



Los reservorios y los aspectos comerciales de los no convencionales

Por *Juan Domingo Moreyra*

En vista de que la demanda global de energía continuará aumentando y que gran parte de la oferta seguirá siendo aportada por los combustibles fósiles, las enormes fuentes de reservas que se encuentran en reservorios no convencionales deberán cubrir el faltante, especialmente con la ayuda de las nuevas tecnologías existentes y por desarrollarse, para una mejor viabilidad económica de estos proyectos

Los conceptos, comentarios y opiniones de este artículo tienen como objetivo ayudar a comprender y difundir más el desafío que tiene nuestra industria y provienen de un resumen de la recopilación de vasta información encontrada en la literatura publicada, de múltiples y diferentes experiencias realizadas en los países que tienen el mayor *know-how* del desarrollo de estas fuentes de reservas no convencionales, como así también de la visión y experiencia personal en la evaluación de productividades en reservorios de muy baja permeabilidad.

¿Qué son los reservorios no convencionales y en qué se diferencian de los convencionales?

Son reservorios de petróleo y gas de muy baja permeabilidad donde los fluidos son extraídos utilizando técnicas que pueden ser similares o diferentes a las que se emplean en los reservorios convencionales. En el caso del gas se ha desarrollado la mayor experiencia en areniscas, en los llamados *tight gas reservoirs* y, en la actualidad, también aportan una interesante producción los reservorios de carbonatos, llamados *tight oil reservoirs*, *oil and gas shales*, metano de carbón.

Sus características son:

- Cubren grandes áreas y, por lo general, presentan múltiples ambientes deposicionales y heterogeneidades laterales.
- Tienen baja porosidad y permeabilidad y a menudo están naturalmente fracturados.
- La roca generadora y el reservorio están muy cercanos y suelen ser los mismos.
- No se aplican en ellos los conceptos de patrones de migración, trampas y sellos.
- El gas se almacenó por adsorción o compresión.
- Los registros de pozos proveen respuestas parciales y se requiere un fuerte apoyo del análisis de testigos coronas, tanto en pozos verticales como horizontales.

Focalizándonos en el caso del gas específicamente, una de las tantas definiciones que tienen en cuenta factores físicos y económicos, es que “la permeabilidad efectiva deberá ser menor de 0,1/0,05 md” y de acuerdo a la ley de Darcy, la producción de los reservorios no convencionales viene dada:

$$Q_g = K \cdot h_p \cdot (P_{ws} - P_{wf}) / 141.2 \beta \mu [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + S]$$

Donde:

K: permeabilidad efectiva al gas

h_p : espesor permeable

P_{ws} : presión del reservorio

P_{wf} : presión de fluencia

β y μ : factor de volumen y viscosidad del gas a la presión media

r_e y r_w : radio de drenaje y radio del pozo

S: daño

Teniendo en cuenta esta ecuación en reservorios profundos y con alta presión, siendo la permeabilidad (K) muy baja, del orden micro al nanodarcy, las únicas variables que nos permiten incrementar la producción (Q_g) son:

- Incorporación de mayor espesor permeable en condiciones de almacenar y aportar fluido (h_p).
- Un fuerte incremento en el radio efectivo del pozo.

$$r_{we} = r_w \cdot e^S$$

Es por eso por lo que otra forma de definir un reservorio de gas no convencional es la siguiente: “No puede producirse volúmenes económicos de gas si no se estimula el reservorio, en pozos verticales u horizontales, con uno o varios tratamientos intensos de fracturación hidráulica, con múltiples fracturas, que expongan mayor cantidad de espesor permeable a producir”.

Tanto la fractura hidráulica como el pozo horizontal tienen la ventaja de interceptar, vincular y coleccionar de zonas aisladas generadas por las heterogeneidades verticales y laterales, pero es la mencionada en primer término la

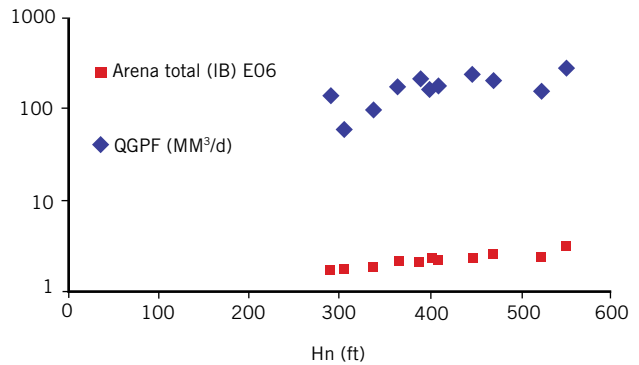


Figura 1. Producción vs. espesor neto fracturado

que permite hacerlo más eficientemente en ambas dimensiones en reservorios de estas características petrofísicas.

La figura 1 es una muestra de lo explicado anteriormente, una serie de pozos fracturados donde puede verse que la producción posfractura hidráulica incrementa de manera proporcional al espesor neto permeable y a la cantidad de agente de sostén colocado en formación.

El inconveniente que se nos presenta es que en la medida en que los valores de K son más bajos y los espesores son mayores, los costos para colocar en forma efectiva ese agente de sostén son mayores y los rendimientos en productividad no aumentan en proporción. Esto ha obligado a la industria a buscar respuestas que permitan mejorar estos rendimientos con nuevas metodologías operativas, para la aplicación de la técnica.

¿Por qué se pone ahora el foco en ellos?

Las demandas de energía continuarán creciendo en el futuro y una gran parte de la oferta seguirá siendo aportada por los combustibles fósiles. Dado que las fuentes convencionales no serán suficientes: las enormes fuentes de reservas existentes en reservorios no convencionales deberán cubrir el faltante, especialmente con la ayuda de las nuevas tecnologías desarrolladas y las que se necesitarán seguir desarrollando a futuro, para acercarnos más a la viabilidad económica de estos proyectos.

Desde lo tecnológico, en donde mucho se ha avanzado y será necesario seguir trabajando, se destacan:

1. Técnicas y metodologías especiales para la evaluación de formación.
 - Registros de pozos para determinar la continuidad vertical y horizontal del reservorio (herramientas de imagen microeléctricas que permitan identificar zonas con fracturas naturales, para optimizar las zonas a punzar y, por ende, un mejor control de las fracturas hidráulicas).
 - Mejoras en las técnicas y herramientas que permitan evaluar (cálculos del TOC de relaciones determinadas de testigos coronas, capacidad de almacenamiento de metano y otros gases, cómputo del GIP libre y adsorbido vs. la profundidad, cómputo de la porosidad corregida del registro de densidad, cómputo del CEC, estudios de mecánica de las rocas y la presión poral, para determinar condiciones de estrés y estabilidad de la pared del pozo con la profundidad, cálculo de saturación de agua y su correlación, etcétera).

- Determinación de las propiedades geomecánicas de la roca de testigos coronas y la calibración del modelo petrofísico de los registros.
2. Nuevas metodologías en el campo de la ingeniería de estos reservorios.
 - Alternativas efectivas en costo para la evaluación de datos.
 - Integración de fuentes alternativas de datos (*mud logging* avanzado, información de UBD).
 - Introducción del uso de la tecnología de *Data Mining* desde el inicio de los proyectos.
 3. Tratamientos masivos y multitratamientos de fracturación hidráulica.
 - Mejor aprovechamiento del conocimiento de las propiedades geomecánicas utilizando el modelo petrofísico para la selección de zonas y el diseño de los tratamientos.
 - Incremento del número de etapas con una mejor gestión y reutilización del agua de fractura.
 - Menor tiempo para completar el pozo con múltiples etapas.
 - Mejoramiento de productos y aditivos, con una mayor recuperación de fluidos, mejor limpieza y menor devolución de agente de sostén.
 - Mejoramiento del mapeo vertical y del desarrollo de la fractura con las técnicas de microsísmica (*micro-seismic zapping*).
 4. Tecnología de perforación horizontal, combinaciones con multifracturas y perforaciones en balance/desbalance (UBD) de apoyo.
 - Avanzados RSS y motores de fondo.
 - Tramos horizontales más extensos y pozos multilaterales en el reservorio.
 - Sistemas de terminación a pozo abierto.
 5. Tecnología en el campo de los petróleos pesados (inyección de vapor, inyección de agua por ciclos pulsantes, etcétera).

La Argentina, con el crecimiento sostenido del país y de la demanda de energía para sostenerlo a futuro, sumado a la depletación de los reservorios de alta y media permeabilidad que aportan la producción de gas y petróleo, no es ajena al comportamiento mundial. Por esto es necesario focalizar estas fuentes de energía para soportar dicha demanda, para lo cual se requiere un cambio inmediato en las políticas dirigidas a fomentar la detección e incorporación de nuevas reservas y que permitan acompañar e intensificar las estrategias de exploración, delimitación y desarrollo de estas por parte de las compañías operadoras del país.

¿Cómo se encara el *reservoir management* para que los proyectos sean viables?

Dado que la explotación de estos recursos está en la zona de inviabilidad económica en la mayoría de los

países que se desarrollan, la presencia de los Estados con políticas impositivas y de fomento eficaces, complementa la reducción de costos que permiten alcanzar los nuevos desarrollos tecnológicos y permite alcanzar la viabilidad económica y hacerla sustentable en el tiempo. Sin embargo, es fundamental tener en claro las diferencias en este aspecto, entre nuestro país y los países desarrollados, que han podido hacer viable la explotación, especialmente los Estados Unidos y el Canadá, en algunas cuestiones fundamentales como son:

- Desarrollo y disponibilidad de la tecnología mencionada anteriormente in situ, capacidad de equipamiento y logística de apoyo necesaria.
- Leyes impositivas, reglas y normativas claras por parte de los respectivos países.
- Existencia de un mercado sustentable de varias décadas en la explotación de estos proyectos y perspectivas a largo plazo de su evolución en función de la demanda.
- *Know-how* acumulado en los años de desarrollo.

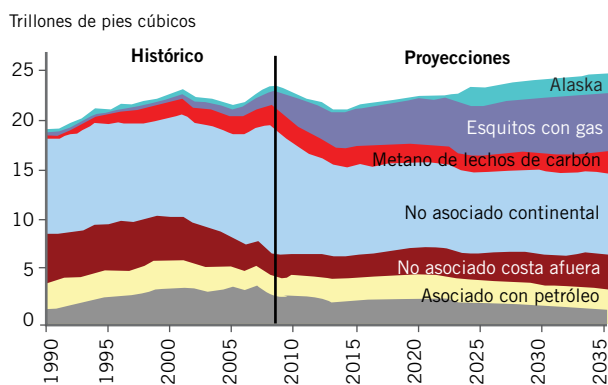


Figura 2. La producción de *shale gas* en Alaska compensa la declinación en el suministro para atender el crecimiento del consumo, reduciendo las necesidades de importación

Si bien en algunos de los proyectos piloto encarados por operadores en nuestro país se ha contado con una oferta tecnológica aceptable para empezar a llevarlos a cabo, algunas de ellas no siempre están disponibles en el país, dado que para que eso suceda debe haber un mercado comprobado y hoy solamente está en potencial, no existe en la práctica y debe ser desarrollado.

Una mayor oferta en capacidad y logística estará disponible en función de que el mercado deje de ser potencial y esto tendrá su incidencia en los costos de los servicios y productos, que hoy está teniendo para los pilotos en marcha. Sin embargo, será muy difícil que se logre aproximar a los costos obtenidos en los países mencionados.

Particularmente creo que existe un gran desafío en una parte de equipamiento y productos necesarios que podrían llegar a ser abastecidos por la industria nacional, ayudando de esta forma a alcanzar costos más competitivos para el mercado por desarrollar, una vez que las evaluaciones preliminares hayan terminado.

Recordemos que la mayoría de la experiencia en este tipo de proyectos es incorporada mediante diferentes formas (preparación de equipos capacitados, empresas multinacionales socias en los proyectos, compañías de

servicios, consultores internacionales, etc.), principalmente del *know-how* obtenido en los países mencionados.

En todo el proyecto, es fundamental remarcar los siguientes puntos que son aplicables a las diferentes etapas:

- Toda la inversión por realizar en esta etapa en el uso y aplicación de tecnologías como las mencionadas que permitan caracterizar geológica y litológicamente en forma estática y dinámica, tienen una importancia extra, en función de delimitar bien los espesores en condiciones de almacenar/aportar fluidos y su distribución areal.
- La perforación en OBD en este tipo de reservorio, a menudo, presenta problemas de pérdida de circulación, con fluidos convencionales. Por lo que estos deberán ser previstos con tecnologías de fluidos especiales de perforación que permitan ser recuperados en un porcentaje elevado, con el consiguiente aumento de los costos y potenciales problemas de pozo. Por otra parte, sabemos que las características de estos reservorios (muy baja permeabilidad, potencial hinchamiento y migración de arcillas, acción de la capilaridad, etc.) contribuyen a la potencial generación de daño en las operaciones de perforación y cementación, lo que aumenta los riesgos de una evaluación no muy eficiente con registros de pozo abierto y en la terminación, especialmente en las etapas de exploración y delimitación.

Para ayudar a comprender y poder alcanzar un modelo predictivo en estos reservorios es fundamental comprender la dependencia entre los datos estáticos y los dinámicos.

La posibilidad de realizar estas primeras perforaciones con tecnología NBD o UBD es muy interesante, permite evaluar dinámicamente sin afectar la muy baja permeabilidad existente, complementando la idea de distribución y calidad del espesor atravesado, especialmente en casos de existencia de fisuras naturales, información fundamental en el momento decidir la terminación. Recordemos que muchos de estos reservorios se encuentran en la clasificación de "geopresurizados" y las condiciones de geopresión plantean comportamientos dinámicos diferentes a los convencionales, en tiempos de evaluación y de producción que es necesario conocerlos. Especialmente en el caso de formaciones generadoras que pueden producir fluidos, donde la geopresión, su distribución y la gestión durante estas etapas son fundamentales. Existe buena experiencia en los Estados Unidos y en la Argentina de su utilización desde este punto de vista.

- Teniendo en cuenta que una de las soluciones tecnológicas que han permitido lograr productividades, ha sido la combinación de pozos horizontales con múltiples tratamientos de fracturación hidráulica, la posibilidad de bajar los tiempos de perforación

Formación	Tramo perforado	ROP (m/hs)	Tiempo (días)	Trépano	Densidad del lodo
Punta Rosada	3300/3846 8 1/2"	2,5 5	15	Trícono	PHPA 1210 g/l
Molles	4000/4300 6"	1,3 2,7	8	Trícono	PHPA 1170 g/l

perforando NBD o UBD, aprovechando las mayores velocidades de penetración, que da la combinación con los avances tecnológicos de trépanos y fluidos de perforación, en la etapa del gran desarrollo, es una aplicación de lo no convencional, destinada a buscar menores tiempos y menores costos. En el siguiente cuadro podemos ver datos concretos de pozos verticales perforados en UBD en las formaciones Punta Rosada y Molles de la cuenca Neuquina, de unos cuantos años atrás.

El aspecto de la terminación y la estimulación

Si tenemos en cuenta lo dicho anteriormente, todos estos pozos deberán ser estimulados y la mayor experiencia histórica en este campo se tiene con los tratamientos de fracturación hidráulica en pozos verticales y horizontales en las últimas décadas, en múltiples etapas, por lo general.

El objetivo es colocar la concentración de agente de sostén necesaria en el mayor espesor productivo posible y en la mayor longitud posible compatible económicamente, tratando de minimizar su ubicación en zonas improductivas, esto genera un incremento del radio efectivo de producción del pozo vertical.

Siendo esta una técnica convencional muy efectiva utilizada en la industria desde hace mucho tiempo, ha evolucionado tecnológicamente en muchos de los siguientes aspectos:

- Diagnóstico y diseño de aplicación, predicción de comportamiento, seguimiento y monitoreo en línea.
- Materiales y fluidos (agentes de sostén, polímeros, surfactantes, reductores de fricción, etcétera).
- Equipamiento, accesorios para su aplicación y ejecución.
- Evaluación y caracterización de los sistemas generados (*Micro-seismic mapping*).

De esta forma podemos decir que estamos en condiciones de conocer, con la aplicación de la tecnología adecuada, cuál es el resultado final de nuestro tratamiento ubicado en el reservorio, para que la evaluación final de su buena o mala productividad sea adjudicada a las causas que realmente la generan.

Como decía anteriormente, muchas de las necesidades de información en este campo deben ser satisfechas desde la perforación, terminación de los pozos verticales exploratorios y de delimitación, especialmente estos últimos.

Esta información tiene que ver con la distribución de los esfuerzos máximos y mínimos en el plano horizontal, para permitir conocer la orientación de la extensión de la fractura, las propiedades geomecánicas de la columna de interés y la distribución del espesor neto permeable, muy especialmente su relación con el espesor bruto de la formación (hp/hb), ya que esto nos dará una idea de las zonas por seleccionar para realizar uno o múltiples tratamientos.

Una de las limitaciones que se han tenido en el pasado y se tienen aún hoy para alcanzar el éxito de muchos tratamientos en pozos verticales, ha sido el pobre rendimiento en extensión de la longitud de fractura creada y más aún la empaquetada respecto a las de diseño, debido a problemas de contención del crecimiento del alto de fractura.

Muchos operadores han logrado mejoras a estos problemas trabajando en los siguientes aspectos:

- Optimización del conocimiento y uso de la distribución de propiedades mecánicas.
- Usos de fluidos de menor viscosidad y menor poder de rompimiento.
- Nueva generación de agentes de sostén de baja densidad.
- Optimización de los caudales de trabajo.

Pero el avance más importante se dio en la combinación de la técnica de perforación horizontal con múltiples

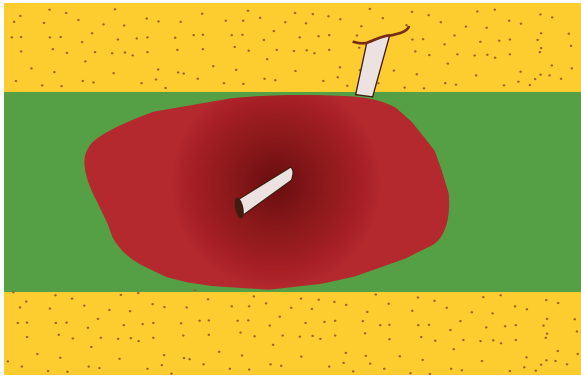


Figura 3. Fractura transversal al eje del pozo horizontal

fracturas hidráulicas (figura 3). Esto ha permitido sin ser igual, generar un nuevo sistema productivo en el reservorio que mejora el radio efectivo del pozo vertical y el área de drenaje, con una “pseudolongitud” colectora mayor, con varias fracturas ortogonales o transversales al eje del pozo, quizás con las mismas limitaciones mencionadas anteriormente, pero con otros requerimientos en geometría, como puede verse en la figura 4, conjuntamente con una idea de las mejoras teóricas en productividad.

Estos sistemas combinados (pozos horizontales-múltiples etapas de fracturas ortogonales/transversales), si bien tienen la ventaja de ampliar las áreas de drenaje de estos proyectos, a diferencia del pozo vertical fracturado, exigen que la fractura trabaje en producción, con una pérdida de energía en la conexión con el pozo, pseudodaño que es función de la relación entre el alto o radio de fractura empaquetado y el radio del pozo (H_f o R_f / r_w), y del caudal de producción en cada una de la fracturas realizadas, tal como puede verse en la figura 5, para un pozo horizontal con muy baja producción de gas.

Es importante tener en cuenta este efecto acumulado en múltiples etapas, por lo que será necesario tener presente la necesidad de maximizar la concentración de un agente de sostén de excelente calidad en la fase final de cada tratamiento. De este modo se asegura una conductividad excelente, quizás no necesaria en el resto de la geometría colectora, que permita minimizar este efecto, que disminuye la mejora en el incremento de radio efectivo total del sistema, pero que aun así sigue siendo muy importante.

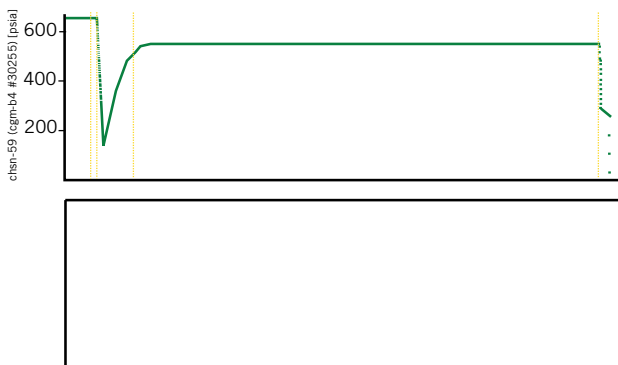


Figura 5. Presión (psia). Caudal de gas (Mscf/D) vs tiempo (hr)

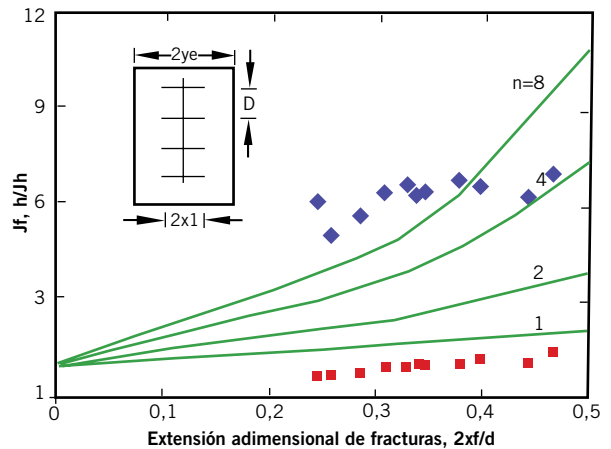


Figura 4. Cantidad de fracturas transversales

Esto nos exige analizar muy bien el tipo de fluidos para el tratamiento, no sólo desde la potencial interacción con el reservorio, sino también desde su capacidad de transporte.

Este tipo de reservorios tiende a tener altos caudales iniciales, donde tendríamos la mayor incidencia y declinan fuertemente entre un 70 u 80% al cabo de un año.

Hoy en día las nuevas tecnologías de terminación de pozos verticales y horizontales han avanzado en:

- Diferentes etapas de punzados, fracturación y aislamiento con taponos reperforables, de materiales especiales.
- Diferentes etapas con distintas metodologías de punzado, fracturación y aislamiento y limpieza, disponibles con los avances de la tecnología de aplicación del *coiled tubing*, en las diferentes técnicas y metodologías ofrecidas por las distintas compañías de servicios.
- Sistemas de terminación, entubamiento y aislamiento en pozo abierto, sin cemento, con camisas que permiten aplicar múltiples etapas, especialmente en pozos horizontales.

En función de esos avances, lograron menores tiempos y alcanzaron una mayor celeridad operativa con mayor precisión y eficacia en las terminaciones de pozos con múltiples etapas, lo cual permite desarrollar estrategias de perforación de un gran número de pozos, esto es y será una de las características más notorias para movilizar este tipo de reservas.

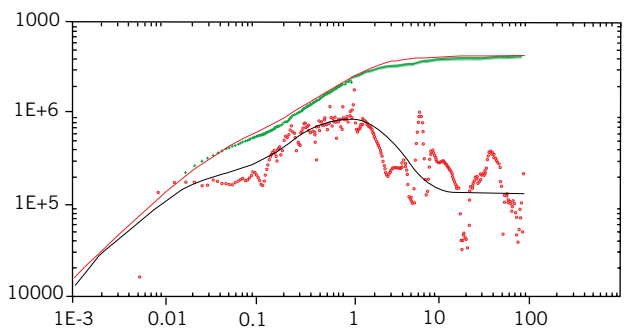


Figura 6. Gráfico logarítmico $m(p)-m(p@dt=0)$ y su derivada (psi^2/cp) vs. dt (hr)

¿Cuál es la estrategia de desarrollo de estos prospectos?

El desarrollo de estos yacimientos seguirá siendo con muchos pozos, seguramente ubicados en locaciones múltiples, que permitan minimizar no solamente el impacto medio ambiental, sino que la programación con sistemas de pozos verticales y horizontales fracturados da la posibilidad de establecer una logística de tipo serial para las diferentes etapas del proceso de construcción del pozo.

En todo caso, cabe destacar el concepto de “espaciamiento”. Este punto está ligado a la forma y orientación de las áreas de drenaje de los sistemas generados. Ya sea un pozo vertical fracturado donde los espaciamientos que se mencionan están en el orden de los 10 acres para estos reservorios, o un pozo horizontal con múltiples fracturas transversales, orientado a 90° respecto de la orientación de las fracturas.

Estas áreas tienden a ser de forma elíptica alrededor de las fracturas, y si bien se mejora la magnitud del área barrida con los nuevos sistemas, seguiremos teniendo, formas *elongadas* que nos obliguen a orientar los pozos en una dirección perpendicular a la orientación de la fractura y a utilizar distanciamiento entre pozos menores en la dirección perpendicular al eje del pozo horizontal.

Finalmente, es fundamental el análisis de la respuesta en producción de los pilotos que se desarrollen, especialmente de los pozos testigos, para poder ajustar mejor

el modelo de desarrollo final y el área efectivamente en drenaje por el sistema. ■

Siglas

GIP: *Gas in place*
TOC: *Total Organic Concentration*
CEC: *Cationic Exchange Capacity*
UBD: *Under Balance Drilling*
NBD: *Near Balance Drilling*
OBD: *Over Balance Drilling*
hp: Espesor permeable neto
hb: Espesor bruto involucrado
Hf: Alto de fractura
Rf: Radio de fractura
rw: Radio del pozo

Juan D. Moreyra es ingeniero químico de la Universidad Nacional del Litoral (Santa Fe) e ingeniero de reservorios por el Instituto del Petróleo de la Universidad de Buenos Aires. Actualmente es consultor internacional independiente (JMCons.) y se ha desempeñado en San Antonio International en las áreas de E&T, reservorios, well testing, fractura hidráulica, evaluación de pozos horizontales y perforación en desbalance, entre otras funciones. Previamente trabajó en YPF. Dicta seminarios en el área de well testing y es autor de numerosos trabajos en las áreas mencionadas.