmente para trabajos con una columna de lodo bajo balance. Debe cumplir con las especificaciones ASME y NACE.

#### **1.6.4 Equipo Generación de Nitrógeno**

Este equipo debe estar compuesto por compresores de aire para alimentar la unidad de generación de nitrógeno (NPU) y de allí el nitrógeno es comprimido por los elevadores de media y alta presión, para su posterior inyección al sistema.

#### **1.6.5 Compresores Primarios**

Compresores para suministro de aire presurizado requerido para la unidad de generación de nitrógeno por sistemas de membranas.

#### **1.6.6 Unidad Generadora de Nitrógeno NPU**

Sistema de generación de nitrógeno en sitio, basado en la tecnología de membranas filtrantes o tamices moleculares los cuales permiten separar las moléculas de nitrógeno presentes en el aire.

- **Proceso de Generación de Nitrógeno:**

El aire está compuesto de aproximadamente 78 % de Nitrógeno, 21 % de Oxígeno y 1% de Gases raros e impurezas. Los compresores primarios toman el aire de la atmósfera y lo inyectan a la unidad generadora de Nitrógeno en donde se separa el O<sub>2</sub> y el N<sub>2</sub>. Esta separación se produce aprovechando la diferencia de tamaño entre las moléculas de nitrógeno y las de los demás gases contenidos en el aire. Las moléculas de Agua, CO<sub>2</sub>, Oxígeno y Argón que son más pequeñas, permean la pared de las membranas filtrantes. La corriente enriquecida de nitrógeno es succionada por un set de compresores del tipo reciprocante que lo comprimen hasta alcanzar la presión de inyección requerida para entrar al sistema de circulación del pozo.

Un aspecto importante asociado con la generación de nitrógeno por membrana es la pureza. Dependiendo de la cantidad de nitrógeno requerido, la pureza puede variar entre 90 y 98%. Aunque esto no es suficiente para causar explosión si puede generar problemas de corrosión.

En la Figura 5 se presenta una unidad de generación de nitrógeno convencional, donde se muestra que mediante el uso de membranas se puede realizar la separación de los diferentes componentes del aire a la entrada del sistema.

Figura 5. Unidad Generadora de Nitrógeno



Fuente: ELMADDIN, R. Through Tubing Rotary Managed Pressure Drilling.

### **1.6.7 Compresores Elevadores de Presión (Booster)**

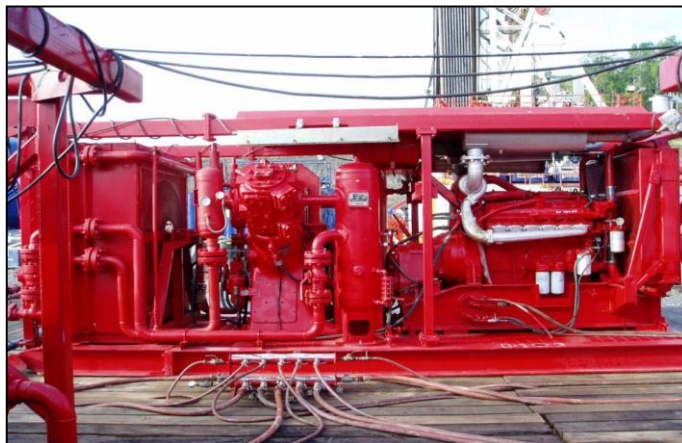
Compresores que incrementan la presión de salida de las unidades de Generación de Nitrógeno a las presiones requeridas para inyectar el nitrógeno al sistema. Los elevadores de baja presión están normalmente compuestos por dos cilindros recíprocos los cuales pueden trabajar en una sola etapa o dos dependiendo de los requerimientos de presión.

### **1.6.8 Válvulas de Fondo Recuperables NRV**

Estas válvulas de no retorno (NRV) son utilizadas en operaciones de perforación con MPD. Estas válvulas son instaladas en la sarta de perforación con el fin de evitar que la fase gaseosa fluya hacia la superficie dentro de la sarta, bien sea el nitrógeno utilizado para aliviar la columna o gases hidrocarburos.

Estas válvulas se instalan una vez la broca se encuentre en el zapato para iniciar la perforación de la sección a intervenir y se recomienda que se instale una válvula adicional cada 700 ft perforados con el fin de prevenir eventos no deseados como falla alguna de alguna de estas válvulas.

Figura 6. Compresores Elevadores de Presión



Fuente: ELMADDIN, R. Through Tubing Rotary Managed Pressure Drilling.

Las válvulas a ser usadas en la perforación MPD Near Over Balance son de tipo NRV recuperable: la cual permite ser recuperada en caso de pega de tubería con herramientas de wireline. Esto representa un ahorro en costos y tiempo de moler una válvula convencional.

### **1.6.9 Sistema de Adquisición de Datos**

La adquisición de datos y el control de la operación deben cumplir con la transmisión a través de monitores en tiempo real en cualquier lugar que sea requerido. Permitiendo el monitoreo del trabajo con eficiencia.

## **1.7 CLASIFICACIÓN<sup>9</sup>**

El subcomité de la IADC para MPD divide la tecnología en dos categorías –reactiva (la perforación del pozo está planeada para realizarse convencionalmente, pero el equipo y personal MPD son puestos a disposición para reacción ante un cambio inesperado de presión) y proactiva (donde el equipo es puesto a disposición con el objetivo de alterar el perfil de presión del pozo, con el fin de mitigar riesgos visualizados durante la planeación del pozo).

### **1.7.1 MPD Reactivo**

Según Malloy, el MPD reactivo utiliza métodos y/o equipos como contingencia para mitigar problemas durante las operaciones, a medida que ellos se presenten. Generalmente, el pozo es planeado para perforarse convencionalmente, y los equipos y procedimientos MPD se activan únicamente ante problemas inesperados. La categoría reactiva es especialmente utilizada para la perforación de pozos exploratorios donde existe cierta incertidumbre de los límites de presión seguros para la operación.

---

<sup>9</sup> MALLOY, K. P. Managed pressure drilling— What is it anyway? En *World Oil* (2007).

Durante la ejecución, los encargados de la perforación del pozo utilizan MPD como contingencia. Cuando el equipo de perforación es acompañado de por lo menos una cabeza rotativa, choke, significa que se tiene un mayor control para continuar las operaciones con mayor seguridad en caso donde los límites de presión del fondo del pozo no sean los planeados, y no se encuentren dentro de una ventana operacional segura.

### **1.7.2 MPD Proactivo**

Cuando el programa de perforación es diseñado con un plan para aplicar MPD y realizar un manejo preciso del perfil de presión a lo largo de la ejecución, se dice que la aplicación MPD es proactiva. Gran parte de las aplicaciones MPD en el mundo presentan esta variación, como alternativa para mitigar riesgos visualizados durante la etapa de planeación de pozos especialmente en pozos de desarrollo. Vale la pena mencionar que previo a la ejecución se requiere de una buena planeación para cumplir con los objetivos propuestos para controlar más adecuadamente el pozo durante las operaciones.

## **1.8 CONTROL DINÁMICO DE PRESIÓN CON FLUIDO BIFÁSICO<sup>10</sup>**

Los fluidos aireados o gasificados son los lodos más versátiles para la reducción de la densidad de los fluidos de perforación. Son una simple mezcla de un líquido con un gas sin ningún agente emulsificante o estabilizante. El líquido puede ser el fluido de perforación convencional con las propiedades del fluido propias para la formación a atravesar, y el gas puede ser aire, gas natural, nitrógeno o cualquier otro gas. La selección del gas generalmente está basada en el peligro de explosión o fuego en superficie, corrosión, costo y/o disponibilidad.

---

<sup>10</sup> LYONS, B. *Underbalanced drilling: Limits & extremes*. United States: Gulf Publishing Company (2010).

### **1.8.1 Reducción de presión de fondo**

La presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación se reduce por la adición de gas en el lodo de perforación. Dicho gas reduce la presión por desplazamiento del fluido fuera del pozo. En un régimen hidrostático el cual se encuentra en el rango de inyección de gas, la presión del pozo es muy sensible a cambios en el caudal de inyección de gas, la presión ejercida en cabeza y tiende a ser inestable.

Con un incremento en el volumen de gas inyectado, la velocidad del líquido en la parte superior del espacio anular incrementa y la fricción dinámica incrementa. El sistema entra en un régimen dominado por la fricción, donde se incrementa la velocidad del líquido en la parte superior del hueco incrementando la presión del pozo en dicho punto.

### **1.8.2 Límites generales para volúmenes de líquido y gas**

Las siguientes ideas y sugerencias pueden ser variaciones con respecto a los procedimientos escritos para cualquier compañía operadora o compañía de servicios. La parte importante para dichos procedimientos es tratar de entender el problema que se presenta y estar preparados para actuar si el sistema falla lo que podría llevar a un problema mayor.

#### **1.8.2.1 Volúmenes de líquido y de gas**

En sistemas aireados, es recomendable empezar con un volumen de líquido que entregue una velocidad anular de 120 ft/min. Sin embargo, es mejor empezar con un volumen de líquido que garantice la limpieza del hueco. La parte líquida del sistema aireado es considerado el que presenta la mayor influencia en la limpieza del hueco durante las operaciones.

Al añadir gas requerido para reducir la presión del pozo se fuerza al sistema a un régimen dominado por fricción. Generalmente se requiere del uso de un modelo computacional para conocer la simulación de este régimen. En el régimen, el sistema es más sensible a cambios en el volumen de líquido que a cambios en el volumen de gas.

Los requerimientos volumétricos están sujetos a:

- Objetivos de control de presión del pozo.
- Requerimientos para un régimen dominado por la fricción.
- La suma de los volúmenes de líquido y gas para que los motores funcionen adecuadamente.
- Limpieza de hueco especialmente en pozos horizontales.
- El volumen y la presión requerida con respecto a los compresores y fuente de gas disponible.
- Telemetría.

#### **1.8.2.2 Caudal de inyección del gas**

El caudal de inyección de gas depende de los siguientes aspectos:

- Reducción de presión en el pozo
- Contrapresión en el espacio anular la cual mantiene el gas comprimido y reduce la calidad del mismo. En huecos de diámetro reducido, el régimen dominado por la fricción puede llegar a producir toda la contrapresión requerida para estabilizar las fluctuaciones de presión.
- La viscosidad de la fase líquida.
- Costo.

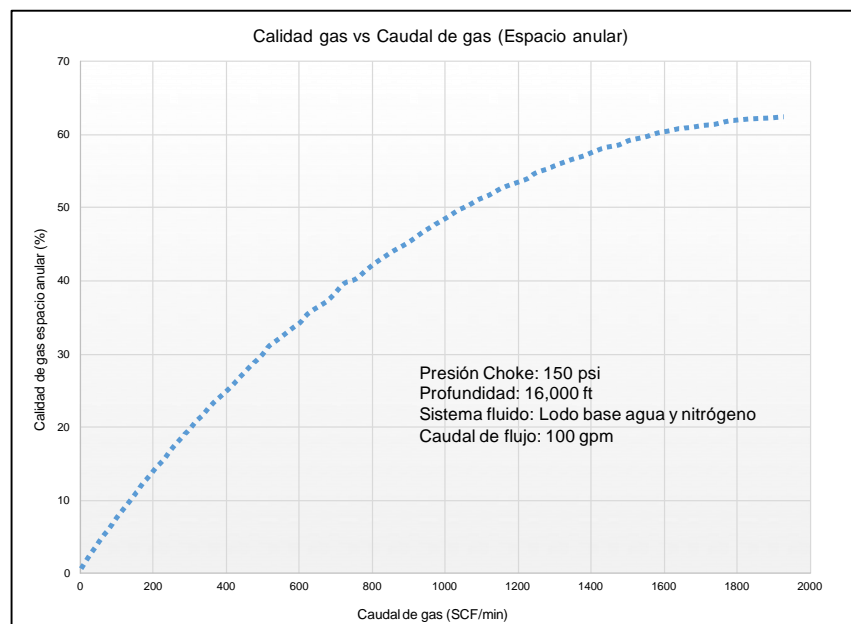
### 1.8.2.3 Hold up de líquido o volumen de líquido en el hueco

Las gráficas de volumen de líquido en el espacio anular versus el caudal de inyección de gas y volumen de líquido en la sarta de perforación versus caudal de inyección de gas son utilizadas para calcular el volumen total de fluido en el pozo como se muestra en la Figura 7.

### 1.8.2.4 Fase líquida del sistema aireado

La fase líquida es la base de los sistemas airados. Puede ser utilizado casi cualquier fluido de perforación que no induzca a daño de formación. En la práctica, la mayoría de fluidos son sistemas base agua, aceite, diésel, o aceite sintético. Dentro de los parámetros más importantes se encuentra la resistencia a geles, la cual facilite la salida del gas en la línea de flujo o en el separador. En pozos de alto ángulo, la propiedad más importante del fluido es la capacidad de transporte de cortes durante las operaciones.

Figura 7. Calidad del Gas en el Anular versus Caudal de Gas.



Fuente: R, Bill. Underbalanced Drilling Limits and Extremes

Fluidos de alta viscosidad, hacen difícil de remover la fase gaseosa del fluido en superficie. La capacidad de transporte puede ser mejorada mediante el uso de fluidos de perforación tixotrópicos, los cuales mejoran la capacidad de arrastre y el efecto de acumulación de cortes sin incrementar la fricción en el espacio anular. Cualquier incremento en viscosidad dificulta la separación del gas del sistema.

### **1.8.3 Límites generales de los volúmenes de gas y de líquido**

#### **1.8.3.1 Límites de volumen de gas**

Existen límites con respecto a la cantidad de gas que se adiciona al sistema para reducir la presión del pozo. En sistemas bifásicos, el líquido necesita ser la fase continua. La máxima calidad de gas en superficie es limitada al 80% para evitar fluctuaciones de presión y pérdida de la capacidad de transporte cerca de superficie. Con el incremento en el caudal de gas, la velocidad del fluido que también se incrementa causa fricción, la cual aumenta más de lo que se reduce la presión del pozo por la adición de más gas al sistema.

#### **1.8.3.2 Límites de volumen de líquido**

El líquido que es bombeado a través de la sarta para limpiar la broca y brinda energía al motor de fondo en caso de que el BHA direccional sea propuesto con Motor. En caso de BHA direccional con RSS no aplica. La fase líquida es la encargada de la limpieza del hueco. El límite inferior del caudal de líquido se limita a:

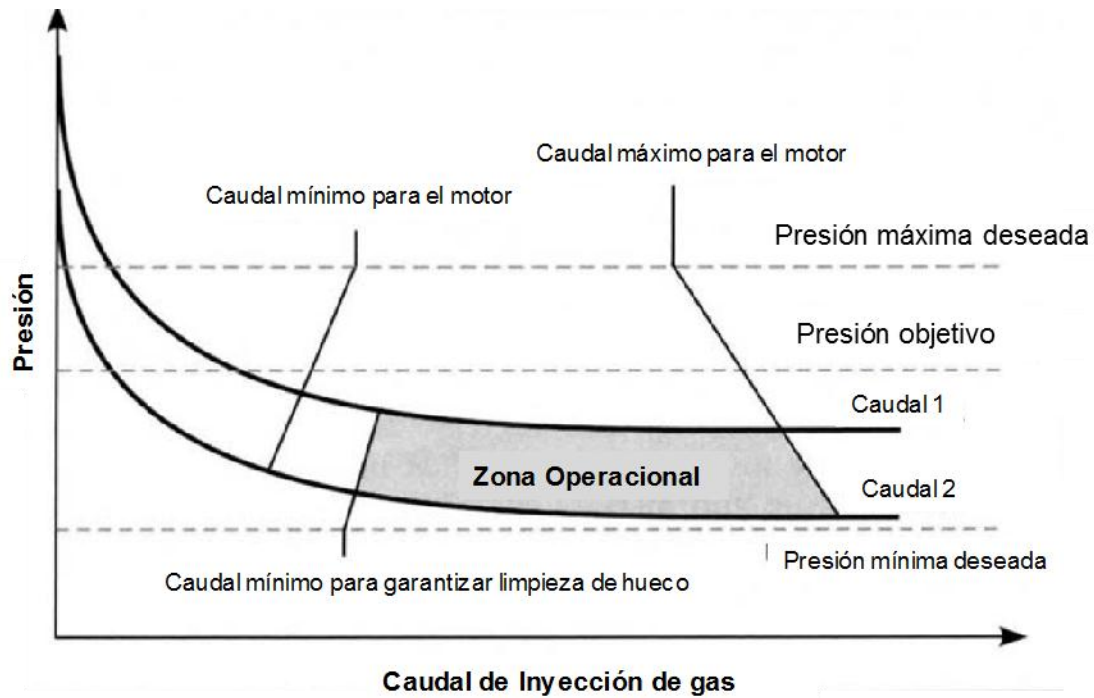
- Limpieza de hueco
- BHA direccional con motor

El límite superior del caudal de líquido se limita a:

- Fricción en el espacio anular
- BHA direccional con motor

La Figura 8 ilustra el procedimiento general de planeación. La ventana operacional debe estar entre la presión de yacimiento objetivo, límites del motor de fondo, transporte de cortes y estabilidad de hueco.

Figura 8. Ventana Operacional MPD



Fuente: R, Bill. Underbalanced Drilling Limits and Extremes

## 1.9 OTRAS TÉCNICAS DE CONTROL DINÁMICO DE PRESIÓN<sup>11</sup>

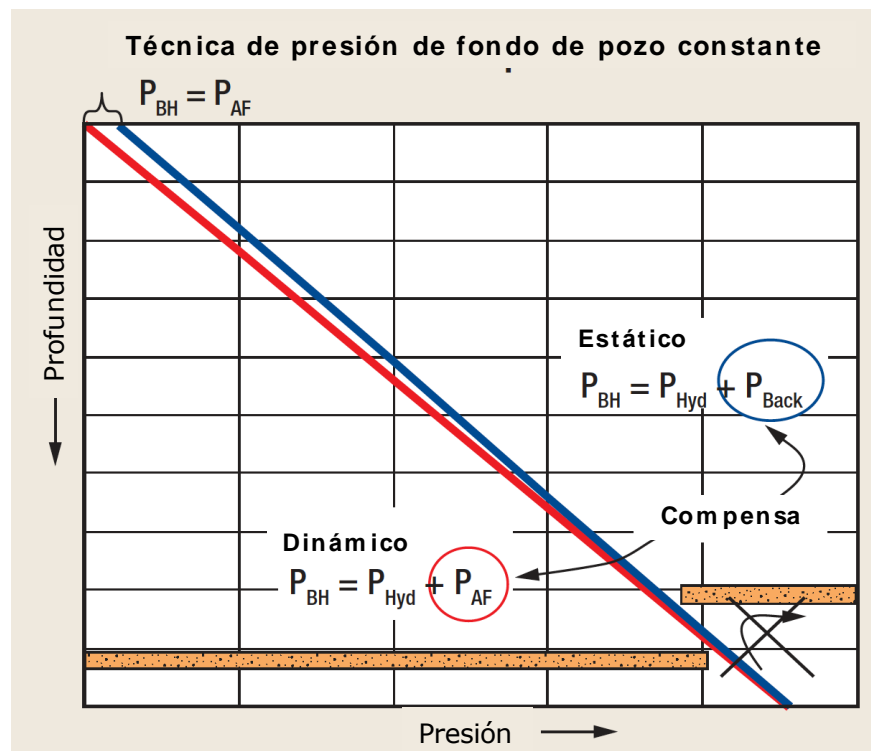
### 1.9.1 Técnica de presión de fondo de pozo constante (CBHP)

Existen varios problemas durante la perforación relacionados a inestabilidad de hueco como consecuencia de variaciones de la presión de fondo de pozo como inherente a las prácticas de perforación convencional.

<sup>11</sup> RASHED, M. Managed Pressure Drilling; Techniques and Options for Improving Operational Safety and Efficiency. En: Petroleum & Coal (2012)

Dichos cambios de presión son causados por arrancar y detener el sistema de circulación durante las conexiones en las operaciones. Específicamente, resultan por el cambio de la densidad equivalente circulante (ECD) o la presión de fricción en el espacio anular (AFP), lo cual ocurre cuando las bombas son encendidas y apagadas.

Figura 9. Técnica CBHP.

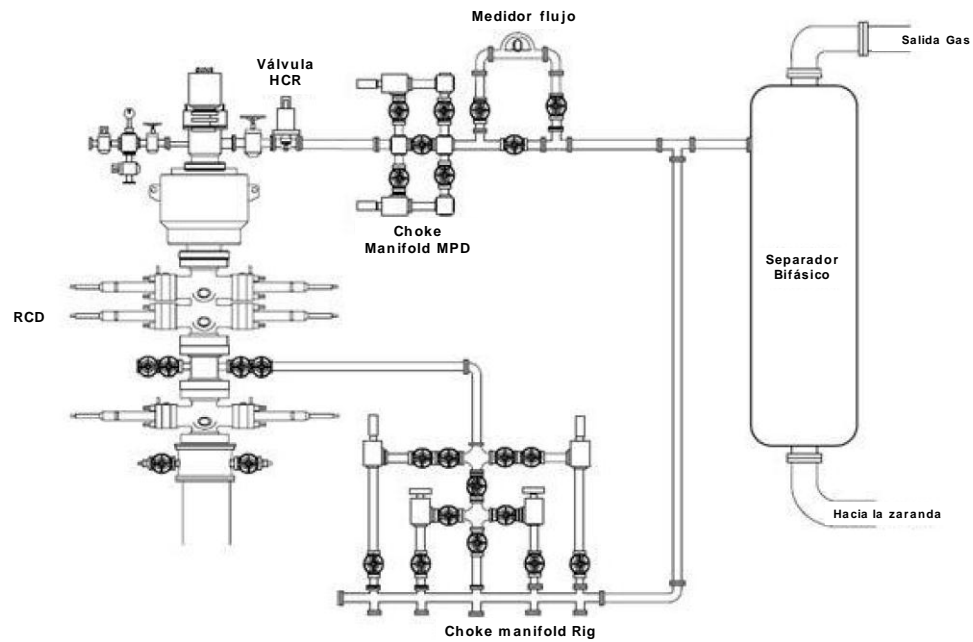


Fuente: MALLOY, K. P. Managed pressure drilling— What is it anyway?

CBHP es el término generalmente utilizado para describir las acciones tomadas para corregir o reducir el efecto de las pérdidas de presión asociadas al sistema de circulación cuando las bombas se encuentran en funcionamiento o reducir la densidad circulante equivalente (ECD) como un esfuerzo para permanecer dentro de los límites impuestos por la presión de poro y la presión de fractura. En orden de reducir el efecto de la AFP o ECD, es necesario introducir una contrapresión (BP). Cuando se perfora la presión del espacio anular en superficie es cercana a cero.

Durante el arranque de las bombas justo después de realizar las conexiones, se requiere cientos de psi de contrapresión.

Figura 10. Equipamiento Básico MPD



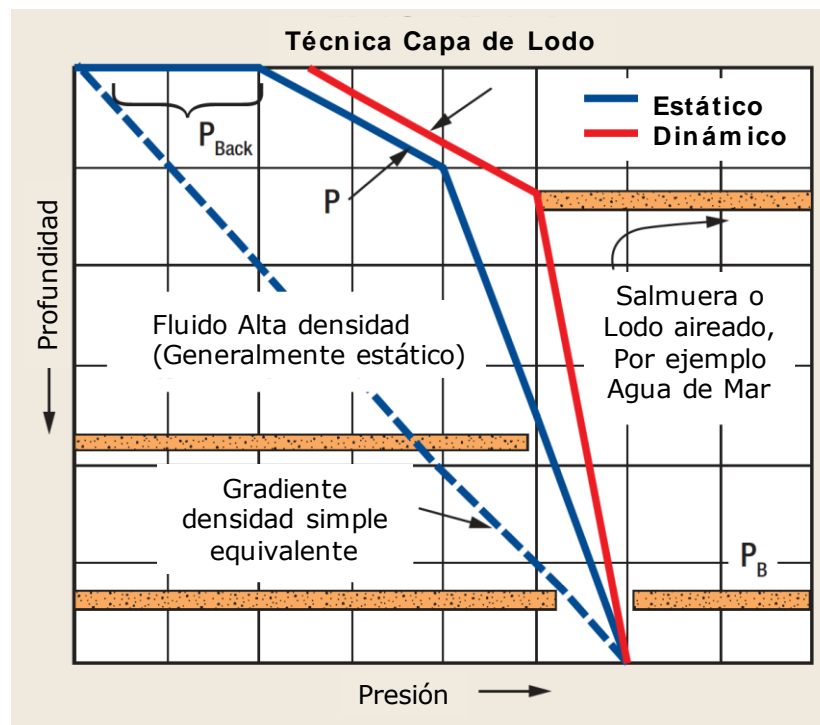
Fuente: RASHED, M. Managed Pressure Drilling; Techniques and Options for Improving Operational Safety and Efficiency

MPD reemplaza la presión ejercida por el lodo estático con la presión dinámica de fricción para mantener el control del pozo sin pérdidas de circulación. El objetivo de dicha técnica es mantener la presión del pozo dentro de una ventana operacional segura, entre la presión de poro y la presión de fractura.

### 1.9.2 Técnica de perforación con capa de lodo (MCD)

La técnica de perforación con capa de lodo es una técnica utilizada para formaciones con pérdidas extremas. En zonas que presentan baja presión de poro, generalmente se presentan pérdidas de circulación. Si la presión de yacimiento es lo suficientemente baja para que la presión de fondo de pozo, las pérdidas de circulación pueden ser severas. A medida que el lodo se pierde hacia el yacimiento, la presión hidrostática en el pozo se reduce para controlar pérdidas (si es posible). En este punto la presión del pozo está por debajo de la presión de poro de la zona que está por encima de la sección de pérdidas, lo cual causa un influjo de gas hacia el pozo. Una manera de mantener el pozo controlado es llenar el pozo con un caudal que exceda la tasa de llenado del gas.

Figura 11. Técnica Capa de Lodo



Fuente: MALLOY, K. P. Managed pressure drilling— What is it anyway?

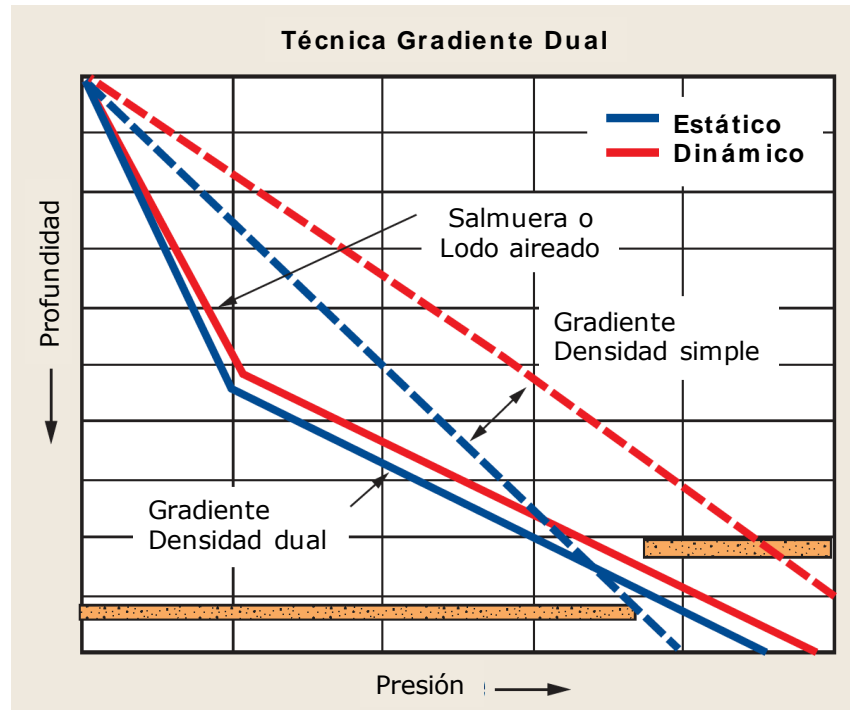
El método MCD utiliza un fluido de mayor densidad el cual es inyectado a través del anular para mantener controlado el influjo de gas hacia superficie. La Figura 11 muestra el perfil de presión para el método de perforación con capa de lodo (MCD). Un fluido de perforación más liviano se utiliza para perforar la zona de baja presión y el fluido más pesado induce al lodo de baja densidad a fluir hacia la zona. Este método mantiene el pozo controlado a pesar que todos los retornos van hacia el yacimiento.

La ventaja de este método es que mantiene el pozo controlado incluso mientras se presentan eventos de pérdidas severas hacia la formación. El equipo de perforación se protege mediante dos barreras, las preventoras y la capa de lodo. Utilizando un fluido de perforación más liviano incrementa a su vez la rata de penetración (ROP) y los costos del fluido de perforación son mucho menores.

### **1.9.3 Técnica de perforación con gradiente dual (DGD)**

La perforación con gradiente dual se refiere a la perforación con dos gradientes diferentes de fluido de perforación. La Figura 12 muestra el perfil de presión para esta aplicación. En este caso, mediante el uso de un fluido de densidad simple causará que el pozo exceda la presión de formación y se resulte en pérdidas de circulación. Con un gradiente dual, el fluido más liviano se utiliza en la parta superior del pozo y el fluido más pesado en la parte más inferior. Esto permite que la presión se mantenga dentro de la presión de poro y la presión de fractura.

Figura 12. Técnica Gradiente Dual



Fuente: MALLOY, K. P. Managed pressure drilling— What is it anyway?

Para alcanzar un gradiente dual, un fluido de menor densidad como aire, nitrógeno o un líquido más liviano se inyecta hasta cierto punto dentro del pozo. Al introducir dicho fluido de menor densidad, disminuirá la presión desde dicho punto hacia superficie. Esta técnica es útil para ajustar la presión de fondo de pozo sin cambiar la densidad del fluido de perforación, utilizado para controlar pérdidas de circulación en zonas ladronas y para disminuir la pega diferencial de la sarta de perforación.

#### 1.9.4 Técnica HSE/ control de retornos

En la búsqueda de alcanzar operaciones más seguras y más eficientes, permitiendo reaccionar de manera oportuna ante cualquier sorpresa durante la ejecución, el método de control de retornos puede ser entablado como parte crucial para la definición de MPD a pesar que esta técnica no controla de ninguna manera la presión anular del pozo. Los retornos del espacio anular son controlados para prevenir cualquier tipo de gas, especialmente H<sub>2</sub>S.

Esta técnica se utiliza como barrera de seguridad adicional para las operaciones. Si algún influjo de gas se presenta durante las operaciones, la línea de flujo hacia los shakers es cerrada y el flujo inmediatamente se dirige hacia el choke manifold del equipo de perforación, donde el influjo se controla de manera segura mientras se circula es pozo. El uso de una cabeza rotativa (RCD) evita la necesidad de cerrar preventoras, minimizando el potencial para dejar pasar cualquier hidrocarburo hacia la mesa rotaria, y permite el movimiento de la tubería mientras se circula para controlar cualquier influjo.

## **2. GENERALIDADES DEL MODELAMIENTO FLUJO MPD**

En ausencia de una herramienta que mida el flujo en fondo, los modelos hidráulicos permiten conocer el comportamiento de los volúmenes inyectados de gas, sobre la variación de la presión del pozo. Una simulación confiable es clave para evitar daño a la formación y evitar problemas operacionales, uno de los objetivos más importantes de estos sistemas. La presión en el pozo puede ser estimada mediante el uso de simuladores o mediante el uso de APWD (Annular Pressure While Drilling), para asegurar que un cambio operacional continúa dentro de la ventana operativa.

La hidráulica del pozo es usada en todas las etapas de un proyecto MPD desde el principio con la factibilidad, a través de la retroalimentación, diseño y durante la operación y el post análisis. Es también necesario para la evaluación del yacimiento midiendo sus flujos y la necesidad de traerlos a superficie apropiadamente de manera que se asemejen a como se producen convencionalmente.

### **2.1 HIDRÁULICAS DE PERFORACIÓN**

La hidráulica es la rama de la ingeniería relacionada al movimiento de los fluidos. La hidráulica nos permite averiguar cómo fluyen los fluidos a través de la sarta de perforación, broca, y efectos por la presión de bombeo en el anular.

La predicción de las caídas de presión en el sistema dinámico está en función de la reología del fluido y el caudal de flujo. Para predecir el comportamiento de la caída de presión en el sistema de circulación es necesario relacionar las propiedades reológicas del fluido con el caudal de flujo. En el presente capítulo se discutirá las generalidades de las hidráulicas de perforación, conceptos claves que nos guiarán para el entendimiento de la tecnología analizada en el trabajo de grado.

### **2.1.1 Modelos Reológicos**

Existe una variedad de modelos utilizados en el cálculo de hidráulicas. Algunos de ellos se utilizan para caracterizar los fluidos de perforación mientras que existen otros que no aplican. En el estudio realizado por Rahimov (2009), existe cerca de ocho modelos que aplican para los fluidos de perforación los cuales son:

- Modelo Newtoniano
- Modelo Plástico Bingham
- Modelo Ley de la Potencia
- Modelo API (RP 13D)
- Modelo Herschel-Bulkley
- Modelo Unificado
- Modelo Robertson-Stiff
- Modelo Casson

Cada uno de dichos modelos presenta su propia aplicación dependiendo de los parámetros y condiciones operacionales. En la perforación se han utilizado varios de ellos, excepto el Newtoniano y el de Casson. Se ha observado que el modelo Ley de la potencia es el que representa más el comportamiento y características de un fluido de perforación.

### **2.1.2 Caída de presión en el espacio anular**

En la perforación, a lo largo de la historia se han propuesto varios procedimientos y ecuaciones para estimar la caída de presión. Las compañías de servicio ofrecen diferentes paquetes de software que permiten efectuar estimaciones en este tema tan importante para el desarrollo de proyectos de perforación. La caída de presión en el anular en cualquier intervalo del hueco tiende a estar relacionado a la velocidad de flujo.

En teoría entonces, la caída de presión puede ser modificada a través de la variación en el caudal del fluido, la cual es una práctica que depende específicamente de los requerimientos de limpieza del pozo.

- **Número de Reynolds**

El número de Reynolds es la relación entre las fuerzas inerciales y las fuerzas viscosas. El número de Reynolds es un número adimensional que se utiliza para clasificar los fluidos, en el cual el efecto de la viscosidad es un aspecto importante para el control de la velocidad y patrón de flujo del fluido. Matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$N_{Re} = \frac{928\rho v d}{\mu} \quad (2.1)$$

Donde:

$\rho$ = densidad, ppg

$v$ = velocidad, ft/s

$d$ = diámetro, pulg

$\mu$ = viscosidad, cP

El número de Reynolds es utilizado para determinar el régimen de flujo de un fluido, es decir si es laminar o turbulento.

Basado en las recomendaciones de la norma API 13D, se asume que un flujo con un número de Reynolds menor o igual a 2,100 indica flujo laminar, y un flujo con número de Reynolds mayor a 2,100 indica un flujo turbulento.

- **Factor de Fricción**

Una vez se establece el patrón de flujo, la caída de presión por fricción debe ser estimada. Las correlaciones más comunes para la estimación de la caída de presión por fricción, se basan en una cantidad adimensional denominada *factor de fricción*. En forma generalizada el factor de fricción se define como:

$$f = \frac{F_k}{AE_k} \quad (2.2)$$

Donde:

$F_k$  = fuerza causada por el movimiento del fluido ejercida sobre las paredes de la tubería

$A$  = Área de la tubería

$E_k$  = Energía cinética por unidad de volumen

Para el flujo a través de conductos cerrados, teniendo en cuenta el esfuerzo de corte y la fuerza ejercida sobre las paredes de la tubería y sustituyendo la expresión de energía cinética para  $E_k$  queda de la siguiente manera:

$$f = \frac{d}{2\rho v^2} \left( \frac{\partial p_f}{\partial L} \right) \quad (2.3)$$

Esta ecuación se denomina *ecuación de Fanning*, y el factor de fricción definido por dicha ecuación se denomina *factor de fricción de Fanning*. El factor de fricción de Fanning es un número adimensional utilizado para el estudio de la fricción de los fluidos dentro de un conducto cerrado. El factor de fricción es un indicativo de la resistencia del fluido a fluir a través de las paredes de la tubería.

El factor de fricción de Darcy-Weisbach es otro número adimensional utilizado para los cálculos en flujo confinado. La relación lineal entre la velocidad promedio de flujo y el gradiente de presión se expresa mediante el factor de fricción de Darcy de la siguiente manera:

$$f = \frac{\left(\frac{-\partial p}{\partial L}\right)(d_b)}{0.5\rho V^2} \quad (2.4)$$

donde  $(-\partial p/\partial L)$  es la caída de presión por unidad de longitud.

El factor de fricción de Darcy, similar al factor de fricción de Fanning, puede evaluarse mediante el uso de diferentes correlaciones teóricas o empíricas bajo diferentes condiciones. También puede ser obtenida a partir de diagramas, donde el más utilizado es el *diagrama de Moody*. Por lo tanto, el factor de fricción Darcy algunas veces se denomina *factor de fricción de Moody*. El factor de fricción de Moody se obtiene en la gráfica del factor de fricción de Darcy en función del número de Reynolds y la rugosidad relativa de la tubería. El factor de fricción de Moody es cuatro veces el factor de fricción de Fanning.

### 2.1.2.1 Ecuaciones para el cálculo de hidráulicas

Una vez se determina el factor de fricción, mediante el uso de una correlación adecuada, se puede calcular la caída de presión por unidad de longitud  $(-\partial p/\partial L)$ . Como resultado se tiene la ecuación que permite calcular la caída de presión total:

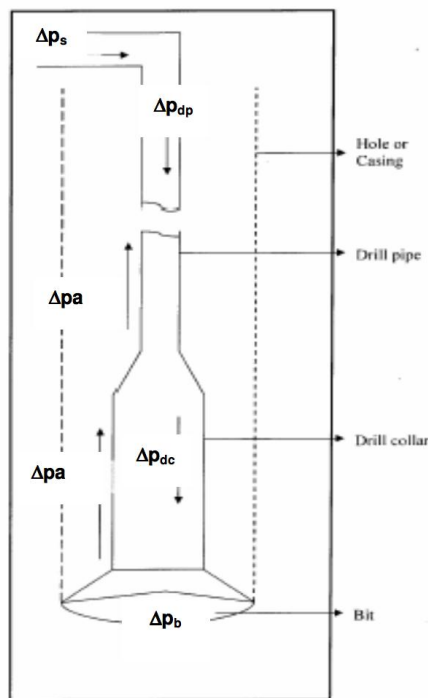
$$\Delta P = \left(\frac{\partial p_f}{\partial L}\right)(\Delta L) \quad (2.5)$$

### 2.1.3 Cálculo de la caída de presión por fricción en el espacio anular

La expresión matemática para la caída de presión total del sistema, también conocida como la presión de la bomba ( $\Delta P_p$ ), está dada por la siguiente ecuación:

$$\Delta P_p = \Delta P_{dc} + \Delta P_{dp} + \Delta P_b + \Delta P_a \quad (2.6)$$

Figura 13. Esquema del Sistema de Circulación del Fluido de Perforación.



Fuente: ELMADDIN, R. Through Tubing Rotary Managed Pressure Drilling.

La caída de presión total de un sistema está en función de diferentes factores, dentro de los cuales se tiene el comportamiento reológico del fluido, el régimen de flujo (laminar, turbulento, transición), propiedades del fluido (densidad y viscosidad), caudal, configuración de la sarta de perforación y geometría del hueco. El procedimiento para el cálculo de la caída de presión se resume de la siguiente forma:

- Escoger el modelo reológico que mejor se ajuste a los datos.
- Utilizar el caudal y la geometría del hueco para calcular la velocidad del fluido.
- Calcular el número de Reynolds para determinar si el régimen de flujo es laminar o turbulento.
- Calcular el factor de fricción.
- Utilizar una correlación apropiada según el modelo reológico escogido para calcular las pérdidas de presión por fricción.

La norma API RP 13D (2006) recomienda el modelo de Herschel-Bulkley el cual es más riguroso.

#### 2.1.4 Densidad Circulante Equivalente (ECD)

Mientras se circula un fluido de perforación, existe un incremento en la presión dentro del pozo a partir de las condiciones estáticas del mismo. La densidad circulante equivalente en cualquier punto equivale a la suma de la presión hidrostática de la columna de fluido con la caída de presión por fricción por encima de dicho punto. En base a esto, en cualquier punto de interés, la densidad dinámica equivalente, ECD, es mayor que la presión estática equivalente del peso del lodo, EMD. La ECD es calculada de la siguiente manera:

$$ECD = EMD + \frac{\Delta P}{0.052 TVD} \quad (2.7)$$

Donde:

$EMD$  = Densidad equivalente de la densidad de una columna de fluido abierta a la atmósfera, ppg

$\Delta P$  = Caída de presión por fricción, psi

$TVD$  = Profundidad vertical verdadera, ft

Para evitar pérdidas de circulación e influjos, particularmente en pozos que presentan una ventana operacional bien cerrada, es recomendado realizar un monitoreo continuo de la ECD.

## **2.2 LIMPIEZA DE HUECO**

Dentro de los aspectos importantes para la ejecución de proyectos de perforación se encuentra la limpieza de hueco, la cual es una de las funciones básicas de cualquier fluido de perforación. Los cortes generados por la broca, adicional a cualquier derrumbe de la formación o cavings, deben ser transportados hacia superficie. A continuación, se presentarán los mecanismos de asentamiento y propiedades de los cortes de perforación, patrones de flujo, propiedades de lodo y concentración de cortes. Se hará gran énfasis en la velocidad de deslizamiento de los cortes.

### **2.2.1 Generalidades**

La limpieza de hueco es una de las funciones básicas del fluido de perforación. Los ripios generados por la broca durante la perforación, adicional a cualquier derrumbe de la formación o cavings, deben ser transportados hacia superficie con el objetivo de mitigar riesgos operacionales tales como, pega de tubería, torque y arrastre excesivo, empaquetamiento, pérdidas de circulación, entre otros. El transporte de cortes está afectado por diferentes parámetros presentados en la Tabla 2. La velocidad anular, la viscosidad del fluido, la inclinación del pozo y la rotación de la sarta son considerados los más importantes. Algunos métodos primarios para mejorar la limpieza de hueco incluyen incrementar el caudal es decir incrementar la velocidad anular, incrementar la viscosidad del fluido y particularmente incrementar la rotación de la sarta cuando el régimen de flujo es laminar.

Tabla 2. Parámetros que Afectan la Limpieza de Hueco.

Geometría de hueco y estado mecánico	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Inclinación y doglegs</li> <li>▪ Geometría de hueco/tubulares</li> <li>▪ Excentricidad de la sarta</li> </ul>
Características de los cortes	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gravedad específica</li> <li>▪ Tamaño y forma de partícula</li> <li>▪ Reactividad al lodo</li> </ul>
Características del flujo	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Velocidad anular</li> <li>▪ Perfil de velocidad anular</li> <li>▪ Régimen de flujo</li> </ul>
Propiedades del fluido	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Peso del lodo</li> <li>▪ Viscosidad</li> <li>▪ Resistencia Geles</li> </ul>
Parámetros de perforación	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tipo de broca</li> <li>▪ Rata de penetración</li> <li>▪ Presión diferencial</li> <li>▪ Rotación de la sarta</li> </ul>

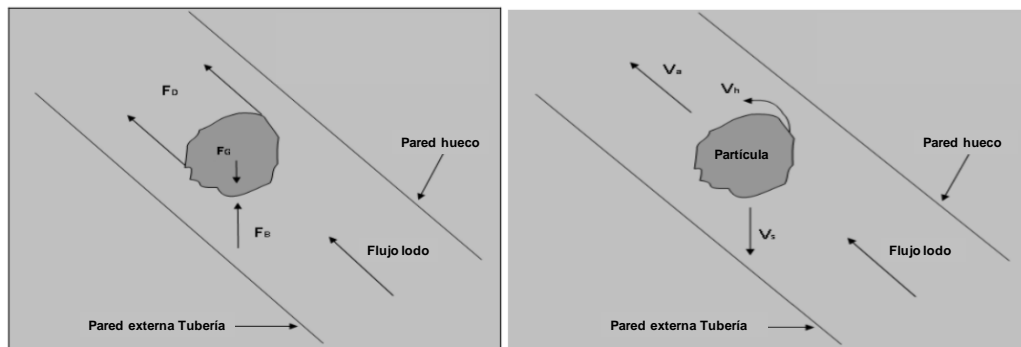
Fuente: ELMADDIN,R. Through Tubing Rotary Managed Pressure Drilling.

La viscosidad y la velocidad del fluido en el espacio anular son los parámetros más importantes. Los cortes y las partículas presentan tres cargas actuando sobre ellas como se muestra en la Figura 14.

Las cargas mostradas son: fuerza hacia abajo debido a la gravedad, fuerza hacia arriba debido a la boyanza ejercida por el fluido de perforación, y fuerza paralela a la dirección del flujo del lodo debido a las fuerzas viscosas de arrastre ejercidas por el fluido alrededor de la partícula. Dichas fuerzas originan el movimiento de los cortes sobre el flujo del lodo de perforación en trayectorias complejas, generalmente helicoidales. En la misma gráfica se observa los componentes de la velocidad del movimiento de las partículas las cuales son: velocidad de deslizamiento hacia abajo debido a la gravedad, velocidad helicoidal debido a un perfil de flujo axial y periférico y velocidad axial como producto del flujo axial del fluido de perforación.

Durante la limpieza de hueco se debe buscar la manera de evitar la caída de las partículas por efecto de la gravedad, para evitar asentamiento de las partículas en condiciones dinámicas y estáticas. Existen tres mecanismos básicos de asentamiento dentro de los cuales están:

Figura 14. Componentes de Velocidad y Fuerzas sobre una Partícula



Fuente: ELMADDIN,R. Through Tubing Rotary Managed Pressure Drilling.

### 2.2.2 Mecanismos de asentamiento de partículas

- **Caída libre:** ocurre cuando una partícula cae a través del fluido sin la interferencia de otras partículas o cualquier otro obstáculo. La velocidad de caída depende de la diferencia de densidades entre el fluido y la partícula, la reología del fluido, tamaño y forma de la partícula y régimen de flujo. En flujo turbulento, la velocidad de asentamiento depende de la reología del fluido mientras que en flujo laminar aplica la Ley de Stokes. Entre mayor sea la diferencia de densidades entre la partícula y el fluido, más rápido la partícula se asentará. Al mismo tiempo, partículas más grandes se depositan más rápido que las partículas más pequeñas.
- **Asentamiento tipo Hindered:** Este mecanismo es considerado el más realista, particularmente en la perforación de pozos con diámetro reducido, donde se presentan altas concentraciones de cortes.

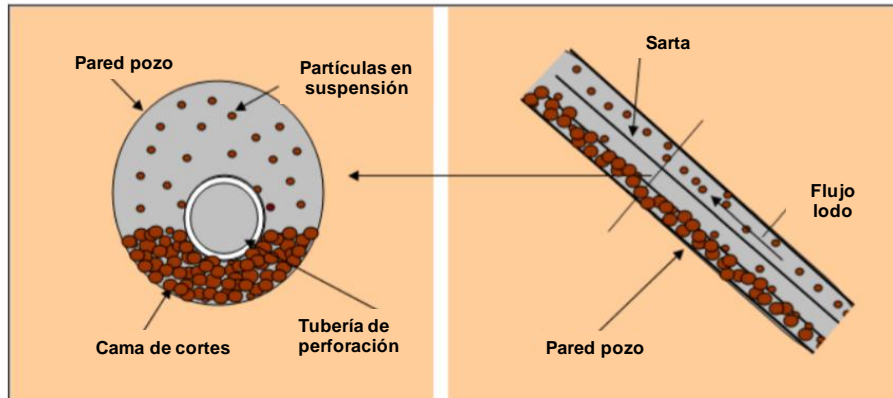
La idea detrás de este mecanismo yace en que el fluido desplazado por una partícula que va cayendo, genera una fuerza con orientación vertical positiva sobre las partículas adyacentes, de esta manera se reduce la velocidad de deslizamiento de una con respecto a la otra. Durante la perforación el espacio anular está lleno de cortes.

- **Asentamiento tipo Boycott:** este es un patrón de asentamiento bastante acelerado que puede ocurrir en pozos desviados, basado en la premisa de que en tuberías inclinadas las partículas tienden a depositarse de 3 a 5 veces más rápido que en tuberías verticales. Este proceso causa un desbalance en la presión que conlleva a que exista un flujo hacia arriba de un fluido más liviano en la parte superior del pozo y un movimiento de las partículas hacia el lado inferior del pozo. A bajos caudales, el lodo fluye principalmente a lo largo del lado superior del hueco, permitiendo que se acentúe el efecto Boycott. Se recomienda rotar la sarta e incrementar el caudal de flujo para mejorar la limpieza del hueco.

### **2.2.3 Cortes de perforación y sus características**

Algunas de las características más importantes de los cortes son gravedad específica, forma y tamaño de partícula y reactividad con el fluido de perforación. La gravedad específica depende de las formaciones a atravesar las cuales varían entre 2.0 a 2.8, de alguna forma mucho más densos que la mayoría de fluidos de perforación.

Figura 15. Cama de Cortes en un Intervalo Inclinado



Fuente: ELMADDIN,R. Through Tubing Rotary Managed Pressure Drilling.

El tipo de broca, la tasa de penetración (ROP) y la presión diferencial de fondo, determinan la forma y tamaño iniciales. Los cortes de gran tamaño son generados por brocas con dientes grandes, altas ROP y bajas presiones diferenciales (bajo balance).

Si no existe una adecuada remoción de los recortes, las partículas tienden a asentarse en el fondo del pozo, las cuales se pueden acumular en doglegs, zonas de lavado y en el lado inferior del hueco en los intervalos de gran inclinación (cama de cortes). La Figura 15 muestra una cama de cortes formada en un pozo de alta desviación. Esta clase de acumulaciones puede ser difícil de re-suspender o erosionar, donde se debe realizar gran énfasis en las propiedades del fluido de perforación y buenas prácticas de perforación para evitar dichas acumulaciones. Las propiedades de suspensión son importantes, especialmente en bajos caudales y en condiciones estáticas.

## 2.2.4 Propiedades del Fluido de Perforación

Existen tres principales categorías de fluidos de perforación, los cuales son base agua, base aceite y gaseosos. Dentro de las principales funciones de un fluido de perforación se encuentran:

- Lubricar y enfriar la broca y la sarta de perforación
- Limpiar el fondo del pozo
- Transportar cortes hacia superficie
- Suspender en el espacio anular los cortes generados cuando se detiene circulación
- Soportar las paredes del hueco
- Controlar la presión de fondo de pozo
- Estabilizar el hueco

Para garantizar el adecuado transporte de cortes proporcionado por el fluido de perforación, se debe realizar gran énfasis en los parámetros del fluido de perforación dentro de los cuales se tiene peso de lodo, viscosidad, resistencia a geles y capacidad de transporte.

- **Peso de lodo:** La importancia del peso del lodo para la limpieza del hueco está dada en que la densidad del fluido de perforación ayuda en la flotación o boyanza de los cortes, reduciendo de esta manera la velocidad de asentamiento (como lo establece la Ley de Stokes). Sin embargo, la función primaria del peso del lodo es el ajuste de la presión en fondo del pozo dentro de una ventana operacional segura, según los requerimientos de integridad para el programa de perforación.

- **Viscosidad del lodo:** Es la característica más importante dentro de la limpieza del hueco, puesto que identifica la capacidad de transporte del fluido de perforación. Históricamente, para definir la viscosidad plástica y el punto de cedencia del fluido de perforación se utilizan las lecturas del viscosímetro Fann a 600 rpm y 300 rpm.

### 2.2.5 Concentración de cortes

La concentración de cortes es quizá el mejor indicador con respecto al transporte de cortes, debido a que los problemas operacionales que se presentan son originados cuando se excede el valor límite o crítico de concentración de cortes. Se recomienda bajo la experiencia alrededor del mundo no exceder dicho valor por encima del 5% para asegurar una buena limpieza del hueco. La concentración de cortes se puede estimar mediante la siguiente fórmula:

$$C_a = \frac{1667 \text{ ROP } D_b^2}{60 (D_b^2 - D_p^2)(V_a - V_s)} \quad (2.8)$$

Durante la perforación el peso efectivo del lodo cambia con respecto al peso original del lodo. Este cambio depende de la densidad de los cortes, el peso de lodo original y la concentración de cortes. El peso de lodo efectivo de esta forma se puede estimar de la siguiente manera:

$$\rho_{e(c)} = \rho_p \frac{C_a}{100} + \rho_f \left(1 - \frac{C_a}{100}\right) \quad (2.9)$$

Dentro de los parámetros básicos para controlar la concentración de cortes está la velocidad anular. Existe un valor de velocidad anular crítica en la cual se alcanza el límite para la concentración de cortes. La ecuación para calcular el valor de la velocidad crítica es la siguiente:

$$V_{ac} = \frac{1667 ROP D_b^2}{60 (D_b^2 - D_p^2) C_a} + V_s \quad (2.10)$$

La velocidad crítica anular, es quizá el parámetro más importante para la limpieza del hueco. La velocidad anular debe ser siempre mayor que la velocidad crítica. Como se observó en la fórmula, la velocidad de deslizamiento de los cortes también debe ser calculada.

### 2.2.6 Relación de transporte de cortes

La diferencia entre la velocidad anular y la velocidad de deslizamiento se denomina velocidad de transporte o levantamiento, la cual está dada por:

$$V_r = V_a - V_s \quad (2.11)$$

La anterior ecuación aplica para pozos verticales únicamente. Cuando la velocidad de transporte se aproxima a la velocidad anular se presenta la mejor limpieza de hueco. Por el contrario, se presenta una baja limpieza cuando la velocidad es baja. La relación de transporte de cortes (RTC) es una forma para normalizar la velocidad de transporte. Como función de la velocidad anular y la velocidad de deslizamiento, la RTC se puede expresar de la siguiente manera:

$$RTC(\%) = \frac{(V_a - V_s)}{V_a} 100 \quad (2.12)$$

La limpieza dentro del hueco puede ser evaluada directamente en cada intervalo, mediante el uso de la RTC. La RTC varía entre 0% (muy mala) y 100% (perfecta) con respecto a la efectividad de la limpieza del hueco. Para pozos verticales, una RTC mayor a 50% es suficiente para mantener acondicionado el hueco.

### 2.2.7 Velocidad de deslizamiento

Existen varias correlaciones para hallar la velocidad de deslizamiento de partícula, parámetro importante para anticipar el desempeño de limpieza de los fluidos de perforación. Las correlaciones son basadas en la Ley de Stokes, excepto la que Walker y Mayes desarrollaron. George Gabriel Stokes expreso la velocidad de deslizamiento de un objeto (partícula) cayendo a través de un fluido viscoso de la siguiente manera:

$$V_s = 138 \frac{d_p^2(\rho_p - \rho_f)}{\mu} \quad (2.13)$$

El número de Reynolds de la partícula está dado por:

$$Re_p = 982.2 \frac{\rho_f V_s d_p}{\mu} \quad (2.14)$$

Si el patrón de flujo es diferente a caída libre, la velocidad de deslizamiento puede ser calculada basada en correlaciones empíricas. Las correlaciones conocidas son basadas en la cantidad adimensional conocido como factor de fricción el cual se define de la siguiente manera:

$$f = \frac{F}{A_c E_k} \quad (2.15)$$

Las correlaciones para hallar la velocidad de deslizamiento se pueden clasificar en dos grupos, el primero asume que los cortes son esféricos mientras que el segundo asume que los cortes presentan forma de disco circular. Los factores de fricción para ambos grupos son:

- Para forma esférica:

$$f_p = 3.57 \frac{d_p}{V_s^2} \left( \frac{\rho_p - \rho_f}{\rho_f} \right) \quad (2.16)$$

- Para forma de disco circular:

$$f_p = 3.57 \frac{d_p}{V_s^2} \left( \frac{\rho_p - \rho_f}{\rho_f} \right) \quad (2.18)$$

### 2.2.7.1 Correlación de Moore

Preston Moore utilizó las ecuaciones anteriores para la caída de una partícula a través de un fluido Newtoniano. Para tener en cuenta el comportamiento No Newtoniano de los fluidos de perforación, Moore sugirió el uso del concepto de *viscosidad aparente*. La viscosidad aparente se obtiene a través de las ecuaciones para hallar la caída de presión en el espacio anular para el modelo reológico y Ley de la Potencia. La viscosidad aparente se puede hallar mediante la siguiente relación:

$$\mu_a = \frac{k}{144} \left( \frac{D_2 - D_1}{V_a} \right) \left( \frac{2+1/n}{0.0208} \right)^n \quad (2.19)$$

Si el número de Reynolds de la partícula es igual o menor a 1.0, se considera que el régimen es laminar. El factor de fricción en régimen laminar se aproxima a:

$$f_p = \frac{40}{Re_p} \quad (2.20)$$

Tomando en cuenta las anteriores ecuaciones, la velocidad de deslizamiento de partícula queda dada por:

$$V_s = 82.86 \frac{d_p^2 (\rho_p - \rho_f)}{\mu_a} \quad (2.21)$$

Para un régimen de flujo en transición donde el número de Reynolds de partícula varía entre 1.0 y 2,000 la velocidad de deslizamiento se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$V_s = 2.90 \frac{d_p (\rho_p - \rho_f)^{0.667}}{\rho_f^{0.333} \mu_a^{0.333}} \quad (2.22)$$

Si el número de Reynolds de partícula es mayor a 2,000 donde el patrón de flujo es considerado completamente turbulento y la velocidad de deslizamiento de partícula está dada por:

$$V_s = 1.54 \sqrt{\frac{d_p (\rho_p - \rho_f)}{\rho_f}} \quad (2.23)$$

### 2.2.7.2 Correlación de Chien

La correlación de Chien es similar a la de Moore puesto que implica el cálculo de viscosidad aparente para determinar el número de Reynolds. La correlación de Chien aplica el modelo reológico de plástico de Bingham. Para un fluido polimérico, Chien sugiere la siguiente fórmula para estimar la viscosidad aparente:

$$\mu_a = \mu_p + 5 \frac{\tau_y d_s}{V_a} \quad (2.24)$$

Para sistemas de lodo base bentonita, él recomendó el uso de la viscosidad plástica en vez de la aparente. La ecuación para estimar la velocidad de deslizamiento propuesta por Chien es la siguiente:

$$V_a = 0.0075 \left( \frac{\mu_a}{\rho_f d_p} \right) \left( \sqrt{\frac{36,800 d_p}{\left( \frac{\mu_a}{\rho_f d_p} \right)^2} \left( \frac{\rho_p - \rho_f}{\rho_f} \right) + 1} - 1 \right) \quad (2.25)$$

El uso de la anterior ecuación se recomienda únicamente cuando las propiedades viscosas del fluido de perforación son anormalmente altas, por ejemplo, cuando  $\mu_a/\rho_f d_p > 10$ . Chien también propuso una ecuación mucho más simple para calcular la velocidad de deslizamiento de cortes, para una aplicación mucho más práctica la ecuación es la siguiente:

$$V_s = 1.44 \sqrt{\frac{d_p (\rho_p - \rho_f)}{\rho_f}} \quad (2.26)$$

Esta ecuación es la misma que la correlación de Moore, excepto por la constante. Esta constante corresponde a utilizar un factor de fricción de 1.72 en la correlación de Moore para régimen de flujo turbulento.

### 2.2.7.3 Correlación de Walker & Mayes

La correlación de velocidad de deslizamiento propuesta por Walker & Mayes asume que los cortes presentan forma de disco circular y caen a través de fluido de perforación sobre la cara horizontal de los mismos. Se cree que las partículas, presentan dos regímenes de asentamiento, laminar y turbulento. La tasa de cizallamiento es una tasa de cizallamiento de frontera en la cual el movimiento de las partículas pasa de laminar a turbulento, la cual está dada por:

$$\gamma_b = \frac{186}{d_p \sqrt{\rho_f}} \quad (2.27)$$

El esfuerzo de cizalla desarrollado por las partículas mientras caen a través de fluido de perforación se expresa de la siguiente manera:

$$\tau_p = 7.9 \sqrt{T_p (\rho_p - \rho_f)} \quad (2.28)$$

Una vez las partículas generan el esfuerzo de corte, la correspondiente tasa de corte puede ser calculada mediante las constantes del modelo reológico Ley de la Potencia de la siguiente manera:

$$\gamma_p = \left( \frac{\tau_p}{k_a} \right)^{1/n_a} \quad (2.29)$$

Las constantes de la ley de potencia son calculadas a través del modelo reológico API (RP 13D). Si  $\gamma_p > \gamma_b$ , la velocidad de la partícula se encuentra en una zona laminar y puede determinarse de la siguiente manera:

$$V_s = 0.02 \tau_p \left( \frac{\gamma_p d_p}{\sqrt{\rho_f}} \right)^{0.5} \quad (2.30)$$

Si  $\gamma_p > \gamma_b$ , la velocidad de deslizamiento de partícula se encuentra en zona turbulenta puede ser calculada de la siguiente manera:

$$V_s = 0.28 \frac{\tau_p}{\sqrt{\rho_f}} \quad (2.31)$$

### **3. YACIMIENTOS DE BAJA PRESIÓN DE PORO Y VENTANA SEGURA DE LODO<sup>12</sup>**

A través del tiempo la presión de poro decrece debido a la producción del yacimiento, si no se presenta un mecanismo que permita sostener la presión en el yacimiento. Esta reducción en la presión de poro causa cambios en el estado de esfuerzos de la formación. Desde el punto de vista de perforación, la maduración del yacimiento lleva a una ventana de perforación mucho más apretada. En la mayoría de campos maduros, la perforación presenta problemas, por esta reducción en la ventana de perforación. A continuación, se presentará una explicación del proceso de reducción de la ventana de perforación desde una perspectiva de perforación y geomecánica.

#### **3.1 VENTANA DE PERFORACIÓN**

La ventana de perforación es aquel margen de presión entre la presión de poro y la presión de fractura. En la perforación convencional, la presión hidrostática ejercida por el lodo en condiciones dinámicas y estáticas, debe ser mayor a la presión de poro. De la misma manera, la presión hidrostática ejercida por el lodo no debe superar el gradiente de fractura de la formación, originando problemas como pérdidas de circulación y fractura de la formación.

Durante la perforación, la ECD varía y se mueve hacia delante y hacia atrás entre la presión de poro y la presión de fractura. Con el objetivo de perforar eficientemente y de forma segura, se requiere de cierto margen de seguridad para cumplir con este objetivo. En campos maduros, debido a la disminución de presión del yacimiento se presentan ventanas de perforación más apretadas, lo cual es un gran reto para perforar estas formaciones de una manera segura y económica.

---

<sup>12</sup> ELMADDIN,R. Through Tubing Rotary Managed Pressure Drilling.

### 3.2 GEOMECÁNICA Y VENTANA DE PERFORACIÓN

Se puede inferir la situación que a medida que el yacimiento es producido, la presión de fractura de la formación se reducirá mucho más rápido que la presión de poro, resultando en una ventana de perforación más apretada.

Un yacimiento a lo largo de su vida productiva se compacta, como consecuencia de la reducción de la presión de poro del mismo. Para un material isotrópico, la deformación a lo largo de un eje, también resulta en la deformación a lo largo de otros ejes. Generalizando la Ley de Hooke en tres dimensiones, se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)] \quad (3.1)$$

$$\varepsilon_y = \frac{1}{E} [\sigma_y - \nu(\sigma_x + \sigma_z)] \quad (3.2)$$

$$\varepsilon_z = \frac{1}{E} [\sigma_z - \nu(\sigma_x + \sigma_y)] \quad (3.3)$$

Dichas expresiones se pueden utilizar para cualquier material cuyo comportamiento sea elástico lineal y representa las deformaciones a lo largo de los ejes X, Y, y Z. Para una formación, en función del estado de esfuerzos in situ, las anteriores ecuaciones se pueden expresar de la siguiente manera:

$$\varepsilon_h = \frac{1}{E} [\sigma_h - \nu(\sigma_H + \sigma_o)] \quad (3.4)$$

$$\varepsilon_H = \frac{1}{E} [\sigma_H - \nu(\sigma_h + \sigma_o)] \quad (3.5)$$

$$\varepsilon_o = \frac{1}{E} [\sigma_o - \nu(\sigma_h + \sigma_H)] \quad (3.6)$$

Para una superficie del yacimiento, las deformaciones laterales se asumen que son igual a cero. Por esta razón, se puede asumir que los esfuerzos horizontales presentan la misma magnitud. Resolviendo las ecuaciones anteriores, el esfuerzo horizontal se puede estimar de la siguiente manera:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_o \quad (3.7)$$

En términos diferenciales, se puede expresar de la siguiente forma:

$$\Delta\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \Delta\sigma_o \quad (3.8)$$

La ecuación anterior se utiliza para estimar el cambio en el esfuerzo horizontal, debido al cambio en el esfuerzo de sobrecarga. La deformación vertical es diferente de cero, teniendo en cuenta que se presenta compactación en el yacimiento. Tomando las ecuaciones anteriores en las que se definió la deformación, se obtiene la siguiente ecuación:

$$\varepsilon_o = \frac{\sigma_o}{E} \left[ \frac{1-\nu-2\nu^2}{1-\nu} \right] \quad (3.9)$$

Con la ecuación anterior se puede estimar la compactación del yacimiento durante la producción. Los esfuerzos presentados son los esfuerzos totales. Los esfuerzos efectivos, se expresan de la siguiente manera:

$$\sigma_{h(e)} = \sigma_h - P_p \quad (3.10)$$

$$\sigma_{o(e)} = \sigma_o - P_p \quad (3.11)$$

El esfuerzo horizontal efectivo también puede ser escrito de la siguiente manera:

$$\sigma_{h(e)} = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_{o(e)} \quad (3.12)$$

Sustituyendo se llega a la siguiente expresión:

$$\sigma_h - P_p = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_o - P_p) \quad (3.13)$$

La propagación de las fracturas a través del yacimiento toma la dirección del esfuerzo máximo horizontal, por lo tanto, su magnitud es equivalente al esfuerzo mínimo horizontal. Teniendo en cuenta que se asumió que ambos esfuerzos son iguales, la ecuación anterior se puede expresar así:

$$P_f - P_p = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_o - P_p) \quad (3.14)$$

Tomando la definición expuesta de ventana de perforación expuesta en el numeral anterior, la ventana de perforación puede expresarse de la siguiente manera:

$$\text{Ventana Perforación} = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_o - P_p) \quad (3.15)$$

La ecuación anterior muestra que la declinación en la presión de poro como consecuencia de la producción del yacimiento, lleva a un encogimiento de la ventana de perforación disponible en dicha formación.

### **3.3 REDUCCIÓN VENTANA DE PERFORACIÓN POR LA DISMINUCIÓN DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO**

Un manejo adecuado de los problemas relacionados al cambio en el estado de esfuerzos dentro y en los alrededores de formaciones sujetas a reducción en la presión de poro por diversas razones. Cambios significativos del estado de esfuerzos que ocurre en yacimientos con muy baja presión de poro, pueden hacer complicada la perforación de nuevos pozos con objetivos más profundos debido a la necesidad de menores pesos de lodo para evitar pérdidas de circulación.

- **Perforación en yacimientos de baja presión**

Como se mencionó anteriormente, la perforación es afectada por los cambios del estado de esfuerzos como consecuencia de la reducción de la presión de poro. Cuando existe la necesidad de perforar a través de un yacimiento con baja presión de poro con el propósito de alcanzar objetivos más profundos, una variedad de problemas puede ocurrir. A menos que se utilicen menores pesos de lodo, puede ocurrir la generación de fracturas hidráulicas y por lo tanto perder fluido hacia la formación debido a la reducción del esfuerzo mínimo horizontal en la zona de baja presión.

También puede presentarse pega de tubería diferencial debido a la diferencia entre el peso del lodo y la presión de poro en la formación y, adicionalmente, invasión del lodo de perforación a la formación, causando daño a la formación en la zona. Si se utiliza menor peso de lodo, con el objetivo de atacar dichos, puede existir riesgo de inestabilidad en zonas adyacentes y subyacentes.

Este comportamiento está influenciado por tres parámetros principales:

- Magnitud y perfil de la caída de presión del yacimiento
- Propiedades mecánicas de la roca

- Profundidad, extensión lateral y geometría del yacimiento

## **4. GENERALIDADES CAMPO COLOMBIANO DE ESTUDIO**

### **4.1 HISTORIA**

Durante los años 1945 y 1978 varias compañías dentro de las cuales se encuentra Shell, Chevron y Philips iniciaron una gran gestión en la parte de exploración en la cuenca de los Llanos Orientales, que incluía sísmica y perforación de pozos exploratorios.

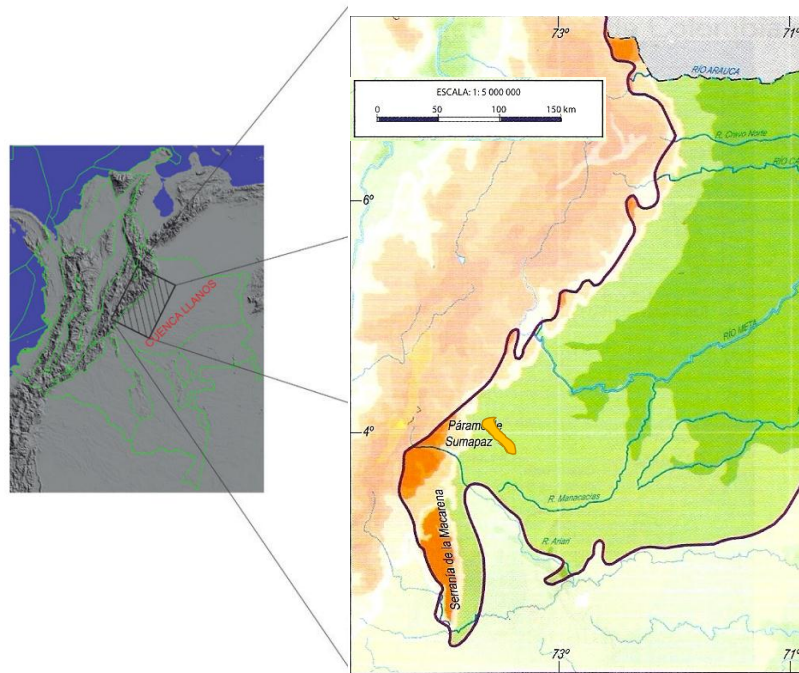
Gran parte de las compañías presentaron resultados no exitosos, a excepción de Chevron Petroleum Company que bajo un contrato de concesión comprendiendo un área de 97,450 hectáreas, realizó el descubrimiento del Campo hacia los años 70, a una profundidad promedio de 7,000 pies. La explotación del Campo no se realizó de inmediato por las características que el crudo presentaba que dificultaban el transporte. Tras el descubrimiento Chevron entregó al Ecopetrol el contrato de concesión.

### **4.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO**

El Campo de Estudio se encuentra ubicado en la parte sur de la Cuenca Sedimentaria de los Llanos Orientales, en el departamento del Meta. La cuenca de los Llanos Orientales es una cuenca localizada entre la cordillera oriental y el escudo precámbrico de Guyana, compuesto por rocas que datan del Terciario y Cretácico.

Junto con las zonas que lo limitan llano adentro, es una de las zonas de mayor prospección en cuanto a reservas de petróleo, donde se encuentran algunos de los yacimientos más importantes del país.

Figura 16. Cuenca de los Llanos Orientales



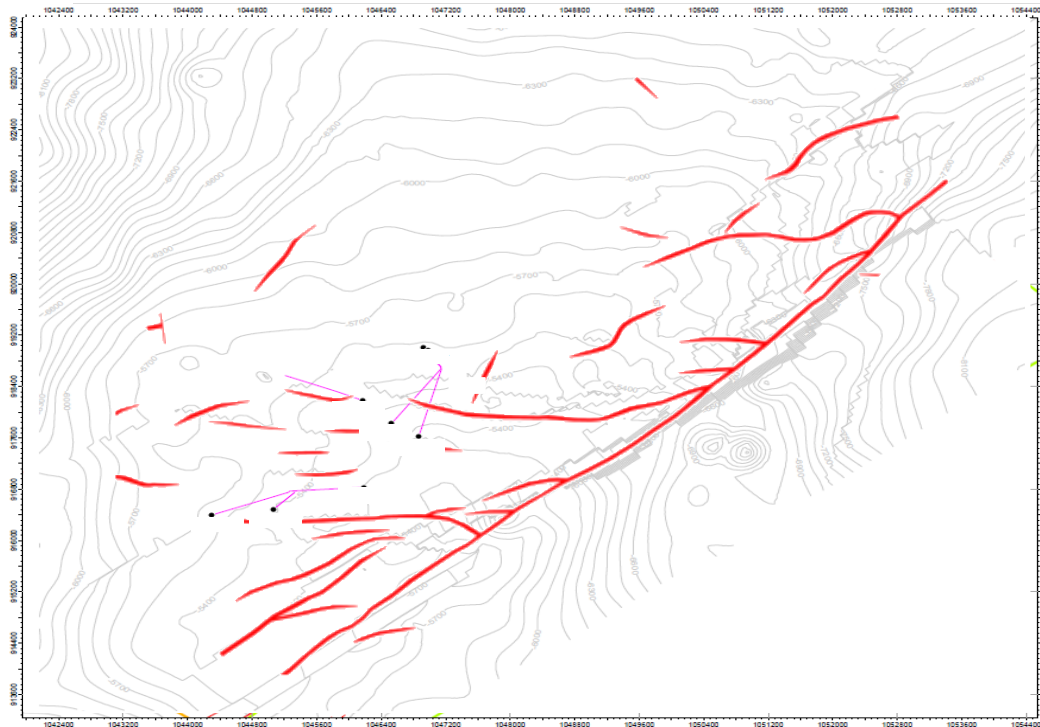
Modificado: El autor

### 4.3 DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA

#### 4.3.1 Modelo Estructural

Su estructura corresponde a un anticlinal cuyo eje presenta una orientación N 60° E, de 4 Km de ancho y 10 Km de largo, limitando al Este por una falla inversa. Se encuentra afectado por una serie de fallas normales e inversas con dirección NE-SW, algunas asociadas al sistema de fallas principal. Las fallas presentan un salto que varía entre 30 y 12 pies, y las fallas inversas con ángulos menores que varían entre 30 y 50 pies. Al parecer las fallas internas que afectan la estructura no presentan carácter sellante, ya que el contacto agua-aceite no cambia abruptamente a lado y lado de cada falla. La Figura 18 presenta el mapa estructural del campo de análisis al tope de la formación Guadalupe.

Figura 17. Mapa Estructural del Campo de Análisis



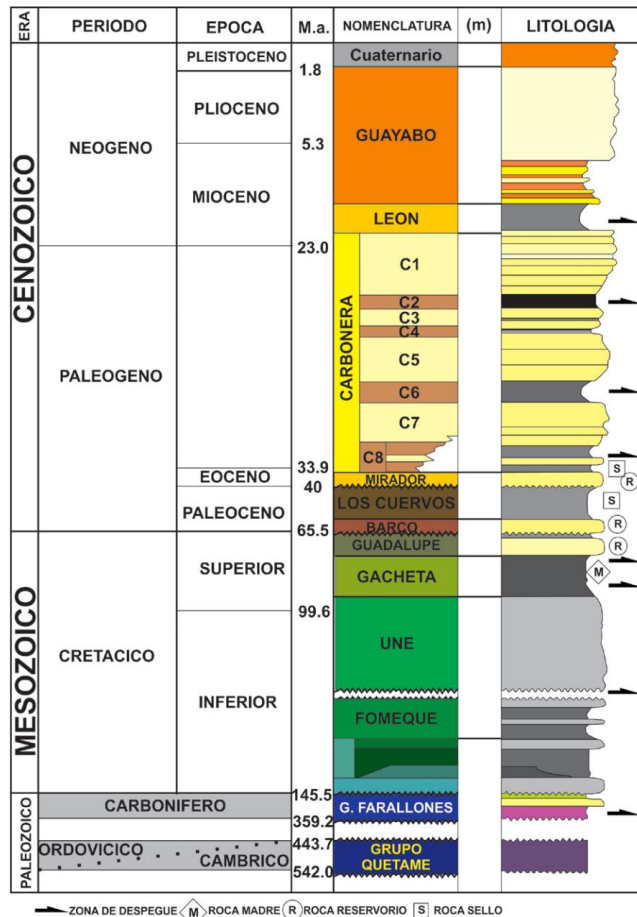
Modificado: El autor

### 4.3.2 Modelo estratigráfico

La columna estratigráfica del Bloque en el cual se encuentra el Campo de estudio está conformada por rocas sedimentarias con edades que varían desde el Paleozoico al Cuaternario. Las rocas de edad Cretácea y Terciaria son las principales zonas productoras en el área. El espesor total de la columna litológica varía entre 7000 pies y 8500 pies en las zonas más altas estructuralmente.

En términos de las zonas en las cuales se presenta problemas de pérdidas de circulación en este bloque se tiene las siguientes: Guadalupe Masivo, Guadalupe Superior, y San Fernando.

Figura 18. Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: AMOROCHO, P. Influencia De La Composición Mineral De Rocas Arcillosas En La Estabilidad De Pozos Petroleros

Las formaciones San Fernando y Guadalupe serán el objetivo principal para la evaluación de este trabajo de grado; por lo tanto, se realizará énfasis en su caracterización y estudio.

- **Formación San Fernando**

Información palinológica (Reyes et al, 1991) establece esta Unidad como de edad Terciario (Eoceno Tardío) correspondiente a la Formación San Fernando.

La Formación está constituida por areniscas de grano fino a grueso con esporádicos niveles conglomeráticos, e intercalaciones limosas y arcillosas. Su ambiente de depósito se interpreta como fluvial de corrientes entrelazadas (Nieto 1999).

- **Formación Guadalupe Superior**

La Formación Guadalupe Superior se constituye por una arenisca delgada, arcillosa, discontinua relativamente de menor productividad. Presenta mayor temperatura que la Formación Guadalupe Masivo, posiblemente por el carácter arcilloso de la misma. Se puede caracterizar tres conjuntos con características muy parecidas, denominados K1-2, K1-2 y K1-1, constituida en la parte basal por intercalaciones de areniscas, limolitas y arcillolitas con ocasionales mantos de carbón de bajo espesor.

La secuencia de la parte superior, son lutitas, con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino, denominado en su parte inferior como K1-2. La unidad superior K1-1, muy similar a la anterior se redefinió como perteneciente a la parte basal del terciario, aunque por dataciones palinoestratigráficas presentan un rango de edades oscilando entre Coniaciano y Maestrichtiano.

- **Formación Guadalupe Masivo**

La Formación Guadalupe Masivo se constituye por una cuarzoareniscas feldespáticas de grano grueso, subredondeado con baja proporción de matriz argilácea y cemento silíceo con algunos conglomerados arenosos y algunos niveles de limolitas y arcillolitas. Su espesor promedio es de 700 pies además de ser la principal formación productora.

#### **4.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO**

La principal formación productora del campo es la Formación San Fernando, la cual cuenta con una porosidad promedio de 19% y una permeabilidad de 1,180 md. Para la estructura de la Formación Guadalupe y basado en los registros de los pozos perforados inicialmente, se identificó un contacto agua-aceite inclinado por efecto de hidrodinamismo.

#### **4.5 HISTORIAL DE PRESIÓN**

El análisis de la presión original se basó en la evaluación de presión de DST's y MDT's existentes, donde se presenta un mayor valor de presión original para las arenas de la Formación San Fernando y Guadalupe Superior con respecto a las arenas de las unidades Guadalupe Inferior y Guadalupe Masivo. La presión actual ha declinado aproximadamente de entre 400 y 600 psi. A noviembre de 2012 se han tomado 99 registros de presión MDT; para el Campo se evidencian compartimientos de presión relacionados a la estructura o estratigrafía.

## **5. EVALUACIÓN TÉCNICA APLICACIÓN TECNOLOGÍA MPD**

Teniendo en cuenta que el Campo de estudio presentado en el capítulo anterior, presenta alto riesgo de presentar pérdidas severas de circulación, se hace necesario realizar la evaluación de alternativas que permitan atacar este problema. A lo largo de este capítulo se presentará la evaluación técnica de la aplicación de la tecnología MPD, donde se presentará el análisis de hidráulicas, evaluación de riesgos y estimación de tiempos para la ejecución.

### **5.1 PROBLEMAS OPERACIONALES**

Desde el año 2010, el campo de estudio ha tenido una campaña de perforación correspondiente al desarrollo primario o inicial del Campo. Los pozos propuestos incluyen trayectorias de alta inclinación, baja inclinación y geonavegados. Para cumplir con los requerimientos de tratamiento y disposición de agua, también se han perforado pozos de disposición de agua en la parte noroccidental del campo.

Debido a la declinación en presión de poro que ha mostrado el yacimiento durante los últimos años, y a la alta permeabilidad que presentan las zonas de interés, originan que se presenten problemas operacionales durante la perforación de nuevos pozos en el área. Dentro de los principales problemas se destaca las pérdidas severas de fluido hacia las formaciones Guadalupe Superior y Guadalupe Masivo, especialmente en la parte Sur del Campo, donde no existe un buen soporte de presión por parte del acuífero del yacimiento.

Las pérdidas de circulación encabezan junto a la pega de tubería, como los problemas más significativos del campo, originando miles de horas de tiempos no productivos durante la campaña de perforación. En la Figura 19 se muestra el análisis gráfico de los tiempos no productivos presentados en el campo durante los años 2014 y 2015, la cual fue construida con la información contenida en la base de datos de OpenWells de la compañía.

Figura 19. Análisis Gráfico de Tiempos No Productivos

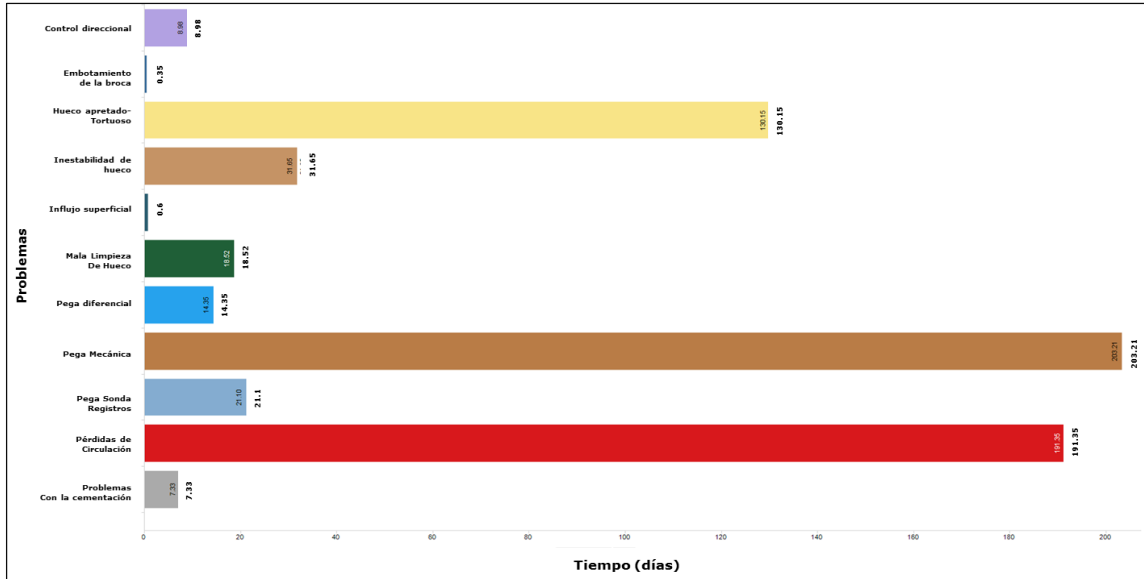
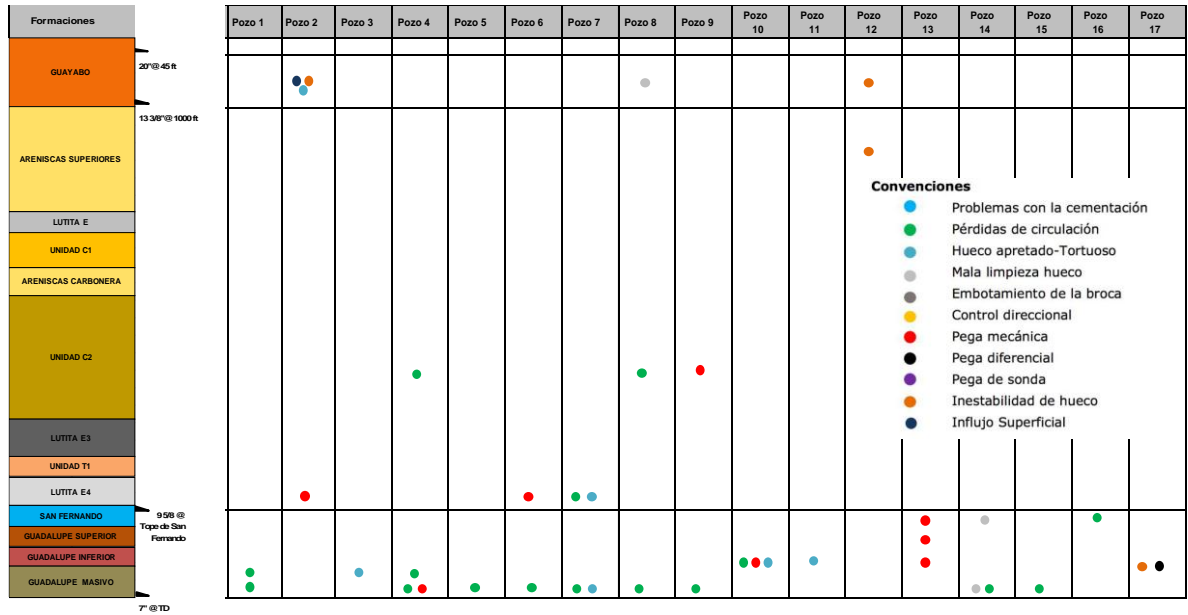


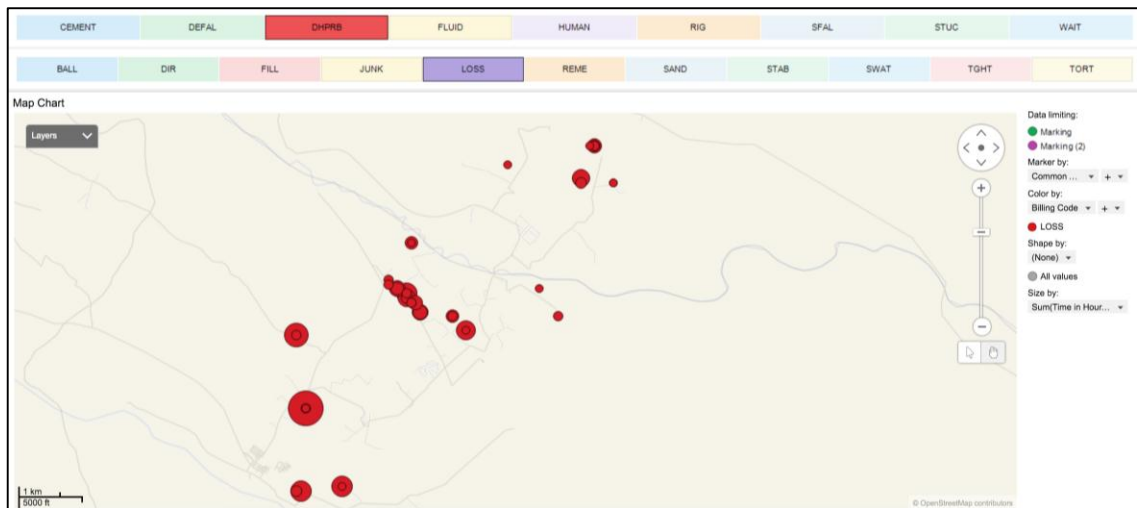
Figura 20. Eventos de los Pozos de Correlación



Se observan pérdidas significativas en la zona norte del Campo (1800 Bls/d) y en la parte central (1000 Bls/d). Los pozos en los cuales ocurrieron las pérdidas de circulación, pueden asociarse a fallas presentes en el campo. Se aprecia notablemente que las pérdidas de circulación ocurridas a nivel de T2 y K2, se puede asociar al sistema de fallas presentes en el campo, además de las fracturas naturales presentes en las formaciones. Sin embargo, debe revisarse otros parámetros como declinación en presión de poro y permeabilidad.

En la parte izquierda de la Figura 20, se ilustra la columna litológica, con cada una de las secciones perforadas en su orden, superficie, intermedia y de producción. En la parte derecha se muestra el análisis de los eventos presentados durante la perforación de los mismos, donde se evidencia que para la perforación de la Fase de producción es donde más ocurren eventos no planeados, destacándose las pérdidas de circulación hacia las formaciones T2, K1 y K2.

Figura 21. Mapa de Pérdidas de Circulación



En la Figura 21 se mostró el Mapa de pérdidas de circulación basado en los eventos no planeados durante la perforación de la fase de producción, el tamaño de cada círculo representa la severidad en tiempo que presentaron las pérdidas de circulación en dicho pozo.

## **5.2 ANÁLISIS DE HIDRÁULICAS DE PERFORACIÓN**

### **5.2.1 Ventana Operacional de Fluido de Perforación**

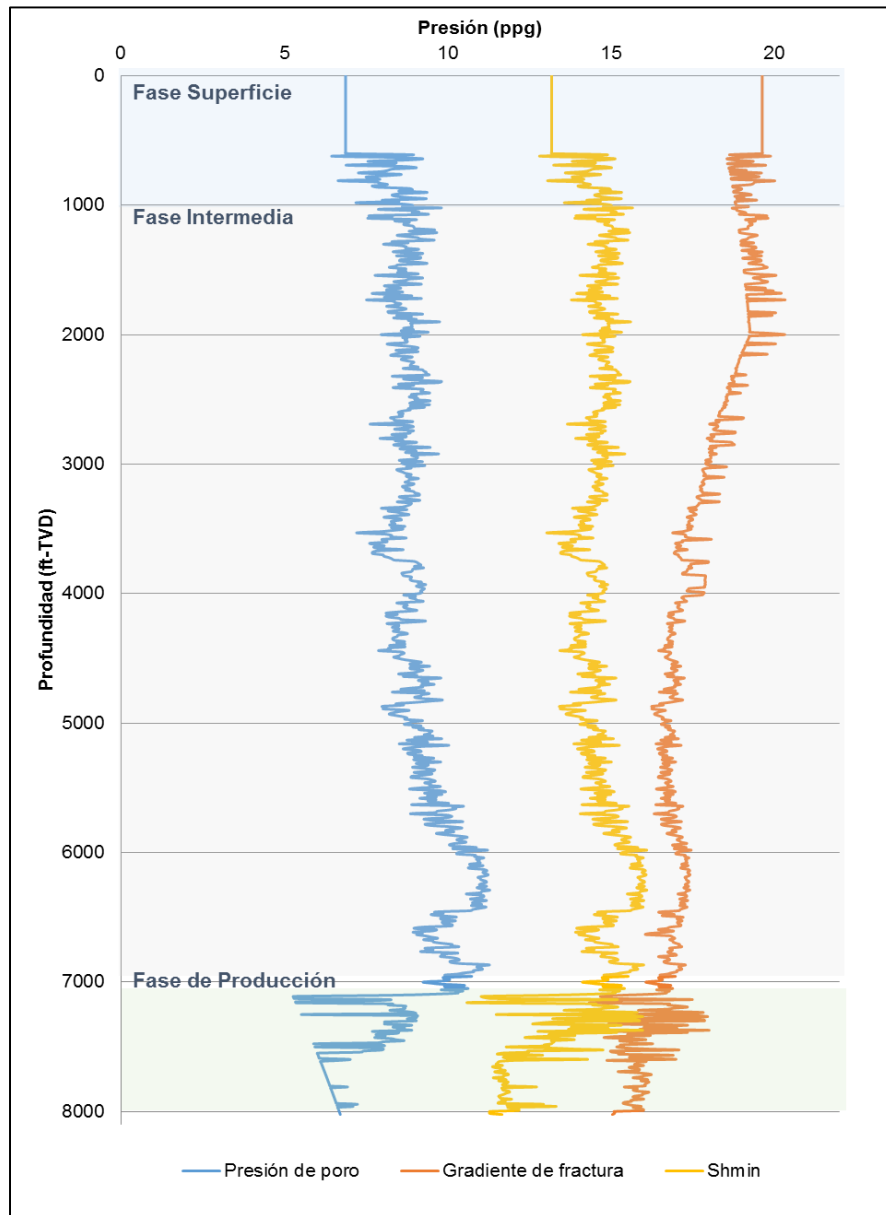
Como fue expuesto en el numeral anterior, el campo durante los últimos cinco años ha incrementado considerablemente las pérdidas de circulación durante la perforación de la fase de producción, asociado principalmente a la disminución de presión del yacimiento y a la alta permeabilidad del mismo.

La ventana de lodo actual del campo se presenta en la Figura 22, la cual es necesaria para conocer el margen de seguridad de presión, y de esta manera realizar un análisis de hidráulicas que permitan conocer el alcance que presenta la tecnología MPD para mitigar las pérdidas de circulación en el Campo.

### **5.2.2 Cálculo de Hidráulicas de Pozo Tipo**

Para la perforación de la fase de producción, se debe garantizar una condición cercana al balance, mediante un manejo preciso del perfil de presión mediante la perforación con fluido bifásico (lodo de perforación y Nitrógeno), la cual es la técnica que más se ajusta a las condiciones técnicas y a los requerimientos solicitados para mitigar el riesgo de pérdidas de circulación en las unidades T2, K1 y K2.

Figura 22. Ventana Operacional Campo de Estudio



### 5.2.2.1 Parámetros de Entrada

Con el objetivo de conocer adecuadamente los límites operacionales de la técnica para garantizar el éxito de las operaciones, es necesario realizar un modelamiento de flujo bifásico. En este caso se realizó la simulación hidráulica mediante el uso del software WellFlo®, el cual requiere de las siguientes variables de entrada para realizar la estimación del perfil de presión del pozo de estudio.


- **Estado Mecánico:** Se requiere conocer el estado mecánico del pozo, para cuantificar la caída de presión por fricción en el espacio anular, teniendo en cuenta la configuración de las diferentes fases de perforación del pozo. En este modelo conceptual, el estado mecánico convencional el cual corresponde al más representativo del Campo.

Tabla 3. Estado Mecánico

Fase	Diámetro hueco (in)	Diámetro Revestimiento (in)	Profundidad (ft-TVD)
Superficie	17	13 3/8	1,000
Intermedio	12 1/4	9 5/8	7,620
Producción	8 1/2	7 (liner)	8,900

- **Sarta de perforación:** Se requiere conocer la configuración de la sarta de perforación, para cuantificar los caudales inyectados a través de la sarta. En este modelo conceptual, basado en los BHA propuestos en pozos de correlación, la configuración consta de la siguiente manera:

Tabla 4. Configuración Sarta de Perforación Fase 8 1/2"

BHA	Cantidad	Ítem	Diámetro Externo (in)	Diámetro Interno (in)
	12	HW Drill pipe 5"	5	3
	1	Martillo hidráulico	6 ½	2 1/2
	12	HW Drill pipe 5"	5	2.75
	3	Drill Collar 6 1/2"	6 1/2	2 7/8
	1	Estabilizador 8 1/4"	6 15/32	3 1/16
	1	Drill Collar 6 1/2"	6 1/2	2 7/8
	1	Near Bit 8 1/8"	6 5/8	2 3/8
	1	Broca PDC 8 1/2", TFA 2.227 in <sup>2</sup>	8.5	N.A

- **Plan direccional del pozo:** Es necesario conocer el plan direccional del pozo, para tener presente la relación entre la profundidad medida (MD) y la profundidad vertical verdadera (TVD) utilizada para los cálculos hidráulicos en el simulador. En este modelo conceptual, el pozo es completamente vertical, es decir, la profundidad medida (MD) es equivalente a la profundidad vertical verdadera (TVD).
- **Propiedades fluido de perforación:** Las propiedades del fluido de perforación como se ha mencionado a lo largo de la conceptualización teórica de la técnica, es de gran importancia para estimar los cálculos hidráulicos y de limpieza del hueco durante la simulación en WellFlo®. Para este modelo conceptual, basado en la recomendación de los ingenieros de planeación de este Campo, se plantean las siguientes propiedades:

Tabla 5. Propiedades del Fluido de Perforación

<b>Propiedad</b>	<b>Rango</b>
Peso de lodo (ppg)	8.5-8.6 ppg
Viscosidad plástica (cP)	17
Punto de cedencia	20
∅300	35
∅600	50
Caudal (gpm)	275-350

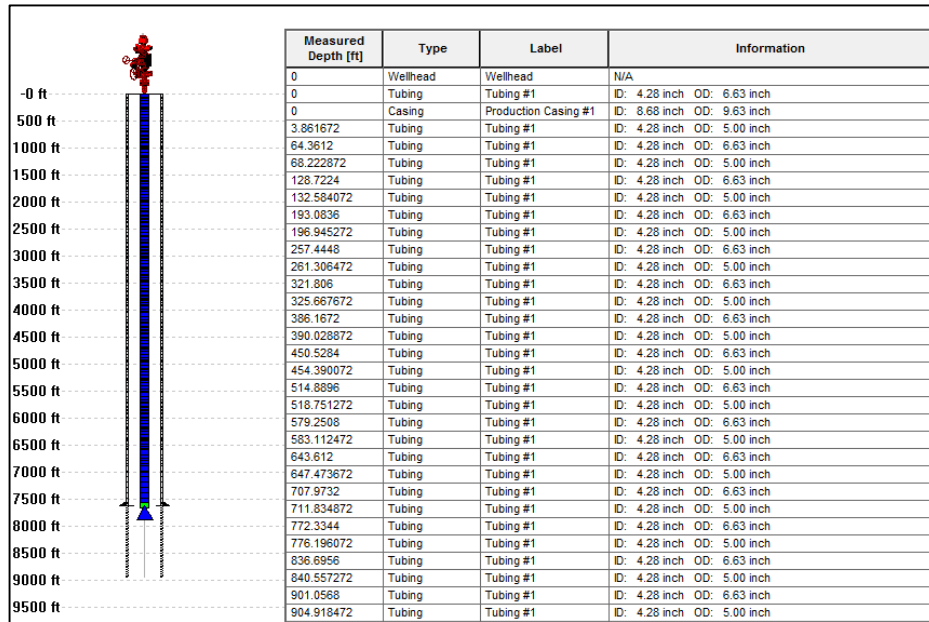
- **Propiedades fluido fase gaseosa:** Las propiedades del fluido de la fase gaseosa, son de gran importancia para estimar los cálculos hidráulicos durante la simulación en WellFlo®. Para este modelo conceptual, se plantean las siguientes propiedades:

Tabla 6. Propiedades del Fluido en Fase Gaseosa

<b>Propiedades Nitrógeno</b>	<b>Rango</b>
Densidad (lb/ft <sup>3</sup> )	0.0725
Viscosidad (cP)	0.018
Caudal (SCF/min)	400-1600

Esto nos permite evaluar y determinar los parámetros operacionales tales como: propiedades del fluido de perforación, el caudal de bomba, la cantidad de nitrógeno requerida, presión en el stand pipe, presión en la cabeza de pozo y las pérdidas de fricción para alcanzar la densidad equivalente de circulación (ECD) deseada.

Figura 23. Ventana Principal Simulador MPD Perforación de la Fase de producción



Measured Depth [ft]	Type	Label	Information
0	Wellhead	Wellhead	N/A
0	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 6.63 inch
0	Casing	Production Casing #1	ID: 8.68 inch OD: 9.63 inch
3.361672	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 5.00 inch
64.3612	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 6.63 inch
68.222872	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 5.00 inch
128.7224	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 6.63 inch
132.584072	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 5.00 inch
193.0836	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 6.63 inch
196.945272	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 5.00 inch
257.4448	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 6.63 inch
261.306472	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 5.00 inch
321.806	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 6.63 inch
325.667672	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 5.00 inch
386.1672	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 6.63 inch
390.028872	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 5.00 inch
450.5284	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 6.63 inch
454.390072	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 5.00 inch
514.8896	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 6.63 inch
518.751272	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 5.00 inch
579.2508	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 6.63 inch
583.112472	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 5.00 inch
643.612	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 6.63 inch
647.473672	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 5.00 inch
707.9732	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 6.63 inch
711.834872	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 5.00 inch
772.3344	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 6.63 inch
776.196072	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 5.00 inch
836.6956	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 6.63 inch
840.557272	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 5.00 inch
901.0568	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 6.63 inch
904.918472	Tubing	Tubing #1	ID: 4.28 inch OD: 5.00 inch

### 5.2.2.2 Diseño de Ventana Operacional perforación de la Fase de Producción

Basado en las variables mencionadas anteriormente, se realiza el diseño de la ventana operacional para la aplicación de la técnica MPD. Basado en la información obtenida del historial de perforación del Campo, se ha establecido una ventana de circulación con una ECD mínima de **6.5 ppg**, teniendo en cuenta que con esta densidad límite no se ha presentado pérdidas de circulación en el Campo. En la Tabla XX. Se presenta los caudales límite para la aplicación de la técnica:

Tabla 7. Caudales de Ventana Operacional

Caudal Fase Líquida (GPM)	Caudal Fase Gaseosa (SCF/min)
275	400
300	600
325	800
350	1000
	1200
	1400

Con los datos anteriores, se determina el gradiente y la presión del pozo en función del volumen de Nitrógeno inyectado. La Figura 24. Muestra los rangos máximos permisibles, de la siguiente manera:

- El mínimo caudal utilizado para el modelo es de 275 GPM para la fase líquida, siendo este el límite inferior.
- El máximo caudal utilizado para el modelo es de 350 GPM para la fase líquida, siendo este el límite superior.
- En la gráfica se muestra el análisis de sensibilidad realizado a la presión del pozo en función del caudal de la fase gaseosa.

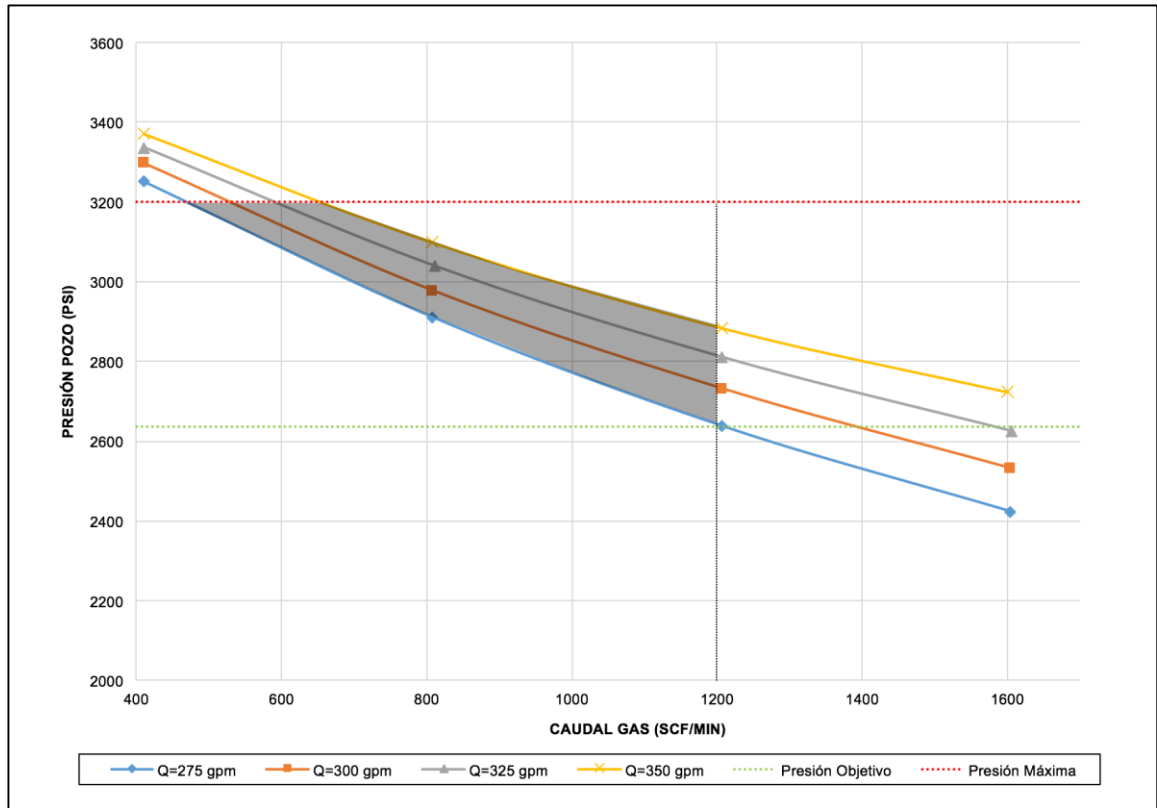
Se calcula una presión mínima de fondo, la cual es obtenida al aplicar un fluido Nitrogenado, según el estudio de Geomecánica la BHP está en un rango de 2500 a 2700 psi, con un rango de profundidad de 7500 y 7800 ft TVD Esta presión se ha establecido para tener como punto de referencia y así poder observar el comportamiento del ECD, con un fluido Nitrogenado, dejando la claridad que este se puede ajustar instantáneamente.

La ventana operativa para la perforación de esta sección muestra 4 límites que marcados así:

- En la parte superior se tiene un gradiente máximo objetivo de 8.0 ppg
- En la parte inferior se tiene un gradiente mínimo objetivo de 6.5 ppg

Considerando las fronteras descritas, se tiene que la sección deberá ser perforada utilizando caudales de lodo entre 275 gpm y 350 gpm, con caudales de Nitrógeno entre 500 SCFM y 1200 SCFM.

Figura 24. Ventana Operacional



Las manipulaciones de estas variables combinadas con la contrapresión aplicada en superficie permitirán obtener un rango de gradiente de perforación entre 6.5 ppg y 8.0 ppg. Para iniciar la perforación se propone un ECD de 8.0 ppg logrado con una combinación de 275 GPM de lodo y 400 SCFM de N<sub>2</sub>.

### 5.2.2.3 Densidad Equivalente De Circulación (ECD)

A continuación, se muestra los resultados obtenidos a partir del simulador Wellflo<sup>®</sup>, donde se evidencia el comportamiento hidráulico propuesto para perforar la Formación San Fernando a una profundidad promedio de 7,913 ft-MD.

Tabla 8. Resultados de Simulación en Wellflo®

Caudal (gpm)	N2 (SCF/min)	ECD (ppg)	BHP (psi)	Altura columna hidrostática (ft-TVD)	%N2
275	400	8.0	3265	7134	7
	800	7.1	2912	6363	13
	1200	6.4	2639	5766	19
	1600	5.9	2421	5291	25
300	400	8.1	3307	7227	6
	800	7.3	2984	6521	12
	1200	6.7	2731	5968	17
	1600	6.2	2529	5527	23
325	400	8.2	3346	7312	6
	800	7.4	3048	6660	11
	1200	6.9	2813	6148	16
	1600	6.4	2624	5735	21
350	400	8.2	3381	7388	6
	800	7.6	3104	6784	10
	1200	7.0	2886	6307	15
	1600	6.5	2735	5865	19

La Tabla 8 muestra el comportamiento de la presión en el espacio anular a una profundidad promedio estimada de 7,913 ft-TVD, donde se genera una ECD mucho menor a la normalmente utilizada en una perforación convencional con un lodo de 8.7 ppg.

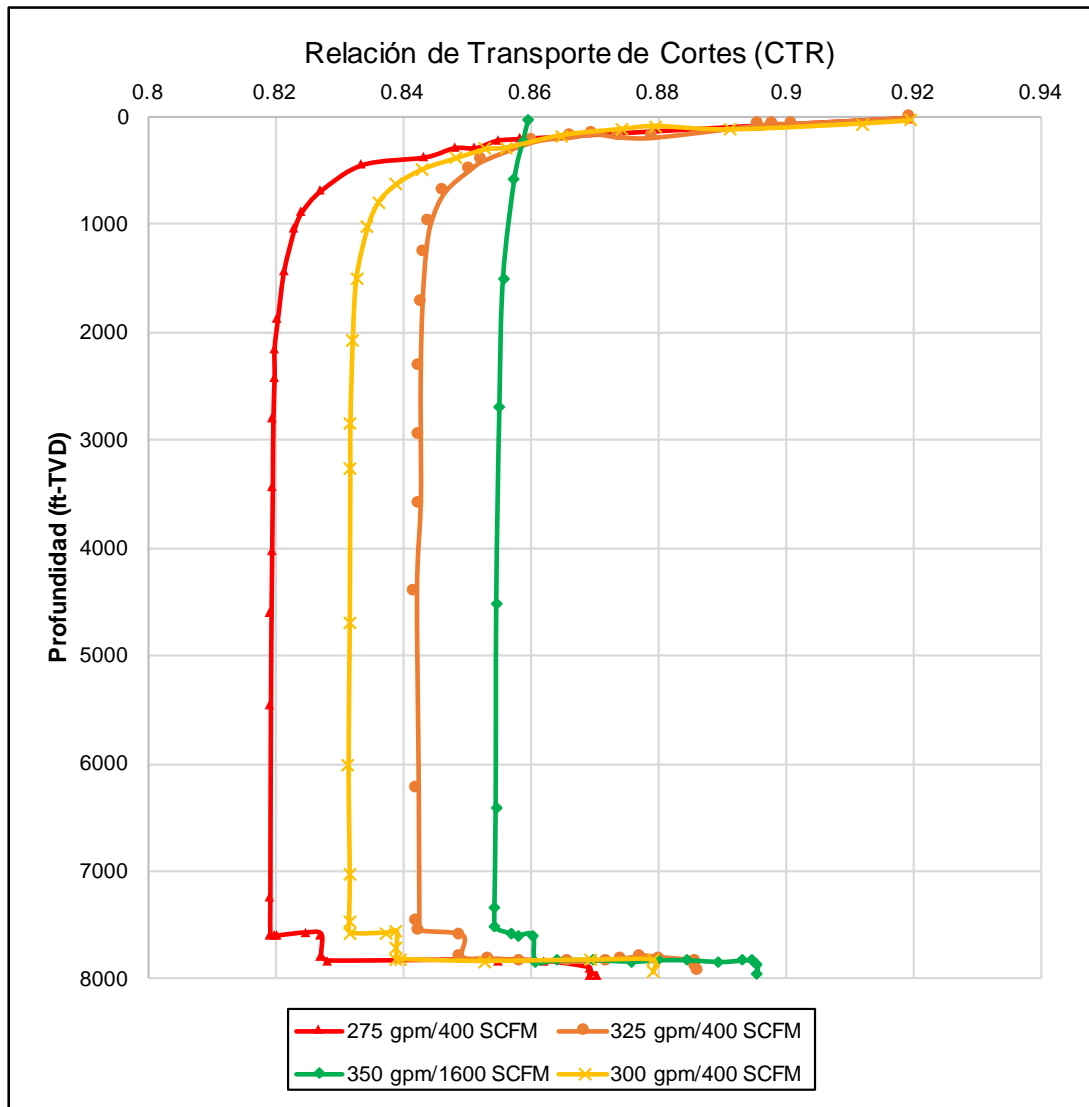
#### 5.2.2.4 Relación transporte de cortes en función de la profundidad.

La Figura 25, nos muestra la simulación de la limpieza del hueco, teniendo en cuenta los caudales aplicados en diferentes alturas.

La gráfica de CTR se puede observar el comportamiento de limpieza del agujero para cada uno de los casos analizados. La combinación de un caudal de lodo de 350 gpm con tasas de Nitrógeno desde 400 hasta 1600 SCFM ofrece un buen transporte de cortes.

El valor mínimo requerido para garantizar un buen transporte de recortes es de **0.55** para pozos verticales y **0.85** en pozos horizontales. Se consideran horizontales cuando el pozo tiene una inclinación superior a 45°.

Figura 25. Relación de Transporte de Cortes en Función de la Profundidad.



### **5.3 SECUENCIA OPERACIONAL Y ESTIMACIÓN DE TIEMPOS**

Durante el desarrollo de este trabajo de grado, se estableció el objetivo de atravesar las zonas de baja presión de San Fernando, K1 inferior y K2 mediante la tecnología de perforación con control dinámico de presión utilizando un fluido bifásico para cumplir con este objetivo.

De esta manera, mediante la condición cercana al balance se busca minimizar las pérdidas e invasión de fluido hacia las formaciones mencionadas, reduciendo volúmenes de fluido de perforación perdido y el costo asociado a mitigar dichas pérdidas. A continuación, se presenta la secuencia operacional y la estimación de tiempos por operación para la aplicación MPD.

#### **5.3.1 Secuencia operacional**

La secuencia que se sigue es la siguiente:

1. Una vez el equipo MPD en locación, se descarga con las normas de calidad de la compañía contratista.
2. Con el equipo posicionado se arma el sistema de generación e inyección de Nitrógeno, así como el equipo de control de pozo Choke Manifold y el separador.
3. Realizar prueba de encendido de motores e inyección hasta el manifold de inyección de Nitrógeno.
4. Tan pronto se termine la prueba de preventoras después de la cementación del anterior revestimiento, se instala la cabeza rotativa RCD y se conecta al equipo de superficie previamente armado.

5. Realizar pruebas de presión de la cabeza rotativa, líneas de interconexión y Choke Manifold.
6. Probar líneas de interconexión entre el Choke Manifold y separador evidenciando hermeticidad total a presión atmosférica y probar funcionamiento con llenado del separador vertical.
7. Probar líneas de inyección de Nitrógeno hasta el punto de conexión con el Stand Pipe.
8. Armar y bajar ensamble BHA direccional hasta el tope del cemento, perforarlo y realizar limpieza de cemento. Realizar pruebas de integridad si es necesario. Los retornos serán desviados por la línea lateral (Flow Line) que va a los Shakers.
9. Si se requiere cambiar el lodo de perforación para perforar la sección de producción con un caudal normal, y una vez homogenizado el sistema realizar la reunión pre operacional para dar inicio a la perforación de la Fase de Producción con la técnica MPD Bifásico.
10. Instalar elemento de sello (Bearing Assembly) e iniciar circulación con 350 gpm de lodo y un caudal de inyección de 280 SCFM, para obtener una Equivalente de circulación ECD = 8.0 ppg en condición dinámica.
11. Instalar la válvula de contrapresión NRV en la sarta de tubería. (Nota: Estas válvulas deben instalarse cada 500 ft perforados en la sarta de tubería).
12. Circular el pozo hasta obtener condiciones estables de circulación, (mezcla del N<sub>2</sub> y el lodo de perforación).

13. Con el nivel de los tanques estable, se da inicio a la perforación evaluando la detección de pérdidas de circulación y/o influjos.
14. En caso que se presente alguna presencia de gas de formación y aumento en nivel de los tanques de lodo, se procederá a disminuir la inyección de Nitrógeno 100 SCFM para obtener en fondo un aumento de la ECD reducido en 0.2 ppg y así conducir el pozo a una condición de balance.
15. En el evento hasta un determinado punto se empieza a notar variaciones con respecto a la estabilidad, se procederá a colocar contrapresión equivalente a 0.2 ppg en superficie y al mismo tiempo reducir la cantidad de nitrógeno inyectada en la misma proporción que se realizó la disminución de 0.2 ppg.
16. Continuar con la perforación, cada 100 ft se va a llevar escalonadamente un aumento de ECD de 1.0 ppg mediante la reducción de inyección de nitrógeno hasta la base de la formación T2 siguiendo dinámicamente el anterior procedimiento, hasta llegar a tener en la base de la misma una ECD normal con fluido monofásico y monitorear las pérdidas de fluido.
17. Si no se presentan pérdidas, se continúa con la perforación convencionalmente hasta TD.
18. Se drena la presión en la sarta y se realiza la conexión de forma normal.
19. Durante la conexión el flujo en el anular será contenido mediante el cierre del choque para mantener la sinergia del sistema (Nitrógeno). El lodo se dispersará tendiendo a la separación de las fases.
20. Una vez realizada la conexión y se inicie la inyección de lodo y se incremente levemente la presión en el anular se iniciará la inyección de Nitrógeno y se procederá a abrir el choque lentamente para permitir que

el Nitrógeno atrapado en la parte superior del anular ayude al inicio de la circulación.

21. Durante la perforación de la sección se aplicarán todas las buenas prácticas de perforación convencional.

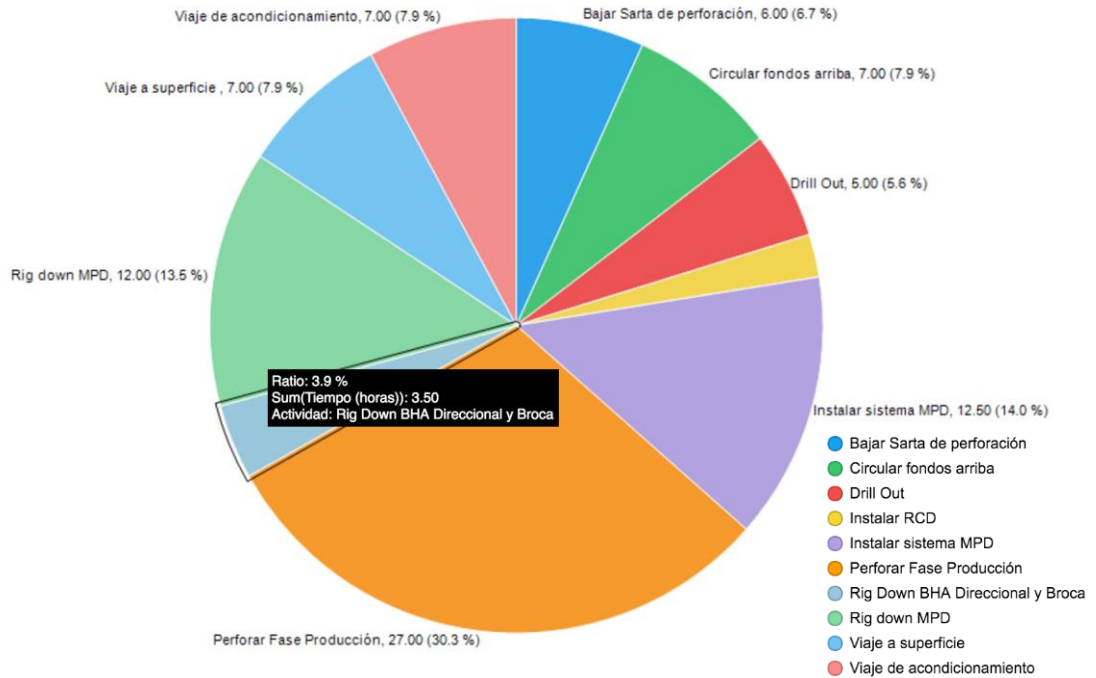
22. Para realizar los viajes al finalizar la perforación se circulará una píldora viscosa para efectos de limpieza y circular a pozo limpio.

### 5.3.2 Estimación de Tiempos

Tabla 9. Resumen de Tiempos por Actividad

Actividad	Profundidad (ft-MD)	Tiempo (horas)	Tiempo total (horas)
Instalar sistema MPD	7,564	12.5	12.5
Bajar Sarta de perforación	7,564	6.0	18.5
Drill Out	7,564	5.0	23.5
Instalar RCD	7,564	2.0	25.5
Perforar Fase Producción	7,965	27.0	52.5
Circular fondos arriba	8,908	2.0	54.5
Circular fondos arriba	8,908	2.0	56.5
Circular fondos arriba	8,908	3.0	59.5
Viaje de acondicionamiento	8,908	7.0	66.5
Viaje a superficie	8,908	7.0	73.5
Rig Down BHA Direccional y Broca	8,908	3.5	77.0
Rig down MPD	8,908	12.0	89.0

Figura 26. Estimación de Tiempos por Actividad



#### 5.4 EVALUACIÓN DE RIESGOS CONCEPTUAL TECNOLOGÍA MPD

Se realizó una revisión técnica de las aplicaciones MPD alrededor del mundo, con el objetivo de recopilar las lecciones aprendidas durante la ejecución de proyectos de este tipo. Para la evaluación de riesgos conceptual realizada en este proyecto de grado, se dividió los riesgos en cuatro ejes principales: (1) Descargue, Montaje, Desmontaje y Cargue de equipo, (2) Logística y transporte, (3) Operación, (4) HSE y personal. En el Anexo I, se encuentra la matriz de riesgos conceptual desarrollada para la aplicación de la tecnología MPD.

## **5.4.1 Descargue, Montaje, Desmontaje y Cargue de equipo**

### **5.4.1.1 Posicionamiento e Instalación de Equipos MPD**

- Accidentes durante maniobras de cargue /descargue

#### **Descripción:**

Accidentes durante maniobras de cargue /descargue

#### **Causa básica identificada:**

1. Improvisación en el posicionamiento
2. Capacidad insuficiente de las grúas y falla de elementos de izaje.
3. Descoordinación
4. Movimientos de vehículos y equipos pesados en áreas estrechas.

#### **Controles Existentes:**

1. Visita a localización y a Equipo de Perforación - "Área MPD".
2. Pre-spud Operacional MPD en Pozo
3. Programa de alistamiento de cargas -pesos /dimensiones y verificación de certificados de elementos de izaje.
4. Aseguramiento de las operaciones diurnas de cargue/descargue e instalación/des-instalación de equipos MPD

### **5.4.1.2 Operación de compresores y membrana de Nitrógeno**

- Ruido

#### **Descripción:**

Ruido

#### **Causa básica identificada:**

Equipos con altos niveles de sonorización

**Controles Existentes:**

1. Uso de protección auditiva de alto nivel.
2. Realizar mediciones periódicas de niveles de ruido y señalar las áreas impactadas.
3. Reducir en lo posible los tiempos de exposición.
4. Definir la necesidad de instalación de barreras adicionales

**5.4.1.3 Armado de cabeza rotativa y equipo con instrumentación especial****Descripción:**

1. Lesiones de manos y pies.
2. atrapamiento con herramientas o equipos.
3. Caída de personal, resbalones, golpes
4. Caída de herramientas desde Alturas.
5. Caída de equipo desde Alturas.
6. Ruptura de líneas de malacate hidráulico y eslingas metálicas.
7. Golpes por objetos en movimiento

**Causa básica identificada:**

1. Inspección de equipos y herramientas a utilizar.
2. Subir Personal al conjunto de preventores RCD.
3. Realizar maniobra de izaje de equipo RCD y válvulas de línea primaria y secundaria.
4. No bajar el personal de la RCD antes de cerrar la grapa.
5. Mala comunicación
6. Superficies resbalosas
7. Movimientos bruscos al momento del izaje de la RCD

**Controles Existentes:**

1. Estar completamente concentrado en la operación.

2. Uso de EPP adecuado.
3. Uso de arnés y sistema de seguridad anti caídas.
4. Tener equipo listo y en buenas condiciones
5. Asegurar amarres y maniobra a realizar
6. Inspeccionar líneas y eslingas de acero. Uso de líneas de aguante
7. Mantener orden y limpieza en todo momento.
8. Inspección de equipos y herramientas a utilizar

## **5.4.2 Logística y transporte**

### **5.4.2.1 Movilización de equipo**

#### **Descripción:**

Pérdida de tiempo de movilización de equipos MPD por fallas de logística

#### **Causa básica identificada:**

1. Falla en la planeación
2. Falla de comunicación entre las partes.
3. Exceso de velocidad.
4. Malas condiciones del camino.
5. Manejo bajo influencia del cansancio, alcohol y/o drogas

#### **Controles Existentes:**

1. Realiza cronograma de movilización
2. Aviso previo a la compañía MPD de inicio de movilizaciones.
3. Tener en cuenta restricciones de los fines de semana con días festivos y fiestas de localidades.

#### **Descripción:**

1. Accidentes vehiculares durante la movilización de equipos.
2. Caída de equipo de los camiones

**Causa básica identificada:**

1. Excesos de velocidad en las vías
2. Falta de precaución en las vías
3. No se realiza inspección de los vehículos
4. Mal estado de las vías

**Controles Existentes:**

1. Inspección previa de los vehículos y las vías
2. Socializar el programa de movilización con todos los involucrados
3. Asegurar adecuadamente las cargas
4. Verificar el estado de las vías por parte de obras civiles.
5. Capacitar al personal con el curso de manejo defensivo.

**5.4.3 HSE y Personal****5.4.3.1 Lesiones operativas****Descripción:**

Lesiones operativas del personal durante las operaciones de perforación MPD

- Incapacidades médicas
- Trabajos restringidos
- Fatalidades

**Causa básica identificada:**

1. Ascender o descender escaleras sin los controles adecuados.
2. Deterioro de la locación por tránsito pesado.
3. Falta de comunicación al momento de entregar turno
4. Pasar por alto las recomendaciones de los programas operacionales y de HSE.
5. Falta de conocimiento de los procedimientos para manipular herramientas

**Controles Existentes:**

1. Delimitar e inspeccionar áreas de cunetas y determinar zonas exclusivas para acceso del personal.
2. Actualizar información sobre los pasos de acceso permitidos.
3. Tener escalones con material antideslizante.
4. Presentación de aspectos HSE al personal MPD entrante a la locación

**5.4.3.2 Turnos operativos****Descripción:**

Lesiones, incapacidades o fatalidades por errores operativos.

**Causa básica identificada:**

1. Falta de experiencia y capacitación del personal.
2. Falta de disponibilidad del personal capacitado.
3. Falta de concentración por agotamiento.
4. Falta de rotación del personal técnico

**Controles Existentes:**

Cumplir con requerimientos rotacionales de personal, establecido con la compañía operadora.

**5.4.3.3 Fallas humanas****Descripción:**

1. Retrasos en las operaciones
2. Lesiones al personal involucrado en la operación.
3. Incidente de pérdida de tiempo

**Causa básica identificada:**

1. Error en el seguimiento de los procedimientos MPD.

2. No cuenta con el panorama de riesgos para ejecutar las operaciones específicas de MPD.
3. Falta de conocimiento de las actividades a desarrollar y de las herramientas a usar.
4. Exceso de confianza.
5. Mala operación de los simuladores y/o cálculos erróneos.

**Controles Existentes:**

1. Entrenamiento al personal por parte de la compañía contratista MPD.
2. Reforzar procedimientos y asegurar que todo el personal entiende lo que tiene o quiere hacer.

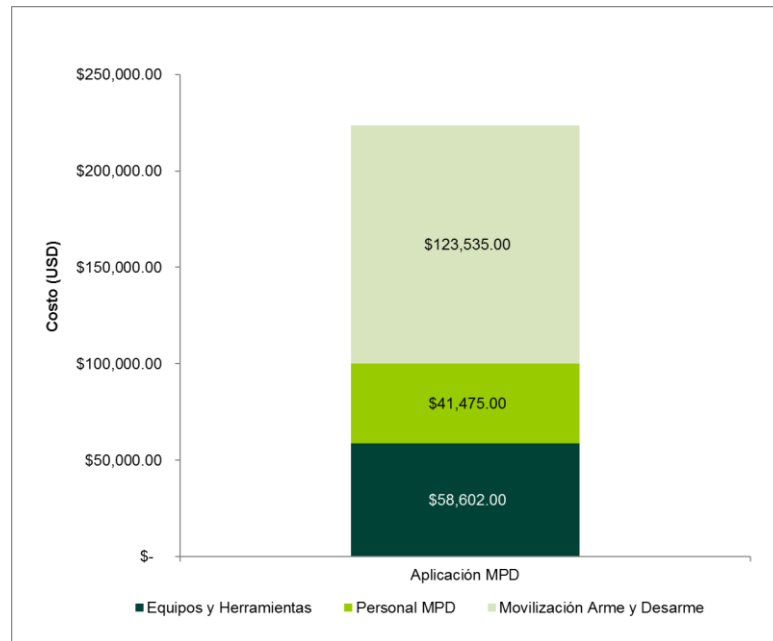
## **6. EVALUACIÓN FINANCIERA APLICACIÓN MPD**

El análisis costo-beneficio es una evaluación del total de tiempos y costos estimados de la aplicación MPD comparado con el valor de los beneficios del uso de dicha tecnología. El análisis requiere del conocimiento de las inversiones requeridas para la aplicación y de los beneficios que pueda tener la técnica tales como, reducción de NPTs, incremento ROP, los cuales deberán ser identificados según los objetivos del proyecto. Durante este capítulo se presentará la evaluación financiera con el propósito de conocer la viabilidad del proyecto.

### **6.1 INVERSIONES**

Para una correcta evaluación de la tecnología MPD, es necesario conocer las inversiones y costos requeridos para la ejecución. Los costos pueden dividirse en tres grupos principales: (1) Equipos y herramientas, (2) Personal, y (3) Movilización, Arme y desarme de los equipos. Basado en una inteligencia de mercado realizada y en los requerimientos preliminares para la aplicación, los costos asociados a cada uno de los grupos son los siguientes:

Figura 27. Costos de Aplicación de la Tecnología MPD



En la gráfica anterior fue posible visualizar que el costo más representativo es la movilización, arme y desarme, el cual con una buena estrategia de negociación puede ser optimizado, aumentando la rentabilidad de la inversión.

## 6.2 ANÁLISIS IMPACTO FINANCIERO PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

Se realizó un análisis del primer semestre del año 2015, donde se encontró que el 54% de los pozos perforados a julio del mismo año, presentaron pérdidas de circulación durante la perforación de la Fase de producción, como se muestra a continuación:

Teniendo en cuenta los diferentes costos que implica las pérdidas de circulación, dentro de los cuales se tiene: (1) barriles de lodo, (2) píldoras anti-pérdidas circuladas, (3) tapones de cemento, (4) tiempo no productivo (NPT).

A continuación, se presentará el análisis probabilístico realizado para una muestra de 19 pozos que presentaron pérdidas de circulación durante la perforación de la Fase de producción.

### 6.2.1 Volúmenes Perdidos

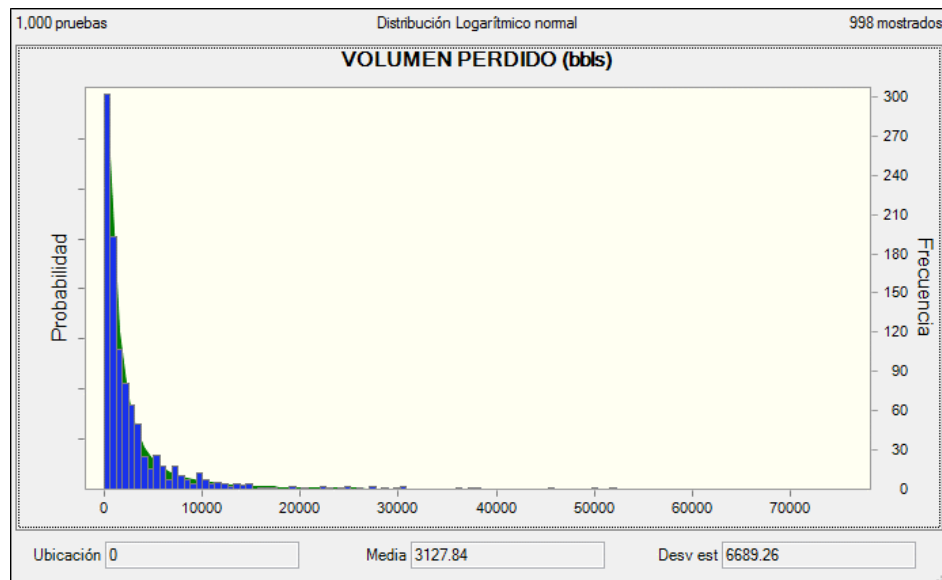
Se realizó una simulación probabilística bajo el método de Montecarlo, de los volúmenes totales de lodo de perforación perdido. A continuación, se presenta la muestra de datos:

Tabla 10. Volumen Perdido de Lodo Fase de Producción

<b>Pozo</b>	<b>Volumen (BBL)</b>
Pozo 1	1486
Pozo 2	5104
Pozo 3	5533
Pozo 4	484
Pozo 5	882
Pozo 6	250
Pozo 7	1146
Pozo 8	4035
Pozo 9	1722
Pozo 10	18650
Pozo 11	354
Pozo 12	2748
Pozo 13	890
Pozo 14	110
Pozo 15	5252
Pozo 16	330
Pozo 17	388
Pozo 18	1534
Pozo 19	3207

Con la muestra anterior se realizó la simulación probabilística en el software Crystal Ball. Dentro del software, el mejor ajuste fue bajo la distribución logarítmica-normal con más de 1,000 intentos corridos por el mismo software. A continuación, se muestran los resultados de la corrida probabilística realizada:

Figura 29. Resultados de Corrida Probabilística - Volumen de Pérdidas



Los resultados de la simulación muestran los escenarios que se pueden presentar de volúmenes de lodo perdido. El escenario más probable bajo el Percentil 50, presenta pérdidas de circulación de 1297 bbl, el más optimista bajo el Percentil 10, presenta pérdidas de circulación de 240 bbl y el más pesimista bajo el Percentil 90, presenta pérdidas de circulación de 7267 bbl.

Tabla 11. Percentiles de Corrida Probabilística Volumen Perdido

<b>Percentiles</b>	<b>Volumen (bb)</b>
P1	40.65
P5	140.35
P10	239.35
P20	420.75
P50	1296.77
P75	3184.65
P90	7276.36

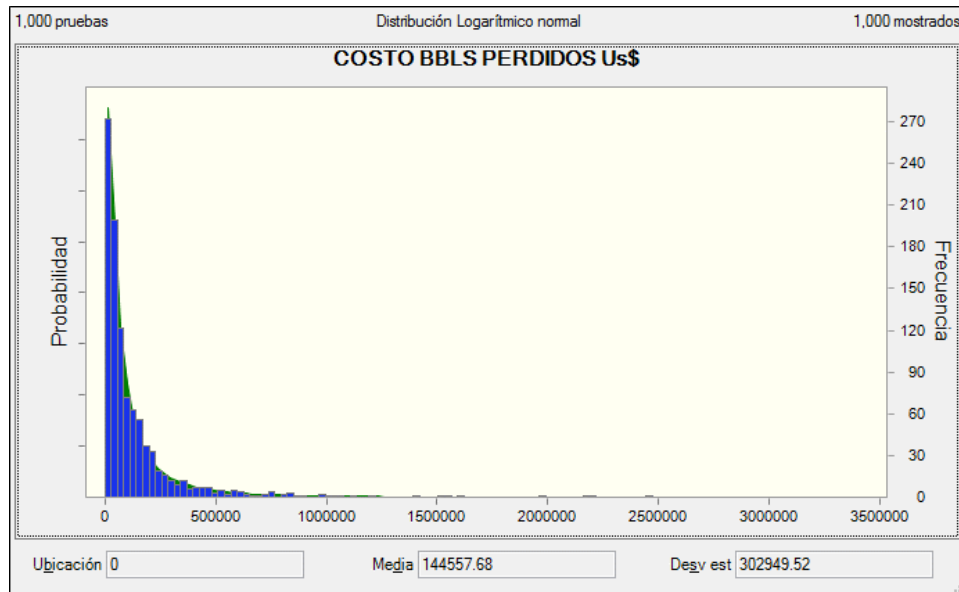
Tomando una base de cálculo de 50 USD/barril de lodo en promedio, se calculó el costo de los volúmenes de lodo perdido en la muestra de datos. A continuación, se presenta la tabla calculada:

Tabla 12. Costo Volumen Perdido de Lodo Fase de Producción

<b>Pozo</b>	<b>Pérdidas (USD)</b>
Pozo 1	\$ 74,300.00
Pozo 2	\$ 255,200.00
Pozo 3	\$ 276,650.00
Pozo 4	\$ 24,200.00
Pozo 5	\$ 44,100.00
Pozo 6	\$ 12,500.00
Pozo 7	\$ 57,300.00
Pozo 8	\$ 72,666.00
Pozo 9	\$ 86,100.00
Pozo 10	\$ 932,500.00
Pozo 11	\$ 17,700.00
Pozo 12	\$ 137,400.00
Pozo 13	\$ 43,432.00
Pozo 14	\$ 4,807.00
Pozo 15	\$ 262,600.00
Pozo 16	\$ 16,500.00
Pozo 17	\$ 19,400.00
Pozo 18	\$ 76,700.00
Pozo 19	\$ 160,350.00

Con la muestra anterior se realizó la simulación probabilística en el software Crystal Ball. Dentro del software, el mejor ajuste fue bajo la distribución logarítmica-normal con más de 1,000 intentos corridos por el mismo software. A continuación, se muestran los resultados de la corrida probabilística realizada:

Figura 30. Resultados de Corrida Probabilística - Costos Volumen Perdido



Los resultados de la simulación muestran los escenarios que se pueden presentar de volúmenes de lodo perdido. El escenario más probable bajo el Percentil 50, presenta costos de U\$64058, el más optimista bajo el Percentil 10, presenta costos de U\$ 12259 y el más pesimista bajo el Percentil 90, presenta costos de U\$308792.

Tabla 13. Percentiles de Corrida Probabilística - Costo Volumen Perdido

Percentiles	Volumen (bb)
P1	\$ 2,819.85
P5	\$ 7,330.60
P10	\$ 12,259.44
P20	\$ 20,899.95
P50	\$ 64,059.07
P75	\$ 153,199.01
P90	\$ 308,791.98

### 6.2.2 Tiempo No Productivo (NPT)

Continuando con el procedimiento anterior, se analizó los tiempos no productivos (NPT) como consecuencia de las pérdidas de circulación; dentro de los factores que hacen parte de los tiempos no productivos se encuentran, las horas necesitadas para controlar pérdidas, viajes de acondicionamiento no planeados, sidetracks, entre otros. A continuación, se presenta la muestra de datos:

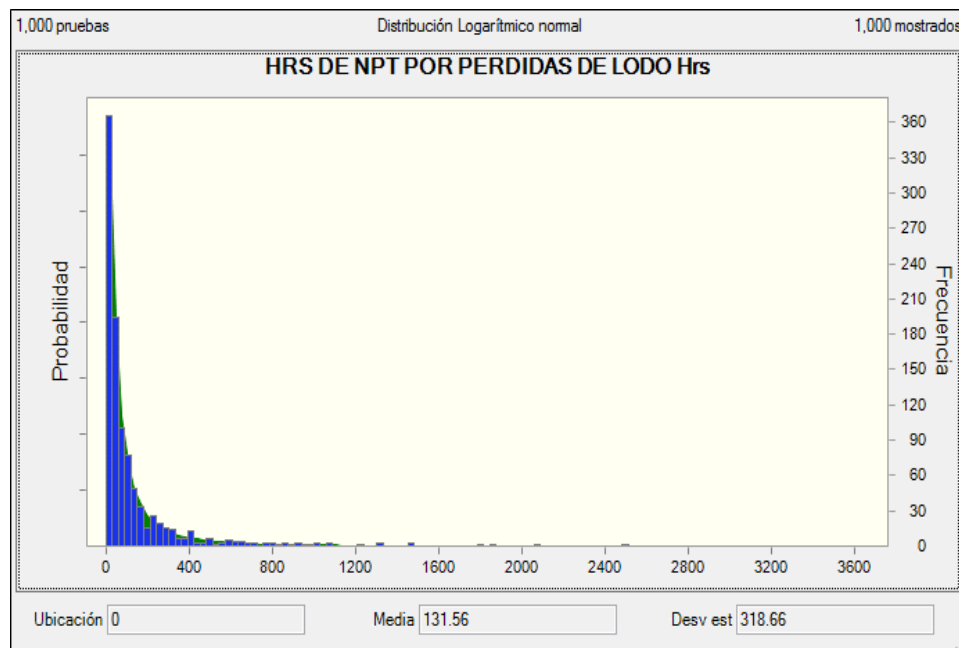
Tabla 14. Tiempos No Productivos Fase de Producción

Pozo	NPT (horas)
Pozo 1	257
Pozo 2	138
Pozo 3	259
Pozo 4	17
Pozo 5	32
Pozo 6	9
Pozo 7	54
Pozo 8	117
Pozo 9	28
Pozo 10	706
Pozo 11	13
Pozo 12	98
Pozo 13	32
Pozo 14	4
Pozo 15	206

Pozo 16	12
Pozo 17	14
Pozo 18	51
Pozo 19	144

Con la muestra anterior se realizó la simulación probabilística en el software Crystal Ball. Dentro del software, el mejor ajuste fue bajo la distribución logarítmica-normal con más de 1,000 intentos corridos por el mismo software. A continuación, se muestran los resultados de la corrida probabilística realizada:

Figura 31. Resultados de Corrida Probabilística - Horas de NPT



Los resultados de la simulación muestran los escenarios que se pueden presentar de volúmenes de lodo perdido. El escenario más probable bajo el Percentil 50, presenta NPTs de 49 horas, el más optimista bajo el Percentil 10, presenta NPTs de 9 horas y el más pesimista bajo el Percentil 90, presenta NPTs de 307 horas.

Tabla 15. Percentiles de Corrida Probabilística Volumen Perdido

<b>Percentiles</b>	<b>Volumen (bbl)</b>
P1	2.13
P5	5.4
P10	8.86
P20	15.55
P50	49.38
P75	127.21
P90	306.72

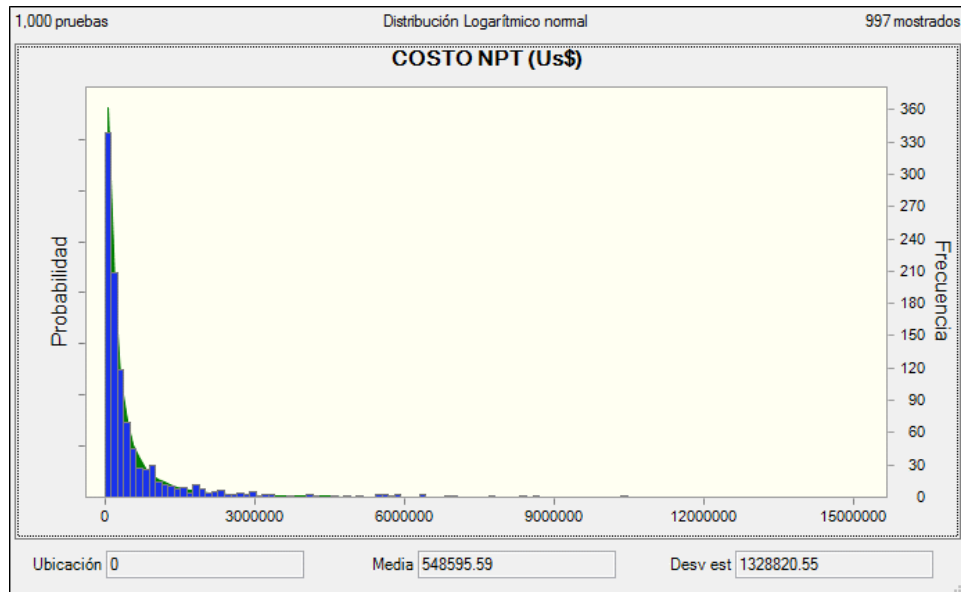
Tomando una base de 4,170 USD/hora NPT en promedio, se calculó el costo de los volúmenes de lodo perdido en la muestra de datos. A continuación, se presenta la tabla calculada:

Tabla 16. Costo NPTs Fase de producción

<b>Pozo</b>	<b>Costo NPT (USD)</b>
Pozo 1	\$ 1,071,690.00
Pozo 2	\$ 573,375.00
Pozo 3	\$ 1,080,030.00
Pozo 4	\$ 72,081.43
Pozo 5	\$ 131,355.00
Pozo 6	\$ 37,232.14
Pozo 7	\$ 223,095.00
Pozo 8	\$ 485,805.00
Pozo 9	\$ 114,675.00
Pozo 10	\$ 2,941,935.00
Pozo 11	\$ 52,720.71
Pozo 12	\$ 409,255.71
Pozo 13	\$ 132,546.43
Pozo 14	\$ 16,382.14
Pozo 15	\$ 859,020.00
Pozo 16	\$ 49,146.43
Pozo 17	\$ 57,784.29
Pozo 18	\$ 212,670.00
Pozo 19	\$ 600,480.00

Con la muestra anterior se realizó la simulación probabilística en el software Crystal Ball. Dentro del software, el mejor ajuste fue bajo la distribución logarítmica-normal con más de 1,000 intentos corridos por el mismo software. A continuación, se muestran los resultados de la corrida probabilística realizada:

Figura 32. Resultados de Corrida Probabilística - Costos NPTs



Los resultados de la simulación muestran los escenarios que se pueden presentar de volúmenes de lodo perdido. El escenario más probable bajo el Percentil 50, presenta costos de U\$ 213,420, el más optimista bajo el Percentil 10, presenta costos de U\$ 37,340 y el más pesimista bajo el Percentil 90, presenta costos de U\$1.432.151.

Tabla 17. Percentiles de Corrida Probabilística Costo Volumen Perdido

Percentiles	Volumen (bbl)
P1	\$ 9,891.03
P5	\$ 23,924.46
P10	\$ 37,340.42
P20	\$ 73,880.82

P50	\$ 213,420.04
P75	\$ 555,653.79
P90	\$ 1,423,151.21

## 6.3 VIABILIDAD DEL PROYECTO

### 6.3.1 Análisis costo-beneficio

El análisis costo-beneficio es una evaluación del total de tiempos y costos estimados de la aplicación MPD comparado con respecto al valor de los beneficios del uso de dicha tecnología. El análisis requiere del conocimiento de las inversiones requeridas para la aplicación y de los beneficios que pueda tener la técnica tales como, reducción de NPTs, incremento ROP, los cuales deberán ser identificados según los objetivos del proyecto.

Esta evaluación incluye el uso de una simulación probabilística bajo el Método de Montecarlo, de los potenciales resultados de la aplicación de la tecnología MPD. A través del uso de este método, se realiza una evaluación mucho más acertada de la distribución de los costos totales o potenciales ahorros en tiempos y costos durante las operaciones. Debido al tiempo relativamente corto entre los estudios requeridos de 06 a 12 meses seguido de los tiempos de perforación menores a 30 días, no se introduce el concepto de Valor Presente Neto (VPN) dentro de la evaluación.

Dentro de la evaluación, únicamente se tiene en cuenta el beneficio de la técnica para la mitigación de las pérdidas de circulación, el cual está dentro del alcance del presente trabajo de grado, asumiendo que con la aplicación de la tecnología se logrará mitigar a un 100% las pérdidas de circulación durante la ejecución con cero horas de NPTs, tal como se ha observado en Campos de correlación de la compañía.

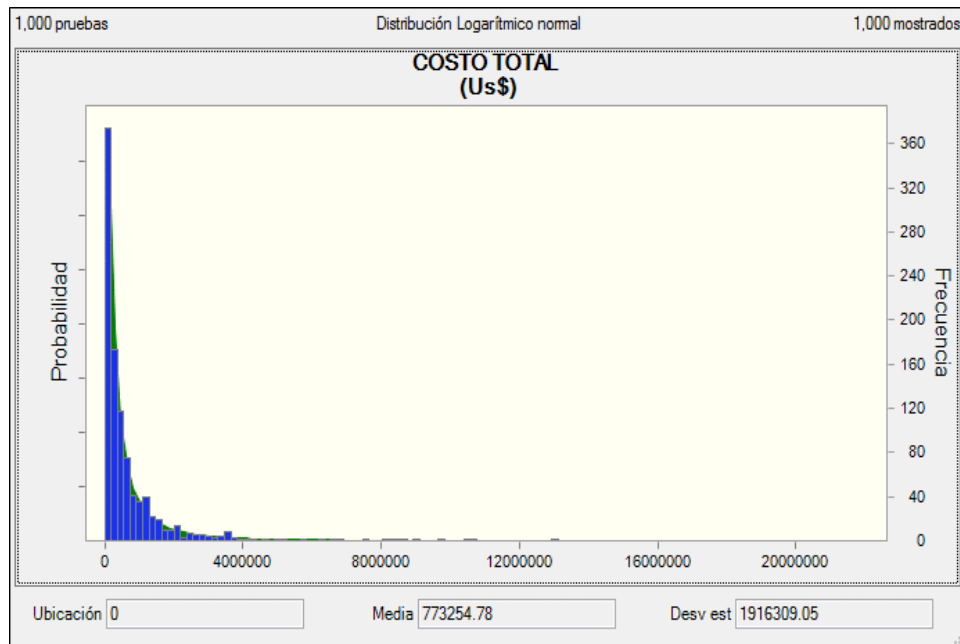
Teniendo en cuenta el análisis realizado en el numeral anterior, se realizó una simulación adicional de los costos totales de las pérdidas de circulación. Debe tenerse en cuenta, que este modelo aplica únicamente para zonas del campo donde existe mayor cantidad de eventos de pérdidas de circulación, por ende, mayor riesgo de pérdidas. A continuación, se presenta la muestra de datos:

Tabla 18. Costo Total Pérdidas de Circulación Fase de Producción

<b>Pozo</b>	<b>Costo Total (USD)</b>
Pozo 1	\$ 1,247,590.0
Pozo 2	\$ 856,741.0
Pozo 3	\$ 1,763,755.0
Pozo 4	\$ 97,481.4
Pozo 5	\$ 176,255.0
Pozo 6	\$ 49,732.1
Pozo 7	\$ 290,408.0
Pozo 8	\$ 579,089.9
Pozo 9	\$ 210,625.0
Pozo 10	\$ 3,994,505.0
Pozo 11	\$ 71,220.7
Pozo 12	\$ 547,855.7
Pozo 13	\$ 180,778.4
Pozo 14	\$ 21,189.1
Pozo 15	\$ 1,166,945.3
Pozo 16	\$ 66,046.4
Pozo 17	\$ 77,584.3
Pozo 18	\$ 289,770.0
Pozo 19	\$ 990,808.0

Con la misma muestra anterior de 19 pozos se realizó una simulación probabilística bajo el método de Montecarlo, ejecutada en el software Crystal Ball. Dentro del software, el mejor ajuste fue bajo la distribución logarítmica-normal con más de 1,000 intentos corridos por el mismo software. A continuación, se muestran los resultados de la corrida probabilística realizada:

Figura 33. Resultados de Corrida Probabilística - Costo Total



Los resultados de la simulación muestran los escenarios que se pueden presentar cuando un pozo tiene pérdidas de circulación. El escenario más probable bajo el Percentil 50, presenta costos asociados de U\$ 312017, el más optimista bajo el Percentil 10, presenta costos asociados de U\$ 53297 y el más pesimista bajo el Percentil 90, presenta costos asociados de U\$ 1.654.195.

Tabla 19. Percentiles de Corrida Probabilística

Percentiles	Costo Total (USD)
P1	\$ 10,050.97
P5	\$ 29,297.06
P10	\$ 53,296.78
P20	\$ 96,457.06
P50	\$ 312,016.57
P75	\$ 768,770.75
P90	\$ 1,654,195.33

De esta manera y teniendo en cuenta los costos mostrados que presenta la tecnología para su aplicación, se procede a estimar la relación costo-beneficio de la aplicación. Con la muestra de pozos anterior, se construyó un modelo probabilístico bajo el método de Montecarlo. Cabe la pena resaltar que el modelo no incluye la declinación futura de presión del Campo, la cual mes a mes es más pronunciada incrementando el riesgo de pérdidas de circulación por la disminución de presión del yacimiento.

A continuación, se muestran los resultados de la simulación bajo el método de Montecarlo en el software Crystal Ball, El escenario más probable bajo el Percentil 50, presenta unos ahorros de U\$ 70827, el más optimista bajo el Percentil 90, presenta ahorros asociados de U\$ 1.413.005 y el más pesimista bajo el Percentil 10, presenta pérdidas asociadas de U\$ 187893, el cual sería el caso donde que podría pasar, cuando durante las operaciones se presentan pérdidas de circulación parciales o filtraciones.

Tabla 20. Percentiles de Corrida Probabilística

<b>Percentiles</b>	<b>Costo-Beneficio (USD)</b>
P1	\$ -231,139.02
P5	\$ -211,892.94
P10	\$ -187,893.22
P20	\$ -144,732.94
P50	\$ 70,826.57
P75	\$ 527,580.75
P90	\$ 1,413,005.33

### **6.3.2 Árbol de Decisiones para la Aplicación de la Tecnología MPD**

Un árbol de decisiones es una herramienta de apoyo que mediante uso de un gráfico en forma de árbol o modelo de decisiones ilustra cada posible consecuencia de la toma de una decisión. Los arboles de decisiones se utilizan en operaciones de investigación, específicamente en el análisis para la toma de decisiones, para ayudar a identificar la mejor estrategia para alcanzar una meta.

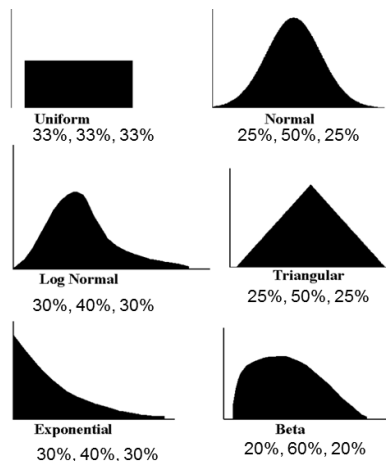
Los árboles de decisiones permiten clarificar y encontrar una respuesta a una serie de retos complejos estratégicos. La estructura permite al analista tomar un problema con múltiples soluciones y mostrar de una manera, fácil de entender que muestre las relaciones entre los diferentes eventos o decisiones. La idea es describir la mayoría de los posibles caminos que representen acciones deliberadas o decisiones, seguida por los eventos con diferentes probabilidades de ocurrencia. Las acciones se pueden controlar, pero los eventos no.

La evaluación es simple, consiste en alternar el cálculo de los promedios ponderados de los valores esperados de cada círculo (probabilidad - impacto decisión). Dentro de las recomendaciones para la evaluación se tiene realizar un análisis de sensibilidad de las probabilidades, y para la toma de la decisión se selecciona el valor más alto del beneficio obtenido a partir de la acción tomada. Las decisiones no tienen probabilidades. Para visualizar de una mejor manera los resultados de la corrida probabilística del numeral anterior, se procede a construir el árbol de decisiones, que nos permita entender de una mejor manera, el impacto que puede tener la decisión de invertir y aplicar la tecnología MPD o la decisión de no aplicarla.

Al incorporar riesgo e incertidumbre dentro del árbol de decisiones es posible permitir observar el rango de decisiones desde un punto de vista más realista, donde la distribución de probabilidades puede ser representada por tres secciones P10, P50 y P90 con un intervalo de confianza del 80% donde se limita la incertidumbre a ese intervalo únicamente. Dependiendo de la distribución de los datos, en el análisis probabilístico, así mismo se realiza la distribución de probabilidades en el árbol de decisiones (Figura 34).

Teniendo en cuenta la distribución obtenida en el numeral anterior en la evaluación costo-beneficio, la cual fue Logarítmica normal, se procede a construir el árbol de decisiones. Existe dos decisiones o dos caminos los cuales se pueden controlar: (1) Aplicar MPD y (2) No aplicar MPD, las cuales pueden presentar una serie de consecuencias, basado en el análisis probabilístico realizado.

Figura 34. Distribución de Probabilidades



Fuente: GRAJALES, F. Decision trees & VOI.

En la Figura 35, se puede observar el árbol de decisiones obtenido para la aplicación de la tecnología MPD, donde se ilustra cual es la mejor decisión:



## 7. CONCLUSIONES

- La tecnología de perforación con control dinámico de presión (MPD), puede mejorar de manera significativa la manera como se perfora, permitiendo perforar dentro de una ventana operacional mucho más segura, disminuyendo en gran medida el riesgo de pérdidas de circulación en este tipo de yacimientos.
- Para el éxito durante la ejecución del proyecto, se requiere de gran detalle y tiempo durante la etapa de planeación para garantizar que la tecnología cumpla su objetivo de mitigar riesgos durante la perforación, por lo tanto, las simulaciones hidráulicas, cronogramas de movilización y diseño son claves para una aplicación exitosa.
- Con el paso del tiempo la necesidad de aplicar la tecnología de perforación con MPD se hará más necesaria, debido al cambio de la ventana de perforación con el tiempo, incrementando los problemas operacionales durante la perforación.
- Se demuestra que con la perforación con MPD en el Campo de estudio, se cumple con las expectativas que presenta el proyecto, debido a que la ECD obtenida de 6,5 ppg en las simulaciones, está dentro de una ventana segura que garantiza que la operación sea exitosa.
- Se demuestra que, mediante el uso de fluido bifásico con Nitrógeno, se tiene una buena limpieza durante la perforación, manteniendo las buenas prácticas de limpieza para evitar problemas de pega de tubería, con una relación de transporte de cortes de 0,82 garantizando limpieza durante la ejecución.

- Los resultados obtenidos con el análisis financiero muestran claramente que la perforación con MPD en el Campo de Estudio es viable, mostrando ahorros significativos, basado en el análisis probabilístico cercanos a los U\$400,000 por pozo perforado.
- Durante la evaluación de costos se determinó que el costo más representativo es la movilización, arme y desarme, el cual con una buena estrategia de negociación puede ser optimizado, aumentando la rentabilidad de la inversión.

## 8. RECOMENDACIONES

- Es necesario realizar un estudio con una mayor cantidad de datos históricos de pérdidas de circulación con el propósito de diseñar un modelo que relacione las pérdidas de circulación con la disminución de presión del yacimiento.
- Se requiere de pruebas para realizar un estudio de los beneficios que presenta la técnica con respecto a la reducción de daño a la formación, debido a que existe un menor balance sobre el yacimiento.
- Es necesario realizar un estudio de la posible mejora en la rata de penetración (ROP) durante la aplicación de la tecnología MPD, con el propósito de adicionar más beneficios a la implementación de esta técnica
- Se requiere realizar una evaluación para la aplicación de la tecnología MPD durante la perforación de pozos desviados y horizontales, con el fin de conocer la eficiencia que presenta el fluido bifásico para garantizar la limpieza del pozo durante la perforación.
- Es necesario desarrollar una metodología que permita realizar la adecuada selección de candidatos, con el propósito de conocer las zonas del Campo donde es más probable presentar pérdidas de circulación.
- Se requiere para una futura masificación de la tecnología para en operaciones de perforación de otras compañías, negociar tarifas con los contratistas con el fin de reducir costos e incrementar la rentabilidad.

## BIBLIOGRAFIA

- API. (2010). API Recommended Practice 13D - Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids.
- BRAINARD, R. R. (2006). A process used in evaluation of managed-pressure drilling candidates and probabilistic cost-benefit analysis. *Offshore Technology Conference*. doi:10.4043/18375-ms
- CHIN, W. C. (2012). *Managed pressure drilling: Modeling, strategy and planning*. United States: Gulf Professional Publishing.
- ELMADDIN, R. (2009). Through Tubing Rotary Managed Pressure Drilling.
- GRAJALES, F. (2015). Decision Trees & VOI. Occidental de Colombia, LLC.
- HANNEGAN, D. M. (2011). MPD - drilling optimization technology, risk management tool, or both? *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. doi:10.2118/146644-ms.
- LYONS, B. (2010). *Underbalanced drilling: Limits & extremes*. United States: Gulf Publishing Company.
- MALLOY, K. P. (2007, March). Managed pressure drilling— What is it anyway? *World Oil*.
- MALLOY, K. P. (2010). UBD or MPD: An engineering choice based on intent. *SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition*. doi:10.2118/130563-ms

- NATERSTAD, T. (2014). Utilizing Managed Pressure Casing Drilling in Depleted Reservoir Zones.
- PINERO, N. O. (2015). The Successful Application of MPD Technology in Drilling Horizontal Wells in High-Pressure Formation Heterogeneity to Mitigate Drilling Hazards: Case Study. *The Saudi Aramco Journal of Technology*.
- PRITCHARD, D. (2010). The value of the Risk Assessment Process (Part 2 of DHM Series).
- RASHED, M. (2012). Managed Pressure Drilling: Techniques and options for Improving Operational Safety and Efficiency. *Petroleum & Coal*.
- REHM, B., Schubert, J., Haghshenas, A., & Paknejad, A. (2008). *Managed pressure drilling*. Houston, TX: Gulf Publishing Company.
- TERCAN, E. (2010). Managed Pressure Drilling Techniques, Equipment & Applications.

## ANEXOS

### Anexo A – Matriz de riesgos aplicación MPD

ANALISIS DE RIESGOS PARA PERFORACION CON CONTROL DINAMICO DE PRESION (MPD)						
Categoria	Sub-Categoría	Descripción del Riesgo	Causa básica identificada	Controles existentes	Manej. del riesgo	Val. Riesgo
Descargue, Montaje, Desmontaje y Cargue de equipo	Posicionamiento e Instalación de Equipos MPD	Accidentes durante maniobras de cargue /descargue	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Improvisación en el posicionamiento</li> <li>2. Capacidad insuficiente de los gruas y falla de elementos de izaje</li> <li>3. Descoordinación</li> <li>4. Movimientos de vehiculos y equipos pesados en areas estrechas.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Visita a localización y a Equipo de Perforacion - "Area MPD"</li> <li>2. Pre-spud Operacional MPD en Pozo</li> <li>3. Programa de alistamiento de cargas - pesos /dimensiones - y verificación de certificados de elementos de izaje</li> <li>4. Aseguramiento de las operaciones diurnas de cargue/descargue e instalacion/des-instalacion de equipos MPD</li> </ol>	<b>Media</b>	<b>M</b>
	Operación de Compresores, Boosters y membrana de Nitrógeno	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Caídas, aprisionamiento de manos y pies</li> <li>2. Golpes durante el alineamiento y conexión de tubería y arranque de equipos.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Improvisación en posicionamiento de equipos y líneas de alta presión</li> <li>2. Adecuación de estos equipos en zonas estrechas</li> <li>3. Circulación de personal en espacios insuficientes y accesos incómodos</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Verificación visual y definición previa del área para Equipos MPD.</li> <li>2. Presentación de los Certificados de Integridad de equipos previo al descargue en pozo</li> <li>3. Presentación de Diagrama de Ubicación y Plan de instalación/des-instalacion de Equipos al solicitar permiso. "Layout"</li> <li>4. Aseguramiento de la operación con interaccion del los coordinadores HSE del equipo y de MPD.</li> </ol>	<b>Media</b>	<b>M</b>
	Ruido		Equipos con altos niveles de sonorización		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Uso de protección auditiva de alto nivel.</li> <li>2. Realizar mediciones periódicas de niveles de ruido y señalar las áreas impactadas</li> <li>3. Reducir en lo posible los tiempos de exposición</li> <li>4. Definir la necesidad de instalacion de barreras adicionales</li> </ol>	<b>Media</b>

	Armado del equipo de Cabeza Rotativa y Equipo con instrumentacion especial	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Lesiones de manos y pies.</li> <li>2. atrapamiento con herramientas o equipos.</li> <li>3. Caída de personal, resbalones, golpes</li> <li>4. Caída de herramientas desde Alturas.</li> <li>5. Caída de equipo desde Alturas.</li> <li>6. Ruptura de líneas de malacate hidráulico y eslingas metálicas.</li> <li>7. Golpes por objetos en movimiento</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Inspección de equipos y herramientas a utilizar</li> <li>2. Subir Personal al conjunto de Preventores RCD</li> <li>3. Realizar maniobra de izaje de equipo RCD y válvulas de línea primaria y secundaria</li> <li>5. No bajar el personal de la RCD antes de cerrar la grapa</li> <li>6. Mala comunicación</li> <li>7. Superficies resbalosas</li> <li>8. Movimientos bruscos al momento del izaje de la RCD</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Mantener mente en la operación.</li> <li>2. Uso de EPP adecuado.</li> <li>3. Uso de arnés y sistema de seguridad anti caídas.</li> <li>4. Tener equipo listo y en buenas condiciones</li> <li>5. Asegurar amarres y maniobra a realizar</li> <li>6. Inspeccionar líneas y eslingas de acero. Uso de líneas de aguante</li> <li>7. Mantener orden y limpieza en todo momento</li> <li>8. Inspección de equipos y herramientas a utilizar</li> </ol>	Media	M
Logística y transporte	Movilización de equipo	Perdida de tiempo de movilización de equipos MPD por fallas de logística	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Falla en la planeación</li> <li>2. Falla de comunicación entre las partes</li> <li>3. Exceso de velocidad.</li> <li>4. malas condiciones del camino.</li> <li>5. manejo bajo influencia del cansancio, alcohol y/o drogas</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Realiza cronograma de movilización</li> <li>2. Aviso previo a la compañía MPD de inicio de movilizaciones (Pre-spud Bogotá)</li> <li>3. Tener en cuenta restricciones de los fines de semana con días festivos y fiestas de localidades.</li> </ol>	Baja	L
		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Accidentes vehiculares durante la movilización de equipos</li> <li>2. Caída de equipo de los camiones</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Excesos de velocidad en las vías</li> <li>2. Falta de precaución en las vía</li> <li>3. No se realiza inspección de los vehículos</li> <li>4. Mal estado de las vías</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Inspección previa de los vehículos y las vías</li> <li>2. Socializar el programa de movilización con todos los involucrados</li> <li>3. Asegurar adecuadamente las cargas</li> <li>4. Verificar el estado de las vías por parte de obras civiles.</li> <li>5. Capacitar al personal con el curso de manejo defensivo</li> </ol>	Baja	L
HSE Salud y Seguridad	Lesiones operativas	Lesiones a la salud por inhalación de H2S.	Presencia de Sulfuro de Hidrógeno proveniente del pozo.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Mediciones diarias de H2S.</li> <li>2. Capacitación al personal.</li> <li>3. Uso de Equipo de Autocontenido.</li> </ol>	Baja	H
		Lesiones operativas del personal durante las operaciones de perforación MPD - Incapacidades médicas - Trabajos restringidos - Fatalidades	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Ascender o descender escaleras sin los controles adecuados.</li> <li>2. Deterioro de la locación por tránsito pesado.</li> <li>3. Falta de comunicación al momento de entregar turno</li> <li>4. Pasar por alto las recomendaciones de los programas operacionales y de HSE.</li> <li>5. Falta de conocimiento de los procedimientos para manipular herramientas</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Delimitar e inspeccionar áreas de cunetas y determinar zonas exclusivas para acceso del personal.</li> <li>2. Actualizar información sobre los pasos de acceso permitidos.</li> <li>3. Tener escalones con material antideslizante.</li> <li>4. Presentación de aspectos HSE al personal MPD entrante a la locación</li> </ol>	Baja	M
Personal	Turnos operativos	1. Lesiones, Incapacidades o fatalidades por causas de error operativo	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Falta de experiencia y capacitación del personal</li> <li>2. Falta de disponibilidad del personal capacitado</li> <li>3. Falta de concentración por agotamiento</li> <li>4. Falta de rotación del personal técnico</li> </ol>	Cumplir con requerimientos rotacionales de personal que hace parte de los anexos técnicos del contrato con la compañía contratista	Baja	M

	Fallas humanas	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Retrasos en las operaciones</li> <li>2. Lesiones al personal involucrado en la operación.</li> <li>3. Incidente de pérdida de tiempo</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Error en el seguimiento de los procedimientos MPD</li> <li>2. No cuenta con el panorama de riesgos para ejecutar las operaciones específicas de MPD</li> <li>3. Falta de conocimiento de las actividades a desarrollar y de las herramientas a usar</li> <li>4. Exceso de confianza</li> <li>5. Mala operación de los simuladores y/o cálculos erróneos</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Entrenamiento al personal por parte de la compañía contratista MPD</li> <li>2. Reforzar procedimientos y asegurar que todo el personal entiende lo que tiene o quiere hacer</li> </ol>	<b>Media</b>	<b>M</b>
--	----------------	---	--	--	--------------	----------

## Anexo B – Inversión requerida aplicación MPD

Equipos y Herramientas					
Descripción	Unid	Cantidad	Días	Valor (USD)	Valor Total (USD)
Cabeza Rotativa (RCD)	EA	1	2	\$ 2,738.00	\$ 5,476.00
Spacer Spool 10"	EA / día	1	2	\$ 215.00	\$ 430.00
Válvulas HCR	EA/Día	1	2	\$ 413.00	\$ 826.00
Válvulas NRV (Non Return Valve)	EA/Día	2	2	\$ 176.00	\$ 704.00
Sistema de Choke Semiautomático	EA	1	2	\$ 3,864.00	\$ 7,728.00
Separador Vertical Atmosférico, 15 - 18 MMSCFM y 1200 -2000 GPM.	EA	1	2	\$ 788.00	\$ 1,576.00
Equipo de Generación e inyección de Nitrógeno, 1800 scfm, al 95% de Pureza de N2	EA	1	2	\$ 17,800.00	\$ 35,600.00
Sistema de Adquisición de datos para el monitoreo de parámetros en tiempo real	EA	1	2	\$ 572.00	\$ 1,144.00
Elastómeros para el ensamble de RCD	EA	2		\$ 2,205.00	\$ 4,410.00
Registro Sonolog de nivel de fluido (Ecómetro).	EA	1	2	\$ 354.00	\$ 708.00
<b>Total Equipos y Herramientas</b>					<b>58,602</b>
Personal MPD					
Descripción	Unid	Cantidad	Días	Valor (USD)	Valor Total (USD)
Supervisores Generales de MPD	EA / día	2	4	1,260	10,080

Ingenieros MPD	EA / día	1	4	1,155	4,620
Supervisor Equipo de Generación e Inyección de Nitrógeno	EA / día	1	4	1,050	4,200
Supervisor Equipo de Separación y superficie	EA / día	1	4	1,050	4,200
Técnicos en adquisición de datos	EA / día	1	1	735	735
Operadores Equipo de Generación de Nitrógeno	EA / día	2	4	735	5,880
Operadores Equipo de Separación	EA / día	2	4	735	5,880
Operadores Cabeza Rotativa, Choke manifold	EA / día	2	4	735	5,880
<b>Total Personal MPD</b>					<b>41,475</b>
<b>Movilización, arme y desarme</b>					
<b>Descripción</b>	<b>Unid</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Días</b>	<b>Valor (USD)</b>	<b>Valor Total (USD)</b>
Precio unitario de arme o desarme	Día	5	-	\$ 8,400.00	\$ 42,000.00
Movilización Inicial	Global	1	-	\$ 14,150.00	\$ 14,150.00
Movilización Final	Global	1	-	\$ 14,150.00	\$ 14,150.00
<b>Total Movilización, arme y desarme</b>					<b>\$ 123,535.00</b>
<b>Total Aplicación MPD</b>					<b>\$ 241,190.00</b>