

Argentina Oil & Gas - II Foro Internacional de Energía

Oscar Vicente, Alberto Gil, Exequiel Espinosa, Ricardo Ferrante y David Tezanos.

Escenario de la exploración y producción de petróleo y gas en la Argentina

El sector de exploración y producción de hidrocarburos en la Argentina se encuentra afectado por una preocupante caída de las reservas. Oscar Vicente, presidente de la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (CEPH), en su presentación sobre “Incentivos para la exploración en áreas de fronteras” en el II Foro Internacional de Energía que se celebró en Costa Salguero, reclamó seguir el ejemplo del sector minero y establecer medidas de adecuación de la Ley de Hidrocarburos de aliento a la exploración, “ya que son imprescindibles para conseguir el éxito de las políticas del sector”.

Participaron de la misma mesa redonda Alberto Gil, vicepresidente de Operaciones de Pan American Energy; Exequiel Espinosa, presidente de Enarsa, y Ricardo Ferrante, gerente de Análisis y Seguimiento de Proyectos de la Argentina, Bolivia y Brasil de la dirección de E & D de Repsol YPF.

Incentivos para la exploración en áreas de frontera

Por **Oscar Vicente**, presidente de la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos

Antes que nada, quiero recordarles que venimos alertando desde hace bastante tiempo sobre las inversiones exploratorias en la Argentina, tanto por los montos invertidos como por los aciertos y sus consecuencias, planteando diferentes propuestas para revertir la situación. Una de las primeras se expuso en el 17° Coloquio Anual de IDEA en Mar del Plata, en noviembre del año 2001, y otra de las versiones en la primera edición de este mismo Foro Internacional de Energía, en el mes de octubre del año 2003.

Debo aclarar también que la Secretaría de Energía de la Nación había elaborado un proyecto de ley sobre este tema que se llamó "Plan Argentina 2000" y que se basaba en aplicar las disposiciones que rigen desde 1993 en la Ley de Inversiones Mineras, actualizada por la ley 25.429, que tanto éxito obtuvo en la atracción de inversores extranjeros y que cambió la situación de estancamiento de la minería local, para la cual se acaban de anunciar inversiones por cinco mil millones de dólares durante los próximos cinco años.

Pero ninguna de estas propuestas se tuvieron en cuenta y así llegamos a la situación actual. No me he olvidado del más reciente proyecto de incentivos elevado por el Poder Ejecutivo Nacional al Congreso, el que se



Oscar Vicente

encuentra en trámite de consultas para su tratamiento en la Cámara de Diputados de la Nación.

Si analizamos, para el caso de la República Argentina, la evolución de la producción y las reservas de petróleo durante la última década, vemos que ambas crecieron en

Alberto Gil, vicepresidente de Operaciones de Pan American Energy

"La industria de E & P debe apostar a la excelencia como nuevo paradigma"



Alberto Gil, vicepresidente de Operaciones de Pan American Energy, aseguró que se debe romper con la idea de que "la estrategia dominante en un yacimiento maduro debe estar focalizada en la administración de los costos y la declinación de las reservas comprobadas".

En su disertación sobre "Yacimientos maduros, ideas para la consolidación de su rol fundamental en el futuro hidrocarburífero nacional" dentro del II Foro Internacional de Energía que se realizó en Costa Salguero, Gil precisó que la opción para la industria es tomar riesgo invirtiendo en la búsqueda de nuevas alternativas en los yacimientos que se encuentran actualmente en explotación, ya que "esta actitud le ha permitido a Pan American Energy, en los últimos años, crecer fuertemente en reservas y producción en franco contraste con lo que ha ocurrido a nivel nacional".

"Para ello es necesario desplegar y reforzar las competencias profesionales apropiadas, aplicar y adecuar las más actualizadas tecnologías, planificar el desarrollo de una visión de largo plazo y apostar a la excelencia como nuevo paradigma", señaló.

En cuanto al rol que debería asumir el Estado, afirmó que éste debe establecer condiciones que estimulen el cambio de paradigma y la visión de largo plazo, que consideren a la industria como un aliado estratégico, que establezcan reglas claras, creíbles y sustentables, que contribuyan activamente a moderar la conflictividad social y extiendan las concesiones de explotación como incentivo claro e inapelable a la visión de largo plazo.

Alberto Gil formó parte de la mesa redonda "Petróleo y gas natural: exploración y producción", en la que además participaron Oscar Vicente, presidente de la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (CEPH); Exequiel Espinosa, presidente de Enarsa, y Ricardo Ferrante, gerente de Análisis y Seguimiento de Proyectos de la Argentina, Bolivia y Brasil de la dirección de Exploración y Desarrollo de Negocios de Repsol YPF.

Enarsa y los conceptos asociativos en la industria petrolera



Exequiel Espinosa, presidente de Enarsa, aseguró que la empresa estatal tiene actualmente diecisiete proyectos energéticos a concretar y en marcha, y que no son muy conocidos porque la compañía prefiere mantener el "bajo perfil", al tiempo que explicó que "Enarsa no utiliza recursos del Estado, hoy por hoy hay empresas chinas, rusas y africanas que están interesadas en invertir junto con la compañía".

En su disertación sobre "Conceptos asociativos en la industria petrolera", Espinosa puntualizó: "La empresa está trabajando con muchas compañías de primer nivel. Con Aeropuertos Argentina 2000, Petroecuador, de Ecuador y el puerto de Rosario se están llevando a cabo algunos de los más ambiciosos proyectos. Asumo la responsabilidad del bajo perfil de nuestra empresa".

Durante su exposición, destacó la importancia de la actividad petrolera: "Estos productos casi no son *commodities* sino que son recursos estratégicos", dijo teniendo en cuenta los ocho años que se estiman de petróleo y los diez para el gas.

Por otro lado, el presidente de Enarsa propuso un esquema para el desarrollo de los hidrocarburos: "Hay que tener en cuenta tres factores: las acciones, las alternativas y los avances tecnológicos".

El directivo expresó que hay que "mirar hacia delante y lo que pasó debe ser dejado de lado, concretar aquellos proyectos que están en carpeta para poder revertir la negativa situación que se vive hoy y trabajar a corto y mediano plazo".

En cuanto a las alternativas energéticas del país dijo que "debemos trabajar en las reservas fósiles, a los que se deben aplicar sistemas secundarios y terciarios de recuperación así como también alentar la exploración de áreas profundas y ultraprofundas en el mar. Si hablamos de los no fósiles, la energía eólica es una gran posibilidad de desarrollo, ya que en nuestro país hay puntos estratégicos para su implementación, aunque no debemos olvidarnos del hidrógeno, el biocombustible, la energía solar, la geotermia y mareomotriz".

Espinosa reclamó a empresas privadas, al Estado, a las organizaciones no gubernamentales y a los grupos de investigación en general que se complementen con los petroleros para poder "sacar al país de la crisis hidrocarbúfera" en que se encuentra.

forma significativa, salvo por el estancamiento de la producción en 1998 y la disminución en 1999 por la caída de los precios internacionales. No obstante, estos precios volvieron a crecer de manera extraordinaria, pero la producción de petróleo disminuyó 17,3% entre 1998 y 2004, cayendo desde 49,15 hasta 40,64MMm³.

Por su parte, las reservas llegaron al máximo de unos 488MMm³ en 1999 y los datos correspondientes al año 2004 las ubican en casi 394MMm³, lo que significa una reducción del 19,3% respecto de 1999, registrándose una relación reservas/producción que alcanza –al nivel de consumo actual y sin nuevos descubrimientos– a unos 9,7 años.

Tenemos cifras de los pozos en producción, que en 2004 totalizaron más de 17.100, con los cuales obtenemos la producción media por pozo, que crecía desde 1990 y se había estancado a partir de 1995 en menos de 10m³/día-pozo, cae a partir de 1999 y registra unos 6,5m³/día-pozo en 2004. En conclusión, disminuyeron las reservas y la productividad por pozo, signo evidente de una creciente madurez de los yacimientos y la falta de incorporación de nuevos descubrimientos.

Las reservas comprobadas de petróleo en 1992 eran de 320,75MMm³, entre 1993 y 2004 se incorporaron 596,27MMm³ y se produjeron 523,05MMm³, por lo que quedó un remanente de reservas de unos 393,97MMm³ a fines de 2004.

De más está decir que esta reposición se logró con importantes inversiones en exploración, en aplicación de nuevas tecnologías para aumentar el factor de recuperación de petróleo y en instalaciones para poder extraer y movilizar el doble del volumen que se manejaba en 1992; más aún si consideramos que para producir más de 40MMm³ de petróleo en 2004 se tuvieron que extraer unos 288,4MMm³ de agua.

Al respecto queremos recordarles que del petróleo que se encuentra en el subsuelo se recupera en el mundo, con la tecnología actual, alrededor del 35%, que se podría elevar al 50% con la aplicación de recuperación terciaria; algunos más optimistas estiman poder alcanzar el 65% con tecnologías aún más sofisticadas y onerosas. Esto último debería alentarnos a aplicar esas técnicas, por cuanto por cada punto de aumento del factor de recuperación se estarían incorporando entre 50 y 60MMm³ de nuevas reservas.

Por otro lado, el gas natural ha ido ganando importancia paulatinamente en el abastecimiento de las necesidades energéticas de la Argentina, en especial a partir de la privatización de la distribución y el transporte ocurrida en los últimos días de 1992. Así, el país ha logrado desarrollar una muy importante industria gasífera comparada a nivel internacional.

Según las cifras que se presentan entre 1992 y 2004, la producción de gas natural pasó de unos 25.000 a más de 52.000MMm³, lo que significa un aumento superior al 100%. Cabe destacar que la importante demanda de 2003 y 2004 se encontró influenciada por el gran crecimiento del gas industrial y del GNC impulsado por las diferencias de precios con los combustibles líquidos y, en especial, con las motonaftas.

La privatización del *downstream* del gas natural también trajo el creciente interés de los productores en explorar y desarrollar reservas de gas que antes carecían de atractivo



Propiciar inversiones que incentiven la exploración en áreas de frontera es un tema prioritario.

comercial. Es así como las reservas comprobadas aumentaron entre 1992 y 2000 de unos 540.000 hasta más de 777.000MMm³, lo que representa un incremento de más del 44%, que aseguró la provisión de gas al nivel de consumo de entonces por unos 17,2 años. Según los datos del año 2004, las reservas cayeron hasta algo más de 553.000MMm³, es decir, 28,8% menores al año 2000. En gran parte esto se atribuye al retraso de los precios del gas en boca de pozo y a la consiguiente falta de inversiones en exploración, registrándose una relación reservas/producción que alcanza –al nivel de consumo actual y sin nuevos descubrimientos– a 10,6 años.

En tanto, las reservas comprobadas de gas natural en 1992 eran de más de 540.000MMm³, entre 1993 y 2004 se incorporaron reservas por casi 491.000MMm³ y se produjeron unos 478.000MMm³, por lo que quedó un remanente de 553.000MMm³ a fines de 2004.

Es dable destacar que, además de las inversiones propias en el sector del *upstream* como consecuencia del crecimiento de la demanda, debemos considerar las realizadas en la expansión de capacidad de los grandes gasoductos troncales y los sistemas de distribución del gas natural en las principales ciudades del país.

En resumen, la comprometida situación de las reservas

de petróleo y gas natural debería considerarse prioritaria, ya que, además, la casi totalidad de las concesiones de explotación vigentes en el país caducan entre los años 2016 y 2017, y ese plazo limita para llevar a cabo inversiones destinadas a mantener y, más aún para incrementar, las reservas actuales.

La República Argentina presenta una geología del petróleo y gas de limitado interés para los inversores internacionales cuando se la compara con otros países del mundo y ello se hace aún más evidente en las áreas de alto y muy alto riesgo, carentes de infraestructura, o en el amplio mar Argentino, o en profundidades cada vez más difíciles de operar, que se encuentran prácticamente inexploradas.

Desde hace varios años no se han producido descubrimientos significativos de yacimientos que permitan revertir esa tendencia y se ha reducido sensiblemente la actividad exploratoria, entre otras causas, por la grave crisis que ha padecido la Argentina en un escenario complicado con elevados costos financieros empujados por el "riesgo país".

Estas circunstancias desalentaron a las empresas petroleras para encarar las importantes inversiones que se requieren para la exploración en niveles más profundos o en áreas de frontera o de alto riesgo. No obstante, sabemos que existe un potencial exploratorio, de alto y muy alto riesgo, que incluye en gran parte el mar Argentino.

Pero las importantes inversiones necesarias para explorar esas áreas deben contar con alicientes que permitan a la Argentina atraer a los capitales de riesgo que necesita de manera impostergable en competencia con otros países del mundo, que ofrecen un atractivo geológico mucho mayor.

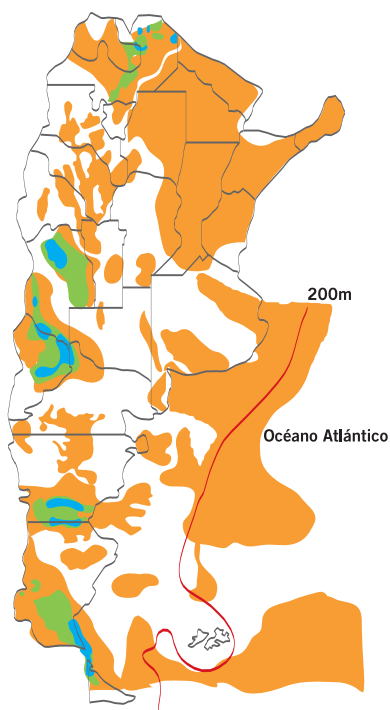
En efecto, en los 3.800.000km² (continente + plataforma) se han definido veinticuatro cuencas sedimentarias prospectables para hidrocarburos. Estas cuencas cubren, hasta la isobata de 200m de agua, una superficie de 1.845.000km², de los cuales más de 1.457.000km² (79%) se localizan en el continente y unos 387.000km² (21%), en la plataforma marítima.

De las veinticuatro cuencas sedimentarias, cinco se prolongan en la plataforma continental y seis se extienden íntegramente en ella. En la actualidad, cinco cuencas continentales producen hidrocarburos y una de ellas también produce en la plataforma continental.

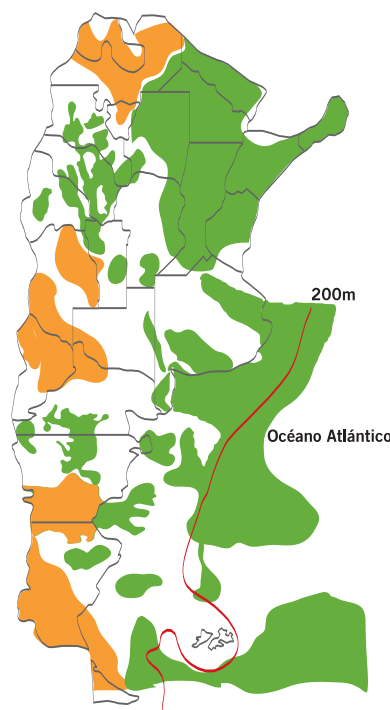
Las cuencas productivas alcanzan el 32% del total útil prospectable, mientras que la superficie carente de exploración en las cuencas no productivas abarca el 68% restante.

Como dato de interés, según las últimas publicaciones consensuadas en la Comisión de Exploración y Desarrollo del IAPG, se han incorporado nuevas cuencas y subcuencas, extendiendo las del mar Argentino hasta el talud continental como límite económico exclusivo, con lo cual la superficie total de las cuencas sedimentarias supera hoy los 3.600.000km².

Si vemos el mapa de las cuencas sedimentarias de la Argentina con un criterio geológico basado en la calificación de las áreas por el grado de riesgo minero, llegamos a la conclusión que sólo el 3,0% de la superficie total corresponde a lotes de explotación que pueden calificarse como áreas de bajo riesgo y que la mayor parte del territorio, tanto en las cuencas productivas como en las no productivas, se encuentra cubierto por las áreas de alto y muy alto riesgo o de frontera, que



Cuencas productivas		
■ Áreas bajo riesgo	55.350km ²	3%
■ Áreas mediano riesgo	110.700km ²	6%
■ Áreas alto y muy alto riesgo	424.350km ²	23%
Cuencas improproductivas		
■ Áreas muy alto riesgo	1.254.600km ²	68%
Áreas con potencial exploratorio:	1.678.950km²	(91%)



Cuencas sedimentarias		
■ Cuencas productivas	590.400km ²	32%
■ Cuencas no productivas	1.254.600km ²	68%
Total de cuencas	1.845.000km²	
Cuencas onshore	1.457.550km ²	79%
Cuencas offshore	387.450km ²	21%

cubren casi 1.700.000km², es decir, más del 90% de la superficie potencialmente prospectable.

Pero ese potencial debe confirmarse mediante el registro de sísmica y la perforación de pozos exploratorios, lo que podría dar lugar a la definición de nuevos recursos hidrocarbúricos que, a su vez, llegarían a convertirse en reservas si resultan comercialmente explotables.

El sector petrolero se sustenta legalmente por la Ley de Hidrocarburos 17.319 y decretos reglamentarios, pero aún se encuentra pendiente la reforma de dicha ley, de manera de adaptarla al cambio de titularidad de los hidrocarburos, tal como lo exige el artículo 5 de la ley 24.145 de Federalización de los Hidrocarburos, posteriormente consagrada en el artículo 124 de la Constitución Nacional reformada en 1964.

Creo interpretar a la mayoría de las empresas petroleras cuando sostengo que la adecuación de la Ley de Hidrocarburos debería incorporar las siguientes premisas:

- que las disposiciones vigentes que permitieron aplicar las reformas estructurales al sector se incorporen a la nueva ley;
- que la fijación de las políticas del sector se encuentre centralizada en el Estado nacional;
- que se unifiquen las condiciones y concursos de áreas en la Secretaría de Energía de la Nación, con la participación de las provincias productoras, dado que los límites de los yacimientos no coinciden con los límites políticos y la experiencia de estos últimos años ha demostrado que existe un proceso desordenado y falta de continuidad en las diferentes jurisdicciones;
- que el poder de policía y de contralor técnico y ambiental, ejercido por las respectivas provincias productoras, se ajusten a un criterio de uniformidad y racionalidad sobre la base de una unidad legislativa nacional homogénea;
- que los plazos de vigencia de las concesiones se extiendan hasta el agotamiento de las reservas, para permitir una

razonable y eficiente explotación de las mismas, sin demoras o suspensiones en su desarrollo por el vencimiento de los plazos actuales en vigencia;

- establecer condiciones especiales para las áreas de alto y muy alto riesgo, o en áreas con características geológicas complejas, alentando la exploración profunda y en áreas *offshore* o carentes de infraestructura, aun en las cuencas productivas;
- garantizar un correcto y eficaz manejo de la información técnica que se debería ofrecer a los potenciales inversores;
- que las divergencias entre el Estado nacional, las provincias productoras y las empresas se resuelvan a través de algún mecanismo idóneo que satisfaga a todas las partes.

Hemos visto cifras de reservas y de producción declinantes en los últimos años y problemas diversos que afectan el desarrollo del sector de los hidrocarburos, uno de los más activos protagonistas del crecimiento económico del país.

Por otra parte, observamos un potencial exploratorio que permite optimismo respecto de su continuidad si podemos atraer las inversiones de alto riesgo necesarias, compitiendo con la oferta que existe en muchos otros países.

Para ello es menester seguir el ejemplo del sector minero y establecer medidas de aliento a la exploración, ya que son imprescindibles para conseguir el éxito de las políticas del sector.

Estamos dispuestos a trabajar junto con las autoridades para diseñar, en consenso, las medidas más efectivas tendientes a reactivar la exploración en nuestro país. Estamos en mejores condiciones que en el pasado para reactivar el sector, ya que la infraestructura operacional está intacta. Y, al mismo tiempo, debemos regenerar la confianza en las instituciones si queremos que las empresas vuelvan a invertir en el país. Esto seguramente no va a ser fácil, pero vale la pena el desafío: nuestro país lo necesita y aquí estamos listos para asumirlo. ■