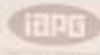


# fiH FORO DE LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS

## Recursos No Convencionales: Un nuevo Horizonte Energético



7 al 10 de octubre de 2013  
La Rural - Buenos Aires - Argentina



## Mesa redonda: Desafíos para el desarrollo de los Recursos No Convencionales

# Atravesar los obstáculos

En este debate, moderado por el Dr. Mario Schiuma (geólogo Advisor de la Dirección Técnica de Exploración de YPF), se apunta al corazón del proyecto no convencional: alcanzar el desarrollo económico. ¿La receta? Incrementar la productividad, bajar los costos, optimizar la información e identificar los *sweet spots*.

### Juan Garoby

Director de Recursos No Convencionales, YPF

Repasó las etapas cumplidas por su empresa en el desarrollo de shale gas y shale oil.

“Hablaré de los desafíos que encontramos en YPF al comenzar a desarrollar los reservorios no convencionales, hace un par de años ya, con los desafíos del día a día en la operación, y en que todos los días aparecen nuevos obstáculos que vamos sorteando.

“Quería empezar presentando algunos de los resultados de lo hecho. En los primeros seis meses del 2012, YPF invirtió 168 millones de dólares en el desarrollo del no convencional, casi triplicó esa inversión en los primeros seis meses de 2013; quintuplicamos la cantidad de equipos. Hoy estamos con 19 equipos. De 15 pozos en producción en abril de 2012, hoy tenemos 111 pozos en producción, y entre 20 y 25 en terminación. Van más de 100 pozos perforados y 13.000bep. También vemos una evolución positiva en la productividad de los pozos; en 2012 hubo una evolución positiva mínima y en 2013 empezamos a ver algo que se asemeja bastante a lo que esperamos, positivo, que

acumularía 6.000 barriles por pozo en un año y que es un 20% más de producción por pozo”.

“En cuanto a costos de perforación vamos aprendiendo. El hecho de tener una veintena de equipos de perforación nos da la posibilidad de acelerar la curva de aprendizaje y tomar ventaja de las economías de escalas. De un promedio de costo de 11 millones de dólares por pozo en 2011, pasamos a 10 en 2012, y hoy estamos cerca de los ocho millones por pozo; y la estimación es que vamos a seguir bajando. Estos son datos reales al cierre de agosto de 2012”.

“Esta reducción se debe a una serie de factores de economía de escala. Hemos trabajado fuerte en alinear los contratos para eficiencia, y el rendimiento fue muy bueno. En la etapa de completación también la compra masiva de arena y proveedores nuevos hizo que se redujera el costo del agente de sostén; y en la perforación mejoramos mucho, recorrimos una curva de aprendizaje bastante rápida y la incorporación de nuevas tecnologías nos permitió los tiempos de perforación. Estamos en promedio en ocho millones de dólares por pozo, de los cuales cuatro millones son para la perforación, tres millones para la terminación y el restante, entre instalaciones y locación”.

“De los desafíos que vemos, el más importante es alcanzar un desarrollo económico. Para eso es necesario incrementar la productividad y bajar los costos de construcción de pozos. Para mejorar la productividad, debemos conseguir más información y mejorar el conocimiento del subsuelo, completar un flujo de trabajo para desarrollar un modelo geomecánico 3D que nos permita identificar mejor los *sweet spots* y optimizar las completaciones de los pozos. Esto es crítico, y para eso es crítico también adquirir perfiles, coronas, ensayos de pozos, información del subsuelo que alimenta el modelo y lo mejora día a día”.

“También es necesario mejorar en el costo de pozo, incorporar nuevas tecnologías, actualizar los equipos existentes. Hoy estamos trabajando con los equipos que había en el país, pero es necesario renovar la flota y en eso estamos trabajando, que sean *fit for porpouse*, diseñados para esta actividad”.

“Y también ampliar la capacidad de servicios. Hoy hemos colapsado la industria de servicios, con el incremento de la actividad no solo en no convencionales sino en el resto. En pozos convencionales, YPF pasó de 20 equipos de perforación a cerca de 65 y saturó la industria de servicios; cada paso que damos encontramos un cuello de botella nuevo, y cuando conseguimos solucionarlo hallamos otro. Por otro lado, hay un mensaje para las compañías de servicio, para que vean la oportunidad de invertir porque la demanda está”.

“Otro tema crítico, no solo en la Argentina, es acordar la metodología para la incorporación de reservas en el no convencional. Los métodos declinatorios tradicionales no aplican en estos desarrollos, y es necesario combinar estos métodos declinatorios con otros que consideren la evolución de presiones. Sobre todo en reservorios sobre presionados como Vaca Muerta, donde estamos ensayando los pozos, y estamos produciendo a través de orificios y restringiendo el caudal y manejando la declinación de la presión”.

“Necesitamos diseñar un desarrollo sustentable. Se debe minimizar el impacto ambiental. El desarrollo del *shale* es masivo y va a requerir muchos pozos”.

“Necesitamos optimizar la logística del agua y de la arena. Hoy movemos camiones con agua y arena, estamos trabajando y estamos a mitad de camino en el desarrollo de una red de distribución de agua en Loma Campana para hacer llegar el agua a las locaciones a través de ductos”.

“También es importante optimizar el transporte del agente de sostén. Hoy movemos todo en *big bags* y camiones; estamos trabajando en el desarrollo de una vía para transportar arena a granel, almacenarla en silos y transportarla dentro del yacimiento en camiones *bulks* para no manipular bolsas”.

“También es crítico el tratamiento y reutilización del agua de *flowback*. Entiendo que cuando se hace un pozo o dos no es factible, pero en desarrollos masivos prácticamente nos da la posibilidad de capturar el agua y volverla a inyectar en el siguiente pozo; hoy estamos haciendo eso, y trayendo equipos con técnicas de electrocoagulación para bajar el contenido de sólidos al agua”.

“Es necesario considerar el impacto social. Hay un impacto grande en el área donde se desarrolla el *shale*, cambia sensiblemente el movimiento en esa zona, y para ello encaramos impactos, ya no hablamos de estudios de impacto ambiental por locación, sino que encaramos un estudio de impacto ambiental y social para cada desarrollo. Es necesario un foco en la salud y en la seguridad”.

“Es importante incentivar la participación de otros jugadores. Pensamos que si bien YPF tomó el liderazgo, es conveniente que se vayan sumando otras compañías y que empiecen a haber otros jugadores”.

“En el día a día nos encontramos con problemas de todo tipo; de alguna manera colapsamos la industria de servicios. Estamos utilizando todos los equipos disponibles y eso de vez en cuando nos pone un freno; prevenimos temas de seguridad, accidentes vehiculares, un desarrollo que además de la perforación necesita evacuar el crudo y



el gas, estamos tendiendo kilómetros de ductos, y por otro lado interactuando con las comunidades originarias en el día a día y esto también supone un reto y un desafío”.

“Pero eso no nos frena. En lo que va del año con 143 empleados de YPF y los contratistas se llevan trabajadas 3.785.000 hs/hombre. Tenemos 19 equipos de perforación, 8 de *workover* y dos *bundles* de fractura; cada *bundle* consta de 22.000 hhp, un equipo de *overline* y un *coiled tubing*. Llevamos hechas 318 etapas de fracturas; 66 pozos fracturados y 86 perforados, lo que equivale a 224 km de pozos perforados. Transportamos 313.200 m<sup>3</sup> de agua -equivale a 9.000 viajes de camiones-, 69.000 toneladas de arena, 2.500 viajes de camiones, y llevamos recorridos, entre YPF y contratistas, casi 13 millones de km en ruta”.

“Hay un desafío adicional que es el de encarar operaciones simultáneas. No podemos esperar que los pozos se perforen, se terminen, para recién entrar a fracturarlos. En una misma locación hoy estamos haciendo entre 4 y 6 pozos y aspiramos a llegar a 10 por locación, pero en este caso pueden ver que tenemos un equipo perforando, otro haciendo testing y otro fracturando; todo en la misma locación. Esto lleva un trabajo muy fuerte desde el punto de vista de la seguridad, el análisis de riesgo para operaciones simultáneas no es sencillo y los resultados son muy buenos; cuando todos juntos, con los contratistas, buscamos el objetivo de la seguridad, nos va muy bien”.

“Finalmente, quería referirme a los mitos y realidades del no convencional. Se habla mucho y en muchos casos de forma infundada sobre los riesgos que trae aparejados, como que la estimulación hidráulica pone en riesgo las napas de agua. La gente que está involucrada en el desarrollo de campos sabe que no es así; en Vaca Muerta las capas que fracturamos están entre 2.500 m y 3.000 m de profundidad, con lo cual es imposible que haya comunicación con las napas y acuíferos. Y como cualquier pozo que se perfora en cualquier parte del mundo, los acuíferos se aíslan con cañerías”.

“La estimulación hidráulica compromete el abastecimiento de agua: no es así. En el caso particular de Neuquén, en el estudio que se hizo para el pico de actividad, estaríamos utilizando el 0.1% del caudal de los ríos de la provincia frente al 5% que se usa para el riego y consumo humano, y aun así el 95% restante termina desaguando en el mar”.

“Sobre el que se utilizan cientos de químicos peligrosos: no es así. En la Argentina, como en otras partes del mundo, los aditivos químicos que se utilizan son analizados y se usan en bajas concentraciones y son químicos que pueden ser utilizados en cualquier otra industria e incluso para el consumo humano en helados, bebidas, higiene... son los mismos”.

“En cuanto tener la mano de obra necesaria, YPF está permanentemente incorporando nuevos profesionales. Tenemos tres escuelas, que se van repitiendo para ingenieros de perforación, geólogos e ingenieros de reservorios; por cada una que hacemos hay unos 30 graduados y cuando una termina, empieza otra en ciclo continuo”.

“Consultado acerca de por qué YPF está desarrollando en su mayoría pozos verticales y no horizontales, vale aclarar que la gran diferencia de Vaca Muerta con cualquier *play* no convencional de Estados Unidos u otra parte del mundo es que el espesor es muy superior: entre 250 y 300 metros de espesor, no hace necesario horizontalizarlos, lo cual además es mucho más caro. Y esto es inédito, y nos plantea un interrogante más sobre cómo desarrollarlo; estamos aprendiendo, deberíamos pensar si todo el horizonte es productivo y la verdad, no vemos un horizonte que sea mejor que otros, todos producen parejo”.

“Además, se han hecho algunos pozos horizontales -no muchos, seis o siete de los más de 100 verticales- y los resultados no han sido muy buenos. Con el desarrollo de este año buscamos aprender, para ya encarar 2014 de otra manera mirando de combinar verticales y horizontales; planeamos un 10% de pozos horizontales y en función de eso iremos incrementando eventualmente”.

“En resumen, la Argentina puede repetir la revolución energética del no convencional que se inició en Estados Unidos. Entendemos que Vaca Muerta es un reservorio probado de clase mundial y que puede ser desarrollado masivamente. Además, el país tiene otros *plays* de no convencionales que estamos explorando. El diseño de tecnología, el modelo de simulación de reservorios y la evolución de la logística permitirán reducir significativamente los costos. Esto lo vemos día a día, y es algo que advertimos una progresiva mejora en productividad y costos. Los resultados son alentadores”.

“La industria argentina está capacitada para liderar el

desarrollo de no convencionales de petróleo y gas. Es verdad. Más allá de la actualización y la necesidad de incrementar la capacidad de la industria, la industria de servicios de Argentina tiene una historia de más de 60 años que nos ayuda en el desarrollo no convencional”.

“Están dadas las condiciones para invertir, desarrollar los hidrocarburos no convencionales y aportar como industria al crecimiento del país. También creemos que sí. De a poco vamos viendo que hay otras empresas que se van sumando, más allá de los acuerdos que pudimos firmar en los últimos meses. Vemos un interés de otras empresas y que se deben a que las condiciones van mejorando”.

## Víctor Linari

*Geosciences Advisor, Americas Petrogas*

*Se refirió a la importancia de la labor geocientífica en el desarrollo no convencional.*

“Un aspecto del que se habla menos en el desarrollo de *shale* está relacionado con las geociencias. Y de los desafíos que representa. ¿Qué hay en la Geociencia en particular, y dónde estamos parados desde el punto del desarrollo no convencional en el país?”

“Para desarrollar el *shale*, antes tenemos que conocer las características del *play* con el que estamos tratando”.

“Hoy hablamos de algo más de 150 pozos reportados y completados. No hay un libro donde se encuentre una tabla con los pozos perforados; para eso hay que hacer un *scouting*. La mayoría fueron dirigidos a Vaca Muerta; muchos de exploración, otros de delineación, algunos de



desarrollo...y la mayoría de la actividad está en la zona del Engolfamiento Neuquino, mientras que hay una pobre cobertura en otros sectores de la cuenca; pozos aislados, pero todos en la zona con mayores espesores”.

“Una de las cosas que sugerimos hacer es una caracterización del *shale*, definir todas las características desde el punto de vista geológico, geofísico e inclusive ingenieril. Analizar las características que lo describen y lo diferencian de otros *shale*, y que van a influir en las decisiones que tomemos, en los pozos que hagamos, y van a orientar el posterior desarrollo”.

“Según los datos que vienen de Estados Unidos y Canadá, para el *shale* se necesitan tres cosas: materia orgánica, suficiente rigidez de la roca para que pueda ser perforada y suficiente presión. Ya hemos visto que se necesitan más cosas: porosidad adecuada, permeabilidad adecuada, cómo funciona la arena para fracturar en relación a la formación... muchos detalles del ámbito de las Geociencias, y para eso, además de hacer perfiles, sísmicas y lo habitual de un proyecto convencional, se realizan muchos estudios mineralógicos, especialmente sobre las coronas con rayos X. Y mucha Geoquímica para conocer el hidrocarburo libre, su potencial, su contenido orgánico, las temperaturas máximas; la propiedades petrofísicas para conocer la porosidad, permeabilidad, saturaciones”.

“Analizamos asimismo las propiedades geomecánicas, conocer los esfuerzos, los módulos y cómo reacciona el *proppant* en la formación; si se hacen secciones ultradelgadas hasta que la roca se haga transparente... y son todos análisis muy sofisticados que se introducen ahora más que nunca con el *shale*. Porque si hay algo que lo caracteriza es que tiene diferencias muy sutiles de un lado a otro, pero son cruciales, por lo que hay que hacer los análisis con mucha precisión porque esos análisis hablan sobre la productividad que tendrá (o no) un pozo”.

“Es imprescindible realizar una caracterización a nivel cuenca, no de cada compañía por bloque, porque uno de los primeros problemas es la disponibilidad de información. Hoy cada compañía tiene el pedazo de información de los pozos que perfora. Si ha sido activa, puede tener los datos de los pozos del vecino, con quien los intercambié, pero no mucho más. Con la complicación sumada de que este intercambio solo se produce cuando dos compañías deciden hacerlo y firman un acuerdo de confidencialidad que a veces lleva hasta un año compatibilizar. En el *play* Eagle Ford (Estados Unidos) forman consorcios; cada compañía aporta dinero e información de pozos y se comparte entre todos y se hacen estudios exhaustivos de todo el *play*. Acá, uno de los grandes desafíos es lograr un mecanismo que les permita a las compañías intercambiar los datos”.

“Otro desafío es tener un parámetro básico de la porosidad: en un *shale* hay dos tipos: intraparticulares, intracristalinas de la roca en sí misma; y la orgánica. Hay poros que tienen entre 5 y 500 nanómetros de diámetro, que son 10 a las menos 9 metros. Estas mediciones tienen que ser tan precisas por eso: las dos porosidades conforman la porosidad de un *shale*, que son bajas. Pero aún no conocemos cuánto de una porosidad y cuánto de otra tenemos en nuestro pozo, en cada metro, en cada corona. Y no porque la compañía no lo tenga definido, sino porque aún no se tiene esa información, y eso que como dije, tenemos ya más de 150 pozos”.



“Como detalle, hay que agregar que cuando se mandan las muestras a los laboratorios especializados en *shale*, no se obtienen los resultados antes de un año o año y medio, o sea que nadie puede esperar los resultados de los análisis para completar un pozo, y se sigue otro adelante sin tenerla”.

“Por otra parte, si miramos otro parámetro clave de la permeabilidad, de la roca en sí misma y de la fractura que generamos (sin incluir las naturales), en un buen *shale* la permeabilidad está muy por debajo del cemento que está en la calle. Sin embargo, hoy en día, en América del Norte los laboratorios no se ponen de acuerdo y no hay estandarización con respecto a la permeabilidad, hay casos de compañías que le dieron muestras a tres laboratorios y obtuvieron valores disímiles. Entonces, no vamos a entender nuestro *shale* si no desarrollamos un buen conocimiento de sus características”.

“Un ejemplo más es que Vaca Muerta está ubicada en un triángulo de silicio, arcilla y carbonatos. Pero en realidad el *shale* no es un *shale* sino un *mudstone* en la mejor definición. Si les muestro cómo es en Vaca Muerta la composición mineralógica, verán que metro a metro varía enormemente, es decir que la variación vertical es muy importante. En Vaca Muerta, la geometría deposicional es sigmoidal, de finos ciclos de material que se va depositando y va avanzando, en la línea vertical y horizontal se verifican variaciones. Quería resaltar que el modelo deposicional aquí es una figura clave que necesita ser estudiada como parte de una caracterización, incluyendo las variaciones laterales y verticales, a medida que estamos en la parte alta, rampa o basal, las propiedades cambian porque están evaluando litofacies distintas”.

“Por último, la mayoría de los pozos que vi, por cuestión de costos, se fracturan en etapas, pero se evalúan en un solo test. Es cierto que con PLT se ven las zonas de mayor aporte, pero no tenemos ningún control de dónde vienen los fluidos, ni qué camino hacen antes de aparecer en el pozo, porque evaluamos el conjunto. Y si en un nivel tenemos una gran cantidad de fisuras naturales, podrían estar actuando y no nos enteraríamos. Porque actúan todas como una masa estimulada, conectadas entre sí, y es muy difícil discriminar. Lo ideal sería hacer una fractura, ensayarla y ver qué pasa. Hoy por cuestiones de costos no se puede hacer”.

“Un comentario adicional: se ha hablado de volver al abastecimiento, y es bueno recordar que eso no es exclusivo del *shale*. Tenemos que incluir el convencional intensificando la exploración, e intensificar la producción del *tight gas*”.

“En suma, el mayor desafío es realizar una buena caracterización, y para eso debemos mejorar la disponibilidad de información, con consorcios, intercambios, crear un organismo, evolucionar hacia una red local y con una información estandarizada de laboratorio. Introducir el modelo deposicional y mencionar que esto de hacer una caracterización para orientar cómo es el *shale* que queremos desarrollar deberíamos hacerlo en una etapa temprana. Recién me entero que en Bakken (Estados Unidos), donde tienen ocho mil pozos, acaban de hacer una caracterización general. Es lo más recomendable. Pero necesita de la colaboración de todos”.

## Gabriela González

Gerente de Geología de PanAmerican Energy

*Enumeró como factores fundamentales para el éxito del proyecto la productividad, costos y marco regulatorio.*

“En Vaca Muerta, en las áreas en las que PAE participa como operador o socio, llevamos 12 pozos perforados, de los cuales seis resultaron productores de petróleo, uno de gas, y ya comenzamos la perforación de pozos horizontales para delinear el potencial del *play*. Muchos de estos pozos están a la espera de completación”.

“Si vemos la actividad general en Vaca Muerta a través de todas las compañías que operan allí, y nos enfocamos en la información obtenida de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN), veremos que a julio de 2013 existen 72 pozos verticales productores de petróleo. Graficando la máxima producción que cada pozo alcanzó en forma cronológica, tendíamos a pensar que en estos cuatro últimos años se había registrado un incremento, como una manera de reflejar la curva de aprendizaje adquirida. Sin embargo, este incremento no se observa aún; el promedio de caudal es bajo, 25 m<sup>3</sup>; entonces podemos decir que este tipo de *play* se da en pozos horizontales, pero tenemos una baja cantidad de muestras (13), por lo tanto, hablar de alguna tendencia no es conveniente, pero sí marcar que el promedio sigue siendo bajo, apenas 4 o 5 m<sup>3</sup> por encima de los pozos verticales”.

“Queremos destacar entonces que las producciones vienen de pozos verticales. Entendemos que este tipo de *play* necesita de pozos horizontales y, por lo tanto, queda claro que hay que seguir investigando, y falta determinar el verdadero potencial de Vaca Muerta”.

“Nos parece interesante marcar dos pozos perforados este año, cuyas máximas producciones están por encima



de lo que es el promedio de los pozos horizontales. Estos pozos, si bien tienen una rama, no son de gran longitud, no alcanzan los 1.000 metros, están en 600 m con cinco fracturas, lo cual nos marca un dato alentador para seguir investigando la formación”.

“La actividad de gas no alcanza a la decena de pozos. Aquí podemos sintetizar la cantidad de muestras con las que contamos, con una distribución no homogénea, con zonas altamente perforadas y otras no tanto. Es que aún no podemos encontrar un patrón geográfico, el famoso *sweet spot* que queremos delinear todos...”.

“Entonces, ¿cuáles son los desafíos para el desarrollo? El primero, aunque sea obvio, transformar los recursos de Vaca Muerta en reservas, lograr recuperarlo en forma comercial. Debemos trabajar en tres factores fundamentales para ello: productividad, costos y marco regulatorio. Como un mecanismo de engranaje en el que debemos trabajar los tres factores a la vez: si uno falla, el mecanismo no se pone en marcha”.

“Por marco regulatorio consideramos fundamental una continuidad regulatoria y un alineamiento entre las leyes municipales, provinciales y nacionales. El tratamiento del precio del hidrocarburo deberá estar alineado al esfuerzo de inversión que requerirá el desarrollo de estos *plays* de no convencionales. Queda claro que el contexto actual requiere un análisis macroeconómico; debemos ver más allá de las necesidades de nuestro sector e integrar y consensuar de forma macro el contexto actual”.

“Tema costos: como ya se dijo, es una de las variables con impacto en nuestros proyectos. Si imaginamos un escenario, debemos trabajar en reducir los costos en un 40%. Pero reducirlos no pone en funcionamiento el mecanismo: creemos que lo que más influye en esto es la oferta y la demanda de equipamiento y de servicios: una demanda creciente que no acompaña la oferta actual en el país incrementa los costos. En cuanto a costos, tenemos un rango según la complejidad de algunas zonas: los pozos verticales están entre 10 y 15 millones de dólares, los horizontales entre 20 y 30, y también se depende de la información de los pozos. Esto hace que insistamos en el tema”.

“Pensar en un desarrollo nos plantea también el desafío en cuanto a disponibilidad de mano de obra calificada; tenemos que formar a todas las disciplinas involucradas”.

“La productividad sería el tercer engranaje del mecanismo: los resultados aún no son tan alentadores como esperábamos, porque los geocientistas indican que Vaca Muerta tiene potencial y características realmente buenas, pero claramente hay que seguir explorándolas e integrarlas para definir las zonas óptimas para navegar y horizontalizar las ramas de los pozos, y para ver qué orientación deben tener las ramas, y a su vez integrarlo a los diseños de fracturas”.

“Para coronar, todo esto genera mucha información que sería necesario que fuera compartida, accesible, que nos permita retroalimentarnos, para alcanzar en un corto plazo un plan de desarrollo. Con respecto a posibles consorcios, ya se han comenzado conversaciones entre la Universidad de Buenos Aires, el Instituto Tecnológico de Buenos Aires y compañías. Claramente, la confidencialidad es crucial, y llegar a un acuerdo toma su tiempo, pero esto debe ser a nivel nacional y con un período mínimo de confidencialidad para luego abrirlo a todas las operadoras”.

“Por eso, cuando planteamos esto nos preguntamos si es un *play* que va a funcionar, siendo tantas las variables para ser optimizadas, tal vez debamos ver ejemplos y lugares donde la respuesta sí fue posible: claramente se dio la congruencia de estos factores y el mecanismo se puso en funcionamiento. Más allá de analogías y diferencias geológicas, Eagle Ford a la fecha tiene activos más de 4.000 pozos horizontales de petróleo y más de 2.000 activos de gas. En Vaca Muerta estamos a una gran distancia, pero nos alienta saber que en algunos lugares sí se tuvo éxito”.

“Para cerrar, refuerzo la idea de que el gran desafío inicial es transformar los recursos en reservas. Para ello tenemos que trabajar en la reducción de costos, seguir explorando no convencionalmente para alimentar nuestro modelo geológico con la respuesta de los pozos para tener el *input* necesario para quienes diseñan las fracturas. Y aumentar nuestro conocimiento y compartir esa información para seguir retroalimentándonos. Trabajar en un marco regulatorio previsible y estable. Y agrego un punto que no había mencionado: tomar conciencia de la importancia de comunicar bien lo que estamos haciendo a la sociedad. Debemos asumir el compromiso de reforzar como sector la comunicación con la sociedad para hacer entender el valor que agrega nuestra actividad, el cuidado del medio ambiente y de las poblaciones aledañas”.

## Marco Gardini

Gerente de Exploración y Desarrollo, Medanito S.A.

*Animó a optimizar el aprendizaje probando con las variables y ver cuál funciona mejor.*

“Vaca Muerta se llama así porque esta formación, cuando está aflorando tiene bitumen, que expele olor a animal muerto; y los baqueanos llamaban así a estos lugares. Cuando al principio del siglo XX los geólogos describieron los afloramientos tomaron ese nombre”.

“Me parece importante contar cuáles son los desafíos y cuál es el papel para una compañía de las características de una empresa nacional mediana como Medanito, que nació hace 20 años con el endulzado de gas en Catriel, y luego se diversificó en producción de petróleo y gas, generación de energía eléctrica, actividad forestal, y producción de gas líquido. Y que hace más de un año se involucra en la previsión de estudios y servicios para la industria”.

“Empezamos nuestro desarrollo con la perforación de 10 pozos. Al día de hoy producimos dos pozos horizontales, perforando un tercero (en Sierras Blancas) y en Águila Mora tenemos uno horizontal y hace dos días terminamos de fracturar otro horizontal”.

“Como operadores siempre de gas y petróleo en la provincia de Neuquén, recientemente terminamos de perforar un pozo de no convencional en Vaca Muerta (La Tropilla), y estamos perforando uno en Los Molles en convencional, y reconociendo el no convencional en Puesto Roa”.

“Es importante hablar de las fases: el no convencional tiene fases similares al convencional, solo que los objetivos son distintos. En la parte exploratoria (dos años) se perforan pozos para tomar datos del reservorio para saber qué tipo de hidrocarburos tiene y para caracterizar al *shale*. En la segunda fase se cambia de técnica: se comienza a ver si son verticales u horizontales, a probar fracturas y materiales de fracturación (otros dos años). Y después pasamos a la fase piloto, con un *cluster*: hacemos varios pozos y buscamos saber la economicidad del proyecto, tratar de ser eficientes en tiempo, costos y espacio (dos años más). Y si estas fases se dan bien, entonces pasamos a la fase del desarrollo, y es lo que llamamos el “modo factoría” o *factory mode*”.

“Hoy no estamos en un desarrollo masivo de Vaca Muerta: tenemos que subir la productividad de los pozos y bajar los costos. Subir la productividad significa la producción acumulada de los pozos a lo largo de su vida, y por costos me refiero a los costos por barril en miles de metros cúbicos. Hay una empresa que está más avanzada que el resto en el desarrollo del no convencional, y las que venimos atrás estamos en la primera o en la segunda fase del desarrollo. Hay mucho por aprender en estos dos aspectos”.

“¿Se puede lograr la productividad de los pozos? Sí, si buscamos los análogos, como en Eagle Ford: allí vemos las curvas de producción en función del tiempo y vemos que en 2008 obtenían 40/50 barriles diarios, unos 100 en 2009, y 200 barriles/día en 2010, hasta los 350 de hoy. Otro *play* como Bakken: allí se dio progresivamente un aumento en función del tiempo. ¿Magia? No: usar la cabeza. ¿Cómo lograron estas productividades? Algunas ideas son probar, en laboratorio, o la optimización de las fracturas, y probar la

cantidad de variables; para jugar en todo eso es importante, y ver cuál funciona mejor. Caracterizar los *sweet spots*, que son los lugares que producen mejor que otras zonas...”.

“Como ya se ha mencionado, es crucial el intercambio de información, que consiste en aprender de los errores propios y ajenos, y en repetir las buenas experiencias. Las curvas de aprendizaje se agilizan si se comparten datos. Hoy hay cierto intercambio entre compañías, pero lo que planteamos es un estamento por encima de las empresas, a nivel provincial o nacional, donde puedan dar esos datos con la confidencialidad del caso”.

“Y probar de todo, porque hay compañías en la Argentina que no estamos probando todo lo que deberíamos porque requiere esfuerzo, usar el cerebro, y es incómodo, porque cuando encontramos una forma de hacer las cosas no queremos cambiar”.

“Costos: sería bueno pinchar la burbuja generada alrededor de Vaca Muerta; hay muchas expectativas políticas, regionales, de toda índole, y el costo de producir un pozo no convencional es mucho más grande que el de uno convencional, porque a veces pagamos tres veces más por el mismo servicio que nos dan en un pozo convencional”.

“Deberíamos ser selectivos al tomar servicios: no tenemos por qué pagar de más; las operaciones 24 horas son fundamentales para bajar costos, y la oferta de servicios es un gran cuello de botella; hoy no hay fracturadores y los operadores del convencional estamos padeciendo que todos los servicios se van al no convencional”.

“Otro punto fuerte es la comunicación con las comunidades: es fundamental que seamos claros para que sepan qué hacemos con los pozos”.

“Y aunque bajemos los costos y subamos la productividad, necesitamos una condición más para que el *shale* pueda funcionar, y quizás no sea técnico sino de otra escala: entre



todos debemos encarar un trabajo en sinergia con todos los actores: autoridades nacionales, provinciales, municipales; inversores, productores, ONGs, comunidades, universidades, empresas de servicios... Porque el desarrollo del no convencional es para el bien común. Un cambio siempre genera resistencia y cada actor tiene alguna resistencia. Y debemos vencerlas. Tenemos que trabajar juntos”.

## Tristán Amaretti

Gerente de Recursos No Convencionales de Petrobras Argentina

Habló del proyecto de inversión de la empresa en Vaca Muerta para los próximos años.

“Petrobras quiere hacer en Vaca Muerta lo que hizo en Brasil con el Presalt: un Procap (N. de la R.: programa de desarrollo tecnológico especialmente creado), que le permitió a Brasil llegar a una producción de 2.200.000 barriles/día”.

“En la Argentina, Petrobras opera en las cuencas Neuquina y Austral. Aparece como un *player* importante en 2001-2002 y, desde entonces, no dejamos de invertir en producción y exploración. En los últimos diez años invertimos unos 3.400 millones de dólares y para 2017 prevemos gastar lo mismo pero en la mitad del tiempo; el 50% sería para el desarrollo del convencional y la otra mitad, del no convencional”.

“Tenemos participación en la Cuenca Austral y vamos a tener en la Neuquina. El desarrollo principal para los no convencionales por ahora está en el *tight gas* lo empezamos a desarrollar desde Río Neuquén y en otros bloques, pero necesitamos siempre un parámetro, y para ello buscamos referentes en los Estados Unidos. Cuando en 2006 comenzamos a trabajar en ello, nos encontramos con una recuperada por pozo del orden de 2bcf. Empezamos aplicando tecnología nueva, pasamos de fracturas de 3 a 5 etapas, a 15 etapas, en las que se usó tecnología para Punta Rosada en aislamiento y en la caracterización del reservorio. Esto nos llevó a tener una recuperada por pozo de 8bcf prácticamente, en apenas 5 o 6 años”.

“Esta evolución tecno nos permitió trabajar en pozos multifractura, modelos geomecánicos, modelos de escala de pozos, telesupervisión, geopresión sísmica en que podemos analizar las permeabilidades y tipos de roca; resonancias magnéticas, y lo último es la microsísmica, muestreo intensivo de la roca y monitoreo continuo de la producción”.

“Todo esto nos llevó a que en agosto de 2013 tengamos 35 pozos perforados de *tight* y se producen 2.500.000 m<sup>3</sup> de gas/día, con una evolución desde 2007 sin parar”.

“Nuestra producción y nuestro estimativo del plan 2013-2017, asociado con las inversiones, nos llevarían a perforar 42 pozos exploratorios, 85 contingentes y un objetivo de 5.2 millones de m<sup>3</sup> de gas. Duplicaríamos la producción existente de hoy”.

“Seguimos buscando consultores de *world class*, la capacitación específica es desde la exploración al desarrollo y el *recession development* fue un valuarte en soporte técnico. Esto nos da un desarrollo de la exploración que hoy es nuestro caballo de batalla, Río Neuquén, que es nuestra escuela para el desarrollo futuro del *shale*”.



“La comparativa no significa que Vaca Muerta sea igual a Barnett, Haynesville o Eagle Ford, sino que es una combinación de todos. Por lo tanto, no podemos tomar un parámetro como referencia. Esto nos lleva a trabajar en una curva de aprendizaje; tanto han aprendido en Estados Unidos, donde Barnett demoró 21 años y Haynesville demoró solo tres. Queremos hacerlo rápido como lo hizo Brasil con el desarrollo de aguas profundas. El plazo que creemos necesario para el desarrollo económico de un proyecto no convencional como Vaca Muerta, si partimos desde el inicio de la exploración, y teniendo en cuenta el tiempo de licencia para poder explotar, se estima entre 30 y 35 años de licencia como mínimo”.

“Nuestro desafío es común a lo que ya se expuso aquí: reducir costos de perforación es un *sine qua non*, como en Estados Unidos, donde llegaron a reducir los costos en un 40%. Y optimizar la infraestructura existente: tenemos campos en desarrollo pero otros con capacidad ociosa, por lo que podemos optimizarlos. Recordemos siempre que Vaca Muerta tiene un espesor cinco veces más grande que los norteamericanos”.

“Y nuestro objetivo es convertir a la Cuenca Neuquina en la escuela de aprendizaje para no convencionales. La Argentina será la escuela y de aquí saldrán especialistas para Petrobras en el mundo, con Vaca Muerta como referente de *shale*”.

“Como consideraciones finales: los no convencionales pueden hacer del país un *player* relevante, es cierto, tenemos la posibilidad y el potencial. Pero por ahora no hay tanta disponibilidad de bienes y servicios; como ya se dijo hacemos fila para conseguir equipos de fractura o perforación; necesitamos una mayor formación de técnicos y de profesionales; mejorar los modelos de contrato a largo plazo, y llegar a la homologación de regulaciones medioambientales con uniformidad nacional”.