

EVALUACIÓN VOLUMÉTRICA DE RECURSOS PROSPECTIVOS DE PETRÓLEO Y GAS EN EL *OFFSHORE* DE URUGUAY

Pablo Gristo¹, Bruno Conti¹, Pablo A. Rodríguez¹, Rodrigo Novo¹, Josefina Marmisolle¹, Héctor de Santa Ana¹

1: ANCAP. pgristo@ancap.com.uy, bconti@ancap.com.uy, parodrigue@ancap.com.uy, rnovo@ancap.com.uy, jmarmisoll@ancap.com.uy, hdesantaana@ancap.com.uy

Palabras clave: Prospective Resources, Volumetric Analysis, Uruguay

ABSTRACT

A methodological identification and inventory of leads and prospects was developed in the offshore sedimentary basins of Uruguay. These basins extend over 125,000 km² in the south Atlantic Ocean, comprising Punta del Este and Pelotas basins. Both share a common stratigraphy that includes a Paleozoic prerift phase; a Jurassic to Early Cretaceous synrift phase and a Cretaceous to Cenozoic postrift phase.

Despite the large 2D and 3D seismic dataset, and other geological and geophysical information acquired during the last decade, these basins are still underexplored; with only three exploratory wells drilled.

Twenty-one (21) prospects and leads were selected for volumetric assessment of oil and gas following a probabilistic method, yielding an average of 23,951.8 MMboe (millions of equivalent barrels of oil), as of December 2021. This assessment is not affected by technical risk, with gross unrisked volumes being reported. The assessment method comprised the analysis of the petroleum geology, including the different elements and processes of the speculative petroleum systems, definition of play concepts and identification and mapping of prospects from interpretation of geological and geophysical data.

Numerous plays, not proven in these basins, have been identified in shallow to ultra-deep waters associated with stratigraphic, mixed and structural traps. These plays concepts include prerift anticlines, lacustrine fans of the synrift phase, isolated carbonate buildups of the transition phase, and more widely turbidites, channel systems, prograding deltaic sands and pinchouts of the postrift phase.

The concepts, models and the portfolio of leads and prospects is continuously updated, after internal studies, as well as information and knowledge from operators, research and academic projects, and public domain data from neighboring and analog basins.

Notwithstanding the uncertainties of the method and data inputs, taking into account the frontier nature of the Uruguayan basins, this work may help identify prospective areas for exploration and assess the resource potential of each lead and prospect.

INTRODUCCIÓN

Este estudio 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).

Se adopta la definición de recursos prospectivos como “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 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 el valor medio del volumen resultante de la suma probabilística de los recursos que podrían ser producidos, según el método aplicado.

La exploración de hidrocarburos en el territorio continental y marítimo del Uruguay tiene distintos impulsos desde la década de 1950. A pesar de no haberse constatado descubrimientos comerciales, se dispone actualmente de una amplia base de datos e información geológica, geofísica y geoquímica de las cuencas sedimentarias.

Actualmente se cuenta con un inventario de más de 40 *leads* y prospectos en cuencas *offshore* y *onshore* del Uruguay. De este inventario, se seleccionaron veintiún (21) prospectos ubicados en el territorio marítimo uruguayo, 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 modelos conceptuales (*plays*), una variedad de batimetrías y distintas edades del reservorio. Los *plays* identificados incluyen anticlinales de la secuencia *prerift*, abanicos lacustres de la secuencia *synrift*, construcciones carbonáticas aisladas de la secuencia de transición y *drapes*, canales submarinos, deltas progradantes, abanicos submarinos y acúñamientos de la fase *postrift*.

CONTEXTO GEOLÓGICO

Se reconocen dos grandes cuencas sedimentarias en el *offshore* de Uruguay (Fig. 1), la Cuenca Punta del Este localizada en el sector oeste del margen uruguayo (Leyden *et al.* 1971; Stoakes *et al.* 1991; Ucha *et al.* 2004) y la Cuenca Pelotas ubicada en el sector este y que continua en el sur del margen brasileiro (Bueno *et al.* 2007). Ambas se encuentran separadas entre sí por un alto de basamento que se desarrolla en aguas someras (Alto de Polonio).

El origen de estas cuencas se vincula a la fragmentación del supercontinente Gondwana, ocurrida durante el Jurásico Tardío a Cretácico Temprano, y la posterior apertura del Océano Atlántico Sur.

Considerando la zona económica exclusiva de Uruguay, que alcanza las 200 millas náuticas, estas cuencas se extienden por más de 125.000 km².

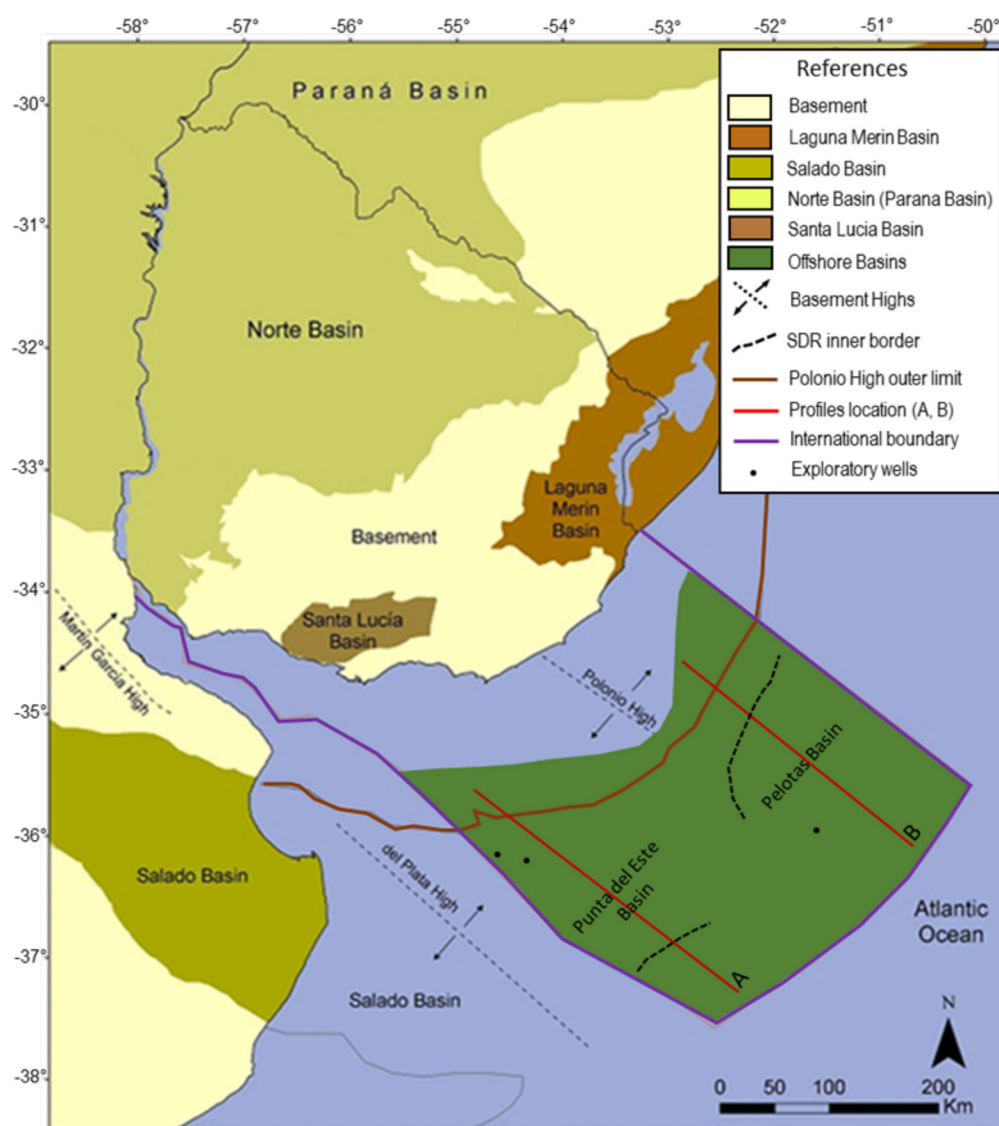


Figura 1. Mapa de las cuencas *offshore* de Uruguay (en verde) y ubicación de pozos exploratorios y perfiles esquemáticos de las figuras 2 y 3.

En el *offshore* del Uruguay solamente han sido perforados 3 pozos exploratorios (Figura 1), dos de ellos localizados en aguas someras de la Cuenca Punta del Este (Lobo X-1 y Gaviotín X-1) y el otro en aguas profundas de la Cuenca Pelotas (Raya X-1), razón por la cual sus cuencas son consideradas de frontera exploratoria. Debido a esta limitación en datos directos del subsuelo, la geología de las cuencas del *offshore* de Uruguay se basa en datos geofísicos (aproximadamente 40.000 km de sísmica 2D y 41.000 km² de sísmica 3D), y analogías con otras cuencas de la región

(cuenca Pelotas de Brasil, Salado de Argentina y Orange y Walvis en Sudáfrica y Namibia).

En la evolución tectono-estratigráfica de estas cuencas se identifican dos etapas típicas de los márgenes pasivos: *Synrift* y *Posrift*. Asimismo, se ha identificado una etapa *Prerift* que corresponde a registros sedimentarios depositados anteriormente al proceso de fragmentación (Ucha *et al.* 2004). Por su parte, en la Cuenca Punta del Este, se reconoce una etapa de transición (Aptiano-Albiano) entre la fase de subsidencia mecánica (*synrift*) y subsidencia térmica (*postrift*) de la cuenca *postrift*.

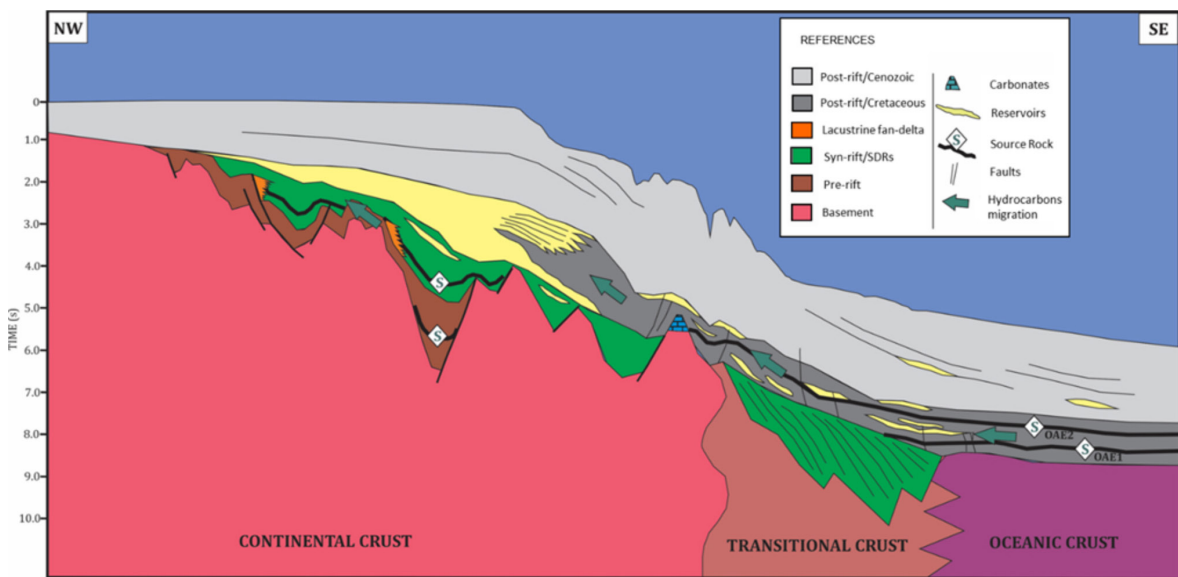


Figura 2. Esquema de Cuenca Punta del Este con sus principales *plays*. Ubicación en figura 1 (perfil A). Extraído de Gristo *et al.* (2021).

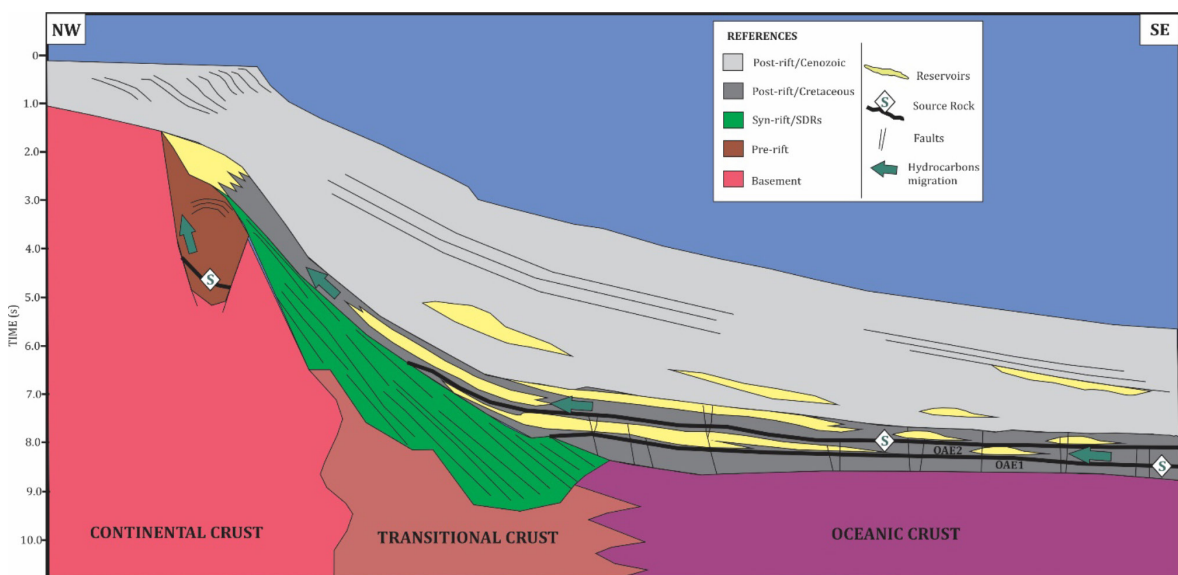


Figura 3. Esquema de Cuenca Pelotas con sus principales *plays*. Ubicación en figura 1 (perfil B). Extraído de Gristo *et al.* (2021).

Debido a que dichas cuencas evolucionaron en un contexto de margen pasivo, el paquete sedimentario ha sufrido poca deformación, en comparación con otras cuencas de distinto ámbito tectónico-estratigráfico, siendo la mayoría de las grandes fallas originadas en las fases iniciales de apertura (*synrift*). Por ello, gran parte de los *plays* definidos (Figs. 2 y 3) y las trampas geológicas reconocidas son de origen stratigráfico (canales, *pinch-outs* y turbiditas), existiendo en menor medida trampas mixtas y estructurales.

METODOLOGÍA

Cálculo de volumen de recursos

El flujo de trabajo consiste en tres grandes etapas: 1) identificación de *plays* y sistemas petroleros; 2) identificación y caracterización de *leads* y prospectos; 3) cálculo volumétrico. Este trabajo se enfoca en la tercera etapa de la metodología, presentándose únicamente los resultados finales del cálculo volumétrico.

El proceso de evaluación comienza con la identificación de uno o varios *plays*, analizando las evidencias o posible existencia de elementos del sistema petrolero tales como una roca generadora, tipo de reservorio y la formación de trampas. 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 y 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 exploraron en Uruguay en los últimos 15 años.

Una vez mapeado cada prospecto se realiza el cálculo del volumen de recursos (petróleo y/o gas) en cada uno, aplicando la ecuaciones volumétricas o fundamentales (Wright 2015; Cronquist 2001). Estas ecuaciones dan como resultado una Recuperación Final Estimada (EUR), bajo ciertas suposiciones, como por ejemplo el tipo de fluido presente en el reservorio entre otras. Para reservorios de petróleo, los recursos prospectivos se expresan como la Recuperación Final Estimada de petróleo (EURoil), en millones de barriles (MMbbl), mientras que para reservorios predominantemente de gas, los recursos prospectivos se expresan como la Recuperación Final Estimada de gas (EURgas), en trillones de pies cúbicos (TCF) y pueden ser convertidos a millones de barriles equivalentes (MMboe), mediante una ecuación que usa un factor de conversión derivado de las recomendaciones de SPE (2020). En la Figura 4 se describen las variables involucradas en las ecuaciones de cálculo volumétrico.

En este trabajo se utilizaron métodos probabilísticos con el objetivo de incorporar las incertidumbres en los datos de entrada para el cálculo de recursos; siendo definida cada

variable en la ecuación de volumen de recursos 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), mejor estimado (P50), conservador (P90), y se define su función de densidad de probabilidad (PDF: *probability density function*) por el mejor ajuste a los datos disponibles.

$$EUR_{oil} = \frac{6,29 \times 10^{-6} * GRV * N/G * \emptyset * (1 - Swi)}{Boi} * RF$$

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 (EURag), expresado en trillones de pies cúbicos (TCF):

$$EUR_{ag} = EUR_{oil} * GOR / 1.000.000$$

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 EURoil 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 (EURgas), aplicando la ecuación volumétrica para reservorios de gas que se presenta más adelante (ecuación 3).

Para reservorios predominantemente de gas, los recursos prospectivos se expresan como la Recuperación Final Estimada de gas (EURgas), en trillones de pies cúbicos (TCF), y se utiliza la Ecuación 3:

$$EUR_g = \frac{3,53 \times 10^{-11} * GRV * N/G * \emptyset * (1 - Swi)}{Bgi} * RF$$

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:

$$EUR_{cond} = EUR_{gas} * CGR / 1.000.000$$

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):

$$EUR_{MMboe} = \frac{1.000}{5,8} * EUR_{TCF}$$

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

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

Variable Parámetro	Definición	Unidades
EUR _{oil}	Recuperación Final Estimada de petróleo, en reservorios de petróleo o de la fracción de reservorio ocupada por petróleo.	Millones de barriles (MMbbl)
EUR _{ag}	Recuperación Final Estimada de gas asociado (associated gas), en reservorios de petróleo.	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.	Trillones de pies cúbicos (TCF)
EUR _{cond}	Recuperación final Estimada de condensado, en reservorios de gas húmedo o condensado.	Millones de barriles (MMbbl)
GRV	Volumen Bruto de Roca, también puede calcularse como el producto del área del prospecto por el espesor promedio del reservorio.	Metros cúbicos
N/G	Relación Neto a Bruto, es la fracción del reservorio que puede ser drenado o producido efectivamente.	Expresado como decimal (0 a 1)
∅	Porosidad del reservorio.	Expresado como decimal (0 a 1)
Swi	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)
Boi	Factor de Volumen de Formación de Petróleo. Depende de las características del petróleo y de las condiciones en el reservorio (T, P).	Sin unidades
Bgi	Factor de Volumen de Formación de Gas. Depende de las características del gas y de las condiciones en el reservorio (T, P).	Sin unidades
RF	Factor de Recuperación o eficiencia de recuperación.	Expresado como decimal (0 a 1)
GOR	Relación gas-petróleo.	Pies cúbicos por barril en condiciones estándar (scf/STB)
CGR	Relación de Condensado a Gas.	Barriles por millón de pies cúbicos, en condiciones estándar (scf/STB/MMscf)

Figura 4. Tabla descriptiva de las variables y parámetros utilizados en las ecuaciones de cálculo volumétrico.

probabilísticos fueron realizados con simulaciones Monte Carlo (Newendorp y Schuyler 2000), comprendiendo 10.000 iteraciones que utilizaron muestreo del tipo *Latin Hypercube*.

Parámetros utilizados

En esta sección vamos a discutir los distintos parámetros (*inputs*) utilizados para el cálculo volumétrico. Algunos de ellos se obtienen directamente de la interpretación de las secciones sísmicas (Ej: GRV), mientras que otros deben ser estimados, por la falta de datos directos, en base a distintos criterios como se detalla a continuación.

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 sismo-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 las regiones donde se observan anomalías de amplitud moderadas a altas, mientras que el GRV conservador (P90) solamente computa las regiones con las amplitudes más altas.

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. De esta forma, se asumió un valor de N/G cuya mejor estimación es de 66,6% para todos los prospectos evaluados.

Porosidad (ϕ)

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. Por ello, se utilizaron los mencionados gráficos para asumir un valor de porosidad para cada prospecto en función de su soterramiento y tipo de reservorio (arenisca o carbonático).

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 $GOR = 2.000 \text{ scf/STB}$. De esta forma, se asumió un GOR cuya mejor estimación es de 545 scf/STB para cada prospecto.

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. De esta forma, se asumió una S_{wi} cuya mejor estimación es de 23,4% para cada prospecto.

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.

Factor de Volumen de Formación de Gas (Bgi)

En este trabajo se asume que el gas en el reservorio es del tipo gas seco, por ende, en la separación que se desarrolla en superficie los líquidos pueden ser despreciados. Para un gas real el factor de volumen de formación se calcula a partir de las ecuaciones propuestas por McCain (1990). De acuerdo a estos autores los gases presentan un factor de compresibilidad (Z) 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.

Factor de recuperación

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). De este modo se obtuvo un valor de factor de recuperación de petróleo (RFo) y de gas (RFg) para todos los prospectos cuya mejor estimación es de 31 y 60% respectivamente.

RESULTADOS

Se realizó la evaluación sobre veintiún (21) prospectos del *offshore* de Uruguay cuyas características geológicas se detallan en la Figura 5, su ubicación en la Figura 6 y los parámetros utilizados (inputs) para el cálculo de recursos en la Figura 7. El valor medio de la suma probabilística (valor Pmean) del volumen de estos prospectos corresponde a 23.951,8 MMboe (millones de barriles de petróleo equivalente).

Los prospectos evaluados pertenecen 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), estando distribuidos en aguas someras a ultra-profundas del *offshore* de Uruguay.

En este trabajo se adoptaron metodologías y prácticas aceptadas por la industria para el cálculo de recursos prospectivos, con el fin de obtener resultados consistentes, objetivos, y reproducibles.

Los resultados están sujetos a incertidumbres vinculadas fundamentalmente a los datos utilizados para la definición de las variables y parámetros de cálculo.

Varios de los parámetros y variables necesarios para el cálculo de recursos no están disponibles para las cuencas de Uruguay (Relación Neto/Bruto; Ø, GOR, Swi, Boi, Bgi, Factor de Recuperación), por lo cual las incertidumbres inherentes se han administrado definiendo parámetros y variables en base a datos disponibles de descubrimientos y campos en producción de cuencas sedimentarias análogas, en particular del Atlántico Sur.

Los prospectos evaluados en este reporte son de carácter especulativo, ya que los tipos de *plays* identificados en las cuencas *offshore* de Uruguay (Figuras 8 y 9) no han sido probados aún por descubrimientos. La selección de los prospectos evaluados fue arbitraria en función de aquellos que tienen cobertura de sísmica 3D, mayores volúmenes, o son ilustrativos de determinados tipos de *play*.

Asimismo, se puede aseverar que los prospectos que se desarrollan con más frecuencia en estas cuencas son de tipo estratigráfico, fundamentalmente asociados a abanicos y canales submarinos.

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 supuestos basados en la experiencia y el juicio experto de los autores. 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 Geociencias.

N°	Prospecto	Tipo	Secuencia	Edad	Reservorio	Batimetría media (m)	Soterramiento medio (m)
1	Tejera	Canal submarino	Postrift	Cretácico Superior	Areniscas	2126	3153,5
2	Petrone	Canal submarino	Postrift	Eoceno	Areniscas	2560	3219
3	Gyunusa	Canal submarino	Postrift	Eoceno	Areniscas	2746	3113,9
4	Matilde	Canal submarino	Postrift	Cretácico Superior	Areniscas	2243,5	3726,5
5	Corvina	Canal submarino	Postrift	Cretácico Superior	Areniscas	2743,5	5255
6	Smith	Construcción carbonática	Transición	Albiano	Carbonáticas	1725	3875
7	Deep Blue	Construcción carbonática	Transición	Albiano	Carbonáticas	1285	4800,5
8	Pini	Construcción carbonática	Transición	Albiano	Carbonáticas	2390	5020,5
9	Morpheus	Anticlinal	Prerift	Devónico-Pérmico	Areniscas	135	7472,5
10	Tararira	Drape	Postrift	Cretácico Superior	Areniscas	3472,5	4535
11	Amalia	Acuñamiento	Postrift	Cretácico Superior	Areniscas	141	1880
12	Luisa	Delta progradante	Postrift	Cretácico Superior	Areniscas	2830	5150
13	Delmira	Abanico submarino	Postrift	Aptiano	Areniscas	3075	5225
14	Chafalote	Abanico submarino	Postrift	Cretácico Superior	Areniscas	2575	4589
15	Maspoli	Abanico submarino	Postrift	Oligoceno	Areniscas	3325	1837
16	Lola	Abanico submarino	Postrift	Cretácico Superior	Areniscas	3777	3858,5
17	Esmerada	Abanico submarino	Postrift	Maastrichtiano	Areniscas	1573	3351
18	Jaspero	Abanico submarino	Postrift	Cretácico Superior	Areniscas	1325	4297
19	Ghiggia	Abanico submarino	Postrift	Oligoceno	Areniscas	3329,5	2084,5
20	Dientudo	Abanico submarino	Postrift	Cretácico Superior	Areniscas	2655	5337,5
21	Lenteja	Abanico lacustre	Sinrift	Barremiano-Aptiano	Areniscas	118,5	4341,5

Figura 5. Tabla descriptiva con las características geológicas de los 21 prospectos evaluados.

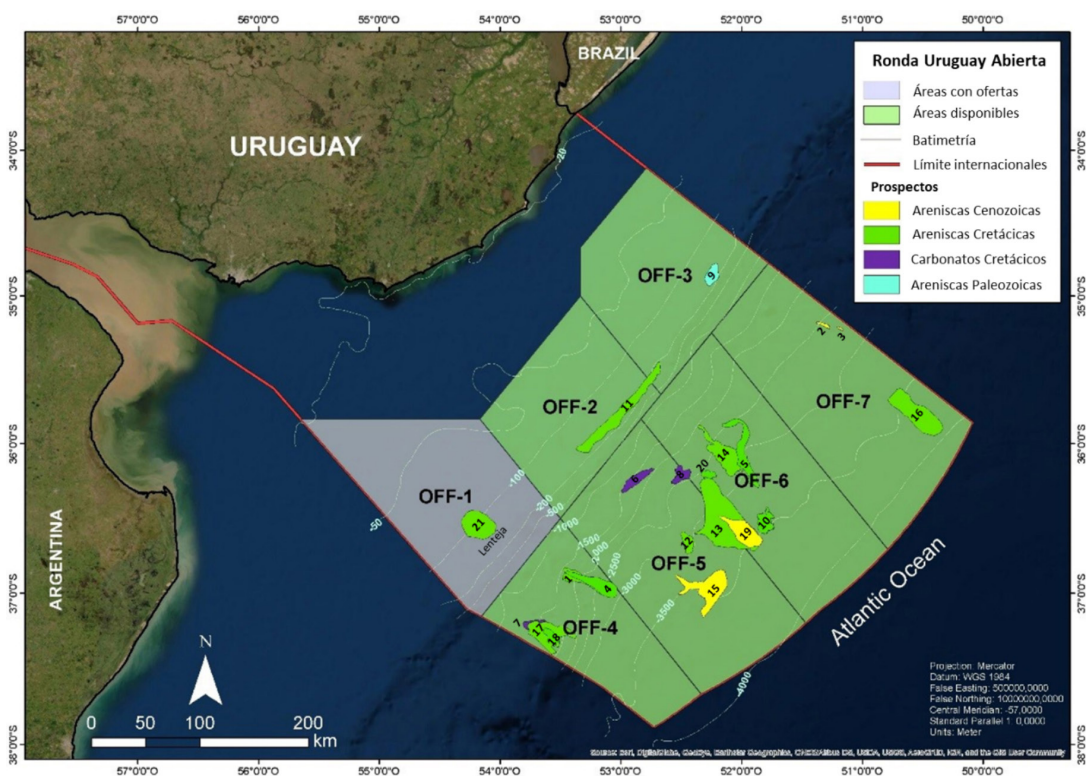


Figura 6. Mapa de ubicación de los prospectos evaluados.

N°	Prospecto	Fluido esperado	Mejor estimación				
			GRV (km3)	Ø (%)	Boi (RB/STB)	Bgi (rcf/scf)	EUR Pmean (MMBOEs)
1	Tejera	Black Oil	5,91	16	1,34	-	867
2	Petrone	Black Oil	0,7	15,9	1,34	-	101,5
3	Gyunusa	Black Oil	0,25	16,1	1,34	-	34,0
4	Matilde	Black Oil	5,69	14,6	1,36	-	1.079,3
5	Corvina	Black Oil	8,59	10,9	1,4	-	795,3
6	Smith	Black Oil	29,21	11,6	1,36	-	2.757,7
7	Deep Blue	Black Oil	6,46	11,1	1,39	-	567,7
8	Pini	Black Oil	6,28	11	1,4	-	548,1
9	Morpheus	Gas Seco	15,65	5,3	-	0,00237	689,9
10	Tararira	Gas Seco	3,35	12,7	-	0,00181	415,3
11	Amalia	Black Oil	7,95	19,1	1,31	-	1.282,1
12	Luisa	Gas Seco	3	11,1	-	0,0019	303,6
13	Delmira	Black Oil	20,93	11	1,4	-	2.329,2
14	Chafalote	Black Oil	22,64	12,5	1,38	-	2.345
15	Maspoli	Black Oil	17,84	19,2	1,3	-	2.821,8
16	Lola	Black Oil	7,77	14,3	1,36	-	1.018,3
17	Esmerada	Black Oil	5,15	15,6	1,35	-	754,4
18	Jaspero	Black Oil	2,18	13,3	1,37	-	238,2
19	Ghiggia	Gas Seco	14,8	18,6	-	0,0022	2.101,5
20	Dientudo	Black Oil	0,35	10,7	1,4	-	36,6
21	Lenteja	Black Oil	15,23	13,1	1,38	-	2.865

Figura 7. Tabla descriptiva con los parámetros de los 21 prospectos evaluados y estimación de recursos.

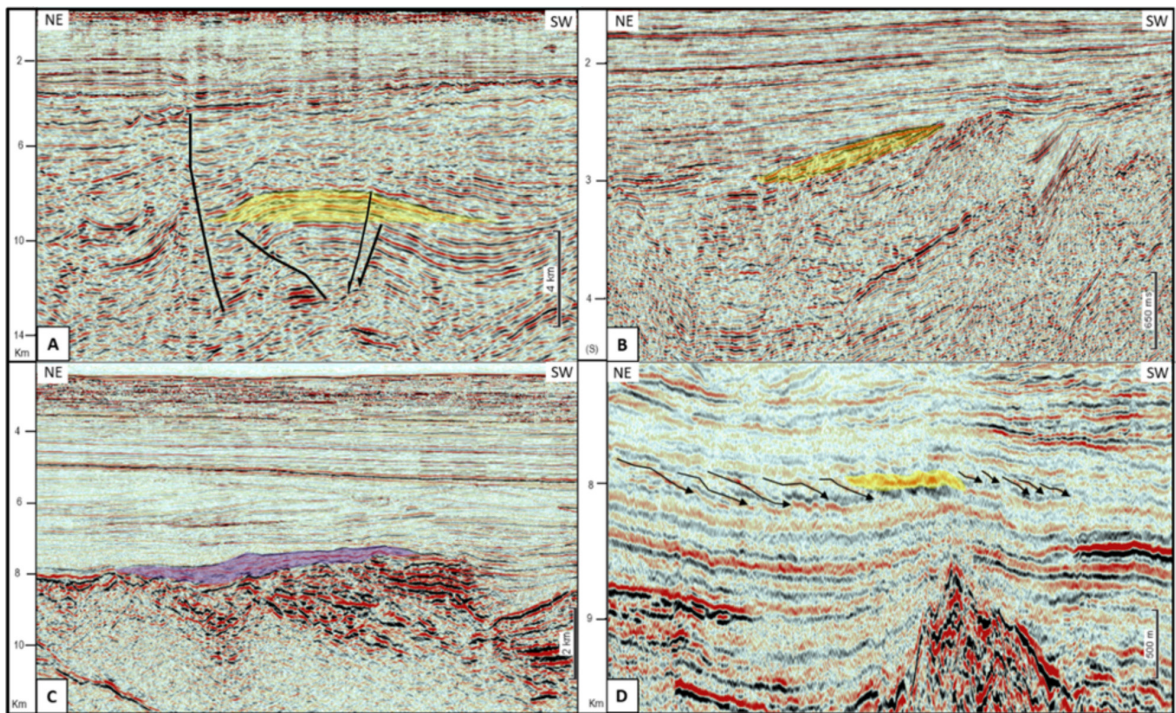


Figura 8. Secciones sísmicas con ejemplos de los distintos tipos de *plays* evaluados: A) Anticlinal (Morpheus), B) Abanico lacustre (Lenteja), C) Construcción carbonática (Pini), D) Delta progradante (Luisa).

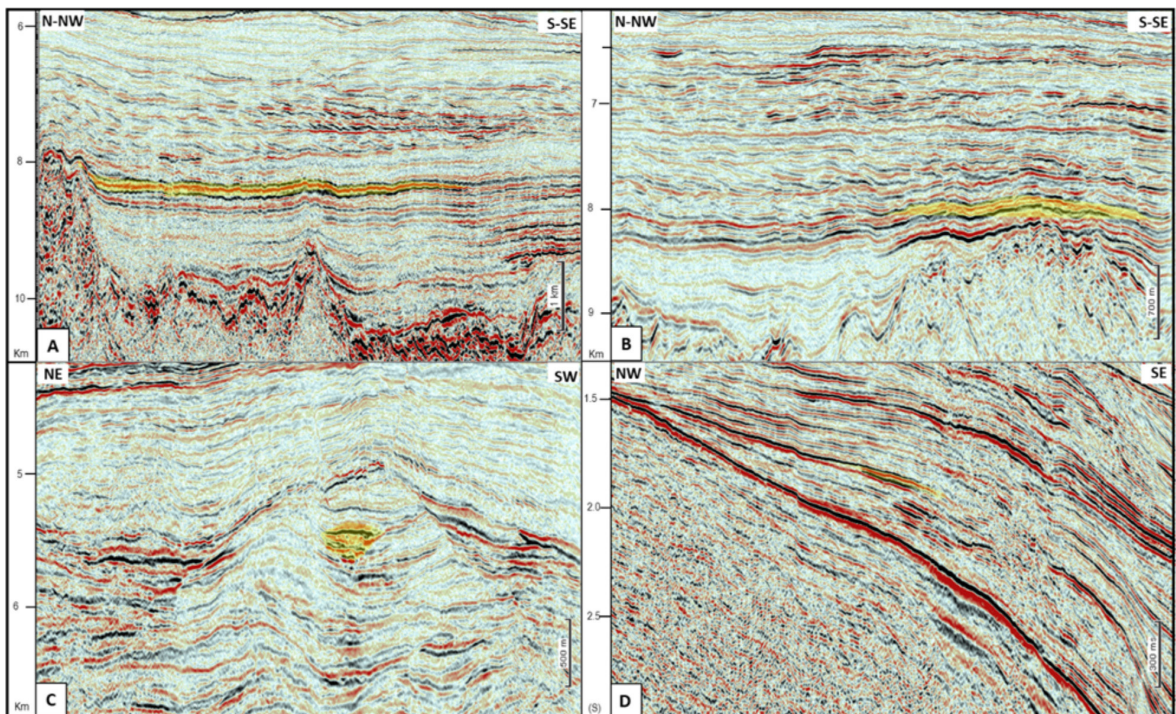


Figura 9. Secciones sísmicas con ejemplos de los distintos tipos de *plays* evaluados: A) Abanico submarino (Delmira), B) Drape (Tararira), C) Canal submarino, D) Acuñaamiento (Amalia).

CONCLUSIONES

La información sísmica 2D y 3D disponible en las cuencas *offshore* de Uruguay muestra un atractivo potencial petrolero asociado a prospectos fundamentalmente de tipo estratigráficos, y en menor medida mixtos y estructurales.

La diversidad y cantidad de *plays*, *leads* y prospectos en el *offshore* de Uruguay (más de 40 identificados) y los recursos prospectivos evaluados hasta el año 2021 (más de 23 mil millones de barriles equivalentes de petróleo), ubican a las cuencas del *offshore* de Uruguay entre una de las regiones de frontera exploratoria más promisorias del Atlántico Sur.

Este trabajo continuará con la evaluación de recursos de los prospectos que aún no fueron analizados. Por su parte, a nivel metodológico, se identificaron oportunidades de mejora incluyendo la evaluación cuantitativa del riesgo técnico asociado al descubrimiento de cada recurso (estimación de la probabilidad de éxito geológico).

Asimismo, también es interesante 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 parte de esos ingresos que le corresponden al Estado (government take), los ingresos por *profit oil* para el contratista, y los indicadores de desempeño económico del proyecto.

Por otra parte, es importante 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.

Por último, resulta crucial incorporar a los modelos geológicos todo nuevo dato directo (generadora, reservorio, etc.) que surja asociado a pozos y/o descubrimientos en cuencas análogas que permitan reducir incertidumbres y trabajar con un espectro más amplio de tipos de fluidos presentes en los reservorios.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a ANCAP por ceder los datos y el tiempo para la realización de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Beaumont, E.A. y Foster, N.H. 1999. Exploring for Oil and Gas Traps, <https://doi.org/10.1306/TrHbk624>.
- 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, p. 551–559.
- Cronquist, C. 2001. Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas, and Condensate. Society of Petroleum Engineers.
- de Santa Ana, H., Veroslavsky, G. & Morales, E. 2009. Potencial exploratorio del *offshore* de Uruguay. Revista de la Industria Petrolera, Cuarta Época, 12, p. 48–59.
- DeSorcy, G.J. 1979. Estimation Methods for Proved Recoverable Reserves of Oil and Gas. In: 10th World Petroleum Congress, 9-14 September, Bucharest, Romania. Bucharest, Romania, World Petroleum Congress, 10.
- 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, p. 435–445, <https://doi.org/10.1306/11230404071>.
- Gristo, P.; Conti, B.; Rodríguez, P.; Novo, R.; Marmisolle, J.; de Santa Ana, H. 2021. Evaluación de Recursos Prospectivos de Petróleo y Gas en Uruguay. Exploración y Producción, ANCAP. Primera Versión Español. https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/file/9457/1/2021-eyp-recursos-prospectivos_es.pdf
- 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, pp. 315–340., <https://doi.org/10.1144/SP420.2>.
- 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, p. 2161–2173.
- Levitán, L.L. & Murtha, M. 1999. New correlations estimate Pb, FVF. Oil & Gas Journal, 97, p. 70–76.
- McCain, W.D. 1990. The Properties of Petroleum Fluids, 2nd ed. Tulsa, OK, USA, Penn Well Publishing Co.
- Newendorp, P. & Schuyler, J. 2000. Decision Analysis for Petroleum Exploration, 2nd ed. Aurora, Colorado, USA, Planning Press.
- Rodríguez, P. 2018. Probabilistic Volumetric Evaluation of Potential Turbidite Prospects from *Offshore* Uruguay. Report for the Master in Petroleum Engineering (Unpublished). Texas A&M.
- Schmoker, J.W. & Gautier, D.L. 1988. Sandstone porosity as a function of thermal maturity. Geology, 16, p. 1007–1010, [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1988\)0162.3.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1988)0162.3.CO;2).
- 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.

- 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, p. 1676–1689, <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.07.001>.
- SPE. 2007. SPE Petroleum Resources Management System Guide for Non-Technical Users. Richardson, Texas, USA.
- 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, p. 219–240.
- 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, pp. 95–116.
- Ucha, N., de Santa Ana, H. & Veroslavsky, G. 2004. La Cuenca Punta del Este: geología y potencial hidrocarburífero. 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, pp. 173–192.
- Wright, J.D. 2015. *Oil and Gas Property Evaluation*. Golden, Colorado, USA, Thompson-Wright, LLC.