

La empresa de origen francés incorporó los equipos de *skidding system* y *walking system* utilizados en los Estados Unidos, para sus pozos de Aguada Pichana. Además de reducir los tiempos de perforación y los costos, estos equipos implican un menor impacto ambiental.

Perforación: Total trae los primeros equipos de perforación para *shale gas*

Los avances en el desarrollo de recursos no convencionales en la Argentina dieron un paso definitivo en septiembre último, cuando una de las empresas operadoras puso en funcionamiento el primer equipo en el país de perforación en línea, de los utilizados en el mundo específicamente para la explotación masiva de *shale gas*.

Se trata de los equipos de sistema hidráulico *skidding system* y *walking system*, que entre septiembre y octubre de 2013 implementó la empresa Total, en su bloque de Aguada Pichana, en la Fm. Vaca Muerta.

Básicamente, estos equipos se diferencian de uno de perforación normal en la manera de trasladarse de un pozo a otro, explicó a *Petrotecnia* el Director de Recursos No Convencionales de la empresa, Ing. Sergio Giorgi. “Mientras que para trasladar un equipo convencional de un pozo

a otro es necesario desarmarlo y volverlo a armar, estos se pueden desplazar sin que haga falta el desensamble, lo cual tiene un excelente resultado no solo de eficiencia y costos, sino también de impacto ambiental”.

En realidad, se trata de un sistema inspirado en otro que ya se utilizaba *offshore*, agrega Giorgi. “Es la transferencia de una tecnología que se usa en el mar para las plataformas, pero utilizada *onshore* –explica–. La estructura de la torre de perforación puede moverse hacia los lados y hacia adelante y hacia atrás, con un pistón que levanta la estructura y mueve una a una las patas o utilizando rieles”, resumió.

La tendencia pronto se expandió por Estados Unidos, a nivel masivo.

“En la Argentina hay un antecedente: desde 1989 Total



utilizó este sistema en la campaña de pozos de *extended reach* (largo alcance) en Tierra del Fuego, en los campos Argo e Hidra, y desde la costa en Cullen Sur y Alfa Sur; allí hemos alcanzado longitudes que fueron récord mundial”.

A esta altura de 2014, en que ya otras empresas han tomado el ejemplo de ingresar al país este tipo de equipos, Giorgi recuerda que cuando decidieron utilizarla, el equipo de *walking system* debió venir desde el exterior, mientras que el de *skidding* fue adaptado especialmente a partir de equipos que ya tenían en la compañía. “Las empresas perforadoras sabían de lo que estábamos hablando y que se podía integrar este sistema a su *rig*”.

Ahora la compañía está utilizando estos equipos en su bloque de Aguada Pichana (Neuquén), en un proyecto piloto de no convencionales de 12 pozos horizontales.

“Lo importante es que estamos testeando y utilizando, en un piloto, la tecnología que usaríamos a nivel masivo, es decir que empezamos a trabajar de la manera en que lo haremos cuando pasemos al desarrollo”, señala Giorgi. “Somos conscientes de que no hace falta usarla ahora, pero sabemos que es el *way forward* y que es la forma en que vamos a trabajar a futuro”.

Razones de peso

Según Giorgi, la idea de trabajar desde ya mismo con estos equipos partió de conocer bien el *insight* de los no convencionales, ya que desde hace años trabajan en Estados Unidos, en sociedad con Chesapeake Energy, en bloques de Bakken y Utica.

“Y ya están más que comprobadas las ventajas de utilizarlos: primero, por una cuestión de impacto ambiental, ya que en lugar de tres locaciones se tiene una sola. También es lógicamente más barato porque se tiene una sola conexión. Y se aprecian menos aparatos, por lo que el impacto ambiental en superficie es menor, se minimizan los costos y se aumenta la efectividad”, aseguró.

El tiempo de traslado disminuye considerablemente; si trasladar un *rig* de una locación a la otra lleva “entre una semana y diez días, con este sistema se traslada en cuestión de horas, y al tratarse de tres pozos en la misma locación, el ahorro es de al menos 20 días, moviendo el equipo una sola vez”.

Hoy Total tiene seis equipos trabajando, todos en Neuquén, “y mientras más avancemos en la fase piloto y de desarrollo, creemos que a escala todos los equipos tendrán esta tecnología, porque es lo que nos conviene”.

Para optimizar las operaciones, los pozos se perforan siguiendo la técnica del *batch drilling* (perforar todas las mismas fases del *cluster* antes de pasar a las fases siguientes), y es para esto que se necesita que los equipos de perforación “caminen” de un pozo a otro, y si el piloto es positivo, entonces podrá pensarse en una primera fase de desarrollo.

Pozos horizontales

Los pozos de este piloto son horizontales, y así se piensa seguir en el desarrollo. “Nos basamos en el concepto de que la producción de un pozo es directamente proporcional al área estimulada, y que el reservorio lo creamos nosotros”, asegura el directivo. Así, mientras mayor sea el área estimulada, mayor será la producción.

“Vaca Muerta puede tener un espesor desde 150 m a 600 m, pero eso no implica que se tenga la misma productividad ni la misma calidad del hidrocarburo en esos 600 m: para nosotros, el hecho de realizar un pozo horizontal significa ir buscando más exposición hasta encontrar la mejor parte de ese espesor”.

Esto implica costos y riesgos mayores, “pero tenemos claro que el futuro es el pozo horizontal”, afirma. “El piloto, por ahora, nos confirma lo que los pozos van a producir, vemos si es lo esperado, y buscamos mejorar a nivel operación; lo que aprendamos ahora ya no deberemos aprenderlo a futuro en el desarrollo”.

En el proyecto del grupo Total, la Argentina será donde realice sus operaciones de no convencionales más avanza-

La Argentina, un nuevo desafío

El Ing. Sergio Giorgi trabaja en Total desde hace 17 años, cuando ingresó como Ingeniero de perforación. Desde entonces, ocupó cargos relacionados con la perforación y pozos en distintas posiciones en todo el mundo: Tailandia, Escocia, Indonesia, Italia, Libia y Francia. Desde esta última, donde se ubica la casa matriz, pasó a ocuparse desde 2009 de los Estudios de Desarrollo y Planeamiento para África y en 2011, asumió el puesto de Director de Nuevos Negocios E&P para América Latina, papel que desempeñó hasta septiembre de 2013, momento en que se reincorporó a Total Austral como Director de Recursos No Convencionales.

Es egresado de la carrera de Ingeniería Civil de la Universidad de Buenos Aires (UBA), y ha sido docente en dicha Facultad, época en que también colaboró con el IAPG. Tras un período de 2 años en YPF, realizó un posgrado en el Instituto Francés del Petróleo, más posteriores capacitaciones técnicas y de *management* a lo largo de su carrera.

Además de poner el foco en los equipos de perforación, aceptó responder a *Petrotecnia* un ping-pong de preguntas:

¿Qué importancia le da su empresa a los activos en reservorios no convencionales en el país?

La Argentina se enfrenta a la paradoja de aumentar la producción de hidrocarburos para atenuar la creciente dependencia de las importaciones de recursos energéticos, al mismo tiempo que los yacimientos convencionales del país entran en una etapa de declinación irreversible. El desarrollo sustentable de los recursos no convencionales ofrece al país una oportunidad única de alcanzar nuevamente la autosuficiencia energética. Total Austral juega un rol protagónico en este desafío, y asume como objetivo principal el desarrollo económico y sustentable de esos recursos, respetando los estándares de seguridad y de preservación del medio ambiente.

¿En qué áreas concentrarán la atención en los próximos años?

En los próximos dos años queremos definir y realizar con éxito los pilotos de producción con foco en la eficiencia operacional, la reducción de costos y el aumento de la productividad. También continuaremos con las tareas de exploración y delineación de todos los bloques no convencionales en los que tenemos participación; si cumplimos con esos objetivos, estaremos preparando el terreno para un desarrollo rentable y sostenible de nuestros recursos no convencionales.

¿Qué particularidad destacan de sus trabajos, comparado con otros operadores? Por ejemplo, procesos de sísmica, microsísmica, etcétera.

La verdad es que en las etapas de exploración y delineación, esta empresa invierte bastante dinero a riesgo, para responder a la mayoría de los interrogantes técnicos, y disminuir el riesgo durante las fases de desarrollo. Así que utilizamos toda la tecnología disponible -siempre que nos sea útil, por supuesto- como la microsísmica, que nos ayuda a entender la propagación de las fracturaciones y el uso de equipos de perforación con *skidding* o *walking system* al que ya nos hemos referido, para optimizar las operaciones y empezar a trabajar como se haría durante un desarrollo.

¿Cómo se podrían acelerar los tiempos de aprendizaje: incorporando la experiencia de vecinos, asociándose, etcétera?

Asociarse forma parte del negocio de la exploración, producción, y por lo general las empresas son socias a un porcentaje en cada bloque, ya que eso permite estar en más lugares a la vez y también utilizar la experiencia de los socios. La mayoría de los operadores ya intercambiamos datos y experiencias; el tema hoy pasa más por lo económico que por lo técnico; todavía falta demostrar que el desarrollo de los recursos no convencionales puede hacerse de forma rentable y sostenible. Y para eso debemos tener un diálogo permanente con las autoridades y entre los operadores, para lograr ese objetivo común, ya que no podemos fallar!

¿Cuáles son los principales cuellos de botella para desarrollar estos recursos? En otros sitios suelen ser la provisión de arena, la disponibilidad del agua, de servicios...

En la provincia de Neuquén, por ejemplo, no hay problemas de acceso al agua y se tiene una regulación muy clara al respecto; la oferta de las compañías de servicio puede llegar a convertirse en cuello de botella, sí, pero primero deberíamos resolver el problema de la economía de estos proyectos. Y lo que más nos anima es tener la suerte de que, salvo algunas minorías, la opinión pública y las autoridades están a favor del desarrollo de los no convencionales.

La empresa no es una recién llegada al país, y desde el comienzo de sus actividades fue adquiriendo un rol protagónico no solo en exploración y producción, sino también en los sectores de transporte de gas, distribución y química de especialidad. Hoy empleamos a más de 1.650 personas; se sabe de nuestro compromiso, pero debemos trabajar seriamente en la aceptabilidad, para que continúe de esa forma.





das, ya que si bien maneja áreas en otras regiones (Europa, Norte de África, Australia, China y Estados Unidos), aquí es donde incursiona por primera vez como operadora, y pone en juego todo lo aprendido en el resto del mundo sobre los recursos no convencionales, que representan uno de los ejes fundamentales en los que la empresa basa su estrategia de crecimiento futuro.

Los resultados del piloto en cuanto a productividad están “saliendo acorde a nuestras expectativas; aún es temprano porque la producción en no convencionales se sabe que declina rápidamente, y hasta no producir un tiempo determinado y conocer la pendiente de declinación hay una incertidumbre importante.

“El potencial del gas y petróleo no convencional en la Argentina, y en especial en la Cuenca Neuquina, presenta condiciones ideales para su exploración y explotación; sin embargo, los desafíos tecnológicos son significativos tanto en lo relacionado con la perforación de pozos como con su fracturación. Todo ello, además, a un costo muy elevado, ya que este tipo de explotación requiere la perforación masiva y continua de pozos y su multifracturación, por eso será fundamental lograr el *factory mode* (industrialización de las operaciones), y ser flexibles para orientar las operaciones hacia los *economic sweet spots* (las zonas más económicas), y por supuesto contar con el capital humano adecuado, la disponibilidad y calidad de los materiales y de las compañías de servicios.

En el medio, todo se analiza. Por ejemplo, el uso de la arena. Consultado acerca de la posibilidad de utilizar agente sostén local, el Ing. Giorgi indicó que el desarrollo de arenas recién está generándose en el país y que no duda en apostar a ello a futuro –de hecho están investigando el área-, cuando haya masificación, y en la etapa de desarrollo, en que habrá que bajar costos, seguramente tomarán esas opciones.

“Por ahora utilizamos la de resultados más logrados, porque queremos eliminar la incertidumbre sobre la calidad de la arena de la ecuación; hay etapas iniciales como esta en las que no podemos tomar riesgos innecesarios; sin embargo, desde una óptica de desarrollo, habrá que bajar los costos y emprender el reemplazo natural que se hace por necesidad, optimización y aprendizaje, que es ir de lo caro a lo más barato”.