



IX INGEPEL 2018 (GEO-EX-BV-25-5)

ESTRATIGRAFÍA SÍSMICA DEL INTERVALO CORRESPONDIENTE AL EOCENO EN LA CUENCA PELOTAS (*OFFSHORE* DE URUGUAY): IMPLICANCIAS EN LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS.

Belén Viera (UdelaR); Ethel Morales (UdelaR); Matias Soto (UdelaR); Bruno Conti (ANCAP)

Resumen

Se realizó la identificación de los sistemas depositacionales presentes en el intervalo sedimentario asignado al Eoceno para la Cuenca Pelotas (*offshore* de Uruguay) y el estudio de su potencialidad para constituir los diferentes componentes de un sistema petrolero. En el intervalo sedimentario analizado fueron identificadas tres secuencias depositacionales, denominadas, de base a tope, A, B y C. La secuencia basal (A) está integrada por cuatro cortejos de sistemas depositacionales (nivel bajo, transgresivo, nivel alto y regresión forzada), caracterizando un ciclo completo de ascenso y descenso del nivel de base. El cortejo de nivel bajo presenta características propicias para la conformación de rocas reservorios de hidrocarburos. Suprayacen el anterior, depósitos correspondientes al cortejo transgresivo, los cuales cuentan con buenas características como potencial roca sello. El cortejo de nivel alto es interpretado como un conjunto de sistemas depositacionales deltaicos, donde los depósitos proximales presentarían condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos. El cortejo superior refiere a la etapa de regresión forzada, siendo interpretado como potencialmente un buen reservorio de hidrocarburos. La secuencia intermedia (B) está integrada únicamente por un cortejo de sistemas regresivo de nivel bajo, interpretado como constituido por depósitos deltaicos proximales y turbidíticos hacia el sector distal. Este cortejo puede officiar como un reservorio de buena calidad. La secuencia superior (C) se compone de tres cortejos de sistemas depositacionales. En la base, el cortejo de nivel bajo presenta escaso desarrollo, se asocia a un ambiente depositacional de baja energía. El cortejo transgresivo se corresponde con un sistema depositacional marino, que podría officiar como un sello. Hacia el tope, ocurre un cortejo de regresión forzada, que si bien muestra los mejores atributos para constituir reservorios de hidrocarburos, por encima se reconoce una discordancia regional y un paquete sedimentario regresivo significativo, que dificultaría el entrampamiento de fluidos. Las potenciales rocas generadoras en esta cuenca están vinculadas a secuencias marinas del Cretácico Inferior (Aptiano-Albiano y Cenomiano-Turoniano) y serían las que alimentarían los potenciales reservorios cenozoicos. Las vías de migración se asocian a escasas fallas subverticales que conectan el intervalo sedimentario cretácico y cenozoico y *carrier beds*.

a. Introducción

La Cuenca Pelotas se ubica en los márgenes continentales de Uruguay y Brasil. Siendo su límite norte el Alto de Florianópolis, en el margen brasileño, que la separa de la Cuenca de Santos, y sus límites sur el Alto del Polonio y el Sistema de Transferencia del Río de la Plata (Soto *et al.* 2011), en el margen continental uruguayo, que la separan de la Cuenca Punta del Este.

En la última década, la porción uruguaya de la Cuenca Pelotas constituyó un ámbito de exploración importante para empresas petroleras de primer nivel, probablemente en respuesta



IX INGEPEL 2018 (GEO-EX-BV-25-5)

a su proximidad a la Cuenca de Santos, y a la ocurrencia de reservas de hidrocarburos, asociados al *pre-sal* (Aptiano) en esta última.

Esta situación ha permitido avanzar en forma significativa en el conocimiento de la génesis y evolución tectónica y estratigráfica de la porción uruguaya de la Cuenca Pelotas y revertir la situación de que prácticamente los únicos antecedentes de la cuenca se vinculaban a su porción brasileña.

Los trabajos de Morales (2013); Conti (2015); Conti *et al.* (2017) y Morales *et al.* (2017) para el sector uruguayo de la cuenca, realizan el reconocimiento de las principales discontinuidades estratigráficas regionales, caracterizando diversas secuencias depositacionales que son agrupadas en diferentes fases de evolución, desde la apertura del Océano Atlántico hasta el presente. Estos autores, además, vincularon el reconocimiento secuencial con la identificación de los principales elementos que constituyen los potenciales sistemas petroleros para la cuenca.

En este trabajo, se trabajó a una escala diferente, buscando identificar los conjuntos de sistemas depositacionales, que integran las diferentes secuencias depositacionales, correspondientes al intervalo sedimentario del Eoceno, relacionando sus patrones sísmicos, la posición en la cuenca y sus condiciones de formación, con los diferentes elementos que integran un sistema petrolero.

El intervalo sedimentario analizado, se ubica entre los horizontes H9-H12 y Tope seq 5 – Tope seq 8 de Morales *et al.* (2017) y de Conti *et al.* (2017), respectivamente.

b. Texto principal

1. Contexto geológico y antecedentes

El margen continental uruguayo integra el segmento Austral del margen atlántico, según la definición de Moulin *et al.* (2005), constituyendo un típico margen divergente, de tipo volcánico y segmentado (Soto *et al.* 2011). En su extremo NE se desarrolla la porción uruguayua de la Cuenca Pelotas (Fig. 1).

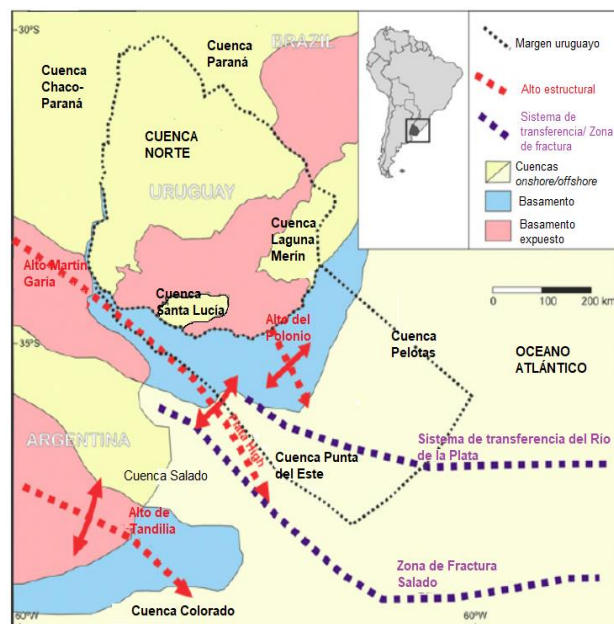


Figura 1: Localización de la Cuenca Pelotas en el margen continental uruguayo. Modificado de Soto *et al.* (2011)



IX INGEPEL 2018 (GEO-EX-BV-25-5)

La Cuenca Pelotas constituye una rampa homoclinal, en la cual los depósitos se espesan hacia el área distal de la misma. En la porción continental se desarrolla sobre rocas del Escudo Uruguayo-Sulriograndense y rocas paleozoicas y mesozoicas de la Cuenca Paraná y hacia las porciones distales sobre corteza de transición y oceánica (Bueno *et al.* 2007; Fontana 1996, 1987; Dias *et al.* 1994).

Bueno *et al.* (2007) reconoce cuatro fases en su evolución: *prerift*, *rift*, *postrift* y *drift*, las que se corresponden con las fases *prerift*, *sinrift*, transición y *postrift* de Mohriak (2003).

Estructuralmente, la Cuenca Pelotas *onshore* brasileña está relacionada con las Cuencas Santa Lucía y Laguna Merín del *onshore* uruguayo, a través de un corredor estructural denominado SaLAM, el cual es interpretado como un *rift* abortado (Rossello *et al.* 2000).

Morales (2013) y Morales *et al.* (2017) identificaron en la porción uruguaya de la cuenca Cuenca Pelotas un conjunto de secuencias depositacionales, agrupadas en tres fases de evolución de la misma: una *prerift* (Paleozoico), una *rift* (Juro-Creácico), y once secuencias *postrift* desde Aptiano al presente.

En tanto, en los trabajos de Conti (2015) y Conti *et al.* (2017) fueron identificadas para el sector uruguayo de la Cuenca Pelotas una megasecuencia *prerift*, una *sinrift* y diez secuencias asociadas al estadio *postrift*.

Recientemente, Turrini *et al.* (2017) hacen un abordaje desde la geometría y el desarrollo cinemático de sistemas de fallas poligonales con motivo de inferir la presencia de rocas sello y reservorio en el margen uruguayo. Estos autores identificaron un Sistema de Fallas Poligonales (PFS) basado en la forma que se transmiten las fallas en función de los diferentes tamaños de grano de las rocas.

2. Metodología

Fueron analizadas 55 secciones sísmicas multicanal de reflexión 2D (Fig. 2), adquiridas en los años 2007 y 2008, propiedad de ANCAP, que abarcan hasta las 200 millas náuticas (370 km lineales) del margen continental uruguayo.

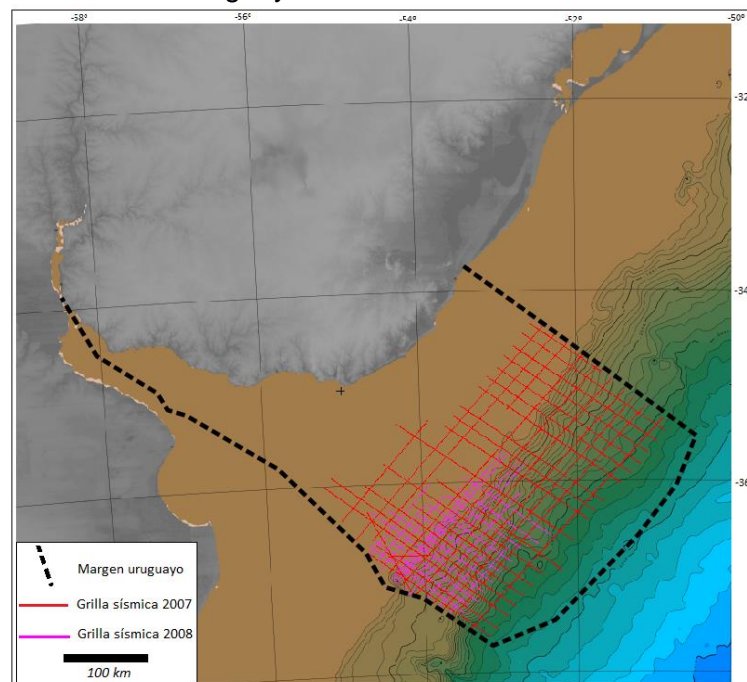


Figura 2: Base de datos disponible para el margen continental uruguayo.

El método utilizado en el análisis de cuenca y en la interpretación de los diferentes conjuntos de sistemas depositacionales fue la Estratigrafía de Secuencias. Este método permite el entendimiento y análisis del relleno sedimentario de una cuenca a partir de la visualización e interpretación de líneas sísmicas del subsuelo. La caracterización de los diferentes cortejos sedimentarios se basó en la nomenclatura descrita por *e.g.* Holz (2012), Catuneanu *et al.* (2009 y 2011) y Catuneanu (2006), la cual se ajusta a un modelo cuatripartito donde un ciclo completo de ascenso y descenso del nivel de base está definido por cuatro cortejos de sistemas depositacionales (regresión de nivel bajo y alto, transgresivo y regresión forzada).

3. Resultados

Para el intervalo sedimentario analizado fueron interpretadas tres secuencias depositacionales limitadas por cuatro discordancias regionales, denominadas de base a tope A, B y C.

En la secuencia basal (A) se identificaron cuatro cortejos de sistemas depositacionales (nivel bajo y alto, transgresivo, y regresión forzada; Fig. 3), materializando un ciclo completo de variación del nivel de base.

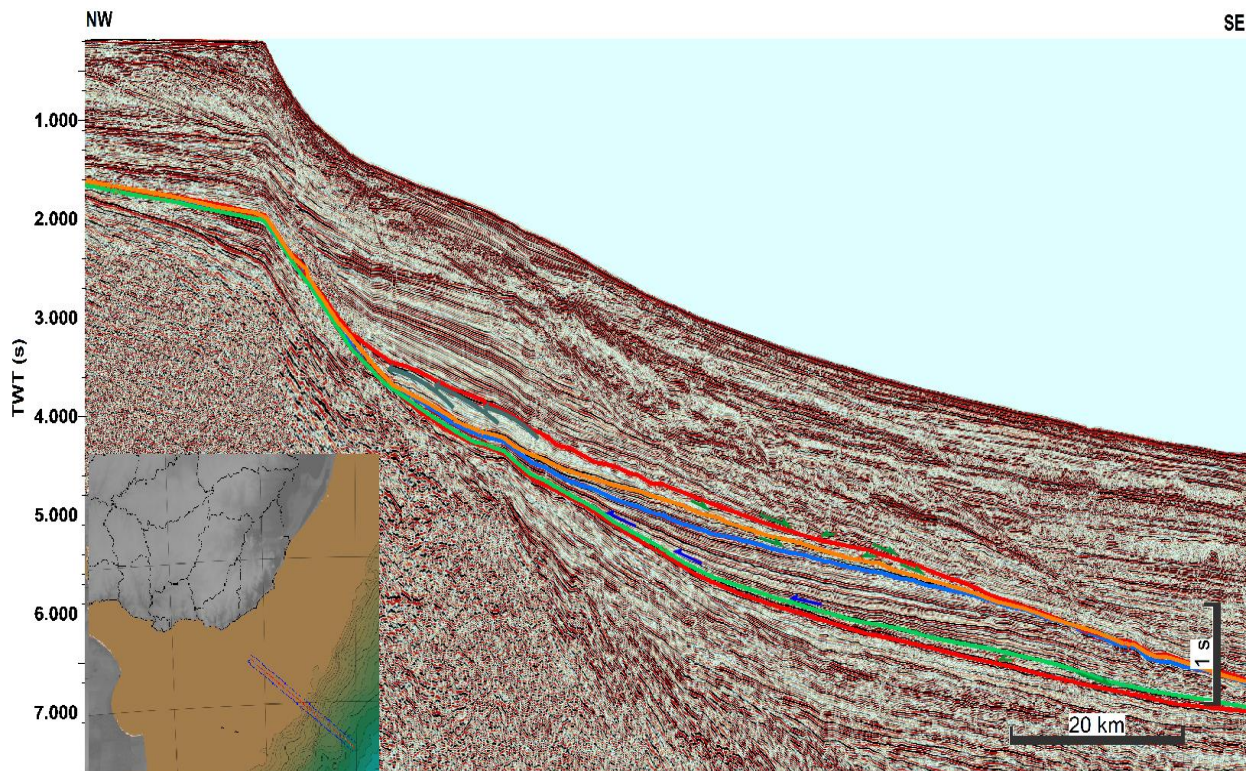


Figura 3: Sección sísmica *dip* mostrando las terminaciones estratales y los cortejos sedimentarios interpretados para la Secuencia A. Onlap: azul; Downlap: verde; Offlap: gris.

El cortejo ubicado en la base de la secuencia corresponde a depósitos de regresión normal de nivel bajo, desarrollándose en los sectores distales de la cuenca. Las facies sísmicas están caracterizadas por reflectores con terminaciones en doble *downlap* y geometría monticular. De acuerdo a los atributos sísmicos y la posición en la cuenca, se interpretan como depósitos turbidíticos, generados posiblemente por la inestabilidad de los sedimentos en el talud o por una línea de costa muy próxima al mismo (Mitchum *et al.* 1977a). Este cortejo es coincidente con los depósitos de grano grueso correspondientes a la base del intervalo caracterizado por Turrini *et al.* (2017) como abanicos de fondo de cuenca.



IX INGEPET 2018 (GEO-EX-BV-25-5)

Conforme la interpretación realizada, estos depósitos podrían contener litologías apropiadas para constituir rocas reservorios; ya que la energía depositacional para la formación de los mismos generalmente es alta en los inicios de la subida del nivel del mar, lo que acarrea sedimentos de granulometrías adecuadas para la acumulación de hidrocarburos (Holz 2012; Catuneanu *et al.* 2009; Catuneanu 2006).

Por encima del cortejo de nivel bajo se desarrolla el cortejo de sistemas transgresivo, indicando un aumento del nivel de base, y con ello, una migración en dirección al continente de los sistemas depositacionales. Las facies sísmicas son reflectores paralelos, suavemente divergentes, con terminaciones en *onlap* en dirección al continente, de alta amplitud y amplia continuidad lateral y patrón de apilamiento retrogradante. Este cortejo es coincidente con el intervalo que aloja PFS definido por Turrini *et al.* (2017) y está dominado por depósitos de grano muy fino en el talud y fondo de cuenca, con ocurrencia de depósitos más gruesos en los sectores proximales. Se interpretan como sistemas formados en un ambiente de baja energía depositacional, constituyendo depósitos principalmente de granulometría fina. Siguiendo esta interpretación, este conjunto de sistemas depositacionales podría oficiar como un sello, propiciando el entrapamiento de los hidrocarburos, favorecido por la amplia distribución y el espesor del intervalo sedimentario.

El cortejo de sistemas de nivel alto, ubicado por encima del cortejo transgresivo, se desarrolla entre el sector de plataforma y pie de talud de la cuenca. Está conformado por clinofomas suaves a oblicuo tangenciales, de amplitudes medias a bajas en el sector proximal, adquiriendo, esporádicamente, configuraciones paralelas de amplitud media y terminaciones en *downlap*, hacia los sectores distales. Las facies sísmicas proximales, según Sangree & Widmier (1974), pueden asociarse a sistemas progradantes en aguas rasas, vinculados a un nivel de base en ascenso a relativamente estacionario y a un aumento en el aporte sedimentario. Según Roksandic (1978) estas facies se asocian al frente deltaico en un sistema depositacional de delta. En el sector distal de la cuenca, la potencia de los depósitos es baja y las facies sísmicas paralelas indican una energía depositacional relativamente uniforme, que Roksandic (1978) atribuye a un ambiente de prodelta. Los depósitos proximales de este cortejo se caracterizan por una alta relación arena/arcilla (Catuneanu, 2006), adecuadas para el almacenamiento de hidrocarburos, pudiendo ser caracterizados como reservorios de buena calidad.

Por encima del cortejo de nivel alto, se constata la migración de la línea de costa en dirección a la cuenca, desarrollándose un cortejo de sistemas de regresión forzada. El mismo presenta facies sísmicas que incluyen clinofomas suaves con patrón en *offlap* depositadas en los sectores proximales de la cuenca, mientras que en los sectores distales se identificaron geometrías monticulares caracterizadas por terminaciones en doble *downlap*. El arreglo de facies proximal indica un alto aporte sedimentario y energía depositacional, en tanto, hacia el sector de pie de talud las geometrías monticulares o micro-ondulaciones migrantes según Mitchum Jr. *et al.* (1977a), se asocian a depósitos turbidíticos. Hernández Molina *et al.* (2017) identifican estas formas monticulares como un campo de dunas generadas por corrientes de contorno marinas, en un contexto de alto aporte sedimentario. El alto aporte sedimentario y la energía depositacional generan depósitos con relación arena/arcilla altas, los cuales favorecen el almacenamiento de los hidrocarburos y son catalogados como reservorios de muy buena calidad (Holz 2012; Catuneanu 2006; Mitchum *et al.* 1997a).

La secuencia B preserva un único cortejo de sistemas depositacionales, correspondiente a un régimen regresivo normal de nivel bajo. Presenta migración de la línea en dirección a la cuenca, siendo la trayectoria de la misma con concavidad hacia el tope (Fig. 4).

En este cortejo fueron interpretadas dos asociaciones de facies sísmicas. En la base se identificaron clinofomas suaves, de amplitudes medias, que varían hacia la cuenca a geometrías monticulares, de amplitudes medias a bajas, con terminaciones en doble *downlap*.

Hacia el tope, la asociación de facies se caracteriza por cliniformas sigmoidales a oblicuo tangencial, en tanto, se observan geometrías irregulares en el área distal. Las facies proximales se interpretan según Mitchum *et al.* (1977a) como generadas en un ambiente deposicional deltaico, mientras que las facies distales según Mitchum *et al.* (1977a) son resultado de procesos sedimentarios turbidíticos asociados a abanicos de fondo de cuenca. Estos depósitos podrían aportar reservorios de buena calidad, de acuerdo al aporte sedimentario y los procesos que dieron lugar a su formación, principalmente en los sectores distales (Roksandic, 1978; Catuneanu *et al.* 2011).

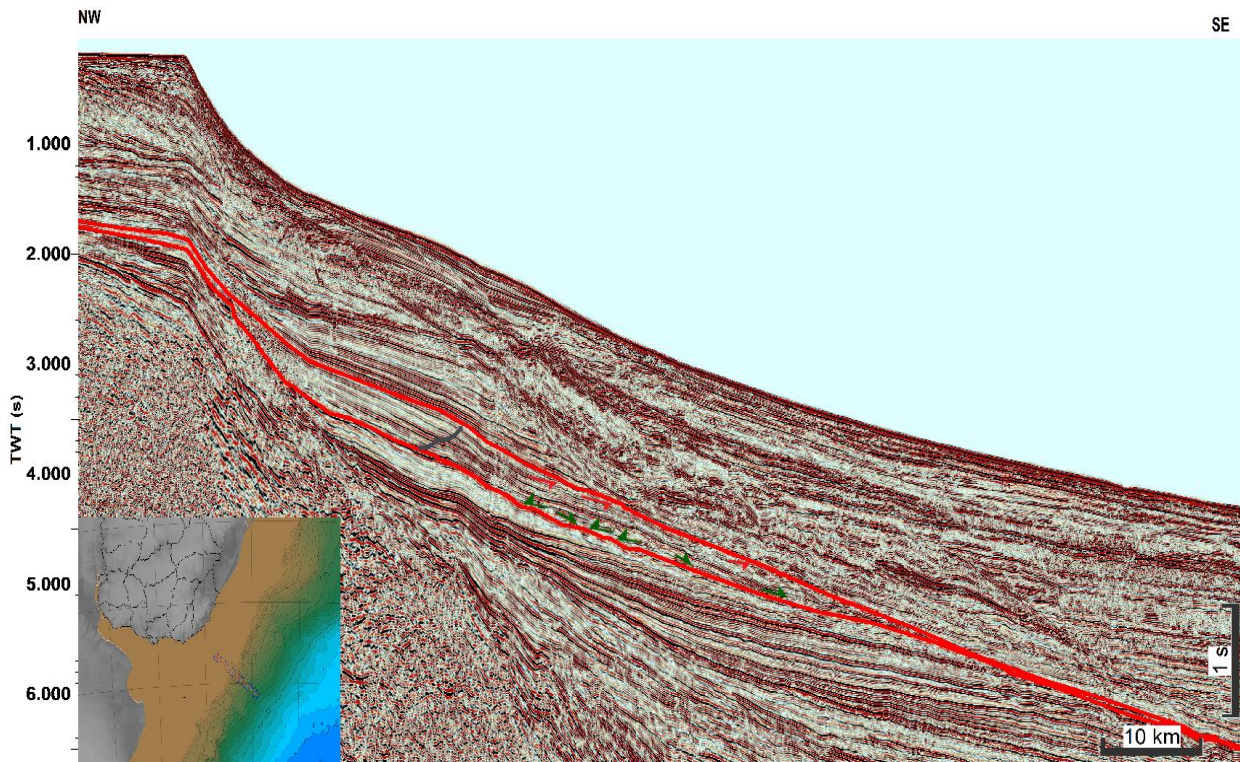


Figura 4: Sección sísmica *dip* mostrando las terminaciones estratales, asociaciones de facies y la trayectoria de la línea de costa para la Secuencia B. *Downlap*: verde; *Truncamiento*: rojo.

Por su parte, en la secuencia C, al tope del intervalo sedimentario analizado, fueron interpretados tres cortejos de sistemas deposicionales correspondientes, de base a tope, al nivel bajo, transgresivo y de regresión forzada (Fig. 5).

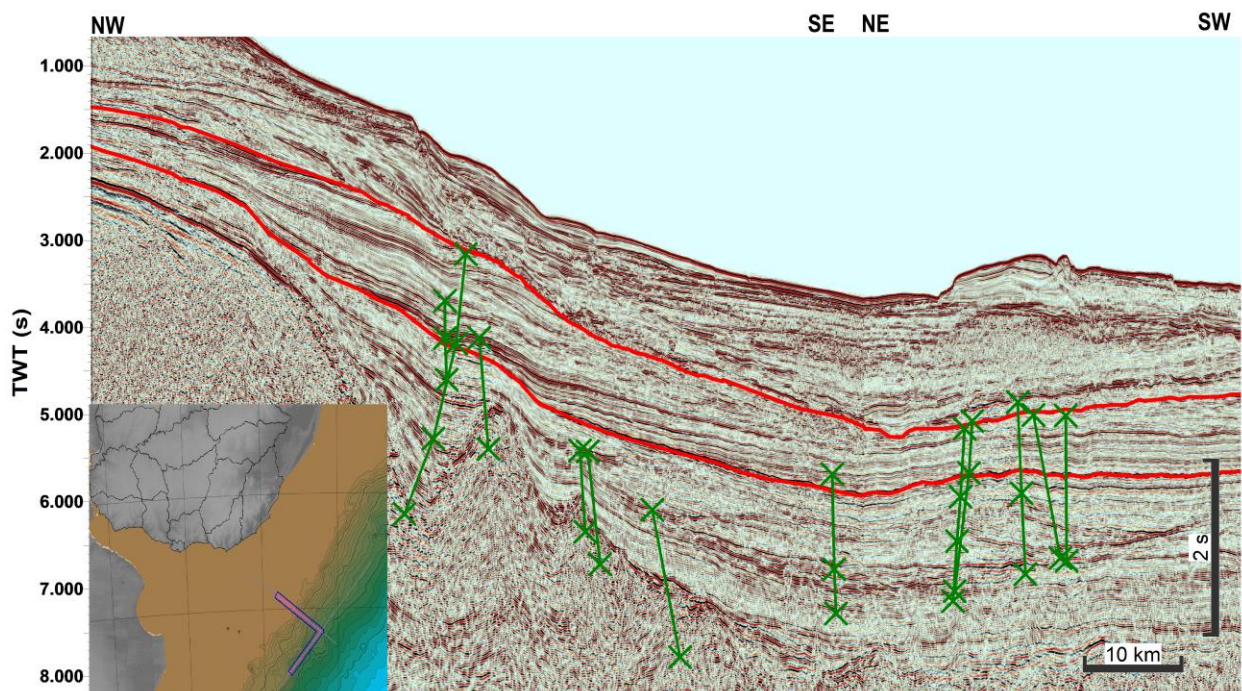
En la base de la secuencia, el sistema regresivo de nivel bajo presenta cliniformas sigmoidales, de amplitud media y escaso desarrollo. Las facies sísmicas permiten asociarlo a un sistema deposicional de relativa baja energía y aporte sedimentario (Roksandic, 1978).

El cortejo de sistemas transgresivo está caracterizado por el desarrollo de reflectores paralelos y continuos, con contraste de impedancia acústica media a alta en la base. Hacia el tope, los atributos varían y las facies identificadas son reflectores paralelos que disminuyen la continuidad y amplitud en relación a las facies de la base del cortejo. El conjunto de la base muestra amplia continuidad de los reflectores, lo que probablemente responda a una mayor uniformidad de las condiciones en el ambiente de sedimentación. Hacia el tope, se infiere predominancia de una determinada litología y estabilidad del ambiente sedimentario, de relativa mayor energía deposicional para el sector del borde de plataforma y el talud (Mitchum *et al.* 1977a). Este cortejo podría officiar como una roca sello de relativa buena calidad.

Figura 5: Sección sísmica *dip* mostrando las terminaciones estratales y cortejos sedimentarios identificados para la Secuencia C. *Onlap*: azul; *Downlap*: verde; *Offlap*: gris; *Truncamiento*: rojo.

Con relación a las potenciales rocas madres que darían origen a los hidrocarburos que eventualmente podrían acumularse en las rocas del intervalo sedimentario analizado, Morales (2013) y Conti (2015) identificaron dos secuencias depositacionales (denominadas *Post rift 1* y *2* por Morales, 2013; y secuencia depositacional 1 y 2 para Conti, 2015), con atributos apropiados para ese fin. A la primera se le atribuye una edad Aptiano-Albiano, y a la segunda una edad Cenomaniano-Turoniano, siendo asociadas a los dos principales eventos anóxicos del Cretácico. Ambas secuencias estarían integradas por depósitos de sistemas transgresivos constituidos por lutitas marinas ricas en materia orgánica, ampliamente reconocidas a lo largo de todo el margen atlántico (Bray *et al.* 1998; Davison, 1999; Van der Spuy *et al.* 2003; Adekola *et al.* 2012; Mello *et al.* 2012).

La recarga de las potenciales rocas reservorios identificadas en el intervalo sedimentario objeto de estudio de este trabajo (Eoceno), desde las potenciales rocas generadoras (Cretácicas) sería a través de escasas fallas subverticales que conectan ambos intervalos (Fig. 6) o a través



de *carrier beds*.

Figura 6: Sección sísmica arbitraria mostrando las fallas subverticales presentes en la Cuenca Pelotas. Hz rojo: límite inferior y superior del Eoceno.

c. Contribuciones Técnicas, Económicas, y de Sostenibilidad.

La caracterización y entendimiento de las unidades sísmicas realizada en este trabajo contribuye a incrementar el conocimiento estratigráfico de las cuencas sedimentarias del margen continental uruguayo.

A su vez, la delimitación de los sistemas depositacionales y, más específicamente, la delineación de las facies sísmicas componentes de los diversos sistemas, permiten el establecimiento de tendencias regionales, pudiendo ser utilizado como base para delinear modelos predictivos que auxilien en la exploración de recursos minerales y energéticos.



IX INGEPEL 2018 (GEO-EX-BV-25-5)

d. Conclusiones.

Se identificaron tres secuencias depositacionales para el Eoceno en la porción uruguaya de la Cuenca Pelotas.

En la secuencia basal se identificaron tres cortejos de sistemas depositacionales factibles de oficiar como roca reservorio de buena calidad, el cortejo de nivel bajo y nivel alto, y el cortejo de regresión forzada. En tanto, el cortejo transgresivo posee características propicias para facilitar el entrapamiento de hidrocarburos

La secuencia intermedia, presenta depósitos de regresión normal de nivel bajo calificados como favorables para el almacenamiento de hidrocarburos conforme las condiciones que dan lugar a su formación.

En la secuencia superior, el gran desarrollo y continuidad del cortejo de sistemas transgresivo hacen que pueda ser considerado apto como roca sello. En tanto, el cortejo de sistemas de regresión forzada, presenta los atributos más favorables para constituir rocas reservorios de buena calidad, sin embargo la presencia de una discordancia al tope y de depósitos regresivos por encima, dificultarían el entrapamiento de fluidos.

Si bien, las posibles rocas generadoras de la cuenca se encuentran en posiciones estratigráficas inferiores (Aptiano-Albiano y Cenomiano-Turoniano), el desarrollo de *carrier beds* y fallas subverticales podrían constituir vías de migración de los hidrocarburos.

e. Bibliografía

Adekola S.A., Akinlua A., Mangelsdorf K. (2012). Organic geochemical evaluation of Cretaceous shale samples from the Orange Basin, South Africa. *Applied Geochemistry*, 27(8): 1633-1642.

Bray R., Lawrence S., Swart R. (1998). Source rock, maturity data indicate potential off Namibia. *Oil and Gas Journal*. 96(32):84-89

Bueno, G. V., Zacharias, A. A., Oreiro, S. G., Cupertino, J. A., Falkenheim, F. U.H.; Neto, M. A. (2007) M. *Boletim de Geociências Petrobras*, Rio de Janeiro, v.15, n. 2, p. 551 – 559.

Cainelli, C., & Mohriak, W. U. (1999). Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the Eastern Brazilian continental margin. Episodes- *Newsmagazine of the International Union of Geological Sciences*, 22(3), 206-216.

Cainelli, C., & Mohriak, W. U. (1998). Geology of Atlantic eastern Brazilian basins. In *Brazilian Geology Part* (Vol. 2, p.)

Catuneanu, O., Galloway, W. E., Kendall, C. G. S. C., Miall, A. D., Posamentier, H. W., Strasser, A., & Tucker, M. E. (2011). Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature. *Newsletters on stratigraphy*, 44(3), 173-245.

Catuneanu, O., Abreu, V., Bhattacharya, J. P., Blum, M. D., Dalrymple, R. W., Eriksson, P. G... & Giles, K. A. (2009). Towards the standardization of sequence stratigraphy. *Earth-Science Reviews*, 92(1-2), 1-33

Catuneanu, O. (2006). *Principles of sequence stratigraphy*. Elsevier

Conti, B., de Jesus Perinotto, J. A., Veroslavsky, G., Castillo, M. G., de Santa Ana, H., Soto, M., & Morales, E. (2017). Speculative petroleum systems of the southern Pelotas Basin, offshore Uruguay. *Marine and Petroleum Geology*, 83, 1-25.

Conti, B., (2015), Speculative petroleum systems of the southern Pelotas Basin, *Dissertação de Mestrado*, Universidade Estadual Paulista- RC (Brasil)



IX INGEPEL 2018 (GEO-EX-BV-25-5)

Davison I. 1999. Tectonics and hydrocarbon distribution along the Brazilian South Atlantic margin. *In: Cameron M.R., Bate R.H., Clure V.S. (eds) The oil and gas habitats of the South Atlantic. Geological Society, London, Special Publications*, 153:133-151.

Dias, J. L., Sad, A. R. E., Fontana, R. L., & Feijó, F. J. (1994). Bacia de Pelotas. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 8(1), 235-245

Fontana, R.L. (1987), Desenvolvimento termomecânico da Bacia de Pelotas e parte sul da Plataforma de Florianópolis. *Dissertação de Mestrado*, Universidade Federal de Ouro Preto, Minas Gerais.

Fontana, R. L. (1996). Geotectônica e sismoestratigrafia da Bacia de Pelotas e Plataforma de Florianópolis. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. *Tese de Doutorado em Geociências*. Porto Alegre, RS, 2.

Holz, M. (2012). *Estratigrafia de Sequências—Histórico, Princípios e Aplicações*. Rio de Janeiro, editora Interciência.

Mello M.R., Azambuja Filho N.C., Bender A.A., Barbanti S.M., Mohriak W., Schmitt P., Jesus C.L.C. 2012. The Namibian and Brazilian southern South Atlantic petroleum systems: are they comparable analogues? *Geological Society, London, Special Publications*, 369. doi: 10.1144/SP369.18

Mitchum Jr, R. M., Vail, P. R., & Sangree, J. B. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 6. Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences: Section 2. Application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation.

Mitchum, R.M., Jr., Vail, P.R. & Thompson, S. (1977), Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 2: The depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis. *AAPG Memoir* 26, pp 53-97.

Morales, E., (2013), *Evolução tectônica e estratigráfica das bacias da margem continental do Uruguai. Tese de doutorado*. Universidade Estadual Paulista- RC (Brasil) 166 p.

Morales, E., Chang, H. K., Soto, M., Corrêa, F. S., Veroslavsky, G., de Santa Ana, H., & Daners, G. (2017). Tectonic and stratigraphic evolution of the Punta del Este and Pelotas basins (offshore Uruguay). *Petroleum Geoscience*, 23(4), 415-426.

Roksandić, M. M. (1978). Seismic facies analysis concepts. *Geophysical Prospecting*, 26(2), 383-398.

Rossello, E. de Santa Ana, H. & Veroslavsky, G. (2000). El lineamiento Santa Lucía-Aiguá-Merín (Uruguay): un corredor tectónico extensivo y transcurrente dextral precursor de la apertura Atlántica. *Revista Brasileira de Geociências*. v30, No4, p. 749-756.

Sangree, J. B., & Widmier, J. M. (1974). Interpretation of depositional facies from seismic data: Continuing Education Symposium. *Geophysical Society of Houston*.

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(9), 1676-1689.

Turrini, L., Jackson, C. A., & Thompson, P. (2017). Seal rock deformation by polygonal faulting, offshore Uruguay. *Marine and Petroleum Geology*, 86, 892- 907.

Van der Spuy D. (2003). Aptian source rocks in some South African Cretaceous basins. *In: Arthur T.J., MacGregor D.S., Cameron N.R. (eds) Petroleum Geology of Africa: new themes and developing technologies. Geological Society of London Special Publications*, 207:185-202.