

El presente trabajo muestra la experiencia técnico-operativa de todo el proceso realizado entre 2009 y 2012, empleando los métodos de perforación Bajo Balance y *MPD (Managed Pressure Drilling)*, en pozos perforados durante los últimos 3 años en el ámbito de la Cuenca Neuquina, con distintas herramientas y procesos.

Experiencias en perforación bajo balance/mpd, en Cuenca Neuquina

Por **Juan Ignacio Hechem** (Weatherford International)

Se define la “perforación bajo balance” (*UBD*, por su nombre en inglés *Under Balanced Drilling*), como la operación de perforación en donde la presión ejercida por el fluido de perforación (en condición estática y/o dinámica) ha sido diseñada intencionalmente para ejercer menor presión sobre la formación que la presión de los fluidos contenidos dentro de esta o 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 o puede inducirse esta situación, por medio de la inyección de un gas (aire, gas natural o N_2) 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*). (Ver el glosario al final de la nota).

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.

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*) / Manejo 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*) óptima, 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 o validar presiones.
- Reducir tiempos y costos en la construcción del pozo.

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*.

Condición 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, etcétera).
- 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.

Dado que 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 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.

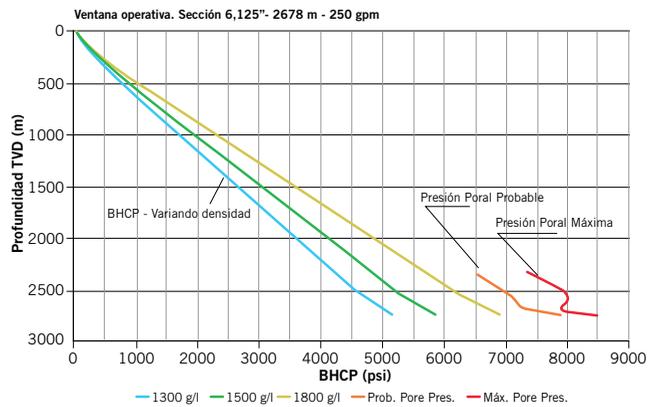


Figura 1. Ventana Operativa a la profundidad de 2.678 m. Evaluación de distintas densidades.

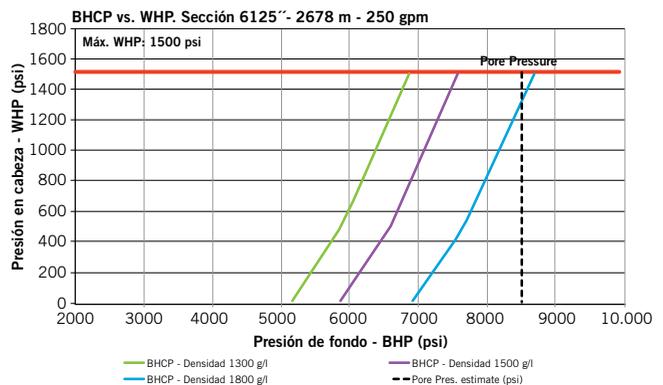


Figura 2. Presiones de Fondo de Circulación (*BHCP*) para cada combinación de densidad y contrapresión.

Selección de equipos

Dispositivo de Control Rotativo (*RCD*)

Es la herramienta clave de cualquier operación, sea *UBD* o *MPD*, y su principal función es derivar el flujo del pozo hacia el múltiple de estrangulación (*choke manifold*), mientras provee un sello entre la sarta de perforación y el pozo. El *RCD* permite la rotación y movimiento de la sarta, manteniendo el sello efectivo contra la tubería de perforación.



Soluciones Integradas para Perforación y Producción



Ingeniería Aplicada para
Optimizar su Costo Operativo

Cummins Argentina • Bolivia • Paraguay • Uruguay

Buenos Aires
Tel: +54 (11) 4736 6400

Neuquén
Tel: +54 (0299) 4771719

consultas@cummins.com
www.cummins.com.ar



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 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:

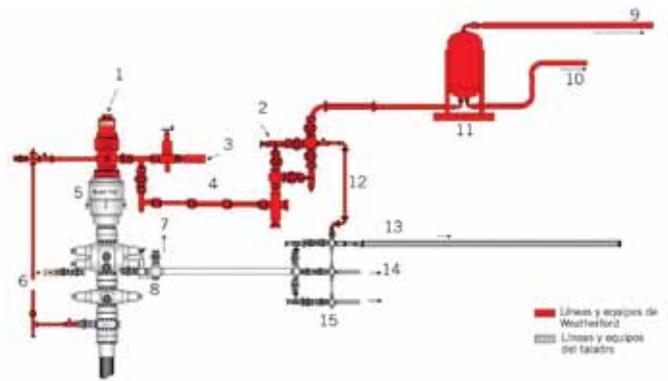
1. Un factor de seguridad basado en capacidad máxima de flujo del sistema de separación en superficie.
2. Rango de presión del equipo de control de flujo, tal como válvula HCR, estrangulador, y la línea de flujo primaria o retorno.
3. Tasas de erosión de la línea de flujo en superficie y árbol de estrangulación.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

Múltiple de estrangulación

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

		Presión de flujo en boca de pozo con rotación		
		0 - 750 psi	750 - 1350 psi	+ 1350 psi
Caudal total de flujo de gas en superficie	0 - 397 m ³ /min. (0-14020 scfm)	Manejable	Ajustar el sistema: * Aumentar el régimen de inyección de líquido. * Disminuir <i>back pressure</i> en superficie.	Cierre del BOP del equipo. CIRC. x Rig's CHOKE & GW24
	397 - 635 m ³ /min. (0-14020-22433 scfm)	Ajustar el sistema para incrementar BHCP: * Aumentar el régimen de inyección de líquido. * Aumentar <i>back pressure</i> en superficie.	Ajustar el sistema para incrementar BHCP: * Aumentar el régimen de inyección de líquido.	Cierre del BOP del equipo. CIRC. x Rig's CHOKE & GW24
	< 635 m ³ /min. (< 22433 scfm)	Cierre del BOP del equipo.	Cierre del BOP del equipo.	Cierre del BOP del equipo.

Figura 3. Ejemplo de matriz de control de flujo para RCD con rating de 1.500 psi en dinámica y separador con capacidad para 635 m³/min.



1. RCD Williams 7100.
2. Choke Manifold.
3. Flow Line a zaranda.
4. Línea de flujo 4 1/16" 5K.
5. Hydrill "CK".
6. Kill Line.
7. Línea Ecuilización RCD.
8. Choke Line.
9. Línea a la quema.
10. Línea a las zarandas.
11. Separador bifásico.
12. Línea comunicación entre chokes.
13. Línea al separador del equipo.
14. Línea a la quema.
15. Manifold equipo.

Figura 4. Esquema de montaje de equipo UBD/MPD.

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, etcétera), por medio de mecanismos internos así como de principios físicos aplicados durante su diseño.

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

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

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 cumplía 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

Sabemos controlarlo. Podemos prevenirlo.



Más de veinte años de Servicios Comprobados en el **Control de Blowouts y Firefighting** a nivel internacional con Especialistas, herramientas y equipamiento propio.

Unido a una larga experiencia, potenciada con una capacitación permanente, nos permite presentar el **Programa Risk Management SAFE WELL**, para trabajar en la prevención de estas contingencias.

Única Compañía Nacional con trayectoria Internacional en Well Control Services, las 24 hs.

Risk Management SAFE WELL Program

RIG AND WELLHEAD INSPECTIONS & AUDITS:

- Relevamientos de Equipos Torre.
- Rig High Pressure Well Control Equipment.
- Inspecciones a Bocas de Pozos.
- Auditorias de Simulacros de Surgencias en Equipos Torre.

BLOWOUT CONTINGENCY PLANS - BOCP

- Actualizaciones, confecciones y seguimientos
- Introducción del DIRECTORIO DE SERVICIOS Y EQUIPAMIENTOS PARA BLOWOUTS.
- Training para optimizar estos recursos.

TRAINING:

- Lockwood es acreditado por WellCAP de la IADC, para dictar los Cursos de Well Control.



© AB

Ing. Luis A. Huergo 2914
PIN - Oeste
Q8302SJR - Neuquén - Argentina
Tel.: (+54) 0299 - 4413782/4413785/4413885
Fax: (+54) 0299 - 4413832
www.lockwood.com.ar
informes@lockwood.com.ar



LOCKWOOD

La satisfacción del saber hacer

COMMITTED TO PREVENT ENERGY LOSS

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*)

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*, etcétera), 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 continúa 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 desarrollo del modelamiento hidráulico de flujo multifásico.

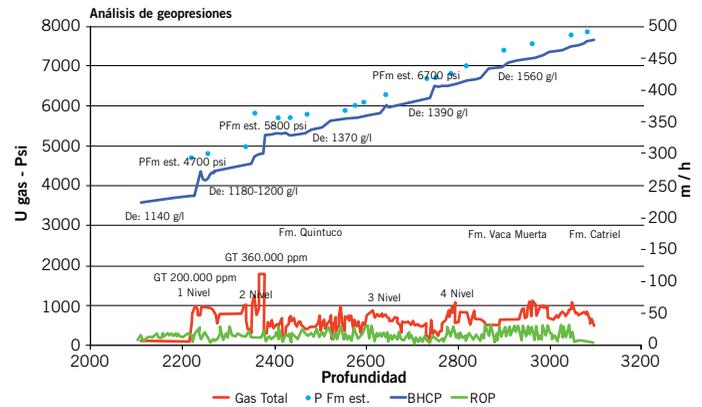


Figura 5. Comparación entre *ROP*, Gas Total, Presión de fondo y Presión de formación estimada.

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*”;

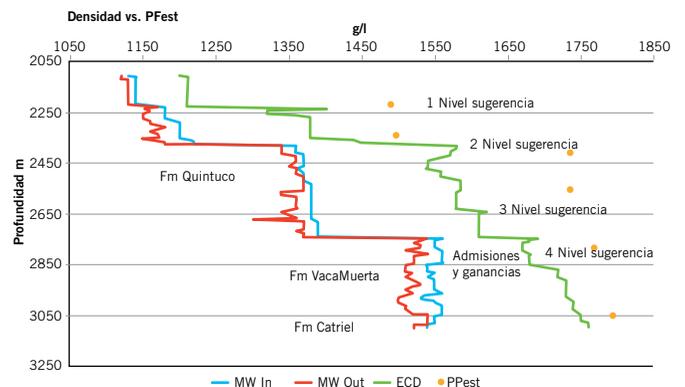


Figura 6. Densidades de entrada y salida, *ECD* y niveles de surgencia identificados.



Estructuras metálicas:

Las estructuras se calculan de acuerdo al pedido o necesidades del cliente, estudiándose cada situación en particular por nuestro grupo de ingenieros.



Esta sección cuenta con una importante flota de vehículos propios, destacándose desde plataformas elevadizas y camiones con grúas, hasta una grúa torre de 36 mts. de alto.

Las estructuras se realizan en acero inoxidable o de acero al carbono y son entregadas galvanizadas en caliente o pintadas.

Pueden ser del tipo reticulado o alma llena, empleando cualquiera de los distintos tipos de perfiles encontrados en el mercado, ya sean laminados, conformados o plegados.

Piletas de acumulación para perforación:

Pileta sobre patín:

- Capacidad de 60 o 70 m³.
- Manifold diseñados de acuerdo a la necesidad del cliente.
- Tratamiento superficial interior: Arenado + Pintura Epoxi.
- Tratamiento superficial exterior: Arenado + Pintura Epoxi + Pintura Poliuretánica.
- Indicador de nivel.
- Bocas de acceso superior y laterales.
- Escalera interior y exterior.
- Barandas tubulares rebatibles.

Pileta auto transportable:

- Capacidad de 80 m³ o 500 BBL.
- Sistema hidráulico integrado para izaje frontal.
- Manifold diseñados de acuerdo a la necesidad del cliente.
- Tratamiento superficial interior: Arenado + Pintura Epoxi.
- Tratamiento superficial exterior: Arenado + Pintura Epoxi + Pintura Poliuretánica.
- Indicador de nivel.
- Bocas de acceso superior y laterales.
- Escalera interior y exterior.
- Barandas tubulares rebatibles.



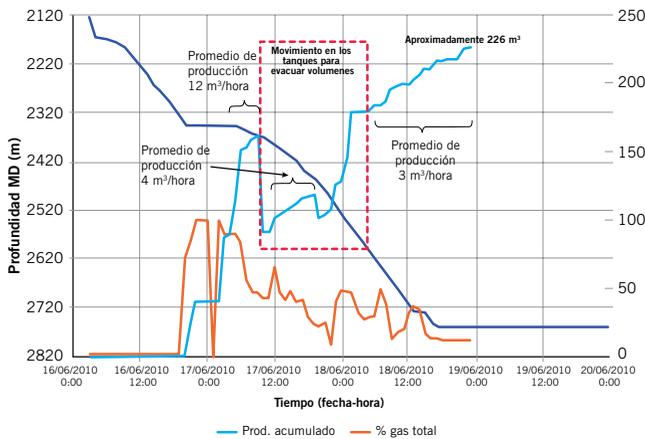


Figura 7. Curva de avance vs. Producción acumulada.

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.

Otro aspecto que resulta de importancia al momento de evaluar las presiones de formación y la condición de BB, son los *build-up*, depresiones 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 esté 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.

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.

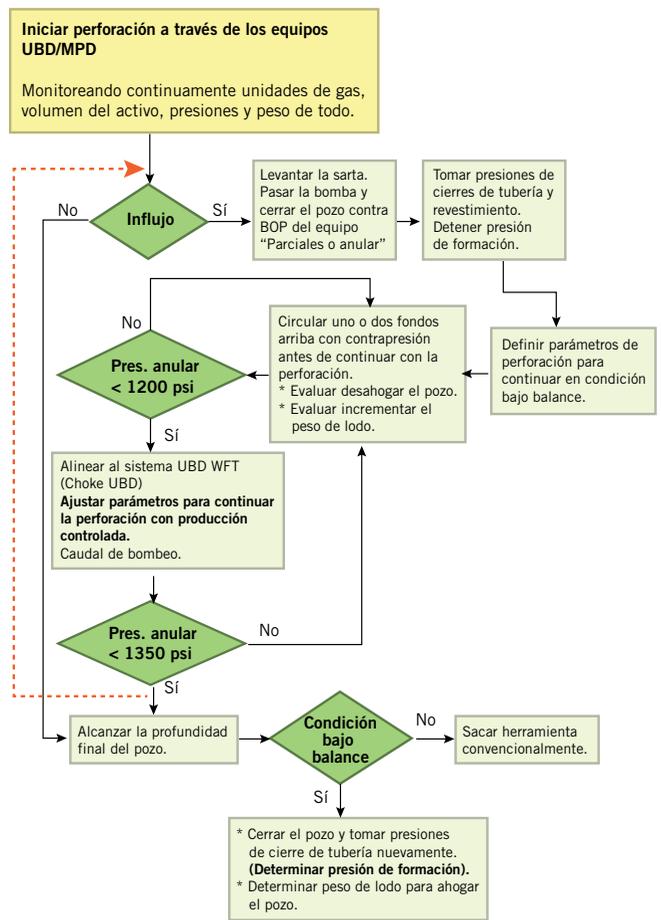


Figura 8. Ejemplo de diagrama de Flujo de decisiones contemplando márgenes de seguridad en WHP.

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*).

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 sí logrando mantener la continuidad durante la perforación.

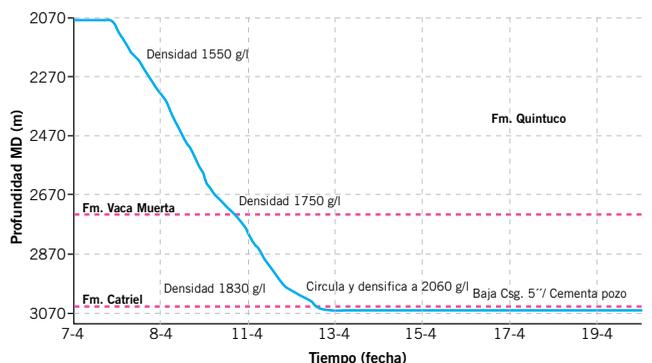


Figura 9. Curva de avance.

Los productos que más protegen
a los argentinos se producen
en **Argentina**.



3M SIGUE CRECIENDO Y CUIDANDO A LOS ARGENTINOS.

- Con más de 60 años y una amplia experiencia produciendo en el país, comenzamos a fabricar anteojos y cascos de seguridad de última generación en nuestras plantas industriales.
- A través de la Secretaría de Minería de la Nación obtuvimos la homologación como Proveedor Minero Nacional.
- Inauguramos el Centro de Innovación y Desarrollo de Tecnologías, nuevo polo de conocimiento e investigación para la Argentina.

Proveedor
Minero
Homologado



Evaluated por



El poder para proteger tu mundo.
www.3m.com.ar/seguridadeneltrabajo



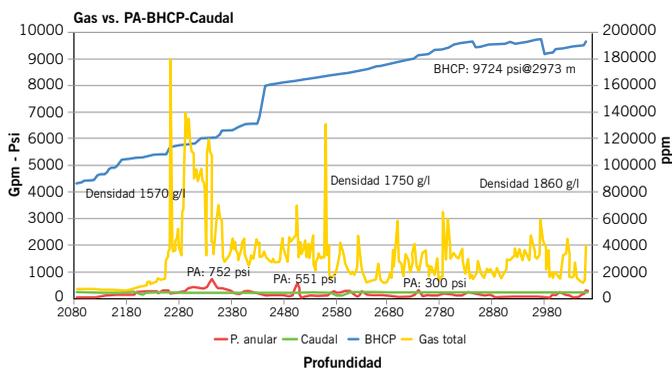


Figura 10. Parámetros de perforación.

En la figura 8 se puede observar una curva de avance continua, gracias al trabajo proactivo en la detección de influjos de formación.

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.

Al analizar los tiempos 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.

Actividad	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4
Perforando	23.00%	39.80%	63.90%	31.00%
Circulando	18.00%	13.40%	11.60%	13.00%
Viajes	14.00%	10.00%	10.40%	11.40%
Ensayo	22.00%			
Armando BHA&Tubería	1.00%	1.00%	1.20%	4.40%
Flow Check	1.00%	0.70%	0.25%	2.00%
Pozo cerrado	5.00%	6.00%	3.00%	14.60%
Descomprime pozo	2.00%	4.70%		
Entuba casing	6.00%	9.70%		
Registros	1.00%	1.30%	1.30%	
Cabeza rotativa	1.00%	0.70%	1.00%	1.10%
Rotando cemento	1.00%	1.00%	1.75%	1.20%
Cementación	2.00%	10.70%		
Conexión	1.00%	1.30%	2.00%	0.30%
Snubbing y Pinza (Rig yp & Repair)	14.30%			
Otros	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.

Comparando con el caso del **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.

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.

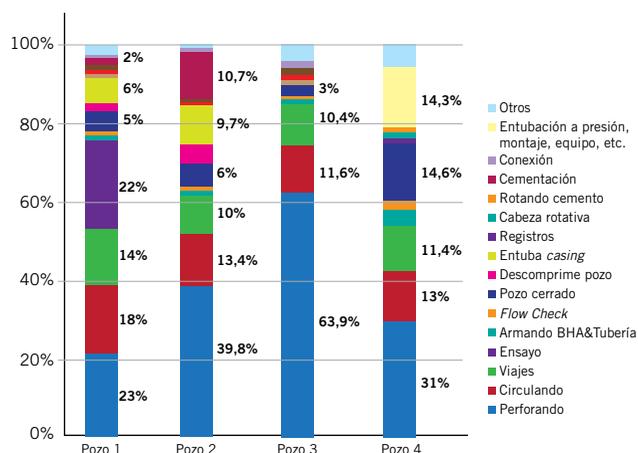
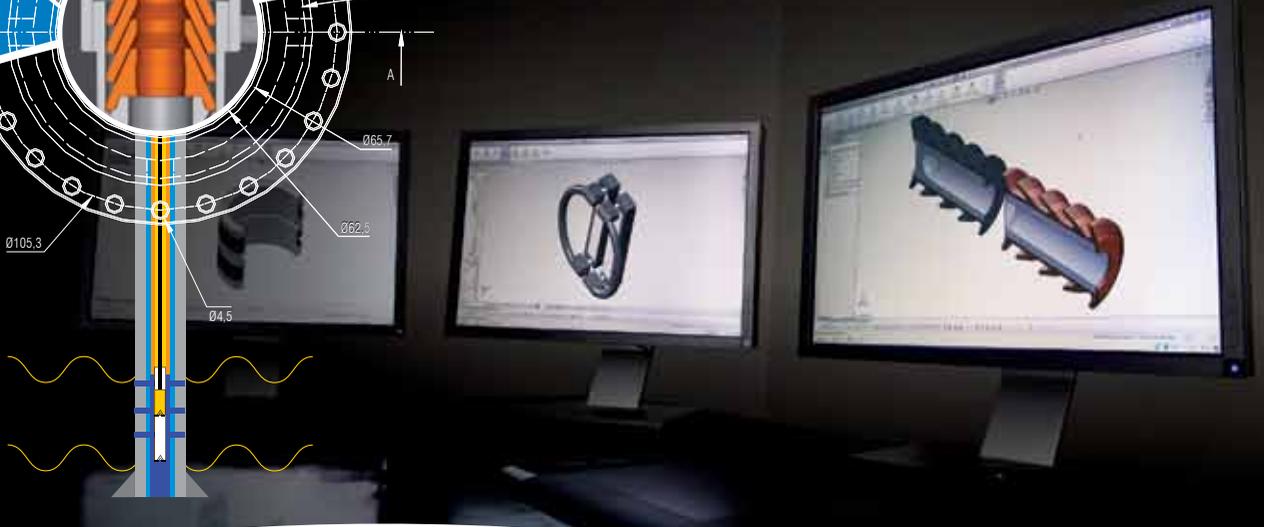
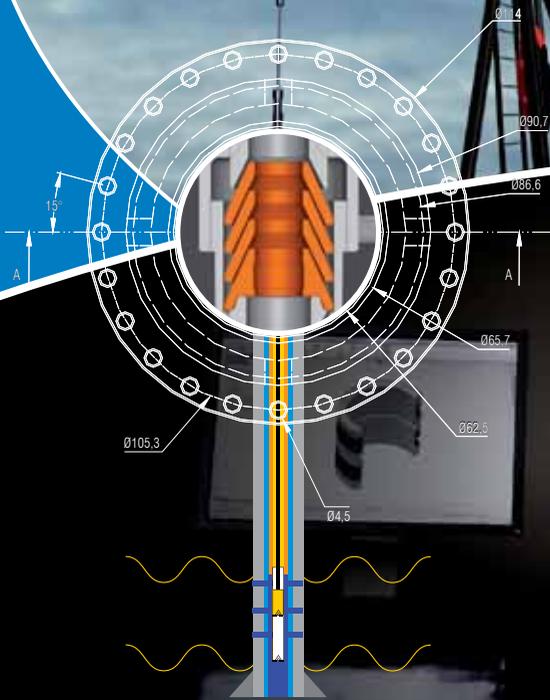


Figura 11. Comparación de tiempos.

Ingeniería en Elastómeros
para mejorar su productividad.

www.logos.pablomagne.com.ar



Bivortek Ingeniería®

Bivortek Ingeniería® es una nueva marca que identifica la excelencia de nuestro Departamento de Ingeniería en Elastómeros.

Bivortek Ingeniería® es símbolo de innovación, tecnología y esfuerzo conjunto; representa el desempeño de calificados profesionales e ingenieros que lideran programas de investigación, diseño y desarrollo de productos técnicos de caucho pensados para brindar a nuestros clientes el beneficio de la mejora continua aumentando la seguridad, confiabilidad y productividad de las operaciones petroleras en la Argentina y en el mundo.



Centro de atención al cliente
+54 11 4554 8838
www.bivort.com.ar

 **Bivort®**
RUBBER TECHNICAL PRODUCTS



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.

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 cua-

les se maneja una incertidumbre relativa a la presión de pozo 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. ■

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.

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.

Referencias

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



SERVIUR

tratamiento de aguas y efluentes

Cuidar el **agua**
es proteger la **industria**

Desarrollamos tecnologías para el tratamiento
y reuso de agua y efluentes en **Oil & Gas**

TRATAMIENTO DE AGUA INDUSTRIAL

TRATAMIENTO DE AGUA POTABLE

TRATAMIENTO DE EFLUENTES INDUSTRIALES

TRATAMIENTO DE EFLUENTES DOMÉSTICOS

TRATAMIENTO DE AGUAS DE FRACTURAS



ORGANISMO
DE LA CALIDAD

REGISTRO
N.º 100000000

REGISTRO
N.º 100000000

REGISTRO
N.º 100000000



Serviur S.A.

Amenábar 1247, Piso 1,
C1426AJU Buenos Aires

Tel. Fax: 54 11 4786-3888 L.Rot.

www.serviur.com · Info@serviur.com

