

Por **Juan Ignacio Hechem, Juan José Caprini y Facundo Abraham** (Weatherford International)

Este trabajo fue seleccionado en el 2° Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, 2015.

Combinación de técnicas

de perforación con presión controlada (MPD) y perforación con *casing* (CwD):

comparativa, ventajas y desafíos operativos



El objetivo de este artículo es analizar los cambios en MPD, comparando los casos de pozos perforados con BHA convencional y los pozos perforados con casing por medio de la simulación para compararlos.

La aplicación de la tecnología de perforación con presión controlada ha demostrado ser beneficiosa en la construcción de pozos con ventanas de operación estrechas, donde es necesario trabajar en diferentes escenarios de pérdidas de fluidos e injuntos.

Si bien presenta importantes ventajas, la técnica MPD aún depende de que los lodos de alta densidad ahoguen el pozo durante los viajes de tubería (*tripping out*). Estas operaciones se realizan en un delicado equilibrio que si se pierde causa problemas de control del pozo durante la maniobra.

Sin embargo, la combinación de técnicas de MPD y perforación con casing (CwD) ha surgido como una nueva alternativa para optimizar los proyectos de perforación. Esta integración presenta nuevos desafíos para la ingeniería de perforación con presión controlada y la necesidad de adaptar los procedimientos a la nueva metodología para la obtención de óptimos resultados.

El objetivo de este artículo es analizar los cambios en MPD comparando los casos de pozos perforados con BHA (conjunto de fondo) convencional y pozos perforados con casing. Se utilizará la simulación por Software para comparar las ventajas y buscar oportunidades a efectos de mejorar la eficiencia.

Perforación con presión controlada

Conforme a la definición de la IADC (*International Association of Drilling Contractors*), la Perforación con presión controlada es “un proceso de perforación adaptativo utilizado para controlar con precisión el perfil de presión anular a lo largo del pozo. Los objetivos son determinar los límites reales de presión en fondo de pozo y manejar el perfil de presión hidráulica anular, en consecuencia”. El propósito de esta técnica es optimizar el proceso de perforación mientras se reduce el tiempo improductivo y se mejora la seguridad.

La técnica MPD se basa en el principio de que es posible controlar dinámicamente la presión de circulación en el fondo del pozo (BHCP) si se modifican los siguientes parámetros: contrapresión en superficie, velocidad de bombeo, densidad y propiedades reológicas del lodo de perforación. Los primeros dos parámetros son rápidos y fáciles de aplicar, mientras que el tercero requiere un tiempo de trabajo en las piletas hasta alcanzar las condiciones reológicas y de densidad.

El cálculo de BHCP corresponde a la siguiente ecuación:
$$BHCP = \text{Presión hidrostática} + \text{Presión de fricción del espacio anular} + \text{Contrapresión en superficie} \quad (1)$$

Perforación con casing

Podemos definir la perforación con casing (CwD) como el proceso simultáneo de perforación y entubado del pozo. La tubería de revestimiento (*casing*) se rota y utiliza para reemplazar a la sarta de perforación convencional (tubería de perforación y BHA o conjunto de fondo). Una vez que la tubería de revestimiento alcanza la profundidad total (TD), el pozo es cementado. Esta tecnología brinda los medios para reducir los costos de construcción del pozo, mejorar la seguridad de las operaciones e incrementar la eficiencia de la perforación.

Ventajas de CwD

La tecnología CwD trae aparejado muchos beneficios cuando se la compara con la perforación convencional. Las ventajas clave son las siguientes:

- Reducción del tiempo de perforación eliminando los viajes múltiples (calibración, bajada de tubería de revestimiento).
- Mitigación del riesgo de problemas de pérdida de circulación y estabilidad del pozo con el efecto de fratachado (*smear effect*).
- Reducción de los costos totales del pozo mediante la disminución del tiempo total en el pozo.

Perforación con presión controlada y perforación con casing

El desarrollo de la perforación con casing y la posibilidad de usar esta técnica combinada con la técnica MPD ha cambiado la base del control de presión de fondo de pozo mediante la modificación del peso relativo de los diversos componentes de la ecuación BHCP.

El uso de la tubería de revestimiento en lugar de la tubería de perforación genera una importante reducción de la sección anular (por ejemplo, para un pozo de 6 1/8" existe una reducción de un 50,46% cuando una tubería de perforación de 3,5" es reemplazada por un casing de 5"). En un espacio anular pequeño obtenemos velocidades más altas y aumenta la presión de fricción del espacio anular. En el escenario mencionado, la presión de fricción del espacio anular (AFP) tiene una importancia mayor sobre la presión de circulación en el fondo del pozo (BHCP) haciendo del caudal una variable mucho mejor para el ajuste y el control de la presión.

Casos de estudio y datos de simulación

A fin de analizar el comportamiento de la perforación y de comparar la diferencia entre la perforación realizada con presión controlada (MPD) y aquella con sarta de perforación convencional y una tubería de revestimiento o casing, se han diseñado tres casos cambiando la sarta en el mismo tipo de pozo (ver Apéndice).

Caso # 1 - BHA

Elemento	Longitud [m]	Longitud acumulada [m]	Diámetro exterior [pulg]	Diámetro interior [pulg]
HWDP x 6	55,800	386,680	3,500 (88,900 mm)	2,060 (52,324 mm)
Tijera	9,220	330,880	4,750 (120,650 mm)	2,250 (57,150 mm)
HWDP x 15	140,250	321,620	3,500 (88,900 mm)	2,060 (52,324 mm)
Portamecha liso (18)	169,560	181,370	4,750 (120,650 mm)	2,500 (63,500 mm)
Portamecha corto (SDC)	2,420	11,810	4,750 (120,650 mm)	2,688 (68,275 mm)
Portamechas corto (SDC)	2,400	9,390	4,750 (120,650 mm)	2,688 (68,275 mm)
Substituto	2,980	6,990	5,000 (127,000 mm)	2,313 (58,750 mm)
Prensa	0,410	4,010	4,750 (120,650 mm)	2,250 (57,150 mm)
Válvula de flotación	0,770	3,600	4,750 (120,650 mm)	2,313 (58,750 mm)
Prensa	0,750	2,830	4,750 (120,650 mm)	2,125 (53,975 mm)
Válvula de flotación	0,670	2,080	4,750 (120,650 mm)	2,313 (58,750 mm)
Reducción	1,410	1,610	4,750 (120,650 mm)	2,250 (57,150 mm)
Trépano PDC - Boquillas: 5 x 14/32" (11,113 mm)	0,210	0,210	6,125 (155,575 mm)	N/A

Tabla 1.

Caso # 2 y Caso #3 - BHA

Elemento	Longitud [m]	Longitud acumulada [m]	Diámetro exterior [pulg]	Diámetro interior [pulg]
Collar de flotación	0,540	9,200	5,000 (127,000 mm)	4,156 (105,562 mm)
Casing corto	7,160	8,660	5,000 (127,000 mm)	4,156 (105,562 mm)
Collar de flotación	0,540	1,500	5,000 (127,000 mm)	4,156 (105,562 mm)
Trépano de PDC - Boquillas: 5 x 14/32" (11,113mm)	0,960	0,960	6,125 (155,575 mm)	N/A

Tabla 2.

Caso #1: BHA convencional como se detalla en la tabla 1 con tubería de perforación de diámetro exterior (OD): 3,5", 13,3 lb/pies.

Caso #2: conjunto de fondo (BHA) para perforación con *casing*, como se detalla en la tabla 2, con una sarta de perforación de 5".

Caso #3: en este caso, el conjunto de fondo es el mismo que en el Caso #2. La sarta de perforación será una combinación de *casing* de 2100 m, 5", 20,8 lb/pies y tubería de perforación de 990 m con un diámetro exterior de 3,5", 13,3 lb/pies.

Los tres casos se compararán a diferentes caudales (velocidades de flujo) con el objetivo de analizar las implicancias de los diversos factores en el cálculo de la BHCP.

Comparación y resultados

Determinación de BHCP (presión de circulación de fondo de pozo)

Al trabajar con la técnica de perforación con presión controlada, la contrapresión en superficie es el primer parámetro usado para el control de la presión del pozo, ya que es fácil de aplicar y tiene una rápida respuesta. Al trabajar con un circuito cerrado, la relación entre la presión en superficie y la presión en el fondo del pozo (BHP) es lineal. En un gráfico de Profundidad *versus* Presión (Figura 1), un aumento de la presión en superficie genera un desplazamiento horizontal de la curva de presión. Esto también implica una mayor densidad de circulación equivalente (ECD) a una profundidad somera que puede generar pérdida de fluidos en formaciones con baja presión de poro.



Otro factor que permite cambios en la presión en el fondo del pozo (BHP) es el caudal, ya que modifica el perfil de la presión de fricción del espacio anular. Con una sarta de perforación convencional y fluidos monofásicos no siempre es factible lograr la BHCP deseada modificando las velocidades del flujo, porque la sección anular es más grande y tiene un bajo perfil de presión de fricción del espacio anular. Además, las variaciones en la velocidad del fluido tienen algunas restricciones y un margen de aplicación limitado, debido a los requisitos mínimos de limpieza de pozo.

La dependencia de la presión BHCP y del caudal se muestra en la figura 2. Como ya se mencionó, en las operaciones de perforación el caudal se encuentra limitado por las velocidades mínimas de limpieza y por los parámetros de perforación óptimos, estrechando las posibles ventanas para el control de flujo. Sin embargo, como se muestra en la figura 2, para los casos #2 y #3, la variación de la BHCP es mayor que en el Caso #1 considerando el mismo cambio en el caudal. Esto permite determinar que

Caso 1. Ventana de operación. BHCP@250gpm (946 L/min)

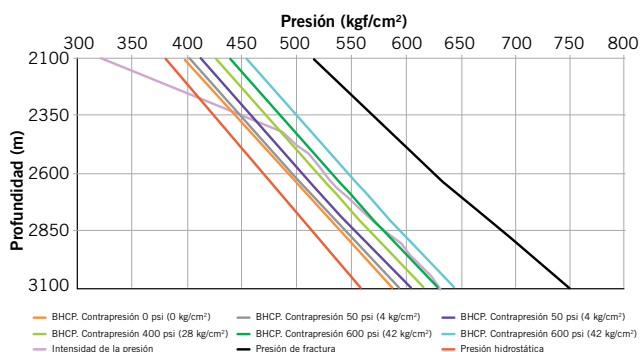


Figura 1. Caso #1, análisis de BHCP y SBP.

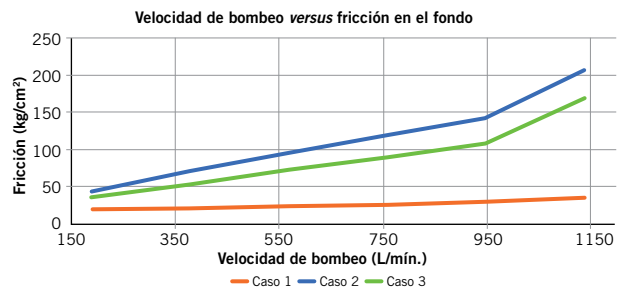


Figura 2. Variación de la presión de fricción del espacio anular con el caudal.

mientras perforamos con *casing* (CwD) podemos realizar cambios significativos en la BHCP con cambios mínimos de caudal sin comprometer los parámetros de limpieza del pozo y de perforación.

Perfil de la velocidad anular de fluidos

Las figuras 3, 4 y 5 muestran los diferentes perfiles de velocidad de fluidos en el espacio anular. El cambio en la velocidad depende de la sección anular y a efectos de garantizar una limpieza efectiva de un pozo vertical se debería lograr una velocidad mínima de 50 m/min.

Los datos de simulación muestran que con la sarta de perforación convencional se necesita un mínimo de 170-180 gpm para lograr una limpieza efectiva. Por su parte, en el Caso #2 con una sarta de revestimiento, la velocidad de limpieza se logra con 100 gpm; sin embargo, el caudal de perforación final dependerá de los requisitos hidráulicos y del trépano.

En el Caso #3, el punto crítico se ubica en la reducción (*crossover*) entre el *casing* y la tubería de perforación en la sección del pozo entubado con una reducción del diámetro exterior de la sarta de perforación.

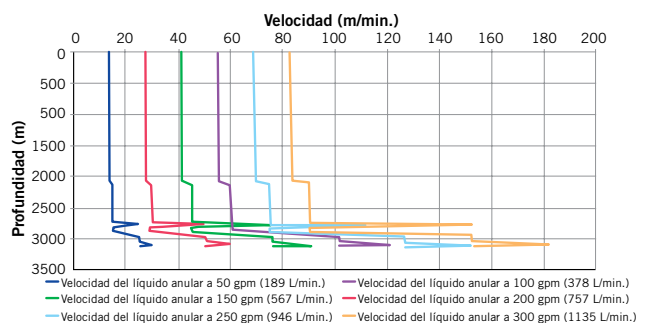


Figura 3. Caso #1, perfil de velocidad.

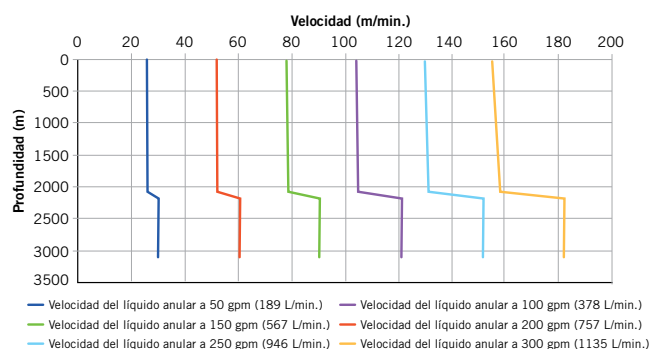


Figura 4. Caso #2, perfil de velocidad.

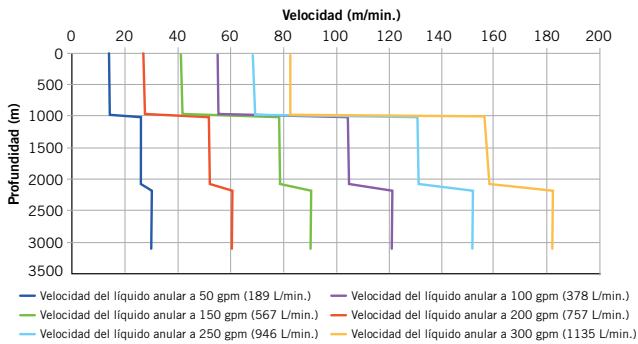


Figura 5. Caso #3, perfil de velocidad.

Al comparar los diferentes perfiles, queda claro que las velocidades mínimas en la perforación con *casing* se pueden lograr a caudales más bajos, lo que implica menores requisitos de superficie y la posibilidad de usar tuberías MPD y equipos con un diámetro interior más pequeño.

Presión de fricción del espacio anular y caudal

En los tres casos (Figuras 6, 7 y 8), el gradiente de pérdida de presión depende de los diámetros de la sarta de perforación. Podemos ver un comportamiento análogo si usamos diferentes densidades de flujo en cada sección de la sarta de perforación.

En el Caso #1 se observa un cambio importante en el gradiente entre las pérdidas de presión en el BHA y en la tubería de perforación. Sin embargo, al comparar la AFP total con los casos de perforación con *casing* (CwD), estos

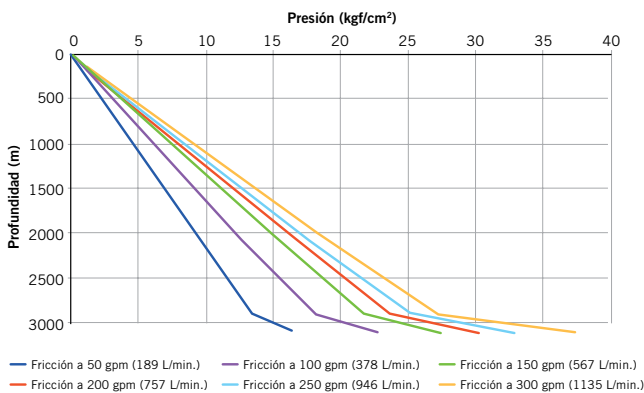


Figura 6. Caso #1, perfil de presión de fricción del espacio anular.

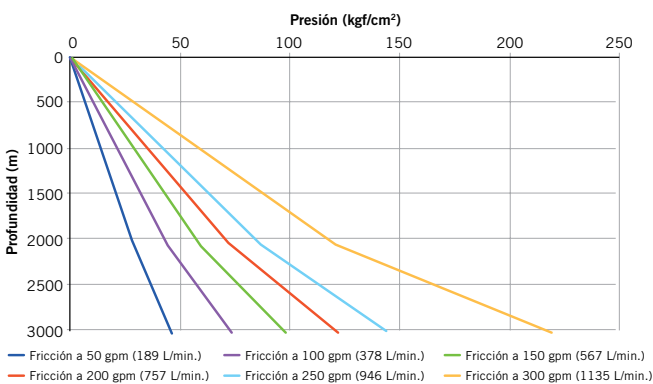


Figura 7. Caso #2, perfil de presión de fricción del espacio anular.

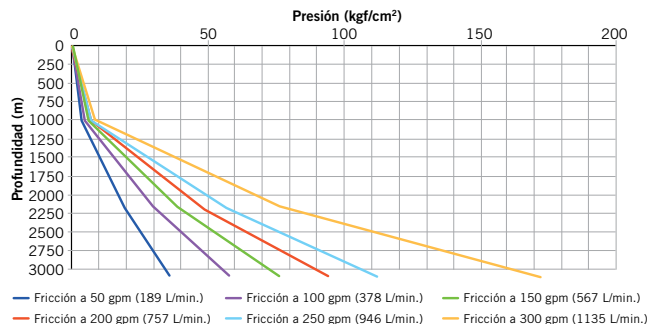


Figura 8. Caso #3, perfil de presión de fricción del espacio anular.

tienen poca importancia en la presión total de circulación del fondo de pozo (BHCP).

En el Caso #2, el gradiente de la AFP es similar tanto en las secciones no entubadas del pozo como en las secciones entubadas. Además, hay un aumento exponencial en la AFP total por encima de los 200 gpm.

En el caso #3 es posible comparar los diferentes gradientes de AFP generados en cada sección de la sarta de perforación con un cambio sustancial entre la tubería de perforación y la sarta de revestimiento, lo que permite observar la importancia de cada sección en la BHCP. Además, hay un aumento significativo cuando el caudal supera los 200 gpm.

Ventana de operación

Finalmente, con los datos de la simulación, se genera un perfil de presión BHCP a efectos de estimar las presiones de poro y de fractura y de analizar la ventana de operación de la perforación.

En el caso #1, la BHCP muestra condiciones de desbalance para los diversos caudales, por lo cual es necesario aplicar una contrapresión en superficie para lograr una condición de desbalance controlado o para generar la suficiente presión en el fondo del pozo, BHP, a fin de evitar cualquier influjo (Figura 1).

En los casos #2 y #3 se puede lograr la condición de sobre-balance sin aplicar la contrapresión en superficie. En el caso #2, esta condición se logra con un caudal superior a los 100 gpm; y en el caso #3, con un caudal por encima de los 200 gpm.

Conforme al análisis de la figura 2, el perfil de presión ayuda a programar anticipadamente diferentes regímenes de flujo a efectos de lograr la condición deseada del pozo, que puede estar desbalanceada, balanceada o sobre-balan-

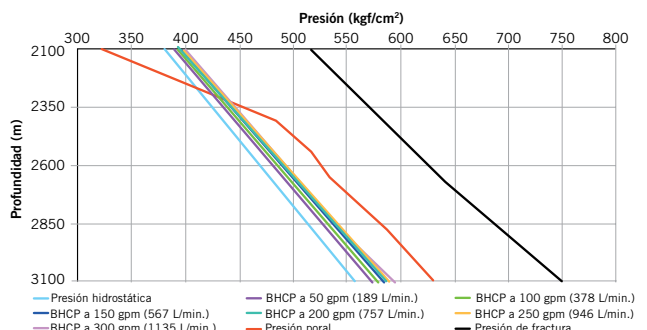


Figura 9. Caso #1, ventana de operación de la perforación.

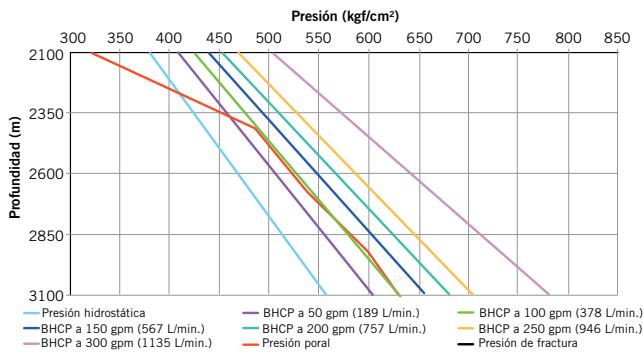


Figura 10. Caso #2, ventana de operación de la perforación.

ceada. En los casos donde se aplica la técnica CwD, dentro del margen de limpieza óptima existen diferentes posibles caudales que permiten abordar los distintos escenarios de presión.

Mediante un análisis de la información se puede determinar la importancia del caudal al realizar una operación combinada de perforación MPD y CwD:

1. Cualquier cambio en los caudales genera mayores pérdidas de fricción que aquellas generadas con una sarta de perforación convencional.
2. La perforación en ventanas estrechas y una disminución pequeña del caudal puede llevar a una condición de desbalance, generando un influjo no deseado y, por consiguiente, un aumento del caudal que puede resultar en pérdidas de circulación.

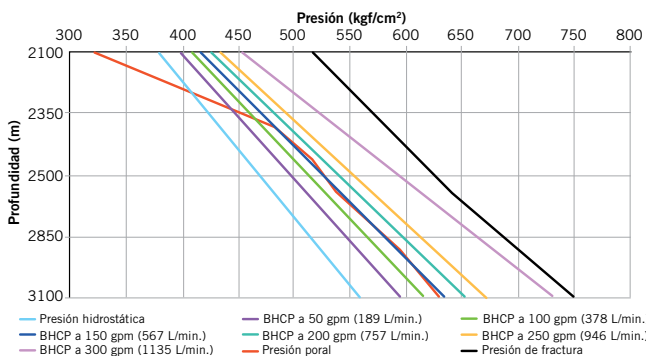


Figura 11. Caso #3, ventana de operación de la perforación.

Presión constante en el fondo del pozo: conexión

Cuando se perfora utilizando la técnica de perforación MPD con presión de fondo constante (CBHP, por sus siglas en inglés) es necesario compensar la ausencia de presión AFP durante las conexiones o cuando la bomba se encuentra parada por otro motivo, generando así la suficiente presión en superficie para garantizar una constante condición de presión en el fondo del pozo o BHP.

En el Caso #1, la contrapresión en superficie (SBP) que se necesita para caudales óptimos es relativamente baja al compararla con los valores de presión anular del cabezal rotativo. Esto permite la compensación de la contrapresión estática en superficie, aun en aquellos casos donde la SBP está cerca del valor máximo de presión dinámica del dispositivo de control rotativo (RCD), ya que existe un

margen de presión extra en condiciones estáticas.

En los casos #2 y #3 el escenario es completamente diferente. La perforación con las técnicas combinadas MPD y CwD permite trabajar con SBP dinámica a un valor de cero o lo más bajo posible; sin embargo, cuando las bombas no están funcionando, la SBP estática alta necesaria para compensar puede exceder las capacidades de presión del cabezal. Aunque esta situación se revierte rápidamente una vez establecida la circulación, es posible que se necesite cerrar la válvula de prevención de reventones (BOP) para mantener la presión dentro de los límites de seguridad del cabezal rotativo.

Caso #2 - Perforación con casing (CwD)

Profundidad del trépano [m]	Caudal [gpm] (l/m)	AFP [psi] (kg/cm²)
3100,000	100 (379)	1003 (71)
	150 (568)	1356 (95)
	200 (757)	1699 (119)
	250 (946)	2037 (143)

Tabla 3. Presión AFP a profundidad total del pozo.

En la tabla 3 se muestran las diferentes contrapresiones en superficie, necesarias para compensar las presiones AFP para cada caudal en el Caso #2.

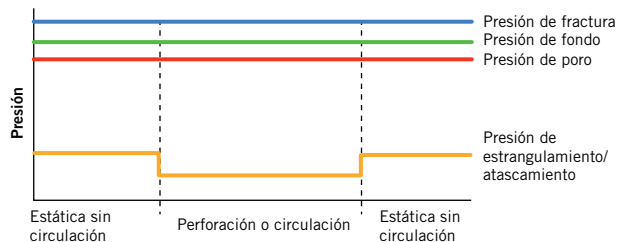


Figura 12. Presión constante en el fondo del pozo, estática y dinámica.

En el ejemplo, la figura 13 compara los perfiles de presión del Caso #2 entre una condición de perforación con un caudal de 150 gpm y una condición estática. Conforme a los datos de simulación, para mantener la presión BHP durante la conexión se necesita una contrapresión SBP de 1356 psi, igual a la AFP para la velocidad de circulación dinámica.

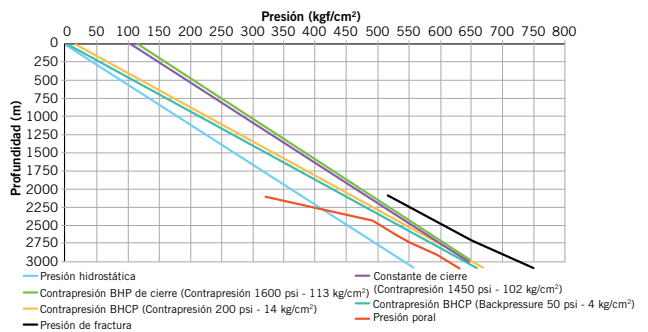


Figura 13. Ejemplo de una conexión de presión del fondo del pozo constante.

Como se observa en la figura 13, el déficit de AFP durante la conexión puede resultar en un influjo desde la formación y un posible escenario de control de pozo.

Como se aprecia en las operaciones CwD, una AFP alta implica una SBP estática alta, limitadas por la máxi-

ma presión admisible del cabezal rotativo. Es fundamental realizar un análisis completo de la ventana de operación para establecer un procedimiento de conexión/parada de la bomba (procedimiento de cierre escalonado) a fin de cerrar el pozo de manera rápida y segura cada vez. En aquellos casos donde se necesite utilizar la BOP durante las conexiones, se recomienda aumentar la densidad del fluido para lograr una mayor presión hidrostática y evitar una SBP alta.

Parámetros de perforación con casing

Durante el desarrollo de la técnica combinada MPCD, una velocidad de penetración (ROP) alta producirá un aumento de recortes en el espacio anular que puede generar empaquetamientos en el espacio anular. Cuando ocurren estos eventos, se pierde momentáneamente la circulación y desaparece la presión de fricción. Bajo esta condición, puede ocurrir un influjo sobre el empaquetamiento y se podrá ejercer una sobrepresión debajo del mismo.

Los parámetros de perforación deberían monitorearse atentamente. Los síntomas de la formación de *empaquetamientos* se visualizan con el aumento simultáneo de la presión en la bomba, WOB, torque y ROP (Figura 14).

La práctica recomendada cuando ocurre un empaquetamiento en el espacio anular de manera repetida es detener la perforación y realizar una circulación para limpiar el pozo y descargar el exceso de recortes de perforación en el mismo pozo. Una vez retomada la perforación, se deberían mantener parámetros controlados para evitar este tipo de incidente.

Matriz de control de la técnica combinada MPCD

Para las operaciones MPD y en el caso de perforación bajo balance (UBD, por sus siglas en inglés) se necesita crear una matriz de control. En cambio, en el caso particular de MPCD, hay algunos aspectos extra que se deben tener en cuenta.

Conforme a lo mencionado en los párrafos anteriores, la perforación con *casing* supone un espacio anular reducido en secciones entubadas y no entubadas. Esto significa que cualquier volumen de influjo representará una gran pérdida de presión hidrostática comparado con el mismo volumen si se utilizase la sarta de perforación con-

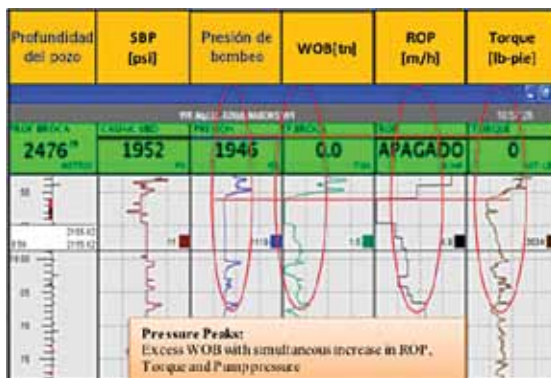


Figura 14. Parámetros de perforación durante la formación de empaquetamientos en el espacio anular.

MATRIZ DE CONTROL

Casing intermedio: OD= 7" (177,8 mm) / ID= 6,276" (159,410 mm).

No entubado: 6,125" (155,575 mm).

Perforación con casing= OD= 5" (127,000 mm) / ID= 4,156" (105,562 mm).

Peso del lodo= 1800 kg/m³

Influjo [m ³]	SBP dinámica [psi]	SBP estática [psi]	Decisión
	SBP dinámica >800 psi (56 kg/cm ²)	SBP estática >1800 psi (126 kg/cm ²)	Proceder con perforación controlando parámetros estables
	SBP dinámica >800 psi (56 kg/cm ²)	SBP estática >1800 psi (126 kg/cm ²)	Proceder con perforación controlando parámetros estables; cerrar BOP durante conexión y evaluar el aumento del peso de lodo para reducir SBP estática
>2m ³ en un ciclo de circulación	800 psi (56 kg/cm ²) >SBP dinámica>1000 psi (70 kg/cm ²)	SBP estática >1800 psi (126 kg/cm ²)	Evaluar la reducción de SBP dinámica (aumentar peso del lodo, caudal o combinación de ambos)
	800 psi (56 kg/cm ²) >SBP dinámica>1000 psi (70 kg/cm ²)	SBP estática >1800 psi (126 kg/cm ²)	Evaluar la reducción de SBP dinámica (aumentar peso del lodo, caudal o combinación de ambos). Cerrar BOP en las conexiones
	SBP dinámica>1000 psi (70 kg/cm ²)	SBP estática >1800 psi (126 kg/cm ²)	Detener la perforación. Circular el pozo y reducir SBP a valores planificados.
	SBP dinámica>1000 psi (70 kg/cm ²)	SBP estática >1800 psi (126,553 kg/cm ²)	Detener la perforación. Circular el pozo y reducir SBP a valores planificados.
>2m ³ en un ciclo de circulación	Cualquier SBP dinámica	Cualquier SBP estática	Detener la perforación. Circular el pozo y reducir SBP e flujo a valores planificados.

Tabla 4. Ejemplo de matriz de control de la MPCD.

vencional. Además, se reduce el tiempo de circulación a velocidad de perforación y, en consecuencia, también se reduce el tiempo de viaje del influjo hacia la superficie.

El ejemplo de la tabla 4 representa una Matriz de Control creada para un pozo como lo muestra el Caso #3.

Consideraciones para la implementación de la matriz de control de la MPCD:

1. La matriz es una guía que representa diversos escenarios posibles de control de pozo.
2. La matriz debería evaluarse para cada pozo en particular, teniendo en cuenta el volumen de influjo máximo por manejar, los equipos en el lugar, las densidades de flujo y las presiones de formación estimadas.
3. Para calcular el influjo máximo tolerable, se consideran separadamente el gas puro o el petróleo puro.
4. Es posible cambiar la técnica UBD; sin embargo, el control de la presión (bombas y SBP) tiende a ser di-

fícil por las variaciones continuas producidas por la generación de cortes. Asimismo, los influjos de gas y petróleo viajan más rápido en una sección anular pequeña y ocupan un espacio anular mayor generando una disminución de presión hidrostática y una situación exigente para mantener la presión de circulación en el fondo del pozo (BHCP) y el control de presión.

Ventajas de la combinación de técnicas

En primer lugar, las operaciones CwD y MPD ayudan a reducir el tiempo improductivo (NPT) y a su vez mejoran la seguridad. Se eliminan los viajes de tubería (*tripping in/out*) en el pozo, limitando los efectos de pistoneo/golpe de ariete (*swab/surge effects*) y los riesgos relacionados con el control del pozo durante los viajes.

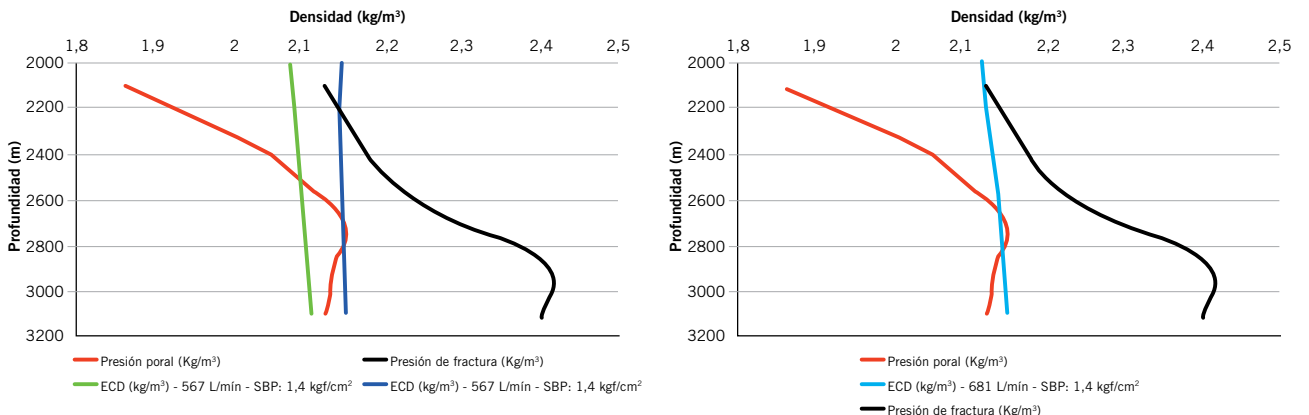


Figure 15. El cambio en el gradiente de presión permite una ventana estrecha de operación de perforación.

Además, la combinación de tecnologías amplía el margen de las ventanas de operación poral que pueden perforarse y abre la posibilidad de aumentar la profundidad del casing o quizás eliminar un *casing* intermedio. En el ejemplo que se muestra en la Figura 15, se realiza una comparación para el Caso #2 con dos caudales diferentes. Como se puede apreciar, los incrementos en la AFP, cuando se perfora con *casing*, cambian el perfil de presión posibilitando la perforación a través de una ventana estrecha que de lo contrario se encontrará con un escenario de influjo/pérdida.

En segundo lugar, las operaciones de cementación en ventanas de operación estrechas también se benefician con este enfoque. Una vez alcanzada la profundidad total (TD), no es necesario ahogar el pozo para completar las tareas de cementación; la cementación con presión controlada se realiza mediante el ajuste de la BHCP en las distintas profundidades de influjo/pérdida, ejerciendo la contrapresión en superficie adecuada a efectos de mantener la densidad de circulación equivalente dentro de la ventana de operación.

Conclusiones

La combinación de tecnologías se presenta como una solución clave para mejorar la eficiencia operativa y la seguridad. Es fundamental continuar la revisión de los procedimientos operativos de la técnica MPD para incluir todos los escenarios de perforación, futuros y exigentes, y poder así anticipar y manejar los posibles riesgos operativos.

El desarrollo de nuevos procedimientos y la curva de aprendizaje de la experiencia contribuirán con la difusión de las ventajas a aquellas áreas nuevas y continuarán la mejora de esta aplicación.

Agradecimientos

Agradecemos a Weatherford por la autorización para publicar este trabajo técnico. Asimismo agradecemos a muchos de los miembros de Weatherford que han contribuido con el éxito de este trabajo.

Glosario

MPD: Perforación con presión controlada
CwD: Perforación con casing
MPCD: Combinación de técnicas MPD y CwD
UBD: Perforación desbalanceada
BHCP: Presión de circulación en el fondo del pozo
BHP: Presión en el fondo del pozo

AFP: Presión de Fricción del Espacio anular
SBP: Contrapresión en superficie
ECD: Densidad de Circulación Equivalente
ROP: Velocidad de penetración
WHP: Presión en cabeza de pozo
RCD: Dispositivo de control rotativo

Referencias

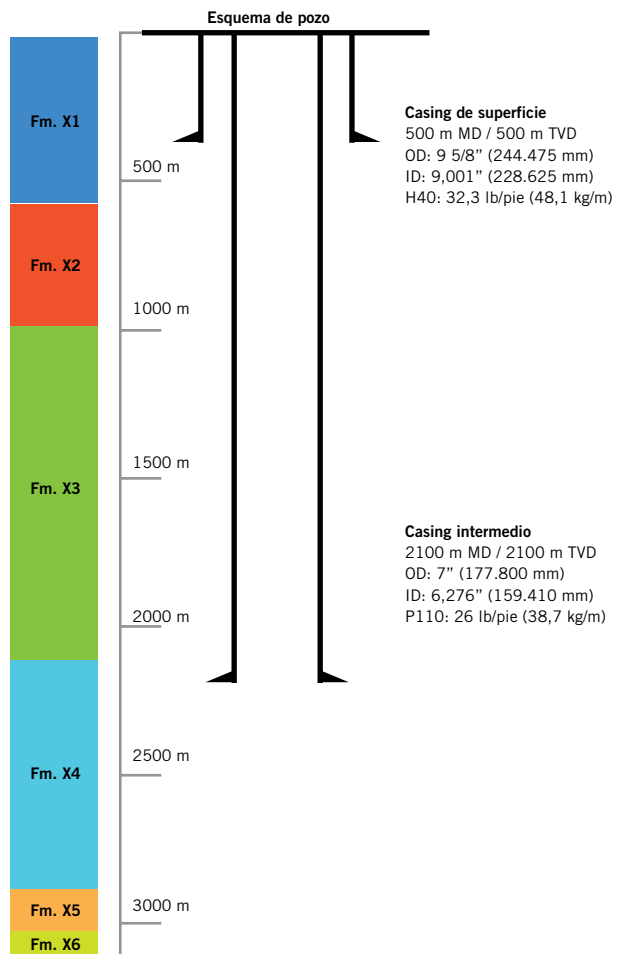
UBD & MPD Glossary (Glosario UBD y MPD) del IADC, diciembre 2011.

Casing while drilling (Perforación con *casing*), Manual de Perforación del IADC, 12 Edición, 2014

Medina, J. & Krasuk, R. (13 de abril de 2015). *Cementing Operation in Underbalanced Casing Drilling: A Successful Case History in an Unconventional Shale Reservoir in Argentina* (Operación de cementación en perforaciones con casing desbalanceadas: un caso de éxito de un reservorio no convencional de shale en Argentina).



Propiedades del lodo	
Tipo de lodo	Lodo a base de aceite (OBM)
Profundidad	3000 m MD / 3000 m TVD
Temperatura de la línea de flujo	48 °C (321,15 °K)
Densidad / temperatura	1800 kg/m ³ / 40 °C
Temperatura reológica	65,5 °C (338,65 °K)
L600	74 lbs/100pies ² (35,43 Pa-seg)
L300	43 lbs/100pies ² (20,59 Pa-seg)
L200	29 lbs/100pies ² (13,86 Pa-seg)
L100	20 lbs/100pies ² (9,58 Pa-seg)
L6	9 lbs/100pies ² (4,31 Pa-seg)
L3	7 lbs/100pies ² (3,35 Pa-seg)
Viscosidad plástica	31 Cp (0,031 Pa-seg)
Límite de fluencia (<i>yield point</i>)	12 lbs/100pies ² (5,75 Pa-seg)
Relación petróleo / agua	93% / 7%
Petróleo / agua (% por volumen)	63% / 5%
Sólidos corregidos (% por volumen)	31%



Apéndice

Ejemplo de datos de pozo

Presión de formación estimada

Fm.	Profundidad [m]	Presión de poro [psi]	Profundidad [m]	Presión de fractura [psi]
Fm. X4	2293	6000 (422 kg/cm ²)	2100	7330 (515 kg/cm ²)
Fm. X4	2440	7100 (499 kg/cm ²)	2500	8600 (605 kg/cm ²)
Fm. X4	2735	7800 (548 kg/cm ²)	2700	9200 (647 kg/cm ²)
Fm. X5	2850	8300 (584 kg/cm ²)	2850	9800 (689 kg/cm ²)