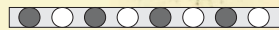


# IX CONGRESO URUGUAYO DE GEOLOGÍA



## V SIMPOSIO LAC SOBRE GEOPARQUES



Trinidad, 4 al 8 de noviembre de 2019  
URUGUAY

RESÚMENES

## EVALUCIÓN VOLUMÉTRICA-PROBABILÍSTICA DE UN PROSPECTO TURBIDÍTICO DEL OFFSHORE DE URUGUAY

**Rodríguez P.1; Weijermars Ruud.2**

1 - Exploración y Producción – ANCAP, Montevideo, Uruguay. 2 - Texas A&M University.  
College Station. Texas  
parodrigue@ancap.com.uy

### RESUMEN:

En éste trabajo se presentan los resultados de la evaluación volumétrica-probabilística de un prospecto turbidítico, denominado Maspoli, ubicado en aguas ultra-profundas de la Cuenca Punta del Este (offshore de Uruguay).

La significativa producción de hidrocarburos desde reservorios turbidíticos, en diferentes cuencas del margen Atlántico, ha repercutido en que este tipo de reservorio se haya vuelto un objetivo exploratorio de particular interés para las compañías petroleras.

En este trabajo los volúmenes de recursos recuperables de petróleo y gas fueron determinados a partir de la interpretación de sísmica 3D y realizando un análisis volumétrico-probabilístico. El mismo consistió de una simulación Montecarlo en la que se utilizaron parámetros clave de reservorios de campos turbidíticos análogos. Además, se consideraron los datos que resultaron del pozo offshore Raya X-1, el cual atravesó una turbidita y fue perforado en el año 2016 dentro de la Zona Económica Exclusiva (ZEE) del Uruguay.

En todos los cálculos se asumió un modelo de fluido del tipo “Petróleo Negro”. Del análisis realizado para el prospecto Maspoli se desprende que el mismo presenta un volumen mejor estimado (percentil P50) de 353,73x106 m3 de petróleo y 32,46x109 m3 de gas.

**Palabras-clave:** Evaluación Volumétrica, Análisis Probabilístico, Turbiditas, Offshore, Uruguay.

### INTRODUCCIÓN

Los reservorios turbidíticos han sido perforados en el offshore de Brasil desde la década de los 70s. Los mismos se volvieron un objetivo de gran interés para la exploración petrolera y una importante fuente para la producción actual de hidrocarburos en dicho país (Bacocoli y Toffoli 1988). Las turbiditas han sido también un objetivo exploratorio de particular interés en lugares como el offshore de África occidental y en la cuenca Malvinas Norte. En los últimos siete años de exploración en el offshore de Uruguay, cerca de 41.000 km<sup>2</sup> de datos sísmicos 3D han sido adquiridos y varios prospectos han sido identificados. Uno de ellos fue testeado por la petrolera Total en 2016 mediante la perforación exploratoria denominada Raya X-1 (Figura No1). Este pozo confirmó que el prospecto se trataba de un reservorio turbidítico, Cenozoico, de buena calidad, pero que no reveló indicios de hidrocarburos (ANCAP 2016). Este prospecto fue la primer turbidita perforada en el offshore de Uruguay, mientras que el pozo es, al día de hoy, un récord mundial en lo que respecta a columna de agua (Wood Group Mustang 2018).



### BASE DE DATOS DE GEOLOGÍA Y GEOFÍSICA

La base de datos geológica y geofísica utilizada en este trabajo (Figura No1) está compuesta por un levantamiento sísmico 3D, denominado BG12\_3D, y registros de los pozos: Lobo X-1 y Gaviotín X-1, perforados por Chevron en 1976, y Raya X-1, perforado por Total en 2016.

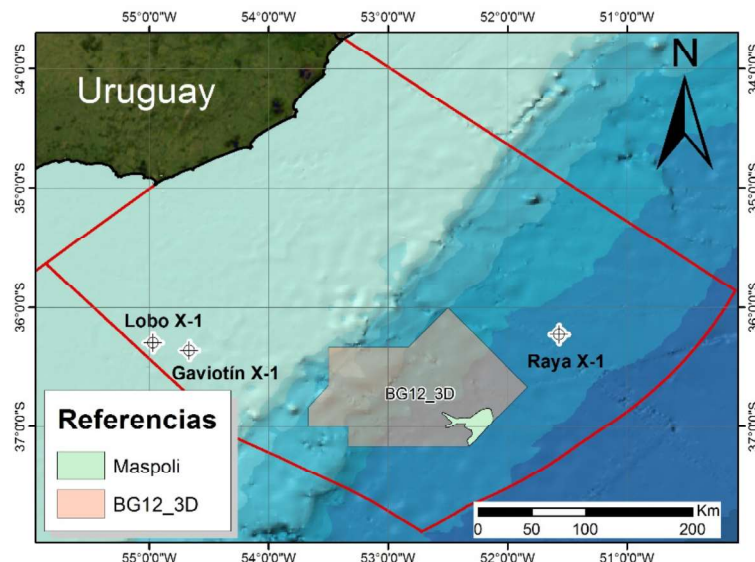


FIGURA N°1: Base de datos geológica y geofísica empleada en este trabajo.

Para la ejecución del análisis volumétrico del prospecto seleccionado en este estudio, el cual fue denominado Maspoli (Figura No1), se requirió de una detallada interpretación sísmica. En la Figura No2 se muestra el sistema petrolero especulativo propuesto para el mismo superpuesto sobre una sección sísmica longitudinal.

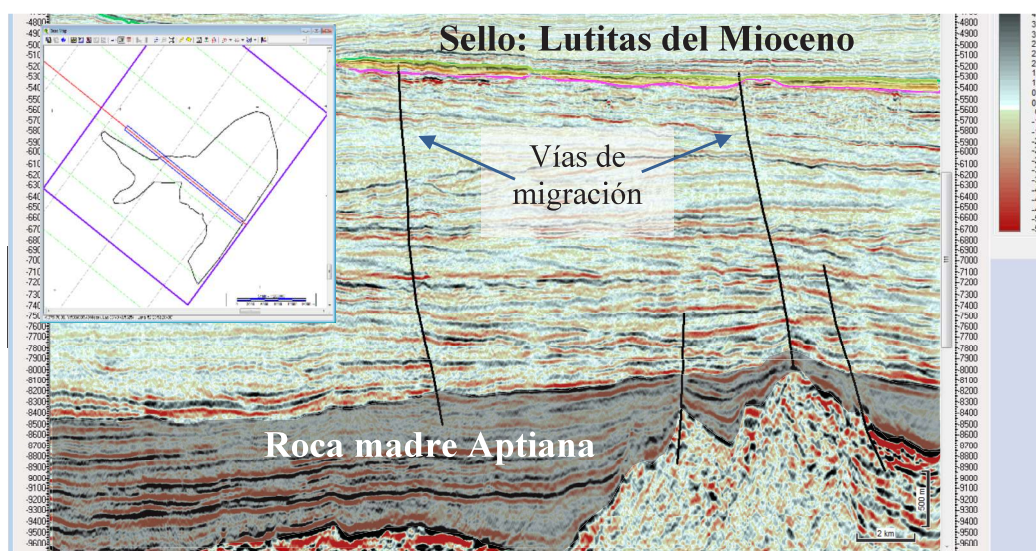


FIGURA N°2: Sección sísmica con elementos del sistema petrolero propuesto (cortesía de ANCAP).

### ANÁLISIS VOLUMÉTRICO

La evaluación de recursos prospectivos comenzó con la creación de una base de datos de



parámetros de reservorios turbidíticos, así como de sus fluidos. Esta información fue luego utilizada para justificar parámetros clave de las Funciones de Densidad de Probabilidad (FDP) utilizadas en el cálculo volumétrico-probabilístico. La base de datos incluyó información de campos de turbiditas del offshore de Brasil (campos: Albacora, Albacora Leste, Marlim, Marlim Sul, Barracuda, Espadarte, Namorado, Frade y Roncador), del offshore de Ghana (el campo Jubilee) y del offshore de las Islas Malvinas (el complejo Sea Lion).

Para la estimación de recursos prospectivos se utilizó la fórmula volumétrica (Wright 2015) que permite el cálculo de la Recuperación Última Estimada (EUR por sus siglas en inglés):

$$EUR_{petróleo} = \frac{GRV * \frac{N}{G} * \phi * (1 - S_w)}{Boi} * RF \quad (Eq.1) \quad EUR_{gas} = EUR_{petróleo} * GOR \quad (Eq.2)$$

Donde:

- El Volumen Bruto de Roca (GRV por sus siglas en inglés) se expresa en m<sup>3</sup>, lo que lleva a un EUR<sub>petróleo</sub> también en m<sup>3</sup>. El GRV se calculó, con el software IHS Kingdom, utilizando las superficies interpretadas que corresponden al tope y base del prospecto. Su FDP se define a partir de los resultados de la interpretación sísmica del mismo, el GRV máximo corresponde a todo el volumen interpretado, y los volúmenes optimista y conservador se definen a partir del estudio de las amplitudes sísmicas sobre el prospecto.
- La FDP de la porosidad (φ) es construida con valores que resultan de aplicar las relaciones entre porosidad y sobrecarga sedimentaria publicadas por Ehrenberg y Nadeau (2005) para areniscas. Esta distribución fue truncada en 48% ya que porosidades mayores que este valor no son posibles para rocas clásticas. El máximo valor de porosidad teórico para una roca con empaquetamiento cúbico es 47.64% (Graton y Fraser 1935).
- Las FDP para Saturación de Agua (Sw), Neto a Bruto (N/G) y Factor de Recuperación (RF) son construidas a partir de valores obtenidos para los reservorios analizados.
- La FDP del factor volumétrico de formación inicial (Boi) fue construida utilizando la correlación de Levitan y Murtha (1999), la cual permite estimar el Boi del petróleo a la presión del punto de burbuja asumiendo algunas propiedades para el fluido y el reservorio.
- La relación gas a petróleo (GOR por sus siglas en inglés) está expresada en m de gas sobre m<sup>3</sup> de petróleo en condiciones estándar, lo que lleva a una EUR<sub>gas</sub> expresada en m<sup>3</sup>. La FDP de esta variable es construida a partir de valores obtenidos para los reservorios de turbiditas previamente analizados. La misma fue truncada en 350 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> ya que se asumió un “Petróleo Negro”. Esta elección está fundamentada en el hecho de que dos estudios independientes de inclusiones fluidas (Tavella y Wright 1996; Soto et al. 2016), que analizaron muestras sin lavar de los pozos Lobo X-1 y Gaviotín X-1 (Figura No1), encontraron inclusiones de petróleo ligero de aproximadamente 0.864 gr/cc (32° API).

## RESULTADOS Y CONCLUSIONES

La evaluación volumétrica-probabilística de los recursos prospectivos para el prospecto

turbidítico Maspoli, a través de la realización de una simulación Montecarlo, condujo a volúmenes que, según las directrices del Sistema de Gestión de los Recursos Petroleros (SPE 2018), deben clasificarse como "Recursos Prospectivos". Los resultados del análisis realizado se muestran en la Figura No3 y se resumen en la TABLA NoI.

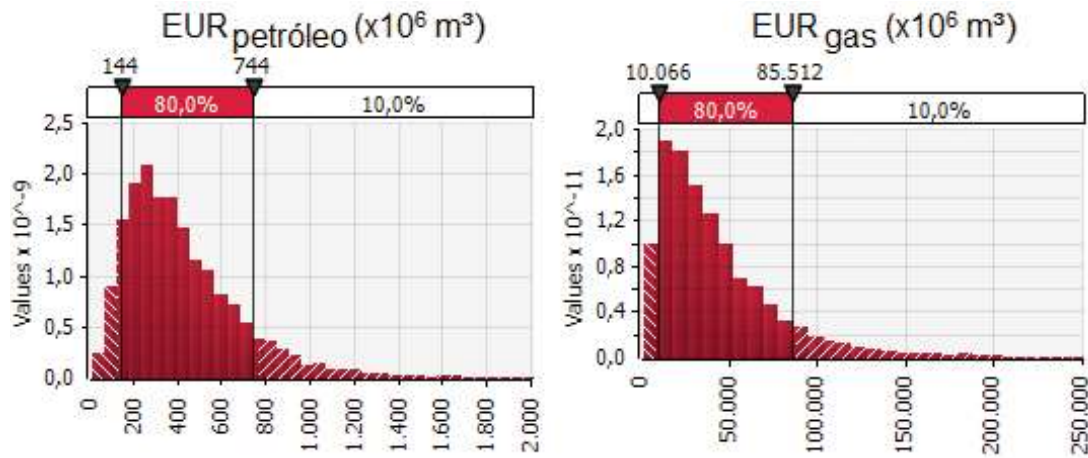


FIGURA N°3: Resultados de la simulación volumétrica para Maspoli.

Maspoli presenta un volumen mejor estimado (valor P50) de 353,73x106 m3 (2.225 millones de barriles) de petróleo y 32,46x109 m3 (1,15 TCF) de gas (ver Tabla NoI).

Petróleo [x10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ]			Gas [x10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> ]		
P90	P50	P10	P90	P50	P10
143,89	353,73	744,08	10,07	32,46	85,51

TABLA N°I: Recursos Prospectivos calculados para Maspoli.

El volumen de Maspoli está limitado por la extensión mar adentro cubo sísmico 3D utilizado para su definición (Figura No1). Del estudio de las amplitudes sísmicas se desprende que sólo el volumen conservador se encuentra completamente cubierto por el levantamiento sísmico, por lo tanto, los recursos prospectivos de Maspoli pueden ser mayores de lo que se informa en este trabajo. Adicionalmente, análisis similares realizados para otros prospectos, han sido publicados, en una tesis de maestría de la universidad Texas A&M (Rodríguez 2019) y se presentarán en la próxima Offshore Technology Conference a realizarse en Brasil.

**Agradecimientos**

Se agradece a ANCAP por proveer los datos sísmicos 3D y los registros de pozo utilizados en este trabajo.

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

ANCAP, 2016. Culminación del pozo exploratorio Raya en el Área 14 costa afuera (offshore) de Uruguay. <https://es.scribd.com/document/321902630/Comunicado-de-Prensa-ANCAP> (accedido 19 agosto 2019).

Bacocoli, G. & Toffoli, L.C. 1988. The Role Of Turbidites In Brazil's Offshore Exploration-A Review. Offshore Technology Conference. <https://doi.org/10.4043/5659-MS>.



- 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 (4): 435-445. <http://doi.org/10.1306/11230404071>.
- Graton, L.C. & Fraser, H.J. 1935. Systematic Packing of Spheres: With Particular Relation to Porosity and Permeability. The Journal of Geology 43 (8): 785-909. <https://doi.org/10.1086/624386>.
- Levitan, L.L. & Murtha, M. 1999. New correlations estimate Pb, FVF. Oil and Gas Journal 97 (10): 70-76.
- Rodríguez, P. 2019. Probabilistic volumetric and economic evaluation of potential turbidite prospects from offshore Uruguay. Harold Vance Department of Petroleum Engineering. Texas A&M University, College Station, Texas. Master of Engineering Thesis, 88p.
- Soto, M., Conti, B., Gristo, P. & de Santa Ana, H. 2016. Direct Oil and Gas Evidences from Punta Del Este Basin, Offshore Uruguay: New Data From Fluid Inclusions. AAPG Search and Discovery Article #10833. [http://www.searchanddiscovery.com/documents/2016/10833conti/ndx\\_conti.pdf](http://www.searchanddiscovery.com/documents/2016/10833conti/ndx_conti.pdf).
- SPE, WPC, AAPG, SPEE, SEG, SPWLA & EAGE. 2018. Petroleum Resources Management System. Society of Petroleum Engineers. SPE-194053-WP.
- Tavella, G.F. & Wright, C.G. 1996. Cuenca del Salado. In: Ramos, V.A. y Turic, M.A. (Eds): Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina. XIII° Congreso Geológico Argentino y III° Congreso de Exploración de Hidrocarburos. Buenos Aires. Relatorio: 95-116.
- Wood Group Mustang. 2018. 2018 Deepwater Solutions & Records for Concept Selection. Offshore Magazine. Houston, Texas.
- Wright, J.D. 2015. Oil & Gas Property Evaluation. Golden, Colorado, Thompson-Wright, LLC, 649 p.