

## EVIDENCIAS SÍSMICAS DE LA PRESENCIA DE ROCA GENERADORA EN EL *OFFSHORE* DE URUGUAY

Rodríguez P.<sup>1</sup>; Conti B.<sup>1</sup>; Gristo P.<sup>1</sup>

1 - Exploración y Producción – ANCAP, Montevideo, Uruguay.

[parodrigue@ancap.com.uy](mailto:parodrigue@ancap.com.uy)

La presencia de roca generadora, elemento necesario para la existencia de un sistema petrolero, es una incertidumbre geológica clave en cuencas de frontera exploratoria como el *offshore* uruguayo. En ausencia de pozos profundos que atraviesen la secuencia Cretácica, presumiblemente la de mayor prospectividad para hidrocarburos en el margen uruguayo, los datos sísmicos se convierten en la herramienta principal para evaluar indirectamente el sistema petrolero, con una cobertura adquirida de 40.000 km de sísmica 2D y 41.000 km<sup>2</sup> de sísmica 3D.

Este trabajo presenta un conjunto integrado de evidencias sísmicas que sugieren la presencia de una o más rocas generadoras maduras en las cuencas Punta del Este y Pelotas. Entre ellas se destacan las correlaciones sísmicas con cuencas *offshore* de Brasil y Namibia, que permiten extrapolar la presencia de niveles generadores del Aptiano y del Cenomaniano-Turoniano hacia el margen uruguayo.

En este contexto, el procesamiento reciente de los datos sísmicos ha permitido una mejora sustancial en la resolución de la imagen del subsuelo, favoreciendo la identificación de múltiples indicadores indirectos compatibles con la presencia de roca generadora. Entre ellos se destacan: anomalías de Amplitud versus Offset (AVO), inversiones de polaridad sísmica, inversiones en el campo de velocidades, así como la presencia de reflectores simuladores de fondo marino (BSR, por sus siglas en inglés). A su vez, se reconocieron estructuras verticales asociadas a migración de fluidos, como chimeneas de gas y depresiones en el fondo marino (*pockmarks*), que refuerzan la hipótesis de un sistema petrolero activo.

Palabras claves: sísmica, atributos, generadora, *Offshore*, Uruguay.

## INTRODUCCIÓN

La exploración de hidrocarburos en márgenes continentales poco explorados, como el *offshore* uruguayo, representa una oportunidad estratégica para el desarrollo energético, pero también implica enfrentar altos niveles de incertidumbre geológica. En este tipo de escenarios, conocidos como cuencas de frontera, la caracterización de los elementos del sistema petrolero, y en particular la presencia de roca generadora, es fundamental para reducir el riesgo exploratorio. Debido a que no existen pozos que atraviesen la secuencia Cretácica en aguas profundas del *offshore* de Uruguay y que aporten conocimiento directo del subsuelo en dicha secuencia, los datos sísmicos constituyen la herramienta principal para inferir, de manera indirecta, la configuración estratigráfica y estructural del margen continental.

Desde 1970 se ha conformado una base de datos sísmicos marinos de gran extensión, compuesta por más de 40.000 kilómetros de líneas sísmicas 2D adquiridas entre 1970 y 2014, y aproximadamente 41.000 kilómetros cuadrados de sísmica 3D registrada entre 2012 y 2017. Sobre esta base de datos, y especialmente en los datos adquiridos durante las últimas dos décadas, se han aplicado técnicas avanzadas de interpretación e innovaciones en procesamiento sísmico en profundidad (Juncken *et al.* 2024; Reuber *et al.* 2024). Estas metodologías han permitido mejorar notablemente la resolución de la imagen sísmica y la caracterización de intervalos potencialmente generadores dentro de la columna sedimentaria.

## METODOLOGÍA

El análisis se centró en la interpretación de datos sísmicos 2D y 3D con el objetivo de identificar indicadores indirectos de presencia de roca generadora en el *offshore* uruguayo.

El reprocesamiento de una parte significativa de los datos sísmicos (Juncken *et al.* 2024; Reuber *et al.* 2024) incluyó la aplicación de técnicas de procesamiento en profundidad, destacándose la migración pre-apilado en profundidad (PSDM, por sus siglas en inglés), orientada a mejorar la fidelidad estructural y estratigráfica de la imagen sísmica. De forma complementaria y más reciente, se aplicó la inversión de forma de onda completa (FWI, por sus siglas en inglés), lo que permitió generar modelos de velocidad de alta resolución (Figura N°2). Durante el procesamiento sísmico, se construyen modelos de velocidad que integran el conocimiento geológico para representar la velocidad promedio de la onda P en las distintas secuencias del subsuelo. Estos modelos, que se refinan progresivamente a lo largo del flujo de procesamiento, han permitido identificar inversiones de velocidad asociadas a intervalos con alta porosidad, como reservorios y rocas generadoras ricas en querógeno. Aunque la tendencia general es que la velocidad sísmica aumente con la profundidad, en ocasiones se observan anomalías, como inversiones de velocidad, donde una secuencia presenta menor velocidad que la suprayacente, atribuibles a variaciones litológicas o a la presencia de hidrocarburos. Este comportamiento se manifiesta con particular claridad en la secuencia Cretácica, donde se concentran varios de los intervalos de mayor interés exploratorio.

Sobre los volúmenes sísmicos 3D se aplicaron atributos avanzados, entre ellos el atributo *Sweetness* (Figura N°1), que combina la amplitud instantánea con la frecuencia instantánea de la señal sísmica. Este atributo se define según la ecuación (1) y permite resaltar

zonas con alta amplitud y baja frecuencia, típicamente asociadas a capas ricas en querógeno o acumulaciones de hidrocarburos (Hodgson *et al.* 2024). Dicho atributo fue clave en este estudio, para delimitar los niveles potencialmente generadores de las secuencias Aptiana y Cenomaniano-Turoniana, al resaltar reflectores continuos y regionales, de alta amplitud sísmica y polaridad negativa.

$$Sweetness = \frac{Amplitud\ Instantáneas}{\sqrt{Frecuencia\ Instantánea}} \quad (Ec. 1)$$

Además, se aplicó el análisis de anomalías AVO, una herramienta de exploración que permite inferir la posible presencia de hidrocarburos a partir de datos sísmicos. Este análisis se basa en la variación de la amplitud de la señal sísmica en función del ángulo de incidencia de la onda, lo cual está determinado por el *offset* (distancia entre la fuente y los grupos de receptores). Según cómo varíe la amplitud sísmica con el *offset*, ya sea aumentando o disminuyendo, las respuestas AVO se clasifican en cuatro tipos principales. En este caso, se calculó el atributo (*Far-Nears*)\**Far*, diseñado para resaltar anomalías tipo IV, caracterizadas por presentar amplitudes negativas que disminuyen en amplitud con el incremento del *offset*.

Adicionalmente, se mapearon estructuras asociadas a migración de fluidos (chimeneas de gas y *pockmarks*), y la interpretación del BSR se extendió a todo el margen (Rodríguez *et al.* 2022a) utilizando datos sísmicos en profundidad. Con esta información se estimaron los gradientes geotérmicos someros, a partir de los cuales fue posible inferir el estado térmico relativo de los intervalos potencialmente generadores.

Finalmente, se integraron correlaciones sísmicas regionales con el sector brasileño de la cuenca Pelotas y con la cuenca Orange del *offshore* de Namibia, el margen conjugado de las cuencas *offshore* de Uruguay, donde se han identificado y perforado exitosamente niveles de rocas generadoras del Aptiano y Cenomaniano-Turoniano. Esta integración se basó en reconstrucciones paleogeográficas y en la continuidad de eventos sísmicos correlativos, lo que permitió extrapolar con mayor confianza la presencia de estos niveles hacia el margen uruguayo (Rodríguez *et al.* 2022b). La validez de esta extrapolación se ve reforzada por similitudes tectonoestratigráficas entre los márgenes y por la coherencia regional de los reflectores identificados.

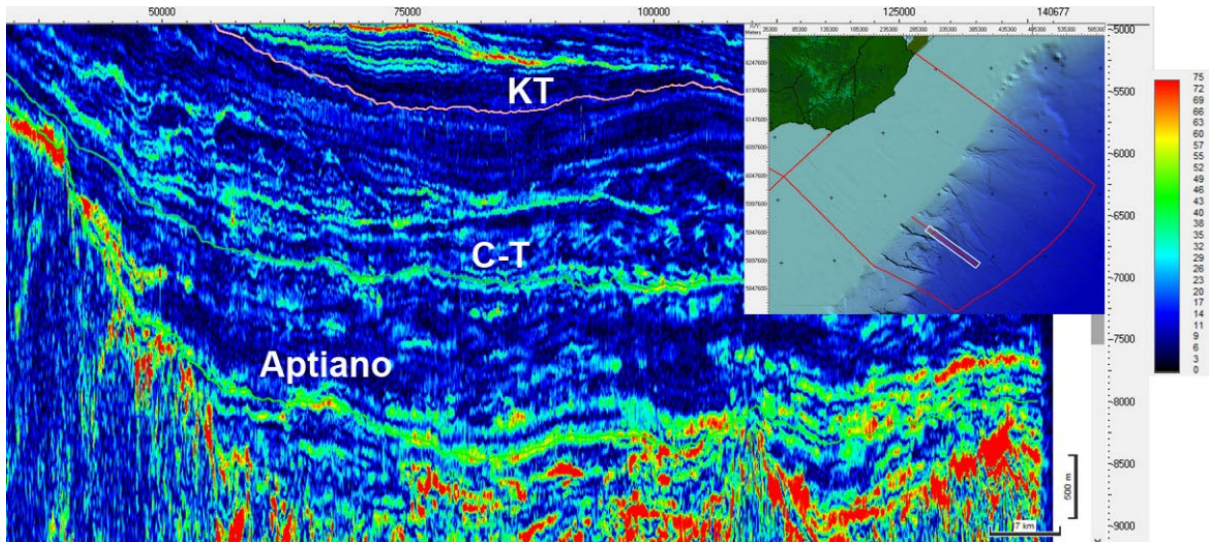
## RESULTADOS

La aplicación integrada de atributos sísmicos, análisis AVO, modelos de velocidad y correlaciones regionales permitió identificar múltiples evidencias indirectas de la presencia de roca generadora en el *offshore* uruguayo, particularmente en ciertos niveles de la secuencia Aptiana y Cenomaniano-Turoniana.

Uno de los resultados más destacados fue la identificación de reflectores de alta amplitud con inversión de polaridad, interpretados como posibles interfaces de intervalos sedimentarios ricos en querógeno. Estos eventos se presentan de forma continua a lo largo de extensas áreas dentro de las cuencas de Punta del Este y Pelotas, y se correlacionan con niveles generadores reconocidos en márgenes conjugados (Rodríguez *et al.* 2022c).

El análisis del atributo *Sweetness* (Figura N°1) permitió resaltar zonas con alta amplitud y baja frecuencia, típicamente asociadas a roca rica en material orgánico. Este atributo mostró

respuestas consistentes con los niveles generadores interpretados, reforzando su valor como herramienta de *screening* regional.



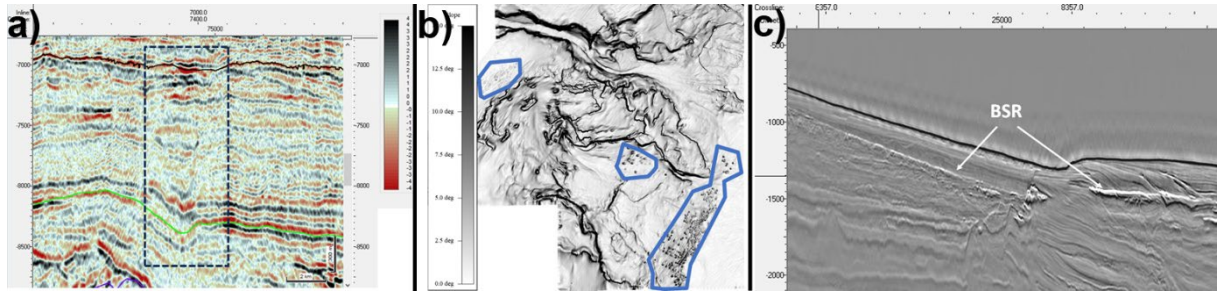
**FIGURA N°1:** Atributo *Sweetness* en una línea de dirección *dip* localizada en la cuenca Punta del Este, este atributo resalta potenciales intervalos generadores y acumulaciones de hidrocarburos.

El análisis de anomalías AVO en estos intervalos permitió identificar eventos de tipo IV, caracterizados por una disminución de amplitud con el aumento del offset. Estas anomalías se distribuyen en varios sectores del margen, destacándose particularmente en el intervalo Cenomaniano-Turoniano (Rodríguez *et al.* 2023). En conjunto con las inversiones de velocidad detectadas mediante FWI (Figura N°2), sugieren la presencia de capas porosas asociadas a materia orgánica (Juncken *et al.* 2024).



**FIGURA N°2:** Modificada de Juncken *et al.* (2024). Perfil sísmico con procesamiento PSDM-FWI, de dirección *dip* en cuenca Pelotas.

Adicionalmente, se identificaron múltiples estructuras asociadas a migración de fluidos, incluyendo chimeneas de gas y *pockmarks*, y se realizó la interpretación del BSR (Figura N°3). La distribución de estos elementos coincide espacialmente con los intervalos generadores interpretados, lo que refuerza la hipótesis de un sistema petrolero activo. Finalmente, la estimación de gradientes geotérmicos someros a partir de la profundidad del BSR permitió inferir que, en gran parte del margen, las condiciones térmicas serían suficientes para alcanzar la ventana de generación de hidrocarburos (Rodríguez *et al.* 2022a).



**FIGURA N°3:** a) Chimenea de gas en sísmica. b) Zonas con *pockmarks* interpretados en mapa del fondo del mar (polígonos azules). c) BSR en sísmica.

## CONCLUSIONES

El análisis sísmico realizado en el *offshore* uruguayo permitió identificar un conjunto robusto de evidencias indirectas que respaldan la presencia de rocas generadoras maduras en las cuencas de Punta del Este y Pelotas. La aplicación de técnicas avanzadas, como el procesamiento PSDM-FWI, el estudio de atributos sísmicos como *Sweetness* y anomalías de amplitud AVO, así como el mapeo de estructuras asociadas a migración de fluidos, ha contribuido significativamente a reducir la incertidumbre geológica en esta región de frontera.

Las secuencias Aptiana y Cenomaniano-Turoniana emergen como los principales candidatos a contener intervalos de roca generadora, en base a su expresión sísmica consistente y su correlación con los márgenes vecinos y conjugados, Brasil y Namibia respectivamente.

En conjunto, estos resultados refuerzan la hipótesis de un sistema petrolero activo en el margen uruguayo y proporcionan un marco técnico sólido para orientar futuras campañas exploratorias. La integración de múltiples líneas de evidencia sísmica demuestra ser una estrategia eficaz para la evaluación del potencial generador en cuencas con escasa información directa, como es el caso del *offshore* de Uruguay.

## Agradecimientos

*Los autores agradecen a ANCAP por los datos utilizados para desarrollar este trabajo.*

## Referencias Bibliográficas

- Hodgson, N., Rodriguez, K., Found, L., Rodriguez, P. & Conti, B. 2024. Why the conjugate margin in Uruguay and Southern Brazil may have even more to offer than the Orange Basin in Namibia. *GeoExpro*, 21 (1): 22-26.
- Juncken, R., Hunt, L., Yang, Z., Conti, B., Gristo, P. & Rodriguez, P.A. 2024. Exploring deeper in Uruguay: Could Namibia's successful Cretaceous play be chased in Uruguay's deepwater?. *GeoExpro*, 21 (6): 22-26.
- Reuber, K., Conti, B., Cvetkovic, M., Rodriguez, P. & Houllévigie, H. 2024. Upgrading Vintage Data in the Punta Del Este and Pelotas Basins Offshore Uruguay and Southern Brazil. *First Break*, 42 (6): 55-63.
- Rodriguez, K., Hodgson, N., Rodriguez, P., Novo, R., Tomasini, J. & Gristo, P. 2022a. Impact of BSR-Derived Geothermal Gradient on Future Exploration Offshore Uruguay. In: Fourth HGS/EAGE Conference on Latin America.
- Rodriguez, K., Hodgson, N., Rodriguez, P., Conti, B. & de Santa Ana, H. 2022b. The rise of Venus in Uruguay's Pelotas Basin. *GeoExpro*, 19 (4): 66-71.
- Rodriguez, K., Hodgson, N., Rodriguez, P. & Gristo, P. 2022c. Conjugate Pelotas and Orange Basins Source Rock Evaluation. In: The South Atlantic Conjugate Margins Virtual Technical Symposium: Reconnecting Basins with Recent Discoveries and Exploration Opportunities
- Rodriguez, P., Marmisolle, J., Helland-Hansen, D., Nerland, E. & Rodriguez, K. 2023. Punta del Este Basin Seismic and CSEM Turonian Source Rock Evaluation. In: First EAGE Conference on South Atlantic Offshore Energy Resources.