

“XII Congreso Latinoamericano de Perforación”

**PERFORACIÓN BAJO BALANCE CON TUBERÍA CONTINUA
EN EL YACIMIENTO B-6-X.10**

**Katiuska Aguilar
Ruben Bojani
Ramón Colina
Marcos Borrell
Alida Aponte**

**PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.
PDVSA
VENEZUELA**

INTRODUCCIÓN

En el Lago de Maracaibo existen yacimientos con presiones muy bajas, debido a lo agotado del mismo, por esta razón el acceso a estas reservas con métodos de perforación convencional, se hace muy difícil. Tal es el caso del yacimiento B-6-X del distrito Tía Juana en donde la arena B-6-X.10, presenta presiones en el orden de 2.7 lbs/gal equivalentes en densidad. La perforación en condiciones de bajo balance minimiza la invasión del fluido de perforación hacia la zona productora. Esto reduce la posibilidad de causar daño a la formación, traduciéndose en una mejora en la producción de hidrocarburos. Sin embargo esta condición no se puede garantizar durante todo el proceso, por lo que es probable que ocurra invasión del fluido de perforación o filtrado del mismo hacia la zona productora. Por esta razón se hace necesario una planificación estructurada que tome en cuenta todos los factores involucrados durante las operaciones con esta tecnología. Para determinar la factibilidad del uso de la perforación en condiciones de bajo balance, se conformó un equipo multidisciplinario entre yacimientos, planificación, tecnología y especialistas en perforación bajo balance para el diseño y ejecución de la construcción de los pozos. Los estudios que permitieron predecir el comportamiento del yacimiento para la aplicación de esta tecnología se basaron en los análisis de estabilidad de hoyo, las características del yacimiento, las interacciones fluido – fluido y fluido – roca los cuales permitieron al ingeniero de perforación establecer los parámetros involucrados, para hacer más confiable la operación.

El resultado de los análisis demostró la viabilidad de la perforación en bajo balance usando densidades equivalentes de circulación en el orden de 2,0 lbs/gal usando como fluido espumas en cuatro pozos en el Lago de Maracaibo, esto permitió un aumento en la productividad de los pozos.

CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

De los yacimientos del Lago de Maracaibo del distrito Tía Juana, se seleccionó la arena B-6-X.10 para el estudio de factibilidad de la perforación en condiciones de bajo balance. Estas son arenas de baja presión, por la explotación de las mismas y sus características aseguraban su continuidad, permitiendo la navegación en secciones entre los 300 y 600 pies de longitud horizontal, sin problemas de intercalaciones de lutitas que pudieran causar inestabilidad al hoyo. Las presiones características de esta arena para cada uno de los cuatro pozos perforados se presentan en la Tabla 1. La temperatura de yacimientos es de 180 °F. La porosidad promedio es de 15 % y la permeabilidad se encuentra entre 10 y 50 mD.

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE HOYO

El objetivo fundamental de un análisis de estabilidad es el de estimar los esfuerzos alrededor del hoyo y tratar de predecir el cierre o colapso del mismo (falla por compresión), pérdida de circulación (falla por tensión) o falla por corte durante la perforación bajo condiciones específicas de peso de lodo, inclinación del hoyo, etc. La estimación de los esfuerzos en la vecindad del hoyo y la comparación de estos con un criterio de falla determina la estabilidad de la roca alrededor del hoyo[1]. La estabilidad mecánica de la formación durante la perforación depende principalmente de las características mecánicas de la roca, el campo de esfuerzo presente, inclinación del hoyo, densidad del lodo, diámetro del hoyo, orientación del pozo relativa al campo de esfuerzos, etc

Campo de esfuerzos

Éste está constituido por cinco parámetros fundamentales, los cuales son: la presión de formación o de poro, la magnitud del esfuerzo vertical o sobrecarga, la magnitud del esfuerzo horizontal máximo, la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo y la dirección de los esfuerzos horizontales. Generalmente, se especifica el valor correspondiente al ángulo de orientación del menor de los esfuerzos horizontales.

Para el cálculo de la presión de poro se tomó como referencia el método de análisis numérico del Dr. Eaton[1], el cual fue corroborado a través de la toma de registros de presión de poro. Para los análisis de los esfuerzos verticales y horizontales se utilizó la integración de un registro de densidad litostática y ensayos de microfracturas respectivamente. La determinación de la orientación de los esfuerzos se realizó mediante la interpretación de los registros de imagen acústica a hoyo desnudo en dos pozos del área. Como resultado de estos análisis se encontró que la dirección de los esfuerzos horizontales mínimos en el eoceno son a N164°S y N165°S (Fig. 1) Los análisis anteriores fueron realizados con registros en los pozos LL-893, LL-460, LL-1605, LL-1334, LL-941; en las arenas B-5.X, B-6.X, B-7.X y B-8.X,

Ventana operacional

Para la determinación de la ventana operacional se realizaron correlaciones núcleo – perfil, para la construcción de la sección de construcción de ángulo (Véase fig. 2) y para la sección horizontal se tomó en cuenta las propiedades mecánicas de la roca (Arena B-6-X.10), (Tabla 2) utilizando el modelo de plasticidad Mohr-Coulomb[2]. Los resultados obtenidos con el método numérico muestran la distribución de los esfuerzos durante la perforación con una densidad equivalente de circulación de 2 lbs/gal, aproximadamente 0,75 lbs/gal por debajo de la presión de formación. Mediante el análisis numérico y las pruebas de laboratorio se determinó que no existe falla compresiva de la roca y no existe deformación plástica del material de la roca en la cercanía del hoyo y se observó que bajo el régimen de esfuerzos analizado demuestra que la roca de la formación B–6–X es altamente resistente.

De acuerdo con las estimaciones no existen esfuerzos de tensión alrededor del hoyo, lo cual descarta la falla por tensión o fracturamiento de la formación. Al analizar la deformación del hoyo como consecuencia de la perturbación causada por la perforación, se determinó que la máxima reducción de diámetro alrededor del hoyo no excede el 3%. Esto indica que no debería existir atascamiento de tubería o herramientas por efecto de cierre del hoyo.

Según el análisis realizado se determina que desde el punto de vista de estabilidad mecánica del hoyo es posible perforar la sección horizontal en la arena B-6-X.10 en condición bajo balance con un peso de lodo de 2 lbs/gal.

SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN

Dadas las condiciones de densidad requeridas para perforar bajo balance es necesario la utilización de fluidos bifásicos, tal es el caso de la espuma. Para analizar la factibilidad físico química de la aplicación del fluido bajo estas condiciones, se evaluaron las interacciones o mecanismos que pueden estar involucrados durante la perforación, que pueden ocasionar daño a la formación. Así se consideraron: la estabilidad de la espuma, composición mineralógica de las arenas y lutitas a atravesar, la composición del agua de formación y el agua de preparación de la espuma, la reactividad de las arcillas presentes, la compatibilidad entre los fluidos involucrados, los fenómenos interfaciales y las pruebas de retorno de permeabilidad.[3,4,5]

Pruebas de Estabilidad de Espuma

La evaluación de la estabilidad de espuma es un parámetro semicualitativo utilizado para determinar el tiempo de vida que permanece la estructura de la espuma sin coalescer[6]. Además también se determina el rendimiento de la espuma; el cual consiste en medir el volumen de espuma generado. Estas medidas son comparativas entre las espumas formuladas.

El tiempo de vida medio es aquel en el cual la espuma generada drena la mitad del volumen de líquido inicial, esta medida determina la estabilidad de la espuma [6].

Cuando el tiempo de vida media es determinado mediante la definición anterior, valores del orden de los 4 min. ó más son aceptables. Existe otra definición que se basa en medir el tiempo que colapsa la mitad del volumen inicial de la espuma, en este caso los resultados de tiempos de vida media se encuentran en el orden de una hora o más. Los resultados reportados se basan en mediciones comparativas entre soluciones espumantes anteriormente evaluadas, en el diseño de espumas, realizadas en los laboratorios de investigación de la industria petrolera venezolana.

En esta evaluación se determinó el rendimiento y el tiempo de vida medio de la espuma usando como bases de preparación agua potable y agua del Lago de Maracaibo, en donde los resultados no presentan mayores diferencias usando agua potable o agua del Lago, también se observó que el incremento de la concentración de surfactante no afecta el rendimiento de la espuma formada, a nivel de esta prueba. (Tabla 3)

Estabilidad Espuma-Crudo

Cuando se utiliza la espuma como fluido para la perforación bajo balance se tiene aporte de crudo, por lo que es necesario conocer el comportamiento de la espuma en presencia del mismo.

Determinar el tiempo de vida medio y el rendimiento de la espuma en presencia de crudo permite seleccionar el tipo y la concentración de surfactante (espumantes) requeridos para mantener la calidad de la espuma durante la perforación, así como también la adición de otros componentes que permitan mantener su estabilidad. En esta prueba se midió el rendimiento y el tiempo de vida medio de la espuma en presencia de diferentes cantidades de crudo. Se usaron dos agentes alcalinos: potasa caústica y un buffer. Este último permitió obtener la espuma dentro de los parámetros de estabilidad aceptable.(Tabla 4 y 5)

Análisis mineralógico

La composición mineralógica la conocemos a través de la técnica de difracción de rayos X. Con este análisis se identifica si la arena de interés contiene material arcilloso hidratable como la ilita/esmectita y/o arcillas migratorias, tal como la caolinita. Estas arcillas pueden afectar la productividad del yacimiento, por hinchamiento en el caso de las arcillas hidratables o por taponamiento en el caso de las arcillas migratorias, provocando en ambos casos una reducción de permeabilidad y la subsecuente disminución de la productividad[7]. Además es importante conocer el tipo de arcillas que componen las lutitas presentes en las formaciones, ya que las mismas pueden ocasionar problemas de inestabilidad de hoyo[8]. Se determinó para la arena B-6-X.10 la mineralogía a una muestra de la arena y a la lutita tomada de la base de la misma

arena. El análisis de la arena arrojó que contiene un porcentaje de arcillas de un 10 %, siendo esta en su mayoría compuesta de material caolinítico, e ilítico en menor grado, aunque son arcillas que no se hidratan, es necesario la utilización de fuentes de potasio para evitar alteraciones mayores. La presencia de illita puede ocasionarnos inestabilidad de hoyo por desprendimiento y la migración de la caolinita puede taponar los poros de la arena. La lutita a su vez presenta un 55 % de arcillas, en forma de caolinita e illita en mayor grado y en menor proporción illita/esmectita por lo que es necesario la utilización de fuentes de inhibición de hidratación de arcillas.

Pruebas de reactividad de lutitas

Para comprobar la reactividad de las lutitas se sometieron a pruebas de hinchamiento y dispersión usando como fluido la base espumante (líquida-monofásica). Los resultados de estas pruebas nos muestran una baja reactividad en las lutitas, en donde los porcentajes de hinchamiento no superan el 1,2 % y las pruebas de dispersión muestran una alta recuperación de la lutitas ($\% \text{ dispersión} \leq 3$).

Análisis del agua de formación y el agua de preparación de las espumas

Conocer la composición del agua de la formación es importante, para diseñar la base de la espuma con un pH y una salinidad y el tipo de iones presentes en las mismas y sus concentraciones. Este relacionada con la composición presentada en el agua de formación; evitando de esta manera incompatibilidades entre los fluidos involucrados en el proceso de perforación y completación. También debemos conocer la composición del agua de preparación de la solución espumante, especialmente cuando tenemos presencia de material arcilloso migratorio (caolinitas), las cuales se pueden alterar por cambios en el pH o salinidad del medio. Además de esto, la incompatibilidad de las mismas puede provocar la precipitación de sales que también dañarían la formación, los sólidos en suspensión también son factor de reducción de la permeabilidad, por lo que es necesario garantizar la menor concentración posible. En la tabla 6 se muestra la relación del agua de formación y el agua del Lago de Maracaibo utilizada para perforar,

en ella podemos notar que los valores de salinidad son bajos, por lo que se diseñó la espuma con 1 % de KCl.

Pruebas de interacción fluido-fluido

Para minimizar el daño a la formación es necesario conocer ciertos mecanismos que pueden afectar la productividad de pozo, tal como la compatibilidad entre los fluidos que están expuestos durante la perforación y la completación del pozo. Para ello se deben poner en contacto y observar la formación o no de emulsiones que puedan resultar taponantes, por aumento de la viscosidad en el medio poroso por los fluidos involucrados en las operaciones. Para esta prueba se utilizó como base la solución espumante con crudo de la arena B-6-X.10. Y el análisis consiste en observar el tiempo de separación que presentan las diferentes formulaciones con el crudo a la temperatura del yacimiento, para ello se variaron las concentraciones de agentes espumante, KCl y pH, observándose un tiempo de separación de las fases no mayores a las 24 horas en todos los casos. También se evaluó la compatibilidad de la espuma de formación y el crudo, con los posibles fluidos de control o completación, tales como agua del Lago de Maracaibo, diesel y aceite mineral, obteniéndose una separación inmediata y una reducción de viscosidad inicial del crudo (14,3 cP) respectivamente.

Análisis de los fenómenos interfaciales

El análisis de los fenómenos interfaciales se basa en el estudio del comportamiento de los fluidos involucrados en el proceso, que posean propiedades tensoactivas, que puedan provocar un daño a la formación por cambio de mojabilidad en la roca. Para esta prueba se determinan el ángulo de contacto y la mojabilidad de los fluidos involucrados en el estudio, con cortes de núcleo de la arena de interés.

La mojabilidad se refiere a la tendencia relativa de la fase acuosa y de la fase oleica para cubrir el sólido y ocupar los espacios de los poros de la roca bajo la acción de fuerzas capilares. El ángulo de contacto permite visualizar la posibilidad de un cambio de mojabilidad de la roca[9].

Con estas medidas de ángulo de contacto y mojabilidad, se observó que la mojabilidad se ve reducida en presencia del agente espumante, lo que es algo muy positivo si se quiere preservar la mojabilidad al agua en la formación.

También se pudo observar que la formación es mojada al agua, ya que el crudo no se adhiere al núcleo mojado (prueba de adhesión negativa). El agente espumante no cambia la mojabilidad de la formación en las condiciones en que se realizó el experimento (temperatura ambiente y presión atmosférica).

Igualmente se observó que el sistema presenta actividad interfacial, bajando la tensión interfacial, aunque no a valores muy bajos (lo cual es beneficioso al reducirse las fuerzas capilares).

Pruebas de retorno de permeabilidad

Durante la perforación del pozo se somete a la formación a una serie de factores físicos y químicos que pueden provocar daño a la formación. Estudiando los factores fisico-químicos anteriores podemos descartar las posibilidades de daño mediante estos mecanismos; sin embargo cuando sometemos un núcleo de la formación a las condiciones de perforación del yacimiento de presión y temperatura, el diferencial de presión, genera un filtrado hacia la formación y hablamos de una simulación bastante cercana a lo que obtendríamos en el pozo. Con esto se complementaría el resultado de las pruebas, para la selección de la formulación adecuada para la perforación del yacimiento.

Cuando hablamos de perforación bajo balance, teóricamente no deberíamos tener daño a la formación por invasión de fluidos o finos producidos durante la perforación. Pero como esta condición no se puede garantizar durante todo el proceso, es necesario plantear todas las posibilidades de contacto de los fluidos de perforación y completación involucrados en el proceso, para minimizar el daño a la formación. Para esta prueba se utilizaron núcleos y crudo de la arena B-6-X.10 con dos soluciones espumantes: solución A: agua del Lago de Maracaibo con 10.000 ppm de sólidos totales, agente espumante, polímero, 3 % KCL y pH 10 y solución B: agua del Lago de Maracaibo con 7.300 ppm de sólidos totales, agente espumante, polímero, 1 % KCL y pH 9.

En esta prueba se observó que con la solución A, ocasiona un daño de 66,6 %, esto puede deberse a la salinidad de la solución espumante, el alto pH o a la presencia de sólidos en suspensión. Mientras que con la solución B, el daño a la formación se reduce a 11,9 %; analizando las condiciones del yacimiento, la litología de la arena y la composición del agua del Lago se podría presumir que el daño a la formación se debe a la alta salinidad. Aunque sería necesario descartar con otras pruebas de retorno de permeabilidad variando sólo un parámetro por prueba.

CAPACIDAD DE LIMPIEZA DE HOYO

Las espumas tienen una excepcional capacidad de acarreo la cual es superior a la de cualquier fluido de perforación comúnmente utilizado y la presión en el fondo puede ser controlada con cierta precisión cuando se compara con la perforación de gas o neblina. Los cálculos hidráulicos con espumas dependen de pocos parámetros. La diferencia principal entre la espuma y los lodos convencionales incompresibles es que las propiedades del sistema espumado cambian continuamente con la profundidad. Los principales factores controlables que tienen gran influencia sobre la hidráulica de la espuma son la tasa de inyección del gas, el caudal de líquido y la presión de choque. Esta última cantidad es importante para prevenir la expansión de gas cerca de la superficie haga colapsar la espuma hasta obtener un flujo tapón o neblina con la consecuente deficiencia en la capacidad de acarreo[10,11].

Las espumas pueden tratarse como un fluido homogéneo con propiedades reológicas y densidades variables. Algunos resultados experimentales muestran que las espumas presentan un comportamiento reológico de Bingham, mientras que otros indican un comportamiento según la ley de potencia. Para simular el comportamiento de la limpieza de hoyo con los parámetros hidráulicos se utilizó el simulador *MUDLITE*.

MUDLITE es un simulador utilizado básicamente para calcular la distribución de las presiones dentro y fuera de la tubería; así como permite obtener el volumen óptimo de gas (en este caso nitrógeno) y de líquido que se requiere inyectar en superficie para obtener en el fondo del pozo la mejor calidad de espuma, que además permita vencer la fricción en el anular y llevar a superficie los ripios.

La calidad de la espuma es la cualidad que posee la espuma en mantenerse estable con la mayor cantidad de gas; es decir, la calidad de la espuma depende de la relación existente entre el volumen de gas y el volumen total. La calidad óptima de la espuma para perforar es de 75% a 95%

$$\text{Calidad de la Espuma} = \frac{\text{Vol. de gas}}{\text{Vol. Total}}$$

Como era de esperarse la calidad de la espuma varía con la profundidad, debido a la capacidad de compresión del gas.

EQUIPO DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Para la perforación de los cuatro pozos se acondicionó, de acuerdo a los análisis realizados de diseño de pozo y del diseño mecánico. Un equipo con una unidad de tubería continua con un diámetro de 2 3/8 pulgadas, adaptada para la inyección de nitrógeno y manejada a través de un sistema automatizado. El proceso seguido durante la perforación consistía en la inyección paralela de nitrógeno y la solución espumante a través de la tubería continua hacia el pozo. La espuma que retorna se rompe en superficie utilizando un agente antiespumante, antes de entrar al separador de cuatro fases, donde se separan los sólidos de perforación, la solución espumante, el crudo y el nitrógeno.

La espuma no es regenerada luego de este proceso, sino que la preparación de la espuma se hizo en forma continua durante las operaciones de perforación. Por lo que se puede definir la utilización de una espuma desechable. (Fig. 3)

DISEÑO DE CONSTRUCCIÓN DE POZOS

Para la aplicación de la tecnología de bajo balance se perforaron cuatro pozos del tipo re-entrada, se abrió una ventana en el revestimiento de 7 pulgadas y se construyó la sección curva con un diámetro de 6 1/8 pulgadas para dos pozos y 6 pulgadas para los otros dos, usando tubería convencional, con un fluido 100 % aceite de bajo contenido de sólidos con densidades entre 8,0 y 8,6 lbs/gal [12]. Cementando una camisa con un

diámetro de 5 pulgadas hasta la arena B-6-X.10. La sección horizontal se perforó con tubería continua y con un diámetro de hoyo de 4 1/8 pulgadas, utilizando espuma como fluido con densidades equivalentes de circulación entre 1,8 y 2,8 lbs/gal. La completación de los pozos se realizó con rejillas de 2 7/8 pulgadas en tres casos y hoyo abierto en uno, con equipos de levantamiento artificial por gas (Fig. 4)

AUTOCONTROL DEL POZO

Para mantener el objetivo de no causar daño a la formación durante los viajes de tubería en la perforación y completación de los pozos, se aplicó la técnica de autocontrol, dejando fluir el pozo con su propio crudo hasta el nivel donde el pozo tenía su propio control verificando este con el uso de un registro sonolog y por encima de este nivel se utilizó nitrógeno.

RESULTADOS OPERACIONALES

Bajo el diseño descrito anteriormente se perforaron 1567 pies de sección horizontal en condiciones de bajo balance y utilizando como fluido espuma, alcanzando densidades hasta de 1,8 lbs/gal, nunca antes logradas con esta tecnología, en Venezuela y quizás a nivel mundial. A continuación se presentan los detalles de la perforación de cada uno de los pozos:

Pozo LL-1078

Se abrió una ventana en el revestimiento de 7 pulgadas desde 4314 hasta 4327 pies. Posteriormente se perforó la sección curva con un diámetro de hoyo de 6 1/8 pulgadas, utilizando como fluido de perforación un lodo 100 % aceite de bajo contenido de sólidos, con una densidad de 8.6 lbs/gal, hasta 5850 pies, se bajo una camisa de 5 pulgadas y se cementó a una profundidad de 5803 pies. Posteriormente inició la perforación de la sección horizontal, con un diámetro de hoyo de 4-1/8 pulgadas y con tubería continua. En esta sección se uso espuma como fluido de perforación con una densidad equivalente de circulación de 2.0 - 2.6 lbs/gal hasta una profundidad final de 6103 pies. La inclinación final de este pozo fue de 89.3 grados.

Es importante resaltar que durante la perforación de la sección horizontal hubo aporte de fluido del yacimiento con una ECD de 2.0 lbs/gal, Y durante los viajes de tubería se aplicó la técnica de auto control del pozo. Finalmente se completó con rejillas de 2 -7/8" y un equipo de levantamiento artificial por gas.

Pozo LL-3044

Se abrió una ventana desde 4848 hasta 4861 pies. Posteriormente se perforó con tubería convencional la sección curva con un diámetro de hoyo de 6 pulgadas y un fluido 100 % aceite de bajo contenido de sólidos con una densidad de 8,0 lbs/gal hasta una profundidad de 5393 pies. Se bajo una camisa con un diámetro de 5 pulgadas y se cementó a una profundidad de 5377 pies. De igual forma que el pozo LL-1078. Se realizó la perforación de la sección horizontal con un diámetro de 4 -1/8 pulgadas con tubería continua y usando espuma como fluido de perforación con una ECD de 2.4 - 2.5 lbs/gal; la profundidad final de esta sección fue de 5945 pies. La inclinación final de este pozo fue de 92.2 grados. Al igual que el anterior se completó con rejillas de 2-7/8 pulgadas y un equipo de levantamiento artificial por gas.

En este pozo se observó aporte de fluido de yacimiento cuando se perforaba la sección horizontal con una ECD de 2.4 lbs/gal y durante la bajada de las rejillas de 2-7/8 pulgadas. Al completar el pozo el nivel de fluido subió de 3607 a 2982 pies

Pozo LL- 3041

Se abrió ventana desde 5101 hasta 5115 pies. Posteriormente se perforó con tubería convencional la sección curva con un diámetro de hoyo de 6-1/8 pulgadas. Utilizando un fluido 100 % aceite de bajo contenido de sólidos con una densidad de 8.1 lbs/gal hasta una profundidad de 5665 pies. Se bajo y cementó una camisa de 5 pulgadas de diámetro hasta 5661'. Luego se perforó la sección horizontal con un diámetro de hoyo de 4-1/8 pulgadas y con tubería continua, utilizando como fluido de perforación espuma con una ECD 2.8 lbs/gal hasta una profundidad final de 5842 pies.

En este pozo se completó el pozo con 182 pies abierto a hoyo desnudo y un equipo de levantamiento artificial.

Pozo LL-3054

Se abrió la ventana con un diámetro de 6 pulgadas en el revestimiento de 7 pulgadas desde 5090 hasta 5117 pies. Posteriormente se perforó la sección curva con tubería convencional y con un diámetro de hoyo de 6 pulgadas. En esta sección se utilizó como fluido de perforación un 100 % aceite de bajo contenido de sólidos con una densidad de 8.0 lbs/gal hasta una profundidad de 5681pies. Se bajo y cementó una camisa con un diámetro de 5 pulgadas hasta 5673 pies. Luego se perforó la sección horizontal de 4-1/8 pulgadas con tubería continua, utilizando espuma como fluido de perforación con una ECD de 2.8 – 2.9 lbs/gal hasta 6109 pies. La inclinación final de este pozo fue de 97 grados.

Finalmente se completó con rejillas de 2-7/8 pulgadas de diámetro y un equipo de levantamiento artificial de gas. El nivel de crudo de este pozo subió de 3962 a 3624 pies indicativo del aporte del pozo.

Para corroborar los análisis realizados de daño a la formación, al pozo LL-1078 se le corrió un registro de restauración de presión (*build up*), cerrando el pozo por cuatro días, mostrando como resultado final 100 % de retorno de permeabilidad y sin daño a la formación, recuperando su producción original. Lo que se tradujo en un aumento de producción para la arena B-6-X.10 de 0,6 bbls/pie a 1,3 bbls/pie.

PROBLEMAS OPERACIONALES

Entre los problemas que se presentaron durante las operaciones de la perforación en condiciones de bajo balance tenemos: la aparición de lutitas dentro de la arena durante la navegación, lo que limita la sección horizontal, ya que la presencia de esta produce inestabilidad del hoyo. También se percató la necesidad de mantener continuidad en la inyección de nitrógeno, ya que la interrupción o ausencia del mismo pueden llevar la perforación a un control de pozo convencional, perdiendo la condición del bajo balance.

CONCLUSIONES

Como resultados de los estudios realizados y de las experiencias de campo logradas en los trabajos de Reentrada Horizontal en estos cuatro pozos se concluye lo siguiente:

- En la perforación de pozos horizontales se alcanzó condiciones de bajo balance con densidades equivalentes de circulación entre 1.8 y 2.8 lbs/gal, parámetros nunca antes alcanzado en operaciones similares.
- La tecnología de bajo balance es aplicable para accesar las reservas de los yacimientos de muy baja presión.
- La tecnología aplicada en la estabilidad de hoyos permitió reducir a cero los problemas de estabilidad de hoyos en los pozos perforados.
- Al minimizar el daño a la formación, con la selección de las espumas y el fluido de completación y/o control, se obtuvo como resultado un incremento en la productividad de los pozos. En 1567 pies perforados horizontalmente, se incrementó la relación de producción de 0.6 a 1.3 bbls / pie.
- El éxito de las operaciones esta basado en el trabajo integrado de equipo.
- La utilización de la unidad de tubería continua reduce los tiempos de viaje de tubería, permite la perforación con hoyos de diámetros pequeños y por ser un circuito continuo no es necesario interrumpir el proceso de perforación en condiciones de bajo balance.

Abreviaturas

Pulg = pulgadas

lbs/gal = libras por galón (densidad del fluido)

bbls = barriles

min = minutos

hr = hora

cP = viscosidad en centiPoise

ECD = densidad equivalente de circulación (Equivalent circulation density)

t 1/2 = Tiempo de vida medio de la espuma

psi = presión en libras por pulgada cuadrada (lppc)

ADL = Agua Del Lago de Maracaibo

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. MCLEAN, M. R.; ADDIS, M. A.; Wellbore Stability Analysis: A Review of Current Methods of Analysis and their Field Application. En: *IADC/SPE Drilling Conference*. 1990.
2. MCLEAN, M. R.; ADDIS, M. A. Wellbore Stability: The Effect of Strength Criteria on Mud Weight Recommendations. En: *65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*. SPE paper N° 20405. 1990.
3. BENNION D.B., THOMAS D.W, BENNION R.F, BIEZT R.F, "Fluid Design to Minimize Invasive Damage in Horizontal Wells". The journal of Canadian Petroleum Technology. Volume 35, No. 9 November 1996.
4. BENNION D. Brant, THOMAS F. Brent, "Recent Investigations into Formation Damage in Horizontal Wells During Overbalanced and Underbalanced Drilling and Completion Procedure" PNEC, June No. 23, 1994.
5. BENNION D.B., THOMAS D.W, BENNION R.F, BIEZT R.F, "Underbalanced Drilling and Formation Damage- Is it a Total Solutions?". The journal of Canadian Petroleum Technology. Volume 34, No. 9 November 1995.
6. ROSEN MILTON, "*Surfactants and Interfacial Phenomena*", John Wiley & Sons, USA, 276-300, (1989).
7. ECONOMIDES, M.; WATTERS, L.; DUNN-NORMAN, S. *Petroleum Well Construction*. John Wiley & Sons. New York 1998.
8. SANTARELLI F. J, CARMINATI Stefano, "Do Shale Swell? A Critical Review of Available Evidence ". SPE/IADC 29421. Drilling Conference 1995.
9. ROSEN MILTON, "*Surfactants and Interfacial Phenomena*", John Wiley & Sons, USA, 276-300, (1989).
10. CHIEN, S. F. Annular Velocity for Rotary Drilling Operations. En: *SPE Fifth Conference on Drilling and Rock Mechanics*. Austin, Texas; 5-16. January 5-6, 1971.
11. MOORE, P. L. *Drilling Practices Manual*, Petroleum Publishing Co., Tulsa, 1974.

12. LEISING, L.J. and others. "Coiled Tubing on the Alaskan North Slope". Oilfield Review, Summer 1998.
13. INGOLD, C. "A successful short radius re-entry with aerated mud in Venezuela" The Search For Oil and Gas In Latin American & The Caribbean, Number 6, 1998.

ANEXOS

Tabla 1.- Presiones de la arena B-6-X.10 para cada uno de los pozos perforados

Características	LL-1078	LL-3044	LL-3041	LL-3054
PRESION, psi	781	838	762	728
PROFUNDIDAD, pies	5364	5549	5286	5277
Densidad equivalente de circulación calculado (ECD), lbs/gal	2.8	2.9	2.8	2.7

Tabla 2.- Propiedades mecánicas de la roca a tapones extraídos de núcleos tomados en el pozo LL-841.

Modulo de Young	3×10^6 lbf/pulg ²
Relación de Poisson	0,12
Ángulo de fricción	41°
Cohesión	2900 lbf/pulg ²
Resistencia a la tensión	800 lbf/pulg ²

Tabla 3.- Formulaciones y evaluación de la estabilidad de las espumas: rendimiento (volumen) y tiempo de vida medio de la espuma con agua potable y agua de Lago del Maracaibo (ADL).

Productos (%)	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulación 4
Agua Base	Agua potable	Agua potable	ADL	ADL
Espumante	1	2	1	2
KCl	3	3	3	3
Polímero	0.4	0.4	0.4	0.4
t ½ , seg	250	250	195	210
Rendimiento (cc)	450	510	400	450

Tabla 4.- Formulación 4 evaluada con diferentes agentes alcalinos para la mezcla crudo - espumas.

Aditivos	Muestra 1	Muestra 2
Espumante, %	1	1
Polímero, %	0,4	0,4
KCl, %	1	1
KOH, pH	---	10
Buffer, pH	10	---

Tabla 5.- Rendimiento de las espumas y tiempo de vida medio de la mezcla espuma – crudo. (formulación 4).

% Crudo	Rendimiento	Muestra 1	Muestra 2
	Tiempo de vida medio		
0 %	Volumen, cc	250	265
	t $\frac{1}{2}$, seg	180	290
20 %	Volumen, cc	320	235
	t $\frac{1}{2}$, seg	464	236
30 %	Volumen, cc	260	230
	t $\frac{1}{2}$, seg	447	294
40 %	Volumen, cc	335	220
	t $\frac{1}{2}$, seg	553	284

Tabla 6.- Análisis fisicoquímico del agua de formación y el agua del Lago de Maracaibo

Análisis	Agua de formación	Agua del Lago de Maracaibo
Densidad, lpg	8,45	8,5
pH	6,55	8,7
Cloruros, ppm	1.152	2.000
Sólidos totales, ppm	5.456	10.000
Sólidos disueltos, ppm	---	7.300
Sólidos en suspensión, ppm	---	2.700

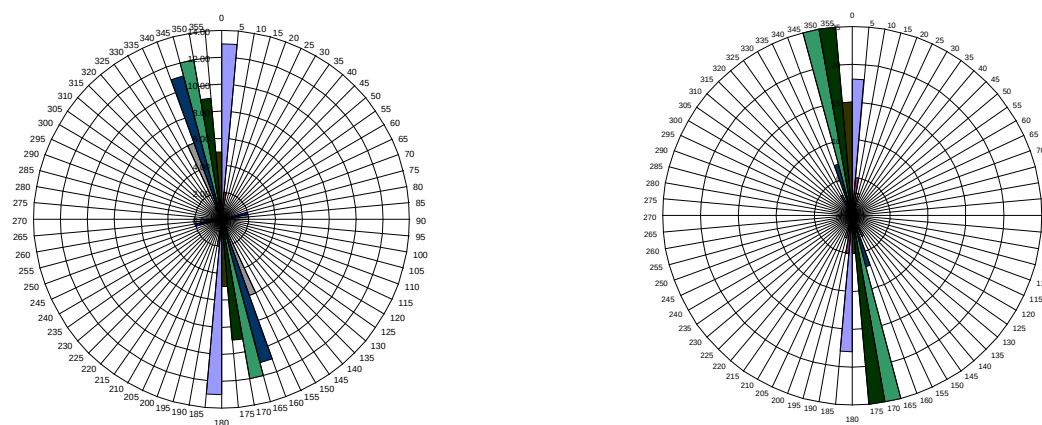


Fig. 1. Dirección del esfuerzo horizontal mínimo entre 5.898 y 6.314 pies en el pozo LL-941(RD) y 4.800 y 5.800 pie en el pozo LL-1334.

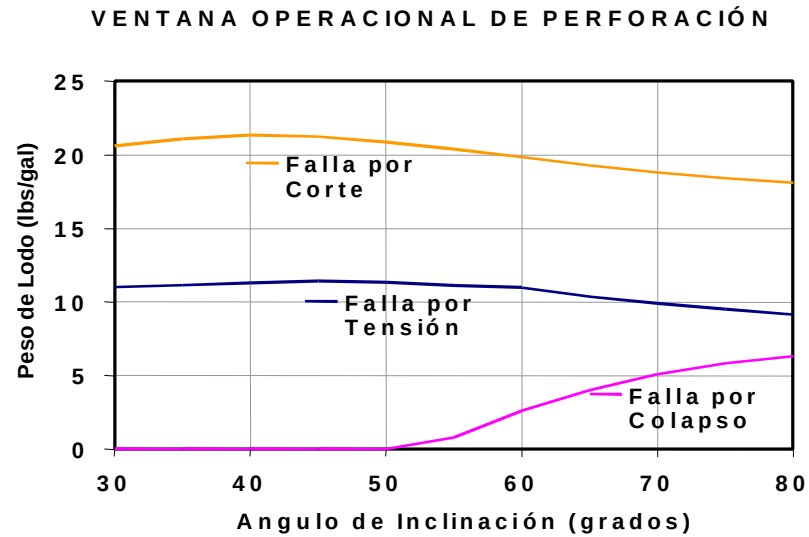


Fig. 2.- Ventana Operacional para la sección de construcción de ángulo

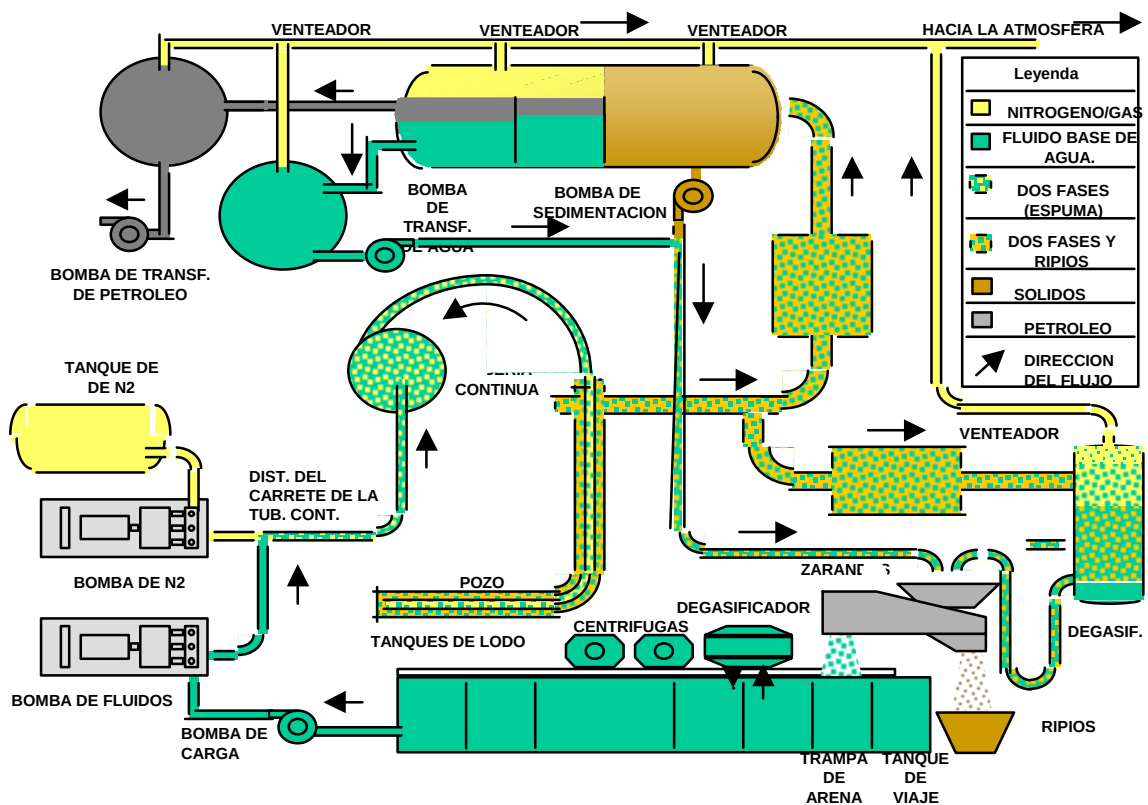


Fig. 3.- Sistema de recirculación de la espuma empleado en el taladro utilizado para la perforación con la técnica del bajobalance.

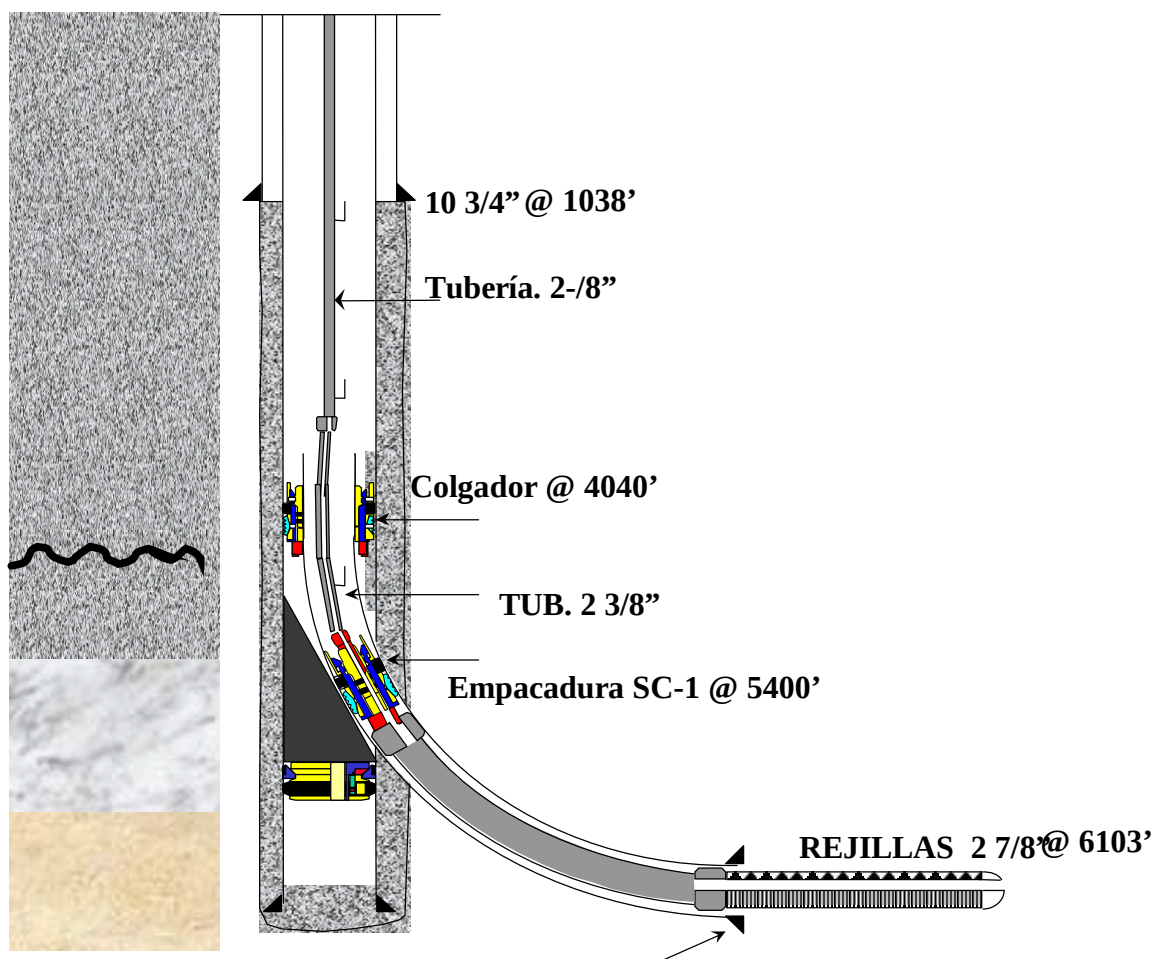


Fig. 4.- Diagrama mecánico típico de los pozos horizontales perforados en condiciones de bajobalance.