

PLAY ROCA MADRE CRETÁCICA UNA NUEVA OPORTUNIDAD EXPLORATORIA EN LA ISLA GRANDE DE TIERRA DEL FUEGO

Santiago Periale¹, Karina Mykietiuk¹, Leonardo Simonetto¹, María Eugenia Pascariello¹, Mario Atencio¹,
Carolina González¹, Francisco Chiachiarelli¹, Lucía Ciancio¹, Alejandro Gavarrino¹,
David Méndez Kinsley², Carlos T. Gschaider², Juan Sandia Rojas², Iván Arriagada²

1: YPF, Gerencia de Exploración, Buenos Aires, Argentina. santiago.periale@ypf.com, karina.mykietiuk@ypf.com, leonardo.simonetto@ypf.com, maria.pascariello@ypf.com, mario.atencio@ypf.com, laura.c.gonzalez@ypf.com, francisco.chiachiarelli@ypf.com, lucia.ciancio@ypf.com.

2: ENAP MAGALLANES. Gerencia de Exploraciones y Reservorios, Punta Arenas, Chile.
dmendez2@enap.cl, cgschaid@sipetrol.cl, jsandia@mag.enap.cl, iarriagada@enap.cl.

Palabras clave: exploración, roca madre, no convencional, Cuenca Austral

ABSTRACT

For decades, exploration and exploitation of hydrocarbon resources in the Austral or Magallanes Basin (Santa Cruz province, Magallanes region and Isla Grande de Tierra del Fuego), was focused on a petroleum system producing from conventional reservoirs (Springhill Formation). This petroleum system was defined by Upper Jurassic and Lower Cretaceous marine source rocks, connected laterally by stratigraphic carriers or vertically by fractures and faults, to Late Jurassic-Neocomian transgressive sandy reservoirs.

In the 1990's, a second oil play came into being. This was prompted by hydrocarbon shows and oil and gas blow outs while drilling across Lower Cretaceous marine mudstones. Correct assessment was abandoned, after facing technological problems related to well completion. In 2013, a review of the petroleum system and increasing search for new unconventional plays in Tierra del Fuego set new targets.

In 2018, a joint study project was established between YPF S.A. and ENAP. The goal of it was to characterize and evaluate the shale oil potential of the Lower Cretaceous System, integrating the data available from both companies into a single database for a common assessment.

Multidisciplinary geological, geophysical, and geochemical studies were carried out in order to define *sweet spots*, by stratigraphic correlation, petrophysical and geomechanical evaluations, detailed seismic mapping and organic geochemical characterization. The integration of the different results was carried out overlapping the different property maps, and thus defining the *sweet spots*. The results demonstrate a high potential for the play and encourage to continue exploring for unconventional shale resources in Tierra del Fuego.

INTRODUCCIÓN

Durante mucho tiempo la exploración y explotación de hidrocarburos en la Cuenca de Magallanes o Austral se focalizó en los reservorios convencionales (Fm. Springhill). En los años '90 se exploró un segundo *play* en el Sistema Cretácico, Serie Inferior, correspondiente a fangolitas con manifestaciones de hidrocarburos y *blow outs* de petróleo y gas registrados durante la perforación de varios sondeos en la cuenca. El esfuerzo fue abandonado luego de enfrentar problemas tecnológicos relacionados a la terminación (tanto en pozos de Chile como de Argentina).

Como antecedente, Belotti *et al.* (2014) evalúan el potencial de recursos prospectivos de petróleo y gas en el intervalo de las facies finas marinas del Valanginiano al Aptiano temprano depositadas en un ambiente de aguas marinas intermedias a profundas, durante la etapa de *sag* y temprana de *foreland*.

En este trabajo, se presenta un resumen del proyecto realizado dentro del marco de un Convenio de estudio entre las empresas YPF y ENAP con el objetivo de analizar el potencial no convencional (NOC) de la roca madre en los bloques de dominio minero propio en la Isla Grande de Tierra del Fuego (Fig. 1) para el ámbito morfoestructural de plataforma externa a talud. A partir de la información propia de cada compañía se acordó realizar una base de datos única, basada en pozos clave y selección de líneas sísmicas 2D y 3D representativas. El presente trabajo desarrolla las tareas de integración de la información, la generación de mapas que permitieron la definición de los *sweet spots* y la delineación de las zonas de interés prospectivo.

La roca madre principal de la Cuenca de Magallanes o Austral está representada por facies distales del sistema transgresivo desarrollado con rumbo SO-NE asociado a la etapa de *sag* durante el Cretácico Temprano (Valanginiano - Aptiano), Legarreta y Villar (2011). Son pelitas marinas en parte con participación calcárea, cuyo contenido orgánico es variable de acuerdo con los distintos

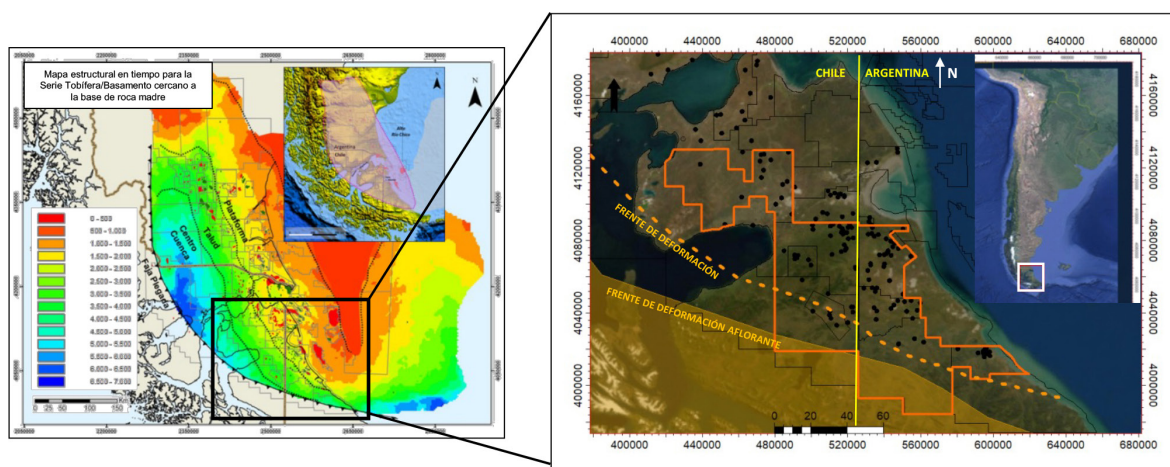


Figura 1. Izquierda: Mapa estructural en tiempo, Cuenca Austral, para la Serie Tobífera/Basamento, cercano a la base de roca madre (Covellone 2012). Derecha: Ubicación del área de estudio.

ámbitos de la cuenca. Presenta un carbono orgánico total (COT) promedio entre 0,5 a 2%, índice de hidrógeno (IH) entre 100 a 550 mg HC/g COT, querógeno tipo II a II – III y espesores de entre 50 a 400 m.

MARCO GEOLÓGICO

La Cuenca Austral o de Magallanes se ubica en la región más austral de Sudamérica, y limita en el oeste con los Andes Patagónicos Meridionales y en el este con el Macizo del Deseado (Biddle *et al.* 1986); cuya prolongación en la plataforma continental se denomina Alto de Río Chico, que la separa de la cuenca de Malvinas (Robbiano *et al.* 1996). Su registro sedimentario abarca desde el Jurásico (¿Temprano?) Tardío al Cenozoico y hacia el centro de la cuenca supera los 8000 m de espesor (Schwarz *et al.* 2011).

En la evolución tectónica de la cuenca se reconoce la sucesión de tres fases de deformación cortical (Biddle *et al.*, 1986), que se pueden resumir como sigue: (a) un período de ruptura cortical, con extensión y vulcanismo durante el Jurásico; (b) uno de deriva cortical y subsidencia termal durante el Cretácico Temprano, y (c) uno de margen convergente, con desarrollo de un arco volcánico, faja plegada y cuenca de antepaís, entre el Cretácico Tardío y el Neógeno. Y se agregaría un cuarto en el Neógeno, caracterizado por las glaciaciones, la denudación y el alzamiento por rebote isostático post glaciar (Mendez Kinsley y Moraga 2018; Fig. 2).

El primer episodio, se asocia a la partición de Gondwana, iniciado en el hemisferio sur durante el Jurásico medio. Durante el período extensional, se forman grábenes y hemigrábenes en desarrollo conjunto con eventos volcánicos calcoalcalinos cuyos depósitos ocurren tanto en ambiente subácueo (marino y lacustre) como en ambiente subaéreo. Desde fines del Jurásico y hasta el Cretácico Temprano (Neocomiano) tiene lugar un período de velocidad de convergencia de placas muy baja con mínima compresión, con subsidencia por enfriamiento termal post-rift, que controla la transgresión y sedimentación marina en la cuenca (ciclo Springhill). Es en esta etapa cuando se deposita la roca madre principal, cuyas características sedimentológicas, de acuerdo con análisis de cortes delgados y geoquímica inorgánica (DRX), muestran que predominan fangolitas con diverso contenido carbonático e intercalaciones tobáceas. Los análisis de DRX arrojan contenido de acillas que en algunos casos llega hasta el 40%, predominando así la composición silícea.

Finalmente, en la etapa de antepaís se presentan varias fases de deformación que dan origen a múltiples cuencas de antepaís. Las numerosas megasecuencias transgresivas – regresivas desarrolladas durante el Cretácico fueron controladas principalmente por tectónica regional y/o eustasia global (Arbe y Fernandez Bell Fano 2002).

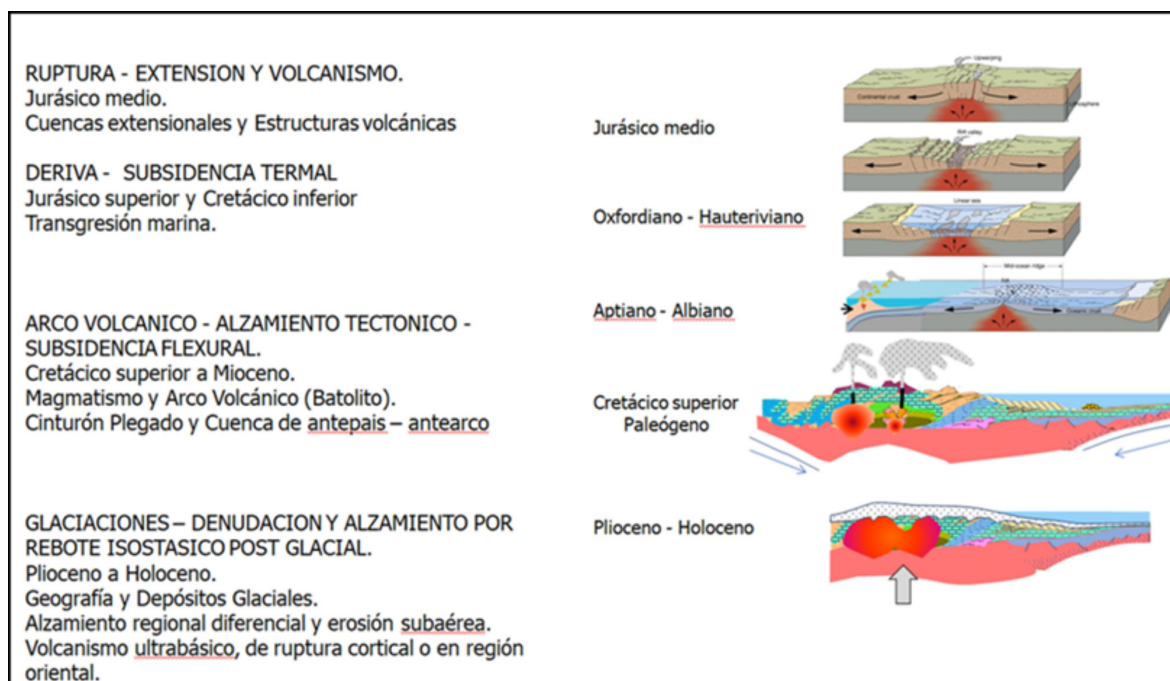


Figura 2. Esquema de la evolución tectónica de la Cuenca de Magallanes o Austral (Méndez Kinsley y Moraga 2018).

INTEGRACIÓN LITOESTRATIGRÁFICA CHILENA Y ARGENTINA

Uno de los desafíos de este trabajo fue la integración de la estratigrafía de la cuenca en territorios argentino y chileno. Si bien existen numerosos trabajos de síntesis de la estratigrafía (Natland *et al.* 1974, Cañón 2000; y Cortés 1977), en la Figura 3 se muestran las columnas estratigráficas para territorio chileno y para territorio argentino con los nombres formacionales correspondientes. Las unidades de interés en este trabajo incluyen las formaciones chilenas Springhill, Estratos con Favrella, Lutitas con Ftanitas y Margas; y las formaciones argentinas Springhill, Inoceramus y Margas Verdes.

A modo de síntesis y para unificar la nomenclatura estratigráfica, se propuso entre ENAP e YPF llamar a las formaciones de interés no convencional de Chile y Argentina como ROCA MADRE CRETÁCICA (RMC). La RMC queda representada por seis unidades, denominadas *clusters* en este trabajo, y que se describen más adelante.

CORRELACIONES

Se presenta una propuesta estratigráfica secuencial descriptiva, que integra la información bioestratigráfica regional (edades) y litoestratigráfica disponible. La misma está fundamentada en el análisis de las electrofacies reconocidas en los perfiles de pozo (Mendez Kinsley y Moraga 2018). Con esta finalidad se escogieron pozos que reunieran el conjunto básico de perfiles, que

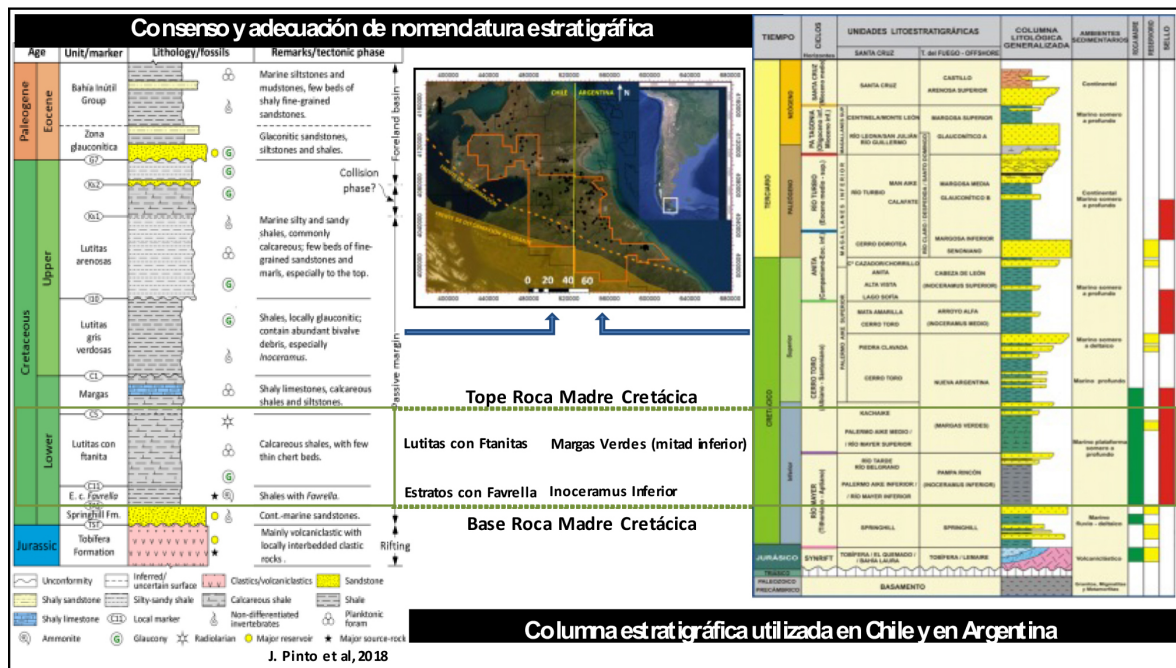


Figura 3. Marco litoestratigráfico regional. A la izquierda modificado de Pinto *et al.* (2018) y a la derecha modificado de informes internos tomados de YPF.

incluye el de rayos *gamma*, resistividad, sónico y densidad. Con los perfiles de pozo se analizaron las tendencias de la arcillosidad definiendo superficies claves en los quiebres (transgresivas, de inundación máxima, de concordancias correlativas o discordancias erosivas). El análisis de estas sucesiones, interpretadas como la respuesta de la sedimentación a la creación o reducción del espacio de acomodación, permitió la interpretación de tracts de sistemas depositacionales y secuencias, utilizando conceptos y principios vigentes en análisis estratigráfico secuencial (Posamentier *et al.* 1993; Emery y Myers 1996; Catuneanu *et al.* 2009).

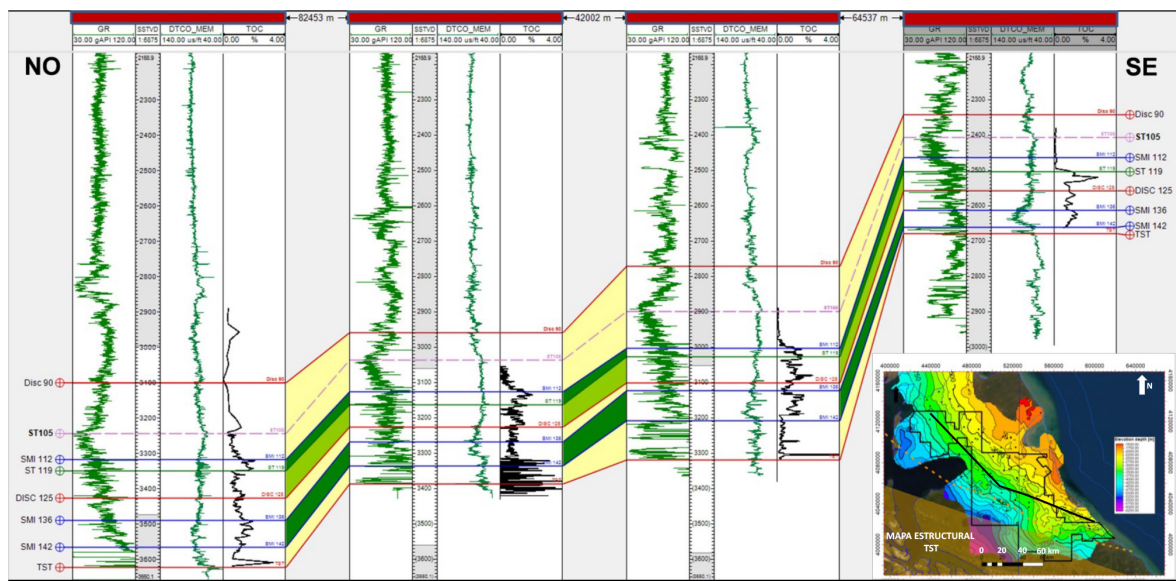


Figura 4. Corte de correlación NO-SE. Se pueden apreciar las secuencias y los límites de los tracts identificados.

Se han distinguido cuatro tipos de superficies con connotación genética, que constituyen el límite de los cortejos (*tracts*) depositacionales y de las secuencias: discordancia subaérea (disc), superficie de erosión regresiva marina (serm o disc 125), superficie transgresiva (st) y superficie de máxima inundación (smi). A estas superficies se les incorporaron los datos de edades bioestratigráficas, generando de esa manera superficies cronolitoestratigráficas correlacionables en todo el sector de la cuenca desarrollado en la Isla Grande de Tierra del Fuego. Así, los nombres de las superficies de correlación se construyeron en base a la génesis de la superficie (disc, smi, etc.) y la edad estimada por bioestratigrafía (Fig. 4).

DEFINICIÓN DE *CLUSTERS*

Para este estudio, se definen *clusters* utilizando el contenido de COT y seleccionando aquellas superficies de correlación que sirven para delimitarlos. Los *clusters* a diferencia de las secuencias, están principalmente definidos por el contenido de COT. Así, un *cluster* es una unidad definida por una sucesión de cortejos sedimentarios (system tracts) (Mendez Kinsley y Moraga 2018), caracterizada por valores similares del promedio y de los máximos del COT, y similares valores de la frecuencia del COT mayor que 1, observados en los cortejos (tracts). Se identificaron 6 *clusters* en total (Fig. 5). De esta manera el *cluster* A queda definido en su base por el *marker* TST y en su techo por el *marker* SMI 142; suprayace el *cluster* B limitado en su techo por el *marker* SMI 136; luego el *cluster* C con el *marker* DISC 125 como techo; el *cluster* D con el *marker* ST 119 de límite superior; el *cluster* E con su límite superior definido por el *marker* SMI 112; y por encima hasta la DISC 90 el *cluster* F.

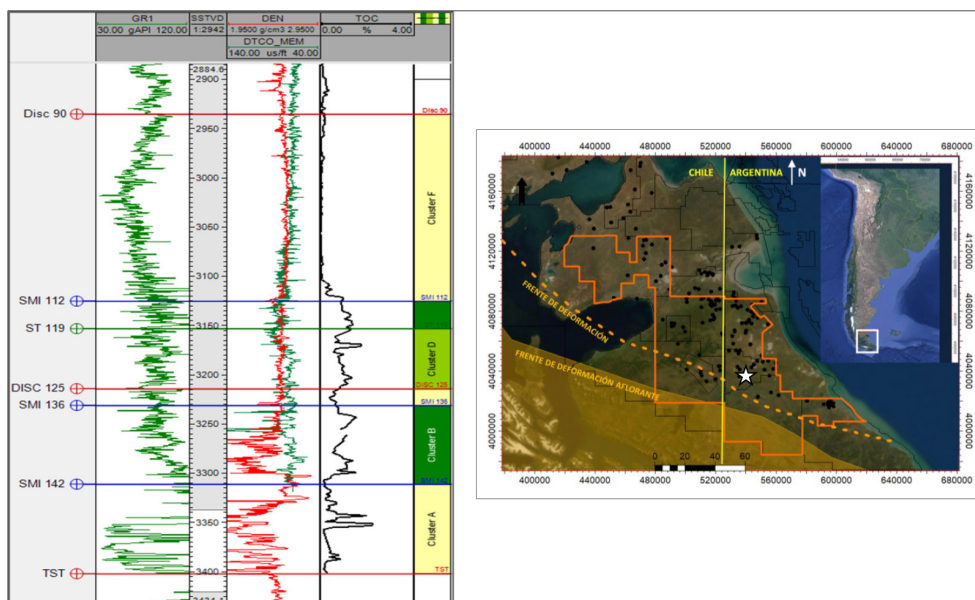


Figura 5. Ejemplo de pozo en el cual se aprecian los 6 *clusters* definidos y las superficies de correlación utilizadas. En el mapa de la derecha, en forma de “estrella” se aprecia la ubicación del sondeo.

De este modo, los *clusters* definen el intervalo donde es evaluado el potencial NOC en el área de estudio, ya que constituyen las unidades referentes para la construcción de mapas, análisis de información geoquímica, petrofísica, geomecánica, y mapeos sísmicos.

De los numerosos datos que componen el set de trabajo, 4.325 muestras pudieron ubicarse en alguno de los seis *clusters* definidos. La Figura 6 muestra la distribución clasificada por *cluster* de los datos analíticos medidos y de las principales relaciones calculadas en profundidad bajo la superficie. La ventana de generación de hidrocarburos líquidos comenzaría por debajo de los 2000 metros. En función de los valores obtenidos de la reflectancia de la vitrinita, la ventana de interés para un objetivo NOC quedaría comprendida entre los 2200 a 4000 m en base a la presencia de hidrocarburos líquidos libres (S1) y del índice de saturación de petróleo ($S1 \times 100/COT$ con resultados en mg HC/g COT) (Jarvie 2012).

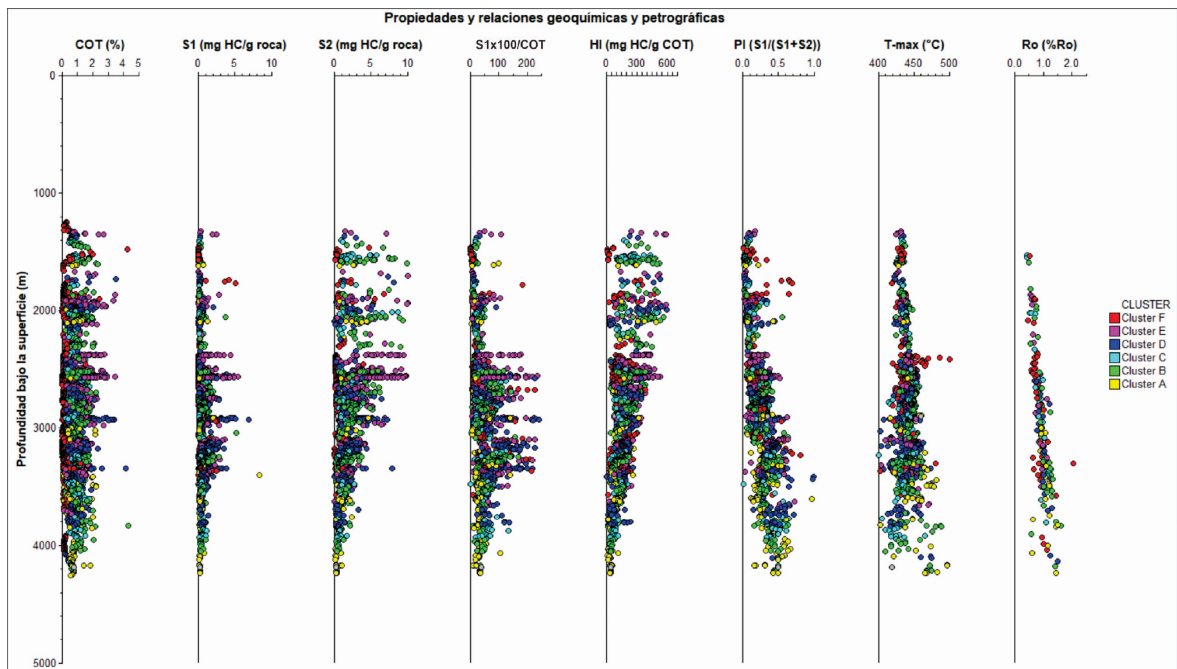


Figura 6. Datos analíticos medidos y relaciones calculadas principales de la RMC clasificada según el *cluster* al que pertenecen (colores). COT: Carbono Orgánico Total, S1: hidrocarburos líquidos libres (pirólisis), S2: potencial generador remanente por masa de roca (pirólisis), $S1 \times 100/COT$: índice de saturación de petróleo (petróleo por masa de COT, concretamente mg HC/g COT), IH: índice de Hidrógeno (potencial generador remanente por masa de COT), IP: índice de productividad y Tmax (parámetro de madurez en base a pirólisis), Ro: madurez de vitrinita.

Un análisis estadístico básico del set de datos muestra que la RMC es de riqueza mediana con un promedio total de 0.73% en peso, destacándose los intervalos B, C, D y E con promedios próximos y hasta levemente superiores al 1% y valores máximos superiores a 4% de COT (YPF - ENAP 2020). Estos valores, si bien no son altos, son adecuados para prospectar un *play shale* en la roca generadora, máxime teniendo en cuenta que el muestreo no fue sistemático ni sobre muestras de iguales características (coronas, *cutting*, testigos laterales) o preservación (muestras húmedas vs secadas y acopiadas).

PETROFÍSICA Y GEOMECAÍNICA

Con el objetivo de tener una caracterización petrofísica de estas zonas se contó con un estudio realizado con 30 pozos, aunque la información necesaria para un estudio NOC de los mismos es escasa: Los perfiles de pozo básicos (*gamma ray*, resistividad, densidad, neutrón y sónico) están disponibles en la mayoría de los pozos evaluados, pero no todos cuentan con perfiles de resonancia magnética nuclear, perfil mineralógico, sónico dipolar, imagen de pozo, DRX, COT y pirólisis, que son fundamentales para este tipo de evaluaciones. En términos preliminares, las zonas presentan valores promedio de porosidad efectiva que van desde 4% hasta 12% y saturación de agua promedio de entre 40% y 60% (Fig. 7, izquierda). No obstante, es necesario que esta evaluación se ajuste con nueva toma de información (set completo de perfiles para evaluación NOC). En la Figura 7, a la derecha, se muestra como ejemplo un pozo con el comportamiento de perfiles para el intervalo de la RMC, en el cual la zona de interés queda bien delimitada a través de los perfiles básicos, análisis tipo passey (RT-DT) (Passey *et al.* 1990), manifestaciones de control geológico e indicios de sobrepresión a través del análisis de la curva DT.

Las determinaciones geomecánicas consistieron en estimaciones de propiedades mecánicas, presión poral y esfuerzos. Del análisis de esfuerzos, se desprende que el régimen es normal, lo cual indicaría faltas de restricciones para las estimulaciones hidráulicas a realizar. Respecto a la orientación de los esfuerzos horizontales actuales, se interpretaron los perfiles de imágenes de 24

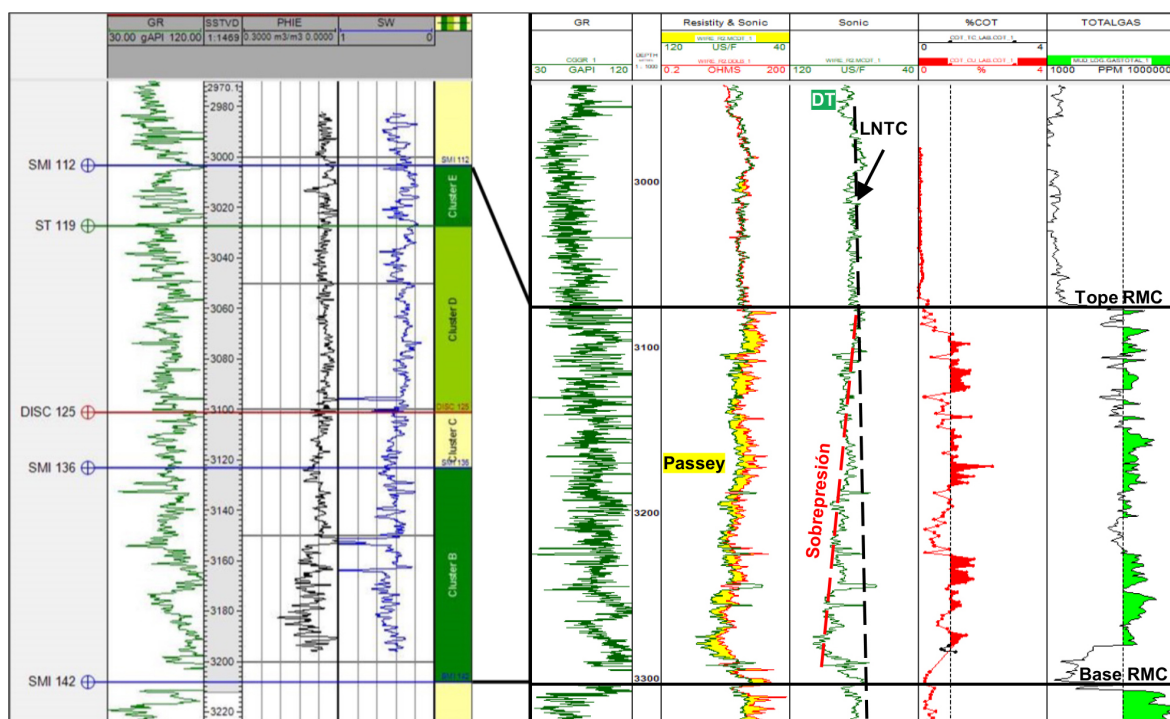


Figura 7. Ejemplo de pozo. Izquierda análisis petrofísico, derecha análisis de presión poral y passey, se puede apreciar evidencia de sobrepresión.

pozos, buscando la presencia de breakouts y fracturas inducidas, ya que su orientación tiene una relación directa con la orientación de los esfuerzos horizontales. Se concluye que la orientación del esfuerzo mínimo horizontal actual para la zona es EO.

MAPAS ESTRUCTURALES

Para la construcción de los mapas estructurales de todos los *markers* correlacionados que limitan los *clusters* definidos previamente se utilizaron los mapas regionales de la interpretación sísmica que corresponden al *marker* TST (Fig. 8).

Para el mapa estructural del TST se utilizó la interpretación sísmica como tendencia entre los pozos y sus polígonos de falla interpretados. Para construir los mapas estructurales de los *markers* SMI 142 y SMI 136 se utilizó como tendencia entre pozos al mapa estructural del *marker* TST y los polígonos de falla respectivos. Esto se realizó luego de observar varias líneas sísmicas donde se apreciaba la relación estructural de estas superficies.

Para la construcción de los mapas estructurales de los *markers* Disc 125, ST 119, SMI 112 y Disc 90 se usó para la tendencia entre pozos al mapa estructural interpretado en la sísmica del

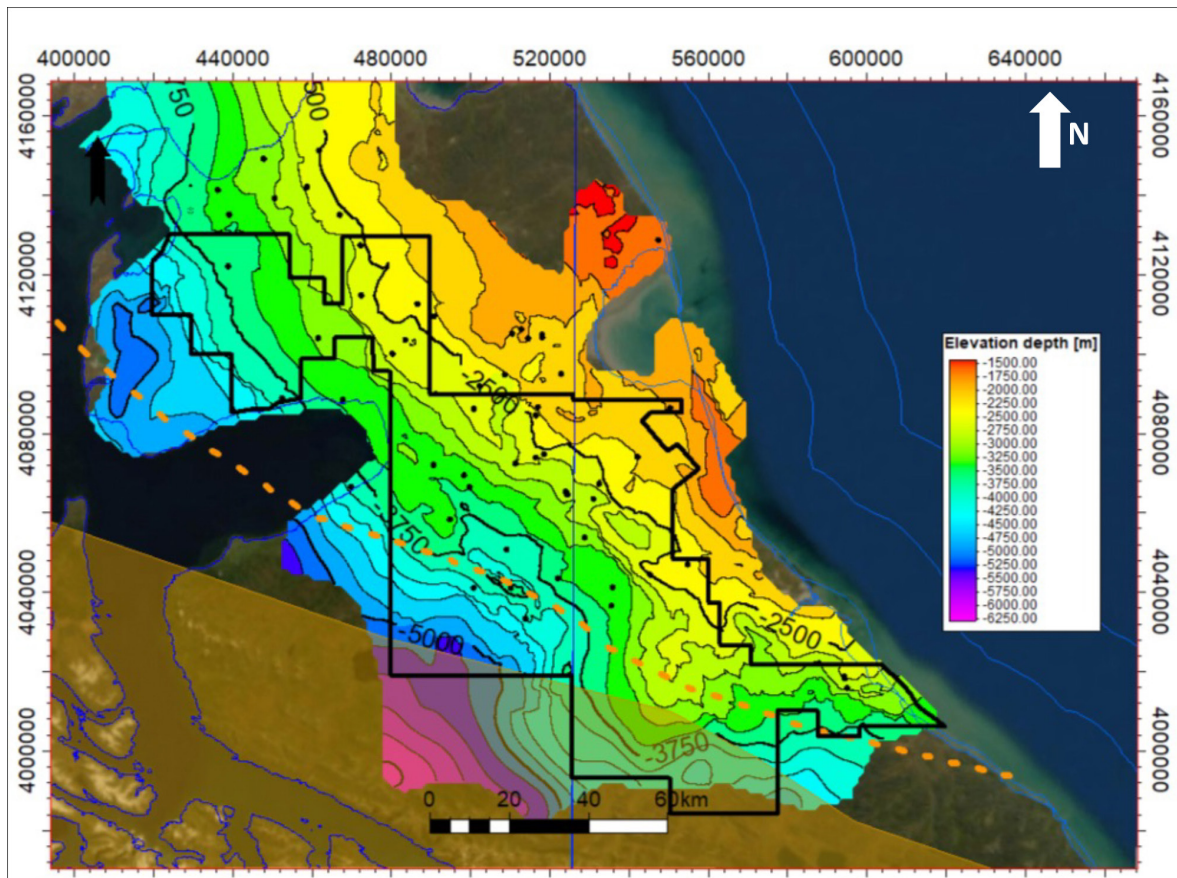


Figura 8. Mapa estructural del nivel TST construido con la interpretación sísmica y pozos. La “línea de trazo” indica el frente de deformación y el área sombreada el frente de deformación aflorante.

marker ST 105 (Fig. 4), que se encuentra ubicado estratigráficamente entre SMI 112 y Disc 90, y se utilizaron los polígonos de fallas interpretados en ese horizonte.

VENTANA DE MADUREZ DE PETRÓLEO

Los mapas de madurez a partir de la reflectancia de la vitrinita (%Ro) son importantes porque definen para cada intervalo de interés la potencial extensión máxima del play NOC, ya que indican donde pudo existir generación de hidrocarburos, teniendo como requerimiento que hubiere riqueza orgánica en esas áreas.

Los mapas de %Ro correspondientes a cada uno de los *clusters* fueron realizados a partir del promedio de valores de %Ro, utilizando como tendencia para el interpolado de los valores los mapas estructurales provenientes de la interpretación sísmica, dada la conformidad observable entre madurez medida en laboratorio y la profundidad de la muestra.

El área para la evaluación de ocurrencia de petróleo producible en fangolitas del Cretácico Inferior, en el sector de Tierra del Fuego, se circunscribe al área de la ventana de generación máxima de petróleo (VGMP) entre %Ro de 0.8 y 1.2 (Fig. 9). Si bien la generación de petróleo

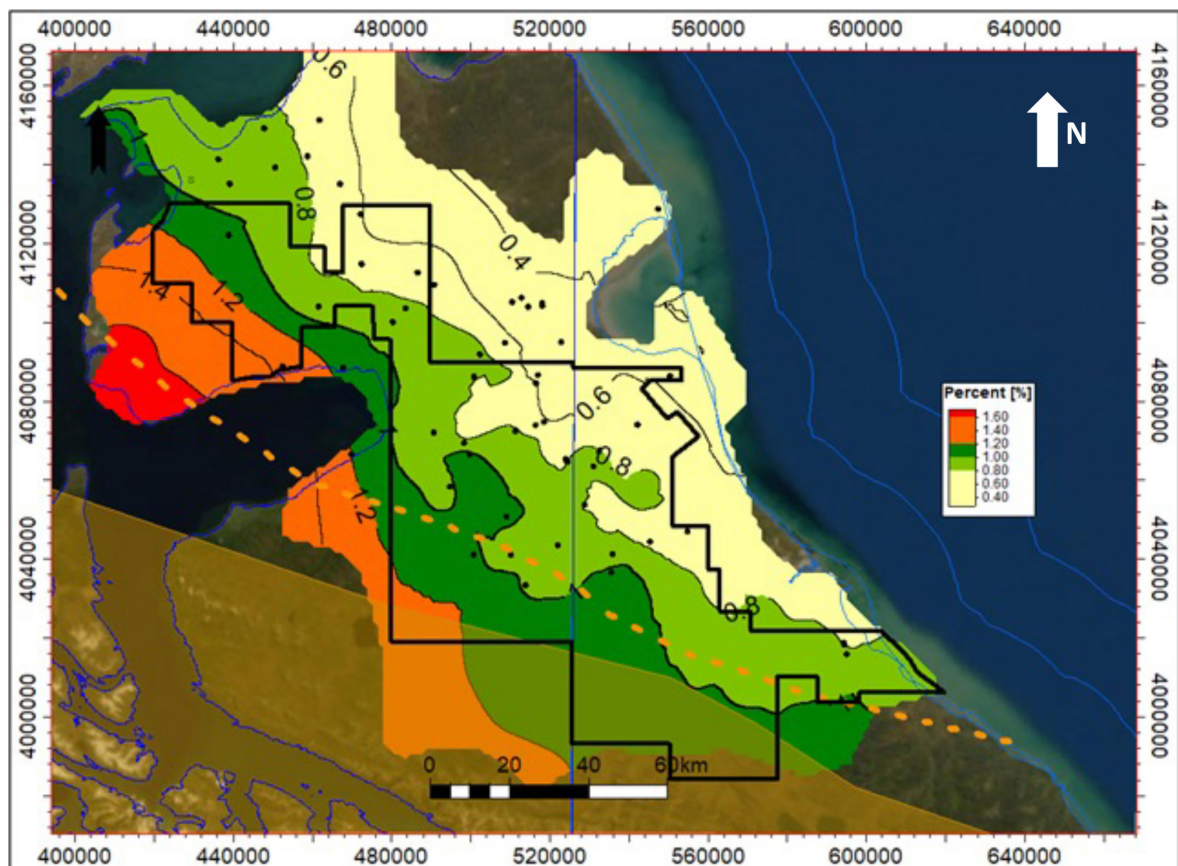


Figura 9. Mapa de madurez de vitrinita (%Ro) promedio para toda la RMC. La “línea de trazo” indica el frente de deformación y el área sombreada el frente de deformación aflorante.

en rocas marinas promedio comienza a valores de %Ro algo menores (0.65-0.7%?) la madurez medida puede utilizarse en exploración NOC para determinar el tipo y los umbrales de los hidrocarburos producibles desde la roca madre. Este rango para la cuenca Austral/Magallanes está muy pobremente determinado y se basa en los escasos datos locales de hidrocarburos testeados y por extrapolación de datos análogos de la Fm Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina (Basile y Fasola 2017; Brisson *et al.* 2020).

RIQUEZA ORGÁNICA ACTUAL

El carbono orgánico total (%COT) es la medida del carbono orgánico presente en la roca ya sea en forma de querógeno, carbono no reactivo y/o bitumen al momento presente. En las rocas sedimentarias de grano fino el bitumen es la parte soluble (en disolventes orgánicos comunes) de la materia orgánica.

En los reservorios NOC tipo shale el contenido orgánico es un factor crítico al momento de definir los intervalos de interés. Primero, porque un alto COT con una adecuada madurez puede asegurar el abastecimiento de suficiente hidrocarburo para saturar la porosidad propuesta; segundo porque contribuye a la capacidad de almacenamiento aportando porosidad orgánica ya que mientras madura se transforma el querógeno; y tercero porque asegura una producción tardía estable de gas adsorbido liberado a medida que se depleta el reservorio.

De estos tres aspectos, referidos a la riqueza orgánica actual, en la cuenca Austral/Magallanes el primero es el más importante ya que con los valores típicos de riqueza orgánica que presenta la roca no es de esperar una contribución significativa a la porosidad total.

Por lo tanto, la riqueza mínima de 1% de COT para tomarse como una roca generadora estándar se considera suficiente para saturar la porosidad intergranular y es favorablemente alta para una arcilla normalmente compactada.

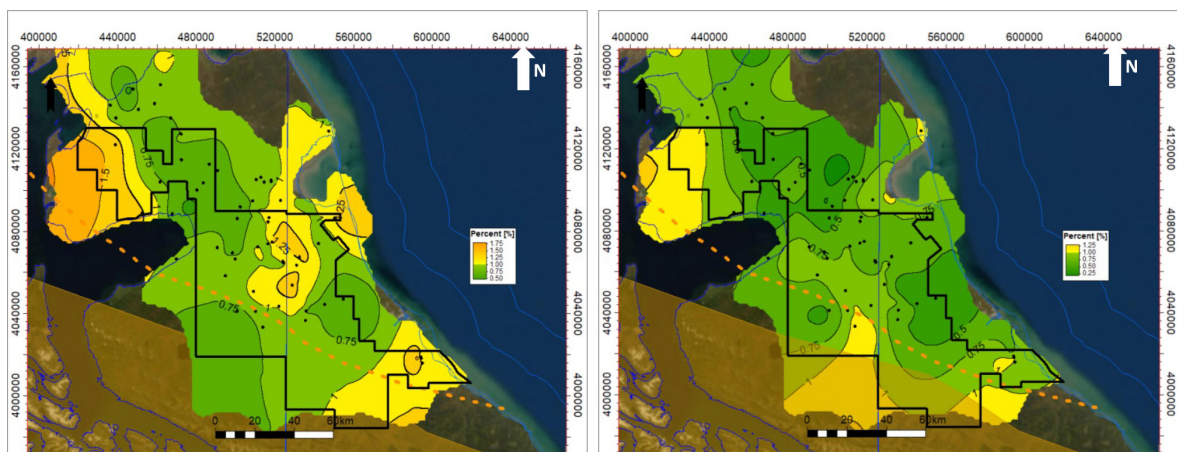


Figura 10. Mapas de distribución de COT promedio. Izquierda *cluster B* (mayor contenido de COT), derecha *cluster C* (menor contenido de COT). La “línea de trazo” indica el frente de deformación y el área sombreada el frente de deformación aflorante.

Para analizar la concentración y distribución de la materia orgánica en cada *cluster* se realizaron mapas de promedio de COT de todas las muestras de *cutting* y coronas disponibles.

Así como el mapa de madurez marca la extensión máxima posible del *play shale*, el mapa de riqueza lo restringe a las zonas donde la probabilidad de generación de hidrocarburos puede ser volumétricamente significativa. Para visualizar esto, en cada mapa de riqueza se plotean los límites de madurez con expectativa de petróleo producible.

Conforme a lo estudiado en los mapas se destacan los *clusters* B, D y E como los intervalos con mayor potencial para la prospección de hidrocarburos en reservorios NOC. Se hace evidente también la disminución en el contenido orgánico de los *clusters* A, C y F. En la Figura 10 se presenta a la izquierda el mapa del *cluster* B (mayor contenido de COT), y a la derecha el *cluster* C (menor contenido de COT).

METODOLOGÍA DE DEFINICIÓN DE *SWEET SPOTS*. CARACTERIZACIÓN

La ventana de generación de petróleo para toda la RMC en el dominio minero involucrado por el convenio de estudio presenta un área total de 6.927 km². Desde el punto de vista del *play*

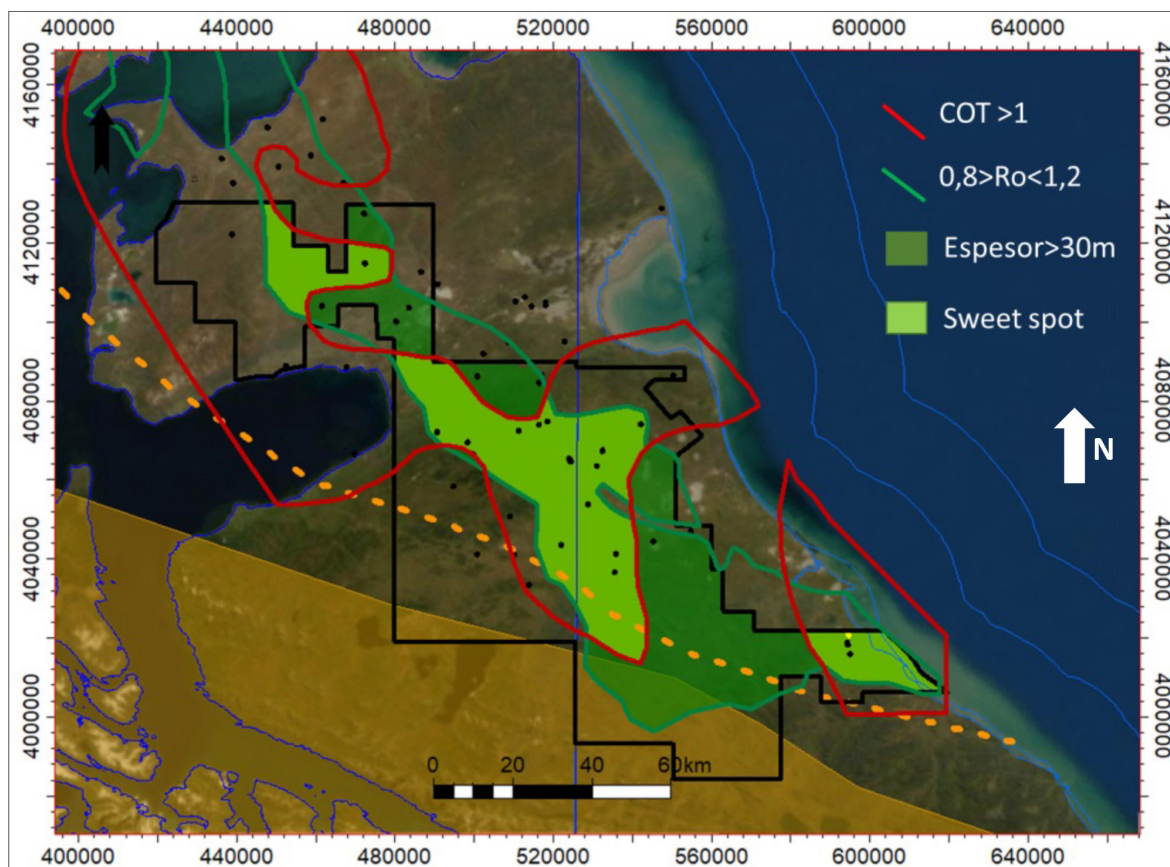


Figura 11. Definición de *sweet spot* para el *cluster* B. Los espesores mayores a 30 metros están limitados para el área definida en este estudio. La “línea de trazo” indica el frente de deformación y el área sombreada el frente de deformación aflorante.

shale toda esta zona tiene potencial, sin embargo, para fijar prioridades en una etapa inicial de exploración se definieron una serie de *cut offs* de distintas propiedades para focalizar los estudios y así determinar los *sweet spots*.

La jerarquización de zonas de interés para focalizar la prospección en el área se ha realizado con apoyo de los mapas de distribución areal del COT, el espesor y las ventanas de generación petróleo (%Ro), calculados para cada *cluster*. Se priorizó el análisis de la riqueza y la madurez como aproximación para identificar áreas favorables para la prospección no convencional.

Dentro de la ventana de generación máxima de petróleo considerada ($0,8 < Ro < 1,2$) se ha tomado como *cut off* de COT aquellos valores que sobrepasen el 1%, mientras que para el espesor se utilizó aquellos valores mayores a 30 metros teniendo en cuenta una ventana de navegación para un posible pozo.

Con los criterios antes mencionados se superpusieron en un mapa las variables para así poder definir las zonas a focalizar los estudios.

En la Figura 11 se presenta el *sweet spot* definido para el *cluster* B, uno de los de mayor interés. En el sector sur del *sweet spot* las profundidades son mayores (ver mapa estructural de la Figura 8) al igual que la madurez, aumentando de esta manera la posibilidad de encontrar sobrepresión.

CONCLUSIONES

Se realizaron interpretaciones y mapeo de diferentes parámetros que usualmente se utilizan para caracterizar y evaluar los reservorios no convencionales en una etapa exploratoria inicial. Del trabajo llevado a cabo se seleccionaron para la definición de las principales zonas de interés prospectivo, mapas de madurez, carbono orgánico total y espesor. Para la madurez se tuvo en cuenta la ventana de generación máxima de petróleo considerada (entre 0,8 y 1,2 %Ro) que definió los límites de la primera ventana de trabajo. Se superpuso el mapa de COT con valores mayores al *cut off* de 1% como contenido mínimo para una roca generadora estándar. Posteriormente, para el espesor se consideró un mínimo de 30 m, navegable con un pozo horizontal.

De la superposición de estos parámetros (%Ro entre 0,8 y 1,2, %COT mayor a 1 y espesor mínimo de 30 metros) se definen las mejores zonas prospectables o *sweet spots*. Los mismos se encuentran a una profundidad de entre 2.600 y 3.300 metros.

De los *clusters* definidos, se observa que tres de ellos (B, D y E) presentan alto potencial como reservorio no convencional. Poseen espesores potentes y cada uno se podría corresponder con una zona de navegación (*landing*) de un futuro pozo exploratorio.

Como puede apreciarse en la Figura 12, existen zonas donde ocurre la superposición de tres *clusters* lo cual permitiría desde una misma locación exploratoria evaluar hasta tres niveles (*landings*).

En síntesis, el play Roca Madre Cretácica representa una nueva oportunidad exploratoria para la Isla Grande de Tierra del Fuego, ya que los *swet spots* delimitados abarcan grandes extensiones prospectivas. Se observan tres *sweet spots*, noroeste, central y sureste, de los cuales, la zona central se considera la principal por su extensión areal y superposición de *clusters* de interés.

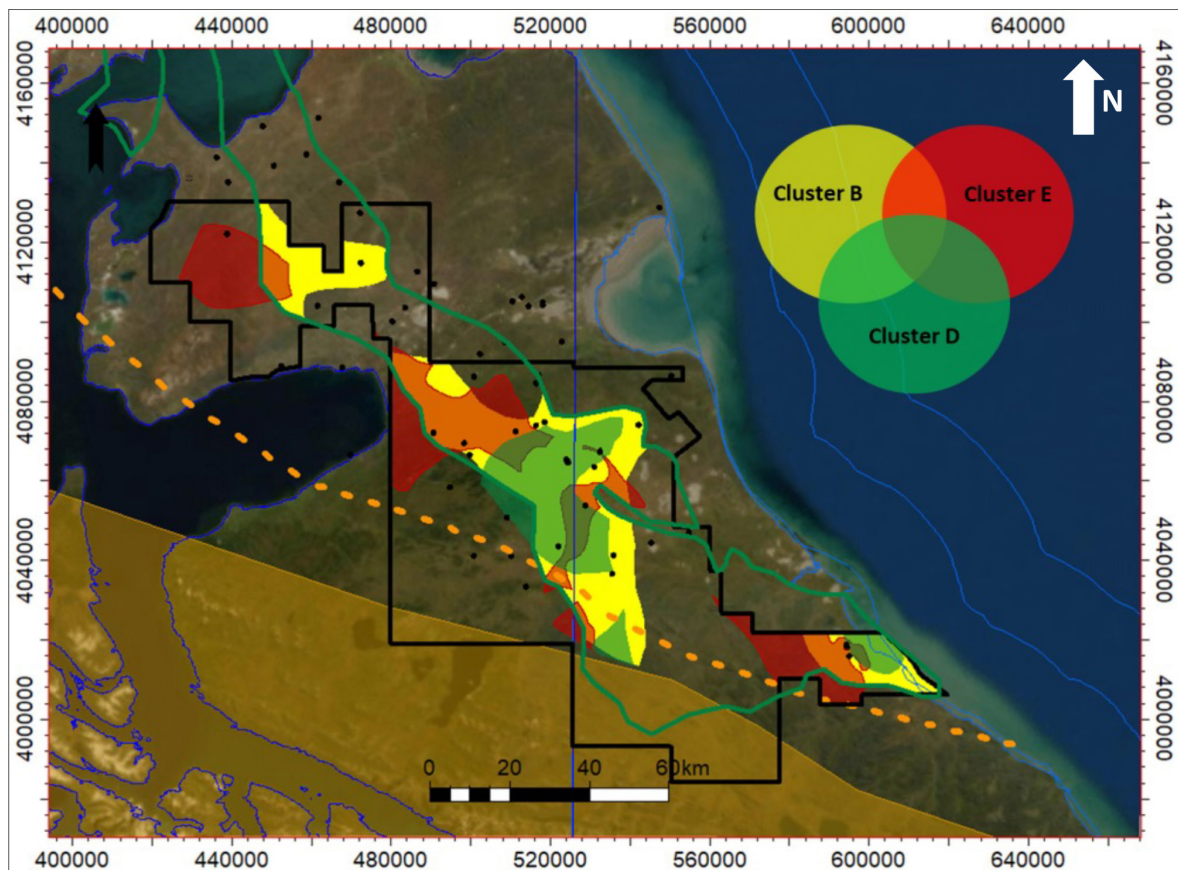


Figura 12. Zonas principales de superposición de los *clusters* de interés. La “línea de trazo” indica el frente de deformación y el área sombreada el frente de deformación aflorante.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren expresar su agradecimiento a ENAP MAGALLANES y YPF S.A. por permitir la publicación del presente trabajo, y a los revisores por sus comentarios que ayudaron a mejorar el contenido de la presente publicación.

REFERENCIAS CITADAS

- Arbe, H. y Fernández Bell Fano, F., 2002. Formación Springhill en el área costa afuera. In: Schiuma, M., Hinterwimmer, G. y Vergani, G. (Eds.). Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas Argentinas, pp. 75-76.
- Basile Y. y Fasola M., 2017. Ventanix. YPF. Informe inédito.
- Belotti H., Rodríguez J. F., Conforto G. A., Pagan F., Mazas P. A., Agüera M., Porras J., Köhler G., Cagnolatti M., Weiner G., Nigro E. y Cangini A., 2014. La Formación Palermo Aike como Reservorio No Convencional en la Cuenca Austral, Provincia de Santa Cruz, Argentina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Recursos No Convencionales, pp. 137-160.
- Biddle, K., Uliana, M., Mitchum, R., Fitzgerald, M. y Wright, R., 1986. The stratigraphic and structural evolution of central and eastern Magallanes Basin, Southern America. International Association of Sedimentologists, Special Publication 8. In: Allen, P., Homewood, P. (Eds.), *Foreland Basins*. Blackwell, Oxford, pp. 41-61.
- Brisson, I E., Fasola M E, and Villar H.J., 2020, Organic geochemical patterns of the Vaca Muerta Formation, in Daniel Minisini, Manuel Fantín, Iván Lanusse Noguera, and Héctor Leanza, eds., *Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina*: American Association of Petroleum Geologists Memoir 121, pp. 297-328.
- Cañón A., 2000. Nuevos Antecedentes en la Estratigrafía de la Cuenca de Magallanes. Apartado de Anales del Instituto de la Patagonia – Serie Ciencias Naturales, Vol. 28, pp. 41-50.
- Catuneanu O., Abreu V., Bhattacharya J.P., Blum M.D., Dalrymple P.G., Eriksson P.G., Fielding C.R., Fisher W.L., Galloway W.E., Gibbling M.R., Giles K.A., Holbrook J.M., Jordan R., Kendall C.G.St.C., Macurda B., Martinsen O.J., Miall A.D., Neal J.E., Strasser A., Tucker M.E. y Winker C., 2009. Towards the standardization of Sequence Stratigraphy. *Earth Science Reviews*, Volume 92, Issues 1-2, pp. 1-33.
- Cortés R., 1977. Nota Explicativa del Mapa Geológico de la XII Región – Magallanes. Informe inédito Archivo Técnico Exploraciones-ENAP – 1.1400.0051.0002.
- Covellone G., 2012. Mapeo Roca Madre Cuenca Austral. YPF. Informe inédito.
- Emery D., y Myers K.J., 1996. *Sequence Stratigraphy*; Blackwell Science Editors, London, 297p.
- Jarvie, D.M., 2012. Shale resources systems for oil and gas: Part 2- Shale-oil resource systems, en J.A. Breyer, ed., *Shale Reservoirs-Giant resources for the 21st century*: American Association of Petroleum Geologists Memoir 97, pp. 89-119.
- Legarreta, L. y Villar, H. J., 2011. Geological and Geochemical Keys of the Potential Shale Resources, Argentina Basins. *Search and Discovery Article #80196*.
- Méndez Kinsley D. y Moraga J., 2018. Estratigrafía de secuencias y rocas madre del Cretácico Inferior de la Cuenca de Magallanes, extremo austral de Chile. En XV Congreso Geológico Chileno, Concepción, pp: 1385-1387.
- Moraga, J., Méndez, D. Gschaider, C. y Gonzáles, D., 2018. Avances en el Estado del Conocimiento de los Sistemas Petroleros y de los Plays Shale del Cretácico Inferior de la Cuenca de Magallanes. Informe interno inédito ENAP.

- Natland M.L., González E., Cañón A. y Ernst M., 1974. A System of Stages for Correlation of Magallanes Basin Sediments; The Geological Society of America, Inc., Memoir 139, pp: 1-125.
- Passey Q. R., Creaney. S, Kulla J.B., Moretti F. J. & Stroud J. D., 1990. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V. 74, pp: 1777-1794.
- Pinto, J.A., D.L. González, A.E. Pérez y P.E. Mella, 2018. Cronoestratigrafía y Potencial Petrolífero del Paleoceno de la Cuenca de Antepaís Magallanes, Sur de Chile. XV Congreso Geológico Chileno, Actas: 377, Concepción.
- Posamentier H.W., Summerhayes C.P., Haq B.U. y Allen G.P., 1993. Sequence Stratigraphy and Facies Associations; Special Publication #18 of the International Association of Sedimentologist; Blackwell Scientific Publications, p 644.
- Robbiano, J. A., Arbe, H.A. y Gangui, A. 1996. En: Plataforma Continental Argentina, XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Plataforma Continental Argentina, Relatorio 17, pp 323-341, AGA, IAPG, Buenos Aires.
- Schwarz, E., Veiga, G.D., Spalletti, L.A. y Massaferro J.L., 2011. The transgressive infill of an inherited-valley system: The Springhill Formation (lower Cretaceous) in southern Austral Basin, Argentina. Marine and Petroleum Geology, 2011, volumen 28, pp 1218-1241.
- YPF - ENAP, 2020. Segundo Informe Convenio de Estudio: Evaluación del potencial exploratorio No Convencional del Play Roca Madre Cretácica, Cuenca Austral. Reporte Interno inédito.