

CONCEPTO PARA MANEJO DE PRESIONES ANORMALES DE FORMACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN DE RESERVORIOS NO CONVENCIONALES.

Sergio Costa, Mario Serrano – Halliburton

Sergio.costa@halliburton.com / mario.serrano@halliburton.com

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.

Durante la perforación de un pozo exploratorio de “SHALE GAS” se tuvo un amago de reventón cuando se entró en una formación de lutitas, el procedimiento para controlarlo fue el normal para este tipo de situaciones, cerrar el pozo, medir presiones y aumentar la densidad del fluido. Consecuencia de esto el pozo dejó de fluir, sin embargo, al momento de continuar con la perforación se inducen pérdidas de circulación parciales consecuentes con la nueva densidad equivalente de circulación. Con la nueva situación se aplica el plan establecido para el control de pérdidas parciales y se controlan efectivamente las perdidas en el primer intento. Luego de esto, y sin haber perdido columna hidrostática, al perforar varios pies adicionales el pozo nuevamente se viene en gas, con un equivalente a 0.5 lpg adicionales a la densidad con que fue controlado. En ciclos sucesivos de ganancias y pérdidas hasta que la densidad del fluido llegó a ser de 3.0 lpg superior a la densidad inicial durante la perforación y no se podían controlar las perdidas parciales por el alto ECD.

Durante el tiempo en que se circulaba para acondicionar a una reología y una densidad menor en un intento de controlar el ECD se observó que el porcentaje de gas disminuía, permitiendo cada vez disminuir la densidad hasta regresar a los valores iniciales del pozo sin incurrir en pérdidas parciales de circulación.

Un nuevo modo de pensar deduce que matar el pozo en una formación altamente fracturada y con una acumulación importante de gas puede comunicar nuevas fracturas al interior de la formación con la cara del pozo enmascarando la verdadera presión de control y una vez se drena su contenido se induce perdidas de circulación hacia las fracturas desocupadas.

Este trabajo busca introducir un concepto diferente sobre el control de presiones en yacimientos no convencionales y hacer del sentido de la observación y el sentido común el punto de partida para el análisis de posibles soluciones no también no convencionales.

Introducción:

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 lpg. 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 lpg, llegando a las profundidades programadas en los tiempos planeados, sin embargo, el revestimiento de 9 5/8” no llegó a fondo y quedó pegado por empaquetamiento 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 lpg.

Desarrollo:

Al romper el zapato de 9 5/8", limpiar el cemento restante del hueco abierto y perforar 7 ft de formación nueva, se observan todos los síntomas de una patada o influjo de pozo: Incremento de volumen de tanques, cambios de presión de circulación, presencia de gas hidrocarburo en los sensores, etc... haciendo necesario un cierre blando y midiendo presiones en cabeza de 75 psi, que equivale a una densidad de matar de 9.7 lpg 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 o temblorinas del orden de 8 bbl/hr y con nuevos intentos de empaquetamiento evidenciados por inestabilidad de la presión de bombeo, torque errático y arrastre de 20K a 42K lbs simultaneo 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 lpg hasta 14.2 lpg, 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 obtenía también incrementos del contenido de gas.

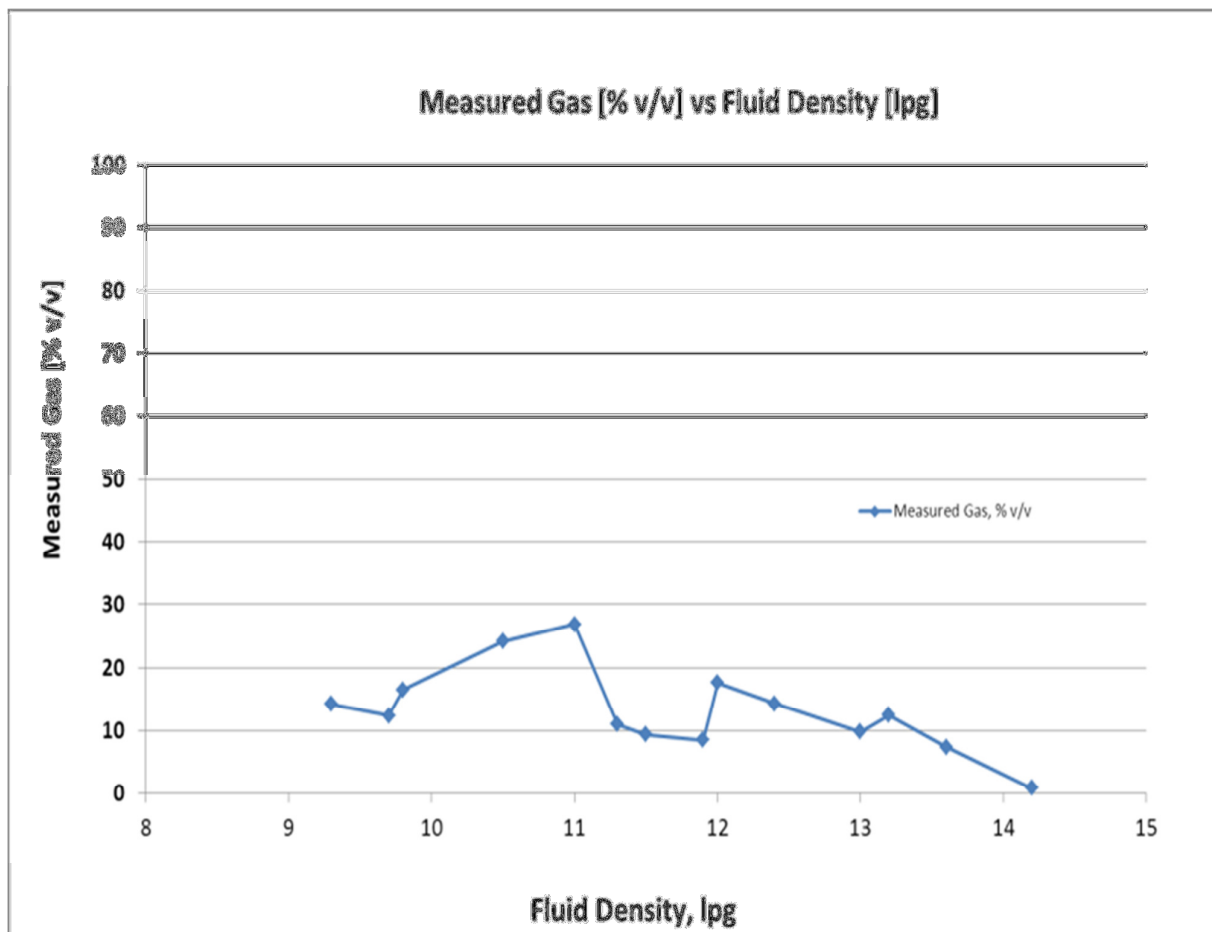


Fig. 1, Contenido de gas en el fluido cuando se incrementaba la densidad del sistema.

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.

Continúa con la perforación, ahora en un diámetro de 6" y con una densidad de 9.7 lpg observando pérdidas totales de circulación, se reduce la densidad a 9.3 lpg y continua perforando, con adición de materiales LCM hasta llegar a la profundidad de 7080 ft observando perdidas parciales controladas y presencia de gas de viaje en 3 viajes cortos, gas que llegó al 10% v/v y la densidad de fluido al finalizar perforación fue de 9.5 lpg. Durante los viajes de acondicionamiento para toma de registros y correr revestimiento se observó derrumbes hasta 5 bbl/hr, perdidas 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 lpg, 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 perdidas, 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 perdidas observadas.
- Estado mecánico.
 - Diámetro de hueco pequeño.
 - Espacio anular reducido.
- Caudal de circulación.
 - Bombas mecánicas del Rig 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 modulo “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.

The screenshot shows the 'Wellset' software interface. On the left, there are input fields for various parameters:

- Hole Diameter, in: 6
- Fracture Length, in: 6
- Pw, psi: 3856.32
- Mud Weight, lb/gal: 10.3 (with a red 'or' indicator next to it)
- TVD, ft: 7200
- Horizontal Stress(Sh), psi: 800
- Poissons Ratio: .16
- Young's Modulus, psi: 57000000
- Buttons: Step EMW, Step, End EMW, lb/gal, Show Solution % in Fracture Curves
- Buttons at the bottom: Animate, Calculate Fracture, Select LCM, Define Error Analysis

On the right, there is a table titled 'Fracture Widths' and 'Uncertainty Analysis' with a 'Clipboard' button. The table has three columns: 'X, inch', 'W(X), inch', and 'W(x), micror'. The data is as follows:

X, inch	W(X), inch	W(x), micror
.00000	.00177	45.04
.50000	.00173	44.01
1.00000	.00168	42.79
1.50000	.00163	41.37
2.00000	.00156	39.72
2.50000	.00149	37.81
3.00000	.00140	35.60
3.50000	.00130	33.04
4.00000	.00118	30.02
4.50000	.00104	26.40
5.00000	.00086	21.88

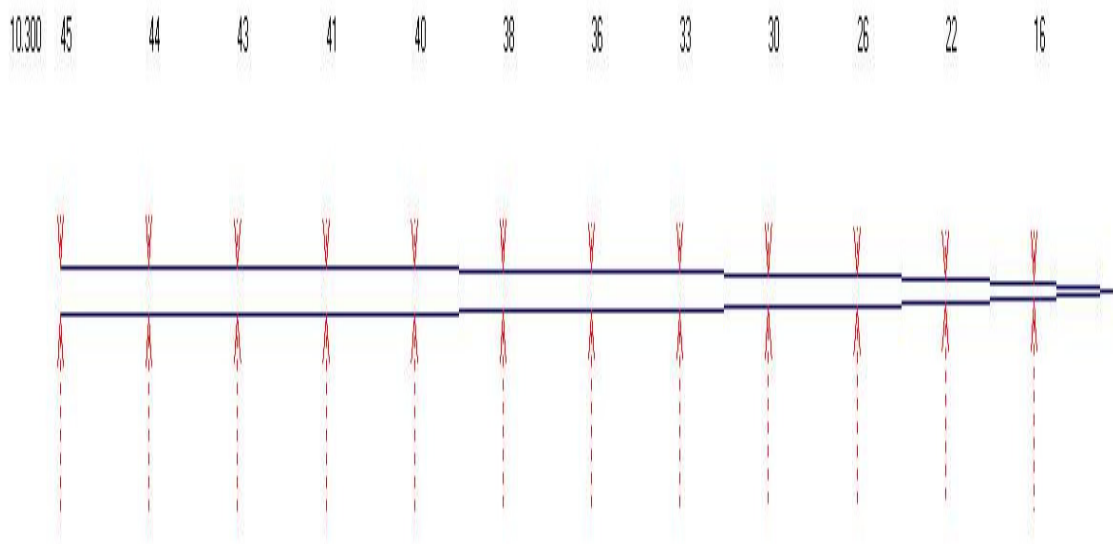


Fig. 2, Cálculos de amplitud de fracturas de formación.

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

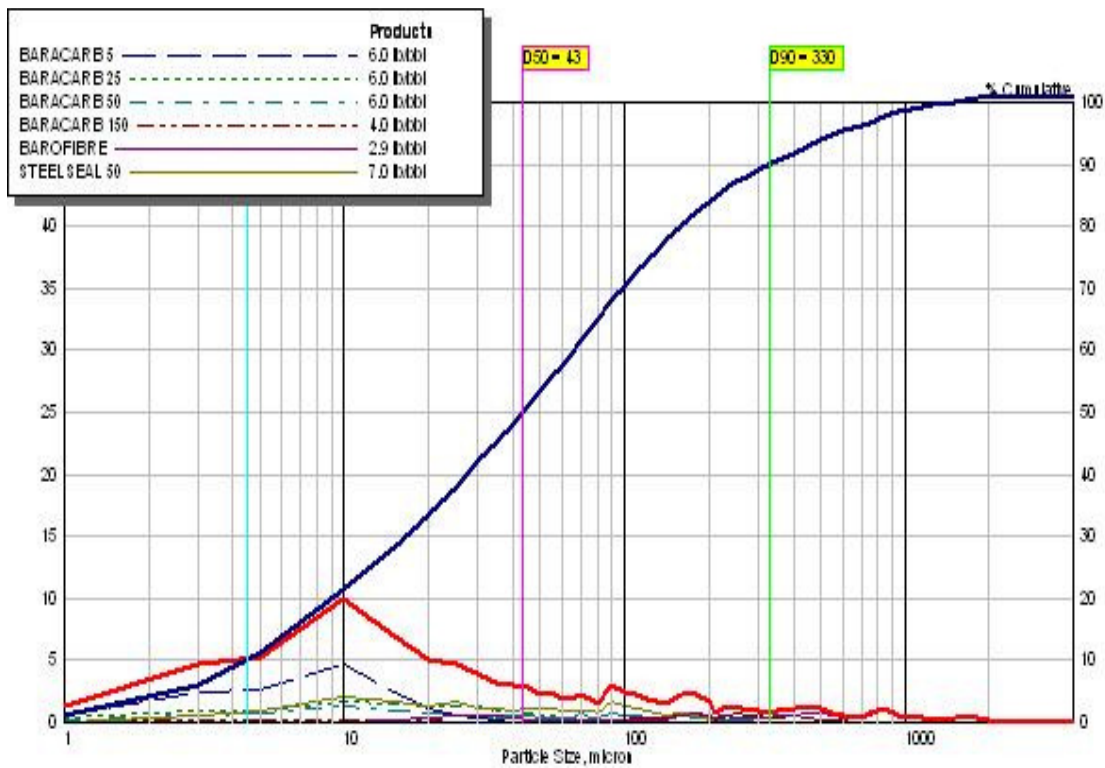


Fig. 3, Selección de material particulado para sello de microfracturas.

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

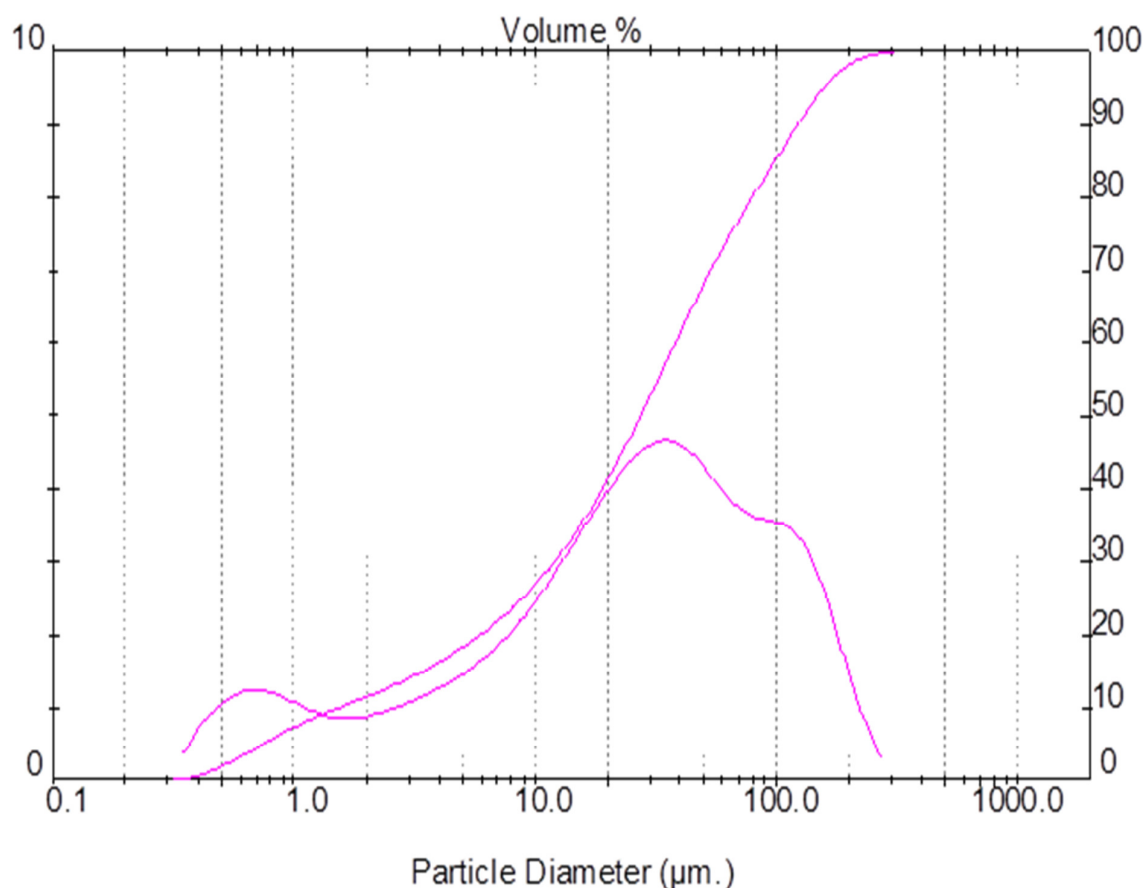


Fig. 4, Distribución de material particulado medido en el fluido resultante.

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 de hueco, se calculó el caudal máximo en 250 gpm, sin embargo, para no superar la máxima presión obtenida de 1150 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.

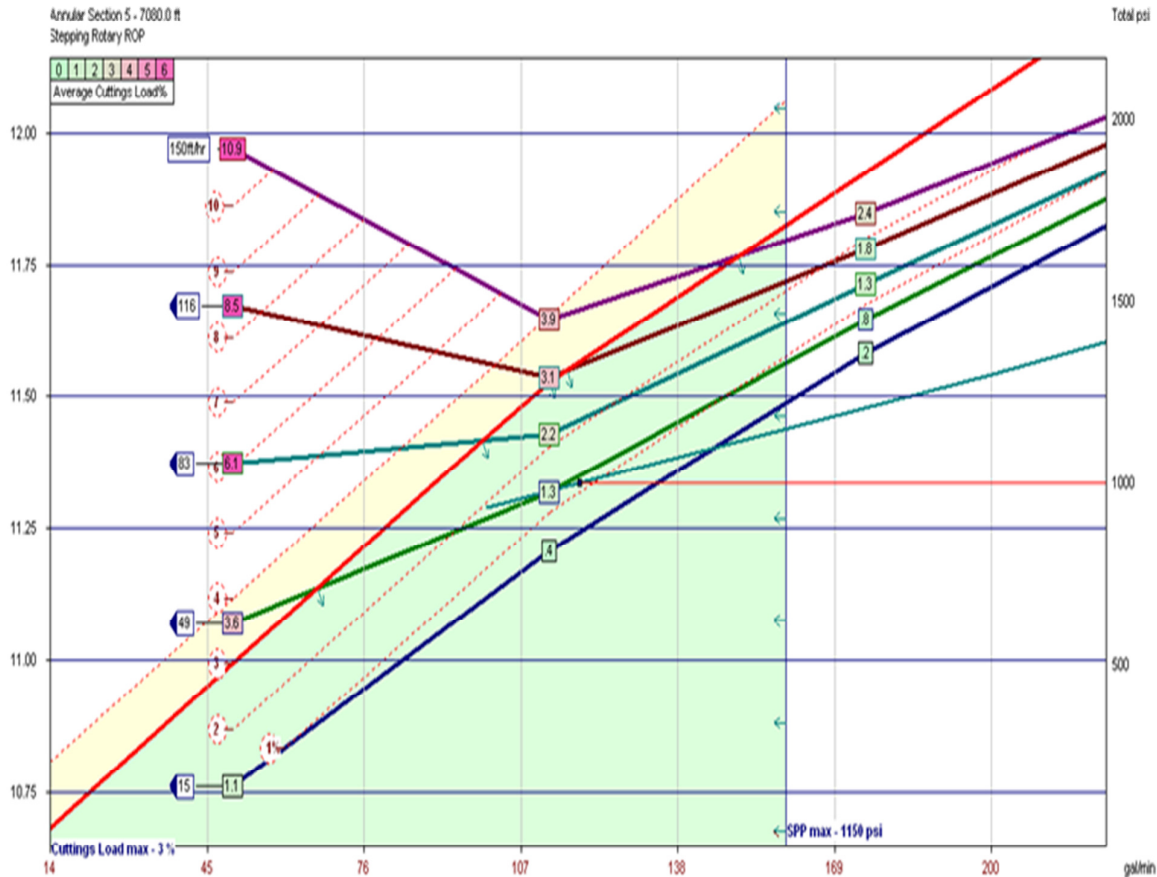


Fig. 5, Cálculo de caudales para las máximas presiones de bombeo.

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 puede 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 de 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.

Resultados de la implementación del manejo de presiones.

La grafica muestra 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. Observe que la reducción del ECD fue de 1 lpg eq a partir del día 70 de operaciones.

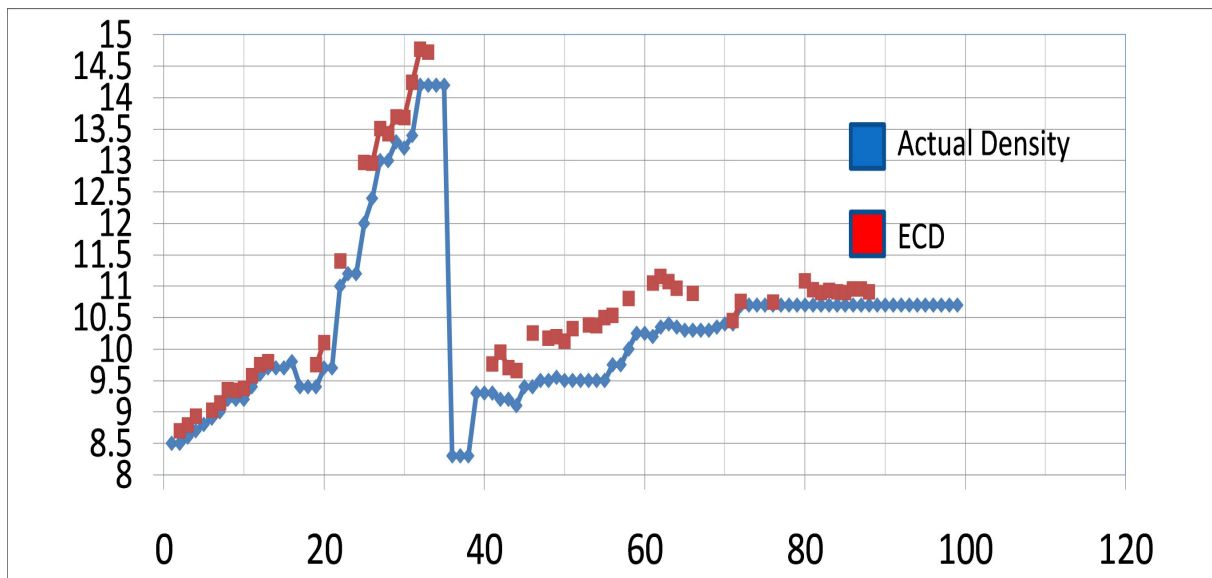


Fig. 6, Comparativo de densidad equivalente de circulación contra densidad medida del fluido en los días operativos.

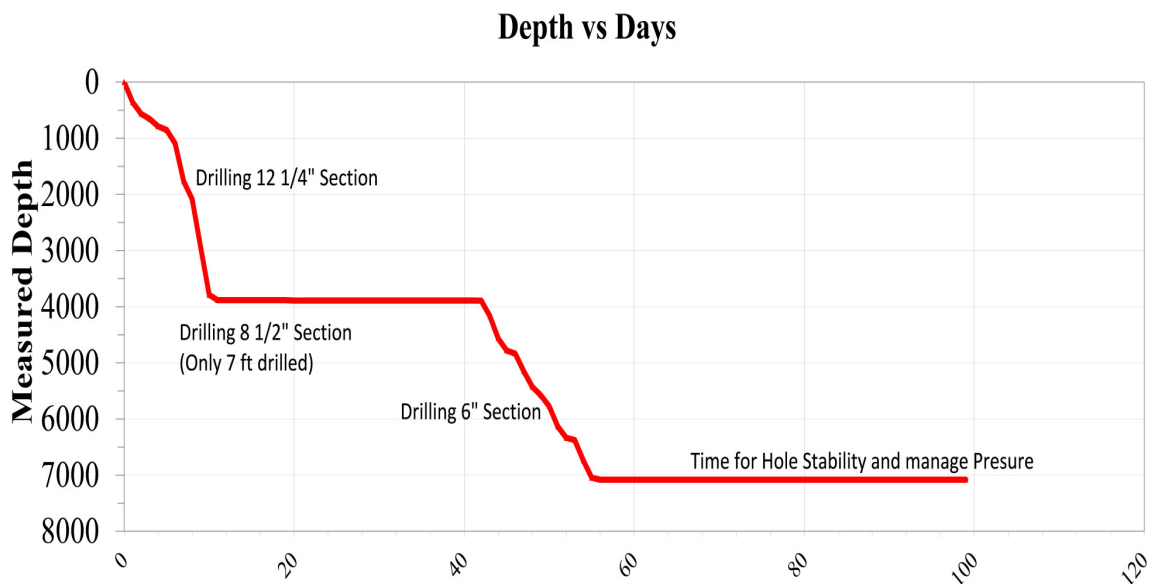


Fig. 7, Grafico informativo sobre la profundidad del pozo en el tiempo.

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 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.

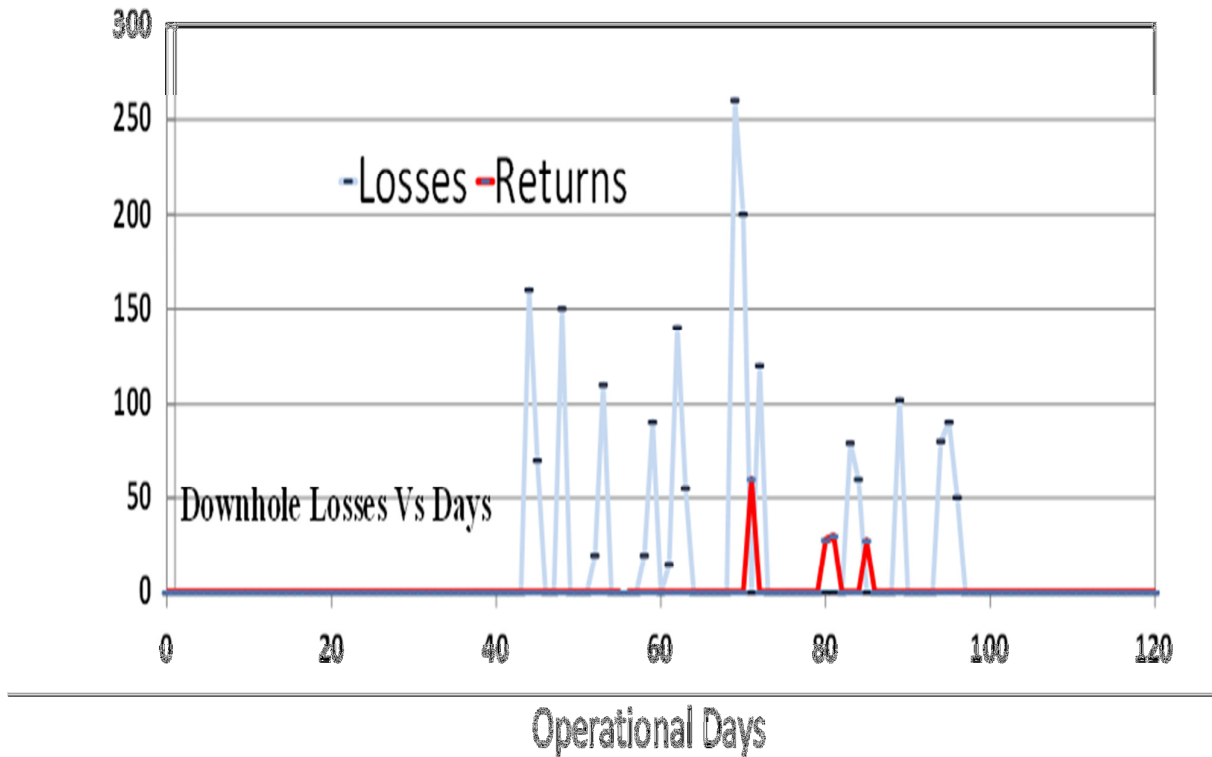


Fig. 8, Registro de eventos donde hubo retorno del fluido perdido a la formación

Conclusiones.

1. Producto de la observación que siempre que se presentaba perdida 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.