

Nota I de II

Perspectivas exploratorias de la plataforma continental argentina

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

Consideraciones sobre la actividad de búsqueda en el Mar Argentino: qué se hizo, qué se hace y cuál es el potencial hidrocarburífero de las cuencas aledañas a las islas australes

Petrotecnia publicará la segunda y última parte de esta nota en la edición de diciembre.

Es alarmante que el tema energético no ocupe hoy un lugar destacado en la opinión pública. Se trata de un hecho dramático si consideramos el impacto que la energía tiene en el desarrollo de las sociedades modernas y la situación de nuestra matriz energética, en la que los recursos no renovables aportan más del 80% de la energía que consumimos.

El desconocimiento no solo es evidente en la opinión pública, sino que también alcanza a todas las clases dirigentes y, sin lugar a dudas, a los formadores de opinión. Prueba de ello son las declaraciones al respecto por parte de políticos, dirigentes sectoriales y analistas de toda índole, que leemos o escuchamos en los medios.

Resultaría de un facilismo irresponsable decir que esa ignorancia se limita a la falta de rigurosidad de cualquiera de esos actores cuando dicen o hacen respecto de este tópico crucial en la agenda de cualquier país. Tampoco sería atinado deslindar de toda responsabilidad a quienes estamos inmersos en esta tarea: individuos, compañías, cámaras u organismos oficiales relacionados. A decir verdad, parece ser que somos los principales responsables de la desinformación sobre el tema.

No es el objetivo de esta nota extendernos en la situación energética en su totalidad, sino concentrarnos en los aspectos relacionados con la exploración y con el desarrollo de hidrocarburos y, más específicamente, en la actividad petrolera en el denominado *offshore* (costa afuera) del Mar Argentino, donde para muchos se encuentra la solución para los requerimientos energéticos futuros de nuestro país. Trataremos, dentro de ese contexto, de focalizarnos en lo que consideramos que puede ser el potencial exploratorio de las cuencas aledañas a nuestras Islas Malvinas.

El *offshore* de la Argentina ¿es igual al de Brasil?

Comencemos por uno de los temas que ha atormentado a políticos, economistas y analistas varios en los últimos tiempos: los descubrimientos en Brasil. Tras los recientes hallazgos realizados por el país vecino en el denominado “*play del Pre-Sal*”, ríos de tinta corrieron por las páginas de los periódicos e impactantes imágenes se mostraron en cuanto medio audiovisual existe al tiempo que se vertieron horas de sesudas opiniones en las emisoras radiales.

Tanto los “opinadores” como los escribas coincidieron básicamente en dos aspectos. El primero fue el énfasis que todos pusieron en desarrollar todo tipo de teorías respecto del

grado de ineficiencia de los expertos del sector al no encontrar en nuestro territorio reservas tan voluminosas en *plays* similares a los perseguidos con tenacidad y con planeamiento estratégico en Brasil. En ese contexto, se especuló con que la inexistencia de esos hallazgos en aguas argentinas se debía a la falta de políticas exploratorias, la ausencia de planificación a largo plazo de la actividad hidrocarbúfera en el marco de una política energética, la falta de inversión de las compañías que sólo “ordeñan la vaca que existe en el corral”, y no faltaron quienes plantearon que el gran problema radicaba en la poca capacidad de los profesionales y técnicos argentinos para formular ideas innovadoras que permitieran avanzar en áreas costa afuera, como sí lo hacían nuestros vecinos. Debo decir que, si bien adhiero a quienes afirman que nuestro país no ha tenido una política energética clara y definida, no creo que el mero hecho de tenerla nos llevara inmediatamente a obtener

resultados exploratorios similares a los de Brasil: hay muchísimos otros factores que inciden, entre ellos, la naturaleza.

El segundo aspecto fundamental en el que coincidieron casi todos los “opinadores” de turno –con honrosas excepciones– consiste en que ninguno de ellos conoce absolutamente nada del trabajo de exploración de hidrocarburos y, mucho menos, ha buscado y encontrado una gota del preciado “oro negro” o una molécula de gas. También ignoran las mínimas nociones de geología, ya que, de lo contrario, se habrían abstenido de efectuar algunas consideraciones temerarias, como la de afirmar que “el yacimiento de Tupi se extiende hasta nuestras costas” (sic). De haber tenido, al menos, una mínima idea sobre la abundante bibliografía acerca de la deriva de los continentes y, en especial, de la evolución de la apertura del Océano Atlántico, se habrían evitado el disgusto de afirmar barbaridades, como la citada líneas atrás, y,

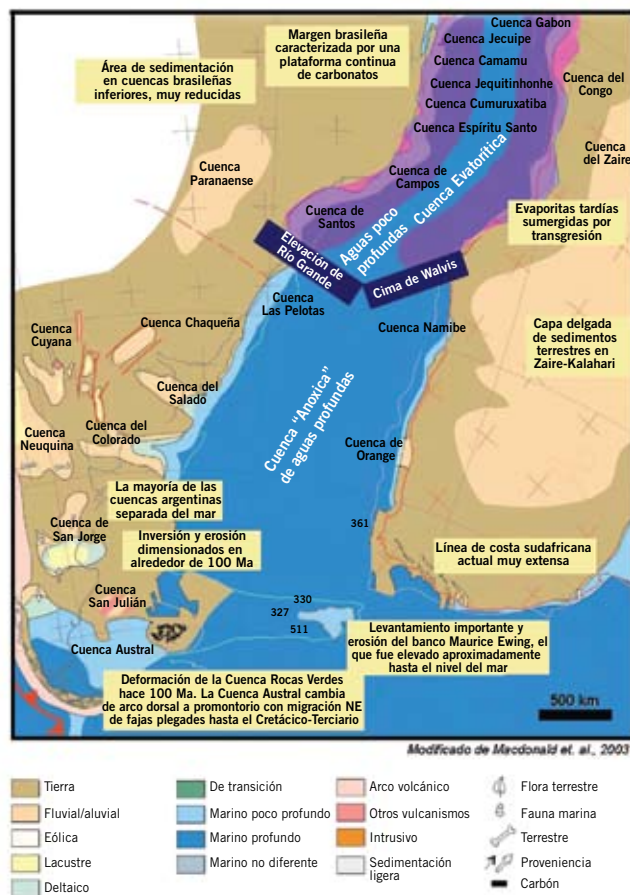


Figura 1. Perspectivas exploratorias en el *offshore* de la Argentina. Atlántico Sur hace 105 Ma. Diferentes ambientes sedimentarios en el *offshore* de Brasil y la Argentina. Tomado de Figueroa (2010)

de paso, no habrían desinformado a la opinión pública.

Sin intenciones de profundizar en un tema eminentemente técnico, si se analiza la evolución de la apertura del Océano Atlántico, por ejemplo, hace 105 millones de años (fig. 1), se puede observar con facilidad que, mientras entre Brasil y África se desarrollaba una cuenca semicerrada con ambientes salinos (*evaporitic basin*) y de aguas someras (*shallow waters*) que le dan el marco geológico al *play* del Pre-Sal, desde la Cuenca de Pelotas hacia el sur ya existía una cuenca de aguas anóxicas profundas (*deep water anoxic basin*). Este contexto geológico es de vital importancia para definir ambientes sedimentarios totalmente diferenciados, sin ningún tipo de similitud. Resumiendo, no hay ni un solo concepto técnico que sustente la idea de que las características geológicas de las cuencas del *offshore* de Brasil, sobre todo el denominado "Pre-Sal", se repitan en nuestra plataforma. Ergo, si bien no hay que descartar descubrimientos futuros de petróleo o de gas en nuestro *offshore*, estos no deberían provenir de entrampamientos "genéticamente relacionados" con los de Brasil. Por lo tanto, es incorrecto plantear que aquí

no hemos encontrado yacimientos similares a los de Brasil por el sencillo hecho de que no los hemos buscado. Esta afirmación nos lleva a un simplismo básico y elemental, desprovisto del mínimo contenido técnico, cuando no información panfletaria. La verdad es que no hay posibilidad alguna de encontrar ese *play* debajo de nuestras aguas.

El *offshore* del Mar Argentino, entre región inexplorada y madura

La actividad exploratoria en nuestra plataforma se remonta a la década del sesenta. Ya en esa época, comenzó a registrarse sísmica (fig. 2), y se perforaron los primeros pozos exploratorios (fig. 3). Desde entonces, se han perforado 151 pozos exploratorios en el *offshore* argentino. La mayor actividad de perforación se concentró en la Cuenca Austral, donde se perforaron unos setenta pozos. Como es de público conocimiento, precisamente en esa región se encuentran los únicos yacimientos de petróleo y de gas en el *offshore* de nuestro país.

Otra región que recibió gran parte del esfuerzo exploratorio es el *offshore* de la Cuenca del Golfo San Jorge, donde se perforaron treinta pozos, algunos de los cuales durante 2008/2009, lamentablemente con resultados negativos.

De los cincuenta y un pozos restantes, diseminados en las cuencas de Salado, Colorado, Rawson, San Julián y Malvinas (fig. 3), únicamente tres, perforados en Malvinas, encontraron pruebas concretas de hidrocarburos (Calamar x-1, Salmón x-1 y Salmón x-2), y solo uno de ellos, el Calamar x-1, identificó una acumulación que, según se cree, está en el orden de los 25 millones de barriles, lo cual no fue suficiente para considerarlo reserva a fines de los setenta, cuando se lo perforó; y tampoco hoy constituiría un yacimiento explotable. Por el momento, es un recurso existente en la Cuenca de Malvinas (fig. 4).

Sobre la base de estos datos, ¿puede decirse realmente que el *offshore* es un área inexplorada? ¿O que, por el contrario, el área está en estado de exploración madura y, por ende, ya está todo dicho? Como en la mayoría de los casos, ninguno de los dos extremos: la situación no es la misma para todas las cuencas ubicadas en el

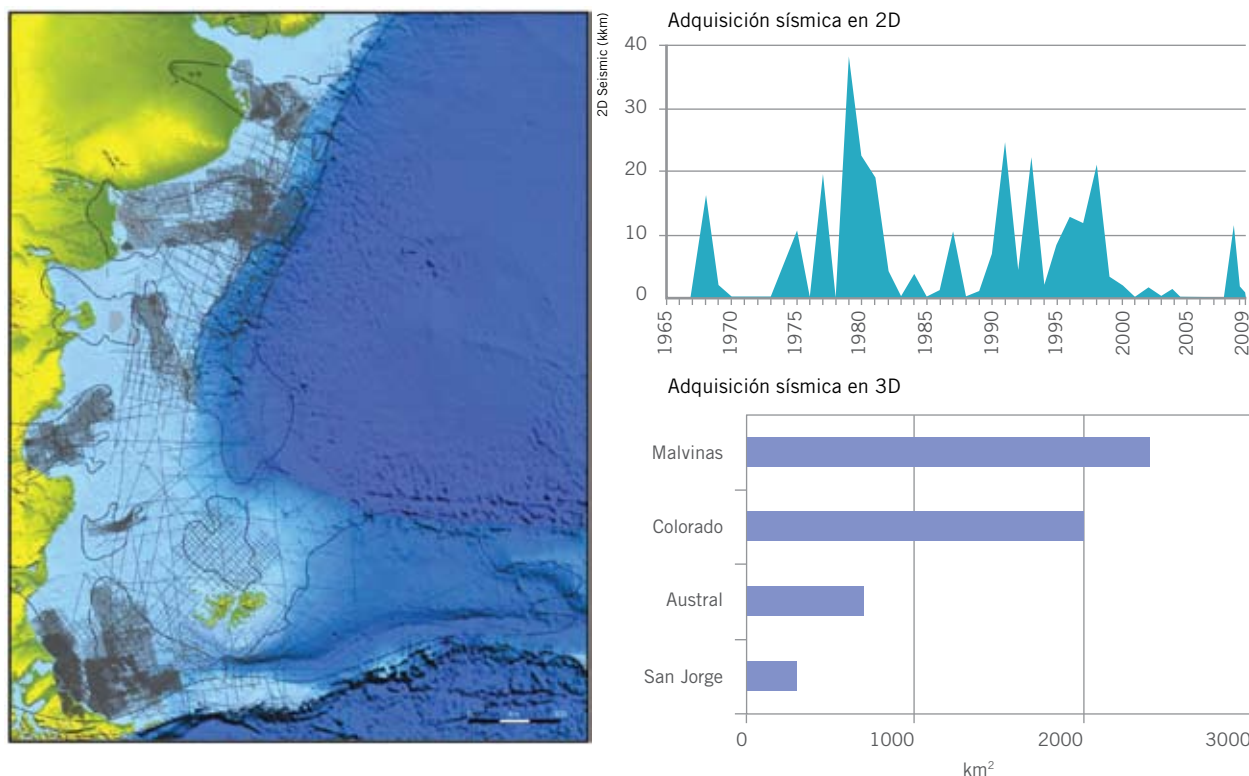


Figura 2. Perspectivas exploratorias en el *offshore* de la Argentina. Historia de la registración sísmica. Tomado de Figueroa (2010)



Cuenca	Número de pozos (*)	Período
Salado	4	1969 y 1994
Colorado	18	1969 y 1997
Rawson	1	1990
Golfo San Jorge	30	1970, 1981 y 2009
San Julián	1	1994
N. Malvinas	8	1998 y 2010
W. Malvinas	19	1979 y 2004
Austral	70	1980, 1998 y 2009
Total	151	1969 a 2010

(*) Pozos exploratorios y delineación

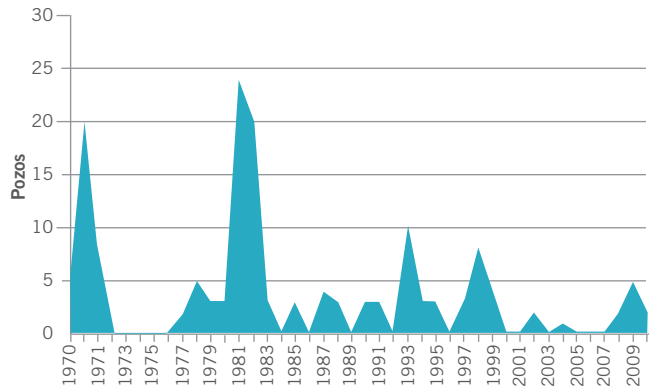


Figura 3. Historia de la actividad de perforación. Tomado de Figueroa (2010)

offshore de nuestro país; y, si bien hay algunos datos sumamente negativos para algunas cuencas, resta mucho por hacer en otras.

Hagamos un rápido repaso. Tanto el pozo Tayra x-1, perforado por Esso en 1990, en la Cuenca de Rawson, cuanto el pozo San Julián es-1, perforado por Petrobras en 1994, en la Cuenca de San Julián, arrojaron datos muy negativos: una presencia abrumadora de capas rojas y ausencia de indicios de rocas generadoras. Podría afirmarse que estos resultados ubicaron a estas dos pequeñas cuencas casi fuera de las posibilidades de albergar hidrocarburos.

La gran mayoría de los dieciocho pozos de la Cuenca del Colorado y los cuatro de la Cuenca del Salado también mostraron una presencia dominante de capas rojas pero, sobre todo, ausencia de indicios de rocas generadoras, dato extremadamente negativo. La única excepción la constituyó el último pozo perforado en la Cuenca del Colorado, el pozo Cruz del Sur x-1, perforado en 1994 por Union Texas (fig. 5). En esta perforación, no solo se recuperó petróleo en un ensayo durante el perfilaje, sino que, además, la columna estratigráfica atravesada indica, por cierto, el

desarrollo de una región apta para la sedimentación de rocas generadoras hacia las zonas de la cuenca cubiertas por aguas más profundas, incluida la denominada Cuenca Argentina, situada en las zonas de borde de la plataforma y del talud (fig. 3).

Definitivamente, este último dato es uno de los más favorables para alentar la perforación de los *plays* desarrollados en esas áreas. Hasta el momento, la comarca ha sido cubierta por mallas regionales de sísmica en 2D y, en este último tiempo, un sector fue relevado con un programa de sísmica en 3D registrado por el consorcio de YPF, Petrobras, PetroUruguay y Enarsa. Es de esperar que la actividad exploratoria continúe con la perforación de uno o más pozos exploratorios. Sin duda, el área los amerita: hasta hoy, puede considerarse la zona con mayores posibilidades exploratorias de costa afuera y que posee un nivel de exploración incipiente o inicial.

A pesar de contar con varias condiciones positivas, debe mencionarse que este sector externo de la Cuenca del Colorado (fig. 5) no escapa al riesgo generalizado de la mayoría de nuestras cuencas marinas, que no tienen pruebas contundentes de presencia de potenciales rocas madres en

condiciones adecuadas para generar hidrocarburos.

La ya mencionada Cuenca Argentina (fig. 3) está compuesta por la plataforma externa y por el talud, donde no se ha perforado ningún pozo exploratorio. El potencial es desconocido, aunque puede inferirse, por los datos sísmicos existentes, que es factible que abunden posibles rocas reservorio asociadas con las conspicuas proggradaciones provenientes desde la plataforma continental. Por el contrario, parece ser que la presencia de entrampamientos estructurales es baja o nula, y debería concentrarse la exploración en la búsqueda de trampas estratigráficas o combinadas. En definitiva, se trata claramente de un área de frontera donde la exploración no se encuentra, siquiera, en su estado inicial.

La Cuenca del Golfo San Jorge es de las más prolíficas de nuestro país. Sus bordes y su geología no están limitados por la actual línea de costa. Es bien conocida la extensión de la cuenca hacia el área de la plataforma marina, con reducida profundidad del agua. Los treinta pozos allí perforados han verificado la continuación de los *plays* productivos en el continente. Por lo tanto, aquí no es

cuestión de explorar, sino de esperar que los recursos allí ubicados puedan ser transformados en reservas, ya sea por adelantos tecnológicos o, lisa y llanamente, por un escenario de precios del petróleo, que permita su explotación comercial.

En el extremo sur de nuestro país, se encuentra la Cuenca Austral que, como ya hemos mencionado, es la única cuenca productora de nuestro país que también es productora en la actividad *offshore*. Hubo una intensa etapa exploratoria hacia finales de la década de los setenta y durante los ochenta, que condujo al descubrimiento de todos los yacimientos actualmente en producción. Como era de esperar, ese sector marino de la cuenca no difiere del resto de la misma que ofrece yacimientos de petróleo de tamaño pequeño a mediano alternando con yacimientos gasíferos de mayor envergadura. De hecho, allí se encuentra gran parte de las reservas probadas de gas con que cuenta nuestro país. Como es lógico, el nivel exploratorio de la Cuenca Marina Austral puede considerarse maduro –aunque no debe descartarse la adición de nuevas reservas– y, sin lugar a dudas, se trata del sector con mayor madurez exploratoria de todas nuestras cuencas marinas. Resumiendo, las cuencas *offshore* del país registran niveles de exploración claramente diferentes, ya sea en la intensidad de las inversiones como en los resultados obtenidos.

En nuestra opinión, poco o nada queda por hacer en Rawson, San Julián y los sectores de aguas someras de Salado y Colorado. El caso del *offshore* de la Cuenca del Golfo San Jorge es totalmente diferente, pues allí, como mencionamos, no existen grandes dudas acerca de la presencia de petróleo; la cuestión es que se den las condiciones de mercado: específicamente, precios más altos, que justifiquen el desarrollo de esos recursos.

Es evidente que los sectores que deberían recibir cierta atención exploratoria más intensa son la Cuenca Argentina, las aguas profundas de la Cuenca del Salado y, sin dudas, el sector externo

de la Cuenca del Colorado, donde, como ya hemos mencionado, esperamos que se perforen uno o más pozos exploratorios en el futuro cercano.

Cuencas de Malvinas, Malvinas Oriental y Malvinas Norte

Tras este rápido repaso de las posibilidades exploratorias de varias de las cuencas *offshore* más cercanas al

continente, nos queda por analizar la cuencas de Malvinas, Malvinas Oriental y Malvinas Norte (fig. 3), a las que, debido a sus implicancias político-estratégicas, asignaremos un tratamiento un poco más detallado.

Cuenca de Malvinas:

La Cuenca de Malvinas ha sido explorada en las últimas décadas del siglo pasado por YPF, Exxon, Occidental Argentina (OXY) y Total; esta última, sólo con un pozo en lo que

puede ser considerado el límite entre las cuencas Austral y de Malvinas. Las citadas compañías actuaron en virtud del marco legal de un contrato con el Estado argentino.

Los pozos perforados suman diecinueve (figs. 3 y 4), pero ninguno descubrió una acumulación rentable de hidrocarburos. De ellos, como ya se mencionó, el pozo Calamar x-1 fue descubridor de petróleo, mientras que Salmón x-1 y Salmón x-2 obtuvieron sendas manifestaciones de gas, ya sea en la conocida Formación Springhill o en el Terciario.

Esta cuenca se desarrolla enteramente en el ámbito de la plataforma continental argentina, entre el Alto de Río Chico, situado cerca de la línea de costa, y las Islas Malvinas (fig. 4); adyacente a estos dos sectores, se ubica en forma de "orla" la plataforma de la cuenca, mientras que el depocentro se ubica hacia el sur, con la mayor depresión flanqueando la faja fallada y plegada correspondiente al banco Burdwood.

La densidad de pozos, sumada a la sismica existente, ha permitido un control adecuado de las características estratigráficas y estructurales de la Cuenca de Malvinas. En su flanco occidental, la imagen especular de la Cuenca Austral es básicamente la misma si tomamos como eje el Alto de Río Chico; mientras que su flanco oriental no ha sido perforado aún, pero los datos sísmicos presuponen características similares.

Algunos pozos, y muy especialmente su sismica, muestran el desarrollo de una fase de *synrift* jurásica o más antigua que, según los datos geoquímicos obtenidos, debería ser la portadora de las rocas madres de origen lacustre que dieron lugar a la presencia del petróleo hallado en Calamar x-1. Sin embargo, ninguno de los pozos perforados a la fecha encontró pruebas de esas facies lacustres; por el contrario, las secciones atravesadas están conformadas por capas sedimentarias rojas que suelen alternar con eventos volcánicos o piroclásticos. Una espesa sección de estos sedimentos fue atravesada por el pozo Titan x-1, dato que casi condena la posibilidad de generación de hidrocarburos dentro del *synrift*, en la mitad septentrional de la cuenca. (Nota del autor: El pozo Titan x-1 se encuentra inmediatamente al norte del límite

superior del mapa de la figura 4).

Por encima del *synrift*, tuvo lugar la transgresión marina del Jurásico-Cretácico, que también cubre el flanco occidental del Alto de Río Chico (Cuenca Austral), que alberga gran parte de los yacimientos actuales del sector *onshore* (hacia la costa) de la cuenca. Las facies clásticas continentales y marinas marginales de estas secuencias se encuentran involucradas en la Formación Springhill. Las facies distales o de mar abierto de esas mismas secuencias conforman la roca generadora que aportó los hidrocarburos para la mayoría de los yacimientos existentes en la plataforma de la Cuenca Austral, donde es conocida o mencionada como "Inoceramus", entre otras denominaciones. Estas potenciales rocas generadoras se encuentran inmaduras en gran parte de la Cuenca de Malvinas y alcanzan condiciones favorables de generación solo en el sector sur de la cuenca, donde está soterrada a más de 2500 metros. Es en este sector donde espera perforarse próximamente un pozo exploratorio en los bloques CAA 40 y CAA 46 (fig. 4).

Luego de la campaña exploratoria de Exxon, a finales de los setenta y principios de los ochenta, los pozos perforados por OXY en 1991 tenían como uno de sus objetivos comprobar que la migración podía provenir del eje de la cuenca ubicado al este de la zona que se iba a explorar. Existía una fuerte expectativa por confirmar que el petróleo ensayado en el pozo Calamar x-1 podía haber sido generado en las facies de *synrift*

ubicadas inmediatamente al este de la estructura; hacia ese sector (ubicado en la actual "zona de exclusión"), también podrían encontrarse condiciones de maduración para las facies potencialmente generadoras del ciclo Springhill. Con ese concepto, se perforaron los pozos Alfa x-1, Nautilus x-1 y Titan x-1, por desgracia los tres abandonados por estériles y, lo que es aún más negativo, sin ninguna indicio de hidrocarburos. No es arriesgado predecir que el resultado de estos pozos sepulta cualquier esperanza de encontrar alguna acumulación de petróleo o de gas en el sector norte de esta cuenca.

En cuanto a las potenciales rocas reservorio, a partir de los datos existentes, puede afirmarse que las facies clásticas, tanto marino-marginales como continentales de la Formación Springhill, se encuentran muy bien desarrolladas y tienen buenas características petrofísicas. Además, se identificaron rocas con buenas propiedades como reservorio en los niveles posiblemente turbidíticos o de *fan-delta* del Terciario. Si bien no hay suficientes datos como para descartar las posibilidades del *synrift*, hay que aceptar que, hasta el momento, no hay prueba alguna de la presencia de rocas reservorios probadas en esas secuencias.

Las sucesiones que albergan a las facies comúnmente involucradas en la Formación Springhill corresponden a un conjunto transgresivo de SE a NO que, en la zona donde se perforaron los pozos, se desarrollan

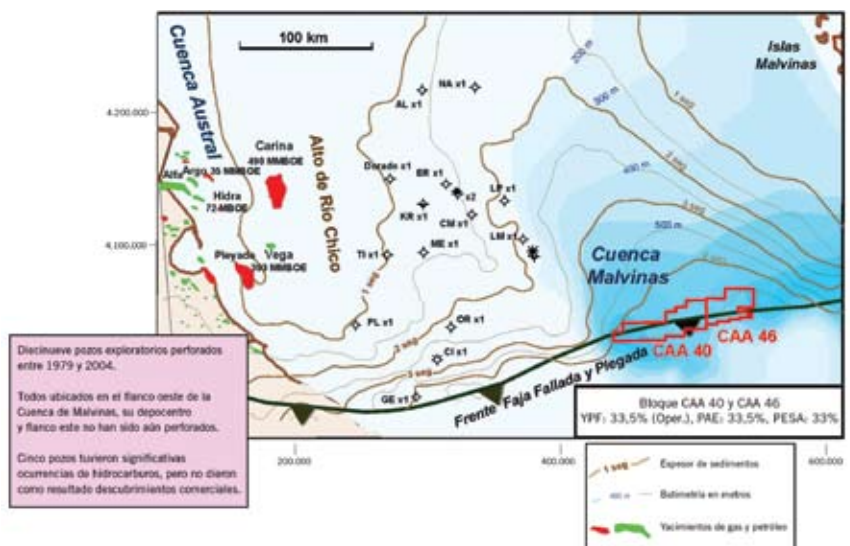


Figura 4. Cuenca de Malvinas. Tomado de Figueroa (2010)

desde el Jurásico tardío (en los pozos Salmón x-1 , Salmón x-2 , Ciclón x-1), Valanginiano (en Merluza x-1 y Camarón x-1) y, por último, Hauteriviense, (en Calamar x-1 y x-2, Erizo x-1, Krill x-1, Tiburón x-1, Orca x-1 y Pulpo x-1).

El marco regional petrolero de la Cuenca de Malvinas, someramente descripto aquí, pretende servir de soporte para alguna de las conclusiones exploratorias más firmes a las que se pudo llegar a partir de la perforación de los pozos:

- A pesar de los indicios que sugieren que una de las rocas generadoras de la Cuenca de Malvinas probablemente se encuentre en el *synrift*, se cree que el moderado desarrollo de los depocentros que muestra la sísmica y la ausencia de rocas generadoras en el gran depocentro atravesado por el sondeo Titán x-1 limita un desarrollo amplio de los ambientes lacustres y, por ende, cabe la posibilidad de que el volumen de roca generadora no sea todo lo abundante que debiera esperarse para tener importantes acumulaciones de hidrocarburos.
- La otra roca generadora, asociada con las secuencias de la Formación Springhill, se encuentra fuera de la ventana de generación de petróleo apenas nos desplazamos hacia el norte del banco Burdwood. Es este el sector donde se encuentra la "cocina" de la cuenca, la única comprobada hasta el momento.
- Por las características estratigráficas de estas secuencias incluidas en la Formación Springhill, parece ser que las vías de migración para alcanzar las estructuras ubicadas a decenas o centenares de kilómetros al norte de la mencionada "cocina" son lo suficientemente tortuosas como para, al menos, restringir una migración masiva de sur a norte.
- Según estas presunciones, si son correctas, el potencial exploratorio está básicamente concentrado en el sector sur, razón por la cual los últimos pozos fueron ubicados allí, y los proyectos que están por

perforarse también se localizan en esa zona (fig. 4).

- Resulta muy importante resaltar que no se elimina aquí la posibilidad de encontrar acumulaciones importantes de petróleo o de gas en la Cuenca de Malvinas, pero debemos mencionar que, si bien los datos recogidos hasta el presente no son condenatorios, al menos no son positivos. La zona, a la luz de los resultados obtenidos en los pozos ya perforados, debe

ser considerada de muy alto riesgo. El camino por seguir parece estar marcado por los intentos exploratorios que están planificados a la fecha.

- En el orden estrictamente económico, si las condiciones geológicas para acumular hidrocarburos se dieran en algún prospecto, este debería involucrar una acumulación muy importante, ya que no es fácil que un proyecto tenga retornos aceptables si no contiene, al me-

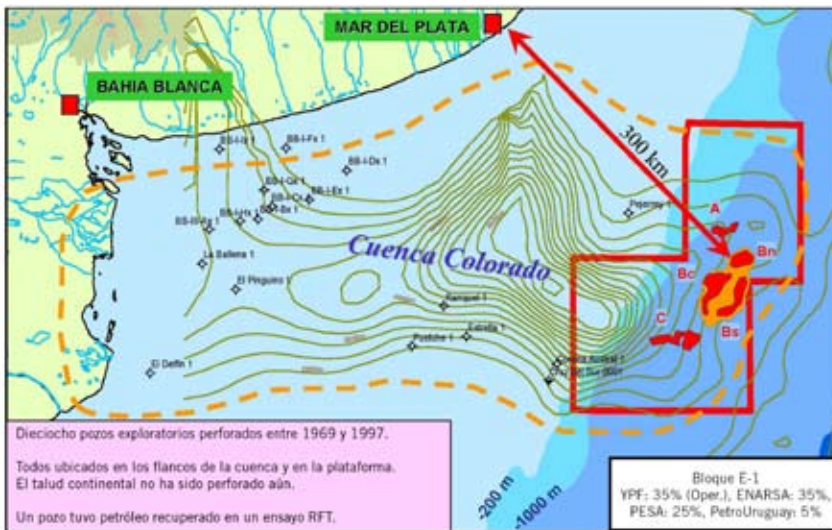


Figura 5. Cuenca Colorado. Ubicación de los prospectos exploratorios en Colorado

nos, 100 millones de barriles recuperables. No obstante, lo deseable tal vez sería estar por encima de los 200 millones de barriles. Estos guarismos se corresponden con precios del barril por debajo de los 100 dólares estadounidenses. Como ejemplo, podemos emplear el descubrimiento del Calamar x-1. Este fue perforado en una estructura que, según los datos aportados por el pozo de avanzada Calamar x-2, no está llena hasta el *spill point*. Según cálculos confiables, habría allí unos 125 millones de barriles *in place* y un recuperable de aproximadamente 25 millones de barriles. Este volumen no fue suficiente para ser considerado en la categoría de reservas allá por 1980 y no lo es hoy tampoco. Quizás en el futuro. No escapará al buen criterio de quien lea estas líneas que el hecho de que la estructura de Calamar no esté llena hasta el *spill point* es también un dato sumamente negativo para el resto de la cuenca.

Cuenca de Malvinas Oriental

La Cuenca de Malvinas Oriental se extiende hacia el este de la Cuenca de Malvinas (fig. 3). En los últimos años, las autoridades de las Islas Malvinas han avanzado con el otorgamiento de licencias de exploración (fig. 6). Los bloques actuales son el producto de varios procesos de reversión, sin que se haya perforado pozo alguno en esta cuenca. De cualquier modo,

la actividad exploratoria permitió la definición de varios prospectos y *leads* (fig. 6).

Actividad del consorcio BHPB-FOGL

En ese contexto, el primer pozo exploratorio en la Cuenca de Malvinas Oriental comenzó su perforación el 31 de Mayo de 2010. Este se denomina Toroa F61/5-1 y lo perforó el consorcio integrado por BHP Billiton (BHPB) y Falkland Oil and Gas Limited (FOGL) (fig. 7).

El principal objetivo en la Cuenca de Malvinas Oriental y, por lo tan-

to, del pozo Toroa, es la Formación Springhill, que, de acuerdo con información a la que se tuvo acceso, el prospecto está relacionado con una anomalía CSEM (*Controlled Source Electromagnetic*) en la zona cercana al *onlap* regional de Springhill (fig. 7). Otros objetivos mencionados por FOGL son los abanicos de mar profundo (Cretácico medio y Terciario), para los que proclama similitud con yacimientos recientemente descubiertos en Ghana y Brasil (fig. 8). Al respecto, se prefiere guardar aquí un prudente silencio. Con la limitada información disponible, es muy difícil emitir una opinión técnica sobre el prospecto Toroa, ya que, si sólo estuviera definido por la mencionada anomalía, debería ser considerado de altísimo riesgo y dudosa definición.

Mientras se estaba redactando este artículo, el 12 de Julio de 2010, se emitió el comunicado que anunciaba que el pozo había resultado estéril; de acuerdo con lo expresado en el párrafo anterior, esto no es sorprendente. La información aportada no permite conocer el motivo del fracaso; el comunicado emitido simplemente menciona que no se encontraron reservorios con hidrocarburos. Es importante resaltar que el resultado negativo de este pozo no condena las posibilidades petrolíferas de Malvinas Oriental, dado que, como fue mencionado, su marco geológico es

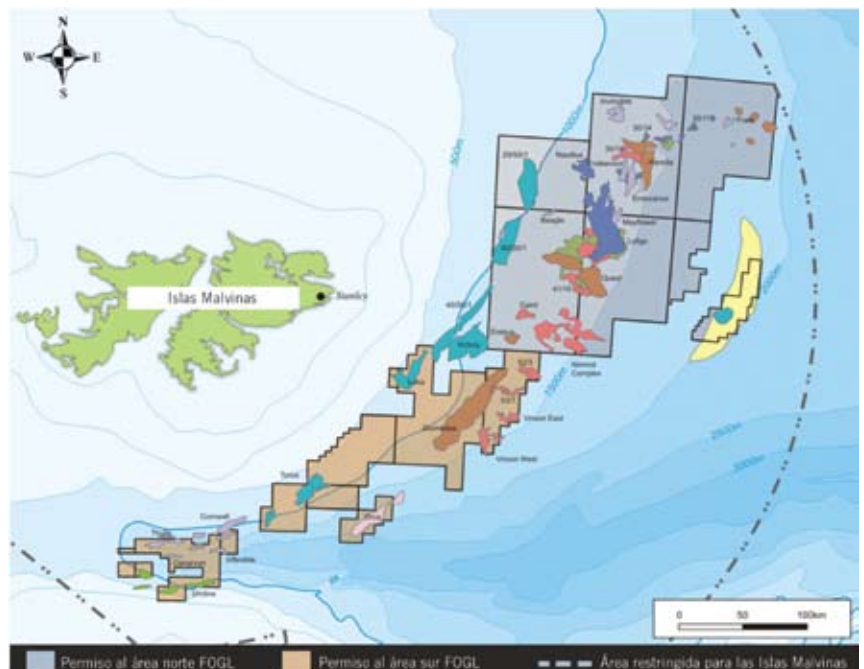


Figura 6. Bloques exploratorios en Malvinas Oriental. Tomado de FOGL, WEB

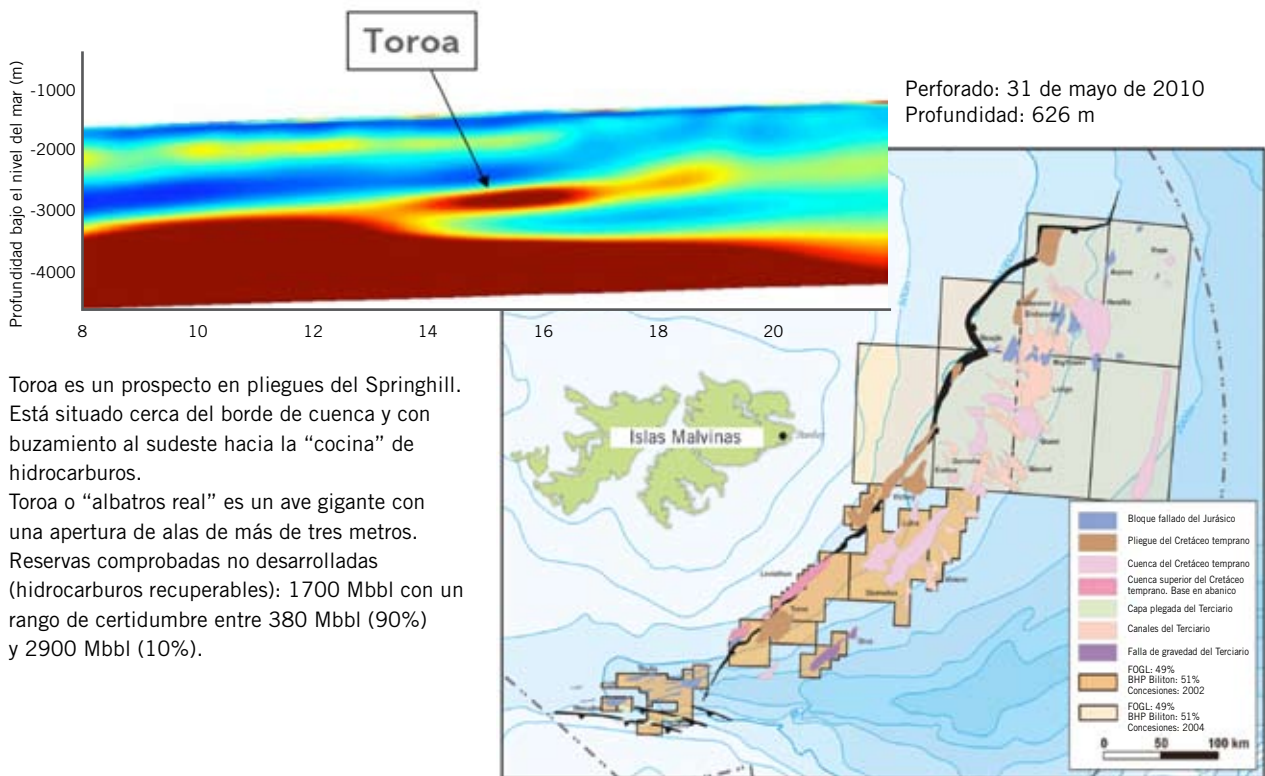


Figura 7. Cuenca de Malvinas Este. Prospecto Toroa, perforado por BHP & FOGL. Ubicación de Toroa y play concept (trampas productivas). Tomado de FOGL. Anomalía positiva FEMC (Fuente electromagnética controlada)

similar al de nuestra Cuenca Austral y al de la Cuenca de Malvinas. La perforación de nuevos pozos podrá definir si el sistema petrolero es activo y productivo como en la Cuenca Austral, o aparentemente limitado como en la de Malvinas.

Actividad de Borders and Southern Petroleum plc

La otra compañía con bloques en la Cuenca de Malvinas Oriental es Borders and Southern Petroleum plc. Es titular de cinco bloques que tota-

lizan casi 20.000 km² y que cubren gran parte de la plataforma de Malvinas Oriental. Los bloques fueron obtenidos en la ronda licitatoria del año 2004 y, hasta el momento, se ha limitado a generar un *portfolio* exploratorio con el cual, en 2009, llevó a cabo un proceso de financiamiento en Londres, para el que obtuvo 210 millones de dólares estadounidenses.

Según información de la compañía, el objetivo es perforar dos o tres pozos exploratorios en aguas profundas. Creemos que debería tratarse de profundidades mayores a los 500

metros, dado que ése es el límite de la plataforma semisumergible Ocean Guardian, utilizada en la actual campaña de perforación en la comarca. De no ser así, la habrían utilizado. El costo de esos pozos se estima en el orden de los 180 millones de dólares estadounidenses, según los datos suministrados por dicha compañía. Nótese lo ambiguo de la comunicación, ya que, de acuerdo con estos datos, el costo de un pozo exploratorio en la zona oscila entre 60 y 90 millones de dólares estadounidenses. Estos pozos probablemente se perforen a finales de 2010 o principios de 2011.

Según escribe en su sitio web, la junta directiva de Borders & Southern posee amplia experiencia en la industria minera, y los gerentes que están a cargo de las tareas técnicas han trabajado con anterioridad en BHPB. Es interesante observar que la misma situación se da en otra de las compañías activas en esta cuenca: la FOGL, cuyo soporte técnico también fue forjado en BHPB, empresa que, a su vez, es socia en este esfuerzo exploratorio. Este hecho podría ser una mera casualidad o parte de una estrategia de BHPB basada en conformar compañías satélites para diluir su exposición en un área políticamente sensible.

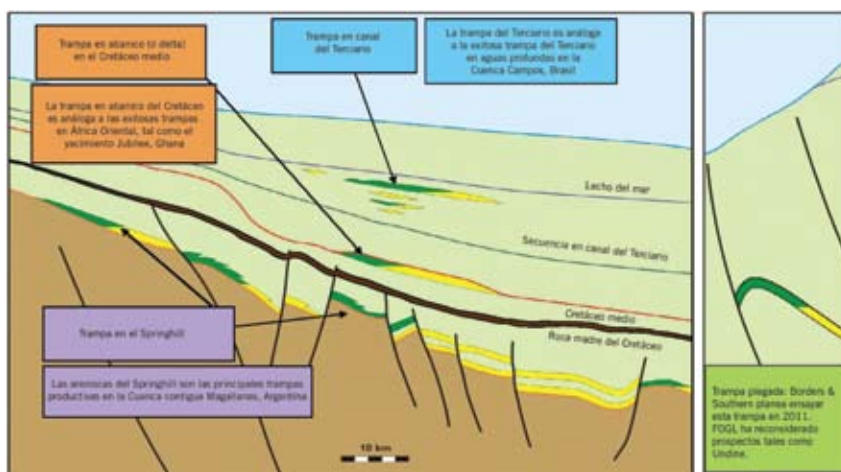


Figura 8. Diferentes play concepts (trampas productivas) en Malvinas Oriental. Tomado de FOGL

No se ha podido obtener información técnica que avale el potencial exploratorio que declaman poseer. Por lejos, parece ser la compañía con menor actividad real en las cuencas adyacentes a nuestras Islas Malvinas. Ello podría estar ligado a que sus bloques se encuentran en aguas más profundas o a que, por el momento, esta trata de ocupar una posición estratégica especulativa que pudiera beneficiarla ante eventuales resultados favorables de otras operadoras.

Algunas consideraciones fuera del ámbito específicamente técnico

Tras haber cubierto en forma general la actividad desarrollada en las Cuencas de Malvinas y Malvinas Oriental, parece oportuno señalar aquí algunas consideraciones que exceden el carácter meramente técnico.

Las conclusiones generales aquí expresadas para ambas cuencas, si bien no son condenatorias respecto de sus posibilidades, expresan, por cierto, la falta de datos positivos hasta el momento que pudieran sostener la existencia de grandes acumulaciones de hidrocarburos. Ya hemos mencionado que la presencia de grandes volúmenes es absolutamente necesaria para la viabilidad económica de cualquier proyecto en estas zonas. Sin embargo, esta opinión puede no ser compartida por otros colegas y se diferencia con claridad de algunos famosos informes británicos que, a nuestro entender, han condicionado en gran medida el marco de las discusiones políticas entre nuestro país y Gran Bretaña.

Sin ánimo de desacreditar los mencionados informes británicos, es imperioso mencionar que, hasta el momento, ninguna evaluación técnica rigurosa que honre los datos aportados por los diecinueve pozos perforados en Malvinas y el reciente en Malvinas Oriental avala las conclusiones principales que de ellos se desprenden. Este bien podría ser un dato anecdótico si no fuera que las predicciones de esos informes han sido mencionadas muchísimas veces por la prensa,

utilizadas por distintos analistas y, quizás, tomadas como “verdad manifiesta” por nuestros representantes en las negociaciones que alguna vez tuvieron lugar con los británicos y que, quizás, se reanuden en el futuro.

En nuestra opinión, dichos informes británicos pecaron de liviandad en el análisis técnico, o bien, por el contrario, contribuyeron a la manipulación de expectativas con el propósito de influir en la agenda de discusiones diplomáticas.

Sin violar lo hasta aquí expresado, sí debemos admitir que, en la Cuenca de Malvinas Oriental, con sólo un pozo perforado, no existe la misma cantidad de datos negativos mencionados para la Cuenca de Malvinas; y, si bien estos factores negativos podrían repetirse, no puede bajo ningún concepto descartarse que las condiciones estratigráficas, estructurales, de generación y vías de migración pudieran ser similares a las de nuestra Cuenca Austral.

Una vez más, por la ubicación geográfica, las condiciones de mar profundo y la falta absoluta de logística, se necesitarán inversiones de riesgo de varios centenares de millones de dólares y, por consiguiente, el éxito solamente podrá alcanzarse encontrando acumulaciones, quizás, del doble de volumen requerido para la Cuenca de Malvinas.

Cuenca de Malvinas Norte

Hemos dejado para el final la Cuenca de Malvinas Norte, donde se ha desarrollado la mayor parte del esfuerzo exploratorio en la última década bajo tutela británica.

Habida cuenta de que, en la actualidad, Desire Petroleum y Rockhopper Exploration están llevando a cabo una campaña exploratoria, se impone un análisis de lo que está ocurriendo allí. No escapará al criterio del lector el tremendo impacto político del tema, puesto que se está avanzando con tareas exploratorias en zonas donde nuestro país ha presentado reclamos de soberanía ante las Naciones Unidas y todo otro foro internacional.

Además de las compañías hasta aquí citadas, también son titulares de bloques en la Cuenca de Malvinas Norte las compañías Arcadia Petroleum Ltd., tanto asociada con las anteriores como por cuenta propia, y Argos Resources, con el 100% de un bloque (fig. 9). Hasta la fecha, no ha habido actividad de perforación de estas compañías y, presuntamente, tampoco planifican perforar en lo que resta de este año.

Por el momento, la campaña de perforación llevada a cabo en esta cuenca arrojó los siguientes resultados:

- Desire Petroleum perforó el pozo Liz 14/19-1, que fue abandonado y declarado como descubridor de gas, solamente basado en *gas shows*.
- Rockhopper perforó el pozo Sea Lion 14/10-2, que ha sido informado como pozo descubridor de petróleo, aunque aún se encuentra esperando su terminación.
- A estas dos perforaciones, se le suma el pozo perforado en Malvinas Oriental: FOGL y BHPB perforaron el pozo Toroa F61/5-1, que

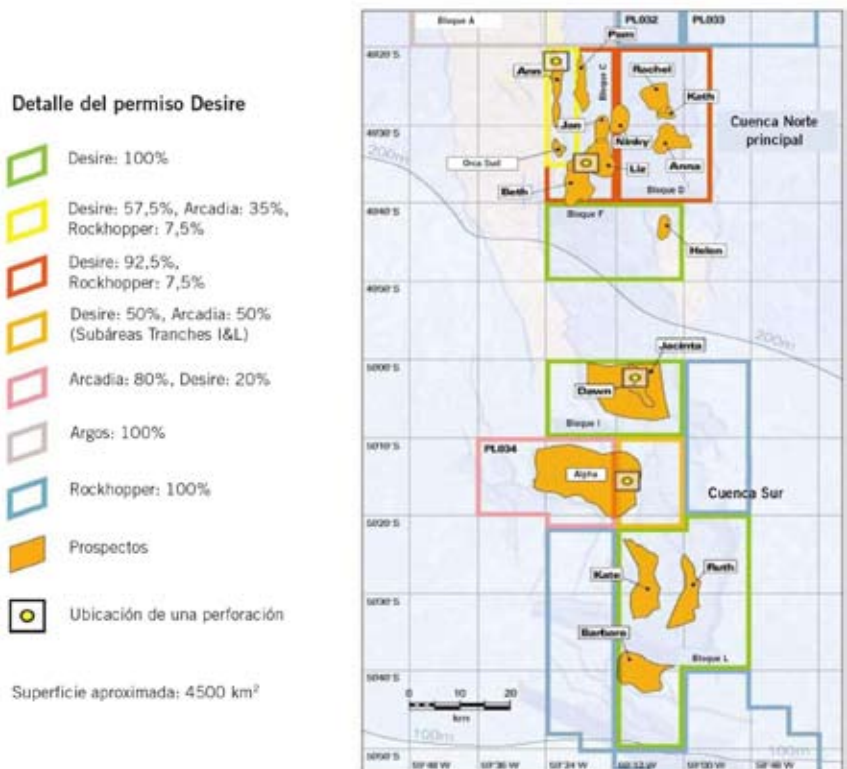


Figura 9. Bloques de exploración en Malvinas Norte. Tomado de Desire, WEB

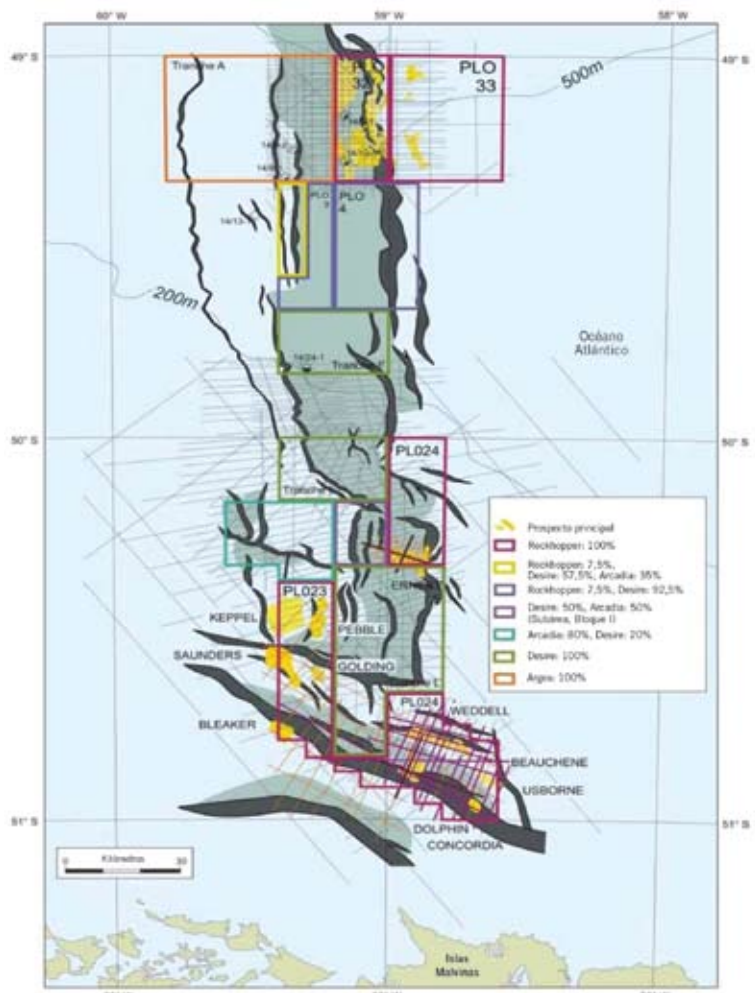


Figura 10. Cuenca de Malvinas Norte: bloques y prospectos. Tomado de Rockhopper, WEB

Época	Etapas	Litología	Fase	Principales reflectores sísmicos
Terciario				H102
Cretáceo superior	KU-C			H200
	KU-B			H202
	KU-A			H205
Cretáceo inferior	KL-G		Postrift tardío	H207
	KL-F			
	KL-E			
	KL-D		Postrift temprano	Roca madre Barremiana (área norte)
	KL-CC			
	KL-C			
	KL-B			
	KL-A			
	KL-AA			
Jurásico	JU		Synrift tardío	H300
			Synrift temprano	H400
Devónico-Permico			Prerift	H700
				Roca madre con petróleo del Jurásico (área sur)
				Basamento

Figura 11. Columna estratigráfica de Malvinas Norte. Tomada de Rockhopper, WEB

política o financiera relacionada con la información de prensa. Nos concentraremos, por cierto, en la revisión de los datos aportados y en compartir con el lector las conclusiones preliminares a las que nos lleva el análisis de dicha información en el marco de los conocimientos que poseemos sobre la comarca.

A diferencia de las cuencas de Malvinas y Malvinas Oriental, la Cuenca de Malvinas Norte es un depocentro elongado en sentido norte-sur, labrado en la plataforma del Mar Argentino y que no tiene relación genética alguna con las otras cuencas mencionadas (fig. 10). Ofrece todas las características de una cuenca tipo *rift* y se extiende entre 30 y 50 km en dirección este-oeste y, aproximadamente, 250 km en sentido norte-sur. Se cree que los depocentros mayores alojan más de 5000 m de relleno sedimentario del Jurásico-Cretácico (figs. 11, 12 y 13). Como parte de las ideas exploratorias a las que adhieren las compañías que están operando en la zona, cabe la posibilidad de que esta cuenca tenga similitudes con los *rifts* de África Central, algunos de los cuales han arrojado interesantes resultados.

Si queremos utilizar alguna analogía más familiar para nosotros, podríamos utilizar la Cuenca Cuyana, que es genéticamente similar, aunque de edad triásica. Una fuerte similitud, además de su génesis, la constituye,

resultó estéril y fue abandonado.

Aparentemente, la campaña de perforación incluye otros dos pozos que, de acuerdo con información publicada, son Ernest (100% de Rockhopper) y Rachel (Desire Petroleum: 92,5%, y Rockhopper: 7,5%).

Al igual que para el caso de la Cuenca de Malvinas Oriental, debemos destacar que la evaluación que estamos realizando está basada, en su mayor parte, en la información divulgada por las compañías que operan en la zona o en informes realizados por consultores para estas empresas. En varios aspectos, no tenemos posibilidad alguna de corroborar la veracidad de los datos difundidos ni de analizar la rigurosidad técnica aplicada para la evaluación de esta información. Mucho menos estamos en condiciones de identificar la existencia de alguna posible maniobra

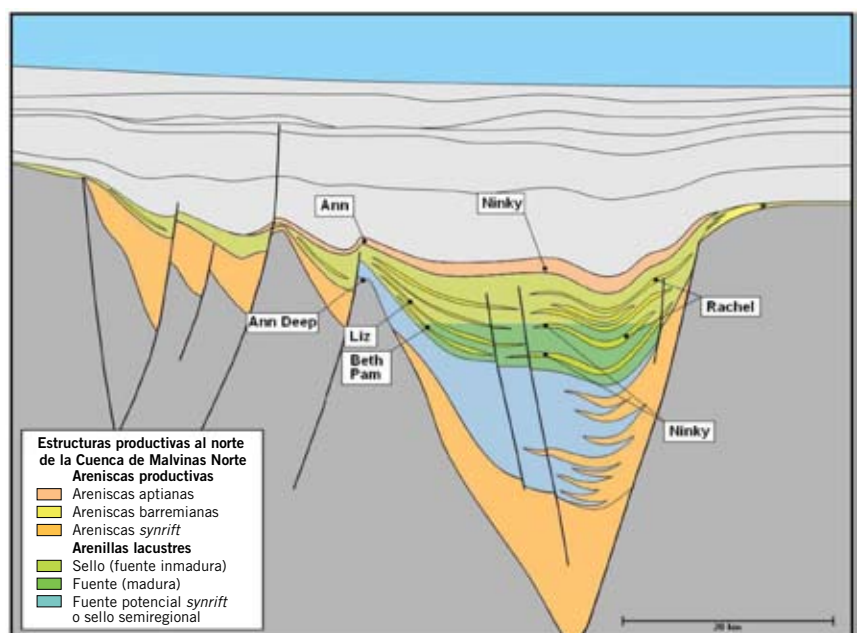


Figura 12. Corte oeste-este, que muestra el depocentro de Malvinas Norte. Tomado de Desire, WEB. Cuenca Malvinas Norte: corte esquemático y prospectos del área norte

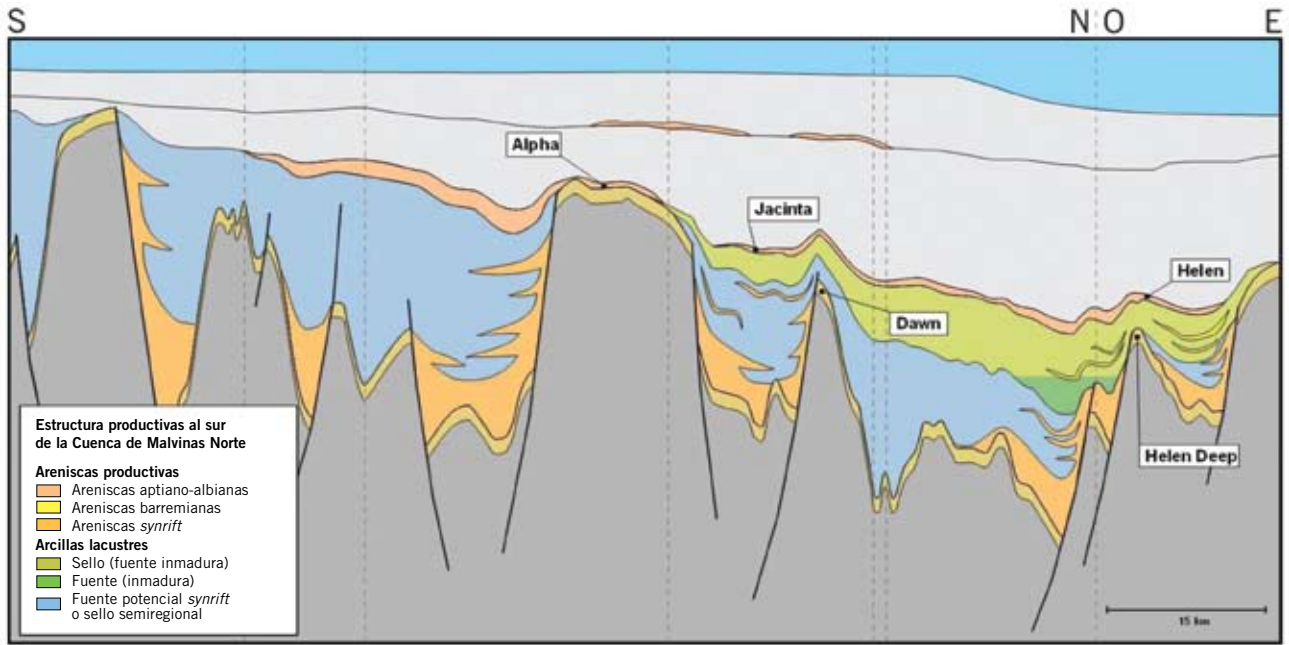


Figura 13. Cuenca de Malvinas Norte: corte norte-sur. Tomado de Desire, WEB. Cuenca de Malvinas Norte: corte esquemático y prospectos del área sur

al parecer, la presencia en ambas cuencas de rocas generadoras de origen lacustre, como la Fm. Cacheuta en la Cuyana y el Barremiano en Malvinas Norte. Es probable que las áreas de las “cocinas” probadas de cada cuenca también sean similares.

Sin pretender con esto manifestar ninguna verdad comprobada en términos técnicos, podríamos, entonces, suponer que el potencial de generación de la Cuenca de Malvinas Norte, de existir, es similar al de la Cuenca Cuyana, que contiene reservas comprobadas superiores a los mil millo-

Pozo	Operador	Prof. final (m)	Afloramientos
14/5-1A	Shell	4525	Afloramientos de petróleo y gas
14/10-1	Shell	3005	Petróleo 27 °API
14/9-1	Amerada	2590	Vestigios de petróleo
14/9-2	Amerada	2345	Vestigios de petróleo
14/13-1	Lasmo	1475	Pozo seco
14/24-1	Lundin	2914	Vestigios de petróleo

Figura 14. Lista de pozos en la Cuenca de Malvinas Norte. Pozos perforados con anterioridad a la actual Campaña 2010. Tomado de Rockhopper, WEB

nes de barriles. Sugiero tomar estas cifras simplemente como un posible marco referencial en cuanto a las expectativas petroleras de la Cuenca de

Malvinas Norte. Por último, y a pesar de lo arriesgado de la comparación, quizás tengan más asidero técnico que algunas aseveraciones que

plantean la existencia de posibles acumulaciones de más de cien mil millones de barriles. Volveremos sobre este tópico más adelante.

Antecedentes

Hasta el inicio de la actual campaña de perforación, Shell, Amerada Hess, Lasmo y Lundin habían realizado seis pozos exploratorios (fig. 14). De todos ellos, y tratando de “limpiar” la en ocasiones confusa o tendenciosa información difundida, ya sea por los malvinenses o por las actuales operadoras, se podría concluir en que el dato petrolero más contundente lo aportaron los pozos de Shell denominados “14/5-1A” y “14/10-1”. En ellos, se detectó la presencia de probables rocas generadoras. Las otras perforaciones no obtuvieron más que indicios de petróleo y gas como los únicos datos alentadores (fig. 14).

Este es el motivo por el que reviste fundamental importancia lo que finalmente haya ocurrido con el pozo Sea Lion, recientemente perforado por Rockhopper y en espera de terminación. De acuerdo con los comunicados de prensa, ha detectado *net pay* en perfiles y recuperado muestras de petróleo durante los trabajos de perfilaje del pozo. Sería el primer descubrimiento de petróleo en el área. Volveremos con mayor detalle sobre este prospecto más adelante.

Respecto de la sísmica, la Cuenca de Malvinas Norte cuenta con una cobertura en 2D más que razonable; y, en los últimos años, se han registrado varios programas en 3D, en el

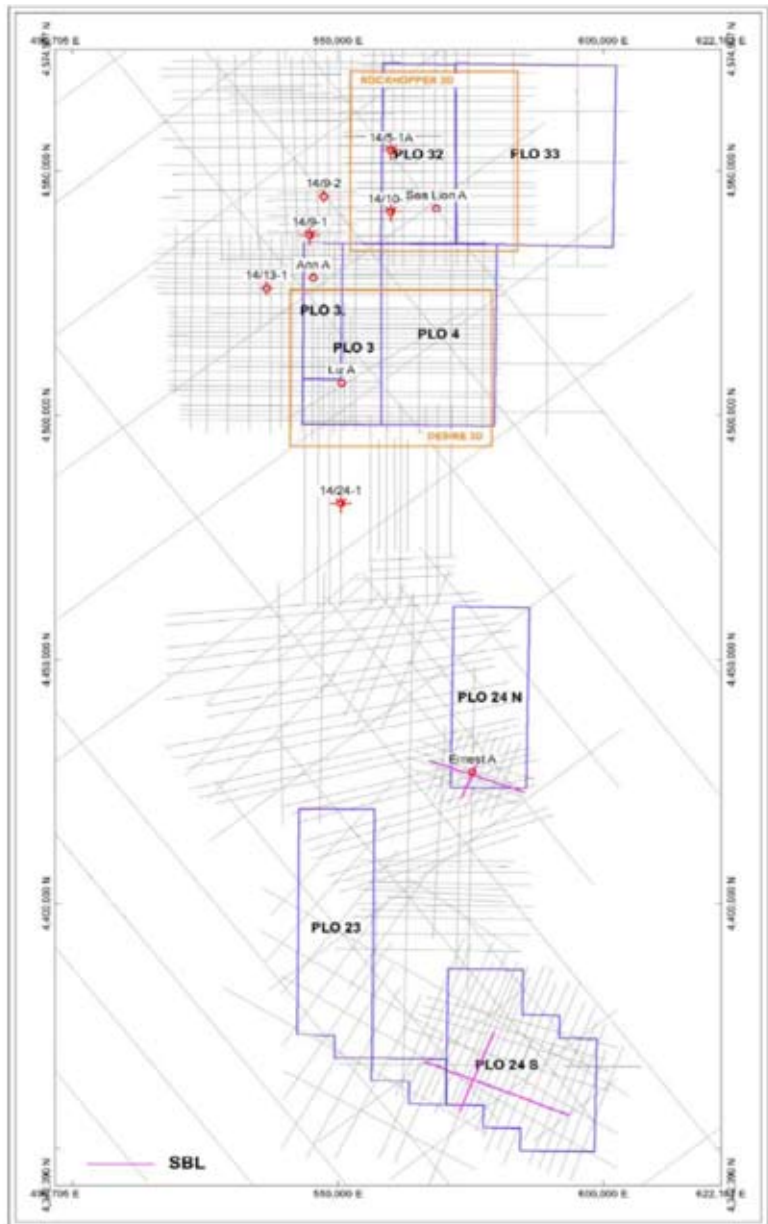


Figura 15. Pozos y sísmica existente en Malvinas Norte. Tomado de Rockhopper, WEB

sector norte, donde se encuentran los prospectos más atractivos (fig.15).

Roca generadora

En el estudio realizado por Senergy para Desire Petroleum, se encuentra un resumen muy interesante de las posibilidades de generación de petróleo en Malvinas Norte. Según el mencionado trabajo, el pozo Shell 14/10-1 dio a conocer la presencia de potencial roca generadora, de edad barremiana-valanginiana, *oil-prone*, con querógeno de tipo I/II. Esta sección se desarrolla desde los 2130 m de profundidad hasta la profundidad final del pozo, en 3000 m. Sin embargo, se cree que se encuentra dentro de la ventana de generación por debajo de los 2500 m, con el pico de la fase de generación entre 2800 y 3000 m.

El pozo Shell 14/5-1 encontró más indicios de gas, especialmente debajo de los 4000 m de profundidad. En este caso, el querógeno es de tipo II/IV, Carbono Orgánico Total entre 0,76 y 1,6%, con carbón hacia la sección basal. La potencial roca generadora se encuentra sobremadura debajo de los 4150 m, y se dice que hay una transición entre gas húmedo y condensado y gas seco alrededor de los 3700 m. Según esta interpretación, los datos avalan la presencia de rocas generadoras de gas y de petróleo en las secciones más viejas que el Jurásico. Sin embargo, éstas no han sido perforadas aún por ningún sondeo y constituyen, por el momento, una línea exploratoria.

Si bien los datos publicados indican la presencia de una excelente roca madre, no avalan una distribución vertical importante, lo cual introduce un gran interrogante sobre el volumen de roca generadora que pudiera haberse acumulado en los principales depocentros.

Otra incertidumbre respecto de la calidad de generación de la cuenca la constituye la extensión de la probable "cocina", dado que aparentemente solo se encuentra en el sector norte; mientras que su extensión hacia el sur de la cubeta resulta improbable, ya sea por erosión o falta de sedimentación de la potencial roca generadora, además del menor soterramiento que es posible que sufra en el sector sur de la fosa (figs. 16 y 17).

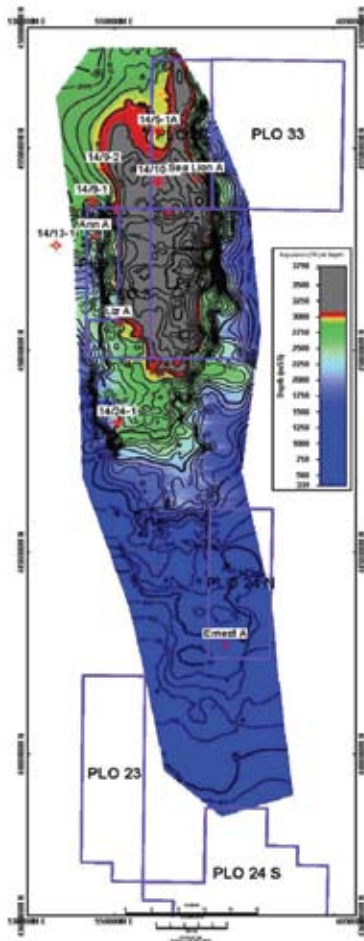


Figura 16. Mapa de madurez de expulsión, base Barremiano. Tomado de Rockhopper, WEB

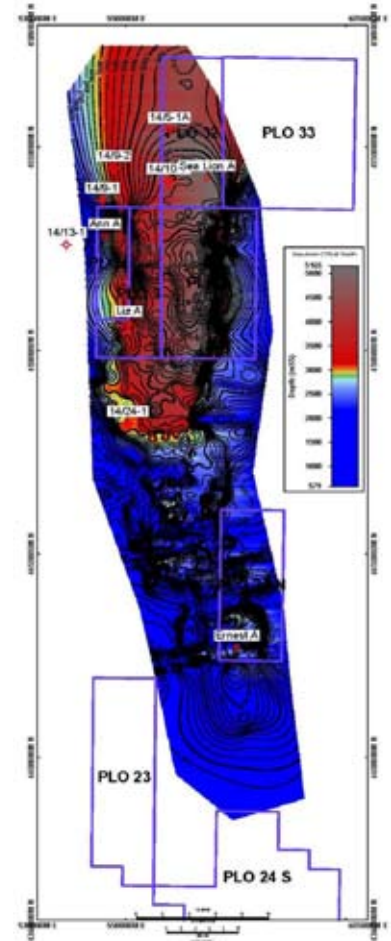


Figura 17. Mapa de madurez de expulsión, tope del Jurásico. Tomado de Rockhopper, WEB

Los análisis posteriores a la perforación de los pozos Amerada 14/9-1 y Shell 14/10-1 demostraron fehacientemente que fueron perforados en estructuras con cierre probado y, sin embargo, no tuvieron indicio alguno de hidrocarburos, lo que podría haberse debido a problemas en la migración.

Si estas evaluaciones fueran correctas, no resulta ilógico pensar que la migración hacia el sur y hacia niveles más someros (aptianos) desde la roca potencialmente generadora (Barremiano) podría estar inhibida por la presencia de centenares de metros de la misma roca en condiciones de inmadurez (figs. 12 y 13). En este caso, el potencial exploratorio se restringe a reservorios laterales o inmediatamente subyacentes a los intervalos con adecuados niveles de madurez.

En síntesis, si bien puede considerarse que existen rocas con potencial generador de excelente calidad en la cuenca y que éstas, en parte, podrían

estar en condiciones de generación, resulta muchísimo más difícil definir la extensión del área y el volumen de roca en condiciones de generación, así como asegurar que las vías de migración son las adecuadas para la conformación de yacimientos de magnitud.

Roca reservorio

Todas las fuentes consultadas consideran que no cabe duda de la presencia de rocas reservorio en distintas secciones de la columna sedimentaria.

Synrift: en esta sección de edad Jurásica temprana (fig. 11), se postula la presencia de rocas reservorios correspondientes a ambientes de abanicos aluviales o abanicos delticos (*fan deltas*). Téngase en cuenta que hay poca información de estos niveles, aunque sí se ha comprobado la presencia de caolinitas, con lo cual podrían inferirse bajas permeabilida-

des a los potenciales reservorios. Este hecho no debería llamar la atención habida cuenta de los ambientes de sedimentación postulados.

Barremiano: para esta sección, se postula un modelo de *fan deltas*, que avanzaron desde los márgenes del *rift* y desde las dorsales internas que separan los diferentes depocentros. Esta interpretación no está basada solamente en los datos aportados por los pozos, sino, fundamentalmente, en los análisis de amplitudes sísmicas que muestran claramente el desarrollo de cuerpos en forma de abanicos, indicativos del desarrollo de *fan deltas*.

Es bien conocido que, en el ambiente sedimentario postulado para el Barremiano, la distribución de los niveles con características de reservorio resulta anárquica o, al menos, azarosa. Es decir, si bien la conformación de niveles con buenas características petrofísicas es más que probable, la continuidad de estos potenciales reservorios resulta moderada, cuando no nula. A esta característica geométrica de los reservorios potenciales, hay que sumarle la posibilidad de altísimos rangos de porosidad y, en especial, de permeabilidad, que condicionan o pueden condicionar en gran forma su calidad.

Hasta antes de perforar el Sea Lion, esta sección barremiana fue atravesada en posiciones centrales de cuenca y distales en cuanto a la distribución de los abanicos. Por lo tan-

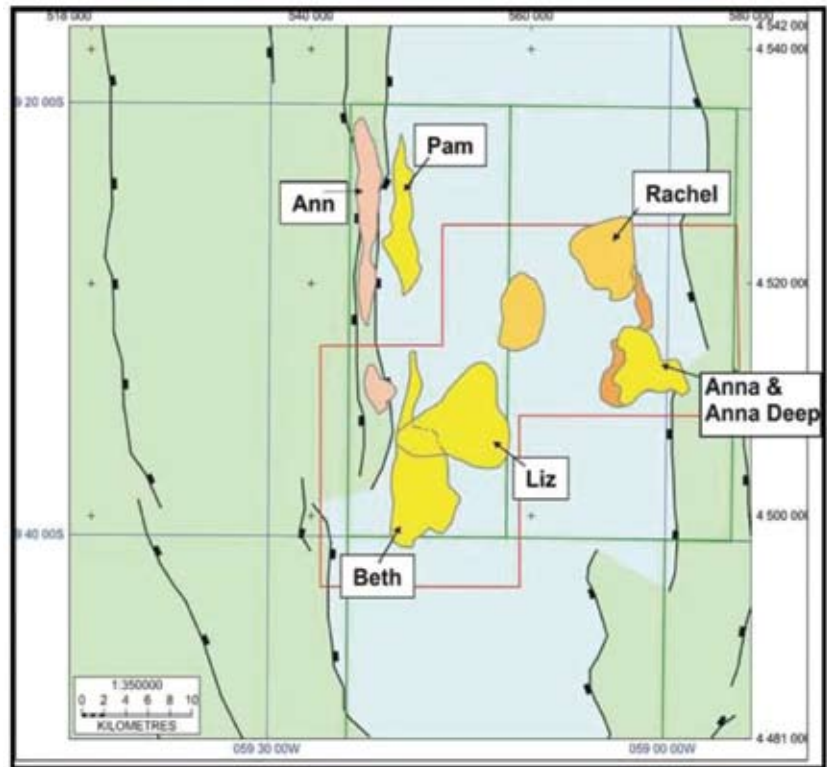


Figura 18. Ubicación de prospectos y Leads, entre ellos Liz y Rachel. Tomado de Desire, WEB

to, en líneas generales, se halló falta de arenas en la sección. Se especula que el conjunto debería variar hacia condiciones más arenosas cuando se investiguen secciones marginales, como la que debería estar presente en el pozo Sea Lion, recientemente perforado.

Aptiano: los pozos que atravesaron esta sección encontraron rocas reservorios. Existen, incluso, datos de testigos corona obtenidos en el pozo Shell 14/9-1, donde se han determinado porosidades de entre el 13 y el 26% y permeabilidades menores a 22 MD en uno de los testigos; y porosidades de entre el 20 y el 25% y permeabilidades menores a 60 MD

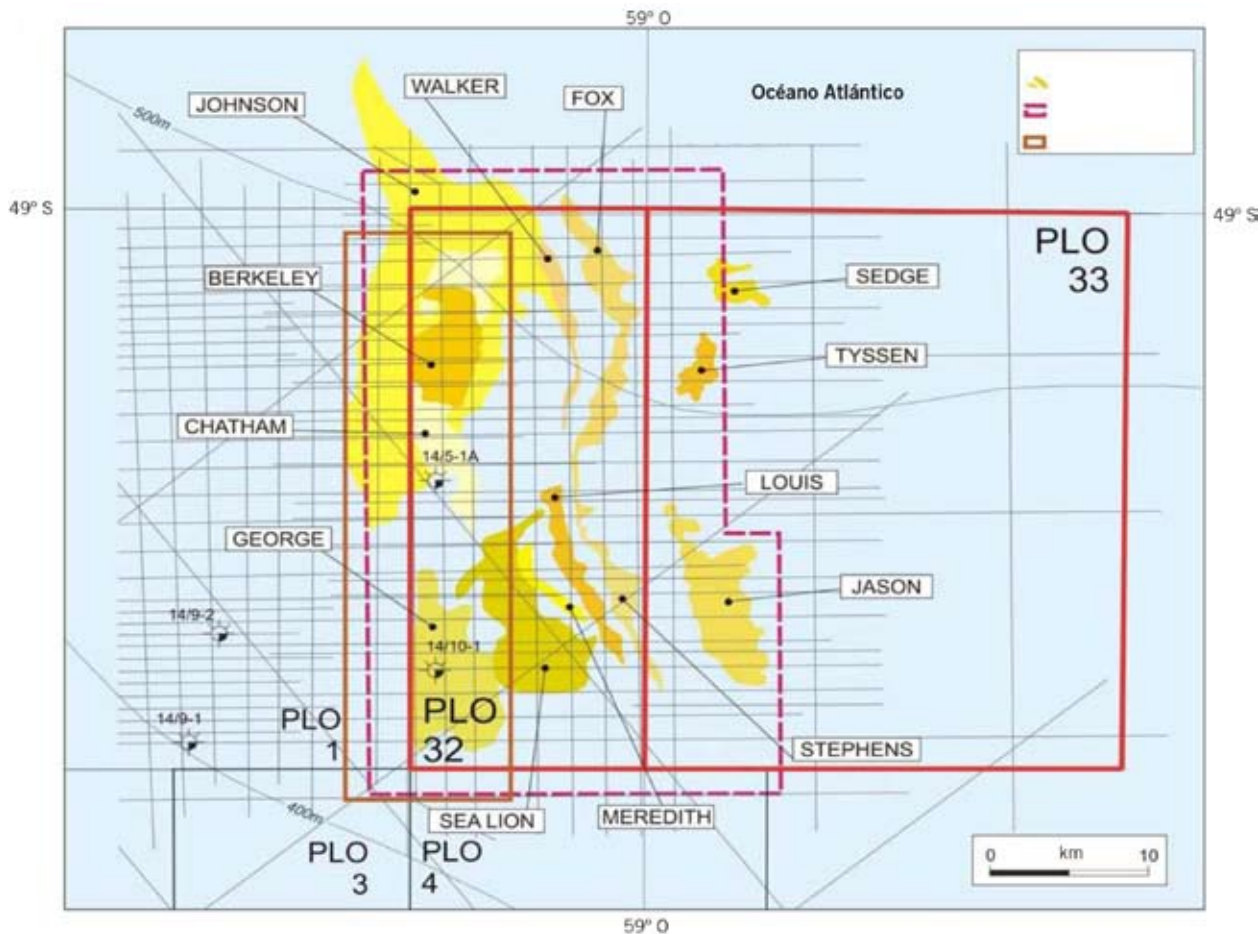


Figura 19. Ubicación de prospectos y Leads, entre ellos Sea Lion. Tomado de Rockhopper, WEB

en otra de las coronas. En este último testigo, se midieron permeabilidades aisladas y puntuales del orden de 200 MD y 351 MD.

Se debe recordar que, como ya se mencionó, estos potenciales reservorios de edad albiana pueden estar pobremente conectados con las rocas generadoras.

Licencias exploratorias activas en la actualidad

Las figuras 9, 15 y 18 muestran la distribución actual de los bloques de exploración otorgados por las autoridades de las Islas Malvinas a través de varias rondas licitatorias.

Tal como fue mencionado, las compañías con operaciones en la

zona son Rockhopper Exploration, Desire Petroleum, Argos Resources y Arcadia Petroleum Ltd. (fig. 9). Como consecuencia de los diferentes esfuerzos exploratorios, se han adquirido varios kilómetros de sísmica en 2D y 3D (fig. 15); se han perforado seis pozos en el pasado (fig. 14), a los que se suman los pozos Liz (fig. 18) y Sea Lion (fig. 19), ya perforados este año,

Prospecto	Pronóstico de petróleo (MMbbls)				Pronóstico de reservas recuperables (MMbbls)				Factor de riesgo (%)	Operador
	Estimación menor	Estimación mejor	Estimación óptima	Estimación media	Estimación menor	Estimación mejor	Estimación óptima	Estimación media		
Ernest	224	519	1191	630	56	156	417	195	23	Rockhopper
Sea Lion	234	568	1348	710	58	170	472	220	23	Rockhopper
PLO3 PLO4										
Ann	206	413	834	478	52	145	292	143	11	Desire
Liz	635	1194	2261	1348	159	358	791	404	18	Desire

Fuente: RPS Energy Pty Ltd.

Factor de riesgo: Chance o probabilidad de descubrimiento de hidrocarburos en cantidad suficiente para ser medidos en la superficie.

Figura 20. Portfolio exploratorio de Rockhopper. Pronóstico de reservas primarias

PL32 y PL33 Pronóstico de reservas recuperables adicionales

Prospecto	Pronóstico de petróleo (MMbbls)				Pronóstico de reservas recuperables (MMbbls)				Factor de riesgo (%)	EI %
	Estimación menor	Estimación mejor	Estimación óptima	Estimación media	Estimación menor	Estimación mejor	Estimación óptima	Estimación media		
Jason	279	700	1764	905	70	210	617	281	9	100%
Fox	189	479	1220	621	47	144	427	193	11	100%
Stephens	158	352	774	423	40	106	271	131	11	100%
Chatham	28	93	318	145	7	28	111	45	13	100%
Berkeley	56	173	544	254	14	52	190	79	11	100%

Factor de riesgo: Chance o probabilidad de descubrimiento de hidrocarburos en cantidad suficiente para ser medidos en la superficie.

PL23 y PL24 Pronóstico de reservas recuperables adicionales

Prospecto	Pronóstico de petróleo (MMbbls)				Pronóstico de reservas recuperables (MMbbls)				Factor de riesgo (%)	EI %
	Estimación menor	Estimación mejor	Estimación óptima	Estimación media	Estimación menor	Estimación mejor	Estimación óptima	Estimación media		
Weddell	212	441	841	489	53	132	294	152	10	100%

Factor de riesgo: Chance o probabilidad de descubrimiento de hidrocarburos en cantidad suficiente para ser medidos en la superficie.

PL32 y PL33 Reservas contingentes de gas

Prospecto	GIP contingente (Bscf)				Reservas contingentes (Bscf)				Factor de riesgo (%)	EI %
	Estimación menor	Estimación mejor	Estimación óptima	Estimación media	Estimación menor	Estimación mejor	Estimación óptima	Estimación media		
Johnson Structure	433	2188	11.092	4742	309	1563	7929	3395	10	100%

Factor de riesgo: Chance o probabilidad de producción en cantidad suficiente de gas para ser viable desde el punto de vista económico.
Posible objetivo primario.

Figura 21. *Portfolio* exploratorio de Rockhopper

Prospectos óptimos: volúmenes brutos estimados

Prospecto	Hidrocarburos in situ (MMbbls)				Reservas recuperables (MMbo)			
	P90	P50	P10	Mean	P90	P50	P10	Promedio
Ann	174	456	911	507	30	122	308	154
	71	173	346	194	16	46	117	59
Alpha	1770	5400	13.881	6845	297	1104	3566	1631
Liz	270	930	2395	1175	49	281	847	391
Dawn	123	321	705	378	30	97	253	124
Jacinta	424	2626	9254	3960	75	546	2414	996
Helen	75	205	460	244	18	59	155	76
	168	791	2230	1034	45	235	788	344
Rachel	163	839	1892	962	41	249	681	318
Beth	156	597	1489	737	41	179	535	245
Ninky	35	88	184	101	8	23	62	31
	35	88	184	101	8	23	62	31
	39	89	174	99	9	24	60	30
	39	89	174	99	9	24	60	30
Pam	76	215	495	258	19	61	163	79
	92	265	586	311	22	74	195	95

Figura 22. Prospektos óptimos: volúmenes de hidrocarburos in situ y reservas recuperables. *Portfolio* exploratorio de Desire

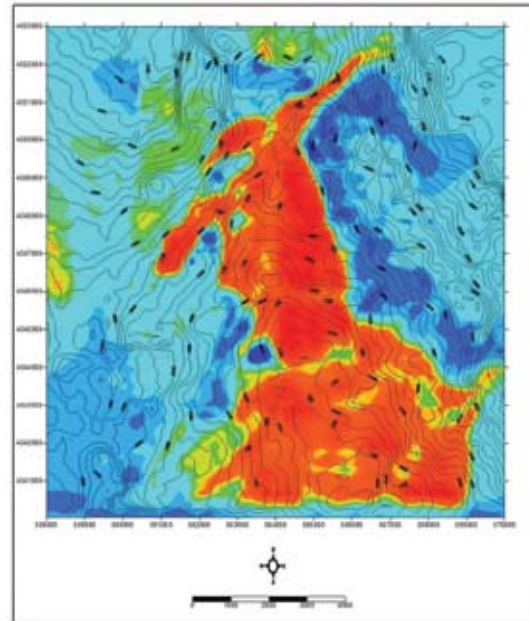


Figura 24. Mapa de amplitudes que muestra el abanico y mapa estructural sobre Sea Lion. Tomado de Rockhopper, WEB

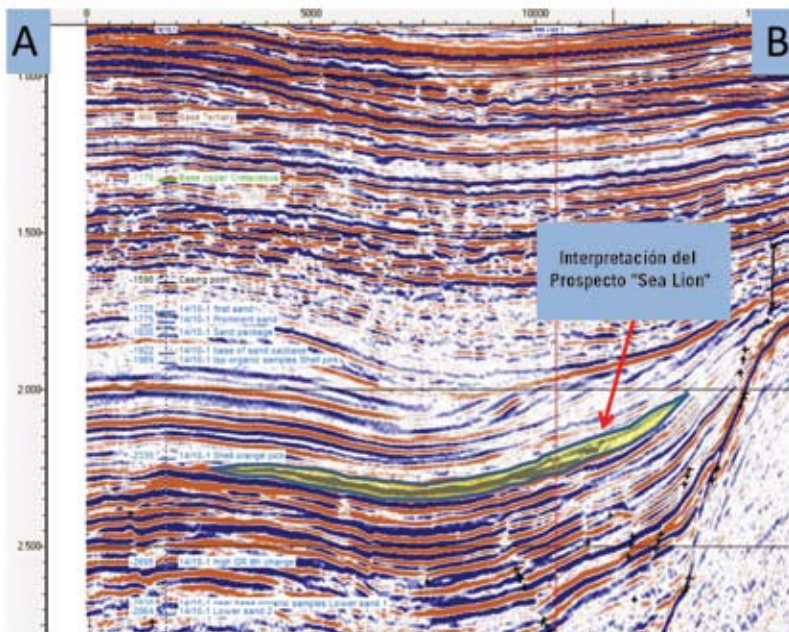


Figura 23. Línea sísmica que muestra el prospecto Sea Lion. Tomado de Rockhopper, WEB

y los que aparentemente completaron la presente campaña, los sondeos Ernest (fig. 28) y Rachel (fig. 30).

A título informativo, se incluyen en este trabajo los *portfolios* exploratorios de Rockhopper (figs. 20 y 21) y Desire Petroleum (fig. 22). No es intención de este artículo emitir opinión sobre la totalidad de los prospectos y *leads*, sino que nos concentraremos en analizar los pozos que se encuentran incluidos en la presente campaña de perforación. Sin embargo, podemos decir que todos los prospectos o *leads* con más del 15%

de posibilidades de éxito se encuentran en la subcuenca norte, donde los pozos han verificado la roca generadora y donde las profundidades de la cuenca permiten que la potencial roca generadora se ubique en la ventana de generación de petróleo. Con la información regional con que contamos, parece no ser arriesgado decir que la presencia de acumulaciones de hidrocarburos (económicas o no) es "probable" en el sector norte de la cuenca, mientras que en el sur no sería más que "posible", en el mejor de los casos.

También pueden identificarse varios prospectos cuyos Recursos Prospectables *Mean* están por debajo de 100 millones de barriles o muy cerca de esa cifra. Ello hace que se ubiquen en el rango de los no económicos; desde luego, ninguno de esos prospectos está incluido en la presente campaña.

De acuerdo con lo mencionado, es lógico que los prospectos seleccionados por ambas compañías para ser perforados en 2010 se encuentren en el depocentro septentrional de la cuenca, como Sea Lion, Liz y Rachel, o se ubiquen en el límite sur del depocentro, como Ernest.

Para obtener más información, se recomienda: Daniel Figueroa, "Perspectivas exploratorias en el offshore Argentino", 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 de Sea Lion y 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.

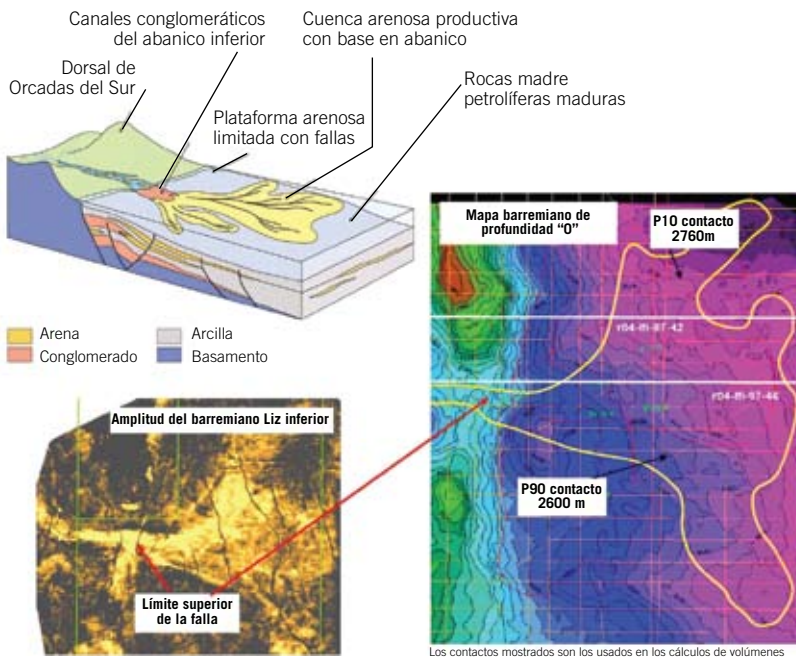


Figura 25. Prospecto Liz: modelo barremiano en abanico. Mapas de profundidades y amplitudes sísmicas. Tomado de Desire, WEB

Resumen del prospecto Liz

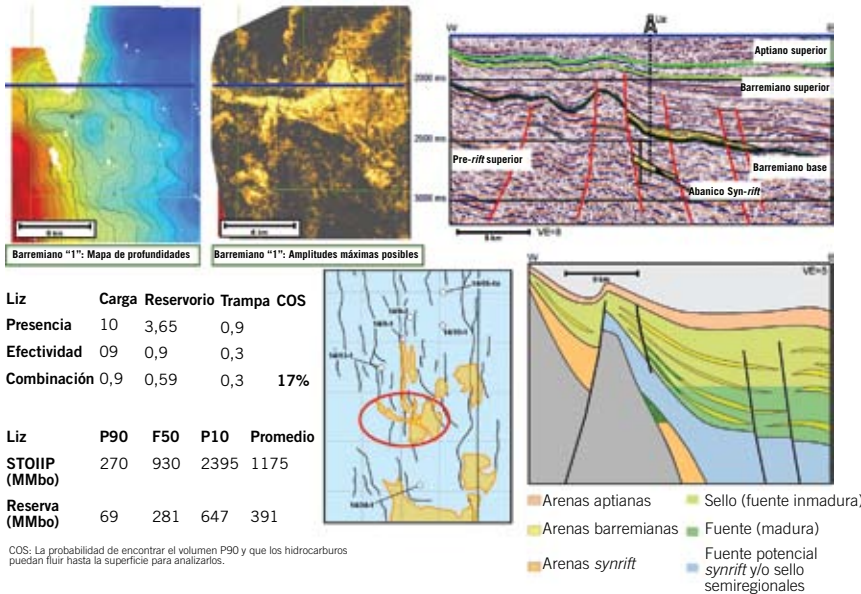


Figura 26. Prospecto Liz. Tomado de Desire, WEB

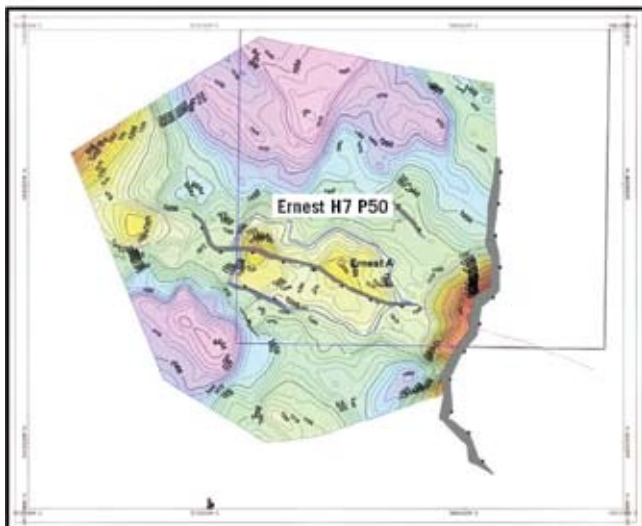


Figura 27. Prospecto Ernest, mapa estructural. Tomado de Rockhopper, WEB

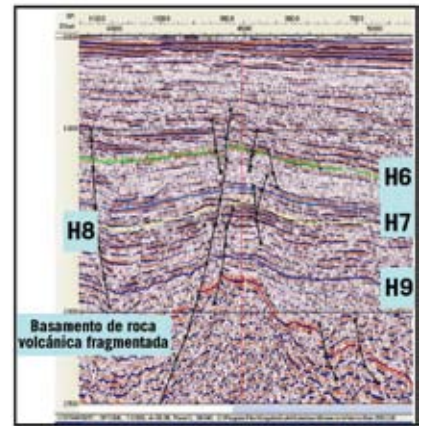


Figura 28. Línea sísmica que muestra el prospecto Ernest. Tomado de Rockhopper, WEB

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

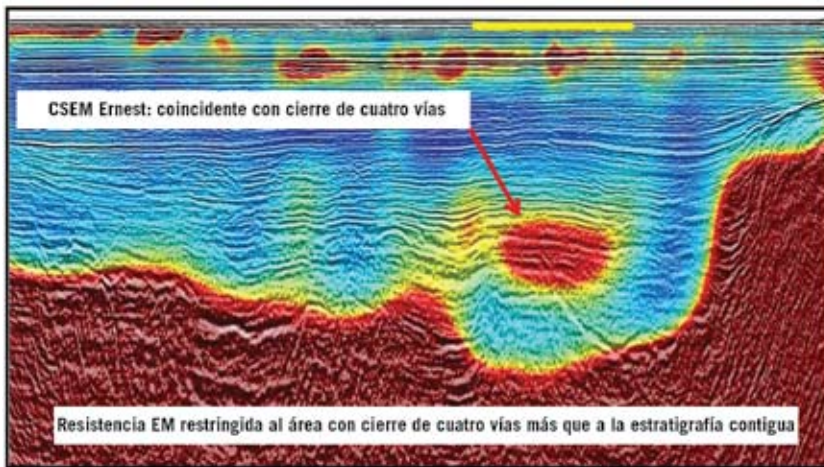


Figura 29. Posible anomalía (CSEM) sobre Ernest. Tomado de Rockhopper, WEB

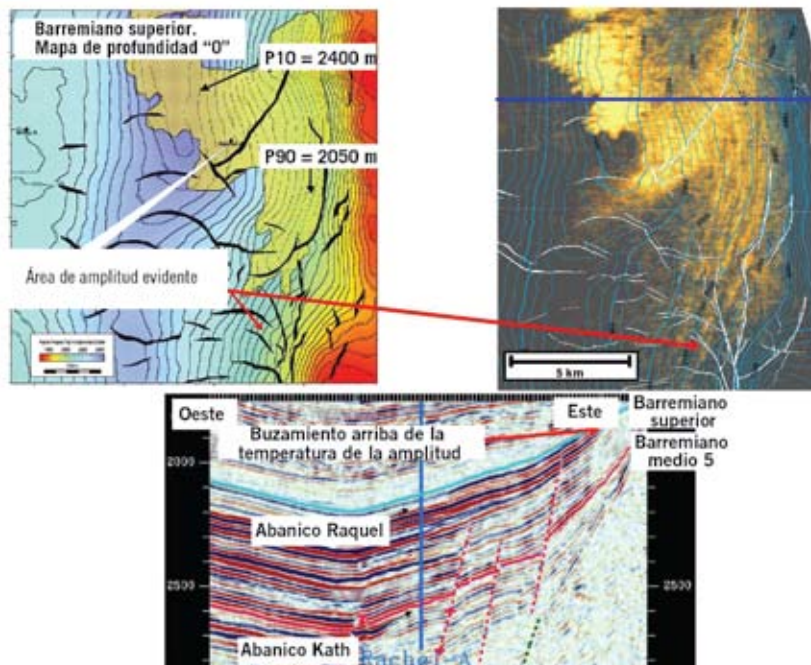


Figura 30. Prospecto Rachel: Barremiano superior a profundidad "0", mapas de amplitud y línea sísmica. Tomado de Desire, WEB

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 puede perforarse 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*.

depocentro: 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. ■

Petrotecnia publicará la segunda y última parte de esta nota en la edición de diciembre.

