



Lecciones aprendidas en los *plays* no convencionales norteamericanos:

George King: “No hay dos yacimientos de *shale* iguales, ni siquiera dos pozos iguales”

Por Lic. Guisela Masarik

El Ing. George King, uno de los expertos internacionales más reconocidos en el ámbito de los recursos no convencionales repasa las lecciones aprendidas en el desarrollo de reservorios de *shale gas* y *shale oil* en los Estados Unidos y Canadá desde la década de 1980. Insiste en que cada yacimiento tiene características particulares y redobla su apuesta por la tecnología y por el intercambio de información entre empresas.

“Una vez que se sabe que hay gas y petróleo ahí abajo, no se trata de si puedo o no puedo hacerlo producir: se trata de cuánto tiempo y cuántos fondos me va a llevar hacerlo producir”, dijo George King (Apache), Y agregó: “Si hay hidrocarburos, y tenemos la tecnología, lo vamos a sacar”. Así lo dijo ante una audiencia congregada con motivo del Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, organizado por el IAPG del 7 al 10 de agosto en Buenos Aires.

Y lo reafirmó posteriormente ante *Petrotecnia*. King es uno de los expertos más renombrados que ha trabajado casi desde el principio del desarrollo de reservorios no convencionales en los Estados Unidos, Canadá y México, donde se trabaja en más de 40 áreas de *shale oil* y *shale gas*. “De todas esas áreas, unas 20 han sido perforadas y

desarrolladas en cierta medida, y la mitad de esta cifra tiene explotación económica a precios marginales del gas". Se refiere a las cuencas de Marcellus, Barnett, y de las áreas de acumulación de *shale gas* y de algunos desarrollos como Eagle Ford, utica y, en menor medida, de algunas áreas que también tienen *shale oil*.

En tanto, el *shale gas* ha sido el gran transformador del desarrollo de combustibles fósiles, explicó, puesto que ha propiciado cosas muy buenas al aumentar las reservas de petróleo y gas, "pero hasta conocer su naturaleza, también ha tenido resistencia por parte de los grupos más convencionales, por las empresas que producían otras formas de energía y por grupos medioambientales que no tenían toda la información".

King se explayó en Buenos Aires sobre los aspectos técnicos y habló de la información reunida en su experiencia recogida en 10 cuencas, a lo largo de toda América del Norte.

Pero también se refirió a lo que puede lograrse en la Argentina, puntualmente en la formación Vaca Muerta, ya que si bien en todo momento aclaró que cada formación es diferente y hay que aplicarle distinto tratamiento aunque estén separadas "incluso cada pozo, aunque esté separado de otro por pocos metros" ya que el aprendizaje es "una vía de dos manos".

En su breve repaso por las áreas producidas en los países del hemisferio norte, donde las reservas que se han

generado "son enormes y se espera aun más producción, la cual ya está avanzando y vamos a cumplir las expectativas", se detuvo a analizar cuáles son los factores que inciden en estas reservas de gas, por ejemplo las tecnologías, ya que otras formas han estado disminuyendo a lo largo del tiempo, como en Alaska, "debido a la falta de transporte para llegar a las áreas incorporadas: el gas sale bien, pero el transporte es fundamental para el gas y el petróleo obtenidos de manera no convencional y allí el transporte se dificulta por estar en zonas alejadas".

"En el mundo hay una enorme cantidad de *shale gas* que rivaliza con cualquier otra forma de gas convencional y no convencional que esté disponible para transporte. Lo crítico es la ubicación de estas reservas de gas: el transporte de gas líquido de petróleo, la transmisión de gas en gasoductos o el transporte de gas comprimido en gasoductos, son todas tecnologías que ya han sido desarrolladas, pero que están limitadas por la economía, la demanda del mercado y por el costo de desarrollar estos yacimientos".

Mencionó datos obtenidos de la EIA, la Agencia de Información de Energía del Gobierno estadounidense, en 2011, para certificar que "en general, gracias al *shale*, el crecimiento de las reservas ha sido enorme en todo el mundo".

Destacó en todo momento el papel de la tecnología: "Hay alguna que ya disponemos y otra que podremos tener a futuro, que permitirá que mucho gas se vuelva



Fuente: Información de la Administración de Energía basada en datos obtenidos de varios estudios publicados. Actualizado a mayo, 2011.



“El *shale gas* y *shale oil* son recursos muy difíciles de desarrollar y se requiere de buena tecnología para hacerlo, y esta se desarrolla tanto en el campo como en el laboratorio, y tiene que ser compartida a través de acuerdos de cooperación de la industria para estar en condiciones de llevarnos al modo de desarrollo rápido que necesita el resto del mundo”, expresó King. Encerraba en esta frase algunos de los conceptos cruciales desde su óptica para un adecuado desarrollo de los proyectos: tecnología, trabajo en equipo y compartir información.

Una cuestión de costos

Los costos de los pozos varían considerablemente según el tipo de *shale*, aseguró King: “Pueden variar desde US\$1,2 millones hasta US\$10 millones por pozo”. La fracturación se ha convertido en la parte más cara, debido a que se utilizan hasta 10 fracturaciones por pozo.

Los precios de gas varían considerablemente en la región de América del Norte, por la demanda creciente en la industria de este producto básico, por el clima, y por muchos otros factores. Los precios bajos que se dieron recientemente allí tienen el efecto negativo de reducir el esfuerzo en gas no convencional, pero aumentan el mercado para el gas. Muchas empresas ahora ven un beneficio en los costos de la energía, y según varios estudios, se están abriendo puestos de trabajos directos e indirectos debido a los precios del gas, es decir, hay un crecimiento también en ese aspecto. Paralelamente, estamos analizando el gas natural comprimido que se utiliza en autos y camiones, tras darnos cuenta de que debemos hacer crecer este mercado con un precio estable y un desarrollo pleno.

Hay otro fenómeno, relató King, y es que se ha estudiado la producción de gas y el porqué se llega a una baja de producción en el primer año. “Y resulta que es típico en la formación fracturada: si bien la producción paga mucho de la inversión en ese primer pozo, se necesita un precio alto o moderado para poder cancelar rápidamente las deudas incurridas, de manera que el precio sea estable y que haya un buen retorno de la inversión”. Y a pesar de que luego la producción se reduce, la ventaja es que esto sucede a lo largo de un período muy extenso.

Tenemos que recordar en todo momento, dijo el inge-

recuperable, tenemos registro de cómo esto ha sucedido en los últimos 10 años”, aseguró.

Y describió el impulso tomado desde hace varios años para mejorar la tecnología que ayuda a producir más *shale gas*: “El primer pozo para gas de esquisto fue cavado a mano en 1820, pero recién en los últimos 20 años se lograron niveles de perforación importantes para desarrollar estos enormes recursos”.

De 1980 en adelante, dijo, se podía recuperar el 1% del gas. Sólo cuando se desarrollaron la fracturación con agua aceitosa, en lugar de geles o espumantes, y las fracturas hidráulicas múltiples en vez de fracturas hidráulicas individuales, la fracturación fue una forma dominante para abastecer el gas.

El escaso gas técnicamente recuperable en esos años aumentó lentamente hasta la década del 2000 y, desde entonces, el crecimiento fue vertiginoso, hasta alcanzar casi 500 tcf de gas recuperable.

Año	% OGIP Recuperado (OGIP = gas original <i>in situ</i>)	Tecnologías aplicadas	Esquistos en desarrollo	Precio promedio del gas \$/mmbtu	Reservas tecnológicamente recuperables (TRR)
		Fuente: King, SPE 142596			
1980-89	1%	Pozos verticales, fracturación con gel a bajo caudal	Devonian	\$1,98	<0,3 tcf
1990-99	1,5% a 2%	Primera fractura con espuma y emulsión en arcillas	Devonian	\$1,91	↓
2001	2% a 4%	Fracturación con emulsión con grandes caudales	Barnett	\$4,25	
2004	5% a 8%	Preferentemente en pozos horizontales, 2 a 4 fracturaciones	Barnett	\$6,10	
2006	8% a 12%	En pozos horizontales, 6 a 8 fracturaciones, estimulaciones, pruebas con agua reciclada	Barnett	\$7,25	
2008	12% a 30%	16 y más fracturas por pozo incremento de la petrofísica	Barnett	\$9 (cae)	
2010	30% a 40%	Tecnología de la curva de declinación aplicada en la fracturación	Haynesville	\$4,20	
2011	30% a 45% (estructuras muy profundas)	Desarrollos por capas drenan 6000 acres, se reemplaza agua fresca por salada para fracturaciones	Horn River	\$4,00	
Futuro	¿Proyectos?	Nuevos químicos, fracturas con agua salada, menores volúmenes de agua utilizados, tráfico reducido de camiones, perforación por capas, equipos y bombas electrificados.	Numerous	Depende del mercado	>480 tcf

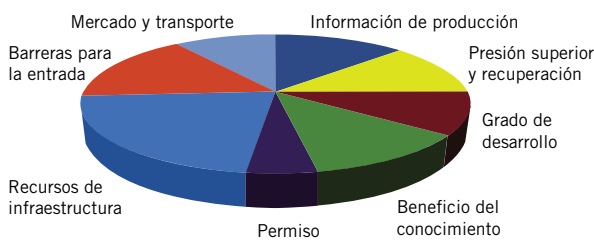
niero de Apache, que estamos aprendiendo, que se trata de hidrocarburos no convencionales, y que son pozos que han estado produciendo durante diez años. “Esto nos da una base de lo que puede pasar en el futuro, una esperanza de recuperación de reservas, mayor aún que la que creíamos posible”.

Y agregó: “En líneas generales, un precio alto o bajo dependerá del tipo de esquisto, del área en que se está trabajando, del precio del transporte disponible, del costo de la perforación y del precio que uno recibe por el gas. Es decir, que no tenemos un único factor que estipule el precio que vamos a recibir por el *shale gas*. En los Estados Unidos teníamos un precio bastante bueno y ha estado cayendo desde entonces”.

Haciendo memoria, explicó que el primer *shale gas* comercializable fue el de la formación Barnett: en 1982 había 100 pozos perforados antes de que empezara a aumentar la producción inicial, y sólo llegó a tasas muy altas a medida que se fue avanzando. “Fue la primera fracturación con agua, pozos horizontales con fracturas múltiples y secuenciales, lo que logró incrementar esto”. Y el cambio afectó las tasas de productividad. “Habíamos arrancado con una recuperación del 1% del gas in situ y hoy estamos en una recuperación de entre el 30% y 35%: esto se debe a la tecnología que fue involucrada en este tema, que cuesta mucho dinero”.

Cada pozo es diferente

“Quizás los esquistos parecen ser iguales a simple vista, pero realmente tienen muchas diferencias una vez dentro del pozo –aseguró King–. Veamos la siguiente rueda de características: fracturas, presión, espesor, fragilidad, etcétera. La diferencia mencionable entre *shale gas* y *shale oil* es que este último agrega presión y recuperación. Todas se pueden superar, incluso las muy críticas. Pero si hay gas, y tenemos la tecnología, lo vamos a sacar”.

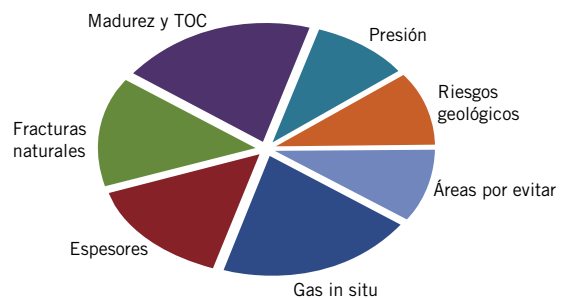


“Es decir, algo importante que todos debemos aprender es, primero, que cada pozo de *shale* es diferente en requerimientos –dijo– y segundo, el papel crucial de la tecnología”. En efecto, uno piensa que todos los yacimientos se comportan igual, y esto no es así, no sólo se diferencian los yacimientos entre sí, sino que ni siquiera en el mismo *play*, los pozos son todos iguales: hay muchas diferencias que van desde la profundidad, temperaturas y terminación: no existe una única manera de terminar un pozo de *shale*. La recuperación promedio de gas también varía en los yacimientos, según el pozo. Lo similar es el petróleo y el gas que se extraen.

De esta manera, prosiguió, “estoy seguro de que en la Cuenca Neuquina hay áreas con secciones de gas y

petróleo que tendrán como punto de partida los trabajos realizados sobre la región, pero que seguramente no serán parecidas a ninguna otra”.

“Por ejemplo, si se analiza la geología, se ve que hay zonas más fuertes que otras en cuanto a *sweetspots*. Lo que hay que descubrir es qué es lo que va a funcionar en cada área. Hay aspectos específicos del esquisto que uno tiene que aprender: las necesidades críticas, las necesidades significativas, las necesidades importantes y las manejables difieren de pozo a pozo. Hay que tener cuidado y no centrarse en valores individuales de las variables como TOC, madurez, espesor, etc., porque si algo hemos aprendido es que la madurez y el TOC no sólo pueden variar de pozo a pozo, sino de la superficie de un mismo pozo de *shale* hasta su parte más profunda”.



La tecnología como protagonista

En todo momento, George King destacó el papel crucial de la tecnología que se aplicará. “En los Estados Unidos hay yacimientos de *shale* desde el extremo este hasta el oeste, lo mismo ocurre en Canadá; y en ambos hay enormes cantidades de esquistos por desarrollar, que podrían transformarse en enormes reservas para el futuro. Pero se necesita aún de más estudios, tecnologías y regulaciones que permitan a la industria concentrarse en la máxima recuperación” insistió.

“La buena noticia es que allí está dando resultado: los Estados Unidos importaban las dos terceras partes de los barriles que consumían y ahora no sólo podrán cumplir con todas sus necesidades de cara a los próximos 10 años, sino que se convertirán en exportadores. Y estamos hablando de 500 mil barriles recuperados, lo que es mucho. Pero todo ello ha necesitado de muchísima tecnología y de muchos estudios”.

“Como dije antes, he estado en cientos de fracturas, y en todo este tiempo el factor común para el buen desarrollo, en 10 cuencas diferentes, ha sido contar con la tecnología idónea. La compañía que quiera existir en el mundo de los esquistos tiene que ser técnica y estar en condiciones de implementar la tecnología necesaria: los pozos horizontales o de múltiples fracturas que sean adecuados para el fluido de fracturación, pocos aditivos, con un bombeo a tasas muy altas, métodos de producción óptimos que maximicen el valor presente neto... Todo eso ayuda enormemente a la economía de los proyectos. Y deben recordar que puesto que el esquisto será diferente en cada locación, se necesitará de una tecnología particular en cada caso”.

Esto es algo que quienes operen en Vaca Muerta deben pensar, dijo. “El gas de esquisto es disruptivo compa-

Pozos horizontales o verticales?

9+ área en millas cuadradas (6000 acres)

Ítems	Pozos verticales	Yacimientos en pozos horizontales
Pozos (Espac. 80 acres)	75	12
Caminos (millas)	28	2
Cañerías de petróleo y gas (millas)	30	4
Cañerías para suministro de agua para fracturación (millas)	30	2
Instalaciones	8	1
Millas con camión	45.000	36.000 (or 1400 c/cañería)
Montaje y desmontaje equipos	75	1
Área con control de agua dulce	6.500 acres	8 acres (reducción en un 99,9%)
Superficie transitable (acres)	150	6 (reducción en un 96%)
Superficie total utilizada	566 acres	45 (reducción en un 92%)
Superficie productiva	491 acres	33 (reducción en un 93%)

Ventajas del pozo horizontal

- Necesita menos terreno.
- Menor cantidad de penetraciones superficiales.
- Adecuado a la ubicación del yacimiento.
- Menos tráfico, polvo y emisiones.
- Menor penetración en ubicaciones urbanas y en campos.
- Todos los pozos penetran al terreno en la misma área, pueden ser monitoreados fácilmente.
- Sustancialmente menores pérdidas de vapor de metano.

rado con otras fuentes de energías, y uno puede esperar cierta resistencia de otro tipo de proveedores de energía, así como de la gente involucrada en su abastecimiento, es probable que haya algunas objeciones en la industria y en eso también deberán trabajar a medida que avanzan”.

Uno de los mayores problemas que se les presentaron en su trayectoria, dijo, “fue que las empresas y los profesionales intentaran encarar un recurso no convencional de una manera convencional”. Hay que usar tecnologías diferentes, aseveró. “No todos los esquistos en el mundo van a ser productivos, hay muchos que no lo son. Pero en algo se parecen los de América del Norte y los de otra parte del mundo: si se tiene el gas o el petróleo, hay formas de lograr sacarlo. Para ello, sólo se necesita que la industria y la gente estén dispuestos a pensar y afrontar las cosas de manera diferente, en lugar de hacerlo con el pensamiento y los medios que vienen usando desde hace décadas”.

En cuanto a quién sería el principal responsable para el desarrollo de esta nueva tecnología, King no dudó: “Allí también hay que abrir la mente: hasta ahora los proveedores de servicios pensaron que a ellos les tocaba desarrollar toda la tecnología y, en realidad, el tema también atañe a los costos de producción de las compañías involucradas, que son las que pagan las cuentas, una *lesson learned* en ese sentido es que se trata de un esfuerzo de cooperación de todas las etapas, desde Exploración, Sísmica, Perforación, Producción... Lo ideal es que las operadoras describan con precisión con qué desafíos se topan, para que las empresas de servicios inventen las soluciones a esos temas; muchas empresas están realizando una investigación de campo para que las cosas mejoren”.

Queda claro entonces: no es sólo Perforación, no es sólo la fractura, también Producción está involucrada. “Todo el mundo es responsable, todas las áreas deben disponer de la mejor tecnología. Y todos son responsables de pensar de manera no convencional: cuando hace mucho un pozo daba unos pocos barriles al día, hizo falta al menos una persona con el coraje de decidir perforar a 100 barriles por minuto, que habrá pensado: ‘Yo soy el que invierte el dinero, así que voy a bombear varios camiones por minuto’...”.

Según King, es esta gente, la que esté dispuesta inventar y a invertir, la que debe cooperar y pensar de manera abierta. “Para eso, hay que elegir a la gente adecuada, la que tenga entusiasmo real y que trabaje en un equipo

donde se integre gente experimentada, gente nueva, y sobre todo, que no todos tengan la misma opinión de todo para que puedan debatir, porque de ahí surgen las ideas”.

“Vaca Muerta: el elemento crítico está”

Estaba claro que a todos les interesaba la opinión de King sobre Vaca Muerta, la formación que hace posible que hoy en la Argentina se esté hablando de *shale*. “En mi opinión particular, no hay nada en Vaca Muerta diferente de lo que he visto en otros yacimientos de los Estados Unidos: es grande, profunda, tiene gas, tiene petróleo y una vez que se tiene todo eso, entonces no se trata de si puedo o no hacerlo producir: se trata de cuánto tiempo y fondos me va a llevar hacerlo producir. El elemento crítico está, y si todo está, simplemente depende de nosotros. Yo pienso que Vaca Muerta puede producir”.

¿Curva de aprendizaje rápido?

Desarrollo	Primer año de gran actividad	¿Información intercambiada entre compañías?	Años estimados hasta el óptimo	Cantidad de pozos para lo óptimo
Barnett	1982	No	22	1000
Fayetteville	2004	No	3,5	>100
Haynesville	2006	No	2,5	~30
Marcellus	2008	Sí	1,5	~100

En cuanto a si será necesario hacer pozos horizontales en la zona para mejores resultados, King reflexionó que: “Mientras más espesor tiene, los pozos verticales hacen más sentidos, pero como ya dije, cada lugar es diferente, por si sirve la experiencia diré que en Barnett nos enfrentamos a un esquisto de 150 metros de espesor y para fracturar eso lo mejor es un pozo horizontal, ya que los verticales funcionan con un precio de comercialización de gas muy alto y una mayor permeabilidad”.

Los pozos originales en Barnett eran verticales, dijo, y luego se empezó con los fluidos de fracturación. Algunos resultaron económicos, pero a un precio de gas muy alto, en cambio, a los horizontales se les permite obtener una fractura horizontal, equivalente a la de un pozo vertical con una formación de 100 metros de espesor, es decir, tiene menor costo de perforación, entonces, se ahorra y, además, se reduce la huella a un área mucho menor.

Medio ambiente

Los pozos horizontales, además de su conveniencia técnica cuando son pertinentes, tienen toda una serie de ventajas ambientales, agregó.

Se habla mucho sobre la protección al medio ambiente en relación con el desarrollo del *shale*, pero dijo que lo que más se necesita es tener y dar buena información. “Por ejemplo, si se analiza la reducción de emisiones, los pozos horizontales nos brindan un 93% de reducción en la huella ambiental”.

De entre los desafíos que tiene este tipo de producción, está el económico: además del precio del gas, tiene incidencia cuánto cuesta el agua y de dónde se va a obtener. “En los Estados Unidos fracturábamos con agua dulce, pero ahora la hemos reducido en un 97% y pasado a agua salobre, y obtuvimos buenos resultados: es mucho mejor para fracturar, sólo que es más difícil almacenarla y he ahí otro desafío, aunque preferimos la calidad antes que la cantidad”, asegura King.

Compartir la información

Un tema crucial para disminuir la curva de aprendizaje, y una de las ideas-fuerza de este experto es que se comparta la información: geología, fractura, operaciones, y todas las compañías deberían conversar sobre lo que les ha servido, así como sobre lo que no les ha funcionado, “porque de los errores también se aprende”, y es un elemento crítico saber lo que está sucediendo.

“En los *plays* de los Estados Unidos fue notable cómo mientras no se compartía información, la curva de aprendizaje llevó muchos años más que cuando por fin se compartió (en Marcellus) –recuerda-. Aunque sea en grupos de *scouting* o en una base informal, no necesitan hablar de reservas ni de operadores, sino de las lecciones aprendidas que lo hicieron posible”.

*El ingeniero **George King** es consultor de Global Technology para Apache Corporation, tiene su base en Houston (Texas) y tiene más de 40 años de experiencia en la industria del petróleo y del gas. Se especializó en fractura, producción, integridad de pozos y completaciones, formaciones complejas, y un importante background en reservorios no convencionales. Pertenece a la Society of Petroleum Engineers (SPE) y ha sido profesor en la Universidad de Tulsa, donde obtuvo su grado. Sus publicaciones son de consulta internacional y muchas de ellas pueden ser descargadas de manera gratuita en: www.gekengineering.com*