



Principales conclusiones de las mesas redondas del Congreso de Producción del Bicentenario

En este caso, el evento reunió a especialistas destacados y representantes de las empresas, quienes intercambiaron experiencias acerca de los temas más relevantes de la industria. **Petrotecnia reproduce las principales ideas de cada presentador.**

Mesa redonda: Experiencias y tecnologías en operaciones *offshore*

Moderador: **Alfredo Viola**

Se repasó la historia de la exploración y de la explotación de los yacimientos *offshore* de la Argentina, los principales planes de inversión de las empresas y las tecnologías utilizadas.

Marcos Vallerio Gonçalves, Petrobras

La búsqueda de recursos energéticos ha tenido un rol cada vez más crítico en el mundo actual. Este es un desafío que cada vez más se impone a toda la humanidad y no solamente a quienes trabajan en las industrias de la energía. El agotamiento y natural declinación de la producción y las dificultades de encontrar nuevos yacimientos

importantes en tierra hizo que, a partir de los años cincuenta y sesenta, cada vez más compañías petroleras empezasen a explorar los recursos petrolíferos potencialmente existentes en las plataformas continentales bajo el mar.

La continuidad de estos esfuerzos ha generado un importante aumento en la capacidad productiva, de manera de atender el enorme incremento de la demanda por insumos energéticos. Se prevé que la demanda mundial de energía primaria aumentará un 1,5% anual entre 2007 y 2030, un incremento total de cerca del 40% en el periodo considerado.

Los combustibles fósiles seguirán siendo las principales fuentes de energía primaria en el mundo en este escenario de referencia y representarán más de tres cuartas partes del incremento general de la utilización de energía del periodo mencionado. Presumiblemente, la demanda de petróleo, sin considerar los biocarburantes, aumentará en promedio cerca de un porcentaje anual dentro del periodo considerado y pasará de los actuales 85 millones de barriles por día de 2008 a 105 millones de barriles por día en 2030. El 97% del incremento en el uso del petróleo será atribuible a los sectores del transporte.

Varios son los elementos críticos que merecen la atención especial de la industria; el éxito exploratorio es fundamental en aportar volúmenes adicionales en cadena productiva. La industria petrolera necesitará reaccionar rápidamente y construir capacidad productiva para vencer estos problemas. La industria buscará expandirse, básicamente, en cuatro ejes principales: recursos convencionales en áreas de alto potencial; recursos convencionales en áreas poco exploradas; producción en áreas ambientalmente sensibles; y la expansión de la producción de petróleo y gas no convencional.

Petrobras, así como otras compañías petroleras, siempre ha buscado actuar de manera integrada, de manera rentable y mitigando riesgos a lo largo de toda la cadena de negocios.

Esta estrategia se ha hecho exitosa: la compañía hoy cotiza en los principales mercados bursátiles y figura entre las nueve compañías públicas de mayor valor de mercado en el mundo. Entre las petroleras que cotizan en bolsa es la cuarta en valor de mercado, la cuarta en valor de reservas probadas, la quinta en producción y la sexta en capacidad de refino.

La empresa tiene su visión de negocios puesta en 2020 y busca ubicarse entre los cinco mayores productores de petróleo que cotizan en bolsa, con un portafolio de proyectos que le permita un horizonte de producción a futuro de 15 a 20 años. Los descubrimientos exploratorios han impulsado un vigoroso crecimiento de la producción de petróleo a lo largo de la vida de la compañía.

La estrategia de la empresa para los yacimientos en el offshore es la de anticipar al máximo el inicio de producción, a través de proyectos piloto, madurar el conocimiento de los yacimientos en etapa que permitan acotar de manera adecuada el riesgo inherente a la instalación de plantas definitivas de producción en el mar. Esta estrategia nos ha permitido dimensionar, instalar, operar y mantener varios sistemas de producción, de gran capacidad productiva a la vez y, de esta forma, vencer los desafíos tecnológicos que se presentaran.

Según números de 2008, Petrobras operaba cerca del

22% de la producción mundial en aguas profundas, es decir, cerca de un millón y medio de barriles por día. Toda esta producción, conjuntamente con la producción de yacimientos de aguas someras, fluye a través de cerca de 112 plataformas, 26 terminales offshore y una flota marítima de alrededor de 190 buques tanques.

A medida que la firma fue adquiriendo conocimiento y experiencia en el manejo de este tipo de proyectos, comenzó a ocupar un rol de liderazgo en todo lo que se refiere a operación y mantenimiento de sistemas flotantes de producción. En total, hoy opera 45 sistemas flotantes de producción. En su trayectoria mar adentro, el año pasado se rompió el límite de 2000 metros de pelo de agua a través de la instalación del sistema de producción temprano de Tupi con pelo de agua de 2198 metros. Para este año, se espera superar los límites en el Golfo de México y alcanzar la profundidad de agua de 2515 metros. No obstante, varios de los equipos que estaban designados para la instalación de ese sistema hoy están trabajando para controlar el riesgo ambiental del derrame del momento.

En las cuencas de Santos y Campos, la compañía sigue su plan de evaluación de los descubrimientos del *presalt*. El área bajo concesión de Petrobras es de unos 35 mil kilómetros cuadrados, cerca del 30% del área total estimada de interés exploratorio. Este es, obviamente, un proyecto que tiene carácter estratégico, ya que podría doblarse la producción media anual de petróleo de la compañía. Existe en Petrobras todo un esfuerzo para estructurar de manera adecuada este proyecto. Se busca la mejor alternativa de financiación, porque aplicar las mejores prácticas y tecnología requiere un trabajo de gran complejidad organizacional.

En la cuenca de Santos se perforaron hasta ahora 6 pozos, con 100% de éxito. A medida que se vayan perforando los pozos, se estimará con mayor precisión los recursos petrolíferos totales presentes en esta interesante provincia petrolífera. Además de los pozos en perforación, la compañía busca conocer su potencial productivo a través de ensayos de larga duración, que permitirán dimensionar mejor todo el sistema definitivo de producción al ser instalada.

En su plan de negocios 2009-2013, la compañía prevé invertir cerca de 16 mil millones de dólares en proyectos internacionales, fuera de Brasil. El 79% de estas inversiones, es decir cerca de 12 mil millones de dólares, estarán





asignados a proyectos de exploración y producción, básicamente concentrados en cuatro países: Estados Unidos, Argentina, Nigeria y Angola.

Para fines de 2009 Petrobras produjo 244 mil barriles equivalente por día en los proyectos internacionales: tiene como meta alcanzar una producción de 630 mil barriles de petróleo equivalente por día en 2020.

En cuanto al *offshore*, su principal área productora hoy está en Nigeria, con cerca de 57 mil barriles por día. En la Argentina desarrolla, conjuntamente con otras compañías asociadas, actividades que le permiten adquirir conocimiento para la búsqueda de yacimientos costa afuera. En el 94 perforó como operadora su primer pozo exploratorio en el *offshore* argentino, en la Cuenca de San Julián. Recientemente, en el período 2008-2009, ha participado como no operador de una campaña exploratoria en la cuenca del Golfo San Jorge, con la perforación de cuatro pozos. La compañía sigue participando en la exploración *offshore* en cuatro bloques, dos en la cuenca del Colorado y dos en la Cuenca de Malvinas.

Daniel Figueroa, YPF

La plataforma continental argentina es una de las más largas y anchas del Atlántico. Se extiende por cerca de 5000 kilómetros, desde la latitud de 35 grados sur en el Río de la Plata a los 55 grados sur en Tierra del Fuego. Las condiciones cambian según la latitud en el sector norte, uno de los ambientes marinos más rigurosos del mundo. Su superficie, con más de 1.300.000 kilómetros cuadrados, es similar a la del Mar del Norte y del Golfo de México, aunque sólo una fracción contiene secciones sedimentarias lo suficiente espesas como para generar hidrocarburos.

De hecho, el margen continental argentino presenta varias cuencas sedimentarias separadas por altos ba-

samentales, donde el espesor de los depósitos es muy delgado. Estas cuencas son muy diversas en tamaño y profundidad, así como también en sus orígenes geológicos. Algunas son intercontinentales; otras se generaron a partir de desarrollos *rift*; mientras otras, ubicadas en el sector sur, están vinculadas al desarrollo de una faja fallada y plegada. Esta faja fallada y plegada es la que se hunde en el mar y se presenta en el sur de la cuenca de Malvinas, como se puede ver en la imagen. Allí se ubican los bloques de Malvinas en los que se perforará el primer pozo en las aguas profundas de Argentina, a fines de este año, según está programado.

La historia de las actividades *offshore* en la Argentina comenzó en los años treinta, con la extensión de los niveles someros del yacimiento campamento central por debajo de las planicies de mareas en las proximidades de la ciudad de Comodoro Rivadavia.

El primer pozo exploratorio ubicado en el *offshore* fue perforado en 1969 por la Compañía Sun Oil en la Cuenca del Salado, y se alcanzó una profundidad total de 3000 metros. El primer descubrimiento en el *offshore* se efectuó en el pozo Marta X1, perforado por la Compañía Agip en 1970, en las aguas de la cuenca del Golfo San Jorge. En este pozo los ensayos registraron 500 barriles de petróleo por día, pero debido a las escasas reservas evaluadas fue considerado un descubrimiento no comercial.

El primer descubrimiento comercial, así como también la primera producción *offshore* tuvo lugar en las aguas de la Cuenca Austral, con todo el desarrollo del yacimiento Hidra realizado por la compañía Total en 1989.

Una de las herramientas más importantes en la exploración de hidrocarburos está dada por la registración sísmica. La calidad de los datos adquiridos y las secuencias de procesamiento están, en general, lejos de los estándares modernos, pero la respuesta sísmica en la mayoría de las áreas es buena y útil para mapeo e interpretación regional.



La sísmica 3D, por otro lado, no está muy distribuida en el *offshore*. La primera sísmica 3D exploratoria en el *offshore* fue registrada por YPF y sus socios en los años 2004-2005 en la cuenca de Malvinas. Desde entonces se han registrado a la fecha más de 5000 kilómetros cuadrados de datos de sísmica 3D.

En la actualidad, más de cien pozos exploratorios han sido perforados en el *offshore* de la Argentina. La mayoría de las campañas de perforación tuvieron lugar en ciclos cortos; uno, a principios de los setenta; otro, a principios de los ochenta, en esta caso más intenso; el tercero, también en los ochenta y otro durante los noventa. Además, actualmente se está desarrollando otro ciclo exploratorio.

El *offshore* de la Argentina tiene una significativa historia con inversiones exploratorias, no puede considerarse un territorio inexplorado, especialmente su plataforma continental. No obstante, varios factores genéricos respaldan una exploración adicional en el margen continental como por ejemplo, que la mayoría de las campañas de perforación se focalizaron en la Cuenca Austral, la única cuenca productiva: luego, la tecnología sísmica 3D, que permite identificar nuevos prospectos exploratorios *plays* o prospectos exploratorios más sutiles; por último, que los *plays* de aguas profundas nunca han sido perforados.

Dado el número de cuencas existentes, el *offshore* argentino ofrece una variedad de *plays*, que van de la exploración cercana a los yacimientos hasta la frontera exploratoria.

YPF considera activos cuatro *plays*, que fueron explorados con los correspondientes socios en los últimos años. Los de aguas someras fueron perforados entre 2008 y 2009, mientras los de aguas profundas serán explorados en un futuro inmediato. Los dos de aguas someras están extensamente probados en el *onshore*, el chubutense en la cuenca del Golfo San Jorge.

Analicemos los *plays* de aguas profundas. Las cuencas Austral y Malvinas son contiguas y poseen una geología similar estando separadas parcialmente por el alto del Río Chico. La cuenca Austral tiene producción de petróleo y gas tanto en tierra como en el *offshore* mientras que la cuenca de Malvinas tiene 19 pozos perforados entre 1979 y 2004. Cinco de ellos tuvieron significativa recurrencia de hidrocarburos pero no significaron descubrimientos comerciales. Todos los pozos fueron ubicados en el flanco oeste de la cuenca, aunque su depocentro y flanco este no fueron explotados.

El pozo más cercano se encuentra a unos 100 kilómetros de los bloques donde se perforará el sondeo exploratorio en un ambiente geológico aún no investigado en la cuenca. La sísmica 3D registrada en los años 2004-2005 permitió definir una serie de prospectos de alto riesgo, dado su carácter de frontera exploratoria. El sondeo de este año se encuentra equidistante de las islas de Tierra del Fuego y de Malvinas, en profundidades de agua del orden de los 500 metros. Durante un año se colocó una boya en las aguas comprendidas por los bloques, se obtuvieron datos de corrientes marinas, oleaje, viento, etcétera, que confirmaron los registros históricos en cuanto a la rigurosidad de las condiciones para estas latitudes, algunas de las cuales son más acentuadas que las presentes en el Mar del Norte.

El último *play* está ubicado en unos 1500 metros de profundidad de agua y, si bien resulta ser el más riesgoso, posee el potencial en recursos más grande de lo conocido hasta ahora en el *offshore* de la Argentina. Consiste en numerosas estructuras enraizadas en basamento y con cierre en las cuatro direcciones, ubicadas a unos 300 kilómetros de la costa de la provincia de Buenos Aires.

Las estructuras se disponen en la intersección del talud continental con el *rift* profundo de la Cuenca del Colorado, que se dispone con rumbo este-oeste profundizándose hacia el este. Varios pozos exploratorios fueron perforados en las aguas someras de la cuenca en sus flancos sur y norte. Ninguno de ellos resultó un descubrimiento comercial.

YPF y sus socios adquirieron más de 2000 kilómetros cuadrados de sísmica 3D en los años 2006 y 2007. La interpretación de esta herramienta acaba de finalizar y resta definir la locación más óptima para la perforación.

Para ejecutar los programas exploratorios, YPF movilizó y tendrá que movilizar en la Argentina una gran variedad de equipos *offshore*. El rango de oportunidades exploradas y a explorar, ubicadas en diferentes profundidades de agua y ambientes meteorológicos, requirió y requerirá de múltiples tipos de plataformas y de barcos perforadores.

Dos de los más avanzados barcos de adquisición sísmica 3D fueron ya movilizados, entre 2004 y 2007, para adquirir cerca de 5000 kilómetros cuadrados de sísmica. YPF y sus socios han llevado a cabo la campaña de perforación de aguas someras en el marco de altos índices de seguridad para todo el personal involucrado, tanto empleados como contratistas. Este compromiso con altos estándares de seguridad continuará con la campaña de perforación en aguas profundas. Los procedimientos de seguridad para las actividades *offshore*, protocolos y módulos de entrenamiento ya se encuentran activos y continuarán siendo desarrollados en la campaña venidera.

Jerónimo Valenti, Pan American Energy

El inicio exploratorio en la parte costa afuera del Golfo San Jorge comenzó en lo que se denominó el año geofísico internacional, entre el 57 y 58. Hubo un impulso importante a nivel mundial para desarrollar y estudiar las plataformas continentales y los estudios antárticos.

En ese año, la Argentina participó activamente y, en un período que va desde 1957 hasta 1961, hubo un proyecto conjunto entre la Universidad de Columbia y el Servicio de Hidrografía Naval, que realizó estudios de

refracción sísmica y estudios de relevamiento magnético, se definieron pautas y los límites, de alguna forma, de lo que es el *offshore* de la Cuenca del Golfo San Jorge.

Posteriormente, hubo un *impasse* por unos ocho años hasta que en 1969, a través de una licitación internacional de acuerdo a la ley 17319, se adjudicaron 5 bloques a 4 compañías. En paralelo, el bloque tres era operado por YPF, que en el primer período de exploración realizó una intensa campaña sísmica en la que definió un grupo de estructuras y pasó al siguiente período exploratorio, con algunos ensayos de petróleo, pero ninguno con posibilidad de desarrollo comercial.

Entre 1977 a 1982, simultáneamente, Shell perforó dos pozos que, si bien no estuvieron dentro de la cuenca del Golfo sino más ubicados en la plataforma continental argentina, los mencionamos porque están ubicados en esas latitudes. Luego fueron abandonados. El último período exploratorio o de perforación en el Golfo se remite ya a 1992 y a la actualidad.

En 1992, con el proceso de privatización de YPF, se le adjudicaron dos bloques: el centro Golfo San Jorge Marina Norte y el Marina Sur, que son los dos que están en línea llena.

YPF realizó una intensa campaña de registración sísmica en varios periodos y adquirió alrededor de 5000 kilómetros de sísmica, toda 2D, más un pequeño relevamiento de sísmica 3D. La empresa culminó toda esta etapa de prospección con la perforación de los cuatro pozos del

proyecto Aurora. En conclusión, si bien la Cuenca del Golfo San Jorge tiene casi 40 años de historia de perforación, se podría considerar aún constituye una cuenca que subexplorada.

Pan American Energy, en el proceso de extensión de sus concesiones, negoció con las provincias de Chubut y de Santa Cruz. Se le adjudicó un bloque de unos 9000 kilómetros cuadrados, que se extiende a lo largo de ambas provincias.

Como consecuencia de esta adjudicación, la compañía tiene un compromiso de unos 80 millones, sus socios son la Compañía Petro-minera (Chubut), con un 10% de participación y la Compañía Fomicruz (Santa Cruz) con otro 10%.

En condiciones de agua, todo lo que es el Golfo San Jorge está en una profundidad de agua que va desde los 20 metros a los 100 metros máximo, o sea, aguas someras.

Conforme a la ley 17319, nuestro primer período exploratorio abarca cinco años. Hoy creemos que el compromiso de 80 millones será superado con holgura. La etapa en la que estamos actualmente, con nuestra adquisición de sísmica durante 2009, estamos finalizando el procesamiento. Hemos recibido recientemente el procesamiento *fast track* y aguardamos recibir el procesamiento *prest track* para comenzar con la interpretación más de detalle.

Sobre sísmica, este proyecto tiene una de magnitud interesante con mucha expectativa, ya que sabemos que en Cerro Dragón existen más de 30 yacimientos. Con una

sísmica de esta magnitud estará la alternativa de un portafolio de prospectos interesantes para poder perforar. Al momento de decidir la ubicación del polígono, se priorizó la presencia de roca madre en el sector, sumado a la alta productividad.

Una vez definido el sector donde se registraría la sismica, el siguiente punto fue determinar con qué parámetros trabajar y qué diseño de sísmica realizar. Para el diseño se utilizaron ocho *streamers* sólidos, que tenían unos 6000 metros de longitud, y la utilización de un *offset* largo de 6000 metros. Esto permite tener una buena calidad en la migración, en la ubicación de las estructuras, una reducción en las múltiples que genera la presencia del agua y una buena calidad para hacer procesamientos especiales.

En cuanto a las estadísticas, la sísmica se registró, entre agosto y octubre de 2009, en una operación que fue exitosa y en la que se pudo reducir los tiempos estimados. Una vez terminado el procesamiento sísmico este año, se concentrará la interpretación del modelo geológico y de la sísmica, con un plan para estar en condiciones de perforar hacia el segundo semestre del 2011.

Rodrigo García Berro, Total Austral

La historia del bloque cuenca marina Austral 1 se puede dividir en tres etapas, con inicio en los años ochenta.

La primera década fue un período de exploración y delineación, principalmente, con una gran campaña de YPF entre 1981 y 1983, cuando se perforaron alrededor de

40 pozos con un porcentaje de éxito de arriba del 80%. Durante esa década se descubrieron los grandes yacimientos *offshore* de gas, que son principalmente yacimientos de Carina, Fénix, Megapléyade y Aries.

Los yacimientos de gas son casquetes gasíferos que tienen anillos de petróleo de espesor variable, relativamente chicos para lo que es un desarrollo *offshore*; y además de estos yacimientos de gas se descubrieron en esa época algunos yacimientos de petróleo de subsaturado, entre ellos, el principal Hidra.

A partir de 1989 se inició la segunda etapa de este bloque, que fue el momento de producción de crudo, que duró durante todos los años noventa. En ese momento todavía la demanda de gas y el transporte en San Martín no era suficiente como para desarrollar los yacimientos de gas que habían sido descubiertos en la década anterior.

Total Austral comenzó sus operaciones *offshore* en el 89 con Hidra. La producción inicial de Hidra fue alrededor de 5000 metros cúbicos día y se instalaron las dos plataformas centro y norte, que están a unos 12 kilómetros de la costa.

Además, Total y sus socios construyeron la planta de Río Cuyen, una planta de tratamiento del petróleo. El yacimiento de Hidra tiene inyección de agua, tiene gas *lift* para poder producir, ya que en esta zona cualquier otro método artificial es complicado y demandaría una logística difícil de obtener en la Cuenca Austral. Por esta razón, la mayoría de nuestros yacimientos de petróleo tienen gas *lift* para su producción.



Esta década de los noventa tuvo varias etapas. El inicio fue Hydra, alrededor de los años 1996 y 1997. Se hizo una gran campaña de perforación de pozos desviados y de largo alcance, hasta se obtuvo el récord mundial de largo alcance, en un pozo llamado Cuyen Norte, donde se alcanzó un *departure* de 11,2 kilómetros.

Esa etapa permitió retomar la producción de petróleo con varios pozos, que había declinado después del inicio de Hydra.

La tercera etapa del desarrollo del petróleo se conformó con los primeros y únicos pozos submarinos que existen en el país. Se trata del yacimiento Argo, que está conectado con la plataforma de Hydra centro.

Esas dos cabezas de pozo siguen produciendo actualmente y se instalaron alrededor del año 1999. A partir de ese año, al terminar el desarrollo del petróleo, se empezó a vislumbrar que con la producción del yacimiento Cañadón Alfa -que se encuentra en esta zona y que había pasado a operación total en 1991- no iba a alcanzar para seguir suministrando la demanda de gas ligada a la capacidad de transporte del San Martín y a los contratos que en ese momento existían y los futuros con la usina de Metanex en Chile.

Entonces, para fines de los noventa, se inicia la tercera etapa de este bloque, que es el desarrollo de gas, con el lanzamiento en 2001 de Carina-Aries. El desarrollo de Carina-Aries se lanza en octubre de 2001 con dos plataformas, una en Aries y otra en Carina; tres pozos en Aries y la perforación de tres pozos en Carina. Uno de ellos se perdió durante la perforación. Se aplicó la tecnología del flujo multifásico, la tecnología de los pozos de largo alcance completados de gran diámetro, sumados al hecho de haber desarrollado estos yacimientos con plataformas inhabitadas, íntimamente ligados con todos los problemas de logística, y de la hostilidad del mar y del clima en Tierra del Fuego.

El proyecto Carina-Aries se lanzó en una época bastante complicada. Consistía de tres contratos principales: el primero, firmado en octubre de 2009, era la instalación y construcción de las plataformas y de las líneas submarinas.

El segundo contrato preveía las instalaciones *onshore*; y el tercero, la perforación de los pozos. Con la crisis de fines de 2001 y la devaluación a inicios de 2002, los precios del gas se dividen por cuatro. Total Austral y sus socios decidieron continuar con lo que había sido la firma del contrato de la instalación *offshore* y de construcción

offshore, pero esperar para la perforación y la construcción *onshore*.

Finalmente, en 2003, se relanza el proyecto Carina-Aries e inicia su producción en 2005. Se instala la plataforma de Carina y, a mediados de 2005, se inicia la producción durante seis meses, hasta que entró en producción Aries.

La apertura de Carina se retrasó por el hecho de que se cortaron las exportaciones a Metanex en 2007: alrededor de 5 millones, que eran exportados para Chile, quisieron entrar en el Gasoducto San Martín: no había capacidad suficiente para todos, por eso la demora de Carina.

Por el momento, la plataforma de Carina se encuentra cerrada, aguardando a que se terminen las ampliaciones del San Martín, que esperamos que suceda en los próximos meses.

En cuanto a las tecnologías principales que se utilizaron en estos desarrollos, principalmente Carina-Aries, consisten en un *tubing 9 5/8*, que permite una productividad de pozo muy alta. Para aprovecharlo, se instalaron pozos con una completación muy grande. En ese momento, al menos para Total, fue una primicia en el mundo. Los pozos de Carina, por la friabilidad de la roca, se tuvieron que completar con un *open hole gravel pack*, para evitar la producción de arenas.

La segunda tecnología que se utilizó en estos dos desarrollos fue la del transporte multifásico. Todos los efluentes que salen del pozo entran directamente en el caño de 24 pulgadas. Para llegar a tierra, se les inyecta monoetilenglicol que viene por una *pigi gate* desde tierra. El monoetilenglicol se regenera en tierra, se envía hacia plataforma y se inyecta para poder inhibir los hidratos. En tierra hay *slug catcher* para recibir los bolsones.

Por otro lado, las plataformas cuentan con la posibilidad de lanzar esferas para sacar el líquido que queda en la línea. También se utilizan plataformas inhabitadas, que obtienen únicamente dos o tres pozos productores de gas y son muy simples. Eso permite tener la menor cantidad de viajes posibles hasta la plataforma en un clima que es realmente complicado.

Las plataformas tienen un control a distancia desde tierra, únicamente para controlar la producción o cerrarla. Por otro lado, para lo que es la medición, se instalaron medidores multifásicos en cada pozo. El costo anual de estos medios logísticos es de alrededor de 30 a 35 millones de dólares anuales para poder operar todo el sistema.

Mesa redonda: Gas de formaciones de baja permeabilidad - *tight gas*

Moderador: Eduardo Barreiro

Se analizaron las condiciones necesarias para incentivar la exploración y producción de *tight gas* en la Argentina. También se repasaron las condiciones económicas y técnicas para requeridas. Se contó con las opiniones de representantes de empresas, del Estado nacional, y se mostró la posición de las provincias.

Rubén Etcheverry, Gas y Petróleo de Neuquén

Más de la mitad de la matriz primaria energética ar-



gentina es el gas. A su vez, más de esa mitad proviene de la Cuenca Neuquina. Tanto en la Argentina como en Neuquén en particular, las reservas y la producción han caído en los porcentajes y números. Para un yacimiento convencional se generan impuestos altos, inversiones requeridas, necesidad de inversión tecnológica y mantenimiento de puestos de trabajo, lo que suele importar muchísimo a los estados, tanto a los provinciales como al nacional. Si eso se compara con la importación de energéticos, vemos que la generación de impuestos es nula, y más que inversión la consideramos un gasto.

En cambio, los yacimientos no convencionales generan impuestos altos, más allá de las exenciones para, de alguna forma, no castigar el riesgo. Aún así, en toda la etapa del desarrollo y de la producción existe una alta generación de impuestos, la inversión que se requiere es muy alta, lo mismo con la tecnología que se necesita. La generación de puestos de trabajo, en función, sobre todo, de la cantidad de pozo perforados que se necesitan en este tipo de actividad, es alta durante todo el desarrollo y por tiempo más prolongado que los yacimientos no convencionales.

Si vemos brevemente cuáles son las condiciones que en Estados Unidos lograron una revolución de lo no convencional, la diferencia está en toda la remuneración del costo de capital y rentabilidad. Lo que comenzó a ocurrir fue la posibilidad de recuperar el capital e inclusive generar rentabilidad. Eso hizo que gran parte de las plantas de regasificación en Estados Unidos estén hoy subutilizadas, y que también hayan bajado los precios internacionales del GNL, puesto que Estados Unidos es un gran convencional.

Estas son las condiciones de precio y mercado que se necesitan si queremos emular a Estados Unidos y a Canadá, que son los dos países que han avanzado muy fuerte y agresivamente en el gas no convencional.

La situación de la Argentina presenta cuencas con formaciones de *tight* y *shale gas* y muy poco carbón. Hay,

también, una regulación que fue creada en todas las instancias, salvo excepciones, para yacimientos convencionales, porque no estaba contemplado otro tipo de actividad.

Existe una red de gasoductos muy importante y con capacidad. El país tiene una alta demanda, creciente y con un gap creciente también. Los precios habituales, también con algunas excepciones, son insuficientes para este tipo de actividad. Si bien hay varias cuencas, se trata básicamente en la del Noroeste y en la Neuquina. Respecto de la regulación, todo se basa, inclusive las nuevas normas provinciales, en una legislación del año 1967, que fue muy sabia y que permitió el desarrollo, pero que queda corta en algunas cuestiones.

Actualmente, para un yacimiento convencional se requieren quizás nueve años de exploración en tres períodos. No habría problema en hacerlo si el canon de explotación se pagara en la etapa ya de producción, pero hay un problema de reversión si lo quieren mantener en el primer período.

Entonces, para avanzar hace falta una adecuación de toda la normativa, tanto a nivel nacional como provincial. A medida que sigan depletándose los yacimientos y bajando la producción, va a haber capacidad ociosa. Hay una red más que desarrollada, tanto en la Cuenca Noroeste como en la Cuenca Sur -y en Cuenca Neuquina sobre todo- con lo cual existe el mercado y existen las condiciones por lo menos de infraestructura disponibles.

Al tratar el tema de los precios, estamos llegando a unos promedios cercanos a los 2 ó 2,5 dólares por millón de BTU. Existen situaciones paradójicas creadas por esta normativa actual, donde el precio es más bajo como remuneración al productor en invierno que en verano. Creemos que también, en cuanto al tema precio, debe haber una adecuación de las condiciones para que esto pueda ser posible. Sin embargo, se vieron algunos avances. Han habido estudios y pruebas piloto y compromisos de inversión. Empiezan a haber algunas soluciones específi-

cas y también algunas iniciativas sobre modificaciones de las normas y de las condiciones o del contorno para esto. Hay precios crecientes, tendencias crecientes a boca de pozo y proyectos puntuales de Gas Plus que también tienen estos precios, 2 ó 5 dólares. De alguna forma, aparece una tendencia que nosotros llamamos algunos avances.

Se recibieron propuestas muy interesantes destinadas a *tight* y *shale gas* en las dos rondas licitatorias que se hicieron de gas y petróleo el año pasado, garantizadas con un 100% del compromiso de inversión. En total, entre convencional y no convencional, han sido unos 80 millones de dólares. Por parte de los productores o de los nuevos operadores, han comenzado a hacer planes de inversión garantizados en yacimientos no convencionales en la provincia de Neuquén.

En cuanto a las resoluciones específicas, la resolución de Gas Plus genera, para algunas situaciones particulares, condiciones especiales de mejor precio. Se anunció recientemente un acuerdo de *shale gas*, que se estaría por firmar entre la provincia de Neuquén, el Ministerio de Planificación y las empresas productoras y el Sindicato de Gas y Petróleo de Río Negro y Neuquén. Si se continúan dando estas condiciones, tenemos que estar preparados, desde el punto de vista de las autoridades, de las empresas, las empresas de servicio, la gente capacitada y entrenada.

En un yacimiento no convencional, que precisa largos períodos (de más de 30 años), se necesita una norma que le garantice a los inversores más que subsidios y más que incentivos. Se necesita estabilidad. Pretendemos que se remunere de la misma forma que se está remunerando hoy, con los mismos precios a un precio ponderable.

A modo de conclusión, creemos que ya se han dado los primeros pasos, falta tomar decisiones firmes y entre todos los actores. Separadamente va a ser muy difícil e infructuoso. Con muy pocas medidas más, el desarrollo de estos yacimientos va a convertir el futuro de la actividad en el país.

Telmo Gerlero, Pluspetrol

Hablar de recursos significa que todavía no tenemos toda la tecnología para poder desarrollarlos, para poder transformarlos en reservas y, en muchos casos, tampoco tenemos los precios adecuados como para ponerlos en el mercado o a la venta.

En 2006 no podíamos decir cuánto gas teníamos in place. Ahora tenemos algunas aproximaciones del gas del yacimiento Centenario. Éste se encuentra ubicado en la Cuenca Neuquina, a escasos kilómetros de la ciudad capital de Neuquén. Es uno de los pocos yacimientos de la Argentina que está en tres ejidos municipales: Plottier, Centenario y Neuquén, muy cerca de las poblaciones urbanas.

En el mapa estructural, tiene un cierre contra fallas principales y después está todo fallado; con distintos compartimentos, bastante heterogéneos, y con comportamientos diferentes en cada uno de ellos.

Así, Lajas es un reservorio que tiene producciones de gas y de petróleo, que es la parte más vieja, descubierta hace mucho tiempo por YPF. Pluspetrol lo está explotando desde 1977. Desde entonces se ha desarrollado y se ha aprendido mucho para luego empezar a aplicar tecnologías.



La contra de perforar en la parte más profunda del reservorio, además de que todos los reservorios superiores ya están en agua, es que los pozos para perforar a más de 3.000 metros son pozos caros, profundos, con muy baja permeabilidad.

Por esta razón, al principio solamente se operaba el gas disuelto en petróleo y, a partir de la reconversión de los contratos, se empezó a operar también la parte de gas. Hechas todas las facilities correspondientes y las ampliaciones de planta, se pudo llegar hasta 5 millones de metros cúbicos de producción.

Hoy produce 4 millones de metros cúbicos por día, de los cuales el 25% de la producción todavía está en alta presión.

Por otro lado, doce años desarrollando la parte profunda de Moyes permitió conocer mucho y probar muchas tecnologías. La formación Moyes tiene todas las características de un reservorio *tight*. Necesita ser estimulado, tiene permeabilidades muy por debajo de 0,1, diría 0,01 milidarcy. No produce agua, (lo no quiere decir que los reservorios *tight* no puedan llegar a producir agua). Hay algunos reservorios *tight* en Cotton Valley, en Estados Unidos, donde hay una producción de agua e incluso se puede hacer hasta una simulación del acuífero.

Aún falta conocer bien, en función de las estimulaciones al economizar el pozo, los caudales iniciales de declinaciones, los cambios en la perforación, el distanciamiento óptimo, la logística del proyecto. Las amenazas implican no tener un precio de gas adecuado para el desarrollo de nuestros recursos. La incertidumbre en el precio de gas, la incertidumbre en el precio de los materiales y de los costos de servicio y las demoras en la maduración de este proyecto van a empezar a competir con el vencimiento del plazo de los contratos.

Miguel Lavia, Apache Argentina

La demanda energética va a ir en aumento. Por eso, los grandes demandantes de gas, y los que tienen la posibilidad de hacer desarrollos de gas no convencional, están totalmente abocados a esto.

La reserva total estimada para el gas no convencional es del 784 mil TCF, donde el 95% corresponde a los hidratos. Luego, corresponde un 2% al *shale gas*; un 1,2% al *coalbed*; al *tight gas*, un 1% y otro 0,6% a otros recursos.

Si analizamos el gas no convencional, el *tight gas* es un depósito de gas continuo, generalmente denominado *Base Center*, donde hay una continuidad en esos reservorios de muy baja permeabilidad. Mientras que el *coalbed methane* y el *shale gas* tienen en común que la misma roca reservorio ha sido la roca generadora. En el *coalbed*, el gas absorbido en el carbón está generalmente inundado por agua y requiere el drenado y la despresurización.

En el *shale gas*, el gas está absorbido en la materia orgánica y puede producirse a través de sistemas de fracturas naturales.

Para *coalbed methane*, es en la roca madre y roca reservorio donde está alojado. En general son someros, de 200 a 500 metros de profundidad, pero también hay explotaciones hasta 1.500 metros, es un gas seco. Tiene, generalmente, entre un 92 y un 95% de metano, algo de etano y de propano, un 2% de nitrógeno, un 1% de dióxido de carbono y algo de vapor de agua. Absorbido y almacenado, en la superficie de los poros y en las fisuras tiene la capacidad de almacenar mucho gas en relación a su volumen. Algunos reservorios requieren extracción de agua y otros no.

La curva de desorción comienza cuando comenzamos la explotación del yacimiento. Se comienza con el drenado del agua. La presión en el yacimiento va disminuyendo, hasta el momento en que se llega a la desorción crítica. A partir de ahí, se continúa extrayendo el gas de metano, hasta que se llega a la presión de abandono en 100 libras. Esa diferencia en el contenido de metano en el carbón es lo que puede recuperarse como máximo.

Hay muchas posibilidades de explotación del *coalbed methane*: hay pozos verticales, pozos laterales, pozos horizontales, etcétera. Las reservas, los recursos de este gas en el mundo, son de 9240 TCF calculados aproximadamente. Las permeabilidades son muy variables, y de acuerdo con eso podemos tener distintas productividades por pozo.

Las posibilidades de gas de carbón en la Argentina están en el orden de los 4 TCF. El área del sur de la provincia de Santa Cruz es una de las mayores posibilidades, también el sur de Neuquén, el oeste de Río Negro y el norte de Chubut. Asimismo, la zona norte del carbónico, en las provincias de San Juan, La Rioja, y el noroeste de San Luis, con mayor potencial. Otros autores no han reflejado números, pero también le asignan posibilidades a Salta, Jujuy y Tierra del Fuego.

En cuanto a las explotaciones de *tight gas*, y concretamente de Gas Plus en la Cuenca Neuquina, que desarrolla Apache, la superficie de la concesión en esta cuenca es de 1 millón 100 mil acres. La producción de gas, de 3 millones y medio, de los cuales prácticamente la mitad es Gas Plus. Se generan 1300 metros cúbicos por día de petróleo, 400 de LPG. Hubo una intensa actividad en 2009 que sigue en 2010, con cuatro y cinco equipos de perforación trabajando,

dos o tres equipos de terminación, de acuerdo con la época del año. Para el resto del año están previstos unos 40 pozos nuevos, de los cuales la mitad corresponde a Gas Plus.

En caso de descubrimiento, es muy significativo el desarrollo de la infraestructura que hay que realizar. Como referencia general, las profundidades están entre 2400 y 3400 metros. Precuyo y basamento son los reservorios de muy baja permeabilidad, entre 0,01 y 0,1 milidarcy, con porosidades entre 5 y 4%, hasta 11 espesores útiles, entre 15 y 90 metros. Hay mucha variabilidad en la estratigrafía y en las calidades. Por supuesto, se necesita fracturar todos los pozos. Son pozos profundos, complicados, necesitan fracturas de entre 3 y 5 millones de dólares. Como desafíos generales -que todas las compañías estamos afrontando- se trata de importantes espesores de reservorio con calidades muy variables, sistemas de posición complejos, rocas heterogéneas y anisótropas, multicapas difíciles de determinar el espesor útil, la saturación de agua, ni hablemos del área de drenaje.

El proyecto de Estación Fernández Oro, localizado en Río Negro, posee una profundidad de hasta 3900 metros, tiene 12 pozos activos y produce 200.000 metros cúbicos por día. Están planeados otros 12 pozos más, que ya estamos perforando. La inversión realizada es de 54 millones. El próximo paso es de 55 millones de dólares.

En Anticlinal Campamento, de gas seco, también de precuyo y basamento, tenemos hasta 3900 metros, hay seis pozos en producción, indudablemente más complicado. Se producen 110.000 metros cúbicos por día y se invirtieron 25.400.000 de dólares. Para una segunda etapa se requerirán casi 33 millones de dólares. Los pozos activos en total son 43; las profundidades van entre 2700 y 3800 metros. Los caudales actuales están en el orden de 1.400.000.

Según el plan de inversiones, están previstos para este año 20 pozos de Gas Plus, específicamente. Llegaríamos a los 63 pozos. El año pasado se invirtieron 50 millones de dólares; este año la inversión total rondará los 173 millones de dólares para la cuenca, con más de la mitad referidos al Gas Plus. El objetivo es continuar con el desarrollo de Gas Plus, pero también focalizar las inversiones en exploración, en reemplazo de reservas de petróleo y gas, en implementar proyectos de recuperación secundaria manteniendo los estándares de seguridad y medio ambiente.

En cuanto al manejo de reservas, ya con muchos pozos realizados se obtuvieron correlaciones. Una vez que se perfora el pozo, inmediatamente llega la pregunta de los directores: "¿qué reservas tienen?" Dada esa demanda insistente, hemos estado desarrollando muchas correlaciones, donde podemos dar *early production indicators*.

Tenemos algunas relaciones y una primera estimación de las reservas. Estamos usando *retransient* análisis: usamos las presiones en boca de pozo, que es el dato que tenemos. No tenemos mediciones en fondo sino en boca. Los caudales de producción con relativamente pocos datos pero con un *matcheo* de curvas: las típicas son de *blazing*, pero hay un *set* de curvas, que nos da una idea del gas *in place*, del UR, de recuperación final, del factor de recuperación del área -si tenemos bien definido el espesor- la permeabilidad y también de la extensión de la fractura. Así, podemos chequear lo que estamos viendo con los simuladores de fractura.

El éxito geológico siempre lo tenemos, especialmente en central base como es el *tight gas*. En el éxito económico las chances son bajas. Las inversiones en estudios, perforación, terminación y facilities son significativas y van en aumento, como hemos visto, incluyendo costos operativos. Las condiciones de mercado, con precios competitivos, saldos de importación, como fueron mencionados anteriormente, realmente pueden abrir muchas oportunidades de desarrollo. Los volúmenes, ahora tenemos cada vez más certezas de que en el gas no convencional son muy grandes, en comparación de los volúmenes remanentes de los reservorios convencionales. Esto puede ayudar mucho a ir llenando el *gap* entre la oferta y la demanda.

Mikel Erquiaga, YPF

Los proyectos de *shale gas* todavía no han sido aprobados en la Argentina. El contexto actual es de una demanda de gas creciente y el gas no convencional se presenta como la alternativa más viable en este momento, para suplir toda la falta de gas convencional.

Los reservorios de gas no convencional son los que pueden llegar a ser producidos solamente aplicando tratamientos de estimulación o procesos especiales de recuperación. El *shale* en este caso, es todo, es la roca madre, el reservorio, la trampa y el sello, por eso dicen que es un yacimiento de todo en uno. Dentro de estos *shales*, el gas se encuentra de dos maneras. La importancia es creciente debido a los grandes volúmenes de gas que se encuentran contenidos en el *shale*, sobre todo, por la rápida evolución tecnológica que ha permitido maximizar los caudales y las acumuladas por pozo.

Son places de bajo riesgo geológico y los riesgos principales son la tecnología y todos los aspectos financieros. El éxito de estos proyectos radica en un eficiente estilo operativo y una planificación muy exhaustiva. Este *play* podría suplantar el declino natural de los *play* gasíferos convencionales, de hecho, Estados Unidos ya lo está haciendo.



Para tener un *sweet spot* de *shale gas* se necesita, primeramente, riqueza orgánica, carbón orgánico total mayor del 2%, un espesor y una extensión areal suficientes, acres grandes, madurez térmica, con una resultante mayor de uno, si es posible un poco más y capacidad de absorción del *shale*.

La presencia de líquidos puede dificultar el flujo de gas. Por lo tanto, es mejor buscar zonas muy maduras, con rocas madre tipos 1 y 2. Evitar las rocas madre tipo 1 y 2. La madurez también condiciona el flujo de gas. A mayor madurez, mayor flujo de gas. El gas se puede presentar en la roca de dos maneras: como gas libre, en los poros y fracturas, que es el primero que se produce: o como gas absorbido, que es el que se produce en el tiempo, a lo largo de los años, cuando el gas se va desorbiendo.

La riqueza impacta directamente sobre la capacidad de absorción y por tanto, sobre el flujo del gas. Las fracturas naturales son clave en la producción pero en los estadios finales, a partir del mes 30 ó 40 de la producción, cuando entra en juego la desorción. Aproximadamente, el 50% del gas está entrampado como gas libre, que se produce en los primeros momentos. Es importante la fracturación

tectónica. El otro 50% está como gas absorbido y es producido al explotar el yacimiento. Se incorpora a la producción en el tiempo.

El *shale gas*, después del descubrimiento del petróleo, está constituyendo una fuente de energía muy importante, al menos en los Estados Unidos. La producción empezó a fines de los ochenta, aunque el primer pozo es de 1821. En Canadá empezaron a producirlo en el 2005; China comenzó el año pasado, y en Europa, India, Australia, Argentina ya se ha comenzado a visualizar el *shale* como una fuente de gas.

YPF comenzó a estudiar el *shale gas* en 2007. Los proyectos, pilotos o no, tienen unos objetivos y unos retos. Antes de arrancar un proyecto de este tipo, hay que determinar el grado de fracturabilidad de la roca, implementar una tecnología innovadora de estimulación por fractura, y probar la productividad de los pozos verticales versus horizontales para quedarse con el mejor de los escenarios.

A falta de datos y sin otra cosa adelante, lo único que podemos hacer es estimar, y se puede estimar a partir del TOC, a partir de la petrofísica o a partir de ecuaciones de free gas. En los Estados Unidos, algunas estadísticas indican que el gas *in place* fluctúa entre 30 y 140 BCF por sección, una unidad que equivale a un volumen de roca.

En cuanto a la caracterización geomecánica, lo que define un buen *shale*, desde el punto de vista de la geomecánica, es que debe ser poco arcilloso, en contra de lo que es su definición y, *a priori*, frágil, fracturable.

Desde el punto de vista operativo, el desarrollo este tipo de *play* se puede asimilar al desarrollo de una actividad industrial, tipo factoría, que lo único que tiene que cuidar es la optimización de la ecuación costo-beneficio. Las tecnologías que involucra son perforación horizontal y el *multi stage fracturing*, que están probadas. Pero la ejecución de estos tratamientos tiene una dispersión muy amplia de los costos y de la eficiencia operativa. El éxito económico de este tipo de *plays* requiere definir una metodología de estimulación, ejecución y completación óptima, y ejecutar esa definición de manera económica.

Los objetivos principales de la estimulación de un *shale* consisten en contactar la mayor cantidad posible de área de un reservorio, para asegurar una buena performance productiva, contener el área de la fractura y no extenderse por arriba ni por debajo. Crear un patrón de fracturas geométrico y predecible, para poder desarrollarlo de manera consistente con *recoveries* optimizados. Y luego, optimizar ese diseño. Como son recursos no convencionales, hablamos de soluciones no convencionales. No podemos utilizar las mismas tecnologías de toda la vida sino que requiere la mejora tecnológica. Para estimular eficientemente un *shale* es crítico conocer la orientación de las fracturas naturales y también el campo de fuerza regional.

Como todo recurso no convencional, las productividades iniciales y los EUR son limitados. Es necesario perforar muchísimos pozos. En los Estados Unidos hubo dos factores que contribuyeron a hacer del *shale* una fuente económicamente viable. Primeramente, los avances en la perforación horizontal, la fractura hidráulica, que mejoraron la productividad. Luego, un incremento los precios del gas, muy importante también.

En 2003, Alberta no pudo igualar la demanda del gas

en Estados Unidos, entonces los precios del gas subieron en ese país. Y de un Henry Hub de cuatro se pasó valores de hasta 14, en el año 2005. Con la crisis todo eso cayó hasta dos. Igualmente, el desarrollo de fracturas de tipos de *stage* y pozos horizontales se inicia en 2003, y es lo que ha disparado el desarrollo del *shale*. En la Argentina debería apostarse a aplicar la curva del *know how* y aplicar las nuevas técnicas en boga en el mundo en la actualidad.

Lucas Gumierato, Secretaría de Energía

El proyecto Gas Plus nació a partir de la verificación sobre la disponibilidad de gas en producción y reservas, ya que era necesario incentivar una mayor producción y la incorporación de nuevas reservas. En realidad, se trata de trasladar recursos a las reservas, creando un marco que permita considerar como reservas a algunos recursos de los cuales se viene teniendo conocimiento.

Las principales consideraciones del programa están planteando la necesidad de alcanzar una mayor producción de gas, pero no por aceleración de la producción, sino por la incorporación de nuevas reservas, es decir, aumentar la producción a partir de la relación reservas-producción, con prioridad de la inversión en yacimientos con marcado potencial gasífero, más una política de precios acorde a esos objetivos y premisas. Es decir, hay una necesidad de un nuevo marco para desarrollar inversiones de recursos no convencionales.

El marco normativo en el cual se desenvuelve este programa se encuentra originalmente en la resolución 94 de 2008; en la resolución 1031 también de 2008 y en la famosa resolución "Gas Plus 3" de 2009. Esta serie de normas se dieron por el *feedback* que hubo entre la Secretaría y las propias empresas, el Instituto mismo, para adecuar las resoluciones a los requerimientos de la industria sobre lo que hacía falta para llevar adelante todo este programa.

La primera resolución, la 94, establece un programa de incentivos como una política nacional por sobre jurisdicciones de dominio de los recursos, con objetivo en la producción de gas. Estaba especificada para aquellas empresas que fueran firmantes del acuerdo con productores del año 2007. Estaba orientada a proyectos que se caracterizaron como *tight gas*, o que resultaran descubrimientos de nuevos yacimientos gasíferos y la reactivación de yacimientos actualmente no productivos, pero que no estuvieran en producción por cuestiones tecnológicas o económicas, no por otro tipo de cuestiones que no sean económicas. Garantizaba la disponibilidad de sus mayores volúmenes, a un precio acorde a los esfuerzos exploratorios en relación con las inversiones.

Se analizó el esfuerzo para llevar adelante las iniciativas y, a partir de eso, se reconocieron los proyectos y se determinaron los precios para la comercialización de este gas. Este gas no estaba considerado dentro del volumen acordado en 2007 por cada uno de los productores, ni tampoco estaba sujeto a los precios que se convinieron. El precio está relacionado con el esfuerzo realizado, permitiendo la rentabilidad. La Secretaría no fija ningún tipo de precio, sino que da la libertad al productor de conseguir al demandante: simplemente se analiza para tener un seguimiento de la razonabilidad de lo negociado y la potencialidad de salir a buscar nuevos compradores.

Posteriormente, la resolución 1031, la primera que modifica el Gas Plus, consideró ciertas particularidades para aquellos productores firmantes. Esta normativa permitía que, a aquellos productores firmantes del acuerdo que no lograron cumplir lo acordado pero que demostraron haber hecho los esfuerzos necesarios, se les reconociera la potencialidad de Gas Plus para los desarrollos que presentaran. Sin embargo, había una condición: se debía acreditar un 20% más de producción diaria promedio registrado en el total de las concesiones con respecto del año anterior. Este punto resultó del *feedback* entre empresas productoras, la Secretaría, EPG, una cláusula para el productor que eventualmente se redirigiera el gas producido y sea considerado como Gas Plus, se le reconocería el valor equivalente al que hubiera percibido por el contrato afectado

La última resolución, conocida como "Gas Plus 3", reconoce aquellos casos de productores que no han firmado el acuerdo, pero que sí tuvieron un comportamiento como firmantes, y entregaron una cantidad superior al 95% de su producción neta. Es decir, que se comportaron básicamente como un productor firmante, dentro de los parámetros de precio y prioridad del acuerdo.

Asimismo, al peticionante que no cumple con el compromiso de entrega pautado en el acuerdo, se le debita sólo el 85 % como Gas Plus, y el restante 15% a inyección al sistema de acuerdo con lo establecido en 2007 hacia 2011.

Básicamente, esas son las primeras modificaciones al

respecto de las condiciones. Esto es sólo el tratamiento y las modificaciones fueron sobre el tratamiento de los productores respecto de su condición de firmantes o no del acuerdo y cómo se los iba a considerar.

Los proyectos tipo *tight gas* o exploratorios no tienen ningún tipo de requisito. Cualquier proyecto exploratorio puede ser considerado dentro de Plus, sin las condiciones como firmantes con el productor o porque haya aportado ciertos volúmenes. Una condición para otorgar la condición de Gas Plus, por el hecho de jurisdicción, es que los proyectos que se presenten tienen que haber solicitado la comercialidad. Se han aprobado 31 proyectos hasta el día de hoy: Loma Negra y Apache ya tienen la resolución aprobatoria. La gran mayoría está concentrada en Neuquén, en el noroeste y algunos en el Golfo San Jorge.

Las proyecciones de producción resultan muy dispares a lo que efectivamente se está obteniendo el día de hoy. Las estimaciones de las reservas que se recibieron cuando las empresas presentaban los proyectos resultaron ser muy distintas de lo que se tiene conocimiento, por lo tanto, se está llevando adelante una revisión de las reservas que están generando estos proyectos, sobre todo los proyectos ya aprobados.

En aquellos proyectos que están análisis se está trabajando con información original. Son 47 los proyectos presentados que solicitan la inclusión de Gas Plus. Hay 31 proyectos probados, solamente 17 de ellos tienen se-



guimiento mensual de evolución. De esos, 9 proyectos fueron aprobados técnicamente en evaluación legal y económica y 7 proyectos se encuentran en análisis técnico, que es la primera etapa que atraviesan los proyectos cuando se los solicita. Al respecto, de los 17 proyectos en seguimiento se obtienen 3,5 millones millones de metros cúbicos por día, con alguna reducción en los próximos meses, porque se paran algunos pozos.

Durante el resto de 2010, con inclusión de los 31 proyectos ya aprobados, se estima llegar a los 6 millones de metros cúbicos diarios. Para 2011, la estimación de la producción llega a un poco más de 11 millones de metros cúbicos por día.

La inversión proyectada para estos 31 proyectos es de 2 mil millones de dólares. La estimación de reservas está justamente en revisión, sobre todos los proyectos aprobados.

Acerca de los proyectos en evaluación, si son aprobados se obtendrán 3 millones de metros cúbicos día para el próximo año. Se vienen realizando buenas campañas de perforación con 85 pozos ya perforados en general en el programa. El 88% de los pozos perforados y reparados resultaron productivos, lo que demuestra un éxito importante. La máxima profundidad alcanzada fue de 5826 metros. Efectivamente, existen ciertas complicaciones sobre todo en encontrar las dos partes: oferente y demandante. En el día de hoy los contratos firmados son particularmente con CAMESA. Existen otros potenciales compradores, pero se encuentra todo en análisis y ese es uno de los principales elementos que hay que considerar a futuro para el programa, uno de los principales retos para este programa.

Mesa redonda: Yacimientos maduros

Moderador: Juan Carlos Pisanú

Se trató la importancia del modelaje y de la información para aumentar el rendimiento de los pozos maduros. Se vieron ejemplos y resultados de las empresas.

Marcelo Crotti, Inlab

Siguiendo una definición arbitraria, se habla de yacimientos maduros o de secundarias avanzadas cuando no se puede seguir haciendo más de lo mismo. A partir de ese momento se dejan de hacer ampliaciones directas y se comienzan a tomar medidas correctivas o reactivas. Se hace más difícil imponer nuestra voluntad al reservorio.

Algunos conceptos primarios incluyen el desplazamiento multifásico, que implica modelar con curvas de permeabilidades relativas; los sistemas heterogéneos pueden modelarse con sistemas homogéneos equivalentes; el petróleo se desplaza hacia donde lo empuja el agua inyectada; más rápido se inyecta, más rápido se produce; el agua se canaliza por las zonas más permeables.

Frente a los yacimientos maduros, una observación que surge tras juntar antecedentes y opiniones es la de medir puntos extremos bajo todos los mecanismos de desplazamiento previstos. Construir la curva de modelado (no medirla, sino construirla) teniendo en cuenta todas las variables que afectan esa curva, aumentar la simulación numérica y grillado vertical a expensas del horizontal para tener en cuenta las fuerzas que no podemos modelar con una relativa. O sea, utilizar muchas menos celdas.

Hasta hace poco se identificaban dos formas de modelado: una, la simulación numérica convencional, basada en curva de permeabilidad relativa, que no modela adecuadamente la física del desplazamiento pero aproxima



a la realidad sobre la base de la potencia de cálculo. La segunda, la aplicación, pero implicaba usar los mismos principios y disminuir el número de celdas, agregar un poco más de física a la descripción.

Se plantea la posibilidad de hacer algo diferente a estas dos alternativas: hacer el modelado decididamente físico, donde cada parámetro o algoritmo matemático tiene un correlato geológico físico, evitar el grillado de detalle cuando se utiliza sólo como herramienta matemática y anclar al modelado los puntos que tienen historia de inyección y producción, o sea, los pozos son los únicos puntos donde realmente se interactúa con el sistema.

Lo importante es no tomar la historia de producción como una curva descriptiva de lo que pasa sino como una curva informativa. O sea, averiguar qué es lo que nos está diciendo esa curva. Cada cambio de tendencia debe tener una interpretación física. Así, de alguna forma, se usa al reservorio como laboratorio de excelencia, aunque el laboratorio convencional siga siendo útil. Se usa el reservorio para medir las cosas que no se pueden medir en el laboratorio y se integran los dos juegos de información.

En resumen, se hace un modelado geológico a través de identificación de roca tipo, se hacen mediciones de laboratorio y, una vez identificado, se determinan, entre todos los parámetros que se miden, las curvas de permeabilidad relativa. Con esto como herramienta de ajuste, se intenta reproducir la historia de producción. En conclusión, las curvas de permeabilidad relativa son una variable clave pero constituyen una herramienta matemática.

Este modelo se trabaja con el modelo geológico. El modelo dinámico implica cuáles son los mecanismos de desplazamiento y los equilibrios de fuerza en el reservorio; además, hay que hacer mediciones de laboratorio con especial hincapié en la heterogeneidad. Las mediciones de tran-

sitorio de corte de agua sólo se pueden hacer en el campo; luego, definir las estrategias que se van a utilizar, disponer de las variables básicas del sistema, utilizar trazadores para entender qué es lo que hay debajo. Con todas estas herramientas, estimar una capacidad de producción del sistema. Luego, se compara con la historia de producción disponible. No se interactúa con las variables intermedias, sino con las variables que dan origen a toda la física del proceso.

Frente a la afirmación “ninguna curva que modela la capacidad de producción únicamente como función de la saturación de agua puede describir el desplazamiento multifásico en sistemas reales”, surge que ésta no es la única variable que afecta.

La segunda afirmación: “los sistemas homogéneos no pueden modelar correctamente muchas de las características de sistemas heterogéneos” también implica un cambio porque “las fuerzas viscosas no siempre trabajan en el mismo sentido que las fuerzas espontáneas, el petróleo puede reacomodarse independientemente de nuestros esfuerzos, cosa que se nota cuando cerramos un pozo.”

Con este tipo de simulación o modelado se podría intentar reemplazar los millones de celdas de la simulación numérica actual por un modelado directo de los pozos, usando algoritmos simples. La solución analítica permitiría la interacción directa del *history matching* con el modelado físico y geológico de la trampa. Por supuesto, la solución de cada pozo y el conjunto deben ser compatibles con el modelo estático. O sea, no olvidarse de la física y la geología del sistema.

Jorge Valle, Interface

El manejo de la información en campos maduros se caracteriza por tener un volumen importante de datos recopilados a lo largo del tiempo, con distintas herramientas, con distintas tecnologías y guardando además en distintos formatos y soportes. Esto es todo un reto: además, está bastante claro que la integración de la información es fundamental.

Manejar la información requiere de algunos cuidados y suma, del otro lado, a la gente de sistemas, que proveerá las herramientas para manejar esta información. Ellos, por su formación, pueden no tener los conceptos del manejo de variables tan diversas que tiene el negocio. Entonces, es muy difícil que el hombre de sistemas pueda entender cabalmente qué podemos hacer con la información. Así se plantea un conflicto, un diálogo complicado.

La solución implica que los técnicos hagan un esfuerzo de capacitación, incorporando conceptos de bases de datos, de tablas, de diccionarios de datos, definiciones estándar.

Integrar información tiene un requisito básico, que es tener coordenadas únicas de datos a nivel de compañía, parámetros que identifican unívocamente un dato. Un pozo de petróleo tiene, en principio, cuatro coordenadas: el pozo, la fecha, la fase y la unidad. Cada una de ellas es tan importante como cualquier otra. En este caso sencillo hay bases de datos que permiten poner el nombre del pozo como coordenada y eso no está bien, porque ese pozo, además, va a tener información de perfiles, una historia de reparaciones en alguna otra base de datos. En general, cada una de estas herramientas que no están conec-

tadas maneja nomenclatura propia. Además, hay bases de datos comerciales que permiten que el nombre del pozo figure como dato junto con su fecha, unidad, valor y fase. Nunca el nombre del pozo debiera ser un identificador, deberíamos usar un identificador único consensuado a nivel corporativo y, en todo caso, los nombres deberían ser atributos de ese identificador único, que suele no estar. Éste es uno de los ejes de la integración.

Cualquier herramienta de *software* que apliquemos debe tener un identificador corporativo de cada uno de los objetos que contienen información, de modo que las demás aplicaciones que se vayan incorporando compartan esa coordenada. Este no es que este es un problema local, lo hemos visto en países desarrollados y en países subdesarrollados, más que nada en países condenados al éxito, porque sin duda es con quienes más hemos interactuado. Hemos vistos bases de datos de reparaciones donde hay una fecha cargada un 34 de abril.

Una base de datos no debiera tener unidades; hay algunas que lo permiten. A veces hay mucha diversidad de unidades en la captura de datos y algunos deciden poner el dato y la unidad en la que fue importado. Por supuesto, las interfaces tienen que encargarse de mostrar la información en la unidad que haga falta, en la que necesite el usuario, o la que necesite la Secretaría de Energía o lo que fuere.

Es necesario un enorme esfuerzo para compatibilizar la información de diferentes fuentes. Una densidad puede



aparecer escrita de muchísimas maneras pero una de ellas, gramos por centímetro cúbico, por ejemplo, también se puede escribir de muchísimas maneras. Gramos con minúscula, con mayúscula, con r o sin r, los centímetros con el tres como exponente o no. Los técnicos deberían asumir que deberían capacitarse un poco, no hablamos de una especialización, hablamos de unos cursos de pocas horas de capacitación en cómo manejar información, pensando que la información es corporativa y no personal, y que le puede servir a otra persona.

Respecto de las aplicaciones, lo que suele suceder es que alguien tiene un problema concreto, lo necesita resolver, pide ayuda al área de sistemas y, en general, el área de sistemas está absolutamente capacitada para desarrollar la aplicación que soluciona ese problema puntual. Está faltando una visión un poco más global, de alguien que conozca el negocio. En definitiva, esta actitud crítica pretende analizar cómo se puede mejorar y capacitar en el manejo de información y datos.

Ricardo Srebernic, Pan American Energy

PAE opera actualmente en la Argentina en Acambuco en el norte; Lindero Atravesado, en la Cuenca Neuquina, Cerro Dragón y Piedra Clavada-Kaike en Cuenca del Golfo San Jorge.

En Acambuco llevamos diez años de producción. Sin embargo, el área de Acambuco es muy antigua. Standard Oil, en los años 1900-1930, ya producía el yacimiento San Pedro de Acambuco. Era el yacimiento de mayor producción de ese entonces, con 10% de petróleo. Utilizaba tecnología para reinyectar el gas para mantenimiento de presión. La empresa dejó de operar allí entre 1950 y 1960. Aparecieron los primeros intentos por parte de YPF, que descubrió lo que llamamos Macueta Sur. A partir de ahí se hicieron algunos pozos adicionales y en 1979 Bridas comenzó a operar marginalmente el petróleo.

En simultáneo con ese mismo período, se hicieron muchos intentos de exploración que no están reflejados de ninguna manera en producción. Pero en 1982 y 1984 se perforaron 3 pozos. Por ejemplo, el pozo Yacuy tardó tres años en ser perforado y tuvo 12 o 13 *side tracks*. Después se perforó el Macueta 1001 y se descubrió nada menos que el yacimiento de Macueta, que tiene la continuación en Bolivia, en San Alberto y Tabú. Luego, el San Pedrito 1 se perfo-

ró en forma helitransportada y se logró descubrir gas en ese yacimiento. No así en San Antonio, que fue sin entrada.

Algunos años después apareció PAE como operador y empezó a desarrollar el yacimiento. En ese entonces se hizo la sísmica 3D más grande del mundo: 600 kilómetros cuadrados de registración sísmica, fundamental para lo que vino después: la perforación exitosa de los pozos San Pedrito 2, San Pedrito 3, San Pedrito 4 y el Macueta 1001 bis, que aportó y sigue aportando 3 millones y medio de metros cúbicos día de gas.

De modo que, si se analiza la historia, hay un gran esfuerzo exploratorio para mostrar estos resultados. Todavía existen intentos y se hacen cosas para seguir pegando esos saltos y seguir revirtiendo situaciones de producción declinante.

En caso de Koluel Kaike, la historia es parecida. Se está pudiendo poner algunos pozos en el valle, que son exitosos y que alientan a pensar que, por ahora, tenemos la respuesta en gas. Cuando tengamos las instalaciones adecuadas y sigamos en la buena senda, podremos dar un saltito hacia arriba y mantener de nuevo la base. Estos yacimientos con declinación son los que soportan el principal activo de Panamerican, que es Cerro Dragón.

Esta locación es el caso más exitoso de la empresa e implica haber duplicado la producción en un período de 10 años, no solamente en petróleo sino también en gas y recuperación secundaria. Obviamente, se logra a través de una cantidad de pozos, una cantidad de inversión, una cantidad de equipos trabajando en el área para poder lograr este resultado. En todas las áreas maduras que PAE tiene en operación se está logrando el objetivo de no declinar.

Las claves de éxito tienen que ver con una visión empresarial que proporciona la inversión requerida aún en escenarios inciertos, y confía en su organización, confía en el *know how* de su organización. Exige que no sea gratis decir "podemos". En el desarrollo agresivo basado en el conocimiento de los equipos, la capacidad, las herramientas que pueden manejar y la creatividad para romper paradigmas y encontrar realmente las trampas y las anomalías es todo lo que hace la diferencia para poder tener oportunidades. Deben aprovecharse al máximo la automatización, la tecnología y asegurar la producción básica.

Jorge Buciak, Capex

Supongamos que queremos perforar un pozo *infill* de 1000 metros en la Cuenca Neuquina o en la Cuenca del Golfo San Jorge y el precio es de 20 dólares por barril y la expectativa de producción es 3 metros cúbicos día durante 3 años.

Teniendo en cuenta que estamos pagando regalías, con 20 dólares recuperaríamos 400.000 dólares. Indudablemente, estamos ante un yacimiento bastante maduro. En iguales condiciones, con precios cercanos a los promedios de los últimos meses (80 dólares), las ventas serían de un 1.500.000, con lo cual la cantidad de pozos *infill* que podríamos perforar en esas condiciones serían realmente con un precio de 80.

La Argentina tiene muchos yacimientos que hoy son considerados maduros que, con un mayor precio percibido, podrían ser considerados yacimientos jóvenes. Si hoy viéramos los precios de la industria en el exterior, tendríamos, en lugar de 75 equipos perforando, 150 probablemente.



Supongamos una inversión de 10 millones de dólares para gastar y un proyecto A, por ejemplo, hacer pozos *infill* intermedios en una zona con 10 años de inyección, más un factor de recuperación del 14% por primaria y 10% por secundaria.

Si a esto le sumamos que la expectativa de producción fuese 3 metros cúbicos día de producción y el yacimiento tiene el 96,8% de agua, la producción esperada es 4 metros cúbicos día. Observemos, además, que tenemos otro proyecto, que es hacer un desarrollo en una zona nueva, con el mismo factor de recuperación de primaria, sin secundaria, y la expectativa de producción es de 8 metros cúbicos día.

Entonces, entre ambos proyectos, existe una diferenciación importante: la temporalidad que tendría el yacimiento A. Es decir, qué pasa con el yacimiento A. Con su historia de producción, si no hacemos la inversión en un determinado tiempo, la expectativa seguramente va a ser más baja y llegará un momento en el que se perderá esa expectativa, y esa reserva. Es decir, el proyecto A es temporal. El proyecto B probablemente sea temporal. Si es un proyecto de una zona nueva, puede hacerse más adelante en el tiempo, en la medida lógica de que no tengamos concesiones que terminen pronto. Concretamente, la gran diferencia que existe en desarrollar proyectos en zonas maduras a zonas nuevas es la temporalidad de la inversión, porque si no la hacemos, la perdemos.

Podríamos apalancar proyectos en zonas maduras utili-

zando costos operativos incrementales. Esta es una visión que las empresas habitualmente no toman en consideración, y por eso muchos proyectos en zonas maduras pierden en la evaluación, porque no tienen este concepto medido dentro de la evaluación.

El apalancamiento del costo futuro que traído al valor presente puede realizar la inversión. Probablemente el mismo proyecto no necesite fuente externa, lo único que implica es adelantar sus propios flujos de caja.

La palabra masificación debe ser la palabra que tiene que estar adelante en los proyectos de terciaria y tiene que ser la meta. Se debe concentrar el esfuerzo en proyectos de terciaria que sean masificables, que es la gran ventaja de los yacimientos con gran historia. Lo que madura es, realmente, la información: tienen abundante cantidad de datos, inyección de agua como trazador, mejor conocimiento de la geología, factibilidad de adquirir nuevos datos a bajo costos y fácilmente extrapolables, buen conocimiento de los mecanismos de drenaje, conocimiento del petróleo remanente.

Cualquier proyecto de piloto exitoso o cualquier estrategia de mejora que tiene sustento pueden ser escalables. Si logramos proyectos piloto con éxito que sean masificables, el riesgo económico es muy bajo. Esta es la gran ventaja de estos yacimientos para hacer pilotos de terciaria.

Como conclusión final, un yacimiento se convierte en maduro cuando el conjunto de gobierno conduciendo las operadoras y los técnicos se quedan sin esfuerzos y sin ideas. ■