



Mesa redonda: La exploración de Recursos No Convencionales

La importancia de una buena caracterización

En esta mesa, moderada por Juan Soldo (YPF), Presidente de la Comisión Organizadora del IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG (Conexplor), se puso en relieve la visión de algunas compañías para la exploración de los recursos no convencionales.

Ricardo Livieres

Gerente de Operaciones de ExxonMobil Exploration Argentina

Destacó la necesidad de comprender la geología del reservorio y de compartir información con las demás compañías.

“Los desafíos técnicos y operativos que ve nuestra empresa en el desarrollo de los no convencionales en la Argentina son básicamente dos: uno en la parte técnica,

que consiste en entender la complejidad, variabilidad, heterogeneidad de la formación Vaca Muerta para así poder perforar, completar y producir hidrocarburos de forma comercial; el segundo, ya en la parte operativa, es ayudar al desarrollo de la infraestructura de la industria petrolera para poder perforar, producir, transportar y procesar las cantidades significativas de hidrocarburos que podríamos producir”.

“Los problemas que enfrentamos son complejos, por eso quiero comenzar a definir el desafío de manera sencilla. Vemos que los recursos convencionales son aquellos que no requieren de estimulación para la producción comercial. Los no convencionales sí requieren estimulación. Vemos dos tipos de yacimientos no convencionales: los que requieren estimulación térmica, calor, por los hidrocarburos pesados y ultra-pesados como el *shale oil*; y los que requieren estimulación, fracturación, porque se encuentran en rocas de baja permeabilidad, por lo que hay que desarrollarla. De este tipo de hidrocarburos no convencionales hablamos hoy”.

“Permeabilidad es una de las características más importantes, porque determina el movimiento de los fluidos en las rocas porosas. Los problemas de mover significativos volúmenes de hidrocarburos son grandes. Pero así como los desafíos son grandes, grandes son las recompensas que existen en los no convencionales. Si miramos el desarrollo de las reservas en Estados Unidos en los últimos 25 años, estas se cuadruplicaron, de 400 tcf a 2.000 tcf; en el año 2010 la producción de gas estadounidense en no convencionales representa el 59% de la producción”.

No hay dos *shales* iguales

“Para entender la producción de cada tipo de roca es importante entender la variabilidad de las mismas, y que no existe un *shale gas* que sea semejante a otro. Algunas formaciones de *shale gas* se han depositado en varios ambientes que incluyen plataformas continentales en aguas someras a plataformas en ambientes de aguas profundas, abisales. Nosotros interpretamos la Fm. Vaca Muerta en varios ambientes, la composición mineralógica promedio, y la variabilidad en composición. Tenemos los tres elementos principales: carbonato, sílice y arcilla; el *play* (yacimiento) estadounidense Eagle Ford tiene un contenido muy superior de carbonatos y así se diferencia con otros. Tenemos, además, diferentes parámetros que son importantes en la producción y que varían en porcentaje de materia orgánica, densidad de recursos y presiones, todos muy importantes para desarrollar la formación y tener producciones significativas”.

“Mencioné que en Vaca Muerta las formaciones se han depositado en una variedad de ambientes, y parafrasear la famosa frase científica: las cosas deben ser representadas de la manera más simple posible, pero no simplificada. Vaca Muerta es una formación que consiste en muchas secuencias sedimentarias depositadas hace varios millones de años, en la que los sedimentos se han depositado en ambientes de *top set* (superficiales), *for set* (medios) y *bottom set* (profundos), y cada uno de ellos le ha dado una formación mineralógica diferente. Además, tenemos que considerar que la formación ha sido sometida a presiones diferenciales, a historias de enterramientos diferenciales, a



niveles de maduración diferentes... con lo que el problema es complejo y tenemos que mostrarlo de forma sencilla”.

“Nuestra experiencia en yacimientos no convencionales evidencia que todo *shale gas* muestra variaciones en su producibilidad. En un área la productividad por pozo puede superar los 300 mil barriles de petróleo de la recuperación total por pozo, y al lado tener de menos de 100 mil barriles, y adyacentes, otros de una producibilidad intermedia. Y si bien nosotros vemos que la completación de la perforación tiene un rol en la producibilidad, el papel dominante que regula la producibilidad por pozo es el control geológico de la formación”.

“Un tema muy importante para nuestra compañía, para el desarrollo de los no convencionales, es hacer tests de larga duración, fundamental para predecir la producción y desarrollar facilidades de acuerdo a la recuperación por pozo que se tenga”.

“Quiero compartir también los desafíos operativos que tuvo la industria americana con los desarrollos de los no convencionales, porque creo que son aplicables a la Argentina. Por ejemplo, el desarrollo de la producción de la ‘madre’ de todos los *shales gas*, el *play Barnett*, de Texas, duró más de veinte años y se necesitó desarrollar y aplicar nuevas tecnologías como fracturas masivas, pozos horizontales, etcétera. Una vez que se entendió que funcionaba, se vio que la productividad se incrementaba rápidamente en un período de 10 años, con producción de 5.000 millones de pies cúbicos de gas, que son equivalentes a 800 mil barriles de petróleo. Vemos otras cuencas, que usando el conocimiento de Barnett pudieron hacerlo mejor”.

“Otro punto importante son los costos: cuando se perforan pocos pozos, menos de 25, los costos iniciales son altos, de casi 14 millones de dólares por pozo. Una vez que se han perforado más de 750 pozos, se nota una curva de aprendizaje y los costos bajan a más del 40% por pozo. A pesar de

que bajan estos costos, se perfora mucha mayor longitud de pozo, con un incremento del 15%, y disminuye la duración de construcción de los pozos, de 30 a 12 días”.

“Consultado acerca de los intereses actuales de la compañía en Vaca Muerta, y cuáles son los desafíos y cómo nos preparamos para encararlos, la compañía está hace varios años activa en el país, primero con socios comenzamos nuestras labores en los bloques de La Invernada y Bajo del Choique; en este último estamos perforando ahora; es un pozo vertical que será seguido por uno horizontal de 1.000 metros aproximadamente, en el que haremos 10 fracturas. Los desafíos operativos son entender la complejidad de Vaca Muerta: todos recalamos eso, hay diferentes zonas y secuencias y variación mineralógica, nada es representativo (en cuanto a zonas)”.

“Tenemos que entender la composición de los sedimentos para determinar dónde y cómo perforar, fracturar y completar. Nos va a tomar varios años. Vamos a probar diferentes tipos de perforaciones y fracturas y en diferentes ambientes en términos de madurez, pozos en zona de petróleo y de *wet gas* y de *dry gas*”.

“Concluyendo, desde el punto de vista operativo, tenemos que ayudar y trabajar y desarrollar la industria petrolera de tal manera que tengamos los equipos, la gente y los servicios para poder producir hidrocarburos de forma comercial. Esta tarea titánica no puede ser encarada por una sola compañía: solo se desarrolla allí donde las compañías comparten información y donde tienen un marco legal adecuado”.

Rubén González

Gerente de Proyectos No Convencionales para Chevron Argentina

Se refirió a las dificultades que debieron sortear para el desarrollo de los proyectos de shale.

“Basándonos en el especialista en *shale* de Chevron en Estados Unidos, Michael Clark, los desafíos y dificultades son la existencia de áreas diversas sin certezas sobre productividad y potencial, y también la degradación de esos *sweet spots*; el tema de los márgenes son más difusos, la falta de historia de producción que lo sustente, la falta de proyectos piloto, lo mismo que el análisis que se hace con análogos, que a veces son útiles y otras no tanto”.

“Además, el hecho de que la industria ha generado estándares rigurosos para ensayos y tests para convencionales; pero los no convencionales desarrollan nuevos tipos de tests que desafían el concepto mismo de lo que estamos midiendo. También hay que repensar los mecanismos de producción, la dificultad de contar con modelos sólidos. Por último, tenemos el desafío de las estimulaciones y las fracturaciones, el concepto del volumen conectado...”.

“En un típico proyecto de *upstream*, vemos el desarrollo de las etapas de exploración, seguido por el *appraisal* y el piloto, luego el desarrollo y luego la operación y mantenimiento... Cuando iniciamos nuestro proyecto para Vaca Muerta, tomamos distinta información y experiencia de nuestra compañía: para la etapa exploratoria el objetivo

fue la confirmación de los recursos, y luego para *appraisal* y el piloto fue la comprensión del reservorio y el diseño de completación. En particular, definimos los *exit points*, en qué casos al no ser exitosos es momento de detenerse, salir o volver a revisarlo”.

“Para la etapa exploratoria el objetivo era reducir la incertidumbre acerca del contenido orgánico, el tipo de fluido y la potencialidad de ser estimulado. ¿En qué casos no íbamos a seguir adelante? ¿Cuándo no tuviéramos un adecuado contenido orgánico en el bloque, o el nivel de madurez no fuera suficiente, o la calidad del reservorio fuera muy pobre, o plástica?”

“En el caso de los *appraisal*, para definir la estrategia para diseño del piloto, el *exit point* sería no poder obtener perforaciones o estimulaciones satisfactorias. Y en el piloto, el objetivo sería definir un *pattern*, tener un modelo de heterogeneidad u homogeneidad. El *exit point* en este caso sería el no tener producciones sostenidas en el tiempo, el tema de tener ensayos prolongados para tener más certezas. Es obvio que de salirse en una etapa más avanzada, el costo sería más grande; por eso, teníamos que definir cuándo detenernos”.

“Se discutió cuántos pozos son necesarios (exploratorios y *appraisal*) para tener un conocimiento firme y tomar decisiones adecuadas; a lo largo del tiempo sería el incremento en la confiabilidad y la certeza que tenemos. Tenemos dos casos de ejemplo posteriores a un descubrimiento: durante la etapa de *appraisal*, una posibilidad sería no invertir demasiado, con el riesgo de que a lo largo del tiempo tendremos una performance no adecuada; y en la otra alternativa, invertir mucho más, hacer más pozos pero si al terminar vemos que se está por debajo del límite económico, debería detenerse el proyecto”.

“Otro comentario que me parece pertinente es tener las etapas de planeación y ejecución, todo puesto en serie. Uno debería pasar a la etapa siguiente sin tener lo otro,



pero como los tiempos eran largos, hubo que decidir qué hacer, y entonces trabajamos en paralelo, con el riesgo que ello implica”.

“Cuando comenzamos con el proyecto en la Argentina, queríamos saber cómo estábamos en el portfolío de Chevron en el mundo. Nos encontramos con que, de los proyectos no convencionales, había algunos que correspondían a una etapa incipiente y otros de madurez más avanzada, y en cuencas con mucha información. Está el caso de Europa, en Polonia, con pocos pozos y pocos datos de perfiles, pero de todas maneras están en un estadio muy temprano. Por otro lado, teníamos Heinsville, con historias de producción más extendidas, más de 1.000 pozos perforados, y por lo tanto, una mayor madurez. Y un caso intermedio, Canadá; nosotros evaluamos que en Vaca Muerta estábamos en una posición intermedia entre Europa y Canadá”.

“Comparar fue importante no solo para la referencia, sino también para definir las estrategias, que son diferentes en cada caso. En una cuenca madura como Heinsville, uno va a perforar pozos baratos, ponerlos en ensayo rápidamente, y podrá comparar con los resultados de una estadística que ya existe. En cambio, en una Formación inmadura como Vaca Muerta, la estrategia es adquirir mucha información, con más detalle, y la aproximación será distinta”.

“Por último, describiré el ejemplo de un caso imaginario que utilizamos para comunicar al *management*. El desafío es la heterogeneidad en la performance de los pozos, y la representatividad de la información que adquirimos y cómo manejarla con cuidado”.

“Hay que ser prudentes con el valor del dato del pozo individual, el exploratorio, en cuanto a un punto de control del que nos basemos para seguir adelante, y cuánto más representativo sea, tener un piloto de tres o cuatro pozos por lo menos que nos permita manejarnos con valores promedios, y ser más representativos de lo que es el reservorio en toda el área”.

“Consultado acerca de con qué longitud de fractura se tuvieron las mayores producciones y con qué tipo de diseño, eso es demasiado específico, pero las simulaciones que tenemos son de alrededor de 150 metros. Respecto del diseño, tenemos un par de pozos completados. Hicimos seis etapas de fracturas y en el segundo caso solo se completó la etapa inferior. El primero tuvo resultados anómalos, con presencia de agua y dióxido de carbono que interfirieron en los resultados. Para evitar eso, el segundo pozo se completó en la mitad inferior. En realidad, el segundo pozo para el intervalo producido estuvo dentro de los valores resultados promedio”.

Sebastián Galeazzi

Gerente de Exploración en Total Austral S.A.

Habló del potencial histórico posible y de la heterogeneidad geológica presente en Vaca Muerta, la cual requiere de un esfuerzo de comprensión para asegurar el éxito.

“Consideramos que Vaca Muerta es una formación no convencional de tipo continua, pero no de tipo homogé-



nea. Por eso, quiero hablarles de algunas observaciones que hicimos sobre la base de nuestro esfuerzo exploratorio, unos 17 pozos en 2013, que tienen que ver con la heterogeneidad, tanto estática como dinámica, y cómo influye en la productividad de este reservorio. Creemos que la comprensión de esto es clave para el éxito de los estudios”.

“Nuestros bloques están mayormente en la zona central de la formación al norte y al oeste de Añelo. En el subsuelo tenemos bloques desde la ventana de petróleo con valores de reflectancia de vitrinita desde 05 al este a 2 al oeste, si barremos el espectro de fluidos producibles de la formación desde petróleo a gas seco. Teniendo esta disposición geográfica, nuestro esfuerzo fueron 17 pozos, con el objetivo de calibrar fluidos, determinar calidad de reservorio y obtener datos de productividad en pozos verticales y horizontales”.

“Nuestras facies de Vaca Muerta corresponden a las facies distales de *bottom set* de estas secuencias. Y lo que vemos es que desde el punto de vista de edad y posición paleogeográfica, dependiendo de dónde estemos ubicados, vamos a tener distintas rocas con potencial *shale*. Por eso, nuestro objetivo fue tomar muestras (tenemos cerca de 800 metros de coronas tomadas en distintas posiciones de la cuenca); en ellas se puede ver que tenemos una estrategia de muestreo de nuestra roca porque estamos esperando una variabilidad en cuanto a las propiedades estáticas, sobre todo que podemos determinar con estudios de corona”.

“En lo que hace a la geoquímica, el modelo sedimentario es relativamente simple desde el punto de vista de arquitectura. Las facies con alto contenido de toc en materia orgánica son las marinas distales, profundas, depositadas en condiciones de aguas anóxicas durante la diagénesis temprana”.

“A medida que nos movemos hacia pozos de mayor madurez, se incrementa el contenido de isótopo de Carbo-



no 13. Llega un punto de *rollover* en el que se completa el *crackeo* secundario y tenemos una rápida depletación del Carbono 13. Lo consideramos importante porque entre otras variables geoquímicas, una de las observaciones que se hicieron en Barnett, Estados Unidos, es que la productividad de los pozos de gas varía considerablemente en función del contenido de Carbono 13, y deberíamos tener la evolución histórica de la producción en pozos de gas, pero ya estamos preparando nuestro conocimiento”.

“Al mismo tiempo creemos que cuando nos movemos paleográficamente vamos a encontrar variaciones en las propiedades geoquímicas de la roca madre”.

“Y vale destacar el uso de la escala nano del poro: si tomamos un ejemplo de porosidad en un reservorio convencional de Springhill (yacimiento *offshore* de la Cuenca Austral) y una foto de lámina delgada de una lutita de Vaca Muerta, comparando notaremos que en esa foto no vemos los poros, por lo que tenemos que hacer estudios con microscopio electrónico barrido y procesamiento especial de pulido, hasta poder ver la porosidad dentro de nuestra roca”.

“Otro tema es el efecto del control del grano estructural de la formación Vaca Muerta en la propagación de la estimulación: en la zona de engolfamiento y en buena parte de los bloques de la empresa, tenemos una variabilidad de estilos estructurales. Entonces, al este con trenes de fallas extensionales en rojo tenemos sistemas trastensionales de estructuras en flor que se representan en Vaca Muerta como trenes de fallas extensionales que cubren una buena parte de esta provincia. Hacia el oeste tenemos unos trenes de fallas compresionales, normalmente despegadas en Aiquilco, que afectan en Vaca Muerta con orientación norte-sur, y a su vez fallas de aspecto muy lineal como las que ven los bloques al sudoeste de desplazamiento de rumbo. Lo importante es que nuestra observación es que esto va a

controlar el desarrollo y la propagación de la estimulación en nuestros pozos”.

“También es importante tener en cuenta las observaciones que obtuvimos en Microsísmica. La hicimos en un pozo vertical, y luego también en uno horizontal norte-sur en el que hicimos un pozo de drenaje cercano (a los 600 metros) y cinco fracturaciones. En ese pozo hicimos microsísmica de superficie y de pozo”.

“Vemos que en el primer caso, la propagación de las fracturas en el pozo vertical, en el sur fue en la dirección del esfuerzo máximo hasta que tocó un elemento estructural que captó la actividad de estimulación en dos de las fracturas del pozo. En el caso del pozo horizontal pasó algo parecido; la primera etapa de estimulación está ubicada en el fondo del pozo y esta etapa también se propagó en sentido norte hasta que interceptó un elemento estructural que ya habíamos reconocido en el pozo anterior y que se observa en la sísmica. Lo mismo pasó en las otras etapas, por lo que tienden a propagarse en dirección del esfuerzo máximo en que llegan a un elemento estructural; dentro de la nube de eventos vemos orientaciones asociadas al grano estructural de nuestra formación; por eso, es clave la caracterización de este grano”.

“En fin, comprender la heterogeneidad y el grano estructural de la formación es clave para predecir la geometría de nuestro volumen de roca estimulada”.

“En cuanto a los efectos que estimamos que va a tener la producción de pozos de Vaca Muerta, tenemos un gráfico realizado con datos de la Secretaría de Energía de la Nación, y vemos gran variedad de pozos, algunos horizontales, otros verticales, todos distintos entre sí. A pesar de que existe variabilidad, hay muchos pozos bajos en producción. El nuestro tiene un año de producción de petróleo, y el reto es poder lograr ubicarnos en el tercio superior de esa nube. En el caso de pozos de gas, es la comparación de un

año de producción de uno de nuestros pozos con un pozo del *play* de Heinsville, que es el promedio, y comparando con los de Louisiana y Texas (Estados Unidos), vemos que estamos bien ubicados”.

“Para resumir, la empresa llevó a cabo un programa exploratorio avanzado y llegó a unos 17 pozos de exploración y apreciación a finales de 2013. Creemos que hay un megapotencial histórico posible; también creemos que la heterogeneidad geológica a distintas escalas requiere de un esfuerzo de comprensión para asegurar el éxito y por eso hay que estudiarlo”.

“Los dispositivos de escucha de microsísmica que hemos realizado se hacen justamente para tratar de entender el 3D, la geometría de la zona simulada; las utilidades son muchas. La presencia de un evento no quiere decir que ese punto esté conectado al pozo, después hay que cotejar con los datos dinámicos y tratar de tener una idea global de cómo está funcionando el reservorio que lo estamos creando nosotros. Desde el primer momento, la empresa consideró importante tratar de visualizar eso y se colocaron dispositivos de superficie y pozo; tenemos 30.000 geófonos en superficie, lo cual es un esfuerzo significativo”.

“Creemos que la buena explotación de estos recursos requerirá de excelencia técnica y en este momento estamos empezando nuestro primer piloto de producción de gas”.

Carlos Colo

*Gerente Ejecutivo de
Exploración de YPF S.A.*

Sintetizó los grandes hitos del descubrimiento, aportes y análisis realizados por su empresa a la Geología hasta llegar al concepto actual de no convencionales en Vaca Muerta.

“Hablaré del aporte que ha hecho YPF a la exploración del *shale* y un racconto histórico sobre cómo evolucionó el concepto hasta la actualidad”.

“Primero, diremos que aunque ahora se habla mucho de Vaca Muerta, se conocía su existencia desde hace tiempo. El geólogo alemán Anselmo Windhausen, nacido en el año 1882, que desarrolló su actividad desde la universidad de Córdoba, ya describe esta uni-

dad como “los estratos del titoniano del Río Salado”.

“Trabajos siguientes hicieron descripciones del intervalo de Vaca Muerta, a la que iban definiendo como una unidad estratigráfica, y finalmente el geólogo italiano Enrico Fossa Mancini, que YPF contrató para la exploración en Argentina, aceptó utilizar esta terminología, y así se la conoce actualmente”.

“El estudio del subsuelo y de Vaca Muerta asociado a Quintuco realmente es interesante en el desarrollo del conocimiento y pensamiento que llevó a los geólogos de YPF a interpretar esta unidad formacional. Uno de estos trabajos relevantes fue el que Robert M. Mitchum Jr. y Miguel A. Uliana realizaron en 1982 para YPF (N. de la R:



Mitchum, R.M. & Uliana, M.A. 1982. "Estratigrafía sísmica de las Formaciones Loma Montosa, Quintuco y Vaca Muerta, Jurásico Superior y Cretácico Inferior de la Cuenca Neuquina, Argentina", 1º Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Actas 439-484. Buenos Aires), en el que introdujeron los conceptos de estratigrafía que hoy usamos. Y no olvidemos la información que antes se tenía, con sísmica 2D y con mucho trabajo de superficie".

"En la evolución exploratoria, se trataba de un contexto en el que se buscaban trampas estructurales; por eso, el concepto de "roca madre" todavía no formaba parte de esas ideas exploratorias. En los '70s y '80s, YPF perforó los primeros prospectos en los que se atravesaron las unidades formacionales, y se vio evidencia de hidrocarburos. Esto queda reflejado en algunos datos de testigos coronas, en los que se vio que el aporte de Vaca Muerta en algunos de estos pozos ya resultaba interesante. Un caso de referencia es el pozo de Bajada del Palo, que tiene una acumulación importante hasta el día de hoy".

"Roca madre"

"En el concepto de "roca madre" ya se comienzan a desarrollar trabajos que se orientan a mostrar a Vaca Muerta como generadora de hidrocarburos y son los trabajos de

(Simon) Kelley, luego cuando se comienzan con los análisis de la Metodología de Lopatin, y a partir de los '90s aparecen los modelos de cuenca y sistema petrolero. Las conclusiones que se obtienen a partir de esos estudios es que el petróleo remanente, el *due to find*, era alentador. Entonces, se dio un paso siguiente y fue cuando comenzaron a perseguirse objetivos exploratorios o de prospección en relación a Quintuco y Vaca Muerta. Queda reflejado en dos simposios de los años 1998 y 1999, en que los geólogos de YPF contribuyeron en el conocimiento y se plantearon prospectos a explorar con este concepto".

"Entonces, la evolución fue desde las trampas estructurales hasta los modelos de sistemas petroleros, con distintas tecnologías, hacia ideas más complejas donde se intentó prospectar Vaca Muerta, donde se consideraba que la roca podía estar fracturada".

"Y es interesante cómo hemos pasado de los conceptos de grandes trampas a los reservorios no convencionales, cuando en 2008 comienza el desarrollo masivo del relacionado al *shale*, lo cual se materializa en 2009 cuando YPF perfora su primer pozo *shale*. Esto ha generado que la *cream core* que teníamos para la cuenca neuquina para los últimos 40 o 30 años había encontrado un *plató*, vimos que comenzaba a crecer. La evolución de la exploración de Vaca Muerta nos llevó del área *core* y comenzamos con nuestra actividad firme en el 2010 y el 2011 en Loma La Lata; luego continuamos hacia el norte con pozos exploratorios, con la finalidad de la toma de datos y delinear información primaria de las áreas con gas, gas húmedo e hidrocarburo líquido. El año pasado nos concentramos en estudiar lo que consideramos que es la parte rica en gas seco, y ahí desarrollamos las últimas actividades".

"Hoy en YPF tenemos 50 pozos exploratorios y hemos definido un mapa donde logramos delinear estas áreas de hidrocarburos. Con la información adquirida logramos comparar esta Vaca Muerta con los campos de referencia de Estados Unidos, y nos encontramos con que el nuestro era un *play* de alta calidad a nivel mundial".

"Es decir, con la actividad desarrollada en 2009 adquirimos un conocimiento y con su avance, definimos las áreas. Al día de hoy, YPF ya ha realizado un trabajo relevante con la información del subsuelo, análisis de perfiles, *cuttings*, coronas y fluidos; y logramos caracterizar a Vaca Muerta desde la petrofísica, la geoquímica, la presión poral, de fluidos, y la mineralogía, como ya se expuso aquí".

"La verdad es que hoy Vaca Muerta es una realidad desde aquellas ideas originales de prospección de exploración hasta los 9.000 barriles de producción que hoy tiene la empresa en la Cuenca Neuquina. Existen otras cuencas en Argentina en las que potencialmente las rocas del estilo de Vaca Muerta tienen interés prospectivo. De hecho, ya comenzamos en la Cuenca del Golfo de San Jorge, la Formación D-129, y los resultados son alentadores".

"Vale decir que tenemos un plan estratégico relacionado con la exploración no convencional: en Cuenca Neuquina tenemos Vaca Muerta, Los Molles, Las Lajas y Cajón del Agrio. Tenemos Cacheuta y Potrerillos en la Cuenca Cuyana. Y D-129 y Neocomiano para la Cuenca del Golfo de San Jorge, donde hoy YPF opera".

"Para los próximos cinco años el plan de la empresa contempla perforar 50 pozos anuales, es decir un total de 250". ■