



Mesa redonda: Desarrollo de *Clusters* No Convencionales I

Tecnologías para comprender el reservorio desde adentro del pozo

En esta mesa, moderada por Fernando Figini (Gerente de ingeniería de Tecpetrol), los expertos de las principales compañías de servicios hablaron de las ventajas de integrar los datos de núcleos, perfiles y todos los registros que obtienen en tiempo real para comprender mejor los datos básicos del reservorio.

Héctor Domínguez

Gerente de Proyectos No Convencionales, Weatherford

Valoró la posibilidad de contar con la información adecuada y a tiempo, y de coordinar esfuerzos entre operadora y compañía de servicio para llegar a resultados favorables de la operación.

“Repararé las tecnologías que estamos implementando en estas primeras etapas de desarrollo de no convencionales y la necesidad de integrar los servicios en el desarrollo; la parte más importante en cuanto a recursos es la etapa de completación de pozos shale”.

“En la primera etapa del desarrollo no convencional tenemos la Prospectividad, donde evaluamos el espesor, la extensión areal y modelos de la cuenca, que nos van a dar un resultado sobre cuál es el potencial de los recursos que estamos analizando”.

“En una segunda etapa de Exploración vamos a tomar testigos rotados y coronas, haremos control de los registros de lodo, y con más registros tendremos información sobre la calidad y cantidad de los recursos”.

“Y en una etapa posterior, al analizar el tipo de completación y de estimulación, se hace un *testing* o análisis y monitoreo de microsísmica y de Producción, lo cual nos dará la productividad de estos recursos”.

Etapas

“En el desarrollo de un proyecto *shale*, las operadoras pasan por una etapa de Predicción a otra de Piloto, y de allí a la de Producción. Cada uno de estos pasos requiere identificar una puerta que nos permita pasar a la siguiente, o no. En todo el desarrollo del proyecto hay un permanente ir y venir entre las distintas dimensiones que implican estas tecnologías que se aplican en cada una de las etapas. Así, por ejemplo, vamos a ir armando el modelo de la cuenca de nuestros recursos, pasando de los datos de la roca en una dimensión “nano” (que es de laboratorio), e integrándola con los datos de pozo, hasta llevarla a una integración con la sísmica, lo que nos va a dar el modelo completo de nuestro reservorio o de nuestro recurso *shale*. Esto implica integrar la información y los servicios que se desarrollan, en uno y otro sentido, y pasar de forma permanente de la toma de datos y de análisis en el laboratorio, e ir correlacionándolo con el paso de la etapa de pozos, con las dimensiones de la sísmica, para tener un modelo del reservorio”.

“Este modelo se va a subdividir a su vez en modelos del tipo geomecánico, petrofísico y geológico, imprescindibles para entender el concepto del modelo global del reservorio con el fin de tener el mejor resultado cuando pasamos a la etapa de desarrollo. Dentro de estas tecnologías, las capacidades de las geociencias a las que debemos recurrir son datos que se integran, pasan por el control Geológico, la Geoquímica, la Geomecánica, el análisis de testigos, la evaluación de formaciones e incluso la Microsísmica, que es una etapa posterior a la toma de datos durante la perforación del pozo. ¿Qué necesitamos conocer a partir de estos datos? La riqueza orgánica de la roca, la cantidad de gas o hidrocarburo presente, la maduración de la roca, la presión poral, la permeabilidad, la capacidad de fracturamiento de la roca, la mineralogía, el espesor útil...”.

“Utilizamos algunas tecnologías puntuales para poder acceder a esta información clave. Básicamente, es un nuevo paradigma que nos lleva a tener el laboratorio y cierta información que era tomada de forma esporádica en los desarrollos convencionales: hoy tenemos la necesidad permanente de la información del contenido orgánico e inorgánico de la roca, de sus características y de su calidad. Hoy utilizamos en forma continua cuatro herramientas, que permiten acceder a estos parámetros”.

“La capacidad de tomar datos del gas que está presente en el lodo, y no es una trampa de gas convencional, permite obtener una mayor información de C1 a C8, anhídrido carbónico, nitrógeno, benceno y tolueno, todo lo cual es

fundamental para contar en tiempo real durante la perforación del pozo”.

“Otra herramienta que también permite conocer la riqueza orgánica de la roca, con análisis de roca madre, es una herramienta portable y se puede tener en el pozo o en un laboratorio cercano, y nos permite leer los datos de contenido de carbono libre, de S1, de S2, que es el potencial de generación del hidrocarburo; y la riqueza orgánica y la madurez térmica, claves para este tipo de recurso. Esto puede ser analizado en tiempo real o casi real”.

“Y otro ejemplo es la difracción de Rayos X, que nos permite tener un análisis detallado de la roca que estamos atravesando y que puede ser realizado durante la perforación del pozo. Son productos que surgen del desarrollo de la ciencia espacial, que obliga a reducir el tamaño de las herramientas de medición por el alto costo de transportarlos al espacio; este mismo tipo de instrumentos, que son los que la NASA utiliza en Marte, por ejemplo, se pueden llevar al pozo y nos permiten conocer los datos en tiempo real o casi real de la mineralogía de la roca que estamos atravesando”.

“El otro instrumento fundamental es la fluorescencia de Rayos X, que nos permite tener una serie de elementos traza claves para identificar el ambiente que estamos atravesando, al perforar una roca *shale*”.

“Todo este conjunto de datos, acompañado por registros eléctricos que nos informan sobre la capacidad de la roca en cuanto a sus propiedades geomecánicas o la presencia de fracturas o fisuras a través de los registros de imagen, hacen un combo de datos que nos permite tener mayor certeza sobre las condiciones con las que podemos encarar la completación del pozo”.

“Tenemos como ejemplo la reconstrucción, a partir de los elementos que producen la radioactividad que natural-



mente leemos en los rayos gamma -uranio y potasio-, de una curva de rayos gamma, que permite contar con un elemento de control en la perforación del pozo para poder tomar decisiones en el momento. Y ejemplos de un pozo piloto en el cual, buscando la forma de hacer la salida horizontal, se analizan los datos de fluorescencia de Rayos X; la quimioestratigrafía se suma a la mineralogía, a la capacidad de fractura, y a partir de la herramienta de medición de gases en tiempo real, podemos hallar la zona de gas y de líquido que hemos atravesado en este piloto; a partir de ahí, podemos identificar cuál es la zona de mayor interés y definir el lugar en el que queremos hacer nuestro pozo horizontal. Y este ha sido otro ejemplo de integración de datos”.

“Con toda esta información, y a partir del conocimiento que ya se tiene de una etapa de desarrollo, podemos identificar las condiciones en que la completación es más favorable, dónde hacer las etapas de fractura y dónde no, lo cual implica mejorar incluso el tipo de tratamiento que haremos para cada una de las zonas, ya que podemos ver los distintos elementos de la traza, que tienen la característica de mejor o peor calidad de roca, y por dónde fuimos, qué sección atravesamos y cómo tratar esa sección a partir de la completación”.

“Los pasos que llevan a la completación de un pozo *shale* son varios, complejos y dependen mucho de la logística y coordinación de estos aspectos. Además de contar con una información adecuada y a tiempo, debemos acompañar con una coordinación e integración de los esfuerzos, para que los resultados de la operación sean favorables. Hay distintas alternativas, pero sin duda la cla-

ve para el éxito de estos proyectos reside en trabajar en conjunto entre operadora y compañía de servicio, para que tengan en cuenta la planificación, el análisis de los tiempos, qué hacer, cuándo; y quién lo hace, cómo está informado, si tiene el recurso necesario...”.

“Y esto se aplica también a los resultados finales de las operaciones: es mucho lo que ayuda, para el éxito de la operación, si durante la ejecución tenemos el control permanente, en tiempo real, de los resultados de cada una de las pequeñas etapas en que se divide una operación integral de este tipo”.

“Acerca de si se tienen o visualizan tecnologías específicas para Vaca Muerta, y si hay pensado poner algún centro de excelencia para que todos los *players* tengan esa información: hay distintas formas de encarar esto; las tecnologías en general ya vienen experimentadas y desarrolladas en los lugares donde hubo primero proyectos *shale*. Pero lo que sí debemos desarrollar nosotros es el *know how* local, “acriollar” las experiencias y las tecnologías que se usan en otros lados; hemos participado en experiencias tratando de ver qué se hizo en Estados Unidos, y en consorcios con universidades para ver qué se debe hacer en Vaca Muerta. Hay que dejar de lado los primeros análisis y dar paso a las nuevas tecnologías”.

“¿Pozos verticales u horizontales? Todavía no estamos en condiciones de definir cuál. Lo que surge de discusiones con la experiencia es que necesitamos llegar a una relación de tres a uno en la producción de un pozo horizontal vs. uno vertical. Y de dos a uno en el costo para que un proyecto sea factible”.

Federico Sörenson

Gerente de Reservorios No Convencionales de Halliburton

Planteó tratar de entender el reservorio y entonces aplicar el conjunto de soluciones que estiman convenientes.

“Nuestra manera de aplicar y desarrollar tecnologías y de asignar los recursos necesarios, ya sean humanos o a través de inversiones en el país, es entendiendo el reservorio, es decir: entender dónde vamos a aplicar esas soluciones”.

Veremos ejemplos asociados a la geomecánica, al análisis de producción y a la utilización de imágenes 3D para adquirir el conocimiento.

“Por ejemplo, en un corte con dos secciones de la Cuenca Neuquina, algo que nos ha ayudado mucho es poder ir a ver las formaciones, realizar varios viajes de campo para tratar de entender las distintas formaciones y poder observar en los afloramientos la complejidad, la deposición y realmente qué hay en el subsuelo. Fue interesante poder ver, palpar lo que es la roca de la cual queremos producir”.

“Por supuesto, debemos combinar la información de superficie con distintos análisis, ya sea geoquímicos, para poder entender en qué ventana estamos y qué es lo que vamos a producir; mineralógicos, para ver la variabilidad de esa formación y los contenidos de esos minerales, poder

realizar interpretaciones petrofísicas, ver los perfiles; calibrar esos perfiles con las mediciones hechas en superficie, o con las mediciones hechas sobre corona; y poder tratar de entender un modelo de lo que nosotros consideramos que es la formación”.

“Y por supuesto combinamos con lo que hemos realizado en superficie: las diferentes completaciones en distintos tipos de pozos, objetivos, producciones de gas, producciones de gas rico en una fase líquida y producciones de pozos de petróleo; buscamos entender en su conjunto lo que hemos hecho, lo que entendimos, lo que medimos, la ejecución y cuál fue la respuesta en producción. Necesitamos poder entender, desde un punto estadístico, cuál es la relación de producción, y poder entender si existe una relación entre el tiempo temprano de puesta en producción y las acumuladas a un plazo más largo. Por ejemplo, en cierto caso en que hemos hallado buenas relaciones, eso nos permite poder trabajar o analizar la respuesta productiva en un corto tiempo, en 30 o 60 días, y eso es muy bueno para poder retroalimentar. Y a nuestra vez, empezar a entender distintos comportamientos productivos”.

“Todo apunta a poder entender el reservorio. Tengo un ejemplo del análisis de geomecánica, hace muchos años cuando comenzamos a trabajar en estimulaciones de pozos, veíamos la geomecánica principalmente en la fase de perforación, pero al trabajar en estos reservorios complejos, fisurados, donde queríamos contactar más reservorios, empezamos a entender mejor la geomecánica”.

“Siguiendo con nuestro ejemplo de la Cuenca Neuquina, tenemos en la zona del este un régimen normal donde el mayor esfuerzo es el *overburden* (N. de la R.: el cálculo de la sobrecarga de las capas sobre el yacimiento hasta la superficie) y dos esfuerzos horizontales diferenciados. En la zona central de la cuenca hemos trabajado en dos ambientes; en un ambiente más al sur, en el cual seguimos teniendo un régimen normal y los esfuerzos horizontales tienen un valor diferente o hay una mayor separación entre esos esfuerzos horizontales. En la parte más profunda o más central al norte de la cuenca, donde los pozos son más profundos, seguimos en un régimen normal. Luego, en esos regímenes normales los esfuerzos horizontales están muy juntos entre sí y cercanos al *overburden*; y hacia el oeste de la cuenca empezamos a tener un régimen transcurrente, o sea, el mayor esfuerzo que encontramos no es el *overburden*, no es el peso de la columna litoestática, sino que empieza a ser un esfuerzo horizontal, afectado por la tectónica”.

“Todo esto nos asocia a la idea de que cuando tenemos que hacer una estimulación, la respuesta es que esta no solamente esté de acuerdo a la orientación de las fracturas, sino que el comportamiento de la factibilidad o no de contactar reservorios, o de empezar a generar fracturas horizontales, nos empieza a indicar algo que tal vez lo vimos luego en producción”.

“En un ejemplo de geomecánica, en una escala micro o cercana al pozo, encontramos otro tipo de esfuerzos: por caso, en un pozo horizontal donde con la geomecánica regional asociada a una zona puntual empezamos a encontrar los esfuerzos circunferenciales, en un régimen normal veríamos que el esfuerzo circunferencial -la zona donde va a estar más afectado el pozo- será en los laterales. Mientras que en un régimen transcurrente, esos esfuerzos esta-

rán focalizados en las zonas superior e inferior del pozo. Cuando hagamos una fractura hidráulica, la iniciaremos allí donde los esfuerzos circunferenciales sean menores, o sea, esos esfuerzos circunferenciales posiblemente harán que en un régimen transcurrente iniciemos la fractura horizontal, y a medida que nos alejamos del pozo, la fractura va a tratar -si puede- de reorientarse hasta ser una fractura vertical. Eso dependerá de las relaciones de esfuerzos, y en una formación como Vaca Muerta, que es muy laminada, muchas veces pasa que en una zona central de la cuenca, si bien podemos estar en un régimen entre normal y transcurrente, puede que nuestras fracturas sean horizontales”.

“Desde el punto de vista tecnológico, lo que planteamos es tratar de entender el reservorio y entonces aplicar las soluciones que creamos convenientes. Para tratar de minimizar el efecto del ejemplo que vengo describiendo, vimos que en las zonas de un régimen normal en pozos horizontales o en regímenes transcurrentes cuyas fracturas tienden a tener este comportamiento, lo que necesitamos es conectar la fractura a través de una buena zona conductiva. Y la forma que debemos evitar o de solucionar o mejorar esa conectividad es a través de distintos tipos de completaciones, que pueden ser a través del uso del *coiled tubing* para fracturar, lo que nos permite dejar altas concentraciones, o a través de camisas...”.

Tecnologías

“A esto le sumamos todas las mediciones hechas hasta ahora de esfuerzo compresivo, no confinado: medimos que ese esfuerzo compresivo siempre ha sido menor que el máximo y en muy pocos casos ese esfuerzo compresivo ha sido similar o en muchos casos inferior al esfuerzo mínimo. Lo que se está midiendo es la resistencia que tiene la roca a cerrarse o, dicho de otra manera, las pequeñas imperfecciones que se generan en la roca cuando la fracturamos nos van a decir la resistencia que tiene esa roca a mantenerse abierta y a dejar un canal conductivo. Al empezar a producir el pozo, estamos disminuyendo la presión por la cual el esfuerzo efectivo real aumenta día a día. Entonces, vemos que en este tipo de ambientes con esfuerzos compresivos básicos, esa roca no va tener la capacidad de mantener la fractura abierta, por lo cual, para mantener la productividad, a veces debemos dejar las fracturas o microfracturas que generamos con agentes de sostén, para que sigan siendo conductivas y para que en la vida larga del pozo podamos producirlas”.

“En el país tenemos tecnologías de completación que hemos aplicado: *Perf & Plug* y fracturas asistidas por *coiled tubing*. Normalmente, en fracturas horizontales el *Perf & Plug* nos obliga a sobredesplazar ese pozo, y si estamos en un pozo horizontal en un régimen transcurrente, es muy posible que la zona cercana al pozo quede con una conductividad menor. Los esfuerzos compresivos y esa orientación de la fractura que estamos creando nos dicen que la zona cercana al pozo es crítica. Por lo tanto, hacer fracturas o utilizar metodologías que nos permitan dejar altas conductividades en las cercanías del pozo, nos evitaría tener ese problema en la larga vida útil de producción”.

“Para optimizar el volumen de reservorio contactado, algunas de las cosas en las que trabajamos son producir varias fracturas diferentes o utilizar fluidos limpios que nos



permitan una mayor limpieza del fluido que se filtró en las fisuras. Esto permite tener un área de drenaje o reservorio estimulado mayor. O inhibir las arcillas: nos hemos encontrado en zonas donde la sensibilidad de las arcillas era alta, por lo que necesitábamos inhibidores especiales”.

“También buscamos usar métodos de completación que nos permitieran hacer una mayor cantidad de fracturas y más chicas, y complementar o tratar de completar la mayor parte de reservorio; buscar la divergencia dentro de la fractura y no en las caras del pozo, y utilizar agentes de sostén finos que nos permitieran penetrar lo más posible las pequeñas fisuras; usar fluidos en volúmenes interesantes para tratar de grabar esas fisuras en las que penetramos”.

“En muchos casos, la conductividad de fractura utilizando los agentes de sostén que tenemos, son suficientes para producir el reservorio, por lo que el uso de arenas de bajo costo de origen local nos permite la conductividad necesaria para producir y reducir los costos de completación”.

Perfiles

“Otro ejemplo de cosas que hemos hecho en el país es trabajar con perfiles de pozo entubados, o ejemplos de neutrones punzantes donde entrenamos nuestro perfil en un pozo existente, para tener un buen modelo petrofísico: en muchas zonas donde estamos recompletando pozos existentes no existían perfiles previos o solo los había en algunos pozos”.

“Esto es muy útil en zonas de las que no tenemos otra información, y sobre todo cuando trabajamos en pads de múltiples pozos o en pozos horizontales cuyo perfilaje a pozo abierto lleva mucho tiempo”.

“Además, la realización de imágenes 3D nos permite, realmente, tener una buena caracterización de la roca, poder ver las porosidades, la interconexión de las porosidades, el tipo de gargantas porales, la mineralogía, el contenido de TOC y la porosidad de TOC”.

“Esto es lo que hemos estado haciendo en el país durante los últimos tres años, y toda la información que hemos recopilado y analizado de las formaciones *shale*, ya sea Vaca Muerta, Los Molles o D-129; hay imágenes de la Argentina que hace dos o tres años atrás había que

ir a buscarlas a los Estados Unidos, pero hemos crecido y ya somos capaces de tenerlas aquí”.

“Sobre tecnologías específicas para Vaca Muerta, vemos posible el desarrollo de nuevas tecnologías; de hecho, es lo que hemos estado haciendo en campos maduros, sobre todo en la Cuenca del Golfo San Jorge desarrollamos tecnologías específicas para aplicar ahí. En Vaca Muerta aún estamos tratando de conocer el reservorio desde el punto de vista logístico incluso, y por supuesto que se pueden desarrollar nuevas tecnologías. En cuanto a los centros tecnológicos, el año pasado abrimos uno en Río de Janeiro y ya tenemos otro en Houston, así que desarrollar uno en la Argentina se ve como para un futuro de mediano o largo plazo”.

“Nos han consultado sobre si en Vaca Muerta convienen más pozos verticales u horizontales. Y es importante saber que la formación llega a tener hasta 500 m de espesor; hasta ahora vimos producción de la base hasta el tope, por lo que quizás se necesiten múltiples pozos horizontales, si bien por ahora no todos los horizontales funcionan como queríamos, y eso tal vez esté asociado a la geomecánica, a cómo se completaron los pozos y a la permeabilidad del reservorio. Quizás nos falte madurar en cómo hacer las completaciones y dónde realizar los pozos horizontales para poder evaluar hacia dónde movernos”.

“Si hablamos de las arenas argentinas, la mayoría pasó estándares API para las arenas comunes. En cuanto a la relación de soportar los esfuerzos de la formación Vaca Muerta, técnicamente esas arenas estarían por debajo del esfuerzo final al que las vamos a someter cuando un pozo está depletado, que es cuando baja la presión del reservorio y tenemos el esfuerzo neto sobre el agente del sostén. Ahora, cuando uno hace el análisis de conductividad dinámica de esas fracturas o del agente de sostén inclusive con gran parte de esa arena que se está rompiendo, vemos, aun con esa baja conductividad dinámica, que tenemos lo suficiente para producir los caudales que el pozo está produciendo”.

Richard Brown

VP de Recursos No Convencionales para América latina, Schlumberger

Se refirió al papel que desempeña la caracterización en el desarrollo de reservorios de recursos no convencionales, al ejemplo de Eagle Ford y a la importancia de compartir información.

En esta oportunidad hablaré sobre un estudio realizado por Schlumberger para un consorcio de operadores en la cuenca Eagle Ford de Texas, Estados Unidos. Aclaremos antes que no hay en el mundo otro reservorio en desarrollo igual a la formación Vaca Muerta, y por ello Vaca Muerta deberá desarrollarse de forma única para que pueda así expandirse comercialmente. Por eso no me gusta hacer comparaciones; sin embargo, creo que el estudio que se realizó en Eagle Ford tiene una importancia significativa para la Argentina y una metodología que puede adaptarse e implementarse aquí.

“Si vemos la evolución en la longitud de las secciones horizontales en un período de cinco años, el número de etapas de fractura en ocho de las cuencas productivas de shale en América del Norte, veremos que en todas las secciones de drenaje horizontal crecieron significativamente, y en algunos casos se duplicaron en un período de cinco años. En Eagle Ford fueron de 750 m a 1.700 m y en Canadá ya están llegando a los 3.000 m”.

“La percepción de casi todos es que el aumento de la sección de drenaje horizontal, junto con el incremento de la cantidad de etapas de fractura en pozos, producen mejor y con mayor consistencia. Desafortunadamente no es eso lo que sucede aquí”.

“Si miramos la producción de cuatro de las extensiones productivas de shale más importantes de los Estados Uni-



dos y cómo evolucionó esa producción en los últimos años, veremos que los pozos crecieron mucho en su extensión lateral en ese mismo tiempo. A pesar del incremento en la longitud de los drenajes laterales y del aumento del número de fracturas, el promedio de la producción por pozo se mantuvo estanco y no mejoró. Por ejemplo, en Eagle Ford se pararon en 500. Está claro que hay pozos que producen por encima del promedio, pero por debajo de la línea también hay un gran número de pozos que no producen bien y que tienen pocas posibilidades de ser viables desde el punto de vista comercial. Esto se debe probablemente a diferentes factores, pero podría esperarse que la heterogeneidad lateral del reservorio sea uno de los factores que más contribuya a la discrepancia con los pozos vecinos”.

“De esos datos podemos inferir que la industria tiene una oportunidad para mejorar esos resultados; en el 2011 un trabajo concluyó que el 30% de los clusters de perforaciones en los pozos no convencionales no producían nada. Por ejemplo, en Eagle Ford, al analizar 17 registros de producción de pozos horizontales, quedó claro que no todos los clusters contribuían con la producción. En ese grupo de datos las etapas de fracturas se ubicaron geoméricamente o, en otras palabras, a igual distancia a lo largo de la sección lateral. De hecho, solo producía al 64% de los intervalos punzados. Eso significa que el 36% de los clusters (grupos) punzados no brindarían ninguna ganancia. A través de las mediciones para caracterizar las propiedades de la roca a lo largo de esos pozos horizontales quedó demostrado que la industria no tiene que aceptar esos niveles de rendimiento”.

Calidad del reservorio

“Desde hace algunos años hemos utilizado un flujo de trabajo propio a través del cual tratamos de comprender la calidad del reservorio y la calidad de la completación.

La calidad del reservorio de la roca se logra a través de la integración de los datos de núcleos y datos de los perfiles. Ambos ayudan a comprender los parámetros básicos del reservorio como permeabilidad, porosidad, TOC, etcétera, y a determinar si la zona posee hidrocarburos. Sin embargo, como las rocas de las que hablamos en *shale* necesitan estimulación para ser productivas, es esencial que analicemos la calidad de completación para determinar si podremos fracturar las rocas y si las fracturas se mantendrán abiertas y serán conductivas. Eso requiere que analicemos los perfiles y los datos del núcleo, y que extraigamos las propiedades mineralógicas y geomecánicas, y que también identifiquemos las fracturas naturales y sus orientaciones”.

“Una vez terminado el análisis de la calidad del reservorio y la calidad de completación, lo que hacemos es construir dos mapas de lineación. El primero identifica la zona con buena calidad de reservorio, y el segundo las zonas con buena calidad de completación. Superponemos los dos mapas y buscamos los puntos de intersección de buenas calidades de reservorios con los de completación. Esos serán los puntos que se convertirán en objetivos para la explotación”.

“Ahora el proyecto: en Eagle Ford, un grupo de cuatro operadores acordó participar de un consorcio de empresas y compartir los datos y resultados entre ellos. El objetivo era comprobar la hipótesis de que mejoraría el rendimiento de los pozos al agrupar zonas con rocas de similares características. Cada uno de los operadores debía perforar tres pozos horizontales y adquirir datos de registros electrónicos en esos pozos abiertos. Para realizar estos trabajos se corrieron los perfiles, y cuando llegan a la sección lateral se empieza a bombear hasta que salga la roca. Después se saca la roca y, una vez en la superficie, uno puede bajar los registros. Una de las condiciones era que de uno de los tres pozos de cada operador había que bajar un sónico bipolar tridimensional. Normalmente, para bajar los riesgos, eso se hace en un pozo entubado bajándolo con un *well tractor*”.

“Entonces, sintetizando mucho, si usamos los datos de núcleo y unos datos de registros en un pozo piloto, podemos llevar a cabo un proceso propio que llamamos *HRA (heterogeneous rock analysis)*, donde agrupamos a las rocas en diferentes tipos, vaciadas de sus características; luego, con los datos obtenidos con el perfilaje a través de las rocas, podemos identificar clases de rocas a lo largo

del lateral, y con mediciones sónicas podemos sacar conclusiones sobre los perfiles de estrés de las rocas. Luego integramos la información y cuantificamos la calidad del reservorio y la calidad de completación, y diseñamos un programa de completación que trate juntas las zonas de similares características”.

“En un ejemplo del procedimiento que llamamos *HRA*, agrupamos las rocas con propiedades petrofísicas; teníamos cinco clases distintas, entre ellas las mejores rocas, las más o menos y las pobres, cada una con sus grupos de parámetros distintos para entrar en esa clasificación. Resulta que muchos de esos pozos horizontales en América del Norte son navegados con tan solo un registro de Rayos

Gamma en tiempo real para rastrear la trayectoria y mantenerse en la zona. Y que después de que se realizó ese análisis de la calidad de reservorio, de la lectura de los Rayos Gamma resultó que la lectura en la mejor zona es casi idéntica a la de la peor zona. Eso nos demostró que elaborar una estrategia de completación que se base únicamente en Rayos Gamma solo arrojará resultados parciales”.

“Al agrupar las rocas de similares características minimizamos de manera efectiva las diferencias de presiones de su área de los intervalos punzados de cada etapa de fractura. En varios casos la diferencia fue de casi 500 psi, lo que dio 100 fracturas de manera no uniforme a lo largo de los intervalos. A través de un foco de ingeniería redujimos la diferencia hasta un promedio de 200 psi, lo que en teoría ayudó a dar 100 fracturas de manera consistente a lo largo de los intervalos punzados. La teoría se probó a través de la adquisición de registros de producción en los pozos recién completados con la herramienta que tiene cinco sensores verticales para medir el flujo y así se puede cuantificar un trifásico en un pozo horizontal”.

“Hasta el momento tenemos solo los resultados de los primeros seis pozos, y como dije durante el inicio el promedio de eficiencia de los punzados, las perforaciones que producen versus el total de las perforaciones fue alrededor del 64% usando un enfoque geométrico. El promedio de eficiencia de producción en las completaciones con diseño e ingeniería fue del 82%, o sea un 28% mejor”.

“No solo se mejoró la eficiencia en los punzados, los po-

zos especialmente diseñados siguiendo los datos públicos se ubicaron de una manera consistente en el percentil superior de producción en comparación con los pozos vecinos. El costo de adquirir los datos es pequeño en comparación con el retorno que se logra a través de las ganancias de producción”.

“En resumen: como vimos en el ejemplo de Eagle Ford, la combinación de la adquisición de datos a lo largo de las secciones laterales de los pozos productores junto con la metodología propia puede ayudarnos a mejorar la eficiencia de la completación y a obtener mejores resultados de producción”.

“En Vaca Muerta, tenemos heterogeneidad vertical y lateral, y el costo de las completaciones es muy alto. En este escenario de altos costos, el que solo el 64% de los punzados entubados contribuya a la producción total sería seriamente perjudicial para la economía del proyecto. De adoptarse esta metodología en la Argentina, esto permitirá que los operadores aumenten el promedio de producción y reduzcan el número de pozos inviables”.

“Hemos invertido mucho en el desarrollo de tecnologías; trabajamos mucho en no convencionales porque será una gran actividad en el futuro en muchos países; una de las tecnologías nuevas que salió de estos desarrollos es la técnica de fractura *HiWay*, cuyas pruebas iniciales fueron hechas en Loma La Lata, Argentina, hace siete años; y en la que cambiamos la forma de fracturar los pozos, con pulsos, y en la que la forma de fluido no va a través de apuntador, sino por vueltas; ahorramos un 20% de líquido que bom-

beamers, y usamos del 30 al 50% menos de arenas apuntalantes; con ese ahorro mejoramos un 20% en los caudales de producción. Tenemos muchas herramientas excelentes, pero como todos los *shales* son distintos, necesitamos de gente que haga interpretaciones. Por eso, desde hace cinco años que en la Argentina entrenamos a personas para que puedan usar esas tecnologías en Vaca Muerta”.

Martín Paris

Coordinador de Geociencias, Neuquén, Baker Hughes

Aseguró que solo aquellos pozos de la grilla que están sobre sweet spots se pagan.

“Cuando comenzó el tema del *shale*, nos dijeron que teníamos que mirar a los Estados Unidos y a Canadá porque tenían el *know how*. Varios especialistas viajamos allí y aprendimos. Lo primero que hicimos fue copiar las técnicas que estaban usando allá, vimos que pese a que en Estados Unidos el éxito del *shale* es indiscutible, se dieron cuenta de que algunas cosas podrían haberlas hecho de otra manera o mejor”.

“Basado en trabajos, encuestas, percepciones que tienen los gerentes estadounidenses y demás datos duros, nos dicen que allá el 70% de los pozos no alcanzan sus objetivos de producción y que el 60% de todas las etapas de fractura son ineficaces. ¿A qué se debe esto? Básicamente a dos frases: una es *statistical drilling*, hacer una grilla y perforar los pozos según esa grilla; y la otra es *geometric fracturing*, que quiere decir que si tenemos un pozo horizontal, dividirlo de forma equidistante y hacer fracturas equidistantes. Esta simplificación se debe a que solo el 10% de los pozos perforados en los Estados Unidos son perfilados. Nuestra visión es que de todos los pozos que entran en la grilla solo deberían perforarse los que están sobre *sweet spots*, porque el resto no se paga. Y de las diez etapas de fractura, está visto que solo cuatro serán eficientes”.

“Permítanme definir de qué estamos hablando cuando decimos *sweet spot*: es una combinación de diferentes factores, geoquímicos, el TOC (*Total Oil Content*: contenido total de petróleo), la madurez de la materia orgánica, no solo la abundancia, porque nos va a condicionar la viscosidad del petróleo en la productividad de los pozos; además, si la roca tiene hidrocarburos, o sea factores geomecánicos que tienen que ver con anisotropía, el régimen de *stress*, fallas, fracturas, los índices de fragilidad y factores geológicos, como profundidad, espesor, litología, mineralogía, que también me va a dar un índice de fragilidad mineralógico, presiones porales; en definitiva, es un triángulo difícil de encontrar porque se tienen que dar muchos factores”.

“A la vez, ha surgido todo un vocabulario nuevo relacionado con el *shale*, como *clusters shales*, entendido como un conglomerado de empresas con un fin común y en donde se produce la sinergia. Un caso emblemático de *cluster shale* es el Silicon Valley, y otra palabra es el *bundle*, que estamos intentando gerenciar en nuestros servicios. Actualmente, un *bundle* está constituido por un set de fracturas de 22.000HHP puestos en pozo, un set de *wireline* y un set de *coiled tubing*. ¿Cuál es la ventaja? En lugar de ofre-

cerlo como distintos productos, lo estamos gerenciando como un único producto, lo que permite optimizar costos, logística y tiempos. Y el *bundle* tiene esta configuración por el punzado, fractura, fijación y rotación de tapones; pero un *bundle* no es necesariamente esto, sino que es una manera de gerenciar, y se pueden ir agregando productos en la medida en que el mercado los pueda solicitar”.

“Todas las tecnologías que tenemos para *shale* se realizan entendiendo que hoy es más importante tener acceso a los recursos que tenerlos *in situ*. Y dado que las tecnologías son variadas en la práctica, es imposible tenerlas a todas en el país. Lo importante es saber que se las tiene y que se las puede traer si son necesarias”.

“Siguiendo un orden cronológico, lo primero que se debe hacer es comprender el reservorio cuando estamos en una fase de *appraisal*; las primeras preguntas son sobre la presencia de TOC, de hidrocarburos: saber si la formación es factible de ser fracturada, de que produzca hidrocarburos, y tratar de tener una estimación de cuánto puede producir. En esta etapa son importantes las herramientas de *wireline*, y está bien definido cuál es el set óptimo: resonancia, imágenes de pozo, acústicos... prácticamente todas las empresas tienen cubiertos servicios con el mismo set de herramientas”.

Vertical u horizontal

“Siguiendo el paradigma estadounidense de que en la etapa de desarrollo los pozos son horizontales, tenemos sets de herramientas direccionales para aterrizar y navegar la capa dentro del *netpay*, y además de herramientas direccionales tenemos trépanos y fluidos de perforación desarrollados para *shale*. Y si hablamos de *sweet spots*, debemos poder caracterizar la rama horizontal, y hoy las herramientas de LWD (*Log While Drilling*: perfilaje mientras se perfora) han superado a su hermano mayor que es el *wireline*. En el sentido que hay herramientas similares como la resonancia magnética, hace



rato que tenemos en *LWD* acústicos cuadripolares, y en cuanto a herramientas de imágenes de pozo, en *LWD* tenemos herramientas acústicas, de densidad, etcétera... Es decir, hay una mayor variedad de imágenes de pozo en *LWD*. Esta etapa es importante para poder caracterizar las mejores zonas y no hacer el *geometrical drilling* del que hablamos”.

“En la fase de completación es importante aislar y fracturar la formación. Todos sabemos que la fractura es una cuestión central en la productividad de los pozos: hasta ahora hicimos todo en la modalidad de *plug and perf* (taponar y perforar), pero hay otras tecnologías; estamos por probar en Vaca Muerta una herramienta de camisas activadas por bolas de diferentes tamaños, y aún no hemos probado otras de camisas que pueden ser activadas o desactivadas por *coiled tubing*, consistente en que si abro una camisa y fracturo, con el tiempo si ese intervalo produce agua, puedo volver y desactivar esa camisa para inhibir la producción de agua. O sea, hay una amplia variedad de tecnología que deberá ser testeada para ver cuál es la mejor para el desarrollo local”.

“En cuanto al diseño de fractura, deben converger estudios y conceptos geomecánicos, lo que se hace con la Petrofísica, tenemos simuladores de fracturas y tenemos un simulador 3D para *shale*, hay todo un portfolio de fracturas, como las híbridas que se están haciendo. Hay toda una línea de fluidos de “fracturación verde”, amigables con el medio ambiente, hay líneas de inhibidores de incrustaciones, etcétera”.

“¿Qué tenemos para ver cómo crece la fractura? No hay método directo, pero sí indirectos. Microsísmica, por ejemplo, con los mejores resultados, haciéndolo desde dos pozos simultáneamente y ubicados a 90°, ortogonalmente, trazados químicos, agentes de sostén marcados, acústicos pre y post fractura... esto es importante para determinar el SRV o el volumen realmente estimulado. No solo me va a servir para ajustar el espacio entre fracturas sino también entre los pozos”.

“Monitoreo y optimización de la producción: tenemos PLT, pero es como una foto en el tiempo; hay una tecnología de dts, de sensores de presión y temperatura que se bajan con fibra óptica y se dejan en el pozo, y que es como ver la película completa, no como la foto, ver en tiempo real qué y cómo está produciendo. También tenemos equipos portátiles para purificar el agua que sale del pozo y poder reinyectarla, y bombas electrosumergibles para vaciar los pozos si tienen mucha agua, o mantener el nivel que queremos si tenemos petróleo; con esto nos aseguramos de que el pozo produzca lo que tiene que producir y no menos”.

“Nuestro flujo de trabajo parte de una plataforma que nos permite integrar partiendo de un modelo estructural de sísmica hasta llegar a una simulación de flujo y un modelado económico. Y para resumir, lo que queremos decir: hay que perforar solamente los pozos que caen en *sweet spots* y, de diez etapas de fractura, si solo cuatro producen, hacer solo esos cuatro, porque hablamos del ahorro de muchísimo dinero”. ■