

# EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN ANCAP

---

LIBRO DE RESÚMENES DE TRABAJOS PUBLICADOS  
PERÍODO 2009-2017



# 2017

**Conti, B.; Perinotto, J.A.J; Versolavsky, 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* n° 83 (1-25).**

---

The Pelotas Basin of Brazil and Uruguay represents a frontier basin with under-explored hydrocarbon potential. Although oil and gas accumulations have yet to be identified, only 21 exploratory wells have been drilled in an area of more than 330,000 km<sup>2</sup>, 20 of which are located in the Brazilian portion of the basin. A detailed study of the petroleum system of offshore Uruguay has strong potential to contribute to a better characterization of the capacity of the basin to generate and accumulate hydrocarbons. Three stages have previously been recognized during the evolution of Pelotas basin: (1) a prerift phase which preserved Paleozoic and Mesozoic units of the Paraná Basin; (2) an Early Cretaceous volcano-sedimentary synrift phase; and (3) a Cretaceous to Cenozoic postrift phase deposited during the passive margin stage. In this study, we use sequence stratigraphy methodology to interpret 2D multichannel seismic sections of the southern segment of the Pelotas Basin in the Uruguayan Atlantic margin. This analysis allows us to identify depositional sequences, systems tracts and the distribution of the main elements of the potential petroleum systems. Following our analysis, we propose six speculative petroleum systems (SPS) in the Pelotas Basin. The first SPS is related to the prerift phase and is represented by a Lower Permian restricted marine source rock and reservoirs related to Permian to Upper Jurassic aeolian and fluvial sandstones. The second SPS corresponds to the synrift phase and is constituted by a Barremian lacustrine source rock with reservoirs of alluvial/fluvial sandstones of the same age. The other four proposed SPS are associated with the postrift phase, represented by marine source rocks related to Aptian-Albian, Cenomanian-Turonian and Paleocene transgressions, all of which are identified in the region and interpreted in seismic lines from Uruguay. These postrift SPS have predominantly siliciclastic reservoirs represented by Early Cretaceous aeolian sandstones and Cretaceous to Cenozoic deltaic sandstones and turbidites.

**López-Gamundi; O.R.; de Santa Ana, H. & Conti, B. The Punta del Este Half Grabens, Offshore Uruguay: the Next Exploration Frontier in the South Atlantic. AAPG ACE100 2017, Houston, Texas**

---

The South Atlantic opening is characterized by an initial extensional phase dominated by asymmetric half-grabens and identified, from south to north, in the North Falkland/Malvinas basin, Punta del Este (PdE) basin and Santos basin. Flanked by the world class pre-salt fields of Santos basin (Tupi, Jupiter, Carioca, Iracema, Iara among others) to the north and the recent discoveries in the North Falkland / Malvinas basin (Sea Lion, Zebedee, Isobel Deep) to the south, the PdE half grabens in offshore Uruguay emerge as the new frontier exploration along the South American margin of the South Atlantic. Recently acquired seismic allowed to refine the asymmetric configuration of these NW-SE - oriented rifts in the PdE basin, a common feature with the pre-salt half grabens in offshore Brazil and the North Falkland / Malvinas basin. It also helped to identify synrift and laterally extensive postrift (sag) sections. This configuration has the potential for stratigraphic and/or combined onlap / pinchout traps at the synrift and sag levels on the flexural margin, similar to several presalt traps, and also stratigraphic traps with synrift, turbidite reservoirs like in the Sea Lion discovery. Landward dipping master border faults present in the PdE half grabens, opposite to the present deepening of the continental margin, enhance trap integrity of structural (four-way) closures. This is due to the critical role played by differential compaction at the half-graben border fault margin to accentuate and/or create counter-regional dips necessary to form structural traps at the overlying sag level. The North Falkland / Malvinas basin could be a good analog for source rock presence in the PdE half grabens. It contains a late Jurassic (Tithonian) to early Cretaceous lacustrine source rock in the syn-rift section and an early post-rift (sag) section, of early Cretaceous (Valanginian to Barremian or Aptian) age. The Sea Lion discovery contains waxy oil in Lower Cretaceous, base-of-slope to basin-floor fan sandstone reservoirs. Overlying early post-rift immature source rocks acted as a seal. Additional potential could come from Permian sandstone reservoirs, where light oil (39° API) was found in the Cruz del Sur x-1 well in the Colorado basin, south of the PdE basin. Permian sediments with oil and gas inclusions were recently identified in the pre-rift basement of the PdE basin in the Gaviotin-1 well.

**Morales, E.; Chang, H. K.; Soto, M.; Corrêa, F.S.; Versolavsky, G, de Santa Ana, H.; Conti, B. & Daners, G. Tectonic and stratigraphic evolution of the Punta del Este and Pelotas basin (offshore Uruguay). *Petroleum Geoscience***

---

Regional seismic reflection profiles and well data from the Uruguayan margin were integrated in order to analyse and illustrate its tectonic and stratigraphic evolution. The evolution of the Punta del Este and Pelotas basins is divided into four major phases: pre-rift (Palaeozoic); rift (Jurassic–Early Cretaceous); transition (Barremian–Aptian) and post-rift (Aptian–Present). Each of these phases is characterized by a specific structural configuration and a stratigraphic architecture related to basin type, tectonic elements, sediment supply and base-level changes. During the geological evolution of the Uruguayan continental margin, a NE migration of depocentres occurred. The Cretaceous depocentre is located in the Punta del Este Basin, while the Cenozoic depocentre is located in the Pelotas Basin.

**Ferro, S., Tomasini, J., Gristo, P., Romeu, C., Blázquez, N., de Santa Ana, H., & McLeroy, P. G. (2017, May 17). Uruguayan Petroleum Fiscal Regime. Society of Petroleum Engineers.**

---

The objective of this paper is to introduce the Uruguayan Petroleum Fiscal Regime and to compare it against worldwide standards, with regards to the most commonly used statistic: Government Take, but also using other important statistics like Effective Royalty Rate, Savings Index, Lifting Entitlement and Progressivity. The ultimate goal is to measure the attractiveness of the Uruguayan oil and gas fiscal regime.

Based on the probabilistic model of a hypothetical oil and gas field development offshore, and Production Sharing Contracts cash flow diagrams, the Government Take, Effective Royalty Rate, Savings Index and Lifting Entitlement were calculated and averaged for all the Production Sharing Contracts in force in Uruguay. In addition, the Progressivity of the Uruguayan fiscal regime for oil and gas was tested, a crucial feature of the fiscal regime design considering the fluctuations in crude oil prices. The calculated mean values were compared with international petroleum contract averages obtained from literature.

Regardless of the fact that third party assessments attribute important volumes of hydrocarbon prospective resources to Uruguayan frontier basins (USGS 2011, 2012), there has never been a discovery in them yet and the geological risk is still significant. The main results of this work are that the terms of the contracts in force result in an average Government Take of approximately 70%, comparable with the Government Take of several hydrocarbons producing countries. Additionally, the calculated average Effective Royalty Rate was 9%, the Entitlement for the IOC averaged 52%, and the Savings Index resulted in 48%, all of them among worldwide standards. The Uruguayan fiscal system proved to be progressive, revealing state-of-the-art fiscal design. The overall conclusion is that the Uruguayan fiscal regime is fair (or could even be regarded as too harsh) considering the geological risk of the country's basins.

This work is useful for petroleum companies interested in assessing the hydrocarbon exploration and production potential of Uruguay, to easily compare the contract economy and its fiscal regime with other destinations. Furthermore, it might provide good insight to authorities to understand the attractiveness of the Uruguayan petroleum fiscal regime for design improvements.

# 2016

**Rowlands, H.J; Paton, D; Mortimer, E; Turner, J; Thompson, P; Soto, M; de Santa Ana, H. June 22, 2016 Wednesday 9:00 A.M. New Insights Into the Early Development of a Volcanic Passive Margin – 3-D Imaging of Seaward Dipping Reflectors and a South Atlantic Transfer Zone AAPG Annual Convention and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada. 2016**

---

Offshore Uruguay is considered to be an under-explored, potentially prospective region. The project involves interpretation of a state-of-the-art 3D seismic reflection survey, acquired by BG Group which is being studied within the framework of an existing multi-client, 2D dataset. The combination of several surveys of both high resolution and long recording times allows the influence of basement structures and volcanics to be determined, within the context of margin evolution. The project is in its third year with findings suggesting a complex interplay of strain and volcanism along a transform system, oblique to the current margin.

**Conti, B.; Perinotto, A.J.; De Santa Ana, H. 2016. Sistemas petrolíferos especulativos de la Cuenca Pelotas, Offshore de Uruguay. VIII Congreso Uruguayo de Geología, Montevideo - 17 al 19 de Noviembre de 2016.**

La Cuenca Pelotas del offshore de Brasil y Uruguay presenta un importante potencial para contener hidrocarburos. La cuenca, aun sin descubrimientos, cuenta con 18 pozos exploratorios perforados en un área de 300,000 km<sup>2</sup>, localizados en la región brasilera de la cuenca. Su relleno está constituido por tres megasecuencias: (1) Prerift, con unidades Paleozoicas y Mesozoicas de la Cuenca Paraná; (2) Sinrift, con unidades volcano-sedimentarias del Cretácico Inferior asociadas al rifteamiento de Gondwana; y (3) Postrift, constituida por secuencias depositadas desde el Aptiano al presente. En este trabajo se utilizó la estratigrafía de secuencias como metodología para interpretar secciones sísmicas 2D del segmento sur de la Cuenca Pelotas (offshore de Uruguay). Como resultado del análisis, se proponen seis sistemas petroleros especulativos (SPE). El primer SPE, asociado a la fase prerift, está representado por una roca generadora marina del Pérmico Inferior (Fm. Mangrullo) y reservorios constituidos por areniscas fluviales y eólicas del Pérmico Superior y Jurásico Superior (Fm. Buena Vista y Tacuarembó). El Segundo SPE, de la fase sinrift, está constituido por una generadora lacustre del Barremiano y reservorios representados por areniscas aluvio-fluviales de la misma edad. Los otros cuatro SPE propuestos, de la fase postrift, son representados por generadoras marinas asociadas a las transgresiones Aptiana-Albiana, Cenomaniana-Turoniana y Maastrichtiana-Paleocena. Estos SPE presentan reservorios siliciclásticos constituídos por areniscas eólicas del Cretácico Inferior y areniscas asociadas a turbiditas, deltas y rellenos de canal. El primer pozo exploratorio en la porción uruguaya de la cuenca será perforado en 2016 y testeará uno de estos SPE.

**Morales, 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. VIII Congreso Uruguayo de Geología, Montevideo - 17 al 19 de Noviembre de 2016.**

---

En 2013 comenzó la construcción y puesta en marcha de la Litoteca de la Gerencia de Exploración y Producción (E&P) de ANCAP. La misma está ubicada en el Polo Industrial y Tecnológico de Capurro (Montevideo) y se encuentra operativa desde fines de 2014. Se trata de un espacio de 680m<sup>2</sup> destinado al correcto almacenamiento, preservación, estudio y acceso de muestras de subsuelo que aumenta su valor intrínseco, tanto desde el punto de vista de la exploración de recursos energéticos como del desarrollo de la investigación básica y aplicada. Las muestras de testigos y cuttings obtenidas en las distintas campañas de exploración de recursos energéticos, representan uno de los registros más valiosos que se poseen del subsuelo. ANCAP ha realizado distintas campañas, sumando un total de 44 perforaciones localizadas en las cuencas sedimentarias onshore (Norte y Santa Lucía) y offshore (Pelotas y Punta del Este). Estas perforaciones constituyen más de 47.000m totales perforados. La Gerencia de E&P gestiona y administra los datos físicos (muestras) y digitales (informes geológicos y de perforación, documentos fotográficos, análisis geoquímicos, registros geofísicos) de estas campañas. A su vez se gestionan las muestras de perforaciones realizadas por las empresas de exploración que realizan tareas de búsqueda de hidrocarburos en Uruguay. Este año se ha iniciado la digitalización de los datos que acompañan las perforaciones. Los mismos serán administrados en un software diseñado específicamente para este fin quedando a disposición de las instituciones de investigación que deseen estudiarlos, así como de empresas que deseen adquirirlos.



**Marmisolle J.; Veroslavsky G. & de Santa Ana H. Depocentros en la región de Salto – Concordia, Cuenca Chacoparanense. VIII Congreso Uruguayo de Geología, Montevideo - 17 al 19 de Noviembre de 2016.**

---

En el ámbito de la Cuenca Chacoparanense, particularmente en la región de Salto – Concordia, se han reconocido importantes depocentros de más de 3500 metros de profundidad. Los datos e información de superficie y subsuelo (descripción litológica de pozos, análisis estructural, de líneas sísmicas, secciones magnetotélúricas y gravimetría) señalan que los mismos se desarrollan dentro de un corredor estructural de dirección NW en cuyo interior un conjunto de fallas de dirección NNE, lístricas y normales, escalonan el basamento en dirección W (Ferrando & Andreis 1986; de Santa Ana 1989; Ucha & de Santa Ana 1994; de Santa & Veroslavsky 2002; Marmisolle 2015). En ese sentido, recientes estudios (Mira *et al.* 2015) señalaron importantes depocentros en el subsuelo de Corrientes y Misiones como posible continuidad a la Calha Central en territorio argentino de dirección principal NNE. En particular, el depocentro localizado en la región de Salto – Concordia, próximo al Río Uruguay, no han sido perforados y se desconoce la totalidad de la columna sedimentaria en dichos sitios. La interpretación sísmica sugiere que podrían preservarse ciclos sedimentarios eopaleozoicos (ordovícicos – silúricos) en dichos depocentros como por ejemplo ocurre en la *Calha Central* en Brasil, o los registros más antiguos vendianos - cámbricos reconocidos en Las Breñas en territorio argentino o las formaciones Barriga Negra y Playa Hermosa reconocidos Uruguay. Esta posibilidad abre nuevas líneas de estudio sobre la evolución de la cuenca, particularmente durante el paleozoico así como posibilita la generación de nuevas guías exploratorias de hidrocarburos y geotermia.

**Rodriguez, P.; Novo, R. & Gristo, P. 2016. Datos gravimétricos terrestres en Uruguay: Revisión y guía para la exploración de hidrocarburos. VIII Congreso Uruguayo de Geología, Montevideo - 17 al 19 de Noviembre de 2016.**

---

La gravimetría es el método potencial más utilizado en los estudios iniciales de las cuencas sedimentarias, principalmente por el bajo coste de los equipos y por la fácil operación de los mismos en lo que refiere a la adquisición del dato. Debido a los avances tecnológicos que se han dado desde hace unos 20 años, como el desarrollo de los GPS de alta precisión (Ayala & Ramírez 2012) y de los gravímetros automatizados (denominados “Autograv”), el personal requerido para realizar una campaña de adquisición de este tipo de datos se ha visto notoriamente reducido. Desde la década del 50 hasta el presente se han realizado varios levantamientos de datos de gravimetría para la exploración de hidrocarburos en Uruguay. Se cubrieron grandes áreas que, por ejemplo, hoy en día sería muy costoso cubrir con líneas de sísmica de reflexión, método exploratorio por excelencia para la exploración de hidrocarburos. En este sentido, ANCAP ha realizado relevamientos gravimétricos de detalle en la Cuenca de Santa Lucía y en parte de la Cuenca Norte. Por otro lado, otras instituciones como el Servicio Geográfico Militar (SGM) y la Dirección Nacional de Minería y Geología, realizaron relevamientos más regionales incluyendo áreas de basamento, así como también la Cuenca Laguna Merín (Reitmayr 2001). El objetivo de este trabajo es presentar algunos resultados de estos estudios y recomendaciones, basadas en las experiencias de los autores, para la adquisición de nuevos datos así como para la realización de modelos gravimétricos.

**Soto, M.; Morales, E.; Hernández-Molina, F.J.; Creaser, A.; Tomasini, J.; de Santa Ana, H.; 2016. Contornitas y Turbiditas Retrabajadas por Corrientes de Contorno: Un Nuevo Play para el Offshore de Uruguay. VIII Congreso Uruguayo de Geología, Montevideo - 17 al 19 de Noviembre de 2016.**

---

Las contornitas son depósitos originados, o sustancialmente retrabajados, bajo la acción persistente de corrientes de fondo. En algunos lugares del mundo las contornitas pelíticas constituyen buenos sellos de acumulaciones de hidrocarburos, mientras que las contornitas arenosas (y arenas retrabajadas por corrientes de fondo, BCRS) constituyen reservorios con excelente propiedades petrofísicas, caso de Brasil y Tanzania. En líneas sísmicas del offshore de Uruguay el trabajo conjunto entre ANCAP, RHUL e ICG ha permitido mapear extensos rasgos, originados desde el Neógeno, producto de la interacción de masas de agua de origen antártico (e.g., Antarctic Bottom Water, Antarctic Intermediate Water) con el talud continental (Hernández-Molina et al., 2016). Estos rasgos, paralelos al talud, pueden ser depositacionales (drifts), erosivos (canales, furrows) o mixtos (terrazas contorníticas, notablemente la continuación de las terrazas de La Plata y Ewing). El desafío actual es mapear y reconocer estas contornitas y BCRS en posiciones estratigráficas inferiores, como el Paleoceno-Eoceno o incluso el Mesozoico, es decir, más próximas a las potenciales rocas generadoras marinas cretácicas, particularmente del Aptiano, el Turoniano y, en posiciones distales de cuenca, el Paleoceno. El reconocimiento de contornitas arenosas en dichas secuencias sería relevante no sólo desde el punto de vista prospectivo, sino también para reconstruir el patrón de circulación oceánica en el pasado.

**Marmisolle J.; Veroslavsky G. & de Santa Ana H. 2016 Depocenters with potential preservation of pre-Carboniferous rocks in Norte Basin (Uruguay) AAPG SEG International Conference & Exhibition – Barcelona, 3 a 6 de Abril de 2016 <http://www.aapg.org/events/conferences/ice/past/articleid/20312/aapg-seg-2016-international-conference-exhibition-barcelona>**

---

The revision of geophysical data together with old exploratory wells and recent stratigraphic wells shows for the first time the preservation of Devonian units in the deepest regions of Norte Basin (Uruguay). An area in the west part of the basin was selected with the objective of characterizing the preservation of potential pre-Carboniferous sequences in depocenters. Basin analysis was the main methodology applied for this study, integrating surface data (topography, lineaments and geomorphology) with subsurface analysis (gravity, seismic, magnetotelluric and well data). As a main result, a structural NW-trending corridor named Salto-Tambores was defined. This corridor, which develops between the Daymán and Arapey faults, can be divided in 2 segments with different morphology, structural setting and volcano-sedimentary fill. The Eastern Segment has a width of 45km between faults. Its topography is represented by hills with strong slopes, with elevation above sea level up to 270m. Sub-surface data for this segment indicates that basement depth reaches 800m and that the Devonian sequence is preserved (confirmed by several wells), in turn covered by Late Permian units that crop out or are covered by Mesozoic basaltic flows. The Western Segment has a width of 75km between Daymán and Arapey faults and is represented by a plane topography with slopes ranging between 0.1-0.2 % and elevations of the sea level under 140m. From the central to the west area of this segment, the basement deepens from 1000 to 3000m as a result of NE trending lystric faults that rotated the basement blocks to a southwest direction. In this area the Itapebí fault was defined, which controls the deepest depocenter showed in seismic sections (>3000m). Near to the Uruguay River, surface and subsurface analysis allowed to identify an NS trending fault. There the magnetotelluric section shows that the basin reaches more than 3500m in thickness. The deepest depocenters identified in this work have not been drilled yet, therefore the sedimentary fill for these areas is unknown. Regarding this, well data indicate the pinch out of the Carboniferous units towards the west. On the other hand, the paleogeography defined for the Devonian indicates that a thickness of more than 300 m is improbable for this section. Taking into account these facts, the preservation of Paleozoic units older than the currently known for the Norte Basin is highly probably.

**Conti, B.; Ferro, S.; Tomasini, J.; Gristo, P. & de Santa Ana, H. 2016 Geologic and Volumetric evaluation of prospects offshore Uruguay AAPG/SEG International Conference and Exhibition 2016 (Cancún)**  
[http://www.searchanddiscovery.com/preview/EminIsayev/documents/2016/10881cont/ndx\\_conti.pdf](http://www.searchanddiscovery.com/preview/EminIsayev/documents/2016/10881cont/ndx_conti.pdf)

---

Exploration activity offshore Uruguay has grown exponentially in recent years with the acquisition of approximately 12,000Km of 2D and 40,000Km<sup>2</sup> of 3D seismic, despite being a frontier area without proven petroleum systems. The seismic data acquired cover the three basins recognized offshore Uruguay, Punta del Este to the west, Pelotas to the east and Oriental del Plata Basin to the south, representing together an area of approximately 125,000Km<sup>2</sup>. These basins are still underexplored, with only two exploratory wells drilled in 1976 in shallow waters of Punta del Este Basin. The sedimentary infill includes a prerift phase with Paleozoic to Mesozoic units; an Early Cretaceous synrift phase and a Cretaceous to Cenozoic postrift phase. The seismic data allowed the identification of numerous stratigraphic and structural leads and prospects that reveal a promising geology which led to the decision of drilling a new well in 2016 in ultradeep waters of Pelotas Basin. The objective of this study is to present the hydrocarbon potential offshore Uruguay through the volumetric resource estimation of different prospects. A seismic stratigraphic analysis applied to the available 2D and 3D seismic data, using the principles of Sequence Stratigraphy, was the methodology utilized for the definition and interpretation of prospects and the speculative petroleum systems associated to them. For the volumetric calculation, after the probabilistic distributions for each input variable was defined, we performed 10,000 iterations of simulation for each prospect in order to obtain the probabilistic distribution of prospective resources. In this work we present the results of four selected prospects. The criteria used to select these prospects was to show the diversity of plays, the different petroleum systems, the existence of siliciclastic and carbonate reservoirs and the different types of traps present in the basins. The first prospect analyzed is an anticline structure associated with the prerift megasequence, the second prospect is interpreted as a lacustrine fan system associated with the synrift phase, the third one is a carbonate construction deposited in a horst structure during the Early Cretaceous postrift phase, and finally the fourth selected prospect is a Paleocene turbidite deposited in the drift phase. The probabilistic aggregation of the undiscovered hydrocarbon initially in place of these four prospects gives a Mean value result of approximately 14,000MMBbls of oil and 33TCF of gas.

**Key words:** Petroleum Systems, Prospects, Volumetric Evaluation, Offshore Uruguay.

**Tomasini J.; Gristo P.; Blázquez N.; de Santa Ana H.; 2016; El “Manual de Operaciones Exploratorias Offshore Uruguay” como herramienta para la gestión de las operaciones offshore; 87º Reunión Arpel a Nivel de Expertos, Seguridad de Procesos en Exploración y Producción de Petróleo y Gas; Bogotá, Colombia. <http://media.arpel2011.clk.com.uy/rane87/09Blanquez.pdf>**

---

A partir de que ANCAP, la empresa petrolera estatal de Uruguay, lleva adelante los procesos Ronda Uruguay para la adjudicación de contratos de Exploración-Explotación para áreas en el offshore de Uruguay, ha tenido lugar un proceso de revitalización de la exploración en este país. Especialmente y como resultado de la exitosa Ronda Uruguay 2 en el 2012, empresas petroleras de primer nivel comprometieron una gran cantidad de trabajos exploratorios para el primer sub-período de 3 años. Como resultado de la realización de estos trabajos exploratorios comprometidos, así como otros adicionales, las cuencas del offshore de Uruguay han sido cubiertas con más de 39.000 Km<sup>2</sup> de sísmica 3D, 13.000 Km<sup>2</sup> de Electromagnetismo 3D de Fuente Controlada y 40.000 Km de sísmica 2D. Asimismo se han obtenido cientos de muestras de sedimentos de lecho marino así como medidas de flujo térmico. Adicionalmente, luego de 40 años sin perforaciones, la empresa TOTAL realizará el primer pozo exploratorio en aguas ultra-profundas de la cuenca de Pelotas.

Considerando este creciente desarrollo de las actividades exploratorias en el offshore de Uruguay, se realizó una recopilación de información, registros y reportes requeridos así como de buenas prácticas para llevar a cabo operaciones exploratorias en el mar territorial y zona económica exclusiva. Estas operaciones incluyen el levantamiento de datos sísmicos, perforaciones, operaciones marítimas y aéreas auxiliares así como levantamiento de otros datos tanto exploratorios como ambientales. Es así que la Gerencia de Exploración y Producción de ANCAP elaboró el “Manual de Operaciones Exploratorias Offshore Uruguay”, el cual desde fines de 2014 ha sido tomado como referencia por ANCAP, empresas petroleras y empresas de servicios bajo contratos multiclente con ANCAP operando en el offshore de Uruguay así como para otras instituciones u organismos gubernamentales relacionados con la actividad.

El objetivo de este manual es proveer las directrices, recomendaciones y requerimientos de ANCAP para el diseño y ejecución de las operaciones exploratorias que se desarrollan en el offshore de Uruguay, en forma segura, ambientalmente sustentables y acorde con las buenas prácticas de referencia aplicadas en la industria a nivel internacional. Asimismo, incorporando directrices para la gestión de los datos exploratorios. De esta manera, en el manual se cubren específicamente los temas de marco legal y mapa de actores, planes de gestión ambiental y de seguridad, Informes y comunicaciones, gestión de la información exploratoria así como estándares y prácticas recomendadas. Se trata de un documento que se actualiza de forma anual, o antes si es necesario, de manera de incorporar mejoras y cambios que puedan surgir con el correr del tiempo así como para completar secciones que así lo requieran. En ese sentido actualmente ya se cuenta con la segunda revisión.

En el presente trabajo se presenta un resumen del contenido de dicho manual, repasando la experiencia del proceso de su elaboración así como de su difusión, aplicación y continua actualización a través de las lecciones aprendidas en las sucesivas actividades exploratorias desarrolladas en el offshore de Uruguay.

**Rodríguez, P.; Christopherson, K.; Marmisolle, J.; Gristo, P. & de Santa Ana, H. 2016. Correlation between 2d seismic, magnetotelluric and gravity data acquired in Norte Basin of Uruguay. SEG Technical Program Expanded Abstracts 2016: pp. 895-900.**

---

The acquisition of magnetotelluric (MT) and audiomagnetotelluric (AMT) data is becoming very popular in the last years, especially in virgin areas where not much data are available. This is the case of the Norte Basin of Uruguay (southernmost part of the Paraná Basin).

This paper presents a study result of the integration of geologic and geophysical data (wells, MT, seismic, gravity), acquired in the Norte Basin. The result showed, in some areas, a good direct correlation between the 2D magnetotelluric inversion and the selected 2D seismic line. In the MT inversion the main structural features, particularly basement highs and lows, were identified.

We also included in the analysis a gravity model over the mentioned seismic line. The main outcome of this analysis is that there are not direct correlations between Bouguer Gravity Anomalies and seismic and MT data interpretation; we infer it to be caused by the presence of a mafic body intrusion within the basement in the study area (Rodríguez et al., 2015; Marmisolle, 2015).

# 2015

**Conti, B.; Perinotto, A.; Soto, M. & de Santa Ana, H. 2015. Speculative Petroleum Systems of the Southern Pelotas Basin, Offshore Uruguay. *AAPG International Conference and Exhibition*, 13 al 16 de setiembre de 2015, Melbourne. <http://www.searchanddiscovery.com/abstracts/html/2015/90217ice/abstracts/2202798.html>**

---

At present commercial oil accumulations in the Pelotas Basin have not been identified (as opposed to the other basins of the Brazilian Atlantic margin), nor the current geological knowledge allows to identify proven petroleum systems. In spite of that, this basin continues to be underexplored with a total of only 18 exploratory wells drilled in an area of more than 330,000 km<sup>2</sup>, all of them located in its Brazilian portion. This study focused in the Uruguayan portion of the basin that has not been drilled yet. 2D and 3D seismic data acquired in this area reveal a promising hydrocarbon potential allowing the identification of stratigraphic plays that have analogies with accumulations discovered in other basins of both sides of the Atlantic not affected by halokinetic deformation (as in French Guiana and Ghana).

The main purpose of this study is to evaluate the hydrocarbon potential of the southern part of the Pelotas Basin, defining the speculative petroleum systems (based on geophysical data). Sequence stratigraphy concepts were used as the main methodology to interpret the depositional sequences from 2D seismic sections of the Uruguayan portion of the Pelotas Basin and available well data. It is possible to identify a syncline stage that preserves Permian geological units of a prerift phase corresponding to the Paleozoic intracratonic Paraná Basin; an Early Cretaceous continental synrift phase constituted by the volcanic-sedimentary infill of halfgrabens and SDRs; and a Cretaceous to Cenozoic postrift phase represented by a sedimentary stacking associated to successive transgressions and regressions of the sea level. The sequence analyses allowed interpreting the system tracts and identifying the distribution of the main elements of the potential petroleum systems.

The source rocks of the speculative petroleum systems proposed in this study for the Uruguayan portion of the Pelotas Basin are represented by a Permian restricted marine source rock of the prerift phase, and two marine source rocks of the postrift phase of Aptian-Albian (OAE 1) and Cenomanian-Turonian (OAE 2) ages.

The main reservoirs proposed are continental sandstones of the synrift phase and Cretaceous and Cenozoic turbidites from the postrift phase. The main regional seals are related to the postrift phase, represented by shales of the Aptian-Albian, Cenomanian-Turonian and Paleocene marine transgressions.



**Gristo, P.; de Santa Ana, H.; Martino, R.; Tomasini, J. & Blázquez, N. 2015. Application of best practices and evaluation of the performance in health, safety and environment management for a large seismic programme offshore Uruguay.**

From late 2012 until mid-2014 an extensive seismic exploration programme was carried out offshore Uruguay, comprising the operation of 7 seismic vessels together with their supply and chase vessels, sometimes operating simultaneously, for the acquisition of approximately 38,500 Km<sup>2</sup> of 3D seismic and 7,500 Km of 2D seismic. It is part of an early stage of exploration of the frontier basins of Uruguay, committed by international oil companies under production sharing agreements with the national oil company of Uruguay (ANCAP), or multi-client contracts signed between ANCAP and international geophysical companies. ANCAP's role was to supervise and facilitate the operations, and in particular, to set the rules for developing safe and sustainable operations in coordination with other national authorities.

This paper aims to review and evaluate the technologies, procedures and practices for health, safety and environmental management, put in force during the programme.

The exclusive economic zone (EEZ) of Uruguay comprises around 142,000 Km<sup>2</sup>, from shelf shallow waters of the Rio de la Plata, to deep waters of the southern Atlantic where most of the seismic programme was concentrated. Although there is a fair general understanding of the physical, biological and anthropic media of the EEZ, data is scarce, with isolated and inhomogeneous efforts concentrated in a particular environmental media, species or locations. Most of the artisanal and industrial fisheries, and marine traffic, is developed near the coastal area of the EEZ, far from the exploration areas. Exploration of hydrocarbons is a non-traditional activity in Uruguay; therefore, apart from general legislation for the protection of marine environment and for safe and sustainable development of human activities, including international agreements for marine operations, there are no specific regulations regarding HSE for exploration operations.

A thoroughly review and identification of regulations was performed in anticipation of the programme, in order to determine the requirement of supplementary or more stringent rules, in addition to those adopted by the companies on a voluntary basis. A particular focus was given into those issues of higher concern, among local stakeholders and probably worldwide, associated with offshore seismic operations: the protection of marine mammals and other marine fauna, the relation and communication with stakeholders, the effect of sound on fishes and fisheries, and the social impact in terms of the involvement of local providers and human resources in the programme.

The results of this review are presented as standard safety and environmental performance indicators, including a set of lessons learned and recommendations for future offshore operations. This paper is the first assessment of HSE management and performance of exploration operations offshore Uruguay, and uses a comprehensive database from the international geophysical and oil companies involved in the seismic programme.

**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. SEG Technical Program Expanded Abstracts 2015: pp. 76-80. (doi: 10.1190/segam2015-5821920.1)**

---

This work aims to review the experience of Uruguay in multi-client agreements with services companies for the generation of information products offshore Uruguay (i.e.: acquisition and processing of geophysical data), highlighting the most important contract terms involved, and evaluating their performance in terms of amount of data, investment and revenues, and their effects on and synergies with other instruments for the promotion of the exploration offshore Uruguay. The analysis of various performance indicators for several multi-client agreements, shows them as an effective instrument when the government has a limited budget for exploration in frontier basins, as long as a sound environment for exploration business is established, and the participation of international oil companies and services companies is encouraged by a competitive and transparent process. Multi-client agreements have helped and have constituted a wonderful tool for the national oil company of Uruguay (ANCAP) to significantly increase the seismic data of the Uruguayan basins, from regional coverage in the shallow areas before 2002, to a currently complete coverage of the exclusive economic zone and beyond, with the added value of significant revenues for ANCAP, and worldwide promotion of exploration opportunities in Uruguay.

**Read More:** <http://library.seg.org/doi/10.1190/segam2015-5821920.1>

**Rodríguez, P.; Marmisolle, J.; Soto, M.; Gristo, O.; bp, A.; de Santa Ana, H. & Veroslavsky, G. 2015. Preliminary results of new gravity surveys onshore Uruguay, with a 2D modeling case study from Norte Basin. SEG Technical Program Expanded Abstracts 2015: pp. 1568-1572.**

---

This paper presents a study result of the integration of new gravimetric and geological data (superficial mapping and deep geology from wells), acquired in blocks Pepe Núñez and Clara of Norte Basin (southernmost part of the Paraná Basin).

The results in both cases showed a good correlation between the final gravimetric model and the main structural and stratigraphic features, particularly basement highs and lows, basement nature, depocenters and faults.

**Rodríguez, P.; Veroslavsky, G.; Soto, M.; Marmisolle, J.; Gristo, P. & de Santa Ana, H. 2015. New integrated Bouguer gravity anomaly map onshore Uruguay: preliminary implications for the recognition of crustal domains. SEG Technical Program Expanded Abstracts 2015: pp. 1515-1519.**

---

The aim of this paper is to present an integrated onshore Bouguer gravity anomaly map of Uruguay and a correlation with geological data. The Bouguer map is composed by data of stations acquired from 1950 to 2014 by several institutions. Moreover, using this gravity map and the crustal model CRUST1.0 (validated comparing the grid with the Moho recognized in line offset and long record length PSDM seismic profiles), several crustal domains are recognized and characterized. A previous attempt to integrate geophysical and geological data is shown in Hallinan *et al.* (1993).

**Hernández-Molina, F.J.; Soto, M.; Piola, A.R.; Tomasini, J.; Preu, B.; Thompson, P.; Badalini, G.; Creaser, A.; Violante, R.A.; Morales, E.; Paterlini, M. & de Santa Ana, H. 2015. A contourite depositional system along the Uruguayan continental margin: sedimentary, oceanographic and paleoceanographic implications. *Marine Geology*. [doi:10.1016/j.margeo.2015.10.008](https://doi.org/10.1016/j.margeo.2015.10.008)**

---

For the first time, a multidisciplinary approach to evaluate the influence of bottom currents in the Uruguayan continental margin is presented. Bathymetric data and multichannel 2D and 3D seismic reflection profiles were used to construct a morphosedimentary map to interpret and decode sedimentary and oceanographic processes along the Uruguayan continental margin.

Based on these results an extensive contourite depositional system on the margin is described, which contains a spectacular array of large erosive, depositional (drifts) and mixed (terrace) features, which have been generated primarily by water masses of Antarctic and subantarctic origin. From the Eocene-Oligocene boundary up to present time, the long-term influence of water masses from higher southern latitudes, in combination with down-slope sedimentary processes have strongly controlled the overall margin morphology.

Most of the features described here, were formed during the middle/late Miocene epoch due to paleoceanographic shifts that include the arrival of Antarctic Intermediate Water along the margin, which in combination with deeper Antarctic Bottom Water are fundamental in the margin evolution. In combination with Quaternary climatic and eustatic changes in sea level, fluctuations of the Brazil–Malvinas Confluence influenced subsequently glacial and interglacial stages as recognized in sedimentary features defined here.

These paleoceanographic changes controlled the sedimentary stacking pattern and the locations of high amplitude reflections along the contourite terraces, which could be associated to sandy deposits. A more detailed understanding of the margin will improve interpretations of variations in the South Atlantic subtropical gyre and further constrain general climatic and ocean circulation models.

**Hernández-Molina, J.; Soto, M.; Piola, A.; Tomasini, J.; Preu, B.; Thompson, P.; Badalini, G.; Creaser, A.; Violante, R.; Morales, E.; Paterlini, M. & de Santa Ana, H. 2015. A contourite depositional system along the Uruguayan continental margin. 2015 AGU Fall Meeting, 14 al 18 de diciembre de 2015, San Francisco. <https://fallmeeting.agu.org/2015/abstract/a-contourite-depositional-system-along-the-uruguayan-continental-margin/>**

---

For the first time, a multidisciplinary approach for evaluating the influence of bottom currents in the Uruguayan continental margin is presented. Bathymetric data and multichannel 2D and 3D seismic reflection profiles were used to construct a morphosedimentary map to interpret and decode sedimentary and oceanographic processes along the Uruguayan continental margin.

Based on these results a significant contourite depositional system on the margin is described, which contains a spectacular array of large erosive, depositional (drifts) and mixed (terrace) features, which have been generated primarily by water masses of Antarctic and subantarctic origin. From the Eocene-Oligocene boundary up to present time, the long-term influence of water masses from higher southern latitudes, in combination with down-slope sedimentary processes have strongly controlled the overall margin morphology.

Most of the features described here, were formed during the middle/late Miocene epoch due to paleoceanographic shifts that include the arrival of Antarctic Intermediate Water (AAIW) along the margin, which in combination with deeper Antarctic Bottom Water (AABW) are fundamental in the margin evolution. In combination with Quaternary climatic and eustatic changes in sea level, fluctuations of the Brazil–Malvinas Confluence influenced subsequently glacial and interglacial stages that appear in sedimentary features defined here.

These paleoceanographic changes controlled the sedimentary stacking pattern and the locations of high amplitude reflections (HAR) along the contourite terraces, which could be associated to sandier deposits. Fundamental understanding of the above described margin morphologies and the development of associated bedforms in deep marine environments are essential to fully leverage their conceptual implications for hydrocarbon exploration efforts.

Furthermore, a more detailed understanding of the margin and its ancient to modern day current dynamics will improve interpretations of variations in the South Atlantic subtropical gyre and further constrain general climatic and more regional / global ocean circulation models.

**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. *AAPG International Conference and Exhibition*, 13 al 16 de setiembre de 2015, Melbourne.**

<http://www.searchanddiscovery.com/abstracts/html/2015/90217ice/abstracts/2207049.html>

---

The Uruguayan offshore basins are considered frontier areas for hydrocarbon exploration. A growing database of 2D seismic and, recently, near 40,000 square km of 3D seismic, has greatly improved the prospectivity of the basins. Although the only two wells drilled so far (Gaviotín and Lobo wells - Chevron, 1976) were declared dry and did not find source rock beds, it should be noted that both were located on structural highs in the proximal sector of the Punta del Este Basin and are not representative of the ~8 km thick fill of the basin. In 1996, results from a study by AMOCO showed the presence of light (32 API), paraffinic oil inclusions as well as gas inclusions in Cretaceous sandstones of both wells.

Recently, a detailed study using new technologies was performed by FIT (Fluid Inclusion Technologies) on more than 1,000 cutting samples from the Gaviotín and Lobo wells. These new data indicate dominantly dry gas response in certain intervals, along with some wet-gas-range hydrocarbon species. Low, moderate and/or high gravity oil inclusions were found in 28 thin sections of sandstones and volcanic materials with fluorescence colors including yellow, yellow-white and blue-white. Additionally, common live (fluorescent) stain was noted. High oil inclusion abundance in certain horizons is indicative of possible paleo-oil accumulations, which were displaced.

The study suggests that migration took place in the Late Oligocene-Early Miocene. Removal of at least 2,000–2,800 ft of sediments is required to explain possible biodegradation of shallower accumulations. Efficiency of the regional seal (deposited in the Maastrichtian-Paleocene transgression) is evident from the available data. Overall, these results demonstrate the generation of native hydrocarbons, migration pathways and the existence of paleo-hydrocarbon accumulations. Probable source rocks for these hydrocarbons include lacustrine shales of Late Jurassic-Neocomian age and marine shales of Aptian, Turonian and Paleocene age. Acknowledgements. We are indebted to Dr. Don Hall (FIT).

**Thompson, P.; Badalini, G.; Hendy, J.; Walker, R.; Argent, J.; Hernandez-Molina, F.J.; de Santa Ana, H.; Soto, M. & Tomasini, J. 2015. Complex Bedforms and Complex Water Masses: A Case Study from the Tertiary to Present-day, Pelotas Basin, Offshore Uruguay. *2015 AGU Fall Meeting*, 14 al 18 de diciembre de 2015, San Francisco. <https://agu.confex.com/agu/fm15/meetingapp.cgi/Paper/82093>**

---

Contour currents are commonly associated with bedform development on modern seabeds yet there is a general paucity of published examples from the ancient record. Recently acquired 3D seismic data, covering over 13000km<sup>2</sup> of the Pelotas Basin, offshore Uruguay, provides a unique opportunity to study the architecture and development of a variety of bedform. The data shows that, throughout the Tertiary, contour currents were the dominant control on sedimentation along the Uruguayan margin.

The first evidence of contour current activity is during the Early Tertiary in the form of a major regional unconformity that, even though it was fully subaqueous, does not show any major features associated with downslope sedimentation. In the mid-slope region,

the unconformity coincides with an extensive (1500km<sup>2</sup>) intra-slope scour-field orientated parallel to the slope. Individual scours are up to 40m deep, 500m wide and 3km long. Coeval with these scours are a group of coalesced basin floor scours, which run parallel to the base of slope and extend over 400km<sup>2</sup>. Individual scours exhibit an asymmetric shape - similar to giant flute marks - that are up to 150m deep, 20km wide and extend for at least 40km along slope. The development of these scoured areas shows clear evidence of two major north-flowing water masses.

Directly above this regional unconformity are a series of ribbon-like bedforms that developed oblique to the slope. Individual bedforms are up to 40km in length with wavelengths of 5km and heights up to 100m. These bedforms are overlain by a set of barchan-like dunes, up to 30km in length with wavelengths of 10km. Individual dunes are in the order of 100m thick and stack to form an overall package up to 500m thick. These features show a clear change from erosion/bypass to deposition/reworking that is linked to a decrease in ocean current velocity and/ or sediment supply.

The features observed suggest a complex oceanic regime was present throughout the Tertiary that varied both spatially and temporally and operated at various water depths. This complexity continues Present-day and is spectacularly imaged by pseudo time-lapse seismic data from the Present-day water column. These data, which are commonly neglected, highlight the true complexity of ocean currents and show how discrete dynamic water masses mix and move over time.



**Thompson, P.; Badalini, G.; Wrigley, S.; Hendy, J.; Walker, R.; Argent, J.; Soto, M.; de Santa Ana, H.; Gristo, P. & Hernández-Molina, F.J. 2015. Travelling without moving: ever-changing seabed morphology and the influence of contour currents, from cretaceous to present-day, within the pelotas basin, offshore Uruguay. 31<sup>st</sup> IAS Meeting of Sedimentology, 22 al 25 de junio, Cracovia. [http://programme.exordo. Com/ims2015/delegates/presentation/340/](http://programme.exordo.Com/ims2015/delegates/presentation/340/)**

---

The Pelotas Basin offshore Uruguay is superbly imaged within newly acquired 3D seismic data covering over 13000km<sup>2</sup>. The interpretation of these data shows that, in addition to conventional deep marine systems, the deep marine environment has been dominated by depth-variant bottom currents over the past 125my. The result is a spectacular array of sedimentary features including large sediment drifts, mixed channel/ contourite systems and large sedimentary waves. Many of these features, which are only observed due to the size and dense sampling of the seismic dataset, pose questions about our fundamental understanding of margin morphologies and bedform development in the deep marine environment.

During the Cretaceous period the basin was dominated by huge sediment drifts, comprising linear ridges that can reach 900m in height, with wavelengths up to 30km that extend for over 100km perpendicular, and oblique, to the palaeomargin. This entire train of ridges extends for more than 125km along slope. The location of these drifts is related to the interaction of underlying basement topography with a southwards flowing contour current that resulted in the creation a lee wave able to move and rework sediment into linear ridges. Erosion on the up-current sides of the drifts, suggests that turbulent flow cells, detached from the main current, were also present. The data also show that downslope flows exploited the topographic lows, resulting in the deposition of mixed contourite/ channel systems.

During the early Tertiary a period of major contour current activity is manifested as a regional erosion surface running from the upper slope to the basin floor. This surface was fully subaqueous yet does not have any downslope erosional features such as canyons or channels. In the middle slope area this surface is overlain by a series of coalesced, constructional lineations (50km long; 35km wide and up to 100m in thickness), orientated oblique to the palaeomargin and interpreted as sand ridges. Immediately above these lineations is a spectacular set of arcuate barchan-like dunes that are greater than 40km wide with wavelengths of 10km and extend in a near-perfect linear train for more than 125km. Geometrically, based on current bedform stability fields, these features should be relatively coarse-grained but the seismic response suggests they are dominantly fine-grained.

The present oceanic circulation offshore Uruguay is highly complex, with a number of water masses active at various depths. This complexity has been long recognised and is becoming better understood with recent geophysical surveying. In the mid-slope region a southwards flowing current has generated a series of horseshoe-shaped dunes (450m wide, up to 1km long and 10m in height) that are intermingled with local scours. At the base of slope (c.3500m water depth) a coalesced scour field, parallel to the modern margin, extends for approximately 30km along the basin floor and 400m up the lower part of the slope. Individual scours (giant flute marks) which can be 400m long and 250m wide clearly demonstrate the erosive power of present day contour currents on along the basin floor.



**Thompson, P.; Badalini, G.; Wrigley, S.; Hendy, J.; Walker, R.; Argent, J.; Soto, M.; de Santa Ana, H.; Gristo, P. & Hernandez-Molina, F.J. 2015. Giant Cretaceous drifts and sediment waves, offshore Uruguay: the interaction between rift-related basin morphology, contour currents and downslope sedimentation. 2015 AGU Fall Meeting, 14 al 18 de diciembre de 2015, San Francisco.**

---

The Cretaceous succession offshore Uruguay records the interaction between along and down-slope processes with the underlying rift-controlled basin topography. A recently acquired 3D seismic survey, covering 13500km<sup>2</sup>, images a spectacular array of sedimentary features including, in stratigraphic order, large sedimentary waves, giant sediment drifts and mixed turbiditic/contouritic systems. The sediment wave packages are related to two discrete sediment entry points. In planform the packages are approximately 30km wide and comprise a series of curvilinear ridges elongated parallel to the palaeo-slope; in dip section the packages are relatively tabular (c. 500m thick) but are internally composed of a series of low-angle clinofolds with down stepping geometry, originating an apparent progradation. They are linked to an updip, thick prograding unit that delivered sediments into the basin until the Late Cretaceous. Above the sediment wave package a series of down-dip converging, giant slope attached sediment drifts can be traced along the continental slope for over 125km. The package exhibits a 'pinch and swell' architecture along strike with thicknesses varying between 100m in the moat regions to over a kilometer at the drift crest. Individually the drifts have wavelengths up to 45km and can be traced for over 100km perpendicular, and oblique, to the palaeomargin. Internally, the drifts comprise a series of packages that migrate from north to south, creating a series of laterally shifting depocentres. The location of these drifts is directly related to the interaction of a southwards flowing current with underlying basement topography. Enhanced drift development and clustering occurs up-current from basement highs (a topographic backstop). Horizon terminations on the stoss side of the drifts suggest that sediments were eroded and reworked within the moat region. Whilst the drifts are dominantly acoustically transparent the moat regions tend to have the highest amplitudes which are inferred to represent coarser grained material, transported downslope and reworked by currents. Downslope flows exploited the moat regions and subtle topographic lows within the drift, forming linear channel systems - some with local overspill - and lobes. Many of these features, which are only observed due to the size and quality of the dataset, pose questions about our fundamental understanding of margin morphologies and bedform development in the deep marine environment.



# 2014

**de Santa Ana, H.; Ferro, S. & Marmisolle, J. 2014. Procesos de adjudicación de bloques en el offshore de Uruguay. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 3 al 7 de noviembre, Mendoza.**

---

Desde 2007 ANCAP comenzó a trabajar intensamente en su línea estratégica de incrementar la exploración de hidrocarburos en Uruguay, principalmente en áreas offshore. El mecanismo más transparente y eficiente que tienen los estados para capturar la mayor inversión en actividad exploratoria, así como una mayor tajada de las ganancias es a través de rondas competitivas; siendo esta la política petrolera adoptada por ANCAP. En el presente trabajo se muestra una recopilación histórica de los procesos y resultados de la Ronda Uruguay 2009 y la Ronda Uruguay II, así como una puesta al día de los avances en materia exploratoria offshore. Se muestran además las características principales de la Ronda Uruguay 3 que se llevará a cabo en 2015, en cuanto a bases y modelo de contrato.

**Ferro, S.; Tomasini, J.; Gristo, P.; de Santa Ana, H. & McLeroy, P.G. 2014. Economic comparison for the potential development of onshore unconventional resources and offshore conventional prospects in Uruguay. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, 21 al 23 de mayo de 2014, Maracaibo. 18 pp.**

---

As a result of the bidding Round 2009 and Uruguay Round II, 10 Production Sharing Agreements were signed for offshore areas, in which 8 IOCs are involved as contractors. The exploration that is currently taking place implies a superlative increase in the knowledge of Uruguayan offshore basins. For awarding onshore contracts there is an open door system in place. The fiscal regime is very similar to the one applied offshore, but with slight differences. Nowadays there are 4 contracts for exploration-exploitation of hydrocarbons onshore Uruguay, with 2 IOCs as contractors, in Uruguayan Norte basin, which is the southern extension of Chaco Paranaense Basin. The Norte basin potentially has Devonian-age shale oil and shale gas resources, in addition to conventional leads and prospects.

This work presents an economic assessment for a shale gas and shale oil development in a 10 000 km<sup>2</sup> Area in Norte Basin, resulting that the viability of the project could only be possible in the values of EUR higher than the P5 case, and it is strongly related to the drainage area and the cost of drilling, completing and hydraulic fracturing of the wells.

In addition, for the sake of comparison of profitability indexes and project profit distribution related to slightly different fiscal regimes, the same resources volumes were considered for an offshore project. On the other hand, the results show that the offshore development project is economically viable for the case of higher resources volumes. Finally, the Minimum Economic Field Size was calculated for offshore prospects, for the oil and associated gas case.

This work constitutes a first approach to a technical/economic evaluation applied to the development of unconventional resources onshore Uruguay, comparing its results to conventional prospects offshore Uruguay. Its findings and conclusions are significant for those international oil companies that are already carrying out or interested in potentially conducting exploration activities in both onshore and/or offshore Uruguayan basins. The results of this assessment are also very illustrative of the comparison of government's take for the different onshore and offshore fiscal regimes and represent a valuable input for ANCAP and the Uruguayan government to take into consideration to define offered areas policies.

**Gristo, P.; Tomasini, J.; Ferro, S.; Fennema, J. & McLeroy, P. 2014. Technical and economic evaluation of hydrocarbon prospects offshore Uruguay and the challenge of maximizing rent from exploration to production phases through local content. *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*, 19 al 20 de mayo de 2014, Houston. 13 pp.**

---

From 2009, when the first offshore bidding round took place in Uruguay, and in particular from the second bidding round that constituted a enormous step in the exploratory history of Uruguay, our country faces a new and nontraditional hydrocarbons upstream activity. Government take, including the National Oil Company association in the case of a discovery, is already fixed under the Production Sharing Contracts in force and do not vary much with the field size. Therefore, a possible strategy to maximize the local revenues (income from Uruguayan services, products and human resources), which constitutes a key part for a sound distribution of petroleum revenues within the country, would be to increase the local content in the supply chain.

Taking into consideration analogous geological basins, and the geological and technical probability of success for offshore Uruguay as a frontier basin, the field size and hydrocarbon potential was evaluated from a stochastic point of view. The cash flow analysis of a hypothetical oil development was carried out, incorporating the actual economic variables of the contracts in force offshore Uruguay, as well as the current fiscal regime. The standard project parameters, investments yardsticks and the government and contractor takes were calculated with the aim to obtain the Uruguayan rent and the relative impact of the local content.

This work constitutes the first approach to the analysis of expenditures and investment during the current stage of exploration, and the eventual phases of appraisal, development and production offshore Uruguay. The technical and economic evaluation applied to a portfolio of offshore prospects models the level of expenditures and investment from exploration to production.

The assessment of the potential impact of the activity on macroeconomic variables is carried out considering the local services and products that would be necessary for each stage, in order to identify the areas where increasing local content will provide the larger impact in the country economy.

**Hernández-Molina, F.J.; Soto, M.; Tomasini, J.; de Santa Ana, H.; Preu, B.; Violante, R.; Paterlini, M. & Piola, A. 2014. Morphosedimentary characteristics on the Uruguayan slope: importance of large bottom-current features. *XIX Congreso Geológico Argentino*, 2 al 6 de junio de 2014, Córdoba.**

---

A novel morphosedimentary map for the Uruguayan continental margin is presented in this congress for the first time. It has been made based on regional bathymetric data and Multichannel Seismic reflection profiles acquired and compiled by ANCAP during the last decades. The most remarkable morphological features are mass-wasting, turbiditic and contouritic features, which allows decoding several depositional systems and estimating both recent sedimentary processes and margin evolution.

On the base of this study an extensive contourite depositional system (CDS) is identified on the slope. Large erosive and depositional features compose this CDS, being the major erosive features the contourite terraces and contourite channels. A set of terraces with good lateral continuity has been described at different depths along the slope, particularly in the southern region (Fig. 1). Main depositional features are plastered drifts over the slope and separated drifts over the lower slope to upper rise transition zone.

These contourite features can be correlated with similar features in the Argentine margin and they have been generated by the circulation of the Antarctic-sourced water masses as well as the North-Atlantic water mass, which has controlled very much the overall margin morphology in combination with down-slope sedimentary processes.

**Marmisolle, J.; Conti, B.; Soto, M.; Morales, E.; Rodriguez, P. y De Santa Ana, H. 2014. Preservación del Devónico en la Cuenca Norte del Uruguay. *XIX Congreso Geológico Argentino*, 2 al 6 de junio de 2014, Córdoba.**

---

La Cuenca Norte presenta un relleno vulcano-sedimentario de edad Devónico a Neocretácico, con un espesor máximo perforado de 2.500 m. La integración de información geológica y geofísica (sísmica 2D, perforaciones, gravimetría), sumado a la aplicación de actuales técnicas de reprocesamiento sísmico y recientes datos de perforaciones estratigráficas y sondeos magnetotelúricos, permiten delinear un modelo geológico conceptual que sirve de orientación en la exploración de hidrocarburos de la cuenca. Uno de los principales elementos en la exploración de hidrocarburos es el conocimiento de la calidad, cantidad y distribución de las rocas potencialmente generadoras. En ese sentido, la distribución del Devónico en la Cuenca Norte, resulta un elemento relevante.

El nuevo modelo plantea como hipótesis que un conjunto de depocentros profundos, orientados mayoritariamente en dirección NW, como resultado de las sucesivas deformaciones (Carbonífero-Pérmico, Pérmico Tardío y Cenozoico), preservarían



relictos de una sedimentación pre-carbonífera. En ese sentido, el reprocesamiento de algunas líneas sísmicas permitió definir reflectores pre-Carbonífero en grabens, asociados a un posible basamento con profundidades próximas a 3.000 m. Los sondeos magnetoteléuticos, también arrojan resultados compatibles, consistentes con la existencia de depocentros profundos, y contribuyen a entender la información gravimétrica. La identificación de más de 600 m de sedimentos pre-Carbonífero, aumenta la posibilidad de encontrar unidades devónicas preservadas en el subsuelo uruguayo.

**Soto, M.; Conti, B.; Morales, E.; Marmisolle, J.; Josefina, M. & de Santa Ana, H. 2014. Primeros resultados geológicos, geoquímicos y estratigráficos en la región central de la cuenca norte, Uruguay. XIX Congreso Geológico Argentino, 2 al 6 de junio de 2014, Córdoba.**

---

El compromiso de ANCAP por incrementar el conocimiento sobre las cuencas onshore de Uruguay, con el objetivo de conocer su real potencial al respecto de los recursos energéticos, llevó a definir un área exclusiva de estudio. El bloque, denominado Pepe Núñez, se localiza en la región central de la Cuenca Norte (Fig. 1), en los departamentos de Salto y Tacuarembó. Allí, la información de subsuelo (gravimétrica y magnetométrica) y de superficie (geológica-estructural), sumada a estudios microbiológicos sugerían la posible presencia de rocas potencialmente generadoras de hidrocarburos.

Con la información disponible, se ubicó la perforación Pepe Núñez E -1b (Fig. 1), con el objetivo de establecer la estratigrafía de la Cuenca Norte, en una región de alta complejidad geológica y con escasa información, tanto de superficie como de subsuelo. Ésta perforación no atravesó unidades de edad Devónica, pero sí un nivel de 10 m de potencia de lutitas negras pertenecientes a la Fm. San Gregorio (Carbonífero Tardío-Pérmico Temprano). Los resultados geoquímicos indican que el nivel rico en materia orgánica (2,1% promedio de COT; máximo 17,3%; Fig. 1), está constituido predominantemente por kerógeno tipo II, de calidad variable (108 mg HC/g COT; máximo 404 mg HC/g COT) y presenta reflectancia de vitrinita de 0,52 Ro% promedio, indicando inmadurez térmica. No obstante algunas muestras incluyen componentes (posiblemente retrabajados) con mayor madurez (0,8-1,0 Ro%) e incluso bitumen, implicando una compleja historia de soterramiento y denudación de cuenca.

En el período 2012-2013, ANCAP realizó cinco pozos estratigráficos adicionales en esta región de la cuenca, que permitieron comprender mejor la naturaleza geológica del subsuelo (Fig. 1), en el cual se reconocieron las siguientes unidades de tope a base:

- Formación Arapey (100 m de espesor, reducida/ausente en el Sur): basaltos grises/verdes, masivos, con niveles amigdaloides, brechas volcánicas, intercalaciones de areniscas rojizas finas y, ocasionalmente, conglomerados tipo “La California”.
- Formación Tacuarembó (hasta 250 m): areniscas cuarzosas y cuarzo-feldespáticas, de grano fino a medio, blanquecinas y anaranjadas, localmente fosilíferas, con estratificación horizontal y cruzada, y niveles de limolitas y areniscas conglomerádicas con intraclastos pelíticos.
- Formación Buena Vista (~50 m, exclusivamente presente en el Sur): areniscas rojas, cuarzo-feldespáticas, de grano fino a medio, con estratificación cruzada (y marcada bimodalidad) o masivas.
- Formación San Gregorio (hasta 150 m, más desarrollada en el Sur): areniscas anaranjadas con estratificación y laminación horizontal deformada, diamictitas rojizas y grises, ritmitas y lutitas negras. Hacia la base de la Formación San Gregorio se describe una cuarcita de posición estratigráfica incierta.
- Basamento: es un granito rosado equigranular e isótropo (Sur) o bien un ortogneiss recortado por diabasas (Norte).

Se reconstruye una sección geológica y se realiza un modelado de densidad que posee fuerte incidencia de una falla NW-SE (control del arroyo Matajojo Chico). Dicha falla explicaría las diferencias existentes en cuanto a distribución espacial y geometrías de las distintas unidades atravesadas y la naturaleza del basamento.

**Soto, M.; Morales, E.; Hernández-Molina, F.J.; Veroslavsky, G.; Tomasini, J. & de Santa Ana, H. 2014. Procesos sedimentarios en el talud continental de Uruguay: una síntesis actualizada. In: Goso, C. (ed.), *Problemáticas de los ambientes costeros. Sur de Brasil, Uruguay y Argentina*. 2ª edición revisada y ampliada. DIRAC-Facultad de Ciencias.**

---

Múltiples procesos sedimentarios, resultantes de la interacción entre factores físicos, químicos y biológicos, se desarrollan en los márgenes continentales. Estos procesos son reflejados en los rasgos morfológicos (erosivos y/o depositacionales) actuales de los márgenes continentales y en su registro sedimentario, evidenciando la génesis, evolución y dinámica de los mismos. Dichos procesos, entre los que se encuentran procesos tanto longitudinales (contorníticos) como transversales (gravitacionales) al talud, adicionalmente interactúan entre sí, dando lugar a depósitos y a superficies de discontinuidad estratigráfica más o menos complejas.

En particular, esta complejidad se incrementa en el margen suroccidental del Océano Atlántico, debido a que es una de las regiones más dinámicas y con mayor energía de entre los océanos del mundo, incluyendo la zona de confluencia Brasil-Malvinas, así como la interacción entre masas de agua fría provenientes de la Antártida que se desplazan hacia el norte y masas de agua cálida que se desplazan hacia el sur (Piola & Matano 2001; Hernández-Molina et al. 2009, 2010; Violante et al. 2010). A ello debe sumarse el enorme aporte sedimentario proveniente de los ríos Paraná y Uruguay, que transportan en suspensión 80 millones de toneladas de limo y arcilla por año (Giberto et al. 2004).

En este capítulo se realiza una síntesis actualizada de los principales procesos sedimentarios que ocurren en el margen continental uruguayo y de los rasgos morfológicos asociados a los mismos. Aspectos relativos a cañones submarinos y rasgos generados por la dinámica de las masas de agua son tratados en forma simplificada, ya que los mismos son objeto de un trabajo más detallado (Hernández-Molina et al., en prep.).

**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. *Proceedings of the 8th International Conference on Gas Hydrates*, 28 de julio a 1° de agosto de 2014, Beijing.**

---

In the continental margin of Uruguay evidence for the occurrence of methane hydrate, mainly based on the presence of widespread Bottom Simulating Reflectors (BSRs) in 2D seismic reflection sections, shows a great potential for this unconventional resource. In addition, amplitude anomalies suggesting the presence of discrete free gas accumulations below the gas hydrate stability zone (Class 1 hydrate deposits) were the basis for the definition of several sub-hydrate natural gas prospects ranging from 800 to 2400 m of water depth. These kinds of reservoirs are very attractive for methane hydrate exploitation, based on gas production using conventional technology, with hydrate dissociation recharging the reservoir and contributing with the overall gas production.

A stochastic analysis was performed assigning probability distributions to key input variables which allowed the estimations of the total recoverable natural gas volumes for each prospect. The calculations were done in the same way as for conventional prospects but including the consideration of the Volume Replenishment Ratio (VRR) as an additional variable to take into account the gas supplied by the hydrate dissociation. Specific development concepts and economic considerations allowed the calculations of the Net Present Value (NPV) through cash flow analysis. The inclusion of the geological and economic chances of success led to the calculation of the Expected Monetary Value (EMV) for the development of each prospect by means of decision trees analysis.

EMV is usually employed as an indicator for decision making and the results of this parameter were considered as the main output of this analysis. Mean values of EMV indicates that certain sub-hydrate prospects would represent good development opportunities as complementary projects to future conventional hydrocarbon production facilities. Therefore the application of this work is conditioned to the success of the ongoing exploration by the international companies awarded with exploration-exploitation contracts offshore Uruguay. In addition, 3D seismic surveys carried out in these areas will contribute to improve the mapping of the selected prospects.

This work shows the real potential of Class 1 methane hydrate deposits as a natural gas resource offshore Uruguay for first time. The novel methodology of considering the VRR allowed the study of the natural gas contribution of an unconventional reservoir to be produced in a conventional way. The applied methodology and results will be of great value to the international companies carrying out exploration activities in the area.

# 2013

**Conti, B.; Morales, E.; Soto, M.; de Santa Ana, H. y Veroslavsky, G. 2013. Sistemas petrolíferos especulativos de la Cuenca de Pelotas (offshore de Uruguay). VII Congreso Uruguayo de Geología, 13 al 15 de noviembre de 2013.**

---

La Cuenca de Pelotas se desarrolla a lo largo del margen atlántico sur de Brasil, extendiéndose su porción mas austral sobre la plataforma continental uruguaya. Limita al norte, en Brasil, con la Cuenca de Santos a través del Alto de Florianópolis, y al sur, en aguas territoriales uruguayas, con la Cuenca Punta del Este a través del Alto de Polonio. Su génesis está asociada a la fragmentación del supercontinente Gondwana y posterior apertura del Océano Atlántico Sur. A diferencia de su vecina, la prolífica Cuenca de Santos, aún no han sido identificadas acumulaciones comerciales de hidrocarburos en esta cuenca. Sin embargo, continua siendo sub-explorada con un total de 19 pozos exploratorios perforados en su porción brasilera, en un área de 210.000 km<sup>2</sup>.

En los últimos años se ha generado un interés renovado en la cuenca, asociado en gran medida a datos sísmicas 2D adquiridos recientemente en la porción uruguaya, aún no perforada. Las líneas sísmicas revelan un potencial hidrocarburífero interesante permitiendo identificar plays estratigráficos que presentan analogías con yacimientos descubiertos recientemente en otras cuencas del Atlántico (ej.: Guayana Francesa y Ghana). Uno de los principales riesgos exploratorios que presenta la cuenca hoy en día, es la ausencia de un sistema petrolífero comprobado. En este trabajo se definen los sistemas petrolíferos especulativos para la cuenca, constituidos por dos rocas generadoras principales de edad Aptiano y Cenomaniano-Turoniano, asociadas a ambientes marino profundo, reservorios ligados a sistemas turbidíticos cretácicos y terciarios, proponiéndose como sello regional las lutitas marinas de la transgresión global Maastrichtiana-Paleocénica.

**Conti, B.; Soto, M.; Rodríguez, P.; Marmisolle, J.; Morales, E.; de Santa Ana, H. 2013. Primeros resultados geológicos-geoquímicos en la región central de la Cuenca Norte, Uruguay. VII Congreso Uruguayo de Geología, 13 al 15 de noviembre de 2013.**

---

El compromiso de ANCAP por incrementar el conocimiento sobre las cuencas onshore de Uruguay, con el objetivo de conocer su real potencial al respecto de los recursos energéticos, llevó a definir un área exclusiva de estudio. El bloque, denominado Pepe Núñez, se localiza en la región centro-sur de la Cuenca Norte, en los departamentos de Salto y Tacuarembó. Allí, la información de subsuelo (gravimétrica y magnetométrica) y de superficie (geológica-estructural), sumada a estudios microbiológicos sugieren la presencia de rocas potencialmente generadoras de hidrocarburos. En particular, el estudio bacteriológico realizado en el bloque, indica la presencia anómala de bacterias butanotróficas y la existencia de micro fugas de gases de hidrocarburos, posiblemente potenciadas por actividad hidrotermal.

Con la información disponible, se ubicó la perforación Pepe Núñez E -1b, con el objetivo de establecer la estratigrafía de la Cuenca Norte, en una región de alta complejidad geológica y con escasa información, tanto de superficie como de subsuelo. Ésta perforación no atravesó unidades de edad Devónica, pero sí un nivel de 10m de potencia de lutitas negras pertenecientes a la Fm. San Gregorio (Carbonífero Tardío-Pérmico Temprano). Los resultados geoquímicos indican que el nivel rico en materia orgánica (2% promedio, puntualmente con 16% de COT), está constituido predominantemente por material amorfogénico (66.9% promedio) y presenta reflectancia de vitrinita de 0,52 Ro% promedio, indicando inmadurez térmica. No obstante algunas muestras incluyen componentes (posiblemente retrabajados) con mayor madurez (0,8-1,0 Ro%) e incluso bitumen, implicando una compleja historia de soterramiento y denudación de cuenca.

**Marmisolle, J.; Conti, B.; Soto, M.; Morales, E.; Rodríguez, P.; de Santa Ana, H. y Veroslavsky, G. 2013. Preservación de unidades devónicas en la Cuenca Norte del Uruguay. VII Congreso Uruguayo de Geología, 13 al 15 de noviembre de 2013.**

---

La Cuenca Norte presenta un relleno vulcano-sedimentario de edad Devónico a Neocretácico, con un espesor máximo perforado de 2.500m. La integración de información geológica y geofísica (sísmica 2D, perforaciones, gravimetría), sumado a la aplicación de actuales técnicas de reprocesamiento sísmico y recientes datos de perforaciones estratigráficas y sondeos magnetotelúricos, permiten delinear un modelo geológico conceptual que sirve de orientación en la exploración de hidrocarburos de la cuenca. Uno de los principales elementos en la exploración de hidrocarburos es el conocimiento de la calidad, cantidad y distribución de las rocas potencialmente generadoras. En ese sentido, la distribución del Devónico en la Cuenca Norte, resulta un elemento relevante.

El nuevo modelo plantea como hipótesis que un conjunto de depocentros profundos, orientados mayoritariamente en dirección NW, como resultado de las sucesivas deformaciones (Carbonífero-Pérmico, Pérmico Tardío y Cenozoico), preservarían relictos de una sedimentación pre-carbonífera. En ese sentido, el reprocesamiento de algunas líneas sísmicas permitió definir reflectores pre-Carbonífero en grabens, asociados a un posible basamento con profundidades próximas a 3000m. Los sondeos magnetotelúricos, también arrojan resultados compatibles, consistentes con la existencia de depocentros profundos, y contribuyen a entender la información gravimétrica. La identificación de más de 600m de sedimentos pre-Carbonífero, aumenta la posibilidad de encontrar unidades devónicas preservadas en el subsuelo uruguayo.

**Morales, E.; Soto, M.; Conti, B.; de Santa Ana, H. y Veroslavsky, G. 2013. Cretácico postrift de las cuencas del margen continental uruguayo: implicancias para la exploración de hidrocarburos. VII Congreso Uruguayo de Geología, 13 al 15 de noviembre de 2013.**

---

La sedimentación postrift en las cuencas del margen continental uruguayo se caracteriza por una espesa cuña, resultante de la interacción entre la subsidencia térmica y flexural experimentada por las cuencas, el aporte sedimentario y las oscilaciones del nivel del mar. El entendimiento y caracterización de la sedimentación cretácica postrift en las cuencas del margen continental de Uruguay es relevante para la exploración de hidrocarburos, debido a su potencial para contener rocas generadoras y reservorios.

En la base de la sedimentación cretácica postrift, y en los sectores distales del margen, se desarrolla una secuencia depositacional caracterizada por un paquete homogéneo de reflectores paralelos, de bajo contraste de impedancia acústica (atributos sísmicos, en general, encontrados en pelitas marinas con potencial generador), de edad aptiana, en función de la correlación con cuencas congéneres del Atlántico sur. Por encima de esa unidad se desarrolla un conjunto de secuencias depositacionales, de edad Albiana a Maastrichtiana, con espesores totales de entre 800 y 3500 metros, cuyo depocentro se ubica en la Cuenca Punta del Este.

El ambiente depositacional para esa sedimentación cretácica postrift es diferente en las Cuencas Punta del Este y Pelotas. En tanto en la primera se observan grandes clinofórmulas, desarrolladas en un ambiente de talud, asociadas a un importante aporte sedimentario proveniente del NW, en la segunda se observan depósitos de fondo de cuenca, en ambientes profundos de planicie aluvial. A pesar de esas diferencias, ambas cuencas presentan el desarrollo de cuerpos sedimentarios de reconocido potencial como rocas reservorios de hidrocarburos.



**Morales, E.; Soto, M.; Conti, B.; de Santa Ana, H. y Veroslavsky, G. 2013. Potencial exploratorio de las cuencas del margen continental uruguayo. VII Congreso Uruguayo de Geología, 13 al 15 de noviembre de 2013.**

---

El margen continental uruguayo es un típico margen divergente de tipo volcánico, generado como resultado de la fragmentación del supercontinente Gondwana y posterior apertura del océano Atlántico. En el mismo se localizan tres cuencas sedimentarias: Punta del Este, Pelotas y Oriental del Plata. Las cuencas del margen continental uruguayo presentan una historia exploratoria extremadamente limitada, con sólo dos pozos exploratorios, perforados en el año 1976, en un área total que supera los 130.000 km<sup>2</sup>.

A través de la metodología de análisis de cuenca, establecida por la estratigrafía de secuencias, fueron mapeadas un total de once secuencias depositacionales en las cuencas offshore del Uruguay. Las mismas son agrupadas en cuatro grandes fases de evolución: prerift (Paleozoico), rift (Jurásico Medio-Cretácico Inferior), transición (Barremiano-Aptiano) y postrift (Aptiano-Reciente). Adicionalmente, se definieron cinco sistemas petroleros especulativos basados en información geológica y geofísica y en analogías con cuencas congéneres del Atlántico Sur.

Las principales rocas fuentes postuladas corresponden a lutitas lacustres de la fase rift y lutitas marinas profundas aptianas de la fase postrift inicial. Como principales reservorios y objetivos exploratorios se proponen areniscas turbidíticas pertenecientes a abanicos de fondo de cuenca del Cretácico Tardío y en forma subordinada del Cenozoico. Siendo, asimismo, objetivos exploratorios areniscas del rift, pertenecientes a abanicos aluviales y lacustres. El principal sello regional lo constituyen lutitas marinas profundas de la transgresión Maastrichtiana-Paleocénica. Los objetivos exploratorios identificados presentan características geológicas y geofísicas muy semejantes a las de análogos productivos de cuencas del Atlántico Sur.

**Rossello, E. A.; Lopez-Gamundi, O.; Guillocheau, F. & de Santa Ana, H. 2013. Tectonic Influence of the Pre-Breakup Basement on the Mesozoic Half Grabens: The Atlantic Margin (33 and 41 S), Offshore Uruguay and Argentina. AAPG International Conference and Exhibition, Cartagena. <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=44503>**

---

The shallow (0-200 m) part of the continental shelf of Uruguay and Argentina along the Buenos Aires province has been affected by significant extension that created a series of depocenters known, from north to south, as the Pelotas, Punta del Este, Salado and Colorado basins. The initial fill phase of these depocenters is characterized by Jurassic to Cretaceous sedimentary deposits associated to a rift phase that initiated the opening of the South Atlantic. This initial fill is followed by a passive margin phase characterized by prograding clinoforms during the Tertiary. These basins have a heterogeneous basement made up of a) Paleozoic sedimentary rocks, equivalent to those exposed in the Paraná (Brazil, Uruguay) and Karoo (South Africa) basins and the Sierras Australes of Buenos Aires (Argentina) and, b) crystalline rocks as inferred by highs in the gravity maps.

**Soto, M.; Conti, B.; Rodríguez, P.; Morales, E.; Marmisolle, J.; de Santa Ana, H. y Veroslavsky, G. 2013. Geología de subsuelo de la región de Pepe Núñez, Cuenca Norte (Uruguay). VII Congreso Uruguayo de Geología, 13 al 15 de noviembre de 2013.**

---

En el período 2012-2013, ANCAP realizó seis pozos estratigráficos en la región de Pepe Núñez, que permitieron reconocer rasgos estratigráficos y estructurales de un sector previamente desconocido y estructuralmente complejo de la cuenca. Se describe la naturaleza geológica del subsuelo.

La Formación Arapey (100 m de espesor, reducida/ausente en el Sur) reúne basaltos grises/verdes, masivos, con niveles amigdaloides, brechas volcánicas, intercalaciones de areniscas rojizas finas y, ocasionalmente, conglomerados tipo “La California”. La Formación Tacuarembó (hasta 250 m) comprende areniscas cuarzosas y cuarzo-feldespáticas, de grano fino a medio, blanquecinas y anaranjadas, localmente fosilíferas, con estratificación horizontal y cruzada, y niveles de limolitas y areniscas conglomerádicas con intraclastos pelíticos. La Formación Buena Vista (~50 m, exclusivamente presente en el Sur), está caracterizada por areniscas rojas, cuarzo-feldespáticas, de grano fino a medio, masivas y con estratificación cruzada, con marcada bimodalidad. La Formación San Gregorio (hasta 150 m, más desarrollada en el Sur) muestra importante variabilidad faciológica, incluyendo diamictitas rojizas a grises, pelitas macizas y laminadas, lutitas negras, ritmitas, y areniscas anaranjadas con estratificación y laminación horizontal, muchas veces deformada. Hacia la base de la Formación San Gregorio se describe una cuarcita de posición estratigráfica incierta. El basamento es un granito rosado equigranular e isótropo (Sur) o bien un ortogneiss recortado por diabasas (Norte).

Se reconstruye una sección geológica que posee fuerte incidencia de una falla NW-SE (control del arroyo Mataojo Chico) que explica las diferencias existentes en cuanto a distribución espacial y geometrías de las distintas unidades atravesadas y la naturaleza del basamento.

# 2012

**Ferro, S.; Tomasini, J.; Soto, M.; Rodríguez, P.; Conti, B.; de Santa Ana, H. & Morales, E. 2012. Evaluación económica y análisis de riesgo para el desarrollo de prospectos de petróleo y gas en el *offshore* de Uruguay. *Antropicosta Iberoamérica 2012*, 14 al 16 de noviembre de 2012, Montevideo.**

---

Históricamente la exploración de hidrocarburos en el offshore de Uruguay ha sido muy limitada. En 2009 ANCAP ofreció áreas offshore para exploración y explotación de hidrocarburos a empresas internacionales a través de la Ronda Uruguay 2009, la cual culminó exitosamente con la firma de contratos para dos áreas. Estos resultados positivos, sumados al interés mostrado por la industria del upstream, llevaron a ANCAP a lanzar la Ronda Uruguay II, la cual resultó más exitosa aun que la primera, con la adjudicación de 8 áreas y compromisos de trabajos exploratorios por más de 1560 millones de dólares, incluyendo la perforación de un pozo en aguas ultra profundas.

La campaña sísmica más reciente, permitió la definición de varios prospectos. Este trabajo presenta el análisis de riesgo y evaluación económica para el potencial desarrollo de 3 prospectos en el offshore de Uruguay, de diferentes tipos y profundidades, considerando para cada uno la posible ocurrencia de gas seco, gas con condensado o petróleo.

ANCAP firma los contratos de exploración y producción con los contratistas en nombre del Estado Uruguayo y se encarga del diseño del régimen fiscal vigente en Uruguay. Por lo tanto en este análisis se incluyeron los términos reales que aplican a la Ronda Uruguay II, incluyendo la participación de ANCAP y consideraciones de mercado, generando por lo tanto una buena estimación de la tajada del Gobierno, parámetro utilizado por la industria petrolera para comparar distintos regímenes fiscales.

**Tomasini, J.; Gristo, P.; Rodríguez, P.; de Santa Ana, H.; 2012. Analysis of Equilibrium Conditions for Determination of Hydrate Forming Gasses Offshore Uruguay. 8th International Workshop on Methane Hydrate Research & Development, Sapporo, Hokkaido, Japan.**

At the Uruguayan continental margin, seismic evidence for the occurrence of gas hydrate has been identified based on the presence of bottom simulating reflections (BSRs) in densely spaced 2D seismic from different surveys. Mapping of BSRs by interpretation of new seismic data suggests the presence of gas hydrates in areas that were not previously identified; hence hydrate occurrence offshore Uruguay is more widespread than previously thought. Interpretation results in a mean value of 25,890 km<sup>2</sup> for the area of occurrence, thus showing a great potential for this unconventional resource, and encouraging further research in a country with non commercial hydrocarbon discoveries up to now, and therefore a net oil and gas importer.

In this work we calculate the temperature and pressure at the base of gas hydrate stability zone (GHSZ) for specific sites offshore Uruguay, by using the geothermal gradient from 2 exploratory wells and the BSR depth. Then we compare calculated values with the temperature and pressure equilibrium values which correspond with different hydrate forming gases. Sites were selected based on available seafloor temperature data, while the BSR depth was obtained from interpretation of the closest seismic sections.

Due to the uncertainty of some of the input parameters (mainly geothermal gradient), we used a probabilistic approach, assigning each parameter a range of values and probability distribution, hence obtaining distributions for temperature and pressure at the base of the GHSZ.

As a result, at the studied locations, the thermodynamic analysis of the equilibrium conditions suggests that the hydrate forming gas would be methane. In particular for one of the sites, located at deeper waters, hydrates may contain other heavier hydrocarbons like ethane. In addition, for the studied sites, the P-T conditions calculated at the base of GHSZ are far away from the stability conditions of carbon dioxide hydrates.

**Ferro, S.; Tomasini, J.; Soto, M.; Morales, E.; Conti, B.; de Santa Ana, H. 2012. Risk analysis and economic evaluation of oil and gas prospects offshore Uruguay. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, 16 a 18 de abril de 2012, Ciudad de México.**

Hydrocarbon exploration offshore Uruguay has been historically very limited. Only two wells were drilled in shallow waters in 1976. Additionally, there are about 30.000Km of 2D reflection seismic, including 6.400Km acquired in 2011. ANCAP, the National Oil Company, offered offshore areas for exploration and exploitation of hydrocarbons to interested international oil companies through Uruguay Round 2009. This bidding round successfully ended with the signature of contracts for two areas. This auspicious result, in addition to the interest shown by the upstream industry, have lead ANCAP to launch the Uruguay Round II.

The most recent 2D seismic survey allowed the definition of several prospects. This article presents the risk analysis and economic evaluation of the potential development of three prospects offshore Uruguay, of different type and depth, considering for each one the possible occurrence of dry natural gas, natural gas with condensate or oil.

The Estimated Ultimate Recovery, Net Present Value, Internal Rate of Return and Payout were determined for each prospect by Monte Carlo simulation. Different development concepts were considered for each case. A sensitivity analysis of the key variables (reservoir parameters, hydrocarbons price, capital and operational expenditures) was carried out showing the impact of each variable on the project. Finally, a decision tree analysis was used to compute the Expected Monetary Value of each case, incorporating the geological chance of success and minimum economic field size as inputs for the assessment.

ANCAP signs the exploration and production contracts with offshore Contractors on behalf of the Uruguayan Government, and is in charge of designing the fiscal regime ruling in Uruguay. Thus, this analysis includes the latest and real terms applied in Uruguay Round II, including ANCAP's participation and actual market considerations; consequently it provides a very good estimation of the oil company's take. This work constitutes the first evaluation of this kind applied to prospects offshore Uruguay, therefore its results and conclusions are significant for those international oil companies that might be interested in carrying out exploration activities in offshore Uruguayan basins.

**Gristo, P.; Tomasini, J.; Ferro, S. & de Santa Ana, H. 2012. Programa exploratorio costa afuera (offshore) Uruguay; Operaciones 2012-2015. *Antropicosta Iberoamérica 2012*, 14 al 16 de noviembre de 2012, Montevideo.**

---

Como resultado de la Ronda Uruguay II, se adjudicaron ocho áreas en la Zona Económica Exclusiva (ZEE) de Uruguay a cuatro empresas petroleras internacionales, bajo contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. En este trabajo se presentan las operaciones exploratorias marítimas que se desarrollarán durante el período 2012-2015 en dichas áreas: las tecnologías, buques y equipamientos a utilizar, las medidas de gestión ambiental y seguridad que se aplicarán, y las operaciones logísticas y de servicios que requerirán estas operaciones, tanto en la propia ZEE como onshore, en infraestructura portuaria y servicios. El trabajo exploratorio comprometido para los primeros 3 años de exploración comprende la adquisición de un considerable volumen de datos geológicos y geofísicos en las cuencas sedimentarias marinas Punta del Este, Pelotas y Oriental del plata: un pozo exploratorio en aguas ultraprofundas, 33.240 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, 13.080 km<sup>2</sup> de electromagnetismo 3D, 3.000 km<sup>2</sup> de sísmica

2D y 130 muestras se sedimentos. La inversión asociada a estas operaciones está valorada en 1.562 millones de dólares, y comprenderá actividades y tecnologías nunca experimentadas en el margen uruguayo ni la historia exploratoria del país, tal como la sísmica 3D y la perforación en lámina de agua superior a 2.000 metros, y con un objetivo que posiblemente cubrirá el registro sedimentario completo de la cuenca de Pelotas en posiciones profundas.

**Hernández-Molina, F.J.; Soto, M.; Tomasini, J.; de Santa Ana, H.; Preu, B.; Violante, R.; Paterlini, M. & Piola, A. 2012. Contourite depositional system on the Uruguayan Slope. *34th International Geological Congress*, 5 al 10 de agosto de 2012, Brisbane.**

---

A novel morphosedimentary map for the Uruguayan continental margin is presented in this congress for the first time. It has been made based on regional bathymetric data and Multichannel Seismic reflection profiles acquired and compiled by ANCAP during the last decades. The most remarkable morphological features are mass wasting, turbiditic and contouritic features, which allows decoding several depositional systems and estimating both recent sedimentary processes and margin evolution.

On the base of this study an extensive contourite depositional system (CDS) is identified on the slope. Large erosive and depositional features compose this CDS, being the major erosive features the contourite terraces and contourite channels. A set of terraces with good lateral continuity has been described at different depths along the slope. Main depositional features are plastered drifts over the slope and separated drifts over the lower slope to upper rise transition zone.

These contourite features can be correlated with similar features in the argentine margin and they have been generated by the circulation of the Antarctic-sourced water masses as well as the North Atlantic water mass, which has controlled very much the overall margin morphology in combination with down-slope sedimentary processes.



**Morales, E.; Soto, M.; Conti, B.; de Santa Ana, H. & Veroslavsky, G. 2012. Evolución tectónica y estratigráfica de las cuencas del margen continental uruguayo. *Antropicosta Iberoamérica 2012*, 14 al 16 de noviembre de 2012, Montevideo.**

---

El margen continental uruguayo es un típico margen divergente de tipo volcánico, generado como resultado de la fragmentación del supercontinente Gondwana y posterior apertura del Océano Atlántico. En el mismo se localizan tres cuencas sedimentarias: la Cuenca Punta del Este, la porción más austral de la Cuenca Pelotas y la Cuenca Oriental del Plata. La Cuenca Punta del Este constituye un rift abordado, mientras que la Cuenca Pelotas heredó el borde flexural de una estructura rift precursora. La Cuenca Oriental del Plata se ubica en aguas ultraprofundas, sobre corteza oceánica y de transición. Las cuencas del margen continental del Uruguay presentan una historia exploratoria extremadamente limitada, con sólo dos pozos exploratorios, perforados en el año 1976, en un área total que supera los 120.000 km<sup>2</sup>. Debido a la escasez de datos de pozo y a la adquisición de nuevos datos sísmicos, que cubren todos los dominios de cuencas, la estratigrafía de secuencias constituyó el principal método de trabajo aplicado en esta investigación. La aplicación de esta metodología permitió reconocer las principales superficies “llave” en secciones sísmicas y dividir el relleno de las cuencas en conjuntos de estratos genéticamente asociados. Por considerar que los horizontes mapeados corresponden a discordancias, los paquetes comprendidos entre ellos corresponden a secuencias depositacionales en el sentido de Mitchum Jr. *et al.* (1977). Fueron mapeadas un total de once secuencias depositacionales, agrupadas en cuatro grandes fases de evolución de las cuencas: prerift (Paleozoico), rift (Jurásico Medio-Cretácico Inferior), transición (Barremiano-Aptiano) y postrift (Albiano-Reciente).

**Morales, E.; Soto, M.; Ferro, S.; Tomasini, J.; de Santa Ana, H.; Conti, B.; Veroslavsky, G. 2012. Plays estratigráficos del Paleoceno en el *offshore* de Uruguay. *III Jornadas del Cenoico*, 14 al 15 de junio de 2012, Montevideo, 5 pp. [CD-ROM]**

---

La evolución de las cuencas del margen continental uruguayo está representada por tres grandes megasecuencias: prerift, rift y postrift (transición y drift), las cuales son correlacionables con las megasecuencias de otras cuencas del Atlántico Sur. El incremento del conocimiento sobre la evolución tectónica y estratigráfica de las cuencas del margen continental uruguayo alcanzado durante el desarrollo de este trabajo permite obtener una mejor aproximación a su potencial hidrocarburífero. El mapeo sistemático de secuencias depositacionales en secciones sísmicas, cubriendo sectores profundos de las cuencas, permitió determinar la migración de depocentros ocurrida en el margen uruguayo e identificar un conjunto de plays estratigráficos. En particular se analiza un prospecto de la secuencia Paleoceno, aplicándose una metodología para estimar el volumen de hidrocarburos recuperables.

**Preu, B.; Schwenk, T.; Hernández-Molina, F.J.; Violante, R.; Paterlini, M.; Krastel, S.; Tomasini, J.; Spieß, V. 2012. Sedimentary growth pattern on the northern Argentine slope: the impact of North Atlantic Deep Water on southern hemisphere slope architecture. *Marine Geology* 329-331:113-125.**

---

Large sedimentary deposits consisting of several major contourite drifts were studied by means of high resolution multichannel seismic data at the middle slope along the Northern Argentina Continental Margin to determine their evolutionary stages as well as to identify and assess the possible impact of Northern Source Deep Water (NSDW) on the slope architecture. The imaged contouritic sediments allow decoding on the regional paleo-oceanographic setting of the last 32 Ma.

Earliest contouritic sedimentation can be observed close to the Eocene/Oligocene boundary based on an aggradational stacking pattern with a complex and wavy seismic facies, pointing toward a hydrodynamically turbulent flow pattern. This facies is most likely related to the opening of the Drake Passage associated with global cooling and a strengthening of surface, intermediate and deep ocean currents in the Southern Ocean. During the Middle Miocene plastered drift sequences with an aggradational reflection pattern were deposited. Their depositional style indicates weak, non-turbulent current conditions, which are interpreted to be related to a vertical shift of water mass interfaces caused by the first formation of NSDW during the Mid-Miocene climatic optimum. On top, the formation of plastered drift sequences led to the modern extent of the Ewing Terrace, which was probably controlled by the continuous strengthening and thickening of NSDW until the final closure of the Central American Seaway (CAS).

During the Pliocene and Quaternary, after the complete closure of the CAS and under the influence of the full force of the NSDW, mounded plastered drift sequences are built upon the Ewing Terrace generating the modern slope morphology. Therefore, we suggest that deep-water production in the northern hemisphere plays a significant role by controlling the shape of the continental slopes in the southwestern South Atlantic since the Middle Miocene.

**Soto, M.; Morales, E.; Hernández-Molina, F. J.; Veroslavsky, G.; Tomasini, J. y de Santa Ana, H. 2012. Tectónica y procesos sedimentarios en el talud continental de Uruguay. *III Jornadas del Cenozoico*, 14 al 15 de junio de 2012, Montevideo. [CD-ROM]**

---

La morfología y evolución del margen continental de Uruguay se debe a la interacción de un conjunto importante de procesos sedimentarios, sumado a la influencia del recientemente reconocido Sistema de Transferencia del Río de la Plata. Entre los procesos más destacables se identifican los contorníticos, los turbidíticos (asociados al desarrollo de cañones submarinos), así como los gravitacionales de masas (en relación con importantes deslizamientos). Estos procesos generan rasgos erosivos y depositacionales aún poco conocidos pero con una directa incidencia en diferentes áreas de aplicación, desde potenciales riesgos ambientales (ej. deslizamientos gravitacionales, sismos, tsunamis) a potenciales recursos económicos (ej. acumulaciones de hidrocarburos en reservorios contorníticos arenosos).

**Soto, M.; Morales, E.; Hernández-Molina, F. J.; Veroslavsky, G.; Tomasini, J. y de Santa Ana, H. 2012. Morfología del talud continental uruguayo. *Antropicosta Iberoamérica 2012*, 14 al 16 de noviembre de 2012, Montevideo.**

---

En los márgenes continentales se desarrollan múltiples procesos sedimentarios, resultantes de la interacción entre factores físicos, químicos y biológicos. Dichos procesos se reflejan en los rasgos morfológicos (erosivos y/o depositacionales) actuales de los márgenes continentales y en su registro sedimentario, poniendo en evidencia la génesis, evolución y dinámica de los mismos. El margen suroccidental del Atlántico presenta una complejidad importantes debido a que es una de las regiones más dinámicas y con mayor energía de entre los océanos del mundo, incluyendo la Zona de Confluencia Brasil-Malvinas, así como la interacción entre masas de aguas frías provenientes de la Antártida y masas de aguas cálidas que se desplazan hacia el sur. A ello debe sumarse la influencia de la Zona de Transferencia del Río de la Plata y el enorme aporte sedimentario proveniente de los ríos Paraná y Uruguay. Para la realización de este trabajo se utilizaron secciones sísmicas multicanal 2D, propiedad de ANCAP y del Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales (BGR) de Alemania y se aplicaron métodos clásicos de análisis estratigráfico. Como resultado del trabajo se reconocieron entre los principales procesos sedimentarios que ocurren en el margen continental uruguayo, los procesos contorníticos, los procesos turbidíticos asociados al desarrollo de cañones submarinos, y los procesos gravitacionales de masas en relación con importantes deslizamientos. Estos procesos tienen directa incidencia en diferentes áreas de aplicación, desde potenciales riesgos geológicos a potenciales recursos económicos.

**Soto, M.; Morales, E.; Veroslavsky, G.; de Santa Ana, H. & Conti, B. 2012. Estructura crustal del margen continental uruguayo. *Antropicosta Iberoamérica 2012*, 14 al 16 de noviembre de 2012, Montevideo.**

---

En el margen continental uruguayo se localizan tres cuencas sedimentarias: Punta del Este, Pelotas y Oriental del Plata. En este trabajo se estudia la arquitectura cristal del margen continental uruguayo utilizando sísmicas de reflexión 2D y de datos gravimétricos y magnetométricos. Diversos rasgos característicos de márgenes continentales de tipo volcánico fueron reconocidos en el margen uruguayo, entre los cuales se destaca el desarrollo de grandes cuñas de reflectores buzantes hacia el mar (seaward-dipping reflectors, SDR), flujos basálticos planos (flat-lying flows) y una corteza inferior de alta velocidad (high-velocity lower crust, HVLC). Las secuencias de SDR se presentan interrumpidas a la altura del borde sur del Alto del Polonio, en tanto que la corteza oceánica está altamente disectada por fallas, las cuales afectan incluso los sedimentos del postrift. Adicionalmente, fueron identificados, en algunas secciones sísmicas, conos volcánicos y un depocentro sobre corteza oceánica. En base a la identificación de estos rasgos se definió la siguiente arquitectura cristal para el margen uruguayo: corteza continental-SDR-flujos planos-corteza oceánica. Asimismo, se identificó que la anomalía free-air está relacionada al quiebre de la plataforma, mientras que anomalía magnética más positiva se correlaciona con el inicio de los SDRs. En función de la atenuación, interrupción y/o desplazamiento sinistral de diversos rasgos geológicos/geofísicos se definió un sistema de fallas, de orientación NW-SE, denominado Sistema de Transferencia del Río de la Plata y dos segmentos tectono-estructurales, denominados Segmento I (al norte) y Segmento II (al sur) .

**Tomasini, J.; de Santa Ana, H. & Veroslavsky, G. 2012. Cuantificación del recurso hidratos de gas en Uruguay. III Jornadas del Cenozoico, 14 al 15 de junio de 2012, Montevideo, 5 pp. [CD-ROM]**

---

Los Hidratos de Gas son sólidos cristalinos formados por gas natural (mayoritariamente metano) y agua, que son estables en condiciones termobáricas dadas por altas presiones y bajas temperaturas. En la naturaleza estas condiciones están dadas en zonas de permafrost y cuencas offshore de márgenes continentales.

El interés internacional en el estudio de los hidratos de gas ha crecido en los últimos años debido a las estimaciones de las enormes cantidades de carbono que se encuentran almacenadas bajo esta forma, señalando su importante potencial como recurso energético estratégico, lo que ha llevado a que sean cada vez más los países con programas de investigación al respecto.

Evidencias sobre la ocurrencia de hidratos de gas en el mar territorial Uruguayo han sido identificadas principalmente debido a la presencia de BSRs (Bottom Simulating Reflections) interpretados en secciones sísmicas de reflexión 2D. Estos reflectores indican el importante cambio en los valores de impedancia acústica del medio sedimentario debido a la diferencia de las propiedades físicas entre los sedimentos conteniendo hidratos y los sedimentos conteniendo gas libre.

Se realizó una cuantificación del recurso tomando como base los resultados de la interpretación sísmica de la base de la zona de estabilidad de los hidratos de gas en el offshore de Uruguay, los cuales arrojan un valor medio del área de ocurrencia de 25.890 km<sup>2</sup>. El análisis se realizó de manera probabilística, resultando en un valor medio de 144 TCF (trillones de pies cúbicos) recuperables para el recurso de gas a partir de hidratos.

# 2011

**de Santa Ana, H.; Conti, B.; Soto, M.; Marmisolle, J.; Morales, E. & Veroslavsky, G. 2011. Geología y potencial exploratorio del Devónico y Pérmico en la Cuenca Norte, Uruguay. *VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*, 8 al 11 de noviembre de 2011, Mar del Plata.**

---

The Norte Basin develops in the Northern region of Uruguay and represents the southernmost portion of the Paraná Basin. Its volcanosedimentary fill of Devonian to Early Cretaceous age is 2,400 m thick, although it could reach 3,200 m. Hydrocarbon exploration in this basin centered between the 1950s and 1980s, including the acquisition of gravity, magnetic and seismic data, as well as the drilling of well in structural highs. In the following 20 years new studies were not undertaken. New results concerning Devonian shales encourage the realization of future exploratory efforts. Recent geochemical data from the Cordobés Fm. show that this unit is a world class source rocks. The possible preservation of both the Cordobés and the Early Permian Mangrullo Formation in deeper regions of the basin suggest there is a large potential for the existence of conventional and unconventional resources.



**Henkel, S.; Strasser, M.; Schwenk, T.; Hanebuth, J.J.; Hüsener, J.; Arnorls, G.L.; Winkelman, D.; Formolo, M.; Tomasini, J.; Krastel, S.; Kasten, S. 2011. An interdisciplinary investigation of a recent submarine mass transport deposit at the continental margin off Uruguay. *Geochemistry Geophysics Geosystems* 2011.**

---

Assessing frequency and extent of mass movement at continental margins is crucial to evaluate risks for offshore constructions and coastal areas. A multidisciplinary approach including geophysical, sedimentological, geotechnical, and geochemical methods was applied to investigate multistage mass transport deposits (MTDs) off Uruguay, on top of which no surficial hemipelagic drape was detected based on echosounder data. Nonsteady state pore water conditions are evidenced by a distinct gradient change in the sulfate ( $\text{SO}_4^{2-}$ ) profile at 2.8 m depth. A sharp sedimentological contact at 2.43 m coincides with an abrupt downward increase in shear strength from ~10 to >20 kPa. This boundary is interpreted as a paleosurface (and top of an older MTD) that has recently been covered by a sediment package during a younger landslide event. This youngest MTD supposedly originated from an upslope position and carried its initial pore water signature downward. The kink in the  $\text{SO}_4^{2-}$  profile ~35 cm below the sedimentological and geotechnical contact indicates that bioirrigation affected the paleosurface before deposition of the youngest MTD. Based on modeling of the diffusive re-equilibration of  $\text{SO}_4^{2-}$  the age of the most recent MTD is estimated to be <30 years. The mass movement was possibly related to an earthquake in 1988 (~70 km southwest of the core location). Probabilistic slope stability back analysis of general landslide structures in the study area reveals that slope failure initiation requires additional ground accelerations. Therefore, we consider the earthquake as a reasonable trigger if additional weakening processes (e.g., erosion by previous retrogressive failure events or excess pore pressures) preconditioned the slope for failure. Our study reveals the necessity of multidisciplinary approaches to accurately recognize and date recent slope failures in complex settings such as the investigated area.

**Hernández-Molina, J.; Paterlini, C.M; Violante, R.A.; Preu, B.; Piola, A.R.; Soto, M.; Tomasini, J. & de Santa Ana, H. 2011. Deep-water mass circulation processes and products, and their implications in the BOS delimitation: the contourite depositional complex of the Argentinean and the Uruguayan continental margins. *Jornadas internacionales Intercambio de Experiencias en el Trazado del Límite Exterior de la Plataforma Continental*, 12 al 14 de octubre de 2011, Buenos Aires.**

---

Deep-water mass circulation controls major along-slope (contourite) sedimentary processes on continental margins, which can generate both depositional and erosive features in deep marine environments. These features have recently garnered major research interest in the fields of submarine morphology, hydrodynamics, paleoclimatology, paleoceanography, slope stability, and mineral and hydrocarbon exploration (Rebesco and Camerlenghi, 2008). The largest depositional accumulations are known as drifts or contourite drifts (Rebesco and Camerlenghi, 2008). Although erosive features are not as well known as drifts, several types have been considered to date (Hernández-Molina et al., 2008a), the most common of which include contourite terraces.

An association of various drifts and related erosional features has been termed a Contourite Depositional System (CDS). Likewise, where different CDSs are associated with the same water mass in the same or adjacent basins, they are called Contourite Depositional Complexes (CDCs) (Hernández-Molina et al., 2008b).

The effects of bottom currents and related deep-water processes on sedimentation and erosion in ocean basins are not well understood, although over the past decade, investigation of deep-water-mass circulation processes and products has been among the most active lines of research in marine sedimentology and stratigraphy. Advances in this field are anticipated for the near future, owing to application of new technologies at sea (including state-of-the-art geophysical techniques, submersibles, remotely operated vehicles, sediment coring, and ocean drilling programs) and on land. The rapid surge in deep-water exploration by oil companies, and the new deep water swath bathymetry systems, will undoubtedly enable spectacular findings in deep-water oceanic circulation—namely, in terms of processes, drift morphology, sediment stacking patterns, facies and erosive features.

The present work for this International Workshop in Buenos Aires (12-14 October, 2011) is organized into two parts. The first part deals with how deepwater mass circulation can affect sea-floor morphology. Examples from different continental margins will be presented, and the focus will be on implications for the Base of the Slope (BOS) delimitation and future margins classifications. In the second part, the present work on the

Argentine and the Uruguayan margins is presented. It will describe the several existing CDSs generated by the Antarctic water masses, discuss considerations for data acquisition in the near future, and outline new objectives for furthering knowledge on both margins.

The Argentine continental margin is influenced by the Brazil/Malvinas Confluence (BMC), and by the interaction of Antarctic water masses (Antarctic Intermediate Water [AAIW], Circumpolar Deep Water [CDW] and Antarctic Bottom Water [AABW]), with the Brazil Current, re-circulated AAIW and North Atlantic Deep Water (NADW) at different depths (Piola and Matano, 2001; Matano et al., 2010). The surface circulation around the Argentine margin results from interaction of the Malvinas Current flowing towards the north-northeast with the Brazil Current flowing toward the south-southwest,

which determine both the BMC. The intermediate circulation south of this confluence is conditioned by the northward flowing AAIW and of the two CDW fractions:

Upper Circumpolar Deep Water (UCDW) and Lower Circumpolar Deep Water (LCDW). South of the BMC, the LCDW is divided into two high-velocity cores (1 & 2) at approximately 2.5 km water depth, and the South Pacific Deep Water (SPDW) can be identified below the LCDW. Northward of the confluence, apart from the aforementioned water masses, the NADW flows southward, close to the slope, at 1.5 to 2.8 km water depth. On the contrary, the NADW south of the confluence circulates southward between 1 and 3.5 km water depth detached from the slope, then flows eastward. The complex interactions among all the water masses generates remarkable water-mass stratification, in which water mass interfaces are vertically temporary disturbed as a result of frequent eddy activity (Piola and Matano, 2001). The deep circulation is caused by the displacement of AABW, which is partially trapped in the basin, generating a large (up to 2000 m thick) cyclonic gyre. The influence of this gyre is felt at depths greater than 3.5 km. AABW in this basin comprises the Weddell Sea Deep Water (WSDW), which enters the basin from the south through the Malvinas gaps, and around the Malvinas Plateau in the east, before turning westwards and passing the Malvinas Escarpment, until finally heading northward at the Argentinean continental slope. AABW flows continuously north as an intensified western boundary current penetrating into the Brazil abyssal plain through the Vema and Hunter Channels (Piola and Matano, 2001).

Between 35°S and 49°S the Argentinean margin is considered to be an extensional volcanic passive margin, starting from the Lower Cretaceous, characterized by a thick wedge of seaward-dipping reflectors (SDRs) located on the aforementioned transition (Franke et al., 2007). Nevertheless, along the Malvinas Escarpment, Malvinas Fracture and Malvinas Ridge, there is a shear fracture zone delimiting an extensive margin, which forms the boundary between the Malvinas Plateau, Maurice Ewing Bank and the Georgia Basin to the north. The Argentine margin was recently divided into four large tectonic segments (labeled I to IV) separated by large transfer fault zones (see details in Franke et al., 2007) and recently a new segment (V) was recognized in northern Uruguay (Soto et al., 2011). Within the Argentine extensional margin, the Argentine Sedimentary Basin is located along the slope and rise, east of a structural high of a continental crust basement. It is ~ 2,300 km long (with a clear north-east trend) and 350 km wide, and has a total area of ~ 800,000 km<sup>2</sup>

(Hinz et al., 1999). The sedimentary fill in this basin is over 8,000 m thick, and there is a direct relationship between the large depocenters and the four large tectonic segments of the aforementioned margin (Franke et al., 2007). Hernández-Molina et al. (2009) and Violante et al. (2010) have determined the recent evolution of the margin by identifying major stratigraphic horizons and correlating them both regionally and to the findings of the previous authors.

A huge CDS has been described in the Argentine Margin, where both depositional and erosive features are very well developed (Hernández-Molina et al., 2009). Initially in regional studies, contourite features were mainly identified in the southernmost sector of the margin (Patagonian margin) (Hernández-Molina et al., 2009, 2010, Cavalotto et al., 2011; Lastra et al., 2011). However, in their latest studies, Violante et al. (2010), Preu et al. (2011) and Krastel et al., (2011) have also reported large contourite features along the central and northernmost sector (Río de la Plata margin), and very recently have been also reported in collaboration with ANCAP in the Uruguayan Margin. Along these margins depositional and erosive features have been identified regionally. Contourite terraces dominate among the common erosive features, modifying the slope

gradients along the margin. Contourite terraces identified along the Patagonian Margin were denominated by Hernández- Molina et al. (2009) as: Nágera (~ 0.5 Km); Perito Moreno (~ 1 km); Piedra Buena (~ 2.5 km), Valentin Feilberg (~ 3.8/3.5 km), and another one at ~ 5.5/5 km water depth (for which no name has yet been assigned). In the Río de la Plata margin the following six contourite terraces have very recently been described: T0 (~ 0.5 km); T1 (La Plata ~ 0.4 / 0.6 km); T2 (Ewing ~ 1.2 km); T3 (~ 2.5 km); T4 (~ 3.5 km); and T5 (~ 5 km). Most of these latest terraces have been identified in the Uruguayan Margin until the Pelotas basin. These terraces are in general characterized by a smooth, seaward-sloping proximal portion ( $0.25^\circ$  to  $0.5^\circ$ ), whereas across the distal portion, the sea-floor slope gradient is slightly steeper ( $0.5^\circ$  to  $1^\circ$ ). Although these identified terraces generally exhibit good lateral continuation, they are locally affected by submarine valleys and canyons (Hernández-Molina et al., 2009; Lastra et al., 2011; Preu et al., 2011), and by frequent gravitational processes (Krastel et al., 2011).

A major Contourite Depositional Complexes (CDCs) comprising numerous CDSs has been generated via influence of the Antarctic water masses on the slope of the Argentine and the Uruguay margins at different depths, from the Eocene-Oligocene boundary up to present day. However, after a major paleoceanographic change in the mid-to-late Miocene a new oceanographic scenario was established, conditioning the present contourite depositional and erosive features (Hernández-Molina et al., 2009; Violante et al., 2010). Therefore, the deepwater mass circulation has strongly affected the margin evolution and morphology, thereby modifying the location of the BOS. Within each CDS an extensive contourite terrace has developed; these have generated a very characteristic slope dominated by the presence of several terraces, lacking any continental rise in the Patagonian margin, and a steep transitional change from the slope to the rise in the Río de la Plata margin. The aforementioned contourite terraces are sub-horizontal morphologic features identified at the present sea floor, which have developed over geological time scales in constructional (depositional) and erosive phases caused by the interaction of water masses with the seafloor. Contourite terraces are a well-known feature in other continental margins in certain parts of the slope. For example, they have been described along the middle slope of the Brazil, the Porcupine and the Gulf of Cadiz margins, and along the lower slope throughout the Greenland margin (for more information, see: Hernández-Molina et al., 2008a). Nevertheless, the peculiarities of the Argentinean and the Uruguayan margins derive from the fact that the contourite terraces are located throughout the entire slope, meaning along the upper, middle and lower slope at different water depths. Their genesis is associated to the circulation of the main water masses (AAIW, UCDW, LCDW, NADW and AABW) and their location is apparently associated with main interfaces between these water masses. The steeper distal portion of these terraces is related to both short-period changes (e.g. internal waves and tidal shifts) and long-period changes (e.g. eustatic and climatic) affecting the dynamics of the interfaces. Their occurrence represents a remarkable shift in the slope's physiographic profile, which is very different from those defined in the conceptual models for continental margins or any previously regionally described margin.

This work was supported through the following projects: ANPCYT-PICT 2003 #07-14417, CTM2008- 06386-C02/ANT, IAI CRN 2076/NSF GEO-0452325, and CTM 2008-06399-C04/MAR.

**Morales, E.; de Santa Ana, H.; Soto, M.; Conti, B.; Santos Correa, F.; Hang Kung Chang & Veroslavsky, G. 2011. Plays estratigráficos de las cuencas del margen continental del Uruguay. VII INGEPET, 7 al 11 de noviembre de 2011, Lima.**

---

Tres cuencas sedimentarias están presentes en el margen continental uruguayo, asociadas en su génesis a la ruptura del supercontinente Gondwana. Estas cuencas presentan tres grandes megasecuencias en su evolución: prerift (Paleozoico), sinrift (Jurásico-Neocomiano) y postrift (Aptiano-Pleistoceno). La sedimentación postrift en el margen continental uruguayo presenta el mayor espesor sedimentario del margen continental uruguayo-argentino, con casi 8500 metros de potencia de acuerdo a la información sísmica, estando representada por una fase de transición y una fase drift. En el margen uruguayo se determinó la migración de depocentros, con dirección noroeste, ocurrida desde el Paleógeno; estando el depocentro Cretácico localizado en la Cuenca Punta del Este y el depocentro Cenozoico en la Cuenca Pelotas. El importante espesor postrift en el margen continental uruguayo y la dinámica sedimentaria asociada a las oscilaciones del nivel del mar, el aporte sedimentario y la subsidencia regional determinan la ocurrencia de plays estratigráficos, de alto potencial exploratorio, en profundidades de aguas variables desde someras a ultraprofundas. En esta contribución se describe plays estratigráficos representados por complejos de canales y abanicos de fondo de cuenca asociados a descensos del nivel del mar pertenecientes al Cretácico Superior Paleoceno.

**Morales, E.; Santos Corrêa, F.; Chang, H.K.; de Santa Ana, H. & Veroslavsky, G. Análisis sismoestratigráfico del Cretácico postrift de la Cuenca Punta del Este (offshore del Uruguay): Implicancias en la exploración de hidrocarburos. XVIII Congreso Geológico Argentino, 2 a 6 de mayo de 2011.**

---

La cuenca Punta del Este (*offshore* del Uruguay) forma parte del conjunto de cuencas del margen

atlántico sur que se generaron durante los procesos de fragmentación del Gondwana occidental, ocurridos hace aproximadamente 130 Ma, y posterior apertura del Océano Atlántico. Esta cuenca constituye un *rift* abortado, con orientación general noroeste, extendiéndose por el margen uruguayo entre los Altos de Martín García (oeste - suroeste) y Polonio (este - noreste) con una superficie aproximada de 35.000 km<sup>2</sup>.

Los datos sísmicos históricos de las cuencas del *offshore* del Uruguay se restringían casi exclusivamente a

la plataforma continental y parte superior del talud, dejando a “oscuras” los sectores del talud externo y las regiones profundas de las cuencas. La adquisición de sísmica “multicliente” 2D recientemente realizada en todos los sectores de la cuenca permitió, mediante la utilización de la estratigrafía de secuencias como método de análisis, dividir y caracterizar el registro sedimentario de la cuenca Punta del Este en secuencias depositacionales. En esta contribución se describe y caracteriza la sedimentación *postrift* de la cuenca Punta del Este de edad cretácica debido a sus implicancias en la exploración de hidrocarburos como portadora de potenciales rocas generadoras y reservorios. A partir del Cretácico temprano, luego de finalizada la fase *rift* y hasta inicios del Paleógeno la cuenca Punta del Este constituye el ámbito de mayor depositación de las cuencas de la región costa afuera del Uruguay. Para ese momento se deposita en la misma un importante paquete sedimentario, el cual no presenta equivalentes, en términos de desarrollo, en otras áreas del *offshore* del Uruguay. La depositación de este paquete sedimentario está asociado a la subsidencia experimentada por la cuenca, el importante aporte sedimentario vinculado a la actuación de un sistema de drenaje de dirección general noroeste sudeste (paleodelta del Plata) y a la presencia del Alto del Plata localizado al norte como un elemento morfológico positivo. La sedimentación Cretácica *postrift* en la cuenca Punta del Este se inicia con el desarrollo de un sistema transgresivo, para posteriormente evolucionar a un conjunto de secuencias caracterizado por una intensa regresión, con migración de la línea de costa hacia el mar, en un contexto de ascenso relativo del nivel del mar. La fase inicial transgresiva, presenta marcado *onlap* en la base de la secuencia y reflectores ligeramente paralelos a subparalelos con importante contraste de impedancia acústica. Debido a que no existen datos paleontológicos para esta secuencia y en función de las importantes similitudes que presenta con la fase de transición de la cuenca de Orange (*offshore* de Namibia y Sudáfrica), al respecto de su posición estratigráfica y el carácter y configuración sísmica, se le asigna una edad Barremiana - Aptiana. El desarrollo de esta secuencia se asocia a la generación de espacio de acomodación vinculado al inicio de la subsidencia térmica de la cuenca y presenta un importante potencial como roca generadora. El tope de la misma es erosionado por la discordancia basal del conjunto de secuencias regresivas superpuestas. Este conjunto está integrado por varias secuencias de menor orden y se caracteriza por el desarrollo de prominentes progradaciones clásticas. Dentro del mismo es posible reconocer depósitos de regresión forzada y normal correspondientes a cortejos de sistemas de mar bajo y caracterizado por canales en las áreas de plataforma, y sistemas de abanicos de fondo y de talud en áreas de talud y

ambientes marino profundos. Estos depósitos presentan un reconocido potencial como rocas reservorios de hidrocarburos.

**Morales, E.; Santos Corrêa, F.; de Santa Ana, H.; Chang, H.K.; Soto, M.; Conti, B. & Veroslavsky, G. Cuencas del margen continental uruguayo: evolución tectonoestratigráfica y *plays* estratigráficos del Cretácico Superior y Paleoceno. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 8 al 11 de noviembre de 2011, Mar del Plata.**

---

The tectono-stratigraphic evolution and stratigraphic plays of the Uruguayan offshore basins (Punta del Este, Pelotas and Oriental del Plata basins) are analysed. Four main tectono-stratigraphic stages are recognized in the evolution of the Punta del Este and Pelotas basins: prerift (Palaeozoic), synrift (Late Jurassic – Early Cretaceous), transition (Barremian-Aptian) and drift (Late Cretaceous-Recent) based on integrated seismic, stratigraphic and structural studies and correlations with Uruguayan onshore basins and neighbouring offshore basins. The depocenter migration in the continental margin of Uruguay towards the NE was recognized which occurred since Late Cretaceous times. On one hand, the Late Cretaceous depocenter in the south corresponds to thick prograding deltaic wedges and related distal turbiditic systems, associated to an important sedimentary supply rate controlled by the Polonio and del Plata Highs. On the otherhand, the thick Cenozoic sedimentary fill in the north of the Uruguayan offshore basins is related to an important thermal and flexural subsidence. Basin floor fans associated with forced regressive and lowstand system tracts are recognized in all the offshore basins of Uruguay and in different stratigraphic positions.



**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.**

---

The Uruguayan continental margin comprises three sedimentary basins: the Punta del Este, Pelotas and Oriental del Plata basins, the genesis of which is related to the break-up of Gondwana and the opening of the Atlantic Ocean. Herein the continental margin of Uruguay is studied on the basis of 2D multichannel reflection seismic data, as well as gravity and magnetic surveys. As is typical of South Atlantic margins, the Uruguayan continental margin is of the volcanic rifted type. Large wedges of seaward-dipping reflectors (SDRs) are clearly recognizable in seismic sections. SDRs, flat-lying basalt flows, and a highvelocity lower crust (HVLC) form part of the transitional crust. The SDR sequence (subdivided into two wedges) has a maximum width of 85 km and is not continuous parallel to the margin, but is interrupted at the central portion of the Uruguayan margin. The oceanic crust is highly dissected by faults, which affect post-rift sediments. A depocenter over oceanic crust is reported (deepwater Pelotas Basin), and volcanic cones are observed in a few sections. The structure of continental crust-SDRs-flat flows-oceanic crust is reflected in the magnetic anomaly map. The positive free-air gravity anomaly is related to the shelf-break, while the most prominent positive magnetic anomaly is undoubtedly correlated to the landward edge of the SDR sequence. Given the attenuation, interruption and/or sinistral displacement of several features (most notably SDR sequence, magnetic anomalies and depocenters), we recognize a system of NWeSE trending transfer faults, here named Río de la Plata Transfer System (RPTS). Two tectono-structural segments separated by the RPTS can therefore be recognized in the Uruguayan continental margin: Segment I to the south and Segment II to the north.

**Tomasini, J.; de Santa Ana, H.; Conti, B.; Ferro, S.; Gristo, P.; Marmisolle, J.; Morales, E.; Rodríguez, P.; Soto, M. & Veroslavsky, G. 2011. Assessment of marine gas hydrates and associated free gas distribution offshore Uruguay. *Journal of Geological Research*. [doi:10.1155/2011/326250]**

---

Natural gas hydrates are crystalline solids formed by natural gas (mainly methane) and water that are stable under thermobaric conditions of high pressure and low temperature. Methane hydrate is found in polar areas of permafrost and in offshore basins of continental margins. These accumulations may represent an enormous source of methane. Based on global estimations of methane concentration in natural gas hydrates, the methane content may be several times greater than those of technically recoverable, conventional natural gas resources. In the continental margin of Uruguay, seismic evidence for the occurrence of gas hydrate is based on the presence of (bottom simulating reflectors) BSRs in 2D seismic reflection sections. Here we present results regarding gas hydrates and associated free gas distribution assessment offshore Uruguay, based on BSR mapping and applying a probabilistic approach. A mean value of 25,890 km<sup>2</sup> for the area of occurrence shows a great potential for this nonconventional resource, encouraging further research.

**Tomasini, J. & de Santa Ana, H. 2011. Evaluación del potencial de los reservorios de hidratos de gas y gas libre asociado costa afuera de Uruguay. VII INGEPEP, 7 al 11 de noviembre de 2011, Lima.**

---

Los Hidratos de Gas son sólidos cristalinos formados por gas natural (mayoritariamente metano) y agua, que son estables en condiciones termobáricas dadas por altas presiones y bajas temperaturas. En la naturaleza estas condiciones están dadas en zonas de permafrost y cuencas offshore de márgenes continentales.

El interés internacional en el estudio de los hidratos de gas ha crecido en los últimos años debido a las estimaciones de las enormes cantidades de carbono que se encuentran almacenadas bajo esta forma, señalando su importante potencial como recurso energético estratégico, lo que ha llevado a que sean cada vez más los países con programas de investigación al respecto.

Los métodos de producción a partir de reservorios de hidratos de gas, se basan en el desplazamiento de las condiciones del reservorio respecto a las condiciones de estabilidad del hidrato. Programas de cooperación internacional han llevado a cabo las primeras pruebas de producción en zonas de permafrost, y con el programa MH21 Japón espera implementar las primeras pruebas de producción offshore dentro de los próximos años.

La existencia de acumulaciones de hidratos de gas y gas libre asociado en áreas offshore tiene también implicaciones desde el punto de vista de estabilidad de sedimentos marinos y riesgos geológicos asociados. Estos pueden llegar a tener impacto directo en la industria petrolera offshore tanto en las etapas de instalación de estructuras como durante la perforación.

Evidencias sobre la ocurrencia de hidratos de gas en el mar territorial Uruguayo han sido identificadas principalmente debido a la presencia de BSRs (Reflectores Simuladores de Fondo) interpretados en secciones sísmicas de reflexión 2D. Estos reflectores indican el importante cambio en los valores de impedancia acústica del medio sedimentario debido a la diferencia de las propiedades físicas entre los sedimentos conteniendo hidratos y los sedimentos conteniendo gas libre.

Determinaciones iniciales de la zona mineralizada arrojaron un valor de 5,000 km<sup>2</sup> resultando en la estimación del recurso en sitio de 86 TCF de gas en condiciones normales (de Santa Ana et al., 2004), basado en información sísmica disponible hasta esa fecha en soporte no digital.

Actualmente ANCAP cuenta con una base digital de datos de sísmica de reflexión 2D, adquiridos en diferentes campañas para exploración de hidrocarburos en el offshore de Uruguay entre 1970 y 2008. En este trabajo se presentan los resultados de las interpretaciones sísmo-estratigráficas definiendo la zona de ocurrencia de los depósitos de hidratos de gas, como base para la evaluación del potencial de estos reservorios no convencionales.

**Tomasini, J.; Preu, B.; Krastel, S.; Schwenk, T.; Spiess, V. & de Santa Ana, H. 2011. Distinct expressions of the BSR using various frequencies offshore Uruguay and its correspondence with the gas hydrate stability zone. Proceedings of the 7th International Conference on Gas Hydrates, 17 al 21 de julio de 2011, Edinburgh.**

---

At the Uruguayan continental margin, seismic evidence for the occurrence of gas hydrate has been identified based on the presence of BSRs in densely spaced 2D reflection seismic sections from different surveys. Mapping of BSRs based on 2D seismic data acquired in 2007 and 2008 suggested the presence of gas hydrates in areas that were not previously identified; hence hydrate occurrence offshore Uruguay more widespread than previously thought. Recently ANCAP has digitized offshore seismic data acquired between 1970 and 1982. Being able to work on this data using interpretation software, and integrating results with the latest interpretations performed on the seismic shot in 2007 and 2008, BSR extends over an area of approximately 25.000 km<sup>2</sup>. It is present in water depths greater than 500 m and has high continuity in Pelotas Basin but is more discontinuous at Punta del Este Basin and southern part of Oriental del Plata Basin.

In offshore basins around the world the base of GHSZ can have different seismic expressions such as continuous, segmented, and high-relief BSRs depending on the stratigraphic, fluid and geothermal setting. Here, we present examples of the influence of the acquisition parameters on the acoustic expression of the BSR, comparing commercial seismic sections acquired for hydrocarbon exploration and high resolution seismic sections acquired during the R/V Meteor Cruise M49-2 in 2001 and R/V Meteor Cruise M78-3a (May - June 2009) using different sources and streamer system. For the different data sets the BSR presents differences regarding its continuity. In high resolution seismic, enhanced amplitudes and phase reversals are observed for several reflectors while deep penetration seismic shows only one single continuous reflector.

This comparison may help to visualize the complexity of the free gas, gas hydrate and stratigraphic system behind the BSR, which is usually masked on low-frequency deep penetration seismic data.

# 2010

**de Santa Ana, H.; Conti, B.; Ferro, S.; Gristo, P.; Marmisolle, J.; Morales, E.; Rodríguez, P.; Soto, M. & Tomasini, J. 2010. Estado actual de los hidrocarburos y otros recursos energéticos en Uruguay. *Petrotecnia* n° 2, pp. 30-41**

---

El offshore de Uruguay está constituido por la Cuenca Punta del Este, la porción más austral de la Cuenca Pelotas y la Cuenca Oriental del Plata. Estas cuencas integran un importante conjunto de depocentros, generados durante la fragmentación de Gondwana y posterior apertura del Océano Atlántico. Entre ellos se incluyen las cuencas productivas de Orange (Namibia y Sudáfrica), Santos y Campos (Brasil). La historia exploratoria de la plataforma continental uruguaya se resume a un total aproximado de 25.000 kilómetros lineales de sísmica 2D y la perforación de dos pozos exploratorios (en Lobo y en Gavitín, realizados por la empresa Chevron en 1976 y ubicados en la cuenca Punta del Este). El avance en el conocimiento de los estilos de cuenca, más evolución tectónica y estratigráfica de la región offshore del Uruguay han permitido elaborar un modelo de su sistema petrolífero. De acuerdo con este modelo, las rocas con mayor potencial generador se asocian a las secuencias lacustres del prerift y sinrift, y a las secuencias marinas de las fases transición y drift tempranos. En cuanto a las condiciones de madurez de estas rocas, de acuerdo con el modelo establecido por Stoakes et al. (1991), la ventana de generación de petróleo, en la zona de los pozos, se ubicaría entre los 1500 y 2800 metros de profundidad, mientras que de acuerdo con el modelo de Fontana et al. (1999), ésta se ubicaría entre los 2562 y 3495 metros. Las rocas reservorio corresponden a sistemas aluvio-fluviales de la fase sinrift y a los tratos de sistema de mar bajo asociados a frentes deltaicos y turbiditas en las regiones más distales de las cuencas, pertenecientes a las fases transición y drift. Existen diferentes secuencias en el relleno de las cuencas que pueden constituir rocas sellos, tanto de carácter local (pelitas lacustres del sinrift y transición) como regional. Diversas situaciones exploratorias (leads y prospectos) de componente estructural, estratigráfico y mixto han sido identificadas en las cuencas del margen continental uruguayo, en batimetrías variables, desde menores de 50 metros a mayores a 1500 metros.

**de Santa Ana, H.; Conti, B. & Soto, M. 2010a. Analogía entre cuencas productivas y no productivas: sistemas petroleros de las cuencas de Orange y Punta del Este. VI Congreso Uruguayo de Geología, 12 al 14 de mayo de 2010, 93.**

---

Las cuencas conjugadas de Punta del Este (Uruguay) y Orange (Namibia y Sudáfrica) forman parte del conjunto de cuencas sedimentarias originadas como consecuencia de la fragmentación de Gondwana y posterior apertura y evolución del Océano Atlántico. Ambos depocentros inicialmente constituyeron un único ámbito de sedimentación, integrando en el Aptiano una gran cuenca anóxica (al sur de la dorsal de Walvis-Rio Grande), en la que no se registran depósitos evaporíticos. Asimismo, comparten la presencia de una potente secuencia de reflectores buzantes mar adentro (SDRs), rasgo característico de los márgenes divergentes volcánicos.

La Cuenca Punta del Este es un aulacógeno orientado perpendicularmente al margen atlántico, con un área de 11.000 km<sup>2</sup> y un relleno que supera los 7.000 m. La Cuenca Orange, que evolucionó a la fase drift, es paralela al margen atlántico, presenta un área de 130.000 km<sup>2</sup> y un relleno superior a los 9.000 m. En su evolución tectono-estratigráfica, se reconocen para estas cuencas cuatro grandes fases: pre-rift, sin-rift, transición y drift. La Cuenca Orange cuenta con dos grandes campos gasíferos (Kudu e Ibhuesi); asimismo, se ha constatado la presencia de petróleo (pozo AJ-1). Las rocas generadoras están presentes en las fases de sin-rift (Hauteriviano), transición (Barremiano-Aptiano Temprano) y posiblemente drift (Cenomaniano-Turoniano). En base a la cronoestratigrafía al menos algunas de ellas podrían estar presentes en la Cuenca Punta del Este. Asimismo, se han detectado situaciones exploratorias (tanto estratigráficas como estructurales) análogas en ambas cuencas. Todo lo anterior presenta importantes implicancias para eventuales sistemas petroleros de las cuencas *offshore* de Uruguay.

**de Santa Ana, H.; Conti, B. & Soto, M. 2010b. Pirólisis natural in-situ del miembro oleígeno de la Formación Mangrullo, Cerro Largo y Tacuarembó – Uruguay. ¿Dónde están los hidrocarburos generados? VI Congreso Uruguayo de Geología, 12 al 14 de mayo de 2010, 118.**

---

La Formación Mangrullo (Pérmico Temprano, 279 Ma) se desarrolla en el sector oriental de la Cuenca Norte.

Se han definido dos ciclos de sedimentación, integrados por calcilutitas y calizas dolomíticas en la base y lutitas pirobituminosas (LP) en el tope, separados por una capa intermedia de pelitas micáceas.

La Formación Mangrullo se correlaciona con las formaciones Iratí (Brasil) y Whitehill (Sudáfrica), con las que comparte un rico contenido fosilífero (p.ej. reptiles mesosáuridos y crustáceos pigocefalomorfos).

Esta unidad incluye los únicos recursos energéticos fósiles probados de Uruguay. La capa más profunda de LP contiene mayores tenores de COT y azufre, habiéndose cuantificado el recurso (con cobertura <50 m y corte de aceite a 2,5%) en 277 millones de barriles de aceite y 31 millones de ton de azufre.

En el NW del departamento de Cerro Largo y E del departamento de Tacuarembó, la Formación Mangrullo ha sido intruída por diques y *sills* de diabasa reunidos en la Formación Cuaró (Cretácico Temprano, 132 Ma). Los diques (anulares y capas) penetran y son afines a los niveles más fósiles y ricos en materia orgánica.

En esta región, el miembro oleígeno de la Formación Mangrullo está desprovisto de querógeno. Asumiendo que se alcanzaron temperaturas de pirólisis (incluso superándose los 1.000 °C), éste se habría transformado en aceite y/o gas que migraron en su totalidad.

Se estiman los volúmenes de hidrocarburos generados, y se evalúan las características de los reservorios, vías de migración (favorecidas por la tectónica rúptil), trampas y sellos para eventuales acumulaciones y fugas.

**de Santa Ana, H. & Gristo, P. 2010. Caracterización sísmo-estratigráfica y mapeo del mioceno en las cuencas offshore del Uruguay. VI Congreso Uruguayo de Geología, 12 al 14 de mayo de 2010, 119.**

---

A partir de una base de datos sísmicos propiedad de ANCAP y de la bioestratigrafía de los pozos disponibles, su correlación con información sobre cuencas del Atlántico Sur, y utilizando la sísmo-estratigrafía como herramienta de interpretación, se realizó la caracterización y mapeo del Mioceno en las cuencas offshore del Uruguay. Esta secuencia está representada por un importante paquete sedimentario que se desarrolla desde posiciones transicionales continentales y marinas someras, hasta ambientes marino profundos. Constituye una secuencia relativamente más transgresiva respecto a las unidades correspondientes al Oligoceno, situación coherente con el estado de conocimiento sobre estas unidades en cuencas onshore del Uruguay. Asimismo, la dinámica sedimentaria actual la ha afectado y erosionado la secuencia en forma localizada pero importante, por el entalle de canales profundos en plataforma y talud. A los niveles relativamente someros del Mioceno, la calidad de los datos permite identificar los elementos diagnósticos que, según el modelo de estratigrafía de secuencias, definen en la sísmica los trastos de sistemas de mar bajo, transgresivo y de mar alto. Este aspecto resulta de interés por la posibilidad de identificar situaciones exploratorias en potenciales reservorios constituidos por el by-pass de sedimentos arenosos provenientes de cuencas y áreas cratónicas onshore.



**de Santa Ana, H. & Tomasini, J. 2010. Integración de datos sobre hidratos de gas en el offshore de Uruguay. VI Congreso Uruguayo de Geología, 12 al 14 de mayo de 2010, 120.**

---

Los Hidratos de Gas son sólidos cristalinos formados por gas natural (mayoritariamente metano) y agua, que son estables en condiciones termobáricas dadas por altas presiones y bajas temperaturas. En la naturaleza estas condiciones están dadas en zonas de permafrost y cuencas offshore de márgenes continentales. El interés internacional en el estudio de los hidratos de gas ha crecido en los últimos años debido a las estimaciones de las enormes cantidades de carbono que se encuentran almacenadas bajo esta forma señalando su importante potencial como recurso energético estratégico, lo que ha llevado a que sean cada vez más los países con programas de investigación al respecto.

Evidencias sobre la ocurrencia de hidratos de gas en el mar territorial Uruguayo han sido identificadas principalmente debido a la presencia de BSRs (Reflectores Simuladores de Fondo) interpretados en sísmica de reflexión 2D. Estos reflectores indican el importante cambio en los valores de impedancia acústica del medio sedimentario debido a la diferencia de las propiedades entre los sedimentos conteniendo hidratos y los sedimentos conteniendo gas libre, determinando así la ubicación de la base de la zona de estabilidad de hidratos (BGHSZ).

Recientemente ANCAP ha digitalizado las campañas sísmicas realizadas en el offshore entre los años 1970 y 1982. En este trabajo se presentan los resultados de los estudios sísmo-estratigráficos realizados sobre estos perfiles sísmicos utilizando el software Kingdom Suite©, integrando estos datos con los provenientes de las últimas adquisiciones e interpretaciones realizadas sobre la sísmica relevada en los años 2007 y 2008.

**Formolo, M.; Riedinger, N.; Henkel, S.; Tomasini, J.; Strasser, M.; Vossmeier, A. & Kasten, S. 2010. The response of methane and dissolved inorganic carbon biogeochemistry to sediment mass transport processes in the Argentine Basin. American Geophysical Union, Fall Meeting.**

---

Here we present results from sediments and pore waters collected from the continental margin and slope off of Uruguay and Argentina. Sampling was focused in the western Argentine Basin during Expedition M78/3 (May - July, 2009) aboard the RV Meteor. The Argentine Basin has been well documented as a region susceptible to mass sediment transport processes and high sedimentation rates. These dynamic conditions impact the pore water and dissolved methane geochemistry. Sediment and pore water samples from M78/3 provide a unique opportunity to address the response of methane and dissolved inorganic carbon (DIC) concentrations and isotopic compositions, along with concomitant sulfate, to recent sediment transport processes. Adopting the definitions from Hensen et al. (2003) for pore water profiles from this region we have subdivided the sample locations into 4 categories; linear, concave-up, kink, and s-type. Comparisons among these categories allow us to address how methane and sulfate biogeochemistry responds to sediment movements and variable methane fluxes. Within the Argentine Basin the observed sulfate and methane geochemistry are transitory in nature following mass-flow deposition or variations in methane fluxes. Over time the pore water profiles are constantly returning to a more steady-state situation and information regarding these transient periods can be lost. However, information gained from these intermediate stages, such as concave-up, kink, and s-type, provides valuable insight into the true non-steady state and dynamic biogeochemical processes along the continental margin of southeast South America and other margin environments. These environments may provide a modern analogue for ancient methane release events from sediments subjected to mass-movement events. Incidents of sediment mass-movement may be a source of methane that is often too short-lived to observe in the geologic record but may have a strong impact on sediment geochemistry. Temporally, these events may coincide with and augment methane released during hydrate destabilization or the shoaling of sedimentary methane fluxes during glacial/interglacial oscillations. Hensen, C., et al. (2003) *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 67, 2631-2647.

**Henkel, S.; Strasser, M.; Schwenk; Winkelmann, D.; Riedinger, N.; Husener, J., Formolo, M.; Tomasini, J.; Krastel, S. & Kasten, S. 2010. Identification and dating of a submarine landslide in the western Argentine Basin – an interdisciplinary approach. American Geophysical Union, Fall Meeting.**

---

Geophysical mapping is used as primary tool for identifying slump and slide deposits of different sizes on continental margins. However, geophysical data do not allow resolving the fine structure of slump/slide deposits due to their limited resolution. Sedimentological analyses of cores overcome most of the limitations but accurately dating of slide masses might still be problematic. Here we present geophysical (parasound), sedimentological, geotechnical, and geochemical results and modeling to identify and date very young mass transport deposits (MTD's) at the western rim of the Argentine Basin, southwest Atlantic Ocean, while discussing potential trigger mechanisms. Gravity core GeoB13804-1 was retrieved during the RV Meteor cruise M78/3a (May/June 2009) in an area of a submarine landslide, on top of which no drape could be detected by high-resolution geophysical data. Non-steady state conditions of the pore water system are evidenced by distinct gradient changes of the sulfate, phosphate, and alkalinity profiles at ~2.4 m depth below the sediment-water interface - the depth at which an erosive contact was identified during the sedimentological core examination. Shear strength analysis show the sediments to be less consolidated above the interface at 2.4 m than below. The data indicates that we recovered a recent MTD in our core. Integrating geochemical profiles and diffusion-based transport models we simulated the re-equilibration of the SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> profile after deposition of the slide mass and determined a maximum age of 20-50 yrs for the MTD. A likely candidate for triggering the observed recent landslide was a local magnitude 5.2 earthquake that occurred in 1988. In order to test this hypothesis, we performed probabilistic slope stability back-analysis of the observed landslide structure. Results reveal that the initiation of the slope failure indeed required additional ground accelerations and that the 1988 earthquake is a reasonable trigger if likely additional weakening processes, e.g. excess pore pressure, preconditioned the slope towards failure. Our multidisciplinary approach provides the means to more accurately recognize and date recent slope failures in the Argentine Basin and other slope environments.

**López-Gamundi, O.; Rossello, E.A. & de Santa Ana, H. 2010. The Early Cretaceous Rift and Sag Phases in the Offshore Basins of Brazil and Uruguay: How Much in Common? Search and Discovery Article #10238. [http://www.searchanddiscovery.net/documents/2010/10238lopez\\_gamundi/ndx\\_lopez-gamundi.pdf](http://www.searchanddiscovery.net/documents/2010/10238lopez_gamundi/ndx_lopez-gamundi.pdf)**

---

The South Atlantic opening is characterized by an initial (Early Cretaceous) diachronous, extensional phase dominated by asymmetric halfgrabens (Conceição et al., 1988). The East African Rift System (EARS) has been invoked as a close analog for this early stage in the evolution of the South Atlantic (Crossley and Cripps, 1999). Furthermore, recent discoveries in the EARS have renewed the interest in this type of oil and gas habitats (Logan et al., 2009), reinforced lately by the exploratory success in the South Atlantic, particularly in the Cretaceous pre-salt (sag fill) section of the Santos, Campos and Espirito Santo basins (Figures 1 and 2) in offshore Brazil, an emerging world-class oil province. The structural asymmetry of these half-grabens is mainly due to differential, tectonically induced subsidence that created optimal conditions for the potential development of lacustrine to brackish source rocks (Figure 2). Classic seismic signatures in the asymmetric half-grabens include fanning (strongly divergent internal configuration) on fault borders, thinning (convergent internal configuration) and onlap on flexural margins, and compaction synclines over basement footwall cut-off points (López-Gamundi and Barragan, 2008). This half-graben fill phase was followed by a sag phase dominated by thermal subsidence which expanded beyond the rift shoulders. The trap geometries and distribution of facies, particularly in the lower section of the sag fill, have been influenced by highs inherited from the underlying asymmetric half-grabens. New 2D seismic (Figures 3 a) pre-rift and 4) acquired for ANCAP in offshore Uruguay (Pelotas and Punta del Este basins) allows investigators to draw significant analogies between the offshore basins in Brazil and their counterpart farther south in Uruguay. Four stages have been identified in the evolution of the offshore basins of Uruguay: b) rift c) sag d) passive margin. Copyright © AAPG. Serial rights given by author. For all other rights contact author directly. Both the Pelotas and Punta del Este basins show significant similarities in their latest phases of evolution (sag and passive margin stages), but they display drastically different characteristics during the pre-rift and rift phases (Rossello et al., 2009). The Punta del Este basin exhibits half-graben geometries at the rift stage followed by a laterally extensive sag fill (Figures 4 and 5). In contrast, the Pelotas basin in offshore Uruguay does not exhibit fully developed half-grabens (Figure 4 a) Paleozoic sedimentary rocks, equivalent to those exposed in the Paraná (Brazil, Uruguay), the Sierras Australes of Buenos Aires (Argentina) and Karoo (South Africa) ). The rifts present in the Punta del Este basin have a Jurassic-Cretaceous fill and show dominant westward vergence, opposite to the present deepening of the continental margin. This configuration has the potential for onlap/pinchout traps at the sag level, indirectly controlled by pre-existing half-graben geometries, which tend to develop on the flexural margins or on shoulders inboard. Differential compaction at the half-graben border fault margin would be a critical factor to create counter-regional dips necessary to form structural (4-way) closures at the sag level. From the point of view of trap efficiency, the main difference between the rift and sag sections of offshore Brazil (Santos, Campos and Espirito Santo basins) and Punta del Este basin in Uruguay is the absence of an overlying salt in the latter. Marine shales in the drift section can be invoked as potential top seals in light of the absence of a regional salt layer. The potential presence of Paleozoic pre-rift source rocks in the Punta del Este basin is

suggested by the recent finding of Permian sediments on the rift shoulders in the Gaviotin well (Veroslavsky et al., 2003). The presence of Permian confirms the heterogeneous nature of the pre-rift basement, principally made up of: b) crystalline rocks as inferred by highs in the gravity maps. The presence of Permian sediments provides appealing exploratory alternatives for sourcing of hydrocarbons in addition to the potential presence of rift and sag source rocks.

**Morales, E.; de Santa Ana, H.; Chang, H.-K.; Santos Corrêa, F.; Veroslavsky, G. 2010a. Migración de depocentros en las cuencas Punta del Este y Pelotas (offshore de Uruguay). *VI Congreso Uruguayo de Geología*, 12 al 14 de mayo de 2010, 125.**

---

La Cuenca Punta del Este y la porción más austral de Cuenca Pelotas se desarrollan en el margen continental uruguayo (Figura 1). La Cuenca Punta del Este corresponde a un rift abortado, de orientación general NW, mientras que la Cuenca Pelotas corresponde al borde flexural de una estructura rift. Hacia el Paleógeno ambas cuencas comienzan a funcionar como un único ámbito de sedimentación, denominado Cuenca Oriental del Plata. El estudio de secciones sísmicas de reflexión 2D registradas en las cuencas del offshore del Uruguay permitió entender el arreglo estratigráfico de las mismas y determinar la migración de depocentros ocurrida desde el Cretácico Temprano-Alto. El objetivo de este trabajo es el entendimiento de la arquitectura estratigráfica y la historia de relleno de las cuencas del offshore del Uruguay, con especial énfasis en el análisis de la sedimentación post rift de edad Cretácica.

**Morales, E.; de Santa Ana, H.; Chang, H.-K.; Santos Corrêa, F.; Veroslavsky, G. 2010b. Análisis sismoestratigráfico de la porción uruguaya de la Cuenca Pelotas (offshore del Uruguay). VI Congreso Uruguayo de Geología, 12 al 14 de mayo de 2010, 127.**

---

Los límites de la cuenca Pelotas están representados por el Alto del Polonio al Suroeste, que la separa de la Cuenca Punta del Este en el offshore de Uruguay, y la Zona de Fractura de Florianópolis, al Norte, en el límite con la Cuenca de Santos en el offshore de Brasil. La sucesión post rift de la Cuenca Pelotas, en su porción proximal, se asienta sobre basamento cristalino y sedimentos del Paleozoico y Mesozoico, y potentes cuñas de SDR's y sobre el fondo oceánico. La sucesión sedimentaria post rift de la Cuenca Pelotas está compuesta esencialmente por depósitos sedimentarios siliciclásticos, con edades que varían desde el Neocomiano al Holoceno. La porción uruguaya de la Cuenca Pelotas presenta muy escasos antecedentes de investigación, la mayoría de los cuales sólo de reconocimiento, y una casi nula historia exploratoria. El objetivo de este trabajo es presentar los avances alcanzados en la elaboración de un esquema sismoestratigráfico general de la cuenca, el cual ayude al entendimiento de la historia de relleno de la misma y en cuyo contexto nuevos estudios más detallados puedan realizarse.

**Rossello, E.A.; de Santa Ana, H.; López-Gamundí, O.R.; Veroslavsky, G.; Gristo, P. & Morales, E. 2010. Significados tectónicos de la vergencia occidental de hemigrábenes mesozoicos de la plataforma continental del Uruguay-Argentina. VI Congreso Uruguayo de Geología, 12 al 14 de mayo de 2010, 55.**

---

En la plataforma y talud continental Atlántico, costa afuera de Uruguay y litoral bonaerense de Argentina, se emplazan de Norte a Sur las cuencas de Pelotas, Punta del Este, Salado y Colorado separadas por altos basamentales. Los depocentros exhiben diversos rasgos morfoestructurales particulares que evidencian la presencia de secuencias juro-cretácicas asociadas al episodio de rifting del Atlántico Sur seguidas por secuencias terciarias post-rift las que son finalmente sobrepuestas por secuencias de tipo margen pasivo. El basamento sobre el cual se apoyan está constituido por unidades paleozoicas correlacionables con las presentes en las cuencas del Paraná (hacia el norte), Sierras Australes de Buenos Aires (hacia el sur) y Karroo en Sudáfrica que alternan con altos cuya expresión gravimétrica permite asociarlos al basamento cristalino. A partir de la interpretación sísmica 2D recientemente adquirida por ANCAP se pueden reconocer rasgos estructurales novedosos que sugieren la presencia de hemigrábenes juro-cretácicos dispuestos con vergencia occidental, opuesta a la profundización actual del margen continental. Por ello, se puede considerar que la región central de la extensión inicial que comenzó a segmentar al continente Gondwana ha quedado en gran parte preservada en el margen sudamericano, en desmedro del margen africano. Estos rasgos morfoestructurales mesozoicos asociados con la posible presencia de rocas madres en las secuencias paleozoicas (en particular en el Devónico y Pérmico) del pre-rift ofrecen renovadas alternativas exploratorias complementarias a las tradicionales ya que incorporan nuevas posibilidades de entrapamientos y migración de hidrocarburos.



**Tomasini, J.; de Santa Ana, H. and Johnson, A.H. 2010. Identification of New Seismic Evidence Regarding Gas Hydrate Occurrence and Gas Migration Pathways Offshore Uruguay. Search and Discovery Article #80116, AAPG Convention, New Orleans, Louisiana,**  
<http://www.searchanddiscovery.com/documents/2010/80116tomasini/images/tomasini>

---

Natural gas hydrates are crystalline solids formed by natural gas (mostly methane) and water that are stable at thermobaric conditions of high pressure and low temperatures that are found in nature in areas of permafrost and in offshore basins of continental margins. Besides the various applications related to the study of this subject, international interest in natural gas hydrate has grown in recent years mainly due to the estimations of large amounts of carbon stored in this form and its potential as an energy resource. An increasing number of countries have established research programs regarding hydrates.

In the Uruguayan territorial sea, seismic evidence for the occurrence of gas hydrate has been identified based on the presence of BSRs (bottom simulating reflectors) in 2D seismic reflection sections. Initial determinations concerning the presence of BSRs indicate an area of 5,000km<sup>2</sup> (de Santa Ana et al 2004) according to information from seismic surveys performed offshore Uruguay between 1970 and 2002, which are available so far in non-digital media (paper and acetate).

In order to reach to a better understanding of the extent of gas hydrate-bearing sediments offshore Uruguay, we interpreted more than 10,000 km of regional and semi-detailed 2D reflection seismic sections from surveys shot in 2007 and 2008, using the Kingdom Suite© seismic interpretation software. Special seismic processing was also performed on some of these new seismic sections using multi-attribute and neural networks focused on the identification of gas chimneys.

In this paper we present recent results regarding the identification of BSRs in 2D seismic data acquired in the years 2007 and 2008, which indicate the presence of BSRs in areas that were not previously identified. The BSRs extend over an area of approximately 22,000 km<sup>2</sup> and show that the potential for this non-conventional resource offshore Uruguay is higher than thought.

We also show seismic evidence suggesting the existence of free gas below the hydrate stability zone (sub-hydrates prospects) through the presence of increased amplitudes below the BSR. Additionally, we present the results of the processing for identifying chimneys, which suggest a thermogenic origin of the gases that reach the hydrate-bearing layers.

**Veroslavsky, G.; Ucha, N.; de Santa Ana, H. & Soto, M. 2010. Caracterización del Sistema de Transferencia del Río de la Plata: implicancias en la evolución geológica y geomorfológica del margen continental uruguayo. *VI Congreso Uruguayo de Geología*, 12 al 14 de mayo de 2010, 55.**

---

Se analizan los principales rasgos geofísicos, geológicos y morfológicos del margen continental uruguayo a partir de información sísmica, gravimétrica y magnetométrica levantada en varias campañas de estudio. Se aprecia que el margen se encuentra segmentado tectónicamente definiendo dos grandes regiones, meridional y septentrional, con rasgos distintivos y particulares a partir de un sistema de transferencia. Este sistema de transferencia (Sistema de Transferencia del Río de la Plata - STRP) es responsable del desplazamiento sinistral de depocentros sedimentarios, de la secuencia de SDRs (reflectores buzantes mar adentro) así como de las anomalías gravimétricas y magnetométricas. Por otro lado, al norte y sur del STRP, los rasgos morfológicos sufren importantes cambios tanto cuando se analizan los perfiles batimétricos longitudinales como para la distribución de las isoclinas. Se presentan un conjunto de mapas que documentan la existencia del STRP, su distribución WNW-ESE, y su relación con el límite sur de la estructura del Alto del Polonio. Los registros de sismicidad disponibles para el margen continental uruguayo evidencian la actividad tectónica del STRP. Esta segmentación tectónica del margen posee diversas implicancias en el campo aplicado, entre otras, posiblemente ejerciendo un control sobre la distribución tanto de los depósitos de hidratos de gas como de los reservorios turbidíticos someros. Esta contribución suma una evidencia más a la bien documentada segmentación del margen continental sudatlántico.

# 2009

**Rosello, E; De Santa Ana, H. López-Gamundí. Influencias de la tectónica Andina sobre la Plataforma Continental Atlántica (Uruguay-Argentina): Controles sobre su potencial exploratorio. X Simposio Bolivariano Exploración Petroleras en Cuencas Subandinas, Cartagena 2009.**

---

The shallow (0-200 m) part of the continental shelf of Uruguay and Argentina along the Buenos Aires province has been affected by significant extension that created a series of depocenters known, from north to south, as the Pelotas, Punta del Este, Salado and Colorado basins.

The initial fill phase of these depocenters is characterized by Jurassic to Cretaceous Sedimentary deposits associated to a rift phase that initiated the opening of the South Atlantic. This initial fill is followed by a passive margin phase characterized by prograding clinofolds during the Tertiary. These basins have a heterogeneous basement made up of a) Paleozoic

sedimentary rocks, equivalent to those exposed in the Paraná (Brazil, Uruguay) and Karoo (South Africa) basins and the Sierras Australes of Buenos Aires (Argentina) and, b) crystalline rocks as inferred by highs in the gravity maps. Recent 2D seismic data acquired by ANCAP

allowed us to recognize new structures related to Andean transpressional reactivation of earlier rift structures. This reactivation was facilitated by, and located along, previous extensional faults that acted as possible mechanical anisotropies. In consequence, some border fault margins of rifts show subsequent inversion probably linked to the Andean compression generated along the Pacific margin of the South American continent due to the subduction of the Nazca plate. This compression later propagated across the continent to the Atlantic margin. On the other

hand, the Jurassic-Cretaceous rifts show dominant westward vergence, opposite to the present deepening of the continental margin. For this reason, the initial extension that triggered the breakup of Gondwana and the opening of the South Atlantic has been well preserved in

the South American margin, as opposed to their conjugate counterpart along the African margin. The structural framework described in this contribution and the potential presence of Paleozoic pre-rift source rocks provide appealing exploratory alternatives for sourcing, migration and trapping of hydrocarbons.

**Conti, B. & Morales, E. 2009. Geología y criterios exploratorios de las lutitas gasíferas: potencial en el Uruguay. Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas pirobituminosas, carbón y uranio, 1 al 2 de setiembre de 2009.**

---

Las lutitas gasíferas (gas shales) son rocas sedimentarias de grano fino capaces de generar y retener gas, el cual puede ser explotado a través de métodos no convencionales. Estos recursos se definen como no convencionales ya que no pueden producir hidrocarburos a volúmenes económicos o a una tasa de flujo económica sin la asistencia de técnicas de estimulación o procesos de recuperación especiales.

La lutita actúa como fuente y reservorio del gas, no presentando trampas ni sellos, lo que les concede un alcance regional. A diferencia de los yacimientos de gas convencionales no presentan un contacto gas-agua bien definido.

El *boom* de las lutitas gasíferas comenzó en los EE.UU en las últimas décadas, extendiéndose luego al resto del mundo. El interés se debe principalmente al aumento de los precios, la escasez de reservas y el desarrollo de nuevas tecnologías para la extracción del gas.

Las lutitas están constituidas por partículas de grano fino tamaño limo y arcilla ( $\emptyset < 1/16$  mm) que se depositan en ambientes sedimentarios de baja energía como lagos y ámbitos marinos. Presentan muy baja permeabilidad lo que dificulta la extracción del gas. Bajo ciertas condiciones pueden acumular materia orgánica, la cual es la materia prima para la generación del gas.

En la fase de exploración es fundamental realizar estudios sobre el contenido de materia orgánica, tipo de kerógeno, maduración, fracturamiento, permeabilidad, porosidad, espesor y continuidad lateral de las lutitas.

Como guía exploratoria es importante destacar que las lutitas ricas en materia orgánica presentan colores oscuros (grises a negros). El contenido de materia orgánica presente en una muestra de roca se mide a través del porcentaje de COT (Carbono Orgánico Total). Una lutita con un COT mayor o igual a 2 % presenta buenas posibilidades para la generación de gas. Se denomina kerógeno a la porción insoluble de la materia orgánica, la cual genera hidrocarburos (petróleo o gas) con la suficiente maduración. Es substancial conocer la clase de kerógeno presente en la roca para saber que tipo de hidrocarburo puede generar. El kerógeno clase III está constituido principalmente por restos vegetales terrestres depositados en ambientes continentales o marinos y es el que genera mayormente gas seco.

La lutita debe haber alcanzado la maduración suficiente para generar gas, lo que significa haber estado sometida durante un período de tiempo considerado a temperaturas superiores a 120° C. Existen diversos ensayos para conocer el estado de maduración de la unidad entre los cuales se destacan la reflectancia de la vitrinita y el índice de coloración de polen y esporas.

Los estudios orientados al fracturamiento natural presente en el paquete sedimentario, así como las propiedades de permeabilidad y porosidad son fundamentales para establecer la dificultad asociada a la recuperación del gas.

La definición del espesor y continuidad lateral del paquete lutítico permite estimar el volumen de reservas de gas presente en la unidad.

El gas en las lutitas es acumulado en el interior de los poros, en las fracturas presentes o es adsorbido en la superficie de los componentes orgánicos y minerales.

Para la producción de las lutitas gasíferas se combinan dos técnicas: la fracturación y la perforación horizontal. La fracturación consiste en inyectar al paquete grandes volúmenes de un fluido (agua) con un material granular (arena) a altas presiones con el fin de fracturar la unidad y aumentar la permeabilidad de la misma.

La perforación horizontal consiste en direccionar un pozo vertical de modo que atraviese de forma horizontal la unidad de interés. De esta manera se aumenta la cantidad de reservorio perforado y se incrementa el número de fracturas perforadas. Esta técnica es muy útil en áreas donde no es posible instalar una plataforma de perforación como por ejemplo una ciudad o áreas inundables.

En cuanto al potencial en Uruguay las secuencias Devónicas y Pérmicas de la Cuenca Norte presentan la mejor prospectividad. Las lutitas Devónicas de la Formación Cordobés han atraído la atención de empresas extranjeras para la exploración de su potencial gasífero. La Formación Cordobés está constituida por pelitas depositadas en una plataforma marina pelítica presentando un espesor de al menos 100 metros.

La Formación Cordobés está expuesta en las canteras de Metzen y Sena S.A. en la localidad de Blanquillo, departamento de Durazno. Estas pelitas son explotadas para la industria cerámica. Los colores blanquecinos que presentan se deben a la oxidación de la materia orgánica aunque es posible observar en muestra frescas coloraciones oscuras. El alto contenido de m.o. de la Formación Cordobés ha sido demostrado a través de análisis químicos realizados en el ex-laboratorio de Pando con valores de COT de hasta 3,6 %. Se ha constatado a través de perforaciones que en subsuelo las lutitas ricas en m.o. presentan un buen desarrollo. Es imprescindible conocer el nivel de maduración alcanzado por la unidad para establecer si alcanzo la temperatura suficiente para la generación de gas.

La actividad magmática mesozoica asociada al emplazamiento de diques y sills que recortan la secuencia sedimentaria puede haber incrementado la temperatura del sistema permitiendo alcanzar la maduración de la unidad localmente.

En cuanto a la permeabilidad, la presencia de niveles de arenisca y limonitas en la Fm. Cordobés así como el fracturamiento asociado a los diques mesozoicos aumentan la permeabilidad de la lutita, haciéndola más favorable para la extracción de gas.

Las lutitas alcanzan potencias aproximadas de 100 m lo que representa un espesor considerable si se lo compara con el espesor de lutitas productoras (Barnett Shale, 9 – 15 m). Es fundamental contar con un buen control estratigráfico que permita establecer la preservación de esta secuencia en otras áreas de la cuenca.

La empresa norteamericana Schuepbach Energy LLC solicitó a ANCAP un área de 10.000 km<sup>2</sup> en el centro de nuestro país para explorar el potencial gasífero de las lutitas de la Formación Cordobés.

**de Santa Ana, H. 2009. Proyectos Exploratorios De Futuro Desarrollo. Líneas Estratégicas En Exploración Y Producción De Ancap. Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas pirobituminosas, carbón y uranio, 1 al 2 de setiembre de 2009.**

---

En este trabajo se presentan en forma resumida los proyectos y actividades que está desarrollando o planea desarrollar el equipo de Exploración y Producción, encuadrado en el plan estratégico de la empresa, y enmarcado en las competencias asignadas por el Código de Minería, la Ley de Hidrocarburos y decretos vinculados. Para el desarrollo de estas actividades se ha integrado un equipo de ingenieros y geólogos y apostado a su formación y especialización en áreas de Geología, Petrofísica, Geofísica, Geoquímica, Ingeniería de reservorios, Negocios de E&P Fomentando además su participación en actividades científicas y académicas: talleres y seminarios en el Uruguay y en exterior, conferencias, presentación de trabajos en congresos, publicación en libros, revistas arbitradas y prensa, convenios con Universidades e Institutos para gerenciar proyectos de investigación y desarrollo tecnológico. La estrategia contempla la proyección mundial de los valores de reservas y producción, y la demanda de hidrocarburos, que evolucionan en sentidos contrarios y se espera que determinen costos relativos más altos respecto a otros energéticos, y por tanto, que impulsen la exploración y explotación de dichos recursos. Se apuesta en esta etapa a determinar el potencial que presenta nuestro país con respecto a la existencia de recursos energéticos alternativos a los hidrocarburos y las posibles líneas de acción para la explotación de los mismos.

**de Santa Ana, H. & Ferro, S. 2009. Ronda Uruguay: Estrategia para la exploración de hidrocarburos y la promoción de inversión en cuencas de frontera. Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas pirobituminosas, carbón y uranio, 1 al 2 de setiembre de 2009.**

---

"Uruguay: El pragmatismo cosecha éxito en la ronda de licitaciones". Así tituló su publicación *Upstream Insight Latin America* de julio de 2009 la prestigiosa y mundialmente conocida consultora en energía Wood Mackenzie. El desarrollo de la nota indica que "Wood Mackenzie considera la ronda como un éxito. Considerando las severas condiciones financieras, de precios actuales de commodities, y la naturaleza de alto riesgo exploratorio de las áreas ofrecidas. Este resultado reivindica la decisión de ANCAP de modificar las condiciones del llamado en respuesta a la crisis económica, sacando la perforación obligatoria para el primer período de exploración en las áreas más prospectivas. Si hubieran seguido rigiendo los términos originales, el riesgo de no haber recibido propuestas hubiera sido muy real. Es crédito de ANCAP el cambiar las reglas como la situación lo demandó, dándole más peso a la visión de que Uruguay es un buen lugar para hacer negocios." Después de casi 30 años de muy limitada actividad exploratoria en Uruguay, el gobierno nacional por intermedio de ANCAP y la empresa Wavefield Inseis ASA (hoy adquirida por CGG Veritas) unieron esfuerzos con un objetivo desafiante: llegar a un conocimiento integral de todas las cuencas del offshore de Uruguay. Para tales efectos se realizó un levantamiento regional de 7.000Km (2007), el que fue complementado con un levantamiento a escala de semidetalle de 2.800Km (2008), en cuenca Punta del Este. Esta nueva información sísmica de excelente calidad, cumplió con la finalidad de "quitarle un velo" de incertidumbre y desconocimiento geológico y geofísico a una de las provincias sedimentarias de frontera exploratoria más atractiva y de mayor potencial del Atlántico suroccidental. En base a estos promisorios resultados se decidió lanzar la Ronda Uruguay 2009, que consistió en un llamado a interesados para la adjudicación de Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en áreas de la plataforma continental uruguaya. Los objetivos de Ronda Uruguay 2009 fueron cuatro: i) poner a Uruguay en el mapa petrolero mundial; ii) que las compañías petroleras consideraran el proyecto Uruguay dentro de su presupuesto para *upstream* en cuencas de frontera exploratoria; iii) la calificación de más de una empresa petrolera Top 100 del ranking anual de Energy Intelligence Research, y iv) obtener al menos una oferta el 1° de

julio de 2009. Los esfuerzos por cumplir estos objetivos se basaron en 3 pilares: establecer un marco legal y regulatorio adecuado, un fuerte soporte técnico que sea capaz de mostrar el potencial exploratorio de nuestras cuencas y el marco de inversiones y negocios del país. La promoción y difusión de estos pilares del proyecto frente a la industria del *upstream*, consistió un aspecto clave para el éxito del mismo. Con respecto a las bases del llamado y al marco regulatorio, se ofrecen contratos del tipo de producción compartida (PSA por su sigla en idioma inglés) en los que el contratista corre con todos los riesgos y costos de la actividad. No se aplican regalías, bonus por firma o por producción, no se paga alquiler de superficie y la ganancia del Estado consiste en la parte que le corresponde del petróleo libre de costos. Las ofertas, que únicamente podrían realizar las empresas calificadas, se compararían en base al programa exploratorio ofrecido por el contratista y por los términos económicos. La calificación de compañías petroleras fue de acuerdo a sus antecedentes técnicos, económicos y legales. Con respecto a los aspectos técnicos, se realizó un esfuerzo importante por realzar el potencial exploratorio de nuestras cuencas. Se hizo una

interpretación integral de los nuevos relevamientos sísmicos, definiendo nuevas situaciones exploratorias de interés o confirmando las ya definidas y estableciendo modelos geológicos y analogías con cuencas productoras del margen Atlántico. Se obtuvieron otros productos mediante procesamientos especiales de los datos adquiridos, como inversión de trazas sísmicas, identificación de anomalías de velocidad, detección de chimeneas de gas, detección directa de hidrocarburos por anomalías de frecuencia, detección de oil seeps por imágenes satelitales y test de identificación de anomalías AVO. La promoción del proyecto implicó asistir a los congresos y eventos del *upstream* de mayor convocatoria a nivel mundial, para difundir material informativo y mantener reuniones con el staff técnico y gerencial de las empresas petroleras. Se utilizó la web [www.rondauruguay.gub.uy](http://www.rondauruguay.gub.uy) como medio fundamental de presentación de información. Asimismo, se organizaron reuniones "mano a mano" tipo taller con más de 50 empresas, se realizó un evento del tipo Road Show en el Petroleum Club de Houston, que tuvo la convocatoria de 14 empresas petroleras, 13 de ellas Top 100. Se confeccionó una importante base de datos, con contactos en más de 500 empresas petroleras, a los que se les envió toda la información relacionada con el proyecto. Por último, se publicaron artículos científicos arbitrados y de divulgación en revistas referentes del sector, lo que constituyó una herramienta fundamental para la difusión técnica del potencial exploratorio del offshore. El hecho de que Uruguay, a través de la base de datos de contactos del equipo de E&P de ANCAP, fuera capaz de convocar la presencia de gran número de las más importantes empresas petroleras en el Road Show de Houston y en el Lanzamiento de la Ronda Uruguay en Montevideo, implica que la promoción que se ha hecho del proyecto durante los últimos años ha puesto a Uruguay en el mapa petrolero mundial. La "marca" Ronda Uruguay ya es conocida en la industria petrolera en su sector del *upstream* y constituye un activo intangible de ANCAP. Seis empresas presentaron información y quedaron habilitadas para presentar ofertas: BHP Billiton (Australia), GALP (Portugal).

PDVSA (Venezuela), Petrobras (Brasil), Pluspetrol (Argentina) e YPF (Argentina). De estas 6 empresas, 3 son Top 100: BHP Billiton, PDVSA y Petrobras. YPF no es Top 100 como tal, sí lo es Repsol-YPF. Todas calificaron como operadoras salvo GALP Energía, que calificó pero como no operadora. Tres de estas empresas formaron un consorcio (YPF, Petrobras y GALP) que presentó ofertas por los bloques 3 y 4 de la Cuenca Punta del Este. Por lo tanto, los objetivos planteados para el proyecto Ronda Uruguay 2009 fueron cumplidos y es considerado un éxito, no sólo a nivel interno de ANCAP sino a nivel gubernamental y a nivel internacional, tal como lo expresan consultoras y medios extranjeros especializados en exploración y producción de hidrocarburos. La Ronda Uruguay 2009 combinó la estabilidad política, económica y social de nuestro país, lo que brinda un ambiente de negocios óptimo para inversiones, con una geología sub explorada e intrigante -con muchas analogías y corre laciones con características exploratorias y geológicas de cuencas productoras del margen Atlántico- y por último con términos del llamado y modelo de contrato sensatos, justos y acordes al riesgo exploratorio. La Ronda Uruguay 2009 fue tan sólo el primer paso del proceso de reactivación de la actividad exploratoria en nuestro país. Es de vital importancia mantener un nivel de promoción constante, así como de presentarle a la industria oportunidades de exploración de forma regular. Para ello, es clave seguir incrementando el valor de los activos mineros de nuestra plataforma mediante el aumento del conocimiento sobre su potencial exploratorio, particularmente a través de contratos del tipo multicliente con costo mínimo o nulo para ANCAP. Es así que es prácticamente un hecho que Uruguay presente al *upstream* de la industria petrolera otro llamado desimilares características en el futuro cercano, la Ronda Uruguay 2011.



**de Santa Ana, H. & Gristo, P. 2009. Situaciones exploratorias someras Neógenas en el offshore del Uruguay. *Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, Gas, Hidratos de Gas, Lutitas Pirobituminosas, Carbón y Uranio*, 1 al 2 de setiembre de 2009.**

---

El Neógeno en las cuencas off-shore del Uruguay está representado por un paquete sedimentario de hasta 800 metros de espesor que se desarrolló desde posiciones transicionales continentales y marinas someras, hasta ambientes marino profundos. A su vez, es el conjunto de secuencias que comprende el mayor overlap-extensión, desarrollo y preservación de registros en superficie y subsuperficie en los dominios sedimentarios on-shore y off-shore del Uruguay. A partir de una amplia base de datos geofísicos, se identifica como la unidad sismo-estratigráfica donde pueden ser observados y definidos el mayor conjunto de geometrías y atributos sísmicos vinculados a los diferentes sistemas depositacionales de una cuenca transicional marina. En estas secuencias es donde se evidencian la mayor cantidad de asociaciones de facies arenosas de origen cratónico, limpias y porosas, en muchos casos relacionadas a los by-pass de cuencas y áreas cratónicas continentales. En este sentido, presenta potenciales reservorios, trampas estructurales, estratigráficas y de componente mixta, y sellos de extensión regional. Presenta asimismo la mayor cantidad de evidencias indirectas de hidrocarburos: chimeneas, anomalías de amplitud, lavado de altas frecuencias. BSR. Desde el punto de vista económico-exploratorio, contiene los prospectos que, por ser estratigráficamente someros, requieren un menor esfuerzo de perforación y sus costos asociados. El objeto de este trabajo es el de ensayar herramientas de interpretación sismo-estratigráfica y modelos de sistemas depositacionales para identificar y caracterizar situaciones exploratorias en el Neógeno de las cuencas off-shore profundas y ultra-profundas del Uruguay, materializados fundamentalmente en el ámbito de la cuenca Oriental del Plata. Estudios anteriores desarrollados con datos históricos (1970-82) y su amarre con datos de cuencas vecinas, identificaron depósitos de mar bajo, probablemente portadores de turbiditos siliciclásticos en la Cuenca Punta del Este, en secuencias a partir del Oligoceno Inferior, constituyendo objetivos exploratorios de la cuenca a ser estudiados (ANCAP. 2007). Sin embargo, debido a la calidad regular y/o la insuficiencia de datos en posiciones batimétricas profundas, no se han realizado análisis detallados de estos depósitos. Para este trabajo se hizo foco en cuerpos lobulares depositados en un contexto de mar bajo, constituyendo un posible sistema abanico submarino, y por tanto un potencial reservorio. En el marco del modelo de la estratigrafía de secuencias, el tracto de sistema de mar bajo (LST. lowstand system track) está compuesto por el abanico de cuenca, el abanico de talud y la cuña progradante, elementos diagnósticos que permiten contextualizar y caracterizar depósitos. Basados en la integración de datos sísmicos actuales (2002-07-08) e históricos, de pozos, y la interpretación regional (atando con la interpretación y datos de las cuencas del Atlántico sur), en el Neógeno de las cuencas profundas y ultra-profundas del off-shore del Uruguay, fundamentalmente Cuenca Oriental del Plata, se identificaron los topes del Oligoceno, Mioceno Inferior, Medio y Superior. El Mioceno superior representa una secuencia relativamente más transgresiva respecto a las anteriores, lo que atada con los registros en cuencas on-shore del Uruguay (Fm. Camacho). Siguiendo el modelo clásico de la sismo-estratigrafía para ambientes plataformales y marinos profundos, se interpretó la base de la secuencia como una discordancia erosiva, identificando elementos como: valle inciso en plataforma, complejo progradante del talud, y dos cuerpos lobulares depositados sobre el talud y en pie de talud, asimilables a abanicos

submarinos. Se interpretaron dichos cuerpos en líneas dip (aproximadamente en sentido transversal) y strike (sentido longitudinal), observándose una geometría elongada SW-NE. También se identificaron los posibles canales que alimentaron estos cuerpos, meandriformes, con dirección regional NW-SE. La dinámica sedimentaria actual, con presencia de importantes canales entallados en la actual plataforma y talud, ha provocado importante erosión y denudación del registro sedimentario hasta la secuencia oligocénica inclusive, de tal forma que los cuerpos lobulares están truncados donde se ubican los canales/cañones actuales. Desde el punto de vista exploratorio esta situación introduce un riesgo para el entrapamiento en los potenciales reservorios. La disposición y relación geométrica de dichos cuerpos merece un estudio más detallado, tratando de identificar posibles condiciones de confinamiento (o de corrientes submarinas) que generaron una disposición elongada, mapear las vías de transporte (canales) de los sedimentos desde el continente, a través de la plataforma y talud. Sería importante ir un paso más adelante en el uso de herramientas sísmo-estratigráficas, para delinear todos los tractos de sistemas (LST-TST-HST) y concomitantemente con la reconstrucción paleo-geográfica y paleo-morfológica del Mioceno Superior, poder inferir proveniencia, mecanismos de transporte y dirección de aporte y flujo, para valorar el potencial como reservorio de los depósitos sedimentarios identificados. Además de los depósitos turbidíticos como objetivos exploratorios probados en cuencas productivas, sería conveniente identificar otros objetivos de secuencias cenozoicas y neo-mesozoicas, incluso en posiciones batimétricas más interesantes, como las arenas transgresivas basales, rellenos de canal, entre otros, que se encuentren menos preservadas. Este ejercicio podría extenderse a las restantes secuencias identificadas en el margen pasivo de las cuencas off-shore. Integrado esto al modelo geoquímico, que evaluará el potencial generador de las unidades en el Terciario, se avanzaría en la definición de objetivos exploratorios de tipo estratigráfico en el margen pasivo.

**de Santa Ana, H. & Morales, E. 2009. Geología y potencial hidrocarburífero de las cuencas offshore del Uruguay. *Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, Gas, Hidratos de Gas, Lutitas Pirobituminosas, Carbón y Uranio*, 1 al 2 de setiembre de 2009.**

---

El offshore de Uruguay comprende tres cuencas sedimentarias: la Cuenca Punta del Este, la Cuenca Pelotas (que se continúa en el offshore de Brasil) y la Cuenca Oriental del Plata. Las dos primeras ocupan un área de 11.000 y 15.000 km<sup>2</sup>, respectivamente. La Cuenca Punta del Este es un aulacógeno (rift abortado) de dirección general NW-SE, mientras que la Cuenca Pelotas, que evolucionó a la fase de deriva, tiene una dirección general NE-SW. Ambas cuencas están separadas por el Alto de Po Lonio. Hacia el sureste se confunden con la Cuenca Oriental del Plata, de 30.000 km<sup>2</sup>, la cual se desarrolla en el dominio profundo y ultraprofundo del Océano Atlántico. Estas cuencas integran un importante conjunto de depocentros cuya génesis se vincula a la fragmentación de Gondwana y posterior apertura del Océano Atlántico. El relleno sedimentario volcanosedimentario jurásico-cretácico es cubierto por una importante sedimentación cenozoica, activa en la actualidad, comandada por el importante aporte de sedimentos del Río de la Plata (el cual se extiende por procesos oceánicos a lo largo del margen continental). En términos generales, la plataforma continental uruguaya está escasamente explorada. Los relevamientos sísmicos realizados en distintas campañas cubren un total de casi 25.000 km a escala regional y de semidetalle. Asimismo se cuenta con datos de subsuelo, a partir de dos pozos exploratorios perforados por Chevron (1976) en la Cuenca Punta del Este: Lobo (2.713 m) y Gaviotín (3.631m). La porción uruguaya de la Cuenca Pelotas no ha sido perforada, por lo que han debido efectuarse extrapolaciones a partir de las perforaciones efectuadas en su porción brasilera. Si bien las cuencas del offshore de Uruguay son consideradas áreas de frontera y de alto riesgo exploratorio, una serie de hechos relevantes han generado nuevas expectativas en cuanto a la potencialidad y prospectividad de las mismas. Por un lado la constatación directa e indirecta de la generación y migración de hidrocarburos en estas cuencas (Taveira & Wright, 1996; de Santa Ana et al., 2005), y el reconocimiento de "puntos brillantes y anomalías de amplitud, posiblemente asociados a la acumulación de hidrocarburos. A estos hechos se suman los hallazgos de importantes acumulaciones de hidrocarburos en cuencas relacionadas genéticamente, tales como la fundamentalmente gasífera Cuenca de Orange (Namibia y Sudáfrica). La evolución de las cuencas del offshore de Uruguay comprende 4 grandes fases (Stoakes et al. 1991), cada una de las cuales involucra geometrías de cuenca, estilos de fracturamiento y sucesiones estratigráficas particulares: prerift, sinrift, sag y margen pasivo. El avance en el conocimiento de los estilos de cuenca y la evolución tectónica y estratigráfica de la región offshore de Uruguay, ha permitido elaborar un modelo de sistema petrolero. De acuerdo al modelo establecido para las cuencas, las rocas con mayor potencial como roca generadora se asocian a las secuencias lacustres del prerift y sinrift, y a las secuencias marinas del sag y margen pasivo temprano. En cuanto a las condiciones de madurez de estas potenciales rocas generadoras, según los distintos modelos las ventanas de generación de petróleo se ubicarían entre 1.500 y 2.800 m de profundidad (Stoakes et al., 1991), o bien entre 2.562 y 3.495 m (Fontana et al., 1999). Las rocas reservorio están asociadas a los sistemas fluviales de la fase sinrift, sistemas deltaicos y costeros que de la fase sag, complejos de abanicos submarinos canalizados de la fase margen pasivo, y a sucesiones turbidíticas ubicadas en diferentes posiciones

estratigráficas de las fases sag y margen pasivo. Existen diferentes secuencias en el relleno de las cuencas con potencialidad como roca selladora, de carácter local (pelitas lacustres del sinrift y sag) como regional (transgresión maastrichtiana-paleocénica). Asimismo, se han identificado un conjunto de situaciones exploratorias (lead y prospectos) de componente estructural, estratigráfico y mixto, en batimetrías variables (desde menores a 200 m a mayores a 1.500 m). Las principales situaciones exploratorias se vinculan a las secuencias sedimentarias correspondientes a las fases prerift, sinrift, sag y margen pasivo temprano de la evolución de estas cuencas; las mismas requieren la realización de estudios posteriores que permitan confirmar su potencialidad y comercialidad.

**de Santa Ana, H. & Soto, M. 2009. Lutitas pirobituminosas del Uruguay: geología, evaluación de reservas y perspectivas de desarrollo. *Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, Gas, Hidratos de Gas, Lutitas Pirobituminosas, Carbón y Uranio*, 1 al 2 de setiembre de 2009.**

---

Las lutitas pirobituminosas (LP), también denominadas esquistos bituminosos u oil shales, son rocas sedimentarias de grano fino, laminadas, con un contenido de querógeno (materia orgánica insoluble en solventes orgánicos) usualmente del 10 al 30% en peso (pudiendo alcanzar el 45%). Dicho querógeno es inmaduro desde el punto de vista térmico, excepto en caso de alteración local por intrusiones. Litologías diversas como limolitas, margas y calizas impuras suelen ser clasificadas como LP. Las LP se forman por acumulación de restos de organismos (principalmente algas lacustres o marinas) en ambientes disóxicos o anóxicos, tales como lagos, lagunas, mares restringidos, etc. Se conocen depósitos de LP de edad Cámbrica a Terciaria. Las LP pueden aprovecharse de dos maneras diferentes. Por un lado, como roca combustible, siendo quemada en calderas para generar energía termoeléctrica. En tal caso, su poder calorífico oscila entre 500 y 4.000 kcal/kg (frecuentemente 1.000 a 1.500 kcal/kg). La combustión genera al menos un 33% de cenizas (que pueden ser parcialmente aprovechadas como aditivos para el cemento), así como emisiones gaseosas (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>) y particuladas. El empleo de calderas de lecho fluidizado circulante disminuye sensiblemente las emisiones. Por otro lado, puede extraerse aceite (shale oil) de las LP (mínimo 40 l/ton de LP), al someter al querógeno a una temperatura de 500-550° C, a través de un proceso conocido como pirólisis o retortaje. Por medio de mejoramiento de dicho aceite (hidrocraqueo, desulfuración, denitrificación) se obtiene un crudo sintético como insumo para refinerías. Además de aceite, la pirólisis permite obtener subproductos como azufre, asfalto, resina,

y subproductos para la industria de la cerámica y el cemento. El residuo de la pirólisis es un sólido con cierto porcentaje de materia orgánica, denominado semicoque (que puede ser quemado, generando cenizas). Existen dos grandes grupos de tecnologías para la pirólisis: ex situ (en superficie) e in situ. La diferencia es que, en el primer caso, las LP deben ser extraídas, trituradas y transportadas (lo que aumenta los costos y supone un impacto ambiental vinculado a la minería). Actualmente, para la pirólisis ex situ se emplean bien retortas verticales, que trabajan con trozos, en las que el transportador de calor es un gas caliente (Kiviter, Petrosix, Fushun), o bien retortas horizontales, que trabajan con finos, en las que el transportador de calor es un sólido caliente (Galoter/TSK, Alberta Taciuk Process). Por otro lado, existe una tecnología in situ que ha sido probada a escala piloto (In situ Conversion Process). Dado el progresivo agotamiento de las reservas de hidrocarburos convencionales y el aumento de su precio, es probable que en

un futuro parte de las necesidades de combustibles fósiles del mundo procedan de las LP. Los recursos mundiales de LP se han estimado en aproximadamente 3 billones de barriles de aceite (el volumen recuperable sería considerablemente menor), aunque solamente Estonia. China y Brasil explotan las LP de manera significativa. El caso de Estonia es interesante, dado que la combustión de LP representa un 90% de su matriz de energía eléctrica. En el NE de Uruguay (departamentos de Tacuarembó, Rivera y principalmente Cerro Largo) aflora la Formación Mangrullo (Fig. 1). Esta unidad, fosilífera, de edad Pérmico Temprano, comprende dos ciclos de calizas dolomíticas y LP suprayacentes (Fig. 2), separados por una capa pelítica. La capa más profunda de LP ("segunda camada") es la que posee mayor contenido de materia orgánica

(alcanzando 12,5 % de COT) y mayores tenores de aceite (hasta 6% en ensayo Fischer) y azufre (5,3%). Considerando una cobertura de 50 m y un corte de 2,5% de tenor de aceite, la Formación Mangrullo permitiría obtener casi 270 millones de barriles de aceite y

(empleando caliza) 31 millones de ton de azufre. Desafortunadamente, los altos costos operativos de las plantas de pirólisis hacen por el momento inviable su aplicación en Uruguay, lo que de todos modos supondría adaptar a las características de nuestras LP alguna de las tecnologías existentes, y probarla a distintas escalas (proceso que puede insumir hasta una década).

Por otro lado, se han efectuado cálculos de plantas térmicas que indicarían que, con los mismos parámetros, la energía generada a partir de la combustión de LP representaría en Uruguay 20 años de su consumo de petróleo y 40 años de su consumo de energía eléctrica. El poder calorífico de las LP uruguayas es de 1.400 kcal/kg. Generan un 80% de cenizas al ser quemadas. Debería evaluarse la posibilidad de una planta que admitiera biomasa o carbón para mejorar la eficiencia del proceso. Las LP son el único combustible fósil de existencia demostrada para nuestro país, por lo que se impone continuar los estudios exploratorios y de tecnologías aptas, económica y ambientalmente sustentables.

**de Santa Ana, H. & Ucha, N. 2009. Proyecto de almacenamiento de gas en reservorios salinos de la Cuenca Santa Lucía. Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas pirobituminosas, carbón y uranio, 1 al 2 de setiembre de 2009.**

---

El gas natural (GN) puede emplearse como fuente de energía en sustitución de hidrocarburos líquidos, siendo menos agresivo para el medio ambiente, por lo que su desarrollo y consumo ha venido incrementándose fuertemente. En algunos países, la demanda de GN es fluctuante, experimentando picos estacionales e incluso diarios. Por tal motivo, ha cobrado importancia creciente la posibilidad de almacenamiento subterráneo de GN, ya sea empleando acuíferos, reservorios agotados, domos salinos o minas abandonadas. Los almacenamientos de gas en acuíferos requieren por un lado una fuerte inversión inicial de "gas de cohón" (que puede ser parcialmente sustituido por CO<sub>2</sub>), representando hasta un 50% del almacenamiento y de los gastos de proyecto, y por otro un largo proceso para alcanzar el máximo nivel de producción. El proyecto de almacenamiento de GN en la Cuenca Santa Lucía se concibió en la década de 1980, favorecido por la gran disponibilidad de GN en yacimientos argentinos, la ausencia de potenciales reservorios en las cuencas aledañas a Buenos Aires en un radio de 500 km (Fig. 1), y la fuerte estacionalidad de la demanda de GN en dicha ciudad (provocando la fuerte caída de los precios del mismo en verano). En la década de 1990 se implementó por parte de ANCAP la promoción internacional del proyecto (Houston, 1994) y una licitación internacional para contrato de riesgo de E&P. A dicha licitación se presentaron dos consorcios, uno conformado por Pérez Companc y Enron, y otro (Consortio Santa Lucía) integrado por Gaz de France, CMS, NOVA, Techint, CGC y ANCAP. Este consorcio llevó a cabo un estudio de prefactibilidad técnica, económica y comercial. No obstante, en esta década primaron situaciones desfavorables para un proyecto de estas características, tales como las privatizaciones de la industria petrolera argentina, la optimización en el desarrollo y producción de campos gasíferos, con el decrecimiento de la estacionalidad, la regulación de precios y condiciones (de transporte, distribución y producción), y almacenamiento tanto en gasoductos como de tipo "Peak Shave" (6 millones m<sup>3</sup>/día). La Cuenca Santa Lucía, al sur de Uruguay, es una cuenca pull-apart de orientación general ENE, originada en el período Cretácico. Está dividida en dos subcuencas (Fig. 1) por el horst de Santa Rosa (orientado E-W), siendo la Subcuenca Sur la de mayor interés

exploratorio. La base de datos sobre dicha cuenca, obtenida en distintas campañas, incluye 625 km de perfiles sísmicos (cubriendo un área de 4.000 km<sup>2</sup>), gravimetría y un total de trece perforaciones. En esta cuenca, areniscas fluviales (Formación Mígues; Fig. 2) con valores máximos de porosidad en torno al 20% y permeabilidades de entre 100 a 300 mD constituyen los reservorios, mientras que los sellos están conformados por pelitas lacustres de las formaciones Castellanos y Mígues. En el estudio de prefactibilidad del proyecto, fueron definidos distintas situaciones exploratorias (prospectos y leads); cada una de estas áreas de interés incluye distintos tramos estratigráficos y ciclos sedimentarios que integran reservorios acuíferos y lutitas con propiedades para sello (Fig. 3). En suma, desde el punto de vista técnico se encontraron elementos geológico exploratorios que justifican la continuidad del proyecto. La viabilidad del proyecto de almacenamiento de gas en la Cuenca Santa Lucía depende actualmente de distintos factores, tales como disponibilidad de gas y grandes mercados, precios fluctuantes o ajustados con la estacionalidad y el consumo. Por otra parte, el desarrollo de este proyecto requiere legislación nacional adecuada. Debe tenerse en cuenta que Buenos Aires, el sur de Brasil y el sur de Uruguay son los grandes mercados

de consumo futuros. Argentina no se visualiza como un país productor de gas en un futuro cercano, pero el consumo de Argentina sigue creciendo, y sus reservas han bajando en forma sistemática en los últimos años. Por tanto, es muy probable que en el futuro Argentina requiera soluciones del tipo almacenamiento en la Cuenca Santa Lucía. En cuanto al abastecimiento futuro de GN a precios bajos, vía gasoducto, los proveedores regionales más seguros serían Bolivia y, más probablemente, las cuencas del offshore del sureste de Brasil.



**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.**

---

En el offshore de Uruguay se desarrollan la cuenca Punta del Este, la porción más austral de la cuenca Pelotas y la cuenca Oriental del Plata. Estas cuencas integran un importante conjunto de depocentros situados en los márgenes sudatlánticos, entre los que se incluyen las cuencas Campos y Santos (Brasil), Salado y Colorado (Argentina) y Orange (Namibia), vinculado a la fragmentación de Gondwana y posterior apertura del Océano Atlántico. La Cuenca Punta del Este corresponde a un aulacógeno orientado perpendicularmente al margen atlántico, el que en este sector se corresponde con la orientación de la cuenca Pelotas. Hacia el sureste ambas cuencas se confunden con la cuenca Oriental del Plata, la que se desarrolla en el dominio profundo y ultraprofundo del Océano Atlántico. La lámina de agua que cubre la plataforma continental uruguaya es variable desde los 20 metros hasta profundidades mayores a 3500 metros. La plataforma continental uruguaya tiene una muy limitada historia exploratoria. Las cuencas Oriental del Plata y la porción uruguaya de la cuenca Pelotas no han sido perforadas y muy pocas perforaciones se han realizado en la porción brasilera de esta última. En la cuenca Punta del Este, sólo han sido perforados dos pozos exploratorios (Gaviotín 1 y Lobo 1), ubicados muy próximos entre sí, en altos del basamento y en los límites depositacionales y erosivos de la cuenca (Stoakes et al. 1991). En el offshore de Uruguay han sido adquiridos gravimetría, magnetimetría y sísmica 2D. En los años 2007 y 2008 fue adquirida sísmica 2D a escala regional y de semidetalle completando 10.000 km lineales.

**Ferro, S. 2009. Evaluación de proyectos petroleros en cuencas de frontera exploratoria. Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, Gas, Hidratos de Gas, Lutitas Pirobituminosas, Carbón y Uranio, 1 al 2 de setiembre de 2009.**

---

El *upstream* de la industria petrolera tiene como rasgos económicos más sobresalientes las inmensas cifras y los enormes riesgos e incertidumbres que implica. Otras de sus características más evidentes son: que las inversiones se aglomeran en su mayor parte al inicio del proyecto; que los ciclos de vida de los proyectos son largos - usualmente 20, 30 o más años - y por lo tanto, se producen grandes variaciones de precios de los hidrocarburos en lapsos tan extensos. Consecuencia de estos rasgos peculiares de la Exploración y Producción de hidrocarburos es que se asocia al *upstream* de la industria petrolera con juegos de azar. Incluso, se ironiza que es aun más imprevisible que un juego de azar ya que en este último se conoce exactamente cuánto se apuesta, cuánto se puede ganar y cuál es la probabilidad de ganarlo, datos que en una decisión del tipo "perforar o no perforar", no se conocen. Sin embargo, la industria del petróleo no es un juego de azar: mediante la utilización de herramientas de evaluación de riesgos y toma de decisiones se mitiga lo aleatorio, y las compañías logran tener una ventaja competitiva, tomando decisiones de inversión más exitosas. Prácticamente todas las estrategias de tomas de decisión bajo riesgo e incertidumbre se basan en el concepto del valor monetario esperado. El Valor Monetario Esperado (EMV por su sigla en idioma inglés) es la suma del valor ponderado en función de las probabilidades de todos los posibles resultados de un evento considerado. Veamos el concepto de EMV en notación matemática relacionándolo con la exploración de hidrocarburos:  $EMV = R \cdot P5 - RC \cdot (1 - P5)$

Donde:

- R (Recompensa): Valor Presente Neto del descubrimiento basado en análisis del flujo de fondos descontado de un hipotético descubrimiento
- P5 (Probabilidad de éxito): probabilidad de hacer un descubrimiento
- RC (Capital de riesgo): Costos asociados con la evaluación de un prospecto. por ej. bonus por firma. costos de geología y geofísica, costos de pozos secos, etc.
- 1-P5 (Probabilidad de falla): probabilidad de perforar un pozo seco

El flujo de fondos descontado es el otro "caballito de batalla" del *upstream* de la industria petrolera. Para poder calcular el VPN del hipotético descubrimiento a partir del flujo de fondo es necesario pronosticar perfiles de producción, precios de hidrocarburos.

Inversiones, costos operativos, conocer el régimen fiscal. etc. Los perfiles de producción se pueden estimar a partir de un pronóstico del volumen de hidrocarburos recuperables. Dicho volumen se determina a partir de una simulación del tipo Monte Carlo, en la que se asocia a cada factor una distribución de probabilidades, se establecen reglas de muestreo aleatorio y reglas de decisión, y se obtiene una distribución de probabilidad para el resultado, en este caso, el volumen de hidrocarburos recuperables.

P5 es la probabilidad de éxito geológico, es decir la probabilidad de hacer un descubrimiento estimado por el personal geotécnico con la información que cuenta. La determinación de P5 se basa en los conceptos de sistemas petroleros y de plays: se describe el marco geológico y al prospecto en términos de los 4 factores claves para la existencia de un sistema petrolero: generación, reservorio, trampa y sello, timing y

dinámica de migración de los fluidos. A cada uno de estos factores se le asigna una probabilidad de ocurrencia; el producto de las 4 P da la probabilidad de éxito geológico. La probabilidad de fracaso,  $1 - P_5$ , es la probabilidad de perforar un pozo y que su resultado sea seco, perdiendo por lo tanto el capital de riesgo, RC. El análisis de flujo de fondo se puede complementar con un análisis de sensibilidad para determinar las variables que influyen en mayor proporción sobre los resultados del proyecto. Un grado mayor de sofisticación lo brinda la teoría de portafolios, que muestra como diversificar los distintos activos de exploración y producción de la compañía con el objetivo de minimizar el riesgo. Otra herramienta ampliamente utilizada es la técnica de árboles de decisión, que consiste en una extensión del concepto del EMV. Los árboles de decisión son métodos gráficos que despliegan cronológicamente las decisiones e incertidumbres que un problema específico involucra. Los eventos se representan como nodos y los resultados son representados como ramas que surgen de cada nodo. El valor esperado de un nodo de probabilidad es la suma de los valores esperados de cada rama ponderados por su probabilidad. El equipo de E&P de ANCAP está trabajando en el estudio de diversos proyectos, por ej: participación en desarrollo y producción de yacimientos en la Faja del Orinoco de Venezuela, producción en la Cuenca Neuquina en Argentina, exploración en Cuenca Colorado Marina en aguas profundas de Argentina, evaluación de prospectos en el offshore de Uruguay. etc. En todos los casos la metodología aplicada es la descrita en los párrafos anteriores. Todas las etapas de la cadena de valor de la industria del petróleo – exploración, producción y downstream - están plagadas de riesgo e incertidumbre por lo que la industria es un ejemplo clásico de necesidad de herramientas sofisticadas de tomas de decisión. Finalmente, en cuencas de frontera exploratoria, en las que hay muy poca información geofísica y de pozos, hay que considerar incluso más el análisis de riesgo y la incertidumbre, así como las herramientas de toma de decisión, porque el riesgo es aún mayor.

**Gristo, P. 2009. Gestión de los datos de exploración de hidrocarburos en la República Oriental del Uruguay. Taller de recursos minerales energéticos del Uruguay: petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas pirobituminosas, carbón y uranio, 1 al 2 de setiembre de 2009.**

---

Se presenta una reseña cronológica de las campañas de exploración de hidrocarburos emprendidas por ANCAP en el territorio continental y marítimo del Uruguay, desde principios de la década de 1950 hasta la actualidad, que abarcan perforaciones exploratorias y campañas de levantamiento geofísico (gravimetría, magnetometría, sísmica). Estos datos constituyen un patrimonio valioso para la empresa y Uruguay, a pesar de no haberse obtenido éxito en descubrimientos de petróleo o gas, por su aporte fundamental al conocimiento geológico del país, por su aplicación en la exploración de otros recursos minerales incluyendo los energéticos (carbón, lutitas pirobituminosas, uranio), y también porque son un antecedente legítimo para futuras campañas exploratorias de hidrocarburos con conceptos renovados y no tradicionales.

En 2008 comenzó la generación de la base de datos digitales de exploración de ANCAP, con el objetivo de respaldar la información contenida en formatos y soportes obsoletos. Continuamente aparecen en el mercado nuevas formas, más eficientes, seguras y con

mayor capacidad para el almacenamiento de datos. El proyecto ha comprendido la transcripción de datos sísmicos de campo de todas las campañas desde 1970 hasta 1986. contenidos en cintas magnéticas de 9 y 21 tracks, la reconstrucción digital de secciones sísmicas (datos procesados originales y reprocesados, en papel o acetato), la digitalización de perfiles de pozos, reportes y documentos. Los datos históricos correspondientes al off-shore. se ofrecieron a las empresas calificadas en la Ronda Uruguay 2009. El paquete de datos históricos correspondientes a la cuenca Norte fue adquirido por una empresa interesada en la exploración del on-shore. Se recibieron expresiones de interés para la compra de los datos por otras compañías, y el ofrecimiento de empresas de servicios para realizar marketing y reprocesamiento sísmico. Se definirá una estrategia para utilizar los datos históricos como instrumento de divulgación y promoción de oportunidades de negocio en E&P en Uruguay, bajo la forma de licencia para uso de los datos, en forma confidencial, no exclusiva, y no transferible.

*Onshore:* Cuenca Norte y Cuenca Santa Lucía.

En 1950 ANCAP contrató los servicios de Exploration Surveys International Inc. (Dallas. EEUU) para levantamiento regional de datos gravimétricos y magnetométricos. La empresa adquirió datos en cuenca Norte y Santa Lucía, y luego de finalizado el contrato en 1954. ANCAP continuó hasta 1956 con levantamientos de detalle. con personal técnico e instrumental propio. La campaña en cuenca Norte comenzó en 1950, abarcó 18000 estaciones de gravedad y 14000 estaciones magnetométricas, cubriendo un área de 45000 Km<sup>2</sup>. mientras que en cuenca Santa Lucía comenzó en 1953, y se extendió hasta 1954, cubriendo un área de 5000 Km<sup>2</sup>. Se localizaron anomalías que luego se estudiaron en detalle para la localización de las perforaciones del 1 er período 1954-58. En 1955 se contrató a Dunlap and Graham Drilling Co. Inc. (California. EEUU). para la perforación de pozos exploratorios en Cuenca Norte y Cuenca Santa Lucía. La compañía utilizó un equipo rotary (National 75 mod. 1946) con capacidad de perforación de 3000 metros, operado por personal de la empresa, y posteriormente el equipo fue adquirido por ANCAP En base a los datos gravimétricos y perforaciones realizadas por el Instituto Geológico del Uruguay, en el período 1955-58 en Santa Lucía se realizaron 10 perforaciones, mientras que entre 1956-58 se perforaron 6 pozos en

cuenca Norte. Se realizó perfilaje de los pozos (SP, Resistividad, Microlog, Caliper) y se obtuvieron testigos. En 1975 ANCAP firmó un convenio con YPF. para la prestación de asistencia técnica y ejecución de prospección sísmica en la Cuenca Santa Lucía. Entre ese año y 1976 se realizó la adquisición de 600 Km de sísmica supervisado por la Comisión Sismográfica No 34. En base a ello en 1978, se perforaron dos pozos exploratorios con el el equipo rotary adquirido en 1955. Se realizó perfilaje de los pozos (SP, Resistividad, Microlog, Caliper) y se obtuvieron testigos. En 1984 Western Geophysical realizó un levantamiento sísmico terrestre en Cuenca Norte. habiéndose obtenido resultados interesantes con la aplicación de Vibraseis como fuente de energía en la Cuenca Paraná en Brasi I. Se adquirieron 1650 Km. incluyendo un detalle en áreas previamente marcadas como de interés por la gravimetría o estructuras identificadas en la sísmica, a la vez potenciales locaciones de pozos. Con esta información se ubicaron 4 pozos exploratorios, perforados con el equipo rotary. Operó personal

propio y contratado con el asesoramiento y participación de personal de perforación de YPF. Se realizó perfilaje de los pozos (DT, Doble Inducción, SP, GR, RHOB, Neutrón, Caliper, Dipmeter, VSP, etc.) y se obtuvieron testigos. Ninguno de los pozos mencionados encontró evidencias *de* hidrocarburos, y fueron cementados y abandonados (salvo los destinados a abastecimiento de agua).

*Cuencas offshore.*

La primera campaña sísmica contratada por ANCAP se remonta a 1970-71, un levantamiento regional y de detalle de 5267 Km de sísmica adquiridos por CGG, mientras que en 1974 Esso adquiere 2578 Km de sísmica a través de GSI. En 1974, bajo un llamado a empresas interesadas en explorar el off-shore de Uruguay, se concedió el Bloque a Chevron, que realizó un levantamiento sísmico detal lado de 1897 Km. y en base a estos y anteriores datos, en 1976 perforó dos pozos que resultaron secos. En 1977 GSI realiza un levantamiento sísmico regional en la zona del talud continental de Argentina y Uruguay. En 1982 ANCAP contrata a Western para la adquisición de 1402 Km en zonas de interés de las cuencas Pelotas y Punta del Este. En los últimos años se dispone *de* datos adquiridos en situación multi-cliente, en 2002 son levantados 1840 Km por CGG. mientras que en 2007 y 2008 Wavefield Inseis ASA realizó un levantamiento regional de 7125 Km y semi-detalle de 2909 Km, respectivamente.

**Marmisolle, J. & Veroslavsky, G. 2009. Avances del proyecto Ancap-Udelar: Carbón y lutitas pirobituminosas del Uruguay. Taller de recursos minerales energéticos del Uruguay: petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas pirobituminosas, carbón y uranio, 1 al 2 de setiembre de 2009.**

---

Introducción. El proyecto "Exploración y potencial geológico, minero e industrial para el desarrollo de reservas de lutitas pirobituminosas y carbón en la Cuenca Norte (departamentos de Cerro Largo y Rivera)" se enmarca en un convenio general y otro específico firmado por UDELAR y ANCAP para desarrollar y ampliar el conocimiento en temas de interés mutuo. La CSIC realizó un llamado a presentación de proyectos donde se presentaron más de 40 aspiraciones universitarias sobre temas previamente establecidos por ANCAP. Luego de un proceso de evaluación conjunta CSIC-ANCAP fueron seleccionados 10 proyectos que involucraban a las facultades de Química, Ciencias, Ingeniería y Ciencias Económicas. Se presentan aquí los avances de este proyecto, único que fuera presentado en el área de Exploración Geológica. Objetivos. El principal objetivo es la evaluación geológica, minera e industrial de dos de los recursos energéticos fósiles del país en la Cuenca Norte (CN) que son las Lutitas Pirobituminosas y el Carbón. En ese sentido se plantea avanzar en el conocimiento, naturaleza y distribución de los sistemas depositacionales permocarboníferos en la CN (Fig. 1), con énfasis en la génesis de las unidades portadoras de lutitas pirobituminosas (Fm. Mangrullo) y carbón (Fm. Tres Islas). Para esto se definen aspectos básicos sobre la explotación y producción de las lutitas así como definimos las guías de exploración para el carbón. Además, el proyecto está concebido sobre la base de avanzar en la formación de los jóvenes recursos humanos de ambas instituciones en el área de exploración y evaluación minera.

Lutitas pirobituminosas. Las lutitas pirobituminosas se asocian a la Formación Mangrullo que reúne a una sucesión de calizas arenosas y dolomíticas, lutitas pirobituminosas, pelitas micáceas fosilíferas, grises oscuras a negras, posiblemente relacionados a sistemas marinos protegidos del tipo barrera-lagoon. Esta unidad es correlacionada con la Fm. Iratí, la que a su vez es motivo de explotación para la generación de petróleo, gas, azufre y otros derivados por Petrobrás (Estado de Paraná). Adicionalmente, los niveles calcáreos se explotan para el enriquecimiento de suelos y las arcillas para la industria de la cerámica en el estado de San Pablo. En Uruguay, estas rocas constituyen la única reserva probada de recursos energéticos fósiles y fue evaluada por ANCAP durante una campaña realizada entre los años 1970 y 1980 en los departamentos de Cerro Largo y Rivera. Las principales áreas de lutitas pirobituminosas son: Mangrullo, Horno, Barón, San Diego, Cruz de Piedra, Llanos de Nobliá, Villa Viñoles, Isla Zapata, Los Molles, Cerros Blancos, Vichadero y Hospital. El estudio comprendió la evaluación del potencial económico de la Fm. Mangrullo para la obtención de aceite y derivados, así como también la quema para obtención de energía. Dado el actual escenario energético mundial, las lutitas pirobituminosas se las considera un recurso energético de relevancia. En el mundo se reconocen su uso para la generación directa de energía a través de su combustión, así como para su destilación por pirólisis in situ o ex situ. Del procesamiento industrial de estas rocas se obtiene: aceite de esquisto y derivados (nafta, petróleo diesel, petróleo combustible; gas licuado de petróleo (GLP), azufre y residuos económicamente aprovechables. Entre estos últimos, por ejemplo, la ceniza es utilizada como insumo para la producción de cementos especiales o la denominada "torta oleosa" como combustible sólido alternativo a la leña y al carbón mineral. Entre las tareas previstas en este proyecto, más allá de los aspectos básicos, resulta en la caracterización tecnológica de los materiales

de la Fm. Mangrullo. Dentro de las actividades previstas también se encuentra el análisis de diferentes opciones de explotación de este tipo de yacimiento, y la revisión de los diferentes procesos industriales que mejor se adapten a nuestro recurso, evaluación del potencial económico y la utilidad de los subproductos asociados a la eventual explotación de lutitas pirobituminosas.

Carbón: El potencial exploratorio de carbón en la Cuenca Norte está exclusivamente asociado a la Fm. Tres Islas. Esta unidad se correlaciona con la Fm. Rio Bonito en Brasil, a la que se asocian todas las reservas de carbón de Brasil, donde el yacimiento decarbón más grande se encuentra a pocos kilómetros de nuestra frontera, en la región de Candiota.

La Fm. Tres Islas se desarrolla en el sector Sudeste, centro y parcialmente en el sector Noroeste de la cuenca y presenta límites depositacionales y erosivos. La región de Cañada de los Burros encuentra las potencias máximas de la unidad (Pozo Estancia El Águila = 170m aprox.). La Fm. Tres Islas reúne a una sucesión de areniscas grises a rojizas, predominantemente finas a medias, con estratificación cruzada, estratificación horizontal plano paralela, a la cual se intercalan areniscas conglomerádicas y pelitas. Los niveles carbonosos son reconocidos hacia el medio a tercio superior de la unidad. La metodología de estudio requiere de un análisis de cuenca que integre los aspectos sedimentológicos, estratigráficos, paleoambientales y estructurales con el objetivo último de establecer un modelo geológico conceptual que permita establecer las guías de exploración de carbón en la Cuenca Norte. Los principales indicios de carbón se encuentran en el departamento de Cerro Largo, próximo a la frontera con Brasil.

Tareas realizadas hasta el momento. Hasta el presente se desarrolló la recopilación de antecedentes "históricos"; que incluyó la compilación y análisis de los datos e información geológica, cartográfica, topográfica y minera existente en la región. Se efectuó una

revisión de informes realizados por ANCAP (1975-85) y se integró toda la información en un documento cartográfico único, en formato digital, considerado el mapa base 1/100.000. Asimismo, se realizaron trabajos de reconocimiento y descripción de los pozos disponibles en ANCAP y DINAMIGE así como varias giras de campo para el levantamiento de datos. Se confeccionó un foto-mosaico (fotos 1/20.000 del SGM), y actualmente se procede a la fotointerpretación geológica en áreas seleccionadas. Se realizaron un conjunto de informes de avance que sirvieron para apoyar trabajos exploratorios de ANCAP en el área de mayor potencial carbonífero así como la presentación en el "3rd Symposium on Gondwana Coals: a new future for coal" (Porto Alegre) de una ponencia sobre el potencial exploratorio de carbón en Uruguay.

**Tomasini, J. 2009. Investigaciones en el offshore de Uruguay, expedición Meteor leg m78/3a&b. Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, Gas, Hidratos de Gas, Lutitas Pirobituminosas, Carbón y Uranio, 1 al 2 de setiembre de 2009.**

---

El barco científico alemán Meteor realizó investigaciones en aguas Uruguayas en dos fases denominadas M78/3a y M78/3b. La primera tuvo lugar desde el 19 de mayo hasta el 13 de junio y la segunda desde el 19 de junio al 6 de julio de 2009. Las mismas estuvieron a cargo de las universidades de Kiel y Bremen respectivamente contando con el apoyo de ANCAP y la participación de ésta a través de la gerencia de Exploración y Producción. Las investigaciones se centraron alrededor de la desembocadura del Río de la Plata cubriendo porciones del mar territorial Uruguayo y Argentino, en plataforma, talud y llanura abisal teniendo como principal objetivo el estudio del transporte de sedimentos y patrones depositacionales desde la costa a zonas de mar profundo.

En la primera fase se relevaron datos sísmicos de alta resolución los cuales permiten obtener imágenes de estructuras sedimentarias de pequeña escala que no pueden ser resueltas por métodos sísmicos convencionales. En esta fase también se realizaron estudios hidroacústicos con el fin de mapear la extensión de cuerpos de deslizamiento individuales y se tomaron muestras geológicas someras (testigos) con herramientas convencionales para poder realizar estudios sedimentológicos, geotécnicos, geofísicos, geoquímicos y microbiogeoquímicos.

Durante la fase M78/3b, además de los muestreos tradicionales se tomaron tres testigos con el equipo de perforación submarina MeBo (por sus siglas en alemán: Meeresboden-Bohrgerät, Perforador de Fondo Marino), tecnología de última generación desarrollada por la Universidad de Bremen de Alemania. Uno de estos testigos fue tomado en aguas uruguayas alcanzando una profundidad de aprox. 36 metros por debajo del fondo marino.

Durante ambas fases se trabajó con una variedad de equipos para muestreo de fondo de distinta complejidad dependiendo del objetivo y las características de los sedimentos así como del tipo de muestra deseada. Dentro de los equipos de muestreo utilizados se destaca la Plataforma de Perforación de Fondo Marino. El MeBo está pensado para llenar el espacio intermedio en tecnología entre los métodos de muestreo tradicionales desde barcos de exploración multipropósito (Gravity Corer, Piston Corer, Box Corers) y los barcos perforadores (como los del Integrated Ocean Drilling Program – IODP-). En general, mientras que herramientas de muestreo estándar solo permiten obtener testigos cortos de sedimentos blandos, los barcos perforadores que proveen mayor penetración son costosos y deben ser reservados con varios años de antelación. El MeBo es un desarrollo del Centro Marum para Ciencias Ambientales Marinas de la Universidad de Bremen que puede ser desplegado desde barcos estándar de investigación.

Respecto a los muestreos, el programa a bordo incluyó la descripción detallada y documentación fotográfica de la serie completa de testigos. Luego los testigos fueron muestreados para la realización de análisis específicos y almacenados en contenedores refrigerados. Adicionalmente a los análisis realizados a bordo, estudios en tierra serán realizados en la Universidad de Bremen, incluyendo análisis radiográficos, contenido orgánico y de carbonato, distribución granulométrica, datación radiométrica y susceptibilidad magnética entre otros.

Respecto a los varios laboratorios a bordo cabe destacar el área de geoquímica y microbiogeoquímica. Uno de los temas de principal interés para esta área es el estudio de la zona de transición sulfato-metano (SMT por sus siglas en inglés Sulfate-Methane Transition). En la expedición, el estudio de la SMT se realizó por medio de los perfiles



de concentración de  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{SH}^-$ ,  $\text{PO}_4^{3-}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$ ,  $\text{Cl}^-$  y alcalinidad en el agua poral, así como los perfiles de pH y Eh. A bordo se realizaron estos análisis y se obtuvieron estas curvas de manera preliminar. En tierra, en Bremen, se repetirán los análisis y se complementarán con los perfiles de concentración de metano.

La presencia del barco de investigación científico alemán en aguas uruguayas constituyó una oportunidad única para generar nueva información sobre las cuencas offshore de Uruguay, las cuales presentan una escasez importante en lo que respecta a datos de muestreos de fondo marino. Si bien el proyecto está enfocado principalmente al estudio de la dinámica actual de sedimentos en el Río de la Plata y Océano Atlántico, el tipo de muestreos y relevamientos realizados también podría brindar datos sobre diversas áreas de interés de ANCAP tales como la presencia y distribución de hidratos de gas a través de sísmica de alta resolución así como sobre la presencia y origen de hidrocarburos en los sedimentos de las cuencas offshore a través de análisis cromatográfico e isotópico de las muestras de testigos. En este sentido, los resultados de los análisis a realizar en Bremen podrían llegar a brindar información que permita sustentar y comprobar conceptos de carácter exploratorio respecto a la potencialidad del offshore uruguayo en materia de hidrocarburos.

**Tomasini J., De Santa Ana H.; ANCAP, Exploración y Producción; Hidratos de Gas Natural: Estado actual de la investigación regional y en Uruguay. Aspectos tecnológicos y tendencias futuras; Taller de Recursos Energéticos del Uruguay; 2009; Montevideo, Uruguay; Revista de la Asociación de Ingenieros Químicos del Uruguay; Separata Noviembre 2009.**

---

Los hidratos de gas natural son sólidos cristalinos formados por gas (principalmente  $\text{CH}_4$ ) y agua, estables en condiciones termobáricas dadas por altas presiones y bajas temperaturas que se encuentran en la naturaleza en zonas de permafrost y en cuencas offshore de márgenes continentales.

Además de las varias aplicaciones relacionadas con el estudio en este tema, el interés internacional en los hidratos de gas natural ha crecido recientemente debido principalmente a las significativas cantidades de carbono que se estima almacenado en forma de hidratos en el mundo, indicando un importante potencial como recurso energético. En este sentido un número creciente de países han establecido programas de investigación al respecto, abarcando desde simulaciones a nivel molecular hasta pruebas de campo para producción de gas a partir de sedimentos conteniendo hidratos en zonas de permafrost.

Los métodos de producción de gas a partir de hidratos se basan en el desplazamiento de las condiciones del reservorio respecto a las condiciones de estabilidad del hidrato. Es así que inicialmente los métodos estudiados se basan en la desestabilización por inyección de fluidos calientes, la despresurización y la inyección de inhibidores de formación. Actualmente, métodos como la generación de puntos calientes por combustión in-situ o inyección de  $\text{CO}_2$  están siendo estudiados. Programas de cooperación internacional han llevado a cabo las primeras pruebas de producción onshore Canadá aplicando desestabilización por métodos térmicos en el año 2002 y despresurización en el 2007 y 2008. Actualmente el país de avanzada en el área es Japón, donde con el programa MH21 espera implementar las primeras pruebas de producción off-shore en el año 2016.

La primera indicación de la ocurrencia de hidratos de gas tiene lugar a través del BSR (bottom simulating reflector) en secciones sísmicas de reflexión debido al importante

cambio de la impedancia acústica entre los sedimentos conteniendo hidratos y los sedimentos conteniendo gas libre por debajo de la zona de estabilidad de hidratos. Esto origina una respuesta sísmica en la forma de un reflector paralelo al fondo marino que en la mayoría de los casos coincide con la isoterma a la profundidad determinada y de polaridad inversa a la del reflector originado por el fondo marino.

Los métodos de muestreo tradicionales para sedimentos marinos someros no son adecuados para la obtención de muestras conteniendo hidratos de metano debido a que normalmente su concentración es baja y la desestabilización originada por el aumento de la temperatura y disminución de la presión hace que no sea posible su identificación directa en el testigo. Si bien existen métodos indirectos que se basan en la determinación de concentración de cloruro o perfiles de temperatura a lo largo de testigos convencionales que permiten inferir la presencia de hidratos, actualmente existen métodos de muestreo específicos que se basan en la preservación de la muestra mediante el mantenimiento de la presión en el testigo (Presurized Piston Cores). A nivel mundial, las expediciones que han generado la mayor cantidad de información sobre la existencia de hidratos de metano en áreas off-shore son las del IODP (Integrated Ocean Drilling Program).

En diciembre de 2008 tuvo lugar en Montevideo el Primer Encuentro Regional sobre Hidratos de Gas en el Cono Sur. El mismo contó con la participación de expertos de empresas e institutos de investigación de Chile, Brasil y Argentina con programas de investigación en el tema. En este sentido cabe destacar que Chile se encuentra en su segundo proyecto sobre hidratos ya habiendo obtenido muestras de los mismos en sedimentos off-shore, mientras que Argentina y Brasil también han identificado varios BSRs a lo largo de sus cuencas off-shore.

En el mar territorial uruguayo, se ha identificado evidencia sísmica de la ocurrencia de hidratos de gas basada en la presencia de BSRs en secciones sísmicas de reflexión 2D. La primera identificación de BSRs en Uruguay se realizó de acuerdo a información sísmica adquirida off-shore entre 1970 y 2002 (de Santa Ana et al., 2004), disponibles hasta el momento en soporte no digital tales como papel y acetato. Con el objetivo de incrementar el conocimiento respecto a la ocurrencia de este recurso energético no convencional en Uruguay, la gerencia de Exploración y Producción de ANCAP comenzó los trabajos de interpretación en más de 10.000 km de sísmica de reflexión 2D regional y de semi-detalle adquirida en los años 2007 y 2008. Adicionalmente procesamientos sísmicos especiales fueron realizados en algunas de estas nuevas secciones para la identificación de chimeneas de gas utilizando multi-atributos y redes neuronales.

Los resultados preliminares de la identificación de BSRs en la sísmica adquirida en 2007 y 2008 confirma las interpretaciones originales indicando incluso la presencia de BSRs en áreas donde se desconocía su existencia, como en la zona sur de la Cuenca Oriental del Plata, mostrando que el potencial de este recurso en el off-shore de Uruguay es mayor de lo que se creía. Los procesamientos para identificación de chimeneas de gas sugieren el origen termogénico y vías de migración del gas que alimenta las capas hidratadas. Adicionalmente, las acumulaciones de gas en forma de gas libre por debajo de la base de la zona de estabilidad de hidratos revisten particular interés en lo que respecta a prospectos de gas sub-hidrato.

Si bien actualmente no es viable la producción de gas a partir de los reservorios de hidratos de metano en cuencas off-shore, se espera que dentro de los próximos años esto se logre como resultado de los esfuerzos de cooperación internacional en investigación y desarrollo de tecnologías de producción. En este sentido, los resultados obtenidos respecto a la ocurrencia de los hidratos de metano off-shore Uruguay son alentadores y

ameritan la continuidad de las investigaciones y generación de proyectos apuntando a la identificación y caracterización de las áreas más adecuadas para una futura producción.

**Ucha, N.; de Santa Ana, H. & Veroslavsky, G. 2009. Estudio de establecimiento de los límites de la plataforma continental del Uruguay. Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas pirobituminosas, carbón y uranio, 1 al 2 de setiembre de 2009.**

---

De conformidad con lo programado, el día 25 de agosto de 2009 en la Sede de las Naciones Unidas en Nueva York, el Gobierno de Uruguay procedió a realizar la presentación - ante la Comisión de Límites de la Plataforma Continental de las Naciones Unidas- del informe preparado con el propósito de determinar el límite exterior de la plataforma continental uruguaya más allá de las 200 millas marinas, de conformidad con la normativa establecida en el artículo 76 de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, que rige las potestades de los Estados ribereños sobre las respectivas plataformas continentales. La delegación nacional ante la referida Comisión estuvo encabezada por el Subsecretario de Relaciones Exteriores, Embajador Pedro Vaz Ramela, contando con la participación del Representante Permanente del Uruguay ante las Naciones Unidas. Embajador José Luis Cancela, así como por los miembros de la Comisión Asesora y Grupo Técnico encabezados por el Dr. Carlos Mata Prates, Presidente de la Comisión, el Contra Almirante Manuel Burgos Lezama, el Capitán de Navío (CG) Francisco Caamaño, el PDC Daniel Montiel, el Dr. Héctor de Santa Ana. el Dr. Fernando Preciozzi, el Ing. Nelson Ucha, el Dr. Gerardo Veroslavsky y el Capitán de Corbeta (CG) José Pedro Domínguez. La presentación, de conformidad con la normativa establecida al respecto. se efectuó ante el plenario de la Comisión de Límites, estando las presentaciones técnicas a cargo del Presidente de la Comisión Asesora, Dr. Carlos Mata Prates y del Jefe del Estado Mayor Naval, Contralmirante Manuel Burgos Lezama.

La concreción de la referida presentación cierra la primera etapa en el largo proceso tendiente a salvaguardar los derechos del país sobre los espacios marítimos, que demandó un importante esfuerzo del Gobierno Nacional del Uruguay, el cual implicó, entre otros, el dar cumplimiento a los procesos técnicos necesarios para la determinación de los datos necesarios; la realización de los estudios exigidos por la Comisión de Límites, así como la preparación y presentación de los informes requeridos, antes del vencimiento de los plazos previstos en la Convención del Derecho del Mar.

El aspecto fundamental de la presentación lo constituye la solicitud de Uruguay de establecer el Límite Exterior de la Plataforma Continental Uruguaya en una línea constituida por 45 puntos fijos unidos por líneas rectas de no más de 60 millas marinas de largo, distantes 350 millas marinas de las líneas de base. De conformidad con este planteo, la superficie comprendida entre la "Zona Económica Exclusiva" (correspondiente al área delimitada por la línea de 200 millas marinas desde las líneas de base) y el Límite Exterior de la Plataforma Continental de la República Oriental del Uruguay propuesto, que corresponde al área solicitada. es de aproximadamente 92.300 kilómetros cuadrados. De ser aprobada por la Comisión de Límites de las Naciones Unidas la solicitud realizada, el Estado Uruguayo adquirirá el derecho exclusivo sobre dicha área para explotar los recursos minerales y otros recursos no vivos de lecho del mar y el subsuelo, así como los organismos vivos pertenecientes a especies sedentarias. La próxima etapa en el proceso de determinación del Límite Exterior de la Plataforma Continental del Uruguay, lo constituye la designación, por la Comisión de Límites de las Naciones Unidas, de una Subcomisión integrada por siete miembros, con el objetivo específico de verificar la información aportada por Uruguay, evaluando la propuesta en

un proceso interactivo con los miembros de la Comisión Asesora y, especialmente, con el Grupo Técnico.

**Vacca, S. 2009. Fuente de generación eléctrica: carbón en el Uruguay. Taller de recursos minerales energéticos del Uruguay: Petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas pirobituminosas, carbón y uranio, 1 al 2 de setiembre de 2009.**

---

La energía eléctrica es uno de los desarrollos tecnológicos que más han modificado la actividad humana desde su creación. El carbón es actualmente la principal fuente de generación de energía eléctrica a nivel mundial, con un 36% aproximadamente del total de generación. Las reservas de carbón a nivel mundial; son abundantes, bien distribuidas geográficamente y se estima que con las tendencias actuales el recurso será explotable por al menos 133 años más. Históricamente el carbón fue de los primeros combustibles fósiles utilizados y jugó un papel fundamental durante la revolución industrial. A pesar de ser un recurso explotado por siglos, las tecnologías de explotación y uso del carbón avanzan continuamente impulsadas por el uso eficiente de recursos y los requisitos medioambientales. La gran mayoría de las plantas de generación eléctrica a carbón del mundo utilizan la tecnología de combustión pulverizada (PC). Existen diseños donde el vapor es sub-ritico o supercrítico, logrando una mayor eficiencia térmica. Tecnologías emergentes, ya probadas y funcionando a escala comercial son la combustión por lecho fluidizado y la gasificación con ciclo combinado.

En la combustión por lecho fluidizado (FBC) el carbón es incorporado a un lecho formado por partículas inertes al proceso de combustión y caliza, estas partículas son fluidizadas por inyección de aire, dentro de esta mezcla fluidizada se produce la combustión de carbón. En la gasificación con ciclo combinado (IGCC) el carbón es gasificado mediante la reacción con oxígeno y agua, de esta manera se genera un gas sintético que consiste en CO, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>. Los gases combustibles son utilizados en una central de ciclo combinado. Otra alternativa es la utilización de gas sintético generado como insumo para producir combustibles líquidos, gas natural sintético o fertilizantes.

**Tecnología Eficiencia Inversión (U\$S/KW)**

Sup-c. PC	43,3%	1360
Sub-c. PC	34,3%	1280
FBC	38,4%	1330
IGCC	34,8%	1218

En la actualidad el carbón se visualiza como una fuente de generación de energía con aspectos positivos y negativos. El impacto ambiental de las plantas de carbón, fundamentalmente emisión de material particulado y dióxido de azufre, causante de la lluvia ácida fueron los primeros aspectos negativos en el medio ambiente y poblaciones próximas a centrales. Estos agentes han sido progresivamente eliminados de las emisiones aéreas y en la actualidad existen tecnologías que minimizan el impacto en el medio. Actualmente es la emisión de CO<sub>2</sub> de las centrales térmicas y su contribución al calentamiento global el principal impacto aún sin solución. Es así que se buscan formas de evitar la emisión de este gas a la atmósfera, la opción que actualmente cobra mayor relevancia consiste en la captura de las emisiones de dióxido de carbono y el almacenamiento del mismo en trampas geológicas, como ser depósitos de petróleo y gas agotados, acuíferos salinos u otros. Otra tendencia actual es la de aumentar la eficiencia de los procesos de generación eléctrica, en este sentido se busca el desarrollo de materiales económicamente viables que permitan aumentar la eficiencia del ciclo termodinámico. Por último la generación de energía eléctrica tiene como residuo una cantidad importante de calor en forma de vapor saturado a baja presión a la salida de la turbina. Este calor puede servir como insumo para otros procesos productivos. Estos

aspectos son los que hacen que el carbón se proyecte como una fuente de energía para el futuro y justifique esfuerzos en la exploración de recursos.

**Veroslavsky, G. & Marmisolle, J. 2009. Carbón en la región y en Uruguay. Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas pirobituminosas, carbón y uranio, 1 al 2 de setiembre de 2009.**

---

El carbón es un recurso energético ampliamente distribuido en el mundo, su origen está asociado a la acumulación, y posterior transformación, de restos vegetales en ambientes deltaicos, lagoons y fluviales. El principal período geológico de formación de carbones es el Carbonífero (350-270 Millones de años). Las reservas mundiales de carbón tienen un horizonte de 200 años y el 85% de estas las poseen 6 países. Estados Unidos tiene la mayor reserva mundial de carbón, seguido por Rusia y, China, Australia, India y Sudáfrica. En América del Sur, el carbón ocurre principalmente en dos grandes ambientes geológicos (Lopes & Ferreira 2000); a) el Orógeno Andino, en cuencas andinas y pre-andinas, asociados a depósitos cretácicos y terciarios; y b) las plataformas, asociados a secuencias sedimentarias gondwánicas de edad Pérmica (plataforma sudamericana – Cuenca Paraná) y secuencias meso-cenozoicas (plataforma patagónica – Cuenca Austral). Existen 22 cuencas sedimentarias sudamericanas con carbón de las cuales 20 están ligadas a la evolución del Orógeno Andino, 1 se encuentra en la Plataforma Patagónica, y 1 en una cuenca gondwánica de la Plataforma Sudamericana. La minería del carbón, (térmico y acero) se desarrolla en Argentina, Brasil, Colombia, Venezuela, Chile y Perú. Colombia posee las mayores reservas (6.500 millones de toneladas medidas y 3.000 millones de toneladas indicadas) y es el principal productor – exportador de América del Sur. En Ecuador, Bolivia, Paraguay y Uruguay no existen estudios geológicos y evaluaciones rigurosas sobre carbón, más allá que se conocen indicios y algunas ocurrencias. En Guayanas y Suriname la información geológica disponible sobre carbón es extremadamente limitada. Las reservas de carbón en Brasil se encuentran en la Cuenca de Paraná, en la región Sur, el 90% de sus recursos los posee Rio Grande do Sul y están asociados a la Formación Rio Bonito (Pérmico). Sus yacimientos se distribuyen en 8 grandes yacimientos, 7 de los cuales están en Rio Grande do Sul, y 1 en Santa Catarina: Candiota, Iruí, Leão, Charqueadas, Morungava/Chico Loma, Santa Terezinha y Sul-Catarinense. En Uruguay, la existencia de carbón se asocia a las Formaciones Tres Islas de la Cuenca Norte, unidad que muestra espesores, facies, contenido fosilífero, edad y relaciones estratigráficas análogas a la Formación Rio Bonito. Desde 1909, se conoce la existencia de carbón en la región de Cañada de los Burros (Cerro Largo), el que se desarrolla en bancos delgados y profundidades cercanas a los 150 m. Los antecedentes históricos sobre la existencia de carbón no son, en su inmensa mayoría, confiables. La exploración de carbón en la Cuenca Norte debe basarse en el establecimiento de un modelo geológico conceptual que involucre al Ciclo Deltaico-Marino de la Megasecuencia Permocarbonífera (fms. Tres Islas y Frayle Muerto), tendiente a definir la evolución de los sistemas depositacionales, los aspectos paleogeográficos y estructurales, estos últimos de importancia en la definición de la compartimentación tectónica de la Cuenca Norte. La exploración de carbón en Uruguay debe enmarcarse en la necesaria búsqueda de oportunidades para el sector energético y en la necesidad de conocer, como país, el potencial económico de sus recursos naturales.



## Bibliografía

---

- Conti, B., & Morales, E. (2009). Geología y criterios exploratorios de las lutitas gasíferas: potencial en el Uruguay. *Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas pirobituminosas, carbón y uranio*. Montevideo.
- Conti, B., Ferro, S., Tomasini, J., Gristo, P., & de Santa Ana, H. (2016). Geologic and Volumetric evaluation of prospects offshore Uruguay. *a Ana, H. 2016 Geologic and Volumetric evaluation of prospects offshore Uruguay AAPG/SEG International Conference and Exhibition*. Cancún.
- Conti, B., Morales, E., Soto, M., de Santa Ana, H., & Veroslavsky, G. (2013). Sistemas petrolíferos especulativos de la Cuenca de Pelotas (offshore de Uruguay). *VII Congreso Uruguayo de Geología*. Montevideo.
- Conti, B., Perinotto, A., & de Santa Ana, H. (2016). Sistemas petrolíferos especulativos de la Cuenca Pelotas, Offshore de Uruguay. En S. U. Geología (Ed.). *VIII Congreso Uruguayo de Geología*. Montevideo.
- Conti, B., Perinotto, A., Soto, M., & de Santa Ana, H. (2015). Speculative Petroleum Systems of the Southern Pelotas Basin, Offshore Uruguay. *AAPG International Conference and Exhibition*. Melbourne.
- Conti, B., Soto, M., Rodríguez, P., Marmisolle, J., Morales, E., & de Santa Ana, H. (2013). Primeros resultados geológicos-geoquímicos en la región central de la Cuenca Norte, Uruguay. *VII Congreso Uruguayo de Geología*. Montevideo.
- de Santa Ana, H. (2009). Líneas Estratégicas En Exploración Y Producción De Ancap. *Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas pirobituminosas, carbón y uranio*. Montevideo.
- de Santa Ana, H., & Ferro, S. (2009). Ronda Uruguay: Estrategia para la exploración de hidrocarburos y la promoción de inversión en cuencas de frontera. *Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas pirobituminosas, carbón y uranio*. Montevideo.
- de Santa Ana, H., & Gristo, P. (2010). Caracterización sismo-estratigráfica y mapeo del mioceno en las cuencas offshore del Uruguay. *VI Congreso Uruguayo de Geología*.
- de Santa Ana, H., & Gristo, P. (2016). Situaciones exploratorias someras Neógenas en el offshore del Uruguay. *Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, Gas, Hidratos de Gas, Lutitas Pirobituminosas, Carbón y Uranio*. Montevideo.
- de Santa Ana, H., & Morales, E. (2009). Geología y potencial hidrocarburífero de las cuencas offshore del Uruguay. *Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, Gas, Hidratos de Gas, Lutitas Pirobituminosas, Carbón y Uranio*. Montevideo.
- de Santa Ana, H., & Soto, M. (2009). Lutitas pirobituminosas del Uruguay: geología, evaluación de reservas y perspectivas de desarrollo. *Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, Gas, Hidratos de Gas, Lutitas Pirobituminosas, Carbón y Uranio*. Montevideo.
- de Santa Ana, H., & Tomasini, J. (2010). Integración de datos sobre hidratos de gas en el offshore de Uruguay. *VI Congreso Uruguayo de Geología*.
- de Santa Ana, H., & Ucha, N. (2009). Proyecto de almacenamiento de gas en reservorios salinos de la Cuenca Santa Lucía. *Taller de Recursos Minerales*

- Energéticos del Uruguay: Petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas pirobituminosas, carbón y uranio.* Montevideo.
- de Santa Ana, H., Conti, B., & Soto, M. (2010). Analogía entre cuencas productivas y no productivas: sistemas petroleros de las cuencas de Orange y Punta del Este. *Congreso Uruguayo de Geología.*
- de Santa Ana, H., Conti, B., & Soto, M. (2010). Pirólisis natural in-situ del miembro oleífero de la Formación Mangrullo, Cerro Largo y Tacuarembó – Uruguay. ¿Dónde están los hidrocarburos generados? *VI Congreso Uruguayo de Geología.*
- de Santa Ana, H., Conti, B., Ferro, S., Gristo, P., Marmisolle, J., Morales, E., y otros. (2010). Estado actual de los hidrocarburos y otros recursos energéticos en Uruguay. *Petrotecnia n° 2*, pp. 30-41.
- de Santa Ana, H., Conti, B., Soto, M., Marmisolle, J., Morales, E., & Veroslavsky, G. (2011). Geología y potencial exploratorio del Devónico y Pérmico en la Cuenca Norte, Uruguay. *VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.* Mar del Plata.
- de Santa Ana, H., Ferro, S., & Marmisolle, J. (2014). Procesos de adjudicación de bloques en el offshore de Uruguay. *IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.* Mendoza.
- 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.
- Ferro, S. (2009). Evaluación de proyectos petroleros en cuencas de frontera exploratoria. *Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, Gas, Hidratos de Gas, Lutitas Pirobituminosas, Carbón y Uranio.* Montevideo.
- Ferro, S., Tomasini, J., Gristo, P., de Santa Ana, H., & McLeroy, P. (2014). Economic comparison for the potential development of onshore unconventional resources and offshore conventional prospects in Uruguay. . *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference.* Maracaibo.
- Ferro, S., Tomasini, J., Gristo, P., Romeu, C., Blánquez, N., de Santa Ana, H., y otros. (2017). Uruguayan Petroleum Fiscal Regime. *Society of Petroleum Engineers.*
- Ferro, S., Tomasini, J., Soto, M., Morales Ethel, Conti, B., & de Santa Ana, H. (2012). Risk analysis and economic evaluation of oil and gas prospects offshore Uruguay. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference.* Ciudad de México.
- Ferro, S., Tomasini, J., Soto, M., Rodríguez, P., Conti, B., de Santa Ana, H., y otros. (2012). Evaluación económica y análisis de riesgo para el desarrollo de prospectos de petróleo y gas en el offshore de Uruguay. *Antropicosta Iberoamérica 2012, 14 al 16 de noviembre de 2012.* Montevideo.
- Formolo, M., Riedinger, N., Henkel, S., Tomasini, J., Strasser, M., Vossmeier, A., y otros. (2010). inger, N.; Henkel, S.; Tomasini, J.; Strasser, M.; Vossmeier, A. & Kasten, S. 2010. The response of methane and dissolved inorganic carbon biogeochemistry to sediment mass transport processes in the Argentine Basin. *American Geophysical Union, Fall Meeting.*
- Gristo, P. (2009). estión de los datos de exploración de hidrocarburos en la República Oriental del Uruguay. *Taller de recursos minerales energéticos del Uruguay: petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas pirobituminosas, carbón y uranio.* Montevideo.

- Gristo, P., de Santa Ana, H., Martino, R., Tomasini, J., & Blánquez, N. (2015). Application of best practices and evaluation of the performance in health, safety and environment management for a large seismic programme offshore Uruguay.
- 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. *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2015*.
- Gristo, P., Tomasini, J., Ferro, S., & de Santa Ana, H. (2012). Programa exploratório costa afuera (offshore) Uruguay; Operaciones 2012-2015. *Antropicosta Iberoamérica 2012*. Montevideo.
- Gristo, P., Tomasini, J., Ferro, S., Fennema, J., & McLeroy, P. (2014). Technical and economic evaluation of hydrocarbon prospects offshore Uruguay and the challenge of maximizing rent from exploration to production phases through local content. . *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*,. Houston.
- Hankel, S., Strasser, M., Schwenk, Winkelmann, D., Riedinger, N., Husener, J., y otros. (2010). Identification and dating of a submarine landslide in the western Argentine Basin – an interdisciplinary approach. *American Geophysical Union, Fall Meeting*.
- Henkel, S., Strasser, M., Schwenk, T., Hanebuth, J., Hüsener, J., Arnorls, G., y otros. (2011). An interdisciplinary investigation of a recent submarine mass transport deposit at the continental margin off Uruguay. *Geochemistry Geophysics Geosystems*.
- Hernández-Molina, F., Paterlini, C., Violante, R., Preu, B., Piola, A., Soto, M., y otros. (2011). Deep-water mass circulation processes and products, and their implications in the BOS delimitation: the contourite depositional complex of the Argentinean and the Uruguayan continental margins. *Jornadas internacionales Intercambio de Experiencias en el Trazado del Límite Exterior de la Plataforma Continental*. Buenos Aires.
- Hernández-Molina, F., Soto, M., Piola, A., Tomasini, J., Preu, B., Thompson, P., y otros. (2015). A contourite depositional system along the Uruguayan continental margin: sedimentary, oceanographic and paleoceanographic implications. *Marine Geology*.
- Hernández-Molina, J., Soto, M., Piola, A., Tomasini, J., Preu, B., Thompson, P., y otros. (2015). A contourite depositional system along the Uruguayan continental margin. *2015 AGU Fall Meeting*. San Francisco.
- Hernández-Molina, J., Soto, M., Tomasini, J., de Santa Ana, H., Preu, B., Violante, R., y otros. (2014). Morphosedimentary characteristics on the Uruguayan slope: importance of large bottom-current features. *XIX Congreso Geológico Argentino*. Córdoba.
- Hernández-Molina, J., Soto, M., Tomasini, J., de Santa Ana, H., Preu, B., Violante, R., y otros. (2012). Contourite depositional system on the Uruguayan Slope. *34th International Geological Congress*. Brisbane.
- López-Gammundi, Ó., Rossello, E., & de Santa Ana, H. (2010). The Early Cretaceous Rift and Sag Phases in the Offshore Basins of Brazil and Uruguay: How Much in Common? *Search and Discovery Article #10238*.
- Lopez-Gamundi, O., de Santa Ana, H., & Conti, B. (2017). The Punta del Este Half Grabens, Offshore Uruguay: the Next Exploration Frontier in the South Atlantic. *AAPG ACE100 2017*. Houston, Texas.

- Marmisolle, J., & Veroslavsky, G. (2009). Avances del proyecto Ancap-Udelar: Carbón y lutitas pirobituminosas del Uruguay. *Taller de recursos minerales energéticos del Uruguay: petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas pirobituminosas, carbón y uranio*. Montevideo.
- Marmisolle, J., Conti, B., Soto, M., Morales, E., Rodríguez, P., & de Santa Ana Héctor. (2014). Preservación del Devónico en la Cuenca Norte del Uruguay. *XIX Congreso Geológico Argentino*. Córdoba.
- Marmisolle, J., Conti, B., Soto, M., Morales, E., Rodríguez, P., de Santa Ana, H., y otros. (2013). Preservación de unidades devónicas en la Cuenca Norte del Uruguay. *VII Congreso Uruguayo de Geología*. Montevideo.
- Marmisolle, J., Veroslavsky, G., & de Santa Ana, H. (2016). Depocenters with potential preservation of pre-Carboniferous rocks in Norte Basin (Uruguay). *AAPG SEG International Conference & Exhibition*. Barcelona.
- Marmisolle, J., Veroslavsky, G., & de Santa Ana, H. (2016). Depocentros en la región de Salto – Concordia, Cuenca Chacoparanense. *VIII Congreso Uruguayo de Geología*. Montevideo.
- Morales, E., Chang, H., Soto, M., Corrêa, F., Veroslavsky, G., de Santa Ana, H., y otros. (2017). Tectonic and stratigraphic evolution of the Punta del Este and Pelotas basin (Offshore Uruguay). *Petroleum Geoscience*.
- Morales, E., de Santa Ana, H., Chang, H., Santos Correa, F., & Veroslavsky, G. (2010). Análisis sismoestratigráfico de la porción uruguaya de la Cuenca Pelotas (offshore del Uruguay). *VI Congreso Uruguayo de Geología*.
- Morales, E., de Santa Ana, H., Chang, H., Santos Correa, F., & Veroslavsky, G. (2010). Migración de depocentros en las cuencas Punta del Este y Pelotas (offshore de Uruguay). *VI Congreso Uruguayo de Geología*.
- Morales, E., de Santa Ana, H., Soto, M., Conti, B., Santos Correa, F., Hang Kung, C., y otros. (2011). Plays estratigráficos de las cuencas del margen continental del Uruguay. *VII INGEPET*. Lima.
- Morales, E., Santos Correa, F., Chang, H., de Santa Ana, H., & Veroslavsky, G. (2011). Análisis sismoestratigráfico del Cretácico postrift de la Cuenca Punta del Este (offshore del Uruguay): Implicancias en la exploración de hidrocarburos. *XVIII Congreso Geológico Argentino*.
- Morales, E., Santos Correa, F., de Santa Ana Héctor, Chang, H., Soto, M., Conti, B., y otros. (2011). Cuencas del margen continental uruguayo: evolución tectonoestratigráfica y plays estratigráficos del Cretácico Superior y Paleoceno. *VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*. Mar del Plata.
- Morales, E., Soto, M., Conti, B., de Santa Ana, H., & Veroslavsky, G. (2012). Evolución tectónica y estratigráfica de las cuencas del margen continental uruguayo. *Antropicosta Iberoamérica 2012*. Montevideo.
- Morales, E., Soto, M., Conti, B., de Santa Ana, H., & Veroslavsky, G. (2013). Potencial exploratorio de las cuencas del margen continental uruguayo. *VII Congreso Uruguayo de Geología*. Montevideo.
- Morales, E., Soto, M., Conti, B., de Santa Ana, H., & Veroslavsky, G. (2013). retácico postrift de las cuencas del margen continental uruguayo: implicancias para la exploración de hidrocarburos. *VII Congreso Uruguayo de Geología*. Montevideo.
- Morales, E., Soto, M., Ferro, S., Tomasini, J., de Santa Ana, H., Conti, B., y otros. (2012). Plays estratigráficos del Paleoceno en el offshore de Uruguay. *III Jornadas del Cenozoico*. Montevideo.

- Preu, B., Schwenk, T., Hernández-Molina, J., Violante, R., Paterlini, M., Krastel, S., y otros. (2012). Sedimentary growth pattern on the northern Argentine slope: the impact of North Atlantic Deep Water on southern hemisphere slope architecture. *Marine Geology*, 329-331:113-125.
- Rodríguez, P., Christopherson, K., Marmisolle, J., Gristo, P., & de Santa Ana, H. (2016). Correlation between 2d seismic, magnetotelluric and gravity data acquired in Norte Basin of Uruguay. *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2016*.
- Rodríguez, P., Marmisolle, J., Soto, M., Gristo, P., BP, A., de Santa Ana, H., y otros. (2015). Preliminary results of new gravity surveys onshore Uruguay, with a 2D modeling case study from Norte Basin. *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2015*.
- Rodríguez, P., Novo, R., & Gristo, P. (2016). Datos gravimétricos terrestres en Uruguay: Revisión y guía para la exploración de hidrocarburos. *VIII Congreso Uruguayo de Geología*. Montevideo.
- Rodríguez, P., Veroslavsky, G., Soto, M., Marmisolle, J., Gristo, P., & de Santa Ana, H. (2015). New integrated Bouguer gravity anomaly map onshore Uruguay: preliminary implications for the recognition of crustal domains. *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2015*.
- Rosello, E., de Santa Ana, H., & López-Gammundi, Ó. (2009). Influencias de la tectónica Andina sobre la Plataforma Continental Atlántica (Uruguay-Argentina): Controles sobre su potencial exploratorio. *X Simposio Bolivariano Exploración Petroleras en Cuencas Subandinas*. Cartagena.
- Rosello, E., López-Gammundi, Ó., Guillocheau, F., & de Santa Ana, H. (2013). Tectonic Influence of the Pre-Breakup Basement on the Mesozoic Half Grabens: The Atlantic Margin (33 and 41 S), Offshore Uruguay and Argentina. *AAPG International Conference and Exhibition*. Cartagena.
- Rosello, E., de Santa Ana, H., López-Gammundi, Ó., Veroslavsky, G., Gristo, P., & Morales, E. (2010). Significados tectónicos de la vergencia occidental de hemigrábenes mesozoicos de la plataforma continental del Uruguay-Argentina. *VI Congreso Uruguayo de Geología*.
- Rowlands, H., Paton, D., Mortimer, E., Turner, J., Thompson, P., Soto, M., y otros. (2016). New Insights into the Early development of a Volcanic Passive Margin - 3-D Imaging of Seaward Dipping Reflectors and a South Atlantic Transfer Zone. *AAPG Annual Convention and Exhibition*. Calgary.
- 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. *AAPG International Conference and Exhibition*. Melbourne.
- Soto, M., Conti, B., Morales, E., Marmisolle, J., & de Santa Ana, H. (2014). Primeros resultados geológicos, geoquímicos y estratigráficos en la region central de la cuenca norte, Uruguay. *XIX Congreso Geológico Argentino*. Córdoba.
- Soto, M., Conti, B., Rodríguez, P., Morales, E., Marmisolle, J., de Santa Ana, H., y otros. (2013). Geología de subsuelo de la región de Pepe Núñez, Cuenca Norte (Uruguay). *VII Congreso Uruguayo de Geología*. Montevideo.
- Soto, M., Morales, E., Hernández Molina, J., Creaser, A., Tomasini, J., & de Santa Ana, H. (2016). Contornitas y Turbiditas Retrabajadas por Corrientes de Contorno: Un Nuevo Play para el Offshore de Uruguay. *VIII Congreso Uruguayo de Geología*. Montevideo.

- Soto, M., Morales, E., Hernández-Molina, F., Veroslavsky, G., Tomasini, J., & de Santa Ana, H. (2012). Morfología del talud continental uruguayo. *Antropicosta Iberoamérica 2012*. Montevideo.
- Soto, M., Morales, E., Hernández-Molina, F., Veroslavsky, G., Tomasini, J., & de Santa Ana, H. (2012). Tectónica y procesos sedimentarios en el talud continental de Uruguay. *III Jornadas del Cenozoico*. Montevideo.
- Soto, M., Morales, E., Hernández-Molina, J., Veroslavsky, G., Tomasini, J., & de Santa Ana, H. (2014). Procesos sedimentarios en el talud continental de Uruguay: una síntesis actualizada. En C. Goso, *Problemáticas de los ambientes costeros. Sur de Brasil, Uruguay y Argentina. 2ª edición revisada y ampliada*. Montevideo: DIRAC-Facultad.
- Soto, M., Morales, E., Veroslavsky, G., de Santa Ana, H., & Conti, B. (2012). Estructura crustal del margen continental uruguayo. *Antropicosta Iberoamérica 2012*. Montevideo.
- 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.
- Thompson, P., Badalini, G., Hendy, J., Walker, R., Argent, J., Hernández-Molina, J., y otros. (2015). Complex Bedforms and Complex Water Masses: A Case Study from the Tertiary to Present-day, Pelotas Basin, Offshore Uruguay. *2015 AGU Fall Meeting, 14 al 18 de diciembre de 2015*. San Francisco.
- Thompson, P., Badalini, G., Wrigley, S., Hendy, J., Walker, R., Argent, J., y otros. (2015). Giant Cretaceous drifts and sediment waves, offshore Uruguay: the interaction between rift-related basin morphology, contour currents and downslope sedimentation. *2015 AGU Fall Meeting*. San Francisco.
- Thompson, P., Badalini, G., Wrigley, S., Hendy, J., Walker, R., Argent, J., y otros. (2015). Travelling without moving: ever-changing seabed morphology and the influence of contour currents, from cretaceous to present-day, within the pelotas basin, offshore Uruguay. *31st IAS Meeting of Sedimentology*. Cracovia.
- Tomasini, J. (2009). Investigaciones en el offshore de Uruguay, expedición Meteor leg m78/3a&b. *Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, Gas, Hidratos de Gas, Lutitas Pirobituminosas, Carbón y Uranio*. Montevideo.
- Tomasini, J., & de Santa Ana, H. (2009). ANCAP, Exploración y Producción; Hidratos de Gas Natural: Estado actual de la investigación regional y en Uruguay. Aspectos tecnológicos y tendencias futuras. *Taller de Recursos Energéticos del Uruguay*. Montevideo.
- Tomasini, J., & de Santa Ana, H. (2011). Evaluación del potencial de los reservorios de hidratos de gas y gas libre asociado costa afuera de Uruguay. *VII INGEPET*. Lima.
- Tomasini, J., de Santa Ana, H., & Johnson, A. (2010). Identification of New Seismic Evidence Regarding Gas Hydrate Occurrence and Gas Migration Pathways Offshore Uruguay. *AAPG Convention*. New Orleans.
- Tomasini, J., de Santa Ana, H., & Veroslavsky, G. (2012). Cuantificación del recurso hidratos de gas en Uruguay. *III Jornadas del Cenozoico*. Montevideo.
- Tomasini, J., de Santa Ana, H., Conti, B., Ferro, S., Gristo, P., Marmisolle, J., y otros. (2011). Assessment of marine gas hydrates and associated free gas distribution offshore Uruguay. *Journal of Geological Research*.
- 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. *Proceedings of the 8th International Conference on Gas Hydrates*. Beijing.
- Tomasini, J., Gristo, P., Blánquez, N., & de Santa Ana, H. (2016). El “Manual de Operaciones Exploratorias Offshore Uruguay” como herramienta para la gestión de las operaciones offshore. *87° Reunión Arpel a Nivel de Expertos, Seguridad de Procesos en Exploración y Producción de Petróleo y Gas*;. Bogotá.
- Tomasini, J., Gristo, P., Rodríguez, P., & de Santa Ana, H. (2012). Analysis of Equilibrium Conditions for Determination of Hydrate Forming Gasses Offshore Uruguay. *8th International Workshop on Methane Hydrate Research & Development*. Sapporo, Hokkaido.
- Tomasini, J., Preu, B., Krastel, S., Schwenk, T., Spiess, V., & de Santa Ana, H. (2011). Distinct expressions of the BSR using various frequencies offshore Uruguay and its correspondence with the gas hydrate stability zone. *Proceedings of the 7th International Conference on Gas Hydrates*. Edinburgh.
- Ucha, N., de Santa Ana, H., & Veroslavsky, G. (2009). Estudio de establecimiento de los límites de la plataforma continental del Uruguay. *Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas pirobituminosas, carbón y uranio*. Montevideo.
- Vacca, S. (2009). Fuente de generación eléctrica: carbón en el Uruguay. *Taller de recursos minerales energéticos del Uruguay: Petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas pirobituminosas, carbón y uranio*. Montevideo.
- Veroslavsky, G., & Marmisolle, J. (2009). Carbón en la región y en Uruguay. *Taller de Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas pirobituminosas, carbón y uranio*. Montevideo.
- Veroslavsky, G., Ucha, N., de Santa Ana, H., & Soto, M. (2010). Caracterización del Sistema de Transferencia del Río de la Plata: implicancias en la evolución geológica y geomorfológica del margen continental uruguayo. *VI Congreso Uruguayo de Geología*.
- Wrigley, S., Badalini, G., Thompson, P., Hendy, J., Walker, R., Argent, J., y otros. (2015). The missing link: utilizing a global interpretation methodology for the rapid interpretation of 140my of stratigraphy within the Pelotas Basin, offshore Uruguay. *31st IAS Meeting of Sedimentology*. Cracovia.