



Estado actual de los hidrocarburos y otros recursos energéticos en Uruguay

Por *Héctor de Santa Ana; Bruno Conti; Santiago Ferr; Pablo Gristo; Josefina Marmisolle; Ethel Morales; Pablo Rodríguez; Matías Soto y Juan Tomasini*
ANCAP, Gerencia de Exploración y Producción.

Hidrocarburos convencionales en el *offshore*

El *offshore* del Uruguay está constituido por la cuenca Punta del Este, la porción más austral de la cuenca Pelotas y la cuenca Oriental del Plata (ver figura 1). Estas cuencas integran un importante conjunto de depocentros, generados durante la fragmentación de Gondwana y posterior apertura del Océano Atlántico. Entre ellos se incluyen las cuencas productivas de Orange (Namibia y Sudáfrica), Santos y Campos (Brasil).



Figura 1. Ubicación de las cuencas sedimentarias del Uruguay.

La cuenca Punta del Este constituye un aulacógeno orientado perpendicularmente al margen continental (noroeste-sureste), cuyos límites están representados por el Alto de Martín García, al sud sudoeste, y el Alto del Polonio, al este y noreste.

La cuenca Pelotas se desarrolla al noreste del Alto del Polonio, en el margen continental uruguayo, y se extiende por la plataforma brasilera hasta la zona de fractura de Florianópolis. Ambas cuencas comenzaron a funcionar como un único ámbito de sedimentación a partir del Paleógeno y dieron origen a la denominada cuenca Oriental del Plata.

Las cuencas Punta del Este y Pelotas poseen, en el margen uruguayo, una superficie aproximada a los 11000 y 15000 kilómetros cuadrados, respectivamente, cubiertas por una lámina de agua variable entre 20 y 1000 metros de profundidad. La cuenca Oriental del Plata, con un área aproximada 30000 kilómetros cuadrados se desarrolla predominantemente en los dominios profundos y ultraprofundos del Océano Atlántico.

La historia exploratoria de la plataforma continental uruguayo se resume a un total aproximado de 25000 kilómetros lineales de símica 2D y la perforación de dos pozos exploratorios (en Lobo y en Gaviotín), realizados por la empresa Chevron en 1976 y ubicados en la cuenca Punta del Este.

La porción uruguaya de la cuenca Pelotas y de la cuenca Oriental del Plata aún no ha sido perforada. Esta situación permite describir las cuencas sedimentarias del *offshore* del Uruguay como subexploradas.

Si bien estas cuencas son consideradas áreas de frontera y de alto riesgo exploratorio, una serie de estudios relevantes han generado nuevas expectativas en cuanto a su potencialidad para la ocurrencia de acumulaciones de hidrocarburos.

En este sentido, es importante destacar la constatación directa de la generación y migración de hidrocarburos a través de inclusiones fluidas reconocidas en toda la sección estratigráfica de los pozos Lobo y Gaviotín (Tavella & Wright: 1996); la identificación de chimeneas de gas y *oil seeps* (Santa Ana et al.: 2005) y el reconocimiento de "puntos brillantes", anomalías de amplitud y anomalías AVO localizadas en tratos de sistemas deposicionales adecuados para la acumulación de hidrocarburos (ver figura 2).

A estos estudios se suman los descubrimientos de importantes acumulaciones de hidrocarburos en cuencas relacionadas genéticamente a las cuencas del *offshore* del Uruguay y con una historia evolutiva altamente correlacionable (ver figura 3), tales como los yacimientos de Kudu e Ibhubesi en la cuenca de Orange, y los de Tupi y Júpiter en la cuenca de Santos, entre otros.

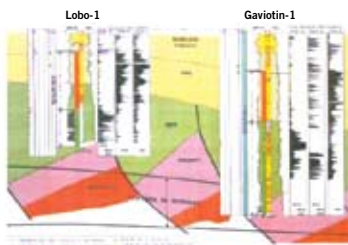
La evolución de las cuencas del *offshore* de Uruguay comprende cuatro grandes fases, en las que cada una involucra geometrías de cuenca, estilos de fracturamiento y sucesiones estratigráficas particulares: *prerift*, *sinrift*, transición y *drift*.

El avance en el conocimiento de los estilos de cuenca, más la evolución tectónica y estratigráfica de la región *offshore* del Uruguay han permitido elaborar un modelo de su sistema petrolífero. De acuerdo con este modelo, las rocas con mayor potencial generador se asocian a las secuencias lacustres del *prerift* y *sinrift*, y a las secuencias marinas de las fases transición y *drift* temprano.

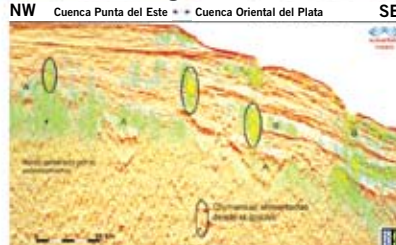
En cuanto a las condiciones de madurez de estas rocas, de acuerdo con el modelo establecido por Stoakes et al. (1991), la ventana de generación de petróleo, en la zona de los pozos, se ubicaría entre los 1500 y 2800 metros de profundidad, mientras que de acuerdo con el modelo de Fontana *et al.*, (1999) ésta se ubicaría entre los 2562 y 3495 metros.

Las rocas reservorio corresponden a sistemas aluvio-fluviales de la fase *sinrift* y a tratos de sistemas de mar bajo asociados a frentes deltaicos y turbiditas en las regiones más distales de las cuencas, pertenecientes a las fases transición y *drift*.

Ilusiones fluidas



Chimeneas de gas



Anomalías de velocidad

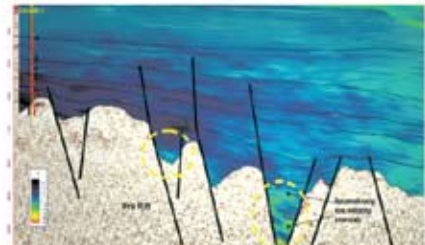


Figura 2. Indicadores directos e indirectos de hidrocarburos en las cuencas del *offshore* del Uruguay.

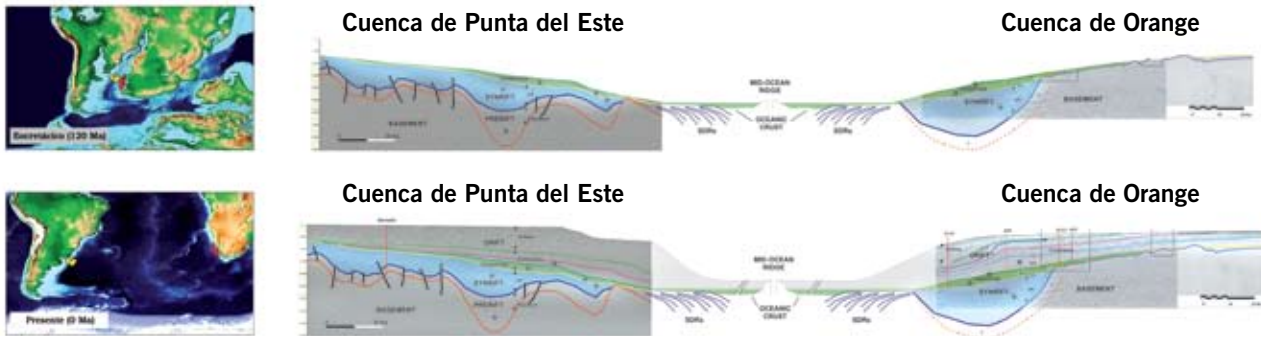


Figura 3. Correlación entre las cuencas Orange (rojo) y las cuencas del *offshore* de Uruguay (amarillo). Modificado de Scotese (2006) y Paton *et al.* (2008).

Existen diferentes secuencias en el relleno de las cuencas que pueden constituir rocas sellos, tanto de carácter local (pelitas lacustres del *sinrift* y transición) como regional.

Diversas situaciones exploratorias (*leads* y prospectos) de componente estructural, estratigráfico y mixto han sido identificadas en las cuencas del margen continental uruguayo, en batimetrías variables, desde menores a 50 metros a mayores a 1500 metros. Estas situaciones exploratorias son análogas en cuanto a geometrías sedimentarias; elementos estructurales; sistemas depositacionales y fases de evolución a las ya testeadas en otras cuencas del margen atlántico, y a las cuales pertenecen los yacimientos ya mencionados. Sin embargo, requieren la realización de estudios posteriores que permitan confirmar su potencialidad y comercialidad.

Ronda Uruguay 2009

Uruguay: El pragmatismo cosecha éxito en la ronda de licitaciones. Así tituló su publicación *Upstream Insight Latin America* de julio de 2009 la prestigiosa y mundialmente conocida consultora en energía Wood Mackenzie.

El desarrollo de la nota indica que “Wood Mackenzie considera la ronda como un éxito, tomando en cuenta las severas condiciones financieras, de precios actuales de commodities, y la naturaleza de alto riesgo exploratorio de las áreas ofrecidas. Este resultado reivindica la decisión de ANCAP de modificar las condiciones del llamado en respuesta a la crisis económica, sacando la perforación obligatoria para el primer período de exploración en las áreas más prospectivas. Si hubieran seguido rigiendo los



Figura 4. Akademik Shatski – Barco de Wavefield Inseis que realizó la campaña sísmica de 2008.

términos originales, el riesgo de no haber recibido propuestas hubiera sido muy real. Es crédito de ANCAP el cambiar las reglas como la situación lo demandó, dándole más peso a la visión de que Uruguay es un buen lugar para hacer negocios.”

El Poder Ejecutivo es responsable de la fijación de la política de exploración y explotación de hidrocarburos en Uruguay; asimismo, ANCAP, la petrolera estatal, es la responsable de ejecutar las actividades, negocios y operaciones del upstream de la industria petrolera, por sí misma o a través de terceros. ANCAP podrá acordar la firma de contratos con compañías petroleras internacionales, previa aprobación del Poder Ejecutivo.

Después de casi 30 años de muy limitada actividad exploratoria en Uruguay, el gobierno nacional -por intermedio de ANCAP y la empresa Wavefield-Inseis ASA- unieron esfuerzos con un objetivo desafiante: llegar a un conocimiento integral de todas las cuencas del *offshore* de Uruguay.

Para tales efectos se realizó un levantamiento sísmico 2D regional de 7000 kilómetros (2007), que fue complementado con un levantamiento sísmico 2D a escala de semidetalle de 2800 kilómetros (2008), en cuenca Punta del Este. Esta nueva información sísmica cumplió con la finalidad de “quitarle un velo” de incertidumbre y desconocimiento geológico y geofísico a una de las provincias sedimentarias de frontera exploratoria de mayor potencial del Atlántico suroccidental. (Figura 4)

Sobre la base de esta nueva información sísmica, sumado al interés que despertó en la industria, se decidió organizar la Ronda Uruguay 2009. En 2008 ANCAP fue encomendada por el Poder Ejecutivo para la realización de esta ronda, que consistió en un llamado a licitación para la adjudicación de contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en áreas de la plataforma continental uruguaya (ver figura 5).

Una vez tomada la decisión de realizar la Ronda Uruguay 2009, el equipo de trabajo definió una serie de objetivos fundamentales:

- Poner a Uruguay en el mapa petrolero mundial.
- Lograr que las compañías petroleras consideren el proyecto Uruguay dentro de su presupuesto para *upstream* en cuencas de frontera exploratoria.
- Conseguir la calificación de más de una empresa pe-

trolera Top 100 del ranking anual de Energy Intelligence Research.

- Obtener al menos una oferta al 1^o de julio de 2009.

Los esfuerzos para cumplir estos objetivos se basaron en tres pilares: establecer un marco legal y regulatorio adecuado; generar un fuerte soporte técnico capaz de mostrar el potencial exploratorio de nuestras cuencas y resaltar el positivo marco de inversiones y negocios del país. La promoción y difusión de estos pilares del proyecto frente a la industria del *upstream* consistió un aspecto clave para el éxito.

La imagen muestra el aviso que publicó la empresa noruega Wavefield Inseis ASA (ahora adquirida por CGGVeritas) para promocionar los datos de sísmica 2D multicliente relevada en 2007 y 2008. La promoción hizo hincapié en que Uruguay es un destino desconocido, un “secreto” (ver figura 6) para la industria petrolera, claramente relacionado con el primero de los objetivos planteados en el marco de la ronda. Uruguay no estaba en el mapa petrolero mundial (por lo menos en el *upstream* de la industria).

La Ronda Uruguay 2009 tuvo un cronograma de siete meses de duración. Se lanzó el 1^o de diciembre de 2008 en Montevideo, en un evento que contó con discursos y presentaciones a cargo de ministros, directores de Energía e Industria y el presidente de ANCAP, entre otros referentes técnicos y del Gobierno.

Asimismo, tuvo la asistencia de más de 15 empresas petroleras y más de 20 empresas de servicios petroleros, medios de prensa, embajadas y consulados, etcétera.

Posteriormente, el 22 de enero de 2009 se efectuó un evento tipo *road show* en el *Petroleum Club* de Houston, que congregó 14 empresas petroleras, 13 de ellas Top 100, y un número similar de empresas de servicios.

Las empresas petroleras pudieron realizar la presentación de la información para su calificación hasta el 30 de abril de 2009. La apertura de ofertas se realizó el 1^o de julio de 2009 y sólo pudieron presentar ofertas las empresas previamente calificadas. Durante todo este período se coordinaron reuniones con aquellas empresas que lo solicitaron, del tipo *data rooms*, en las que se trabajó con la información técnica y se intercambiaron conceptos en relación a la geofísica, geología y el potencial hidrocarbúrrifero de nuestras cuencas.

La promoción del proyecto implicó asistir a los congresos y eventos del *upstream* de mayor convocatoria a nivel mundial, con el objetivo de difundir material informativo y mantener reuniones con empleados técnicos y gerenciales de las empresas petroleras.

Se utilizó la página web www.rondauruguay.gub.uy como medio fundamental para la presentación de esta in-



Figura 5. Logo de la Ronda Uruguay 2009.

formación. Asimismo, se organizaron reuniones personalizadas tipo taller con más de 50 empresas en las oficinas de ANCAP o en sus casas matrices.

Adicionalmente, se publicaron artículos científicos arbitrados y de divulgación en revistas referentes del sector, lo que constituyó una herramienta fundamental para la difusión técnica del potencial exploratorio del *offshore*.

Con respecto a los aspectos técnicos, se realizó un esfuerzo importante para realzar el carácter subexplorado de nuestras cuencas y, por tanto, el potencial exploratorio que ello implica. Se hizo una interpretación integral de los nuevos relevamientos sísmicos, se definieron nuevas situaciones exploratorias de interés o confirmaron las ya definidas; y se establecieron modelos geológicos y análogos con cuencas productoras del margen atlántico.

Se obtuvieron otros productos mediante procesamiento especial de los datos adquiridos, como inversión de trazas sísmicas; identificación de anomalías de velocidad; detección de chimeneas de hidrocarburos; detección directa de hidrocarburos por anomalías de frecuencia; detección de *oil seeps* por imágenes satelitales y test de identificación de anomalías AVO.

La base de datos del *offshore* de Uruguay consta de información sísmica 2D propiedad de ANCAP de los años setenta y ochenta; información de los únicos dos pozos perforados en el *offshore*, que datan de 1976; y datos de la sísmica 2D multicliente relevada recientemente.

La primera campaña sísmica contratada por ANCAP se remonta a 1970-1971: se trató de un levantamiento regional y de detalle de 5267 kilómetros de sísmica adquiridos por CGG. En tanto, en 1974 Esso adquirió 2578 kilómetros de sísmica a través de GSI. Ese año, tras un llamado a empresas interesadas en explorar el *offshore* de Uruguay, se concedió el Bloque I a Chevron, que realizó un levantamiento sísmico detallado de 1897 kilómetros. Con estos datos y los anteriores, se perforaron dos pozos en 1976 que, a pesar de los indicios de gas, no fueron ensayados y

Uruguay – Latin America's Best Kept Secret ...

- 10,000 kms of modern long offset MC2D seismic data acquired in 2007/2008
- The processed data is available for the 1st upcoming Licensing Round 09

SONDA LABORATORIO
www.nordisuruguay.gsi.uy

Multi Client Services
info@wavefield.inseis.com
www.wavefield.inseis.com

wavefield
inseis

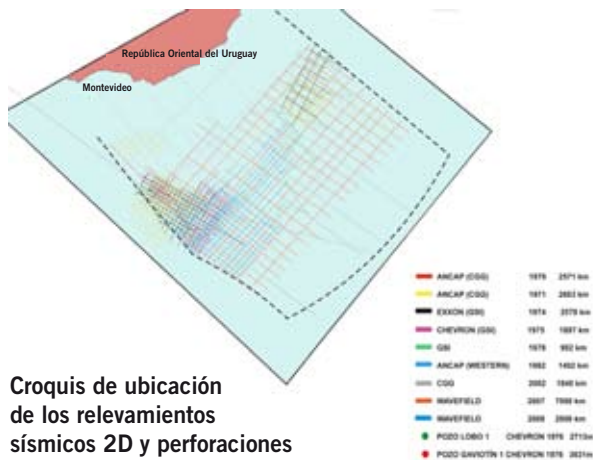
Figura 6. Aviso publicado en conjunto entre Wavefield Inseis y ANCAP que promociona los relevamientos sísmicos de 2007 y 2008 y la Ronda Uruguay 2009.

fueron abandonados por el operador.

En 1977 GSI realizó un levantamiento sísmico regional en la zona del talud continental de Argentina y Uruguay. En 1982 ANCAP contrató a Western para la adquisición de 1402 kilómetros en zonas de interés de las cuencas Pelotas y Punta del Este. En los últimos años se pusieron a disposición datos adquiridos en situación multicliente. Para 2002 fueron levantados 1840 kilómetros (por CGG). Finalmente, entre 2007 y 2008, Wavefield-Inseis realizó un levantamiento regional de 7125 kilómetros y semidetalle de 2909 kilómetros, respectivamente (ver figura 7).

Con respecto a las bases del llamado y al marco regulatorio, se ofrecen contratos del tipo de producción compartida (PSA, por su sigla en inglés) en los que el contratista corre con todos los riesgos y costos de la actividad. No se aplican regalías, ni bonus por firma o por producción y no se paga alquiler de superficie.

Las ofertas se compararon en función del programa ex-



Croquis de ubicación de los relevamientos sísmicos 2D y perforaciones

Figura 7. Mapa de ubicación de los relevamientos sísmicos 2D y pozos

ploratorio ofrecido por el contratista (adquisición de nueva sísmica 2D o 3D, compra de la sísmica 2D adquirida por Wavefield Inseis ASA en 2007-2008, adquisición de electromagnetismo 2D o 3D y la perforación de pozos) y por los términos económicos (porcentaje de *costa oil*; porcentaje de *profit oil* y porcentaje de asociación de ANCAP).

La calificación de compañías petroleras fue de acuerdo con sus antecedentes técnicos, económicos y legales. Las compañías listadas en el Top 100 del ranking publicado anualmente por Energy Intelligence estaban exoneradas de presentar información técnica y económica financiera. Sin embargo, aquellas empresas que no estuvieran incluidas en esta selecta lista debieron presentar información que acreditara experiencia en operaciones en aguas de profundidades mayores a 300 metros; producción mayor a 5000 BOE/D en los últimos tres años y los últimos tres balances que acreditaran capitalización bursátil mayor a 2000 MMUS\$ o patrimonio mayor a 1000 MMUS\$.

El período exploratorio estipulado en el contrato fue de ocho años, dividido en tres subperíodos. El primer subperíodo abarcó cuatro años, sin programa exploratorio mínimo. El segundo, dos años; el paso a esta segunda etapa fue opcional para el contratista, pero para ello debía comprometerse a la perforación de dos pozos. Lo mismo ocurría para pasar al tercer subperíodo de dos años.

La figura 8 muestra los 11 bloques ofrecidos en la Ronda Uruguay 2009, cuya extensión se muestra en la tabla I.

Tabla I. Bloques ofrecidos en la Ronda Uruguay 2009

Tipo	Área (km ²)	Bloque	Tipo	Área (km ²)
B	9.900	1	B	9.900
B	2.900	2	B	2.800
A	5.500	3	A	5.500
A	3.000	4	A	3.000
A	5.200	5	A	5.200
B	4.700	6	B	4.700
A	4.400	7	A	4.400
B	10.300	8	B	10.300
B	9.800	9	B	9.800
B	9.800	10	B	9.800
B	8.700	11	B	8.700

Originalmente se habían clasificado los bloques en A y B: en los bloques tipo A se solicitó al contratista el compromiso de la perforación de por lo menos un pozo en el primer subperíodo exploratorio de cuatro años.

Sin embargo, en vistas de la caída del precio internacional del crudo, la crisis económico-financiera a fines de 2008 (que hicieron caer o suspender proyectos de exploración a nivel global y que condicionaron el presupuesto de exploración de las empresas petroleras), ANCAP recomendó al Poder Ejecutivo mejorar las bases y el modelo de contrato de la Ronda Uruguay 2009. Efectivamente, el Ejecutivo aprobó esta moción.

El ajuste propuesto eliminó la obligatoriedad de efectuar, como mínimo, un pozo exploratorio en el primer subperíodo para las áreas A; por tanto, las áreas A y B quedaron con los mismos montos de garantía y sin requerimientos de programa mínimo exploratorio.

Esta decisión fue muy bien recibida por las compañías petroleras y calificada por consultores y analistas (tal como refleja el artículo de Wood Mackenzie) como una muestra de pragmatismo por parte del gobierno uruguayo, que tuvo la capacidad de adecuarse a la coyuntura de la industria del *upstream* tan distinta en marzo de 2009 a la de julio de 2008.

Aspectos económicos de la exploración actual

En cuanto a los aspectos económicos del contrato, al contratista se le paga con la parte de hidrocarburos que le corresponde por concepto de *cost oil*, es decir, la parte de la producción que se aplica a la recuperación de costos operativos e inversiones, más la parte que le corresponde de la ganancia (es decir, del *profit oil*).

La única ganancia del Estado es la parte del petróleo que le corresponde por concepto del *profit oil*. El contratista tiene libre disposición de los hidrocarburos recibidos, pero ANCAP tiene el derecho preferencial de comprar total o parcialmente este petróleo, solamente para consumo doméstico. Tanto el petróleo como el gas natural son valuados a precios de mercados internacionales de hidrocarburos de similares características.

Con respecto al régimen impositivo, entendemos que Uruguay presenta excelentes oportunidades para la industria. El Impuesto al Patrimonio; los impuestos al consumo tales como el Impuesto al Valor Agregado (IVA) y el Impuesto Específico al Consumo (IMESI); y los impuestos aduaneros están exonerados por la Ley de Hidrocarburos. Asimismo, el Impuesto a la Renta puede ser exonerado parcial o totalmente en el marco del Régimen de Promoción de Inversiones.

El hecho de que Uruguay fuera capaz de convocar la presencia de gran número de las más importantes empresas petroleras en el *road show* de Houston y en el lanzamiento de la Ronda Uruguay en Montevideo, implica que la promoción del proyecto durante los últimos años –y más intensamente en 2008–, ha puesto a Uruguay en el mapa petrolero mundial. Lo mismo se ve reflejado en la cobertura por parte de la prensa y medios especializados sobre los resultados de la Ronda Uruguay 2009. La



Figura 8. Mapa de áreas ofrecidas en la Ronda Uruguay 2009.

“marca” Ronda Uruguay ya es conocida en la industria petrolera en su sector del *upstream* y constituye un activo intangible de ANCAP.

Seis empresas presentaron información y quedaron habilitadas para presentar ofertas: BHP Billiton, de Australia; GALP, de Portugal; PDVSA, de Venezuela; Petrobras, de Brasil; Pluspetrol, YPF, ambas de la Argentina.

De estas seis empresas, tres son Top 100 (BHP Billiton, PDVSA y Petrobras). YPF no fue considerada Top 100 como tal en el ranking de 2009, aunque sí lo es Repsol-YPF. Todas calificaron como operadoras, salvo GALP Energía, que calificó pero como no operadora.

De estas seis, tres se unieron para formar un consorcio (YPF, Petrobras y GALP) y presentaron ofertas por los bloques 3 y 4, ambos ubicados en la cuenca Punta del Este. Los contratos entre el Consorcio y ANCAP ya fueron firmados y se han conformado los comités técnicos operativos de cada área.

Los programas de trabajo propuestos por los operadores incluyen carga, control de calidad y reprocesamiento de la información sísmica 2D adquirida de CGGVeritas; también, aplicación del procesamiento AVO; aplicación del proceso de inversión simultánea 2D; migración en profundidad; interpretación geológica y geofísica; identificación de *plays*, *leads* y prospectos. Asimismo, incluyen un armado de un modelo 3D de toda la cuenca con los horizontes en profundidad así como con todos los datos disponibles para definir mapas de facies y de roca madre; evaluación de prospectos y *leads* que analicen los riesgos geológicos y los volúmenes de recursos potenciales. Condicionalmente a los resultados de todos estos estudios se hará una sísmica 2D o 3D para densificar la información sobre los prospectos y se hará el diseño de los pozos.

Por lo tanto, los objetivos planteados para el proyecto Ronda Uruguay 2009 fueron cumplidos y fue considerado un éxito, no sólo a nivel interno de ANCAP sino a nivel gubernamental e internacional, tal como lo expresan consultoras y medios extranjeros especializados en exploración y producción de hidrocarburos.

A pesar de las dificultades internacionales para la inversión en nuevas áreas para la exploración de hidro-

carburos, tres gigantes, importantísimos jugadores de las cuencas del Atlántico como son Petrobras, YPF y GALP, ofertaron por dos bloques de la cuenca Punta del Este. Asimismo, fue catalogado como un paso histórico, ya que implica reactivar la exploración después de más de 35 años sin actividad.

Ronda Uruguay II

La Ronda Uruguay 2009 fue tan sólo el primer paso del proceso de reactivación de la actividad exploratoria en nuestro país. Es de vital importancia mantener un nivel de promoción constante, así como presentar a la industria oportunidades de exploración en forma regular.

Para ello, es clave seguir incrementando el valor de los activos mineros de nuestra plataforma mediante el aumento del conocimiento sobre su potencial exploratorio, particularmente a través de contratos del tipo multicliente con costo mínimo o nulo para ANCAP. Es prácticamente un hecho que Uruguay presentará al *upstream* de la industria petrolera otro llamado de similares características en el futuro cercano, la Ronda Uruguay II.

La Ronda Uruguay II tendrá similares características a la 2009 en cuanto a cronograma, calificación de empresas, régimen de *data rooms*, promoción, etcétera.

El lanzamiento será en Uruguay y se harán *road shows* en Houston y en Río de Janeiro, sin descartar aún otros destinos.

Las bases del llamado incluirán una docena de bloques que cubran nuevamente las tres cuencas sedimentarias del *offshore*, desde aguas someras a ultraprofundas. Nuevamente, las ofertas serán comparadas de acuerdo con el programa exploratorio ofrecido (tomando como unidad de trabajo la compra de información multicliente), a las condiciones económicas (porcentajes de *cost oil* y *profit oil*) y al porcentaje de asociación de ANCAP. Cada área requerirá un programa mínimo exploratorio para el primer subperíodo que probablemente no incluya la perforación de un pozo.

Actualmente se están concretando nuevos contratos de tipo multicliente con empresas de servicios para la adquisición de más sísmica 2D (que cubren áreas en las que se tiene muy poca densidad de información), aeromagnetismo, electromagnetismo 2D, por citar algunos, lo que posibilitará tener un mayor y mejor entendimiento de la geología de las cuencas *offshore* de Uruguay. Esto, a su vez, permitirá la definición más precisa de nuevos *leads* y prospectos.

La Ronda Uruguay 2009 combinó la estabilidad política, económica y social de nuestro país, lo que brindó un ambiente de negocios óptimo para inversiones, con una geología subexplorada e intrigante, con muchas analogías y correlaciones con características exploratorias y geológicas de cuencas productoras del margen atlántico, sumados a términos del llamado y modelo de contrato sensatos, justos y acordes al riesgo exploratorio.

El grupo de trabajo de ANCAP pretende capitalizar el conocimiento adquirido durante la Ronda Uruguay 2009 para mejorar aún más el proceso para la Ronda Uruguay II y perfeccionar las bases del llamado y modelo de contrato para hacerlos aún más competitivos; además, presentar

nuevos productos exploratorios que incluyan análisis económico y de riesgo de los prospectos.

La Ronda Uruguay 2009 fue un éxito y eleva el listón para la Ronda Uruguay II, que deberá cumplir con las expectativas generadas por su antecesora y que le permitirán a Uruguay aumentar sus esperanzas de conseguir independencia energética.

Hidratos de gas

Los hidratos de gas natural son sólidos cristalinos formados por gas (principalmente metano) y agua a altas presiones y bajas temperaturas. En la naturaleza se encuentran en zonas de *permafrost* y en cuencas *offshore* de márgenes continentales. Pueden presentarse en diversas modalidades dentro de los sedimentos: diseminados o como nódulos, vetas, capas masivas o rellenando fracturas. El gas contenido en los hidratos procede de la descomposición de materia orgánica por bacterias anaeróbicas debajo del fondo del mar (origen biogénico), aunque también existen casos de hidratos de gas de origen termogénico, generados a partir de fuentes emplazadas a mayor profundidad.

Los hidratos de gas constituyen un recurso de gran relevancia, tanto por los enormes volúmenes de metano que encierran así como por el gas libre que suele estar acumulado debajo de ellos. Son importantes no solamente como fuente de hidrocarburos, sino también por sus numerosas aplicaciones actualmente en estudio, relacionadas al almacenamiento de gas natural para su transporte, almacenamiento de dióxido de carbono, estabilización de fondos marinos, aseguramiento de flujo en tuberías, desalinización del agua, etcétera.

Dado que su explotación plantea numerosos desafíos, diversos países han implementado proyectos de evaluación de diferentes tecnologías que permitirían disociar el agua del gas natural almacenado en los hidratos. Uno de los más avanzados en su estudio, Japón, ha establecido como meta las primeras pruebas para su explotación *offshore* a partir del año 2016.

Gracias a la información recabada en diversas campañas sísmicas, de Santa Ana et al. (2004) se identificó la existencia de BSR (Bottom Simulating Reflectors), lo que permitió inferir la presencia de hidratos de gas y acumulaciones de gas libre asociado. Según Santa Ana et al. (2004) se calculó la distribución de áreas y el espesor de los sedimentos conteniendo hidratos de gas, estimando el volumen del recurso en 87 TCF. La presencia de BSR también fue reportada por el instituto alemán BGR al realizar relevamientos sísmicos en el *offshore* uruguayo (Neben et al: 2004).

Regionalmente se han identificado BSR tanto en cuencas del *offshore* de Brasil (cuencas Pelotas y Campos) y Argentina (cuenca Argentina), como en la conjugada cuenca de Orange, entre otras.

Las últimas estimaciones, a partir de la sísmica, muestran una mayor distribución areal de los hidratos, incluso en regiones donde no se habían sido identificados previamente. Asimismo, se está trabajando para tener un conocimiento más detallado de la ocurrencia y extensión de los hidratos, apuntando a una nueva cuantificación del recurso (ver figura 9).

Lutitas gasíferas (*gas shales*)

Las lutitas gasíferas son rocas sedimentarias de grano fino, ricas en materia orgánica, capaces de generar y retener gas que puede ser explotado a través de métodos no convencionales.

Una lutita con un COT de 2% o mayor presenta buenas posibilidades para la generación de gas de lutita en tanto alcance las condiciones de maduración apropiadas. Esta roca actúa, a la vez, como fuente y reservorio del gas, sin presentar trampas ni sellos, lo que generalmente confiere una distribución regional.

Presentan muy baja permeabilidad, que dificulta la extracción del gas y hacen necesaria la utilización de métodos no convencionales tales como fracturación (*fracturing*) y perforación horizontal. Un buen ejemplo de este tipo de explotación no convencional lo constituye el yacimiento Marcellus Shale, el más grande de EEUU, localizado en la región noroeste.

En Uruguay las secuencias sedimentarias de edad devónica y pérmica de la cuenca Norte ofrecen buenas posibilidades para contener este recurso. Las lutitas marinas de la Formación Cordobés (Devónico Temprano) presentan la mayor potencialidad con espesores mayores a los 100 metros y valores de COT que alcanzan el 3,6% (ver figura 10b).

En octubre de 2009 se firmó un contrato con la empresa estadounidense Schuepbach Energy LLC para la prospección de hidrocarburos en el *onshore* del Uruguay, específicamente prospección de gas natural en lutitas, sobre un área de 9890 kilómetros cuadrados. Éste constituye el primer contrato de riesgo de prospección de hidrocarburos en *onshore* de la historia de Uruguay, en el marco de lo dispuesto en el Decreto 454/06.

Tal como se puede apreciar en el mapa adjunto (figura 11), el área del contrato está localizada en la región centro – norte del país y comprende parte de los departamentos de Durazno, Tacuarembó, Paysandú y Salto.

El programa de prospección mínimo acordado entre ANCAP y Schuepbach Energy LLC incluye: análisis de muestras no alteradas de afloramientos (COT, tipo de materia orgánica, mediciones geoquímicas varias; contenido silicoclástico; porosidad; presencia de intercapas limolitas/areniscas); también, modelos de maduración de lutitas, modelo gravimétrico y estudio de factibilidad.

El plazo máximo del contrato de prospección es de dos años y otorga la prioridad para obtener un contrato de exploración y explotación dentro del área durante la vigencia del acuerdo.

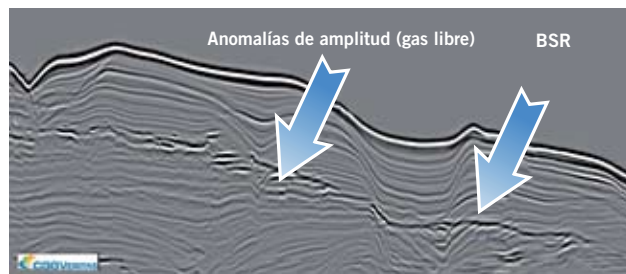


Figura 9. Sección sísmica que muestra el BSR y anomalías de amplitud debajo de la zona de estabilidad de hidratos de gas en el *offshore* del Uruguay.

Lutitas pirobituminosas (*oil shales*)

Las lutitas pirobituminosas (industrialmente denominadas “esquistos bituminosos”), son rocas sedimentarias de grano fino, laminadas, con un contenido de querógeno (materia orgánica insoluble en solventes orgánicos) del 10 al 30% (pueden alcanzar hasta un 45%).

Dicho querógeno es inmaduro desde el punto de vista térmico, excepto en los casos de alteración térmica por la intrusión de rocas ígneas, como es frecuente en la cuenca Paraná.

Las lutitas pirobituminosas se forman por acumulación de restos de organismos (principalmente algas lacustres o marinas) en ambientes disódicos o anódicos, tales como lagos, lagunas y mares restringidos. EEUU, Rusia, Congo, Brasil e Italia poseen las mayores reservas de este recurso, pero sólo Brasil, China y Estonia las explotan de manera significativa.

Las lutitas pirobituminosas pueden aprovecharse de dos maneras diferentes. Por un lado, como roca combustible, al quemarlas directamente en calderas para generar energía termoeléctrica (tal es el caso de Estonia, en donde las lutitas representan el 90% de la producción de energía eléctrica de ese país). Por otro lado, pueden ser sometidas a pirólisis (o retortaje) para convertir el querógeno en aceite o *shale oil*, el cual, previo mejoramiento, puede ser utilizado por refinerías. Este proceso de pirólisis también permite obtener subproductos para diversas industrias (cerámica, vidrio, cemento, asfalto e industria química).

Las lutitas pirobituminosas son, hasta el momento, el único combustible fósil de existencia probada en el Uruguay. Se asocian a la Formación Mangrullo (Pérmico Temprano) de la cuenca Norte (Figura 10c), que es correlacionable con la Formación Iratí (Brasil).

La Formación Mangrullo está constituida por dos niveles de lutitas pirobituminosas, donde la capa más profunda presenta los mayores tenores de materia orgánica (hasta 12,5% de COT), aceite (6% de rendimiento en ensayo Fischer) y azufre (5,3%). El poder calorífico de estas lutitas es de 1400 kcal/k.

La Formación Mangrullo permitiría obtener aproximada-

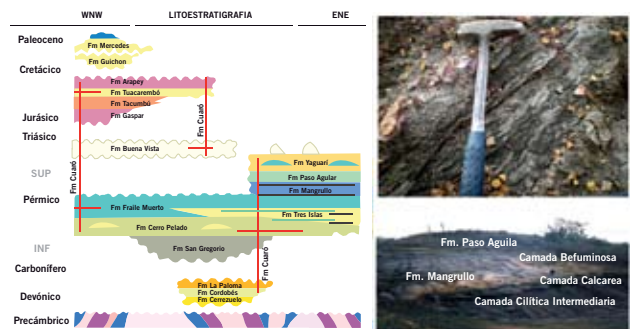


Figura 10. a) Columna estratigráfica de la Cuenca Norte, b) lutitas devónicas de la Formación Cordobés y c) lutitas pirobituminosas pérmicas de la Formación Mangrullo.

mente 270 millones de barriles de aceite y 31 millones de toneladas de azufre (empleando caliza), al considerar una cobertura sedimentaria menor a los 50 metros y un tenor de aceite de al menos 2,5%.

En enero de 2010 se firmaron dos contratos con la empresa uruguaya CENESTE SA (Complejo Energético del Nordeste) para la exploración de lutitas pirobituminosas en el *onshore* del Uruguay, en una superficie total de 26 kilómetros cuadrados, que abarcan parte de los yacimientos denominados Mangrullo y Cruz de Piedra, en el departamento de Cerro Largo.

El plazo del contrato es de tres años, con derecho a prórroga por un año adicional, con exclusividad para solicitar la eventual explotación del recurso supeditado a que cumpla con las condiciones técnicas y financieras necesarias para desarrollar dicha actividad.

Carbón

El carbón es un recurso energético ampliamente distribuido en el mundo, cuyo origen está asociado a la acumulación y transformación de restos vegetales en ambientes deltaicos, *lagoons* y fluviales. Las mayores reservas se encuentran en EEUU, Rusia, China, Australia, India y Sudáfrica.

Las posibilidades de ocurrencia de carbón en el Uruguay se asocian a la formación Tres Islas, localizada en la cuenca Norte y correlacionable con la Formación Río Bonito de Brasil. Esta última alberga la gran mayoría de los recursos de carbón del Brasil, incluso el yacimiento Candiota, localizado a pocos kilómetros de la frontera con Uruguay.

Los escasos antecedentes de exploración de carbón en Uruguay son poco confiables y de localización incierta. Los nuevos esfuerzos exploratorios deben basarse en el establecimiento de un modelo geológico conceptual que involucre el ciclo deltaico-marino de la megasecuencia permocarbonífera de la cuenca Norte (Figura 12), particularmente el tercio superior de la formación Tres Islas (Pérmico Temprano).

ANCAP se encuentra desarrollando un proyecto de

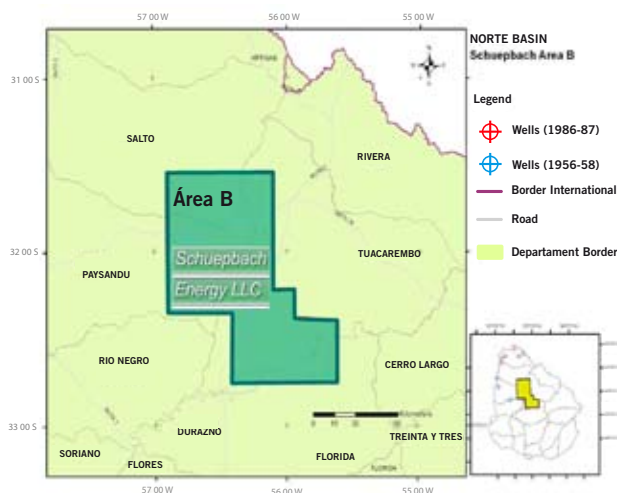


Figura 11. Área del contrato de prospección firmado con Schuepbach Energy LLC.

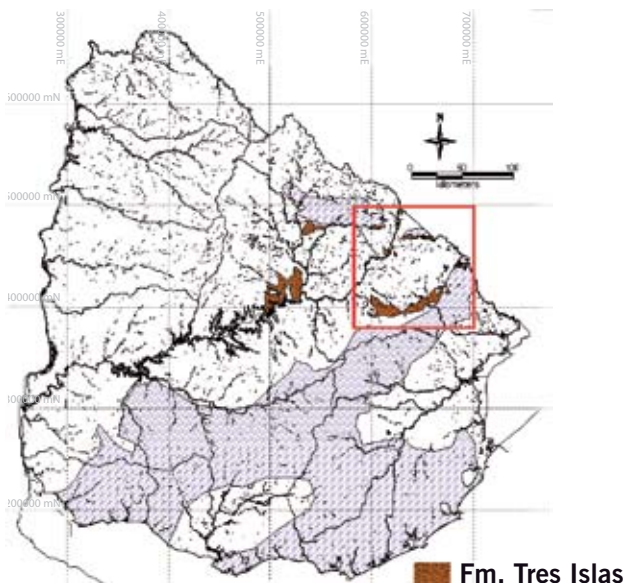


Figura 12. Región de mayor favorabilidad para la prospección de carbón en Uruguay.

investigación en conjunto con la Facultad de Ciencias (Universidad de la República) para realizar una evaluación geológica de la Formación Tres Islas que permita establecer los criterios para la exploración del carbón.

Dicho proyecto abarca tareas como el mapeo geológico a escala de detalle y el análisis estructural de la formación Tres Islas. Asimismo, se está estudiando la posibilidad de realizar una campaña de perforaciones en la cuenca Norte, con el objetivo de evaluar el real potencial de la unidad para la ocurrencia de carbón. ■

Fuentes consultadas

De Santa Ana, H.; Ucha, N. & Veroslavsky, 2005. *Geología y potencial hidrocarburífero de las cuencas offshore de Uruguay*. V Seminario Internacional: Exploración y Producción de Petróleo y Gas, Lima.

Tavella, G.F. & Wright, C.G. 1996. *Cuenca del Salado*. 95-116p. en Ramos, V.A. & Turic, M.A. (eds.), *Geología y recursos naturales de la Plataforma Continental Argentina*. Relatorio del XIII° Congreso Geológico Argentino y III° Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Buenos Aires.

Paton, D.A.; van der Spuy, D.; Di Primio, R. & Horsfield, B. 2008. *Tectonically induced adjustment of passive margin accommodation space; influence on the hydrocarbon potential of the Orange Basin, South Africa*. AAPG Bulletin N° 92 (5), 589-609 p.

Scotese, C. R. 2006. PALEOMAP Project.

Ucha, N.; de Santa Ana, H. & Veroslavsky, G. 2003. *La Cuenca Punta del Este: geología y potencial hidrocarburífero*. 173-192p. en Veroslavsky, G.; Ubilla, M. & Martínez, S. (eds.), *Cuencas Sedimentarias de Uruguay: Geología, Paleontología y recursos naturales – Mesozoico*. DIRAC, Montevideo.