



La experiencia en el país

Dos de las empresas que trabajan con recursos no convencionales en la Argentina explican sus procedimientos

La tecnología de punta como factor clave

Por el Centro de Excelencia de Shale Gas/Oil, de Schlumberger

A través de su centro de investigación multidisciplinario, la empresa analiza todo el proceso, desde la exploración hasta la producción

En vista de la compleja tecnología que precisa la extracción de hidrocarburos no convencionales, Schlumberger optó por crear en Buenos Aires un centro de investigación como ya tiene en otras partes del mundo, y que aquí se llama Centro de Excelencia de Shale Gas/Oil, el primero en la región.

Según sus responsables, se trata de “un centro de conocimiento en vivo” o un “espacio de colaboración donde los expertos trabajan con sus clientes para enfrentar los desafíos inherentes a la extracción de hidrocarburos de las formaciones de *shale gas* en el país”.

En todo caso, el propósito es dar soluciones técnicas a las necesidades que se van presentando, con el fin de “maximizar la producción de los yacimientos y reducir el

tiempo de comercialización”. El centro integra el análisis de perforación direccional, petrofísica, geoquímica, geomecánica, análisis de coronas y testigos laterales; terminación, estimulación y testeado de producción.

Según Schlumberger, “las reservas no convencionales requieren de soluciones no convencionales”. Por ello, se ejecutan evaluaciones técnicas para determinar intervalos útiles, su productividad, el diseño de la estimulación, las prácticas de puesta en producción, el diseño de las instalaciones, el distanciamiento entre pozos y la evaluación de reservas.

Esto incluye la prospección sísmica a escala 3D y análisis de los atributos sísmicos de superficie, mediciones a escala de pozo de propiedades mecánicas de la roca, análisis de muestras en laboratorio para evaluar las propiedades mecánicas, geoquímicas y petrológicas del reservorio, un sistema de clasificación para dividir los reservorios de *shale* basado en el análisis de fracturas y la composición mineralógica (*N-dimensional cluster analysis*), para el muestreo adecuado de formaciones heterogéneas. Se involucra, además, la integración de registros de coronas, testigos laterales y modelos geomecánicos; tecnologías de perforación direccional para una ubicación precisa del país y en la mejor sección del reservorio y servicios de monitoreo de fracturas hidráulicas con microsísmica (StimMAP).

Además, modelos a escala del yacimiento utilizando el *software* Petrel (y sus aplicaciones específicas como Mangrove) para representar rápidamente la información de las propiedades del yacimiento, tales como la geometría y la densidad de las fracturas naturales e hidráulicas, la estruc-

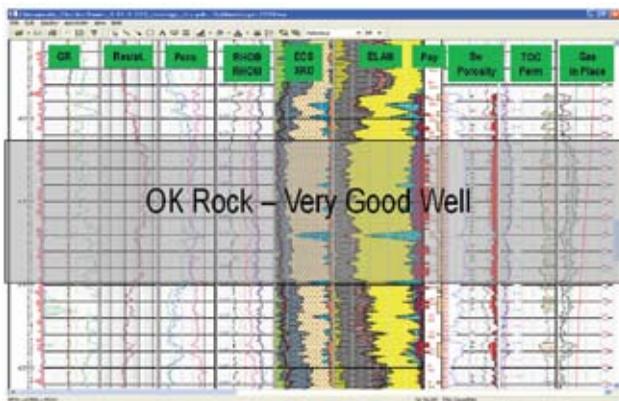
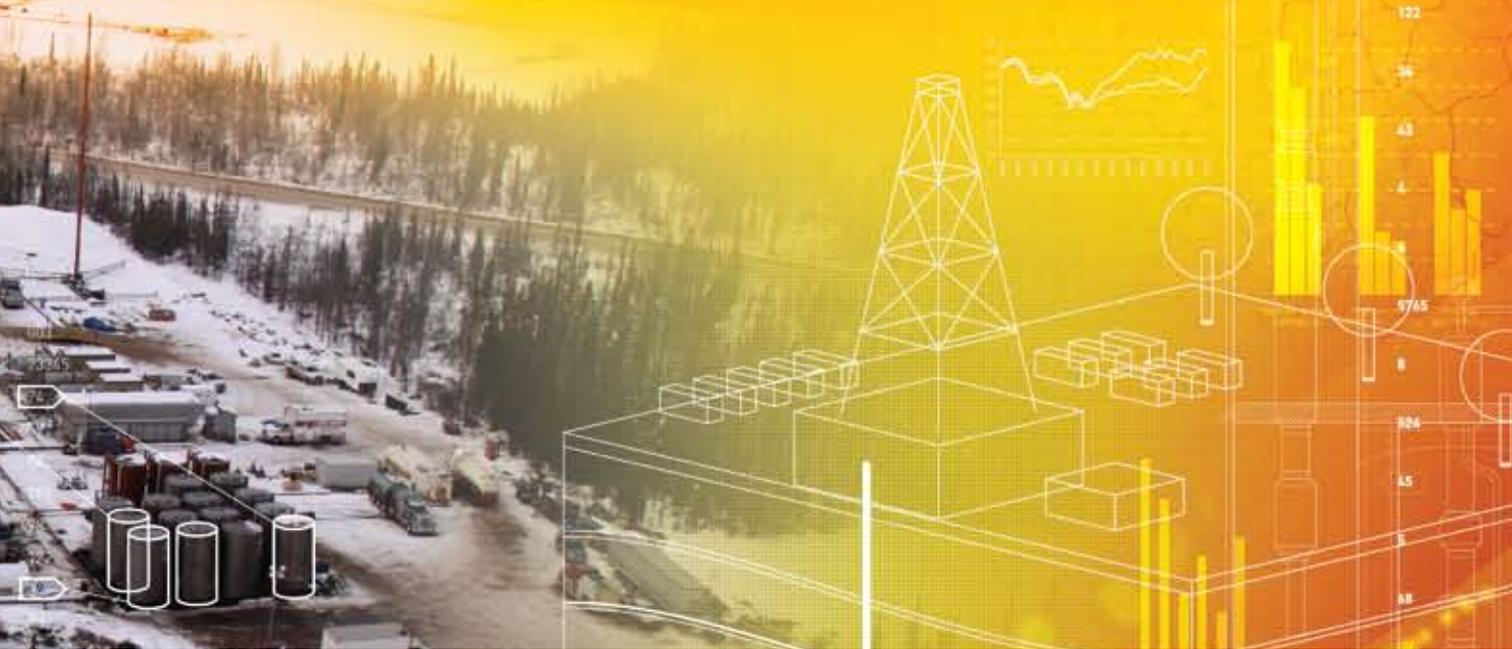


Figura 1. Indicador de *shale gas*

tura, las fallas y la estratigrafía para simular las características de los flujos dinámicos y pronosticar producción; el agotamiento y la recuperación total del gas.

Según los expertos del Centro, a la hora de evaluar un yacimiento de *shale* existe un enorme número de parámetros que deben tenerse en cuenta a diferencia de un yacimiento convencional: madurez termal; mineralogía, descripción de fallas y fracturas; riqueza orgánica (TOC), matriz de permeabilidad, cantidad de gas in situ y la identificación de las formaciones adyacentes de agua. La empresa aplica allí un flujo de trabajo llamado *Shale Gas Advisor*, cuyo resultado final se ve en la figura 1.

De esta manera se integran al flujo de trabajo interpretaciones sísmicas y atributos; imágenes de pozo interpretadas; datos de coronas y testigos laterales; datos microsísmicos para construir modelos de yacimientos y redes discretas de fractura que luego serán convertidos a modelos de yacimientos de doble porosidad para su simulación numérica. La aplicación de estos flujos de trabajo en estudios de yacimientos han revelado importantes características y provisto un mejor entendimiento de los reservorios. De este modo se capturan las características esenciales de los reservorios y se ofrece en forma cuantitativa la plataforma para optimizar la producción de los *shales*. Si sale bien, los resultados del *Shale Gas Advisor* darán los parámetros necesarios para la selección de la estrategia de terminación, diseño de la fracturas hidráulicas y la predicción de la producción.



Figura 2. Barnett Shale Gas Fractura en Barnett Shale: para la estimulación de una etapa, se utilizaron más de 100 tanques de agua

Figura 3. Trabajos multidisciplinarios. Nuevos enfoques para la caracterización de yacimientos, pronósticos de producción, ubicación, perforación y terminación de pozos para la explotación de las reservas de *shale gas*.

Equipo multidisciplinario

Para desarrollar todas estas actividades, el Centro está integrado por un equipo multidisciplinario de profesionales especializados en yacimientos no convencionales, en las tecnologías aplicadas a ellos.

Con mapas de exploración, perfiles de riesgo, tamaño esperado del reservorio y la probabilidad de éxito, se procede a planificar e implementar programas piloto para la evaluación y estimación de reservas, diseño y optimización de la perforación, terminación, estimulación y programas de pruebas, así como monitorear y optimizar la producción.

Se dedican principalmente a la cuenca Neuquina, aunque han comenzado el análisis de prospectos en otras cuencas de la región.

El equipo trabaja con los diversos centros de excelencia que Schlumberger tiene en otros puntos, como Oklahoma, en relación a los yacimientos estadounidenses de Barnett, Marcellus, Fayetteville, Baken, Woodford, Lewis, Green River, y Haynesville.

“No sólo elaboramos proyectos en *shales*, sino que intentamos optimizar el flujo de trabajo a medida que avanzamos” aseguran.

“Hay que animarse a explorar”

Con un *know-how* afirmado en los Estados Unidos y Canadá, Apache fue de las primeras en dedicarse al *tight* en el país

Incurcionar en reservorios no convencionales implica un riesgo económico mucho mayor que en los convencionales. En la Argentina, una de las primeras en asumir ese riesgo fue Apache, que hace unos cinco años comenzó con *tight gas* y ahora ya está incorporando el *shale*.

“Tenemos una política de inversión muy agresiva y quizás por eso fuimos de los primeros acá”, explicó a *Petrotecnia* el Ing. Mariano Ruiz, director comercial en el país de la compañía estadounidense.

Quisieron aprovechar la experiencia de más de una década en los Estados Unidos y el Canadá en la producción de no convencionales y, como incentivo local, aprovechar el programa Gas Plus.

“Nuestro objetivo fue replicar aquí todo lo que tenemos en los Estados Unidos y en el Canadá, por ejemplo en la Horn River Basin, y aprovechar, desde el punto de vista tecnológico, toda nuestra *expertise* –explicó– ya que, según los análisis de nuestros geólogos, los yacimientos de aquí guardan mucha similitud con los que trabajamos allí”.

Con el programa Gas Plus, que permite acordar con clientes los precios de comercialización diferentes a los actuales y relacionados con la riesgosa inversión “que permitan el desarrollo sustentable” de la actividad en yacimientos no convencionales, por este motivo, Apache se volcó por completo al *tight gas* (gas en arenas compactas).

Actualmente extrae *tight* y desarrolla este programa en seis yacimientos de la cuenca Neuquina, donde produce unos 60 pozos (cuatro de ellos comercialmente activos en la actualidad). Y en cuanto al *shale*, está evaluando varios pozos exploratorios y otras formaciones para identificar el potencial de este gas en la mencionada cuenca.

Estimulación y liberación del gas

“Desarrollar reservorios no convencionales, hasta hace poco, ni siquiera era considerado viable, pero gracias a la combinación adecuada de tecnología y de incentivos económicos podemos hablar de una opción indispensable para los requerimientos energéticos del país” aseguró Ruiz.

Se refiere a la dificultad que presentaban inicialmente los reservorios de muy baja permeabilidad y de lutitas, rocas sedimentarias con gran cantidad de materia orgánica y partículas del tamaño de la arcilla que han sido “compactadas” hasta formar capas rocosas casi impermeables (entre 0,01 y 0,1 mD) y espesas (un espesor útil es de entre 15 y 90 m). Antes eran considerados improductivos, ya que el gas no podía ser liberado a la superficie. Se recurrió, entonces, a la fracturación hidráulica masiva, para poder liberar el gas almacenado en estos yacimientos.

La estimulación por fractura consiste en un proceso por el cual fluidos (principalmente agua) y arena son bombeados a alta presión para partir la roca y crear canales; esa arena es en realidad un compuesto de cerámicas sintéticas resistentes a la profundidad y a la presión, que funcionan

como soporte para mantener abiertos los canales creados, y permitir que el gas siga circulando y saliendo hasta el pozo.

El modo de trabajo de Apache se basa en que todo este procedimiento se coordina vía satélite con el servicio de la compañía de bombeo, el centro de comando de la operación en el sitio y el monitoreo de la fractura desde las oficinas centrales (en este caso, Buenos Aires y Houston, Texas).

Cada centro de comando tiene responsabilidades específicas y sigue en tiempo real el procedimiento con los datos de presión, caudal y concentración de arena. La experiencia de la empresa en otros países permite diagnosticar la evolución del proceso, explican.

Estos trabajos suelen involucrar a una cantidad importante de personal, como ejemplifica con un pozo del yacimiento La Calera, que fue una operación compleja que requirió de una inusual cantidad de equipamiento (camiones con equipos bombeadores, camiones para transporte, tanques de almacenaje para el fluido y la arena de fracturación) así como muchos otros equipos de servicio y apoyo.

En este caso, los testigos corona y testigos laterales rotados fueron enviados a laboratorios especializados en los Estados Unidos para los análisis específicos. Tras el resultado, uno de los pozos del yacimiento La Calera pasó a ser ensayado mientras otros dos del yacimiento Anticlinal Campamento en Neuquén producen gas a caudales relativamente estables desde finales de 2010.

Tight gas para Gas Plus

Por su propia naturaleza, las empresas de hidrocarburos asumen riesgos, “y eso hacemos: estamos realizando importantes esfuerzos para evaluar el potencial de los recursos no convencionales en la cuenca Neuquina, y aportamos mucha innovación en tecnología e ingeniería”, aseguró Ruiz.

Si a esa tecnología se la combina con una política de incentivos adecuada, “este tipo de proyectos puede convertirse en una opción indispensable para los requerimientos energéticos del país”, dijo.

Así fue que la extracción del *tight*, considerada hasta hace relativamente poco no viable, les resultó atractiva desde 2008 al combinarla con el Gas Plus para la parte comercial.

Con este programa, produce en los yacimientos Anticlinal Campamento, de Neuquén y Estación Fernández Oro, de Río Negro, cuyo destino es proveer, en forma combinada, un volumen de 1,5 millones m³d a la compañía generadora Central Térmica Loma de la Lata, “a US\$5 dólares el millón de BTU, cuando el precio regulado para generación eléctrica es de US\$2,68 para el gas tradicional”. Si bien la turbina de la central térmica no pudo comenzar a operar a tiempo, se les mantuvo el precio.

Por su parte, la extracción de los yacimientos Guanaco y Ranquil Co, también en Neuquén, tienen como fin alimentar a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) con unos 300.000 m³ de gas/día a US\$ 4.10 el millón de BTU por un año, desde 2010.

Esta diferencia de precios ayuda ya que la tecnología y el equipamiento que necesitan es costosa, asegura Ruiz. Y tiene que ser tecnología de avanzada porque implica operar en reservorios profundos, de muy baja porosidad y

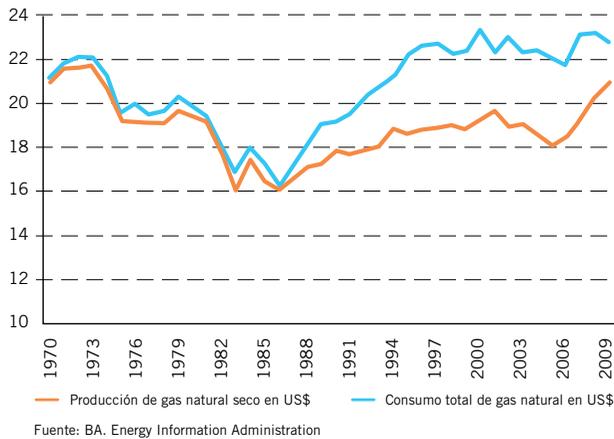


Figura 1. Producción y consumo de gas natural en Estados Unidos (tcf)

permeabilidad, y de muy complicada interpretación geológica y petrofísica.

Es el caso del yacimiento Estación Fernández Oro: en la formación Lajas Inferior los trabajos son a alta presión, y en pozos con areniscas profundas, de más de 3500 m.

Las reservas y continuidad del reservorio son difíciles de predecir y, a veces, los pozos perforados a corta distancia de un pozo productor resultan improductivos o de baja productividad.

Los procesos de estimulación como la fractura hidráulica y las multifracturas también son muy costosos (el costo promedio de perforación de un pozo de *tight* está entre US\$ 3,5 y 5 millones). A eso se suma la inversión en procesamiento y transporte, así como en esquemas de medición y producción independientes. La ayuda gubernamental al posibilitar este tipo de programas es indispensable y Ruiz estima que esta ayuda continuará.

Ahora, el shale

Los pozos de *shale* pueden ser aún mucho más caros. En este momento Apache lo intenta con un pozo que avanzará horizontalmente unos 1000 metros (al cierre de esta edición llevaban 600 perforados) en el que se usarán fracturas continuas aplicando similares técnicas y tecnologías que en los Estados Unidos, y que tendrá una inversión relacionada de US\$17 millones.

No por subirse al presunto *boom*, sino porque “la coyuntura nos lo permite”, explica.

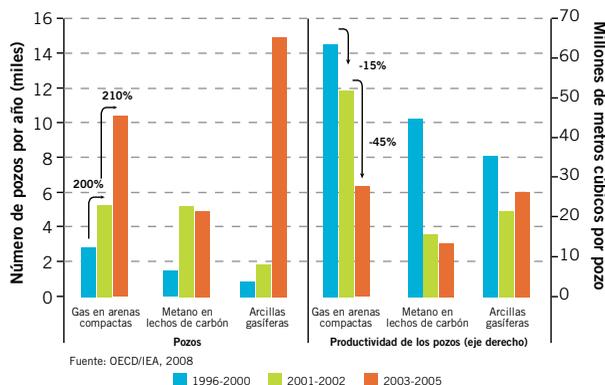


Figura 2. Pozos perforados por Apache en la Cuenca Neuquina

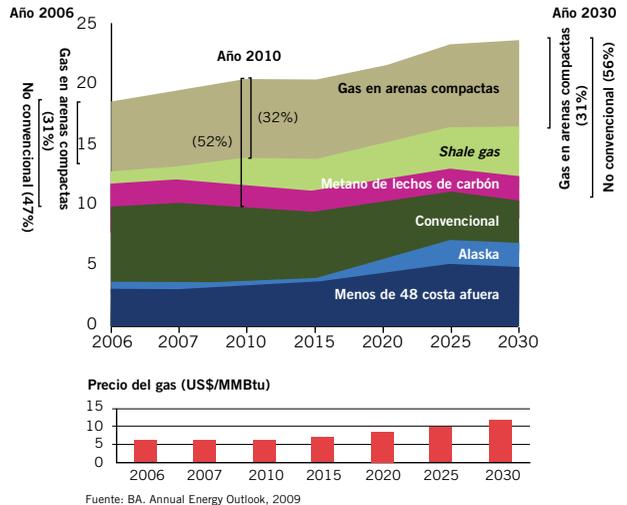


Figura 3. Producción de gas natural por fuente 2006-2030 (TCF)

Además de los paralelismos geológicos, Ruiz halla ciertas coincidencias en las condiciones que llevaron a los Estados Unidos a desarrollar los no convencionales, y la actualidad argentina: una demanda creciente que llevó a cortes circa 1970, momento en que comisiones del Congreso creadas ad-hoc comprendieron la necesidad de incentivos para explotar estos reservorios, con tecnología nueva.

En la figura 1 se nota el impacto en la producción: después de la década del ochenta, los Estados Unidos pasaron a ser superavitarios de gas natural. Al punto que en 2006 la matriz gasífera tenía el 47% de gases no convencionales, y en 2010 ya era del 52%. En ambos casos el *tight* compone el 31% y el *shale* va aumentando, comenta Ruiz.

Enseñanzas de la experiencia

Las lecciones que deja la experiencia en no convencionales, para el Director Comercial de Apache, incluyen las mejoras continuas que se aplican en varios pasos de los procedimientos.

A modo de ejemplo: en el desarrollo de la sísmica, si en un proyecto convencional (y no mucho más allá de 2005) se utilizaba un reprocesamiento 3D, ahora se utiliza el reproceso 3D focalizado en fallas. Si se utilizaba un modelo geológico estructural, al no convencional se le agregan fracturas asociadas a un patrón de fallas. Si en la experiencia era en pozos de 2500 a 2800 m de profundidad, hoy con los no convencionales se llega hasta los 3700 m. Hace unos pocos años se utilizaban fluidos convencionales, hoy se le adicionan surfactantes para una mayor recuperación de fluidos.

“Para cada etapa de la exploración y el desarrollo vamos empujando los límites tecnológicos y optimizando cada paso, para decidir mejor y más rápido, con más armas, lo que redunda en un mayor beneficio”.

No es tarea fácil, dice Ruiz, ya que cada pozo nuevo es significativamente distinto al anterior y, por ende, hay que aplicar procedimientos específicos por sus características. Además, requieren inversión en estudios, perforación y terminación de pozos, con costos que siguen en aumento (incluyendo los operativos).

Pero hay factores atractivos en sí, asegura, como el volumen de gas que se puede extraer. Superiores, si se compara con los remanentes de los convencionales. “Y la perspectiva es buena”, asegura. ■