



EXPERIENCIAS EN PERFORACION BAJO BALANCE/MPD, DESDE 2009 A 2012 EN CUENCA NEUQUINA, REPUBLICA ARGENTINA

Juan Ignacio Hechem, Weatherford International

1. SINOPSIS

El presente trabajo muestra la experiencia técnico-operativa de todo el proceso realizado empleando los métodos de perforación Bajo Balance y MPD (Managed Pressure Drilling) en pozos perforados durante los últimos 3 años en ámbito de la Cuenca Neuquina. Se detallan las instancias operativas con las distintas herramientas y procesos utilizados. Los parámetros de perforación permiten estimar y modelar las características de presión, movilidad y permeabilidad de las formaciones atravesadas conjuntamente con la evaluación de los fluidos de reservorio. Por último se traza un resumen de las lecciones aprendidas y los resultados según los distintos yacimientos en los que se realizaron los trabajos.

Un párrafo aparte merece la consideración de los inconvenientes encontrados junto a la evaluación de nuevas herramientas que pudieran instrumentarse para su superación.

2. INTRODUCCIÓN

A la perforación bajo balance (UBD) se la define como, la operación de perforación en donde la presión ejercida por el fluido de perforación, (en condición estática y/o dinámica) se la ha diseñado intencionalmente para ejercer menor presión sobre la formación que la presión de los fluidos contenidos dentro de esta ó del yacimiento que se esté perforando. La presión hidrostática del fluido de perforación puede ser por sí sola menor que la presión de la formación ó puede inducirse esta situación, por medio de la inyección de un gas (aire, gas natural ó N₂) dentro de la fase líquida del fluido de perforación. En cualquiera de los dos casos en que se alcance la condición bajo balance, el resultado identificable es un influjo de fluidos de formación los que deben ser circulados desde el fondo del pozo y controlados en superficie mientras se perfora. **Es una técnica de aplicación, dirigida a la investigación, desarrollo y mejor producción de un yacimiento.**

Por otro lado, de acuerdo a la IADC, la perforación con presión controlada (MPD) es un "proceso de perforación adaptativo usado para controlar en forma precisa el perfil anular de presión a lo largo del pozo abierto mientras se perfora el hueco. Los objetivos son determinar los límites reales de presión en fondo y manejar el perfil hidráulico de presión de acuerdo a estos límites. MPD busca evitar que se presente influjo continuo de fluidos de formación a superficie. Todo influjo imprevisto que se presente durante la operación será contenido con seguridad usando el proceso apropiado"¹. **Es una técnica de aplicación dirigida a la mejor práctica de la operación de perforación y a la reducción de tiempos no productivos (NPT).**

Desde 2009, se perforaron 42 pozos (17 pozos exploratorios y 25 de desarrollo), utilizando la combinación de ambas técnicas de perforación (Bajo Balance/MPD), en la cuenca Neuquina.

3. OBJETIVOS DE LA PERFORACIÓN

La perforación UBD/MPD permite lograr la optimización de la perforación al alcanzar la profundidad final con presión controlada reduciendo problemas operativos, tales como, pérdidas de circulación y pegados de tubería por presión diferencial. Mientras se identifican ya esperadas y/o nuevas zonas productoras y se evalúa el tren de presiones del reservorio para obtener una estimación de su potencial durante la operación.

Objetivos de la Técnica UBD/MPD

La aplicación de la técnica Bajo Balance (UBD) / Manejos de Presiones (MPD)

1. la optimización de la perforación, reduciendo los riesgos de problemas operativos y de seguridad que puedan resultar en tiempos no productivos NPT.
2. la identificación y evaluación de los niveles productivos.
3. la mejora de la producción por disminución del daño a las formaciones de interés a atravesar.

Para lograr estos objetivos principales es fundamental que durante el desarrollo de la operación se persigan los siguientes objetivos secundarios:

- Mantener continuidad durante la perforación.
- Desarrollar la perforación de la etapa, dentro de la ventana operativa que mantenga la Densidad Equivalente de Circulación (DEC) optima, reduciendo las pérdidas de fluido de perforación sin estimular o inducir el colapso de las paredes del pozo.
- Mantener el perfil de presión dentro del pozo y durante la operación, en un rango de bajo balance mínimo, evitando producir efectos negativos causados por picos de presión sobre la formación.
- Reducir el daño sobre la zona de interés económico, por invasión del fluido de perforación.
- Desviar hacia la fosa de quema cualquier influjo de gases que pueda presentarse sin exponer al personal. Esto se logra mediante la operación en un sistema cerrado para el manejo y separación de los fluidos en superficie.
- Confirmar ó validar presiones.
- Reducir tiempos y costos en la construcción del pozo.

4. PLANIFICACIÓN

En la modalidad de trabajo adoptada hasta el momento, la información recibida desde la operadora contempla los siguientes aspectos:

- Gradientes de presión poral
- Gradientes de presión de fractura
- Esquema de pozo
- Programa direccional
- Detalle de BHA
- Datos/Reología del lodo
- Información de pozos vecinos
- Detalles de fluido de yacimiento y perfil de temperatura.
- Profundidad aproximada y presión de los niveles de mayor interés a atravesar.
- Influjo esperado de fluidos del yacimiento (tipo de fluido)

A partir del momento en que se reciben estos datos inicia el proceso de preparación de un plan de trabajo y selección de los equipos adecuados para la operación. Este programa es presentado para revisión de la operadora y considera en principio la ventana operativa y los diferentes escenarios posibles en los que se desarrollará la perforación y las manifestaciones esperadas.

Clasificación IADC

La IADC (International Association of Drilling Contractors) establece un sistema de clasificación² que permite caracterizar una operación en bajo balance al relacionar el nivel de riesgo con la técnica y el tipo de fluido a utilizar.

De acuerdo a estos estándares, la operación UBD/MPD en los pozos de la cuenca Neuquina, está catalogada como 5-B-5.

NIVEL 5: Formaciones productoras de hidrocarburos. Máxima presión anticipada en superficie excede los límites de rating de presión de los equipos de UBD/MPD.

CONDICION B: Pozos a ser perforados en condición Bajo Balance

TIPO DE FLUIDO DE PERFORACIÓN 5: Fluidos de una sola fase (Líquido)

Fluido de perforación

La selección del fluido de perforación se realiza teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Que sea un fluido compatible para la formación, es decir que genere el menor daño posible sobre la misma.

- Que no se degrade ante condiciones adversas extremas, tanto en fondo de pozo como en superficie. (Formación de espumas, generación de emulsiones estables, etc.)
- Que sea un fluido cuyo peso facilite la obtención de la Densidad Equivalente de Circulación requerida.
- Que se trate de un fluido cuya reología sea adecuada y garantice la mejor limpieza sin crear pérdidas por fricción excesivas.

Dada la modalidad de perforación bajo balance utilizada es la técnica “Flow Drilling”, se requiere controlar que las características del lodo de perforación sean estables y homogéneas.

Ventana Operativa - Diseño de flujo Polifásico

Para determinar la ventana operativa para cada uno de los escenarios planteados, es necesario realizar el modelado de flujo en el pozo durante la perforación y en condiciones de pozo estático.

Esta simulación incluye la evaluación de:

- La densidad de lodo propuesta
- La presión en cabeza (WHP)
- Caudales de circulación

El objetivo es encontrar la combinación que permita obtener tanto la condición de presión de fondo requerida, que garantice una eficiente limpieza del pozo. También se verifica que las capacidades operativas de los equipos de bajo balance sean las adecuadas por debajo de los márgenes de seguridad tomados.

Con todos los datos, se realiza la evaluación de diferentes escenarios y se producen ventanas operativas que permitan trabajar bajo balance, sin causar daño a la formación y además provean del margen de maniobra necesario, a los equipos en superficie.

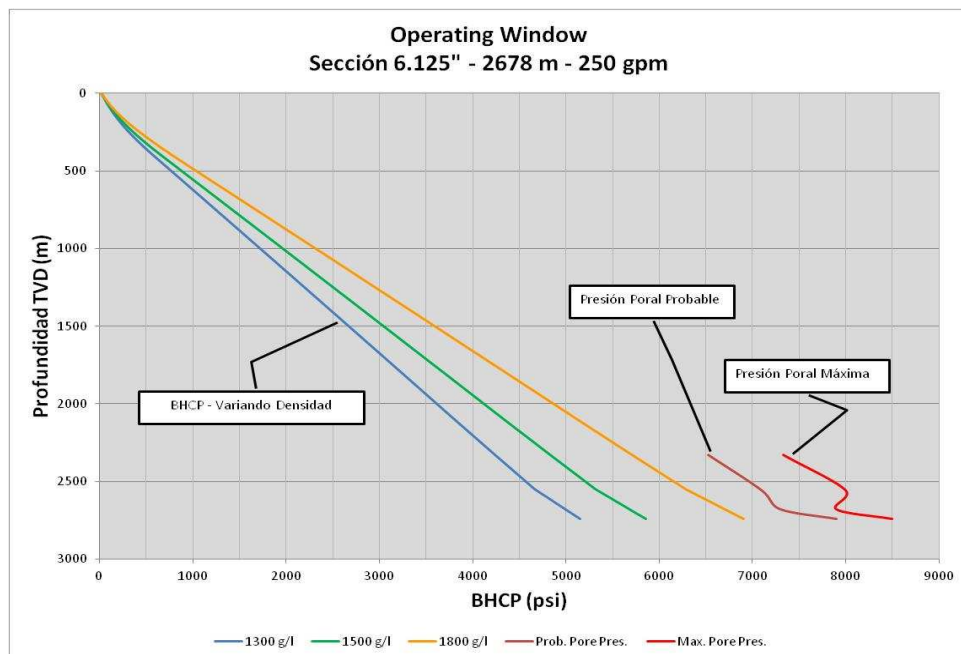


Figura 1. Ventana Operativa a la profundidad de 2678 m. Evaluación de distintas densidades

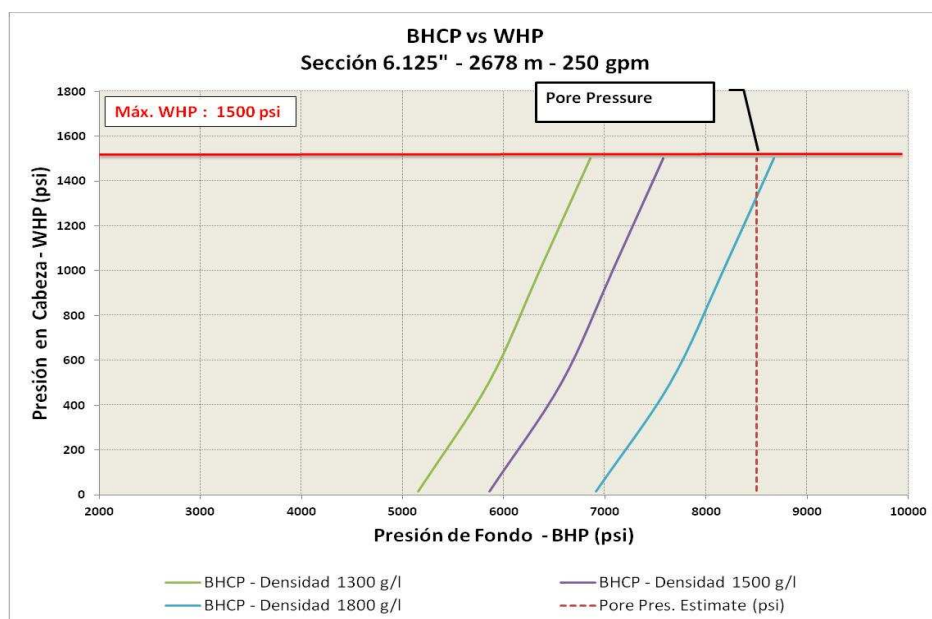


Figura 2. Presiones de Fondo de Circulación (BHCP) para cada combinación de densidad y contrapresión

5. SELECCIÓN DE EQUIPOS

Dispositivo de Control Rotativo (RCD)

Es la herramienta clave de cualquier operación sea UBD ó MPD y su principal función es derivar el flujo del pozo hacia el múltiple de estrangulación (choke manifold) mientras provee un sello entre la sarta de perforación y el pozo. El RCD permite la rotación y movimiento de la sarta, manteniendo el sello efectivo contra la tubería de perforación. Luego del incidente "Macondo", el foco se dirigió hacia una mejora de la seguridad y el control de los dispositivos que actúan como barrera en el pozo. En el caso de los RCD, que son un complemento del fluido de perforación como la primera barrera de control de pozo, representan la primera línea de defensa entre el personal y los fluidos de formación³. Para la certificación de los mismos el American Petroleum Institute desarrolló la Norma 16RCD que provee los estándares para diseño, desempeño, ensayo e inspección específicos para este tipo de dispositivos.

Matriz de Control de Flujo

Los sistemas UBD/MPD no son un reemplazo de los niveles de control convencionales. Los mismos complementan el primer nivel de control de pozo, el fluido de perforación, utilizando equipos y procesos adicionales. La segunda barrera de control continúan siendo las BOPs.

La presión en cabeza de pozo (WHP) y los caudales de flujo de gas y líquido manejables, son utilizadas para determinar la realización de una operación de perforación continua y segura. La matriz de control de flujo define estos parámetros para las operaciones de perforación basándose en el riesgo potencial de la situación. Los factores que determinan la matriz de control de flujo de perforación se muestran a continuación:

1. Un factor de seguridad basado en capacidad máxima de flujo del sistema de separación en superficie.
2. Rango de presión del equipo de control de flujo, tal como válvula HCR, estrangulador, y la línea de flujo primaria o retorno.
3. Tasas de erosión de la línea de flujo en superficie y árbol de estrangulación.
4. Intervalo máximo de servicio para el cabezal rotativo.

		PRESION DE FLUJO EN BOCA DE POZO CON ROTACION		
		0 – 750 psi	750 – 1350 psi	+ 1350 psi
TOTAL GAS FLOW RATE AT SURFACE	0 – 397 m ³ /min (0-14020 scfm)	Manejable	Ajustar el sistema: • Aumentar el régimen de inyección de Líquido • Disminuir back pressure en Superficie	Shut-in on rig's BOP. CIRC. x Rig's CHOKE & GW24
	397 – 635 m ³ /min (14020– 22433 scfm)	Ajustar el sistema para incrementar BHCP: • Aumentar el régimen de inyección de Líquido. • Aumentar back pressure en Superficie.	Ajustar el sistema para incrementar BHCP: • Aumentar el régimen de inyección de Líquido	Shut-in on rig's BOP. CIRC. x Rig's CHOKE & GW24
	> 635 m ³ /min (> 22433 scfm)	Shut-in on rig's BOP.	Shut-in on rig's BOP.	Shut-in on rig's BOP.

Figura 3. Ejemplo de Matriz de Control de Flujo para RCD con rating de 1500 psi en dinámica y separador con capacidad para 635 m³/min

Múltiple de estrangulación

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

Hay que destacar que el sistema de estrangulación, en operaciones MPD o bajo balance es parte del equipo utilizado durante la perforación y no parte del equipo de control de pozo.

Equipo de Separación

Un separador debe ser capaz de controlar y manejar el fluido que retorna del pozo, además de permitir la disgregación de la mezcla de fluidos de retorno del pozo en sus diferentes fases componente (líquidos, sólidos, gases, agua, etc.) por medio de mecanismos internos así como de principios físicos aplicados durante su diseño.

En todas las operaciones Bajo Balance, el sistema de separación que se utilice tiene que ser a la medida de los fluidos esperados del yacimiento.

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

Para los primeros pozos exploratorios en el área se utilizó un separador horizontal presurizado de cuatro fases durante la perforación. Luego, ya en la etapa de desarrollo, se cambió por un separador bifásico atmosférico. Este cambio obedeció tanto a cuestiones económicas (menor costo operativo) como técnicas; al perforar utilizando un lodo base aceite sin la posibilidad de realizar la separación del líquido producido en

superficie, un separador bifásico cumpliría con los mismos requisitos técnico-operativos que un separador de cuatro fases.

Adquisición de datos en superficie

Otro aspecto de importancia en la perforación bajo balance es el continuo monitoreo de los parámetros de perforación para determinar cualquier situación que requiera una acción correctiva con respecto al plan original. Existen cuatro parámetros fundamentales para evaluar el desarrollo de la perforación:

- Presión en cabeza de pozo
- Lectura de la herramienta PWD (Pressure While Drilling)
- Densidad de lodo de perforación
- Balance de Materiales (Balance de Masa).

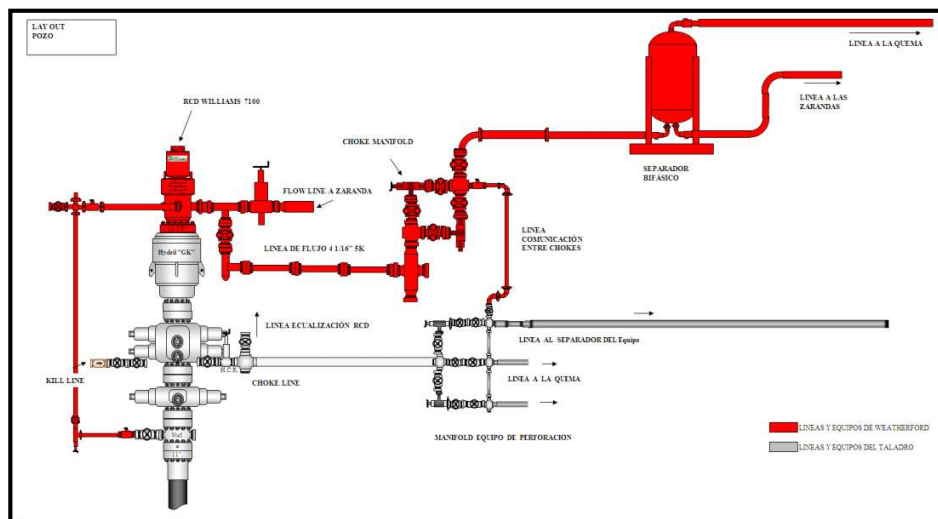


Figura 4. Esquema de Montaje de Equipo UBD/MPD

6. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

Desde el inicio de la perforación, es de suma importancia el monitoreo continuo y control preciso de los parámetros de perforación. A los parámetros convencionales (presión de bomba, caudal, ROP, etc.) hay que sumar los particulares de la perforación con presión controlada: contrapresión (WHP), caudal de fluidos aportados y presión de fondo (BHCP). A medida que se ingresa en una zona sobre-presurizada, los parámetros de perforación comienzan a cambiar por lo que el personal de la compañía de bajo balance debe actuar de manera rápida y precisa para controlar el influjo y continuar la perforación.

La contrapresión aplicada sobre el espacio anular, es una de las componentes fundamentales de esta técnica, para controlar la presión de fondo. Junto con la densidad del lodo y el caudal de inyección forman el conjunto de herramientas que permiten diseñar la estrategia con la que se va a perforar.

Utilizando la técnica de “*Flow-Drilling*”, el caudal de inyección de líquido se encuentra limitado, por: los caudales mínimos requeridos para la limpieza del hueco y por las excesivas pérdidas por fricción, las que ocasionan muy altas presiones de bombeo. Es por ello, que las dos herramientas de control más utilizadas son el peso del lodo y la contrapresión sobre los retornos del pozo.

Ambas son efectivas y cumplen con el propósito de modificar la presión de fondo. Sin embargo, la contrapresión posee la ventaja de que posibilita cambios más rápidos en el perfil de presión de circulación, permitiendo una reacción más rápida ante eventos repentinos en el comportamiento del pozo. La restricción con que se cuenta es: la menor presión entre la máxima presión permitida en superficie de acuerdo a la prueba de integridad de formación y el rating de presión máxima de los equipos de superficie.

Otro aspecto importante relacionado con el control de la BHCP es el uso de PWD. El mismo permite el seguimiento en tiempo real de la presión de fondo brindando información sumamente valiosa para la toma de decisiones. Este dispositivo permite también la confirmación del modelo de flujo de varias fases utilizado en la etapa de planeamiento.

Al inicio de la campaña la utilización del sistema PWD permitió realizar las correcciones necesarias al modelo planteado, logrando reducir la incertidumbre en la simulación del flujo Polifásico en el espacio anular. Este modelo, continua siendo el utilizado en las operaciones actuales donde no se utiliza PWD, para estimar la BHCP a lo largo de todo el proceso de perforación. Esto constituyó un importante ahorro en costos de la operación y a la vez una muestra de la confianza generada por el proceso de Ingeniería llevado a cabo durante el proceso de modelamiento hidráulico de flujo multifásico.

7. CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO

Una de las ventajas de la perforación en bajo balance es la información que deriva del análisis de los datos obtenidos durante la operación.

Para lograr esto es necesario que la operación sea, no solo bien ejecutada, sino que se disponga de los equipos de medición adecuados.

Este análisis no pretende suplantar la información y evaluaciones realizadas durante la perforación convencional sino que se trata de un complemento útil durante la operación.

En primer lugar, al encontrar una zona de presión anormal, es fundamental realizar un cálculo de la presión poral de la formación, de modo de poder determinar si es posible continuar perforando únicamente aplicando contrapresión con el Choke, o si es necesario aumentar la densidad del lodo a un peso previamente calculado.

El cálculo inicial de la presión de formación, se realiza utilizando lecturas de presiones de cierre de tubería de perforación. A pesar de la simpleza de este método, los resultados obtenidos son muy cercanos a los calculados con posterioridad y dan una idea anticipada de la situación antes de continuar con la perforación.

Para identificar los intervalos productores durante la perforación, se monitorea principalmente: la perforabilidad (relación de tasa de penetración / peso sobre la broca, ROP/WOB, útil para la identificación de “*Drilling Break*”); la presión del stand pipe (SPP); la presión en cabeza (WHP); el volumen de los tanques; y las variaciones en la lectura de

gas total. A partir del análisis del conjunto de parámetros es posible evaluar la condición de perforación a lo largo de la construcción de todo el hueco. Es de suma importancia que estos datos sean luego correlacionados con registros convencionales de pozos ya que en muchos casos no todos los “*Drilling Break*” están asociados con zonas de rocas fracturadas.

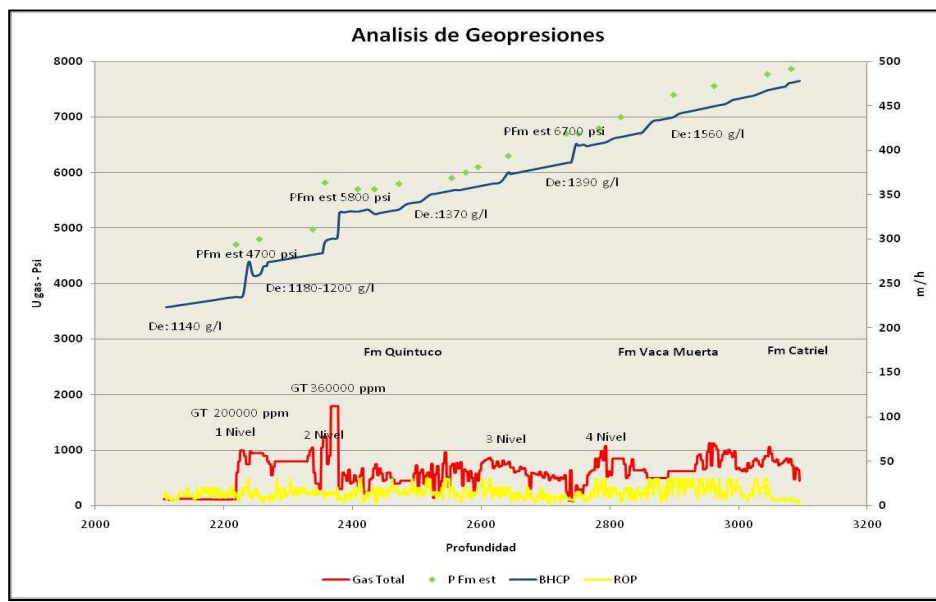


Figura 5. Comparación entre ROP, Gas Total, Presión de fondo y Presión. de Formación Estimada

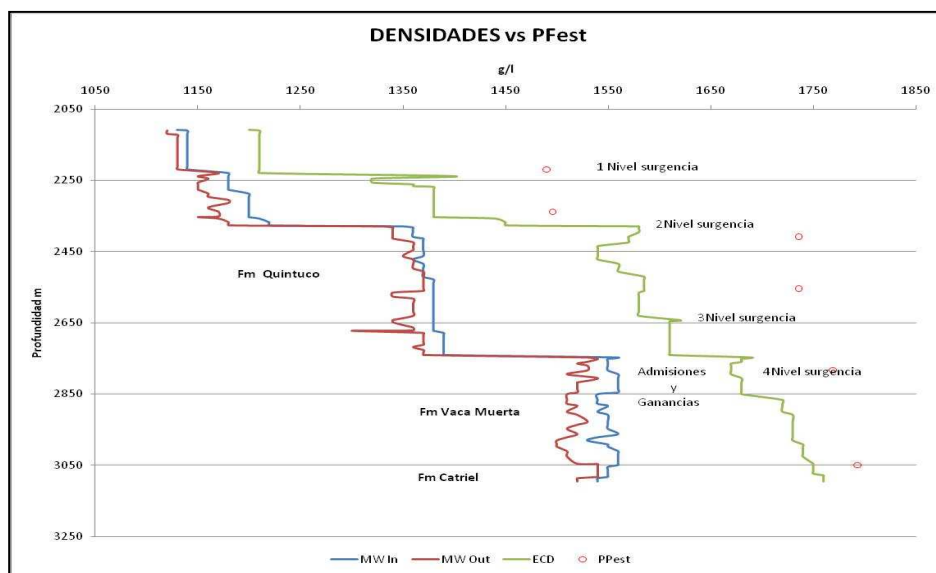


Figura 6. Densidades de entrada y salida, ECD y niveles de surgencia identificados

Otro aspecto que resulta de importancia al momento de evaluar las presiones de formación y la condición de BB, son los build-up de presiones que se realizan durante las

conexiones y paradas de bomba. Cada vez que se corta la circulación, el pozo se cierra aplicando contrapresión, para evitar que fluya sin control durante el tiempo en que este parada la bomba. Esta condición, permite evaluar el grado de Desbalance (UB) y, en el caso de tener PWD en la sarta, determinar la presión de fondo/formación de manera precisa.

Por último, además de la identificación de los niveles productores es posible la medición y evaluación de los fluidos aportados por la formación. Los volúmenes producidos deben mantenerse dentro de los límites manejables por los equipos en superficie y se debe coordinar la logística especial para la evacuación del petróleo producido y la quema del gas separado en los equipos de superficie.

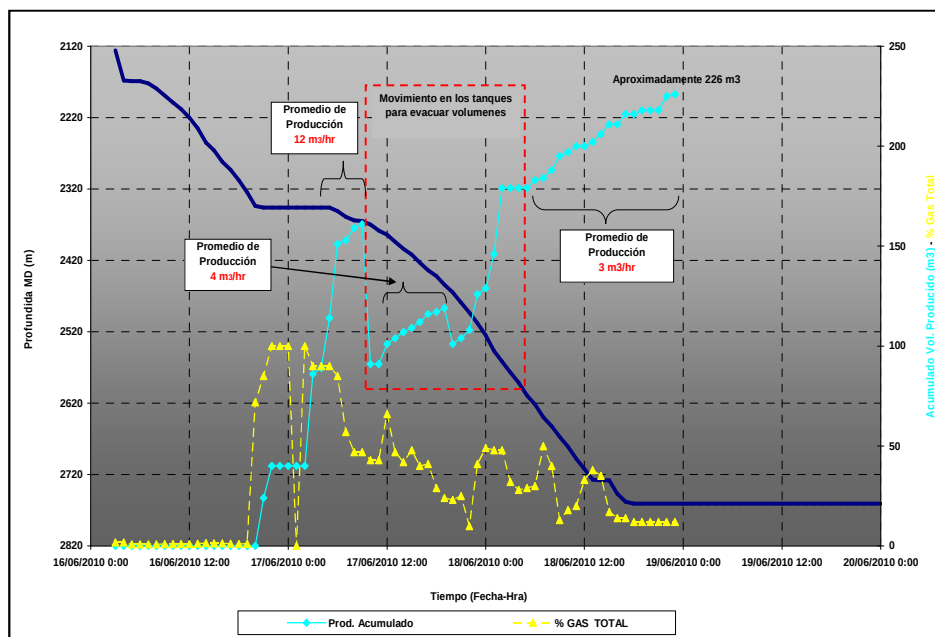


Figura 7. Curva de Avance Vs. Producción Acumulada

8. PROCEDIMIENTOS/PLANES DE ACCIÓN

Un “Kick” puede definirse como un influjo no deseado de fluido de formación hacia el pozo. Sin embargo, cuando se perfora en Bajo Balance el programa de perforación es diseñado con el objetivo de obtener esos influjos desde la formación.

Durante la perforación bajo balance, es necesario anticiparse a estos eventos y monitorear precisamente los parámetros de control para lograr detectar el “kick” a tiempo. Esto permitirá evaluarlo y tomar las medidas de contingencia necesarias para limitar su volumen y continuar perforando de acuerdo a los parámetros establecidos. La detección temprana puede ser la diferencia entre una situación manejable y un descontrol de pozo.

Hay que aclarar, que el pozo se encuentra bajo control en todo momento y puede ser cerrado con seguridad en cualquier instante.

En caso de que las condiciones operativas superen las limitaciones de diseño del equipo UBD/MPD, el pozo deberá ser controlado utilizando los procedimientos convencionales de control de pozos (Well Control).

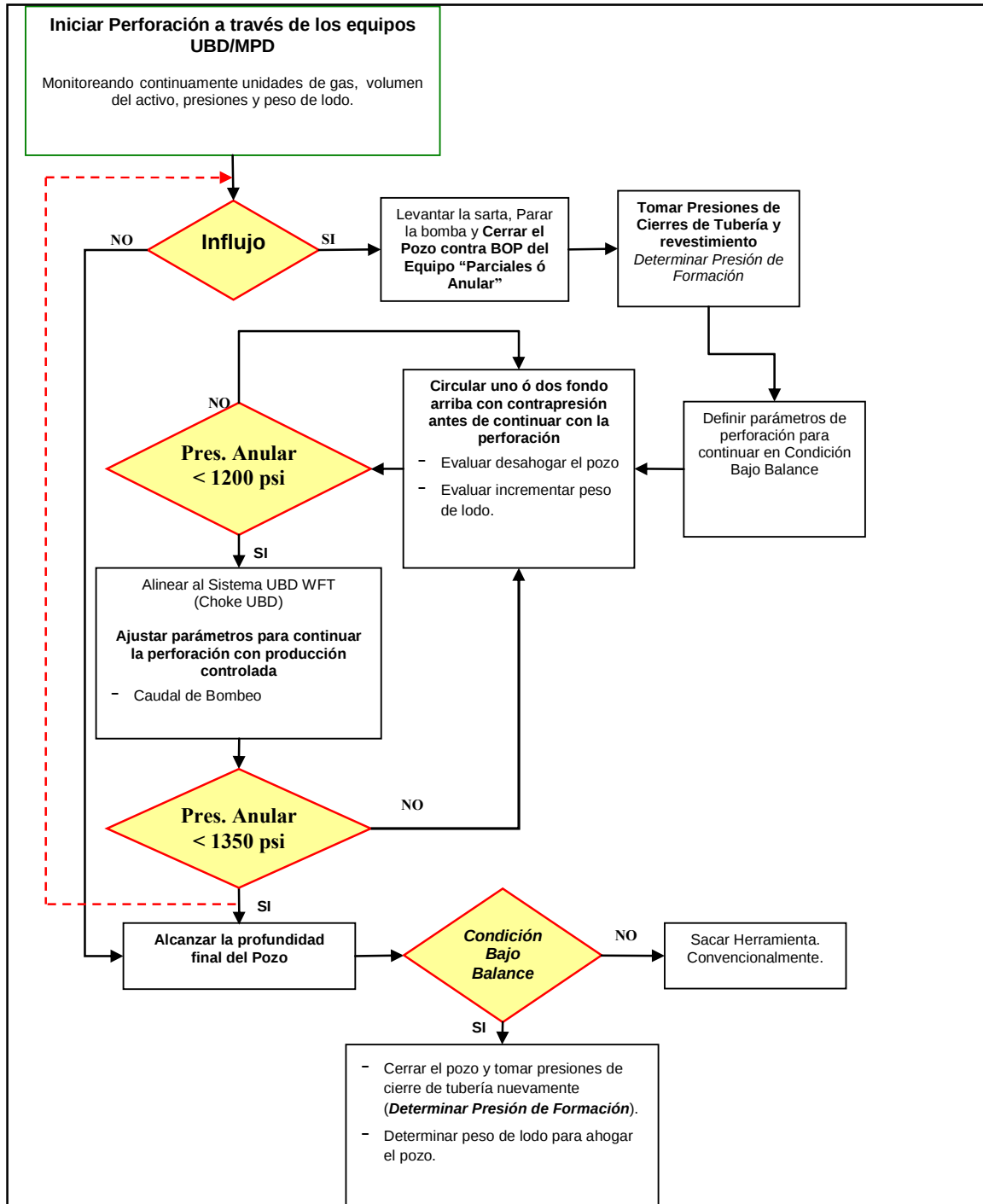


Figura 8. Ejemplo de diagrama de Flujo de Decisiones contemplando márgenes de seguridad en WHP.

Para lograr una operación sin inconvenientes ni tiempos no productivos, se confecciona un programa de lodos y contrapresiones para trabajar de manera pro-activa con respecto a cada una de las zonas de influjo. Esto permite una rápida reacción ante el evento del influjo en si logrando mantener la continuidad durante la perforación. En la figura 8. se puede observar una curva de avance continua gracias al trabajo pro-activo en la detección de influjos de formación.

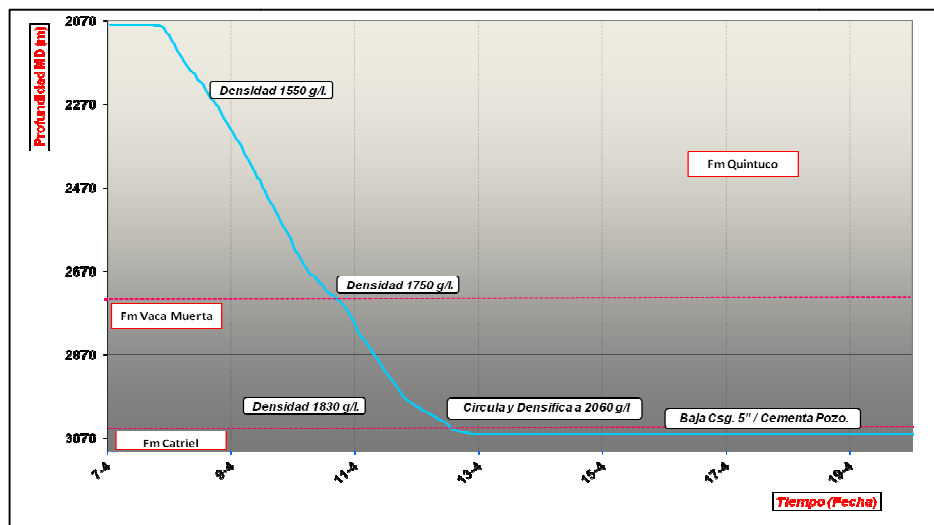


Figura 9. Curva de Avance

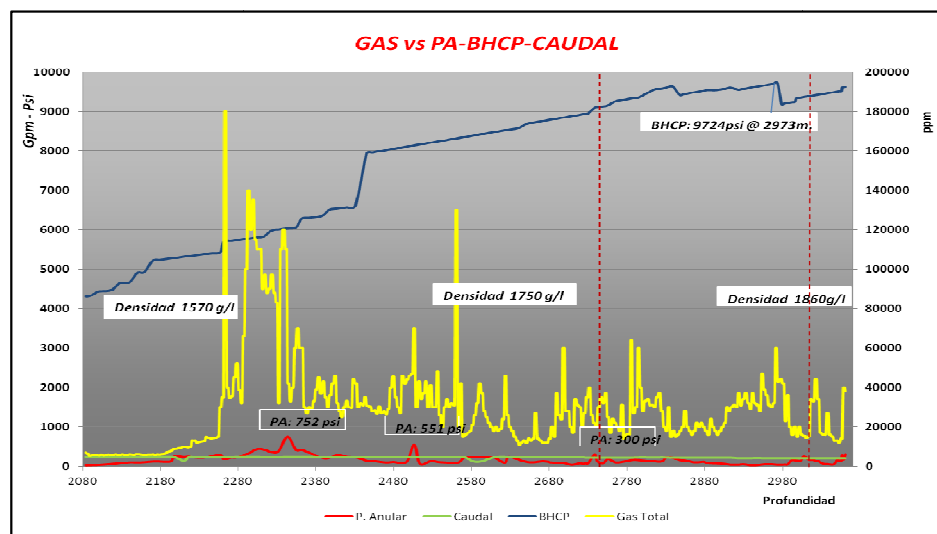


Figura 10. Parámetros de perforación

9. ANÁLISIS DE TIEMPOS DEL POZO

Una vez finalizada la etapa de perforación UBD/MPD se realiza un análisis de tiempos con el objetivo de determinar la distribución de los mismos en las distintas actividades durante el desarrollo de la perforación.

A continuación se presenta una comparación entre cuatro escenarios de pozos distintos ocurridos en esta campaña de perforación UBD/MPD.

Descripción de Actividades

Pozo 1: Perfora hasta profundidad final, circula densidad de ahogo sin poder matar el pozo. Saca Herramienta hasta el zapato y realiza ensayo de producción para descomprimir el pozo. Finalizado el ensayo, vuelve al fondo del pozo, realiza el ahogo, entuba Casing de 5" y cementa. Desmonta Equipos UBD/MPD.

Pozo 2: Perfora hasta profundidad final, circula y ahoga el pozo. Entuba Casing de 5" y cementa. Desmonta Equipos UBD/MPD.

Pozo 3: Perfora hasta profundidad final, circula y ahoga el pozo. Desmonta Equipo UBD. Completación Open Hole.

Pozo 4: No alcanza profundidad final programada. Saca herramienta con unidad de Snubbing. Desmonta Equipos UBD. Completación Open Hole.

Actividad	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4
<i>Perforando</i>	23.00%	39.80%	63.90%	31.00%
<i>Circulando</i>	18.00%	13.40%	11.60%	13.00%
<i>Viajes</i>	14.00%	10.00%	10.40%	11.40%
<i>Ensayo</i>	22.00%			
<i>Armando BHA&Tubería</i>	1.00%	1.00%	1.20%	4.40%
<i>Flow Check</i>	1.00%	0.70%	0.25%	2.00%
<i>Pozo Cerrado</i>	5.00%	6.00%	3.00%	14.60%
<i>Descomprime pozo</i>	2.00%	4.70%		
<i>Entuba Casing</i>	6.00%	9.70%		
<i>Registros</i>	1.00%		1.30%	1.30%
<i>Cabeza Rotativa</i>	1.00%	0.70%	1.00%	1.10%
<i>Rotando cemento</i>	1.00%	1.00%	1.75%	1.20%
<i>Cementación</i>	2.00%	10.70%		
<i>Conexión</i>	1.00%	1.30%	2.00%	0.30%
<i>Snubbing y Pinza [Rig Up & Repair]</i>				14.30%
<i>Otros</i>	2.00%	1.00%	3.60%	5.40%
Horas Totales	329	293	230	281
Metros Perforados	953	980	972	592

Tabla 1. Comparación de tiempos

Al analizar los tiempos del en el **Pozo 1** se puede observar que, si bien se logra entubar y cementar satisfactoriamente, el tiempo de ensayo y descompresión de pozo representa un 22% de la operación; a la vez que los tiempos de viaje y circulación se ven aumentados al tener que volver a realizar un cambio de fluido para ahogar el pozo finalizado el ensayo.

En el **Pozo 2** también se alcanza la profundidad final, sin embargo, se observa un alto porcentaje de tiempo correspondiente a la cementación. Esto se debió a la necesidad de realizar una segunda cementación luego de que al cerrar el pozo finalizada la primera cementación se detectara un aumento de presión y desplazamiento de fluido del pozo.

Comparando con el caso **Pozo 3**, vemos un menor tiempo de perforación para llegar a la profundidad final y la posibilidad de poner el pozo en producción inmediatamente después de desmontar el equipo; para intervenirlo luego de que las presiones hayan disminuido para entubar y estimular en caso de que sea necesario.

Por último en el **Pozo 4** se observa un caso en el que las presiones de formación encontradas no permitieron continuar con la perforación. Vemos elevados tiempos de pozo cerrado correspondientes a los tiempos de preparación de lodo. También altos porcentajes de tiempos correspondientes a montaje de la Unidad de Snubbing y viajes de tubería con presión.

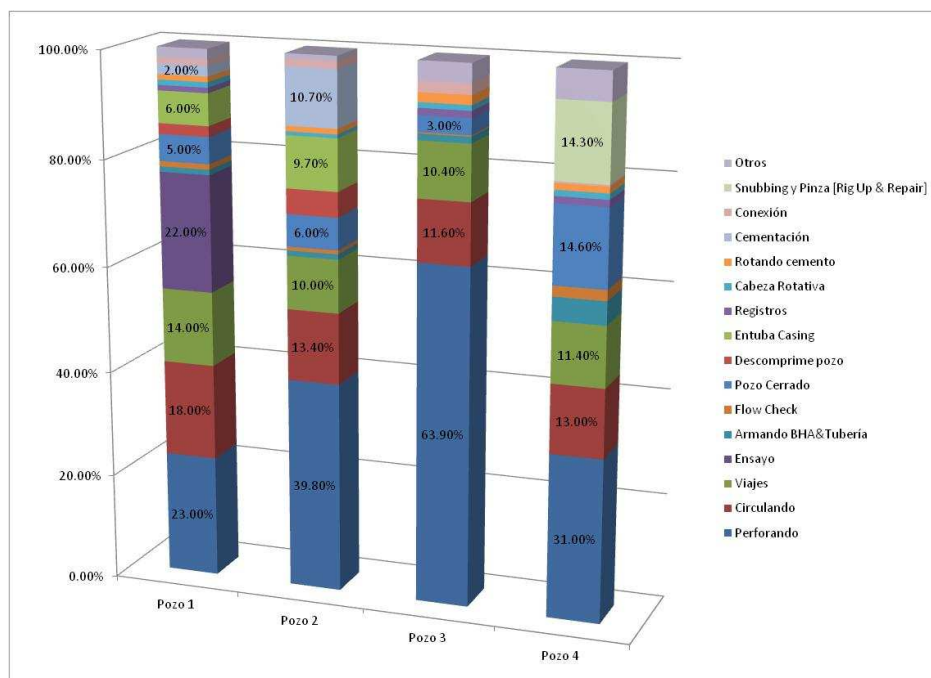


Figura 11. Comparación de tiempos

Es importante destacar que la utilización de la técnica UBD/MPD permitió en los **pozos 1, 2 y 3** mantener una continuidad en la perforación logrando alcanzar la profundidad programada. En el **pozo 4**, si bien no se alcanzó la profundidad final programada, gracias al equipo de superficie instalado fue posible realizar la maniobra de “stripping out” con presión anular utilizando el dispositivo de control rotativo hasta alcanzar la profundidad para montar la unidad de Snubbing.

En todos los casos se logró una evaluación en tiempo real del reservorio y se eliminaron los NPT relacionados con pegados de tubería por presión diferencial y pérdidas de circulación.

10. LECCIONES APRENDIDAS

- El trabajo pro-activo y la identificación de los niveles de surgencia y sus respectivas presiones de formación permite elaborar un programa de densidad de lodo y contrapresión, anticipándose a los influjos con el fin de obtener menos NPT y disminuir los rangos de presiones que se manipulan en el RCD, brindando más seguridad.
- Es de suma importancia que cuando se presente un influjo se siga con la operación de acuerdo al procedimiento planteado en la propuesta operativa.
- El trabajo en equipo y la comunicación continua y fluida entre todas las compañías es fundamental para lograr alcanzar los objetivos planteados con calidad y seguridad.

11. CONCLUSIONES

Para finalizar, es importante destacar que la utilización del equipamiento UBD/MPD brindó en todos los casos mayor seguridad al personal en locación durante la perforación al mantener un circuito cerrado de circulación y desviar el gas en superficie hacia la fosa de quema.

Después de tres (3) años de trabajo en esta Campaña de 42 pozos perforados, se puede decir que la tecnología de UBD/MPD se ha aplicado como una herramienta adecuada para el desarrollo de este tipo de yacimientos en los cuales se maneja una incertidumbre relativa a la presión de poro a encontrar en cada nueva localización. Por dichas características específicas, se ha logrado un impacto positivo en los tiempos operativos y por ende en el costo de los pozos. Lo que queda ahora es pasar a una fase de Optimización que contemple las propuestas que se detallan a continuación.

Para futuras operaciones, es necesario evaluar la posibilidad de mejorar mediciones de flujo en superficie e implementar un sistema de choke automático / semiautomático para obtener un mejor control sobre BHCP aplicada y una reacción más rápida ante un influjo (sin necesidad de cerrar el pozo).

También se debe considerar la implementación de nuevas tecnologías como válvulas de aislamiento de fondo en pozos dirigidos y con altas presiones esperadas, para reducir los

tiempos de viaje para cambio de BHA y evitar las maniobras con la Unidad de Snubbing. A su vez, permitirían la realización de operaciones de toma de testigos corona y/o perfiles eléctricos sin la necesidad de ahogar el pozo.

Por último, es importante trabajar en el desarrollo de un programa de cementación en MPD con el fin de evitar los inconvenientes ocasionados por las altas densidades de ahogo necesarias para la operación de entubación y cementación del pozo.

12. AGRADECIMIENTOS

El autor agradece a Weatherford por la autorización para realizar y presentar el trabajo. También a Eduardo Durán y Alfredo Kaintz por su lectura crítica.

13. GLOSARIO

UBD: Perforación Bajo Balance (Underbalance Drilling).

MPD: Perforación con manejo de presiones (Managed Pressure Drilling).

ECD: Densidad equivalente de circulación (Equivalent Circulating Density).

ROP: Tasa de penetración (Rate of penetration).

BHCP: Presión de circulación de fondo (Bottomhole Circulating Pressure).

NPT: Tiempos no productivos (Non-productive time).

WHP: Presión en cabeza de pozo/Contrapresión (Wellhead Pressure).

RCD: Dispositivo de control rotativo (Rotating Control Device).

PWD: Dispositivo que permite medir la presión anular durante la perforación (Pressure While Drilling).

Snubbing: Operación de sacar/meter la tubería dentro de un pozo con presión.

14. REFERENCIAS

1. UBD & MPD Glossary, IADC, Enero 2008
2. Well Classification System for Underbalanced Operations and Managed Pressure Drilling, IADC, Marzo 2005
3. Underbalanced Drilling Operations API Recommended Practice 92U, API, 2008
4. Underbalanced Drilling Manual, Gas Research Institute, 1997