



EVALUACIÓN DE RECURSOS
PROSPECTIVOS DE PETRÓLEO Y GAS
EN URUGUAY

PRIMERA VERSIÓN EN ESPAÑOL

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, ANCAP
JUNIO DE 2021

Descargo de Responsabilidad

El presente reporte se basa en la aplicación de métodos y prácticas recomendadas para la evaluación de recursos prospectivos de hidrocarburos, en el juicio y conocimiento de especialistas, y en la información geológica y geofísica disponible a la fecha.

ANCAP no efectúa ninguna representación o garantía, expresa o implícita, en cuanto a la precisión o exactitud de los volúmenes de recursos prospectivos informados en este reporte.

ANCAP expresamente reconoce el riesgo inherente de error en la adquisición, procesamiento y la interpretación de los datos geológicos y geofísicos que son la base de este reporte, así como de las incertidumbres inherentes al método de cálculo y las estimaciones e hipótesis adoptadas en la evaluación de recursos prospectivos.

No existe certeza de que todos o alguna parte de los recursos sea descubierta, y si fuera descubierta, que sea comercialmente factible producir todos o una porción de esos recursos.

Este documento es propiedad de ANCAP. Todos los derechos reservados. Elaborado por Exploración y Producción a partir de datos públicos y propios.

Responsables de la evaluación

Gristo, Pablo

Conti, Bruno

Rodríguez, Pablo A.

Novo, Rodrigo

Marmisolle, Josefina

de Santa Ana, Héctor

Resumen Ejecutivo

El equipo de geociencias de la Gerencia de Exploración y Producción de ANCAP realizó la identificación metodológica de *leads* y prospectos (posibles acumulaciones de hidrocarburos) en Uruguay. Se seleccionaron trece (13) prospectos ubicados costa afuera (*offshore*) de Uruguay para la evaluación volumétrica de recursos prospectivos con un método probabilístico, que resultó en volúmenes de petróleo y gas correspondientes, en promedio, a diecinueve mil ciento cincuenta millones de barriles de petróleo equivalente (19.150 MMBOE). Esta estimación se expresa sin afectación por riesgo técnico y sin considerar la eventual producción compartida con terceras partes en cada prospecto: se reportan volúmenes brutos (*gross volume*) no afectados por riesgo (*unrisked*)

El trabajo se organizó partiendo del análisis de la geología de petróleo y la identificación de sistemas petroleros especulativos, la definición de *plays*, y la identificación de *leads* y prospectos, a partir de la interpretación de datos geológicos y geofísicos. Los conceptos, modelos, y el inventario de *leads* y prospectos de Exploración y Producción son alimentados y actualizados en forma permanente por el trabajo y los datos de exploración generado por ANCAP y por empresas que exploran en Uruguay, por el conocimiento académico y de investigación, y por los datos de exploración publicados para cuencas vecinas y análogas.

El volumen de recursos prospectivos informado para Uruguay está sujeto a incertidumbres inherentes al método aplicado y la información disponible, y a limitaciones debidas al alcance de este trabajo. Para futuras ediciones, se sugiere la expansión del alcance de esta evaluación y la aplicación de métodos avanzados de análisis; la definición de probabilidad de éxito técnico (para informar valores de recursos afectados por riesgo), y la incorporación de *leads* y prospectos identificados en cuencas continentales (*onshore*) de Uruguay.

Este trabajo es un punto de partida e insumo para realizar la evaluación económica de los prospectos evaluados, lo que permitiría estudiar la factibilidad económica de su eventual desarrollo y producción, y estimar los ingresos para el Estado en caso de producirse.

Índice

1.-	Introducción	5
1.1.-	Objetivo y alcance	5
1.2.-	Contexto global de la industria	6
1.3.-	Uruguay	8
1.4.-	Exploración de petróleo y gas en Uruguay	10
1.5.-	Marco legal	17
2.-	Geología del petróleo	19
2.1.-	Contexto geológico general	19
2.2.-	Marco Tectónico y Estructural	21
2.3.-	Cuenca Punta del Este	21
2.4.-	Cuenca Pelotas	25
2.5.-	Cuenca Oriental del Plata	27
2.6.-	Sistemas Petroleros	27
2.7.-	Plays	32
3.-	Metodología	35
3.1.-	Volumen de recursos	35
3.2.-	Análisis Probabilístico	38
3.2.1.-	Volumen Bruto de Roca (GRV)	39
3.2.2.-	Relación de Neto a Bruto (N/G)	40
3.2.3.-	Porosidad	40
3.2.4.-	Relación gas-petróleo (GOR)	43
3.2.5.-	Saturación inicial de agua en el reservorio (S_{wi})	43
3.2.6.-	Factor de Volumen de Formación de Petróleo (B_{oi})	44
3.2.7.-	Factor de Volumen de Formación de Gas (B_{gi})	45
3.2.8.-	Factor de Recuperación (RF)	47
3.3.-	Modelos de Maduración Térmica	47
4.-	Resultados	50
5.-	Glosario	54
6.-	Referencias	57
	Anexo: Síntesis de los Prospectos evaluados	63
	Amalia (POT_01)	64
	Chafalote (SFN_02)	69

<i>Deep Blue (ICB_02)</i>	74
<i>Delmira (SFN_01)</i>	79
<i>Esmeralda (SFN_05)</i>	84
<i>Lenteja (LCF_01)</i>	89
<i>Lola (SFN_04)</i>	95
<i>Luisa (PRS_01)</i>	100
<i>Máspoli (SFN_03)</i>	105
<i>Morpheus (ANT_01)</i>	111
<i>Pini (ICB_03)</i>	116
<i>Smith (ICB_01)</i>	121
<i>Tejera (SCH_01)</i>	126

1.- Introducción

1.1.- Objetivo y alcance

Este reporte tiene como objetivo divulgar los resultados de la evaluación de recursos prospectivos de hidrocarburos en Uruguay, realizada entre los años 2020 y 2021 por el equipo de geociencias de la Gerencia de Exploración y Producción de la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP).

El proceso de evaluación comienza con la identificación de uno o varios modelos conceptuales regionales (*plays*¹), analizando las evidencias o posible existencia de elementos del sistema petrolero tales como una roca generadora, un tipo de reservorio, y la formación de trampas (Magoon & Dow 1994) (Mello & Katz 2000) (Bjørlykke 2015). A partir de este modelo, se pueden identificar y caracterizar lugares de posible acumulación de hidrocarburos; un *lead* o un *prospecto*, según la cantidad y calidad de información disponible (Beaumont & Foster 1999). El proceso es alimentado por datos geológicos, geofísicos y geoquímicos, de Uruguay o de cuencas sedimentarias análogas. Este trabajo interno se retroalimenta con las interpretaciones y evaluaciones de recursos realizadas por empresas petroleras que exploran en Uruguay. Actualmente se cuenta con un inventario de más de 50 *leads* y prospectos en cuencas *offshore* y *onshore* del Uruguay.

Para esta primera experiencia de divulgación de resultados, se seleccionaron trece (13) prospectos del inventario, ubicados en el *offshore* de Uruguay, y se realizó la evaluación volumétrica de recursos prospectivos de cada uno utilizando un método probabilístico. Los prospectos fueron seleccionados de modo que comprendan distintos tipos de *plays*, una variedad de batimetrías y edades del reservorio.

Cabe indicar que esta evaluación involucra un proceso de interpretación de los datos disponibles, el uso de herramientas de software, y la adopción de una serie de hipótesis y supuestos basados en la experiencia y el juicio experto de los integrantes del equipo de geociencias. Por lo tanto, los resultados de esta evaluación son propios del equipo responsable, y podrían no coincidir con el resultado de otra empresa o equipo de

¹ En el Glosario al final de esta publicación se agregan algunas definiciones, incluyendo las de *play*, *lead* y *prospecto*.

geociencias. De todas maneras, en este informe se presentan datos e información suficientes para comprender el proceso, y eventualmente reproducir la evaluación realizada.

Se adopta la siguiente definición de recursos prospectivos: “son las cantidades estimadas de hidrocarburos en una fecha determinada, que son potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas, mediante la ejecución de proyectos de desarrollo futuros” (SPE 2007). Los recursos prospectivos tienen una probabilidad asociada de descubrimiento, y una probabilidad de desarrollo.

Las estimaciones de volúmenes de recursos prospectivos en este informe no consideran el riesgo técnico asociado al descubrimiento de estos recursos (riesgo de no descubrir). Aunque se realiza un análisis cualitativo de estos riesgos, se reconoce que en futuras evaluaciones se deberá incorporar un análisis cuantitativo de riesgo geológico asociado a cada prospecto. A la vez, tampoco se considera la porción de la producción que eventualmente se retribuye a un tercero (i.e.: empresa petrolera), en caso de existir un contrato de exploración-producción en el área del prospecto. Por tal motivo, los recursos prospectivos informados no están afectados por el riesgo geológico y comercial (*unrisked resources*), y tampoco consideran la eventual producción compartida con terceras partes en cada prospecto, por lo cual se informa todo el volumen que se estima podría producir.

1.2.- Contexto global de la industria

El sector global de la energía está experimentando un importante cambio denominado transición energética, resultando en un significativo aumento de la generación por fuentes renovables y de bajo carbono. A la vez, el crecimiento demográfico y el mayor acceso a bienes y servicios por la población mundial, impulsan un aumento en la demanda global de energía. Diversas organizaciones internacionales pronostican escenarios que van desde un ligero aumento, a una marcada disminución de la demanda de hidrocarburos hacia el año 2050 (ExxonMobil 2019; BP 2020; IEA 2020a). Algunos analistas incluso pronostican un efecto global de más largo plazo de la pandemia de Covid-19, alcanzando un máximo de demanda de petróleo antes del año 2030 (Rystad Energy 2020).

En este contexto, el comportamiento de la demanda va a dictar la exploración y la producción de hidrocarburos en el mediano y largo plazo. Sin embargo, en cualquiera de los escenarios pronosticados, será necesario agregar nuevas reservas de petróleo y gas mediante exploración. Para atender la demanda acumulada prevista no resultan suficientes las reservas actuales, en declinación, y es incierto cuánto y cómo serán desarrollados los recursos contingentes de yacimientos descubiertos, que no están en producción actualmente.

Por tal motivo, se prevé que la exploración de cuencas de frontera, en las cuales aún no ha habido descubrimientos, sea uno de los ejes para satisfacer la demanda futura de hidrocarburos. La magnitud de la inversión en este tipo de proyectos va a depender del desempeño, y del desarrollo de tecnología y economía de otras alternativas para satisfacer la demanda. En particular, los recursos en reservorios no convencionales o los recursos contingentes con alto costo de producción, como el petróleo ultra-pesado, o la producción mejorada en campos maduros.

La inversión en exploración ha experimentado una reducción en los últimos cinco años, a partir de los valores récord explicados por el precio históricamente alto del barril de petróleo (IEA 2020b). Los precios de bienes y servicios para la exploración se han acomodado a esta depresión del mercado, resultando en que hoy es significativamente más barato explorar que en el último período de bonanza petrolera.

Complementariamente, algunas empresas petroleras, en particular las grandes compañías europeas, han anunciado metas de reducción de emisiones de carbono, e incluso de balance neto cero de emisiones. Las empresas en general están implementando tecnologías para reducir sus emisiones en la etapa de producción y refinación, y desarrollando tecnologías de mitigación como la captura y secuestro de carbono, a la vez que destinan mayores inversiones en proyectos de energía renovable. Estas metas de emisiones podrían también tener un efecto negativo en las decisiones de inversión en exploración.

Con todo lo anterior, resulta fundamental ofrecer condiciones competitivas para promover la exploración de hidrocarburos en Uruguay. En gran parte, estas condiciones son definidas por el sistema vigente de Ronda Uruguay Abierta, que establece las reglas para la

asignación de áreas y los modelos de contrato. Una condición fundamental es el ambiente de negocios y de apertura a la inversión extranjera. Estos factores se discuten en las siguientes secciones del reporte.

Para las empresas resulta fundamental la disponibilidad de información técnica, de calidad. La información geológica y geofísica disponible, resultado de un esfuerzo reciente de exploración a costo y riesgo de empresas petroleras y de servicios, permite reducir la incertidumbre y analizar el potencial petrolero del país. La evaluación de recursos prospectivos que se presenta en este reporte, es un intento de acercar información útil a las empresas petroleras sobre dicho potencial.

1.3.- Uruguay

La República Oriental del Uruguay (Uruguay, Figura 1) es un país de América del Sur, situado en el sector oriental del Cono Sur. Limita al noreste y este con Brasil, al oeste y suroeste con Argentina, y al sur con el río de la Plata y Océano Atlántico. Su superficie comprende 176.215 km² de territorio emergido y cuerpos de agua superficial jurisdiccionales. En el año 2016 la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar autorizó la extensión de su plataforma continental, por lo cual actualmente la superficie total de Uruguay es de 384.272 km² (Presidencia de la República 2016). La última revisión estadística oficial estima su población en 3.530.912 habitantes para el año 2020, con un crecimiento anual estimado para las próximas décadas menor al 0,5% (Blanes *et al.* 2014).

Tiene clima templado, moderado, lluvioso, con una temperatura anual media de 17,5 °C con variaciones estacionales, y precipitaciones también variables entre una media acumulada anual de 1.100 mm al sur y 1.500 mm al noreste (Inumet 2020).

Los sectores con un mayor peso en el producto bruto interno son el comercio y los servicios, la industria manufacturera y la construcción, mientras que la explotación de recursos minerales ocupa un lugar muy marginal en la economía. Las principales exportaciones de bienes y servicios están vinculadas a los negocios agropecuarios y forestales: carne bovina (20%), celulosa (17%), turismo (14%), soja (11%) y lácteos (7%) (Uruguay XXI 2020).



Figura 1: Uruguay en América del Sur

Uruguay es un país atractivo para la inversión extranjera por su confiabilidad, ubicación estratégica, el ambiente de negocios, el talento humano y la calidad de vida (Uruguay XXI 2019). En tal sentido, en 2019 presenta los mayores niveles de inversión extranjera relativos

a su desarrollo, provenientes de una diversidad de países, fundamentalmente de América y Europa.

Presenta una distintiva estabilidad política y social que lo caracteriza en la región, tal como se muestra en la Tabla 1, elaborada en base a indicadores de organizaciones internacionales independientes. El país muestra un crecimiento estable de su Producto Bruto Interno (PBI) en la última década, por encima del promedio de América Latina. A la vez, este mayor crecimiento comparativo se ha producido también con una distribución más equitativa que la región, en base a indicadores como el índice de Gini y el PBI per cápita.

Tabla 1: Indicadores de Uruguay en América Latina y el Caribe, 2018, de acuerdo a organizaciones internacionales. Fuente: Uruguay XXI (2019).

Indicadores (2018)		Uruguay in Latam
Democracia	Democracy, The Economist	#1
	Rule of Law, World Justice Project	#1
	Voice and Representativeness, World Bank	#1
Igualdad	Inclusive Development, WEF	#1
	Multidimensional Index of Social Protection, ILO	#1
Transparencia	Low Corruption Perception, Transparency International	#1
	Control of Corruption, World Bank	#1

1.4.- Exploración de petróleo y gas en Uruguay

La exploración de hidrocarburos, por aplicación de técnicas modernas en el territorio continental y marítimo del Uruguay, tiene distintos impulsos desde la década de 1950. Comprende la perforación de pozos de exploración y pozos de estudio estratigráfico², campañas de geofísica (gravimetría, magnetometría, electro-magnetismo, sísmica 2D y 3D), y estudios de geoquímica superficial (Gristo 2009) (ANCAP 2017a) (de Santa Ana *et al.* 2019). Estos trabajos fueron contratados y operados por ANCAP, y más recientemente

² ANCAP reporta y registra en forma diferente a los pozos de exploración (perforación rotatoria típica petrolera) que los pozos de estudio estratigráfico (perforación típica minera, *diamond core drilling* con extracción continua de testigos de roca).

y en mayor medida, por empresas petroleras bajo contratos de prospección o de exploración-explotación con ANCAP (Blánquez & Ferro 2019), así como por empresas de servicios bajo contratos multiclente con ANCAP (Gristo *et al.* 2015) (de Santa Ana *et al.* 2019).

A pesar de no haberse constatado descubrimientos comerciales, se dispone actualmente de una base de datos e información fundamental para futuros proyectos de exploración, no sólo de petróleo y gas, sino de otros recursos del subsuelo. A la vez, este conjunto de datos constituye una oportunidad para desarrollar el conocimiento geológico del país, para su aplicación en otras diferentes disciplinas y sectores.

Los datos originales fueron actualizados en sus formatos y medios de almacenamiento a partir del año 2008, conformando un banco de datos digitales, mientras que las muestras de subsuelo y superficie están preservadas, custodiadas y administradas en la Litoteca de Exploración y Producción, inaugurada en el año 2016 en el Polo Tecnológico e Industrial Capurro (Morales Demarco *et al.* 2016). Ambos repositorios de información son actualmente administrados por ANCAP, y se dispone de un procedimiento para el acceso a información confidencial para proyectos de investigación y académicos, además de su acceso a empresas petroleras y de servicios mediante el mecanismo de *data-room*.

A continuación, se presenta brevemente una cronología de la exploración de hidrocarburos en Uruguay, con énfasis en la región *offshore* por motivos del alcance del presente reporte.

La primera campaña sísmica 2D se remonta al año 1970, cuando ANCAP contrata a la empresa geofísica CGG para un levantamiento regional, y en 1971 para un levantamiento de detalle, que comprende un total de 5.244 km de sísmica 2D³.

En 1974 la empresa petrolera Esso adquiere 2.543 km de sísmica 2D por contrato con GSI. En 1974, bajo un llamado a empresas interesadas en explorar el *offshore* de Uruguay, se concedió el Bloque 1 a la empresa Chevron, que realizó un levantamiento sísmico 2D detallado de 1.224 km con la empresa GSI. En 1976 esta empresa petrolera perforó los pozos de exploración Lobo X-1 y Gaviotín X-1 en aguas someras de la plataforma, en la

³ Los contratos de ANCAP toman como unidad de referencia para la sísmica 2D y 3D, los km y km² respectivamente con cobertura completa (*full-fold*), de la campaña de adquisición original.

cuenca Punta del Este. Fueron declarados pozos secos⁴ por Chevron, y son la culminación del primer impulso de exploración del *offshore* de Uruguay.

En los años siguientes se realizan esfuerzos aislados por parte de ANCAP o empresas de servicios, pero sin continuidad ni participación de empresas petroleras. En 1977 GSI realiza un levantamiento sísmico regional de 972 km en la zona del talud continental de Argentina y Uruguay, y en 1982 ANCAP contrata a Western para la adquisición de 1.375 km en zonas de interés de las cuencas Pelotas y Punta del Este. En 2002 la empresa CGG bajo contrato multiciente adquiere 1.809 km de líneas sísmicas regionales, alcanzando por primera vez las aguas profundas y ultra-profundas de Uruguay.

El último impulso de exploración del *offshore*, que tiene continuidad hasta hoy, comienza en 2007 cuando la empresa Wavefield Inseis realiza un levantamiento regional del *offshore* de 6.992 km de sísmica 2D. En 2008 realiza otro levantamiento de semi-detalle en cuenca Punta del Este, de 2.818 km. Ambas campañas fueron realizadas por contrato multiciente con ANCAP, con el objetivo de reactivar la exploración en el *offshore* con datos regionales y modernos.

Como parte de este nuevo impulso exploratorio se lanza la Ronda Uruguay 2009 (ANCAP 2015), en la que participan 6 empresas petroleras internacionales y son adjudicadas 2 áreas al consorcio conformado por YPF, Petrobras y Galp (Área 3 operada por YPF, y Área 4 operada por Petrobras). En 2011, ANCAP contrata en forma exclusiva la adquisición de 6.294 km de sísmica 2D (campaña UR11), con el objetivo de definir algunos *plays* de aguas someras y profundas en toda la plataforma continental, y para promocionar así la Ronda Uruguay 2 (ANCAP 2017b) .

En este segundo llamado, lanzado en el año 2011, se ofrecen 15 áreas y resulta un éxito de participación, recibiendo 19 ofertas por parte de 9 compañías petroleras internacionales, individualmente o formando consorcios, y adjudicando finalmente 8 áreas. Las Áreas 6, 11 y 12 son adjudicadas a BP, las Áreas 8, 9 y 13 son adjudicadas a BG (posteriormente adquirida por Shell), el Área 14 es otorgada a Total, y el Área 15 a Tullow Oil. Estas compañías comprometen y ejecutan el programa de exploración más considerable que

⁴ Ver definición de “pozo seco” en el Glosario. Estudios recientes de ANCAP identificaron evidencias indirectas de hidrocarburos en el pozo Gaviotín (Soto *et al.* 2015).

haya tenido lugar en Uruguay, por encima de 1.000 millones de dólares (Blánquez & Ferro 2019). A la vez, durante la ejecución de sus contratos logran atraer otras compañías bajo la modalidad de *farm-in*: Equinor (ex Statoil) se asocia en las Áreas 13, 14 y 15, ExxonMobil en las Áreas 13 y 14, e Inpex en el Área 15.

En síntesis, en el período que comprende de 2012 a 2017 se adquieren 40.610 km² de sísmica 3D y 10.850 km de sísmica 2D, se perfora un pozo de exploración *offshore* en aguas ultra-profundas, se adquieren datos de electro-magnetismo con fuente controlada (CSEM) cubriendo un área de 13.080 km², y se realiza geoquímica superficial en 245 estaciones de muestreo de lecho marino, y 28 estaciones de medición de flujo de calor. Algunas tecnologías y métodos de exploración se aplican por primera vez en Uruguay, como la sísmica 3D, la geoquímica superficial y el CSEM. El pozo Raya X-1 se perfora casi 40 años después que los pozos Lobo X-1 y Gaviotín X-1, y aún hoy constituye un récord mundial de profundidad de agua (3.404 m) (Wood 2019).

En el año 2015 el sector comienza a experimentar una dramática reducción de las inversiones globales en exploración como consecuencia de la caída del precio del petróleo (IEA 2020b). Esta situación, combinada con el resultado geológico negativo del pozo Raya X-1, son posiblemente las principales causas de una desaceleración de la exploración en Uruguay. En ese contexto global, enfrentadas a una decisión del tipo “*drill or drop*” (i.e.: pasar a un segundo sub-período de exploración y perforar, o terminar el contrato), las empresas petroleras comienzan a liberar las Áreas adjudicadas. En el año 2014 se libera el Área 4 operada por Petrobras, y al año siguiente, el Área 3 operada por YPF, y las Áreas 6, 11 y 12 operadas por BP. En el año 2017, las Áreas 8, 9, 13 y 14 son devueltas por los consorcios correspondientes. Finalmente, en 2018 Tullow Oil, que había obtenido una extensión del contrato para adquirir sísmica 3D adicional, anuncia su decisión conjunta con los socios de no pasar al siguiente sub-período en el Área 15.

En este contexto, a fines del 2018 se lanza la Ronda Uruguay 3 (ANCAP 2018). Si bien dos empresas presentan su documentación para calificar, ninguna de éstas concreta su interés mediante la presentación de ofertas, y la Ronda se declara desierta. A partir de este resultado, ANCAP analiza la conveniencia de modificar el sistema de asignación de áreas para adecuarla a las condiciones más restrictivas de sector, lo cual deriva en la propuesta de régimen actual.

El régimen de adjudicación de áreas vigente se denomina Ronda Uruguay Abierta (Ferro 2019), y comprende Áreas tanto del *offshore* como de la cuenca Norte en territorio continental. En la próxima sección se describe este régimen en detalle; bajo este nuevo sistema en 2019 la empresa Kosmos Energy presenta oferta por las áreas OFF-2 y OFF-3 (en 2020 retira las ofertas), y en mayo de 2020 la empresa Bahamas Petroleum presenta oferta por el área OFF-1 (a estudio del Poder Ejecutivo).

La Figura 2 presenta el mapa petrolero del Uruguay, indicando información clave del sector petrolero y las áreas que se ofrecen en la Ronda Uruguay Abierta. En la Tabla 2 se presenta un resumen de la base de datos disponible para el *offshore* de Uruguay.

La demanda de hidrocarburos líquidos del país es suministrada por la refinería de La Teja que se encuentra sobre la bahía de Montevideo. Tiene una capacidad de refinación similar al consumo nacional de 50.000 bbl/d, y produce combustibles, lubricantes, asfaltos, gas licuado de petróleo y otros productos (ANCAP 2019d). ANCAP importa derivados de petróleo durante el mantenimiento de la refinería o cuando la demanda lo requiere. Los combustibles y demás productos derivados del petróleo son transportados a todo el país por vía terrestre y marítima, a través de 8 plantas de distribución. El petróleo crudo se descarga en la Terminal del Este (Boya Petrolera de José Ignacio), al este del país sobre el Océano Atlántico, que cuenta con un parque de tanques, y es bombeado a la refinería por un oleoducto subterráneo de 180 km de largo y 40 cm de diámetro (ANCAP 2019b).

El mercado del gas natural, que se importa de Argentina, no tiene un gran desarrollo en Uruguay. El gasoducto del Litoral, construido en 1998, está ubicado en Paysandú al norte del país, y suministra gas natural a la red de distribución domiciliar y a grandes consumidores industriales con una cañería principal de 10 pulgadas de diámetro (ANCAP 2019a). El gasoducto Cruz del Sur consiste en un tendido subfluvial para el cruce del Río de la Plata, entre Punta Lara (Argentina) y Santa Ana, Colonia (Uruguay), con una longitud aproximada de 57 Km y 24 pulgadas de diámetro, y un troncal a Montevideo de aproximadamente 145 km y un diámetro de 18 pulgadas. Suministra gas de uso doméstico e industrial para la región sur del país (Gasoducto Cruz del Sur 2019).

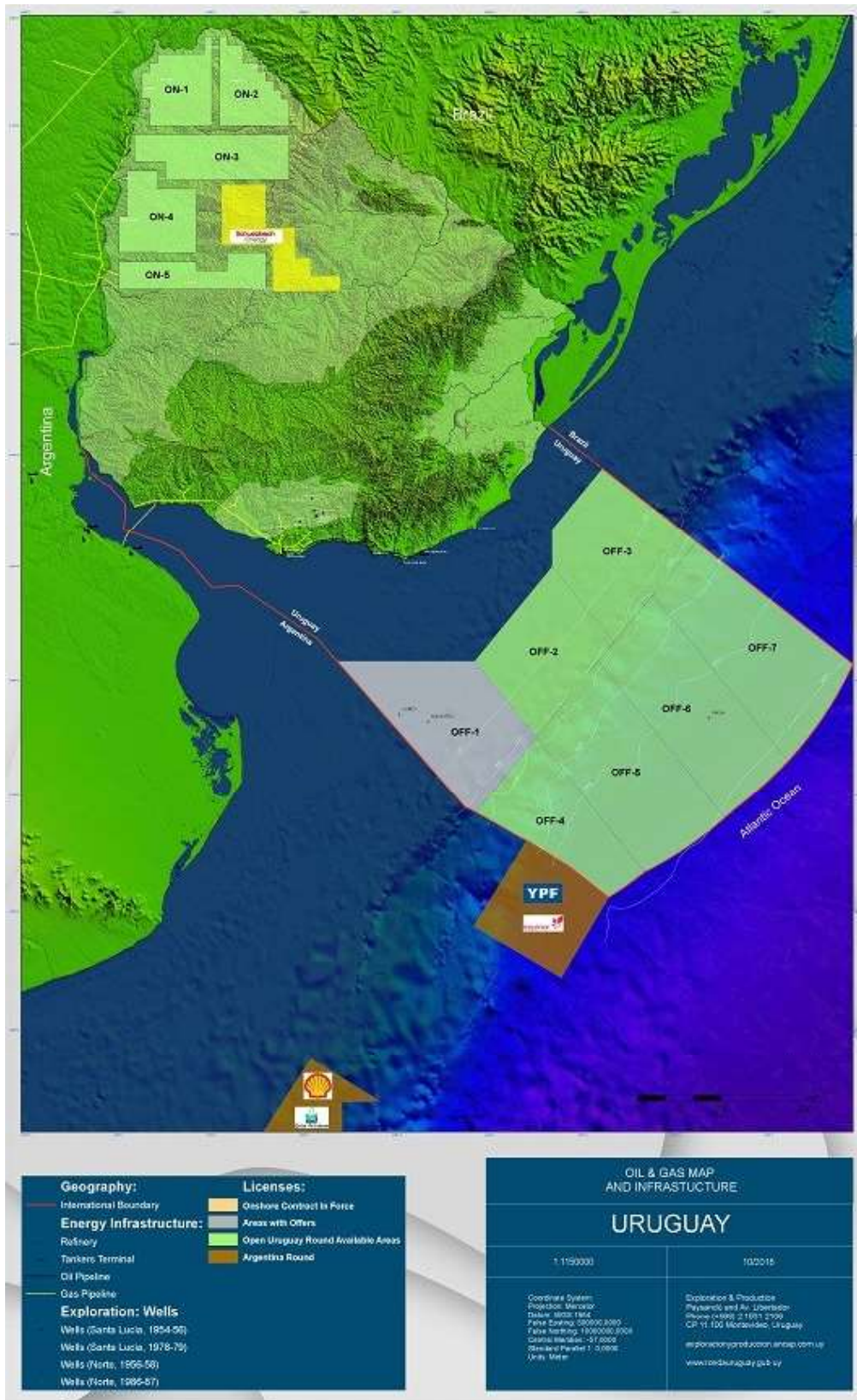


Figura 2: Mapa petrolero del Uruguay.-

Tabla 2: resumen de datos de exploración *offshore* Uruguay.

Datos	Campaña	Cantidad ⁽³⁾
Sísmica 3D	3D_UR12: ANCAP (PGS), Áreas 6, 12, 15, PSTM, 2012-14	15.542,59 km ²
	3D_BG12: BG (Polarcus), Áreas 8, 9 y 13, PSDM, 2012-14	13.306,31 km ²
	3D_TO12: Total (WG), Area 14, PSDM, 2012-14	7.144,99 km ²
	3D_YF13: YPF (WG), Área 2, PSTM, 2013	2.082,54 km ²
	3D_TU17: Tullow Oil (Polarcus), Área 15, PSDM, 2017	2.533,49 km ²
Sísmica 2D	UR70: ANCAP (CGG), regional, 1970	2.656,90 km
	UR71: ANCAP (CGG), regional, 1971	2.587,55 km
	UR74: Esso (GSI), semi-detalle, 1974	2.542,60 km
	UR75: Chevron (GSI), semi-detalle, 1975	1.224,20 km
	UR77: GSI, regional, 1977	971,50 km
	UR82: ANCAP (Western), regional, 1982	1.374,7 km
	UR02: ANCAP (CGG), regional, 2002	1.808,60 km
	UR07: ANCAP (Wavefield Inseis), regional, 2007	6.991,74 km
	UR08: ANCAP (Wavefield Inseis), semi-detalle, 2008	2.817,50 km
	UR11: ANCAP (Reflect Geoph.), semi-detalle, 2011	6.293,56 km
	UR12: ANCAP (ION), regional, 2012	2.739,20 km
	UR13: ANCAP (Spectrum), detalle y regional, 2013	4.563,76 km
	UR14: ANCAP (Spectrum), regional, 2014	3.547,29 km
	Pozos	Lobo X-1: Chevron, Bloque 1, 1976
Gaviotín X-1: Chevron, Bloque 1, 1976		3.631 m (TD)
Raya X-1: Total, Área 14, 2016		5.856 m (TD)
CSEM	BG (EMGS), Áreas 8, 9 y 13 (13.080 km ²), 2014-15	251 estaciones
Geoquímica	Total (Fugro): muestras de lecho marino (<i>piston core</i>) y mediciones de flujo de calor, Área 14, 2014	50 estaciones 15 medidas HF
	BG (TDI Brooks): muestras de lecho marino (<i>piston core</i>) y mediciones de flujo de calor, Áreas 8, 9 y 13, 2014	195 estaciones 13 medidas HF
Gravimetría	Adquirida en varias campañas de sísmica 2D marina, cobertura de alto % de la ZEE	---
Magnetometría	Adquirida en varias campañas de sísmica 2D marina, cobertura de alto % de la ZEE	---

1.5.- Marco legal

El marco legal para la exploración y producción de hidrocarburos en Uruguay está definido por el Decreto Ley N° 14.181, conocida como ley de hidrocarburos (Poder Legislativo 1974), y por el Código de Minería, aprobado por Decreto Ley N° 15.242 (Poder Legislativo 1982). De estas normas se deriva la soberanía del Estado sobre los recursos de hidrocarburos. Además, se establece que el Poder Ejecutivo es responsable de la fijación de la política de exploración y explotación de hidrocarburos en Uruguay, y delega en ANCAP la responsabilidad de ejecutar las actividades, negocios y operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos, por sí misma o a través de terceros. En tal sentido, ANCAP podrá acordar la firma de contratos con compañías petroleras internacionales, previa aprobación del Poder Ejecutivo.

ANCAP es una empresa del Estado uruguayo verticalmente integrada, involucrada en la exploración y producción, importación y exportación, refinación, transporte y distribución de petróleo, gas y sus derivados (ANCAP 2019e). También tiene actividad en el sector de biocombustibles y cemento.

El sistema vigente para la adjudicación de áreas de exploración y producción es el Decreto N° 11/009 (Poder Ejecutivo 2019), y se denomina Ronda Uruguay Abierta (Ferro 2019).

Este nuevo sistema permite la calificación de empresas en cualquier momento, para habilitar la presentación de ofertas que se abre en dos ocasiones anuales, el último día laboral de mayo y el último de noviembre. La calificación involucra aspectos legales y económico-financieros, y aspectos técnicos (solamente para quienes califiquen como operadores). Se definen términos mínimos, tal como un porcentaje de 20% de derecho de participación de ANCAP en caso de descubrimiento comercial, un programa de exploración mínimo y un porcentaje básico de reparto de ingresos (*profit oil*) con el Estado uruguayo, dependiendo del tipo de fluido a producir (gas, petróleo liviano y petróleo pesado). Se ofrecen seis (6) áreas *offshore* y cinco (5) *onshore* en cuenca Norte. En caso de existir competencia por un área, las ofertas se comparan por una ecuación que comprende los siguientes términos ofrecidos: programa de exploración, porcentaje de participación de ANCAP, y *profit oil*. Se establece un período básico de exploración de 4 años, luego del cual se tiene el derecho de pasar a un período suplementario que involucra compromiso de

perforación (3 años), o la liberación de parte del área y compromiso de exploración mínimo (2 años). Luego, se tiene la posibilidad de un período de extensión adicional de 3 años, y que implica compromiso de perforación.

2.- Geología del petróleo

En esta sección se detalla la geología de las cuencas *offshore* de Uruguay y los sistemas petroleros propuestos.

2.1.- Contexto geológico general

Se reconocen seis cuencas sedimentarias en Uruguay (Figura 3), de las cuales tres se desarrollan en el *offshore*: Punta del Este (Leyden et al. 1971; Stoakes et al. 1991; Ucha et al. 2004), Pelotas (Bueno et al. 2007) y Oriental del Plata (de Santa Ana et al. 2009; Soto et al. 2011).

El origen de estas cuencas está vinculado a la fragmentación del súper-continente Gondwana en el Jurásico Tardío a Cretácico Temprano, y la posterior apertura del Océano Atlántico Sur. Si se considera la porción de las cuencas dentro de la zona económica exclusiva del Uruguay, hasta las 200 millas náuticas, se extienden por más de 125.000 km². En esta superficie, solamente se han perforado 3 pozos exploratorios (ver sección 1.4.-), por lo cual se consideran cuencas de frontera exploratoria.

Debido a esta limitación en datos directos del subsuelo, la geología del petróleo del *offshore* de Uruguay ha sido construida en parte por datos geofísicos, y por analogías con otras cuencas *onshore* de Uruguay (cuencas Norte y Santa Lucía), con cuencas *offshore* de Brasil (Cuenca Pelotas) y Argentina (Cuenca del Salado), así como otras cuencas del margen conjugado del Atlántico Sur (cuencas Orange y Walvis en Namibia y Sudáfrica respectivamente).

La fragmentación de Gondwana comenzó en la región sur hace aproximadamente 155 Ma., extendiéndose hacia el norte, dando lugar a la formación del Océano Atlántico, las placas tectónicas Sudamericana y Africana, y cuencas sedimentarias ubicadas en ambos márgenes (Koopmann et al. 2014; Svensen et al. 2017). En la evolución tectono-estratigráfica de las cuencas del *offshore* de Uruguay se identifican dos etapas típicas de los márgenes de tipo *rift* volcánico: *sinrift* y *postrift*. Asimismo, se ha identificado una etapa *prerift* que corresponde a registros sedimentarios depositados con anterioridad al proceso de fragmentación (Ucha et al. 2004).

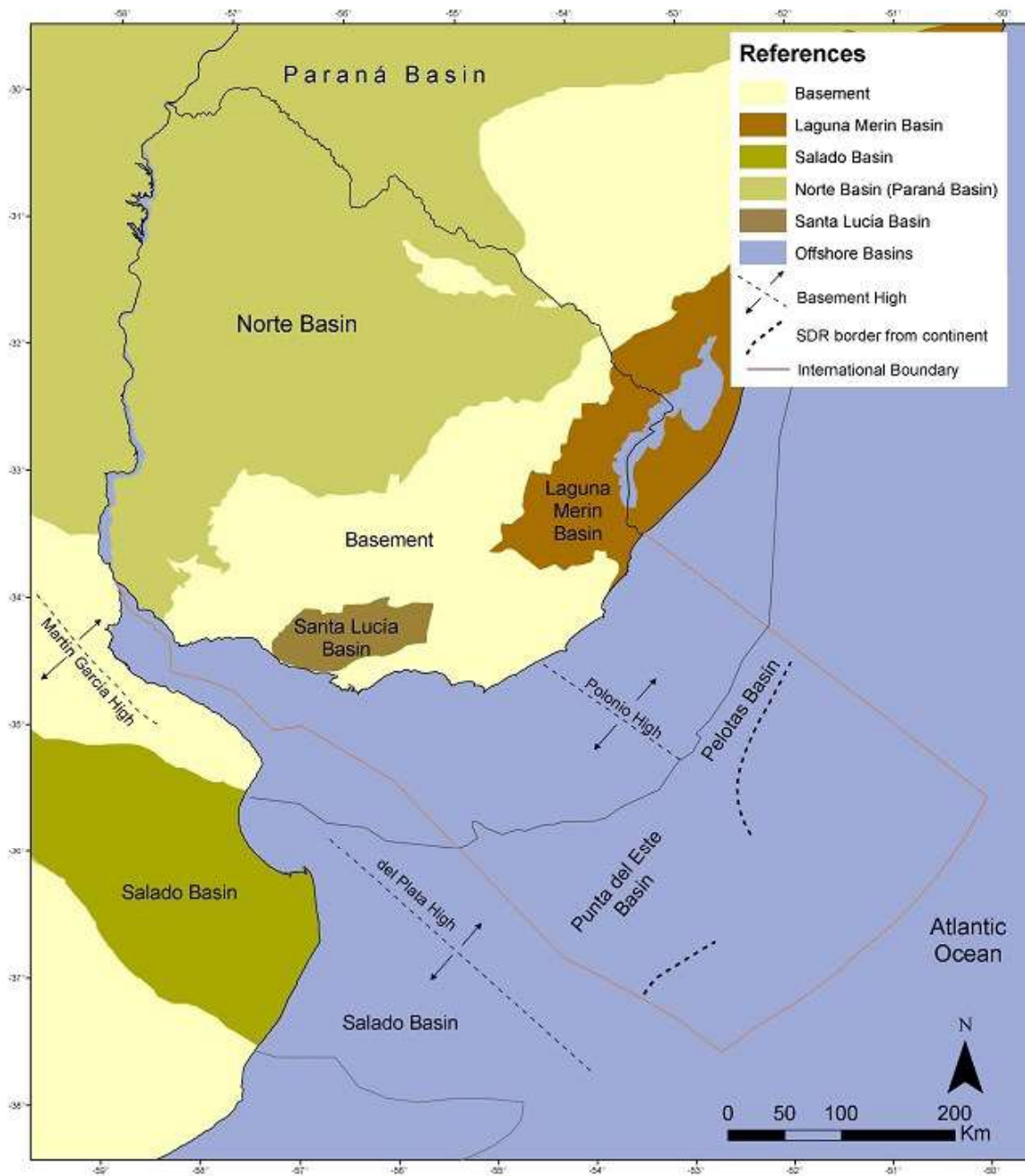


Figura 3: Mapa de cuencas sedimentarias del Uruguay.

Desde el punto de vista estratigráfico, las cuencas Punta del Este y Pelotas están constituidas por extensas secuencias depositacionales (Stoakes *et al.* 1991; Ucha *et al.* 2004; Morales *et al.* 2010; Soto *et al.* 2011). Morales *et al.* (2017), reconocen cuatro mega secuencias: *Prerift* (Paleozoico), *Sinrift* (Jurásico – Cretácico Temprano), *Transición* (Barremiano – Aptiano) y *Posrift* (Aptiano – Reciente). Los mismos autores indican que las

secuencias *Prerift*, *Sinrift*, Transición y *Postrift* Cretácico de las cuencas Punta del Este y Pelotas muestran significativas diferencias evolutivas, mientras que la secuencia *Postrift* Cenozoica es más homogénea en ambas cuencas.

Por su parte, la Cuenca Oriental del Plata, que se desarrolla en aguas ultra profundas, constituye el segmento en el cual las Cuencas Punta del Este y Pelotas convergen en un único depocentro y está representada por una extensa secuencia depositacional, asociada a la fase *postrift*.

2.2.- Marco Tectónico y Estructural

Se reconocen dos direcciones estructurales principales en el *offshore* de Uruguay. Uno de ellos, de orientación NW, se observa en la región proximal de la Cuenca Punta del Este y está representado por fallas normales. Dichas estructuras son atribuidas a la fase inicial de *rift* durante el Jurásico Superior. A la vez, se observa una dirección estructural NE en el segmento distal de Punta del Este y en la Cuenca Pelotas, que refleja una segunda fase de *rift* en el Cretácico Temprano. Por otro lado, el Alto de Polonio constituye un rasgo estructural destacable del *offshore* de Uruguay. El mismo, se desarrolla únicamente en el sector proximal y probablemente actuó como un relieve positivo desde el Jurásico hasta el fin del Cretácico, separando las Cuencas de Punta del Este y Pelotas. Por consiguiente, la evolución tectono-estratigráfica de las cuencas Punta del Este y Pelotas es diferente hasta el Maastrichtiano tardío. En aguas profundas, el límite entre las cuencas Punta del Este y Pelotas está determinado por un conjunto de fallas de dirección general NW-SE denominado Sistema de Transferencia del Río de la Plata (Soto *et al.* 2011). Este sistema de transferencia, asociado al proceso de segmentación y acomodación lateral del Atlántico, generó el desplazamiento de las cuñas de SDR (*Seaward dipping reflectors*), así como la formación de profundos depocentros Cretácicos.

2.3.- Cuenca Punta del Este

La cuenca Punta del Este constituye un *sinrift* abortado de dirección general NW-SE, y ocupa una superficie aproximada de 35.000 km² en el territorio marítimo uruguayo. Se extiende desde el Río de la Plata hacia aguas profundas del Océano Atlántico en el dominio de la cuenca Oriental del Plata. Limita al oeste con la Cuenca del Salado (Argentina) a

través del Alto de Martín García/ Plata, y al este con la Cuenca Pelotas a través del Alto del Polonio. Se reconocen tres grandes secuencias sísmo-estratigráficas: *prerift* (de edad Paleozoica), *sinrift* (Jurásico tardío a Cretácico temprano), y *postrift* que se desarrolla desde el Aptiano al presente. En la Figura 4 se expone la columna estratigráfica de la cuenca Punta del Este con las secuencias que se describen a continuación.

La secuencia *prerift* está representada por rocas sedimentarias de edad Paleozoico. El pozo Gaviotín X-1 registró, en la sección basal, rocas de edad Pérmico que se correlacionan con unidades de similar edad en la cuenca Norte del *onshore* de Uruguay (Ucha *et al.* 2004). De acuerdo a datos sísmicos, se interpreta que esta secuencia se encuentra preservada en la base de los hemigrábenes de Punta del Este, y que está total o parcialmente erosionada en los altos.

La secuencia *sinrift* incluye depósitos aluviales, fluviales y lacustres, intercalados con rocas volcánicas y vulcano-clásticas de edad Jurásico Superior a Cretácico Inferior (Barremiano), rellenando hemigrábenes y grábenes. En secciones sísmicas, los hemigrábenes presentan una geometría en abanico buzando en dirección a las fallas principales y acuñándose en los márgenes flexurales de la estructura (Rossello *et al.* 2009; López-Gamundi *et al.* 2017, 2019). En muchos casos presentan compactación sinclinal de su relleno sedimentario en el bloque bajo. Los depósitos vulcano-sedimentarios del *sinrift*, tienen una potencia que supera los 3.000 m. Comprende un paquete inferior dominado por coladas volcánicas y conglomerados, denominado *sinrift* I (con un registro de 513 m en el pozo Lobo X-1), que subyace a sistemas aluviales - fluviales en cuya base se esperan sistemas lacustres, conformando un paquete sedimentario denominado *sinrift* II. Se han correlacionado las secuencias *sinrift* I y II con unidades Juro-Cretácicas de la cuenca Santa Lucía (Ucha *et al.* 2004) ubicada en el *onshore* de Uruguay. De esta forma, las secuencias de la fase *sinrift* encontradas en el pozo Lobo X-1 se correlacionan con las coladas de basalto de las formaciones Puerto Gómez, los conglomerados y areniscas de la Formación Cañada Solís, las lutitas lacustres de la Formación Castellanos (de interés como potencial roca generadora) y las areniscas fluviales de la Formación Miguez.

La fase *postrift*, está constituida por dos secuencias denominadas Transición y *Drift*. La secuencia de transición incluye sistemas fluvio-deltaicos y marinos distales, estos últimos no presentes en el sector proximal donde fueron perforados los pozos Lobo X-1 y Gaviotín

X-1. Esta secuencia se depositó en un período de subsidencia térmica luego de la colmatación de la mega secuencia *rift*, que se reconoce en sísmica por una discordancia denominada *break-up unconformity* (BU). La secuencia de transición sobrepasa los hombros de los grábenes y hemigrábenes, mostrando un carácter netamente transgresivo, con terminaciones de tipo *onlap* sobre los depósitos *sinrift*. En base a correlaciones regionales, esta secuencia transicional es de edad Aptiano-Albiano es reconocida regionalmente y se corresponde con el primer evento anóxico del Cretácico (OAE1), representado en varias cuencas productivas del Atlántico Sur por lutitas ricas en materia orgánica (Bolli *et al.* 1978; Bray *et al.* 1998; Jungslager 1999; van der Spuy 2003). Por su distribución, espesor e importancia regional, esta secuencia constituiría la roca generadora potencial más importante de las cuencas *offshore* de Uruguay

En cuanto, a la secuencia *drift*, tiene una potencia total máxima de 5.500 m y su sedimentación estuvo fundamentalmente controlada por variaciones eustáticas del nivel del mar. Esta puede ser subdividida en *drift* temprano (Cretácico Tardío), y *drift* tardío (Cenozoico). La fase *drift* temprano está representado por depósitos de ambiente regresivos en un contexto de aumento del nivel de mar, con aportes y depósitos de areniscas deltaicas en la regional proximal (registro en ambos pozos Lobo X-1 y Gaviotín X-1 y en cuencas del *onshore*). Mientras que la región distal está dominada por depósitos marinos profundos intercalados con depósitos turbidíticos de acuerdo a la interpretación sísmica. La fase *drift* tardío está caracterizada por una sedimentación en un contexto transgresivo durante el Paleoceno, un contexto regresivo en el Eoceno-Oligoceno, depósitos transgresivos en el Mioceno, progradaciones deltaicas en el Mioceno-Plioceno, y depósitos transgresivos desde el Pleistoceno (Conti *et al.* 2017).

Se observa que la potencia del relleno sedimentario de la fase *postrift*, incluyendo las secuencias de transición y *drift*, es de aproximadamente 6.500 m en la cuenca Punta del Este, lo cual constituye la mayor potencia sedimentaria en todo el margen continental de Argentina y Uruguay (Franke *et al.* 2007).

2.4.- Cuenca Pelotas

La Cuenca Pelotas ocupa una superficie aproximada de 330.000 km², de los cuales 80.000 km² corresponden a la porción uruguaya. Se extiende con una dirección NE-SW desde el Alto de Polonio (Uruguay) hasta la zona de fractura de Florianópolis (Brasil), limitando allí con la cuenca Santos. La cuenca representa una configuración típica de margen pasivo con relleno sedimentario de geometría sigmoidea que se acuña en ambas direcciones, hacia la costa y el Océano Atlántico, y sobre-yace a corteza continental, transicional y oceánica respectivamente.

Al igual que en la cuenca Punta del Este, se reconocen tres secuencias sismo-stratigráficas principales: *prerift*, *sinrift* y *postrift*. La secuencia *prerift* fue identificada en la región proximal del segmento brasilero a partir de datos de pozos (Bueno *et al.* 2007). Está representado por litologías del Paleozoico que correlacionan con unidades geológicas presentes en la cuenca Paraná (denominada cuenca Norte en Uruguay). Entre ellas, en el segmento brasilero de la cuenca, se destaca la presencia de las lutitas negras ricas en materia orgánica de la Formación Iratí (Formación Mangrullo en Uruguay), que representan una potencial roca generadora, aunque aún no ha sido constatada en el *offshore* de Uruguay

La secuencia *sinrift* está constituida por sedimentos que rellenan las estructuras de hemigrábenes en el sector proximal de la cuenca y paquetes de SDRs en el sector distal (Fontana 1996). Los pozos que alcanzaron esta secuencia, perforados en el sector brasilero, encontraron basaltos datados en el Barremiano-Aptiano que se correlacionan con la Formación Imbituba y conglomerados correlacionados a la Formación Cassino (Bueno *et al.* 2007; Lobo 2007).

La secuencia *postrift* constituye la sedimentación marina de la cuenca y fue dividida en 3 secuencias principales por Bueno *et al.* (2007): costera, transgresiva y regresiva. La secuencia costera está representada por carbonatos y depósitos siliciclásticos del Albiano (Formación Porto Belo) que fueron depositados en ambientes someros y de talud medio. La secuencia transgresiva va del Albiano al Oligoceno y está compuesta por espesos niveles de lutitas (formaciones Atlântida e Imbé). La secuencia regresiva está formada por areniscas y limolitas del Neógeno (Formación Cidreira) (Bueno *et al.* 2007).

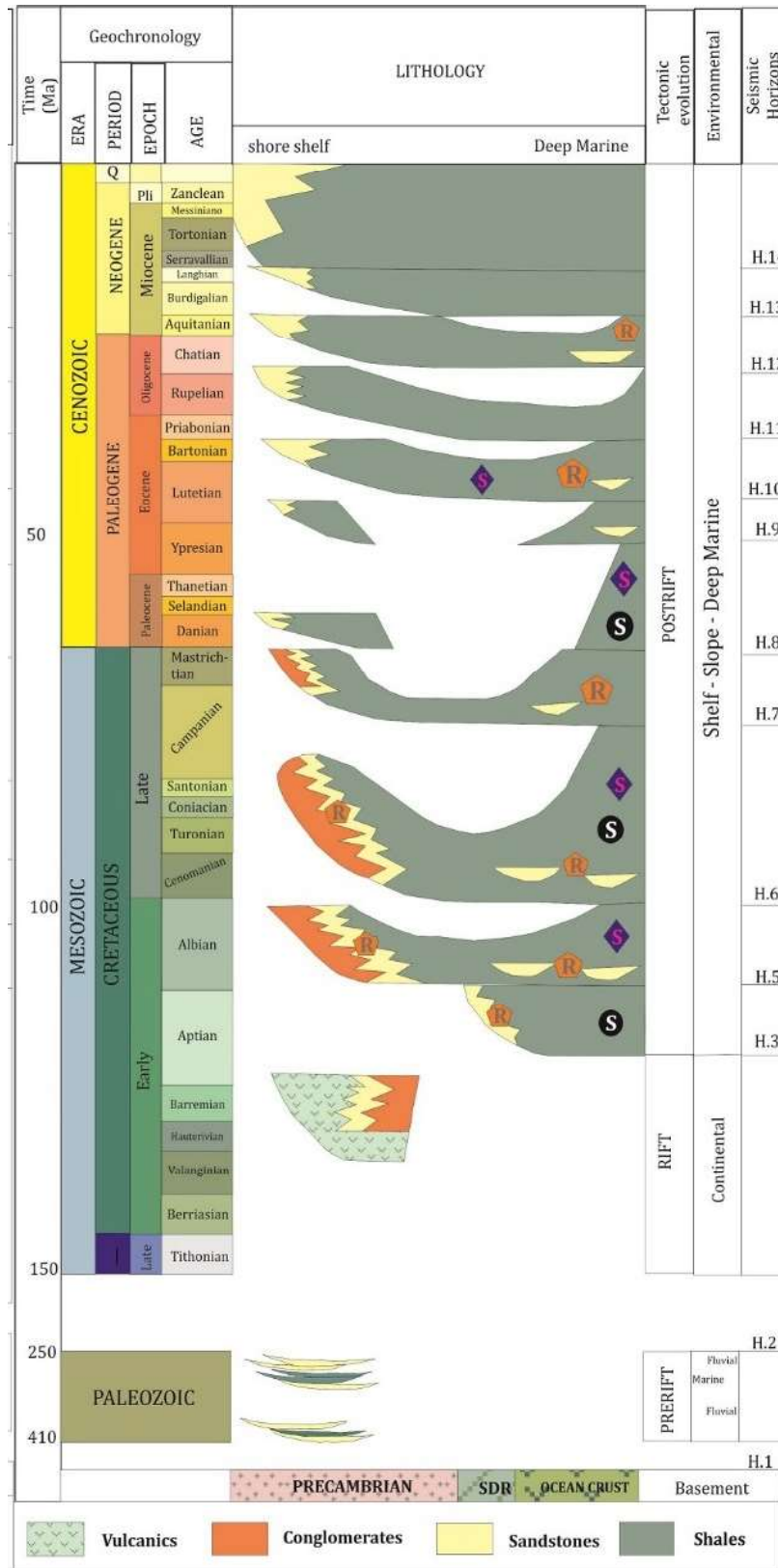


Figura 5: Columna estratigráfica de la cuenca Pelotas en el sector uruguayo, modificado de Conti et al. (2017).

De acuerdo a información publicada de resultados de pozos de exploración (Arnemann Batista 2017), aún no se han descubierto acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca. Sin embargo, la mayoría de la cuenca Pelotas permanece inexplorada, en especial el segmento en aguas uruguayas (80.0000 km²) donde solamente se perforó un pozo en el año 2016, en aguas ultra-profundas y que únicamente alcanzó rocas de edad Oligoceno (ANCAP 2016). En el segmento brasileño (250.000 km²) se han perforado un total de 20 pozos de exploración, desde la década de 1950, con el último perforado en el año 2001. Actualmente existen cuatro bloques en concesión en la cuenca Pelotas en Brasil, todos adjudicados a Petrobras en la 6a ronda en el año 2004 (Arnemann Batista 2017).

2.5.- Cuenca Oriental del Plata

En aguas ultra-profundas del *offshore* de Uruguay se desarrolla la cuenca Oriental del Plata, con una superficie estimada de 10.000 km², constituyendo el ámbito geológico en el cual las cuencas Punta del Este y Pelotas convergen en un único depocentro sedimentario. Limita al NW con los paquetes de SDR de la cuenca Punta del Este, y al NE con la cuenca Pelotas, desarrollándose sobre corteza transicional y oceánica. Esta cuenca es en parte equivalente a la cuenca Argentina del *offshore* de dicho país, también denominada cuenca Patagonia Oriental o Ameghino (Urien & Zambrano 1996; Urien 2001). Su relleno sedimentario alcanza 5.000 m de espesor y comprende únicamente a la fase *postrift*, siendo constituida por secuencias marinas de edad Cretácico y Cenozoico. Litológicamente está representada fundamentalmente por sedimentos hemipelágicos y pelágicos finos (lutitas y material orgánico), así como por sistemas turbidíticos y contorníticos.

2.6.- Sistemas Petroleros

El concepto de sistemas petroleros fue introducido por Magoon and Dow (1994) en base al conocimiento adquirido por décadas en la industria petrolera global. Un sistema petrolero refiere al conjunto de elementos y procesos geológicos esenciales que deben desarrollarse en una cuenca para que existan acumulaciones de hidrocarburos. Todo sistema petrolero está constituido por los siguientes elementos: roca generadora, reservorio, sello y rocas de sobrecarga. Por su parte, deben ocurrir cuatro procesos esenciales que son la formación de trampas geológicas y la generación, migración y acumulación de hidrocarburos en dichas trampas.

En las cuencas *offshore* de Uruguay los sistemas petroleros propuestos son de tipo especulativo ya que no se conoce de forma directa la existencia de alguno de los elementos y/o procesos, como por ejemplo la existencia de roca generadora. De esta forma, en base a un análisis estratigráfico de los datos sísmicos disponibles y a analogías con cuencas productivas y con una geología similar, se han identificado seis (6) sistemas petroleros especulativos. A continuación se presentan los sistemas petroleros adaptados de los propuestos por trabajos recientes de geología del petróleo en la cuenca Pelotas (Conti *et al.* 2017) (Arnemann Batista 2017) y en la cuenca Punta del Este (Morales *et al.* 2017), o para todo el *offshore* (Morales 2013). También se toman en cuenta los conceptos desarrollados por ANCAP junto con Facultad de Ciencias en un proyecto de investigación previo (ANCAP 2012b).

Sistema Prerift – Prerift (?)

Este sistema petrolero está ubicado en la secuencia *prerift*, preservada en sectores proximales de las cuencas Punta del Este y Pelotas, y se desarrolla en la región de corteza continental.

Las rocas potencialmente generadoras que se proponen son lutitas marinas ricas en materia orgánica, posiblemente de edad Devónico Inferior (Formación Cordobés) o Pérmico Inferior (Formación Mangrullo). Estas lutitas Paleozoicas son reconocidas en la cuenca Norte (*onshore* de Uruguay), y en otras cuencas Paleozoicas de la región (Pángaro & Ramos 2012). Las lutitas marinas Devónicas de la Formación Cordobés, se correlacionan con la Formación Ponta Grossa de la Cuenca Paraná en Brasil, y alcanzan valores de Carbono Orgánico Total (COT) de 3,6 % en la Cuenca Norte. Por su parte, las lutitas de ambiente marino restringido de la Formación Mangrullo (Pérmico Inferior), se correlacionan con la Formación Iratí de la Cuenca Paraná en Brasil, y alcanzan valores de COT de más de 12%. En el *onshore* de Uruguay, tanto las lutitas devónicas como las pérmicas, se encuentran generalmente inmaduras. Sin embargo, de estar preservadas en las cuencas *offshore* de Uruguay, podrían alcanzar la madurez para generación de hidrocarburos, debido al mayor soterramiento.

Los reservorios de este sistema petrolero *prerift* están asociados a las areniscas fluvio-deltaicas equivalentes a la Formación Tres Islas (Pérmico Inferior) o a las areniscas eólicas equivalentes a la Formación Buena Vista (Pérmico Superior) (Veroslavsky *et al.* 2003), ambas unidades localizadas en la Cuenca Norte.

Se proponen varias rocas que podrían actuar como sello: lutitas marinas (Pérmicas y Mesozoicas) o basaltos del Cretácico Inferior equivalentes a la Formación Arapey.

Las vías de migración que se proponen para este sistema, son los sistemas de fallas generadas durante la fase extensional de *rift*, con una posible acumulación en trampas de tipo estructural, incluyendo bloques rotados para los sistemas ubicados en las estructuras de hemigrábenes.

Los riesgos geológicos de este sistema se asocian a la profundidad de los elementos del sistema, la presencia de roca generadora, a la preservación de la calidad de los reservorios, y la integridad de las trampas. Por lo anterior, está asociado fundamentalmente a un *play* de gas.

Sistema Sinrift –Sinrift (?):

Está ubicado en la secuencia *sinrift*, y restringido a los hemigrábenes de la cuenca Punta del Este.

Las rocas generadoras propuestas son las lutitas lacustres de edad Barremiano, análogas a la Formación Castellanos en la cuenca Santa Lucía del *onshore* de Uruguay (Veroslavsky *et al.* 2004).

Los reservorios propuestos están asociados con depósitos aluviales y fluviales. Las mismas lutitas lacustres, que se interdigitan con depósitos aluviales y fluviales, son propuestas como roca sello del sistema, además de los depósitos volcánicos.

Para este sistema se han identificado trampas mixtas y estratigráficas constituidas por acñamientos (*pinch out*) y abanicos aluviales.

En este caso, dado que las lutitas lacustres y los depósitos aluviales y fluviales están en contacto, se propone una migración directa.

El riesgo de este sistema está asociado a la generación de trampas efectivas y presencia de roca generadora.

Sistema Postrift – Sinrift (?):

Este sistema se ubica en las secuencias *sinrift* tardío y *postrift* temprano, y es equivalente al descrito por Arnemann Batista (2017) para cuenca Pelotas como sistema petrolero Atlántida - Imbituba.

Se propone como rocas generadoras a las lutitas marinas del Aptiano-Albiano que se distribuyen en la región distal de la cuenca. Estas lutitas se depositaron durante el primer

evento anóxico oceánico (*oceanic anoxic event*, OAE 1) durante el Cretácico Inferior (Schlanger & Jenkyns 1976), al comienzo de la etapa *postrift*.

Los potenciales reservorios están relacionados con los SDR de la fase *sinrift* tardía, representados por areniscas eólicas intercaladas con coladas de lava. Se postula a estas mismas coladas de lava como sello, conformando un tipo de trampa mixta por acuñamiento (*pinchout*) de las areniscas.

El descubrimiento de Kudu, en la cuenca Orange en Namibia, es un análogo para este sistema (Bray *et al.* 1998). El riesgo principal de este sistema es la presencia de reservorios clásticos en la secuencia de SDR.

Sistema *Postrift* Cretácico – *Postrift* Cretácico (?):

Se desarrolla en aguas profundas y ultra-profundas del *offshore*, y se postula como rocas generadoras a las lutitas marinas Aptiano-Albiano depositadas durante el primer evento anóxico del Cretácico (OAE 1) siendo reconocida esta superficie como la primera transgresión marina del *offshore*.

Para este sistema se propone reservorios constituidos, en mayor medida, por depósitos turbidíticos del Cretácico Superior y por depósitos de areniscas asociadas con frentes de progradación deltaica y canales. Las lutitas marinas, asociadas con superficies de máxima inundación registradas durante el Cenomaniano-Turoniano y el Paleoceno superior son los sellos propuestos para este sistema.

Se identifican estructuras asociadas a reactivaciones de fallas ocurridas durante el Cretácico Superior y Paleoceno, como vías de migración para este sistema. El principal riesgo del mismo está asociado a la calidad de los reservorios (porosidad y permeabilidad), debido al gran soterramiento en el sector distal de la cuenca.

Sistema *Postrift* Cretácico – Cretácico/ Cenozoico (?):

Para este sistema se proponen rocas generadoras de edad Cenomaniano-Turoniano, constituidas por lutitas marinas depositadas durante el segundo evento anóxico oceánico (OAE 2).

Propone como reservorios a las areniscas asociadas a frentes de progradación deltaica y turbiditas del Cretácico Superior, Paleoceno Inferior e incluso del Oligoceno. Las trampas para este sistema serían fundamentalmente de tipo estratigráficas y mixtas. En cuanto a los sellos posibles se postulan las lutitas marinas de la transgresión del Paleoceno Superior, las que se identifican como superficies de máxima inundación (o del Mioceno en el caso de

reservorios de edad Oligoceno). La migración es posible en forma lateral directa, o vertical a través de fallas que conectan la generadora con los reservorios. El riesgo de este sistema está asociado a la presencia de vías de migración efectivas entre la generadora cretácica y los reservorios cenozoicos.

Sistema Cenozoico – Cenozoico (?):

Este sistema petrolero se ubica en la sección superior de la secuencia *postrift* (secuencia Cenozoica), y postula a las lutitas marinas de edad Paleoceno, como rocas generadoras. Propone reservorios constituidos por turbiditas, canales y frentes de progradación depositados durante el Eoceno, Oligoceno y Mioceno, presentes en la región distal de las cuencas.

Las lutitas marinas presentes en las superficies de máxima inundación, e identificadas en el Eoceno Inferior y Mioceno Inferior, actuarían como sellos para este sistema. El riesgo más significativo para este sistema es la competencia y madurez de las rocas generadoras; si bien estas unidades del Paleoceno fueron perforadas en Brasil y resultaron inmaduras (Arnemann Batista 2017), su presencia en regiones distales y sujetas a mayor soterramiento podrían ubicarlas en ventana de generación (Saunders & Bowman 2014).

Por otro lado, los reservorios están probados por el pozo Raya X-1, encontrando un depósito turbidítico de 135 m de espesor con buena porosidad, aunque sin evidencias de acumulación de hidrocarburos (ANCAP 2016).

El principal riesgo asociado a este sistema es la presencia de una roca generadora de calidad y madurez adecuada para la generación y migración de hidrocarburos.

También se han postulado otros sistemas petroleros no tradicionales, asociados a la presencia de hidratos de gas en sedimentos del Paleógeno, a partir de su interpretación en la sísmica: el BSR (o *bottom simulation reflector*) es un horizonte sísmico característico y extendido en esta cuenca (Tomasini *et al.* 2010, 2011, 2014; Tomasini & Stephen 2020). En efecto la generación biogénica (Arnemann Batista 2017) o termogénica de gas, y su migración y acumulación en sedimentos someros (en areniscas o en la porosidad inter o intra-granular de las arcillitas de la Formación Imbé), es otro posible sistema petrolero con los hidratos actuando como sello de reservorios de gas subyacentes, alimentados por las rocas generadoras postuladas anteriormente. Sin embargo, a efectos de esta evaluación no se consideran estos posibles sistemas petroleros.

Los elementos de los sistemas petroleros indicados anteriormente se ilustran en las columnas estratigráficas de la Figura 4 para la cuenca Punta del Este y la Figura 5 para cuenca Pelotas.

2.7.- Plays

Un *play* refiere a un tipo o grupo de posibles acumulaciones de hidrocarburos que presentan una geología similar, y comparten elementos del sistema petrolero como la roca generadora, el reservorio, el sello y/o el tipo de trampa. Se trata de un modelo conceptual que se utiliza en la industria para identificar y definir prospectos, a partir de la identificación de analogías con acumulaciones probadas. El término se ha utilizado históricamente en forma ambigua y poco detallada, pero en este reporte se adopta la propuesta de Doust (2010): el *play* está definido por el sistema de carga (roca generadora y migración), las litofacies que componen el par reservorio-sello, y el tipo de trampa.

El tipo o estilo particular de trampa, es el arreglo geométrico entre una roca reservorio y una roca sello que permita una acumulación significativa de hidrocarburos en el subsuelo. Las trampas pueden ser clasificadas de acuerdo al proceso que las originó (Biddle & Wielchowsky 1994; Beaumont & Foster 1999; Dolson *et al.* 1999). De esta forma podemos encontrar en la naturaleza trampas estratigráficas (formadas exclusivamente por procesos depositacionales), trampas estructurales (generadas por deformación de los estratos) y mixtas (aquellas formadas por una combinación de elementos estructurales y estratigráficos).

En el *offshore* de Uruguay se identifican diferentes trampas estratigráficas, estructurales y mixtas en distintas secuencias depositacionales y a batimetrías variables. Asimismo, existe en estas cuencas una predominancia de trampas estratigráficas, teniendo en cuenta la poca deformación que presentan, asociadas a su carácter de margen pasivo.

La metodología adoptada para la definición de *plays* está estrechamente vinculada con la interpretación regional de datos sísmicos 2D y 3D. La herramienta fundamental es la interpretación sismo-estratigráfica de las secuencias que componen el relleno sedimentario, y de los principales rasgos estructurales presentes (fallas y fracturas). Posteriormente, se trabaja en cada secuencia para identificar potenciales elementos del sistema petrolero por

analogía con cuencas productivas y acumulaciones comprobadas del Atlántico sur, de características similares. De esta forma, se definen los sistemas petroleros especulativos que se detallaron en la sección anterior. Finalmente, se agrupan los tipos de acumulaciones posibles con el criterio indicado anteriormente, para definir los *plays* en cada cuenca (Doust 2010), y para las principales secuencias sismo-estratigráficas.

Los *plays* de la secuencia *prerift* están asociados a depocentros paleozoicos preservados, que en algunas áreas muestran un espesor superior a los 5.000 m, presentando una intensa deformación que genera diversas trampas estructurales. Entre ellas se han identificado estructuras tipo anticlinal y bloques fallados y rotados. Las rocas generadoras están vinculadas a lutitas marinas ricas en materia orgánica, posiblemente de edad Devónico Inferior (Formación Cordobés) o Pérmico Inferior (Formación Mangrullo). Este *play* se ubica en los sectores proximales de las cuencas Punta del Este y Pelotas, en la región de corteza continental, en dónde existen evidencias o indicadores de la preservación de la secuencia *prerift*.

En la secuencia *sinrift*, los *plays* incluyen trampas asociadas a abanicos lacustres, bloques rotados, compactación sinclinal y *pinchouts*. Las rocas generadoras propuestas son las lutitas lacustres de edad Barremiano. Tal como se indicó en la sección anterior, los reservorios propuestos están asociados a depósitos aluviales y fluviales, que se interdigitan con lutitas lacustres mencionadas, que también ofician de sello.

En la secuencia de transición (base de la secuencia *postrift*), los *plays* identificados se relacionan a potenciales depósitos carbonáticos aislados, asociados a altos internos de basamento.

Los *plays* más extendidos en el *offshore* de Uruguay están asociados a la secuencia *postrift* e incluyen trampas estratigráficas como *pinchouts*, complejos de canales y turbiditas. En algunos casos, los canales y turbiditas son controladas por fallas, dándole un componente estructural a estos *plays* (trampas mixtas).

Finalmente, si se toma en cuenta la distribución de las principales rocas generadoras, la presencia de vías de migración efectivas, el desarrollo de rocas reservorios significativas y

la presencia de un sello regional (Paleoceno), la secuencia *postrift* Cretácica aparece como la más prospectiva.

Los tipos de *plays* se pueden representar en un corte esquemático, utilizando una línea sísmica interpretada en la dirección de buzamiento, indicando su posición geográfica y estratigráfica, las potenciales rocas generadoras y mecanismos de migración. En la Figura 6 y Figura 7 se presenta este tipo de corte para las cuencas *offshore* de Uruguay.

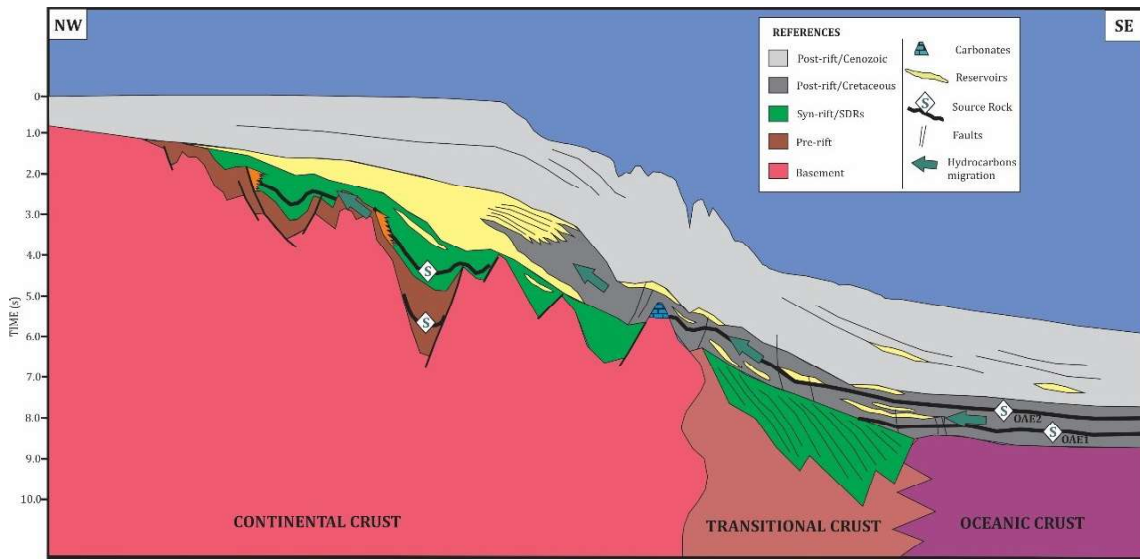


Figura 6: *plays* identificados para las cuencas Punta del Este y Oriental del Plata.

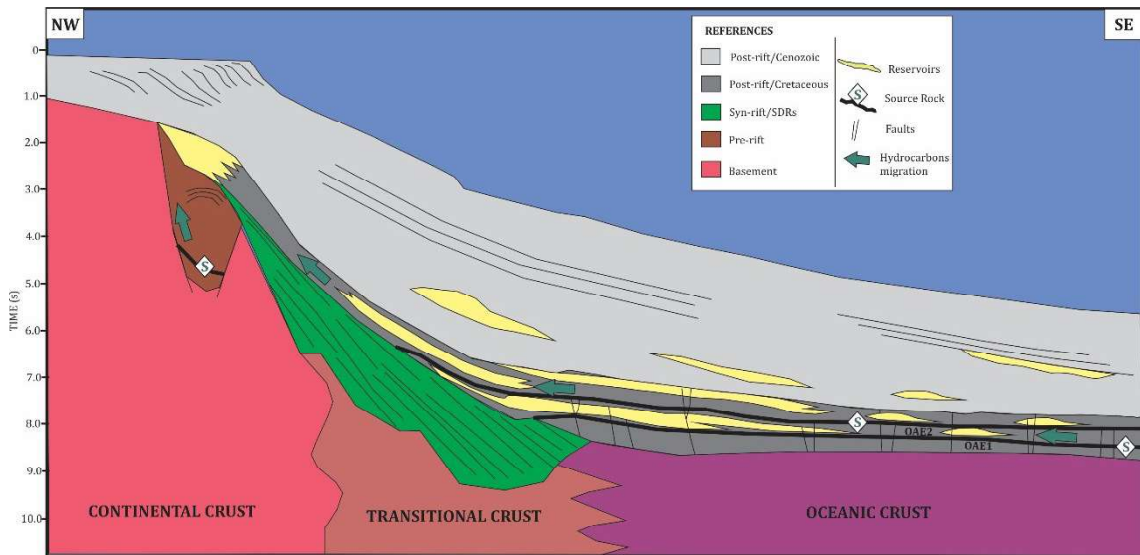


Figura 7: *plays* identificados para las cuencas Pelotas y Oriental del Plata.

3.- Metodología

3.1.- Volumen de recursos

Para el cálculo del volumen de recursos en cada prospecto seleccionado, se aplica la ecuación volumétrica o fundamental establecida por Wright (2015) y/o Cronquist (2001). Estas ecuaciones dan como resultado una Recuperación Final Estimada (EUR), bajo ciertas suposiciones como el tipo de fluido presente en el reservorio.

Para reservorios de petróleo, los recursos prospectivos se expresan como la Recuperación Final Estimada de petróleo (EUR_{oil}), en millones de barriles (MMbbl), y se utiliza la Ecuación 1 a continuación:

$$EUR_{oil} = 6,29 \times 10^{-6} * \frac{GRV * \frac{N}{G} * \phi * (1 - S_{wi})}{B_{oi}} * RF$$

Ecuación 1: Volumen de Recursos Estimados a Recuperar de petróleo, a partir de: Wright (2015) y Cronquist (2001).

Considerando la producción del gas asociado en estos reservorios (gas disuelto en petróleo, que se separa en superficie), se utiliza la Ecuación 2 para el cálculo de la Recuperación Final Estimada de gas asociado (EUR_{ag}), expresado en trillones de pies cúbicos (TCF):

$$EUR_{ag} = \frac{EUR_{oil} * GOR}{1.000.000}$$

Ecuación 2: Volumen de Recursos Estimados a Recuperar de gas asociado, a partir de Cronquist (2001).

La Ecuación 1 se utiliza para prospectos donde se espera petróleo como fluido principal del reservorio, o para estimar la Recuperación Final Estimada de la fracción del reservorio ocupada por petróleo, en reservorios en los que conviven ambas fases (petróleo y gas). En este último caso se exceptúa del cálculo volumétrico de EUR_{oil} el volumen de reservorio ocupado por el casquete de gas (*gas cap*). Esta fracción de reservorio ocupado por el casquete de gas se utiliza para calcular la Recuperación Final Estimada de gas (EUR_{gas}), aplicando la ecuación volumétrica para reservorios de gas que se presenta más adelante (Ecuación 3).

Para reservorios de gas, los recursos prospectivos se expresan como la Recuperación Final Estimada de gas (EUR_{gas}), en trillones de pies cúbicos (TCF), y se utiliza la Ecuación 3 a continuación:

$$EUR_g = 3,53 \times 10^{-11} * \frac{GRV * \frac{N}{G} * \phi * (1 - S_{wi})}{B_{gi}} * RF$$

Ecuación 3: Volumen de Recursos Estimados a Recuperar de gas, a partir de: Wright (2015) y Cronquist (2001).

Los líquidos asociados a la producción del gas (volumen de condensado obtenidos en superficie), expresados en millones de barriles (MMbbl), se calculan mediante la Ecuación 4 a continuación:

$$EUR_{cond} = \frac{EUR_{gas} * CGR}{1.000.000}$$

Ecuación 4: Volumen de Recursos Estimados a Recuperar de condensado, en reservorios de gas, a partir de: Cronquist (2001).

Para convertir volúmenes de recursos de gas expresados en trillones de pies cúbicos (TCF) a millones de barriles equivalentes (MMboe), se utiliza la Ecuación 5 que usa un factor de conversión derivado de las recomendaciones de SPE (2020). Se asume que 5.800 pies cúbicos de gas medidos en condiciones estándar (scf) equivalen, en capacidad calorífica, a un barril de petróleo (bbl):

$$EUR (MMboe) = \left(\frac{1.000}{5,8} \right) * EUR(TCF)$$

Ecuación 5: Conversión de Volumen de Recursos Estimados a Recuperar de gas en TCF a MMboe, a partir de equivalencia recomendada por (SPE 2020).

A continuación, se describen las variables involucradas en las Ecuaciones 1 a 4:

EUR_{oil} : Recuperación Final Estimada de petróleo, en reservorios de petróleo (*oil*), o de la fracción de reservorio ocupada por petróleo, expresado en millones de barriles (MMbbl).

EUR_{ag}: Recuperación Final Estimada de gas asociado (*associated gas*), en reservorios de petróleo, expresado en trillones de pies cúbicos (TCF).

EUR_{gas}: Recuperación Final Estimada de gas, en reservorios de gas, o de la fracción de reservorio ocupada por el casquete de gas, expresado en trillones de pies cúbicos (TCF).

EUR_{cond}: Recuperación Final Estimada de condensado, en reservorios de gas húmedo o condensado, expresado en millones de barriles (MMbbl).

GRV: Volumen Bruto de Roca, también puede calcularse como el producto del área de prospecto por el espesor promedio del reservorio, expresado en metros cúbicos.

N/G: Relación de Neto a Bruto, es la fracción del reservorio que puede ser drenado o producido efectivamente, expresado como decimal (0 a 1).

Ø: Porosidad del reservorio, expresado como decimal (0 a 1).

S_{wi}: Saturación inicial de agua en el reservorio, o sea, la fracción del volumen de poro inicialmente ocupado por agua, expresado como decimal (0 a 1).

B_{oi}: Factor de Volumen de Formación de Petróleo, inicial (sin unidades). Depende de las características del petróleo y de las condiciones en el reservorio (T, P).

B_{gi}: Factor de Volumen de Formación de Gas, inicial (sin unidades). Depende de las características del gas y de las condiciones en el reservorio (T, P).

RF: Factor de Recuperación o eficiencia de recuperación, expresado como decimal (0 a 1). Normalmente se determina por analogía o correlaciones.

GOR: Relación gas-petróleo, expresado en pies cúbicos por barril en condiciones estándar (scf/STB).

CGR: Relación de Condensado a Gas, expresado en barriles por millón de pies cúbicos, en condiciones estándar (scf/STB/MMscf).

3.2.- Análisis Probabilístico

En el presente informe se utilizan métodos probabilísticos con el objetivo de incorporar las incertidumbres en los datos de entrada para el cálculo de recursos; cada variable en la ecuación de volumen de recursos es definida teniendo en cuenta su probabilidad de ocurrencia (con datos, analogías y/o juicio experto). De esta forma se obtienen estimaciones de EUR expresados como percentiles: optimista (P10), más probable (P50), conservador (P90), y se define su función de densidad de probabilidad (PDF: *probability density function*) por el mejor ajuste a los datos disponibles. Las PDF permiten realizar un análisis probabilístico aplicando las ecuaciones de volumen de recursos definidas anteriormente.

El análisis probabilístico de volumen de recursos para cada prospecto seleccionado fue realizado con un software comercial. Todos los análisis probabilísticos fueron realizados con simulaciones Monte Carlo (Newendorp & Schuyler 2000; Schuyler 2001), comprendiendo 10.000 iteraciones utilizando muestreo del tipo *Latin Hypercube*.

De acuerdo a las directrices del sistema de gestión de recursos petroleros (SPE 2018), o PRMS (por sus siglas en inglés), la mejor estimación para recursos prospectivos cuando son calculados de forma probabilística, es el valor de mediana o P50 de la distribución de probabilidad. En la Figura 8 se presenta un cuadro ilustrativo de la clasificación de recursos y reservas según PRMS, y los estimadores recomendados.

En base a lo anterior, en el presente reporte se utiliza el valor P50 de la función de densidad de probabilidad de EUR como el mejor estimador del EUR de cada prospecto.

A continuación, se describe brevemente la metodología utilizada para definir las funciones de densidad de probabilidad para cada una de las variables vinculadas al reservorio y el tipo y características del fluido que contienen.

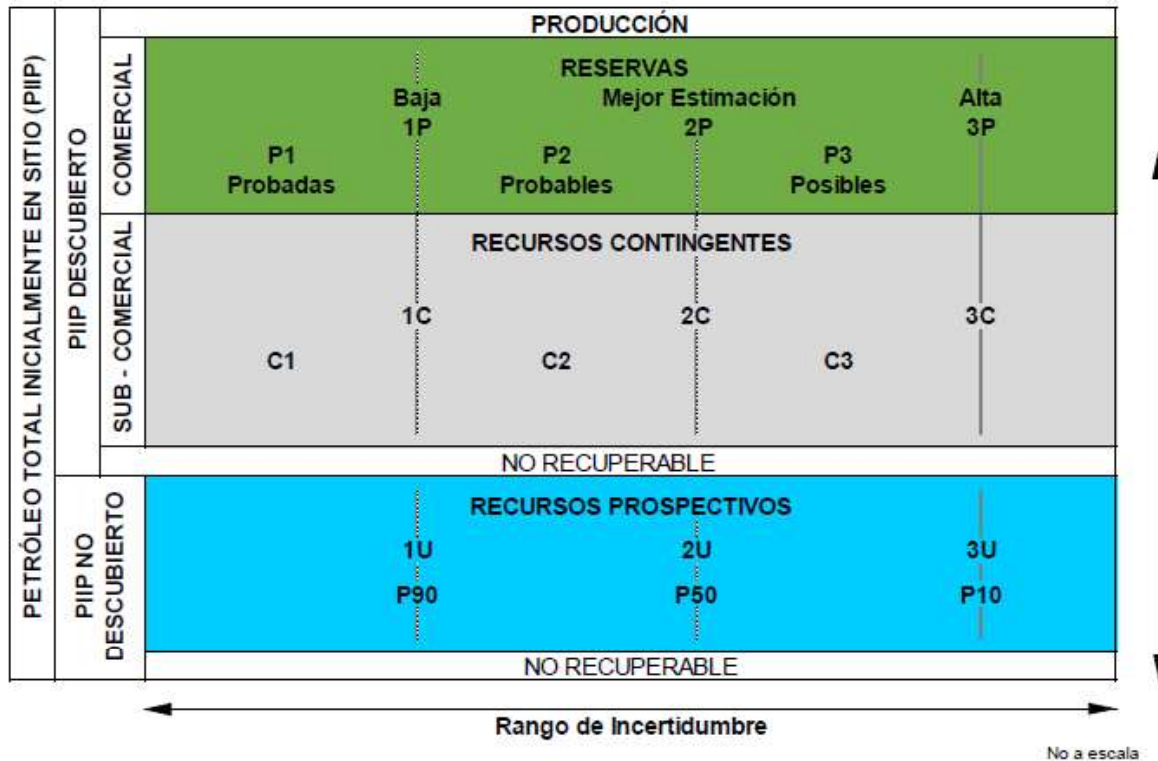


Figura 8: Clasificación de reservas y recursos, de acuerdo a SPE (2018).

3.2.1.- Volumen Bruto de Roca (GRV)

Esta variable se calcula en base a la interpretación detallada del prospecto, del supuesto intervalo reservorio de tope a base, o de tope a punto de desborde (*spill point*). Cuando se cuenta con sísmica 3D, complementariamente al análisis estructural y sísmo-estratigráfico clásico y la interpretación de horizontes, se puede complementar la interpretación con análisis de atributos, y con mapas de anomalías de amplitud. Se definen los casos de acumulación máximo, optimista y conservador. En el caso de turbiditas el GRV máximo está definido por el volumen total del cuerpo turbidítico interpretado (P01), la definición del GRV optimista (P10) considera únicamente las regiones donde se observan altas anomalías de amplitud, y el GRV conservador (P90) solamente computa las regiones con las amplitudes más altas.

3.2.2.- Relación de Neto a Bruto (N/G)

Para la construcción de las funciones de densidad de probabilidad de las variables N/G, Swi, GOR y RF, se toma como insumo la base de datos disponible para reservorios turbidíticos construida por Rodríguez, P. (2018). Esta base es una recopilación de datos publicados de análogos productivos del *offshore* de Brasil (en cuenca de Campos: Albacora, Albacora Leste, Marlim, Marlim Sul, Barracuda, Espadarte, Namorado, Frade y Roncador), Oeste de África (campo Jubilee en Ghana) y Atlántico suroccidental (complejo Sea Lion de la cuenca Malvinas Norte/ North Falklands).

3.2.3.- Porosidad

Para la estimación de la porosidad de reservorios clásticos en cuencas de frontera tradicionalmente se utiliza la relación de este parámetro con la profundidad o soterramiento (Schmoker & Gautier 1988) (Ehrenberg & Nadeau 2005): a mayor profundidad la porosidad tiende a reducirse debido a procesos diagenéticos estimulados por un aumento de la presión y temperatura, entre otras condiciones que lo favorecen. En particular Ehrenberg & Nadeau (2005) presenta valores reales de porosidad para distintos reservorios, areniscas y carbonatos, en gráficos de porosidad vs profundidad.

Reservorios siliciclásticos:

Considerando los valores de porosidad medios de los percentiles P90, P50 and P10 y los valores máximos reportados en el trabajo de Ehrenberg y Nadeau (2005), se construye el gráfico de porosidad versus profundidad para reservorios siliciclásticos que se presenta en la Figura 9. Las curvas escalonadas corresponden a los datos de la publicación original y las curvas punteadas son aproximaciones polinómicas de las mismas. En Rodríguez P. (2018) estos resultados fueron validados con datos de pozos del *offshore* de Uruguay.

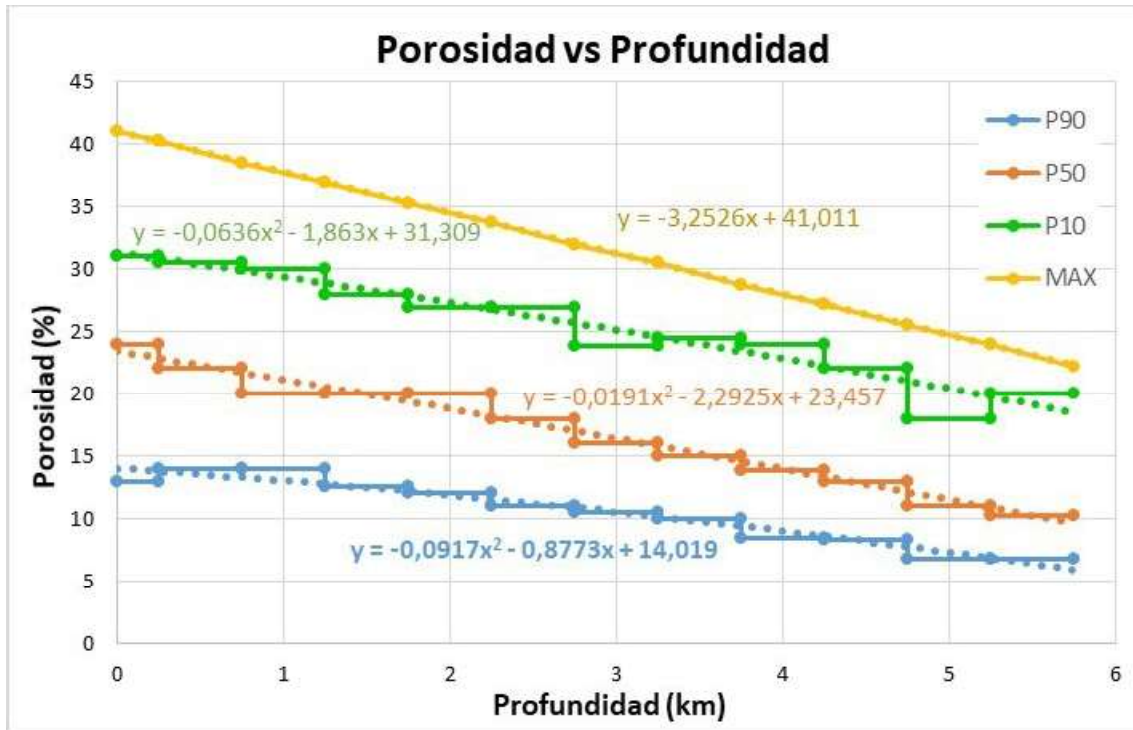


Figura 9: Porosidad vs profundidad de soterramiento para reservorios de arenisca.

Tomando una aproximación polinómica de Segundo orden para los datos los valores medios de los percentiles P90, P50 and P10, se obtienen la Ecuación 6 a, b y c, a continuación.

$$\varphi_{P90} = -0,0917 \cdot x^2 - 0,8773 \cdot x + 14,019 \quad (6a)$$

$$\varphi_{P50} = -0,0191 \cdot x^2 - 2,2925 \cdot x + 23,457 \quad (6b)$$

$$\varphi_{P10} = -0,0636 \cdot x^2 - 1,863 \cdot x + 31,309 \quad (6c)$$

Ecuación 6 a, b y c: porosidad P90, P50 y P10 en función de la profundidad, reservorios de arenisca.

De la misma manera, la ecuación de la recta que mejor aproxima los valores máximos de porosidad para las diferentes profundidades es la Ecuación 7 a continuación.

$$\varphi_{MAX} = -3,2526 \cdot x + 41,011$$

Ecuación 7: valor máximo de porosidad en función de la profundidad, reservorios de arenisca.

Reservorios carbonáticos:

De manera análoga a lo presentado para reservorios siliciclásticos, para los carbonáticos se construyen las curvas de porosidad que mejor aproximan los valores medios de los percentiles P90, P50 and P10 y los valores máximos (curvas con trazo punteado), reportados en el trabajo de Ehrenberg y Nadeau (2005), obteniendo las curvas que se presentan en la Figura 10, y las Ecuación 8 y 9.

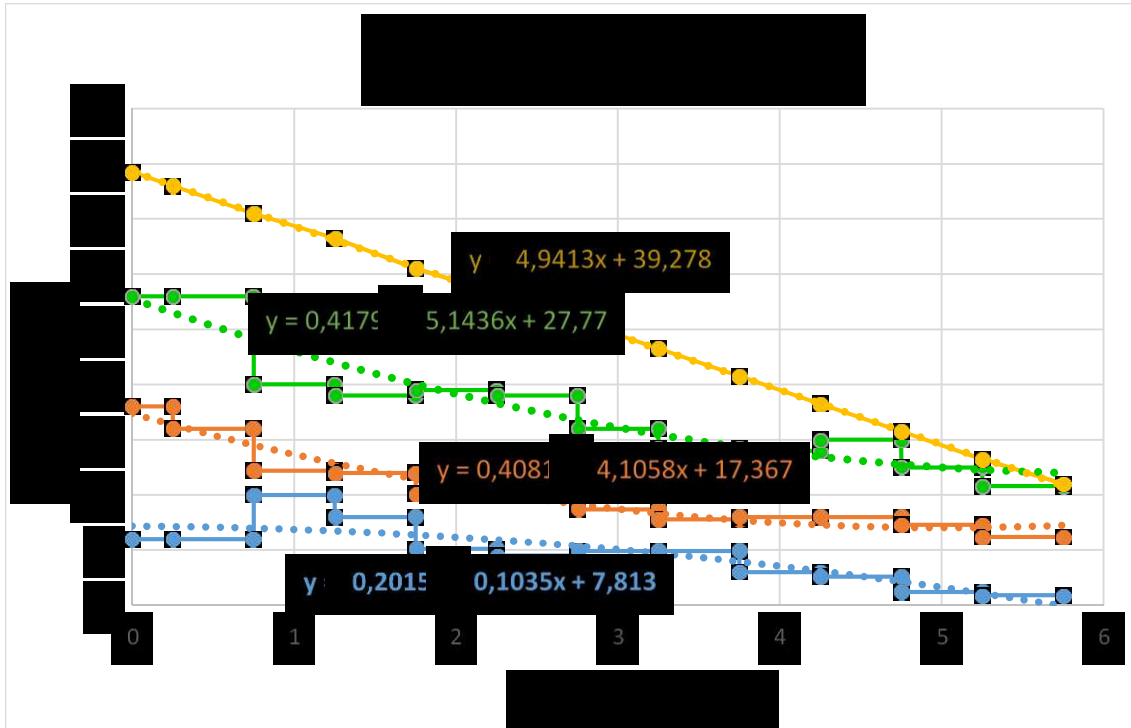


Figura 10: Porosidad vs profundidad de soterramiento para reservorios carbonáticos.

$$\varphi_{P90} = -0,2015 \cdot x^2 - 0,1035 \cdot x + 7,813 \quad (8a)$$

$$\varphi_{P50} = 0,4081 \cdot x^2 - 4,1058 \cdot x + 17,367 \quad (8b)$$

$$\varphi_{P10} = 0,4179 \cdot x^2 - 5,1436 \cdot x + 27,77 \quad (8c)$$

Ecuación 8 a, b y c: porosidad P90, P50 y P10 en función de la profundidad, reservorios carbonáticos.

$$\varphi_{MAX} = -4,9413 \cdot x + 39,278$$

Ecuación 9: valor máximo de porosidad en función de la profundidad, reservorios carbonáticos.

Estas ecuaciones fueron obtenidas de un estudio estadístico sobre reservorios carbonáticos, principalmente de Norteamérica y del Medio Oriente. Para el caso de los prospectos carbonáticos del *offshore* del Uruguay, los campos carbonáticos más adecuados para su empleo como análogos son los del *offshore* de Brasil. Para éstos se ha reportado porosidades mayores a las que se esperaría de la publicación anteriormente mencionada (Boyd et al 2015). Por este motivo a las ecuaciones anteriormente descritas se le sumó un cuatro por ciento (4%) con el fin de adecuarlas a las porosidades de los carbonatos de las cuencas de Santos y Campos del offshore del Brasil (campos: Buzios, Enchova, Gato do Mato, Lapa, Libra, Mero, Lula, Pão de Açúcar, Sapinhoá, Tartaruga Verde y Mestica).

3.2.4.- Relación gas-petróleo (GOR)

En base a Rodríguez P. (2018), para los prospectos que se definieron como reservorios de petróleo se asume que contienen un fluido del tipo petróleo negro (*black oil*) con las siguientes propiedades: densidad 30 °API, densidad específica de gas γ_g de 0,8 (aire = 1), y un rango de relación de gas a petróleo GOR entre 0 y 2.000 scf/STB.

Esta hipótesis es sustentada por dos estudios independientes de inclusiones de fluidos (Tavella & Wright 1996) (Soto *et al.* 2015) que analizaron los recortes de perforación de los pozos Lobo X-1 y Gaviotín X-1. En estos estudios se encontraron inclusiones de petróleo liviano de aproximadamente 32 °API.

La PDF del GOR se obtiene del ajuste de los datos de referencia, relación gas-petróleo publicada para petróleos en campos productivos análogos, a una distribución del tipo BETA. Para el caso de los reservorios de petróleo del tipo *black oil*, se trunca esta distribución a un valor máximo de GOR = 2.000 scf/STB.

3.2.5.- Saturación inicial de agua en el reservorio (S_{wi})

Se ajusta una distribución tipo BETA a los datos de referencia, saturación inicial de agua en reservorio publicada para petróleos en campos productivos análogos. Se define esta distribución entre 0 y 1 para reflejar todo el rango de valores posibles.

3.2.6.- Factor de Volumen de Formación de Petróleo (B_{oi})

Esta variable se ajusta a una distribución del tipo BETA, cuyos parámetros se estiman utilizando la correlación propuesta por Levitan and Murtha (1999) para el cálculo del Factor de Volumen de Formación de petróleo al punto de burbuja (B_{ob}), a partir de las estimaciones de GOR y temperatura del fluido en el reservorio, según se muestra en la Ecuación 10 a continuación:

$$B_{ob} = 1 + 0,0005 * GOR * \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0,25} + \frac{0,0004 * (T_r - 60)}{\gamma_o * \gamma_g} \cong B_o$$

Ecuación 10: Estimación del Factor de Volumen de Formación de Petróleo, en base a la correlación propuesta por Levitan and Murtha (1999).

Tal como se indicó anteriormente, se asume que el fluido es petróleo tipo *black oil* de densidad 30 °API, por lo cual se estiman los siguientes parámetros del fluido de la ecuación de Levitan and Murtha (1999):

GOR: Relación gas-petróleo, se estima a partir de la distribución BETA ajustada para esta variable.

γ_g : Densidad específica de gas; parámetro estimado de acuerdo a lo indicado anteriormente: $\gamma_g = 0.8$ (aire = 1).

γ_o : Densidad específica de petróleo; al asumir un tipo de fluido *black oil* de 30 °API se calcula a partir de la Ecuación 11, que es una modificación de la definición de °API (McCain 1990).

$$\gamma_o = \frac{141,5}{121,5 - 30} = 0,93$$

Ecuación 11: Conversión de densidad en °API a densidad específica del petróleo.

Para la estimación de la temperatura promedio del fluido en el reservorio (T_r) se utiliza la Ecuación 12 (Lyons *et al.* 2016).

$$T_r = T_{SB} + GG * (Depth - WD)$$

Ecuación 12: Estimación de la temperatura promedio del fluido en el reservorio (Lyons *et al.* 2016).

T_r está expresada en °F, y las variables de la ecuación son las que se describen a continuación:

T_{SB} : Temperatura del fondo marino en °F; se estima a partir del World Ocean Atlas del año 2013 (Locarnini *et al.* 2013), tomando el dato disponible más próximo al prospecto.

GG: Gradiente Geotérmico en °F/km; se asume igual a 30 °C/km, el cual es una buena estimación del gradiente de temperatura promedio mundial.

Depth: Profundidad del prospecto, en km, en el caso de prospectos *offshore*, desde el lecho marinos hasta el tope de la estructura.

WD: Profundidad de agua del prospecto, en km, desde la superficie de referencia del agua hasta el lecho marino.

3.2.7.- Factor de Volumen de Formación de Gas (B_{gi})

En este trabajo se asume que el gas en el reservorio es del tipo gas seco, por ende, en la separación que se hace en superficie los líquidos pueden ser despreciados.

Para un gas real el factor de volumen de formación se define según la Ecuación 13:

$$B_g = \frac{z * T * p_{sc}}{z_{sc} * T_{sc} * p}$$

Ecuación 13: Factor de volumen de formación de gas (McCain 1990).

Siendo $T_{sc} = 20\text{ }^{\circ}\text{C} = 527,67$, $p_{sc} = 14,696\text{ psi}$ y $z_{sc} = 1$, se simplifica la Ecuación 13 con los valores indicados en la Ecuación 14:

$$B_g = \frac{z * T * 14,696}{1 * 527,67 * p} = 0,02785 * \frac{z * T}{p}$$

Ecuación 14: Factor de volumen de formación de gas.

De acuerdo a McCain (1990), los gases presentan un factor de compresibilidad (“z” en la Ecuación 14) que varía con la presión. Por ejemplo, para el metano, etano y propano, presenta valores de z próximos a 1,0 a muy bajas presiones (comportamiento de gas ideal), que disminuye a cerca de 0,2 a presiones intermedias, y puede llegar a 1,2 a muy altas presiones. Además, según Fekete (2020) los gases naturales presentan un factor de compresibilidad que varía generalmente entre 0,8 y 1,2, mientras que puede llegar a valores extremos de 0,3 (valor mínimo) y 2,0 (valor máximo). Por estos motivos, para esta variable se adopta una distribución de probabilidades con los siguientes parámetros: P90 = 0,8; P10 = 1,2 y P50 = 1,0.

El factor de volumen de formación de gas en condiciones de reservorio se calcula entonces según la Ecuación 15:

$$B_g = \frac{z * T * 14,696}{1 * 527,67 * p} = 0,02785 * \frac{z * T_r}{p_r}$$

Ecuación 15: Factor de volumen de formación de gas en el reservorio.

La temperatura de reservorio (T_r) se estima utilizando la Ecuación 12, mientras que la presión de reservorio (p_r) se asume igual a la hidrostática y se calcula según Ecuación 16:

$$p_r = 0,052 * \rho_w * TVD$$

Ecuación 16: Presión de reservorio (Bourgoyne *et al.* 1991).

La constante 0,052 es un factor de conversión, ρ_w es la densidad del agua de formación en libras por galón (lbm/gal) y TVD es la profundidad vertical total al reservorio en pies (ft).

Asumiendo una densidad de agua igual a 8,3 lb/gal, la presión del reservorio se puede estimar según la Ecuación 17:

$$p_r = 0,052 * 8,33 \frac{lb}{gal} * \frac{TVD(m)}{0,3048 \frac{m}{ft}} = 1,421 \frac{psi}{m} * TVD(m)$$

Ecuación 17: Estimación de la presión de reservorio.

Combinando las Ecuaciones 15, 12 y 17, y considerando el rango de variación del factor de compresibilidad, se obtienen entonces los valores de B_g que se utilizan para ajustar una distribución del tipo BETA.

3.2.8.- Factor de Recuperación (RF)

Tal como se señaló para la variable N/G, para la estimación de esta variable se toma como insumo la base de datos disponible para reservorios turbidíticos construida por Rodríguez, P. (2018). Se ajusta una distribución del tipo BETA a los factores de recuperación en reservorios productivos análogos. La misma es truncada, se le impone un máximo, que para la recuperación en reservorios de petróleo es de 50%, mientras que para la recuperación en reservorios de gas es del 80% (DeSorcy 1979).

3.3.- Modelos de Maduración Térmica

La metodología de evaluación de recursos prospectivos adoptada incluye la elaboración de un modelo de maduración térmica 1D para cada caso, lo cual permite una mejor caracterización del prospecto en cuanto al tipo de fluido almacenado. A la vez, este modelo permite identificar el tiempo geológico en que ocurrieron los procesos, para verificar la sincronización (*timing*) adecuada entre la formación y de las trampas y la generación, expulsión y migración de hidrocarburos.

En las cuencas sedimentarias del Uruguay no se tienen sistemas petroleros probados, pero se han definido varios tipos de *play*, los cuales están asociados a sistemas petroleros especulativos (secciones 2.6 y 2.7), y que incluyen la definición de rocas potencialmente generadoras de hidrocarburos. Los modelos de maduración térmica permiten estimar, en base a datos directos e indirectos, el momento en que los hidrocarburos pueden haberse producido en una potencial roca generadora, y el tipo de fluido producido, en una determinada región o ubicación (Allen & Allen 2013).

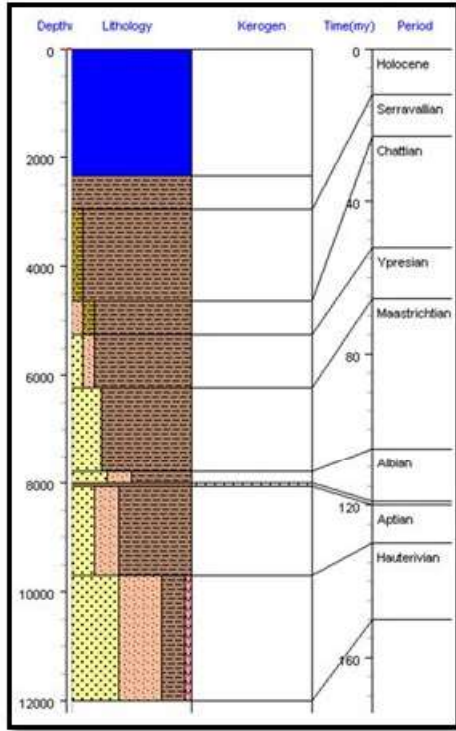


Figura 11: Ejemplo de un pseudopozo, elaborado para el prospecto Pini (ver Anexo).

Para realizar un modelo térmico en una dimensión (1D), el primer paso es confeccionar un pozo hipotético o pseudopozo. Esto es, una representación en profundidad de un pozo real, en base a la interpretación geológica del subsuelo, sus litologías y propiedades como se observa en el ejemplo de la Figura 11. Los pseudopozos se ubican donde sea necesario analizar puntualmente la maduración térmica de una roca generadora localizada tanto debajo del prospecto en la columna estratigráfica como adyacente al mismo.

A partir del pseudopozo, se recrea la evolución tectónica y estratigráfica de la cuenca en dicha ubicación y, por lo tanto, su evolución térmica, que, junto con la duración de los eventos térmicos, son las principales variables del modelo.

A la vez, se realiza una interpretación detallada de la roca generadora (ubicada en la columna estratigráfica, e identificada en el pseudopozo): su origen, tipo, espesor, y parámetros geoquímicos como el contenido orgánico total y el índice de hidrógeno. Se define a partir de datos directos de muestras de la roca generadora en subsuelo y superficie, o a partir de analogías. En el caso del *offshore* de Uruguay, las potenciales rocas generadoras se han identificado por analogías con cuencas del Atlántico Sur, que tienen una génesis y evolución similar (Davison *et al.* 2018).

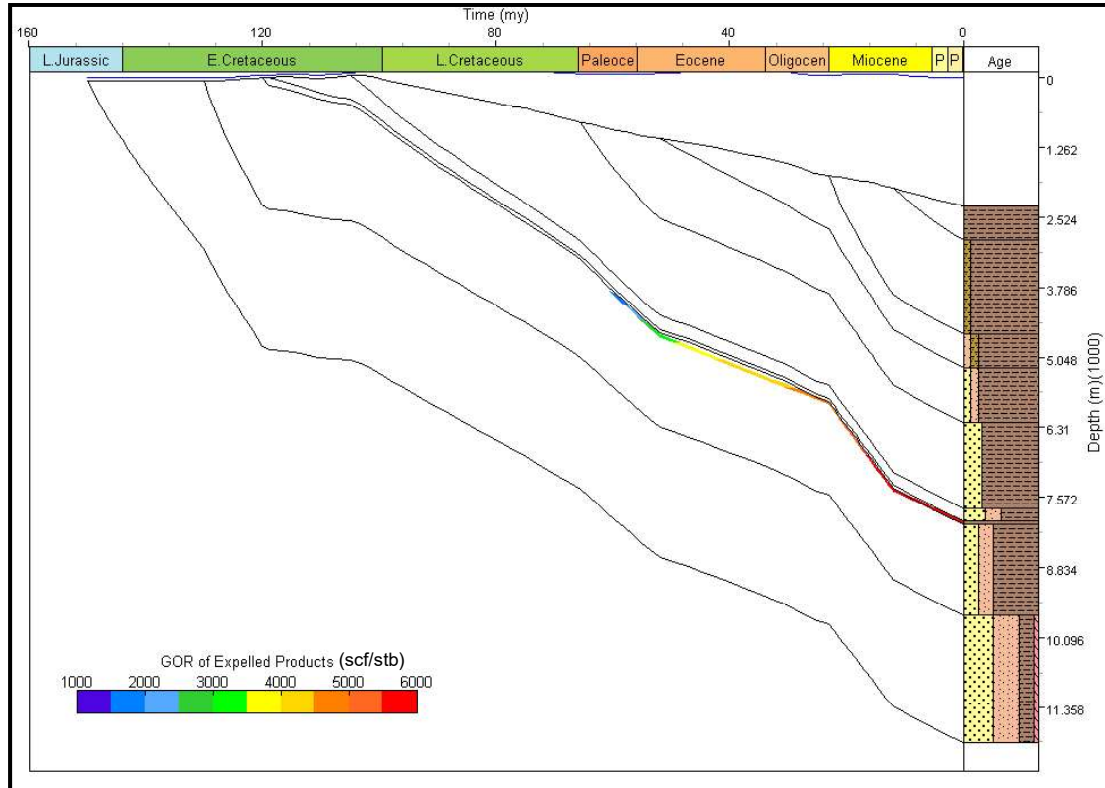


Figura 12: Ejemplo de gráfico tiempo-profundidad (*burial history curve*), indicando la relación gas-petróleo (GOR) del hidrocarburo producido por la roca generadora. Elaborado para el prospecto Pini (ver Anexo).

Una vez definido el modelo térmico de la cuenca y confeccionado el pseudopozo, se está en condiciones de correr el modelo de maduración. Como resultado, se obtiene un gráfico tiempo vs profundidad, o curva histórica de soterramiento (*burial history curve*) para cada secuencia, como el ejemplo que se presenta en la Figura 12. En este gráfico está implícita la evolución térmica de cada secuencia, y en el caso de la roca generadora, su historia de maduración. En la curva histórica de soterramiento para la roca generadora, también se representa el tipo de fluidos generados, desde petróleo a gas seco. En el ejemplo de la Figura 12, el resultado obtenido en la ubicación del pseudopozo es la expulsión mayoritariamente de gas condensado.

4.- Resultados

Se realizó la evaluación sobre los trece (13) prospectos en el *offshore* de Uruguay cuya ubicación y edad (secuencia) se muestra en la Figura 13. En la Tabla 3 se presenta información básica sobre estos prospectos, la mejor estimación del volumen de recursos prospectivos para cada uno (P50), y el promedio de la suma probabilística (valor Pmean) que corresponde a diecinueve mil ciento cincuenta millones de barriles de petróleo equivalente (19.150 MMBOE).

En el Anexo se presenta una descripción detallada de cada uno de los prospectos evaluados. En síntesis, los prospectos evaluados corresponden a una diversidad de contextos geológicos (desde el Paleozoico hasta el Terciario), tipos de reservorios (areniscas y carbonatos), tipos de fluido (*black oil* y gas seco), y distribuidos en todas las áreas ofrecidas en la Ronda Uruguay Abierta.

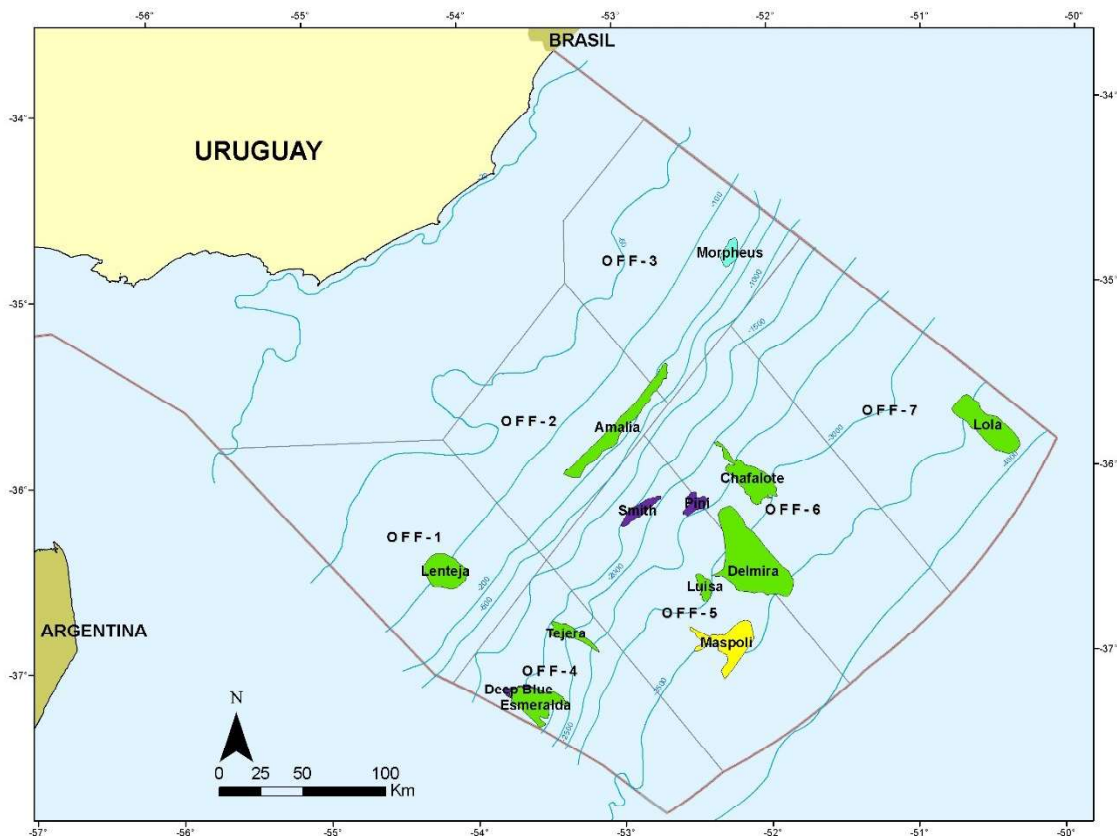


Figura 13: Mapa de ubicación de los 13 prospectos evaluados, *offshore* Uruguay.

Tabla 3: Resumen de los resultados de la evaluación de recursos prospectivos para 13 prospectos.

Prospecto/ Lead	Cód.	Área/s RUA	Reservorio	Fluido	P50 EUR (MMBOE)
Amalia	POT_01	OFF-2, OFF-3	Arenisca	Petróleo (<i>black oil</i>)	1.073
Chafalote	SFN_02	OFF-6	Arenisca	Petróleo (<i>black oil</i>)	2.012
Deep Blue	ICB_02	OFF-4	Carbonato	Petróleo (<i>black oil</i>)	474
Delmira	SFN_01	OFF-5, OFF-6	Arenisca	Petróleo (<i>black oil</i>)	1.476
Esmeralda	SFN_05	OFF-4	Arenisca	Petróleo (<i>black oil</i>)	555
Lenteja	LCF_01	OFF-1	Arenisca	Petróleo (<i>black oil</i>)	1.360
Lola	SFN_04	OFF-7	Arenisca	Petróleo (<i>black oil</i>)	779
Luisa	PRS_01	OFF-5	Arenisca	Gas seco	246
Maspoli	SFN_03	OFF-5	Arenisca	Petróleo (<i>black oil</i>)	2.452
Morpheus	ANT_01	OFF-3	Arenisca	Gas seco	464
Pini	ICB_03	OFF-5, OFF-6	Carbonato	Petróleo (<i>black oil</i>)	447
Smith	ICB_01	OFF-5	Carbonato	Petróleo (<i>black oil</i>)	2.397
Tejera	SCH_01	OFF-4	Arenisca	Petróleo (<i>black oil</i>)	653

Los resultados están sujetos a incertidumbres vinculadas fundamentalmente a los datos utilizados para la definición de las variables y parámetros de cálculo. Los *leads* y prospectos evaluados en este reporte son de carácter especulativo, ya que los tipos de *plays* identificados en las cuencas *offshore* de Uruguay, como en toda cuenca de frontera exploratoria, no han sido probados aún por descubrimientos. Las incertidumbres inherentes se han tratado de administrar definiendo parámetros y variables en base a datos disponibles de descubrimientos y campos en producción de cuencas sedimentarias análogas, en particular en el Atlántico Sur.

En tal sentido, se identifican las siguientes oportunidades de mejora en cuanto a metodología, datos de base y alcance, que se incorporarán en las próximas evaluaciones de recursos prospectivos, o en estudios posteriores que deriven de esta evaluación:

- Realizar la evaluación en cuencas sedimentarias continentales (onshore) de Uruguay, en particular para la cuenca Norte donde se tienen definidos sistemas petroleros especulativos, y se cuenta con una base de datos geofísicos y geológicos importante.

- Incorporar la evaluación cuantitativa de riesgo técnico asociado al descubrimiento de cada recurso, incluyendo el desarrollo de la metodología para la estimación de la probabilidad de éxito geológica de leads y prospectos.
- Incorporar la evaluación económica de los prospectos evaluados, para estudiar la factibilidad económica de su eventual desarrollo y producción, y estimar indicadores de interés en la eventualidad de producción, como los ingresos y la tajada para el Estado (*government take*), los ingresos por *profit oil* para el contratista, y los indicadores de desempeño económico del proyecto.
- Desarrollar e incorporar a la metodología otras herramientas de interpretación sísmica cuantitativa, como el análisis de amplitudes, atributos sísmicos, amplitud versus offset (AVO). Con el objetivo de mejorar el cálculo de algunas variables del reservorio, como el volumen bruto de roca (GRV), la porosidad, o el cálculo de la probabilidad geológica.
- Desarrollar e incorporar a la metodología un análisis detallado de las rocas potencialmente generadoras en base a datos de cuencas sedimentarias de Uruguay y cuencas análogas del Atlántico Sur, para mejorar los modelos de maduración térmica, reducir incertidumbres y trabajar con un espectro más amplio de tipos de fluidos presentes en los reservorios.
- Vinculado a lo anterior, optimizar la determinación del tipo de fluido en el reservorio, incluyendo sus parámetros característicos. La metodología actual, por ejemplo, permite discriminar solamente dos tipos de fluidos (*black oil* y gas seco), mientras que los modelos de maduración térmica utilizados, permiten inferir un rango más amplio de hidrocarburos generados. Además, se trabajó con un tipo de *black oil* cuyas propiedades se derivaron de resultados de análisis de inclusiones de fluidos en los pozos Lobo X-1 y Gaviotín X-1 (i.e.: API y GOR). Este abordaje podría mejorarse con un análisis detallado de las propiedades de hidrocarburos presentes en cuencas productivas y descubrimientos del Atlántico Sur, teniendo en cuenta las rocas generadoras asociadas.

- Reducir la incertidumbre asociada a variables del reservorio (i.e.: porosidad, N/G), mediante una recopilación más exhaustiva de reservorios productivos y descubrimientos en el Atlántico Sur, cuando existan datos publicados. En particular, se sugiere elaborar conjuntos de curvas por tipo de ambiente sedimentario y edad, ampliando el método actual que refleja únicamente dos tipos de reservorios: areniscas (sección 3.2.3.-, Figura 9) y carbonatos (sección 3.2.3.-, Figura 10).

5.- Glosario

A continuación, se agrega la definición adoptada para algunos términos que se utilizan en esta publicación, en base a glosarios y diccionarios técnicos de referencia en la industria: AAPG (2020), Schlumberger (2020), SEG (2020), SPE (2018) y SPE (2020) .

COT

Carbono Orgánico Total (en inglés: *Total Organic Content*, TOC). Es la concentración de material orgánico presente en las rocas generadoras, expresado como porcentaje en peso de carbono orgánico. Típicamente se considera que una roca generadora competente debe tener un mínimo de COT de 0,5%. Se determina por combustión de la muestra y determinación del carbono convertido en CO o CO₂.

EUR

Recuperación Final Estimada (en inglés: *Estimated Ultimate Recovery*). Es una medida del volumen de recursos prospectivos, y en este trabajo refiere al volumen de petróleo y/o gas que se tiene previsto recuperar en forma económica en un prospecto al final de su vida productiva. Se aplica a reservorios de petróleo, para calcular recursos prospectivos de petróleo (EUR_{oil}) y de gas asociado (EUR_{ag}), a reservorios de gas, para calcular recursos prospectivos de gas (EUR_g) y condensado (EUR_{cond}), o para reservorios que contienen ambos fluidos (petróleo y casquete de gas).

Factor de Compresibilidad (Z)

Relación del volumen realmente ocupado por un gas a una presión y temperatura dada con respecto al volumen que el gas ocuparía a la misma presión y temperatura si se comportara como un gas ideal.

Factor de Recuperación (RF)

Es la fracción que se puede recuperar técnica y económicamente del volumen de hidrocarburos inicial en el reservorio, y se expresa comúnmente como porcentaje (en inglés: *Recovery Factor*). En la recuperación influyen el tipo de fluido, los mecanismos naturales de flujo del hidrocarburo en el reservorio, y las técnicas de producción mejorada que se implementen (para mejorar la recuperación).

Factor de Volumen de Formación de Petróleo o Gas (Bo o Bg)

En el caso del factor B_o , es la relación entre el volumen de petróleo y gas disuelto en condiciones del reservorio, y el volumen de ese mismo petróleo producido en condiciones de superficie (condiciones estándar de temperatura y presión). Es útil para convertir los volúmenes producidos y medidos en superficie, al volumen que ocupa ese petróleo en el reservorio. Se estima a partir de la composición del fluido, y la presión, temperatura y profundidad del reservorio. El gas disuelto en el petróleo, en las condiciones de reservorio, se separa en superficie y por lo tanto el factor B_o es típicamente mayor a 1.

En forma análoga, se define un factor B_g para reservorios de gas, que en este caso es la relación entre el volumen de gas en condiciones de reservorio, y el volumen del mismo gas en condiciones de superficie.

Lead

Indicación de una estructura o situación geológica de interés para la exploración de hidrocarburos, a partir de datos geológicos y geofísicos básicos (se usa el mismo término en inglés). En general requiere la adquisición de datos geofísicos con una mayor resolución y/o alcance para verificar dicha estructura o situación geológica, y en tal caso, se convierte en un prospecto.

Play

Modelo conceptual para un estilo de acumulación de hidrocarburos usado por los exploradores para desarrollar prospectos en una cuenca, región o provincia (se usa el mismo término en inglés). Generalmente, un *play* o un grupo de *plays* inter-relacionados, ocurre en un único sistema petrolero.

Pozo seco

Pozo de exploración que no ha encontrado hidrocarburos en cantidades que podrían producirse económicamente (en inglés: *dry well*). En un pozo seco pueden encontrarse evidencias de hidrocarburos, directas por detección de hidrocarburos en el fluido de perforación y/o los recortes de perforación, o indirectas por la interpretación de registros de pozo, pero las condiciones o cantidades del hallazgo suponen que no va a ser comercialmente viable su producción. Estas evidencias se denominan "shows" de petróleo y/o gas. En ocasiones se decide ensayar el pozo (*well test*) para obtener más datos sobre el hallazgo y la comercialidad. Debido a que esta es una definición vinculada a términos

económicos, es válida solamente para las condiciones de mercado (precios, costos), infraestructura disponible, régimen fiscal al momento de la perforación.

Prospecto

Una locación en la cual se predice la existencia de hidrocarburos en cantidades económicas (en inglés: *Prospect*). Un prospecto es comúnmente una anomalía; puede ser una estructura geológica o una anomalía de amplitud sísmica, donde el explorador propone perforar un pozo. La justificación para perforar un prospecto se realiza juntando evidencia de un sistema petrolero activo, o que exista una probabilidad razonable de encontrar roca reservorio de calidad, una trampa de suficiente tamaño, adecuada roca sello, y condiciones apropiadas de generación y migración de hidrocarburos para llenar la trampa. Un grupo de prospectos de similar naturaleza constituye un *play*.

Relación de Neto a Bruto (N/G)

Es la fracción del reservorio que puede ser drenado o producido efectivamente, o que contiene acumulaciones de hidrocarburos que pueden ser producidos económicamente (en inglés: *Net to Gross*). También denominado *net pay*, porque representa la fracción del reservorio que "paga". Se calcula seleccionando los intervalos del reservorio que cumplen ciertos criterios mínimos en sus propiedades reservorio, como la porosidad, permeabilidad y/o saturación de hidrocarburos, determinado directamente (test de pozo o análisis de testigos) o en forma indirecta (registros de pozo, atributos sísmicos, etc.).

Volumen Bruto de Roca (GRV)

Es el volumen total de roca reservorio (en inglés: *Gross Rock Volume*), incluyendo el volumen de poros ocupado por fluidos, entre el tope y la base de una trampa, o entre el tope y el contacto entre agua e hidrocarburos.

6.- Referencias

- AAPG. 2020. AAPG Wiki. *An Encyclopedia of Subsurface Science* https://wiki.aapg.org/Main_Page.
- Allen, P.A. & Allen, J.R. 2013. *Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment*, 3rd ed. Wiley-Blackwell.
- ANCAP. 2012a. *Evaluación Técnico – Económica de Prospectos Convencionales y No Convencionales. Módulo II, Proyecto ANII Fondo Sectorial de Energía (PR_FSE_2009_53), Exploración de Hidrocarburos En Las Cuencas Del Offshore de Uruguay: Investigación y Evaluación Técnica*. Montevideo, Uruguay.
- ANCAP. 2012b. *Geología y Sismoestratigrafía Del Offshore: Sistemas Petroleros Asociados. Módulo I, Proyecto ANII Fondo Sectorial de Energía (PR_FSE_2009_53), Exploración de Hidrocarburos En Las Cuencas Del Offshore de Uruguay: Investigación y Evaluación Técnica y Econó.* Montevideo, Uruguay.
- ANCAP. 2015. Ronda Uruguay 2009. *Exploración y Producción de Hidrocarburos*, [8http://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/2429/3/innova.front/uruguay-round-2009.html](http://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/2429/3/innova.front/uruguay-round-2009.html).
- ANCAP. 2016. Comunicado de Prensa: Culminación del pozo exploratorio Raya en el Área 14 costa afuera (offshore) de Uruguay. *Exploración y Producción de Hidrocarburos*, [1https://275rzy1ul4252pt1hv2dqyuf-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/2016/08/Comunicado-de-Prensa-ANCAP.pdf](https://275rzy1ul4252pt1hv2dqyuf-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/2016/08/Comunicado-de-Prensa-ANCAP.pdf).
- ANCAP. 2017a. *Offshore Uruguay. Geology and Prospectivity. Uruguay Round 3*. Montevideo, Uruguay.
- ANCAP. 2017b. Ronda Uruguay II. *Exploración y Producción de Hidrocarburos*, [5http://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/2423/2/innova.front/ronda-uruguay-ii.html](http://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/2423/2/innova.front/ronda-uruguay-ii.html).
- ANCAP. 2018. Ronda Uruguay 3. *Exploración y Producción de Hidrocarburos*, [1http://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/5959/2/innova.front/ronda-uruguay-3.html](http://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/5959/2/innova.front/ronda-uruguay-3.html).
- ANCAP. 2019a. Gasoducto del Litoral. *ANCAP/ Inicio/ Procesos e Infraestructura/ Gas Natural/ Gasoducto del Litoral*, [1https://www.ancap.com.uy/innovaportal/v/1572/1/innova.front/gasoducto-del-litoral.html](https://www.ancap.com.uy/innovaportal/v/1572/1/innova.front/gasoducto-del-litoral.html).
- ANCAP. 2019b. Operación Terminales. *ANCAP/ Inicio/ Procesos e Infraestructura/ Polos Industriales y Logísticos/ Operación Terminales*, [4https://www.ancap.com.uy/innovaportal/v/2158/1/innova.front/operacion-terminales.html](https://www.ancap.com.uy/innovaportal/v/2158/1/innova.front/operacion-terminales.html).
- ANCAP. 2019c. Promising results of the Uruguay Round Open. *Exploración y Producción de Hidrocarburos*, [3https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/file/8397/1/prometedores-resultados-ronda-uruguay-abierta_eng.pdf](https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/file/8397/1/prometedores-resultados-ronda-uruguay-abierta_eng.pdf).
- ANCAP. 2019d. Refinación. *ANCAP/ Inicio/ Nuestras Actividades/ Áreas de Negocios/ Producción de Energéticos/ Refinación*, [2https://www.ancap.com.uy/innovaportal/v/2155/1/innova.front/refinacion.html](https://www.ancap.com.uy/innovaportal/v/2155/1/innova.front/refinacion.html).
- ANCAP. 2019e. Reseña Histórica. *Inicio/ Institucional/ Quiénes Somos*, 3.
- ANCAP. 2020a. Data Library. *Exploración y Producción de Hidrocarburos*, [4http://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/2415/3/innova.front/data-library.html](http://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/2415/3/innova.front/data-library.html).
- ANCAP. 2020b. Offshore Data Marketing. Datos ANCAP Offshore. *Exploración y Producción de Hidrocarburos*, [14http://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/8493/2/innova.front/datos-offshore.html%0A](http://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/8493/2/innova.front/datos-offshore.html%0A).
- Arnemann Batista, C.M. 2017. *Bacia de Pelotas. Sumário Geológico e Setores Em Oferta, 14ª Rodada de Licitações. Superintendência de Definição de Blocos, ANP*. Brasilia, Brasil.
- Beaumont, E.A. & Foster, N.H. 1999. Exploring for Oil and Gas Traps, <https://doi.org/10.1306/TrHbk624>.
- Biddle, K.T. & Wielchowsky, C.C. 1994. Hydrocarbon trap. *In: Magoon, L. B. & Dow, W. G. (eds)*

- AAPG Memoir 60: *The Petroleum System - from Source to Trap*. Tulsa, OK, USA, American Association of Petroleum Geologists, 219–235.
- Bjørlykke, K. 2015. *Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics*, 2nd ed. Berlin, Germany, Springer-Verlag, <https://doi.org/10.1007/978-3-642-34132-8>.
- Blanes, A., Koolhaas, M. & Nathan, M. 2014. *Estimaciones y Proyecciones de La Población de Uruguay: Metodología y Resultados. Revisión 2013*. Montevideo, Uruguay.
- Blánquez, N. & Ferro, S. 2019. Open Uruguay Round: strategy to overcome the challenges of frontier exploration. *The Journal of World Energy Law & Business*, **12**, 430–439, <https://doi.org/10.1093/jwelb/jwz028>.
- Bolli, H.M., Ryan, W.B.F., et al. 1978. *Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project Covering Leg 40 of the Cruises of the Drilling Vessel Glomar Challenger; Cape Town, South Africa to Abidjan, Ivory Coast, December 1974-February 1975*. Natland, J. H. (ed.). Ocean Drilling Program, College Station, TX, United States, Texas A & M University.
- Bourgoyne, A.T.J., Millheim, K.K., Chenevert, M.E. & Young, F.S.J. 1991. *Applied Drilling Engineering. Textbook Series Vol. 2*. Richardson, TX, USA, Society of Petroleum Engineers.
- BP. 2020. *Statistical Review of World Energy 2020, 69th Edition*. London, United Kingdom.
- Bray, R., Lawrence, S. & Swart, R. 1998. Source rock, maturity data indicate potential off Namibia. *Oil & Gas Journal*, **96**, 84–89.
- Bueno, G.V., Zacharias, A.A., Oreiro, S.G., Cupertino, J.A., Falkenheim, F.U.H. & Neto, M.A.M. 2007. Bacia de Pelotas. *Boletim de Geociências da Petrobras*, **15**, 551–559.
- Cass, R., Stoakes, F.A., Campbell, C. V. & Dean, J. 1987. *Seismic Stratigraphic Analysis and Hydrocarbon Potential of the Punta Del Este Basin Offshore Uruguay*. Calgary, Alberta, Canada.
- Conti, B., Ferro, S., Tomasini, J., Gristo, P. & de Santa Ana, H. 2016. Geologic and Volumetric Evaluation of Prospects Offshore Uruguay. In: *AAPG/SEG International Conference & Exhibition, Cancun, Mexico, September 6-9, 2016*. Cancun, Mexico, American Association of Petroleum Geologists.
- Conti, B., Perinotto, J.A. de J., Veroslavsky, G., Castillo, M.G., de Santa Ana, H., Soto, M. & Morales, E. 2017. Speculative petroleum systems of the southern Pelotas Basin, offshore Uruguay. *Marine and Petroleum Geology*, **83**, 1–25.
- Conti, B., Ferro, S., Tomasini, J. & Gristo, P. 2019. Deep Water Aptian Turbidite System in Punta del Este Basin, a New Play Offshore Uruguay. In: *AAPG International Conference and Exhibition*. Buenos Aires, Argentina.
- Cronquist, C. 2001. *Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas, and Condensate*. Society of Petroleum Engineers.
- Davison, I., Rodriguez, K. & Eastwell, D. 2018. Seismic Detection of Source Rocks. *GEO ExPro*, **15**, 20–23.
- de Santa Ana, H. & Ucha, N. 1994. *Exploration Perspectives and Hydrocarbon Potential of the Uruguayan Sedimentary Basin*. Montevideo, Uruguay, ANCAP.
- de Santa Ana, H., Veroslavsky, G. & Morales, E. 2009. Potencial exploratorio del offshore de Uruguay. *Revista de la Industria Petrolera, Cuarta Época*, **12**, 48–59.
- de Santa Ana, H., Gristo, P., Ferro, S. & Conti, B. 2019. La Exploración de Hidrocarburos en Uruguay en los Últimos 12 Años. In: *Actas Del IX Congreso Uruguayo de Geología, Trinidad, 4-8 de Noviembre 2019*. Trinidad, Flores, Sociedad Uruguaya de Geología, 221–224.
- DeSorcy, G.J. 1979. Estimation Methods for Proved Recoverable Reserves of Oil and Gas. In: *10th World Petroleum Congress, 9-14 September, Bucharest, Romania*. Bucarest, Romania, World Petroleum Congress, 10.
- Dolson, J.C., Bahorich, M.S., Tobin, R.C., Beaumont, E.A., Terlikoski, L.J. & Hendricks, M.L. 1999. Exploring for Stratigraphic Traps. In: Beaumont, E. A. & Foster, N. H. (eds) *Exploring for Oil and Gas Traps (AAPG Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology S.)*. Tulsa, USA, American Association of Petroleum Geologists.
- Doust, H. 2010. The exploration play: What do we mean by it? *AAPG Bulletin*, **94**, 1657–1672, <https://doi.org/10.1306/06301009168>.
- Ehrenberg, S.N. & Nadeau, P.H. 2005. Sandstone vs. carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships. *AAPG Bulletin*, **89**, 435–445, <https://doi.org/10.1306/11230404071>.

- ExxonMobil. 2019. *2019 Outlook for Energy: A Perspective to 2040*. Irving, Texas, USA.
- Ferro, S. 2019. *Open Uruguay Round*. Montevideo, Uruguay.
- Fontana, R.L. 1996. *Geotectónica e Sismoestratigrafía Da Bacia de Pelotas e Plataforma de Florianópolis*. Tese de Doutorado Em Geociências, Universidade Federal Do Rio Grande Do Sul. Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).
- Franke, D., Neben, S., Ladage, S., Schreckenberger, B. & Hinz, K. 2007. Margin segmentation and volcano-tectonic architecture along the volcanic margin off Argentina/Uruguay, South Atlantic. *Marine Geology*, **244**, 46–67, <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.margeo.2007.06.009>.
- Gasoducto Cruz del Sur. 2019. Gasoducto Trazado. *La Empresa/ Trazado*, http://www.gasoductocruzdelsur.com.uy/gas_trazados.php.
- Gristo, P. 2009. Gestión de los datos de exploración de hidrocarburos en la República Oriental del Uruguay. In: *Recursos Minerales Energéticos Del Uruguay: Petróleo, Gas, Hidratos de Gas, Lutitas Bituminosas, Uranio y Almacenamiento de Gases. Resúmenes de Los Trabajos Presentados En El Taller Realizado En ANCAP El 1 y de Septiembre de 2009*. Montevideo, Uruguay, Asociación de Ingenieros Químicos del Uruguay, 23–25.
- Gristo, P., Ferro, S., Giménez, R., Romeu, C. & de Santa Ana, H. 2015. Multi-client agreements as a source of data and income for the government in managing the exploration of hydrocarbons in Uruguay. In: *2015 SEG Annual Meeting*. New Orleans, Louisiana, Society of Exploration Geophysicists, 76–80., <https://doi.org/10.1190/segam2015-5821920.1>.
- IEA. 2020a. *Global Energy Review 2020: The Impacts of the Covid-19 Crisis on Global Energy Demand and CO2 Emissions*. Paris, France.
- IEA. 2020b. *World Energy Investment 2020*. Paris, France.
- Inumet. 2020. Estadísticas Climatológicas. *Inumet/ Inicio/ Clima/ Estadísticas climatológicas*, <https://www.inumet.gub.uy/clima/estadisticas-climatologicas>.
- Jungslager, E.H.A. 1999. Petroleum habitats of the Atlantic margin of South Africa. *Geological Society, London, Special Publications*, **153**, 153 LP – 168, <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1999.153.01.10>.
- Koopmann, H., Schreckenberger, B., Franke, D., Becker, K. & Schnabel, M. 2014. The late rifting phase and continental break-up of the southern South Atlantic: the mode and timing of volcanic rifting and formation of earliest oceanic crust. In: Wright, T. J., Ayele, A., Ferguson, D. J., Kidane, T. & Vye-Brown, C. (eds) *Magmatic Rifting and Active Volcanism*. London, United Kingdom, Geological Society of London, 315–340., <https://doi.org/10.1144/SP420.2>.
- Levitan, L.L. & Murtha, M. 1999. New correlations estimate Pb, FVF. *Oil & Gas Journal*, **97**, 70–76.
- Leyden, R., Ludwig, W.J. & Ewing, M. 1971. Structure of Continental Margin off Punta del Este, Uruguay, and Rio de Janeiro, Brazil. *AAPG Bulletin*, **55**, 2161–2173.
- Lobo, J.T. 2007. *Petrogênese de Rochas Basálticas Do Eocretáceo Das Bacias de Campos e Pelotas e Implicações Na Geodinâmica de Rifteamento Do Gondwana Ocidental*. Tese de Doutorado, Universidade Do Estado Do Rio de Janeiro. Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ).
- Locarnini, R.A., Mishonov, A. V., et al. 2013. World Ocean Atlas 2013, Volume 1: Temperature. In: Levitus, S. & Mishonov, A. (eds) *NOAA Atlas NESDIS 73*. 40.
- López-Gamundi, O.R., de Santa Ana, H. & Conti, B. 2017. The Punta del Este Half Grabens, Offshore Uruguay: The Next Exploration Frontier in the South Atlantic. In: *AAPG 2017 Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, April 2-5, 2017*. Houston, Texas, American Association of Petroleum Geologists.
- López-Gamundi, O.R., de Santa Ana, H., Conti, B. & Morales, E. 2019. Synrift and Sag Plays in The Southern South Atlantic: Key Elements and Uncertainties. In: *AAPG International Conference & Exhibition, 27-30 August, Buenos Aires, Argentina*. Buenos Aires, Argentina, American Association of Petroleum Geologists.
- Lyons, W.C., Carter, T. & Lapeyrouse, N.J. 2016. *Formulas and Calculations for Drilling, Production, and Workover - All the Formulas You Need to Solve Drilling and Production Problems*, 4th ed. Waltham, MA, USA, Gulf Professional Publishing (Elsevier), <https://doi.org/10.1016/C2014-0-04165-2>.
- Magoon, L.B. & Dow, W.G. 1994. The Petroleum System—From Source to Trap, <https://doi.org/10.1306/M60585>.
- McCain, W.D. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids*, 2nd ed. Tulsa, OK, USA, Penn Well Publishing Co.

- Mello, M. & Katz, B.J. 2000. *Petroleum Systems of South Atlantic Margins*. AAPG Memoir 73. Tulsa, USA, American Association of Petroleum Geologists (AAPG) / Petrobras.
- Morales Demarco, M., Novo, R. & Conti, B. 2016. Nueva Litoteca de ANCAP: un espacio para la preservación, valoración de la información y desarrollo de la investigación básica y aplicada. *In: VIII Congreso Uruguayo de Geología*. Montevideo.
- Morales, E. 2013. *Evolução Tectônica e Estratigráfica Das Bacias Da Margem Continental Do Uruguai*. Universidade Estadual Paulista.
- Morales, E., de Santa Ana, H., Chang, H.K., Santos Corrêa, F. & Veroslavsky, G. 2010. Migración de depocentros en las cuencas Punta del Este y Pelotas (offshore de Uruguay). *In: VI Congreso Uruguayo de Geología*. Minas, Uruguay.
- Morales, E., Chang, H.K., et al. 2017. Speculative petroleum systems of the Punta del Este Basin (offshore Uruguay). *Brazilian Journal of Geology*, **47**, 645–656, <https://doi.org/10.1590/2317-4889201720170078>.
- Newendorp, P. & Schuyler, J. 2000. *Decision Analysis for Petroleum Exploration*, 2nd ed. Aurora, Colorado, USA, Planning Press.
- Pángaro, F. & Ramos, V.A. 2012. Paleozoic crustal blocks of onshore and offshore central Argentina: New pieces of the southwestern Gondwana collage and their role in the accretion of Patagonia and the evolution of Mesozoic south Atlantic sedimentary basins. *Marine and Petroleum Geology*, **37**, 162–183, <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.05.010>.
- Poder Ejecutivo. 2019. *Decreto N° 111/019. Derogación Del Decreto 454/006 Por El Cual Se Aprobó El "Régimen Para La Presentación de Ofertas Para La Adjudicación de Contratos Para Las Etapas de Prospección Así Como de La Exploración-Explotación de Hidrocarburos En La República O. Montevideo, Uruguay, Poder Ejecutivo de la República Oriental del Uruguay*.
- Poder Legislativo. 1974. *Decreto Ley N° 14181*. Montevideo, Uruguay, Poder Legislativo de la República Oriental del Uruguay.
- Poder Legislativo. 1982. *Código de Minería*. Montevideo, Uruguay, Poder Legislativo de la República Oriental del Uruguay.
- Presidencia de la República. 2016. ONU otorgó a Uruguay extensión de plataforma continental oceánica en 83.000 kilómetros cuadrados. *Archivo de Presidencia de la República*, [1https://www.presidencia.gub.uy/comunicacion/comunicacionnoticias/onu-extension-plataforma-maritima-uruguay-nin-novoa](https://www.presidencia.gub.uy/comunicacion/comunicacionnoticias/onu-extension-plataforma-maritima-uruguay-nin-novoa).
- Rodríguez, P. 2018. *Probabilistic Volumetric Evaluation of Potential Turbidite Prospects from Offshore Uruguay. Report for the Master in Petroleum Engineering (Unpublished)*. Texas A&M.
- Rodríguez, P. & Weijermars, R. 2019. Technical and Economic Appraisal of Prospective Hydrocarbon Resources, Offshore Uruguay. OTC-29929-MS. *In: OTC Brazil*. SPE.
- Rossello, E.A., de Santa Ana, H. & López-Gamundi, O.R. 2009. Influencias de la tectónica Andina sobre la Plataforma Continental Atlántica (Uruguay-Argentina): Controles sobre su potencial exploratorio. *In: X Simposio Bolivariano Exploración Petroleras En Cuencas Subandinas*. Cartagena, Colombia.
- Rystad Energy. 2020. Covid-19 and energy transition will expedite peak oil demand to 2028 and cut level to 102 million bpd. *Press Releases*, [3http://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/covid-19-and-energy-transition-will-expedite-peak-oil-demand-to-2028-and-cut-level-to-102-million-bpd/](http://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/covid-19-and-energy-transition-will-expedite-peak-oil-demand-to-2028-and-cut-level-to-102-million-bpd/).
- Saunders, M. & Bowman, S. 2014. The Pelotas Basin oil province revealed - new interpretation from long offset 2D seismic data. *First Break*, **32**, 95–100.
- Schlanger, S.O. & Jenkyns, H.C. 1976. Cretaceous oceanic anoxic events: Causes and consequences. *Geologie en Mijnbouw*, 179–184.
- Schlumberger. 2020. The Oilfield Glossary: Where the Oil Field Meets the Dictionary. *Oilfield Glossary*www.glossary.oilfield.slb.com/.
- Schmoker, J.W. & Gautier, D.L. 1988. Sandstone porosity as a function of thermal maturity. *Geology*, **16**, 1007–1010, [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1988\)016<1007:SPAAFO>2.3.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1988)016<1007:SPAAFO>2.3.CO;2).
- Schuyler, J. 2001. *Risk and Decision Analysis in Projects*, 2nd ed. Pennsylvania, USA, Project Management Institute Inc.
- SEG. 2020. SEG Wiki. *The Society of Exploration Geophysicists Wiki*https://wiki.seg.org/wiki/Main_Page.
- Soto, M., Morales, E., Veroslavsky, G., de Santa Ana, H., Ucha, N. & Rodríguez, P. 2011. The

- continental margin of Uruguay: Crustal architecture and segmentation. *Marine and Petroleum Geology*, **28**, 1676–1689, <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.07.001>.
- Soto, M., Conti, B., Gristo, P. & de Santa Ana, H. 2015. Direct Oil and Gas Evidences from Punta Del Este Basin, Offshore Uruguay: New Data From Fluid Inclusions. *In: International Conference and Exhibition, Melbourne, Australia 13-16 September 2015*. Society of Exploration Geophysicists and American Association of Petroleum Geologists, SEG Global Meeting Abstracts, 442., <https://doi.org/doi:10.1190/ice2015-2207049>.
- SPE. 2007. *SPE Petroleum Resources Management System Guide for Non-Technical Users*. Richardson, Texas, USA.
- SPE. 2018. *PRMS. Sistema de Gerencia de Los Recursos de Petróleo. Revisado Junio 2018*. Society of Petroleum Engineers.
- SPE. 2020. PetroWiki. *Society of Petroleum Engineers Wiki*<https://petrowiki.org/PetroWiki>.
- Stoakes, F.A., Campbell, C. V., Cass, R. & Ucha, N. 1991. Seismic Stratigraphic Analysis of the Punta Del Este Basin, Offshore Uruguay, South America. *AAPG Bulletin*, **75**, 219–240.
- Svensen, H.H., Torsvik, T.H., et al. 2017. Gondwana Large Igneous Provinces: plate reconstructions, volcanic basins and sill volumes. *In: Geological Society, London, Special Publications*. London, United Kingdom, Geological Society of London, 17–40., <https://doi.org/10.1144/SP463.7>.
- Tavella, G.F. & Wright, C.G. 1996. Cuenca del Salado. *In: Ramos, V. A. & Turic, M. A. (eds) Geología y Recursos Naturales de La Plataforma Continental Argentina*. Buenos Aires, Argentina, Asociación Geológica Argentina/ Instituto Argentino del Petróleo, 95–116.
- Tomasini, J. & Stephen, K.D. 2020. Assessment of the Potential for Gas Production from Marine Methane Hydrate Reservoirs by Numerical Simulation. *In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 27-31 July, Virtual*. Virtual Meeting, Society of Petroleum Engineers, 25., <https://doi.org/10.2118/199134-MS>.
- Tomasini, J., De Santa Ana, H. & Johnson, A.H. 2010. Identification of New Seismic Evidence Regarding Gas Hydrate Occurrence and Gas Migration Pathways Offshore Uruguay*. *In: AAPG Convention, April 11-14*. New Orleans, Luisiana, Search and Discovery.
- Tomasini, J., de Santa Ana, H., et al. 2011. Assessment of Marine Gas Hydrates and Associated Free Gas Distribution Offshore Uruguay. *Journal of Geological Research*, **2011**, 7, <https://doi.org/10.1155/2011/326250>.
- Tomasini, J., Ferro, S. & de Santa Ana, H. 2014. Risk Analysis and Economic Evaluation of Natural Gas Prospects Associated to Class 1 Methane Hydrate Deposits Offshore Uruguay. *In: Proceedings of the 8th International Conference on Gas Hydrates (ICGH8-2014)*,. Beijing, China, 8.
- Ucha, N., de Santa Ana, H. & Veroslavsky, G. 2004. La Cuenca Punta del Este: geología y potencial hidrocarbúfero. *In: Veroslavsky, G., Ubilla, M. & Martínez, S. (eds) Cuencas Sedimentarias de Uruguay. Geología, Paleontología y Recursos Naturales. Mesozoico*. Montevideo, Uruguay, DIRAC Facultad de Ciencias – SUG, 173–192.
- Urien, C.M. 2001. Present and future petroleum provinces of southern South America. *In: Downey, M. W., Threet, J. C. & Morgan, W. A. (eds) AAPG Memoir 74: Petroleum Provinces of the Twenty-First Century*. Tulsa, OK, USA, American Association of Petroleum Geologists, 373–402., <https://doi.org/10.1306/M74775C19>.
- Urien, C.M. & Zambrano, J.J. 1996. Estructura de la Plataforma Continental. *In: Ramos, V. A. & Turic, M. A. (eds) Geología y Recursos Naturales de La Plataforma Continental Argentina*. Buenos Aires, Argentina, Asociación Geológica Argentina/ Instituto Argentino del Petróleo.
- Uruguay XXI. 2019. Uruguay. Invest, Export, Work, Live. *Presentación País. Conozca la Presentación País, un instrumento que es utilizado para mostrar las ventajas que ofrece Uruguay*, 42<https://www.uruguayxxi.gub.uy/es/centro-informacion/articulo/presentacion-pais/?download=en>.
- Uruguay XXI. 2020. Uruguay en Síntesis - Monitor Macro. *Uruguay XXI/ Inicio/ Monitor Macro*, 9<https://www.uruguayxxi.gub.uy/es/monitor-macro/>.
- van der Spuy, D. 2003. Aptian source rocks in some South African Cretaceous basins. *Geological Society, London, Special Publications*, **207**, 185 LP – 202, <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2003.207.10>.
- Veroslavsky, G., Daners, G. & de Santa Ana, H. 2003. Rocas sedimentarias pérmicas de la plataforma continental uruguaya: el prerift de la Cuenca de Punta del Este. *Geogaceta*, 203–

206.

- Veroslavsky, G., de Santa Ana, H. & Rossello, E.A. 2004. Depósitos del Jurásico y Cretácico Temprano de la Región Meridional de Uruguay - El lineamiento Santa Lucía-Aiguá-Merín. *In*: Veroslavsky, G., Ubilla, M. & Martínez, S. (eds) *Cuencas Sedimentarias de Uruguay. Geología, Paleontología y Recursos Naturales. Mesozoico*. Montevideo, Uruguay, DIRAC-Facultad de Ciencias, 117–142.
- Wood. 2019. 2019 Deepwater Technologies & Solutions for Concept Selection. *Offshore Magazine*.
- Wright, J.D. 2015. *Oil and Gas Property Evaluation*. Golden, Colorado, USA, Thompson-Wright, LLC.

Anexo: Síntesis de los Prospectos evaluados

En esta sección se presenta un detalle de cada uno de los trece (13) prospectos evaluados, incluyendo una descripción del tipo de *play* y sistema petrolero al que refiere, información referida a su interpretación y las hipótesis asumidas para su evaluación, y los principales riesgos geológicos y no geológicos asociados a su descubrimiento y desarrollo.

Se agregan tablas, mapas e imágenes ilustrativas de cada prospecto, de forma de que un equipo independiente de profesionales de geociencias, a partir de la misma base de datos, pueda verificar la presente evaluación.

En la Tabla 4 se presenta un resumen de los prospectos incluidos en la evaluación, con información adicional a la proporcionada en la Tabla 3.

Tabla 4: Resumen de información sobre los prospectos evaluados.

Prospecto/ Lead	Tipo de <i>play</i>	Secuencia	Prof. Agua (m)	Espesor Sediment. (m)
Amalia	Acuñaamiento, Barremiano/ Cretácico Sup.	Postrift, Cretácico Inf.	134 - 148	1.800 - 1.960
Chafalote	Turbidita, Aptiano/ Albiano Sup.	Postrift, Cretácico Inf.	2.100 - 3.050	4.351 - 4.827
Deep Blue	Constr. Carbonática, Aptiano/ Albiano Inf.	Transición, Cretácico Inf.	1.170 - 1.400	4.427 - 5.174
Delmira	Turbidita, Aptiano/ Aptiano	Postrift, Cretácico Inf.	2.696 - 3.454	4.846 - 5.604
Esmeralda	Turbidita, Aptiano/ Campaniano- Maastrichtiano	Postrift, Cretácico Sup.	1.203 - 1.943	2.890 - 3.812
Lenteja	Abanico Lacustre, Barremiano/ Barremiano-Aptiano	Sinrift, Cretácico Inf.	94 - 143	3.027 - 5.656
Lola	Turbidita, Aptiano/ Albiano	Postrift, Cretácico Inf.	3.567 - 3.987	3.477 - 4.240
Luisa	Delta, Aptiano/ Albiano	Postrift, Cretácico Inf.	2.660 - 3.000	4.900 - 5.400
Maspoli	Turbidita, Aptiano/ Oligoceno	Postrift, Terciario	3.100 - 3.550	1.610 - 2.064
Morpheus	Anticlinal, Pérmico-Devónico/ Paleozoico	Prerift, Paleozoico	120 - 150	7.065 - 7.880
Pini	Constr. Carbonática, Aptiano/ Albiano Inf.	Transición, Cretácico Inf.	2.270 - 2.510	4.741 - 5.300
Smith	Constr. Carbonática, Aptiano/ Albiano Inf.	Transición, Cretácico Inf.	1.450 - 2.000	3.700 - 4.050
Tejera	Canal Submarino, Aptiano/ Campaniano	Postrift, Cretácico Sup.	1.619 - 2.633	2.647 - 3.660

Amalia (POT_01)

Es un prospecto de tipo *pinch-out* (acuñamiento) con dirección SE-NW hacia el Alto de Polonio, que presenta una leve deformación anticlinal. El reservorio está conformado por depósitos clásticos (i.e.: areniscas), de ambiente transicional costero del Cretácico Superior, y un sello definido por lutitas marinas del Paleoceno. Está ubicado en aguas someras de la cuenca Pelotas, en las Áreas OFF-2 y OFF-3 de la Ronda Uruguay Abierta. Tiene una lámina de agua que varía aproximadamente entre 134 y 148 m, y con un espesor sedimentario de sobrecarga entre 1.800 y 1.960 m. Se propone la generación de hidrocarburos a partir de las lutitas lacustres de la secuencia *sinrift* (Barremiano), y su migración lateral a través de discordancias, hasta llegar al entrapamiento.

Con referencia al modelo de generación de hidrocarburos desarrollado se postula un reservorio de petróleo de tipo *black oil*, con las consideraciones descritas en la sección 3.-. Las características asumidas para este fluido se detallan en la Tabla 5, en este caso para el cálculo del Factor de Volumen de Formación de Petróleo.

En la Figura 14 se presenta un mapa de ubicación de Amalia a escala regional. En la Figura 15 se presenta una sección sísmica ilustrativa, con la interpretación de los principales elementos del sistema petrolero propuesto para Amalia.

Este tipo de *play* fue uno de los primeros propuestos para el *offshore* de Uruguay, a partir de la interpretación de sísmica adquirida en aguas someras entre 1970 y 1982, el cual es descrito brevemente por Stoakes *et al.* (1991). Amalia fue interpretada y descrita por primera vez por BP en 2014, en el marco del contrato de exploración-explotación en el Área 6, y a partir de datos sísmicos 2D de la campaña de detalle UR13, y en parte por datos sísmicos 3D de la campaña 3D_UR12. Para este trabajo se realizó la evaluación con los supuestos y métodos descritos en Metodología, que difieren a lo reportado por BP en 2014. El resultado de la presente evaluación arroja un volumen estimado de recursos a recuperar de Amalia (considerando petróleo y gas asociado) de mil setenta y tres millones de barriles equivalentes de petróleo (1.073 MMBOE).

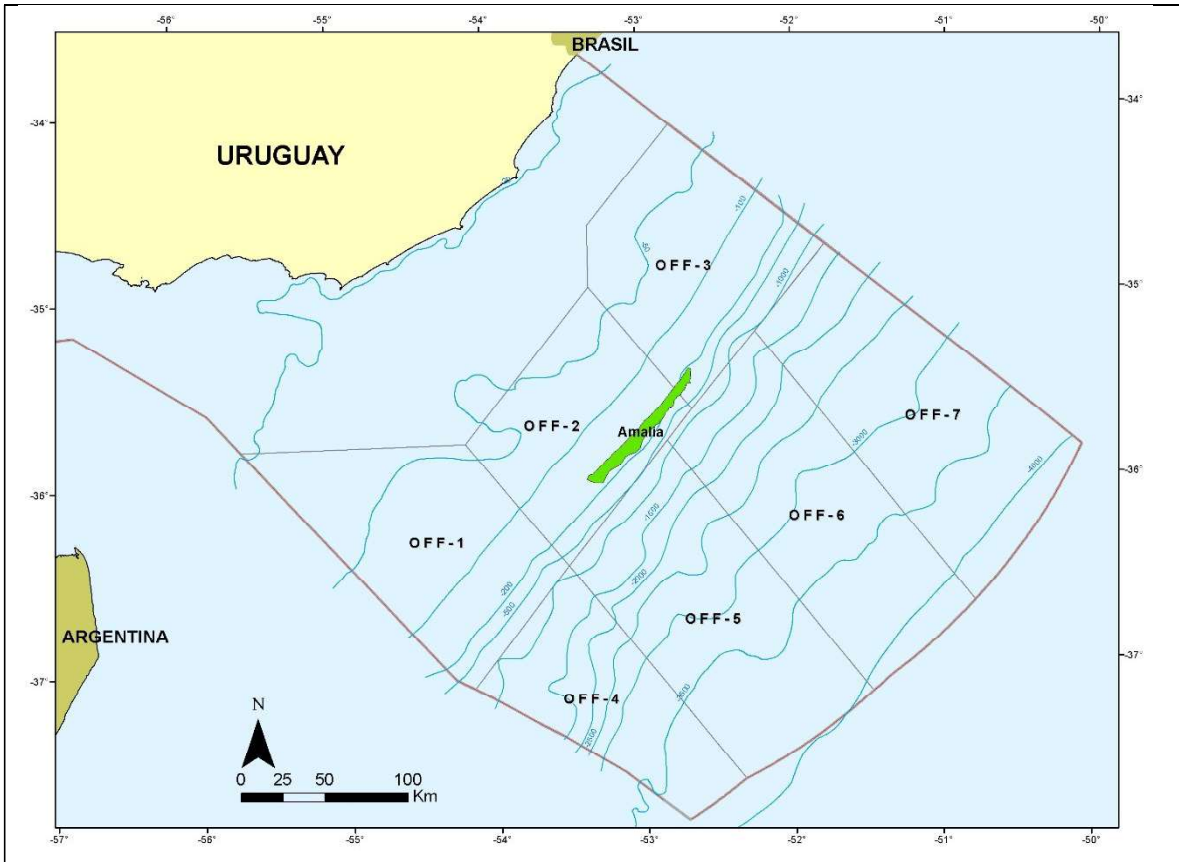


Figura 14: Mapas de ubicación regional del prospecto Amalia (POT_01).

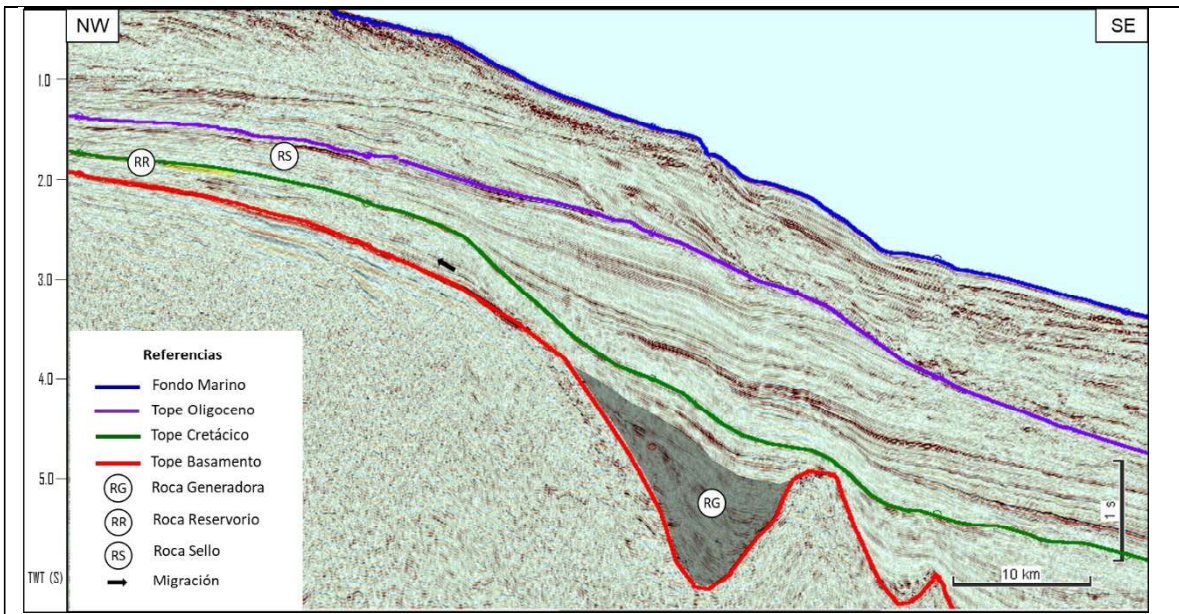
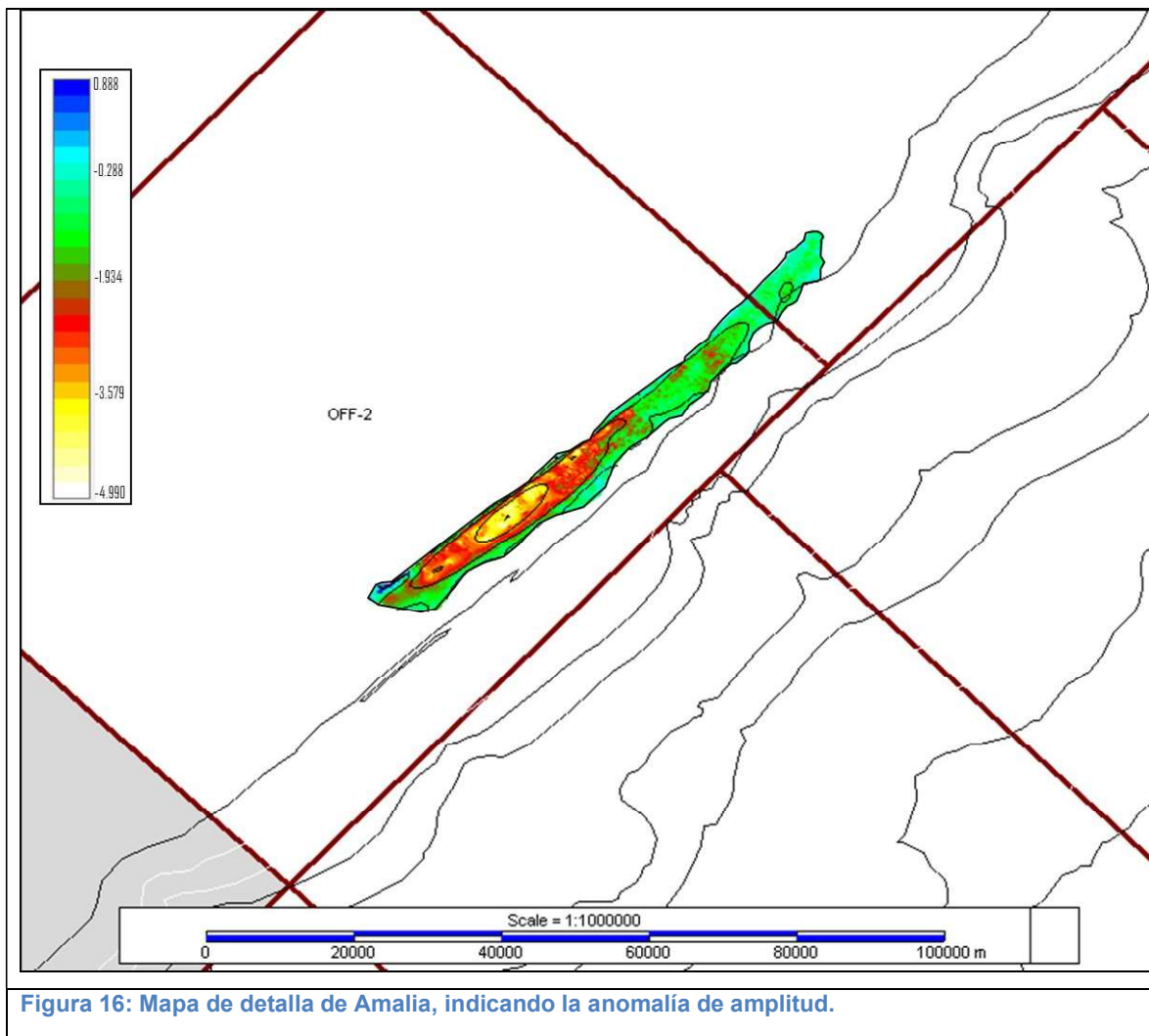


Figura 15: Sección sísmica ilustrativa de Amalia (línea sísmica dirección *dip* UR07-18)

Amalia presenta una anomalía local de amplitud sísmica (*bright spot*), al tope del prospecto, que se correlaciona muy bien con la interpretación de los límites de la trampa estratigráfica, tal como se observa en la Figura 16. El GRV del prospecto fue definido en base al análisis sísmo-estratigráfico y de la anomalía de amplitud, como se describe en la sección 3.2.1.-.



El principal riesgo geológico para Amalia está asociado a la migración de hidrocarburos. La roca generadora del sistema petrolero identificado para Amalia, lutitas lacustres de la fase *sinrift*, se encuentran a 25-30 km del prospecto. Se postula entonces la migración lateral, y no se identifican vías verticales de migración. Un segundo riesgo asociado a este prospecto está relacionado a la integridad de la trampa, al tratarse de un acuífero. Por otro lado,

el mapeo de Amalia permitió detectar una componente estructural de la trampa (deformación anticlinal), lo que mejora las posibilidades del entrapamiento.

En cuanto a los riesgos no geológicos, estos son relativamente bajos ya que Amalia se encuentra en aguas someras (134-148 m), con un soterramiento poco significativo (1.800-1.960 m). A la vez, el prospecto se encuentra remoto (161 km), pero a una distancia de la costa similar a la de varias provincias productoras *offshore*.

En la Tabla 5 se presentan los parámetros (valores constantes) para el cálculo de las variables del prospecto Amalia. En la Tabla 6, se presentan los valores característicos de las funciones de densidad de probabilidad (PDF) para el cálculo de EUR: mínimo y máximo; estimaciones inferior, superior y mejor estimación; tipo de distribución o función adoptada.

Tabla 5: Resumen de parámetros para el prospecto Amalia.

Parámetro	Valor	Comentario
Prospecto/ Lead	Amalia	
°API	30	Análisis de inclusiones de fluidos en pozos: 32° API
yg	0,80	Estimación
T _{SB} (°C)	12,6	Coordenadas: -53,125°, -35,875 ° (Locarnini et al. 2013)
GG (°C/km)	30	Promedio global de referencia
WD (m)	141	Columna de agua (promedio)
Depth (m)	1.880	Sobrecarga sedimentaria (promedio)
Tr (°C)	69,03	Calculado a partir de los parámetros anteriores

Tabla 6: Resumen de valores de las variables utilizadas en el cálculo de EUR para Amalia.

Amalia	Estimación					
	Variable	Mín.	Inferior	Mejor	Superior	Máx.
GRV(km3)	0	5,10	7,95	12,40	20,47	LogNormal
N/G(%)	0	34,8	66,6	90,0	100	Beta
Ø(%)	0	12,0	19,1	27,6	34,9	Beta
Swi(%)	0	10,3	23,4	41,6	100	Beta
GOR(scf/STB)	0	249	545	935	2.000	Beta
Boi(RB/STB)	1,05	1,17	1,31	1,50	2,01	Beta
Bgi(rcf/scf)	0,00179	0,00478	0,00597	0,00717	0,01195	Beta
RFo(%)	0	22,4	31,0	38,7	50,0	Beta
RFg(%)	0	50,0	60,0	70,0	80,0	Beta

En la Tabla 7 se presenta un resumen de los resultados del cálculo probabilístico de volumen de recursos (petróleo y gas asociado) para el prospecto Amalia, indicando la mejor estimación de EUR, la más optimista y la más conservadora.

Tabla 7: Resumen de resultados de cálculo de EUR para Amalia.

Amalia		
EUR	Petróleo (MMbbl)	Gas Asociado (TCF)
Estimación inferior	392	0,15
Mejor Estimación	980	0,51
Estimación superior	2.189	1,39

Chafalote (SFN_02)

Es un prospecto compuesto por turbiditas de edad Albiano superior, conformando una trampa combinada por cierre contra falla buzamiento arriba (*updip*), y con un sello regional definido por lutitas marinas de edad Cenomaniano-Turoniano. Está ubicado en aguas ultra profundas de la cuenca Pelotas, en el Área OFF-6 de la Ronda Uruguay Abierta. Tiene una lámina de agua que varía aproximadamente entre 2.100 y 3.050 m, y con una profundidad total promedio al tope del prospecto de 7.366 m. Se postula la migración a través de fallas que conectan verticalmente con las rocas generadoras, constituidas por lutitas marinas de edad Aptiano.

En base al modelo de generación de hidrocarburos desarrollado, se asume un reservorio de petróleo de tipo *black oil*, con las consideraciones descritas en la sección 3.-. Las características asumidas para este fluido se detallan en la Tabla 8, en este caso para el cálculo del Factor de Volumen de Formación de Petróleo.

La Figura 17 es un mapa de ubicación de Chafalote a escala regional. En la Figura 18 se presenta una sección sísmica ilustrativa, con la interpretación de los principales elementos del sistema petrolero propuesto para Chafalote.

Este tipo de *play* fue propuesto por ANCAP con las primeras líneas sísmicas regionales en aguas profundas en 2007, y Chafalote fue interpretado y descrito por primera vez por Total en 2014, a partir de la interpretación de datos sísmicos 3D de la campaña 3D_TO12. En Rodríguez, P. (2018) se presenta una evaluación para este prospecto con un modelo probabilístico, y en base a esos resultados, en Rodríguez, P. (2019) se realizó la evaluación técnico-económica de Chafalote, publicada más tarde ese mismo año (Rodríguez & Weijermars 2019). Para el presente reporte se utilizaron los mismos valores para correr el modelo probabilístico, resultando en un volumen estimado de recursos a recuperar de Chafalote (considerando petróleo y gas asociado) de 2.012 MMBOE.

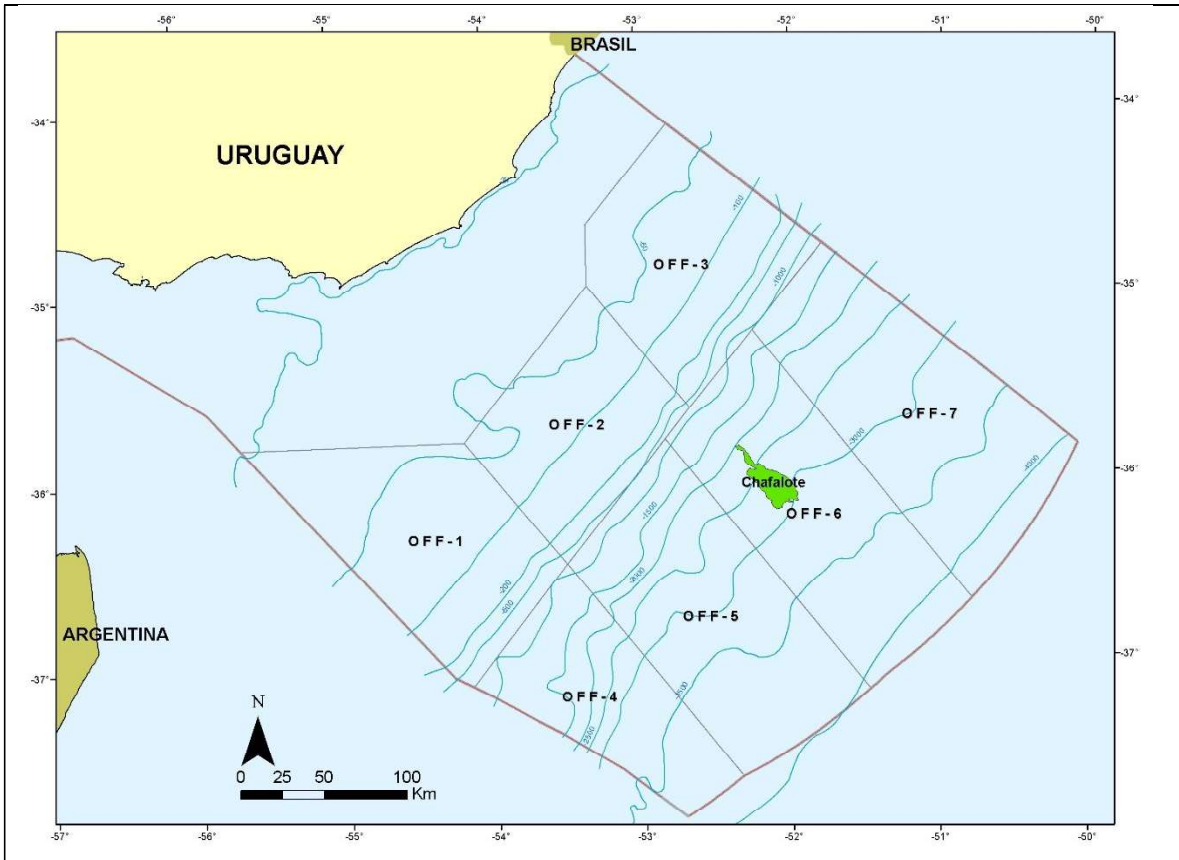


Figura 17: Mapas de ubicación regional del prospecto Chafalote (SFN_02).

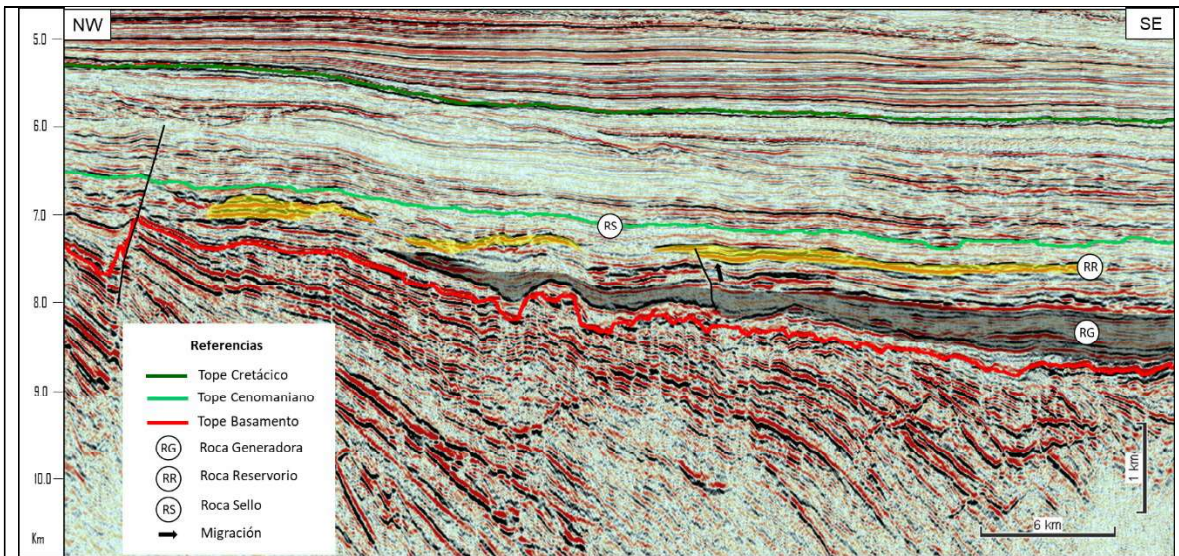
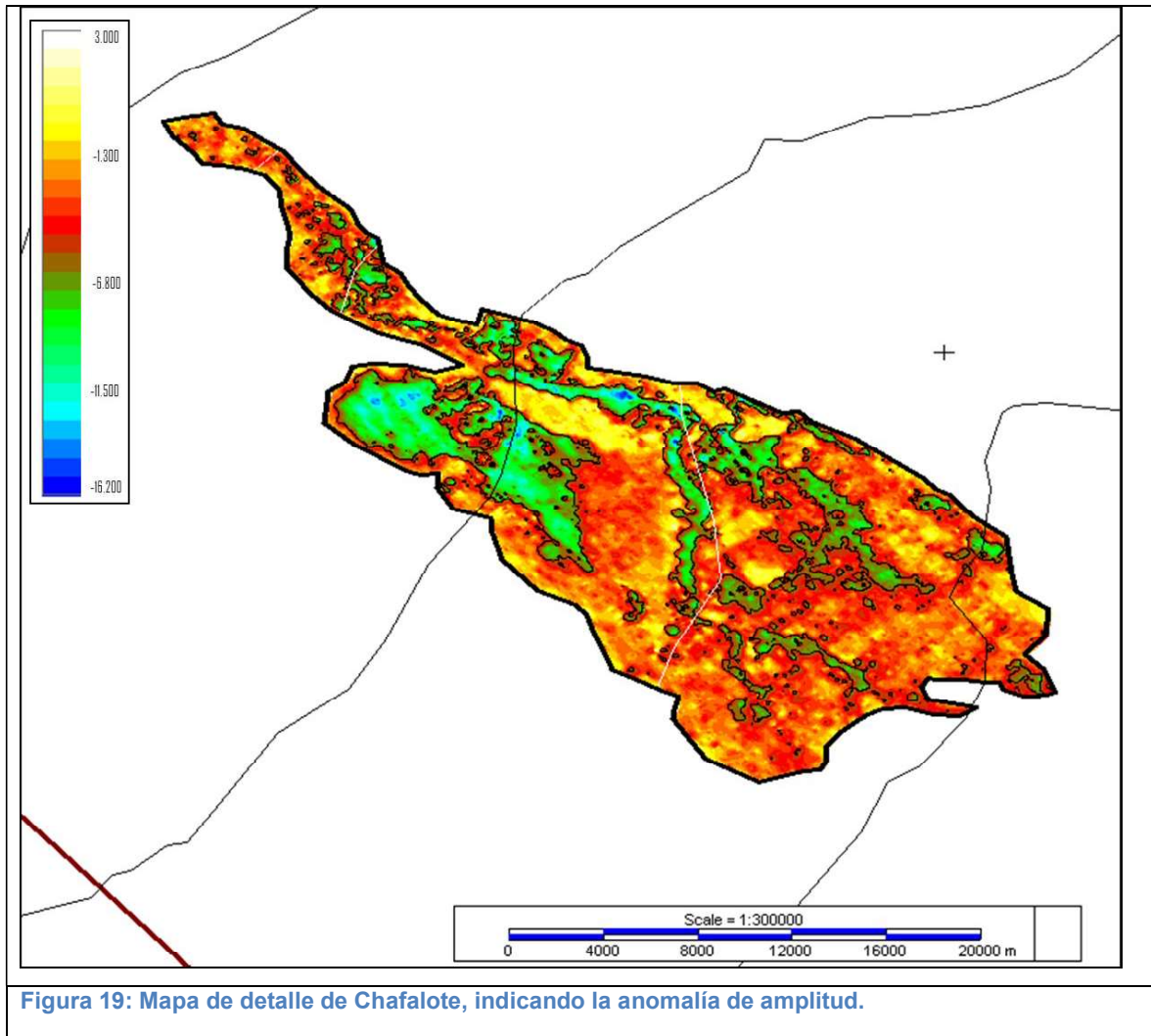


Figura 18: Sección sísmica ilustrativa de Chafalote (inline 3800, campaña 3D_TO12)

La definición de los límites del prospecto, y por tanto el GRV, está basada en la interpretación sísmo-estratigráfica y la anomalía sísmica al tope de Chafalote. La anomalía se correlaciona muy bien con la interpretación de los límites de la trampa estratigráfica, tal como se observa en la Figura 19. Está asociada al cambio fuerte de impedancia acústica entre las lutitas marinas del sello, y los depósitos turbidíticos subyacentes, interpretados como arenas de aceptable a buena calidad de reservorio.



El principal riesgo geológico para Chafalote es la presencia y competencia del sello, ya que de acuerdo a los datos de los pozos Lobo X-1 y Gaviotín X-1, se presenta un intervalo Cenomaniano-Turoniano con alto contenido de arena. Por otro lado, el tipo de *play* tiene un riesgo asociado al tipo de trampa combinada estratigráfica-estructural, y la posibilidad de pérdida de contención aguas arriba (*updip*), a pesar de presentar una buena correlación

entre amplitudes sísmicas y límites geológicos de la trampa. La roca generadora Aptiano-Albiano propuesta es un intervalo reconocido en el Atlántico Sur. Sin embargo, aunque tiene un carácter sísmico característico, no se tienen evidencias directas de su presencia en el *offshore* de Uruguay. Además, se encuentra a una profundidad de soterramiento elevada, lo cual incorpora un riesgo de sobre-maduración. A la vez, esta roca generadora está en contacto directo o mediante fallas verticales con el intervalo reservorio, por lo cual la migración y el *timing* no presentarían un riesgo significativo. Finalmente, se han identificado intervalos clásticos con buenas propiedades de reservorio en el Cretácico superior en los pozos Lobo X-1 y Gaviotín X-1, por lo cual se espera un riesgo geológico acotado en este sentido, aunque puede estar penalizado por el importante soterramiento al que se encuentra Chafalote, y el consiguiente riesgo de preservación de sus propiedades de reservorio.

En cuanto a los riesgos no geológicos, están vinculados a su lámina de agua (aguas ultra-profundas, pero dentro del límite tecnológico actual para producción) y a su ubicación remota (aproximadamente 250 km de distancia a la costa).

Tabla 8: Resumen de parámetros para el prospecto Chafalote.

Parámetro	Valor	Comentario
Prospecto/ Lead	Chafalote	
°API	30	Análisis de inclusiones de fluidos en pozos: 32° API
γg	0,80	Estimación
T _{SB} (°C)	2,53	Coordenadas: -52,12°, -36,135° (Locarnini et al. 2013)
GG (°C/km)	30	Promedio global de referencia
WD (m)	2.575	Columna de agua (promedio)
Depth (m)	4.589	Sobrecarga sedimentaria (promedio)
Tr (°C)	140,2	Calculado a partir de los parámetros anteriores

En la Tabla 8 se presentan los parámetros (valores constantes) para el cálculo de las variables del prospecto Chafalote. En la Tabla 9, se presentan los valores característicos de las funciones de densidad de probabilidad (PDF) para el cálculo de EUR: mínimo y máximo; estimaciones inferior, superior y mejor estimación; tipo de distribución o función adoptada.

En la Tabla 10 se presenta un resumen de los resultados del cálculo probabilístico de volumen de recursos (petróleo y gas asociado) para el prospecto Chafalote, indicando la mejor estimación de EUR, la más optimista y la más conservadora.

Tabla 9: Resumen de valores de las variables utilizadas en el cálculo de EUR para Chafalote.

Chafalote		Estimación					
Variable	Mín.	Inferior	Mejor	Superior	Máx.	Distribución	
GRV(km ³)	0	17,80	22,64	28,81	39,35	LogNormal	
N/G (%)	0	34,8	66,6	90,0	100	Beta	
Ø (%)	0	8,1	12,5	21,4	26,1	Beta	
Swi (%)	0	10,3	23,4	41,6	100	Beta	
GOR (scf/STB)	0	249	545	935	2.000	Beta	
Boi (RB/STB)	1,12	1,24	1,38	1,57	2,08	Beta	
Bgi (rcf/scf)	0,00061	0,00163	0,00204	0,00244	0,00407	Beta	
RFo (%)	0	22,4	31,0	38,7	50,0	Beta	
RFg (%)	0	50,0	60,0	70,0	80,0	Beta	

Tabla 10: Resumen de resultados de cálculo de EUR para Chafalote.

Chafalote		
EUR	Petróleo (MMbbl)	Gas Asociado (TCF)
Estimación inferior	764	0,296
Mejor Estimación	1.828	0,948
Estimación superior	3.924	2,501

Deep Blue (ICB_02)

Deep Blue es un prospecto representado por una construcción carbonática aislada localizada sobre una estructura de tipo horst (hombro de graben), cubierto tanto en su tope como a nivel lateral por lutitas marinas de edad Cenomaniano. Se trata de una trampa exclusivamente estratigráfica. Los depósitos carbonáticos, que constituyen el reservorio, fueron depositados en un ambiente marino somero durante el Albiano (Cretácico Inferior). Cabe aclarar que en el offshore del Uruguay no se dieron las condiciones para desarrollar una plataforma carbonática como sí sucede en cuencas offshore más al norte (Santos, Campos, etc.). Sin embargo, se habrían dado las condiciones para la formación de construcciones carbonáticas aisladas sobre altos estructurales en un ambiente marino raso.

La roca generadora en este sistema estaría representada por las lutitas marinas de edad Aptiano, esperándose una migración lateral de hidrocarburos hacia la estructura horst. Deep Blue se localiza en el sector distal de la Cuenca Punta del Este, en batimetrías de entre 1.170 y 1.400 metros. Se ubica en el Área OFF-4 de la Ronda Uruguay Abierta y presenta un espesor sedimentario de sobrecarga variable entre 4.427 y 5.174 metros.

En base al modelo de generación de hidrocarburos desarrollado, se asume un reservorio de petróleo de tipo *black oil*, con las consideraciones descriptas en la sección 3. Las características asumidas para este fluido se detallan en la Tabla 11, en este caso para el cálculo del Factor de Volumen de Formación de Petróleo.

En la Figura 20 se presenta un mapa de ubicación de Deep Blue a escala regional. En la Figura 21 se presenta una sección sísmica ilustrativa, con la interpretación de los principales elementos del sistema petrolero propuesto para Deep Blue.

El *play* carbonático, definido por construcciones aisladas en el alto externo del sistema *rift*, ha sido postulado por tres empresas operadoras que trabajaron en diferentes áreas del *offshore* de Uruguay: BP, YPF y BG. Deep Blue fue definido por YPF en 2014 en el Área 3 de la primera Ronda Uruguay, a partir de la interpretación de los datos sísmicos 3D_YF13.

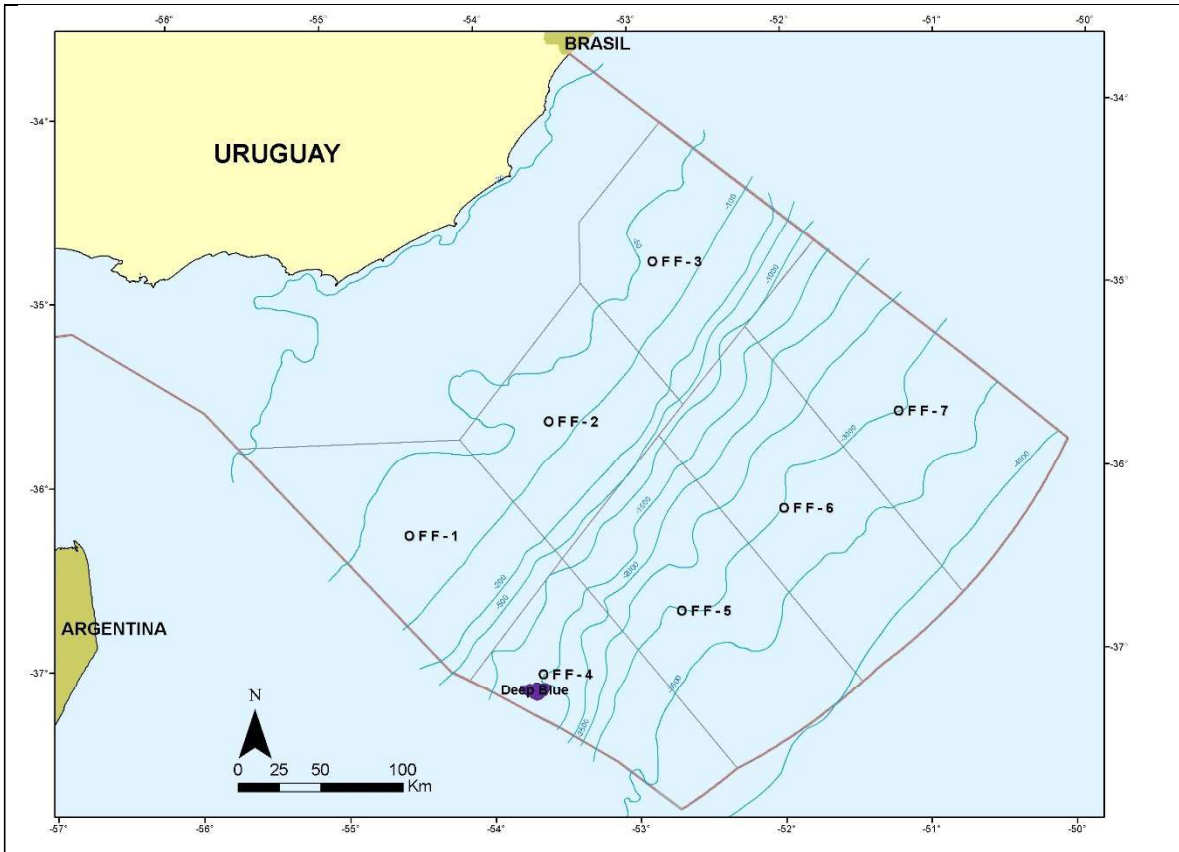


Figura 20: Mapa de ubicación regional del prospecto Deep Blue (ICB_02).

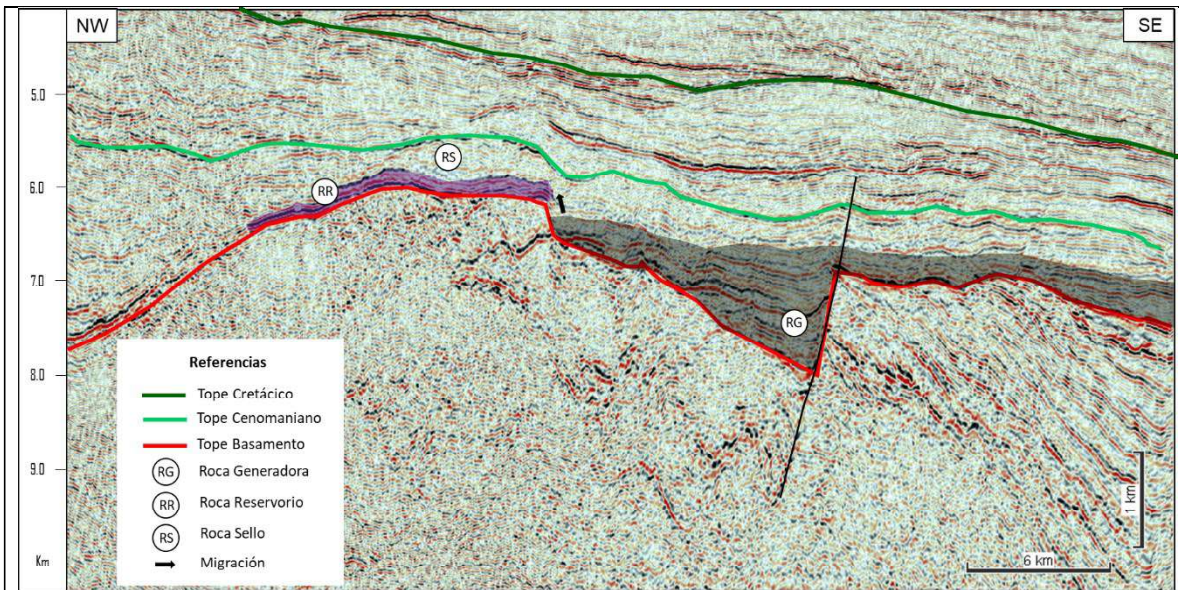


Figura 21: Sección sísmica ilustrativa de Deep Blue (crossline 3400, campaña 3D_YF13)

Para el presente reporte se utilizaron similares parámetros de prospecto que los definidos por YPF en 2014, pero se aplicó la metodología descrita en la sección 3, resultando en un volumen estimado de recursos a recuperar de Deep Blue (considerando petróleo y gas asociado) de 474 MMBOE.

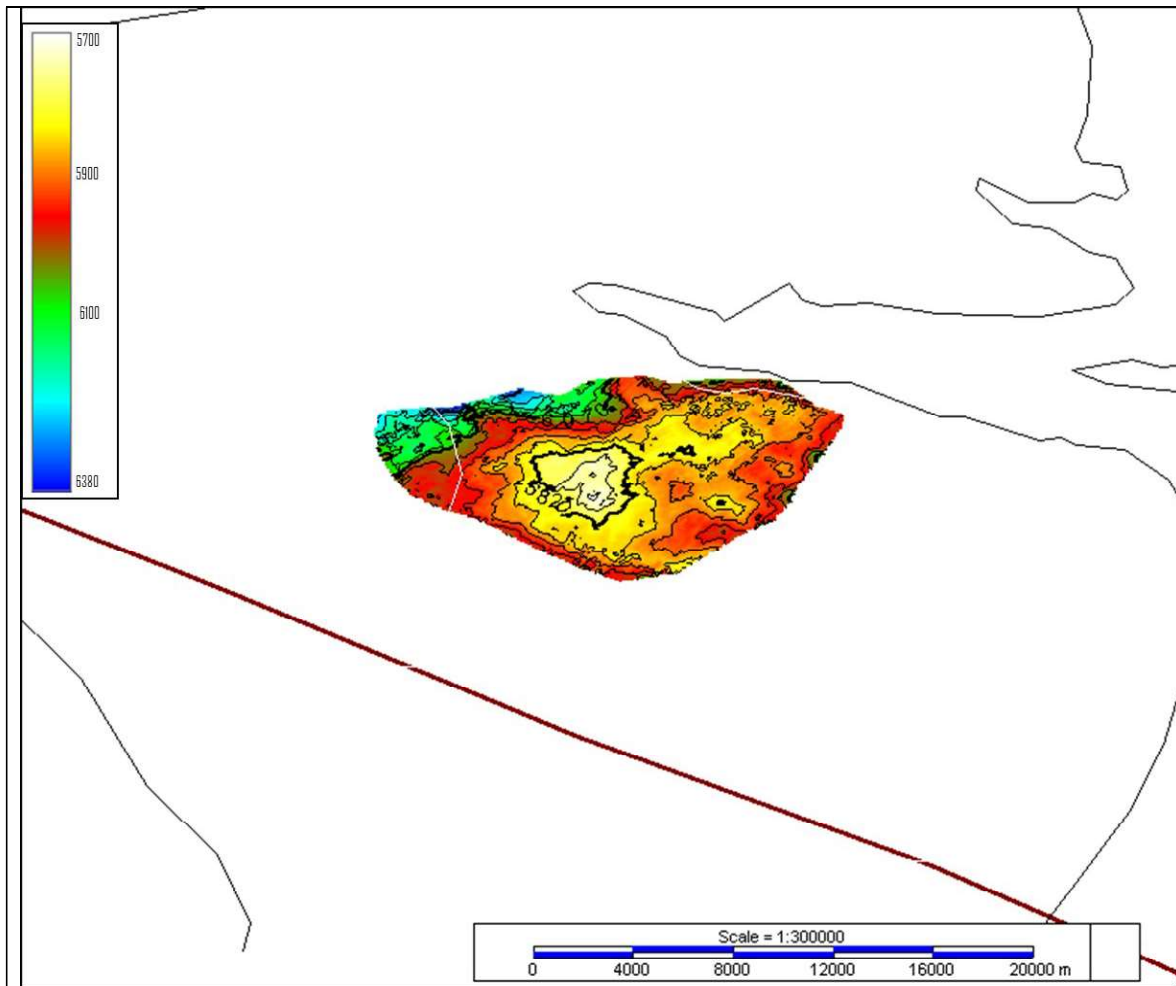


Figura 22: Mapa estructural de detalle de Deep Blue.

El principal riesgo geológico para Deep Blue está asociado a la presencia e integridad del reservorio. Si bien, se ha definido a partir de sísmica como un reservorio carbonático, las altas amplitudes asociados al mismo pueden responder a otras litologías como rocas volcánicas, que son frecuentes en la zona del *sinrift*. Asimismo, en caso de que se tratara de un depósito carbonático, resulta muy difícil predecir la porosidad del mismo. Por esta razón, los riesgos asociados al reservorio en sí mismo, son el principal riesgo geológico de este tipo de *play*.

En cuanto a los riesgos no geológicos, están vinculados a su lámina de agua (profundidad entre 1.170 y 1.400 m) y su sobrecarga sedimentaria (4.427 a 5.174 m), aunque existen ejemplos de producción de reservorios carbonáticos con similares o mayores desafíos tecnológicos, como el pre-sal de Brasil. También debe considerarse su ubicación remota respecto a la costa (aproximadamente 268 km).

La definición de los límites del prospecto, y por tanto el GRV, está basada en la interpretación sísmo-estratigráfica del tope de Deep Blue, que se presenta como una anomalía de amplitud asociada al cambio fuerte de impedancia acústica entre las lutitas marinas del sello, y los depósitos carbonáticos subyacentes. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta un mapa estructural de detalle del prospecto.

Tabla 11: Resumen de parámetros para el prospecto Deep Blue.

Parámetro	Valor	Comentario
Prospecto/ Lead	Deep Blue	
°API	30	Análisis de inclusiones de fluidos en pozos: 32° API
γg	0,80	Estimación
T _{SB} (°C)	2,95	Coordenadas: -53,625°;-37.125° (Locarnini et al. 2013)
GG (°C/km)	30	Promedio global de referencia
WD (m)	1.285	Columna de agua (promedio)
Depth (m)	4.801	Sobrecarga sedimentaria (promedio)
Tr (°C)	147	Calculado a partir de los parámetros anteriores

Tabla 12: Resumen de valores de las variables utilizadas en el cálculo de EUR para Deep Blue.

Deep Blue	Estimación					Distribución
	Variable	Mín.	Inferior	Mejor	Superior	
GRV (km ³)	0	4,16	6,46	10,03	18,65	LogNormal
N/G (%)	0	34,8	66,6	90,0	100	Beta
Ø (%)	0	6,0	11,1	16,7	19,6	Beta
Swi (%)	0	10,3	23,4	41,6	100	Beta
GOR (scf/STB)	0	249	545	935	2.000	Beta
Boi (RB/STB)	1,13	1,25	1,39	1,58	2,09	Beta
Bgi (rcf/scf)	0,00171	0,00195	0,00244	0,00292	0,00487	Beta
RFo (%)	0	22,4	31,0	38,7	50,0	Beta
RFg (%)	0	50,0	60,0	70,0	80,0	Beta

En la Tabla 11 se presentan los parámetros (valores constantes) para el cálculo de las variables del prospecto Deep blue. En la Tabla 12, se presentan los valores característicos de las funciones de densidad de probabilidad (PDF) para el cálculo de EUR: mínimo y máximo; estimaciones inferior, superior y mejor estimación; tipo de distribución o función adoptada.

En la Tabla 13 se presenta un resumen de los resultados del cálculo probabilístico de volumen de recursos (petróleo y gas asociado) para el prospecto Deep Blue, indicando la mejor estimación de EUR, la más optimista y la más conservadora.

Tabla 13: Resumen de resultados de cálculo de EUR para Deep blue.

Deep Blue		
EUR	Petróleo (MMbbl)	Gas Asociado (TCF)
Estimación inferior	158	0,064
Mejor Estimación	432	0,219
Estimación superior	982	0,622

Delmira (SFN_01)

Delmira está constituido por un abanico submarino (*submarine fan*) de gran tamaño ubicado al tope de la secuencia *postrift* de edad Aptiano. Se trata de una trampa exclusivamente estratigráfica donde el reservorio está representado por areniscas turbidíticas y el sello es constituido por lutitas marinas de edad Albiano. La roca generadora se encuentra en contacto directo con el reservorio, en una posición estratigráfica inmediatamente por debajo, y es representada por las lutitas marinas de edad Aptiano. Asimismo, se reconocen fallas verticales que conectan la generadora con el reservorio.

Este prospecto está ubicado en las Áreas OFF-5 y OFF-6 de la Ronda Uruguay Abierta, con una lámina de agua de entre 2.696 y 3.4554 metros, y con una sobrecarga sedimentaria que varía entre 4.846 y 5.604 metros.

En base al modelo de generación de hidrocarburos desarrollado, se asume un reservorio de petróleo de tipo *black oil*, con las consideraciones descriptas en la sección 3. Las características asumidas para este fluido se detallan en la Tabla 14, en este caso para el cálculo del Factor de Volumen de Formación de Petróleo.

En la Figura 23 se presenta un mapa de ubicación de Delmira a escala regional. En la Figura 24 se presenta una sección sísmica ilustrativa, con la interpretación de los principales elementos del sistema petrolero propuesto para Delmira.

Este prospecto fue identificado por primera vez por ANCAP durante el estudio de la secuencia de edad Aptiano, en el año 2018, a partir de datos sísmicos de la campaña 3D_BG12. Luego, en Conti *et al.* (2019) se publicó información sobre el sistema petrolero y una estimación volumétrica preliminar. Para el presente reporte se utilizaron los mismos valores para correr el modelo probabilístico, resultando en un volumen estimado de recursos a recuperar de Delmira (considerando petróleo y gas asociado) de 1.476 MMBOE.

Los límites del prospecto se definen a partir de la interpretación sismo-estratigráfica del tope de Delmira, que, a la vez, presenta una anomalía de amplitud cuya vista en planta muestra una clara forma de abanico, como se observa en la Figura 25.

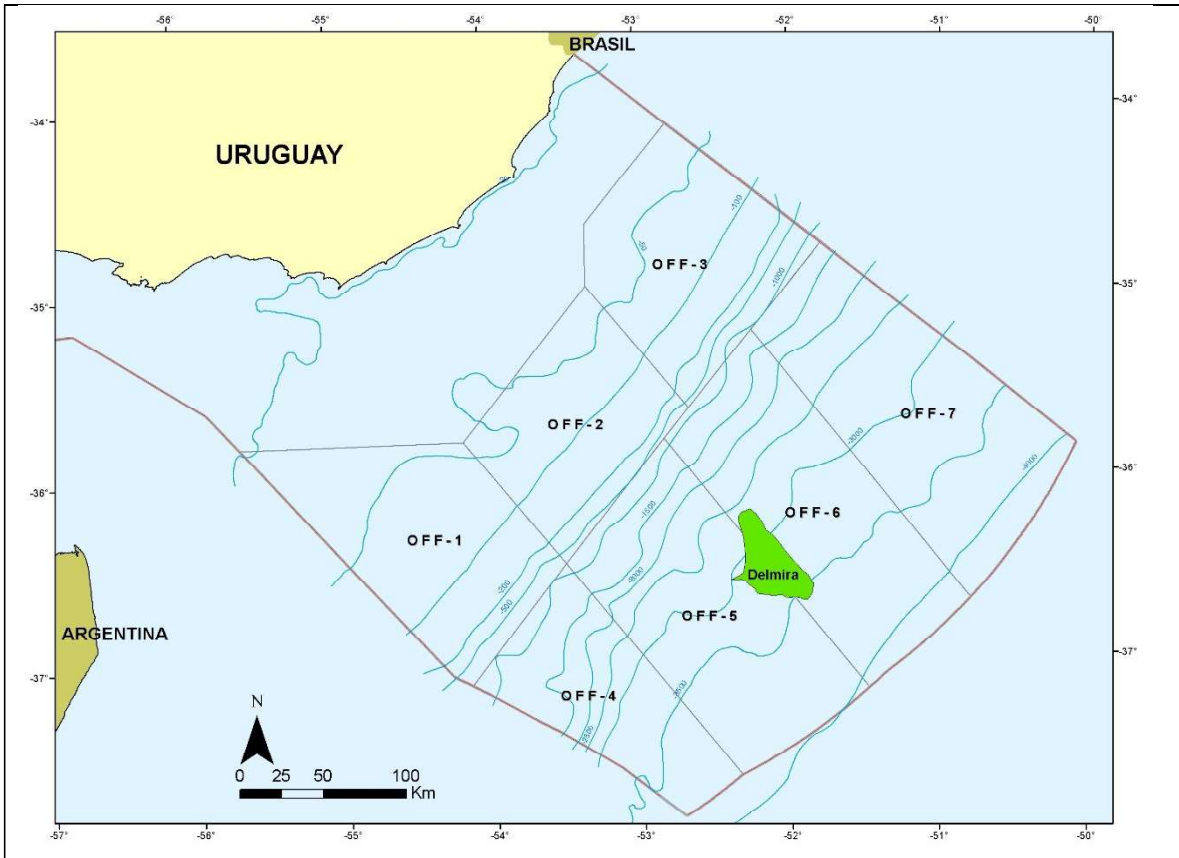


Figura 23: Mapas de ubicación, regional y de detalle, del prospecto Delmira (SFN_01).

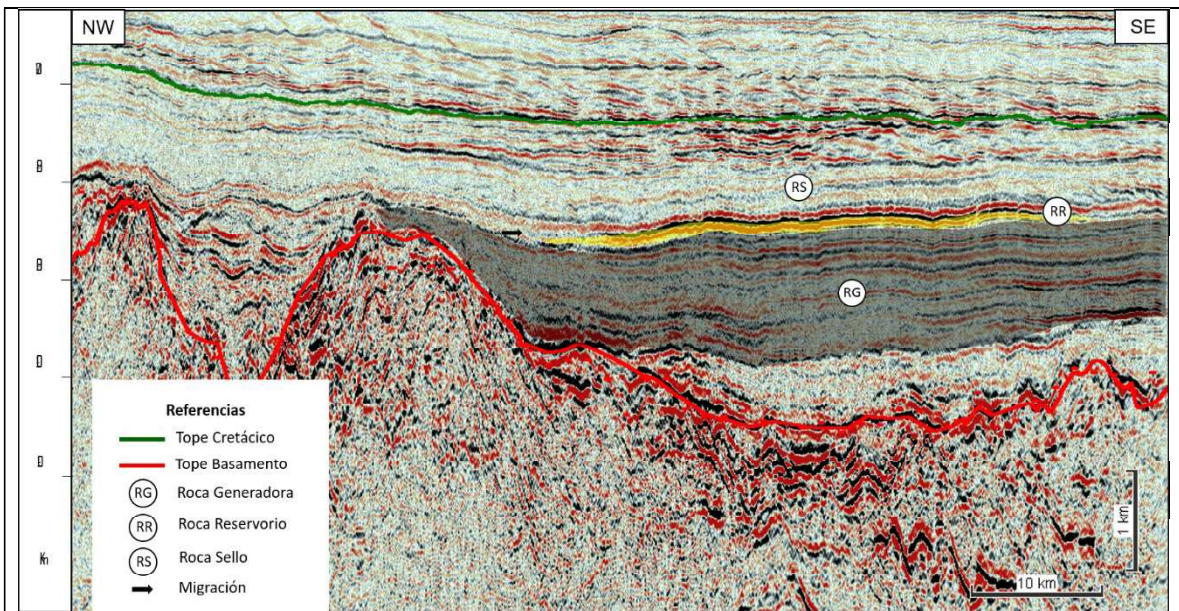
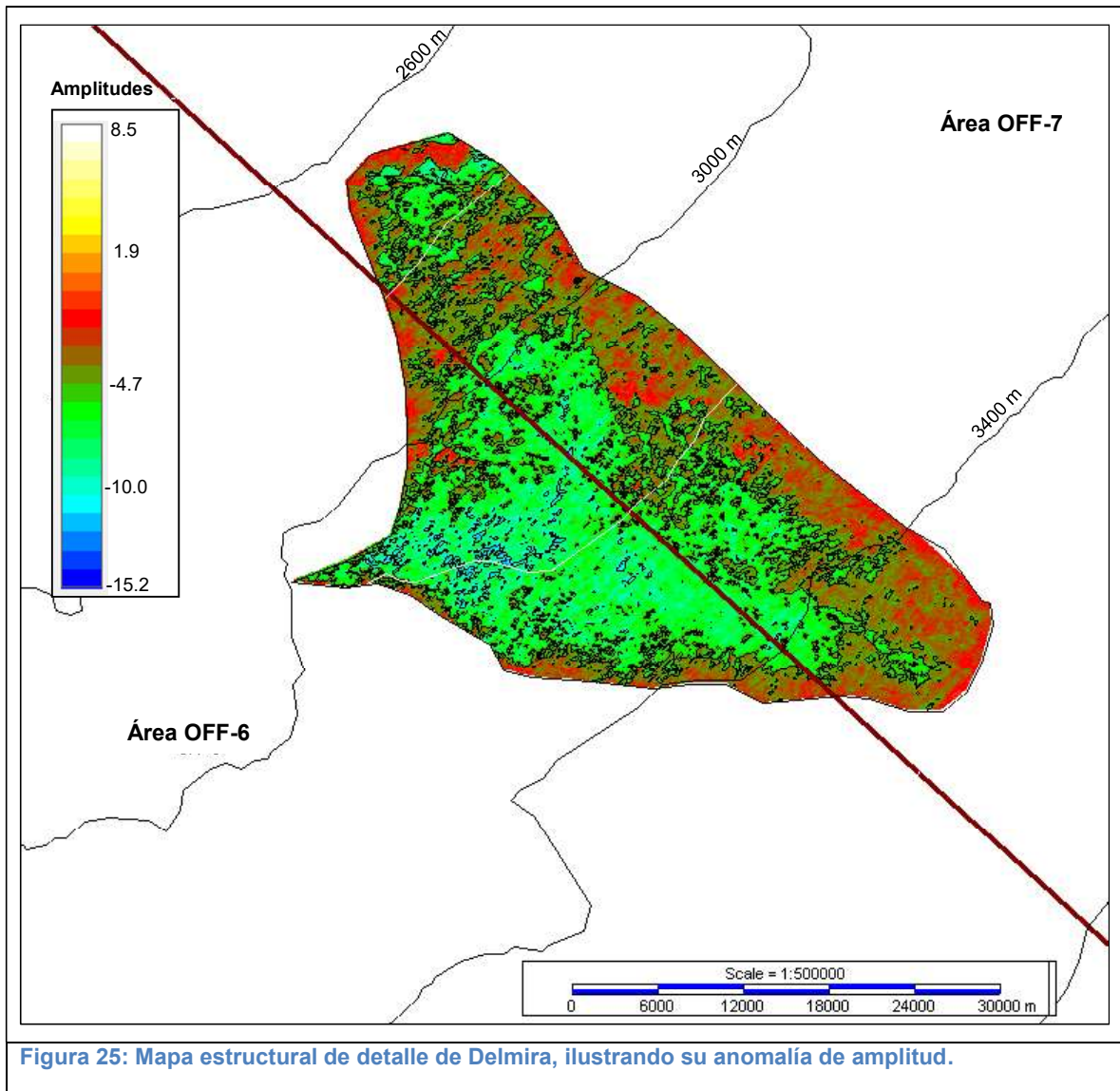


Figura 24: Sección sísmica ilustrativa de Delmira (crossline 12550, campaña 3D_BG12)



El principal riesgo geológico de Delmira está asociado a la integridad y calidad del reservorio, teniendo en cuenta que presenta un importante soterramiento que varía entre los 4.846 y 5.604 metros. Un segundo riesgo geológico estaría asociado al a efectividad de la trampa al tratarse de un prospecto exclusivamente estratigráfico.

En cuanto a los riesgos no geológicos, están vinculados a su profundidad de agua (aguas ultra-profundas, pero dentro del límite tecnológico actual para producción) y a su ubicación remota (aproximadamente 242 km de distancia a la costa).

En la Tabla 14 se presentan los parámetros (valores constantes) para el cálculo de las variables del prospecto Delmira. En la Tabla 15, se presentan los valores característicos de las funciones de densidad de probabilidad (PDF) para el cálculo de EUR: mínimo y máximo; estimaciones inferior, superior y mejor estimación; tipo de distribución o función adoptada.

Tabla 14: Resumen de parámetros para el prospecto Delmira.

Parámetro	Valor	Comentario
Prospecto/ Lead	Delmira	
°API	30	Análisis de inclusiones de fluidos en pozos: 32° API
yg	0,80	Estimación
T _{SB} (°C)	1,24	Coordenadas: -52,125°;-36,625° (Locarnini et al. 2013)
GG (°C/km)	30	Promedio global de referencia
WD (m)	3.075	Columna de agua (promedio)
Depth (m)	5.225	Sobrecarga sedimentaria (promedio)
Tr (°C)	157,99	Calculado a partir de los parámetros anteriores

Tabla 15: Resumen de valores de las variables utilizadas en el cálculo de EUR para Delmira.

Delmira	Estimación					Distribución
	Variable	Mín.	Inferior	Mejor	Superior	
GRV (km ³)	0	6,89	20,93	63,62	98,17	LogNormal
N/G (%)	0	34,8	66,6	90,0	100	Beta
Ø (%)	0	6,9	11,0	19,8	24,0	Beta
Swi (%)	0	10,3	23,4	41,6	100	Beta
GOR (scf/STB)	0	248,7	545,4	935,2	2.000,0	Beta
Boi (RB/STB)	1,14	1,26	1,40	1,59	2,10	Beta
Bgi (rcf/scf)	0,00055	0,00147	0,00183	0,00220	0,00367	Beta
RFo (%)	0	22,4	31,0	38,7	50,0	Beta
RFg (%)	0	50,0	60,0	70,0	80,0	Beta

En la Tabla 16 se presenta un resumen de los resultados del cálculo probabilístico de volumen de recursos (petróleo y gas asociado) para el prospecto Delmira, indicando la mejor estimación de EUR, la más optimista y la más conservadora.

Tabla 16: Resumen de resultados de cálculo de EUR para Delmira.

Delmira		
EUR	Petróleo (MMbbl)	Gas Asociado (TCF)
Estimación inferior	356	0,15
Mejor Estimación	1.345	0,70
Estimación superior	4.809	2,89

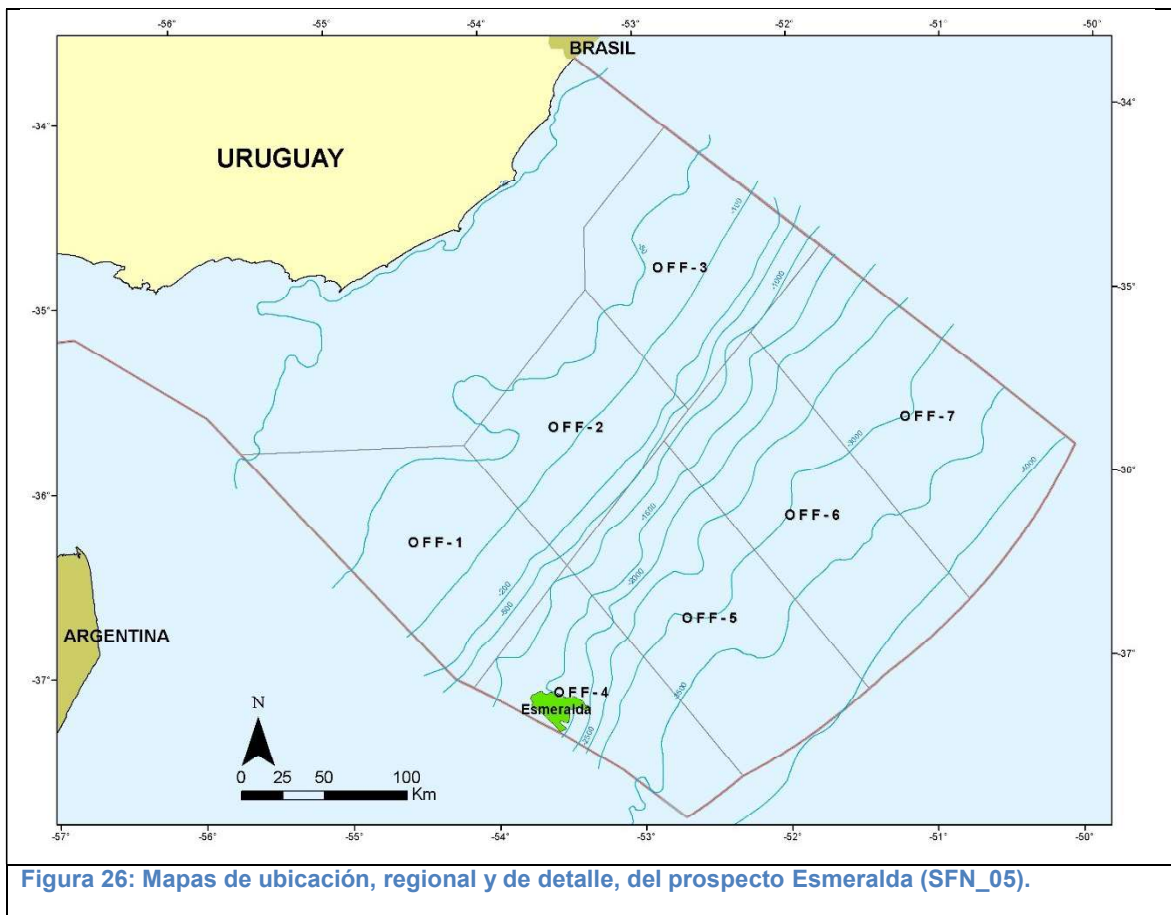
Esmeralda (SFN_05)

Esmeralda es una trampa estratigráfica que forma parte del *play* de sistemas turbidíticos. Se encuentra cercano al tope de la sección Cretácica del margen pasivo, por lo que se infiere una edad Campaniano-Maastrichtiano, y corresponde a un episodio de caída relativa del nivel del mar. Se ha detectado la presencia de valles incisos, para la misma secuencia, en la plataforma continental.

Se interpreta como un extenso sistema turbidítico semi-confinado, alargado con un eje principal OSO-ENE. La sección inferior muestra mayor grado de confinamiento debido a que rellena una incisión producida por un evento de colapso de talud y muestra anomalías de amplitud concentradas sobre el borde Sur de la escarpa dejada por el colapso. Las secciones media y superior van mostrando progresivamente menor confinamiento. Los reflectores de alta amplitud correspondientes al prospecto Esmeralda son cubiertos por un complejo de transporte de masas (MTC, *Mass Transport Complex*), de carácter sísmico más transparente y con estructuras que reflejan cizallamiento interno, producto de la dinámica propia del flujo cohesivo. Lateralmente, Esmeralda está erosionada hacia el Sur y hacia el Norte por escarpas producto de episodios de colapso de talud posteriores, desarrollados posiblemente durante la transgresión Maastrichtiano-Paleocena, y cubiertos posteriormente por pelitas hemipelágicas que se apoyan mediante *onlap* marino sobre la escarpa.

El reservorio está representado por areniscas turbidíticas canalizadas, depositadas en el talud, que rellenan incisiones producto de episodios de colapso de talud, subyacentes a turbiditas semi-confinadas. La roca generadora propuesta para Esmeralda son las lutitas de edad Aptiano, de ambiente marino restringido. Por su parte, el sello propuesto es un flujo denso de MTC, de edad Maastrichtiano, y pelitas hemipelágicas correspondientes a la inundación Maastrichtiano-Paleocena. Si bien la trampa tiene una naturaleza estratigráfica, se identifican fallas normales *updip* que favorecerían el entrapamiento de hidrocarburos, así como su migración.

Esmeralda se localiza en el sector distal de la cuenca Punta del Este, a batimetrías de entre 1.203 y 1.943 metros, en el Área OFF-4 de la Ronda Uruguay Abierta. Presenta una sobrecarga sedimentaria variable entre 2.890 y 3.812 metros.



De acuerdo al modelo de generación de hidrocarburos desarrollado para Esmeralda, se asume un reservorio de petróleo de tipo *black oil*, con las consideraciones descritas en la sección 3. Las características asumidas para este fluido se detallan en la Tabla 17, en este caso para el cálculo del Factor de Volumen de Formación de Petróleo.

En la Figura 26 se presenta un mapa de ubicación de Esmeralda a escala regional. En la Figura 27 se presenta una sección sísmica ilustrativa, con la interpretación de los principales elementos del sistema petrolero propuesto para Esmeralda.

Este tipo de *play* fue identificado inicialmente por ANCAP a partir de los datos sísmicos 2D adquiridos en 2007 y 2008. Posteriormente, YPF como operador del Área 3 de la primera Ronda Uruguay, identificó el prospecto y lo evaluó en forma detallada con los datos sísmicos 3D_YF13. En Conti *et al.* (2016) se publicó información sobre el sistema petrolero y un cálculo preliminar de sus recursos prospectivos. En el presente reporte se utilizan similares valores que los publicados, aplicando la metodología detallada en la sección 3, y

se obtiene un volumen estimado de recursos a recuperar de Esmeralda (considerando petróleo y gas asociado) de 555 MMBOE.

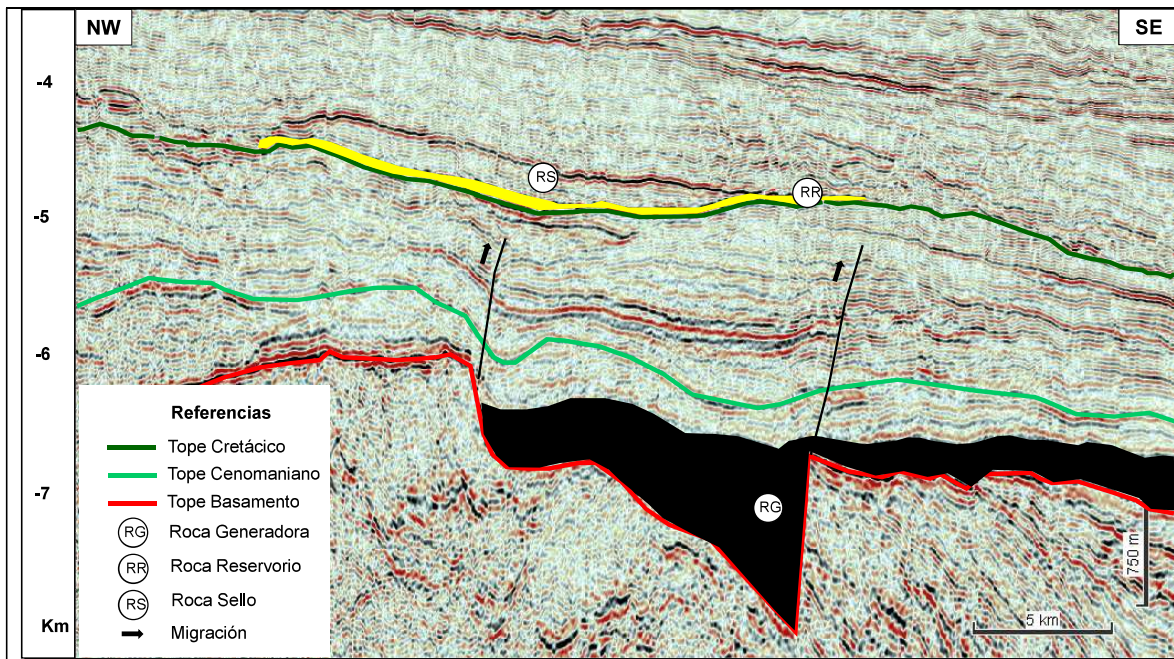


Figura 27: Sección sísmica ilustrativa de Esmeralda (crossline 3500, campaña 3D_YF13)

Los límites del prospecto se definen a partir de la interpretación sismo-estratigráfica del tope de Esmeralda, que, a la vez, presenta una anomalía de amplitud sísmica, como se observa en el mapa de la Figura 28. Esta anomalía está asociada al fuerte contraste de impedancia acústica entre la roca sello, constituido por el paquete arcilloso del MTC, y la arenisca subyacente del complejo turbidítico.

El principal riesgo geológico para Esmeralda está asociado a la integridad de la trampa: al tratarse de una turbidita, el cierre más crítico es en la dirección *updip* (hacia el continente). Si bien, se distinguen fallas que podrían favorecer el entrapamiento, las mismas deberían actuar como sello para que el hidrocarburo no continúe su migración buzamiento arriba.

En cuanto a los riesgos no geológicos, están vinculados a su lámina de agua (profundidad de 1.203 a 1.943 m), sobrecarga sedimentaria (2.890 a 3.812 m), y a su ubicación respecto a la costa (aproximadamente 282 km). Sin embargo, estas condiciones no superan el límite tecnológico actual, y existen campos *offshore* en producción con iguales o más desafiantes contextos.

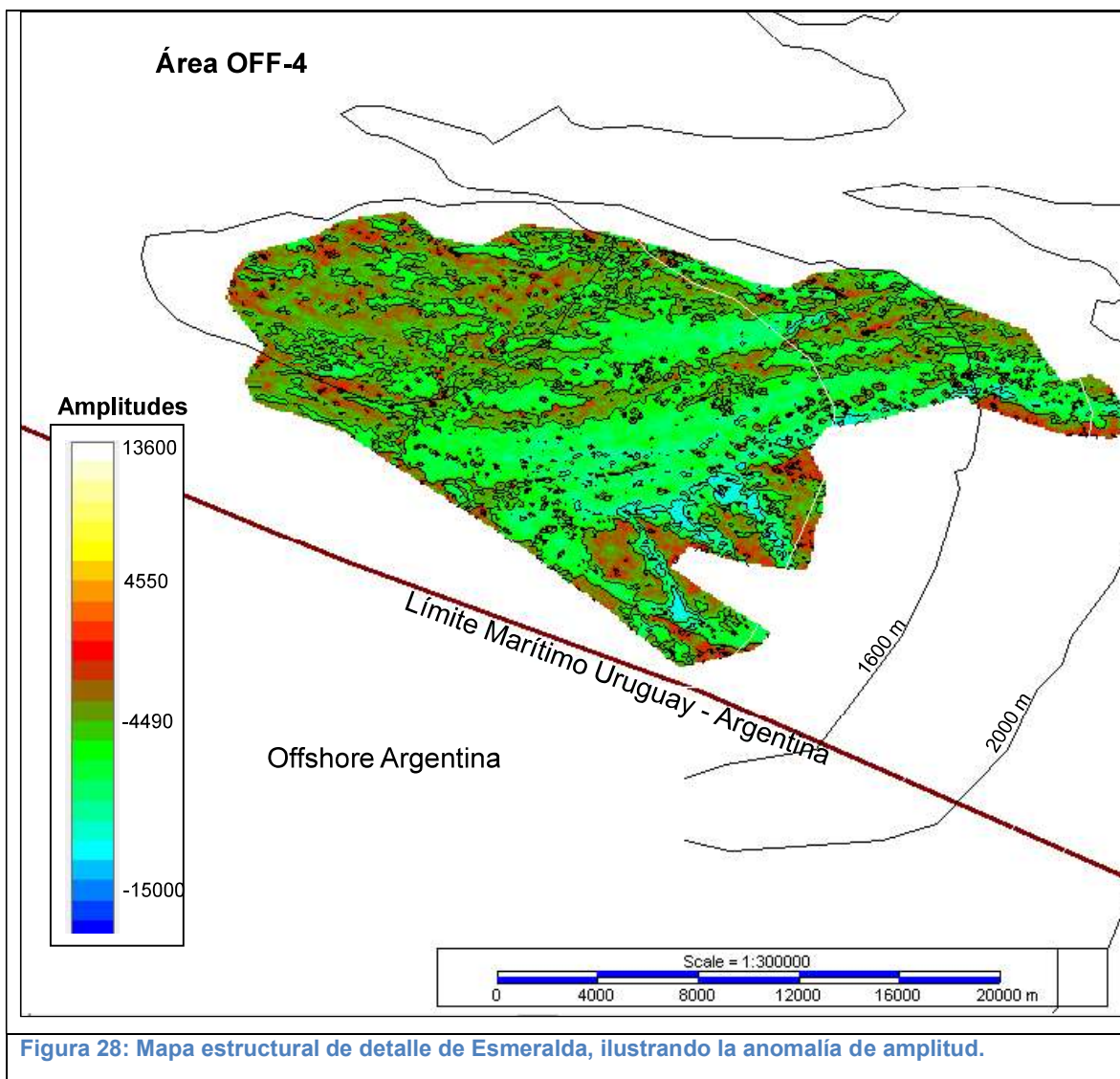


Tabla 17: Resumen de parámetros para el prospecto Esmeralda.

Parámetro	Valor	Comentario
Prospecto/ Lead	Esmeralda	
°API	30	Análisis de inclusiones de fluidos en pozos: 32° API
yg	0,80	Estimación
T _{SB} (°C)	2,96	Coordenadas: -53,63°;-37,38° (Locarnini et al. 2013)
GG (°C/km)	30	Promedio global de referencia
WD (m)	1.573	Columna de agua (promedio)
Depth (m)	3.351	Sobrecarga sedimentaria (promedio)
Tr (°C)	103,49	Calculado a partir de los parámetros anteriores

En la Tabla 17 se presentan los parámetros (valores constantes) para el cálculo de las variables del prospecto Esmeralda. En la Tabla 18, se presentan los valores característicos de las funciones de densidad de probabilidad (PDF) para el cálculo de EUR: mínimo y máximo; estimaciones inferior, superior y mejor estimación; tipo de distribución o función adoptada.

Tabla 18: Resumen de valores de las variables utilizadas en el cálculo de EUR para Esmeralda.

Esmeralda		Estimación					Distribución
Variable	Mín.	Inferior	Mejor	Superior	Máx.		
GRV (km ³)	0	2,53	5,15	10,47	49,08	LogNormal	
N/G (%)	0	34,8	66,6	90,0	100	Beta	
Ø (%)	0	10,0	15,6	24,4	30,1	Beta	
Swi (%)	0	10,3	23,4	41,6	100	Beta	
GOR (scf/STB)	0	249	545	935	2.000	Beta	
Boi (RB/STB)	1,08	1,20	1,35	1,53	2,05	Beta	
Bgi (rcf/scf)	0,00189	0,00216	0,00270	0,00324	0,00540	Beta	
RFo (%)	0	22,4	31,0	38,7	50,0	Beta	
RFg (%)	0	50,0	60,0	70,0	80,0	Beta	

En la Tabla 19 se presenta un resumen de los resultados del cálculo probabilístico de volumen de recursos (petróleo y gas asociado) para el prospecto Esmeralda, indicando la mejor estimación de EUR, la más optimista y la más conservadora.

Tabla 19: Resumen de resultados de cálculo de EUR para Esmeralda.

Esmeralda		
EUR	Petróleo (MMbbl)	Gas Asociado (TCF)
Estimación inferior	174	0,072
Mejor Estimación	506	0,266
Estimación superior	1.372	0,855

Lenteja (LCF_01)

El prospecto Lenteja está ubicado en la región proximal de la cuenca Punta del Este, y se interpreta como una trampa estratigráfica constituida por un sistema de abanicos lacustres (*lacustrine fans*), emplazados al tope de la secuencia *sinrift* de edad Barremiano-Aptiano, y que progradan desde el hombro hacia el interior de un gran hemigraben de dirección NW-SE. El modelo comprende un reservorio de areniscas que presentan anomalías de amplitud, constituido por la acumulación de abanicos depositados en un ambiente continental, de tipo lacustre, intercalado con niveles de lutitas. Se postula una roca generadora constituida por lutitas lacustres de edad Barremiano, depositadas en el depocentro del hemigraben. Estas mismas lutitas actúan como sello lateral de la trampa estratigráfica. Se identifica una discordancia al tope del prospecto, que separa la fase *sinrift* y *postrift* (*break up unconformity*) por lo que el sello superior estaría constituido por lutitas de edad Albiano de la fase *postrift*. Se espera migración de tipo lateral, ya que la roca generadora y el reservorio están en contacto directo. A la vez se identifican fallas menores que permitirían la migración vertical de los hidrocarburos al reservorio.

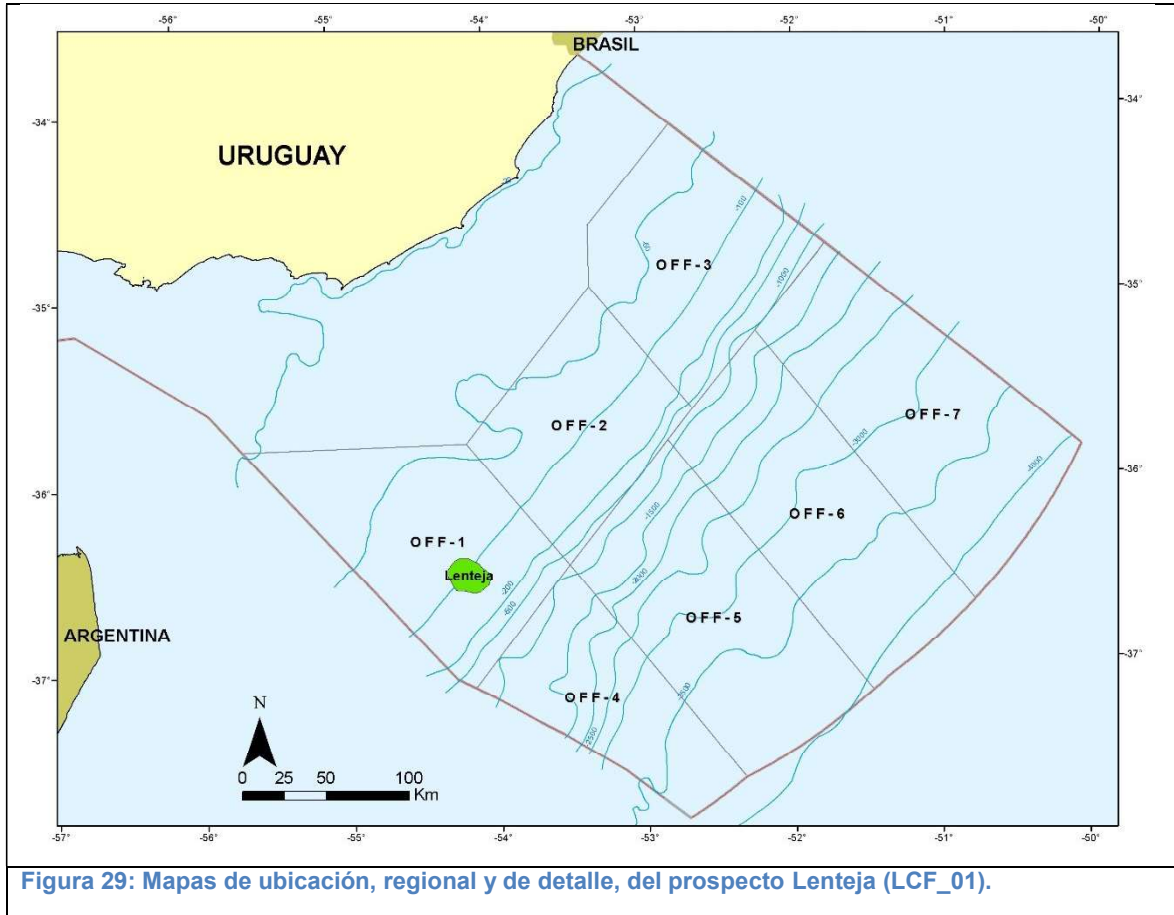
Lenteja se localiza en aguas someras del área OFF-1 de la Ronda Uruguay Abierta, a una batimetría entre 94 y 143 metros, y una sobrecarga sedimentaria al tope del prospecto que varía entre 3.027 y 5.656 metros.

En base al modelo de generación de hidrocarburos desarrollado, se asume un reservorio de petróleo de tipo *black oil*, con las consideraciones descriptas en la sección 3. Las características asumidas para este fluido se detallan en la Tabla 20, en este caso para el cálculo del Factor de Volumen de Formación de Petróleo.

En la Figura 29 se presenta un mapa de ubicación de Lenteja a escala regional. En la Figura 30 se presenta una sección sísmica ilustrativa, con la interpretación de los principales elementos del sistema petrolero propuesto para Lenteja.

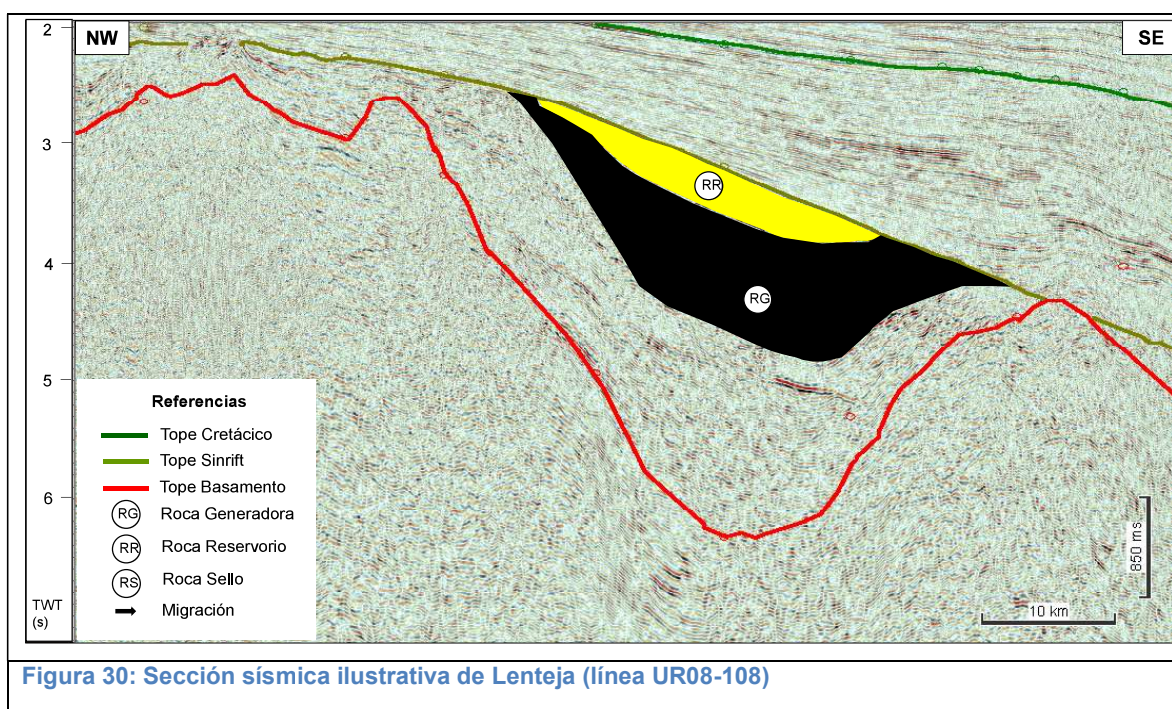
Los límites del prospecto se definen a partir de la interpretación sismo-estratigráfica de la estructura, en forma de abanico, con la sísmica 2D disponible (no existen datos 3D en el área). En el tope de la estructura, y en su interior, se presentan anomalías de amplitud sísmica, como se observa en la Figura 30. Estas anomalías al interior de Lenteja se

interpretan como fuertes contrastes de impedancia acústica entre lutitas y areniscas que se interdigitan dentro del cuerpo. La discordancia entre la arenisca subyacente y lutitas de edad Albiano, explicarían la anomalía de amplitud muy marcada al tope del cuerpo.



Lenteja es uno de los prospectos más antiguos en ser definidos y estudiados en el *offshore* de Uruguay. Su estructura característica fue claramente identificada con datos sísmicos adquiridos en la década de 1970, e incluida desde entonces en estudios, reportes y publicaciones de referencia sobre la geología del petróleo del *offshore* de Uruguay. A modo de ejemplo, Lenteja, o el tipo de *play* que representa, es identificado en los reportes de Cass *et al.* (1987), de Santa Ana & Ucha (1994), y en la publicación de Stoakes *et al.* (1991). La primera evaluación técnico-económica de Lenteja fue realizada por un proyecto de investigación de ANCAP con la Facultad de Ciencias (ANCAP 2012a), considerando un modelo geológico y sistema petrolero ligeramente diferente al que se postula en este reporte. Posteriormente, como operador del Área 4 de la primera Ronda Uruguay, Petrobras también trabajó sobre este prospecto.

Más recientemente Conti *et al.* (2016), publicaron información sobre su sistema petrolero y una estimación preliminar del volumen de recursos. En el presente reporte se utilizan similares valores que los publicados, aplicando la metodología detallada en la sección 3, y se obtiene un volumen estimado de recursos a recuperar de Lenteja (considerando petróleo y gas asociado) de 1.360 MMBOE.

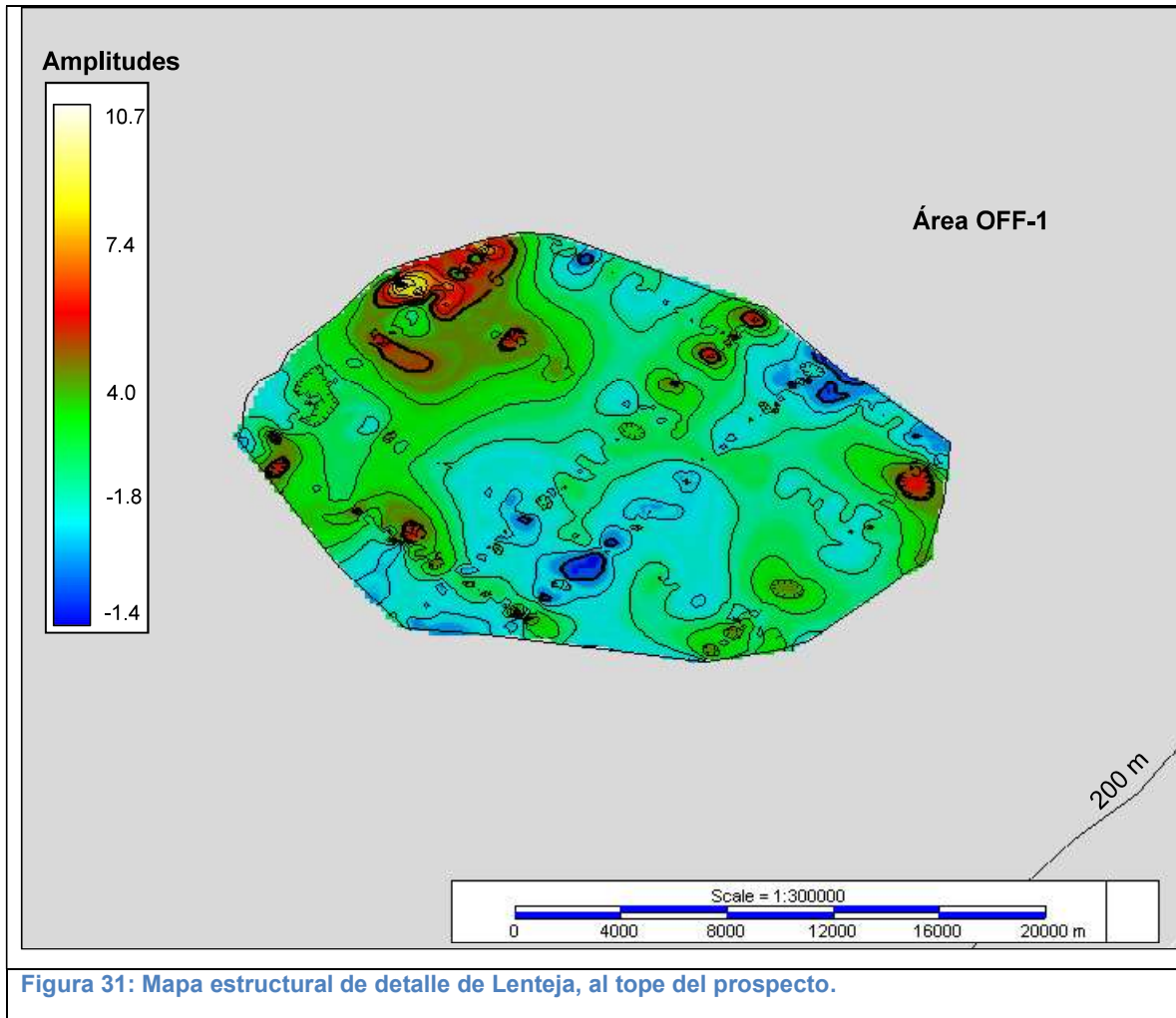


En la Figura 31 se presenta un mapa estructural de Lenteja a escala de prospecto.

El principal riesgo geológico para Lenteja está asociado a la presencia e integridad de un reservorio competente. Debido a las fuertes anomalías de amplitud, que en la zona del prospecto también coinciden con una anomalía gravimétrica positiva, algunos intérpretes han propuesto un modelo alternativo sobre el origen y litología interna del cuerpo Lenteja. Este modelo alternativo postula un contenido litológico volcánico o volcánico-sedimentario para Lenteja, en la forma de coladas de lava intercaladas con sedimentos. La presencia de volcánicas en la fase *sinrift* es plausible, como lo demuestran los últimos 513 metros del pozo Lobo X-1, que corresponden a una secuencia volcánico-sedimentaria fundamentalmente representada por basaltos. Sin embargo, es importante destacar que, tanto en este caso como en la genéticamente relacionada Cuenca Santa Lucía, la presencia de volcánicas se desarrolla en la base y no en el tope de la secuencia *sinrift*.

Aunque ambos modelos son posibles, algunos trabajos de inversión sísmica y de modelado gravimétrico y de velocidades sísmicas sugieren un modelo de reservorios clásticos para Lenteja. Por otro lado, Lenteja se encuentra a una profundidad de soterramiento elevada, lo cual incorpora un riesgo en cuanto a la porosidad de los reservorios de arenisca propuestos.

En cuanto a los riesgos no geológicos, están vinculados a su sobrecarga sedimentaria (3.027 a 5.656 m), y a su ubicación respecto a la costa (aproximadamente 178 km). Sin embargo, estas condiciones no superan el límite tecnológico actual, y existen campos offshore en producción con iguales o más desafiantes contextos.



En la Tabla 20 se presentan los parámetros (valores constantes) para el cálculo de las variables del prospecto Lenteja. En la Tabla 21, se presentan los valores característicos de las funciones de densidad de probabilidad (PDF) para el cálculo de EUR: mínimo y máximo; estimaciones inferior, superior y mejor estimación; tipo de distribución o función adoptada.

Tabla 20: Resumen de parámetros para el prospecto Lenteja.

Parámetro	Valor	Comentario
Prospecto/ Lead	Lenteja	
°API	30	Análisis de inclusiones de fluidos en pozos: 32° API
yg	0,80	Estimación
T _{SB} (°C)	7,09	Coordenadas: -54,125°;-36,625° (Locarnini et al. 2013)
GG (°C/km)	30	Promedio global de referencia
WD (m)	119	Columna de agua (promedio)
Depth (m)	4342	Sobrecarga sedimentaria (promedio)
Tr (°C)	137,34	Calculado a partir de los parámetros anteriores

Tabla 21: Resumen de valores de las variables utilizadas en el cálculo de EUR para Lenteja.

Lenteja	Estimación					Distribución
	Variable	Mín.	Inferior	Mejor	Superior	
GRV (km ³)	0	3,43	15,23	67,57	234,04	LogNormal
N/G (%)	0	34,8	66,6	90,0	100	Beta
Ø (%)	0	8,5	13,1	22,0	26,9	Beta
Swi (%)	0	10,3	23,4	41,6	100	Beta
GOR (scf/STB)	0	249	545	935	2.000	Beta
Boi (RB/STB)	1,12	1,24	1,38	1,57	2,08	Beta
Bgi (rcf/scf)	0,00227	0,00260	0,00325	0,00390	0,00650	Beta
RFo (%)	0	22,4	31,0	38,7	50,0	Beta
RFg (%)	0	50,0	60,0	70,0	80,0	Beta

En la Tabla 22 se presenta un resumen de los resultados del cálculo probabilístico de volumen de recursos (petróleo y gas asociado) para el prospecto Lenteja, indicando la mejor estimación de EUR, la más optimista y la más conservadora.

Tabla 22: Resumen de resultados de cálculo de EUR para Lenteja.

Lenteja		
EUR	Petróleo (MMbbl)	Gas Asociado (TCF)
Estimación inferior	226	0,100
Mejor Estimación	1.237	0,637
Estimación superior	6.348	3,606

Lola (SFN_04)

Lola es un *lead* ubicado en el área OFF-7 de la Ronda Uruguay Abierta, en la región distal de la cuenca Pelotas. Se interpreta como un abanico submarino depositado en aguas profundas durante el Albiano, conformando una trampa mixta. El reservorio está representado por areniscas turbidíticas, depositadas en un ambiente marino profundo, que se acuña tanto hacia el continente como hacia el mar. La componente estructural está determinada por una falla que atraviesa el cuerpo en el sector más distal del mismo, generando un cierre en la dirección de buzamiento (*downdip*). La roca generadora de este sistema está representada por las lutitas marinas de edad Aptiano, mientras que el sello está constituido por lutitas marinas de edad Cenomaniano. La migración de los hidrocarburos se realizaría de manera vertical a través de fallas que conectan al reservorio y la generadora, y que se identifican claramente como discontinuidades verticales en las secciones sísmicas.

La batimetría en el área del prospecto varía entre 3.567 y 3.987 metros, lo que lo convierte en el *lead* más profundo de los definidos hasta el momento. Por su parte, la sobrecarga sedimentaria varía entre 3.477 y 4.240 m.

En base al modelo de generación de hidrocarburos desarrollado, se asume un reservorio de petróleo de tipo *black oil*, con las consideraciones descriptas en la sección 3. Las características asumidas para este fluido se detallan en la Tabla 23, en este caso para el cálculo del Factor de Volumen de Formación de Petróleo.

En la Figura 32 se presenta un mapa de ubicación de Lola a escala regional. En la Figura 33 se presenta una sección sísmica ilustrativa, con la interpretación de los principales elementos del sistema petrolero propuesto para Lola.

Lola fue identificado y definido por ANCAP en el año 2020, a partir de la interpretación de datos sísmicos 2D en aguas ultra profundas (campañas: UR13_DW y UR14). La cobertura en el área de Lola es algo dispersa, con una separación entre líneas sísmicas del orden de algunos kilómetros. Por lo tanto, la geometría y extensión del cuerpo está sujeta a una mayor incertidumbre que los demás prospectos evaluados en este reporte, y Lola es definido como *lead*.

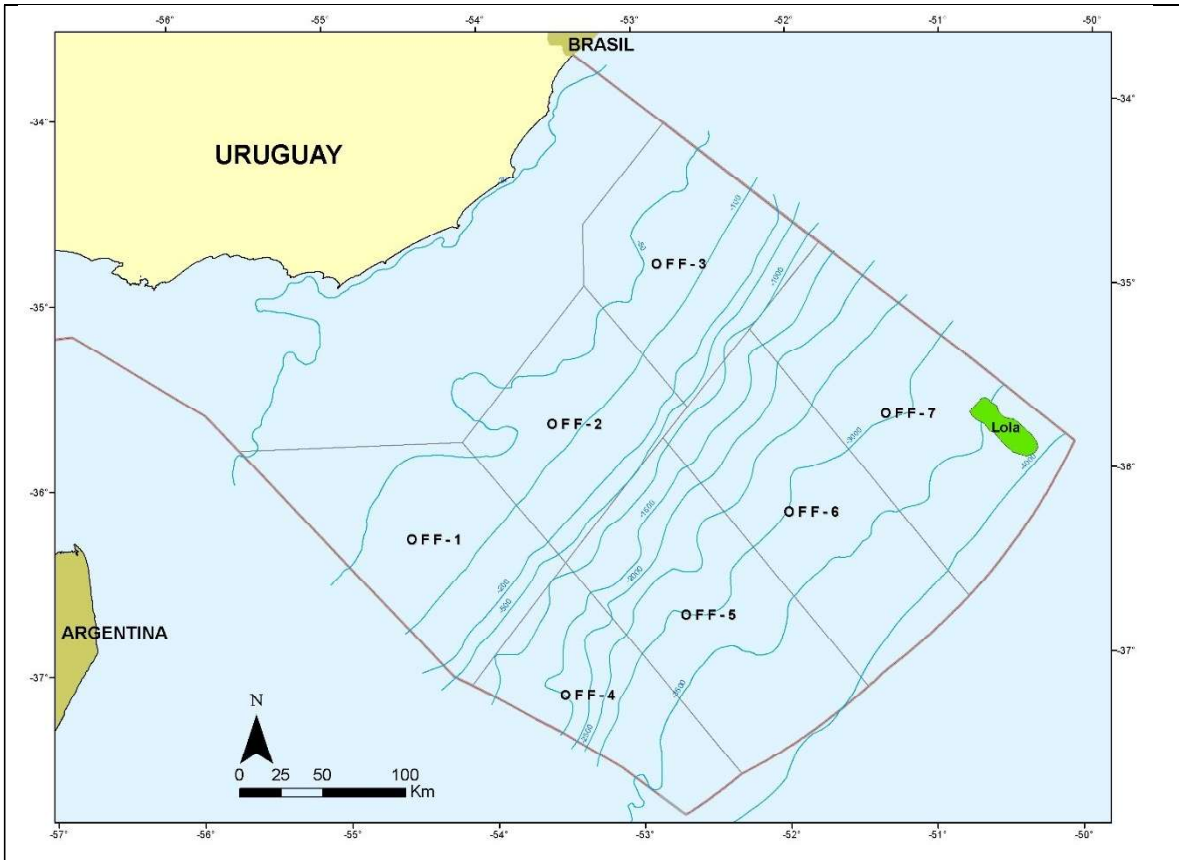


Figura 32: Mapas de ubicación, regional y de detalle, del prospecto Lola (SFN_04).

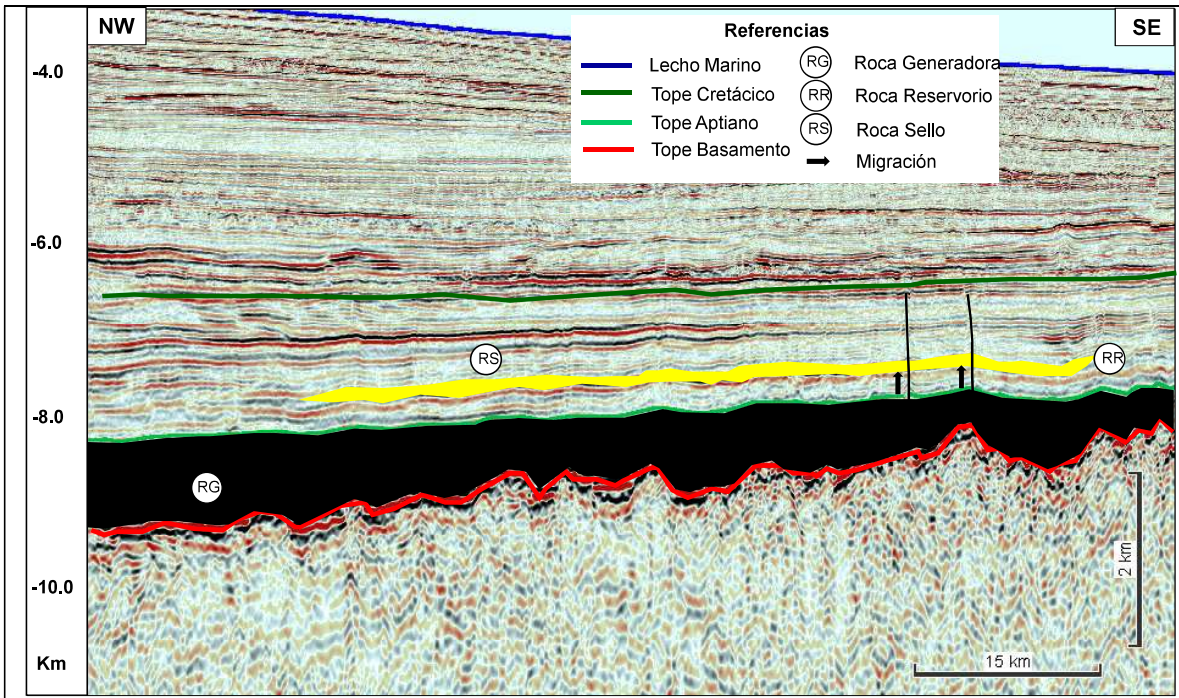


Figura 33: Sección sísmica ilustrativa de Lola (línea *dip* UR14-0958, con autorización de TGS)

Aplicando la metodología detallada en la sección 3, se obtiene un volumen estimado de recursos a recuperar de Lola de 779 MMBOE.

Los límites del prospecto se definen a partir de la interpretación sísmo-estratigráfica del cuerpo, en forma de abanico, con la sísmica 2D disponible (no existen datos 3D en el área). Se identifica una anomalía de amplitud sísmica característica al tope del cuerpo, que disminuye hacia los laterales, tal como se observa en la Figura 33. Esta anomalía se correlaciona muy bien con la estructura del cuerpo, según se observa en la Figura 34, y se asocia con un fuerte contraste de impedancia acústica entre las lutitas que ofician de sello, y las areniscas subyacentes.

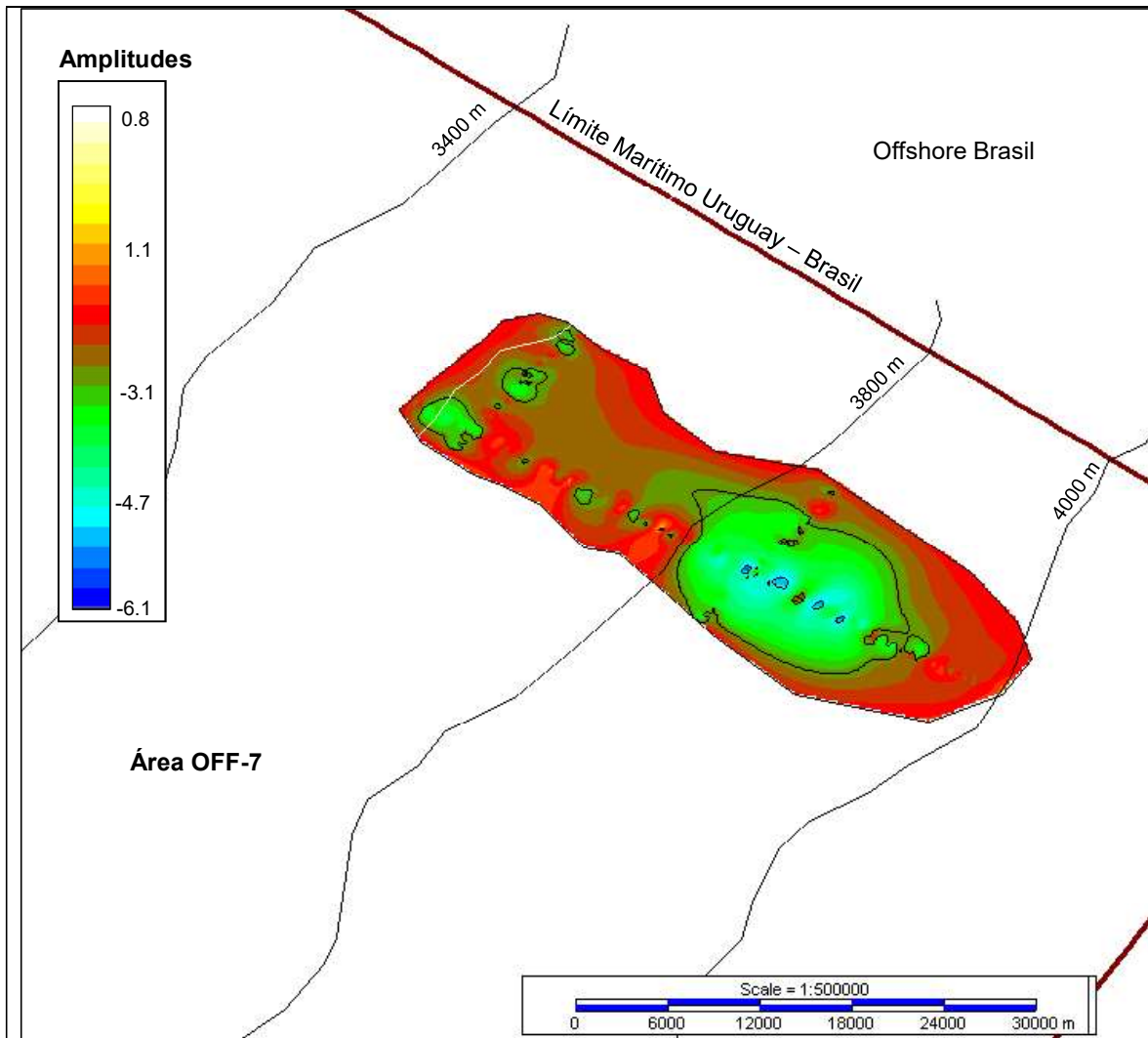


Figura 34: Mapa estructural de detalle de Lola, ilustrando la anomalía de amplitud.

El principal riesgo geológico para Lola está asociado a la efectividad de la trampa y a la calidad del reservorio. Por un lado, se reconoce la naturaleza puramente estratigráfica de Lola, y el riesgo de escape de hidrocarburos buzamiento arriba (*updip*) por no existir elementos estructurales que brinden un cierre efectivo a la trampa. En cuanto al segundo aspecto, también se reconoce un importante soterramiento, en detrimento de la calidad de los eventuales reservorios clásticos. No obstante, Lola presenta aspectos positivos desde el punto de vista de la carga, ya que el cuerpo se encuentra subyacente a la potencial generadora de edad Aptiano, que en esta región presenta un espesor considerable.

En cuanto a los riesgos no geológicos, son ciertamente considerables por la significativa lámina de agua, entre 3.567 y 3.987 m, superando los límites tecnológicos actuales de perforación (teóricos), y más aún, los límites actuales de producción *offshore*. A la vez, constituye un desafío por su distancia a la costa, aproximadamente 309 km, pero aún dentro del extremo superior de producción *offshore* global.

En la Tabla 23 se presentan los parámetros (valores constantes) para el cálculo de las variables del prospecto Lola. En la Tabla 24, se presentan los valores característicos de las funciones de densidad de probabilidad (PDF) para el cálculo de EUR: mínimo y máximo; estimaciones inferior, superior y mejor estimación; tipo de distribución o función adoptada.

Tabla 23: Resumen de parámetros para el prospecto Lola.

Parámetro	Valor	Comentario
Prospecto/ Lead	Lola	
°API	30	Análisis de inclusiones de fluidos en pozos: 32° API
γg	0,80	Estimación
T _{SB} (°C)	0,60	Coordenadas: -50,625°;-35,875° (Locarnini et al. 2013)
GG (°C/km)	30	Promedio global de referencia
WD (m)	3.777	Columna de agua (promedio)
Depth (m)	3.859	Sobrecarga sedimentaria (promedio)
Tr (°C)	116,35	Calculado a partir de los parámetros anteriores

En la Tabla 25 se presenta un resumen de los resultados del cálculo probabilístico de volumen de recursos (petróleo y gas asociado) para el prospecto Lola, indicando la mejor estimación de EUR, la más optimista y la más conservadora.

Tabla 24: Resumen de valores de las variables utilizadas en el cálculo de EUR para Lola.

Lola		Estimación					
Variable	Mín.	Inferior	Mejor	Superior	Máx.	Distribución	
GRV (km ³)	0	3,96	7,77	15,24	37,69	LogNormal	
N/G (%)	0	34,8	66,6	90,0	100	Beta	
Ø (%)	0	9,3	14,3	23,2	28,5	Beta	
Swi (%)	0	10,3	23,4	41,6	100	Beta	
GOR (scf/STB)	0	249	545	935	2.000	Beta	
Boi (RB/STB)	1,10	1,22	1,36	1,55	2,06	Beta	
Bgi (rcf/scf)	0,00126	0,00144	0,00180	0,00216	0,00360	Beta	
RFo (%)	0	22,4	31,0	38,7	50,0	Beta	
RFg (%)	0	50,0	60,0	70,0	80,0	Beta	

Tabla 25: Resumen de resultados de cálculo de EUR para Lola.

Lola		
EUR	Petróleo (MMbbl)	Gas Asociado (TCF)
Estimación inferior	252	0,102
Mejor Estimación	709	0,367
Estimación superior	1.848	1,144

Luisa (PRS_01)

Luisa es un prospecto ubicado en el área OFF-5 de la Ronda Uruguay Abierta, en la región distal de la cuenca Punta del Este. Se interpreta como una progradación deltaica de edad Albiano. Se trata de una trampa exclusivamente estratigráfica. El reservorio está representado por un cuerpo de areniscas deltaico progradantes, asociado a un ambiente transicional, y con un importante aporte sedimentario en un contexto de regresión del nivel del mar. La roca generadora propuesta para este sistema, está representada por las lutitas marinas de edad Aptiano, mientras que el sello está constituido por lutitas de edad Albiano asociadas a un contexto marino somero que recubren las areniscas. Se propone la migración vertical de los hidrocarburos, a través de fallas que conectan al reservorio y la generadora. De hecho, se identifican chimeneas de gas en la zona del prospecto, lo que representa un indicador de esta migración.

La batimetría en el área del prospecto varía entre 2.660 y 3.000 metros, mientras que la sobrecarga sedimentaria al tope del prospecto varía entre 4.900 y 5.400 m.

En base al modelo de generación de hidrocarburos desarrollado para Luisa, se asume carga con fluido de tipo gas seco, con las consideraciones descritas en la sección 3. Las características asumidas para este fluido se detallan en la Tabla 26, en este caso para el cálculo del Factor de Volumen de Formación de Gas.

En la Figura 35 se presenta un mapa de ubicación de Luisa a escala regional. En la Figura 36 se presenta una sección sísmica ilustrativa, con la interpretación de los principales elementos del sistema petrolero propuesto para Luisa.

Luisa fue identificado y definido por ANCAP en 2020 a partir de la interpretación de datos sísmicos de la campaña 3D_BG12. Aplicando la metodología detallada en la sección 3, se obtiene un volumen estimado de recursos a recuperar de Luisa de 1,424 TCF de gas (equivalente a 246 MMBOE).

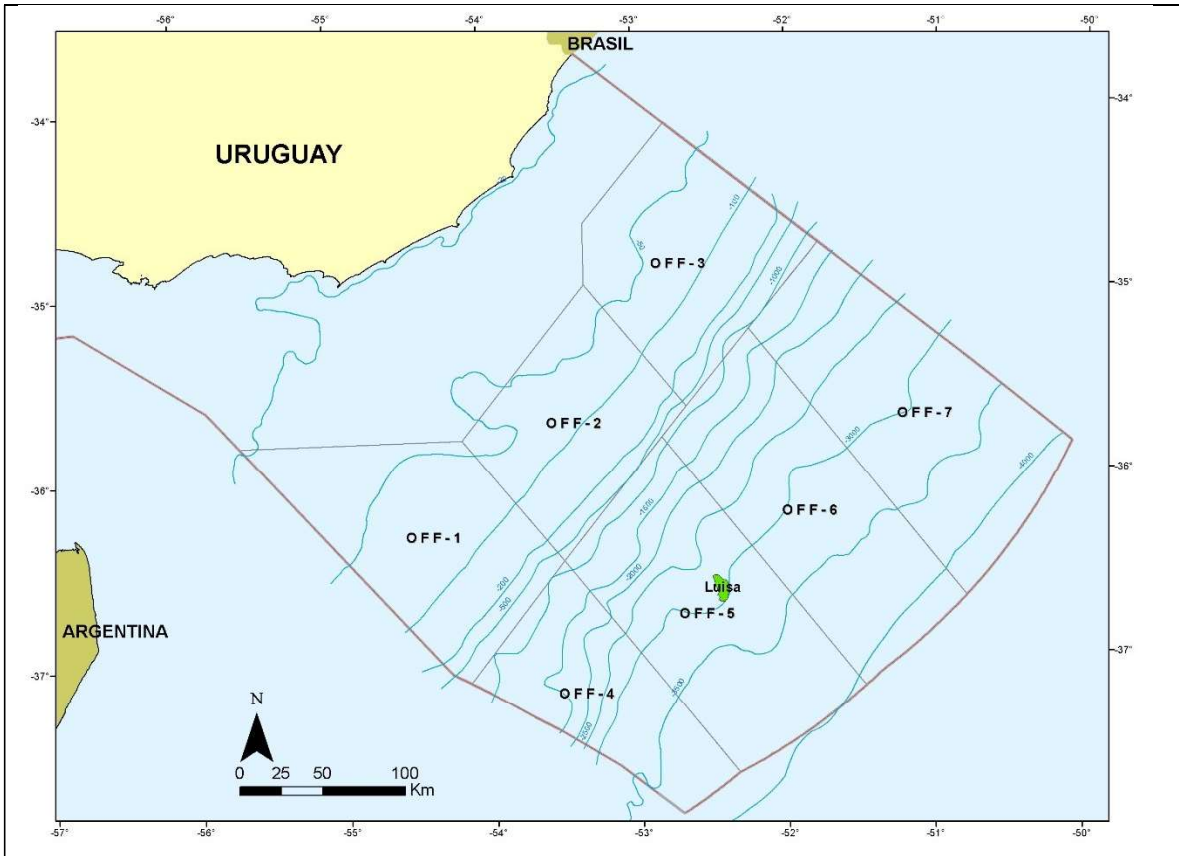


Figura 35: Mapas de ubicación, regional y de detalle, del prospecto Luisa (PRS_01).

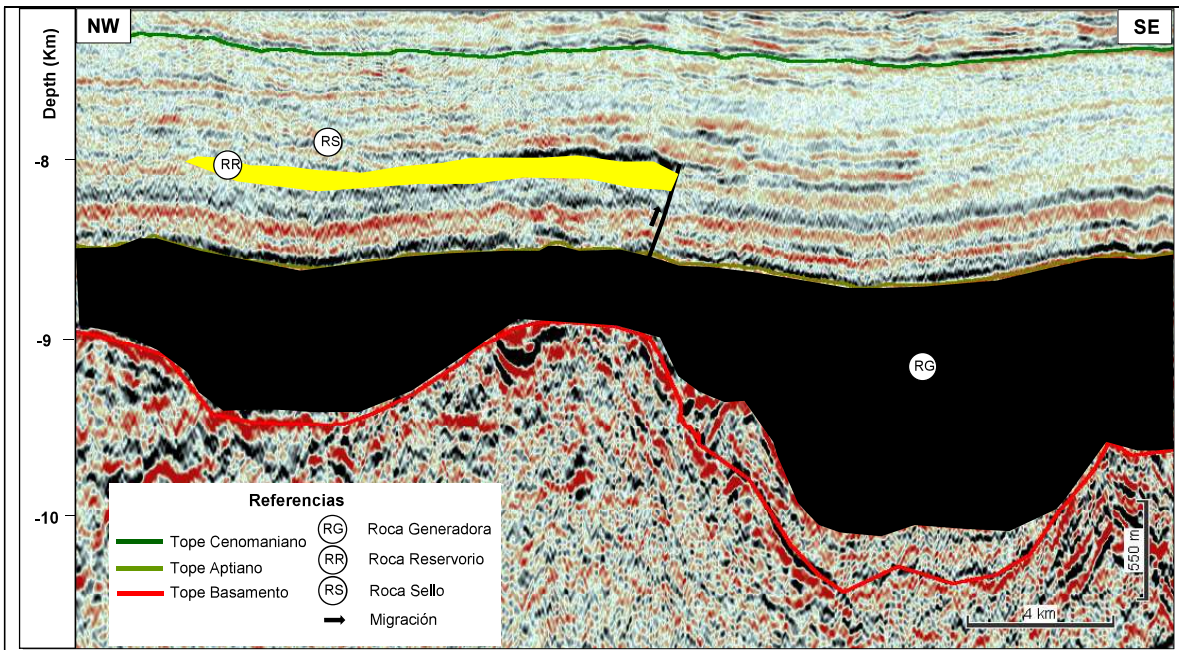


Figura 36: Sección sísmica ilustrativa de Luisa (crossline 9800, campaña 3D_BG12)

El cuerpo progradante en su conjunto, que contiene el prospecto Luisa, se define a partir de la interpretación sísmo-estratigráfica. Para definir los límites del prospecto, se utiliza la anomalía de amplitud sísmica característica al tope del cuerpo, que disminuye y desaparece hacia los laterales, tal como se observa en la Figura 36. Esta anomalía se correlaciona muy bien con la estructura del cuerpo, según se observa en la Figura 37, y se asocia con un fuerte contraste de impedancia acústica entre las lutitas sello de edad Albiano, y el reservorio de areniscas subyacentes, de edad Aptiano. A la vez, el cuerpo presenta anomalías de amplitud vs *offset* (AVO), pero al momento no han sido estudiadas en detalle.

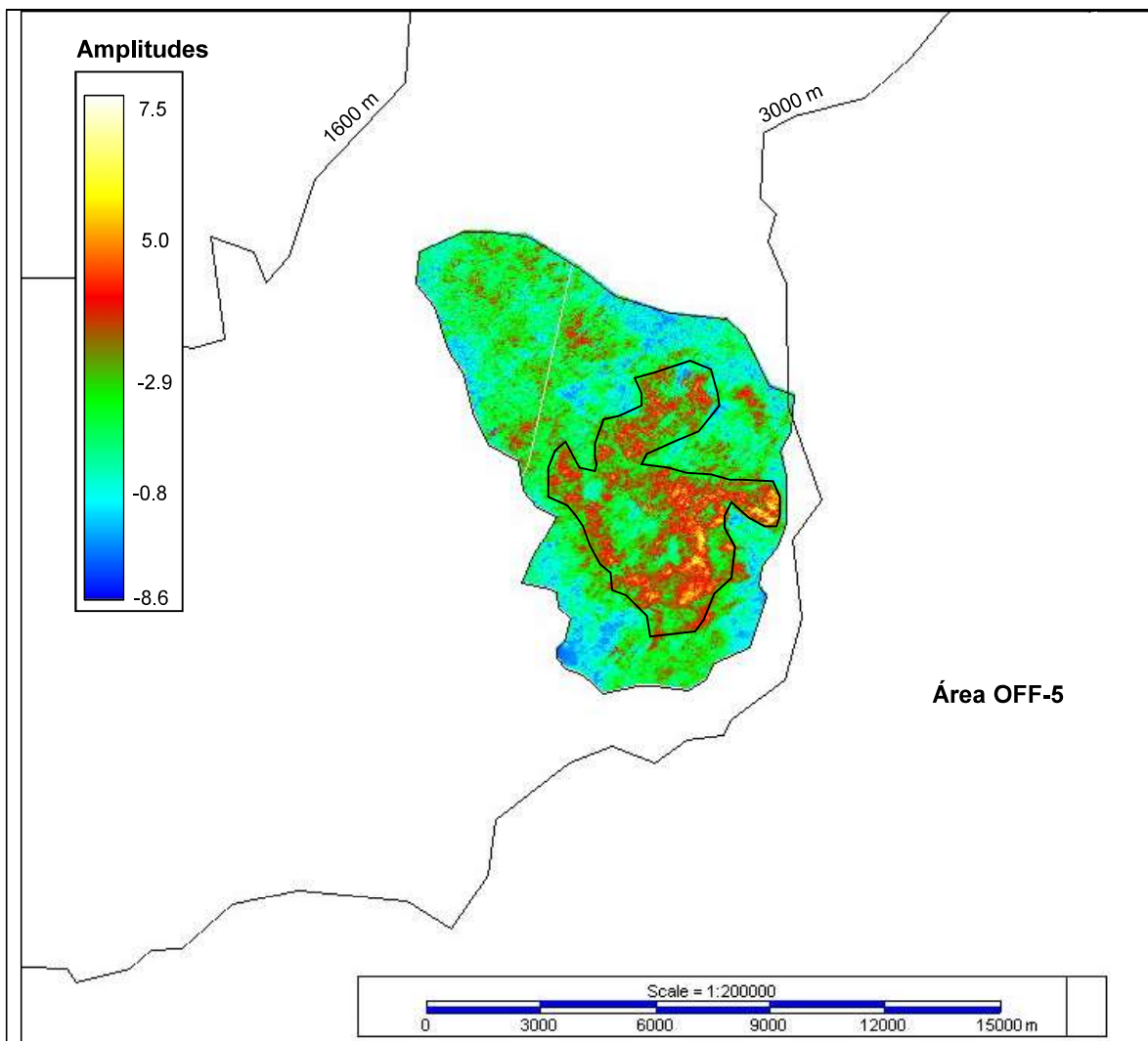


Figura 37: Mapa estructural de detalle de Luisa, ilustrando la anomalía de amplitud.

El principal riesgo geológico para Luisa está asociado a la efectividad de la trampa: si la configuración estratigráfica entre reservorio y sello, y la variación lateral de litologías

gruesas a finas dentro del cuerpo progradante, constituyen una trampa efectiva en ausencia de elementos estructurales. Por otro lado, se tiene mayor confianza en la presencia y competencia del reservorio, ya que se trata de formas geométricas progradantes típicas de arenas deltaicas. El prospecto se desarrolla justamente por debajo de la roca generadora postulada, de edad Aptiano, y de importante espesor en esta región. Por lo cual, el riesgo de generación está asociado fundamentalmente a la presencia y competencia de esta generadora, y no a la carga. Se identifican vías de migración claras que conectan roca generadora y reservorio.

En cuanto a los riesgos no geológicos, se destacan su importante batimetría, entre 2.660 y 3.000 m, y su soterramiento, entre 4.900 y 5.400 m. La profundidad de agua está dentro de los límites tecnológicos actuales de perforación, pero supera los ejemplos conocidos de producción *offshore*. A la vez, constituye un desafío por su distancia a la costa, aproximadamente 263 km, pero existen ejemplos de provincias *offshore* en producción igual o más remotas.

Tabla 26: Resumen de parámetros para el prospecto Luisa.

Parámetro	Valor	Comentario
Prospecto/ Lead	Luisa	
°API	30	Análisis de inclusiones de fluidos en pozos: 32° API
γg	0,80	Estimación
T _{SB} (°C)	1,24	Coordenadas: -52,125°;-36,625° (Locarnini et al. 2013)
GG (°C/km)	30	Promedio global de referencia
WD (m)	2830	Columna de agua (promedio)
Depth (m)	5150	Sobrecarga sedimentaria (promedio)
Tr (°C)	155,74	Calculado a partir de los parámetros anteriores

En la Tabla 26 se presentan los parámetros (valores constantes) para el cálculo de las variables del prospecto Luisa. En la Tabla 27, se presentan los valores característicos de las funciones de densidad de probabilidad (PDF) para el cálculo de EUR: mínimo y máximo; estimaciones inferior, superior y mejor estimación; tipo de distribución o función adoptada.

En la Tabla 28 se presenta un resumen de los resultados del cálculo probabilístico de volumen de recursos (gas seco) para el prospecto Luisa, indicando la mejor estimación de EUR, la más optimista y la más conservadora.

Tabla 27: Resumen de valores de las variables utilizadas en el cálculo de EUR para Luisa.

Luisa		Estimación					
Variable	Mín.	Inferior	Mejor	Superior	Máx.	Distribución	
GRV (km ³)	0	1,94	3,00	4,63	7,49	LogNormal	
N/G (%)	0	34,8	66,6	90,0	100	Beta	
Ø (%)	0	7,1	11,1	20,0	24,3	Beta	
Swi (%)	0	10,3	23,4	41,6	100	Beta	
Boi (RB/STB)	1,14	1,25	1,40	1,58	2,10	Beta	
Bgi (rcf/scf)	0,00133	0,00152	0,00190	0,00228	0,00379	Beta	
RFo (%)	0	22,4	31,0	38,7	50,0	Beta	
RFg (%)	0	50,0	60,0	70,0	80,0	Beta	

Tabla 28: Resumen de resultados de cálculo de EUR para Luisa.

Luisa	
EUR	Gas (TCF)
Estimación inferior	0,532
Mejor Estimación	1,424
Estimación superior	3,396

Máspoli (SFN_03)

Es un prospecto conformado por dos lóbulos turbidífticos de edad Oligoceno, que se acuñan buzamiento arriba (*updip*) en los canales de alimentación, y son sellados en el tope por lutitas marinas de edad Mioceno. Está ubicado en aguas ultra-profundas de la cuenca Punta del Este, en el Área OFF-5 de la Ronda Uruguay Abierta, con una lámina de agua entre 3.100 m y 3.550 m, y se estima un soterramiento sedimentario promedio al tope del prospecto de 1.837 m. Se propone la migración a través de fallas que conectan verticalmente con las rocas generadoras, constituidas por lutitas marinas de edad Aptiano.

En base al modelo de generación de hidrocarburos desarrollado para Máspoli, se asume carga con petróleo de tipo *black oil*, con las consideraciones descriptas en la sección 3. Las características asumidas para este fluido se detallan en la Tabla 29, en este caso para el cálculo del Factor de Volumen de Formación de Petróleo.

En la Figura 38 se presenta un mapa de ubicación de Máspoli a escala regional. En la Figura 39 se presenta una sección sísmica ilustrativa, con la interpretación de los principales elementos del sistema petrolero propuesto para Máspoli.

Este tipo de *play* fue propuesto por ANCAP con las primeras líneas sísmicas regionales en aguas profundas en 2007, y corresponde al sistema petrolero especulativo denominado *Postrift* Cretácico – Cretácico/ Cenozoico descrito en la sección 2.6. Máspoli fue interpretado y descrito por primera vez por BG en 2014, como operador de las Áreas 8, 9 y 13 de la segunda Ronda Uruguay, a partir de la interpretación de datos sísmicos de la campaña 3D_BG12. En Rodríguez, P. (2018) se presenta una evaluación para este prospecto con un modelo probabilístico, y en base a esos resultados, en Rodríguez, P. (2019) se realizó la evaluación técnico-económica de Máspoli, publicada más tarde ese mismo año (Rodríguez & Weijermars 2019). Para el presente reporte se utilizaron los mismos valores para correr el modelo probabilístico, resultando en un volumen estimado de recursos a recuperar de Máspoli (considerando petróleo y gas asociado) de 2.452 MMBOE.

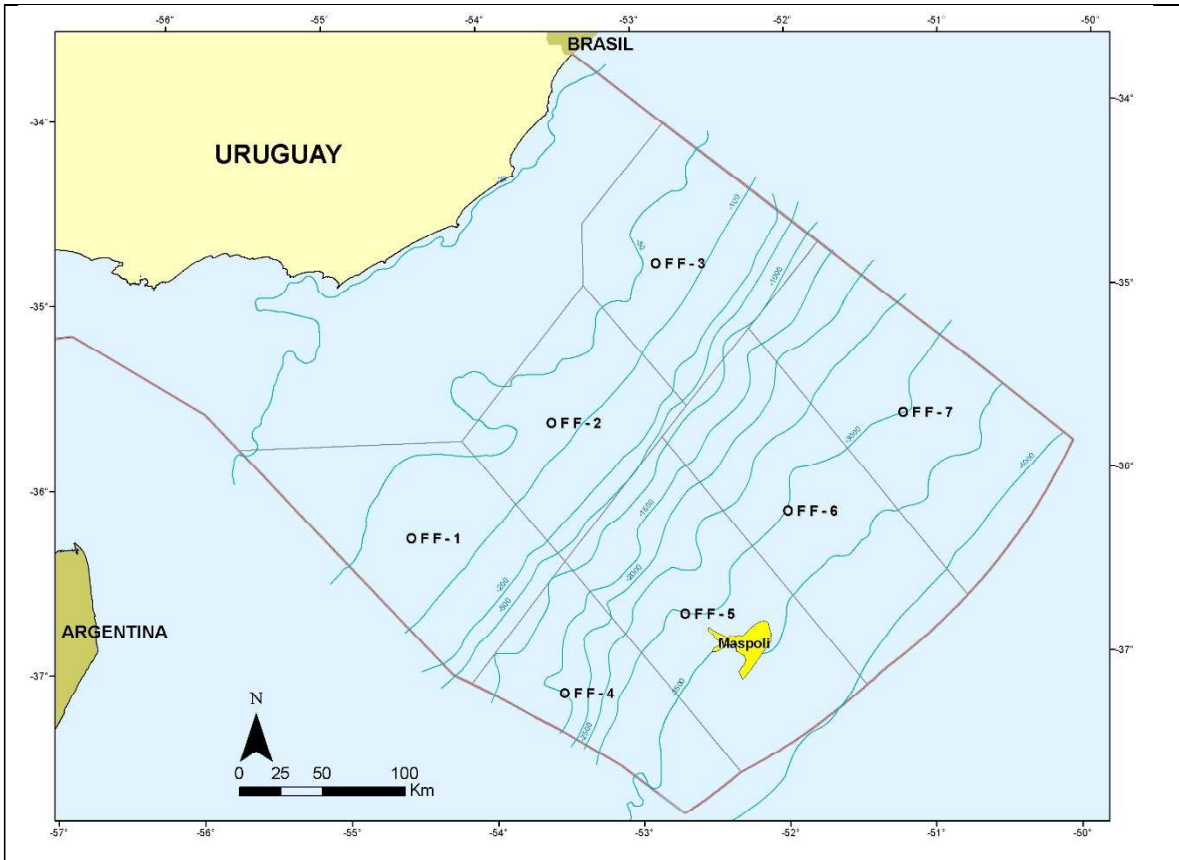


Figura 38: Mapas de ubicación, regional y de detalle, del prospecto Maspoli (SFN_03).

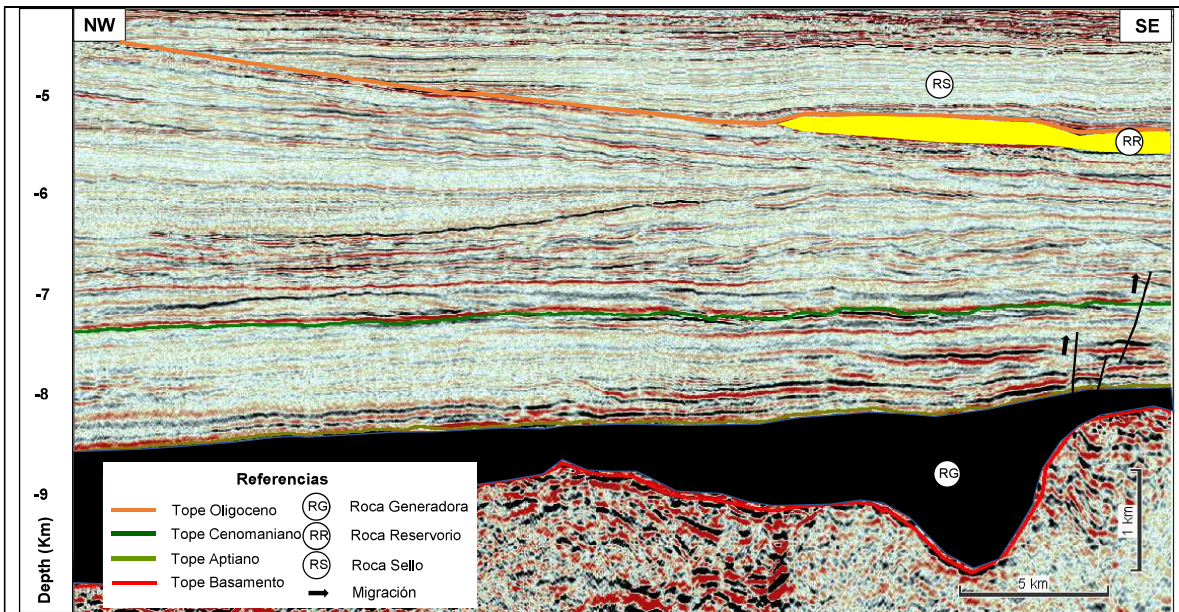
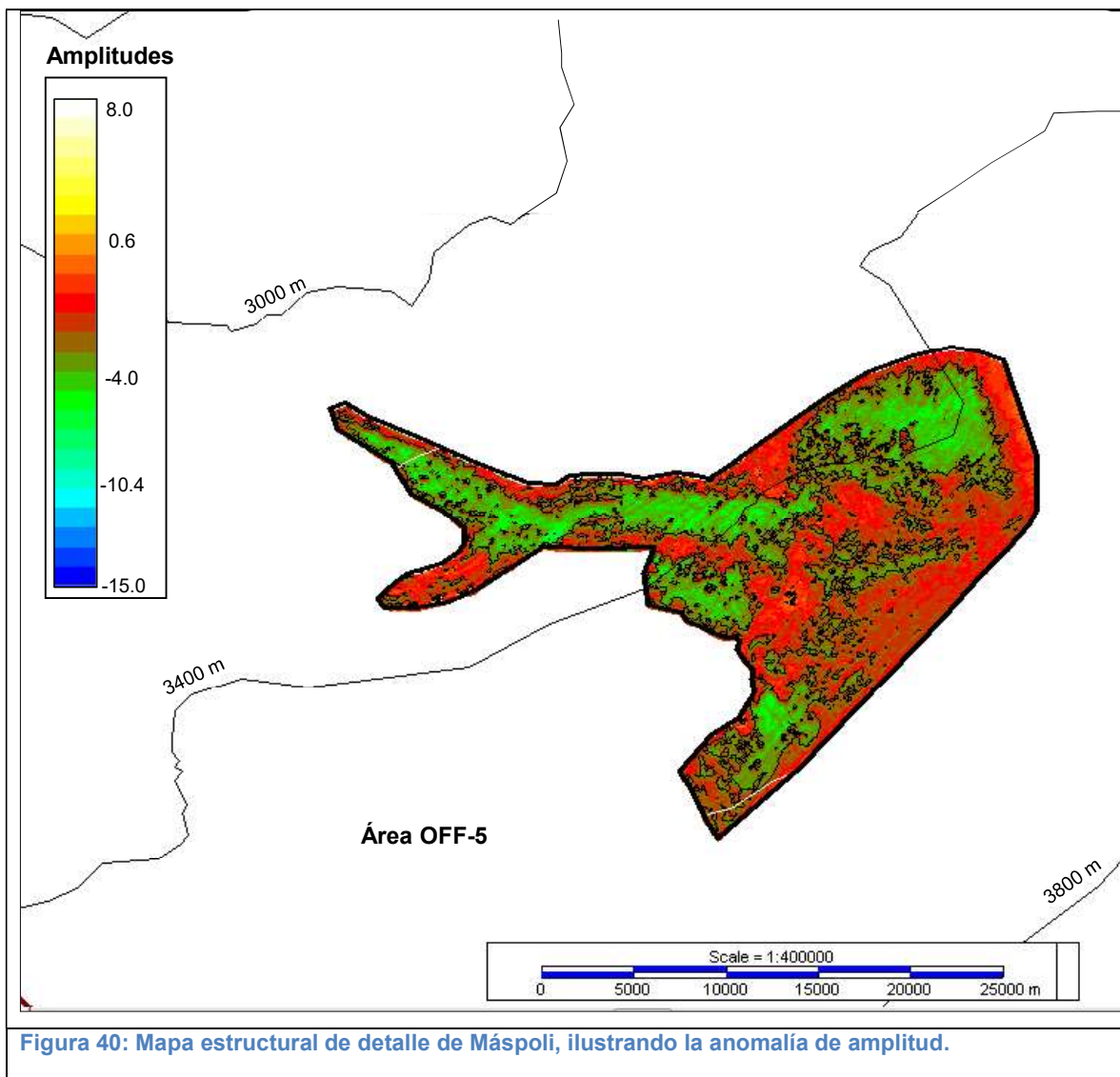


Figura 39: Sección sísmica ilustrativa de Maspoli (crossline 8500, campaña 3D_BG12)

La estructura de abanico submarino, conformado por lóbulos y canales en relación de *onlap* con las lutitas pelágicas subyacentes, se define a partir de la interpretación sísmo-estratigráfica. Para definir los límites de Máspoli, se utiliza la anomalía de amplitud sísmica característica al tope del cuerpo, tal como se observa en la Figura 39. Esta anomalía se correlaciona muy bien con la estructura del cuerpo, según se observa en la Figura 40, y se asocia con un fuerte contraste de impedancia acústica entre las lutitas sello, y los depósitos turbidíticos subyacentes, interpretados como arenas de aceptable a buena calidad de reservorio.



La trampa, la migración de hidrocarburos y el *timing* son los principales riesgos geológicos de Máspoli. La trampa es puramente estratigráfica, por lo cual debe considerarse el riesgo

de pérdida de contención aguas arriba (*updip*), a veces característico de abanicos submarinos que no tienen ninguna componente estructural. A pesar de ello, Máspoli presenta una buena correlación entre amplitudes sísmicas y límites geológicos de la trampa, lo cual sería una indicación de contención efectiva de los hidrocarburos.

En cuanto al riesgo de migración y de timing, está asociado a la distancia y posible desconexión entre el prospecto de edad Cenozoico, con una roca generadora de edad Aptiano, lo cual también requiere una sucesión oportuna de eventos de depósito de reservorio y sello con la generación, migración y acumulación de hidrocarburos. De todas formas, en la sísmica se identifica un sistema de fallas verticales que interconectan reservorio y roca generadora. Desde el punto de vista del reservorio, Máspoli presenta una clara analogía con el prospecto Raya perforado por Total en 2016, que encontró un cuerpo de arena con muy buenas propiedades reservorio. Por esta razón, se considera que la interpretación sísmo-estratigráfica y de atributos como la amplitud en Máspoli son evidencias claras de la presencia de los lóbulos turbidíticos de areniscas con buenas propiedades reservorio.

En sísmica se reconocen estratificaciones internas y fallas en Máspoli, lo que puede dar lugar a una potencial compartimentación del reservorio, aunque la variabilidad de facies sísmicas no es muy significativa. Se entiende que los lóbulos turbidíticos están interconectados. En cuanto al sello, también vale la analogía con el prospecto Raya, evidenciando la capacidad de sello de las lutitas marinas de edad Mioceno al tope de Máspoli. La roca generadora de edad Aptiano propuesta es un intervalo reconocido en el Atlántico Sur. Sin embargo, aunque tiene un carácter sísmico característico, no se tienen evidencias directas de su presencia en el *offshore* de Uruguay, y además se encuentra a una profundidad de soterramiento elevada, lo cual incorpora un cierto riesgo de sobre-maduración. Asimismo, cabe señalar que Máspoli tiene un alto potencial de recursos máximos (*updip potential*) debido a que los lóbulos turbidíticos se extienden fuera de los límites de la sísmica 3D disponible, mar adentro hacia aguas ultra-profundas.

En cuanto a los riesgos no geológicos, están vinculados a su profundidad de agua (aguas ultra-profundas, pero dentro del límite tecnológico actual para producción) y a su ubicación remota (aproximadamente 250 km de distancia a la costa).

En la Tabla 29 se presentan los parámetros (valores constantes) para el cálculo de las variables del prospecto Máspoli. En la Tabla 30, se presentan los valores característicos de las funciones de densidad de probabilidad (PDF) para el cálculo de EUR: mínimo y máximo; estimaciones inferior, superior y mejor estimación; tipo de distribución o función adoptada.

Tabla 29: Resumen de parámetros para el prospecto Máspoli.

Parámetro	Valor	Comentario
Prospecto/ Lead	Máspoli	
°API	30	Análisis de inclusiones de fluidos en pozos: 32° API
yg	0,80	Estimación
T _{SB} (°C)	1,29	Coordenadas: -52,38°;-36,88° (Locarnini et al. 2013)
GG (°C/km)	30	Promedio global de referencia
WD (m)	3325	Columna de agua (promedio)
Depth (m)	1837	Sobrecarga sedimentaria (promedio)
Tr (°C)	56,4	Calculado a partir de los parámetros anteriores

En la Tabla 31 se presenta un resumen de los resultados del cálculo probabilístico de volumen de recursos (petróleo y gas asociado) para el prospecto Máspoli, indicando la mejor estimación de EUR, la más optimista y la más conservadora.

Tabla 30: Resumen de valores de las variables utilizadas en el cálculo de EUR para Máspoli.

Máspoli	Estimación					Distribución
	Variable	Mín.	Inferior	Mejor	Superior	
GRV (km ³)	0	12,46	17,84	25,55	32,06	LogNormal
N/G (%)	0	34,8	66,6	90,0	100	Beta
Ø (%)	0	12,1	19,2	27,7	35,0	Beta
Swi (%)	0	10,3	23,4	41,6	100	Beta
GOR (scf/STB)	0	249	545	935	2.000	Beta
Boi (RB/STB)	1,04	1,16	1,30	1,49	2,00	Beta
Bgi (rcf/scf)	0,00068	0,00180	0,00225	0,00270	0,00451	Beta
RFo (%)	0	22,4	31,0	38,7	50,0	Beta
RFg (%)	0	50,0	60,0	70,0	80,0	Beta

Tabla 31: Resumen de resultados de cálculo de EUR para Máspoli.

Máspoli		
EUR	Petróleo (MMbbl)	Gas Asociado (TCF)
Estimación inferior	907	0,36
Mejor Estimación	2.227	1,15
Estimación superior	4.702	2,98

Morpheus (ANT_01)

Morpheus es un prospecto estructural de la secuencia prerift, constituido por un anticlinal con cierre en los cuatro sentidos, y ubicado en el Área OFF-3 de la Ronda Uruguay Abierta, en aguas someras de la cuenca Pelotas.

La estructura se encuentra a una significativa profundidad de soterramiento, entre 7.065 y 7.880 metros, y debido a la gran deformación del paquete sedimentario, resulta muy difícil interpretar los ambientes sedimentarios asociados a este *play*. Sin embargo, se estima que tanto la roca generadora como el reservorio, sean de edad Pérmico y/o Devónico, teniendo en cuenta la analogía de la secuencia prerift del *offshore* con la cuenca Norte, donde estos elementos están probados. En definitiva, se proponen rocas generadoras constituidas por lutitas marinas, y rocas reservorio de tipo areniscas.

En base al modelo de generación de hidrocarburos desarrollado para Morpheus, y debido a la sobre-maduración de las potenciales rocas generadoras presentes, se asume la carga del prospecto con gas seco, con las consideraciones descritas en la sección 3. Las características asumidas para este fluido se detallan en la Tabla 32, en este caso para el cálculo del Factor de Volumen de Formación de Gas.

En la Figura 41 se presenta un mapa de ubicación de Morpheus a escala regional. En la Figura 42 se presenta una sección sísmica ilustrativa, con la interpretación de los principales elementos del sistema petrolero propuesto para Morpheus.

El potencial de sistemas petroleros prerift en el *offshore* de Uruguay ha sido postulado al menos desde la década de 1970, a partir de la interpretación de relictos de esta secuencia en posiciones proximales de las cuencas Punta del Este y Pelotas. La identificación posterior de unidades de edad Paleozoica en el pozo Gaviotín X-1, así como en otros pozos en cuencas vecinas del Atlántico sur (i.e.: Cuenca Pelotas en Brasil), apoyan esta idea. Tal como se describen en la sección 2.7, el sistema petrolero especulativo Prerift - Prerift del *offshore* tiene una fuerte correspondencia con la cuenca Norte en Uruguay, en donde están probadas rocas con potencial generador y reservorio.

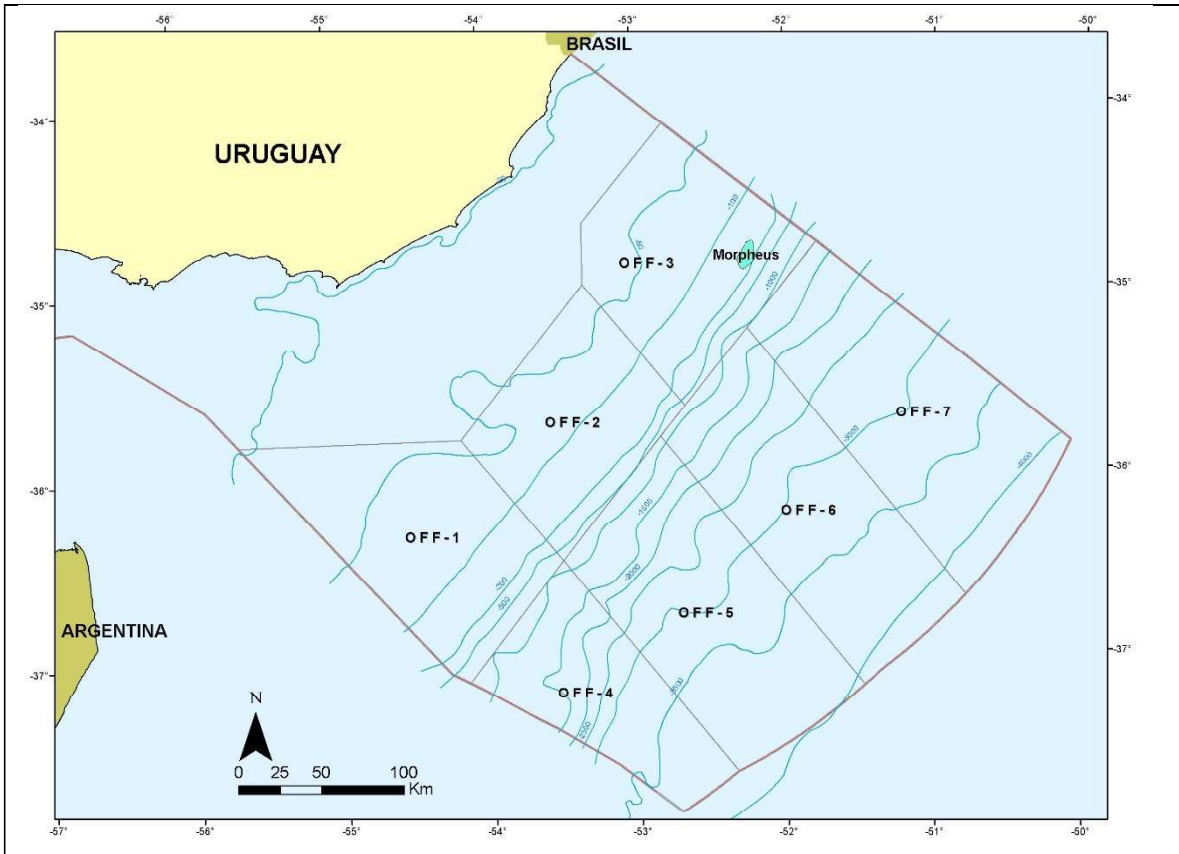


Figura 41: Mapa de ubicación regional del prospecto Morpheus (ANT_01).

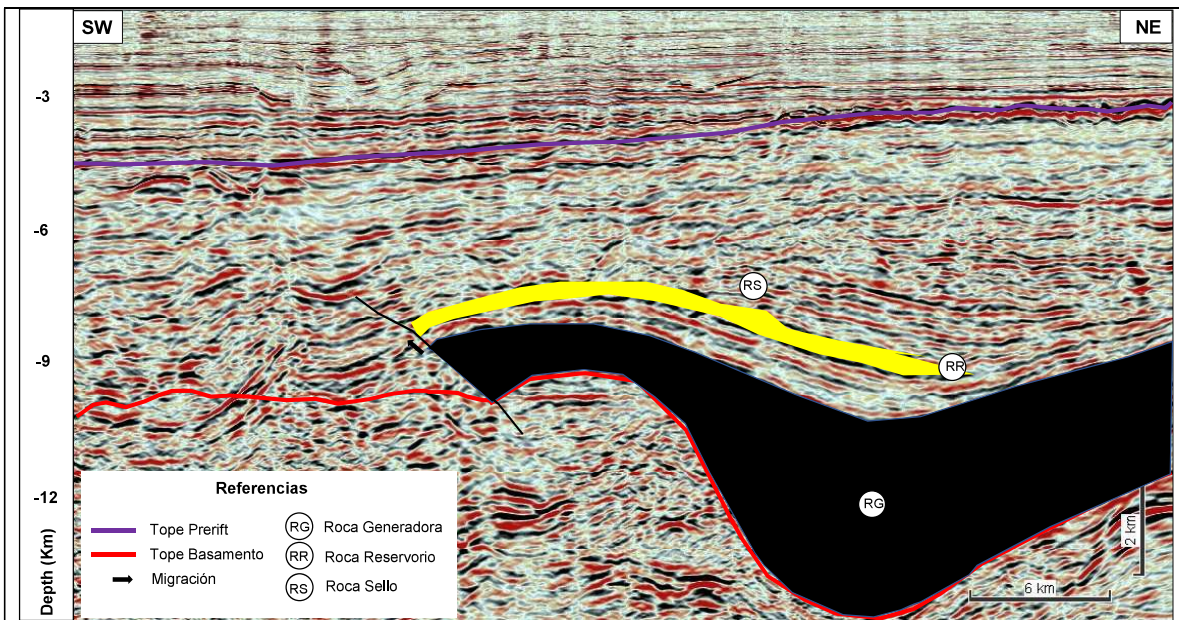


Figura 42: Sección sísmica ilustrativa de Morpheus (crossline 4000, campaña 3D_UR12)

Este prospecto fue identificado y caracterizado por primera vez por la empresa BP en 2014, en el marco del contrato de exploración-explotación en el Área 11 de la segunda Ronda Uruguay, a partir de datos sísmicos de la campaña 3D_UR12. Con el objetivo de mejorar la imagen en la secuencia prerift, BP reprocesó con una secuencia PSDM un subconjunto de estos datos, que comprende el área donde se ubica Morpheus (este volumen sísmico se denomina 3D_UR12_BP_A). El procesamiento de los datos 3D_UR12 realizado *in-house* por BP, mejora sustancialmente la calidad de la imagen y permite caracterizar el prospecto. En Conti et al (2016) se publicó información sobre Morpheus, con una descripción del modelo geológico y sistema petrolero, incluyendo una estimación preliminar de sus recursos. Para el presente reporte se utilizan similares valores que los publicados, aplicando la metodología detallada en la sección 3, y se obtiene un volumen estimado de recursos a recuperar de Morpheus de 2,69 TCF (considerando gas seco, equivalente a 464 MMBOE).

El principal riesgo geológico para Morpheus está asociado a la integridad y presencia del reservorio, debido a la profundidad y deformación que presenta la secuencia prerift. A la vez, otros elementos del sistema petrolero, como la presencia y competencia de la roca generadora y el sello, están sujetos también a una alta incertidumbre.

En cuanto a los riesgos no geológicos, el principal está asociado a la gran profundidad de soterramiento del prospecto, que supera los 7.000 metros, lo que implica importantes desafíos tecnológicos para la perforación. Por otro lado, Morpheus se encuentra en aguas someras (120 a 150 m) y a una distancia de la costa que no impone desafíos tecnológicos u operativos adicionales (145 km).

El área del prospecto se define a partir de la interpretación sismo-estratigráfica del tope de la estructura anticlinal, y sus límites están definidos por una importante falla al SW, y el *spill point* al NE, tal como se observa en la Figura 42. En la Figura 43 se presenta un mapa estructural de detalle del prospecto.

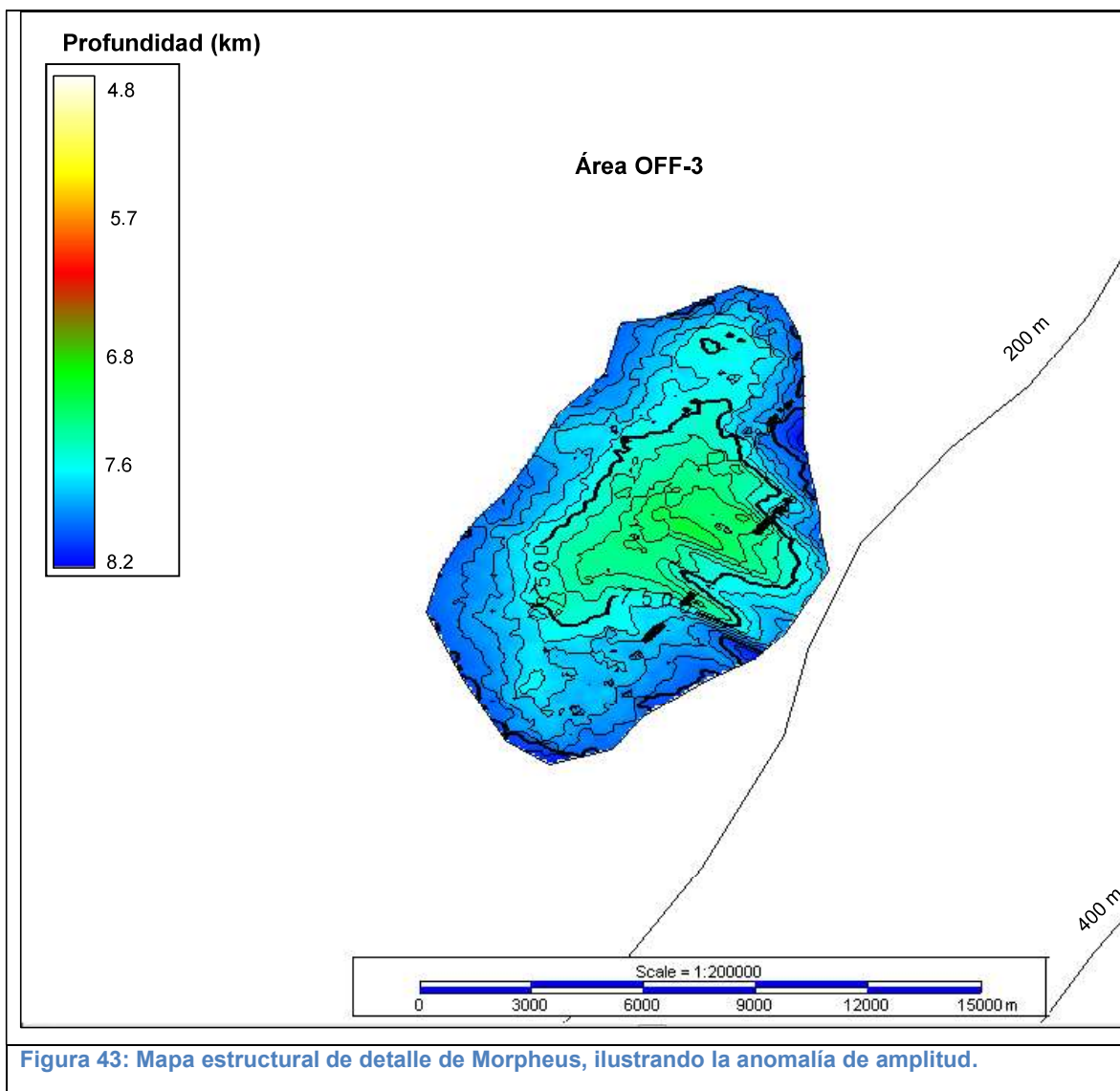


Tabla 32: Resumen de parámetros para el prospecto Morpheus.

Parámetro	Valor	Comentario
Prospecto/ Lead	Morpheus	
°API	30	Análisis de inclusiones de fluidos en pozos: 32° API
yg	0,80	Estimación
T _{SB} (°C)	13,36	Coordenadas: -52,125°;-34,875° (Locarnini et al. 2013)
GG (°C/km)	30	Promedio global de referencia
WD (m)	135	Columna de agua (promedio)
Depth (m)	7473	Sobrecarga sedimentaria (promedio)
Tr (°C)	237,54	Calculado a partir de los parámetros anteriores

En la Tabla 32 se presentan los parámetros (valores constantes) para el cálculo de las variables del prospecto Morpheus. En la Tabla 33, se presentan los valores característicos de las funciones de densidad de probabilidad (PDF) para el cálculo de EUR: mínimo y máximo; estimaciones inferior, superior y mejor estimación; tipo de distribución o función adoptada.

Tabla 33: Resumen de valores de las variables utilizadas en el cálculo de EUR para Morpheus.

Morpheus		Estimación					Distribución
Variable	Mín.	Inferior	Mejor	Superior	Máy.		
GRV (km ³)	0	9,57	15,65	25,60	32,95	LogNormal	
N/G (%)	0	34,8	66,6	90,0	100	Beta	
Ø (%)	0	2,3	5,3	13,8	16,7	Beta	
Swi (%)	0	10,3	23,4	41,6	100	Beta	
GOR (scf/STB)	0	249	545	935	2.000	Beta	
Boi (RB/STB)	1,21	1,33	1,48	1,66	2,18	Beta	
Bgi (rcf/scf)	0,00071	0,00190	0,00237	0,00284	0,00474	Beta	
RFo (%)	0	22,4	31,0	38,7	50,0	Beta	
RFg (%)	0	50,0	60,0	70,0	80,0	Beta	

En la Tabla 34 se presenta un resumen de los resultados del cálculo probabilístico de volumen de recursos (gas) para el prospecto Morpheus, indicando la mejor estimación de EUR, la más optimista y la más conservadora.

Tabla 34: Resumen de resultados de cálculo de EUR para Morpheus.

Morpheus	
EUR	Gas (TCF)
Estimación inferior	0,84
Mejor Estimación	2,69
Estimación superior	8,96

Pini (ICB_03)

Pini es un prospecto representado por una construcción carbonática aislada localizada sobre una estructura de tipo horst (hombro de graben), cubierto tanto en su tope como a nivel lateral por lutitas marinas de edad Cenomaniano.

Se trata de una trampa exclusivamente estratigráfica. Los depósitos carbonáticos, que constituyen el reservorio, fueron depositados en un ambiente marino somero durante el Albiano (Cretácico Inferior). Cabe aclarar que en el offshore del Uruguay no se dieron las condiciones para desarrollar una plataforma carbonática como sí sucede en cuencas offshore más al norte (Santos, Campos, etc.). Sin embargo, se habrían dado las condiciones para la formación de construcciones carbonáticas aisladas sobre altos estructurales en un ambiente marino raso.

La roca generadora en este sistema estaría representada por las lutitas marinas de edad Aptiano, esperándose una migración lateral de hidrocarburos hacia la estructura horst. Pini se localiza en el sector distal de la Cuenca Pelotas, a batimetrías de entre 2.270 y 2.510 metros. Se ubica en el Área OFF-5 y OFF-6 de la Ronda Uruguay Abierta y presenta una sobrecarga sedimentaria variable entre 4.741 y 5.300 metros.

En base al modelo de generación de hidrocarburos desarrollado, se asume un reservorio de petróleo de tipo *black oil*, con las consideraciones descriptas en la sección 3. Las características asumidas para este fluido se detallan en la Tabla 35, en este caso para el cálculo del Factor de Volumen de Formación de Petróleo.

En la Figura 44 se presenta un mapa de ubicación de Pini a escala regional. En la Figura 45 se presenta una sección sísmica ilustrativa, con la interpretación de los principales elementos del sistema petrolero propuesto para Pini.

El *play* carbonático, definido por construcciones aisladas en el alto externo del sistema rift, ha sido postulado por tres empresas operadoras que trabajaron en diferentes áreas del offshore de Uruguay: BP, YPF y BG. Pini fue definido por BG en 2014 en el Área 13 de la Ronda Uruguay II, a partir de la interpretación de los datos sísmicos 3D_BG12.

Para el presente reporte se utilizaron similares parámetros de prospecto que los definidos por BG en 2014, pero se aplicó la metodología descrita en la sección 3, resultando en un volumen estimado de recursos a recuperar de Pini (considerando petróleo y gas asociado) de 447 MMBOE.

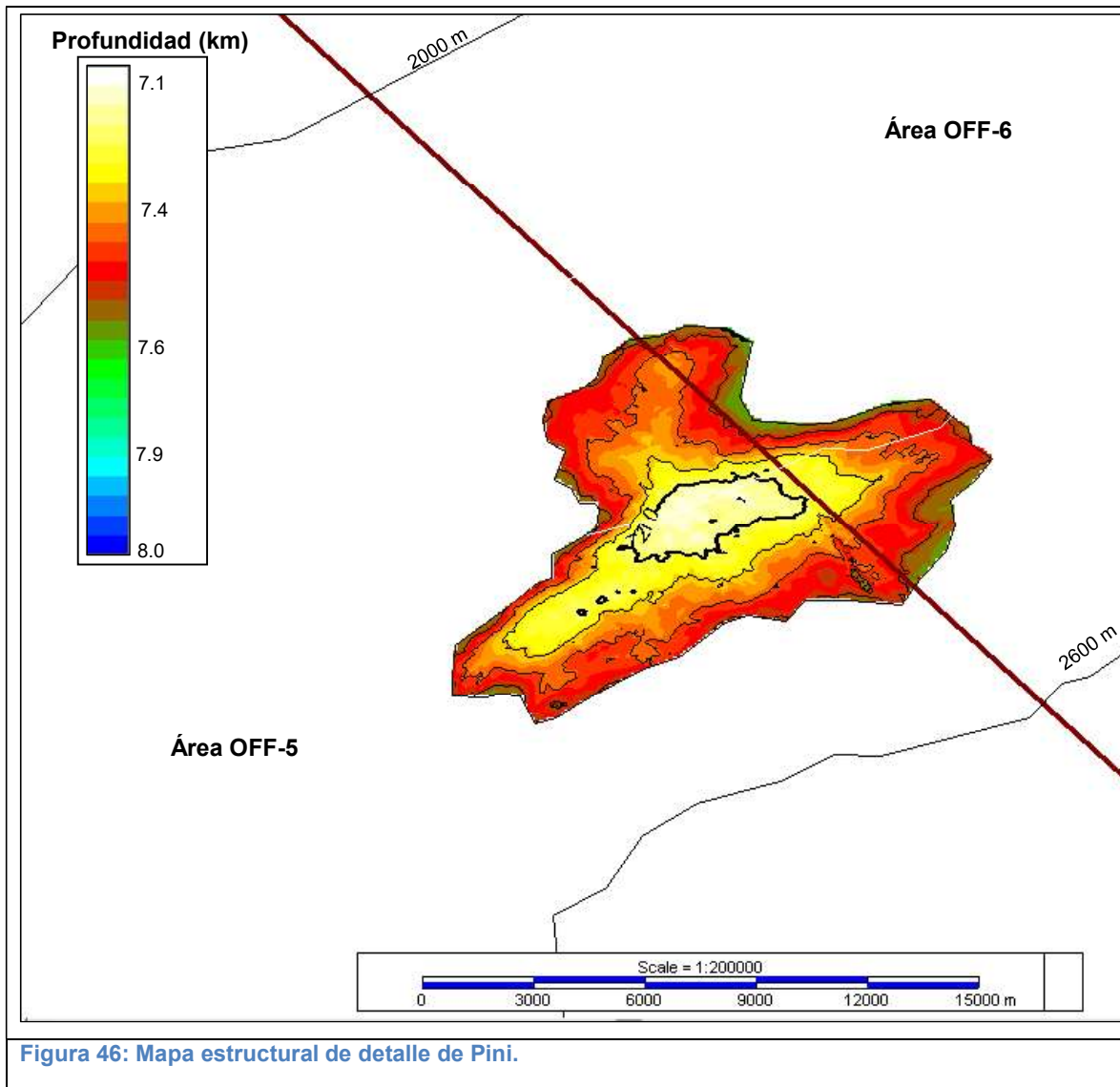


Figura 46: Mapa estructural de detalle de Pini.

El principal riesgo geológico para Pini está asociado a la presencia e integridad del reservorio. Si bien, se ha definido a partir de sísmica como un reservorio carbonático, las altas amplitudes asociadas al mismo pueden responder a otras litologías como rocas volcánicas, que son frecuentes en la zona del *sinrift*. Asimismo, en caso de que se tratara de un depósito carbonático, resulta muy difícil predecir la porosidad del mismo. Por esta

razón, los riesgos asociados al reservorio en sí mismo, son el principal riesgo geológico de este tipo de *play*.

En cuanto a los riesgos no geológicos, están vinculados a su lámina de agua (profundidad entre 2.270 y 2.510 m) y su sobrecarga sedimentaria (4.741 a 5.300 m), aunque existen ejemplos de producción de reservorios carbonáticos con similares o mayores desafíos tecnológicos, como el pre-sal de Brasil. También debe considerarse su ubicación remota respecto a la costa (aproximadamente 221 km).

La definición de los límites del prospecto, y por tanto el GRV, está basada en la interpretación sísmo-estratigráfica del tope de Pini, que se presenta como una anomalía de amplitud asociada al cambio fuerte de impedancia acústica entre las lutitas marinas del sello, y los depósitos carbonáticos subyacentes. En la Figura 46 se presenta un mapa estructural de detalle del prospecto.

Tabla 35: Resumen de parámetros para el prospecto Pini.

Parámetro	Valor	Comentario
Prospecto/ Lead	Pini	
°API	30	Análisis de inclusiones de fluidos en pozos: 32° API
yg	0,80	Estimación
T _{SB} (°C)	2,82	Coordenadas: -52,375°;-36,125° (Locarnini et al. 2013)
GG (°C/km)	30	Promedio global de referencia
WD (m)	2.390	Columna de agua (promedio)
Depth (m)	5.021	Sobrecarga sedimentaria (promedio)
Tr (°C)	153,44	Calculado a partir de los parámetros anteriores

En la Tabla 35 se presentan los parámetros (valores constantes) para el cálculo de las variables del prospecto Pini. En la Tabla 36, se presentan los valores característicos de las funciones de densidad de probabilidad (PDF) para el cálculo de EUR: mínimo y máximo; estimaciones inferior, superior y mejor estimación; tipo de distribución o función adoptada.

En la Tabla 37 se presenta un resumen de los resultados del cálculo probabilístico de volumen de recursos (petróleo y gas asociado) para el prospecto Pini, indicando la mejor estimación de EUR, la más optimista y la más conservadora.

Tabla 36: Resumen de valores de las variables utilizadas en el cálculo de EUR para Pini.

Pini						
Variable	Estimación					Distribución
	Mín.	Inferior	Mejor	Superior	Máx.	
GRV (km ³)	0	3,81	6,28	10,33	25,69	LogNormal
N/G (%)	0	34,8	66,6	90,0	100	Beta
Ø (%)	0	5,6	11,0	16,5	18,5	Beta
Swi (%)	0	10,3	23,4	41,6	100	Beta
GOR (scf/STB)	0	249	545	935	2.000	Beta
Boi (RB/STB)	1,13	1,25	1,40	1,58	2,09	Beta
Bgi (rcf/scf)	0,00142	0,00163	0,00203	0,00244	0,00406	Beta
RFo (%)	0	22,4	31,0	38,7	50,0	Beta
RFg (%)	0	50,0	60,0	70,0	80,0	Beta

Tabla 37: Resumen de resultados de cálculo de EUR para Pini.

Pini		
EUR	Petróleo (MMbbl)	Gas Asociado (TCF)
Estimación inferior	144	0,060
Mejor Estimación	409	0,205
Estimación superior	975	0,598

Smith (ICB_01)

Smith es un prospecto representado por una construcción carbonática aislada localizada sobre una estructura de tipo *horst* (hombro de graben), cubierto tanto en su tope como a nivel lateral por lutitas marinas de edad Cenomaniano.

Se trata de una trampa exclusivamente estratigráfica. Los depósitos carbonáticos, que constituyen el reservorio, fueron depositados en un ambiente marino somero durante el Albiano (Cretácico Inferior). Cabe aclarar que en el offshore del Uruguay no se dieron las condiciones para desarrollar una plataforma carbonática como sí sucede en cuencas offshore más al norte (Santos, Campos, etc.). Sin embargo, se habrían dado las condiciones para la formación de construcciones carbonáticas aisladas sobre altos estructurales en un ambiente marino raso.

La roca generadora en este sistema estaría representada por las lutitas lacustres de edad Barremiano del *sinrift*, esperándose una migración lateral de hidrocarburos desde los hemigrábenes que rodean la estructura horst. Smith se localiza en el sector proximal de la Cuenca Pelotas, a batimetrías de entre 1.450 y 2.000 metros. Se ubica en el Área OFF-5 de la Ronda Uruguay Abierta y presenta una sobrecarga sedimentaria variable entre 3.700 y 4.050 metros.

En base al modelo de generación de hidrocarburos desarrollado, se asume un reservorio de petróleo de tipo *black oil*, con las consideraciones descriptas en la sección 3. Las características asumidas para este fluido se detallan en la Tabla 38, en este caso para el cálculo del Factor de Volumen de Formación de Petróleo.

En la Figura 47 se presenta un mapa de ubicación de Smith a escala regional. En la Figura 48 se presenta una sección sísmica ilustrativa, con la interpretación de los principales elementos del sistema petrolero propuesto para Smith.

El *play* carbonático, definido por construcciones aisladas en el alto externo del sistema rift, ha sido postulado por tres empresas operadoras que trabajaron en diferentes áreas del offshore de Uruguay: BP, YPF y BG. Smith fue definido por BP en 2014 en el Área 12 de la Ronda Uruguay II, a partir de la interpretación de los datos sísmicos 3D_UR12.

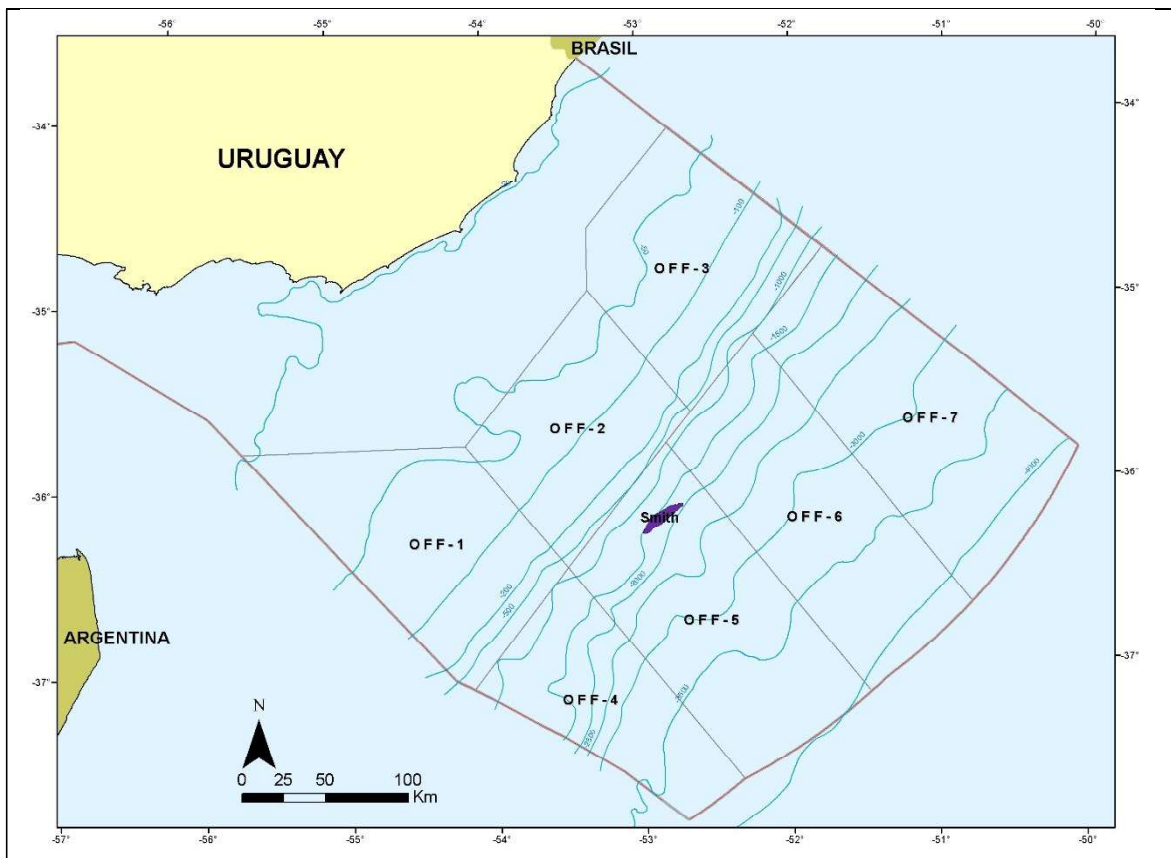


Figura 47: Mapa de ubicación regional del prospecto Smith (ICB_01).

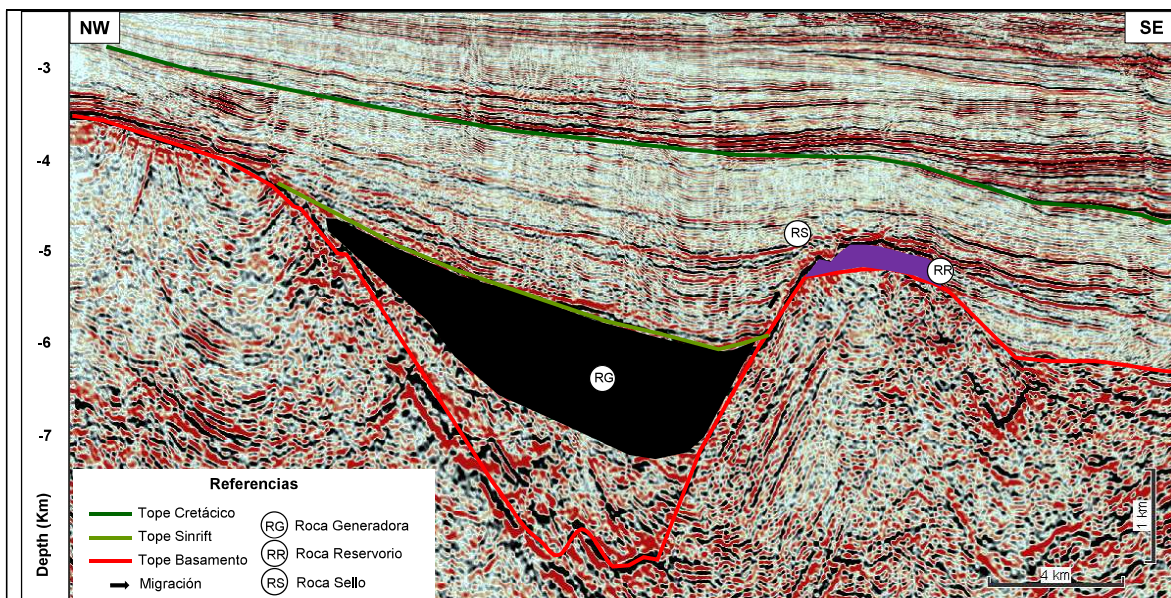


Figura 48: Sección sísmica ilustrativa de Smith (inline 17000, campaña 3D_UR12_BP_B)

En el año 2014 BP reprocesó parte de la campaña 3D_UR12, con una secuencia avanzada de procesamiento en profundidad (PSDM), incluyendo un sub-volumen en la región donde se encuentra Smith, logrando una mejor imagen y resolución sísmica del prospecto (este volumen sísmico se denomina 3D_UR12_BP_B). Posteriormente, Conti et al (2016) publicó información sobre Smith incluyendo el sistema petrolero y volumen estimado de recursos. Para el presente reporte se utilizaron similares parámetros que los definidos en esta última publicación, y se aplicó la metodología descrita en la sección 3, resultando en un volumen estimado de recursos a recuperar de Smith (considerando petróleo y gas asociado) de 2.397 MMBOE.

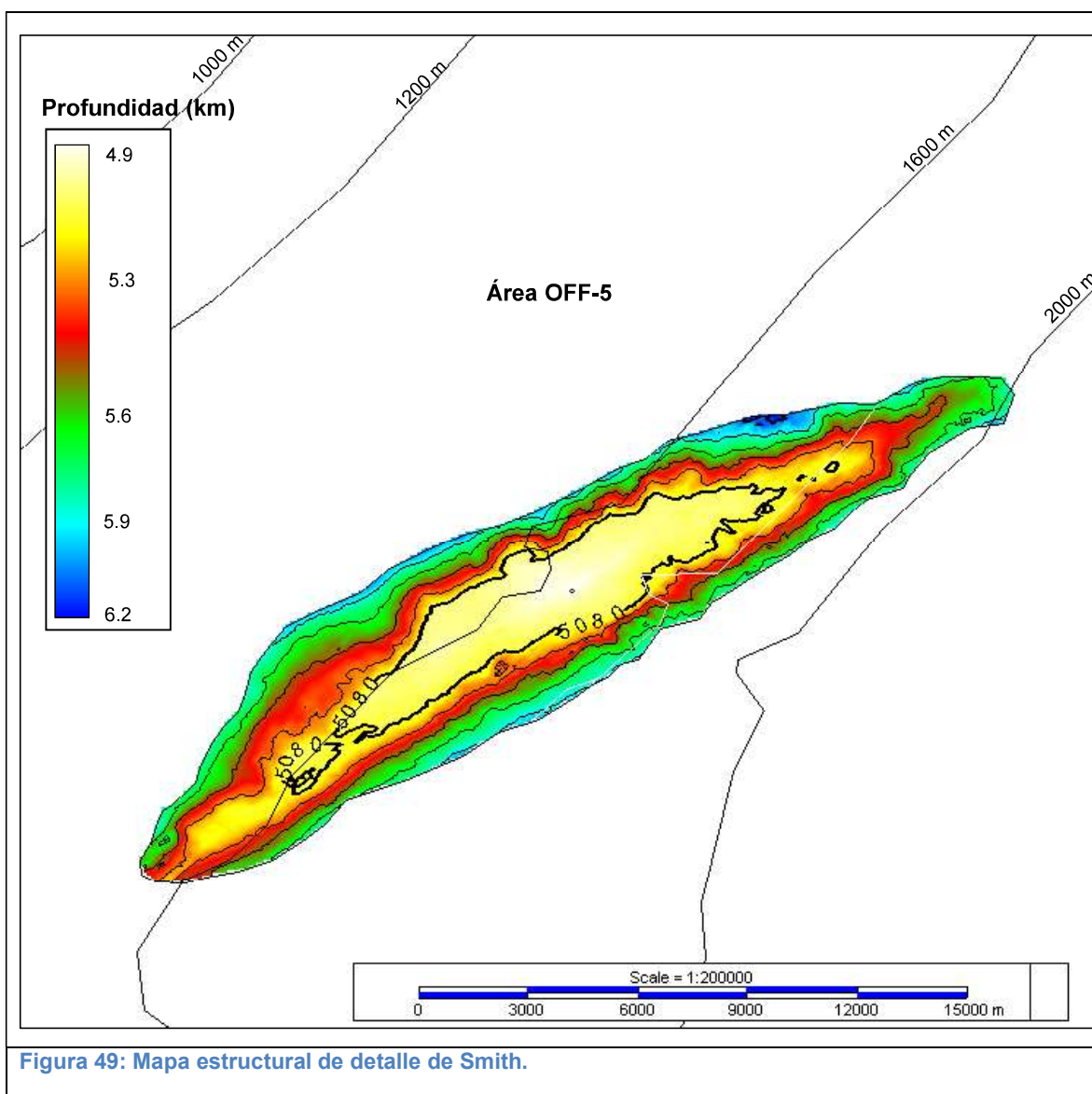


Figura 49: Mapa estructural de detalle de Smith.

El principal riesgo geológico para Smith está asociado a la presencia e integridad del reservorio. Si bien, se ha definido a partir de sísmica como un reservorio carbonático, las altas amplitudes asociados al mismo pueden responder a otras litologías como rocas volcánicas, que son frecuentes en la zona del *sinrift*. Asimismo, en caso de que se tratara de un depósito carbonático, resulta muy difícil predecir la porosidad del mismo. Por esta razón, los riesgos asociados al reservorio en sí mismo, son el principal riesgo geológico de este tipo de *play*.

En cuanto a los riesgos no geológicos, están vinculados a su lámina de agua (profundidad entre 1.450 y 2.000 m) y su sobrecarga sedimentaria (3.700 a 4.050 m), aunque existen ejemplos de producción de reservorios carbonáticos con similares o mayores desafíos tecnológicos, como el pre-sal de Brasil. También debe considerarse su ubicación remota respecto a la costa (aproximadamente 208 km).

La definición de los límites del prospecto, y por tanto el GRV, está basada en la interpretación sísmo-estratigráfica del tope de Smith, que presenta una anomalía de amplitud asociada al cambio fuerte de impedancia acústica entre las lutitas marinas del sello, y los depósitos carbonáticos subyacentes. En la Figura 49 se presenta un mapa estructural de detalle del prospecto.

Tabla 38: Resumen de parámetros para el prospecto Smith.

Parámetro	Valor	Comentario
Prospecto/ Lead	Smith	
°API	30	Análisis de inclusiones de fluidos en pozos: 32° API
Yg	0,80	Estimación
T _{SB} (°C)	3,24	Coordenadas: -52,875°;-36,125° (Locarnini et al. 2013)
GG (°C/km)	30	Promedio global de referencia
WD (m)	1725	Columna de agua (promedio)
Depth (m)	3875	Sobrecarga sedimentaria (promedio)
Tr (°C)	119,49	Calculado a partir de los parámetros anteriores

En la Tabla 38 se presentan los parámetros (valores constantes) para el cálculo de las variables del prospecto Smith. En la Tabla 39, se presentan los valores característicos de las funciones de densidad de probabilidad (PDF) para el cálculo de EUR: mínimo y máximo; estimaciones inferior, superior y mejor estimación; tipo de distribución o función adoptada.

Tabla 39: Resumen de valores de las variables utilizadas en el cálculo de EUR para Smith.

Smith		Estimación					
Variable	Mín.	Inferior	Mejor	Superior	Máx.	Distribución	
GRV (km ³)	0	21,10	29,21	40,43	51,51	LogNormal	
N/G (%)	0	34,8	66,6	90,0	100	Beta	
Ø (%)	0	7,8	11,6	18,1	24,1	Beta	
Swi (%)	0	10,3	23,4	41,6	100	Beta	
GOR (scf/STB)	0	249	545	935	2.000	Beta	
Boi (RB/STB)	1,10	1,22	1,36	1,55	2,06	Beta	
Bgi (rcf/scf)	0,00074	0,00198	0,00247	0,00297	0,00495	Beta	
RFo (%)	0	22,4	31,0	38,7	50,0	Beta	
RFg (%)	0	50,0	60,0	70,0	80,0	Beta	

En la Tabla 40 se presenta un resumen de los resultados del cálculo probabilístico de volumen de recursos (petróleo y gas asociado) para el prospecto Smith, indicando la mejor estimación de EUR, la más optimista y la más conservadora.

Tabla 40: Resumen de resultados de cálculo de EUR para Smith.

Smith		
EUR	Petróleo (MMbbl)	Gas Asociado (TCF)
Estimación inferior	927	0,36
Mejor Estimación	2.180	1,13
Estimación superior	4.488	2,94

Tejera (SCH_01)

Tejera es un prospecto mixto estratigráfico-estructural de la secuencia postrift, constituido por canales submarinos, y ubicado en el Área OFF-4 de la Ronda Uruguay Abierta, en aguas ultra-profundas de la cuenca Punta del Este (entre 1.619 y 2.633 metros).

Se trata de una estructura alargada, específicamente un canal submarino, de dirección NW-SE con unos 33 km de longitud y un ancho que varía entre 2 y 9 km. La sobrecarga sedimentaria al tope del prospecto varía entre 2.647 y 3.660 metros. Se desarrolla en un valle asociado a depósitos contorníticos que generan superficies onduladas, depositado en el Campaniano (Cretácico Superior, secuencia postrift). Se trata de una trampa mixta; el canal se acuña tanto hacia el continente como hacia el mar (componente estratigráfica), pero también se identifica una falla buzamiento arriba (*updip*, en dirección al continente) que podría aportar un cierre estructural.

Como roca generadora se postula a la lutita marina de edad Aptiano, que representa la primera transgresión marina de la cuenca, en tanto el reservorio estaría constituido por areniscas cretácicas de relleno de canal. La migración de los hidrocarburos se daría de forma vertical a través de fallas que conectan esta generadora de edad Aptiano, con el reservorio de edad Campaniano. Se propone un sello representado por lutitas marinas de edad Maastrichtiano (Cretácico Superior), que actúa tanto al tope del reservorio como lateralmente.

En base al modelo de generación de hidrocarburos desarrollado, se asume un reservorio de petróleo de tipo *black oil*, con las consideraciones descritas en la sección 3. Las características asumidas para este fluido se detallan en la Tabla 41, en este caso para el cálculo del Factor de Volumen de Formación de Petróleo.

En la Figura 50 se presenta un mapa de ubicación de Tejera a escala regional. En la Figura 51 se presenta una sección sísmica ilustrativa, con la interpretación de los principales elementos del sistema petrolero propuesto para Tejera.

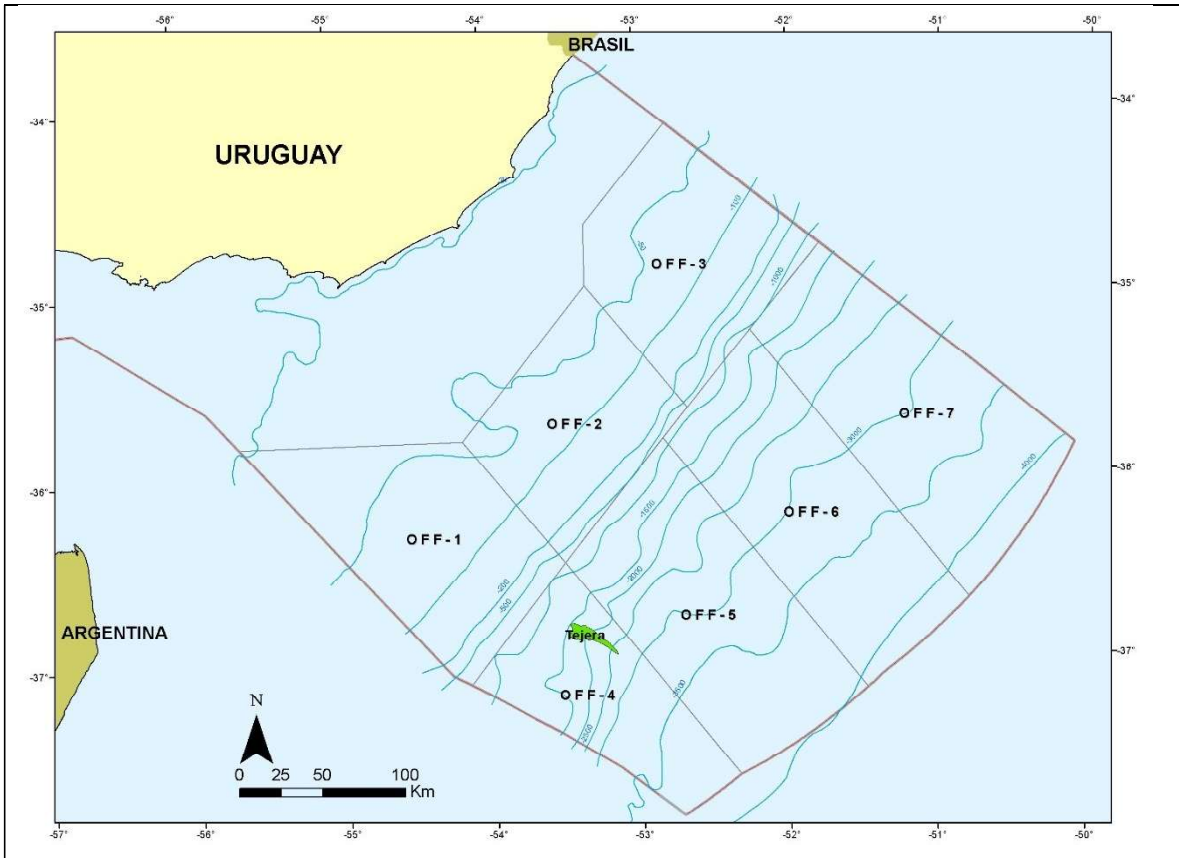


Figura 50: Mapa de ubicación regional del prospecto Tejera (SCH_01).

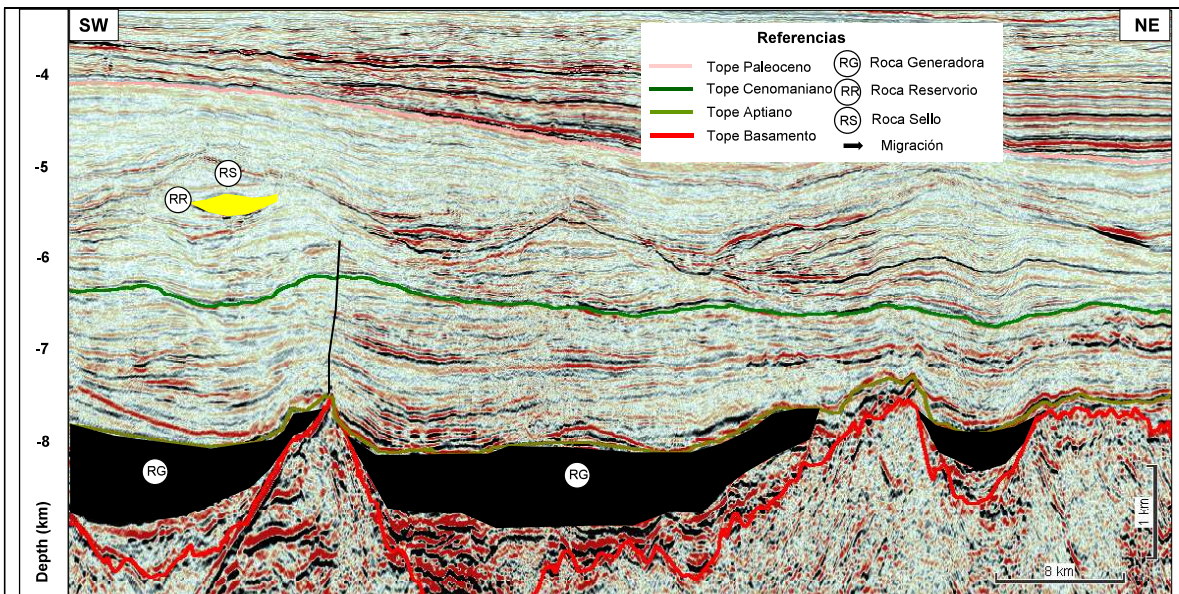
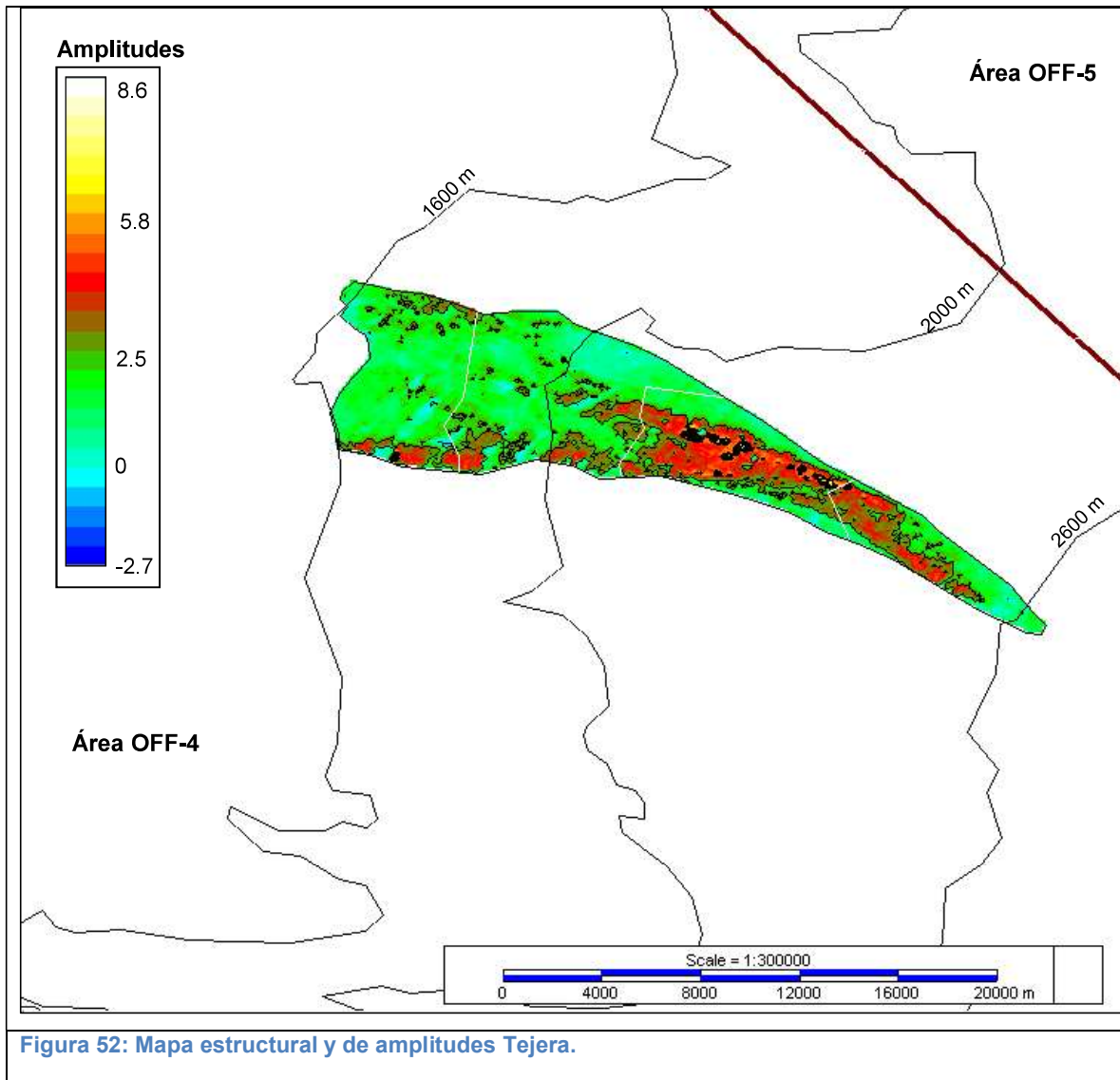


Figura 51: Sección sísmica ilustrativa de Tejera (crossline 5600 campaña 3D_BG12)

Tejera fue identificado por BG en 2014, en el Área 9 de la Ronda Uruguay II, a partir de la interpretación de los datos sísmicos 3D_BG12. Hasta el momento, no se ha publicado información sobre el prospecto, y aunque ha sido identificado y caracterizado por otras empresas interesadas en el offshore de Uruguay, esta es la primera evaluación volumétrica que se realiza del mismo. Para dicha evaluación, se aplicó la metodología descrita en la sección 3, resultando en un volumen estimado de recursos a recuperar de Tejera (considerando petróleo y gas asociado) de 653 MMBOE.

La estructura de canal del prospecto Tejera se define a partir de su interpretación sismo-estratigráfica. Para definir sus límites, se utiliza la anomalía de amplitud sísmica característica al tope del cuerpo, además del cierre *updip* mencionado al principio, y tal como se observa en la Figura 51. Esta anomalía se correlaciona muy bien con la estructura del cuerpo, según se observa en la Figura 52, y se asocia con un fuerte contraste de impedancia acústica entre las lutitas sello, y los depósitos de canal subyacentes, interpretados como arenas de aceptable a buena calidad de reservorio. Además de la mencionada anomalía de amplitud, Tejera presenta una anomalía de resistividad en los datos de la campaña de electromagnetismo de fuente controlada (CSEM) realizados en el año 2014.

El principal riesgo geológico de Tejera está asociado a la competencia de la trampa, ya que se trata de un canal submarino y existe riesgo de escape de hidrocarburos buzamiento arriba. El cierre *updip* contra falla postulado para el prospecto reduciría este riesgo. Por otro lado, la roca generadora de edad Aptiano-Albiano propuesta es un intervalo reconocido en el Atlántico Sur, y aunque tiene un carácter sísmico característico, no se tienen evidencias directas de su presencia en el offshore de Uruguay. Por tal motivo, la presencia de roca generadora es otro riesgo geológico identificado para Tejera, y común para todos los *plays* propuestos para el offshore de Uruguay. Tejera se encuentra a una profundidad de soterramiento elevada, lo cual incorpora un riesgo tanto de sobre-maduración de las eventuales rocas generadoras, como de afectación de las propiedades de reservorio. Finalmente, se identifican claramente fallas verticales que podrían actuar como vías de migración desde la roca generadora al canal submarino, reduciendo el riesgo de migración.



En cuanto a los riesgos no geológicos, están vinculados a su ubicación en aguas ultra profundas (entre 1.619 y 2.633 m) y a su sobrecarga sedimentaria (2.647 a 3.660 m), aunque existen ejemplos de producción de campos offshore con similares desafíos tecnológicos. También debe considerarse su ubicación remota respecto a la costa (aproximadamente 248 km).

En la Tabla 41 se presentan los parámetros (valores constantes) para el cálculo de las variables del prospecto Tejera. En la Tabla 42, se presentan los valores característicos de las funciones de densidad de probabilidad (PDF) para el cálculo de EUR: mínimo y máximo; estimaciones inferior, superior y mejor estimación; tipo de distribución o función adoptada

Tabla 41: Resumen de parámetros para el prospecto Tejera.

Parámetro	Valor	Comentario
Prospecto/ Lead	Tejera	
°API	30	Análisis de inclusiones de fluidos en pozos: 32° API
Yg	0,80	Estimación
T _{SB} (°C)	3,05	Coordenadas: -53,375°;-36,875° (Locarnini et al. 2013)
GG (°C/km)	30	Promedio global de referencia
WD (m)	2.126	Columna de agua (promedio)
Depth (m)	3.153	Espesor de sedimentos (promedio)
Tr (°C)	97,65	Calculado a partir de los parámetros anteriores

Tabla 42: Resumen de valores de las variables utilizadas en el cálculo de EUR para Tejera.

Tejera	Estimación					Distribución
	Variable	Mín.	Inferior	Mejor	Superior	
GRV (km ³)	0	2,78	5,91	12,57	21,38	LogNormal
N/G (%)	0	34,8	66,6	90,0	100	Beta
Ø (%)	0	10,3	16,0	24,8	30,8	Beta
Swi (%)	0	10,3	23,4	41,6	100	Beta
GOR (scf/STB)	0	249	545	935	2.000	Beta
Boi (RB/STB)	1,08	1,20	1,34	1,53	2,04	Beta
Bgi (rcf/scf)	0,00074	0,00198	0,00248	0,00297	0,00496	Beta
RFo (%)	0	22,4	31,0	38,7	50,0	Beta
RFg (%)	0	50,0	60,0	70,0	80,0	Beta

En la Tabla 43 se presenta un resumen de los resultados del cálculo probabilístico de volumen de recursos (petróleo y gas asociado) para el prospecto Tejera, indicando la mejor estimación de EUR, la más optimista y la más conservadora.

Tabla 43: Resumen de resultados de cálculo de EUR para Tejera.

Tejera		
EUR	Petróleo (MMbbl)	Gas Asociado (TCF)
Estimación inferior	201	0,08
Mejor Estimación	596	0,31
Estimación superior	1.610	1,01