



Offshore en la Argentina

Situación de las cuencas marinas de la República Argentina

Por *Juan Carlos Pucci*

A raíz de la declinación de reservas de petróleo y gas y pozos de exploración, el actual gobierno decidió, como una de las medidas para revertir esta situación, la creación de la empresa Enarsa.

El margen continental argentino cubre más de tres millones de metros cuadrados hasta la base del talud e incluye 980.000km² de superficie oceánica por encima de la isobata de 200m, que corresponde al borde de la plataforma continental.

Los estudios de las áreas marinas de la Argentina (figura 1) comenzaron en el año 1957 y continuaron hasta 1961. El Servicio de Hidrografía Naval Argentino y el Observatorio Geológico Lamont llevaron a cabo estos relevamientos. La interpretación de los relevamientos sísmicos de refracción permitió que los investigadores graficaran los planos esquemáticos y los espesores sedimentarios de las cuencas.

Hasta el momento, los operadores han perforado 182 pozos exploratorios, 108 de los cuales fueron perforados en la Cuenca Austral (tabla 1).

Período	Formaciones	Roca madre	Reservorios
Terciario	Santa Cruz		
	Superior		
	Magallanes Inferior		x
Cretácico	Cabeza de León		
	Arroyo Alfa		
	Nueva Argentina	x	
	Pampa Rincón	x	
	Springhill (marino)	x?	x
Jurásico	Springhill (continental)	x?	x
	Tobífera	x	x
Paleozoico	La Modesta		
		Precámbrico ?	

J. C. Pucci, 2006

Tabla 1. Estratigrafía de las cuencas Austral, Malvinas, Malvinas Oriental y Malvinas Austral.

Las cuencas marinas de la Argentina comparten un origen en común respecto de la ruptura del Gondwana y la separación de las placas sudamericana y africana. Este episodio provocó la formación de una serie de cuencas de *rift-drift* (margen pasivo) a lo largo del margen continental.

Al sur de la Cuenca de San Jorge, la ruptura final producida entre las placas sudamericana y antártica y el desarrollo de la cordillera andina produjeron características distintas y especiales, ubicadas principalmente en el límite sur de las cuencas Austral y Malvinas.¹

Revisión de cuencas

Cuenca del Salado

La Cuenca del Salado, que incluye la cuenca de Punta del Este frente a las costas de Uruguay, cubre 85.000km², 40% de los cuales corresponde al *offshore*. El otro 60% es territorio terrestre argentino.

El alto de Martín García/del Plata separa la Cuenca del Salado de la Subcuenca de Punta del Este al norte. El alto de Polonio separa la Subcuenca de Punta del Este de la Cuenca Pelotas. Al sur, el alto de Tandil separa la Cuenca del Salado de las cuencas del Colorado/Claromecó.

La actividad de exploración comenzó entre 1937 y 1942, cuando YPF registró los primeros datos sísmicos de refracción en tierra y halló una sección sedimentaria de gran espesor. Recién en 1968 se adquirieron más líneas sísmicas y se perforaron tres pozos marinos y seis pozos terrestres.

En 1969 Sun Oil perforó el primer pozo marino de la Cuenca del Salado, con una profundidad total de 3230m por debajo del nivel del mar.

Chevron inició la exploración de la Cuenca de Punta del Este a mediados de los años '70 a través de la adquisición de datos sísmicos y la perforación de dos pozos.

La última actividad exploratoria registrada en la Cuenca

del Salado tuvo lugar en el período 1992-1995 cuando Amoco registró 2000km de sísmica de reflexión y perforó el pozo Dorado x-1 y Repsol YPF adquirió 4904km de líneas sísmicas.

Las cuencas del Salado y de Punta del Este, que se encuentran genéticamente relacionadas, exhiben secuencias sedimentarias y estilos estructurales similares. El relleno sedimentario posee 7000m de rocas de edad mesozoica y cenozoica en su punto de mayor espesor (tabla 2).

Se ha postulado que las pelitas negras lacustres del neocomiano serían las rocas generadoras de la cuenca. Las areniscas son abundantes, pero la porosidad primaria disminuye con la profundidad, donde es posible que se localicen las trampas.

En la Cuenca del Salado no se hallaron *plays* exploratorios ni sistemas petroleros. Con esta información, el potencial de exploración es pobre y el riesgo geológico, alto. No obstante, es posible que haya mejores posibilidades de exploración en el talud continental² y en la Subcuenca de Punta del Este, donde De Santana y otros³ identificaron *leads* y prospectos.

Cuenca del Colorado

La Cuenca del Colorado de orientación este-oeste cubre 178.000km² de sector marino y 37.000km² de superficie terrestre. La sección paleozoica corresponde a la extensión marina de la Cuenca del Colorado (tabla 3).



Figura 1. Offshore Argentina. Basins and Acreage.

estructurales y ausencia de roca madre con capacidad de generación, mientras que los pozos del flanco sur encontraron condiciones de reservorio pobres y desarrollo lateral limitado.

Las areniscas fluviales de la formación Bajo Barreal comprenden el reservorio principal, que está bien desarrollado hacia el sector terrestre, así como también la zona de maduración de roca generadora. Además, los niveles de tobas y tobas arenosas de la formación Castillo subyacen a esta unidad, y debido a sus deficientes propiedades petrofísicas la calidad del reservorio es pobre.

Aunque es probable que haya hidrocarburos presentes en prospectos someros, el riesgo se asocia con la migración de los hidrocarburos hacia el reservorio y hacia el sistema de fallas que controla el entrapamiento de petróleo.

El modelo de prospecto profundo posee el mejor potencial de exploración, pero el riesgo es mayor con profundidades de perforación de hasta 4000-5000m, y es más probable que se descubra gas.

Cuenca de San Julián

La Cuenca de San Julián cubre 14.325km² y tiene un pozo perforado por un consorcio de empresas encabezado por Petrobras.

La cuenca se halla en el sector marino, al sur de la Cuenca San Jorge. En 1979-1980, después de registrar 2406km de líneas sísmicas, YPF delineó por primera vez la cuenca. Durante 1991, Petrobras adquirió 4518km de líneas sísmicas y registró 2776km de gravimetría y 2430km de magnetometría.

La cuenca ha sido dividida en tres provincias estructurales principales: occidental, central y nororiental.

La interpretación sísmica indicó varios prospectos grandes en las proximidades de la ubicación del pozo y prospectos más pequeños hacia el noreste.

Antes de perforar, se postuló que la estratigrafía de la Cuenca de San Julián era similar a la de la Cuenca de San Jorge; no obstante, los resultados del sondeo demostraron que la Cuenca de San Julián tiene más características en común con la estratigrafía de la Cuenca del Deseado (tabla 4).

El pozo San Julián es-1 tiene una profundidad total de 2940m, penetró una sección correspondiente a un basamento metamórfico de grado bajo, al que sobreyacen 1100m de rocas volcánicas del grupo Bahía Laura de edad caloviana a oxfordiana, seguidos de las tobas arenosas de la formación Bajo Grande, la formación Laguna Palacios del cretácico y, hacia el techo, una secuencia de sedimentos marinos del terciario.

La roca generadora de mejor potencial, es el intervalo de 1350m que corresponde a la formación Bajo Grande. Esta muestra es potencialmente petrolífera (tipo I), contiene 5,35% de carbono orgánico total (COT), un índice de hidrógeno (HI) de 862 y un valor de temperatura máxima de 445° C. No obstante, la reconstrucción de la historia de soterramiento y el modelado geoquímico indicaron que este intervalo es inmaduro a lo largo de todo el depocentro. Además, la falta de buenos reservorios indica que la cuenca posee una prospectividad de alto riesgo.

El futuro esfuerzo exploratorio deberá concentrarse en estudiar en profundidad la identificación de rocas reservo-

Período	Formaciones	Roca madre	Reservorios
Terciario	Barranca Final		
	Elvira		
	Pedro Luro		
Cretácico	Colorado	x?	x
	Fortín	x	x
Jurásico			
Pérmico	Tunas	x	
	Bonete	x	
	Piedra Azul		
	Sauce Grande		

J. C. Pucci, 2006

Tabla 3. Estratigrafía de la Cuenca del Colorado.

rio y rocas generadoras incluso en los sedimentos del triásico y del paleozoico presentes en la cuenca terrestre del Deseado.⁶

Cuenca Austral

La Cuenca Austral es actualmente la única cuenca marina productiva de la Argentina.

La porción marina de la Cuenca Austral posee una superficie de 46.000km² (figura 3). Hasta el año 2005 se perforaron 108 pozos exploratorios y se adquirieron 34.840km de sísmica 2D y 3530km² de sísmica 3D.

El yacimiento de petróleo y gas Hidra fue descubierto en 1982 y se puso en producción en 1989.

En junio de 2005, Total Austral SA y sus socios iniciaron la producción de los yacimientos de gas Carina-Aries en el bloque CMA-1, frente a las costas de Tierra del Fuego.

La evolución de la Cuenca Austral/Malvinas exhibe tres fases tectónicas principales: *rift* (jurásico-cretácico temprano), hundimiento térmico (*sag*) (cretácico temprano) y antepaís (cretácico temprano a cenozoico). Durante el eoceno medio-oligoceno, en la porción sur de la Cuenca de Malvinas, se inició la fase de antefosa y la formación de las estructuras compresivas del antepaís.

Los datos sísmicos indicaron que las cuencas Austral, Malvinas y Malvinas Oriental y Malvinas Sur se encuentran interconectadas y, si bien sus historias varían, se ha postulado la correlación regional de las secuencias principales.

Toda la producción se obtiene de la formación Springhill de edad cretácica. Esta formación representa una megasecuencia depositacional que traslapa el flanco occidental del alto de río Chico.

La formación Springhill ha sido dividida en varias secuencias depositacionales desarrolladas sobre el basamento y/o la serie Tobífera volcánica. Las secuencias principales son la secuencia Hidra, productiva desde los canales y las barras fluviales presentes en los yacimientos Hidra y Argo, la secuencia Argo-Paloma representada por canales y barras estuarinos y la secuencia Carina que corresponde

a lóbulos arenosos marinos y canales y barras estuarinos transgresivos en ambos casos productivas en el yacimiento Carina.⁷

Tres sistemas petroleros han sido descritos para la Cuenca Austral. El sistema Pampa Rincón (Inoceramus inferior)-Springhill es el principal de la cuenca, aportó la mayor parte de la producción. El sistema Pampa Rincón (Inoceramus inferior)-Magallanes es responsable de la producción terciaria de la provincia de Santa Cruz.^{7a}

El sistema Tobífera-Tobífera/Springhill, reportado en la isla de Tierra del Fuego, corresponde a intercalaciones de arcilita en la porción inferior de la serie Tobífera, que pueden haber proporcionado la carga de hidrocarburos de los reservorios de esa serie y de la formación Springhill.

Los sistemas petroleros Pampa Rincón (Inoceramus)-Springhill y Tobífera-Tobífera/Springhill se encuentran en el área de costa afuera de Tierra del Fuego. El otro se sitúa probablemente en la Cuenca Austral marina.

El volumen de reservas de la Cuenca Austral marina a fines de 2004 ascendía a 8.366.000m³ de petróleo y condensado y 83.540 trillones de m³ de gas.

Pueden existir posibilidades en la faja plegada situada en la porción sur del complejo de cuencas marinas Austral, Malvinas, Malvinas Oriental y Malvinas Sur.

Los reservorios son de edad terciaria y corresponderían a sistemas turbidíticos. Las trampas estructurales están ubicadas a lo largo de un frente de fallamiento transpresivo asociado con la interacción de la placa de Escocia y la

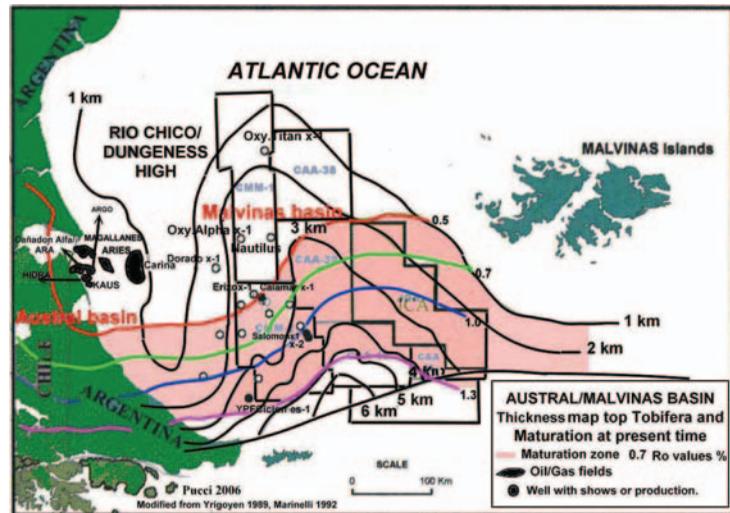


Figura 3. Offshore Austral / Malvinas Basin.

Sudamericana.⁵ El *play* también es de alto riesgo y baja prospectividad.

Cuenca de Malvinas

La Cuenca de Malvinas, que cubre una superficie de 141.116km², se encuentra emplazada al este del alto de río

Chico o de Dugeness entre las islas Malvinas y el continente.

Aproximadamente en la latitud de río Grande termina el alto de Dugeness, que desde el cretácico superior ha posibilitado la comunicación entre la Cuenca de Malvinas y la Cuenca Austral.

Dieciocho pozos de exploración fueron perforados en el flanco oeste de la cuenca, cuyo objetivo principal fue la arenisca de la formación Springhill del cretácico inferior. Se ha adquirido un total de 37.707km de sísmica 2D y 2240km² de sísmica 3D.

Dos de los pozos perforados por Exxon en 1981 fueron descubrimientos que produjeron 397m³/día de petróleo y 567.000m³/día de gas pero las reservas se consideraron no comerciales.

Los pozos restantes resultaron estériles y no todos los pozos perforados parecen haber estado ubicados en estructuras cerradas. Además, en ciertos casos, la calidad de reservorio ha sido responsable de la falta de éxito exploratorio.

Los actuales niveles de maduración de la materia orgánica indican que la generación de petróleo tiene lugar entre los 1500 y 3800m. La formación Inoceramus que actúa como roca madre es la misma que la de la Cuenca Austral. La unidad presenta un potencial de generación de regular a bueno con valores de COT que oscilan entre 1% y 3%, valores de Ro que fluctúan entre 0,5 y 1,0% y un índice de hidrógeno cercano a 400.

Las mejores estructuras sin perforar se encuentran en la porción sur de la cuenca.

Los resultados de la actividad de exploración, si bien no son alentadores, tampoco son conclusivos. Por ende, la cuenca amerita un esfuerzo exploratorio.

Cuenca de Malvinas Oriental

La Cuenca de Malvinas Oriental se encuentra ubicada al este y sudeste de las islas Malvinas, a una profundidad de agua de 200 a 2500m.

Fue identificada mediante sísmica en el año 1977 y Turu⁸ realizó un mapa de espesores referido al techo del basamento.

La cuenca se encuentra limitada al este por el banco

Período	Formaciones	Roca madre	Reservorios
Terciario	Secuencias terciarias		
Cretácico	Laguna Palacios + Baquero Bajo Grande	x	x
Jurásico	Bahía Laura Group Bajo Pobre		
Triásico	Roca Blanca El Tranquilo	x	x
Pérmico	La Juanita La Golondrina		x x
Devónico	La Modesta		

J. C. Pucci, 2006

Tabla 4. Estratigrafía de la Cuenca de San Julián.

Maurice Ewing y al sur, por el banco Burdwood. Al oeste, pasa lateralmente a la Cuenca de Malvinas Sur y al norte es truncada por la zona de fallas de transformación Malvinas-Agulhas. Los datos disponibles indican que la estratigrafía y los sistemas petroleros son similares a los de las cuencas Austral y Malvinas.

Por otra parte, y en base a los resultados del pozo Ciclón es-1 de YPF, Marinelli y otros⁹ postularon que el petróleo probablemente migró desde la roca madre cretácica hacia los reservorios terciarios como ocurre en la "zona intermedia" de la Cuenca Austral terrestre.^{10, 7a} La estratigrafía es similar a la de las cuencas Austral y Malvinas.

Con algunos pozos perforados en la porción oriental extrema de la cuenca se establecieron las fases de *prerift*, *synrift* y *postrift/drift* (margen pasivo o deriva).

Los pozos del proyecto de perforación en el mar Profundo (DSDP) probaron que las arcillitas oxfordianas contienen querógeno tipo II. Los estudios de modelado

indicaron que las rocas madre poseen posiblemente el grado de maduración necesario para la generación de petróleo aproximadamente a 3000m por debajo del nivel del mar.

El pozo N° 330 penetró areniscas oxfordianas quizá con características de reservorio, que descansan sobre un ambiente terrestre pantanoso.

En base a la sísmica existente, y por correlación con cuencas análogas, se pueden predecir numerosos tipos de *plays*.

Cuenca de Malvinas Sur

Esta cuenca se encuentra ubicada a una profundidad de agua de 500m a 2500m, al sur de las islas Malvinas y se trata fundamentalmente de una cuenca de antepaís de edad terciaria que se desarrolló a lo largo del margen sur, y sobreyace a la Cuenca de Malvinas Oriental.¹¹

La secuencia sobrecorrida de rocas cenozoicas a lo largo del límite entre la placa de Escocia y la Sudamericana también constituye su límite sur.

La cuenca no fue perforada y sólo se conoce por los numerosos pozos DSDP que se encuentran ubicados al este. La información reveló que la estratigrafía y probablemente las rocas madre, reservorio y sello existentes en la Cuenca de Malvinas están presentes en la Cuenca de Malvinas Sur. El espesor sobre el basamento es de aproximadamente 4km. Los hidrocarburos generados en la Cuenca de Malvinas Oriental posiblemente se depositaron en reservorios de la Cuenca de Malvinas Sur.

Fish¹¹ informó de la presencia de trampas estructurales y estratigráficas y reservorios clásticos marinos profundos de edad terciaria.

Cuenca de Malvinas Norte

La Cuenca de Malvinas Norte se encuentra ubicada 500km al norte de las islas, a una profundidad de agua de 150-2000m (figura 2) y posee una superficie de 56.084km².

Durante el año 1998 se perforaron seis pozos en la Cuenca de Malvinas Norte. La perforación se llevó a cabo a una profundidad de agua de 250-460m. Antes de iniciar las operaciones de perforación, las compañías adquirieron 6910km de sísmica 2D y 350km² de sísmica 3D.

La Cuenca de Malvinas Norte es una cuenca de *rift* fallada de edad jurásica-cretácica. Se trata de una cuenca independiente con un sistema petrolero no relacionado con el desarrollado en otras cuencas.

Se reconocieron ocho unidades tectono-estratigráficas: una secuencia *prerift*; un intervalo fluviolacustre de *synrift* temprano; un intervalo fluviolacustre de *synrift* tardío, una unidad de transición *riftsag*; un intervalo lacustre de *postrift* temprano; un intervalo transgresivo de *postrift* medio, una unidad terrestre a marina de *postrift* tardío del albiano al paleoceno temprano y una unidad de subsidencia térmica poslevantamiento de edad paleoceno a reciente.¹²

Cinco de los pozos registraron trazas de petróleo y hasta un 32% de gas se registró también en los recortes de perforación. En la Cuenca de Malvinas Norte se han identificado rocas madre, reservorios, sellos y trampas de buena calidad.

Si bien con sísmica adicional se podría confirmar esta hipótesis, la cuenca podría extenderse posiblemente más al oeste, hacia la Cuenca de San Julián, más al norte, hacia el sistema de cuencas principales del Atlántico Sur, y también hacia el este.¹³

Posiblemente la mejor analogía con la Cuenca de Malvinas Norte es la Cuenca de San Julián, ya que ambas comparten el relleno de cuenca silíceo-volcanoclástico en un ambiente depositacional continental.

Los intervalos de *synrift* y *postrift* temprano contienen unos 1000m de arcilitas lacustres con valores de COT de hasta 7,5%. Se trata de una roca madre derivada de material algal, potencialmente petrolífera, de excelente calidad, con querógeno tipo I/II, que podría haber generado más de sesenta mil millones de barriles de petróleo. Es probable que las rocas madre jurásicas tengan el nivel de maduración necesario para la generación de gas en la porción más profunda de la cuenca y sean petrolíferas en otras partes.

Se han encontrado algunas capas de areniscas de aproximadamente 100m de espesor por encima del intervalo de roca madre principal con porosidades que oscilan hasta aproximadamente 30%.

La cuenca todavía se encuentra en la primera fase de exploración. No obstante, hay más *plays* sin comprobar.

Cuenca Argentina

Durante la última década, la exploración de costa afuera se centró en dos regiones: el talud continental y la faja plegada marina situada en la porción sur de la Cuenca de Malvinas y en la extensión sur de la Cuenca Austral marina (figura 1).

La actividad de exploración consistió en la obtención de datos sísmicos de reflexión y muestras del lecho marino pero no hubo operaciones de perforación. En Figueroa y otros⁵ se puede ver un relato de dicha actividad.

El talud continental se desarrolla a una profundidad de agua de 200-4000m. Se han identificado *plays* de tipo estructural y estratigráfico.⁵ El *play* estructural se encuentra ubicado en la porción oriental extrema de la Cuenca del Colorado, a una profundidad de agua de 1500m, mientras que el *play* estratigráfico corresponde al sur de la Cuenca Argentina. El *play* estructural está asociado con trampas estructurales sobre altos basamentales. Estos altos separan la Cuenca del Colorado de la Cuenca Argentina. En el modelado de la estratigrafía y de los sistemas petroleros se asumió la presencia de rocas madre marinas y lacustres, jurásicas y cretácicas, areniscas marinas como reservorios de edad cretácica depositadas en un ambiente de plataforma y sellos correspondientes a pelitas de plataforma y de mar profundo de edad cretácica y terciaria.

En Figueroa y otros⁵ se indica que este *play* difiere de los hallados en la Cuenca del Colorado y posee buen potencial de exploración.

El *play* estratigráfico se encuentra a una profundidad de agua de 500-2500m. Dado que esta parte de la cuenca nunca se perforó, la presencia de sistemas petroleros es hipotética. La estratigrafía y el potencial exploratorio son especulativos y se basan en analogías con cuencas conocidas.

Las posibles rocas madre corresponden a pelitas aptianas, mientras que los reservorios corresponderían a areniscas turbidíticas de edad cretácica o terciaria y areniscas que constituyen el relleno de valles antiguos. ■

Reconocimientos

Agradezco al personal de la biblioteca del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Srtas. Eugenia Stratta, Silvia Domínguez y Verónica Canepa, por su colaboración en la preparación de este manuscrito.

Referencias

1. Turic, Mateo, "Actividades exploratorias en el margen continental argentino: perspectivas", en *Petrotecnia*, N° 3, 2002, pp. 24-29.
2. Figueroa, Daniel, "Desafíos de la exploración *offshore* en Argentina", II Congreso de Hidrocarburos, IAPG, Buenos Aires, 2003.
3. De Santa Ana, H.; Ucha, N. y Veroslavsky, G., "Geología y potencial hidrocarburífero de las cuencas *offshore* de Uruguay", INGEPET (EXPR-3-HD-43), Lima, 2005.
4. Mancilla, Oscar; Salinas, Alicia y Soubies, E. D., "Exploración en aguas profundas en la Cuenca del Colorado, República Argentina. Utilización del modelado estratigráfico numérico", Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos 2, Mar del Plata, 2002.
5. Figueroa, Daniel; Marshall, P. y Prayitno, W., "Cuencas atlánticas de aguas profundas: principales *plays*", en Chebli, G. A.; Cortiñas, J. S.; Spalletti, L. A.; Legarreta, L. y Vallejos, E. L. (eds.), *Frontera exploratoria*, VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Buenos Aires, 2005, pp. 325-335.
6. Homocv, Juan F. y Constantini, Luis, "Hydrocarbon Exploration Potential within Intraplate Shear Related Depocenters: Deseado and San Julian Basins, Southern Argentina", en *AAPG Bull.*, vol. 85, N° 10, 2001, pp. 1795-1816.
7. Arbe, H. y Fernández Bell Fano, F., "Los reservorios de la formación Springhill en el área costa afuera", en Schiuma, M.; Hinterwimmer, G. y Vergani, G. (eds.), *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*, IAPG, 2002, pp. 75-89.
- 7ª Pucci, J. C., "Austral Basin", en *Atlas of the Argentina's Oil and Gas Fields*, inédito.
8. Turu, J. T., "Informe geofísico Cuenca Malvinas Oriental", YPF, inédito, 1981.
9. Marinelli, R.; Franzin, H. y Laffitte, G., "La exploración costa afuera en la Cuenca de Malvinas", en *Boletín de Informaciones Petroleras (BIP)*, N° 32, 1992, pp. 67-78.
10. Pucci, J. C., "Relinquishments in Argentina will Boost Exploration Interest", *OGJ*, 30 de septiembre de 1996, pp. 103-107.
11. Fish, P., "Frontier South, East Falkland Basins Reveal Important Exploration Potential", *OGJ*, 5 de diciembre de 2005, pp. 34-40.
12. Richards, P. C. y Hillier, B. V., "Post-Drilling Analysis of the North Falkland Basin", en *Journal of Petroleum Geology*, vol. 23, N° 3, 2000, parte I, pp. 253-272, y parte II, pp. 273-292.
13. Bransden, P. J. E.; Burges, P.; Durham, M. J. y Hall, J. G., "Evidence for Multiphase Rifting in the North Falkland

Basin”, en Cameron, N. R.; Bate, R. H. y Clure, V. S. (eds.), “The Oil and Gas Habitats of the South Atlantic”, en *Spec. Pub. Geol. Soc.*, vol. 153, Londres, 1999, pp. 425-442.

Bibliografía

Geología y recursos naturales de la plataforma continental

argentina, XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, relatorio, publicado en 1996 en forma conjunta entre el IAPG y la Asociación Geológica Argentina (AGA), contiene artículos detallados sobre la geología marina de la Argentina y se cita repetidas veces en este documento, se recomienda especialmente para los lectores que se encuentren interesados.

Los datos cuantitativos de producción y reservas han sido tomados de la Secretaría de Energía y del IAPG.

Baldi, Jorge E.; Wartenburg, G.; Bettini, F.; Kovas, E.; Marinelli, R.; Franzin, H. y Bushnell, D., “Potencial petrolero de la Cuenca del Salado *offshore*”, en *Boletín de Informaciones Petroleras* (BIP), N° 54, 1998, pp. 38-57.

Figueiredo, A. Pellon de Miranda; Ferreira, R. F. y Zalan, P., “Cuenca de San Julián”, en Ramos, V. y Turic, M. (eds.), *Geología y recursos naturales de la plataforma argentina*, Buenos Aires, AGA-IAPG, 1996.

Galeazzi, José S., “Structural and Stratigraphic Evolution of the Western Malvinas Basin, Argentina”, en *AAPG Bull.*, vol.

82, 1998, pp. 506-524.

Lesta, P., “La exploración de la plataforma continental argentina: pasado, presente y futuro”, en *Petrotecnica*, N° 3, Buenos Aires, 2002, pp. 16-23.

Stoakes, F. A.; Campbell, C. V.; Cas, R. y Ucha, N., “Seismic Stratigraphic Analysis of the Punta del Este Basin, Offshore Uruguay, South America”, en *AAPG Bull.*, vol. 75, 1991, pp. 219-240.

Tavella, G., “Cuenca del Salado”, XVI Congreso Geológico Argentino, actas, La Plata, 2005.

Yrigoyen, M., “Cuenca de Malvinas”, en Chebli, G. y Spalletti, L. (eds.), *Cuencas sedimentarias argentinas*, Serie Correlación Geológica 6, Universidad Nacional de Tucumán, 1989, pp. 481-491.

Sponsored White Papers

Juan Carlos Pucci (jcp@darcom.com.ar) ha participado activamente en actividades de exploración internacional durante muchos años. Ha trabajado en empresas como GSI, Cities Service y Mobil. Fue el geólogo que representó al secretario de Energía en la privatización del sector petrolero del upstream de la Argentina. Actualmente se desempeña como consultor en geología especializado en Sudamérica.

Es licenciado y doctor en Geología, graduado en la Universidad de Buenos Aires y también realizó el curso de Ingeniería en Petróleo en la misma casa de estudios.