



Petróleo y gas no convencionales: conferencias

El *boom* de los reservorios no convencionales

Pablo Urbicain, gerente de Marketing y Ventas de Schlumberger para la Argentina, Bolivia y Chile, y Michael Bose, presidente y *country manager* de Apache Argentina, se refirieron a este fenómeno al que calificaron de internacional y analizaron cómo convertimos estos recursos en reservas. Aquí, algunos extractos de sus presentaciones.

Pablo Urbicain

El empresario sostuvo que cada formación de shale es única y que no pueden tratarse todas de la misma manera; además, destacó las operaciones de perforación de alta eficiencia como críticas para que los proyectos sean económicamente viables.

“Hoy nos encontramos en una de las etapas más apasionantes de nuestra industria, con el impulso importante que se está dando, particularmente en la Argentina con los recursos no convencionales. Es evidente que los hidrocarburos fáciles ya se descubrieron y explotaron, y los que quedan son los recursos difíciles de alcanzar y de producir. Algunos de los difíciles de los que más se habla son aquellos que yacen en las aguas profundas o que están atrapados en las rocas madres tipo *shale*”.

“Para explotar estos recursos la dependencia de la

industria de los avances de la tecnología es enorme. En esta oportunidad me han pedido que les hable sobre el papel que jugarán las nuevas tecnologías en el desarrollo de *shale* y *tight gas*".

"De acuerdo a las estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE), hay alrededor de 30 tcf de reservas potenciales de gas en todo el mundo, de los cuales se estima que el 45% son no convencionales. El fenómeno del gas no convencional ya es un fenómeno internacional. Las regiones que más se nombran actualmente son: África del Norte, Polonia, la India, China y la Argentina".

"¿Qué son los reservorios no convencionales? Básicamente son formaciones con cualidades naturales de reservorios pobres. Esto se debe al hecho de que están compuestos por partículas extremadamente pequeñas, tienen baja porosidad y permeabilidad muy pobre. (...) Para darnos una idea de lo que esto significa, la permeabilidad es cerca de un millón de veces menor en comparación con la de un reservorio convencional. Por décadas, se supo que estas formaciones contenían hidrocarburos, pero sólo hasta hace muy poco se ha conocido la tecnología capaz de liberar el potencial de estos reservorios, de una manera económicamente viable".

"Un factor crítico y que por lo general se pasa por alto es que cada formación de *shale* es diferente y compleja. Casi todas las formaciones son heterogéneas, es decir, dentro de una misma formación existen porciones con diferentes composiciones. Los *shales* o lutitas pueden estar compuestos de silicio, pueden ser calcáreos o pueden ser arcillosos. En los tres yacimientos más importantes de los Estados Unidos, Marcellus es arcilloso, Eagle Ford es calcáreo y Barnett, silicio. Esto nos muestra que no podemos tratar a todos los *shale gas* o *shale oil* de la misma manera".

"En los comienzos se pensaba que el solo hecho de aplicar fuerza bruta y utilizar más potencia hidráulica para crear fracturas más grandes y mayor cantidad de fracturas era la mejor manera de producir las lutitas. Más tarde descubrimos que esta teoría no era correcta".

"Es necesario que los yacimientos de *shale* se perforen y se pongan en producción de una manera altamente eficiente. Esto significa que se debe perforar la mayor cantidad posible de pozos, en el menor tiempo posible y maximizando el contacto de estos pozos con el reservorio. En otras palabras, deben perforarse los pozos horizontales de manera eficiente".

"Actualmente, en los Estados Unidos, un pozo horizontal requiere entre 10 y 20 etapas independientes de fractura. Sin embargo, vale la pena resaltar que cada fractura requiere, aproximadamente, de 3.000 m³ de agua bombeada, a razón de 70 barriles por minuto. Entre 200 mil y 400 mil kilos de arena, a una presión de 10.000 psi. Esta es una operación enorme y extremadamente costosa. A través de los últimos años, hemos descubierto que la ubicación de las fracturas es más importante que su número".

"Algunos pozos horizontales producen lo mismo que un pozo vertical ¿Qué objetivo nos tenemos que poner? Perforar solamente estos mejores pozos, estimular las mejores zonas para poder producir la cantidad de recursos que necesitan, para poder hacer que la inversión de recursos sea la mínima y poder tener una mejor producción por cada uno de estos pozos".

"El secreto para liberar las reservas de *shale* de una ma-



Pablo Urbicain.

nera económica comienza con la comprensión completa del reservorio, (...) localizar el reservorio, comprender los tipos de arcilla, la mineralogía, determinar el contenido orgánico total, la permeabilidad, la porosidad y la esencia de gas libre o líquidos. Estas mediciones se realizan, generalmente, a través del registro eléctrico y las extracciones de coronas de fondo de pozo".

"Una vez que logramos determinar que el reservorio tiene la calidad suficiente desde la perspectiva de la roca, la segunda parte fundamental consiste en determinar la calidad de la completación de la roca. El término "calidad de completación" significa esencialmente determinar qué tan bien responderá la roca a los tratamientos de fractura y cómo va a interactuar la fractura con los fluidos de fracturación".

"Una fractura con una calidad pobre de completación será una pérdida de recursos y no producirá. En el caso de que el reservorio tenga buena calidad, luego se hará un desarrollo de ingeniería para saber cuál es la mejor forma de completar ese pozo".

"Me gustaría hacer énfasis en cuatro puntos clave:

1. Cada formación de *shale* es única y no pueden tratarse todas de la misma manera.
2. Las operaciones de perforación de alta eficiencia son críticas para lograr que los proyectos sean económicamente viables.
3. El desempeño del pozo se maximiza cuando se utiliza el flujo de trabajo completo: de evaluar la calidad de reservorio, la calidad de completación para seleccionar los intervalos de fractura.
4. La realización de la fractura con el tratamiento correcto puede mejorar significativamente el desempeño del pozo y producir un alto impacto sobre la recuperación total".

"El sector de servicios ha jugado un papel preponde-

rante en el desarrollo de tecnologías que permiten extraer los recursos no convencionales de manera económica. El objetivo para el futuro será ver que nuestras inversiones en investigaciones de ingeniería conlleven a producir un cambio fundamental en la eficiencia de la fractura”.

Michael Bose

Comparó lo que sucede en la Argentina con casos de producción de reservorios no convencionales en América del Norte, que permitió revertir una situación de caída en la producción y en las reservas.

“(En la Argentina) a principios del 2000 tuvimos una caída en la producción y una más fuerte en reservas; la producción de gas cayó en más del 40% en los últimos 10 años y esto es una llamada de atención. Tenemos la oportunidad de cambiar la curva, pero las condiciones deben ser las adecuadas y esto es algo en lo que nos estamos enfocando”.

“Un ejemplo de otro país con la misma tendencia eran los Estados Unidos (con) una caída severa en la producción, hasta que se enfocó en el *tight gas*”.

“Vamos a hablar de proyectos en desarrollo en la Argentina sobre el *tigh gas*, bajo el programa Gas Plus. El crecimiento de nuestro programa comenzó en marzo de 2008 y empezamos con un programa de inversión de



Michael Bose.



capital muy agresivo. Hemos perforado 80 pozos, hasta el día de hoy y producido 3.200 millones de pies cúbicos de gas por día. Esto es muy importante para el Programa y para el país, más allá del *shale gas* de lutita”.

“Tenemos un ejemplo de un pozo horizontal que perforamos este año, primero verticalmente, y como vimos que la producción era insuficiente, los equipos técnicos estuvieron evaluando la posibilidad de perforar horizontalmente en este yacimiento, era una oportunidad de poder aplicar esta tecnología. Utilizando el modelo sísmico, lo que hicimos fue desviar el pozo y realizarlo horizontal. Estábamos apuntando a un área de baja impedancia, donde teníamos la mejor calidad de reservorio. Hicimos una perforación horizontal (...) bombeamos tratamientos de fractura, utilizamos eventos microsísmicos para determinar las propiedades de fractura en cada caso: longitud, altura, orientación, el diseño... También determinar en qué dirección teníamos que perforar. Es muy importante el uso de esta tecnología, para estas explotaciones”.

“Se necesita gran cantidad de equipamiento y de mano de obra para hacer funcionar esto. (En un caso determinado en Canadá) se ve un desarrollo impresionante: durante la perforación hay dos torres en pozos opuestos perforando 8 pozos cada una en forma simultánea; los pozos están a 2.500 metros de profundidad vertical y se extienden a 1.600 metros en forma horizontal, se bombean 15 a 20 fracturas por pozo, es decir, alrededor de 300 fracturas en el mismo lugar. Todos los números son muy impresionantes: 20 camiones bomba, 50 mil caballos de fuerzas, las 24 horas por día, los 7 días de la semana; los silos de arena almacenan 8 millones de toneladas de arena...”.

“Pozo multifractura: en 2010 se hizo un bombeo de tres estimulaciones de fracturas hidráulicas en pozos existentes en yacimiento campamento y en la calera. También tomamos 8 testigos de diferentes pozos y la información fue evaluada en los laboratorios de los Estados Unidos, esto hubo que tomarlo de la cuenca Los Molles y Vaca Muerta. Este pozo tuvo mucha atención en la industria, fue el primer pozo horizontal multifractura para *shale gas* que fue completado en América Latina. Llevó 173 días perforarlo. Trajimos nueva tecnología al país, el pozo piloto fue de 4.123 metros para evaluar las propiedades de la roca e hicimos un inicio a los 1.800 metros para empezar la perforación horizontal, que después tuvo unos 4.500 metros. En la primera se le hicieron 10 fracturas, sólo

una no fue exitosa y las otras 9 sí. Se bombearon 1.500 toneladas de arena de fractura. La potencia hidráulica fue de 32.000 caballos de fuerza con 16 camiones bombas a 12.000 psi. Esencialmente utilizamos toda la potencia que había en la cuenca”.

“Acumulamos mucha información en este pozo y estamos poniendo toda esta inversión en el uso de proyectar otros pozos. Este tipo de proyectos requieren un trabajo de equipo, de otra manera no funcionan”.

“Todos han visto los informes de que la Argentina es tercera en el mundo de recursos no convencionales. La pregunta es cómo convertimos estos recursos en reservas, de lo contrario no nos sirven. En primer lugar, debemos hablar de rentabilidad: los operadores, obviamente, van a seguir en forma si hay rentabilidad involucrada, tenemos que tener precios de gas adecuados para incentivar la inversión y pensar cuál es el precio que se requiere de gas, hay muchos factores involucrados en cada perforación, las perforaciones laterales, las fracturas, entre otros”.

“Necesitamos costos razonables de servicios y materiales y una eficiencia en las operaciones. Debemos reducir la redundancia y operar tan eficientemente como sea posible, para que estos desarrollos funcionen. Por supuesto, también, incentivos fiscales de impuestos”.

“La tecnología es muy importante. Las nuevas tecnologías, a medida que ingresan a la industria, van abriendo diferentes oportunidades, tenemos que tener una disponibilidad del equipamiento. Es mucha e importante, como pudieron ver, la cantidad de maquinarias que se necesitan para lograr las perforaciones”.

“Necesitamos regulaciones ambientales adecuadas y razonables. También la cooperación de todas las partes involucradas: operadores, Gobiernos, gremios, contratistas, dueños de la tierra.... Como dije, debemos trabajar todos en equipo para que esto funcione”.

“Todos saben los beneficios de desarrollar recursos locales: incrementa la demanda de mano de obra y la actividad económica, aumenta la recolección de regalías por parte de las provincias y de los impuestos; contribuye con el desarrollo tecnológico y la provisión local de equipamiento y servicios; incrementa la producción y los volúmenes de reservas locales, para revertir la dependencia cada vez más grande de energía. En los Estados Unidos ha cambiado la tendencia con la colaboración de las partes interesadas: con trabajo podemos revertir estas tendencias”. ■

Pablo Urbicain es gerente de Marketing y Ventas para Schlumberger para la Argentina, Bolivia y Chile. Es ingeniero electrónico por la Universidad Nacional de Sur (Bahía Blanca), cuenta con más de 20 años de experiencia en la empresa en diferentes áreas desde Operaciones, Soporte Técnico y Marketing & Ventas. Durante su carrera desempeñó cargos en Venezuela, el Brasil, México, Trinidad Tobago y el Perú. Uno de los principales focos de desarrollo en la presente función es la generación de proyectos para hidrocarburos no convencionales.

Michael Bose es ingeniero en petróleo por la Texas A&M University. Con casi 20 años de carrera profesional, comenzó en Anadarko Petroleum; trabajó en perforación, ingeniería de reservorios y producción en plataformas del golfo de México. En 2004 se sumó a Apache como Regional Operations Manager en Texas. En 2010 fue transferido a la Argentina con foco en las oportunidades en tight gas y en 2011 fue nombrado vicepresidente y Country Manager.