

“APLICACION DE LA TECNOLOGIA CERCA DEL BALANCE EN POZOS HORIZONTALES PROFUNDOS EN EL ORIENTE DE VENEZUELA”

Ing. Carlos E. Díaz
PDVSA-Venezuela

RESUMEN

Este trabajo presenta la fase de planificación y los resultados operacionales del pozo horizontal más profundo perforado en Venezuela (Fig. 1) usando la tecnología cerca del balance. Se inyectó Nitrógeno al sistema de lodo a través de una sarta concéntrica para reducir la densidad equivalente de circulación (DEC) (Densidad Equivalente de Circulación) (Fig. 2). La meta del proyecto fue incrementar la productividad reduciendo el daño a la formación y los costos de perforación.

Los yacimientos están altamente agotados pero con enormes volúmenes de crudo remanente recuperable (Fig. 3). La productividad en los pozos verticales y direccionales de los yacimientos es baja, por otra parte los pozos horizontales similares perforados convencionalmente en la misma área han mostrado muy bajas tasas de perforación y al igual que una reducción drástica en la vida de las mechas. Ha sido extremadamente difícil perforar secciones horizontales largas usando tecnología convencional. Estos factores motivaron la introducción de la tecnología near balance para perforar en esta área. (Fig. 4)

La planificación y la perforación estuvieron a cargo de un grupo multidisciplinario. Se realizaron análisis de riesgo de colapso ó inestabilidad de hoyo bajo la condición de perforación cerca de balance. Se establecieron los campos de esfuerzos y la dirección de los mínimos y máximos esfuerzos en el hoyo horizontal, a fin de optimizar la estabilidad durante las operaciones de perforación. Para minimizar el daño a la formación, por efecto del diferencial de presión causado por el lodo mientras se perforaba fue reducida usando un sistema multifase con Nitrógeno y crudo nativo. Se realizaron cálculos hidráulicos para obtener la optima tasa de inyección de Nitrógeno y la presión necesaria para generar la densidad equivalente de circulación que diera la condición cerca del balance.

La perforación del hoyo horizontal se hizo usando la técnica de Geosteering. No se reportó problemas de inestabilidad de hoyo. La tasa promedio de penetración se incrementó drásticamente comparado con los hoyos perforados convencionalmente. Las mechas usadas en la perforación cerca del balance duraron mucha más que en la perforación convencional en el mismo yacimiento. La producción inicial fue mayor a la producción total equivalente de 5 pozos verticales ó direccionales en la misma arena del yacimiento. (Fig. 4)

INTRODUCCION

El agotamiento de presión en los yacimientos motivado a la extracción del crudo a través de los años, ha creado la necesidad de buscar nuevos métodos y tecnologías para lograr extraer las enormes reservas remanentes. Considerando los resultados obtenidos en la perforación de pozos verticales, direccionales y horizontales con métodos convencionales en el Oriente de Venezuela, se observa un incremento sostenido en el costo de generación del barril de petróleo, debido principalmente a la sensibilidad al daño de las formaciones productoras y a los elevados costos de perforación, haciendo cada día más menos rentable el negocio de la perforación. (Fig. 4)

Las técnicas de recuperación secundaria, tales como: Levantamiento Artificial con Gas Natural y Re-presurización de yacimientos mediante la inyección de fluidos, han sido insuficientes para lograr maximizar la extracción del crudo. En el campo de Acema-200, donde se llevó a cabo el proyecto de perforación cerca de balance, pruebas de restauración de presión revelaban daños a la formación de hasta 60 y en algunos casos 100 en arenas productoras más profundas.

Motivado a la escasa información geológica que se tenía de los pozos del área y a la experiencia previa que PDVSA disponía en el Occidente del país, se decide como primera opción para optimizar la explotación de nuestros yacimientos, la evaluación e implementación de la tecnología de perforación cerca del balance (primera experiencia en el Oriente del país) y así tratar de reducir el daño a la formación y costos de perforación mediante un mínimo sobrebalance contra la formación productora, así como el incremento de la tasa de perforación.

En la fase de planificación, se realizaron estudios integrados de estabilidad de hoyo, selección del fluido de perforación, igualmente se usó un software para simulación de fluido bifásico y realizar cálculos hidráulicos. Se planeó inyectar nitrógeno mediante el sistema de liner concéntrico por lo cual fue

necesario diseñar un cabezal especial para hacer posible el colgado del liner parásito en el conjunto de válvulas impidireventones.

El proyecto se ejecutó en el pozo horizontal 11-M-267, teniendo como objetivo la arena petrolífera R3 en el yacimiento 11-M-201 a una profundidad TVD de 11.728 pies, la presión del yacimiento se calculó en 2800 psi de acuerdo a registros de presión tomados en el hoyo piloto. (Fig. 3)

Mediante la inyección de 1800-2300 scfm de nitrógeno generado en sitio con sistema de membranas, a una profundidad de 9.767 pies y un caudal de circulación de lodo entre 175 - 210 GPM, se logró alcanzar la condición cerca del balance con una DEC de 5.8 lpg.

Se logró perforar navegando 1.052' pies de sección horizontal en un diámetro de 5-7/8", en una arena de poco espesor 8' TVD a una rata de penetración promedio de 20 pph.

El pozo fue completado con liner ranurado y sarta con equipo de levantamiento artificial, dando una producción inicial de 2700 BNPD con 100% crudo de 28° API. Actualmente el pozo tiene una producción promedio de 2200 BNPD (BNPD: Barriles Netos por Día), superando en cinco veces la producción de los pozos verticales y direccionales del área. (Fig. 4)

PLANIFICACION DE LA PERFORACION

Durante la fase de planificación se realizaron estudios multidisciplinarios en las distintas áreas optimizando el valor agregado de cada integrante de la mesa de trabajo:

Perforación Direccional: El perfil del pozo fue diseñado para perforar una sección de 5-7/8" lateral a 90° de inclinación en una longitud de 1200 pies en una dirección de azimuth 270°. (Fig. 3)

Estabilidad de Hoyo:

Se evaluó el riesgo de colapso de hoyo mediante caracterización geomecánica de la roca, para ello se utilizaron registros de imágenes de pozos vecinos, datos de fractura y ensayos de compresión a núcleos de la misma arena R3. Se determinaron en laboratorio valores de resistencia a la compresión de roca desconfiada (UCS, Unconfined Compressive Strength) dando como valor promedio para la arena objetivo 10.000 psi, indicando que era perfectamente posible perforar esta arena en condición cerca del balance e inclusive bajo balance.

Con la misma data de registros de imágenes y datos de fractura de pozos vecinos, se determinó el campo de esfuerzos geoestáticos, lográndose definir la dirección de los mínimos esfuerzos (270° Azimuth) y así lograr mayor perforabilidad de la formación.

Selección del Fluido de Perforación: Con la idea de lograr mínimo daño se propuso como fluido de perforación en la sección horizontal, petróleo de la misma arena productora y también se manejaron otras opciones como emulsión de baja densidad 100% aceite.

Ensayos de compatibilidad en laboratorio, entre fluidos de perforación propuestos y fluidos de formación revelaron como mejor opción el uso de crudo nativo, además de presentar propiedades reológicas acordes para una buena capacidad de limpieza dinámica y excelente suspensión en condiciones estáticas. El costo por barril de crudo acondicionado era muy inferior a la del fluido 100% aceite, aquí se resalta el uso del polímero Intoil diseñado por PDVSA – INTEVEP (Centro de Investigaciones de PDVSA).

Consideraciones de Yacimiento: El yacimiento en donde se encuentra la arena objetivo es el 11-M-201, el cual fue descubierto en el año 1.962 y producido por agotamiento primario hasta 1.977, cuando fue sometido a un proceso de recuperación adicional por inyección de gas. El ambiente sedimentario en el cual se encuentra la arena R3 corresponde a un monoclinal de buzamiento suave de 5° hacia el Norte y de rumbo Este-Oeste. (Fig. 3)

Perforación Cerca del Balance:

Selección del Fluido de Inyección: Después de ciertas consideraciones como seguridad, facilidades de superficie, riesgos de explosión en fondo de pozo, se decide usar un gas inerte como el Nitrógeno como fluido de inyección, generado en sitio mediante membranas filtrantes, descartando el uso de gas natural ó aire.

Selección del Sistema de Inyección de Nitrógeno: Se manejaron como principales opciones para inyectar nitrógeno al pozo los siguientes sistemas:

- _ Inyección por Tubería Concéntrica ó Liner Tie Back. (Fig. 2)
- _ Inyección por Sarta de Perforación. (Fig. 5)

Al evaluar ambas opciones, el sistema de inyección por tubería concéntrica representó la opción más apropiada ya que permite el uso de herramientas de medición convencional (LWD) por el hecho de tener solamente la fase líquida dentro de la tubería de perforación, no habiendo ninguna dificultad para transmitir la señal de las herramientas direccionales hasta superficie; por el contrario el sistema de inyección por sarta de perforación requiere el uso de herramientas electromagnéticas para el envío de señales en forma de ondas que necesariamente tienen que viajar a través de la formación hasta un receptor localizado en superficie, por la heterogeneidad en las propiedades de la formación y lo profundo del pozo este sistema no garantizaba el éxito, inclusive es un sistema que ha presentado problemas de pérdida de señal en pozos someros.

Cálculos Hidráulicos:

La determinación de los caudales de gas y líquido, en este caso Nitrógeno y Petróleo, que deben combinarse para obtener la condición cerca de balance, se realizó con un programa para flujo de fluidos multifásicos conocido con el nombre de MUDLITE 2 de la empresa Maurer Engineering Inc.

Previamente a la corrida del programa, como primera aproximación, se calculó analíticamente la Densidad Equivalente de Circulación (DEC), para la condición de perforación cerca del balance.

$$DEC = W' + 0.3 \quad (1)$$

$$Ph = 0.052 \times W' \times H \quad (2)$$

$$Ph' = Pf + 200 \quad (3)$$

Donde:

W': Densidad del fluido convencional (Libras/Gal).

Ph: Presión hidrostática (psi).

H: Columna vertical de fluido (pies).

Pf: Presión de formación (psi).

Ph': Presión hidrostática en condición cerca del balance (psi).

0.3: Pérdida de presión promedio en el espacio anular (Lbs/Gal).

200: Diferencial de presión deseado contra la formación (psi).

Pf se obtuvo de tomas de presión de pozos vecinos y se extrapoló al pozo 11-M-267: 2400 psi.

H: Altura vertical verdadera (True vertical depth TVD) a la cual se estimó la arena productora = 11.760 pies

Ph' = (2400 + 200) psi = 2600 psi.

Igualando las ecuaciones (2) y (3) y luego despejando W' tenemos que:

$$W' = (2600 \text{ psi}) / (0.052 \times 11760) = 4.25 \text{ Lbs/Gal}$$

$$DEC = 4.25 + 0.3 = 4.55 \text{ Lbs/Gal.}$$

El simulador MUDLITE 2 arrojó como valores ideales para lograr una mezcla bifásica cuya densidad se aproxime a 4.55 lo siguiente:

Profundidad de Inyección de Nitrógeno: 9760 pies.

Caudal de Inyección: 2000 cfm

Caudal de Petróleo: 200 gpm

Presión de fondo esperada: 2632 psi.

DEC : 4.30 Lbs./Gal (sin considerar pérdidas de presión por fricción en el sistema)

OPERACIONES DE PERFORACION

Se realizaron una serie de actividades previas a la perforación cerca del balance, con la finalidad de capturar información del yacimiento al igual que la instalación de equipos para la inyección de Nitrogeno:

Operaciones Previas :

Hoyo Piloto:

Con la idea de tomar información y validar el modelo geológico planteado, se perforó previamente un hoyo piloto en un diámetro de 8-3/8" atravesando la arena objetivo con una inclinación de 42°, el mismo reveló de acuerdo a registros, un espesor efectivo vertical de 8' contrario a lo asumido en correlaciones con pozos vecinos, donde se asumía un espesor de arena de 23'.

Se tomó presión en varios puntos de la arena, dando una presión de formación de 2800 psi, mayor que la presión asumida en la fase de planificación 2400 psi. Esto permitió ajustar los calculos hidráulicos en función a este nuevo valor, requiriéndose una DEC de 4.8 en vez de 4.25 como daban los calculos iniciales para lograr una condición near balance.

Distribución de Equipos de Inyección en Superficie: Los equipos de generación e inyección de nitrógeno fueron colocados en un área aproximada de 650 m² en la parte norte del taladro. (Fig. 6) (Fig. 7)

Corrida de Liner Tie Back:

Previamente se asentó y cementó un liner de 7" en la mitad de la arena objetivo a 12.285' md (11743'tvd) con una inclinación de 87 grados, se procedió a bajar una sarta de casing de 7" con una unidad de sellos y una junta perforada para la inyección de nitrógeno desde superficie hasta conectarse con el receptáculo del colgador de 7" formando un espacio anular para la inyección entre los revestidores de 9-5/8"-7", quedando el punto de inyección a 9767' con una área de flujo de 35 in² (80 huecos de 3/4" diámetro). (Fig. 8)

Calibración de Herramientas:

Se calibró la herramienta de medición de presión de fondo en tiempo real (PWD), bombeando lodo con la sarta de perforación dentro del casing de 7" cementado, sin antes haber perforado la zapata, determinándose una perdida de presión por fricción en la circulación en el orden de 0.8 lpg equivalente, este valor fue considerado para ajustar la DEC requerida de 4.8 lpg a 5.6 lpg y poder mantener una condición cerca del balance en los casos donde iba a ser necesario parar la inyección de lodo-nitrogeno y evitar dejar el pozo en una condición de desbalance existiendo la posibilidad de que el pozo fluyera.

Se inició la inyección de nitrógeno gradualmente desplazando lodo del espacio anular, se alcanzó una DEC promedio de 5.8 lpg con caudales de nitrógeno de 1500 scfm y lodo 190 gpm, el tiempo necesario para realizar esta operación fue de casi 6 horas. Luego al continuar la inyección se observó un fenómeno de oscilación sinusoidal en el valor de DEC, la misma no estabilizó en 5.8 sino por el contrario mantuvo moderadas fluctuaciones en el tiempo. (Fig. 9)

Perforación de la Sección Horizontal:

Una vez alcanzada la condición cerca del balance con una DEC de 5.2 lpg, se inicia la perforación direccional a 12.285' md, incrementando inclinación para evitar salir de la arena por estar a 4' tvd del limite inferior, se empleó la tecnología de Geosteering para simular y navegar dentro del yacimiento usando las curvas Gamma Ray y Resistividad en tiempo real provenientes de las herramientas direccionales colocadas a 40 pies de la mecha en la sarta de perforación. (Fig. 2)

La sección horizontal completa fue perforada con una tasa de penetración promedio global de 20 pies/hr, pero cuando se rotaba la sarta de perforación alcanzaba valores entre 15-90 pies/hr. A pesar de que el yacimiento tenía 8 pies de espesor, fue posible mantener el pozo dentro de la ventana propuesta en una longitud de 1.052 pies, sin salir de la arena.

No fue posible perforar con un valor de DEC constante, a pesar que las tasas de inyección se mantuvieron relativamente constantes, siempre dio lugar a la generación de oscilación moderadas. (Fig. 9)

Durante los viajes de tubería por cualquier índole, se circulaba el pozo para dejarlo en condición de equilibrio ó cerca de balance, se monitoreaba el nivel del pozo con una herramienta sónica (ECHOMETER) para detectar cada 30 juntas cual era el diferencial de presión contra la formación. Cuando se metía tubería el nivel de fluido obviamente subía en el anular por lo cual se descargaba la presión de inyección para igualar columnas de fluido y evitar un sobrebalance no deseado.

Se requirieron dos mechas tipo PDC(Polycrystalline Diamond) Modelos STR 382G3 y STR 438G5 para perforar todo el hoyo, en una arena de alta abrasividad y con una dureza promedio de 10.000 psi (UCS)

El cabezal rotativo empleado para perforar cerca de balance fue de alta presión (presión estática de 5000 psi y dinámica de 2500 psi), trabajó en excelentes condiciones a pesar de trabajar con presiones de retorno que fluctuaban entre 0-900 psi sin presentar fuga alguna.

PROBLEMAS PRESENTADOS

1. El principal problema reportado durante la perforación cerca del balance fue la “Constante Fluctuación de la DEC”, la misma fue originada por la formación de grandes burbujas de Nitrógeno debido a la entrada intermitente de enormes baches de Nitrógeno al sistema de lodo en el punto de inyección. Esto originó un fenómeno de presurización y despresurización del espacio anular de inyección. El punto de inyección estaba a una profundidad de 9.767 pies con un área total de flujo de 35 in² (80 Huecos de 3/4”) (Fig. 9)

De acuerdo a la formula de calculo de flujo de gas atraves de un orificio, se concluyó que el área de flujo en el punto de inyección tal vez era demasiado grande y que para futuros pozos esta área debía ser reducida para incrementar la velocidad de descarga de nitrógeno y crear una mayor caída presión en el punto de inyección. (Fig. 8)

2. Para controlar la presión anular, se usó una válvula de contrapresión (Back Pressure Valve) de insertos de goma, con una presión de trabajo de 3000 psi y con abertura y cierre máximo de 8” – 1-1/8” respectivamente. Esta válvula tuvo que ser cambiada en dos oportunidades debido a la erosión por la alta velocidad a la cual se expandía el nitrógeno en superficie y posiblemente también el efecto de la anilina por el crudo usado como fluido de perforación.
3. Se observaron dos atascamientos por presión diferencial (12.362'-13.323') ambas ocurrieron en la sección horizontal mientras se metía tubería, en los dos casos después de tensionar y trabajar la tubería sin éxito, se decidió bajar la DEC por debajo de la presión de formación ó cerca de ella, incrementando la tasa de inyección de nitrógeno hasta liberar la tubería.
4. Las señales de las herramientas de navegación (LWD/PWD)(LWD: Logging While Drilling, PWD: Pressure While Drilling), en ocasiones se vieron afectadas atenuándose a niveles muy bajos difíciles para su decodificación en superficie, por la variación en la presión de bombeo de lodo y se hacía más evidente cuando se estaba circulando para sacar una burbuja de nitrógeno del sistema. Se reportaron variaciones en la presión de bombeo de lodo entre 1500-3000 psi.

CONCLUSIONES

1. La aplicación de la tecnología de perforación cerca del balance en pozos donde se requiera un punto de inyección profundo, utilizando el sistema de inyección por sarta, debe revisarse minuciosamente el diseño del mecanismo de inyección (área total de flujo, densidad de huecos por pie al igual que su perfil de distribución) para evitar que se generen fluctuaciones considerables de DEC durante la perforación cerca de balance.
2. La producción inicial alcanzada en este pozo fue de 2700 BNPD, reduciéndose en los momentos actuales a 2200 BNPD, lo que equivale a perforar cinco pozos verticales ó direccionales en este campo. El único pozo horizontal de referencia no es patrón de comparación en cuanto a producción ya que el mismo produjo solamente gas (Fig. 4)
3. La perforación de un hoyo piloto para captura de información geológica fue básica para actualizar datos como valores de presión de formación, espesor de arena, temperatura y ajustar así la planificación de la perforación cerca del balance. Debido a esta información se pudo optimizar la capacidad requerida de los equipos para la generación-inyección de nitrógeno.

4. Maximizar drásticamente la tasa de penetración en este yacimiento, donde con la perforación horizontal convencional se alcanzaba como valor promedio 1.5 pie/hr, al perforar cerca de balance se logró multiplicar esa cifra hasta por 12 veces en promedio (Fig. 4)
5. Un adecuado estudio de estabilidad de hoyo permitió establecer la factibilidad del proyecto y así permitió perforar sin registrarse ningún problema asociado con inestabilidad de hoyo. Estos estudios son la base principal para decidir la aplicación ó no de la tecnología.
6. El efecto de la generación intermitente de burbujas de nitrógeno en las herramientas direccionales, generó problemas con perdidas de señal registradas durante la perforación, teniendo que en ocasiones parar a circular para sacar la burbuja del sistema.
7. Se logró minimizar el numero de mechas, solo fueron necesario dos mechas PDC para perforar 1.052 pies de sección horizontal, mientras que con la perforación horizontal convencional se empleaban 11 mechas para perforar tan solo 365 pies. (Fig. 4)
8. Con métodos convencionales se perforaba con un sobrebalance promedio de 3000 psi, en ocasiones con perdidas de circulación, al aplicar la tecnología cerca del balance se generó un sobrebalance de 425 psi lo que minimizó el daño a la formación y el riesgo de perdida de circulación. (Fig. 4)
9. El uso de crudo nativo como fluido de perforación dio resultados excelentes, demostró una gran capacidad de limpieza y liberación del nitrógeno inyectado, no observándose acumulación de rípios en ningún momento. No hubo necesidad de píldoras de alta viscosidad para el arrastre de los rípios de perforación.

CONTRIBUCIONES TECNICAS

Se hicieron contribuciones técnicas en varios sentidos, los cuales se mencionan a continuación:

- Se logró aplicar la tecnología de perforación cerca de balance en un pozo horizontal, inyectando nitrógeno por sarta concéntrica con el punto de inyección más profundo conocido hasta ahora en Venezuela. (Fig. 4)
- El haber utilizado un sistema de inyección por sarta concentrica, permitió el uso de herramientas de telemetría convencional con transmision de señal atraves de pulsos de presión.
- El uso de la herramienta PWD permitió medir en tiempo real la presión de fondo, lograndose tomar acciones inmediatas en el control de la misma.

TEORIA BASICA DE LA PERFORACION CERCA DEL BALANCE

Definición: La tecnología de perforación cerca del balance, es aquella técnica que consiste en perforar la zona productora con una presión generada por la columna hidrostática del fluido de perforación, intencionalmente diseñada para ser ligeramente mayor (200-300 psi) que la presión de formación.²

El procedimiento para inducir esta condición consiste en crear una mezcla bifásica entre el fluido de perforación convencional (fase liquida) y otro fluido que por lo general puede ser gas, nitrógeno ó aire (fase gaseosa) mediante la inyección de la fase gaseosa en la fase liquida. Esta tecnología de perforación, aunque tiene algunas limitantes, conlleva a obtener grandes beneficios operacionales y económicos.

Aplicaciones: La perforación cerca del balance, es principalmente apropiada en yacimientos agotados ó con presiones de formación realmente muy bajas donde todavía existen considerables reservas remanentes recuperables.

Otras condiciones que hacen aplicable esta técnica son:

- Perdidas de circulación frecuentes con el uso de las técnicas convencionales de perforación que originan alto sobrebalance contra la formación, esto con el uso de fluidos de baja densidad prácticamente se eliminan.
- En yacimientos que presenten baja perforabilidad, las tasas de penetración suelen ser muy bajas perforando con sistemas de fluido convencional al contrario cuando se perfora con fluidos

gasificados de bajo peso, las tasas de penetración llegan a multiplicarse hasta 10 veces, sobre todo en pozos con una sección horizontal considerable.

- Los yacimientos deben ser altamente consolidados, ya que con este tipo de tecnología las paredes del hoyo en ocasiones son sometidas a esfuerzos de compresión pudiendo existir algún riesgo de colapso.
- Problemas de atascamiento de sarta por presión diferencial, este riesgo queda prácticamente minimizado ya que el sobrebalance es mínimo entre la presión hidrostática y la presión de yacimiento.
- Alto daño de formación superficial, este problema es quizás el más importante ya que limita drásticamente la producción esperada de un yacimiento. Al perforar con presión de fondo muy cercana a la presión de formación generamos un mínimo daño a la formación.

DEFINICIÓN DE TÉRMINOS/CONCEPTOS:

Yacimiento ó Formación Productora: Son formaciones constituidas en su mayoría por rocas sedimentarias que tienen pequeños volúmenes vacíos llamados poros ó espacios porosos en los que se acumula el petróleo líquido propiamente dicho ó gas natural.

Perforación: La perforación es tanto un arte como una ciencia. Consiste básicamente en excavar un hoyo en el subsuelo hasta determinadas profundidades en las que se encuentran las formaciones productoras de hidrocarburos. Todos los aspectos de esta operación están basados en principios básicos de ingeniería.³

Perforación Horizontal: Es una perforación dirigida y en la cual se perfora la formación productora en dirección horizontal. Con ésta técnica puedes lograr incrementar la producción.

Presión de Formación ó Yacimiento: Es la presión que ejercen los fluidos confinados dentro de los poros de la formación.

Presión Hidrostática: Es la presión ejercida por el peso de una columna de fluido estático, ésta es directamente proporcional a la altura de la columna y a la densidad del fluido. En el caso de perforación, es la presión que ejerce el fluido que está llenando el pozo.

Fluido de Perforación: Es el fluido que se usa en la perforación de pozos, estos fluidos reciben el nombre de lodo, los mismos deben ser de características físicas y químicas apropiadas, pueden ser aire, gas, agua, petróleo ó combinaciones de agua y aceite con diferentes contenidos de sólidos. Debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones de perforación.

Sistemas de Fluidos Bifásico: Estos sistemas consisten en formar una mezcla proporcional de fluido convencional de perforación con aire, gas ó nitrógeno, en concentraciones específicas de tal forma que durante el proceso de perforación sea reducida la presión de fondo contra la formación, ya que la densidad de esta mezcla es menor a la del fluido convencional.

Densidad Equivalente de Circulación: Este es un término muy usado en la perforación, para denotar en términos de densidad, la presión hidrostática más la pérdida total de presión generada en el espacio anular.

Inyección: Es el proceso mediante el cual, se bombea ("se inyecta") la fase gaseosa al fluido convencional de perforación para crear el fluido bifásico.

Daño a la Formación: Se define como una caída de presión adicional originada en la cara de la arena productora, que ocurre cuando se crean barreras al flujo de fluido debido a una alteración en las propiedades originales del yacimiento, dando como resultado una producción menor a la esperada ó un caudal de inyección más bajo de lo deseado.

Perdidas de Circulación: Es la pérdida de fluido de perforación hacia la formación, cuando la presión hidrostática es mayor a la presión de formación, la misma puede llegar a ser parcial ó total.

Atascamiento Diferencial: Es un problema común en la perforación de pozos, en la cual la tubería de perforación se pega a las paredes del hoyo, por efectos de diferencia entre la presión hidrostática y la presión de formación impidiendo mover la tubería.

BIBLIOGRAFIA

1. Díaz, Carlos: "Informe Final de la Perforación Cerca del Balance del Pozo Horizontal 11-M-267" (Agosto 1998)
2. Maurer Engineering Inc.: "Underbalanced Drilling and Completion Manual" (Agosto 1.996)(1.1-1)
3. Goatache, Darwin: Consideraciones para Perforar Cerca del Balance La Sección Horizontal del Pozo 11-M-267 del Campo Acema 200" PDVSA-Distrito Anaco (Noviembre 1998)(14)
4. INTEVEP: "Planificación de la Perforación del pozo horizontal cerca de balance en el campo Acema-200- Loc. MAC-HOR-A" (Octubre 1997)(23-27)

FIG. 1

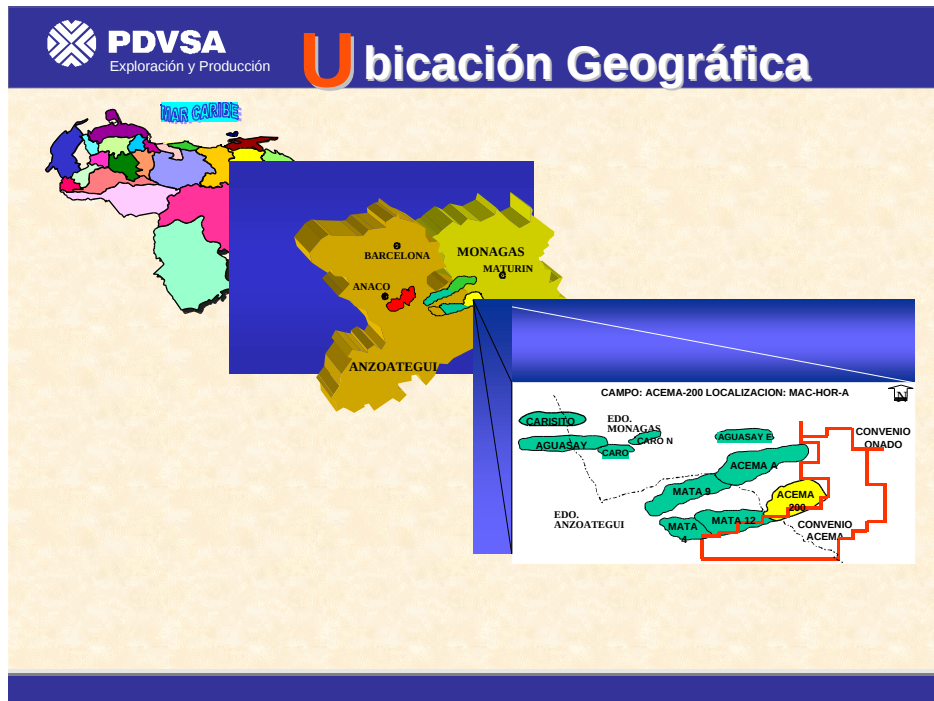


FIG.2

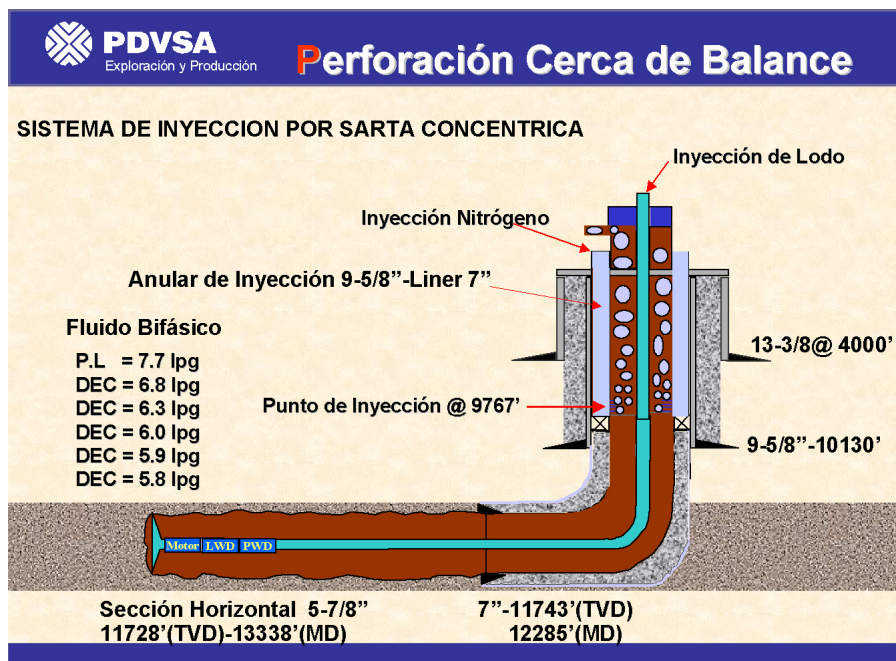


FIG. 3

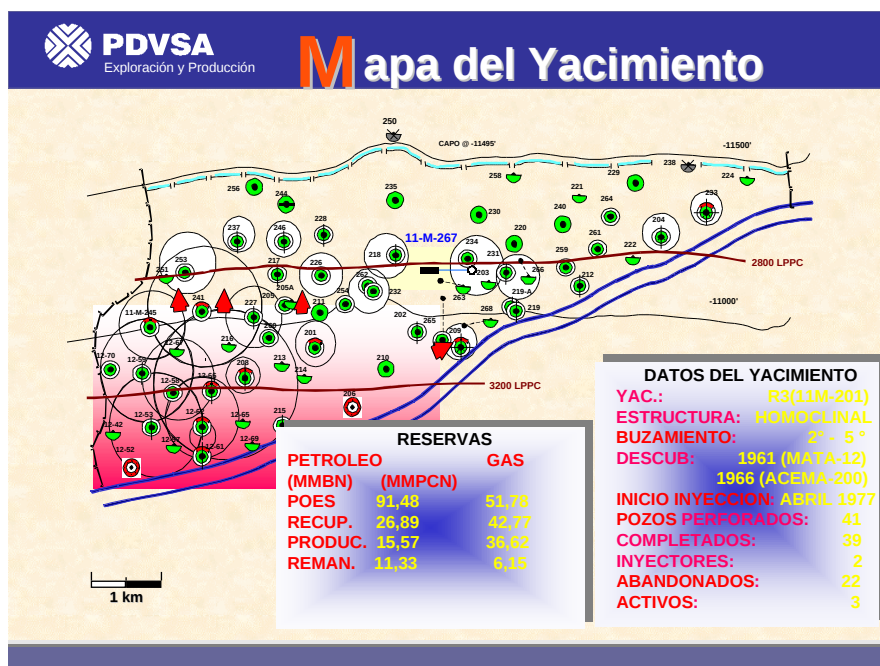


FIG. 4

PDVSA
Exploración y Producción

Logros e Impactos

CAMPO ACEMA			
		CONVENCIONAL	NEAR BALANCE
DENSIDAD DE LODO (LPG)		10.5	5.8-6.2
SOBREBALANCE (PSI)		3300	425
SECCION HORIZONTAL (PIES)		365	1052
ESPESOR DE ARENA (PIES TVD)		27	8
RATA DE PENETRACION (PIE/HR)		1.5	20
NUMEROS DE MECHA USADAS		11	02
FLUIDO DE PERFORACION		100% BASE ACEITE	CRUDO NATIVO

COMPARACION ENTRE POZOS TIPO			
	TIEMPO (DIAS)	COSTO (MMBBS)	PRODUCCION (BNPD)
VERTICAL	50	2.5	450
DIRECCIONAL	55	2.8	450
HORIZ. CONV. (1.100')	165	5.4	--
HORIZ. N. B (1.052')	124	4.1	2.220

FIG. 5

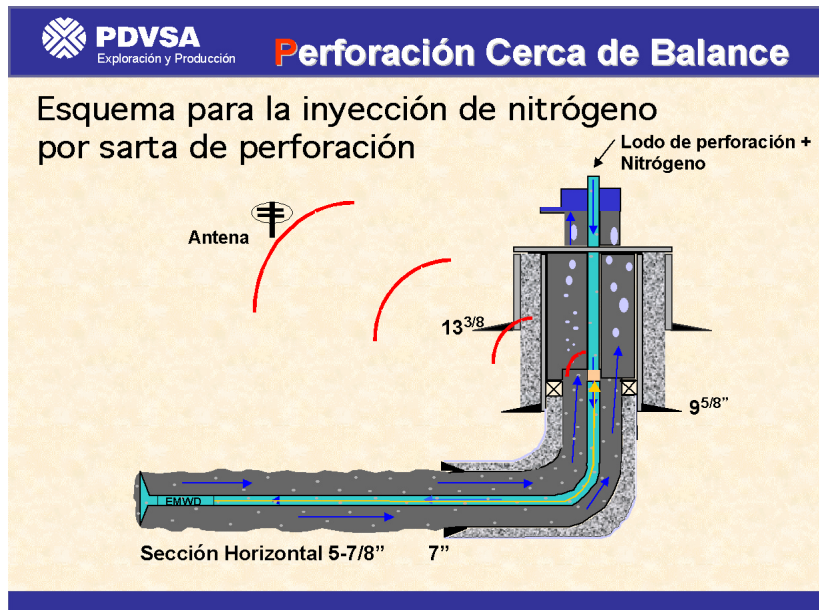


FIG. 6

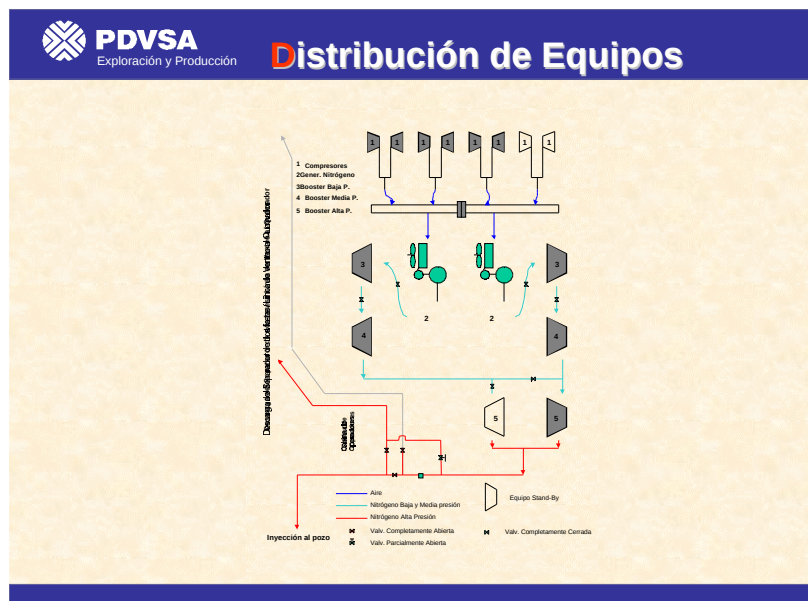


FIG. 7



FIG. 8

PDVSA
Exploración y Producción

Liner de Inyección

DISEÑO EMPLEADO

Casing 7", 29#/ft, N-80
80 Huecos 3/4" diámetro (4 H/ ft)
Total Area Flujo = 35 in²
Prof. de Inyección de N₂ = 9767'

Parámetros:
Descarga/Orificio @ 2000 scf/min: 25*
Caída de Presión por Orificio, psi: 3.5
Discharge Velocity, ft/sec.: 0.91*

*Calculado

Tasa de Flujo de Gas a través de un Orificio:

$$Q = (C \times P)/(G \times T)^{1/2}$$

Donde: Q= Flujo MCF/ day
P= Diferencial de Presión, psi
G= Grav. Espec. Gas (Air=1.0)
T= Temp. °Rankine(°F + 460)
C= Coeficiente de Orificio

FIG. 9

