

SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS ADECUADAS PARA PERFORAR Y
COMPLETAR POZOS HORIZONTALES CON APLICACIÓN A CASOS
COLOMBIANOS

JOSE ANDRES SALCEDO PARADA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2017

SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS ADECUADAS PARA PERFORAR Y
COMPLETAR POZOS HORIZONTALES CON APLICACIÓN A CASOS
COLOMBIANOS

JOSE ANDRES SALCEDO PARADA

Trabajo de grado presentado para optar por el título de
Ingeniero de Petróleos

DIRECTORA
Ph.D. ZULY HIMELDA CALDERON CARRILLO
Ingeniera de Petróleos

CO-DIRECTOR
M. Sc. REINEL CORZO RUEDA
Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2017

DEDICATORIA

A mis papás por sus consejos y su apoyo incondicional.

A mis hermanas por su ayuda.

A mis amigos.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos por la formación brindada como Ingeniero y como persona.

Al grupo de Investigación en Estabilidad de pozo por la oportunidad de desarrollar este proyecto, por sus críticas y aportes.

A la Ingeniera Zuly por su tiempo y conocimientos a lo largo de la carrera.

Al Ingeniero Reinel por sus aportes en el desarrollo de este trabajo y por sus concejos para seguir mejorando día a día.

A mis amigos y compañeros que de alguna manera me ayudaron en el desarrollo de este trabajo.

A mi familia por su apoyo incondicional.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	16
1.1 CLASIFICACIÓN DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	16
1.2 VENTAJAS DEL CASING DRILLING.....	17
1.2.1 Reducción de pérdidas de circulación.....	17
1.2.2 Perforación continua con pérdidas de circulación	21
1.2.3 Mejora de problemas de inestabilidad del pozo	22
1.2.4 Reducción de pegas de tubería.....	23
1.3 DESVENTAJAS CASIG DRILING	24
2. MANAGED PRESSURE DRILLING, MPD.....	26
2.1 CLASIFICACIÓN	30
2.1.1 Constant Bottom Hole Pressure, CBHP:	30
2.1.2 Mud Cap Drilling, MCD.....	30
2.1.3 Dual Gradient Drilling, DGD.	32
2.1.4 Return Flow Control, RFC.	33
2.2 VENTAJAS MANEGED PRESSURE DRILLING.....	34
2.2.1 Disminución número de sartas de revestimiento.....	34
2.2.2 Disminución perdida de circulación.	34
2.2.3 Disminución pegas diferenciales.	35
3. DESCRIPCION CAMPO DE ESTUDIO	36

3.1	CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO.....	37
3.2	PROBLEMAS OPERACIONALES	38
4.	METODOLOGIA DE SELECCIÓN DE CANDIDATOS A MPD Y CD	41
4.1	DEFINICIÓN OBJETIVO.....	41
4.2	ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN.....	42
4.2.1	Regímenes de presión.....	42
4.2.2	Los problemas de perforación.....	42
4.2.3	Detalles de la sarta y el BHA.....	43
4.2.4	Diseño y propiedades del fluido de perforación.....	43
4.2.5	Geometría del pozo.....	43
4.2.6	Análisis de las condiciones de aplicación.....	43
4.2.7	Selección del método.....	43
4.3	RECOPIACIÓN DE APLICACIÓN DE MPD Y CD.....	44
5.	ESTUDIO DE VIABILIDAD TECNICA EN CAMPO DE INTERES PARA MPD Y CD	66
5.1	POZOS EN CAMPO DE ESTUDIO.....	68
5.1.1	Pozo A.....	70
5.1.2	Pozo B.....	71
5.1.3	Pozo C.....	72
5.2	VIABILIDAD CASING DRILLING	73
5.3	VIABILIDAD MANAGED PRESSURE DRILLING	74
6.	CONCLUSIONES	75
7.	RECOMENDACIONES.....	76
	BIBLIOGRAFÍA.....	77

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Clasificación de la perforación con tubería de revestimiento	17
Figura 2: Sección transversal del pozo, casing drilling y perforación convencional.	18
Figura 3: Comparación ángulo de contacto con la pared del pozo entre casing drilling (derecha) y perforación convencional (izquierda).	19
Figura 4: Área de contacto casing drilling (derecha) y drill pipe (izquierda)	19
Figura 5: Distancia recorrida desde el centro casing (izquierda), drill pipe (derecha)	20
Figura 6: Profundidad de penetración en la torta de lodo casing (derecha), drill pipe (izquierda)	21
Figura 7: Ventana de operación de MPD.	27
Figura 8: Método MCD presurizado.	32
Figura 9: Método DGD	33
Figura 10: Ubicación Campo Castilla	36
Figura 11: Mapa de Distribución de Perdidas de Circulación – San FernandoT2..	39
Figura 12: Mapa de Distribución de Perdidas de Circulación – Guadalupe K2.....	40
Figura 13: Ventana de perforación inicial	45
Figura 14: Ventana de perforación con CBHP	46
Figura 15: MPCD (Managed Pressure Casing Drilling) y MPD con tubería convencional vs Profundidad Medida	48
Figura 16: MPCD (Managed Pressure Casing Drilling) y MPD con tubería convencional vs Profundidad Medida	49
Figura 17: Efecto en el desarrollo de la perforación de MPD y casing drilling.	50
Figura 18: Impacto de las tecnologías implementadas por Shell en Haynesville...	55

Figura 19: Reducción en costo de pozo en Haynesville vía uso de perforación MPD.	56
Figura 20: Reducción de NPT's debida a la implementación de MPD en U.S. y Arabia Saudita.....	57
Figura 21: Costo de perforación en la Cira Infantas con casing drilling.	62
Figura 22: Curva de perforación de los pozos en el campo de estudio.	69
Figura 23: Posición de la broca contra la profundidad pozo 64.	70
Figura 24 Posición de la broca contra la profundidad pozo 207.	71
Figura 25 Posición de la broca contra la profundidad pozo 166.	72

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Características Físicas Campo Castilla.....	37
Tabla 2: Variantes de MPD.....	44
Tabla 3: Aplicación MPD.....	57
Tabla 4: Casos de efecto “plastering”	63
Tabla 5: Cambio Angular para iniciar fatiga en Casing Drilling	65
Tabla 6: Escenarios de aplicación de Managed Pressure Drilling.	66
Tabla 7 Escenarios de aplicación de Casing Drilling	67
Tabla 8: Viabilidad casing drilling.....	74

RESUMEN

TITULO: SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS ADECUADAS PARA PERFORAR Y COMPLETAR POZOS HORIZONTALES CON APLICACIÓN A CASOS COLOMBIANOS

AUTOR: José Andrés Salcedo Parada¹

PALABRAS CLAVE: Casing Drilling, Managed Pressure Drilling, perforación, completamiento.

DESCRIPCION:

La perforación y completamiento de pozos son operaciones que se realizan en ambientes cada vez más desafiantes en donde se requiere el uso de tecnologías que permitan alcanzar con éxito los objetivos de la operación.

La perforación con tubería de revestimiento o Casing Drilling (CD) es un proceso en el cual un pozo se perfora y reviste simultáneamente. El propósito de CD es eliminar el tiempo de viaje y corrida de revestimiento una vez se alcanza el punto de revestimiento planeado o la TD (*Total Depth*). El manejo de presión durante la perforación (*MPD, Managed Pressure Drilling*) es una tecnología que permite manejar las presiones de fondo de pozo, mantener una presión de fondo de pozo dentro de los límites prescritos minimiza el daño de formación, previene la pérdida de lodo, inhibe el influjo de fluido de formación y a menudo se traduce en velocidades de penetración más altas.

En el presente trabajo de investigación se estudiara la viabilidad de Managed Pressure Drilling y Casing Drilling como alternativa para mejorar las operaciones de perforación que producen altos tiempos de viaje en pozos de un campo de ECOPETROL; las ventajas y desventajas de MPD y CD, su comparación con las practicas actuales y las condiciones de aplicación de estas tecnologías con base en los resultados de otros campos.

¹ Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Zuly Calderón Carrillo. Co – director: Reinel Corzo Rueda.

ABSTRACT

TITLE: SELECTION OF ADEQUATE TECHNOLOGIES TO DRILL AND COMPLETE HORIZONTAL WELLS APPLIED TO COLOMBIAN CASES

AUTHOR: José Andrés Salcedo Parada²

KEYWORDS: Casing Drilling, Managed Pressure Drilling, drilling, completion

DESCRIPTION:

The drilling and completion of wells are operations that are performed in increasingly challenging environments where is required the use of technologies that successfully achieve the objectives of the operation.

Casing Drilling (CD) is a process in which a well is drilled and cased simultaneously. The purpose of CD is to eliminate travel and casing run time once the planned casing point or Total Depth (TD) is reached. Managed Pressure Drilling (MPD) is a technology that allows to handle downhole pressures, maintain downhole pressure within the prescribed limits, minimize formation damage, prevent sludge loss , inhibits the influx of forming fluid and often results in higher penetration rates.

This research studies thel feasibility of Managed Pressure Drilling and Casing Drilling as an alternative to improve drilling operations that produce high travel times in an ECOPETROL field; the advantages and disadvantages of MPD and CD, its comparison with current practices and the conditions of application of these technologies based on the results of other fields.

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Zuly Calderón Carrillo. Co – director: Reinel Corzo Rueda.

INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos es una de las operaciones más comunes en la industria de los hidrocarburos por tal razón se desarrollan tecnologías que permitan mejorar el desempeño de estas, bajo las practicas actuales de perforación en un campo de ECOPETROL se generan altas pérdidas de circulación al atravesar formaciones con altas variaciones de presión y altos tiempos de viaje debido a la baja calidad de hueco, así se hace necesario estudiar la viabilidad técnica de tecnologías como alternativa a las operaciones de perforación que producen altos tiempos de viaje y pérdidas de circulación mediante la reducción de los tiempos no productivos.

El manejo de presión durante la perforación (*MPD, Managed Pressure Drilling*) es una tecnología que permite manejar efectivamente las presiones de fondo de pozo que serían imposibles bajo la perforación convencional o sobre balance, mantener una presión de fondo de pozo dentro de los límites prescritos minimiza el daño de formación, previene la pérdida de lodo, inhibe el flujo de fluido de formación y a menudo se traduce en velocidades de penetración más altas. Perforar con MPD permite extender la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento o incluso eliminar una sarta de revestimiento. Además, ofrece la capacidad de reaccionar en forma instantánea ante las variaciones de la presión de fondo de pozo, lo que puede utilizarse para minimizar los influjos provenientes de la formación o las pérdidas de lodo sin interrumpir la perforación. ³

La perforación con tubería de revestimiento o Casing Drilling (CD) es un proceso en el cual un pozo se perfora y reviste simultáneamente. El propósito de CD es eliminar el tiempo de viaje y corrida de revestimiento una vez se alcanza el punto de revestimiento planeado o la TD (*Total Depth*), además durante la implementación

³ ELLIOT, D., MONTILVA, J., ROES, V., REITSMA, D., SHELTON, J., FRANCIS, P., 2011, El manejo de la presión durante las operaciones de perforación. En: Oilfield Review. 2011. vol, 23. n, 1. p, 16-25.

temprana de la tecnología se observaron otros beneficios como, generaba huecos de mejor calidad y reducía las pérdidas de circulación.⁴

El presente trabajo de investigación se estudiara la viabilidad técnica de *Managed Pressure Drilling* y *Casing Drilling* como alternativa para mejorar las operaciones de perforación que producen altos tiempos de viaje y pérdidas de circulación en un campo de ECOPETROL y su comparación con las practicas actuales.

4 KARIMI, M., HOLT, C., MOELLENDICK, E., Trouble Free Drilling with Casing Drilling; a Process Focused on Preventing the Drilling Problems, International Petroleum Technology Conference, (Enero, 2011), doi:10.2523/IPTC-14866-MS

1. PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La perforación con tubería de revestimiento o *Casing Drilling* (CD) es un proceso en el cual un pozo se perfora y reviste simultáneamente. El propósito original del CD era eliminar el tiempo de viaje y corrida de revestimiento una vez se alcanzaba el punto de revestimiento planeado o la TD (*Total Depth*). Durante la implementación temprana de la tecnología se observaron otros beneficios durante la perforación, generaba huecos de mejor calidad y reducción las pérdidas de circulación.⁵

1.1 CLASIFICACIÓN DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.⁶

La perforación con tubería de revestimiento se clasifica en 4 categorías, estas se observan en la Fig. 1:

1.1.1 **Nivel 1.** Para huecos pre-perforados en donde el casing se baja realizando rotación, rimado y circulación.

1.1.2 **Nivel 2.** Para la perforación de pozos verticales, con una broca perforable, BHA no recuperable.

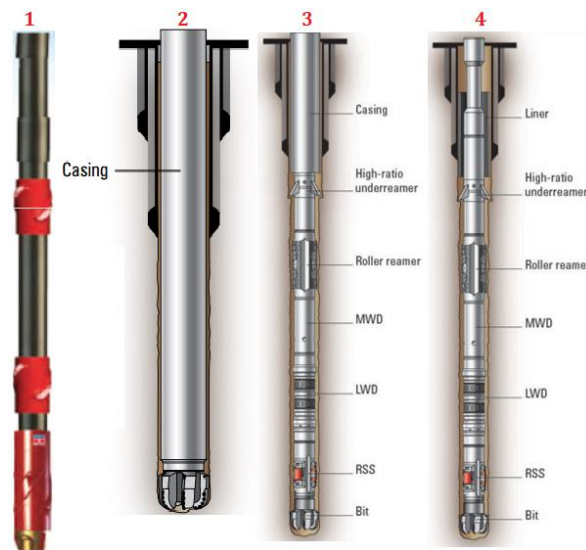
1.1.3 **Nivel 3.** Para la perforación de pozos con secciones direccionales en donde las herramientas del BHA son recuperables como LWD/MWD, motores de fondo o sistemas rotativos direccionales.

⁵ KARIMI, M., HOLT, C., MOELLENDICK, E., Trouble Free Drilling with Casing Drilling; a Process Focused on Preventing the Drilling Problems, International Petroleum Technology Conference, (Enero, 2011), doi:10.2523/IPTC-14866-MS.

⁶ VAN BALEN, A., CASING WHILE DRILLING (CwD); Eliminación de Tiempos No Productivos y Aumento de Producción, [Presentación], (Octubre, 2010), Recuperado de: <http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/listados/trabajosPerfo/3VIERNES/16.30/CWD.pdf>.

1.1.4 **Nivel 4.** Para perforación direccional con liner en donde las herramientas del BHA son recuperables como LWD/MWD, motores de fondo o sistemas rotativos direccionales.

Figura 1: Clasificación de la perforación con tubería de revestimiento



Fuente: Schlumberger (2015), Van Balen (2010).

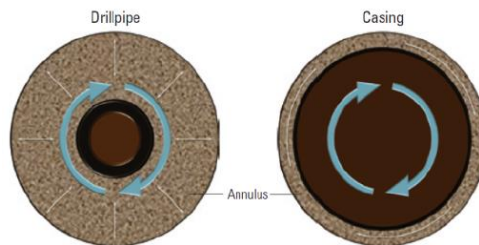
1.2 VENTAJAS DEL CASING DRILLING

La perforación con tubería de revestimiento presenta las siguientes ventajas:

1.2.1 **Reducción de pérdidas de circulación.** CD reduce las pérdidas de circulación por medio de un efecto de frisado de la tubería hacia las paredes del hueco también conocido como *plastering effect*. El diámetro mayor de la tubería de revestimiento es uno de los principales factores que contribuyen a que ocurra frisado

de tubería hacia las paredes del pozo, en la Fig. 2 se muestra la comparación entre el tamaño de la tubería en CD y la perforación convencional.

Figura 2: Sección transversal del pozo, casing drilling y perforación convencional.



Fuente: Karimi et al, 2011.

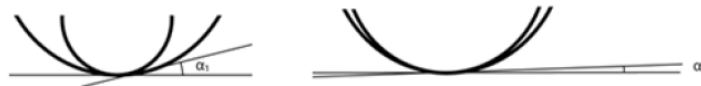
El mayor diámetro genera las siguientes condiciones que hacen posible el efecto de frisado de la tubería hacia la pared de pozo:⁷:

- **Ángulo de contacto de la tubería con el pozo.** Para que el efecto plastering se produzca, el contacto de la tubería con el pozo debe ser liso de modo que no dañe la torta de lodo por efecto de corte. Esto depende del ángulo con el que la tubería contacte la pared del pozo. En un caso ideal, el ángulo de contacto es muy cercano a cero, pero en condiciones de fondo de pozo y teniendo en cuenta que el pozo no es perfectamente circular, el ángulo de contacto será mayor que cero. Como se muestra en la Fig. 3, cuanto menor sea el diámetro de la tubería, mayor es el ángulo de contacto. Además, cuando el radio de curvatura de la tubería es cercano al de la pared del pozo, la acción de contacto es más suave. Esto permite que el casing se

⁷ KARIMI, M., MOELLENDICK, E., HOLT, C., *Plastering Effect of Casing Drilling; a Qualitative Analysis of Pipe Size Contribution*, Society of Petroleum Engineers. (Enero, 2011), doi:10.2118/147102-MS.

deslice más suavemente en el pozo comprimiendo la torta de lodo y como resultado compacta la roca de la pared del pozo. Sin embargo, en la perforación convencional la tubería ejerce un efecto de corte por su alto ángulo de contacto.

Figura 3: Comparación ángulo de contacto con la pared del pozo entre casing drilling (derecha) y perforación convencional (izquierda).



Fuente: Karimi et al, 2011.

- Área de contacto de la tubería con el pozo: El efecto de frisado sucede en el área de contacto de la tubería con el pozo, por lo que cuanto mayor sea el área de contacto, mejor. En la Fig. 4 se observa que para un mismo diámetro de hueco el área de contacto de CD es mayor que *drill pipe*. Sin embargo, hay límites operativos en eso. La mayor área de contacto de la perforación con casing genera que efecto de frisado ocurra más rápido y con mayor eficacia.

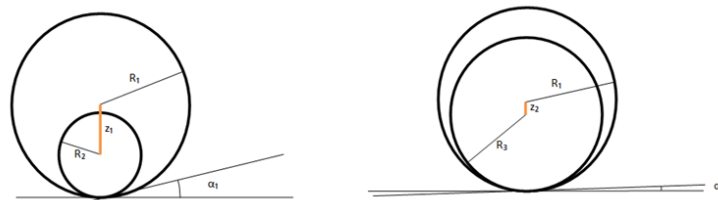
Figura 4: Área de contacto casing drilling (derecha) y drill pipe (izquierda)



Fuente: Karimi et al, 2011.

- **Velocidad lineal de la tubería antes de golpear la pared del pozo.** Para que el efecto de frisado tenga lugar, la tubería debe frotar la pared del pozo sin problemas. Si la velocidad de la tubería es alta antes de contactar con el pozo, se puede dañar la torta de lodo, ya que transferirá su impulso con mayor fuerza en el área de contacto. Suponiendo que la velocidad de rotación es la misma para ambos casos y la única diferencia es el diámetro de la tubería, se puede concluir que, en *casing drilling* la tubería tendrá una velocidad más baja antes de golpear la pared del pozo, por lo tanto es menos probable dañar la torta de lodo.
- **Distancia recorrida desde el centro.** Como se observa en la Fig. 5, la tubería recorre una mayor distancia antes de llegar a la pared del pozo (línea naranja), porque es de diámetro más pequeño. Esta mayor distancia da a la tubería la oportunidad de adquirir más velocidad, lo que provoca que golpee la pared del pozo con mayor fuerza.

Figura 5: Distancia recorrida desde el centro casing (izquierda), drill pipe (derecha)

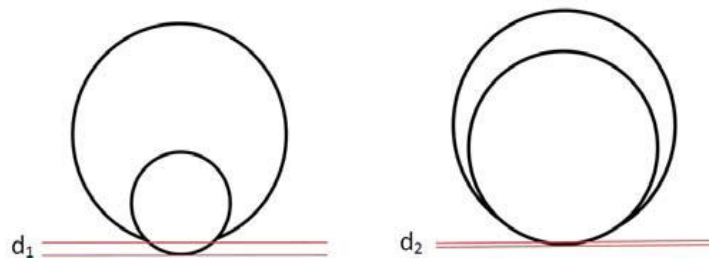


Fuente: Karimi et al, 2011.

- **Profundidad de penetración en la torta de lodo.** En la perforación convencional, la tubería penetra una distancia más grande en la torta de filtrado. Esto sucede porque en general, entre menor sea el área de contacto, dado por un menor diámetro, es mayor la fuerza lateral lo que resulta en una mayor presión de la tubería hacia la pared del pozo. Una mayor profundidad

de penetración aumenta la probabilidad de atascamiento de la tubería en la perforación convencional en oposición con el casing drilling. Esto puede parecer contradictorio ya que se espera que a mayor área de contacto la tubería se pegue fácilmente a la pared del pozo, sin embargo, la calidad de la torta de filtrado es mayor en casing drilling lo que provoca que el diferencial de presión sea menor, en consecuencia, la fuerza que se pega es menor.

Figura 6: Profundidad de penetración en la torta de lodo casing (derecha), drill pipe (izquierda)



Fuente: Karimi et al, 2011.

- **Relación de diámetros para que ocurra el efecto *plastering*.** Autores como Karimi et al, 2011, Salehi et al, 2013 dan relaciones de diámetros de tubería y diámetros de hueco (OD Casing / diámetro hueco) en los cuales ocurre el efecto *plastering* así: Salehi et al, 2013, describe que el efecto sucede a relaciones alrededor de 0.75 pero aclara que no es el único factor que influye. Karimi et al, 2011, describe que el efecto ocurre entre relaciones de 0,75 y 0,9, con un punto considerable en 0,8.

1.2.2 Perforación continúa con pérdidas de circulación. En el peor de los casos en que las pérdidas de circulación no se pueden curar (fracturas grandes,

vugs, cavernas, etc.) la perforación con casing drilling puede continuar ya que permite reducir las pérdidas hasta llegar a la profundidad total.

Debido a la menor área anular se requiere un caudal inferior (en comparación con la perforación convencional) para hacer circular el lodo. Un caudal menor ayuda a perder menos fluido de circulación, sobre todo si las pérdidas se están produciendo alrededor de la broca.⁸ El efecto *plastering* ayuda a reducir las pérdidas de circulación mediante el aumento de la calidad de la torta de lodo y la filtración de recortes de perforación hacia zonas con fracturas grandes y vugs.

1.2.3 Mejora de problemas de inestabilidad del pozo. La perforación con tubería de revestimiento ofrece varios beneficios que ayudan a mitigar los problemas de estabilidad del pozo. Los beneficios antes mencionados son los siguientes (Karimi et al, 2011):

Se reduce el tiempo de viajes de tubería, además de que la tubería esta siempre cerca de cada etapa de perforación ya que se reviste en un solo proceso. La mayoría de los problemas de estabilidad del pozo ocurren durante o debido a los viajes de tubería. Los problemas más comunes son los relacionados con la calidad de hueco, los cuales pueden conducir a incidentes de control de pozos o pérdida de circulación, la perforación con tubería de revestimiento elimina las operaciones de viaje y los problemas asociados a esta. Las grandes relaciones de diámetro casing / pozo crean pozos calibrados, que son más estables. El movimiento suave y continuo del casing junto con la acción de corte dual de la broca y *under-reamer* (Nivel III *Casing Drilling*) genera un perfil más circular. Esto ha sido demostrado, haciendo coincidir el área del anular y la profundidad con la cantidad de cemento bombeado observando retornos en superficie.

⁸ KARIMI, M., PETRIE, S., MOELLENDICK, E., HOLT, C., A Review of Casing Drilling Advantages to Reduce Lost Circulation, Augment Wellbore Strengthening, Improve Wellbore Stability, and Mitigate Drilling-induced Formation Damage, Society of Petroleum Engineers. (Enero, 2011), doi:10.2118/148564-MS.

Reduce el tiempo de perforación, cuanto más tiempo que se requiere para perforar cualquier intervalo, mayor es la probabilidad de inestabilidad del pozo. La perforación con tubería de revestimiento reduce el tiempo que toma perforar una sección ya que elimina los tiempos de viaje de tubería y corridas de revestimiento. Mejora la limpieza del pozo, varios problemas de pozo, como hueco fuera de calibre, decantación de barita y pega de tubería, están relacionados con la limpieza ineficiente del pozo. Estos son problemas importantes en la perforación horizontal y direccional; más específicamente, en los ángulos críticos de 40 ° a 65 °,⁹ donde la transferencia de recortes resulta muy difícil. La menor área anular de la perforación con casing provoca una mayor velocidad que facilita el transporte de ripios.

1.2.4 Reducción de pegas de tubería. Por definición, una sarta de perforación se considera "pegada" cuando se suspende la operación debido a que la tubería no se puede girar o mover verticalmente. La pega de tubería puede suceder por varias razones y dependiendo de esas razones ocurren tres tipos de pegas, pega diferencial, pega mecánica y pega por empaquetamiento de la broca.

- **Pega diferencial.** Se presenta por el diferencial de presión entre la formación y la presión hidrostática del lodo al atravesar formaciones permeables. En un entorno similar, es más probable experimentar una pega diferencial en la perforación convencional que en Casing Drilling, la calidad de la torta de filtrado es mayor en casing drilling lo que provoca que el diferencial de presión sea menor, en consecuencia, la fuerza que se pega es menor.

⁹ KARIMI, M., HOLT, C., MOELLENDICK, E., Trouble Free Drilling with Casing Drilling; a Process Focused on Preventing the Drilling Problems, International Petroleum Technology Conference, (Enero, 2011), doi:10.2523/IPTC-14866-MS.

- **Pega mecánica.** La pega mecánica se produce cuando el BHA (*Botton Hole Assembly*) se atasca en huecos fuera de calibre o en secciones direccionales en donde se forman ojos de llave como consecuencia de un alto ángulo de construcción. En intervalos que son primero perforados con BHA convencionales los viajes de salida de tubería dado el aumento de la rigidez en el BHA hará que sea más susceptible a “microdoglegs” y hueco fuera de calibre.
- **Empaquetamiento.** La pega por empaquetamiento es un problema durante la perforación de formaciones inestables. Para este caso la perforación con casing mantiene más estable las formaciones perforadas gracias al efecto *plastering* mientras se perfora hasta la profundidad total. Las mayores velocidades anulares y la agitación continua del casing, asegura de que todos los recortes son transportados lo más rápido posible. Con casing drilling el riesgo de perder el pozo o BHA es significativamente menor. En el peor de los casos, si el casing se atasca y no puede ser liberado siempre puede ser cementado y la perforación continúa con el siguiente diámetro de tubería. Si se está perforando con un casing drilling nivel III, el BHA se recupera a través del casing, esto evita el costo de pérdida de componentes del BHA muy caros, tales como RSS, MWD, LWD, y motores.

1.3 DESVENTAJAS CASIG DRILING¹⁰

Las conexiones del revestimiento no se diseñan para soportar altos torques y cargas compresivas en un ambiente de torsión. Al perforar con revestimiento se deben usar bajos torques y pesos sobre la broca para reducir al mínimo la torsión

¹⁰ VELAZQUEZ, S., DE LOS SANTOS, F., Análisis de la perforación no convencional con tubería de revestimiento (casing drilling) y control anticorrosivo en la T.R. Tesis de Grado, 2014, UNAM.

Cuando se perfora desde el inicio el pozo queda revestido desde el inicio lo cual no permite tomar registros en hueco abierto con herramientas convencionales. Una solución a esto es levantar la sarta por encima de la zona interés y registrar el fondo.

El uso de esta tecnología implica un elevado costo económico por lo que se tiene que conocer muy bien el campo para poder usar esta tecnología.

2. MANAGED PRESSURE DRILLING, MPD

El manejo de presión durante la perforación, MPD, es una tecnología implementada en la perforación de pozos no convencionales que permite manejar efectivamente las presiones de fondo de pozo que serían imposibles bajo la perforación convencional o sobre balance.

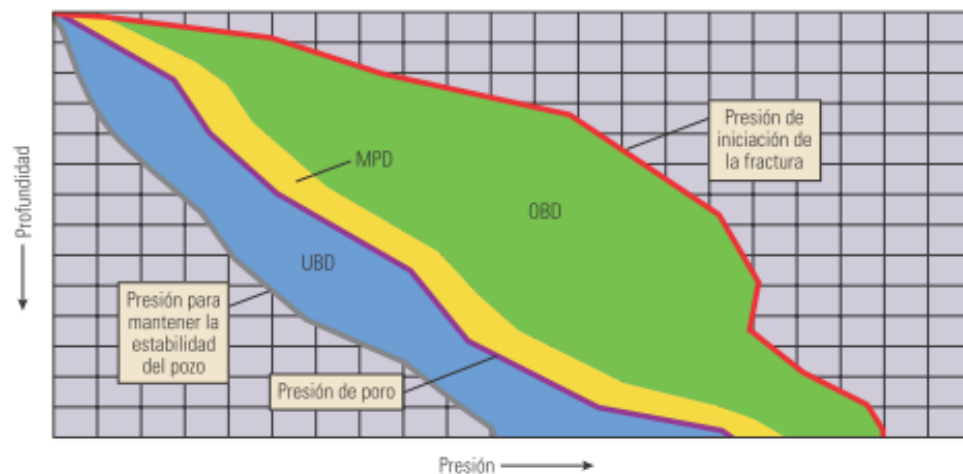
La IADC (International Association of Drilling Contractors) define MPD:

MPD Es un proceso de perforación utilizado para controlar de manera precisa el perfil de presión anular en el pozo. Los objetivos son determinar los límites del ambiente de presión de fondo de pozo y manejar el perfil de presión hidráulica en el anular acorde a estos límites. La intención del MPD es evitar el flujo continuo de fluidos de la formación a la superficie. Cualquier influjo incidental a la operación puede ser contenido con seguridad usando un proceso apropiado. (Malloy et al. 2009)

Los métodos de perforación convencionales se centran fundamentalmente en la contención del influjo del fluido de formación durante la perforación. Este método de perforación en condiciones de sobre balance (OBD) utiliza los fluidos de perforación para generar una ECD que se traduce en una BHP más alta que la presión de poro, pero más baja que la presión de iniciación de la fractura de la formación que se está penetrando. La técnica de perforación en condiciones de bajo balance (UBD) se centra en la prevención de la pérdida de fluido de perforación en la formación y, por consiguiente, mantiene una ECD que es menor que la presión de poro pero mayor que la presión requerida para mantener la estabilidad del pozo. Esto permite que el fluido de formación fluya fuera de la formación, lo cual impide que el fluido de perforación fluya hacia el interior de la formación. El objetivo del manejo de la presión durante la perforación consiste en superar los problemas de perforación

mediante el uso de la presión de superficie para mantener una presión de fondo de pozo constante que impida el flujo de los fluidos de perforación en el pozo, al mismo tiempo que se mantiene la presión bien por debajo de la presión de iniciación de la fractura (ver Figura 7). Durante las operaciones de perforación, la ECD de la perforación OBD y la ECD de la perforación MPD pueden ser equivalentes en ciertas profundidades (Elliot et al, 2011).

Figura 7: Ventana de operación de MPD.



Fuente: Elliot et al, 2011

La perforación MPD utiliza sistemas cerrados que despliegan un dispositivo de control rotativo (RCD) para desviar el flujo de fluido de formación y de perforación hacia un separador. Entre los operadores que requieren dos barreras entre el pozo y la superficie, el RCD y los fluidos de perforación se consideran las barreras primarias, y la preventora de reventones (BOP) es un equipamiento de apoyo. En las operaciones MPD se utiliza el RCD para crear un sistema cerrado, y un colector múltiple de estrangulamiento y una bomba de contrapresión para controlar la presión de fondo de pozo. De ese modo, los ingenieros pueden mantener una BHP constante durante las operaciones de perforación, mientras las bombas de lodo se

encuentran en funcionamiento y cuando se desactivan para efectuar conexiones. Una vez definido el ambiente de presión de fondo de pozo por las presiones de poro, los gradientes de fractura y las presiones para mantener la estabilidad del pozo, se utiliza la técnica MPD para mantener un perfil adecuado de presión hidráulica anular. Por consiguiente, la técnica MPD permite mantener la ECD dentro de una ventana estrecha de presión de poro–gradiente de fractura, a la vez que mantienen las presiones conducentes a la estabilidad del pozo. Esto se logra fundamentalmente a través de la manipulación de la contrapresión en el espacio anular, a la vez que se toman en cuenta los factores que afectan la ECD, tales como la densidad de los fluidos, la reología de los fluidos, la velocidad del fluido anular, la fricción de circulación y la geometría del pozo.

El hecho de mantener una presión de fondo de pozo constante dentro de los límites prescritos minimiza el daño de formación, previene la pérdida de lodo, inhibe el influjo de fluido de formación y a menudo se traduce en velocidades de penetración más altas. El método MPD permite que el operador extienda la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento o incluso que elimine una sarta de revestimiento. Además, ofrece la capacidad para reaccionar en forma instantánea ante las variaciones de la presión de fondo de pozo, lo que puede utilizarse para minimizar los influjos provenientes de la formación o las pérdidas de lodo sin interrumpir la perforación. Por otro lado, dado que su densidad se mantiene inalterada, no existe necesidad de hacer circular el lodo durante estos eventos, por lo que las prácticas de MPD permiten ahorrar tiempo de equipo de perforación. (Elliot et al. 2011)

El método MPD se basa en la capacidad del perforador para mantener una presión de fondo de pozo objetivo precisa, ya sea en forma manual o automáticamente. La clave para esta capacidad es la creación de un sistema cerrado, posibilitado a través del uso del RCD, a veces denominado cabezal rotativo. El RCD provee un sello alrededor de la columna de perforación durante las operaciones de perforación

rotativa y desvía los fluidos de perforación a un colector múltiple de estrangulamiento y a las piletas de lodo. El estrangulador permite ajustar la contrapresión en el espacio anular mientras las bombas se encuentran en funcionamiento y se está circulando el fluido de perforación. Cuando las bombas de lodo se desactivan, por ejemplo durante las conexiones, una bomba dedicada suministra al sistema el fluido requerido para compensar la pérdida de ECD cuando el sistema pasa del modo dinámico al modo estático.

Esta manipulación de la contrapresión en la reacción a las variaciones de presión causadas por las operaciones de perforación se conoce frecuentemente como control de la presión dinámica. La presión de fondo de pozo es igual a la presión de superficie más la presión anular, que en sí consta de un componente estático y un componente dinámico. La presión dinámica incluye las pérdidas de presión por fricción, y su valor es una función de las condiciones de circulación. Por consiguiente, cuando las bombas están fuera de funcionamiento, la presión dinámica es igual a cero, y sólo la presión hidrostática del fluido actúa sobre la formación. Además, durante las operaciones de perforación con las bombas de lodo en funcionamiento, la presión dinámica puede fluctuar debido a las variaciones de la velocidad de bombeo del lodo o de la densidad del lodo, o en respuesta a eventos tales como bloqueos del motor de perforación, la carga de recortes y la rotación de la tubería. Con la capacidad para reaccionar a las variaciones de la presión anular, el operador puede perforar con un fluido que crea una ECD suficiente para contener las formaciones desde la broca hacia la superficie, aunque el pozo puede pasar a una condición de bajo balance cuando se encuentra estático.

Mediante el uso de las técnicas MPD, se puede detener las bombas en forma segura mientras se realizan las conexiones, aunque la presión hidrostática de la columna de lodo sola sea menor que la presión de poro de la formación. (Elliot et al. 2011). Se estima que en el 75% de las operaciones terrestres en Estados Unidos se perfora

al menos una sección con un sistema cerrado y presurizado, un espectacular aumento desde el 10% en 1995.¹¹

2.1 CLASIFICACIÓN ¹²

Existen cuatro variantes de MPD, estas variantes difieren de forma significativa y no todas son de aplicación universal en todos los campos¹³. Estas variantes son:

- Perforación con presión de fondo constante (Constant Bottom Hole Pressure, CBHP)
- Perforación con tapón de lodo (Mud Cap Drilling, MCD)
- Perforación con gradiente dual (Dual Gradient Drilling, DGD)
- Perforación con control del flujo de retorno (Return Flow Control, RFC), conocido también como método HSE, Health Security and Environment,

2.1.1 Constant Bottom Hole Pressure, CBHP. La variación de MPD conocida como CBHP es un proceso mediante el cual la presión anular en un pozo se mantiene constante a una profundidad específica con las bombas de lodo encendidas o apagadas. Esta variante es particularmente beneficiosa en los casos donde los pozos vecinos han encontrado zonas excesivamente depletadas y se registran pérdidas masivas de lodo de perforación.

2.1.2 Mud Cap Drilling, MCD. MCD se usa para la perforación de formaciones masivamente fracturadas. Permite perforar a través de zonas de pérdida de

¹¹ REYNOLDS, G. Distinct variations of managed pressure drilling exhibit application potential. En: World Oil. Marzo 2006. p, 41-45. Recuperado de: <http://search.proquest.com/docview/196673641?accountid=29068>.

⁹ NAUDIRI, S. Managed Pressure Drilling Candidate Selection. Tesis Doctorado Ingeniería de Petróleos. Texas. Universidad Texas A&M. 2009. P 118.

¹⁰ REHM, B., SCHUBERT, J., HAGSHENAS, A., PAKNEJAD, A., HUGHES, J. Managed Pressure Drilling. Gulf Publishing Company. 2008. Version Online disponible en: <http://app.knovel.com/hotlink/toc/id:kpMPD00001/managed-pressure-drilling/managed-pressure-drilling>

circulación graves sin tiempo no productivo, además incrementa significativamente la tasa de perforación. (Reynolds et al, 2006)

La Fig. 8 es una ilustración del método MCD. El perforador bombea fluido de perforación ligero por la tubería de perforación. Después de circular alrededor de la broca, el fluido y recortes son inyectados en una zona de pérdida debajo de la última zapata de revestimiento. El lodo por encima de la zona de pérdida permanece como una barrera de circulación de lodo, el perforador puede aplicar contrapresión opcional si es necesario para mantener el control de la presión anular. El fluido de perforación ligero mejora la tasa de penetración¹⁴.

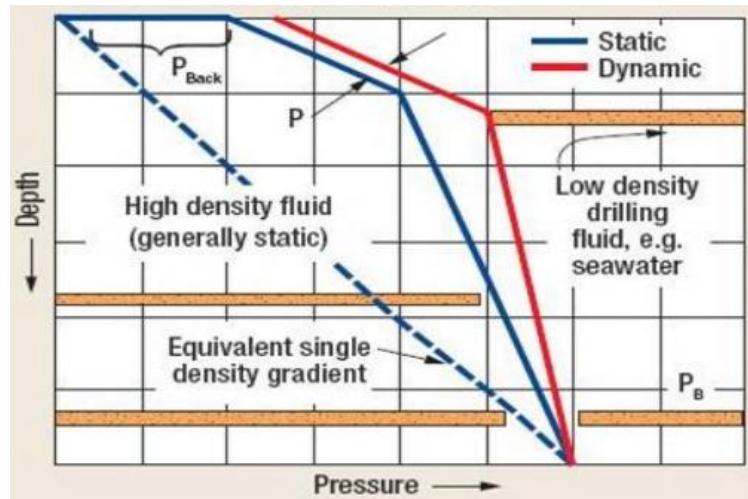
El fluido anular impide la migración de hidrocarburos a superficie y las posteriores presiones altas por el flujo desde formación. El MCD presurizado permite continuar con presiones anulares inferiores ya que se aplica contrapresión en superficie. En esencia, la técnica MCD permite continuar la perforación a través de fracturas o fallas hasta la profundidad total con menor tiempo y costo debido a pérdida de circulación, reduciendo al mínimo las pérdidas de lodo a la formación, ya que el fluido bombeado es un fluido más económico¹⁵.

Las pérdidas deben ser lo suficientemente grandes como para tomar todos los fluidos bombeados por la sarta de perforación y todos los cortes generados durante el proceso de perforación al utilizar esta técnica. Si hay circulación o incluso circulación parcial, el tapón de lodo se puede circular fuera del pozo. Si es posible hacer circular lodo, un pozo no puede utilizar el método PMCD, y se debe usar el método CBHP. (Tercan, 2010)

14 TERCAN, E. Managed Pressure Drilling; Techniques, Equipment and Applications. Tesis Maestría en Ciencias Ingeniería de Petróleos y Gas Natural. Ankara, Turquía. Universidad Técnica de Medio Oriente. 2010. 215 p.

12 TERCAN, E. Managed Pressure Drilling; Techniques, Equipment and Applications. Tesis Maestría en Ciencias Ingeniería de Petróleos y Gas Natural. Ankara, Turquía. Universidad Técnica de Medio Oriente. 2010. 215 p.

Figura 8: Método MCD presurizado.



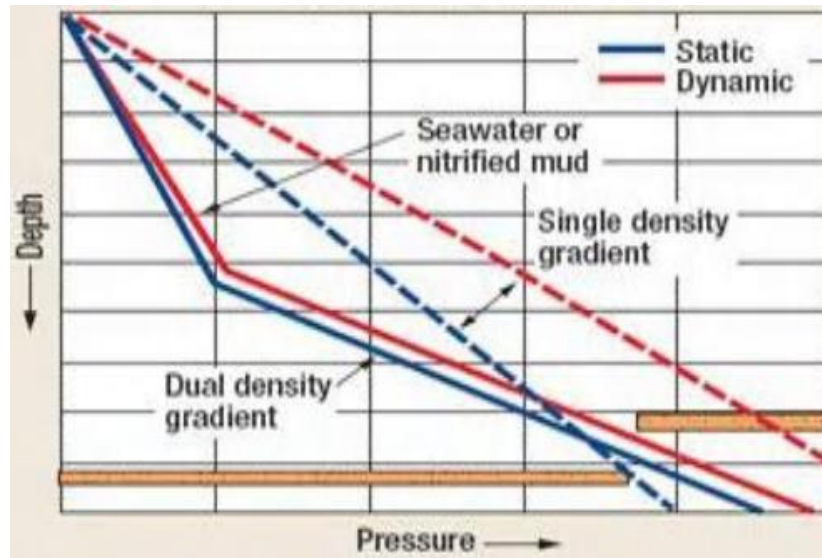
Fuente: TERCAN, E. Managed Pressure Drilling; Techniques, Equipment and Applications. Tesis Maestría en Ciencias Ingeniería de Petróleos y Gas Natural. Ankara, Turquía. Universidad Técnica de Medio Oriente. 2010. 215 p.

Esta variante es particularmente beneficiosa en los casos donde los pozos vecinos han encontrado zonas excesivamente depletadas y se registraron pérdidas masivas de lodo de perforación.

2.1.3 Dual Gradient Drilling, DGD. DGD se ha utilizado con éxito principalmente en aplicaciones offshore, donde el agua proporciona una parte significativa de la presión de sobrecarga. Debido a la resistencia de las formaciones es menor, las aplicaciones de perforación en aguas profundas generalmente requieren múltiples sartas de revestimiento para evitar pérdida de circulación a poca profundidad utilizando fluidos de perforación de una densidad. Con el fin de reducir el efecto de sobrecarga en aguas profundas, el sistema de perforación debe ser equilibrado mediante la reducción de la densidad del lodo en la parte superior de tubería marina o llenando la tubería con agua de mar en la parte superior, dividiendo el sistema con fluidos de dos densidades. (Tercan, 2010)

En la Fig. 5, se aprecia la diferencia entre el perfil de presión de perforación con un fluido de una sola densidad y con DGD, en la parte superior se bombea fluido de menor densidad (línea de mayor pendiente).

Figura 9: Método DGD



Fuente: TERCAN, E. Managed Pressure Drilling; Techniques, Equipment and Applications. Tesis Maestría en Ciencias Ingeniería de Petróleos y Gas Natural. Ankara, Turquía. Universidad Técnica de Medio Oriente. 2010. 215 p.

2.1.4 Return Flow Control, RFC. Usar un sistema de circulación abierto a presión atmosférica en formaciones donde se esperan altas concentraciones de gases tóxicos, como el sulfuro de hidrógeno, aumenta el riesgo a la salud, la seguridad y el medio ambiente. El uso de sistemas cerrados y los procedimientos correctos reducen el riesgo para el personal, el equipo y el medio ambiente provenientes de los fluidos de perforación y formación e incidentes de control de pozo.¹⁶

¹⁶ ARNONE, M., VIEIRA, P. Drilling Wells With Narrow Operating Windows Applying the MPD Constant Bottom Hole Pressure Technology—How Much the Temperature and Pressure Affects the Operation's Design. SPE/IADC 119882. 2009.

Esta variante está referida al control del flujo de retorno y cuyo objetivo primario es aprovechar el beneficio que representa tener un sistema de retorno de lodo cerrado. De esta manera es posible evitar las consecuencias de un escape de gas o fluido a la atmósfera¹⁷

2.2 VENTAJAS MANEGED PRESSURE DRILLING¹⁸

La manipulación de la presión de fondo de pozo que brinda MPD tiene ventajas como: disminución número de sargas de revestimiento, disminución perdida de circulación, disminución pegas diferenciales.

2.2.1 Disminución número de sargas de revestimiento. El revestimiento es la solución a la mayoría de los problemas en pozo. Sin embargo, en pozos problemáticos como en perforaciones offshore esto significa terminar el pozo con diámetros pequeños o iniciar con diámetros de hasta 36 pulgadas. MPD permite reducir el número de sargas debido a que se perfora con un fluido de menor densidad y además disminuir la densidad del fluido en el anular de la tubería el agua en el caso offshore.

2.2.2 Disminución perdida de circulación. La pérdida de circulación es una de las principales causas de NPT. Ocurre cuando la presión hidrostática del lodo supera la presión de fractura. En MPD, el mantenimiento de la densidad del lodo por debajo de la presión de fractura y el uso de una presión anular de retorno

¹⁷ DURAN, E., KAINZ, A. Sistema MPD o como mantener el pozo bajo control sin fracturar las formaciones durante la perforación. En: Petrotecnia. Octubre 2011. p, 88-94.

¹⁸ REHM, B., SCHUBERT, J., HAGSHENAS, A., PAKNEJAD, A., HUGHES, J. Managed Pressure Drilling. Gulf Publishing Company. 2008.

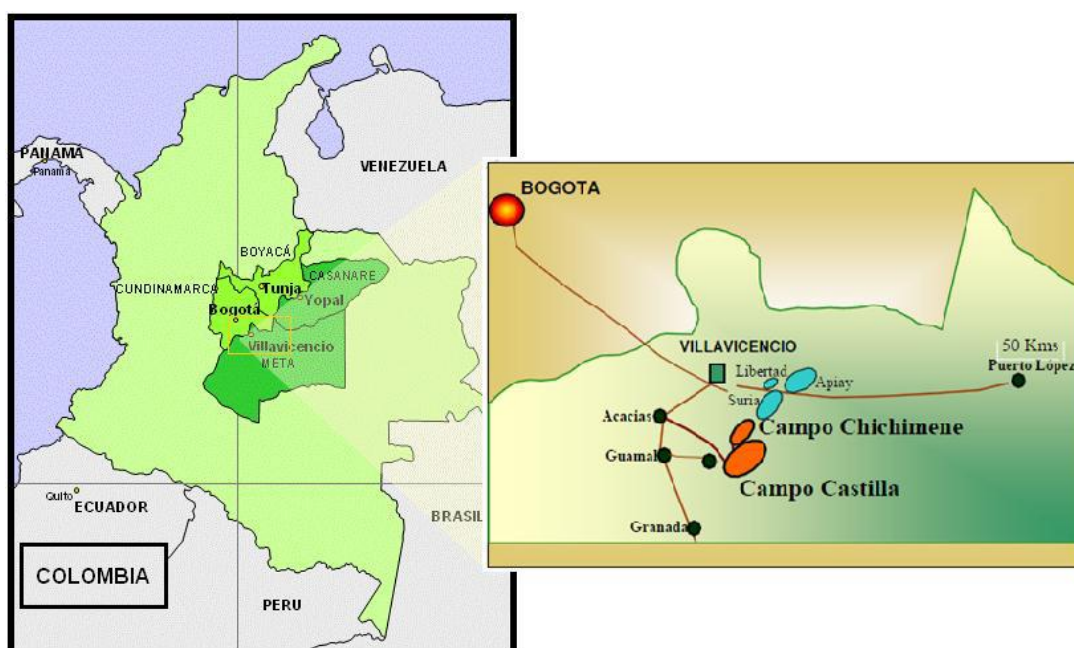
variable posibilita que el operador mantenga la presión en la ventana de perforación. Por lo tanto, se evitan pérdidas de circulación y así patadas.

2.2.3 Disminución pegas diferenciales. Una pega diferencial es causada por la diferencia de presión entre el hueco y una zona permeable, la torta de lodo retarda el flujo de líquido en la zona permeable de menor presión y la tubería es diferencialmente pegada contra la pared. Mantener una presión diferencial más baja entre el pozo y la formación reduce las tendencias de pega.

3. DESCRIPCION CAMPO DE ESTUDIO

El Campo Castilla se localiza en la cuenca de los Llanos a 35Km al sur de la ciudad de Villavicencio, en el departamento del Meta.

Figura 10: Ubicación Campo Castilla



Fuente: OSORIO, Gabriel. Desarrollo Petrolero Departamento del Meta. Presentación Cámara de Comercio. 13 de Junio de 2007.

Descubierto por Chevron en el año de 1969 con la perforación del pozo Castilla 1, pero inició producción en el año de 1977, con el contrato de asociación Cubarral suscrito entre ECOPETROL y la compañía Chevron en los años sesenta. En él se encontraba una masa espesa, viscosa y con alto contenido de azufre por esta razón no tenía aceptación en el mercado. Con el cambio del panorama mundial la explotación del crudo pesado tomó importancia, por esta razón las reservas de

crudo que se encuentran en el subsuelo llanero, como las del Campo Castilla, se convirtieron en las más importantes respecto al crudo pesado como producto de exportación.¹⁹

3.1 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO

La siguiente es una tabla generalizada que relaciona las características físicas que poseen los pozos del campo Castilla.

Tabla 1: Características Físicas Campo Castilla

Parámetro	Unidad K1	Unidad K2
Litofacies	Arena laminada	Arena Homogénea
Tipo de Crudo	Aceite Negro	Aceite Negro
Mecanismo de Empuje	Gas en Solución	Acuífero Activo
Fracturas Naturales	No	Si
Permeabilidad [md]	1– 1667	465 – 2423
Porosidad [%]	10,8 – 28	13,9 – 23,4
Saturación de Agua Inicial [%]	20	20
Espesor Neto [ft]	39 – 109	203 – 528
Presión Actual Promedio[Psi]	2691	2691
Riesgo de Inestabilidad	Moderado	Bajo
Temperatura [°F]	193	198
Gravedad Especifica del Gas	0.906	0.906
Gravedad API	13,7	20
GOR [scf/stb]	100 – 300	100 – 300
Presión de Burbuja [Psi]	90	148

Fuente: Lozano y Rivas, 2011.

¹⁹ Lozano y Rivas, 2011.

3.2 PROBLEMAS OPERACIONALES

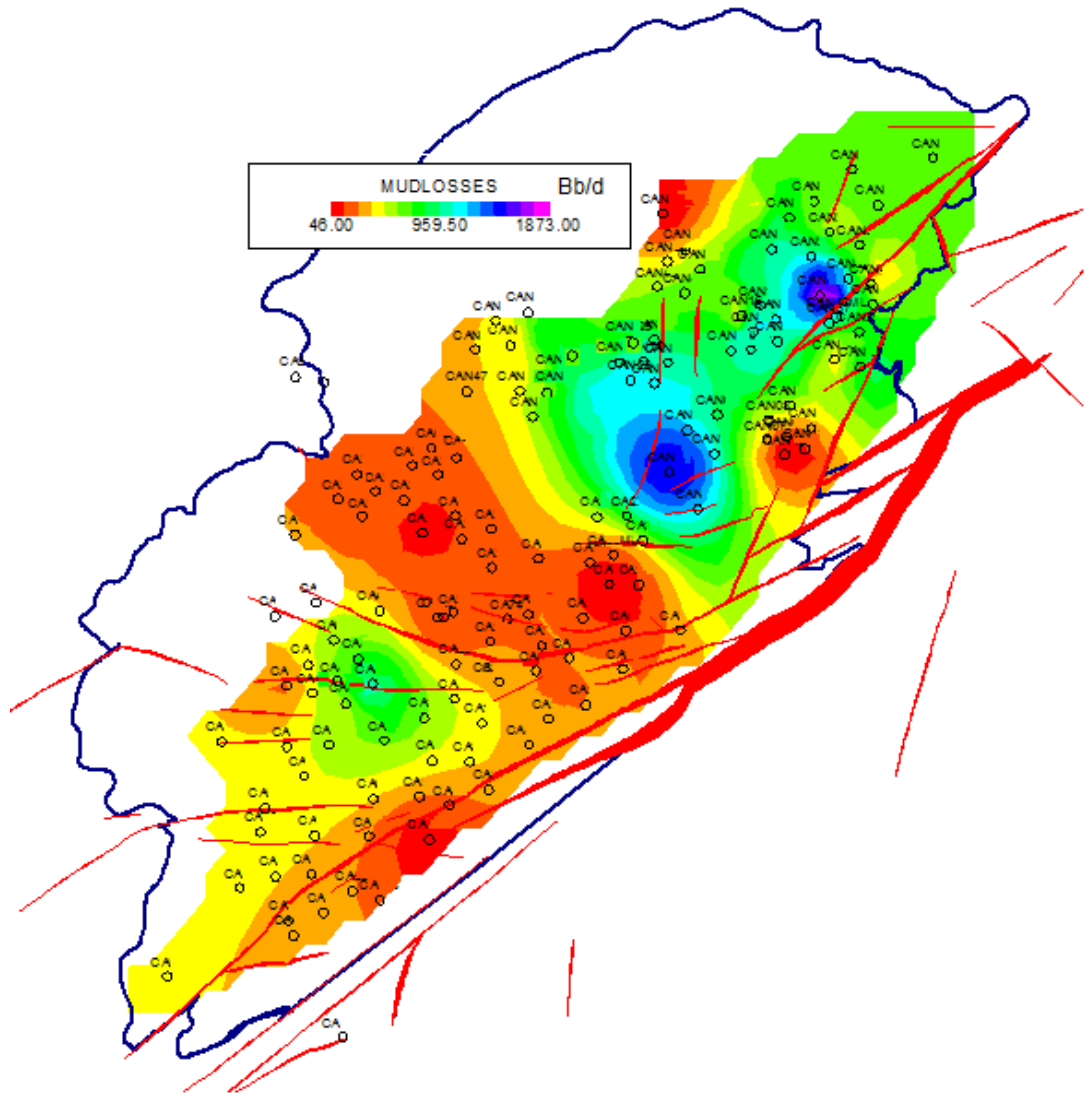
A partir del estudio realizado por Lozano y Rivas, 2011, de los reportes diarios de perforación el cual identifica como principal problema operacional las pérdidas de circulación; las cuales se presentan en la unidad K2, debido a las fracturas naturales que caracterizan esta formación en el campo Castilla, caso que no es exhibido por la unidad K1. En este mismo estudio Lozano y Rivas, 2011, también observa que las pérdidas de fluido se presentan también en la formación San Francisco, unidad T2, con una magnitud significativa.

Campo Castilla tiene 3 formaciones de interés en petróleo pesado, llamadas T2, K1 y K2 a 7500 pies, 8000 pies y 8500 pies en TVD respectivamente. La mayoría de los pozos son perforados alrededor de los 9500 pies de MD. La mayoría de los pozos es tipo J con inclinación de 30 a 70 grados. Los problemas operacionales más comunes son encontrados alrededor de los 1000 pies de TVD, en las formaciones de lutita sobre las zonas productoras; y también problemas ocasionados por el régimen de esfuerzos causado por la influencia de la proximidad a estratificaciones. El perfil de revestimiento es: revestimiento de 13 3/8" en hueco de 17 1/2" a 1000 pies, revestimiento de 9 5/8" en hueco de 12 1/4" a 7500 pies y liner de 7" en hueco de 8 1/2".²⁰

A continuación se presentan mapas de distribución de pérdidas en la unidad K2 y T1 en Bls/día.

²⁰ SILVA, O., SILVA, G., VALDERRAMA, L. A Successful Optimization Case of Drilling and Completion Operations Through Management Tools and Strategies, 2013. SPE 165325.

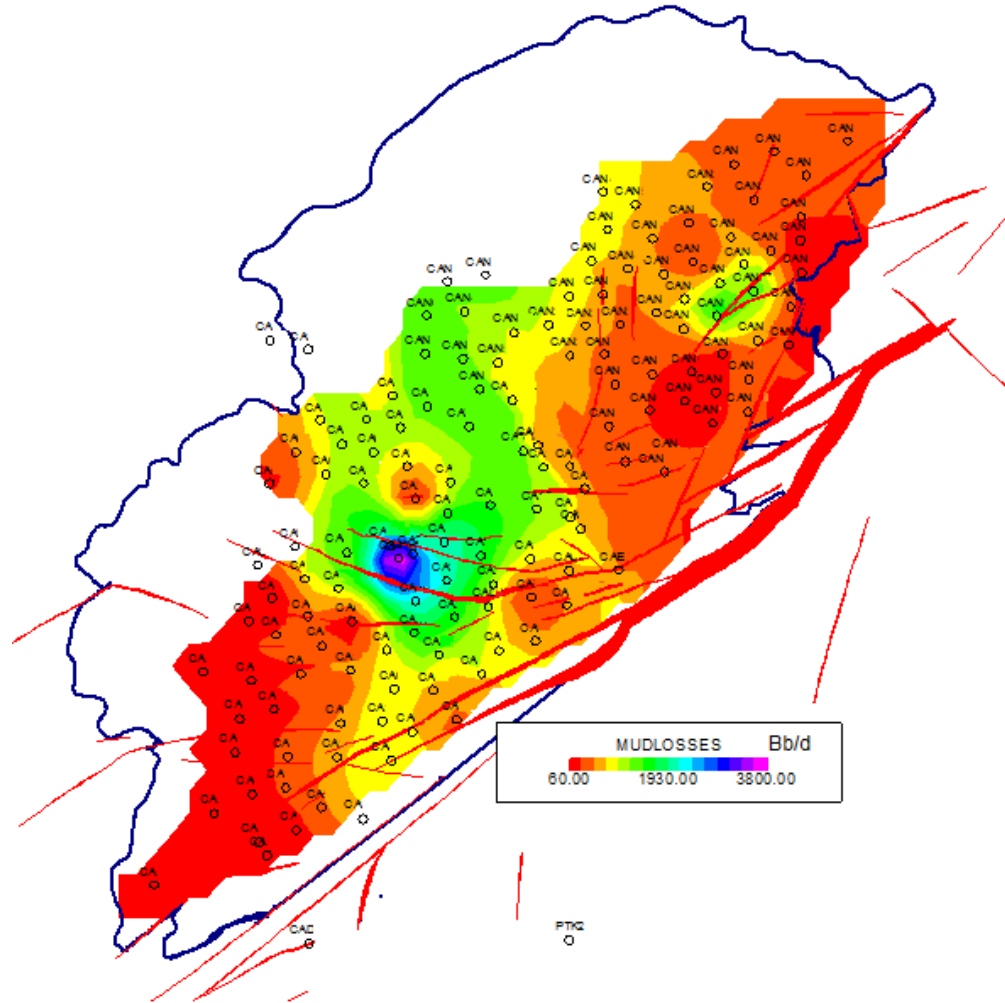
Figura 11: Mapa de Distribución de Perdidas de Circulación – San FernandoT2



Fuente: Lozano y Rivas, 2011.

Como se puede apreciar en la figura 1, se observan pérdidas significativas en la zona de Castilla Norte (alrededor de los 1800 Bb/día) y en la parte central de Castilla sur (alrededor de los 1000 Bb/día).

Figura 12: Mapa de Distribución de Perdidas de Circulación – Guadalupe K2



Fuente: Lozano y Rivas, 2011.

Al igual que en la unidad T2, la formación Guadalupe K2 exhibe pérdidas de circulación en las mismas zonas de Castilla Norte y Castilla Sur, pero en un rango significativamente mayor, llegando a tener pérdidas de hasta 3800 Bb/día en Castilla Sur y alrededor de 2000 Bb/día en Castilla Norte.

4. METODOLOGIA DE SELECCIÓN DE CANDIDATOS A MPD Y CD

El proceso de selección de candidatos y un estudio de viabilidad son procesos similares que finalmente determinan la utilidad de una tecnología para un proyecto determinado.

Los pasos a seguir, ya sea en la selección del candidato o en un estudio de viabilidad se pueden dividir en las siguientes categorías:

- Definir, identificar y determinar el objetivo.
- La adquisición de información.
- Realizar un análisis de las condiciones de aplicación.
- Selección del método.
- Determinar la viabilidad de MPD y CD.

4.1 DEFINICIÓN OBJETIVO.

En un estudio o proyecto, es importante establecer la razón detrás de este para determinar las restricciones y factores clave para el proceso de selección y por lo tanto definir el objetivo. Por lo tanto, este debe ser el primer paso en el proceso de selección.

Las limitaciones del proyecto, como el tiempo, el dinero, y disponibilidad de recursos, tales como equipos MPD y personal capacitado, son aspectos importantes que pueden determinar la dirección del estudio.

Restricciones como, invasión mínima de fluidos a la formación, la eliminación de una secuencia de revestimiento, o la disminución de problemas de perforación con el objetivo de reducir el NPT.

4.2 **ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN.**

La adquisición de información es el aspecto más importante de todo el proceso. Sin la información adecuada, el resultado del proceso se pone en tela de juicio. Cada elemento de información faltante introduce un error adicional en el análisis, ya que cada dato que falta representa otro supuesto que debe hacerse.

La información que se considera esencial en una lección de MPD es:

- Regímenes de presión: Presión de poro, presión de fractura y límites de presión para mantener estabilidad del pozo.
- Tipos de problemas de perforación o situaciones a superar.
- Detalles de la tubería de perforación y BHA.
- Tipo y propiedades del lodo.
- Geometría del hueco.

4.2.1 **Regímenes de presión.**

Los datos de presión definen la ventana de operación para el proyecto. Esta información es necesaria para el análisis hidráulico y para determinar la utilidad de MPD.

4.2.2 **Los problemas de perforación.**

Conocer el tipo de problema de perforación ayuda a diseñar mejor la reología del lodo. Esta información también ayuda en la identificación de los sitios problemáticos y la identificación de la variación MPD requerida y que lugares pueden beneficiarse de la perforación con revestimiento. Los problemas de perforación que son debidamente identificados pueden llegar a una solución durante el análisis que es en última instancia, más fácil y menos costosa de implementar que el MPD o casing drilling.

4.2.3 Detalles de la sarta y el BHA.

La sarta y el BHA determinan la disponibilidad de espacio anular disponible y las fuerzas de fricción anulares. Esta información es una parte importante de los cálculos hidráulicos.

4.2.4 Diseño y propiedades del fluido de perforación.

El tipo de fluido de perforación y sus propiedades reológicas son clave para los cálculos hidráulicos, estas afectan BHP, la presión anular en cualquier punto a lo largo del pozo, y determinan la presión de retorno adicional en la superficie.

4.2.5 Geometría del pozo.

El diseño, dimensión, profundidad y las propiedades del revestimiento expuestos a la posible operación MPD o CD.

4.2.6 Análisis de las condiciones de aplicación.

El Análisis de información encontrada en la literatura sobre la aplicación de estas tecnologías y la información de los pozos en el campo de interés son las que al final determinar si las tecnologías son viables o no en el campo. Por ejemplo si MPD se requiere para controlar una ventana de perforación estrecha o para manejar un escenario de perforación con pérdidas totales de lodo.

4.2.7 Selección del método.

En la Tabla 3 se presenta un resumen de la aplicación y operación de cada una de las cuatro variantes de MPD.

Tabla 2: Variantes de MPD

	CBHP	MCD	DGD	RFC o HSE
Aplicación	Zonas con ventanas de perforación estrechas. Zonas con ambientes de presión desconocidos	Perdidas masivas de lodo en zonas depletadas o fracturadas.	Perforación costa afuera u Offshore.	Zonas con alta presencia de gases peligrosos. H2S, CO2.
Operación	Mantenimiento de la presión de fondo de pozo constante.	Perforación con fluido de sacrificio sin retorno anular mediante tapón de lodo.	Reducción de la densidad del lodo en el anular situado en el mar mediante la inyección de fluido con N2.	Manejo en superficie mediante el sistema cerrado de circulación.

Fuente: El Autor

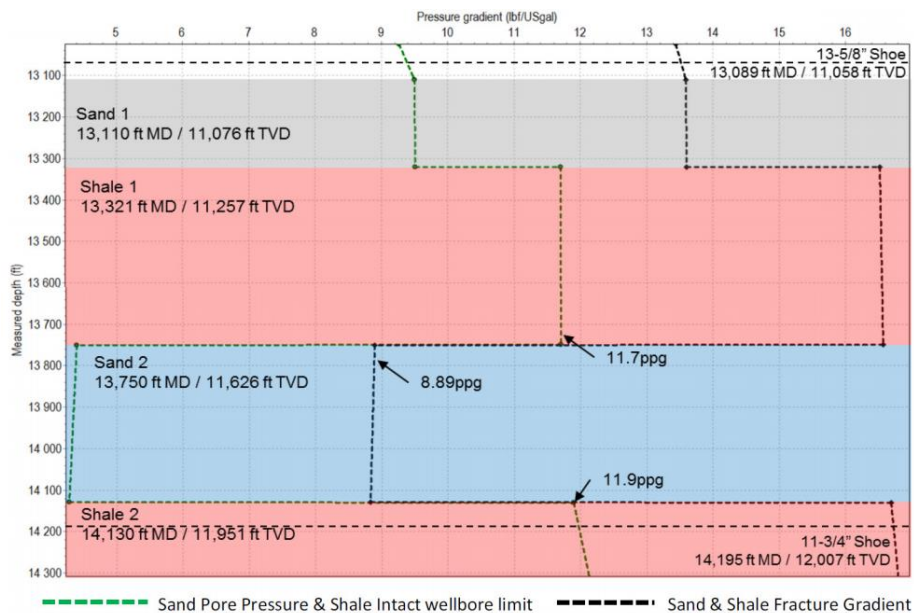
4.3 RECOPIACIÓN DE APLICACIÓN DE MPD Y CD.

A continuación se presentaran los casos de aplicación en la literatura que permiten obtener escenarios y condiciones de aplicación para cada una de estas tecnologías con los resultados que se obtuvieron en cada uno de ellos.

Henry et al, 2016, describe la aplicación de MPD en una secuencia de shale inestables con arenisca depletada donde no existe una ventana de operación, por medio de CBHP mantienen la presión de fondo constante mitigando las fluctuaciones de presión durante viajes o conexiones que provocan inestabilidad en el pozo. En este caso MPD hace posible realizar pruebas de integridad de formación para realizar procedimientos de fortalecimiento de pozo mientras se rota o reciproca la tubería previniendo pegadas de tubería en las secciones de arenisca depletada y

shale inestable, además en este caso, MPD se usó para mantener la presión de fondo de pozo por encima del gradiente de estabilidad de pozo ya que se perforaba con un peso de lodo menor al necesario para mantener la estabilidad del hueco. En la Figura 13, se puede apreciar la ventana de operación inicial y en la Figura 14 la ventana de perforación resultante durante la perforación aplicando procedimientos de fortalecimiento de pozo dinámicos donde se aumenta el gradiente de fractura de la arenisca de 8,9 a 11,7 ppg, manteniéndose en una ventana de perforación de 0,2 ppg entre el shale y la arenisca mediante CBHP de MPD. El pozo perforado con MPD presento 4 horas de tiempo no productivo frente a 980 horas de pozos perforados convencionalmente y las secciones de interés se perforaron en 533 horas y 2.410 horas con MPD y de manera convencional respectivamente.²¹

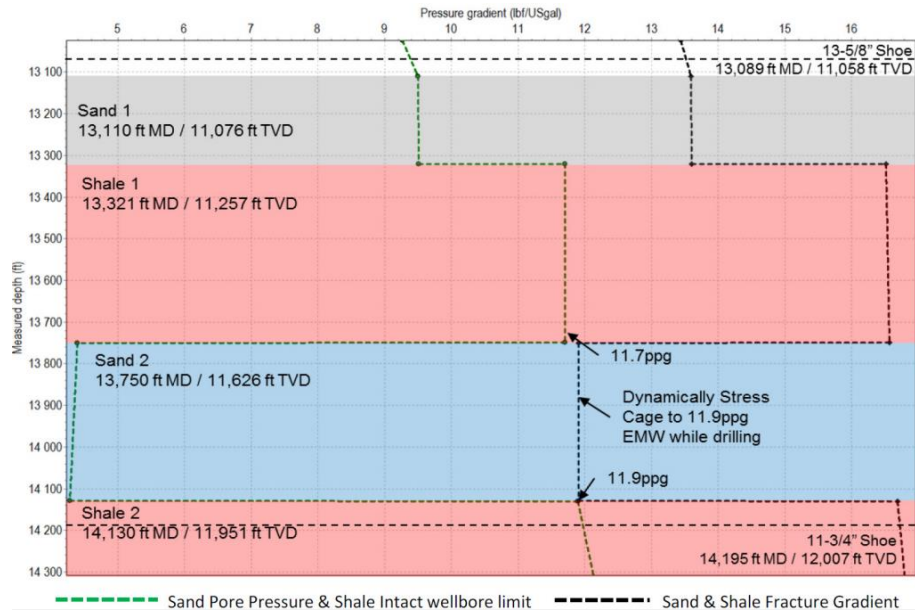
Figura 13: Ventana de perforación inicial



Fuente: Henry et al, 2016.

²¹ HENRY, I., HERNANDEZ, J., CRAIG, H., NGAN, A., ARNONE, M., BOUTALBI, S., & HARVEY, M. Drilling Through Layers of Unstable Shale Formations and Depleted Sand Sequences, the Managed Pressure Drilling/Wellbore Strengthening Approach to Successfully Drill Offshore Development Wells: A Case History. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/179713-MS. 2016.

Figura 14: Ventana de perforación con CBHP



Fuente: Henry et al, 2016.

En esta aplicación se logra reducir el tiempo no productivo de 151 horas a 0,6 horas en promedio por pozo, aumentar la tasa de perforación un 25% de 20 a 25 pies/h y reducir el peso de lodo lo que ayuda a disminuir el daño a la formación.²²

Balanza et al, 2015 muestra el uso de MPD en Argentina en la formaciones de Quintuco y Vaca Muerta, estas formaciones contienen hidrocarburos gaseosos y líquidos y la alta presión de poro registrada durante la de perforación genera situaciones difíciles debido a influjos a diferentes profundidades.

La heterogeneidad en la permeabilidad de estas formaciones hace las operaciones de perforación aún más complejas ya que es difícil predecir zonas con presión de poro de alta y posibles influjos. Una BHP controlada a través de las diferentes zonas

²² ZAMBRANO, N. P., BARGAWI, R., MUTAWA, A., ARAMCO, S., HADJ-MOUSSA, A., MAZOUZ, C. ZAMBRANO, R. The Successful Application of MPD Technology in Drilling Horizontal Wells in a High Pressure Formation Heterogeneity to Mitigate Drilling Hazards: Case Study. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/173818-MS. 2015.

en las formaciones Quintuco y Vaca Muerta es crucial por los cambios bruscos en la presión de poro y la permeabilidad. Para lograr esto, es necesario perforar con el uso de técnicas MPD porque la BHP puede ser modificada casi inmediatamente mediante la aplicación de presión en superficie, y por lo tanto la ECD objetivo se puede conseguir en cualquier punto.

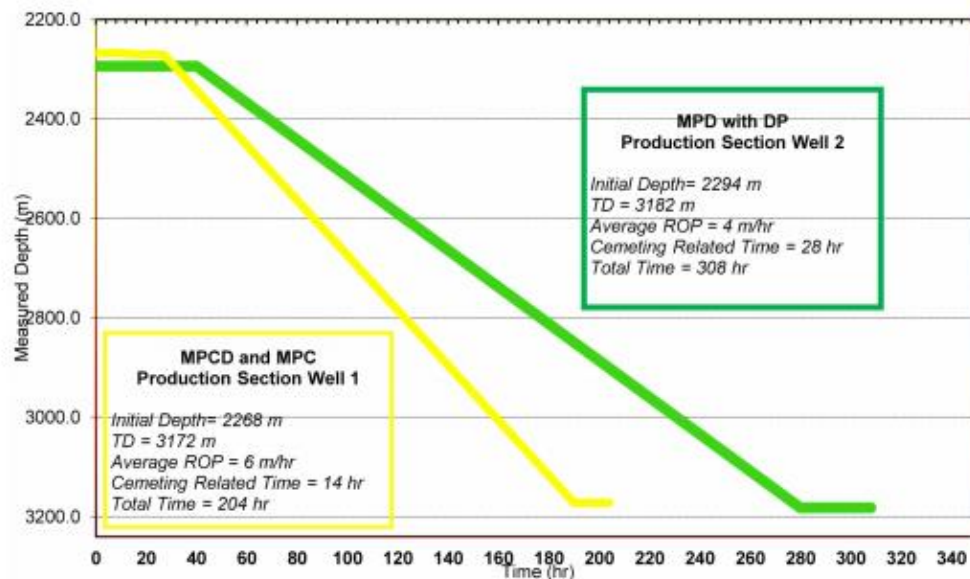
MPD ya había sido usada en Argentina pero se identificaron desventajas a partir de la experiencia de la perforación de estos yacimientos no convencionales, el uso de técnicas MPD junto con tubería de perforación convencional incluía altas presiones aplicada en superficie cuando la densidad del lodo era baja y se encontraban formaciones de alta presión; como resultado se requerían de densidades altas para matar el pozo, lo que generaba pérdidas de circulación cuando se desplazaba desde bajas a altas densidades estas situaciones llevaban a períodos largos de perforación y alta tendencia de pega de tubería generando mayor tiempo no productivo.

La combinación de tecnologías como MPD y casing drilling ofrece mejores condiciones para lograr y mantener una presión de fondo de pozo alta y constante durante la perforación, las pérdidas por fricción anulares son altas como resultado del uso de un diámetro mayor en comparación con tubería convencional. Estas pérdidas de presión por fricción anulares permiten la perforación con un lodo relativamente de baja densidad.

El ahorro de tiempo obtenido utilizando MPD con casing drilling en comparación con MPD con tubería convencional es significativo y han sido un factor crucial en el proceso de optimización de rendimiento de perforación. La reducción del tiempo en algunos casos ha sido hasta un 53%; en la mayoría de los casos, la reducción del tiempo está entre 30 a 38% en comparación con el uso de MPD con sartas de perforación convencionales. El uso de MPD también ha sido llevado a operaciones de cementación aprovechando el sistema cerrado de circulación para controlar el

pozo, así, ha reducido los tiempos relacionados con la operación de cementación entre 45 a 65% en comparación con las operaciones de cementación convencionales. Las Figuras. 15 y 16 muestran el tiempo frente a la profundidad medida para dos casos diferentes, la comparación de un pozo perforado usando MPD y casing drilling y el otro con MPD y una sarta convencional.²³

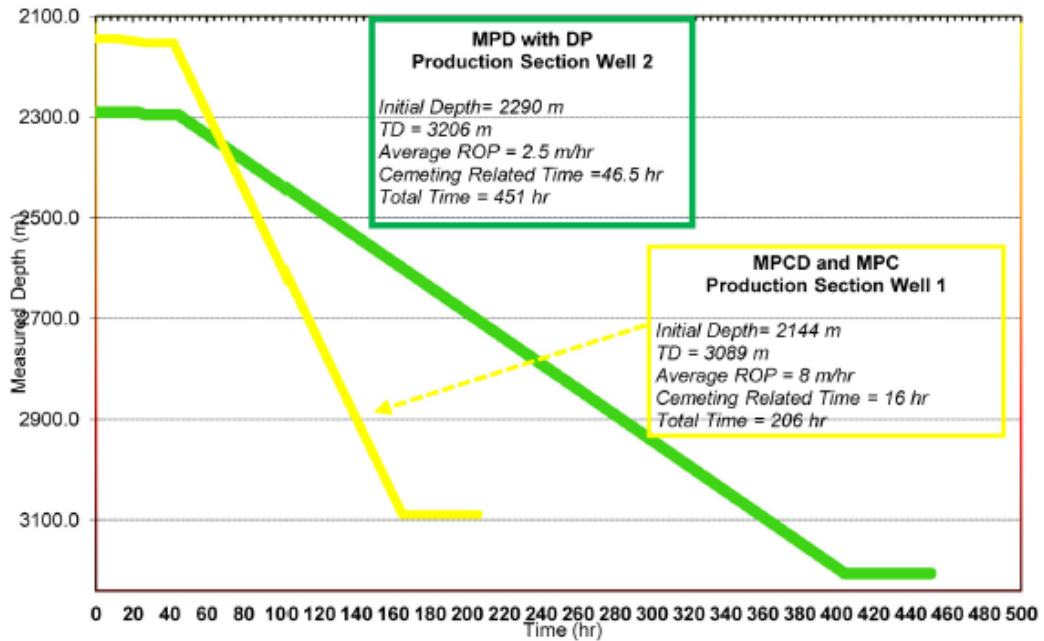
Figura 15: MPCD (Managed Pressure Casing Drilling) y MPD con tubería convencional vs Profundidad Medida



Fuente: Balanza et al, 2015.

²³ BALANZA, J. A., JUSTINIANO, L. C., & POLETZKY, I. Implementation of Managed Pressure Casing Drilling and Managed Pressure Cementing Techniques in Unconventional Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/173080-MS. 2015.

Figura 16: MPCD (Managed Pressure Casing Drilling) y MPD con tubería convencional vs Profundidad Medida



Fuente: Balanza et al, 2015.

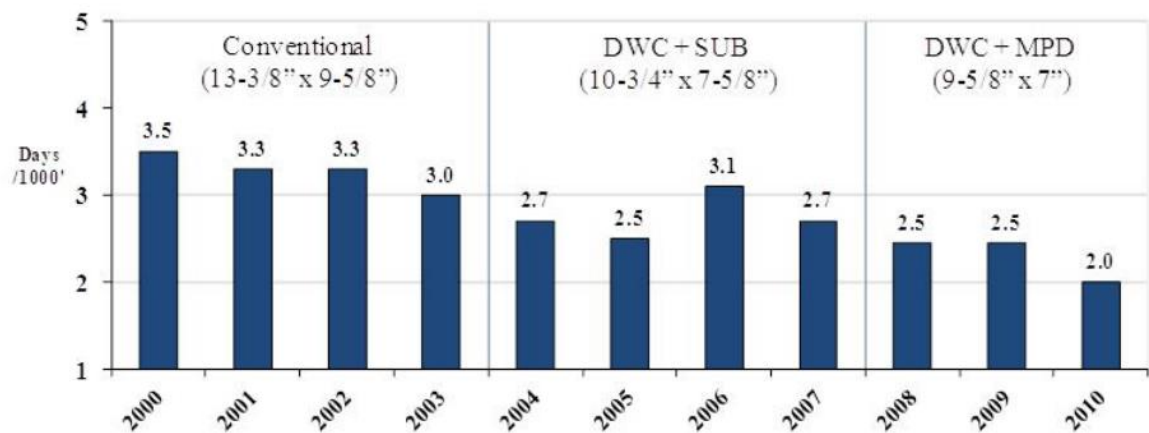
Montilva et al, 2012 describe los resultados de la implementación de MPD en el shale Haynesville en Estados Unidos por parte de Shell. En el desarrollo del Haynesville, Shell se ha encontrado con márgenes en los que la diferencia entre la densidad equivalente de circulación y el peso de lodo estático es la diferencia entre pérdida de circulación e inlfujos, los límites impuestos por estas condiciones crean ventanas estrechas de peso de lodo.

Las razones de las ventanas estrechas de presión de poro - gradiente de fractura en estos pozos varían, por ejemplo, campos depletados en el sur de Texas, la presión en diferentes zonas es difícil de predecir debido al complicado ambiente geológico de la zona y a los años de producción en donde no se conoce cuanto contribuye cada zona. Shell ha reconocido el uso MPD el cual permite el uso de una menor densidad de lodo para pozos desafiantes. Al reducir el peso del lodo y

permitir la manipulación de la presión anular durante la perforación, el riesgo de pérdidas de lodo y transiciones bruscas de presión se reduce. Hay algunos beneficios directos de la perforación con un menor peso del lodo, como mayores de ROP, temperaturas de circulación más bajas y velocidades de bombeo más altas que mejoran la limpieza del hueco.

En la Figura 17 se muestra el efecto en el desempeño de la perforación en días/1000pies usando perforación convencional, casing drilling con un lodo estáticamente bajo balance y casing drilling con MPD, cada una de estas técnicas permitió reducir el tiempo de perforación y disminuir el tamaño de revestimiento usado.

Figura 17: Efecto en el desarrollo de la perforación de MPD y casing drilling.



Fuente: Montilva et al, 2012.

La combinación de pesos de lodo más bajo y caudales más altos de bombeo (efecto de enfriamiento) genera temperaturas más bajas en fondo de pozo. Cuando se perfora en ambientes de alta temperatura, como el shale Haynesville, temperaturas más bajas de fondo del pozo podrían ayudar a mitigar el riesgo de fallos en las

herramientas de fondo, por lo que potencialmente podría evitar viajes para reemplazar las herramientas dañadas. La perforación de la sección lateral de realización en 12,2 días en el pozo convencional. Las secciones laterales de pozos perforados con MPD se perforaron en 4,7, 5,7 y 6,3 días, esto resulta en una reducción media del 54% para los días de perforación.²⁴

Tomita et al, 2015 describe el desarrollo de MPD en Brasil. Uno de los principales retos en el desarrollo del Presal de la Cuenca de los Santos es la perforación y terminación con grave pérdida de circulación. Desde el comienzo del desarrollo de los campos, muchos pozos se han enfrentado a escenarios de pérdidas severas de circulación y en el futuro muchos más pozos están a punto de llegar a este problema, no sólo en pozos exploratorios sino en pozos de desarrollo también.

Los problemas asociados con la pérdida de circulación en el Presal son:

Aumento de costos, mayor cantidad de fluido de perforación, necesidad de incorporar materiales de mitigación de pérdida de circulación y más tiempo dado que parte de este se gasta controlando el problema de pérdida en lugar de avanzar en la perforación; Impacto negativo en la duración del proyecto que para el caso de offshore el incremento en costo es mayor; Aumento de los riesgos operativos, por ejemplo, influjos debido a la reducción de la columna hidrostática; La imposibilidad de lograr los objetivos del pozo; Disminución de la productividad del pozo debido al material de control de pérdida de circulación y la invasión de fluido de perforación al yacimiento.

La técnica MPD utilizada actualmente por Petrobras requiere el siguiente equipo para una implementación exitosa: RCD (Rotating Control Device); Válvula de estrangulación automática.

²⁴ MONTILVA, J. C., MOTA, J. F., & BILLA, R. J. Onshore US MPD Use by an Operator. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/156909-MS. 2012

El RCD permite presurizar el pozo a través de un elemento tubular, incluso si el elemento está girando. La válvula de estrangulamiento automático se utiliza para aplicar y controlar la presión en superficie a una profundidad específica en el pozo.

La perforación de manera convencional logro sólo 29 m en 22 días de operación, un total de 3.850 barriles de lechada de cemento se inyectaron a la formación en el intento de remediar las pérdidas de circulación y más de 30.000 barriles de fluido se perdieron.

Para afrontar esto se realizó una operación de reentrada utilizando técnicas MPD (CBHP y PMCD) las cuales concluyeron con éxito, entre los aspectos a destacar de esta operación se tienen: La técnica MPD hizo posible perforar más profundo con pérdidas menores a la formación a diferencia de la perforación convencional con la cual no fue posible; Fue la primera vez que se aplicó PMCD en una plataforma de Petrobras; PMCD hizo posible perforar en una zona de gran pérdida de circulación que resultó ser un yacimiento muy productivo; 159 m perforado en un total de 63 h, los últimos 70 m perforados en 15 h con PMCD lo cual mejora de manera significativa el rendimiento de la perforación en comparación con la operación de perforación convencional la cual perforo 29 m en 528 h; El control de presión en el modo CBHP minimiza la pérdida de fluido a la formación, sólo se perdieron 520 barriles durante las operaciones de CBHP, en comparación con más de 30.000 barriles perdidos previamente con la perforación convencional; 12.500 barriles de fluido de sacrificio y 3.800 barriles de fluido anular de bajo peso fueron inyectados durante la perforación PMCD.²⁵

Elliot et al, 2011 describe que el método MPD resulta particularmente adecuado para pozos que apuntan a las formaciones de alta presión como objetivo. El

²⁵ TOMITA, R. A., SCHNITZLER, E., DESTRI, J. F., DA SILVA, P. H., BRASILIENSE, N. R., FERNANDES, A. A., KOZLOV, A. Successful Case History of Drilling Through Major Loss Zone Using MPD/PMCD Techniques on a Santos Basin Well. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/174836-MS. 2015.

subsuelo en el que se encuentran las localizaciones de estos pozos a menudo se caracteriza por presiones inciertas, una litología compleja y un flujo de retorno indeterminado, que es el volumen de fluido de perforación que fluye desde el espacio anular después de desconectadas las bombas de lodo. Por otra parte, en las formaciones altamente presionadas, los golpes de presión aparentes, si se diagnostican o se manipulan incorrectamente, tienen más posibilidades de convertirse en eventos de control de pozos que en los ambientes con presiones normales. Habitualmente, los pozos HPHT (High Pressure High Temperature) se complican aún más por la existencia de márgenes de perforación más estrechos y por la poca disponibilidad de información de pozos vecinos. Ante una de estas dos situaciones o ambas, los perforadores deben estar preparados para las consecuencias de la presencia de presiones más altas que las anticipadas, aun cuando se trate de situaciones rutinarias.

Por ejemplo, durante las operaciones de perforación tradicionales, existen múltiples métodos de predicción y detección que ayudan a reducir la incertidumbre asociada con la presión. No obstante, algunos operadores se niegan a utilizar la práctica de predicción de la presión de poro en los pozos HPHT. Shell utiliza los equipos MPD en pozos que se caracterizan por una alta incertidumbre asociada con la presión. Mediante la inducción rutinaria e intencional del flujo durante las operaciones MPD, utilizando esencialmente tanto el método UBD como el método MPD en diferentes secciones del pozo, los ingenieros pueden determinar la presión de poro en tiempo real. Provisto de datos precisos de presión de poro, el operador puede continuar la perforación a la vez que mantiene una presión de fondo de pozo constante para permanecer dentro de la ventana de perforación. Por otro lado, Shell manipula los sistemas de fluidos de perforación para reforzar el pozo, mediante lo cual altera efectivamente el gradiente de fractura y expande el rango apto para perforación.

Los volúmenes inusuales de flujo de retorno a menudo constituyen una indicación del fenómeno que se conoce como surgencia (flujo natural) intermitente (wellbore

breathing o ballooning). Este fenómeno se produce cuando las fracturas inducidas por la perforación absorben un volumen de fluido de perforación. Cuando las bombas se desconectan y la ECD se reduce, estas fracturas se cierran y expulsan el fluido, lo que produce flujo de retorno en la superficie. Mediante el registro del volumen de flujo de retorno antes e inmediatamente después de atravesar la zapata de la tubería de revestimiento (proceso denominado fingerprinting) los perforadores pueden establecer un volumen de flujo de retorno de referencia esperable en un pozo determinado cuando las bombas se encuentran desconectadas. Si el volumen de flujo de retorno excede el volumen registrado de flujo de retorno, el excedente se interpreta a menudo erróneamente como un golpe de presión, un influjo de fluidos de formación inducido por la presión, más que como un fenómeno de surgencia intermitente.

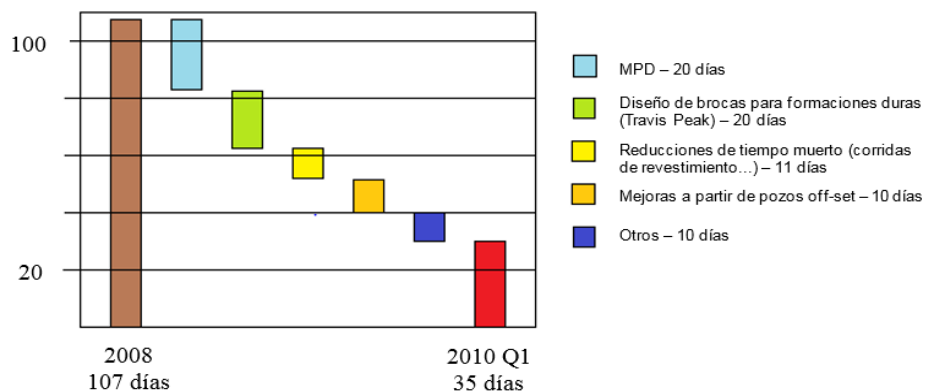
Los perforadores reaccionan ante un golpe de presión a través del incremento de la densidad del lodo. No obstante, la adopción de esta medida cuando el incremento del volumen se debe a un fenómeno de surgencia intermitente puede generar consecuencias serias; un incremento de la densidad del lodo puede hacer que una condición de sobre balance leve se convierta en una condición de sobre balance severo, que produzca una pérdida de fluido aún mayor. Mediante la ejecución de una operación de perforación con MPD y el mantenimiento de una BHP constante, los ingenieros pueden eliminar no sólo las fluctuaciones de presión entre el modo de perforación dinámico y el modo de perforación estático, que causan el fenómeno de surgencia intermitente, sino también cualquier posibilidad de diagnóstico erróneo. Por otro lado, la precisión y la velocidad con que reaccionan a las variaciones de presión hacen que los sistemas MPD automatizados resulten adecuados para la rápida identificación y abordaje de numerosos peligros de perforación comunes antes de que se conviertan en verdaderos problemas.²⁶

²⁶ ELLIOT, D., MONTILVA, J., SHELL E&P, ROES, V., TALISMAN ENERGY, REITSMA, D., SHELTON, J., FRANCIS, P., *El manejo de la presión durante las operaciones de perforación*. Oilfield Review. 2011.

Billa et al, 2011 brinda otra descripción de la implementación de MPD en Haynesville en donde desde el principio de su desarrollo se encontraron patadas de alta presión en algunas zonas durante la perforación de la curva en shale Bossier, con presiones de poro de 16,5 ppg, los intentos de controlar estas patadas con métodos convencionales resultaron en pérdidas en el zapato del revestimiento intermedio o en la propia red de fracturas del shale Bossier. Por otra parte los viajes de tubería requerían de píldoras lodo pesado en la sección vertical, que a menudo daba lugar a grandes pérdidas de lodo por el largo tiempo de viaje. Por otro lado el casing intermedio no contaba con la resistencia suficiente y era necesario realizar squeezes para reparar la tubería.

La implementación de sistemas de perforación con presión manejada (MPD, Managed Pressure Drilling) permitió perforar el hueco productor con un menor peso del lodo, 14,4 ppg, esto incrementó la ROP de 200 a 300% y logró reducciones en la perforación de 20 días en el shale Haynesville. Este aumento de la ROP se debe principalmente a la disminución en el peso del lodo, la densidad del lodo afecta inversamente la ROP, además, a mayores peso de lodo se afecta la hidráulica y la potencia de las bombas requeridas.

Figura 18: Impacto de las tecnologías implementadas por Shell en Haynesville.



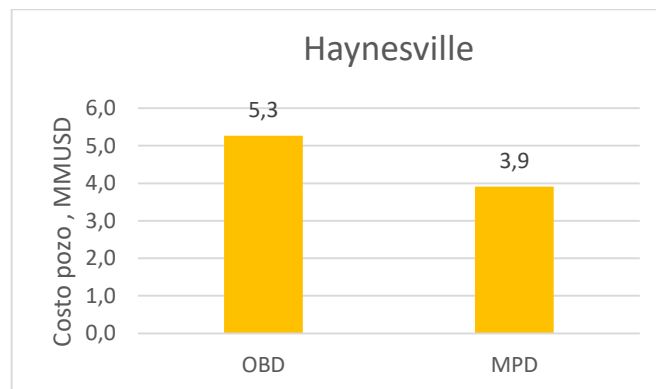
Fuente: Billa et al, 2011

Como se aprecia en los casos de aplicación de la Tabla 3, MPD presenta otros beneficios como:

Permite el ajuste de presiones anulares en un perfil ECD curvado. El perfil ECD curvado es una técnica única y eficiente para pozos en los que hay una formación de alta presión seguida de una formación de baja presión. En estas situaciones, la perforación MPD es la única solución.

Se adapta a condiciones de pozo impredecibles, lo que lo hace adecuado para pozos exploratorios, especialmente en aguas profundas o en pozos HPHT como en el shale Haynesville, es este último reduce el costo de perforación en 1.4 MMUSD.

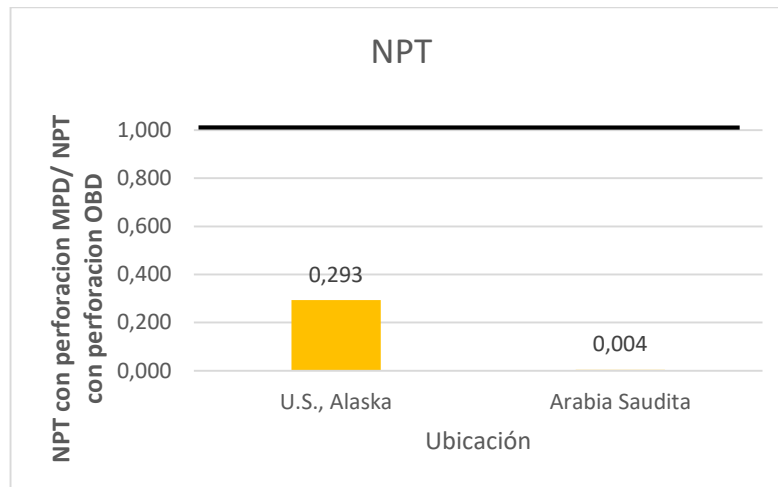
Figura 19: Reducción en costo de pozo en Haynesville vía uso de perforación MPD.



Fuente: Colwell et al, 2011.

Permite la perforación en ventanas estrechas en las que los perfiles de presión de poro y presión de fractura son muy próximos entre sí, 0.2 ppg en Alaska U.S.

Figura 20: Reducción de NPT's debida a la implementación de MPD en U.S. y Arabia Saudita.



Fuente: El Autor

Incorpora más barreras de seguridad y control que las técnicas de perforación convencionales, proporcionando operaciones más seguras.

Tabla 3: Aplicación MPD

Ubicación	Situación		Perforación convencional		MPD		Referencia
	Tipo Pozo	Horizontal	NPT, %	75	NPT, %	22	
U.S, Alaska	Sección	Curva, horizontal	ROP, pies/hora	8	ROP, pies/hora	20,4-53	SPE 168867 / URTeC 1593055, 2013
	Tamaño Hueco	N.E		1481	Costo por	320	

	Profundidad	6000 pies.	Costo por pie, USD		pie, USD		
	Tº	N.E	Costo de lodo por pie, USD	1240	Costo de lodo por pie, USD	47	
	Formación	Formaciones con ventanas de perforación de 0.2 ppg					
U.S. Haynesville	Tipo Pozo	Horizontal	Días de perforación del lateral	9.5	Días de perforación del lateral	4.8-5.6	SPE 151168 MS, 2012
	Sección	Curva, horizontal					
	Tamaño Hueco	N.E					
	Profundidad	13300 pies.					
	Tº	N.E					
	Formación	Haynesville shale					
U.S. Haynesville	Tipo Pozo	Horizontal	Días hasta TD	62	Días hasta TD	40	Haynesville drilling challenges addressed through MPD, World Oil, 2011
	Sección	Curva, horizontal	Costo promedio de lodo por	405	Costo promedio de lodo	304	

			pozo, MUSD		por pozo, MUSD		
	Tamaño Hueco	N.E	Costo del pozo, MMUSD	5.27	Costo del pozo, MMUSD	3.91	
	Profundidad	N.E					
	Tº	350-380º F	MW a TD, ppg	16.5	MW a TD, ppg	15	
	Formación	Haynesville shale					
Arabia Saudita	Tipo Pozo	Horizontal, inyector de agua	NPT, horas	151	NPT, horas	0.6	SPE/IADC 173818 MS, 2015
	Sección	Horizontal	ROP, pies/hora	20	ROP, pies/hora	25	
	Tamaño Hueco	6 1/2"					
	Profundidad	14000 pies de MD, 6500 pies lateral.	MW , ppg	13,57-15	MW , ppg	10,7 - 12,14	
	Tº	N.E					
	Formación/Campo	Campo Campaign					

		n, Saudi Aramco				
--	--	--------------------	--	--	--	--

Lopez y Bonilla, 2010 describen la aplicación de casing drilling en el campo La Cira Infantas en Colombia, este campo es atravesado por fallas caracterizadas por depleción y formaciones de gas a poca profundidad, se presenta una perforación desafiante con pérdidas de circulación y eventos de control de pozo. Las pérdidas en la Cira Infantas pueden ocurrir en formaciones cavernosas, depletadas y en fracturas naturales o inducidas, en estas últimas las pérdidas son inicialmente bajas pero aumentan en severidad con el tiempo.

Perforar a través de arenas depletadas tiene una agravante y es el bajo gradiente de fractura en la arenisca combinado con el alto peso de lodo requerido para reducir la falla por compresión de las lutitas adyacentes, así, para areniscas depletadas el mejor camino para manejar el problemas de pérdida de circulación es prevenirlo en lugar de curarlo, esto lleva a prevenir la acumulación de presión en el pozo para no exceder el gradiente de fractura, a continuación se muestra la descripción de López y Bonilla , 2010 del manejo de la perdida de circulación en la Cira Infantas mediante casing drilling.

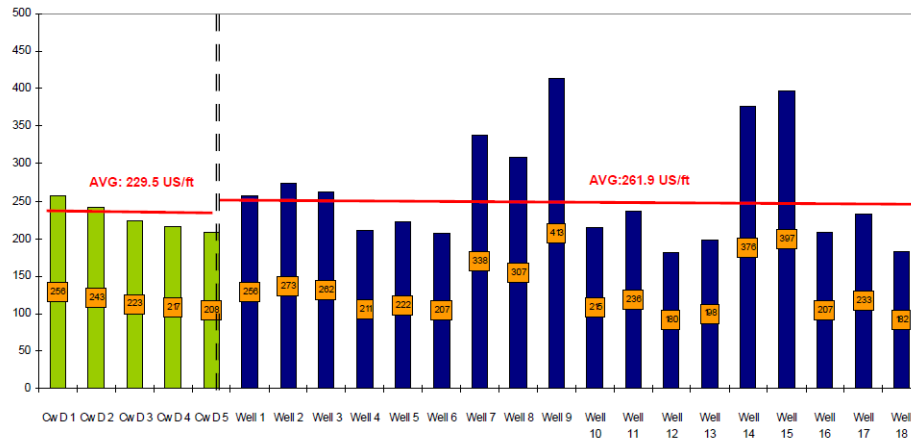
A 1743 pies se registran perdidas de lodo de alrededor 200 bbl/hora, se detiene la perforación y se bombea 40 bbl de LCM (*Lost Circulation Material*), se continúa perforando hasta 1756 pies con una perdida acumulada de 200 bbl, a 1831 pies se registran pérdidas de 75 bbl/hora, se bombea otra píldora de LCM reduciendo la tasa de perdida a 52 bbl/hora, a 1981 pies se bombea otra píldora reduciendo la tasa de perdida a 28 bbl/hora mientras la perforación continua a 2095 pies, terminando con una tasa de 10 bbl/hora a 2545 pies, en el pozo la longitud del BHA direccional era de 138 pies, por lo que una vez el pozo se perforo a 1881 pies el casing llego a la zona de perdida y empezó a mitigar el problema, se registra que

una vez el casing paso de 1981 pies no fue necesario bombear más píldoras de LCM. Las pérdidas totales fueron alrededor de 570 bbl, mientras que las pérdidas medias en el campo son de 1480 bbl por pozo.²⁷

Las pérdidas duraron mientras que el BHA direccional pasaba por la zona de pérdida y eran disminuidas debido al efecto de la píldora LCM, sin embargo, una vez que el casing pasaba por la zona de pérdida, las pérdidas se detenían, eliminando así la necesidad de bombear píldoras de LCM adicional y detener la perforación para curar las pérdidas. El NPT causado por las pérdidas puede alcanzar hasta un 50% de la duración del pozo, y puesto que hay formaciones con gas a poca profundidad se tiene riesgo adicional. Para el caso las pérdidas se curaron rápidamente y no hubo incidentes de control de pozo dado que la columna de fluidos se mantuvo constante. La tecnología de perforación con casing es identificada como una alternativa potencial para perforar pozos en las zonas donde se prevén pérdidas de lodo en la Cira Infantas, una BOP rotaria se debe instalar en la parte superior de la preventora anular con el fin de cerrar la rotación del casing en todo momento mientras se circula para controlar el pozo, por lo tanto, se elimina el riesgo de quedar pegado con un BHA costoso. En la Figura 22 se puede apreciar el resultado de la aplicación de casing drilling en relación a costo por pie perforado contra los pozos convencionales, en verde los perforados con casing drilling y en azul con tubería de perforación convencional, se observa como los primeros pozos con casing drilling son más costosos esto debido a que eran las primeras aplicaciones, posteriormente el costo disminuye.

²⁷ LOPEZ HERRERA, E. A., & BONILLA, P. A. Casing-Drilling Application in the Depleted La Cira Infantas Mature Field, Colombia. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/139020-MS. 2010.

Figura 21: Costo de perforación en la Cira Infantas con casing drilling.



Fuente: Lopez y Bonilla, 2010

Saleshi et al, 2013 afirma que en casing drilling el aumento de la contención o fortalecimiento del pozo se explica por el efecto de frisado de los recortes de menor tamaño hacia las paredes del pozo, aunque el mecanismo no se entiende totalmente. El tamaño de la tubería y el espacio anular son reportados como los parámetros críticos para aumentar fortalecimiento del pozo, otros factores incluyen el contacto del revestimiento con la pared del pozo, la velocidad de rotación, el tipo de lodo, la anisotropía de esfuerzos, el lodo, los efectos térmicos y la tasa de perforación.

Como se apreció en anteriores capítulos la relación del diámetro del casing y el diámetro del agujero es crítica en la perforación con casing para lograr el efecto "plastering". Cuanto más cerca del casing está la pared del pozo, más eficaz es el efecto de frisado. Saleshi et al, 2013 muestra que a partir de la experiencia en campo se consigue el mejor resultado del efecto de frisado cuando se perfora con una velocidad de rotación de 80 rpm o superior, en la Tabla 4 se muestran casos probados del efecto de frisado en diferentes campos. Los tamaños de casing se extienden de 5 ½ "a 13 3/8", y el tamaño de los huecos que van desde 7 7/8 "a 17

½". Los pozos se perforaron con sistemas recuperables y no recuperables en secciones verticales y desviadas todos con lodo base agua. La tabla muestra que el efecto de frisado se logró en algunos pozos a velocidades de rotación menores de 80 RPM y relaciones entre diámetro de revestimiento y el diámetro del hueco menores a 0.75. Estos datos indican que el efecto de frisado es alcanzable incluso si una de las variables no se cumple, RPM o relación de diámetros.²⁸

Tabla 4: Casos de efecto “plastering”

Campo	Profundidad de efecto de frisado [pies]	Tamaño casing - tamaño pozo [pulg]	Relación de diámetros	Tipo de lodo	Tipo de casing drilling	RPM	Angulo del pozo [°]
Niobrara	2627	7 - 8 1/2	0.82	Base Agua	No recuperable	70 - 80	0
Golfo Pérsico	1416	9 5/8 - 12 1/4	0.79	Base Agua	Recuperable	45 - 60	86.4
Permian	1500	5 1/2 - 7 7/8	0.70	Base Agua	No recuperable	70 - 80	0
Kuparuk	345	7 5/8 - 9 7/8	0.77	Base Agua	No recuperable	40 - 60 - 80 - 10	52
Kuparuk	538	7 - 8 1/2	0.82	Base Agua	No recuperable	40 - 60 - 80 - 10	41
Bakers	4827	7 5/8 - 9 7/8	0.77	Base Agua	Recuperable	45 - 60	21
Omani	2474	13 3/8 - 17 1/2	76	Base Agua	No recuperable	70 - 80	0
Lobo	6553	7 - 8 7/8	0.79	Base Agua	Recuperable	90 - 110	0

²⁸ SALEHI, S., MGBOJI, J., ALADASANI, A., & WANG, S. Numerical and Analytical Investigation of Smear Effect in Casing Drilling Technology: Implications for Enhancing Wellbore Integrity and Hole Cleaning. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/163514-MS. 2013.

Lobo	7901	7 - 8 7/8	0.80	Base Agua	Recuperable	90 - 110	0
Lobo	8225	7 - 8 7/8	0.81	Base Agua	Recuperable	90 - 110	0
Lobo	7608	7 - 8 7/8	0.82	Base Agua	Recuperable	90 - 110	0
Oman	2933	18 5/8 - 22	0.85	Base Agua	No recuperable	88 - 100	1.2

Fuente: Saleshi et al, 2013.

La IADC (International Association of Drilling Contractors) resalta las siguientes ventajas de la aplicación de Casing Drilling²⁹:

- Incremento de la ROP en formaciones blandas y mejora la limpieza de pozo.
- Elimina en tiempo dedicado a corridas de revestimiento.
- Presenta los beneficios del efecto de frisado lo que ayuda a reducir o eliminar el riesgo de pérdida de circulación, reducir las pegas diferenciales durante la perforación de areniscas depletadas y extender los puntos de revestimiento permitiendo eliminar secuencias de revestimiento.
- Reducción de los costos por la reducción en tiempo para terminar el pozo.
- Capacidad de control direccional, con motores direccionales o sistemas rotativos direccionales en el BHA.
- Capacidad para correr las herramientas de registro en el BHA.
- Elimina los viajes en hueco abierto del BHA y los riesgos asociados a pegas.

La IADC también resalta algunos problemas que se pueden presentar con esta tecnología³⁰:

²⁹ KARIMI, M. MOELLENDICK, E. CASING WHILE DRILLING. En: IADC Drilling Manual. 12 Edición. ISBN: 978-0-9906220-6-2. 2015.

³⁰ KARIMI, M. MOELLENDICK, E. CASING WHILE DRILLING. En: IADC Drilling Manual. 12 Edición. ISBN: 978-0-9906220-6-2. 2015.

Alto torque debido a que el revestimiento es más grande y más pesado que la tubería de perforación, el torque requerido para hacer girar el revestimiento es mucho mayor. Esto es especialmente cierto en pozos direccionales.

Hidráulica, a medida que el revestimiento es más grande (en términos de OD) y el espacio anular entre el revestimiento y el hueco perforado es mucho más pequeño, el sistema hidráulico debe ser rediseñados, incluso con una reología del lodo óptima y un caudal reducido, es muy difícil de planificar intervalos de casing drilling a profundidades mayores de 15.000 pies debido a la ECD que es difícil de manejar a mayores profundidades.

Los beneficios de la perforación con casing no se dan hasta que este alcance la profundidad problema, así en un BHA direccional se deben perforar la longitud del BHA direccional antes de que el casing alcance dicha profundidad.

Un pozo normalmente se perfora con una severidad de cambio angular mayor a la que permite la perforación con casing, en la Tabla 2 se resume los límites de severidad de cambio angular que se tienen con casing drilling según el diámetro.

Tabla 5: Cambio Angular para iniciar fatiga en Casing Drilling

Tamaño casing [pulg]	Dogleg para iniciar fatiga
4 1/2	8°
7	5°
9 5/8	3°
13 3/8	1.5°

Fuente: Karimi y Moellendick, 2015.

5. ESTUDIO DE VIABILIDAD TECNICA EN CAMPO DE INTERES PARA MPD Y CD

Para analizar la viabilidad técnica de las tecnologías de Managed Pressure Drilling y Casing Drilling se recopilaron las condiciones y escenarios de aplicación de los casos tratados en los capítulos anteriores con el fin de comparar si para las condiciones del campo de estudio, problemas, reducciones de tiempo, brindan condiciones bajo las cuales se mejore el desempeño de la perforación, esto se puede apreciar en las Tablas 6 y 7.

Tabla 6: Escenarios de aplicación de Managed Pressure Drilling.

Referencia	Aplicación
Henry et al, 2016	CBHP para mantener BHP constante durante viajes y conexiones.
	CBHP para mantenerse en una ventana de perforación estrecha (0,2 ppg).
	MPD para mantener la presión de control del pozo ya que permite perforar con un peso menor al necesario para que la columna hidrostática mantenga el pozo controlado.
Balanza et al, 2015	MPD para manipular la BHP en ambientes de presión cambiantes mediante la aplicación de presión en superficie.
	Uso de MPD combinado con casing drilling para aprovechar la ECD mayor que se genera, permite perforar con un menor peso de lodo.
Montilva et al, 2012	MPD permite el uso de una menor densidad de lodo y manipulación de presión anular reduciendo perdidas de lodo y transiciones bruscas de presión.

	Menor peso del lodo permite mayores ROP, velocidades de bombeo más altas mejorando limpieza de hueco y proporciona temperaturas de circulación más bajas, factor crítico en pozos a gran profundidad.
Tomita et al, 2015	Uso de CBHP y PMCD en Presal, Brasil para disminuir las pérdidas de fluido y aumentar la ROP
Elliot et al, 2011	MPD es el más adecuado para perforar formaciones HPHT, caracterizadas por presiones inciertas, litologías complejas.
	MPD en pozos que se caracterizan por una alta incertidumbre asociada con la presión.
Billa et al, 2011	Perforación del hueco productor con un menor peso del lodo, esto incremento la ROP de 200 a 300% y logro reducciones en la perforación de 20 días en el shale Haynesville.

Tabla 7 Escenarios de aplicación de Casing Drilling

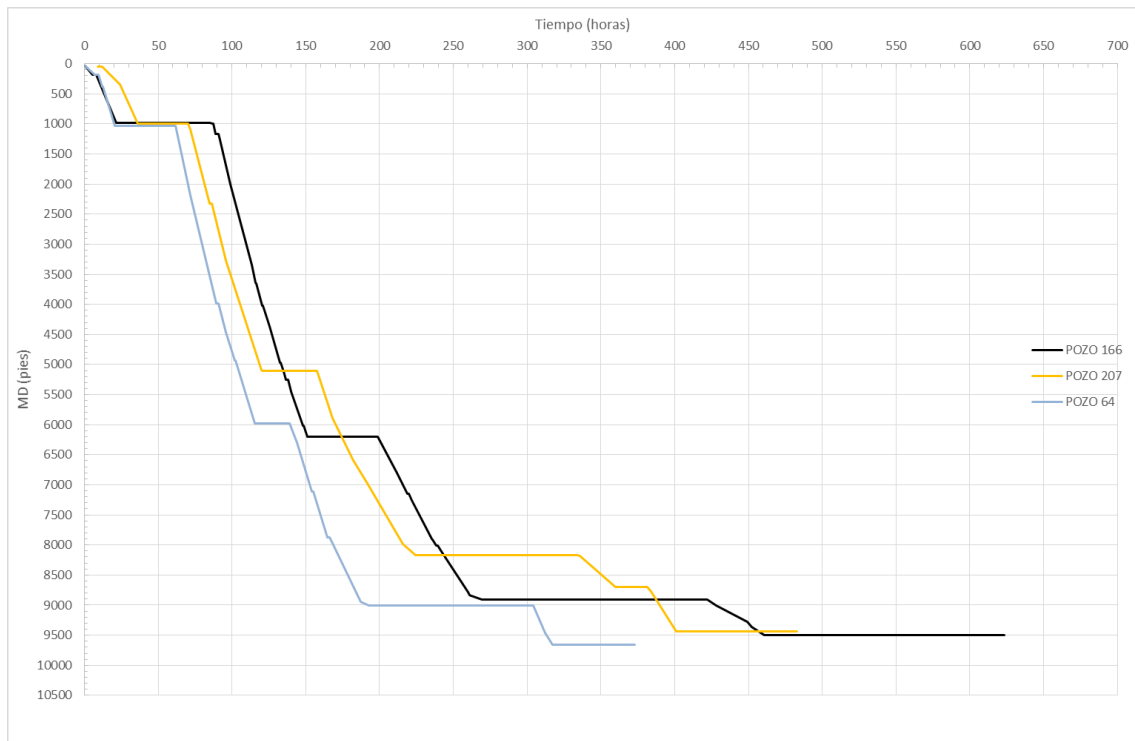
Referencia	Escenario de aplicación
Lopez y Bonilla, 2010	Perforación desafiante con pérdidas de circulación y eventos de control de pozo.
	Perforación a través de arenas depletadas en donde el bajo gradiente de fractura en la arenisca combinado con el alto peso de lodo requerido para reducir la falla por compresión de las lutitas adyacentes, crea situaciones de perdida de circulación.
	Cuando el casing alcanza la zona de pérdida se mitiga el problema y no se bombean más píldoras de LCM.

Saleshi et al, 2013	Aumento del fortalecimiento del pozo a por el efecto de frisado de los recortes de menor tamaño hacia las paredes del pozo.
	El efecto de frisado se presenta en la mayoría de casos cuando se perfora con una velocidad de rotación de 80 rpm o superior
	El efecto de frisado ocurre con relaciones entre diámetro de revestimiento y el diámetro del hueco alrededor de 0.75
Karimi y Moelledick, 2015	Control direccional en zonas con problemas de pérdidas de circulación y/o pegas de tubería.
	No se aconseja para longitudes mayores a 15.000 pies dado que es difícil manejar la ECD.
	El Dogleg para iniciar fatiga es menor por lo que los pozos se construyen con menor cambio angular.

5.1 POZOS EN CAMPO DE ESTUDIO

Para el campo de estudio se toma como referencia un grupo de 21 pozos en los cuales se analiza la oportunidad que tienen las tecnologías de casing drilling y MPD. En primer lugar se agruparon los pozos según la duración de la operación de perforación teniendo así tres grupos, el primer grupo con una duración entre 15 y 16 días, el segundo con una duración entre 20 y 22 días y el tercero entre 24 y 26 días, en la Figura 23 se puede apreciar la curva de profundidad contra de tiempo de un pozo de cada uno de estos grupos para una TD aproximada de 9500 pies, el primer grupo se compone de 11 pozos, el segundo y tercero de 5 cada uno.

Figura 22: Curva de perforación de los pozos en el campo de estudio.



Fuente: El Autor con datos de ECOPETROL-ICP

En la figura se puede apreciar la curva típica de perforación con corridas de revestimiento a 1000 pies, 9000 pies y 9500 pies aproximadamente.

A 6000 pies aproximadamente se requiere detener la perforación para bombear píldoras abrasivas para tratar el problema de embotamiento de la broca³¹, cuando se perfora la secuencia de areniscas y lutitas.

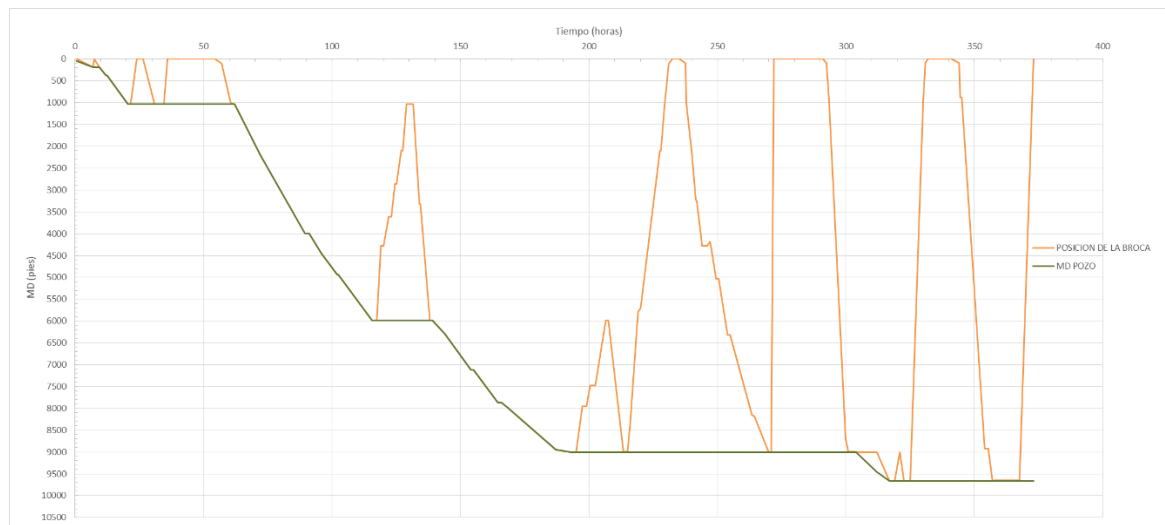
En las Figuras 24, 25 y 26 se presenta la posición de la broca contra la profundidad, graficas que permiten analizar más detalladamente los eventos de perforación en

³¹ DE STEFANO, G., & YOUNG, S. The Prevention And Cure Of Bit Balling In Water Based Drilling Fluids. Offshore Mediterranean Conference. 2009.

estos pozos y así identificar en que puntos durante la perforación de la curva la aplicación de MPD o CD mejorarían el desempeño de la perforación.

5.1.1 Pozo A

Figura 23: Posición de la broca contra la profundidad pozo A.



Fuente: El Autor con datos de ECOPETROL-ICP

La sección curva se empieza a construir a partir de los 1.030 pies, a medida que se perfora se bombean píldoras pesadas para limpieza de pozo con base en la curva de posición de la broca, la litología del campo y el historial de perforación del pozo se identifican los siguientes puntos en los cuales las tecnologías pueden mejorar el desempeño de la perforación.

A 5982 pies es necesario subir la sarta hasta 1028 pies con el fin de realizar operaciones de limpieza de pozo hasta observar retornos limpios en superficie, se

incrementa el caudal de bombeo de 800 a 900 GPM. Esta operación toma cerca de 21.5 horas de operación.

A 7873 y 7115 pies se bombean pildoras viscosas para limpieza de pozo con un tiempo total de 2.5 horas hasta retornos limpios.

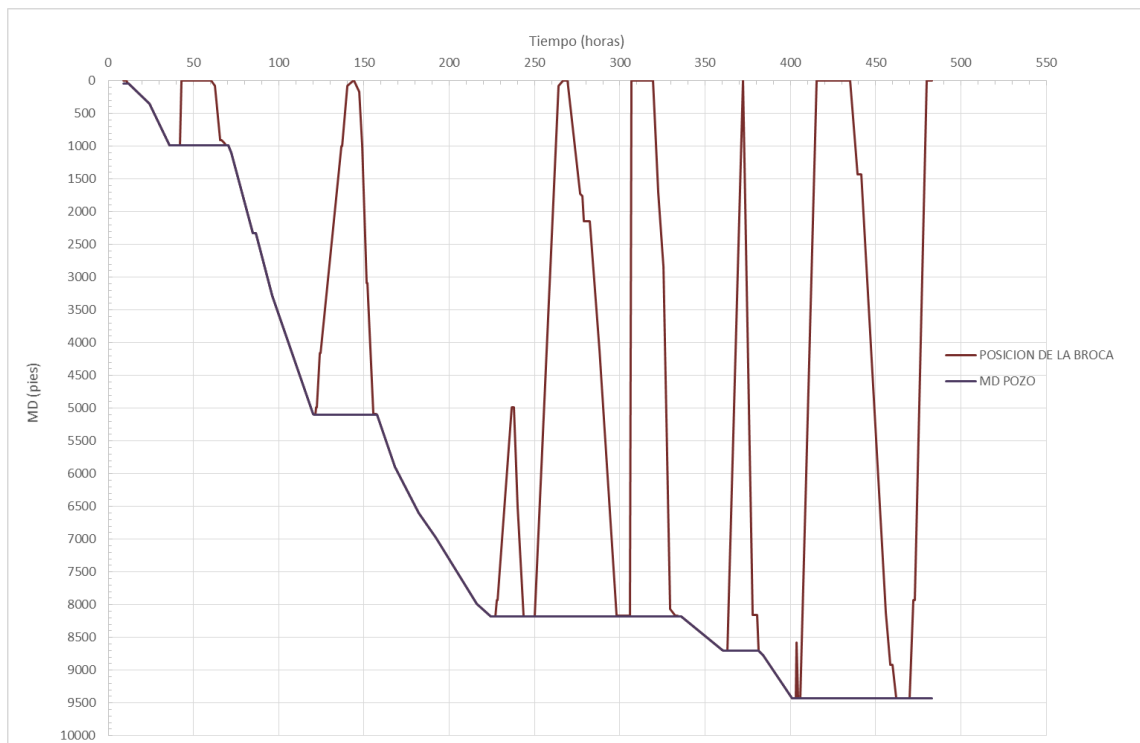
A 9004 pies se saca y baja la sarta para repasar puntos apretados, mejorar calidad de hueco, la operación toma 22 horas.

A 5789 y 2094 se retrasa la salida de la sarta por puntos apretados generando un retraso de 1.5 horas.

La corrida del revestimiento de 9 5/8 toma 32.5 horas.

5.1.2 Pozo B

Figura 24 Posición de la broca contra la profundidad pozo B.



Fuente: El Autor con datos de ECOPETROL-ICP

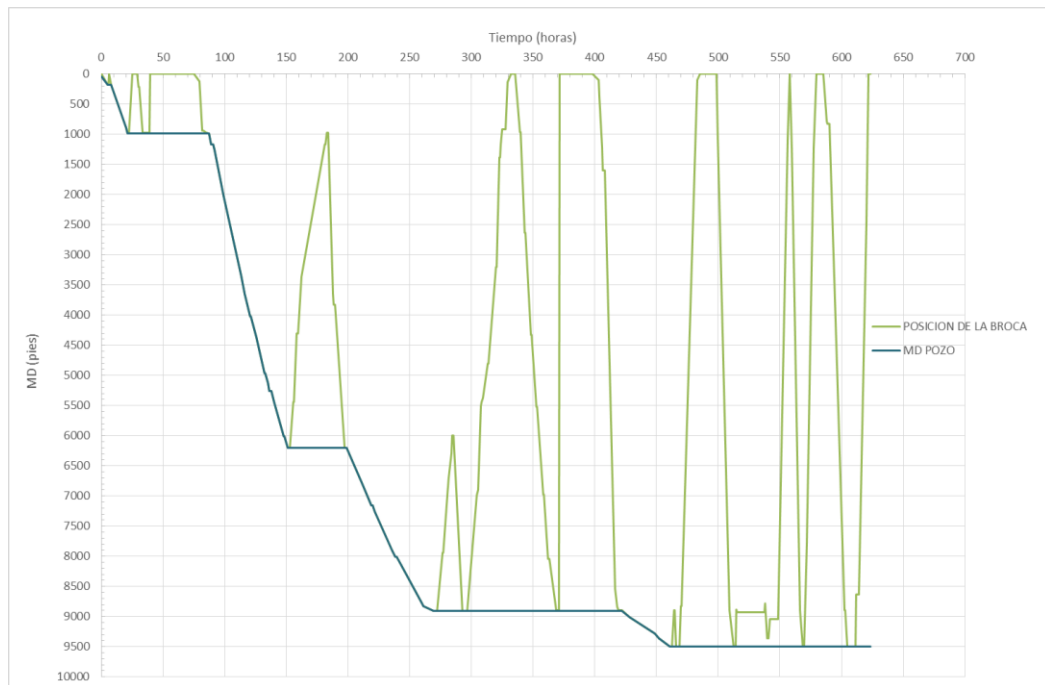
La seccion curva se empieza a construir a partir de los 991 pies, con base en la curva de posicion de la broca, la litologia del campo y el historial de perforacion del pozo se identifican los siguientes puntos en los cuales las tecnologias pueden mejorar el desempeño de la perforacion.

A 8175 realizo viaje corto para repasar el hueco hasta 4984 pies, la operación toma 19.5 horas.

La corrida del revestimiento de 9 5/8 toma 31 horas.

5.1.3 Pozo C

Figura 25 Posición de la broca contra la profundidad pozo C.



Fuente: El Autor con datos de ECOPETROL-ICP

La seccion curva se empieza a construir a partir de los 992 pies, con base en la curva de posicion de la broca, la litologia del campo y el historial de perforacion del pozo se identifican los siguientes puntos en los cuales las tecnologias pueden mejorar el desempeño de la perforacion.

A 6201 pies es necesario subir la sarta hasta 1028 pies con el fin de realizar operaciones de limpieza de pozo hasta observar retornos limpios en superficie, se incrementa el caudal de bombeo de 900 a 920 GPM. Esta operación toma cerca de 48 horas de operación.

A 8902 pies se saca y baja la sarta para repasar puntos apretados, mejorar calidad de hueco, la operación toma 16.5 horas.

A 5511, 5447 y 4809 se retrasa la salida de la sarta por puntos apretados generando un retraso de 2 horas. La corrida del revestimiento de 9 5/8 toma 34 horas.

5.2 VIABILIDAD CASING DRILLING

Para pozos que se comporten de manera similar a los pozos presentados casing drilling puede generar las siguientes ventajas:

Reduccion de viajes por mala calidad de hueco ya que una vez se alcanza el punto de revestimiento el casing no se saca solo el BHA direccional y este viaja al interior del casing sin mayor dificultad. Eliminacion del tiempo de corrida de revestimiento.

En la tabla 8 se observa las reducciones de tiempo para los pozos estudiados que se pueden obtener con casing drilling.

Tabla 8: Viabilidad casing drilling.

Pozo	Tiempo corrida revestimiento 9 5/8	Tiempo perdido por mala calidad de hueco	Total
A	32.5 horas	23.5 horas	2.3 días
B	31 horas	19.5 horas	2.1 días
C	34 horas	18.5 horas	2.5 días

Para la aplicación de casing drilling no se identifican limitantes técnicas dado que el pozo es construido a cambios angulares menores a los encontrados en la literatura para que casing de 9 5/8" se desgaste por fatiga, además si se perfora con BHA direccional con sistemas rotativos direccionales se puede presentar el efecto de frisado durante la sección curva lo que ayudaría a prevenir los problemas observados a 6000 pies de profundidad. En base a esto se concluye que la tecnología casing drilling es viable técnicamente ya que mejora el desempeño de la perforación reduciendo el tiempo de construcción del pozo en 2 días.

5.3 VIABILIDAD MANAGED PRESSURE DRILLING

Con base a la información de los problemas y situaciones presentadas para los pozos del campo de estudio y las situaciones de aplicación encontradas no se identificó una situación que justifique el uso de un sistema MPD en la sección curva del campo Castilla, sin embargo se observa potencial de esta tecnología para reducir el tiempo de perforación vía reducción del peso del lodo como lo describe Balanza et al, 2015 y reducir el tiempo necesario para las operaciones de cementación.

6. CONCLUSIONES

La aplicación de casing drilling genera ventajas frente a la perforación convencional gracias a dos aspectos, la reducción del tiempo de viaje para corridas de revestimiento y la mejora en la estabilidad del hueco, reducción de pegas de tubería gracias el efecto “plastering”, sin embargo para que este efecto tenga lugar se deben cumplir con relaciones de diámetro casing – diámetro hueco mayores a 0.75 y perforar a RPM mayores a 80.

La aplicación de MPD genera ventajas frente a la perforación convencional dado que permite manipular la presión en el anular y manejar escenarios como ventanas estrechas de perforación, pérdidas totales de lodo y pozos con ambientes de presión impredecibles, además en su aplicación en otros países redujo el NPT, la ROP, días de perforación y el costo del pozo.

La tecnología casing drilling tiene el potencial de reducir el tiempo de perforación en el campo de interés en dos días gracias a prevención de los problemas por mala calidad de hueco y la eliminación de los tiempos en corrida de revestimiento.

Con base a la información de los problemas y situaciones presentadas para los pozos del campo de estudio y las situaciones de aplicación encontradas no se identificó una situación que justifique el uso de un sistema MPD en la sección curva del campo en estudio.

7. RECOMENDACIONES

Se debe realizar un estudio de viabilidad económica para la aplicación de Casing Drilling o en su lugar buscar su aplicación en un campo análogo al colombiano.

Ninguna tecnología de perforación o completamiento es totalmente efectiva por lo cual se debe realizar un análisis de riesgos de la aplicación de estas en comparación con las prácticas actuales.

Se requiere el estudio detallado de información de pozos perforados con las tecnologías CD y MPD para de esta manera tener datos más precisos de las fortalezas y debilidades en la aplicación de estas.

BIBLIOGRAFÍA

ARNONE, M., VIEIRA, P. Drilling Wells With Narrow Operating Windows Applying the MPD Constant Bottom Hole Pressure Technology—How Much the Temperature and Pressure Affects the Operation's Design. SPE/IADC 119882. 2009.

BALANZA, J. A., JUSTINIANO, L. C., & POLETZKY, I. Implementation of Managed Pressure Casing Drilling and Managed Pressure Cementing Techniques in Unconventional Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/173080-MS. 2015.

BALANZA, J., JUSTINIANO, L., POLETZKY, I. Implementation of Managed Pressure Casing Drilling and Managed Pressure Cementing Techniques in Unconventional Reservoirs. SPE/IADC-173080-MS. 2015.

BERNARD, C. J., LOVORN, R., LEWIS, D., BAKRI, E., & SAEED, S. Manage the Pressure - Drive the Results. Society of Petroleum Engineers. doi:10.1190/URTEC2013-119. 2013.

COLWELL, C., CRENSHAW, J., BLAND, B. Haynesville drilling challenges addressed through MPD, World Oil. 2011.

DURAN, E., KAINZ, A. Sistema MPD o como mantener el pozo bajo control sin fracturar las formaciones durante la perforación. En: Petrotecnia. Octubre 2011. p, 88-94.

ELLIOT, D., MONTILVA, J., ROES, V., REITSMA, D., SHELTON, J., FRANCIS, P., 2011, El manejo de la presión durante las operaciones de perforación. En: Oilfield Review. 2011. vol, 23. n, 1. p, 16-25.

GRAYSON, B., PATEL, B., GANS, H. Optimized Unconventional Shale Development With MPD Techniques. IADC/SPE 164565. 2013.

HECHEM, I. Experiencias de perforación bajo balance/mpd en Cuenca Neuquina. En: Petrotecnia. Abril 2015. p, 42-54.

HENRY, I., HERNANDEZ, J., CRAIG, H., NGAN, A., ARNONE, M., BOUTALBI, S., & HARVEY, M. Drilling Through Layers of Unstable Shale Formations and Depleted Sand Sequences, the Managed Pressure Drilling/Wellbore Strengthening Approach to Successfully Drill Offshore Development Wells: A Case History. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/179713-MS. 2016.

KARIMI, M. MOELLENDICK, E. CASING WHILE DRILLING. En: IADC Drilling Manual. 12 Edición. ISBN: 978-0-9906220-6-2. 2015.

KARIMI, M., HOLT, C., MOELLENDICK, E., Trouble Free Drilling with Casing Drilling; a Process Focused on Preventing the Drilling Problems, International Petroleum Technology Conference, (Enero, 2011), doi:10.2523/IPTC-14866-MS

KARIMI, M., MOELLENDICK, E., HOLT, C., Plastering Effect of Casing Drilling; a Qualitative Analysis of Pipe Size Contribution, Society of Petroleum Engineers. (Enero, 2011), doi:10.2118/147102-MS

KARIMI, M., PETRIE, S., MOELLENDICK, E., HOLT, C., A Review of Casing Drilling Advantages to Reduce Lost Circulation, Augment Wellbore Strengthening, Improve

Wellbore Stability, and Mitigate Drilling-induced Formation Damage, Society of Petroleum Engineers. (Enero, 2011), doi:10.2118/148564-MS

LOPEZ HERRERA, E. A., & BONILLA, P. A. Casing-Drilling Application in the Depleted La Cira Infantas Mature Field, Colombia. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/139020-MS. 2010.

LOPEZ HERRERA, E., BONILLA, P., Casing-Drilling Application in the Depleted La Cira Infantas Mature Field, Colombia, Society of Petroleum Engineers, (Enero, 2010), doi:10.2118/139020-MS

LOPEZ HERRERA, E., BONILLA, P., RINCÓN, J., Casing Drilling Application With Rotary Steerable and Triple Combo in New Deviated Wells in La Cira Infantas Field. Society of Petroleum Engineers. (Enero, 2010), doi:10.2118/134586-MS
Lozano y Rivas, 2011.

LOZANO, V. RIVAS, D. Estudio de factibilidad para la implementación de la técnica de perforación underbalance en los campos Castilla y Apiay. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2011.

MONTILVA, J. C., MOTA, J. F., & BILLA, R. J. Onshore US MPD Use by an Operator. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/156909-MS. 2012

MONTILVA, J. C., MOTA, J. F., POLETZKY, I. C., SATI, M., LOVORN, R., & GRABLE, J. Next-Generation Managed Pressure Drilling System Enables HP/HT Horizontal Wells in the Haynesville Shale. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/151168-MS. 2012.

NAUDIRI, S. Managed Pressure Drilling Candidate Selection. Tesis Doctorado Ingeniería de Petróleos. Texas. Universidad Texas A&M. 2009. P 118.

REHM, B., SCHUBERT, J., HAGSHENAS, A., PAKNEJAD, A., HUGHES, J. Managed Pressure Drilling. Gulf Publishing Company. 2008. Version Online disponible en: <http://app.knovel.com/hotlink/toc/id:kpMPD00001/managed-pressure-drilling/managed-pressure-drilling>

REYNOLDS, G. Distinct variations of managed pressure drilling exhibit application potential. En: World Oil. Marzo 2006. p, 41-45. Recuperado de: <http://search.proquest.com/docview/196673641?accountid=29068>.

SALEHI, S., MGBOJI, J., ALADASANI, A., WANG, S., Numerical and Analytical Investigation of Smear Effect in Casing Drilling Technology: Implications for Enhancing Wellbore Integrity and Hole Cleaning. Society of Petroleum Engineers, (Marzo, 2013), doi:10.2118/163514-MS

SCHLUMBERGER, TDDirect Casing-Drilling and Liner-Drilling Technology Brochure (2013), Recuperado de http://www.slb.com/services/drilling/drilling_services_systems/casing_drilling.aspx

SILVA, O. SILVA, G. VALDERRAMA, L. A Successful Optimization Case of Drilling and Completion Operations Through Management Tools and Strategies, 2013. SPE 165325.

TERCAN, E. Managed Pressure Drilling; Techniques, Equipment and Applications. Tesis Maestría en Ciencias Ingeniería de Petróleos y Gas Natural. Ankara, Turquía. Universidad Técnica de Medio Oriente. 2010. 215 p.

TOMITA, R. A., SCHNITZLER, E., DESTRI, J. F., DA SILVA, P. H., BRASILIENSE, N. R., FERNANDES, A. A., KOZLOV, A. Successful Case History of Drilling Through

Major Loss Zone Using MPD/PMCD Techniques on a Santos Basin Well. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/174836-MS. 2015.

VAN BALEN, A., CASING WHILE DRILLING (CwD); Eliminación de Tiempos No Productivos y Aumento de Producción, [Presentación], (Octubre, 2010), Recuperado de <http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/listados/trabajosPerfo/3VIERNES/16.30/CWD.pdf>

VELAZQUEZ, S., DE LOS SANTOS, F., Análisis de la perforación no convencional con tubería de revestimiento (casing drilling) y control anticorrosivo en la T.R. Tesis de Grado. 2014. UNAM.

VELAZQUEZ, S., DE LOS SANTOS, F., Análisis de la perforación no convencional con tubería de revestimiento (casing drilling) y control anticorrosivo en la T.R. Tesis de Grado, 2014, UNAM.

WEATHERFORD, (Noviembre 2015), [video], Recuperado de <http://www.weatherford.com/products-services/well-construction/tubular-running-services/total-depth-services/drilling-with-casing-services>

ZAMBRANO, N. P., BARGAWI, R., MUTAWA, A., ARAMCO, S., HADJ-MOUSSA, A., MAZOUZ, C. ZAMBRANO, R. The Successful Application of MPD Technology in Drilling Horizontal Wells in a High Pressure Formation Heterogeneity to Mitigate Drilling Hazards: Case Study. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/173818-MS. 2015.