



Concepto para manejo de presiones anormales de formación durante la perforación de reservorios no convencionales

Por **Sergio Costa** y **Mario Serrano** (Halliburton)

La búsqueda del recurso energético en las nuevas fronteras no convencionales impone retos y desafíos al ingenio, para sortear las situaciones de dificultad que el concepto de exploración lleva intrínseco. Esto, aplicado a los conceptos de manejos de presiones, hace pensar en que nuevos problemas requieren de nuevas soluciones.

La perforación de un pozo exploratorio de *shale gas* durante su etapa de planeación no exigía retos mayores; se tenía información *offset* de presiones normales y densidades de control del orden de 9.2 lbpg. El estado mecánico propuesto es como sigue:

| | |
|-------------|--------------------------|
| Hueco 17 ½" | Casing 13 3/8" a 365 ft. |
| Hueco 12 ¼" | Casing 9 5/8" a 3883 ft. |
| Hueco 8 ½" | Liner 7" a 7500 ft. |

La perforación de las dos primeras etapas se desarrolló sin problemas con densidad de fluido de 9.3 lbpg, llegando a las profundidades programadas en los tiempos planea-

dos; sin embargo, el revestimiento de 9 5/8" no llegó a fondo y quedó pegado por aprisionamiento y con circulación parcial a 3503 ft, es decir, 380 ft antes de la profundidad final, donde se decide cementar y continuar con la perforación de la siguiente etapa. La densidad del cemento utilizado fue de 16.2 lbpg.

Al romper el zapato de 9 5/8", limpiar el cemento restante del pozo abierto y perforar 7 ft de formación nueva, se observan todos los síntomas de una surgencia del pozo: incremento de volumen de tanques, cambios de presión de circulación, presencia de gas hidrocarburo en los sensores, etcétera, haciendo necesario un cierre suave y midiendo presiones en cabeza de 75 psi, que equivale a una densidad de ahogado de 9.7 lbpg aproximadamente. Se incrementó la densidad del sistema a 9.9 requerido, controlando inicialmente el influjo de gas, pero observando volumen de derrumbes en las zarandas del orden de 8 bbl/hr y con nuevos intentos de aprisionamiento, evidenciados por inestabilidad de la presión de bombeo, torque errático y arrastre de 20K a 42K lbs simultáneo; con presencia del gas incrementando en los sensores, se decide incrementar la densidad del fluido y circular el pozo monitoreando el volumen de gas y derrumbes. Los incrementos de densidad fueron fijados en concordancia con la observación de resultado durante las circulaciones. Las densidades fueron siendo incrementadas paulatinamente desde 9.3 lbpg hasta 14.2 lbpg, realizadas con un caudal de 450 gpm. El tiempo total invertido en este proceso de control de pozo fue de 27 días, y el porcentaje de gas varió desde un máximo de 26.9% hasta 0.9% en una secuencia que no correspondía a la lógica, pues con incrementos sucesivos de densidad se obtenían también incrementos del contenido de gas.

En este punto, se bajó un liner de 7" de sacrificio para aislar la zona problemática, pues con los incrementos de densidad impuestos y el tiempo de envejecimiento de la sección, se teme que el problema de inestabilidad continúe o empeore.

Se continúa con la perforación, ahora en un diámetro de 6" y con una densidad de 9.7 lbpg observando pérdidas totales de circulación, se reduce la densidad a 9.3 lbpg y se continúa perforando, con adición de materiales LCM hasta llegar a la profundidad de 7080 ft, observando pérdidas parciales controladas y presencia de gas de viaje en 3 carreras cortas, gas que llegó al 10% (v/v = volumen de

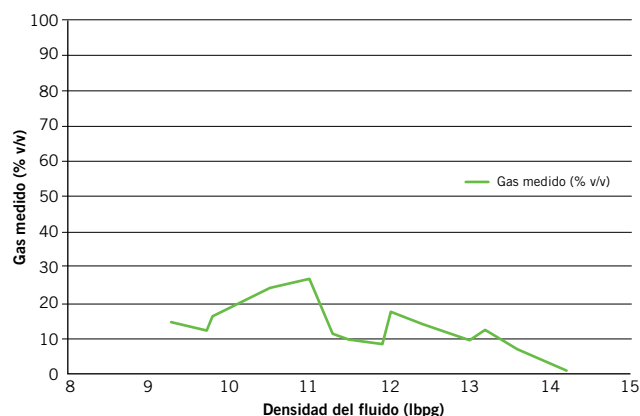


Figura 1. Contenido de gas en el fluido cuando se incrementaba la densidad del sistema.

gas vs. volumen de inyección) y la densidad de fluido al finalizar la perforación fue de 9.5 lbpg. Durante los viajes de acondicionamiento para toma de registros y correr revestimiento se observó derrumbes hasta 5 bbl/hr, pérdidas parciales de circulación y gas de viaje.

En la búsqueda de la estabilidad del pozo para las corridas de registros y revestimiento, se hizo el diseño de manejo de presiones para controlar los derrumbes y el gas presente con una densidad final de 10.6 lbpg, llegando a obtener retornos parciales de fluido con el correcto sello de las microfracturas y la reducción de la densidad equivalente de circulación en relación con la densidad en superficie del fluido.

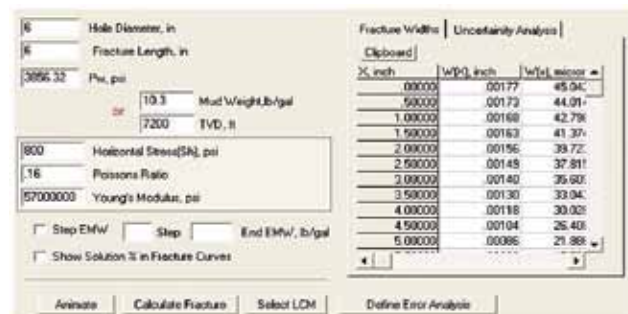
Manejo de presiones para control de pérdidas, influjo de gas e inestabilidad de formación

Parámetros iniciales y situaciones a considerar para el análisis de manejo de presiones:

- Diseño de material particulado que minimiza las pérdidas observadas.
- Estado mecánico.
 - * Diámetro de pozo pequeño.
 - * Espacio anular reducido.
- Caudal de circulación.
 - * Bombas mecánicas del equipo no permiten el control de caudal inicial, causando un "pico" de presión en cada inicio de bombeo.
- El concepto de densidad equivalente de circulación y las formas de reducirlo.
- Densidad equivalente de circulación en las que la presencia de gas es mínima.
- Densidad equivalente de circulación en la que la pérdida de fluido se incrementa.
- Evaluación de la forma en que el gas migra al pozo luego de cada evento de pérdida de fluido.

Diseño de material particulado

Usando el módulo "Wellset" del software DFG, se simuló la amplitud de fractura generada, teniendo como datos de entrada las características petrofísicas del único pozo de correlación. Con esto, se obtuvo una amplitud de fractura de 45 micrones.



Se realiza la selección de material particulado; como resultado, se obtuvo la relación de materiales para lograr el D50 requerido.

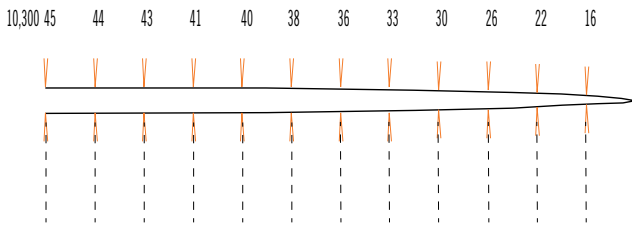


Figura 2. Cálculos de amplitud de fracturas de formación.

Una vez obtenida la distribución, se realiza la adición de materiales, monitoreando la distribución final de partículas en el sistema y observando la efectividad en el sello, evidenciado en la reducción de las pérdidas, el valor D50 encontrado corresponde a 32 micrones y este se convierte en el objetivo a mantener.

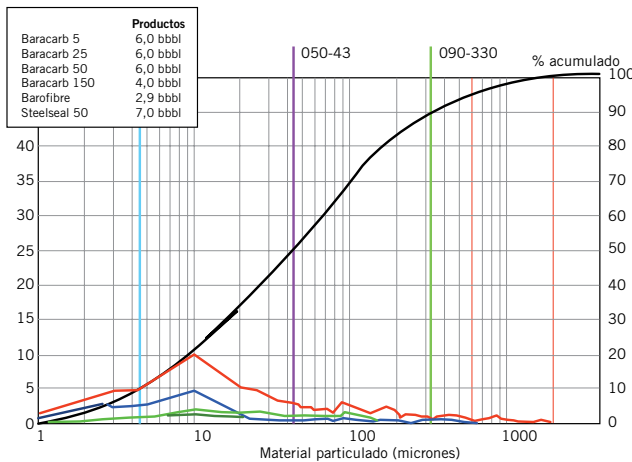


Figura 3. Selección de material particulado para sello de microfracturas.

Caudal de circulación

El equipo de perforación cuenta con dos bombas mecánicas, cuyo mayor inconveniente es el pico de presión que presentan con el caudal de arranque y la imposibilidad de regular el caudal mínimo; se utilizó una sola y se instalaron las camisas con menor diámetro disponible, aun así, el mínimo caudal posible fue de 230 gpm.

Para una óptima limpieza del pozo, se calculó el caudal máximo en 250 gpm; sin embargo, para no superar la máxima presión obtenida de 1.150 psi, se redujo a 159 gpm como máximo. Esto hizo necesario la utilización de un bypass, para que parte del caudal de bombeo se desviara a los tanques del sistema y proporcionar el caudal máximo requerido, a la vez de obtener un arranque suave de las bombas.

Densidad equivalente de circulación para reducir pérdidas y evitar influjos de gas

Producto de la observación, se obtuvo un valor de ECD de 10.7 lpg para evitar derrumbes, conociendo que valores

superiores inducían pérdidas y comunicaban fracturas con presencia de gas que migraba al pozo.

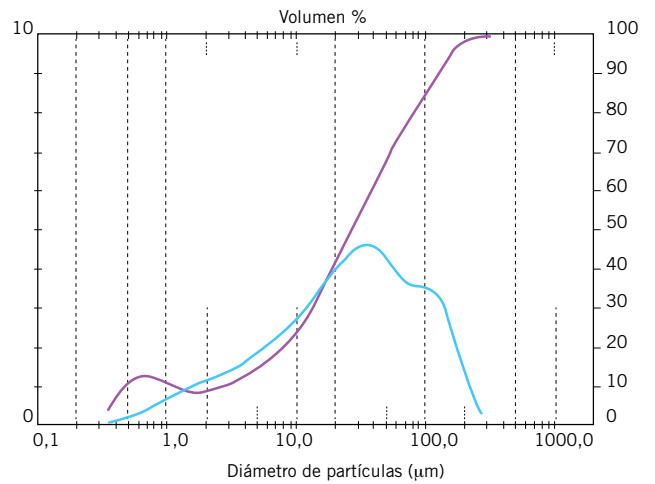


Figura 4. Distribución de material particulado medido en el fluido resultante.

El concepto de densidad equivalente de circulación y las formas de reducirlo

Las pérdidas de presión por fricción en el anular y, en consecuencia, la densidad equivalente de circulación, pueden modificarse de tres formas posibles:

- Reducción de la reología del fluido.
- Ampliación del espacio anular.
- Reducción del caudal de circulación.

Con la aplicación de estos conceptos, se hicieron los siguientes cambios posibles:

- Se redujo la reología del fluido, se pasó de una viscosidad plástica de 23cP a 9cP y un punto cedente de 34 a 8 lb/100ft².
- La ampliación del espacio anular fue posible únicamente retirando los elementos de mayor diámetro, como estabilizadores, y reduciendo la longitud del BHA en un 35%.
- La reducción del caudal de circulación con la implementación de un bypass en superficie, midiendo el caudal suministrado con el tanque de viaje.

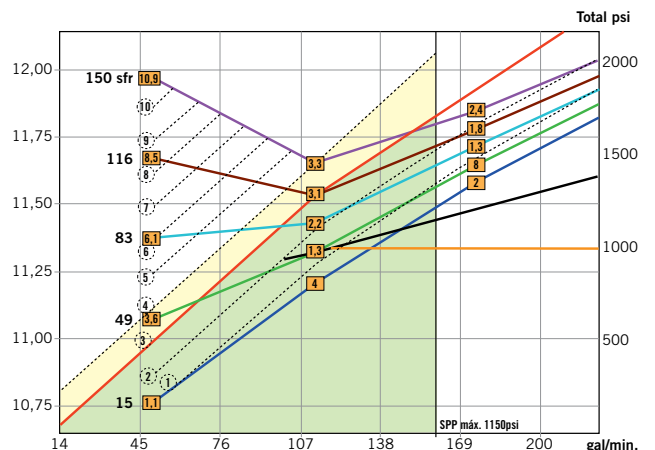


Figura 5. Cálculo de caudales para las máximas presiones de bombeo.



TECNA

TECNOLOGÍA, INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

INGENIERÍA Y CONSULTORÍA **[E]**

PROYECTOS EPC **[EPC]**

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO **[O&M]**



www.tecna.com

Resultados de la implementación del manejo de presiones

Las figuras 6 y 7 muestran la relación entre la densidad medida del fluido y la densidad equivalente de circulación calculada en el fondo del pozo a lo largo de la operación; es decir, desde el día 1 hasta el día 99. Obsérvese que la reducción del ECD fue de 1 lpg eq a partir del día 70 de operaciones.

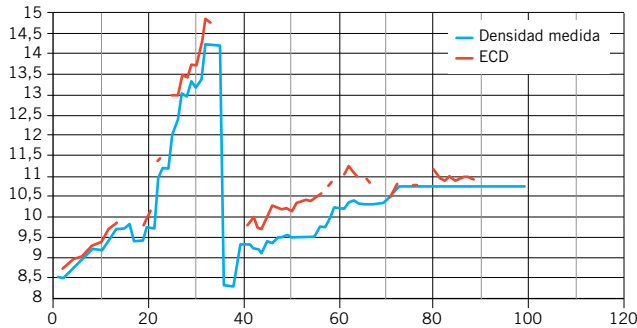


Figura 6. Comparativo de densidad equivalente de circulación contra densidad medida del fluido en los días operativos.

Una vez implementado el manejo de presiones, se observó que las pérdidas de fluido y la presencia de gas disminuyeron considerablemente. En cuatro nuevos eventos de pérdidas parciales se observó retorno del fluido perdido

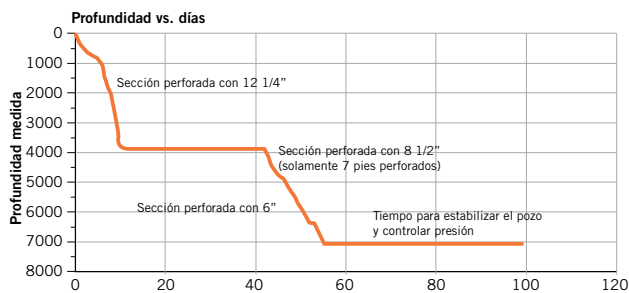


Figura 7. Gráfico informativo sobre la profundidad del pozo en el tiempo.

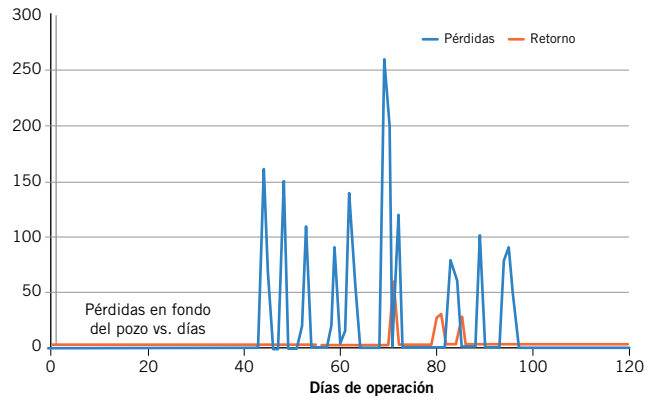


Figura 8. Registro de eventos donde hubo retorno del fluido perdido a la formación.

similar a un efecto *Ballooning*, es de suponer debido a la combinación del fortalecimiento de las paredes del hueco y la reducción de la densidad equivalente de circulación.

Conclusiones

1. Producto de la observación de que siempre que se presentaba pérdida de fluido en un yacimiento no convencional se tenía aumento en la presencia de gas, se pudo establecer que dicho aumento era producto de una estimulación por fracturamiento de nuevas zonas altamente saturadas.
2. Para lograr el control del pozo, el sentido común jugó un papel importante, pues el método tradicional de control implica incrementar la densidad, entrando en un círculo vicioso de pérdidas y producción.
3. Uno de los principales inconvenientes para estabilizar el pozo era el alto ECD. Aplicando el diseño de manejo de presiones, fue posible reducirlo en 1 lpg eq, lo que trajo como beneficio que no se comunicaran nuevas fracturas de la formación. ■

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.

www.iphglobal.com



El más avanzado servicio de LWD en Argentina

Traemos experiencia internacional para evaluación de formaciones en tiempo real.

Las herramientas LWD de Weatherford pueden maximizar la eficiencia de sus operaciones de perforación incluso en las condiciones más extremas.

La precisión de las mediciones de esta tecnología le permiten obtener información confiable de la formación en todos los ambientes operativos, incluyendo altas temperaturas y presiones, mayores dog legs y zonas de pérdida de circulación.

Contacte a su representante Weatherford para conocer más sobre las capacidades y aplicaciones de esta tecnología que estará disponible en Argentina a partir del segundo semestre de 2015.