

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES SOBRE LOS DISTINTOS ELEMENTOS DE UN SISTEMA PETROLERO- CASO DE ESTUDIO: MODELADO 2D EN LA CUENCA ARGENTINA NORTE, OFFSHORE ARGENTINA.

María Eugenia Pascariello¹, Ignacio Brisson¹, Ofelia Silio¹, Juan Pablo Lovecchio¹, Sebastián Arismendi¹

1: YPF S.A. Gerencia de Exploración, Buenos Aires, Argentina. maría.pascariello@ypf.com, ignacio.brisson@ypf.com, ofelia.silio@ypf.com, juan.lovecchio@ypf.com, sebastián.arismendi@ypf.com

Palabras clave: Modelado de Sistemas Petroleros, Cuenca Argentina, Offshore, Argentina

ABSTRACT

The study area includes the highly unexplored northern sector of the Argentine slope and basin floor, in the so-called Cuenca Argentina Norte, located about 300 km offshore from the town of Mar del Plata. With the purpose to evaluate the critical processes that led to the generation and expulsion of hydrocarbons in this area a two-dimensional petroleum system model was built. The absence of well data generates great uncertainty regarding the physical and geochemical properties of the different elements of the system. In order to estimate the associated risk, and after considering the more suitable regional analogues to constrain properties and boundary conditions, a sensitivity analysis on the basics elements of the petroleum system was performed.

A regional W-E 2D seismic section, where the main sedimentary and morphostructural features were interpreted, was used for the construction of the physical model. The assumptions that were used to constrain the model properties and boundary conditions come from regional analogues due to the lack of calibration wells. The properties and processes related to the generation and expulsion of hydrocarbons within this context were analyzed, and the critical factors and processes of the system were defined. For the case study presented the critical factors turn out to be the thermal model and organic richness. The sensitivity analysis presented in this work highlight those key factors to focus the analysis in order to limit the degree of uncertainty and consequent impact on the results.

INTRODUCCIÓN

El modelado de sistemas petroleros 2D y 3D se ha convertido en una herramienta crítica para la exploración de hidrocarburos y es utilizada por las compañías petroleras para predecir, a escala regional, el potencial de generación, migración y acumulación de hidrocarburos en un área de interés. Para que tenga lugar una acumulación de petróleo y/o gas es necesario que todos los elementos estáticos del sistema petrolero se encuentren en tiempo y espacio, al momento en que se desarrollan los elementos dinámicos (procesos) necesarios para producir el entrapamiento. El comportamiento de un sistema petrolero resulta de una serie de interacciones, cuyos efectos

son difíciles de predecir sin la utilización de modelos numéricos. Otro aporte del modelado de sistemas petroleros en la etapa exploratoria es la de identificar los potenciales riesgos asociados al *play* o prospectos, indicando hacia donde deben orientarse los esfuerzos y estudios para disminuir incertidumbres (Peters *et al.* 2012).

El presente trabajo expone la confección del modelo bidimensional del sistema petrolero del sector norte del margen atlántico argentino, cuyo objetivo fue identificar los elementos críticos que darían lugar a la generación y expulsión de hidrocarburos en la zona y evaluar la factibilidad de carga de los reservorios. La ausencia de datos de pozo trae aparejada una gran incertidumbre en términos de las características de la roca madre, evolución térmica, rutas de migración e historia geológica en general. Luego de definir los parámetros de entrada principales para el modelado a partir de análogos regionales, se realizó un análisis de sensibilidad sobre los elementos básicos del sistema petrolero, con el fin de estimar el riesgo de ocurrencia asociado a cada uno de ellos.

MARCO GEOLÓGICO Y BASE DE DATOS

El área de estudio abarca parte del margen occidental del Atlántico sur, y comprende la sección offshore de la Cuenca del Salado y la denominada Cuenca Argentina Norte, una sucesión sedimentaria que comprende el talud y suelo de la cuenca propiamente dicha, partiendo de la zona de fractura Malvinas-Agulhas por el sur, hasta el límite internacional con Uruguay por el norte. La cuenca del Salado es la más septentrional de un conjunto de cuencas ortogonales al rumbo del margen, relacionada con las primeras etapas de la fragmentación de Gondwana en el Jurásico Medio-Valanginiano (175-137 Ma) y posterior apertura del Atlántico Sur. Tiene una superficie de aproximadamente 85.000 km², de los cuales el 60% se desarrolla en territorio continental argentino y el resto en el mar, con profundidades de agua que varían desde la línea de costa hasta más de 3.500 metros en las partes distales. Limita al norte, en el ámbito de Uruguay con la plataforma de Punta del Este y el alto de Polonio, que la separa de la cuenca de Pelotas; y al sur con el alto de Tandil que la separa de la Cuenca del Colorado. Como puede observarse en la Figura 1, la cuenca del Salado se encuentra separada de la Cuenca de Punta del Este (Uruguay) por la zona de fractura del Salado (Salado Shear Zone) (Raggio *et al.* 2011; Crovetto *et al.* 2007). Los fenómenos de extensión en Argentina ocurrieron casi continuamente desde el Triásico hasta finales del Cretácico. La Cuenca del Salado fue originada a partir de dos fases extensivas principales: una a partir del Jurásico medio hasta el Cretácico Temprano (Valanginiano) de orientación NO, y una segunda fase asociada a la apertura Atlántica, de orientación predominante E-O (Raggio *et al.* 2011).

El relleno de la cuenca incluye sedimentos mesozoicos y cenozoicos, correspondientes a las fases de *rift*, *synrift*, *sag* y depósitos marinos de margen pasivo, que alcanzan hasta 7.000 m

de espesor (Tavella y Wright 1996) (Fig. 2). El *rifting* Atlántico coincide con el sag basal de la cuenca del Salado y se caracteriza por presentar un vulcanismo bien expandido que genera una zona de SDRs (*Seaward Dipping Reflectors*). Desde el Aptiano al Campaniano se depositan las primeras secuencias de origen marino producto de las transgresiones relacionada a los primeros estadios de la apertura atlántica, que favorecerán el posterior desarrollo de una roca madre mixta. La fase de margen pasivo comienza con la trasgresión principal a finales del Cretácico (Formación Las Chilcas), seguido de numerosos ciclos regresivos-transgresivos en ambiente de plataforma (Raggio *et al.* 2011).

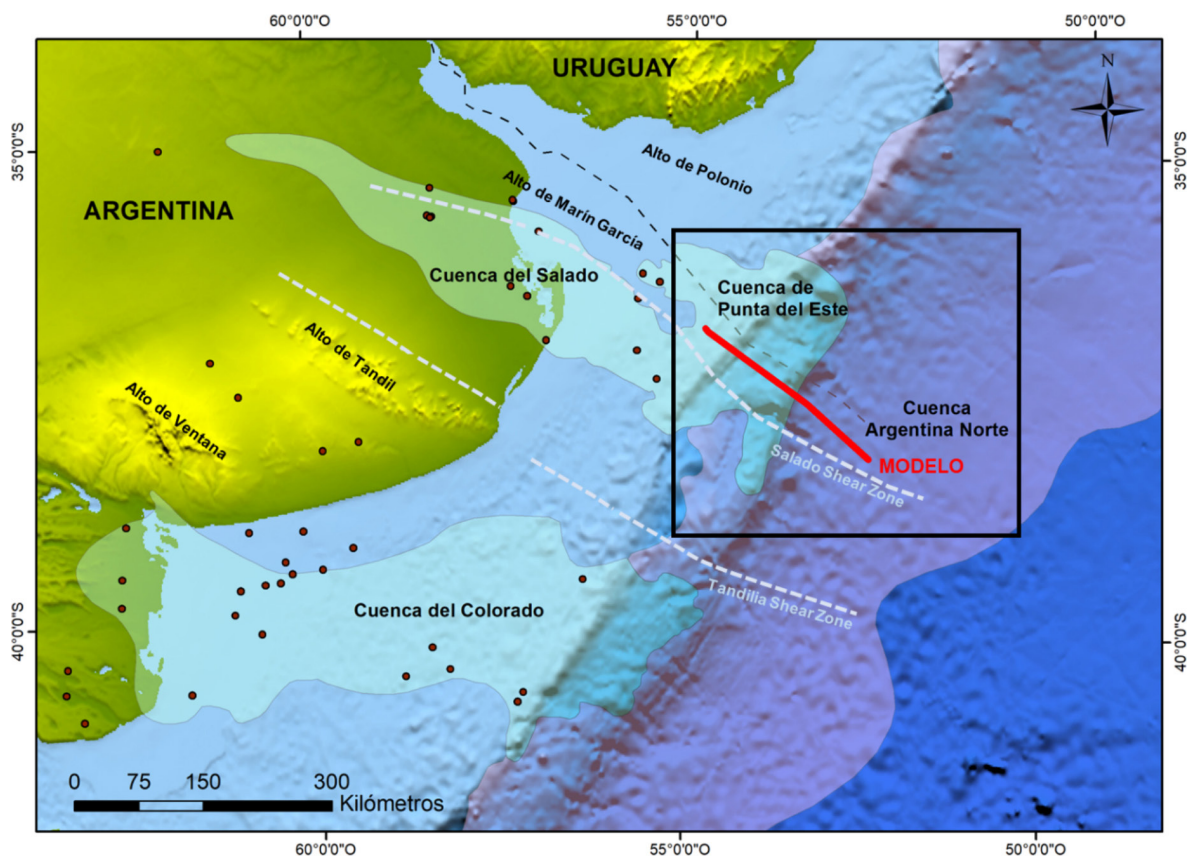


Figura 1. Mapa de ubicación de las Cuencas del Salado, Punta del Este y Argentina Norte. En rojo la traza de la sección sísmica sobre la cual se construyó el modelo de sistema petrolero; los puntos representan los pozos perforados, los polígonos celestes los límites de las cuencas.

La base de datos disponible en el área del modelo 2D está compuesta por algunos pozos antiguos perforados en aguas poco profundas en la plataforma continental, que no son representativos del relleno de cuenca en la parte distal (talud) ni del sistema petrolero (Fig. 1). La interpretación estratigráfica que sirvió de marco físico para el modelo fue realizada sobre líneas sísmicas 2D, las últimas adquiridas por las compañías ION en los años 2000 y por TGS en 2020.

La sección sísmica sobre la cual se construyó el modelo de sistema petrolero para la Cuenca Argentina Norte no cuenta con ningún pozo de calibración, por lo que los parámetros de entrada del modelo fueron recopilados de análogos regionales. La información bioestratigráfica

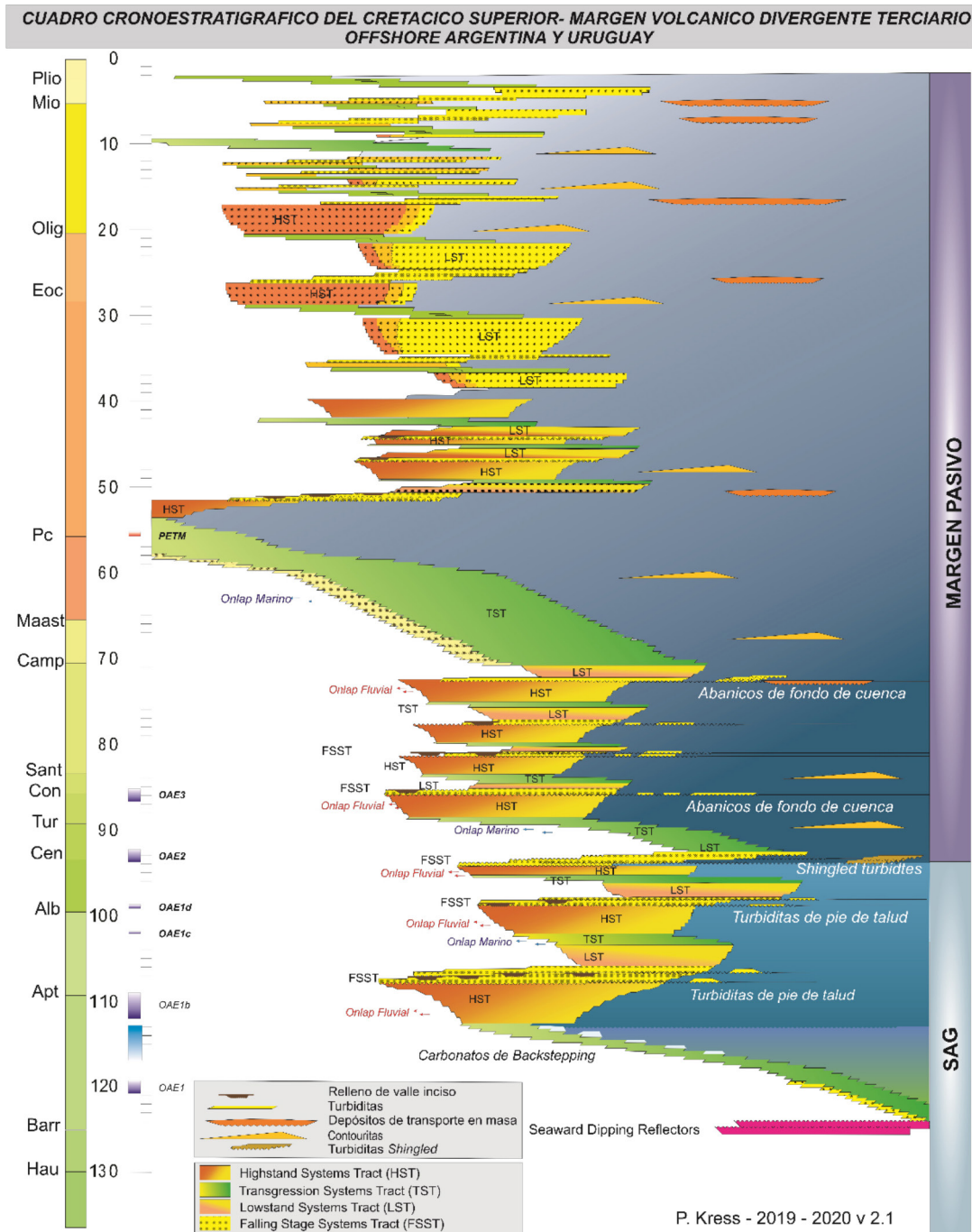


Figura 2. Cuadro Cronoestratigráfico del Cretácico Superior y margen volcánico divergente del Terciario para el offshore de Argentina y Uruguay (Modificado de Kress *et al.* 2021).

obtenida en los pozos arrojan edades no mayores al Aptiano-Albiano, por lo que los sedimentos más antiguos han sido definidos en base a la interpretación litológica y correlación sísmica con la cuenca del Colorado (Welsink 2010).

DEFINICIÓN DEL SISTEMA PETROLERO

El modelo conceptual del sistema petrolero de la Cuenca Argentina Norte fue definido por una roca generadora de origen marino correspondiente al Barremiano -Aptiano y depósitos de aguas profundas del Cretácico Inferior y Superior como principales reservorios. El sello lo conforman las facies pelíticas distales del Cretácico Superior y Paleógeno (Fm. Las Chilcas) (Welsink 2010; Raggio *et al.* 2011). El sistema petrolero se considera especulativo debido a que los pozos existentes en la zona fueron perforados en el ámbito de la plataforma y no se consideran representativos de la zona de talud y fondo de cuenca.

La Figura 3 ilustra del modelo físico construido sobre la transecta regional. El marco sedimentario fue definido a partir de 15 superficies que fueron interpretadas en la sísmica y posteriormente subdivididas internamente en 40 capas para representar la variación de facies. Inmediatamente por debajo de la roca madre aptiana (representada en color verde brillante en la Figura 3) se destaca la presencia de paquetes de lava formando SDRs (*Seaward Dipping Reflectors*), los cuales marcan la zona de transición entre la corteza continental y la corteza oceánica. Como se mencionó anteriormente, ante la ausencia de información de pozo sobre la sección modelada, los parámetros de entrada al modelo corresponden a datos recopilados de publicaciones y correlaciones regionales, principalmente del margen conjugado de Sud África (Adams *et al.* 2010; Hartwig *et al.* 2012; Penteado *et al.* 2007; Kulhmann *et al.* 2011; Morales *et al.* 2017). El caso considerado como más probable fue definido con una roca generadora del Aptiano, con querógeno tipo II/III (tipo II dominante) correlacionable con la de la cuenca de Orange, frente a la costa de Namibia en el sector africano del Atlántico. La cinética de la roca generadora corresponde a la del sitio 361 del *Deep Sea Drilling Project* (DSDP) publicado por Hartwig en 2012, con valor de índice de hidrógeno original de 554 mg/gCOT y una energía de activación entre 53-54 kcal/mol para el pico de generación. Se definió una riqueza orgánica variable entre 1 y 5 % de carbono orgánico total original (COTo). Las condiciones de borde fueron definidas con paleo temperaturas obtenidas de las paleo batimetrías de los eventos principales. El modelo térmico fue definido a partir de espesores de corteza y manto conservados y un evento de *rifting* entre los 130 y 127 Ma, con posterior generación de corteza oceánica en la zona más distal de la sección.

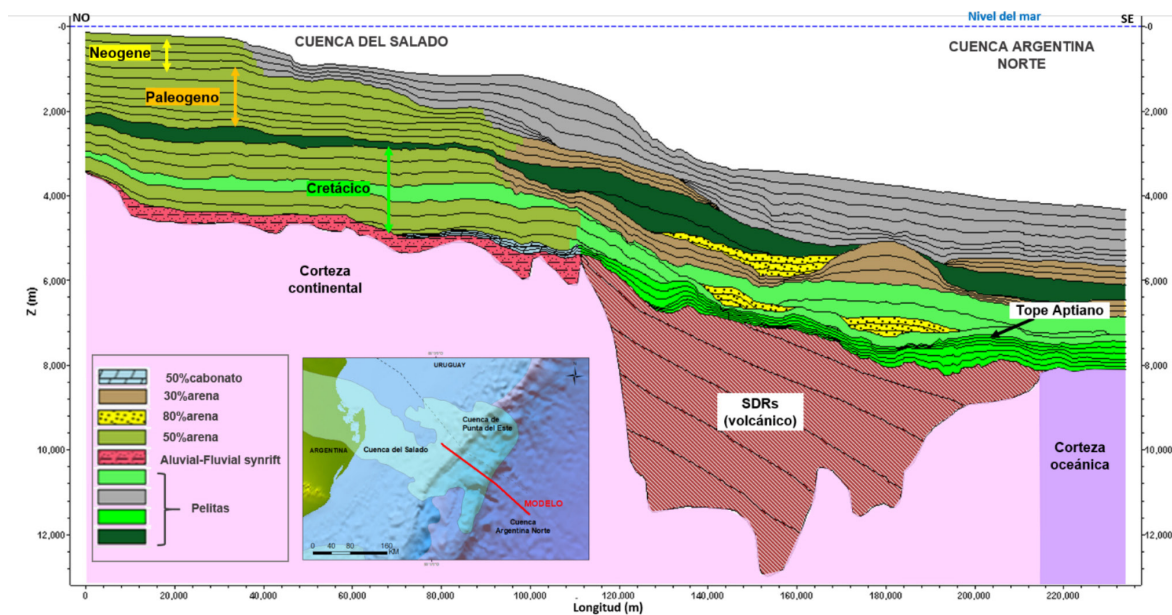


Figura 3. Modelo físico definido para la sección de la Cuenca del Salado y Cuenca Argentina Norte a partir de la interpretación de la línea sísmica 2D de ION (ver la Figura 1 para la ubicación).

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

El modelado de sistemas petroleros es una herramienta de investigación que permite plantear distintos escenarios y testarlos. La validez o probabilidad de ocurrencia de cada escenario puede acotarse si se cuenta con información de calidad para la calibración de cada escenario planteado, sin embargo, es válido aclarar que ninguno de los modelos replica necesariamente en forma exacta la naturaleza.

La ausencia de datos de pozo sobre la sección analizada trae aparejada gran incertidumbre en la definición de los elementos del sistema petrolero y la calibración del modelo. Sin embargo, no toda incertidumbre tendrá necesariamente un impacto significativo en los resultados de la simulación. Por esta razón, luego de definidos los parámetros para el modelo de referencia en base a datos publicados y/o estimados, se realizaron distintos escenarios en los cuales se fue modificando de un parámetro por vez, con el fin de analizar el impacto de cada una de estas variables sobre la masa total de hidrocarburos generados. A continuación, se comentan los criterios para cada simulación, y al final de la sección se presentará la comparación de los resultados obtenidos para cada escenario.

Riqueza orgánica de la roca generadora

El potencial generador de una roca madre está directamente relacionado con la cantidad inicial de materia orgánica preservada y su calidad. El primer análisis de sensibilidad fue

realizado sobre la definición de la riqueza orgánica de la roca generadora. Se simuló inicialmente un escenario (Caso A) considerando una roca generadora con un contenido de COT original variable tanto lateral como verticalmente entre 1% y 5% (caso más probable). El Escenario o Caso B considera una roca madre con un COT original constante del 10 % (Fig. 4). En ambos escenarios, tanto el tipo de querógeno y modelo cinético definido para la roca madre, como el modelo de ruptura (*rifting*) y térmico se mantiene iguales.

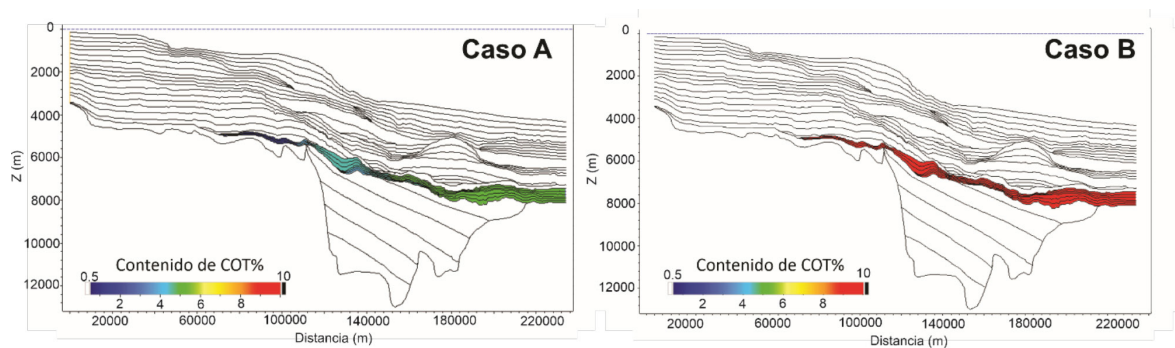


Figura 4. Distribución del contenido de carbono orgánico total (COT) para analizar el impacto de la riqueza orgánica de la roca generadora sobre la cantidad de hidrocarburos generados. El caso A (izquierda) presenta un contenido orgánico variable tanto lateral como verticalmente entre 1% y 5% a lo largo de la sección. El Escenario B representa un valor de de 10% de COT constante para todo el intervalo generador.

Los resultados obtenidos de las simulaciones indican que la masa de hidrocarburos generada a partir de una riqueza orgánica del 10% constante en toda la sección casi triplica a la generada por una roca madre con valor máximos de 5% de COT inicial.

Cinética de la roca generadora

La transformación del querógeno a petróleo y gas durante el soterramiento de la roca madre tiene lugar a partir de una serie de reacciones semi-reversibles controladas por cinéticas químicas de primer orden (Burnham 2017; Peters *et al.* 2018). El comportamiento de una cinética química se basa en los parámetros A (Factor de frecuencia) y E (Energía de activación), los cuales describen la descomposición térmica del querógeno a hidrocarburo. Ambos parámetros son específicos para cada tipo de querógeno y controlan el inicio y la velocidad de la transformación térmica del querógeno a hidrocarburos.

El siguiente análisis de sensibilidad se realizó sobre el tipo de querógeno y la cinética de la roca generadora. El escenario C considera una roca generadora con un querógeno tipo II/III (II dominante) correlacionable con la encontrada en el sitio 361 del *Deep Sea Drilling Project* (DSDP 361), publicado por Hartwig en 2012. Este querógeno se caracteriza por tener un índice de hidrógeno original (IHo) de 554 mg/grCOT y un rango de energía de activación (E) entre 52-56 kcal/mol.

El caso D considera una roca generadora con un querógeno tipo II equivalente a los denominados PTbeds de Brasil, publicados por Penteadó en 2007. Este querógeno presenta un índice de hidrógeno original (IHo) de 462 mg/grCOT y una energía de activación para el pico de generación entre 52 y 53 kcal/mol (Fig. 5). La riqueza de la roca madre, los modelos de *rifting* y termal se mantienen constante en ambos escenarios.

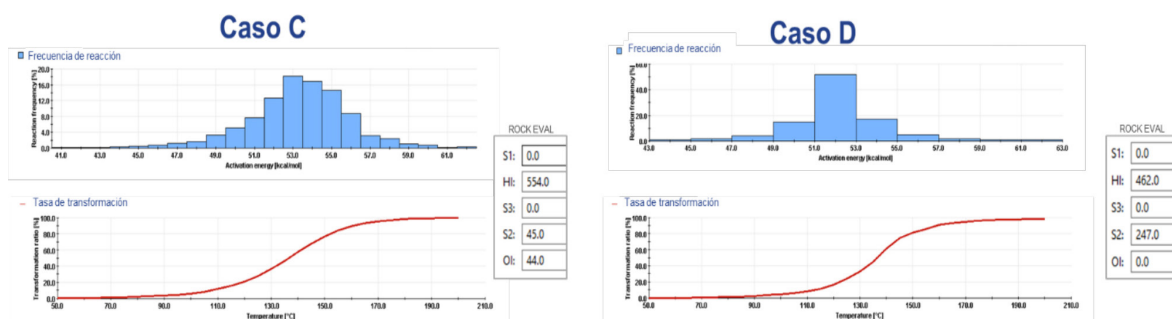


Figura 5. Definición de la cinética de la roca generadora para los Escenario C y D.

Los resultados de las simulaciones sugieren que el Caso C, con una roca generadora con un rango más amplio de valores de energía de Activación y un mayor valor índice de hidrógeno original, generará un mayor volumen de hidrocarburos que el Caso D. Sin embargo, en ambos escenarios el volumen total de hidrocarburos generados es suficiente para lograr la carga de las trampas definidas.

Propiedades térmicas de los SDRs

El atenuamiento de la corteza continental durante la ruptura de Gondwana y apertura del océano Atlántico Sur durante el Cretácico Temprano estuvo acompañada de una alta actividad magmática con consecuente generación de SDRs (Seaward Dipping Reflectors) de hasta 8 km de espesor, a lo largo del margen atlántico sur. Estos paquetes de lava conforman rasgos característicos de los márgenes pasivos volcánicos y están asociados a la transición del *rifting* continental a la ruptura y generación de corteza oceánica (Clerc *et al.* 2018; Reuber y Mann 2019, Paton *et al.* 2017). A pesar de la significancia que tienen en los estudios de ruptura continental, el mecanismo de formación de los mismos sigue aun en debate (McDermontt *et al.* 2018). Mientras que algunos modelos explican la geometría de los SDRs a partir de la erupción de espesas secuencias volcánicas provenientes de una proto dorsal, otros refieren un control por fallas y atenuamiento tectónico de corteza continental previamente intruída. A pesar de los numerosos modelos que describen la formación de los SDRs, su composición y su historia de enfriamiento siguen siendo poco conocidos en el área de estudio y tampoco es claro el efecto que estos cuerpos podrían tener sobre la madurez de la roca generadora (Fig. 6).

Si bien en principio al momento de la depositación de la roca generadora estos depósitos de origen volcánico estarían ya fríos, se decidió realizar algunas simulaciones evaluando el impacto del emplazamiento de los mismo en el flujo térmico del modelo. Para este análisis, tanto el COT, el tipo de querógeno y la cinética de la roca madre, así como los modelos térmicos y de *rifting* se mantienen constantes, cambiando únicamente las propiedades térmicas que definen las litofacies asignadas a los SDRs.

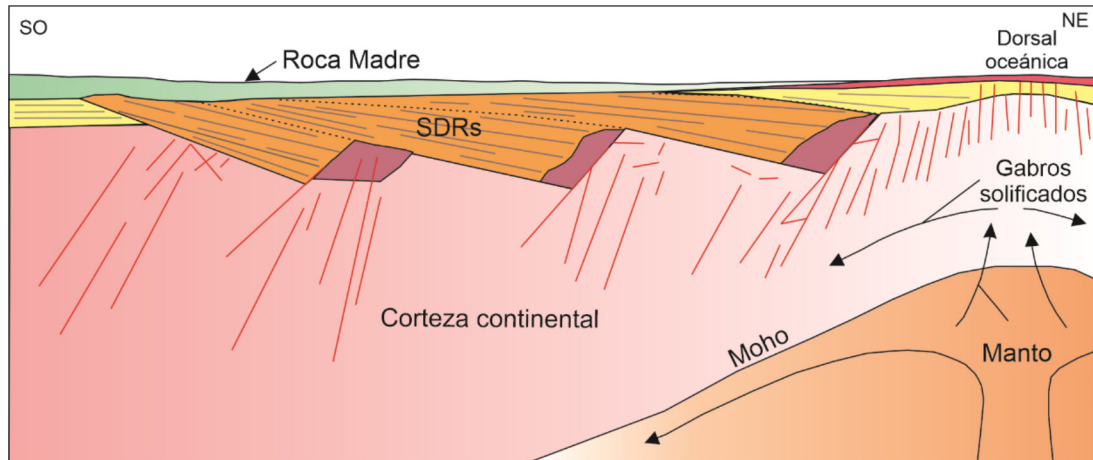


Figura 6. Diagrama que ilustra la generación de los SDRs durante la apertura de la dorsal oceánica y la relación espacial con la posterior depositación de la roca madre (modificado de McDermott *et al.* 2018).

En el Escenario o Caso E se le asigna a los SDRs las mismas propiedades de las rocas volcánicas sedimentarias. Para el Escenario F se consideraron la misma litofacies correspondiente a sedimentos volcánicos (mismos parámetros de entrada que el Caso E), pero se activó en la ventana de *software* el modo “intrusivo”, para representar el efecto de aporte de calor local y a corto plazo al sistema al momento de su emplazamiento. El caso G, los considera como intrusivos en términos de suministro de calor y en este caso, además, se modificaron las propiedades térmicas de los depósitos aumentando el aporte de sus componentes radioactivas. El efecto más significativo sobre la masa de hidrocarburo generada pareciera estar relacionado con el aumento del calor radiogénico en los SDRs; a mayor cantidad de elementos radiogénicos, mayor calor generado, por lo tanto, mayor impacto en la transformación de querógeno y posterior generación de hidrocarburos.

Modelo de ruptura (rift)

A lo largo del margen atlántico sur y a partir de la interpretación de transectas sísmicas, se han detectado variaciones en el grado de atenuamiento de la corteza continental, que estarían

relacionadas con la orientación paralela u oblicua de los rifts respecto a la fábrica original del basamento (Reuber y Mann 2019; Clerc *et al.* 2018).

Una de las formas de cuantificar el atenuamiento cortical producto del *rifting* es a partir del denominado factor β , que representa la relación entre el espesor de corteza inicial y el espesor de la corteza luego del estiramiento (McKenzie 1978). Estos estudios determinaron que cuando la fábrica orogénica del basamento presenta una disposición paralela a la dirección norte-sur del rift del Atlántico Sur, se generan zonas de rift angostas (55-90 km) y factores β entre 2.5 y 3.5, producto de la necesidad de un esfuerzo menor para deformar estas zonas con debilidades preexistente dispuestas en el mismo sentido de la apertura. Cuando la fábrica orogénica del basamento se desarrolla en forma perpendicular a la dirección de apertura, se generan zonas de rift más amplias (185-20 km) con factores β también mayores (4.5 -5), ya que se necesitaría un esfuerzo mayor para fracturar dicha fábrica dispuesta en forma ortogonal al *rift* (Reuber y Mann 2019).

En la Cuenca del Salado se estima que la corteza original de aproximadamente 32 km de espesor se atenuó en un factor de 5 ($\beta=5$). Sin embargo, hay poca información disponible acerca de si tanto la corteza superior como la inferior presentan el mismo grado de deformación y atenuamiento. Por esta razón se decidió realizar un análisis de sensibilidad sobre los factores β y así determinar su impacto sobre los resultados del modelado. Manteniendo ahora la distribución del contenido de materia orgánica, la cinética de la roca generadora y el modelo térmico constantes en ambos escenarios, se realizaron simulaciones con distintos factores de estiramiento cortical.

El escenario H utiliza el factor β calculado automáticamente por el *software* TemisFlow (2019) a lo largo de la sección 2D de la Cuenca del Salado y Argentina Norte (Fig. 7). El *software* asignó a la corteza superior un factor de estiramiento mayor que el de la corteza inferior, con valores de hasta 6-6,5 en la zona más distal de la sección, mientras que la corteza inferior llegaría a alcanzar un valor de casi 2 en la misma zona. En el escenario I el factor β se calculó gráficamente a partir de la geometría de la sección y se asignó el mismo valor de estiramiento tanto a la corteza superior como a la inferior, alcanzando un valor de casi 4,5 en la parte más distal de la sección. Ambos escenarios consideran un espesor constante del manto litosférico ($\beta=1$). Los resultados de las simulaciones indican que el caso en el cual la corteza superior e inferior sufren el mismo grado de atenuamiento a lo largo de la sección, la masa total de hidrocarburos generados es mucho mayor, casi duplicando el volumen generado en el caso donde la corteza inferior sufre un menor atenuamiento que la superior (Caso H). Esto podría estar relacionado con un aumento de calor en la base de la roca generadora relacionada al mayor atenuamiento cortical total, que estaría favoreciendo la transformación del querógeno y posterior generación y expulsión de hidrocarburos.

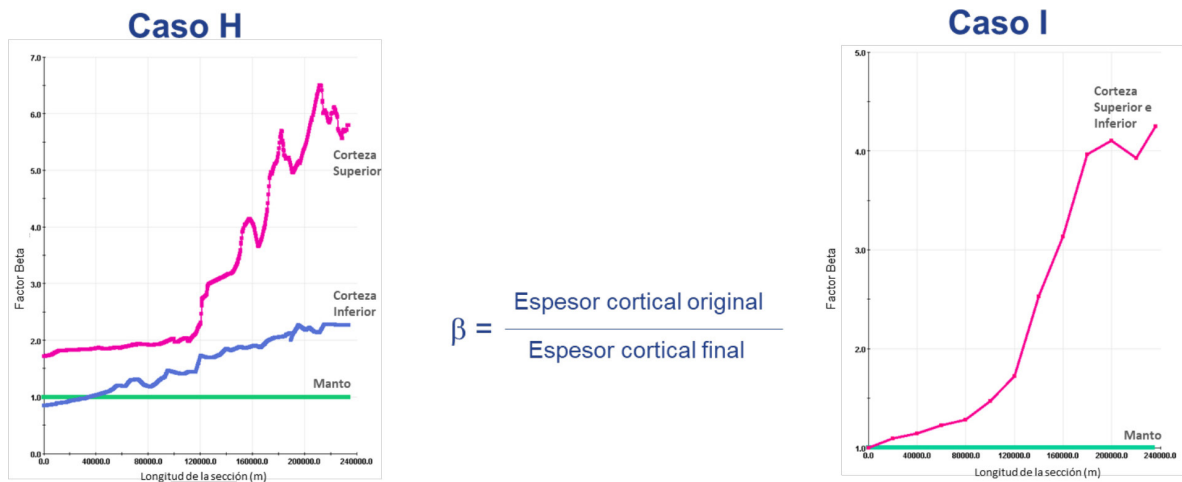


Figura 7. Representación gráfica de la variación del factor β a lo largo de la sección. El Caso H considera un mayor factor de estiramiento para la corteza superior respecto de la inferior, mientras que el Caso I les asigna el mismo factor de estiramiento. Ambos casos consideran un manto litosférico inalterado.

Modelo térmico y litosférico

El último análisis de sensibilidad se realizó sobre la definición del modelo térmico y litosférico. Las condiciones de borde fueron definidas con paleo temperaturas obtenidas de las paleo batimetrías de las principales superficies estratigráficas mapeadas, y un flujo térmico a la base de los sedimentos variable en el tiempo.

Las secciones esquemáticas de la Figura 8 representan la configuración litosférica inicial y final para los escenarios J y K. Ambos escenarios comienzan con una configuración prerift con corteza continental casi en su espesor original (aproximadamente 32 km) y un evento de *rifting* definido entre los 130 y 127 Ma (Lovecchio *et al.* 2020). Inmediatamente después de altos niveles de estiramiento generados durante la ruptura, tiene lugar la creación de la corteza oceánica.

El caso J considera solo el estiramiento y la atenuación de la corteza superior e inferior, el espesor del manto permanece constante (modelo de estiramiento uniforme de Mckenzie 1978). Este modelo de extensión uniforme implica un equilibrio isostático de Airy de una porción de litosfera continental que se estira instantáneamente por cizallamiento puro, experimenta un flujo de calor por conducción que posteriormente se enfría. La temperatura basal se mantiene constante y no hay producción de calor radiogénico. Por lo tanto, hay un estado estacionario y componente transitorio al campo de temperatura después del estiramiento.

El caso K, considera que el atenuamiento tanto de la corteza superior e inferior como del manto son variables en el tiempo. Si la temperatura basal se mantiene constante, el flujo de calor basal debe aumentar como resultado del estiramiento, como en el modelo de estiramiento uniforme de referencia. Para simular este escenario se calcularon flujos térmicos a la base de los

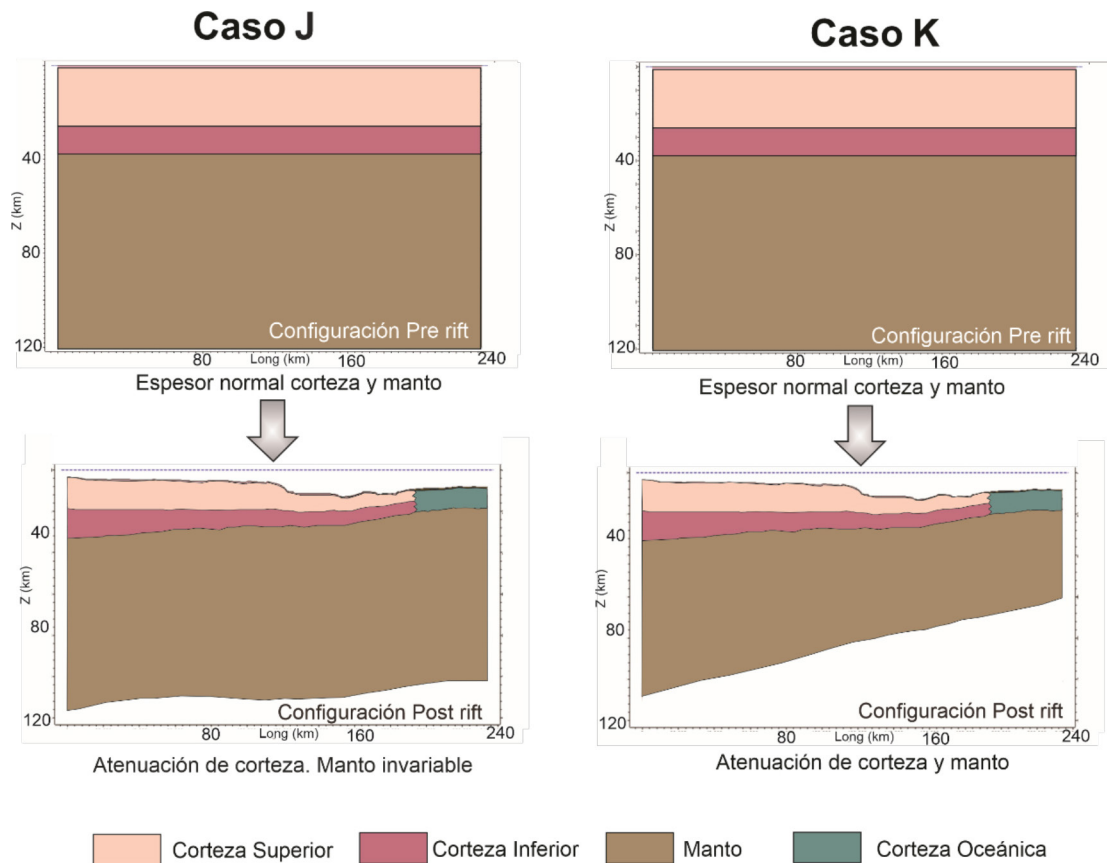


Figura 8. Definición de modelos litosféricos para el análisis de sensibilidades. Ambos casos parten de una corteza y manto con espesores inalterados. El Caso J (izquierda) considera solo atenuamiento cortical, mientras que el Caso K (derecha) considera atenuamiento cortical y del manto.

sedimentos variable a lo largo del tiempo, siguiendo el modelo de Huisman y Beaumont (2008).

El resultado de la simulación de ambos escenarios indica que la atenuación del manto tiene un gran impacto en el flujo térmico del modelo, y por consecuencia en la masa total de hidrocarburos generados. Como podrá verse en la sección siguiente, para el modelado de la sección 2D de la Cuenca del Salado y Argentina Norte el flujo de calor en la base del sedimento muestra ser el factor crítico y el que mayor impacto tiene sobre la masa total de hidrocarburos generada.

DISCUSIÓN

En las secciones previas se han presentado todas las sensibilidades realizadas sobre los diferentes elementos del sistema petrolero. El gráfico de la Figura 9 integra los resultados de todas las simulaciones para una mejor comparación de los resultados obtenidos en cada escenario. El trabajar con el modelado de un sistema petrolero hipotético o especulativo donde ninguno

de los elementos principales del sistema ha podido ser verificado mediante datos de pozo trae aparejado muchas incertidumbres en cuanto a la definición de los parámetros de entrada del modelo. Como ningún pozo ha perforado aun la roca generadora tanto la riqueza orgánica como la calidad de la roca madre se presentan como grandes interrogantes. Se realizaron simulaciones sobre distintos escenarios de riqueza de la roca generadora (casos A y B). Como puede observarse en el gráfico de la Figura 9 esto demuestra tener un impacto moderado a relativamente alto en la cantidad total de hidrocarburo generado, siendo mayor la cantidad de hidrocarburos generado cuanto mayor el contenido orgánico. El análisis de sensibilidades sobre tasa de transformación del querógeno se llevó a cabo utilizando dos cinéticas diferentes para posibles rocas madre marinas del Aptiano-Albiano (Casos C y D). De acuerdo con los resultados obtenidos, si bien la presencia de una roca madre con un querógeno tipo II (marino) y un rango energía de activación más amplio generaría más hidrocarburos, este factor demuestra tener un bajo impacto en los resultados del modelado respecto al impacto del contenido orgánico.

Las propiedades térmicas, como conductividad y radiactividad de los SDRs demostraron tener un efecto moderado sobre la madurez de la roca madre y en la generación de hidrocarburos (Casos E, F y G). Esto probablemente se deba a que al momento de la depositación de la roca generadora durante el Barremiano-Aptiano estos depósitos ya se encontraban relativamente fríos. Sin embargo, es válido destacar el efecto térmico que tiene el aumento de los componentes radioactivos de la roca. El aporte térmico de estas componentes se traduce en un mayor aporte de calor hacia la roca generadora, favoreciendo la transformación del querógeno y generación de hidrocarburos, con un impacto aun mayor sobre el volumen generado que el relacionado al tipo de querógeno.

El grado de deformación de la corteza continental durante el proceso de *rifting* puede ser definida utilizando el factor de estiramiento β . Para el análisis de sensibilidades sobre este elemento se simularon dos escenarios; uno con un factor de estiramiento de la corteza estimado directamente por el *software* (Caso H) con distintos valores de deformación para la corteza superior e inferior; y otro con un factor β estimado a partir de la geometría de la sección sísmica interpretada e igual valor de deformación para la corteza superior e inferior (Caso I). La utilización de uno u otro de los factores β resultó tener un bajo impacto sobre los resultados del modelo.

El último análisis de sensibilidad se realizó sobre el modelo de litosfera y los parámetros térmicos de borde, tanto al tope como a la base de la sección modelada. El Caso J considera solo la atenuación de la corteza durante la deformación, mientras que el Caso K considera que existe atenuación variable de la corteza y del manto litosférico, lo que se traduce en un aumento en el flujo térmico a la base de los sedimentos. Esta última variable ha demostrado ser la que mayor efecto tiene sobre la maduración de la roca generadora y posterior generación de hidrocarburos. Puede decirse entonces que, al menos en el modelado de sistema petrolero realizado sobre la

sección 2D de la cuenca Argentina Norte, los factores críticos resultan ser la definición del modelo litosférico y el contenido orgánico de la roca generadora.

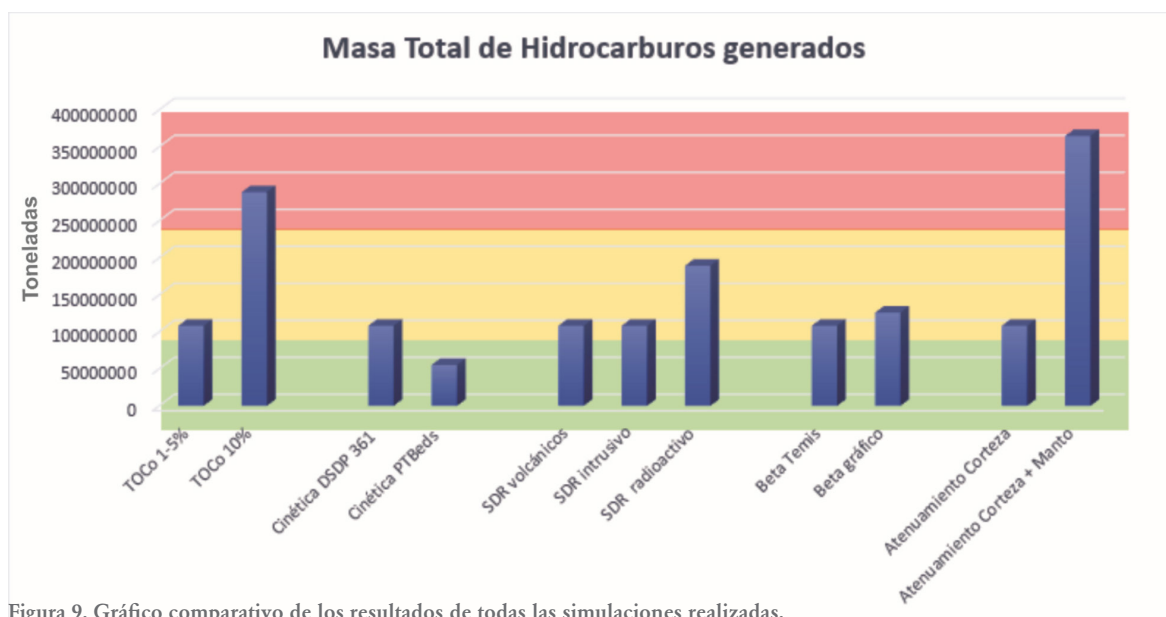


Figura 9. Gráfico comparativo de los resultados de todas las simulaciones realizadas.

CONCLUSIONES

Las áreas de frontera con sistemas petroleros de tipo especulativo o hipotéticos representan un gran desafío exploratorio debido a la incertidumbre al momento de la definición de cada uno de sus elementos y el timing de los procesos clave. El análisis de sensibilidades representa una herramienta fundamental para el análisis de riesgo de cada uno de los elementos del sistema. Este tipo de análisis demuestra que es posible realizar una evaluación confiable de una oportunidad exploratoria a partir de modelos numéricos, incluso en un área de frontera que tiene poco o ningún control de pozo. Mediante la estimación del riesgo de cada uno de los elementos será posible realizar un ranking de leads o prospectos en función del riesgo asociado y acompañar de manera efectiva la toma de decisiones y estrategia exploratoria de la compañía. El análisis de sensibilidad presentado en este trabajo destaca aquellos factores del sistema petrolero sobre los que se recomienda seguir profundizando conocimientos, con el fin de reducir incertidumbres y el consiguiente impacto de estos en los recursos estimados.

Para el caso de estudio de la Cuenca del Salado y Argentina Norte presentado en este trabajo, los factores críticos o que mayor impacto tendrían sobre la masa total de hidrocarburos generados resultaron ser el modelo térmico/litosférico y la riqueza de la roca generadora.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a las autoridades de YPF por permitir la publicación de este trabajo, a la gerencia de Exploración Offshore y a Pablo Giampaoli por las recomendaciones y comentarios.

REFERENCIAS CITADAS

- Adams, S.G., Kuhlmann, G., di Primio, R., 2010. Modeling Basin Evolution and Assessing Source Rock Potential within the Orange Basin, Offshore South Africa. AAPG Annual Convention and Exhibition- Search and Discovery Article #40635.
- Burnham, A.K., 2017. Global chemical kinetics of fossil fuels: How to model maturation and pyrolysis. Springer International Publishing AG.
- Clerc, C., Ringenback, J.C., Jolivent, L., Ballard, J.F., 2018. Rifted margins: Ductile deformation, boudinage, continentward-dipping normal faults and the role of the weak lower crust. *Gondwana Research* 53, pp. 20-40.
- Crovetto, C.B., Noavara, I.L., Introcaso, A., 2007. A stretching model to explain the Salado Basin (Argentina). *Boletín del Instituto de Fisiografía y Geología* 77 (1-2), pp. 1-10.
- Hartwig, A., di Primio, R., Anka, Z., Horsfield, B., 2012. Source rock characteristics and compositional kinetic models of Cretaceous organic rich black shales offshore southwestern Africa. *Organic Geochemistry* 51, pp.17-34
- Huisman, R.S., Beaumont, C., 2008. Complex rifted margins explained by dynamical models of depth-dependent lithospheric extension. *Geology* 36 (2).
- Kress, P., Catuneanu, O., Gerster, R., Bolatti, N., 2021. Tectonic and stratigraphic evolution of the Cretaceous Western South Atlantic. *Marine and Petroleum Geology* <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105197>
- Kuhlmann, G., Adams, S., Anka, Z., Campher, C., di Primio, R., Horsfield, B., 2011. 3D Petroleum Systems Modelling within a passive margin setting, Orange Basin, Blocks 3/4, Offshore South Africa – Implications for gas generation, migration and leakage. *South African Journal of Geology*, vol 114.3-4, pp. 321-348.
- Lovecchio, J.P., Rohais, S., Joseph, P., Bolatti, N.D., Ramos, V.A., 2020. Mesozoic *rifting* evolution of SW Gondwana: A poly-phased, subduction-related, extensional history responsible for basin formation along the Argentinean Atlantic margin. *Earth-Science Reviews* 203.
- McDermott, C., Lonergan, L., Collier, J.S., McDermott, K., G., Bellingham, P., 2018. Characterization of seaward-dipping reflectors along the South American Atlantic margin and implications for continental breakup. *Tectonics* 37, pp. 3303–3327.
- McKenzie, D., 1978, Some remarks on the development of sedimentary basins: *Earth and Planetary Science Letters*, 40, pp. 25–32.
- Morales, E.; Chang, H.K.; Soto, M.; Veroslavsky, G.; Conti, B.; Santa Ana, H.; Santos Correa, F., 2017. Speculative petroleum systems of the Punta del Este Basin (offshore Uruguay). *Brazilian Journal of Geology*, 47(4), pp. 645-656.
- Paton, D.A., Pindell, J., McDermott, K., Bellingham, P., Horn, B., 2017. Evolution of seaward-dipping reflectors at the onset of oceanic crust formation at volcanic passive margins: Insights from the South Atlantic. *Geology*, v.45, no.5, pp. 439-442.

- Penteado, H.L., Behar, F., Lorant, F., Oliveira, D.C., 2007. Study of biodegradation processes along the Carnaubais trend, Potiguar basin (Brazil) -Part 2. *Organic Geochemistry* 38, pp. 1197-1211.
- Peters, K.E., Curry, D.J., Kacwicz, M., 2012. An Overview of Basin and Petroleum System Modeling: Definitions and Concepts, en Peters, K.E., Curry, D.J., Kacwicz, M. eds., *Basin Modeling: New Horizons in Research and Applications: AAPG Hedberg Series*, no 4, pp. 1-16.
- Peters, K.E., Burnham, A.K., Walters, C.C., Schenk, O., 2018. Guidelines for kinetic input to petroleum system models from open-system pyrolysis. *Marine and Petroleum Geology*, v.23, pp- 1-9.
- Raggio, F., Gerster, R., Welsink, H., 2011. Cuencas del Salado y Punta del Este. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. *Actas Simposio Cuencas Argentinas*, pp. 81-96.
- Reuber, K., Mann, O., 2019. Control of Precambrian-to-Paleozoic orogenic trends on along-strike variations in Early Cretaceous continental rifts of the South Atlantic. *SEG. Interpretation*, 7(4), pp. 1-80.
- Tavella, G.F., Wright, C.G., 1996. Cuenca del Salado. XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos. En *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina*. V.A. Ramos y M.A. Turic (Eds.). Relatorio 6: 95-116. Buenos Aires.
- Welsink, H., 2010. Regional tectono-Stratigraphic Framework, Offshore Argentina. Informe Interno YPF.