

MODELOS EXPLORATORIOS (*PLAYS*) DE LA CUENCA DE ORANGE Y SU APLICACIÓN EN EL *OFFSHORE* DE URUGUAY

Conti B.¹; Marmisolle J.¹; Novo R.¹; Rodríguez P.¹; Gristo P.¹

¹ ANCAP. Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland.

bconti@ancap.com.uy

La Cuenca Orange (*offshore* de Namibia), se ha consolidado como una de las regiones más prometedoras para la exploración de hidrocarburos en África Austral, con descubrimientos recientes en intervalos cretácicos *postrift*. Su condición de margen conjugado con el *offshore* uruguayo la convierte en un análogo valioso para el desarrollo de modelos exploratorios en el Atlántico Sur. Este trabajo compara los sistemas petroleros y características geológicas de la Cuenca Orange con las cuencas del margen uruguayo, con el objetivo de aportar lineamientos para futuras estrategias exploratorias. A partir de una revisión bibliográfica, se caracterizaron los elementos principales de los sistemas petroleros responsables de las acumulaciones de hidrocarburos en el *offshore* de Namibia, asociadas a dos grandes *plays* en aguas profundas (>1.200 m), con roca generadora de edad Barremiana-Aptiana, reservorios turbidíticos cretácicos y trampas estratigráficas y mixtas. La interpretación sísmica en el margen uruguayo, indica la presencia de una posible roca generadora Aptiana y reservorios cretácicos con características similares, así como potenciales rutas de migración. La extrapolación de configuraciones entre márgenes conjugados permite reducir incertidumbres exploratorias. No obstante, las características únicas del margen uruguayo, su complejidad estructural y la falta de datos directos generan incertidumbre respecto a la madurez térmica de la roca generadora, la calidad de los reservorios —vinculada al soterramiento y proveniencia sedimentaria— y la efectividad de las trampas. Estos factores serán clave para evaluar la prospectividad del *offshore* uruguayo frente a los recientes éxitos obtenidos en Namibia.

Palabras claves: Namibia, Orange, Aptiano, Uruguay, *Offshore*

INTRODUCCIÓN

Tras décadas sin éxito exploratorio, desde 2022 la Cuenca Orange, ubicada en el margen continental de Namibia, ha registrado más de diez descubrimientos de hidrocarburos (petróleo liviano y gas), posicionándose como una de las regiones más prometedoras para la exploración en África Austral. Estos hallazgos, asociados a dos grandes *plays*, comparten características clave: se localizan en aguas profundas (entre 1.200 y 3.000 m), corresponden a la secuencia cretácica *postrift*, e incluyen una roca generadora de edad Barremiano–Aptiano (*Kudu Shale*), reservorios del Cretácico Inferior (Aptiano–Albiano) y Superior (Cenomaniano–Santoniano), así como trampas mayoritariamente estratigráficas (sistemas turbidíticos y canales), con presencia también de trampas mixtas (Hedley *et al.*, 2022).

Estos descubrimientos representan un punto de inflexión para el margen austral del Atlántico, históricamente considerado menos prospectivo en comparación con los segmentos ecuatorial y central. Según la segmentación del océano Atlántico sur definida en Moulin *et al.* (2005), los principales yacimientos se concentraban en el segmento ecuatorial (p. ej., Guyana y Surinam en Sudamérica; Guinea Ecuatorial en África) y en el central (p. ej., cuencas Santos, Campos y Espírito Santo en Brasil; Kwanza en Angola). En cambio, el segmento austral —al sur de la dorsal de Walvis y el alto de Río Grande— no había registrado descubrimientos relevantes hasta entonces.

Este segmento austral abarca, en el margen africano, las cuencas Walvis, Lüderitz y Orange (Namibia y Sudáfrica), y en el sudamericano, las cuencas Pelotas (Brasil y Uruguay), Punta del Este y gran parte del *offshore* argentino. Dada su condición de márgenes conjugados (Figura N°1), los *plays* probados en la Cuenca Orange constituyen análogos directos de alto valor para el desarrollo de modelos exploratorios en Uruguay. Esta correlación se ha reflejado en el renovado interés exploratorio en el *offshore* uruguayo desde 2022.

El presente trabajo explora la posibilidad de extrapolar configuraciones de sistemas petroleros, estilos estructurales y asociaciones de facies entre ambos márgenes, con el objetivo de identificar análogos válidos y reducir la incertidumbre exploratoria en Uruguay.



FIGURA N°1: Reconstrucción paleogeográfica de Gondwana Occidental para el período Barremiano-Albiano con la distribución del mar Aptiano mostrando el origen común entre las cuencas offshore de Uruguay y Namibia (Modificado de Scotese (2014)).

MÉTODOS

La metodología empleada se desarrolló en dos etapas complementarias. La primera consistió en una revisión bibliográfica y documental sobre la Cuenca Orange, con el objetivo de caracterizar su geología, estratigrafía y los sistemas petroleros responsables de las recientes acumulaciones de hidrocarburos.

La segunda etapa implicó una interpretación sismoestratigráfica de las cuencas del margen uruguayo, a partir de datos sísmicos 2D y 3D, con énfasis en la secuencia cretácica *postrift*. Esta interpretación permitió identificar y mapear los principales elementos del sistema petrolero (roca generadora, reservorios, trampas y vías de migración), con el fin de establecer analogías y contrastes con los *plays* reconocidos en Namibia.

RESULTADOS

La interpretación sismoestratigráfica en las cuencas Punta del Este y Pelotas permitió identificar una posible roca generadora de edad Aptiana, caracterizada por reflectores continuos, paralelos y de baja amplitud, asociados a la primera secuencia depositacional de la fase *postrift* y coincidentes con el establecimiento de condiciones marinas en la cuenca. Asimismo, se reconocieron posibles reservorios en el Cretácico Inferior y Superior, vinculados a abanicos submarinos y sistemas de canales, que constituirían trampas estratigráficas. También se identificaron fallas que conectan directamente la roca generadora con los reservorios cretácicos, lo que sugiere la existencia de posibles vías de migración favorables para la acumulación de hidrocarburos.

De este modo, se infiere la posible presencia, en el *offshore* uruguayo, de los dos *plays* probados en Namibia, asociados a reservorios cretácicos en contextos similares.

No obstante, también se identifican diferencias significativas. Por ejemplo, en el margen uruguayo se observa un mayor espesor de la secuencia Aptiana, vinculado a un depocentro asociado a la zona de transferencia del Río de la Plata. Asimismo, se registra un mayor soterramiento tanto de la roca generadora como de los reservorios (Figura N°2), lo que introduce desafíos e incertidumbres adicionales.

Entre los principales condicionantes se encuentra la madurez térmica de la roca generadora, aún sujeta a evaluación, aunque algunos modelos de soterramiento sugieren condiciones favorables para la generación de petróleo en sectores seleccionados. Por su parte, la calidad de los reservorios depende no solo del grado de soterramiento, sino también de la procedencia y evolución de los sistemas de aporte de sedimentos.

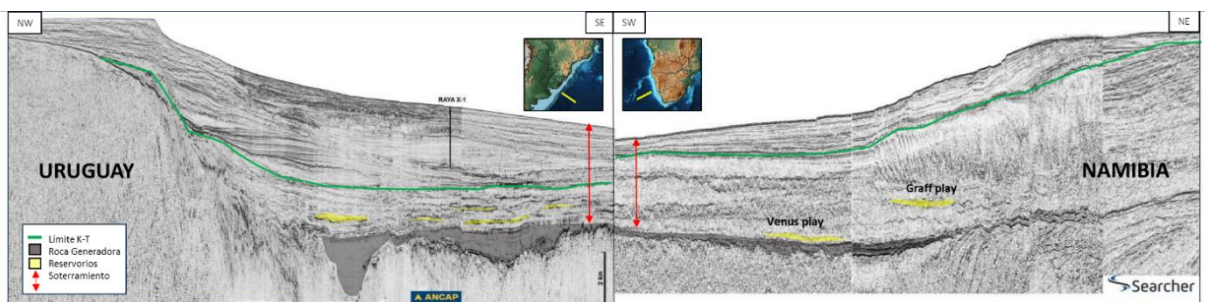


FIGURA N°2: Líneas sísmicas 2D del *offshore* de Uruguay (izquierda) y Namibia mostrando las similitudes y diferencias entre ambos márgenes conjugados. Modificado de Rodríguez *et al.* (2022).

CONCLUSIONES

La extrapolación de analogías entre márgenes conjugados constituye una herramienta valiosa para reducir las incertidumbres exploratorias. El éxito reciente en el *offshore* de Namibia abre oportunidades prometedoras para el margen uruguayo, donde se han identificado elementos geológicos comparables a los *plays* cretácicos *postrift* de la Cuenca Orange.

No obstante, las particularidades del margen uruguayo —incluida su complejidad estructural y la limitada disponibilidad de datos directos— introducen incertidumbres significativas. Entre los principales desafíos se encuentran la madurez térmica de la roca generadora, la calidad de los reservorios (condicionada por el soterramiento y la procedencia sedimentaria) y la efectividad de las trampas.

Estas variables, junto con la evolución tectónica *postrift* y la arquitectura estructural del margen, serán determinantes para evaluar con mayor precisión la prospectividad del *offshore* uruguayo y su comparabilidad con los descubrimientos realizados en Namibia.

Agradecimientos

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

Referencias Bibliográficas

HEDLEY, R.; INTAWONG, A.; WINTER, F.; SIBEYA, V. 2022. Hydrocarbon play concept in the Orange Basin in the light of the Venus and Graff oil discoveries. *First Break* Volume 40 May, 2022.

MOULIN, M.; ASLANINAN, D.; OLIVET, J.L.; CONTRUCCI, I.; MATIAS, L.; GÉLI, L.; KLINGELHOEFER, F.; NOUZÇE, H.; RÉHAULT, J.P. & UNTERNEHR, P. 2005. Geological constraints on the evolution of the Angolan margin based on reflection and refraction seismic data (ZaiAngo project), *Geophys. J. Int.*, 162: 793-810.

RODRIGUEZ, K.; HODGSON, N.; RODRÍGUEZ WATOREK, P.; CONTI, B. DE SANTA ANA, H. 2022. The Rise of Venus in Uruguay's Pelotas Basin. *Geo Expro* N° 4.

SCOTESE, C. 2014. Atlas of Paleogeographic Maps, PALEOMAP Atlas for ArcGIS, volume 2, The Cretaceous, Maps 23-31, Mollweide Projection, PALEOMAP Project, Evanston, IL.