

Nota II de II

Perspectivas exploratorias de la plataforma continental argentina

Por **Daniel Alberto Kokogian**,
Presidente de New Milestone

Tras las consideraciones en el número anterior de *Petrotecnia* sobre la actividad exploratoria llevada a cabo en las distintas cuencas construidas bajo las aguas del Mar Argentino, se analiza aquí puntualmente el potencial de la Cuenca de Malvinas Norte a la luz del anuncio en los últimos meses sobre el hallazgo de petróleo por parte de la empresa británica Rockhopper

Esta nota, cuya segunda y última parte se publica en este número, ha buscado concentrarse en los aspectos de exploración y desarrollo en el *offshore* (costa afuera) del Mar Argentino, donde muchos estiman que se halla la respuesta para las necesidades de energía de la Argentina. En la primera parte, se analizó lo realizado hasta el momento en todas las cuencas *offshore* de nuestro país y se incluyó un segmento especial sobre las características geológicas y los antecedentes petroleros de la denominada "Cuenca de Malvinas Norte".

En esta segunda parte, se cubrirán en profundidad la evolución y los últimos datos obtenidos en los



Petrotecnia publicó la primera parte de esta nota en la edición de octubre de 2010.

nuevos pozos exploratorios perforados durante el año 2010. El autor tratará de brindar al lector una interpretación que se limite al plano técnico de estos. Como es de público conocimiento, el tema fue ampliamente publicitado por alguna de las operadoras que perforaron los pozos; y sus comentarios, reproducidos por la prensa mundial y nacional a gran escala. No se descarta la influencia del factor político por sobre los aspectos técnicos y económicos en esos comentarios.

Es indudable que, al finalizar la presente campaña exploratoria en Malvinas Norte, se tendrá una visión mucho más ajustada del potencial en esa cuenca. Malvinas Oriental es una frontera de altísimo riesgo, y es costosa. Y, para el sector de la Cuenca de Malvinas bajo control británico, se aplican los mismos comentarios que para el sector bajo jurisdicción argentina. Sin lugar a dudas, el acceso de nuestro país a posibles reservas en estas zonas implica aspectos políticos sobre todo, más que técnicos.

Vale aclarar finalmente que el presente artículo fue escrito luego de la perforación de los pozos Liz y Sea Lion, pero con anterioridad al ensayo del Sea Lion y a la perforación de Toroa, Ernest y Rachel. Con el objetivo de mantener el valor técnico del análisis realizado, el autor optó por no modificar el texto original e incluir los comentarios sobre los resultados de los pozos como notas del autor.

El prospecto Sea Lion

Según los comunicados de prensa de Rockhopper, el pozo fue perforado durante abril y mayo de 2010 (figura 19), alcanzó una profundidad final de 2744 m y encontró unos 53 m de *pay* en rocas depositadas, en un ambiente de abanicos o *fan deltas*, de edad barremiana y que gradarían lateralmente a la potencial roca generadora (figuras 23 y 24). Teniendo en cuenta las limitaciones de acceso a mayor información, debemos decir que quien suscribe está de acuerdo

con la interpretación paleoambiental postulada, con la presencia de figuras progradantes, que pueden ser interpretadas como *fan deltas*. Ello se manifiesta claramente en las líneas sísmicas difundidas; las formas de abanico resultan también evidentes en los mapas de amplitud generados (figura 24).

El mencionado *net pay* ha sido interpretado a través de perfiles, y también se han obtenido muestras de petróleo que, según los análisis realizados, arrojan un resultado de 26,4 a 29,2 °API. Por razones que desco-

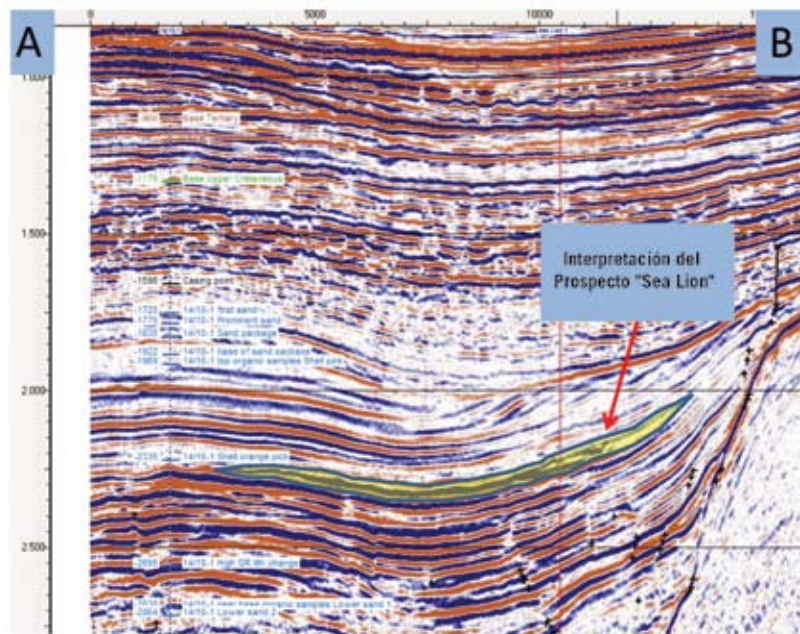


Figura 23. Línea sísmica que muestra el prospecto Sea Lion. Tomado de Rockhopper, WEB

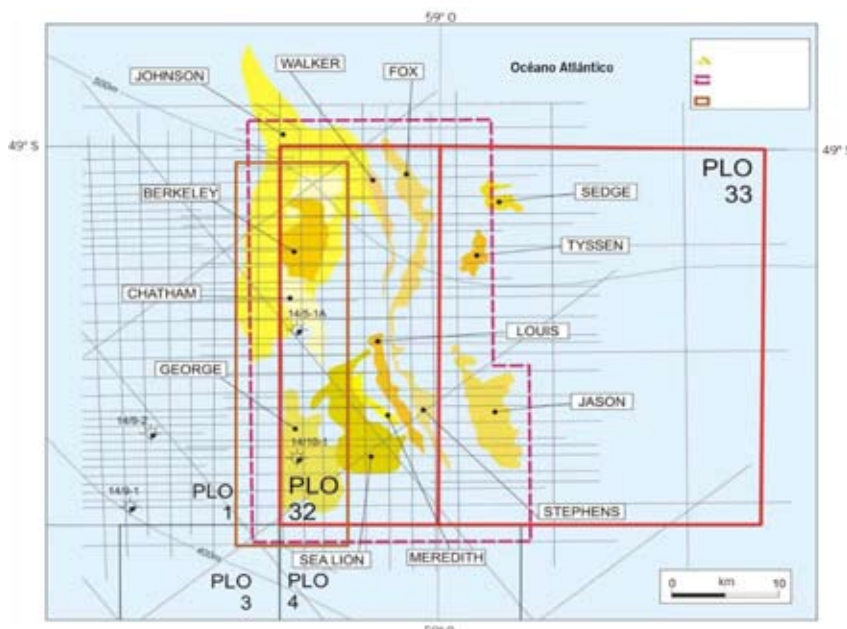


Figura 19. Ubicación de prospectos y Leads, entre ellos Sea Lion. Tomado de Rockhopper, WEB

nocemos, el pozo no fue ensayado, sino puesto en espera de terminación mientras la plataforma se trasladaba a perforar el prospecto Toroa en Malvinas Oriental. Se generó un comunicado de prensa, fechado el 23 de julio, en el que se mencionaba que la plataforma Ocean Guardian comenzaba a perforar el pozo Ernest; se esperaba llegar al fondo en unos treinta días y luego trasladar la plataforma para ensayar el Sea Lion.

En el Sea Lion, las arenas con hidrocarburos se encontraron entre los 2374 m (donde se ubicaría un sello regional) y los 2591 m, lo que definía un *gross interval* de 217 m. Dentro de esta sección, se ubican los 53 m de *pay*, distribuidos en siete niveles diferentes. El más espeso alcanza los 30 m; esto deja espesores promedios de

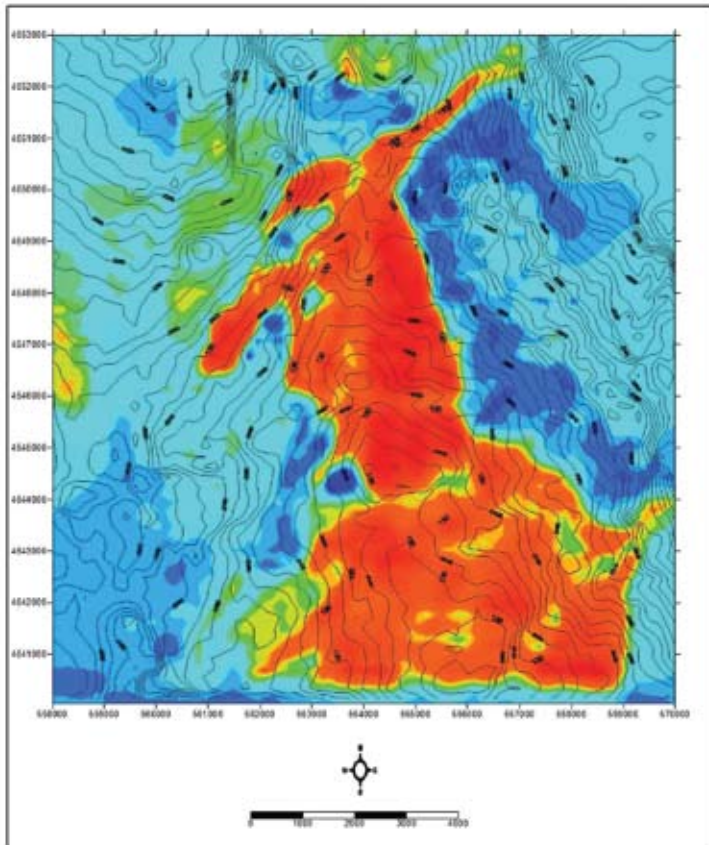


Figura 24. Mapa de amplitudes que muestra el abanico y mapa estructural sobre Sea Lion. Tomado de Rockhopper, WEB

3 m cada uno para los otros intervalos. Estos datos indican que se está en presencia de reservorios construidos en un ambiente donde predominan facies no reservorio (*mid a outer fan*), por lo que su continuidad podría ser, en principio, limitada.

Si bien la información aportada por Rockhopper en ocasiones es aislada y confusa, una revisión detallada puede arrojar algunas consideraciones que avalan lo mencionado respecto de la continuidad de los reservorios. Es así que se menciona que los datos de presión permiten suponer la presencia de dos columnas de petróleo independientes y que las arenas con hidrocarburos más delgadas y a mayor profundidad probablemente se encuentren muy por debajo del límite mapeado en sismica para el *Sea Lion Fan*. ¿Serán facies distales de abanicos más viejos dentro de una secuencia progradante?

La porosidad promedio que se dio a conocer es del 19%; y la permeabilidad es catalogada como buena, no aporta valores absolutos concretos. Todo parece indicar que los reservorios, en consonancia con la interpretación paleoambiental, son de moderada a regular calidad. Quizás este sea el motivo por el cual Rockhopper señala que el posible yacimiento debería construirse con pozos horizontales e implementando la recuperación secundaria temprana con el fin de alcanzar valores de recuperación por encima del 15% tomado para sus evaluaciones de reserva P90. Si esto es así, resulta incongruente con el 30% de RF asumido en los cálculos de reserva del prospecto: valor que, a simple vista, parece muy optimista.

En conclusión, tal vez el pozo no haya sido terminado a raíz de lo expuesto anteriormente. Si bien se han recuperado muestras de petróleo y su presencia en varios niveles arenosos ha sido interpretada en los perfiles, hay más de un motivo para demorar la terminación, que deberá ser analizada en detalle, puesto que ofrece innumerables alternativas. Además, podría arrojar resultados no del todo favorables al financiamiento futuro del proyecto.

Existe en los comunicados de prensa una clara intención de mantener altas expectativas en cuanto al prospecto, que pueden ser lógicas, aunque tanto empeño resulta, cuando menos, llamativo. Por ejemplo, se menciona que las anomalías de amplitud muestran la presencia de mayores espesores de reservorio en casi todas las direcciones a partir del pozo. ¿Por qué se perforó allí, entonces, y no en los sectores donde las anomalías eran más conspicuas?

Otra afirmación bastante agresiva formula que una acumulación de 60 MMBO es explotable en términos económicos con un precio del petróleo de US\$ 50 por barril. Aseveraciones como esta rondan el límite de lo temerario, toda vez que los *economics* que Desire Petroleum mostró con anterioridad para los prospectos de la zona presentan un NPV negativo para esos valores de precio de petróleo y magnitud de acumulación. Finalmente, ¿cómo puede arriesgarse semejante predicción cuando no se tiene idea alguna de la productividad de los pozos?

Para saberlo, habrá que esperar a

la terminación del pozo y, en caso de producir resultados positivos, ver cuáles son las posibilidades de desarrollo del prospecto, dado que la productividad de los pozos será el factor clave para la economicidad de un probable yacimiento. Recordemos que el costo estimado por pozo es de 60 millones de dólares.

Cálculo de recursos del Sea Lion

De acuerdo con la evaluación preparada por RPS Energy Pty Ltd para Rockhopper Exploration, el cálculo probabilístico de recursos contingentes del Sea Lion, en MMBBL, es:

- *In Place*: Bajo: 382, Mejor: 806, Alto: 1673, Promedio: 943
- Recursos contingentes: Bajo: 57, Mejor: 242, Alto: 669, Medio: 291

No existe acceso a los datos utilizados como *input* de estos cálculos probabilísticos; pero, según la información incluida en distintos informes, es posible que esta esté refrendada por una extensión de 45 km² para el prospecto, basado en amplitudes sísmicas; espesores en el pozo considerados promedio para todo el prospecto; porosidad promedio del 19 %; y, como es claro en el gráfico, un factor de recuperación del 30 %, quizás un tanto optimista para el tipo de ambiente sedimentario propuesto. No tenemos conocimiento de otros datos utilizados para obtener la magnitud del recurso.

Nota del autor: Con posterioridad a la finalización de este artículo, hubo varios comunicados de prensa de Rockhopper Exploration sobre los resultados del ensayo del pozo Sea Lion. El 17 de septiembre de 2010, comunicaron que el pozo se ensayó por dieciocho horas y que se mantuvo un nivel de producción de 2000 bbl/d y un flujo máximo de 2304 bbl/d. No se aportaba ningún dato adicional, lo cual limitaba toda posibilidad de ponderar en su magnitud el posible descubrimiento.

Se emitió un nuevo comunicado de prensa, fechado el 24 de septiembre de 2010, en el que, a mi entender, se percibía cierta intención de Rockhopper de mantener altas las expectativas, ya que señalaba que, sin los inconvenientes encontrados en este ensayo, un pozo similar podría llegar a producir 4000 bbl/d. Conven-

gamos en que esta afirmación no es para nada ingenua, ya que con 2000 bbl/d, tal como se menciona en el artículo, difícilmente los pozos resulten económicos. Salvo esta aclaración, no se aportaban datos adicionales que permitieran estimar de algún modo fehaciente las reservas dadas a conocer, que parecían marcadamente optimistas y, quizás, tenían un sustento técnico muy cuestionable.

Todas las dudas generadas por los comunicados de prensa fueron, en su momento, compartidas con Rockhopper por correo electrónico. No se producen aquí esos documentos para no abusar de la paciencia del lector. Sí puede decirse que los mencionados correos nunca fueron contestados.

Sin embargo, con fecha posterior, el 13 de octubre de 2010, en un nuevo comunicado de prensa, Rockhopper manifestó que, de acuerdo con recomendaciones efectuadas por consultores, tanto el OOIP P50 como los recursos contingentes 2C deberían ser reducidos al menos el 30%. Los motivos en que se basaba esta recomendación eran varios, y basta con remitir al lector a la página de Internet de Rockhopper, donde figuran claramente especificados. No obstante, conviene resaltar aquí que el principal factor mencionado es la imposibilidad de definir la distribución de los reservorios tanto en la vertical como en la horizontal, la continuidad y conectividad de estos y, sobre todo, la falta de más puntos de control (léase nuevos pozos).

En concreto, los consultores independientes están utilizando los mismos cuestionamientos planteados en este trabajo que Rockhopper pasó por alto hasta el momento de ese comunicado de prensa. Allí, se insiste en que la Junta Directiva de Rockhopper tiene una visión distinta de la de los consultores.

Si bien no es posible realizar una evaluación exhaustiva del ensayo del Sea Lion por no contar con toda la información básica, del análisis de los datos publicados puede concluirse en que:

- La acumulación ensayada es pequeña.
- El reservorio parece tener muy baja transmisibilidad.
- La presión de surgencia en boca de pozo es muy baja; debería estar en el orden de las 400-450 psi y es

solo de 120 psi.

Sin duda, ninguna de las características mencionadas resulta muy atractiva desde el punto de vista de la calidad de los reservorios.

Respecto de la posibilidad de obtener pozos con mayor productividad, únicamente podemos referirnos a dos de los factores mencionados por Rockhopper: resolver el tema de las parafinas y los pozos horizontales.

Consideramos que no resultará tarea sencilla eliminar los problemas de precipitación de parafinas, al menos con costos manejables, si las aguas del Atlántico Sur se encuentran a 4 °C. ¿Cómo esperan erradicar estos problemas? Podrán minimizarlos, pero eso requerirá sin lugar a dudas alternativas de extracción más costosas y entrar a los pozos periódicamente para "limpiarlos". Este hecho incidirá en la productividad promedio de los pozos y en los costos de mantenimiento y de producción. Alimentar las expectativas de duplicar la producción eliminando el problema de la parafina en su totalidad parece ser una postura un tanto ingenua, cuando no tendenciosa.

En cuanto a la construcción del posible yacimiento perforando pozos horizontales, todo parece indicar que, si bien no debe descartarse dicha alternativa, resulta un tanto prematuro y arriesgado plantearla como solución, toda vez que se carece al momento de datos concretos sobre la distribución de los reservorios, su continuidad o conectividad. Debemos tener presente que el pozo ya mostró signos de compartimentalización o no conectividad de los reservorios a partir de los datos de presión obtenidos.

Desde mi punto de vista, esta alternativa es hoy una posibilidad remota y no debiera ser presentada ante la opinión pública, los inversores y el mercado en general como una solución comprobada. Recordamos en este punto que lo único que sí parece una certeza hasta el momento es que el ambiente de depósito se base en *fan deltas*, con lo cual habría que esperar una altísima heterogeneidad de los reservorios.

Por lo aquí mencionado, en

opinión de quien esto escribe, el valor del ensayo en el Sea Lion consiste en aportar el primer volumen de petróleo en la Cuenca de Malvinas Norte. Se trata de un hito importantísimo; sin embargo, afirmar que constituye el descubrimiento del primer yacimiento de petróleo en la cuenca es un tanto prematuro. Se requerirá de un importante esfuerzo adicional, básicamente varios pozos de delineación, para confirmar si se está en presencia de reservas de petróleo o de un recurso. Este autor

cree, en síntesis, que los principales argumentos postulados en el artículo para este prospecto mantienen absoluta vigencia luego del ensayo del pozo Sea Lion.

A partir de los anuncios iniciales sobre el Sea Lion, las acciones de Rockhopper subieron considerablemente de un nivel de 80 p a 300 p; y después del ensayo, a 500 p. Luego de los comunicados aclaratorios tanto del ensayo como del de potenciales reservas, la acción sufrió una caída al nivel de los 300 p.

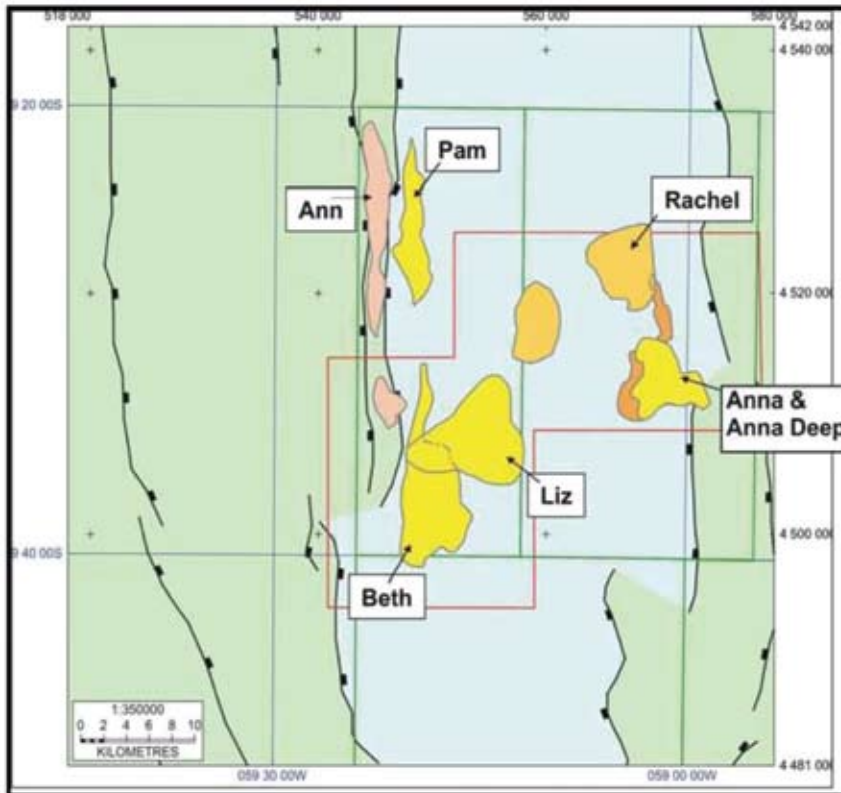


Figura 18. Ubicación de prospectos y Leads, entre ellos Liz y Rachel. Tomado de Desire, WEB

El prospecto Liz

El pozo Liz 14/19-1 (figura 18) fue perforado por Desire Petroleum antes del pozo Sea Lion y fue abandonado

como pozo descubridor de gas tras alcanzar la profundidad de 3667 m (figuras 25 y 26).

Pero, desde mi punto de vista, el pozo de ningún modo puede ser

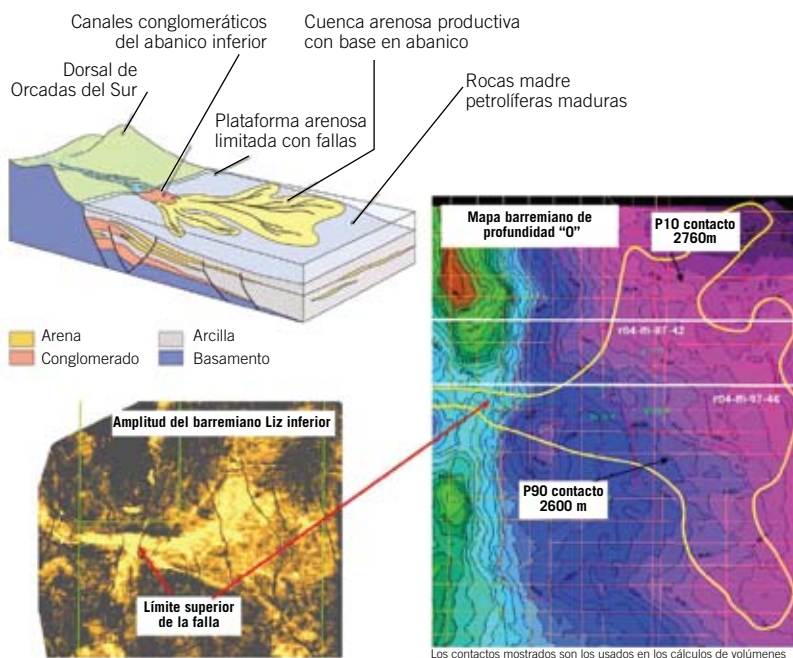


Figura 25. Prospecto Liz: modelo barremiano en abanico. Mapas de profundidades y amplitudes sísmicas. Tomado de Desire, WEB

considerado descubridor de gas ni de un yacimiento de gas. En todo caso, el pozo tuvo *gas shows*, y los perfiles arrojaron 17 m de probable *gas pay*, distribuidos en un intervalo arenoso de 70 m de espesor que se ubica entre los 2961 y los 3031 m. Pudo también definirse que los potenciales reservorios corresponden a arenas de muy baja permeabilidad, que presentan claras muestras de sobrepresión.

El pozo, según Desire Petroleum, también encontró *dry gas* en niveles más profundos del *synrift* que no pudieron ser ensayados debido a las altísimas presiones que ponían en riesgo la operación normal del pozo.

Similitudes

Arenas de baja permeabilidad, gas seco, sobrepresión, ausencia de agua... ¿no resulta familiar esta descripción? No es necesario destacar aquí que resulta muy difícil lograr producciones económicas de este tipo de reservorios aun en zonas como en la Cuenca Neuquina. Por ello, parece al menos temerario pensar que constituyen un descubrimiento en el medio de la plataforma marina. Concretamente, el pozo Liz, a mi entender, es un pozo seco.

Estos resultados son de suma importancia y, como tales, deben incluirse en la evaluación del Sea Lion. El *play concept* es exactamente el mismo: *fan deltas* del Barremiano provenientes de los márgenes del *rift* que ingresan en el ambiente lacustre que, según se cree, contiene la roca generadora (figura 25). Se encuentran muy cerca uno del otro, y la única diferencia es que provienen de márgenes diferentes. Es posible que ambos pozos, cuyos resultados hasta el momento son aparentemente opuestos, estén mostrando la característica de estos *fan deltas* en lo que hace a presencia, calidad y distribución de las facies reservorio dentro de ellos.

Ambos pozos fueron perforados explorando sendas amplitudes sísmicas. El Liz es un *dry hole*, y el Sea Lion está en espera de terminación. Pero no parece prudente considerar que las condiciones petrofísicas que allí se encontraron puedan ser extrapoladas a la totalidad de la anomalía sísmica. En todo caso, podrá haber zonas mejores que las investigadas por los pozos y también otras peores. Lo que

Resumen del prospecto Liz

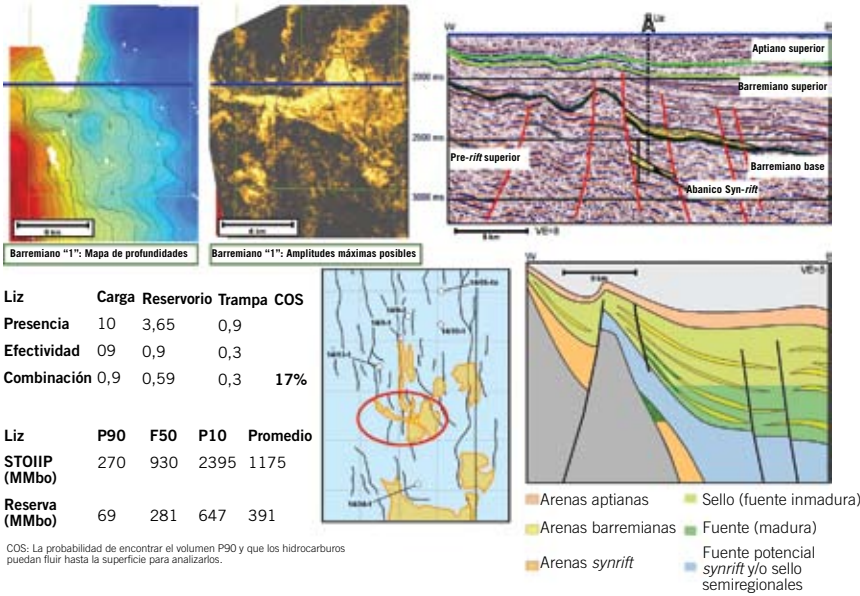


Figura 26. Prospecto Liz. Tomado de Desire, WEB

es correcto desde el punto de vista técnico es afirmar que, para definir la magnitud del supuesto descubrimiento del Sea Lion, habrá que esperar no solo su ensayo, sino, en caso de resultar positivo, la perforación de varios pozos de avanzada.

Pasemos ahora a una rápida revisión de los dos prospectos que, según las operadoras del área, serán perforados por la plataforma Ocean Guardian tras su excursión a Malvinas Oriental para perforar Toroa.

El prospecto Ernest

Según la información disponible, Ernest será el próximo prospecto que investigará Rockhopper (figuras 15 y 27). Desde el punto de vista geológico, constituye un paso importante hacia un *play* que presenta mayor riesgo exploratorio, lo cual está evidenciado, sintéticamente, por las siguientes características:

- El prospecto está ubicado en la zona sur de la Cuenca de Malvinas Norte, donde, hasta el momento, no hay signos de roca generadora. La probada roca madre cretácica parece estar ausente aquí en ocasiones por falta de sedimentación y en otras por estar fuera de la “ventana de generación de petróleo”.
- Tampoco hay signos de potencial roca madre de edad jurásica en este depocentro. Todo parece indicar que se necesita una consi-

derable distancia en la migración desde el norte para poder “cargar” los reservorios.

- Si bien la calidad de los reservorios puede no ser cuestionada, no hay control sobre su distribución.
- El prospecto parece ser una clara figura estructural que tiene cierre en las cuatro direcciones para los niveles del Cretácico inferior (figuras 27 y 28). Estos se apoyan directamente sobre un alto de basamento, y no se observan sedimentos jurásicos.
- A pesar de lo señalado en el punto anterior respecto del cierre estructural, el prospecto fue definido por dos perfiles de CSEM (*Controlled Source Electromagnetic*, figura 29). También se mencionan aparentes



Figura 15. Pozos y sísmica existente en Malvinas Norte. Tomado de Rockhopper, WEB

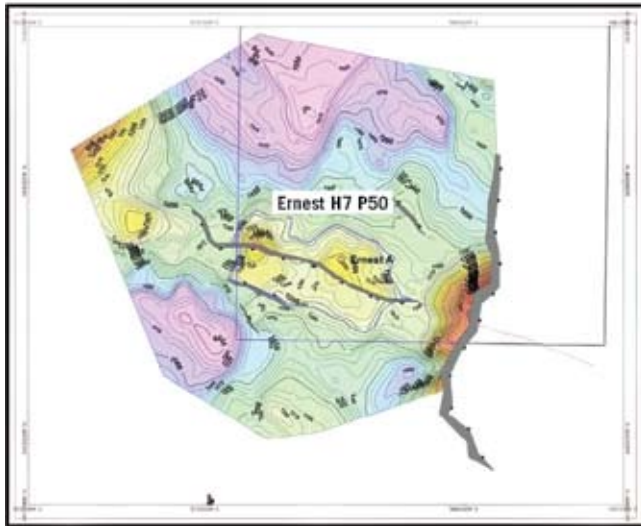


Figura 27. Prospecto Ernest, mapa estructural. Tomado de Rockhopper, WEB

anomalías positivas de AVO. Los mismos estudios de Rockhopper relativizan la justeza de los análisis de anomalías AVO, toda vez que no hay pozos en la zona que permitan ajustarlas. A nuestro entender, existe otro dato que no es menor: la interpretación se realizó sobre líneas sísmicas en 2D, ya que no hay adquisición de 3D sobre el prospecto.

- Observando la única línea publicada que muestra la anomalía de CSEM (figura 29), se ve claramente que esta no ocupa toda la estructura, sino que está desplazada hacia un flanco, y no se observa anomalía en el flanco opuesto. Este hecho parece indicar que, por lo que

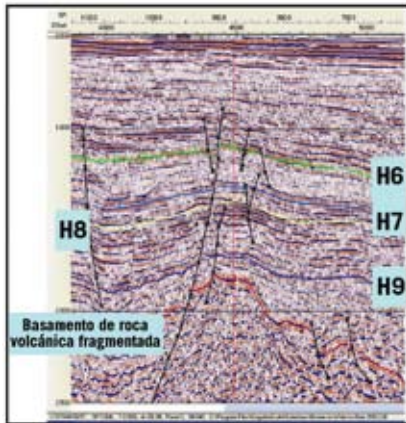


Figura 28. Línea sísmica que muestra el prospecto Ernest. Tomado de Rockhopper, WEB

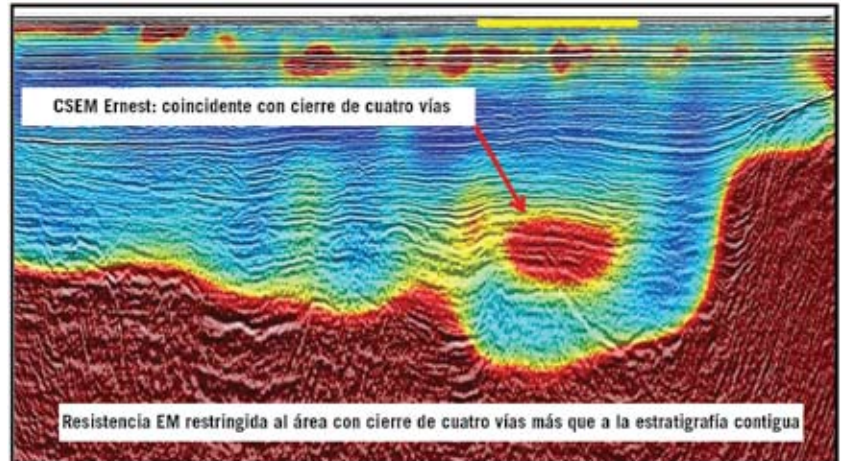


Figura 29. Posible anomalía (CSEM) sobre Ernest. Tomado de Rockhopper, WEB

nos concierne, o bien hay cambios estratigráficos no contemplados en la evaluación del prospecto o las pretendidas anomalías están relacionadas con cualquier otra factor menos con la presencia de hidrocarburos.

- Se plantea, además, la presencia de DHI por un posible *flat* que se observa en una línea sísmica en 2D. Si bien no se lo muestra como un dato determinante, también es cierto que podría habérselo obviado dada su manifiesta debilidad técnica.

Los recursos que espera Rockhopper para el Ernest, en MMBO, son los siguientes:

- Bajo: 56, Mejor: 156, Alto: 417, Promedio: 195; posibilidad de éxito: 23%.
- De acuerdo con los mismos cálculos, el promedio (*mean*) de 195 millones de barriles corresponde a un FR del 31% sobre un OOIP de 630.

Resumiendo, Ernest es un interesante prospecto, ya que estará investigando una situación totalmente novedosa. Es de altísimo riesgo; a nuestro entender, la posibilidad de éxito está en el orden del 12% y, de ser estéril, no debería llamar la atención. Por el contrario, de resultar en un descubrimiento, generaría un completo replanteo de los modelos exploratorios utilizados hasta ahora.

Nota del autor: Con posterioridad a la escritura de este artículo, el 25 de agosto de 2010, Rockhopper Exploration anunció que el pozo Ernest resultó estéril y fue abandonado. El comunicado es absolutamente escueto y no se explora sobre las razones que pudieron determinar este resultado negativo. En mi opinión, tal y como se expresa en el artículo, el prospecto era altamente riesgoso por la larga distancia de migración requerida y por la debilidad de los soportes técnicos que lo definían. Por ende, las posibilidades de éxito eran muy reducidas.

El prospecto Rachel

La decisión de perforar este prospecto (figura 18) fue tomada

luego de conocerse los resultados del pozo Sea Lion. El *play concept* es similar (figura 30), aunque, en nuestra opinión, hay que tener en cuenta algunas características que pueden aumentar el riesgo de este prospecto.

Los cálculos de recursos, sin riesgo, de Desire Petroleum para el Rachel, en MMBBL, son:

- P90: 38, P50: 230, P10: 630, Promedio: 294; posibilidad de éxito: 15%.

Tal como lo mencionan distintos informes de la operadora, si bien este prospecto es análogo al Sea Lion, aquí no se cuenta con el relevamiento total de sísmica en 3D, ya que no cubre el sector norte del prospecto, que sólo tiene 2D. La trampa requiere de un cierre estratigráfico, además de la presencia de fallas *updip* tanto hacia el norte como hacia el sur. Asimismo, no está claro el sello basal-lateral, dado que en sísmica se obser-

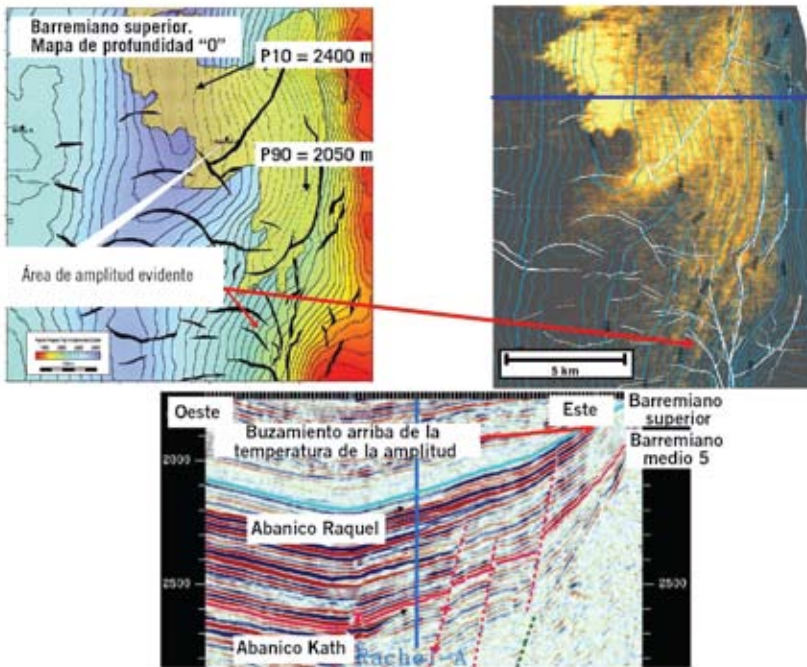


Figura 30. Prospecto Rachel: Barremiano superior a profundidad "0", mapas de amplitud y línea sísmica. Tomado de Desire, WEB

va un claro carácter transgresivo de la secuencia que constituye el *target*. Ello podría poner arenas en contacto con arenas. No deja de ser sospechoso el arreglo de *backstepping* para un postulado *fan delta* (figura 30).

El pozo más cercano se encuentra a unos 20 km. Se trata del Shell 14/10-1, que, según Desire Petroleum, muestra evidentes signos de

falta de migración; otro dato para tener en cuenta es que, aunque el prospecto fue definido por anomalías en la sísmica, no se han comprobado anomalías AVO. Si bien este tal vez no se considere un dato negativo, al menos es "no positivo".

Desire Petroleum menciona la mayoría de estos riesgos, y calculo que hay un riesgo adicional para este

prospecto: la "carga". De acuerdo con los datos aportados por los pozos perforados en el sector norte de la cuenca, aunque el Barremiano contiene facies lacustres generadoras en todo su espesor, solo los niveles basales se encuentran en la ventana de generación de petróleo. Debemos agregar aquí que, según la experiencia propia en ambientes lacustres, la calidad de roca generadora es sustancialmente mejor en la base (donde se encuentran los sistemas transgresivos o *stacking* de secciones condensadas) que en el resto del espesor de las sedimentitas de origen lacustre. La figura sísmica, que constituye el objetivo del Rachel, se encuentra justo en el tope del Barremiano. Por lo tanto, la migración desde su base puede estar impedida por las mismas facies pelíticas no generadoras, y se necesitará de carga por fallas. Si bien se evidenciaron fallas mediante registros sísmicos, habrá que verificar si son efectivas vías de migración.

En conclusión, Rachel es un prospecto de mayor riesgo que el Liz y el Sea Lion, y los resultados del pozo serán muy importantes para ponderar el potencial de la subcuenca septentrional de Malvinas Norte.

Nota del autor: Con posterioridad a la preparación de este artículo, el 15 de octubre de 2010, Desire Petroleum anunció que el pozo 14/15-1 Rachel alcanzó la profundidad final de 2877 m y que no se registró

prueba alguna de hidrocarburos. Sin embargo, mostraron como dato positivo la presencia de 81 m de rocas que tenían buenas características de reservorio y porosidades promedio del 23%.

Como posible responsable del resultado negativo, sostenían que las vías de migración y carga desde la roca madre a los potenciales reservorios no funcionaron adecuadamente. Como puede observarse en el artículo, este punto resultaba, a nuestro entender, el mayor riesgo del prospecto y aparentemente no estaba ponderado de manera adecuada por Desire Petroleum.

En el mismo comunicado, mencionaron que, sobre la base de los resultados aportados por el pozo, era evidente la presencia de rocas reservorio en posición *downdip*, por lo que procederían a perforar un *side track* con un *offset* de 1,2 km respecto del pozo original. A decir verdad, quien escribe desconoce de qué manera pudieron llegar a esta conclusión a horas de haber perfilado el pozo; parece haber sido una decisión, al menos, temeraria o inducida por factores ajenos al análisis puramente técnico.

El 1.º de noviembre, Desire Petroleum anunció que había tenido inconvenientes en perfilar el *side-track* debido, quizás, al alto grado de desviación del segmento dirigido alrededor de 40°. Un día después, por medio de otro comunicado, Desire Petroleum comunicó que no sería posible perfilar el pozo y que este sería obturado y abandonado. En un intento por mantener las expectativas sobre este prospecto, mencionaron que, a partir de los datos obtenidos durante la perforación del *side-track*, podía inferirse la presencia de 25 m de arenas con *show*. Sin discutir la validez técnica de esta aseveración, este espesor es solo un tercio del aparentemente identificado en el pozo vertical.

El próximo paso será reevaluar el prospecto y perforar un nuevo pozo vertical que permita comprobar de manera completa la presencia o ausencia de hidrocarburos. Cuándo se perforará ese pozo aún no está definido. En mi opinión, es factible que no se perfora nunca, dado que ahora a los argumentos ya expuestos antes de la perforación del pozo se agregan dos intentos fallidos.

La primera reacción de los mer-



cados a los resultados del Rachel fue una estrepitosa caída del precio de la acción de Desire Petroleum desde los 320 puntos aproximadamente al rango de los 100; da la sensación de que las intrincadas explicaciones de Desire Petroleum para mantener vivo el interés de los inversores en este *play* no fueron del todo convincentes.

Algunas conclusiones preliminares sobre la actividad exploratoria en las cuencas que rodean las Islas Malvinas

- El esfuerzo exploratorio realizado hasta el momento no es menor. Gran parte de estas cuencas se cubrieron con sísmica en 2D, y la sísmica 3D fue utilizada para interpretar las áreas que presentaban mayor interés prospectivo. Al finalizar esta campaña, se habrán perforado once o doce pozos, cuyos

costos oscilan entre los 40 y los 60 millones de dólares estadounidenses cada uno.

- Ninguna de las grandes operadoras petroleras del mundo están involucradas en estos esfuerzos, aunque no sabemos si estas *entrepreneur* son apéndices no oficiales de algunas de ellas. Por el momento, lo único evidente es la presencia, en ellas, de muchos ex ejecutivos de BHP. Respecto de Shell, fue claramente activa en la primera etapa y no aparenta estar presente en la actual.
- Estas compañías se están financiando con inversiones captadas en el mercado de capitales de Londres; y, en los últimos meses, sus acciones subieron exponencialmente al compás de los distintos anuncios realizados, en especial sobre el aún no ensayado Sea Lion.
- El Sea Lion constituye la primera prueba concreta de una posible trampa de hidrocarburos en Malvinas Norte. Su magnitud es absolutamente desconocida, toda vez que el pozo no se ensayó. Por lo tanto, podría llegar a ser un yacimiento como el postulado en los anuncios de Rockhopper o quedar simplemente como una buena prueba de que, en la cuenca, se generaron hidrocarburos, aunque sin alcanzar a constituir un yacimiento. Nos parece prudente recordar aquí, sobre todo para aquel lector interesado pero neófito en el tema, que el hecho de recuperar petróleo durante la perforación o el perfilaje del pozo no constituye ningún signo de yacimiento. Como ya fue ampliamente analizado al comentar el Sea Lion, para asegurar que allí hay un yacimiento de las magnitudes sugeridas, primero habrá que ensayar el pozo y luego deberán obtenerse volúmenes de producción importantes (quizás más de 3000-5000 barriles/día). Y, lo que es más importante aún, habrá que perforar unos cuantos pozos de delineación que confirmen la extensión de la acumulación necesaria para que el prospecto resulte económico; este valor seguramente está más cerca de los 200 ó 300 millones de barriles que de los 50 millones de barriles postulados por Rockhopper.

- Luego de esta campaña de perforación, se tendrá una idea bastante ajustada del potencial exploratorio de Malvinas Norte.
- En la Cuenca de Malvinas Oriental, el nivel de exploración es mucho más incipiente, es decir, está en estado inicial. El resultado del pozo perforado no es suficiente para condenar el área ni mucho menos. Es evidente que, en este sector, la inversión de riesgo requerida puede ser de mayor envergadura, puesto que gran parte de la cuenca está construida en profundidades de agua más allá de los 1000 m.
- Hacia el sur de las Islas Malvinas, en el flanco oriental de la Cuenca de Malvinas, ubicado dentro de la denominada zona de exclusión, no se ha realizado actividad exploratoria alguna hasta ahora. Es muy posible que los datos negativos encontrados hasta el momento en el sector bajo jurisdicción argentina hayan mermado el interés exploratorio en este flanco de cuenca.

¿Del *offshore* obtendremos la energía que necesitaremos en los próximos cincuenta años?

Llegados hasta aquí, diremos que, sin duda alguna, como hemos señalado, el área *offshore* de nuestro país alberga algunas de las cuencas que tienen bajo nivel de madurez exploratoria. Sin embargo, esta no es la característica más generalizada y, por ende, no puede adjudicarse ese estado a toda la región marina.

Hemos mencionado que, de acuerdo con nuestro criterio, se han explorado cuencas como la de Rawson y la de San Julián, o sectores de plataforma interna de Salado y Colorado, y los datos negativos recolectados eliminan prácticamente toda posibilidad de presencia de hidrocarburos. Las áreas de plataforma externa de las cuencas de Salado y Colorado, en especial esta última, junto con la Cuenca Argentina, ameritan y necesitan exploración adicional.

El potencial de la Cuenca del Golfo está claramente relacionado con el precio del petróleo. Por el momento,

allí existen solamente recursos. La Cuenca Austral es la más madura desde el punto de vista exploratorio y quizás pueda agregar reservas adicionales a las ya existentes, pero en volúmenes limitados.

La región de la Cuenca de Malvinas bajo jurisdicción argentina parece restringir sus posibilidades hidrocarburíferas hacia su extremo sur, donde próximamente –esperamos– se perforará un nuevo pozo exploratorio; se trata, sin dudas, de una región que justifica esfuerzos adicionales.

Respecto del potencial petrolero de las cuencas en las adyacencias de nuestras Islas Malvinas, aún sigue sin definirse. Si bien hay signos de que pueden existir allí algunas acumulaciones de hidrocarburos, queda claro que la realidad dista mucho de los pomposos anuncios y las predicciones proféticas de la presencia de “miles de millones de barriles de petróleo” allí, como este redactor escuchó en los medios.

Es indudable que, al finalizar la presente campaña exploratoria en Malvinas Norte, se tendrá una visión mucho más ajustada del potencial en esa cuenca, donde aparentemente se encuentran las mejores posibilidades de realizar algún posible descubrimiento. Esperemos.

Malvinas Oriental es una frontera de altísimo riesgo, y es costosa. Y, para el sector de la Cuenca de Malvinas bajo control británico, se aplican los mismos comentarios que para el sector bajo jurisdicción argentina. Sin lugar a dudas, el acceso de nuestro país a posibles reservas en estas zonas implica aspectos políticos sobre todo, más que técnicos.

En suma, el potencial exploratorio de nuestra plataforma está enmarcado en un ambiente de alto a muy alto riesgo exploratorio; y los posibles recursos, sumados a los datos existentes, no parecen ser tan obvios ni estar en los rangos que suelen discutirse en público.

Otro aspecto importante para tener en cuenta es que, dado el nivel de inversiones necesarias y el ya mencionado nivel de riesgo geológico, el avance de la exploración en nuestros mares parece requerir de la participación de compañías de envergadura que tengan las suficientes “espaldas financieras” para emprender esta

actividad; definitivamente no es un juego de niños. Las condiciones para explorar en la plataforma deberán ser, entonces, lo suficientemente explícitas y permanentes como para atraer esas inversiones que, como destino alternativo, tienen el resto del mundo.

Lo aquí expuesto es una interpretación de los datos técnicos disponibles. Seguramente no es la única posible. Pero de ser correcta, la realidad en cuanto al potencial hidrocarburífero de la zona se diferencia, y mucho, de la percepción que de estas regiones tienen la opinión pública y, al parecer, un sector mayoritario de los dirigentes de la Argentina.

En todo caso, no parece prudente hacer descansar las expectativas de autosuficiencia energética en las supuestas bondades aún no descubiertas ni comprobadas del subsuelo del Mar Argentino. Además, debe considerarse que, de existir reservas importantes, estas no estarían disponibles en volúmenes importantes hasta dentro de una década suponiendo que empezáramos hoy mismo.

Por el contrario, y desde un punto de vista estratégico, la migración de nuestra matriz energética hacia combustibles no fósiles parece ser obligatoria e irreversible; este proceso debería implementarse de inmediato si no queremos quedar inmersos en una gravísima situación de insuficiencia energética, dependientes de la importación masiva de petróleo y de gas para abastecer nuestras necesidades energéticas futuras.

En este aspecto, sigue siendo una materia pendiente adecuar la estructura de la industria a un ambiente de yacimientos maduros y descubrimientos cada vez más esporádicos y pequeños; la prolongación de la vida útil de los yacimientos y el incremento de las recuperaciones finales ha sido uno de los fundamentos de la incorporación de reservas de la última década o más.

No cabe duda de que, de continuar en este camino, se requerirá de estructuras más pequeñas y versátiles que puedan manejar producciones cada vez más marginales; la participación de nuevas compañías que puedan tomar y optimizar las operaciones de áreas marginales, hoy en manos de grandes operadoras, parece ser absolutamente inevitable.

Esta visión en modo alguno exime a las autoridades, nacionales y provinciales, y al sector petrolero en general de la responsabilidad de llegar a un acuerdo estratégico para definitivamente encauzar la actividad exploratoria hacia los sectores que aún quedan por explorar, ya sea en el *offshore* como en el *onshore*. Estos sectores no son muchos, y sobre todo, parecen estar, en su totalidad, en el ámbito del alto riesgo.

Desde luego, es una empresa difícil. Pero, si no lo hacemos, la responsabilidad del sector y de las autoridades políticas será inocultable; y la inacción, injustificable. ■

Agradecimientos: El autor agradece la lectura crítica y los aportes realizados al texto por los colegas Gualter Chebli, Daniel Figueroa, Carlos Cruz, Alejandro Cangini y Facundo Estivill.

Para obtener más información, se recomienda "Perspectivas exploratorias en el *offshore* Argentino" por Daniel Figueroa, Congreso de Producción del Bicentenario del IAPG, Salta, 2010. www.desireplc.co.uk www.rockhopperexploration.co.uk www.bordersandsouthern.com www.fogL.com

Nota: El presente artículo se ha escrito luego de la perforación de los pozos Liz y Sea Lion, pero con anterioridad al ensayo del Sea Lion y a la perforación de Toroa, Ernest y Rachel. Algunos datos posteriores, que indican, por ejemplo, que Toroa y Ernest fueron pozos secos, se conocieron durante su terminación. No obstante, se optó por no modificar el texto para mantener el valor técnico de lo aquí planteado.

Glosario

AVO: Amplitud Versus Offset, técnica utilizada como indicador de posible existencia de hidrocarburos mediante el método de comparar la variación de las amplitudes de las respuestas sísmicas en función de la distancia fuente-receptor; herramienta

que permite disminuir la incertidumbre y mitigar el riesgo.

FR: Factor de Recuperación.

cocina: posición de la cuenca donde la roca madre está en condiciones de generar y expulsar hidrocarburos.

spill point: punto límite de llenado máximo de una trampa.

in place: en castellano, se usa la expresión latina "in situ" con el mismo significado.

OOIP: Original Oil In Place (o POIS: "Petróleo Original In Situ"). El mismo criterio rige para el gas: OGIP = GOIS.

gas shows: manifestaciones de gas durante la perforación (en el caso del petróleo, se dice *oil shows*).

oil prone: propenso a generar petróleo.

mean: promedio estadístico en una distribución probabilística.

net pay o **pay:** espesor neto útil con saturación de hidrocarburos. Proviene del verbo *to pay* (pagar).

gas pay: espesor útil saturado de gas.

target: objetivo, en este caso, el reservorio.

play: concepto prospectivo.

onlap: rasgo surgido de la interpretación sísmica que indica que una sección sedimentaria está avanzando sobre una unidad geológica más antigua.

lead: prospecto al que se le pueden hacer trabajos como adquisición sísmica en 2D o 3D, o atributos sísmicos –u otros– antes de perforar un pozo de exploración con el objetivo de disminuir la incertidumbre o mitigar alguno de los factores de riesgo. El pozo se puede perforar sin necesidad de llevar a cabo esos trabajos, se trata de la relación costo-beneficio de la información adicional.

synrift: conjunto de rocas sedimentarias o volcánicas que se depositan durante el proceso de subsidencia tectónica en un *rift*: depósito contemporáneo producto de la etapa o fase de *rifting*.

depoctrato: porción de la cuenca

que acumula un espesor importante de sedimentos o de depósitos.

facies: conjunto de características de las rocas de una unidad geológica, que reflejan las condiciones en las que se formaron. En las rocas sedimentarias, se consideran los caracteres petrográficos (litofacies) y los paleontológicos (biofacies); conjunto de caras que presenta un cristal. Se utiliza "facies" tanto para el plural como para el singular, y es igual en español que en inglés.

fan deltas: es un abanico aluvial (*alluvial fan*) que entra y deposita su carga sedimentaria en un cuerpo de agua relativamente quieto (por ej.: lago o mar).

mid fan: posición media en un abanico, puede ser aluvial o turbidítico (submarino). En general, siempre se refiere a este último caso en trabajos de la industria petrolera.

outer fan: posición externa en un abanico. Caben las mismas consideraciones que en el anterior.

gross interval: se refiere a la sección (intervalo) de reservorio en su totalidad, dentro del cual se encuentra el intervalo neto (*net*) que es portador de hidrocarburo.

dry Hole: pozo seco.

updip: pendiente arriba.

downdip: la contrapartida, pendiente abajo.

backstepping: secuencias retrogradantes (retrocedentes): cuando el mar avanza sobre el continente.

stacking: apilamiento (de estratos o secuencias): sumatoria de los registros sísmico. Es una parte del procesamiento de la información sísmica, tanto en 2D como en 3D.

Fe de erratas: En el número anterior, en la figura 7 (p. 64), donde dice "Perforado: 31 de mayo de 2010" debió decir "Comenzado a perforar: 31 de mayo de 2010" y donde dice "Profundidad: 626 m" debió decir "Profundidad del suelo: 626 m".