

TECNICAS DE EVALUACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO, ORIENTE DE VENEZUELA

José Sierra, Halliburton Energy Services
Luis Ortega, PDVSA Exploración y Producción

RESUMEN

El fracturamiento hidráulico ha emergido desde 1994 como una de las técnicas más efectivas para mejorar la capacidad productiva de los pozos profundos de alta presión y temperatura del Norte de Monagas, los cuales son productores de petróleo negro y gas-condensado, y están generalmente afectados por deposición de asfaltenos y/o producción de arena.

En este trabajo se presentan las diferentes técnicas de evaluación que se vienen utilizando antes, durante y después del fracturamiento, con el objeto de: determinar la factibilidad técnica y económica del fracturamiento, mejorar los diseños, optimar los caudales de producción, y prevenir futuros problemas de producción.

La evaluación Pre-Fracturamiento incluye pruebas de restauración de presión para determinar permeabilidad, presión, daño de formación y capacidad productiva así como su magnitud y heterogeneidades. La determinación del perfil de flujo para determinar la contribución productiva de cada arena se hace necesaria cuando el intervalo cañoneado es grande. Después del MiniFrac se estiman la altura y punto de inicio de la fractura usando el Perfil de Temperatura. En la evaluación Post-Fracturamiento se determinan la: longitud y conductividad de la fractura, la nueva capacidad productiva, mediante pruebas de restauración de presión y perfiles de producción. En caso de inyectarse trazadores radiactivos en el fluido fracturante y en el agente de sostén, se usa el Perfil de Espectrometría de Rayos Gamma para definir la altura empaquetada de la fractura.

La evaluación adecuada del Fracturamiento ha demostrado ser una herramienta efectiva para alcanzar un alto porcentaje de éxito en términos económicos y de producción. Asimismo, ha permitido visualizar y reducir los riesgos económicos de fracturamientos en reservorios compartimentalizados y de muy baja permeabilidad.

INTRODUCCION

Los más importantes campos productores de petróleo negro, gas-condensado y petróleo volátil del Oriente de Venezuela están ubicados en lo que se denomina el Norte de Monagas. (Figura N° 1). Sus yacimientos, profundos, de alta presión y temperatura, contribuyen significativamente con la producción y reservas de petróleo de Venezuela.

La producción proviene principalmente de las areniscas las Fms. Los Jabillos de edad Cretácea y Naricual de edad Terciaria, a profundidades entre 14,000 y 18,000 pies.

Desde que comenzó la producción de los yacimientos profundos del Norte de Monagas, en 1987, se han observado problemas de deposición de asfaltenos y producción de arena, los cuales, cada vez más han incidido en: la disminución de la capacidad y vida productiva de los pozos, así como en el incremento de los costos de producción, por los continuos trabajos de limpieza con unidades hidráulicas (*snubbing*) y de tubería flexible (*coiled tubing*).

Para ayudar a prevenir, mitigar y/o superar los problemas anteriores, tratando de no reducir los caudales de producción, se han hecho, y se siguen haciendo, esfuerzos para la aplicación de diversas técnicas, como cañoneo con cargas big-hole, estimulaciones matriciales con solventes, cañoneo en producción (bajo balance) y fracturamiento hidráulico.

De todas estas técnicas, el fracturamiento ha sido el más efectivo, ya que ha permitido mitigar los problemas mencionados e incrementar significativamente la capacidad productiva de los pozos. Sin embargo, las condiciones hostiles de profundidad, presión y temperatura, y los altos costos asociados, hacen necesaria una adecuada evaluación del fracturamiento para maximizar la producción y minimizar los riesgos.

En este trabajo se presentan las diferentes técnicas de evaluación que se vienen utilizando en el Oriente de Venezuela, antes, durante y después del fracturamiento. Se incluyen también los resultados obtenidos, las limitaciones de su aplicación, así como un bosquejo de las nuevas tecnologías disponibles que están emergiendo y que se estarán implementando en un futuro próximo.

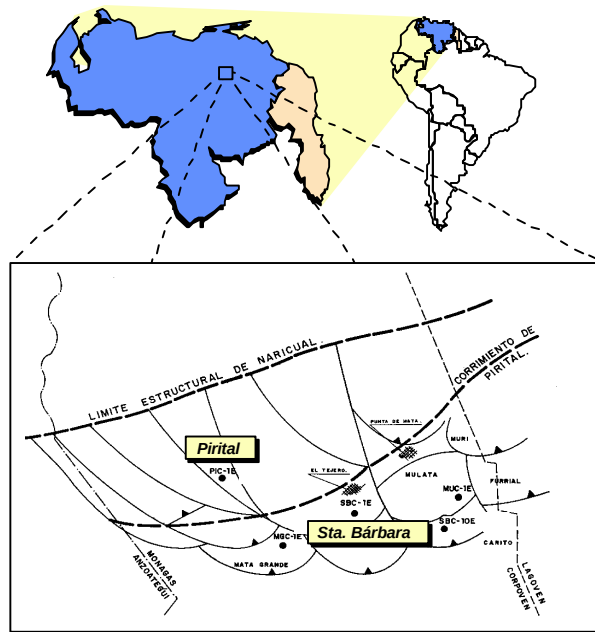


Figura N° 1 Campos del Norte de Monaga, en el Oriente de Venezuela

Es importante remarcar que estas técnicas de evaluación están enfocadas a obtener los resultados óptimos en términos productivos y económicos. Otras técnicas de evaluación, relacionadas con la factibilidad operativa y la operación misma del fracturamiento, son tratadas en forma sucinta cuando afectan significativamente la productividad

LOS RESERVORIOS

Los principales yacimientos productores del Norte de Monagas lo constituyen las areniscas de: la Fm. Los Jabillos del Cretáceo; la unidad K-P del Cretáceo-Paleoceno; y la Fm. Naricual del Oligoceno, que es la más productiva. Estas areniscas están intercaladas por lutitas, algunas de extensión considerable y otras de poca extensión y continuidad, constituyendo sellos locales a la comunicación vertical. En general, la calidad de la roca reservorio y la gravedad API del crudo disminuyen con la profundidad. Se ha observado numerosos casos de marcada variabilidad vertical de la permeabilidad.

Geología

Los campos más productivos del Oriente de Venezuela están ubicados geológicamente en el borde Norte de la denominada cuenca Oriental de Venezuela.¹ La columna estratigráfica, que está afectada por sobre-escurrimiento, plegamiento y fallamiento inverso, la constituyen unidades litológicas terrígenas de edad cretácea y cenozoica

Los sedimentos cretáceos son terrígenos y maduros, provinieron desde el Sur, de la erosión del Escudo de Guayana y fueron depositados en ambiente marino somero con ligera influencia fluvial. Durante el Oligoceno se depositaron las areniscas de ambiente deltaico con ligeras incursiones marinas de la Fm. Naricual. (Figura N° 2).

La deformación tectónica de las unidades cretáceas y terciarias es compresional de plegamiento suave y fallamiento inverso, con estructuras tipo anticlinal asimétrico, segmentadas en bloques fallados. Algunas de las fallas constituyen barreras sellantes al movimiento lateral de fluidos.

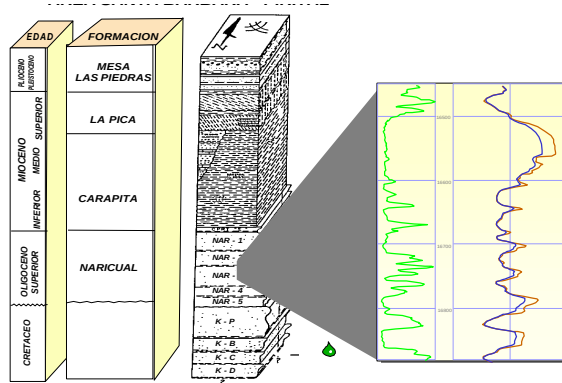


Figura N° 2 Columna Estratigráfica del Norte de Monagas y Perfil Eléctrico Típico de Naricual

Roca Reservorio

Las formaciones productivas de Los Jabillos y Naricual son areniscas esencialmente limpias, de buenas características originales de roca reservorio, que, debido a los procesos de diagénesis de diferente intensidad, muestran actualmente una calidad de reservorio heterogénea. Cada unidad de reservorio está constituida por un apilamiento de cuerpos de arena separados por intercalaciones arcillosas. El espesor de los cuerpos de arena o capas es variable, observándose tanto arenas masivas como muy interestratificadas. Las intercalaciones de lutitas, que separan los cuerpos de arena, constituyen rocas sello de extensión variable, restringiendo o impidiendo localmente la comunicación vertical de las capas.

La porosidad es principalmente intergranular, y está entre 6% y 18%. La permeabilidad varía en un amplio rango, desde el orden de los microdarcies hasta varios centenares de milidarcies. Hay incluso capas con permeabilidades en el orden de los darcies.

Fluidos

Las acumulaciones de hidrocarburos en los campos del Norte de Monagas son de tipo composicional, variando gradualmente la composición con la profundidad. A condiciones de reservorio, algunas acumulaciones están cerca del punto crítico, observándose una cúpula de gas en la parte más alta de la estructura (*gas-condensado*), una zona de petróleo volátil y al fondo la zona de petróleo negro. En las acumulaciones de petróleo negro se observa en la base un horizonte de brea (*tar-mat*) que actúa como sello con el acuífero subyacente.

La presión inicial de los reservorios es anormalmente alta:² 12,000 psia a -16,000' bnm. La presión de rocío en las acumulaciones de *gas-condensado* parece estar alrededor de 7,000 y 9,000 psia y la gravedad del condensado varía de 28° a 36°API. La presión de burbuja en las acumulaciones de petróleo negro está entre 3000 y 5000 psia, con una gravedad entre 14° y 26°API.

Aún cuando se ha probado la existencia de agua, con salinidades del orden de 12,000 a 20,000 ppm ClNa, por debajo de la acumulación de hidrocarburos, el soporte del acuífero parece ser muy limitado, debido al fallamiento en bloques, el deterioro de las propiedades del reservorio con la profundidad y la presencia del *tar-mat*.

Durante la vida productiva del campo se han observado caídas de la presión promedio de reservorio, en un amplio rango, llegando la presión hasta 6000 psia en algunos bloques, lo cual confirma la capacidad sellante de las fallas inversas y la variación de la permeabilidad con la profundidad. Para contrarrestar esta caída de presión se ha implementado en algunos reservorios la inyección de agua por los flancos de la estructura e inyección de gas por la cresta.

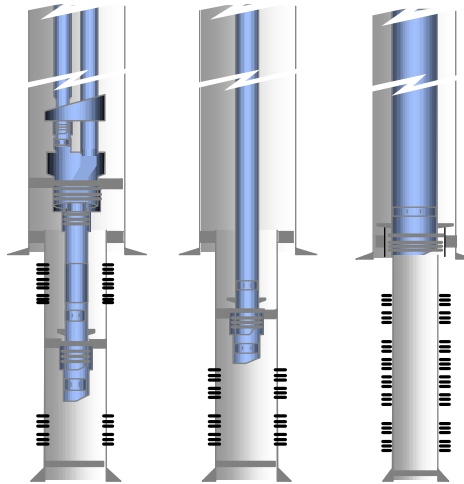


Figura N° 3 Completaciones Sencillas, Dobles y Monobore

Propiedades Mecánicas

Las rocas reservorio son consolidadas, están sometidas a esfuerzos aparentemente relacionados con la deformación tectónica, con una dirección de mayor esfuerzo horizontal probablemente Norte-Sur, como indica el rumbo de las fallas inversas Este-Oeste y que parece confirmarse con los análisis *Anelastic Strain Recovery* efectuado en núcleos y de ovalización de hoyo a partir de perfiles.

El análisis de las propiedades mecánicas a partir del registro sísmico de Onda Completa (FWS),³ indica que es muy probable que en varios de los intervalos productivos se presenten condiciones de colapso por cizalla durante la producción de los pozos, dependiendo del contraste de los esfuerzos horizontales y las caídas de presión del reservorio al pozo.

COMPLETACION Y PRODUCCION

La producción de los yacimientos profundos del Norte de Monagas proviene de las areniscas las Fms. Los Jabillos y Naricual a profundidades entre 14,000 y 18,000 pies y es totalmente por surgencia natural, con caudales por pozo que varían entre 1,000 y 15,000 bopd.

Prácticamente, no se ha observado producción de agua de formación; sin embargo, ya se han presentado casos de irrupción de agua de inyección, ocasionando disminución significativa de la producción en los pozos afectados.

En los yacimientos de petróleo negro el problema más severo es la deposición de asfaltenos, mientras que en los yacimientos de gas y condensado el problema más importante es la producción de arena.

Para limpiar las tuberías taponadas ya sea por arena o asfaltenos se utiliza periódicamente unidades hidráulicas (*snubbing*) o de tubería flexible (*coiled tubing*).

Completación y Evaluación

La mayoría de los pozos se han perforado con lodo de base aceite y se ha revestido la zona productiva con liners de 7", 5½" o 4½". Los pozos son verticales y dirigidos con ángulos de inclinación hasta de 36°. Las primeras completaciones fueron sencillas o sencillas selectivas, luego prevalecieron las completaciones duales. Recientemente, se están completando los pozos con sistema monobore de 5½", incluyendo pozos de alto ángulo, con inclinaciones del orden de 70°. Figura N° 3.

Inicialmente, la evaluación de los parámetros del reservorio como presión, permeabilidad, daño de formación y capacidad productiva, se efectuaba mediante pruebas *DST*, selectivas, cañoneando los intervalos con cañones transportados por tubería (*TCP*); luego, se seleccionaban los conjuntos de intervalos a producir, que generalmente se completaban con sistema sencillo o dual.

En los últimos tres años, los pozos se están cañoneando a través de la tubería de producción e incluso *casing-gun*, y las evaluaciones se efectúan en los intervalos abiertos en conjunto, mediante pruebas de restauración de presión BU y perfiles de producción PLT.

Para monitorear la presión de los reservorios y las condiciones de producción, como índice de productividad y daño a la formación, se efectúan periódicamente pruebas de declinación y restauración de presión y PLT's.

Daño a La Formación

Las causas que originan el daño a los reservorios están relacionadas con (i) los fluidos de perforación, cementación y completación, principalmente el lodo de base petróleo de emulsión inversa, con alto contenido de barita y una amplia gama de aditivos para mantener la estabilidad del hoyo; (ii) la deposición de asfaltenos y migración de finos durante la producción. (Figura N° 4).

En los reservorios de gas-condensado, cuando el filtrado de gasoil ingresa al reservorio saturado completamente con gas, se genera un cambio de saturación del medio poral y una reducción de permeabilidad efectiva al gas en las cercanías del hoyo. Si durante la producción, la presión cerca del pozo cae por debajo del punto de rocío, se depositan líquidos alrededor del pozo y la profundidad de la zona dañada podría ser mayor.

En los reservorios de petróleo negro, en adición al daño ocasionado por los luidos de perforación y completación, la deposición de asfaltenos agrava la severidad del daño que en algunos casos llega a impedir completamente la producción.

En cualquier caso, están dadas las condiciones para tener las formaciones dañadas como consecuencia de la perforación, cementación, completación y producción de los pozos.

Deposición de Asfaltenos

La deposición de asfaltenos se genera cuando la presión de fondo fluyente cae hasta la presión de floculación, que al parecer está muy cerca de la presión de burbuja. Bajas presiones de fluyentes de fondo están asociadas con altas caídas de presión del reservorio al pozo por severo daño de formación o baja permeabilidad, y/o disminución de la presión del reservorio por depletación.

Es importante destacar que cuando la presión fluyente de fondo y el caudal son altos, la deposición de asfaltenos no resulta en un problema severo de producción, ya que ocurre cerca de la superficie o en los sistemas de recolección.

Los efectos nocivos de la deposición de asfaltenos se manifiestan en la reducción del diámetro interno de la tubería de producción y disminución continua de la productividad, hasta ocurrir el taponamiento parcial o total del intervalo productor.

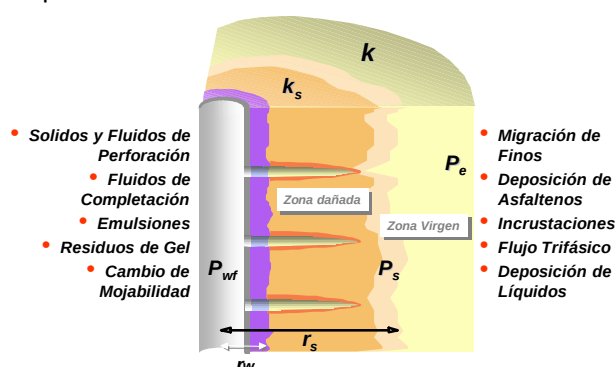


Figura N° 4 Daño a la Formación generado por factores externos y por la producción

Se ha observado casos en que los asfaltenos se depositan en el reservorio, cerca del pozo, generando un daño que puede llegar a ser muy profundo, siendo muy difícil removerlo con tratamientos matriciales.

Los métodos usados para mitigar este problema, en adición a la limpieza de la tubería, fueron la inyección de solventes y la inyección continua de inhibidores de deposición de asfaltenos; sin embargo, al no atacar la causa del problema, solo alcanzaron resultados limitados.

Producción de Arena

La producción de arena comenzó con los primeros pozos perforados, especialmente en los yacimientos de gas-condensado. Su manifestación es la erosión severa de reductores y equipos de superficie, llegando incluso al arenamiento completo de la tubería de producción y colapso de los revestidores.

Las causas que originan la producción de arena están relacionadas con las altas caídas de presión del reservorio al pozo que generan condiciones de colapso por cizalla en cierto tipo de rocas reservorio. Las altas caídas de presión, ocurren por el severo del daño a la formación o baja permeabilidad. Los altos caudales de producción de los reservorios de gas-condensado también parecen contribuir con este problema.

Además de mayores costos de mantenimiento, limpieza de los pozos y pérdida de producción, la producción de arena implica riesgos en seguridad si ocurre erosión del cabezal del pozo y válvulas de seguridad de subsuelo.

Para tratar de controlar la producción de arena se han utilizado diversas técnicas: reducción de los caudales de producción; cañoneo con cargas *big-hole* en los reservorios de gas-condensado y dejar de producir las zonas indicadas con posibilidad de arenamiento en el análisis de propiedades mecánicas a partir del perfil sónico de onda completa. Con excepción de las cargas *big-hole*, que ha mitigado parcialmente el problema, las otras técnicas se han enfocado en la reducción de la producción.

FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El fracturamiento hidráulico es la técnica que consiste en generar en la roca reservorio una fractura, mediante la inyección a alta presión de un fluido viscoso y mantenerla abierta con un agente apuntalante, arena natural o sintética, una vez que se haya liberado la presión de inyección. La fractura apuntalada se comporta como un canal de alta conductividad entre el reservorio y el pozo, mejorando significativamente su capacidad productiva. Figura N° 5.

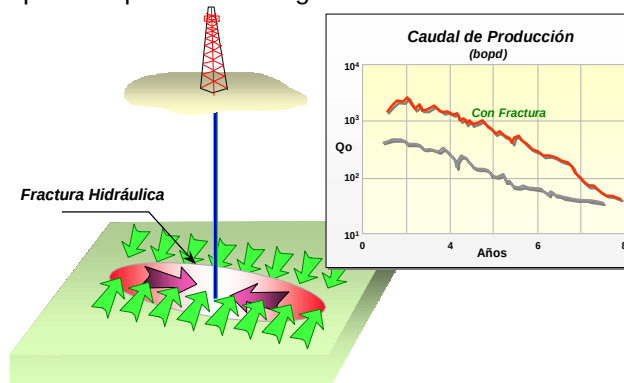


Figura N° 5 Efectos Positivos del Fracturamiento en la Producción

Las operaciones de fracturamiento hidráulico en el Oriente de Venezuela se iniciaron en 1992, pero es en 1994 cuando comenzó su aplicación más amplia. Generalmente se efectúa en dos etapas: el MiniFrac y el fracturamiento propiamente dicho. El MiniFrac es un fracturamiento previo de diagnóstico y evaluación, a escala menor y prácticamente sin agente apuntalante.

Diseño

El diseño del fracturamiento incluye la selección de: los fluidos de fractura, el tipo y tamaño del agente apuntalante, el equipo de bombeo requerido; y la preparación del programa de bombeo.

Los fluidos de fractura que se utilizan en el norte de Monagas son geles reticulados de base borato, el agente apuntalante es bauxita 20-40 y/o 12-20 y normalmente se requieren mas de 6000 hhp de potencia hidráulica. Un programa de bombeo típico incluye caudales de 20 bpm, volúmenes de tratamiento de 25,000 gal. y 60,000 lbs.de bauxita a concentraciones máximas de 10 lb/gal. Se pueden alcanzar presiones de tratamiento superiores a 12,000 psia, en superficie. Figura N° 6.

El diseño se efectúa utilizando simuladores de la operación de fracturamiento, que como se verá posteriormente es un proceso interactivo con el pronóstico del comportamiento productivo Post-Frac.

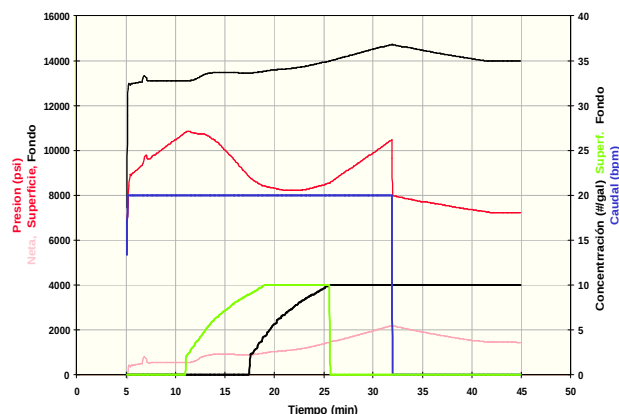


Figura N° 6 Presiones, caudales y concentración de bauxita durante el Fracturamiento

Minifrac

El MiniFrac es un fracturamiento previo de diagnóstico y evaluación, con un volumen menor pero representativo del tratamiento principal, es decir, al mismo caudal y con el mismo fluido de fractura, aunque con muy pequeña cantidad de agente apuntalante. El MiniFrac finaliza con un periodo de cierre para observar la disipación de la presión. Durante la operación se registran las presiones de tratamiento en superficie, aunque en algunos casos especiales se han registrado también presiones de fondo.

El objetivo principal del MiniFrac es conocer las condiciones específicas de fracturamiento de cada reservorio en particular, determinando los parámetros operativos como: presión de fractura, eficiencia del fluido fracturante, tortuosidad y restricciones de la completación, presión de cierre y tiempo de cierre de la fractura.

Otro objetivo igualmente importante es estimar la altura de la fractura mediante el perfil de temperatura que se discutirá más adelante. Toda esta información permite rediseñar el fracturamiento principal y reducir su incertidumbre operativa.

EVALUACION PRE-FRAC

El objetivo de la evaluación Pre-Frac es definir si el reservorio es un buen candidato para ser fracturado; esto implica determinar la factibilidad técnica y económica, diseñar la operación del fracturamiento y establecer las bases de comparación con los resultados. Es importante en este punto tener en cuenta el objetivo principal del fracturamiento, ya sea incrementar producción, mitigar problemas de arenamiento o minimizar deposición de asfaltenos.

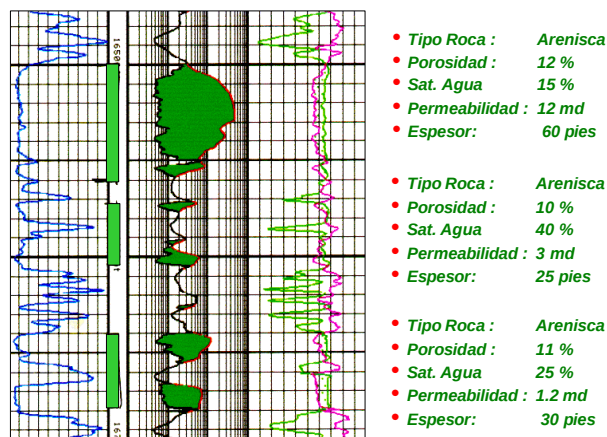


Figura N° 7 Análisis Petrofísico y Caracterización de los Reservorios

El proceso de evaluación que se viene usando en el Oriente de Venezuela incluye: (i) la obtención de información representativa de las condiciones de producción y las propiedades de la roca reservorio; (ii) el ajuste de historia y pronóstico de producción, mediante simulación del comportamiento productivo del pozo en dos condiciones, sin fracturamiento y con fracturamiento, utilizando en este último caso diversas geometrías de fractura operativamente alcanzables; y (iii) los análisis económico, de riesgos y sensibilidad para seleccionar la mejor opción.

Selección de Candidatos

Los pozos candidatos para fracturamiento en el Norte de Monagas, son los pozos con baja producción, los que no producen, o los que manifiestan indicaciones de deposición de asfaltenos o producción de arena.

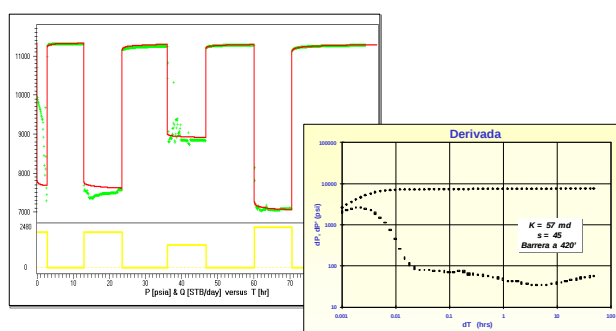


Figura N° 8 Pruebas de Restauración de Presión, Pre-Frac, y Derivada Típica de Reservorio Dañado.

Uno de los puntos críticos del proceso de selección de pozos candidatos es la disponibilidad de información representativa de las características de la roca reservorio y de su variabilidad vertical. Esto es especialmente importante en los casos de reservorios multicapa con grandes espesores cañoneados, donde incluso la procedencia de la producción puede no estar completamente definida.

El análisis petrofísico viene a ser la primera fuente de información de porosidad, espesores y, en el caso de pozos nuevos, de presión de reservorio a partir del probador de formación con cable. Figura N° 7. Sin embargo, los valores de "permeabilidad" calculados, generalmente no son muy representativos.

Las pruebas de restauración de presión (*build-up*, *BU*), son la mejor fuente de información de permeabilidad y eficiencia de flujo, especialmente si son efectuadas durante una prueba de formación (*DST*), donde incluso se puede obtener en algunos casos información de variación areal de las propiedades, geometría del reservorio y grado de depletación. Figura N° 8. En reservorios con espesores grandes, las pruebas combinadas de perfiles de producción (*PLT*) y *BU* proporcionan información de la capacidad productiva individual de cada una de las capas y en ciertos casos la permeabilidad promedio y la eficiencia de flujo.

Normalmente, la información estática de la petrofísica está disponible; en cambio, la información dinámica de *BU* y *PLT* se obtiene antes del fracturamiento, ya sea para evaluar las condiciones de producción o específicamente diseñada para evaluar la factibilidad del fracturamiento. Cuando los caudales de producción son muy pequeños, se efectúan pruebas de inyección y disipación de presión (*fall-off*, *FO*) combinadas con *PLT*.

Las propiedades mecánicas de la roca reservorio y las rocas supra e infrayacentes obtenidas del análisis del perfil sónico de onda completa y calibradas con el comportamiento de la presión durante los fracturamientos sirven de base para evaluar el crecimiento vertical y longitudinal de la fractura.

Ajuste de Historia y Pronósticos

El primer paso de la Evaluación Pre-Frac es alcanzar el mejor conocimiento cuantitativo del comportamiento productivo del reservorio a ser fracturado. Esto se logra con la construcción del modelo del reservorio basado en la información descrita en la sección anterior, y el ajuste de la historia completa de producción y presión mediante simulación y análisis nodal. Es importante remarcar que en el ajuste de presiones es necesario incluir todas las pruebas efectuadas, desde la presión inicial medida por los FT's y/o DST's, hasta las presiones de fondo registradas durante los periodos de flujo y cierre, ya

que de esta forma se pueden estimar también las heterogeneidades del reservorio y su volumen

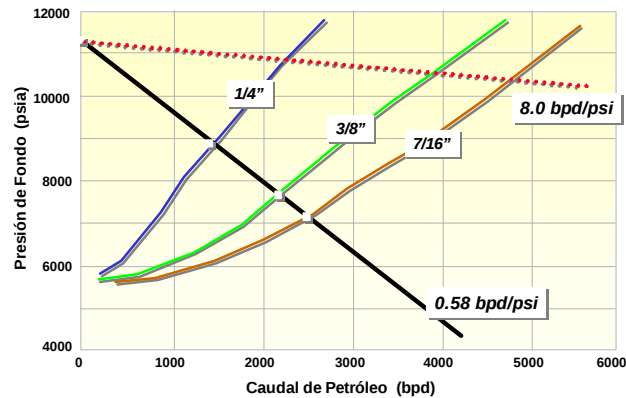


Figura N° 9 Capacidad Productiva Pre-Frac y Pronóstico con Fracturamiento

efectivo conectado al pozo.

Cuando no se dispone de pruebas de presión de fondo, o estas no son representativas de los intervalos a fracturarse, se efectúan análisis y simulaciones, sensibilizando la permeabilidad, daño, presión y geometría del reservorio, a fin de estimar el comportamiento productivo más probable.

Con el modelo de reservorio ajustado, se hacen pronósticos de producción y presión de fondo, considerando que prevalecerán las mismas condiciones y problemas de producción. Figuras N° 9 y 10. Estos pronósticos de producción sirven de base para la comparación con las producciones post-frac y los análisis económicos respectivos.

Diseño y Factibilidad Técnica

Antes de simular el comportamiento productivo del reservorio con fracturamiento, es necesario determinar cuales son las geometrías de fractura operativamente alcanzables, las cuales dependerán de las propiedades mecánicas de las rocas, la completación del pozo, y el diseño de la fractura.

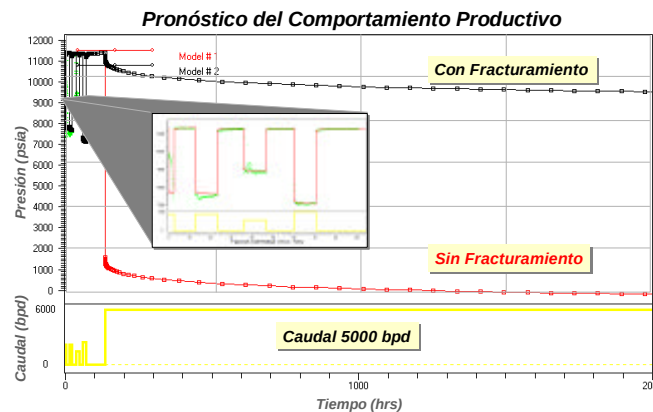


Figura N° 10 Pronóstico del Comportamineto Productivo con y sin Fracturamiento

La simulación de las operaciones de fracturamiento y la experiencia han demostrado que, en la gran mayoría de los casos, la altura de las fracturas generadas no excede los 140' y están localizadas en el tope del intervalo cañoneado. La longitud de la fractura alcanzable depende de la permeabilidad del reservorio y el volumen del tratamiento, estando generalmente entre 80 y 250'.

Por tanto, el diseño del fracturamiento y el pronóstico de producción se hacen en forma interactiva, considerando para la producción post-frac: (i) la contribución productiva con fracturamiento del espesor neto de las arenas que estarían conectadas a la fractura diseñada, ya sea que dichas arenas estén cañoneadas o no; y (ii) la contribución productiva normal de los otros intervalos. Un criterio similar se aplica para fracturamientos con técnicas de desvío, para sellar temporalmente los intervalos superiores y forzar la fractura a los intervalos inferiores.

En la práctica, los pronósticos se efectúan con el caudal inicial de producción post-frac determinado por el análisis nodal. Figura N° 9. Se ha establecido un periodo de dos años para efectos de pronóstico, aún cuando la vida útil de la mayoría de las fracturas exceden los 4 años. El proceso se repite hasta alcanzar la geometría de fractura que maximice la capacidad productiva del reservorio.

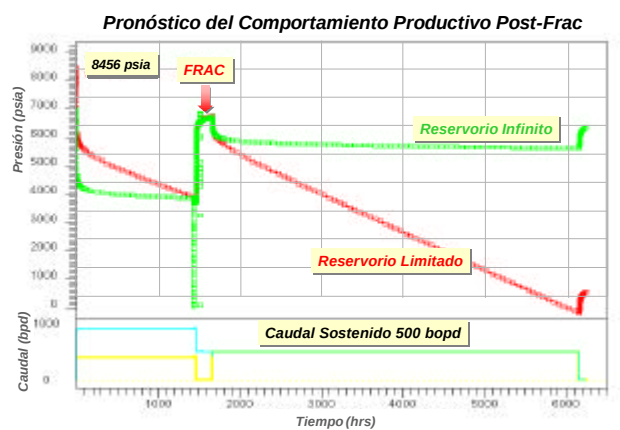


Figura N° 11 Efectos de la Geometría del Reservorio en el Comportamiento Productivo Post-Frac

Como se puede observar en la Figura N° 11, la declinación de la presión con el tiempo puede ser muy suave, alcanzándose una producción estable que puede extenderse mas allá de los dos años; o por el contrario podría ser rápida y no permite sostener el caudal de producción inicial. Este comportamiento está relacionado con la geometría del reservorio, ya sea que es limitado o por la presencia de múltiples barreras sellantes cerca del pozo.

En cualquier caso, el objetivo específico es definir hasta que nivel se puede levantar el caudal de producción y la presión fluyente de fondo, en forma sostenida.

Evaluación Económica

Teniendo los pronósticos de producción con y sin fracturamiento, los costos asociados se efectúan los análisis económicos para los diferentes escenarios, como se muestran en la Tabla N° 1. En el análisis económico se consideran los costos adicionales por mantenimiento y limpieza periódica de los pozos con problemas de producción de arena o deposición de asfaltenos.

La selección de la mejor opción o de no fracturar no siempre es fácil y directa, sino que implica considerar cualitativamente los riesgos asociados con cada alternativa.

Los riesgos más importantes son: riesgo mecánico, especialmente cuando se va a fracturar a través de la sarta corta de una completaciones dual, o la completación no fue diseñada específicamente para fracturamiento; riesgo geológico referente a la geometría y continuidad del reservorio, es decir, la ubicación del pozo respecto a barreras sellantes y el volumen de yacimiento que pueda ser conectado al pozo; riesgo de fluidos, cuando se presume que la fractura pueda conectar una zona de gas o alto GOR.

EVALUACION DURANTE EL FRACTURAMIENTO

Durante la operación de fracturamiento, principalmente en el MiniFrac, se obtienen los diferentes parámetros operativos, así como información cuantitativa de las propiedades mecánicas de las rocas y la propagación vertical de la fractura.

También se obtienen indicaciones cualitativas de la calidad de la roca reservorio. Los nuevos sistemas que permiten el monitoreo y análisis de la información en tiempo real, son de gran ayuda para modificar, rediseñar o reconsiderar el fracturamiento.

MiniFrac

El análisis de las presiones de bombeo y disipación del MiniFrac permite hacer un estimado cualitativo de la calidad del reservorio que ha sido fracturado, ya que la eficiencia del fluido fracturante y el tiempo de cierre de la fractura dependen de la permeabilidad. Se ha observado que tiempos de cierre de 2 a 5

minutos están relacionados con permeabilidades altas, mientras que tiempos superiores a 30 minutos corresponden a permeabilidades de fracciones de milidarcy.

La determinación de la altura de la fractura se efectúa mediante el Perfil de Temperatura, el cual se corre con el pozo cerrado entre 5 y 20 horas después del MiniFrac. Cuando la permeabilidad es media a buena, la altura de la fractura queda determinada entre las zonas que permanecen más frías, como se muestra en el ejemplo de la izquierda en la Figura N° 12. Si la permeabilidad es muy baja, se presenta lo que se denomina la nariz caliente en el tope de la fractura, y la zona más fría por debajo, como se ilustra en el ejemplo de la derecha en la Figura N° 12.

Tabla N° 1
Evaluación Económica

Incremento de Producción	1800 bpd
Prod. Acumulada :	1.1 MMbbls.
Costo :	0.6 MMUS\$
Valor Actual Neto :	10.3 MMUS\$
Tiempo de Pago :	0.9 meses

En algunos casos para facilitar la identificación de las zonas más frías se corre un perfil base de temperatura con el pozo cerrado antes del MiniFrac. El uso de trazadores radiactivos en el fluido fracturante del MiniFrac ha sido muy limitado y no ha proporcionado información adicional al perfil de Temperatura.

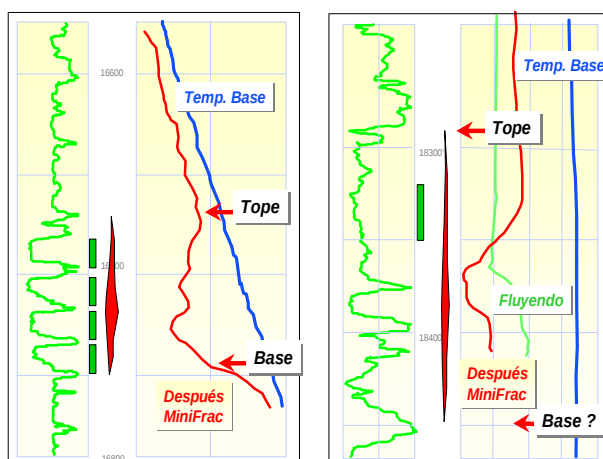


Figura N° 12 Determinación de la Altura de la Fractura con el Perfil de Temperatura

Esta información obtenida en el MiniFrac sirve para confirmar o modificar los estimados previos y, de ser el caso, rediseñar o incluso reconsiderar el fracturamiento.

Fracturamiento

Durante las operaciones de fracturamiento, la atención está centrada, casi completamente, en el seguimiento de los parámetros operativos, por lo que los análisis y evaluaciones se efectúan una vez concluida la operación.

La aplicación de los sistemas de monitoreo y análisis, que permiten la simulación y el rediseño del fracturamiento en tiempo real, está ayudando en la toma de decisiones; sin embargo, la corta duración de los trabajos en el Oriente de Venezuela, entre 0.5 y 1.2 hrs., no permite el mejor aprovechamiento de esta tecnología. En las completaciones monobore, donde el volumen de la tubería es mayor que el volumen de tratamiento con apuntalante, la información, en tiempo real, se obtiene cuando ya no hay posibilidad de modificación.

El uso de trazadores radiactivos en el agente apuntalante, que se aplicó en los primeros fracturamientos, permitió evaluar la altura de la fractura empaquetada; sin embargo, la efectividad del perfil de Temperatura y consideraciones ambientales han restringido su aplicación a casos muy especiales.

EVALUACION POST-FRAC

Los principales objetivos de la evaluación Post-Frac son: (i) conocer lo que realmente se ha alcanzado con el fracturamiento: cómo es la fractura que se ha generado, dónde está localizada, cuál es el nuevo comportamiento productivo del reservorio y del pozo; y (ii) comparar los resultados operativos, productivos y económicos con los pronósticos efectuados, a fin de mejorar el proceso de selección de candidatos, el diseño y la capacidad de pronóstico en los futuros fracturamientos.

La evaluación incluye la ejecución de pruebas de flujo y restauración de presión BU y PLT para determinar: el incremento de producción, la nueva capacidad productiva del reservorio, la geometría de la fractura creada, el perfil de producción y la evolución de la capacidad productiva.

Nueva Capacidad Productiva

En la mayoría de los casos, la nueva capacidad productiva del pozo queda indicada en términos prácticos por el caudal de producción y la presión en el cabezal. No obstante, su determinación adecuada incluye la medición de los caudales de producción, presión de superficie y fondo fluyentes, con dos o más reductores.

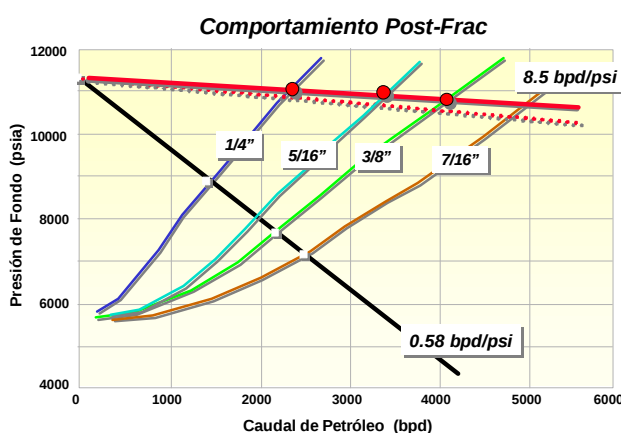


Figura N° 13 Capacidad Productiva Real, Pre y Post Fracturamiento.

El hecho de considerar que el primer y más obvio indicativo de la efectividad de un fracturamiento es el caudal de producción inmediatamente después de la fractura ha conducido, felizmente en pocos casos, a interpretaciones erróneas. En varios casos, donde no ha habido respuesta inmediata y se ha requerido limpiar el pozo para inducir la producción, el comportamiento productivo post-frac ha demostrado que el fracturamiento ha sido altamente efectivo. Por otro lado, un alto caudal de producción inmediatamente después del fracturamiento, no significa necesariamente un comportamiento productivo estable.

La Figura N° 13 muestra la nueva capacidad productiva, comparada con la capacidad Pre-Frac y con el pronóstico. Es importante destacar que aunque la capacidad productiva ha mejorado casi 15 veces, el caudal de producción se incrementa sólo 3 veces. Esto se debe a que el objetivo principal del fracturamiento es levantar la presión de fondo fluyente (o reducir la caída de presión del reservorio al pozo) para minimizar la deposición de asfaltenos.

Geometría de la Fractura

La determinación de la geometría de la fractura, es decir, su longitud, alto y conductividad, ha sido posible en un buen número de casos. La altura, como se mencionó anteriormente, se determina con el Perfil de Temperatura después del MiniFrac. La longitud y conductividad se determinan a partir de las pruebas de BU, mediante simulación con modelos de reservorio con fractura de conductividad finita. El patrón de flujo bi-lineal y lineal impuesto por la fractura tiene una expresión típica en el comportamiento de la derivada de presión, que la diferencia del flujo radial, previo al fracturamiento.

En la Figura N° 14 se muestran el comportamiento típico de un reservorio hidráulicamente fracturado, con los valores de longitud y conductividad; así como la comparación con el comportamiento Pre-Frac y los pronósticos.

Otra fuente de información sobre la geometría de la fractura proviene del ajuste de historia de caudales y presiones de tratamiento, mediante la simulación de la operación de fracturamiento. La Tabla N° 2 muestra la comparación de ambos resultados. Esta última fuente también presenta un estimado del ancho de la fractura; lo que no puede obtenerse directamente del análisis de BU.

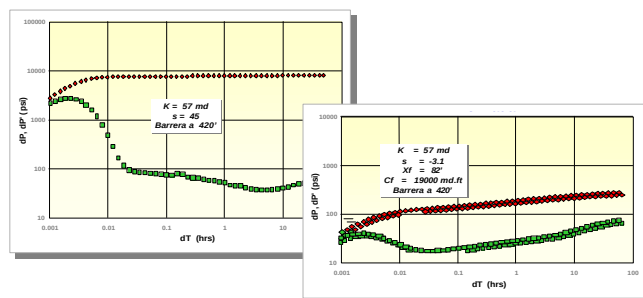


Tabla N° 2
Geometría de la Fractura

	Frac	Prueba
Longitud	136'	80'
Altura	107'	130'+
Ancho máximo	0.3"	
Conductividad	960 md-nie	1600 md-nie

Figura N° 14 Resultados y Derivada Pre y Post Fracturamiento

Cuando la permeabilidad es muy alta no es posible observar el comportamiento típico de la fractura en la derivada y no se puede determinar su longitud y conductividad; sin embargo, la presencia la fractura queda diferenciada por el skin negativo que se obtiene.

Si la fractura alcanza verticalmente solo una parte del intervalo cañoneado, la expresión de la fractura y la determinación de su geometría puede ser afectada e incluso completamente enmascarada. En estos casos, la geometría de la fractura queda determinada por la simulación de la operación del fracturamiento, con una incertidumbre mayor.

Perfiles de Producción

Las técnicas descritas anteriormente proporcionan información representativa cuando la altura de la fractura incluye esencialmente todo el intervalo cañoneado. Cuando no es así, resulta necesario determinar el perfil de producción mediante corridas de *PLT* a diferentes caudales, las que normalmente se efectúan en combinación con las pruebas de flujo y restauración de presión.

Aún cuando la producción y capacidad productiva total del pozo se haya incrementado, el incremento efectivo de la zona fracturada puede ser diferente; habiéndose presentado casos donde la capacidad productiva de los intervalos no fracturados fue reducida durante la operación de fracturamiento. Esta información resultó decisiva para aplicar los trabajos de remedio necesarios para la restauración de la

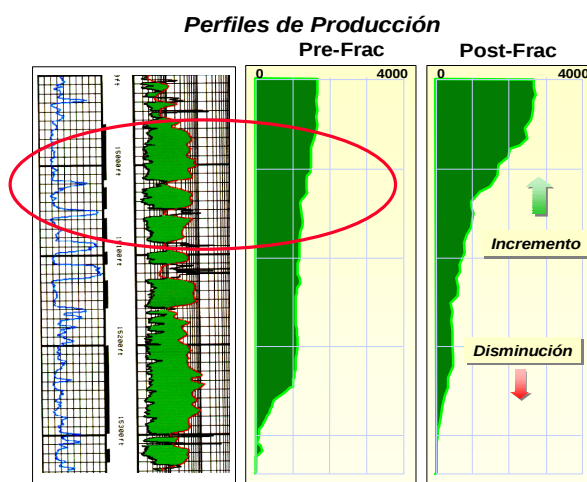


Figura N° 15 Perfiles de Producción Pre y Post Fracturamiento

producción de estas zonas.

En la Figura N° 15 se muestra los perfiles de producción Pre y Post-Frac, donde se puede observar el incremento de producción en la zona superior, fracturada, y la disminución de la producción en la zona inferior, que antes del fracturamiento era la que contribuía con la mayor producción.

RESULTADOS Y PERSPECTIVAS

La implementación y mejora continua de las técnicas de evaluación del fracturamiento en los yacimientos profundos del Oriente de Venezuela, basadas en el conocimiento cuantitativo de comportamiento productivo del reservorio, han permitido alcanzar un alto porcentaje de éxito en el mejoramiento de la capacidad productiva de los reservorios y en la superación de muchos de los problemas de producción de arena y deposición de asfaltenos.

Por otro lado, han sido varios los casos donde se han podido identificar reservorios con múltiples barreras sellantes muy próximas, así como también reservorios muy compartimentalizados o de muy baja permeabilidad, en los cuales los pronósticos de producción post-frac indicaron que el fracturamiento no era una opción económicamente atractiva. La efectividad de la técnica fue verificada hasta en más de dos casos.

Quedan sin embargo algunos casos relacionados con control de producción de arena en reservorios muy profundos, donde no es posible estimar con razonable certeza el la efectividad del fracturamiento y el comportamiento productivo post-frac. Este es uno de los puntos que seguramente concentrará la atención en los próximos años.

Algunos de los inconvenientes que se han presentado han sido la complejidad operativa en la adquisición de datos representativos y la tendencia a saltar algunos pasos del proceso de evaluación, porque "ya conocemos los reservorios". Esto ha ocasionado que en algunos casos no se tomen las decisiones más convenientes.

Perspectivas

La evolución de estas técnicas de evaluación continuará, a medida que se incorporen nuevas tecnologías de fracturamiento como consolidación y fractura combinadas (*Fix&Frac*) para control de arena, fracturamiento con precisión quirúrgica (*SurgiFrac*) para pozos horizontales y de alto ángulo.

Una de las tecnologías de evaluación, que ya se está introduciendo, es la aplicación del perfil de resonancia magnética nuclear (*NMR*) y novedosos sistemas de análisis integral de la información, que combina la petrofísica con los análisis de *BU's* y *PLT's*. Esta técnica permite estimar, con precisión y detalle notables, la permeabilidad y la capacidad productiva de cada una de las capas, incluso desde antes de completar el pozo.

Otra de las tecnologías emergentes son las salas de visualización y monitoreo en tiempo real que permiten seguir y analizar las operaciones de fracturamiento en forma multidisciplinaria y desde diferentes locaciones, facilitará el acceso a la experticia global y hará que las decisiones sean más informadas y oportunas.

Mas a futuro, con el uso de las completaciones inteligentes, se podrán hacer las evaluaciones pre y post-frac sin ninguna restricción y en las mejores condiciones. Se podrá fracturar selectivamente cualquiera de las zonas completadas, y será posible monitorear, visualizar y analizar, en tiempo real, las presiones y temperaturas de fondo a diferentes niveles así como la interferencia con las otras zonas, antes, durante y después del fracturamiento.

CONCLUSIONES

Basados en los resultados de las evaluaciones, se pueden esbozar las siguientes conclusiones:

1. *Las técnicas de evaluación han permitido alcanzar un alto porcentaje de éxito en el mejoramiento de la capacidad productiva, mediante el fracturamiento en los reservorios del Oriente de Venezuela.*
2. *Es indispensable el conocimiento cuantitativo y la caracterización detallada de los reservorios para la adecuada selección de candidatos, diseño del fracturamiento y pronóstico de producción.*
3. *Los análisis y simulaciones de sensibilidad para evaluar el comportamiento productivo pre y post-frac han demostrado ser una herramienta efectiva cuando no se dispone de información representativa de las propiedades de reservorio.*
4. *La identificación de reservorios ya sea de muy baja permeabilidad, compartimentalizados o con múltiples barreras sellantes, ha hecho evidente los riesgos geológicos y económicos asociados a la ejecución del fracturamiento.*

La evolución de las técnicas de evaluación conducirá a la aplicación creciente de la resonancia magnética nuclear, la visualización y análisis en tiempo real desde múltiples locaciones, y más a futuro las completaciones inteligentes para mejorar el rendimiento del fracturamiento hidráulico en el Oriente de Venezuela.

NOMENCLATURA

- r_w = radio del pozo
 r_d = radio de la zona dañada
 l_p = longitud del túnel de las perforaciones
 d_p = diámetro del túnel de las perforaciones

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a PDVSA y Halliburton por la autorización y facilidades en la preparación del presente trabajo. Asimismo, agradecemos a todos los colegas que nos han brindado su valiosa colaboración.

REFERENCIAS

1. González, J. C. de, Iturralde de Arozena, J.M., Picard, C.X, "Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas", *Ed. Foninves*. Caracas, 1980. 1031 pp.
2. DiMassimo, A., Perarnau, A., Delgado, R. "Utilización de Perfiles para Control de Arena en El Norte de Monagas, Venezuela", *Control de Arena en Yacimientos Profundos*. Los Teques, Venezuela, 1995.
3. Brito, L., Ortega, L., Sierra, J. "Uso de Cargas Big-Hole para Control de Arena en el Norte de Monagas", *Control de Arena en Yacimientos Profundos*. Los Teques, Venezuela, 1995.
4. Sierra, J., Sulbarán, A. Urdaneta, I. Ramírez, R. "Evaluación del Fracturamiento Hidráulico Campo Ceuta, Occidente de Venezuela", *Sixth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Caracas, Venezuela, 1999.
5. Sierra, J. "Evaluación DST y Pruebas de Presión, Pozos Carito, El Furrial, Santa Bárbara y Pirital", *Reportes para PDVSA. (35 Vols.)*, *Servicios Halliburton de Venezuela*, 1993 - 1998.
6. Abass, H., Neda, J. "Rock Mechanics in Wellbore Construction", *Petroleum Well Construction*, John Wiley & Sons, 1998. pp 143-174
7. Soliman, M. Economides, M. J. "Inflow Performance / Tubing Performance", *Petroleum Well Construction*, John Wiley & Sons, 1998. pp 403-431
8. Valkó, P., Norman, L., Daneshy, A.A. "Well Stimulation", *Petroleum Well Construction*, John Wiley & Sons, 1998. pp 472-507
9. Cole, R. C., Ross, C. "Sand Stabilization and Exclusion", *Petroleum Well Construction*, John Wiley & Sons, 1998. pp 509-536
10. Oligney, R. E., Economides, M. J., Valkó, P., Vitthal, S. "High-Permeability Fracturing", *Petroleum Well Construction*, John Wiley & Sons, 1998. pp 537-570
11. Rondón, X. "Evaluación Analítica de pozos con Antecedentes de Arena en el Crudo en el Norte de Monagas", *Reporte Interno Corpoven S.A.*, 1995.
12. Beggs, H.D, "Gas Production Operations" OGCI Publications, *Oil & Gas Consultants International Inc.* Tulsa, OK., 1984. 287 pp.

13. Chilingarian, G.V., Robertson, J.O., Kumar, S. "Surface Operations in Petroleum Production, I & II", *Developments in Petroleum Science, Elsevier Science Publishers B.V.*, 1989. 545pp, 562pp
14. Halliburton Energy Services, "Stimulation Technology Review", *Halliburton Energy Services Publications*, Houston, TX. 1994. 174 pp.
15. Halliburton Energy Services, "FracPac Completion Services", *Halliburton Energy Services Publications*, Houston, TX. 1994. 176 pp.

CONVERSIONES MÉTRICAS, SI

pie	x	3.048 *	E-01 =	m
psi	x	6.894 757	E+00 =	kPa
pulg	x	2.54 *	E+00 =	cm
bbl	x	1.589 873	E-01 =	m³
md	x	9.869 233	E-04 =	mm²
pie ³	x	2.831 685	E-02 =	m³

* Factor de conversión exacto.