

**FORMACIÓN PALERMO AIKE, CARACTERIZACIÓN Y POTENCIAL
PRODUCTIVO COMO RESERVORIO NO CONVENCIONAL, CUENCA AUSTRAL,
PROVINCIA DE SANTA CRUZ, ARGENTINA**

Christian Rojas¹, Damián M. Jait¹, Ernesto Aimar¹, Manuela Rivero¹, Martín Cevallos¹,
Carlos Gargiulo¹, Florencia Melendo¹

1: Compañía General de Combustibles S.A. christian_rojas@cgc.com.ar, damian_jait@cgc.com.ar, ernesto_aimar@cgc.com.ar, martin_cevallos@cgc.com.ar, carlos_gargiulo@cgc.com.ar, florencia_melendo@cgc.com.ar

Palabras clave: Palermo Aike, *Shale*, No Convencional, Roca Madre, Cretácico

ABSTRACT

The Valanginian-Aptian organic rich marine *shale* interval of the Palermo Aike Formation (PAI) is the main source rock of the Austral Basin, in southern Argentina and Chile.

This paper presents the methodology used to characterize the *play*, identify sweep spots, select legacy vertical wells for fracking and the results of the first four *shale* fractures in the basin. The study area covers 18.000 sqkm with extensive 3D and 2D seismic coverage and more than 300 wells. Geological, geophysical and geochemical studies were carried out at a regional and local scale. Organic richness, thickness, maturity and overpressure maps allowed to rank areas and existing wells for testing.

Main target intervals are found at depths between 2.800 to 3.500 m with gross thickness between 150 and 400 m. Five main marine sequences were defined, PAI-10, 20 and 40 (Valanginian-Hauterivian) and PAI-60, MV (Aptian-mid-Albian), being PAI-20 and 40 the intervals of greatest interest. TOC ranges from 0.5 to 3% and kerogen is type II and II/III dominated by amorphous macerals. Lithology consists of dark clays interbedded with very fine-grained sandstones and siltstones. Overpressure is present at different ranges depending on the generation windows.

Two areas were selected to start testing phase and two wells were successfully fractured and tested. Stabilized inflow of liquid hydrocarbons were obtained from the first one, while the second one is being tested. The results presented herein represent a major step in the knowledge and search for commercial production from this *shale play*.

INTRODUCCIÓN

Este trabajo aborda el análisis del Miembro inferior de la Formación Palermo Aike (PAI) como potencial reservorio hidrocarburífero de tipo *shale*. La sección estratigráfica estudiada es de edad cretácica inferior (Berriásiano-Albiano Medio), contiene la facies de roca madre principal de la Cuenca Austral y se extiende sobre territorio argentino (SO de Santa Cruz y Tierra del Fuego, onshore y *offshore*) y chileno (región de Magallanes). Este ciclo sedimentario recibe distintos

nombres según la zona. En los afloramientos occidentales de la cuenca se lo describe como Fm. Rio Mayer en Argentina (Hatcher 1897 y Richiano *et al.* 2012, entre otros) y formaciones Zapata y Erezcano (Cecioni 1957; Katz 1963; Wilson 1991) en Chile. En el subsuelo de Tierra del Fuego y el estrecho de Magallanes se la denomina Inoceramus Inferior, y Estratos con Favrella y Lutitas con Ftanita en Chile (Méndez y Moraga 2018).

Corresponde a una sucesión marina de plataforma externa-interna y *offshore* inferior depositada durante una etapa de subsidencia térmica de cuenca de retroarco (Mpodozis *et al.* 2011) que es generadora de casi la totalidad de los hidrocarburos producidos en la cuenca, los cuales se encuentran entrampados en reservorios principalmente clásticos, destacándose las areniscas continentales y marinas de la Fm. Springhill, depositadas en contacto lateral con la Fm. Palermo Aike.

Litológicamente se compone de fangolitas oscuras con participación variable de material carbonático que se incrementa hacia el techo de la sección. La coloración oscura está dada por el contenido de materia orgánica presente en la roca, en la cual se reconoce una predominancia de macerales amorfos.

Su potencial generador fue estudiado por diversos autores (Pittion y Gouadain 1992; Pittion y Arbe 1999, entre otros), y los primeros ensayos de pozo datan de los años 1991 y 1996, en los pozos Puesto Peter x-1 y El Cerrito x-1, respectivamente, donde se ensayó petróleo y gas por fluencia natural sin fractura con caudales no comerciales y tendencia a agotamiento. A su vez, una serie de pozos que atravesaron esta unidad en zonas de ventana de generación tuvieron manifestaciones de gas y petróleo durante la perforación, frecuentemente con problemas de control de pozo que involucraban densificación de lodo y episodios de fluencia. Las primeras estimaciones de potencial como “*play shale*” fueron publicadas por Bellotti *et al.* (2013), Belotti *et al.* (2014), EIA (2015) y Macellari (2018).

A partir de 2016, la compañía CGC inició una etapa de estudios y de posicionamiento en el “*play*” adquiriendo nuevas áreas. Se construyó una red de correlaciones cronoestratigráficas que permitió rehacer modelos geoquímicos 1D de los datos de pozo existentes y nuevos, se generaron modelos pseudo 2D y 3D de evolución de sistema petrolero y se generaron estimaciones volumétricas de hidrocarburos generados, expulsados y retenidos a nivel regional. Esto permitió definir las áreas y secciones de mayor potencial para iniciar la etapa de exploración y ensayo del “*play shale*”. Resultados parciales se publicaron en Cevallos *et al.* (2019) y Jait *et al.* (2021). A fines de 2021 y en 2022 se inició el programa de reparación y ensayo de los primeros dos pozos seleccionados en los “*sweet spots*” de mayor potencial y prioridad. Se ha comprobado la capacidad para realizar fracturas con diseños tipo “*shale*” y se han obtenido las primeras fluencias de petróleo estabilizadas post-fractura. Estos resultados alientan a continuar con el programa de estudios, ensayos en campo y evaluación de potenciales perforaciones piloto. A continuación, se describe en detalle el flujo de trabajo aplicado y los principales resultados. También se incorporan nuevos datos e interpretaciones que ayudan en el avance del entendimiento de este *play*.

METODOLOGÍA DE TRABAJO

El plan de trabajo aplicado contempló las siguientes actividades:

- 1) Antecedentes de pozos: Revisión de más de 50 legajos de pozo, identificación de eventos de perforación, análisis de perfiles litológicos y lecturas de gas (*mud loggings*), análisis de perfiles eléctricos y revisión de parámetros geoquímicos obtenidos de análisis de roca (coronas y *cutting*). Primera identificación de pozos candidatos a *workover*.
- 2) Marco regional: Se interpretaron 7.500 km² de sísmica 3D y más de 30.000 km lineales de sísmica 2D a lo largo de una superficie de 18.000 km². Se correlacionaron más de 300 pozos apoyados con información de coronas, datos de bioestratigrafía y bibliografía (Fig. 1).
- 3) Modelo geoquímico regional: Modelado geológico-geoquímico 1D de 47 pozos, 3 secciones 2D con reconstrucciones palinspásticas para reconstruir hiatus y secciones erosinadas, mapas de espesores y estructurales que permitieron generar un modelo pseudo-3D. Se definieron las ventanas de madurez en tiempo y espacio, y se calcularon los volúmenes de hidrocarburos generados, migrados y retenidos para cada secuencia del PAI. En base a esto se modeló migración, carga y entrampamiento de volúmenes de gas y petróleo sobre reservorios cretácicos y terciarios de yacimientos conocidos como chequeo de las estimaciones de volúmenes expulsados y retenidos.
- 4) Caracterización de *sweet spots*: En base a los trabajos previos se seleccionaron dos (2) de las áreas de mayor potencial: Cañadón Deus y Estancia Campos distanciadas unos 40 km entre sí. Se profundizaron los trabajos, interpretaciones y modelado de pozos y sísmica, se realizó una inversión simultánea y se obtuvieron volúmenes de Carbono Orgánico Total (COT) y fragilidad entre otros. Se aplicaron métodos de redes neuronales y se trabajó sobre modelos multi-minerales a partir de nuevos datos de difracción de rayos X (DRX) y fluorescencia de rayos X (FRX).
- 5) Propuesta y ejecución de reparación y fractura: Evaluación de integridad de cañería y cemento, estado mecánico del pozo, programa de intervención y diseño de fractura. Estudio geomecánico mediante la utilización de perfiles eléctricos y análisis de eventos de perforación para estimación de SH max, Sh min, Sv y presiones porales. Además, se estudió la compatibilidad del reservorio con aguas de formaciones más someras que evitaron el uso de agua dulce. Durante las intervenciones se realizaron pruebas de DFIT que permitieron ajustar diseños de fractura. Se realizaron 4 etapas de fractura, 1 en el primer pozo y 3 en el segundo.
- 6) Ensayos post-frac (*flowbacks*): etapa actualmente en curso. Ensayos de fluencia restringida, con control de caudal y presión de manera de preservar el sistema de fracturas generado y el volumen de roca estimulado. Lograr fluencia estabilizada y estimaciones de presión

poral, parámetros de reservorio y fluidos.

- 7) Se evaluarán los resultados y en base a ello se ajustará el plan que contempla continuar con la reparación, fractura y ensayo de otros pozos verticales existentes. Además, el estado de conocimiento alcanzado permite actualizar los modelos geológicos e iniciar la etapa de diseño de pilotos que incluyan pozos horizontales.

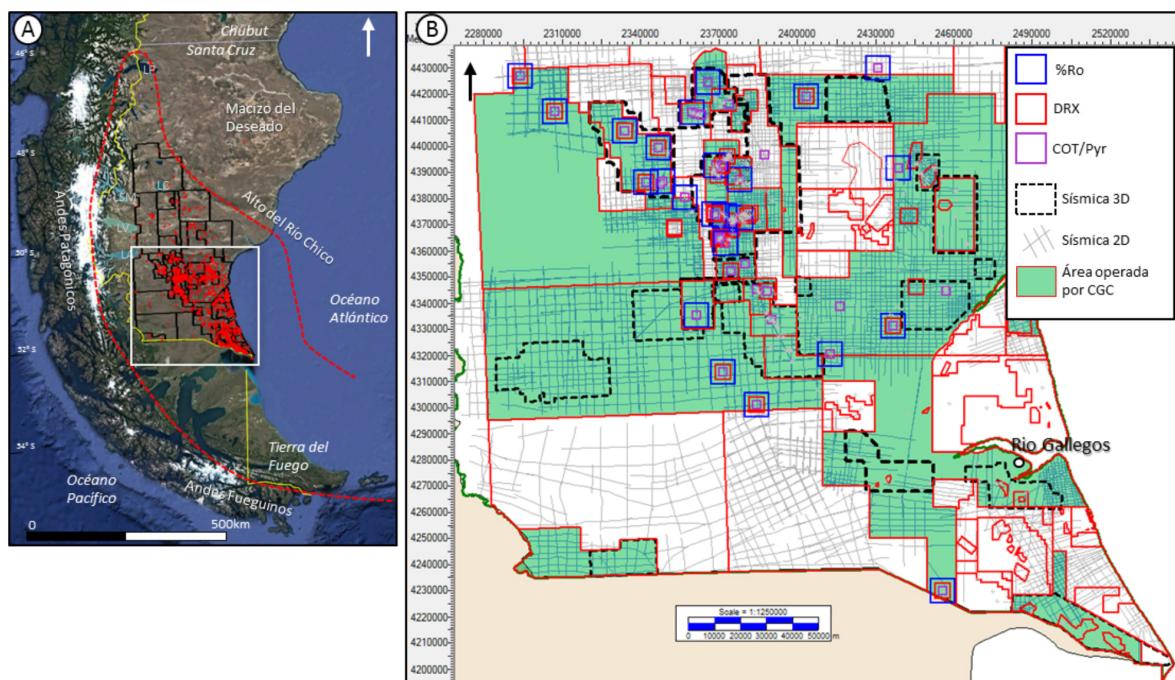


Figura 1. (A) Mapa de ubicación del área de estudio en el subsuelo de la cuenca Austral Magallanes de Santa Cruz, entre los paralelos 50 y 52°S. (B) Mapa de información utilizada y distribución areal de la misma.

ANTECEDENTES

El potencial como roca generadora del PAI fue tempranamente identificado durante las primeras etapas de exploración de la cuenca. Los pozos que la atravesaron en posiciones de ventana de generación tuvieron fuertes manifestaciones de hidrocarburos líquidos (hasta 10% de petróleo en lodo) y gaseosos (requiriendo venteo con quema), problemas de inestabilidad de pozo, evidencias de sobrepresión, y en varios casos dificultades para el control de pozo.

La mayor cantidad de datos proviene de los perfiles litológicos y curvas de gas descriptos durante la perforación de los pozos que atravesaron el PAI buscando alcanzar los reservorios de la Fm. Springhill. Si bien las lecturas de gas total (GT) son dependientes de la densidad del lodo de perforación, se puede destacar que en aquellos pozos perforados en zona de ventana de gas los valores de GT alcanzan los 500.000 ppm, a diferencia de aquellos ubicados en zona de ventana de

petróleo que alcanzar valores de hasta 250.000 ppm. A su vez, la cromatografía de gases muestra porcentajes de entre 60 y 90% de gas C1 en ventana de gas y entre 45 y 70% en ventana de petróleo, donde además se observaron rastros de petróleo en zaranda. En general, esta expresión de hidrocarburos no se da en el tope del PAI, sino que se manifiesta fuertemente a partir de sus 2 tercios inferiores.

En cuanto a ensayos de pozos, en el pozo PP.x-1 (Puesto Peter) se punzaron 7 metros de esta formación registrándose por fluencia natural unos 250 litros/hora de petróleo con gas y agua. Otro pozo con ensayo de formación es el EC.x-1 (El Cerrito) donde se punzaron 14 metros, surgiendo gas a fosa de quema sin medición.

Otros datos interesantes se presentan en los pozos Ea. Librún donde se midieron 140 Mm³/d gas, El Campamento.x-1 donde se realizó un DST que midió 11,8 Mm³/d y el Ea. Campos x-1 donde se recuperaron tres testigos corona del PAI y se quemó gas durante su extracción. En el yacimiento La Paz se quemó gas durante la perforación y también se vio petróleo tanto en lodo como en *cutting*. Esto último también se pudo observar en la mayoría de los pozos profundos de los yacimientos Dos Hermanos, Campo Boleadoras y Campo Indio.

El potencial de este intervalo también es fácilmente identificable mediante los registros eléctricos como el de resistividad, el cual se ve afectado por el aumento en el COT y saturación de hidrocarburo en la roca, lo cual correlaciona con las lecturas y manifestaciones de gas observadas en los pozos.

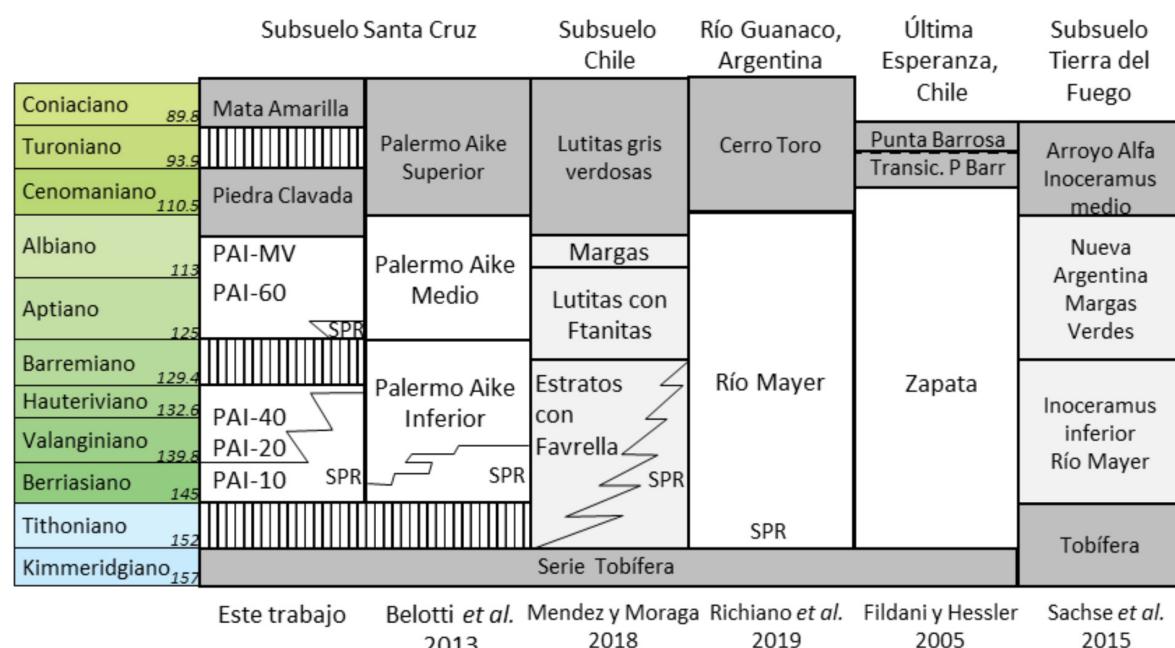


Figura 2. Cuadro estratigráfico del intervalo Kimmeridgiano-Coniaciano del subsuelo de la zona de estudio y unidades equivalentes en las distintas regiones de la cuenca

ESTRATIGRAFÍA Y CORRELACIÓN

Se definieron 5 secuencias principales denominadas de base a techo PAI-10, PAI-20, PAI-40, PAI-60 y PAI-MV (Fig. 2, columna 1). Estas secuencias pueden ser agrupadas en 2 megasecuencias depositacionales. Las 3 primeras corresponden al intervalo Berriásano-Hauteriviano y las 2 restantes al intervalo Aptiano-Albiano Medio, ambas separadas por un hiato de edad Barremiana definido por bioestratigrafía. Hacia la base el conjunto apoya sobre las rocas volcánicas y volcánclásticas jurásicas de la Serie Tobífera. Hacia el techo, por medio de una paraconcordancia está

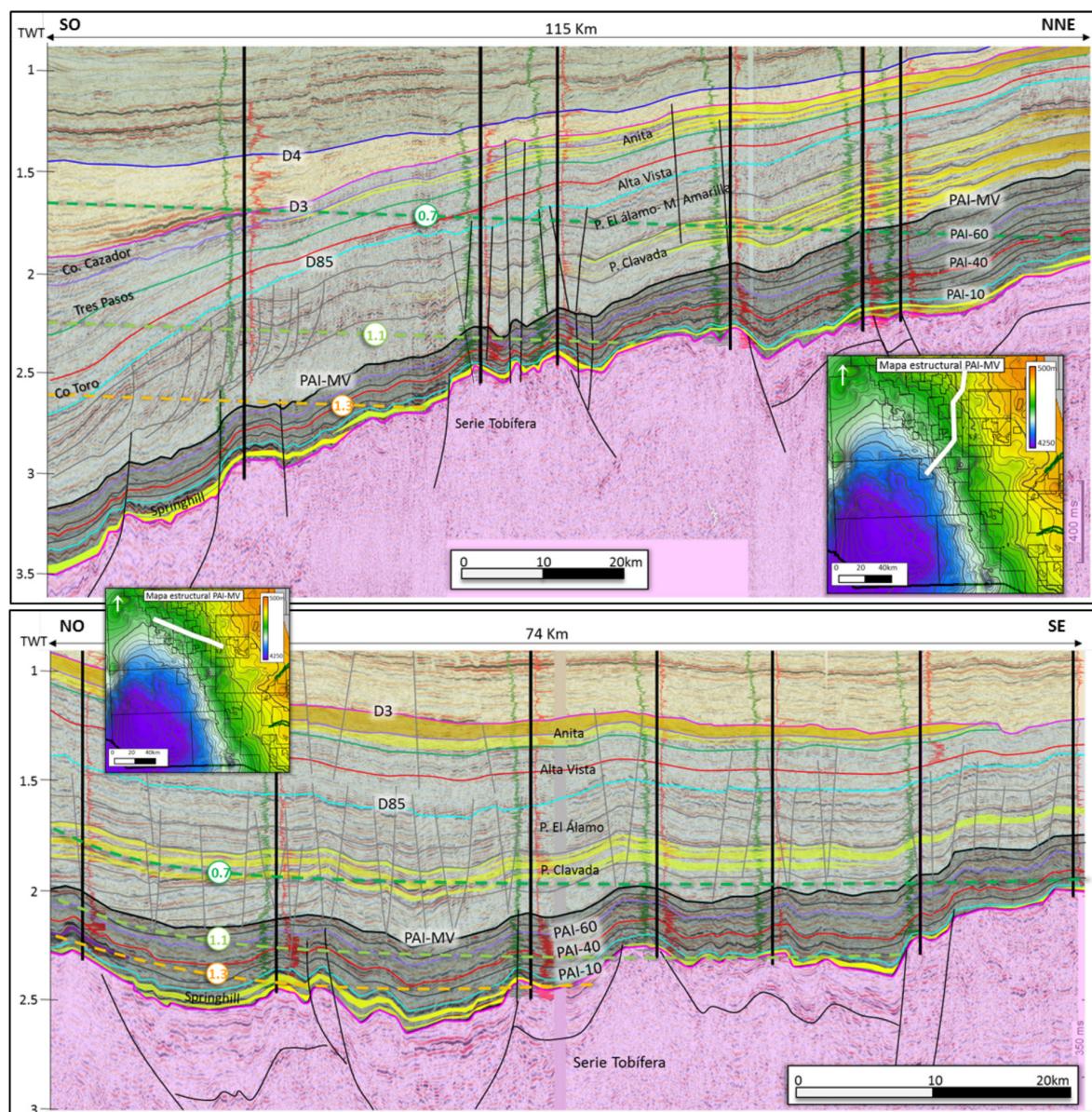


Figura 3. Interpretación sismoestratigráfica del subsuelo en la zona de estudio. Arriba: línea sísmica 3D de orientación SO-NNE. Abajo: línea sísmica 3D NO-SE.

en contacto con las sedimentitas del Albiano Superior que en el área de estudio corresponde a depósitos marinos de la Fm. Piedra Clavada (Fig. 3).

Hacia el norte y este de la cuenca estas 5 secuencias pasan lateralmente a depósitos costeros correspondientes a los distintos ciclos de la Fm. Springhill (Pedrazzini y Cagnolatti 2002), que apoyan en *onlap* sobre la Serie Tobífera (Fig. 4).

El arreglo sísmico interno en cada secuencia es generalmente concordante y en algunas posiciones se observan terminaciones tipo downlap en dirección SSO. Esto evidencia que en la zona de estudio existe un sistema progradante desde el NNE, sobre una topografía de bajo gradiente. En general no se observan clinoformas excepto hacia el NNE donde el ángulo de progradación aumenta (Fig. 3).

El espesor total del intervalo estudiado varía entre 100 y 750 m, adelgazándose hacia el este como respuesta a un menor espacio de acomodación, y hacia el sudoeste por la condensación de las secuencias en posición de cuenca distal (Figs. 5.a y 5.b). En la zona de estudio se diferencian 2 depocentros principales separados por un trend de altos estructurales de rumbo NO-SE generados durante la etapa de *synriff* que atraviesan los bloques El Campamento, sur de El Cerrito e ingresa a la zona de Campo Boleadoras (Fig. 5.c). Estos paleoaltos controlaron la deposición del PAI, afectando principalmente el espesor del intervalo PAI-10, el cual compone el primer relleno sedimentario posterior a la deposición de la Serie Tobífera. En este intervalo se pueden encontrar diferencias de espesor que alcanzan los 250 m (Fig. 5.c). Las secuencias posteriores, como es el caso del PAI-40 (Fig. 5.d), presentan espesores con un grado de control menor y local dado por los depósitos subyacentes.

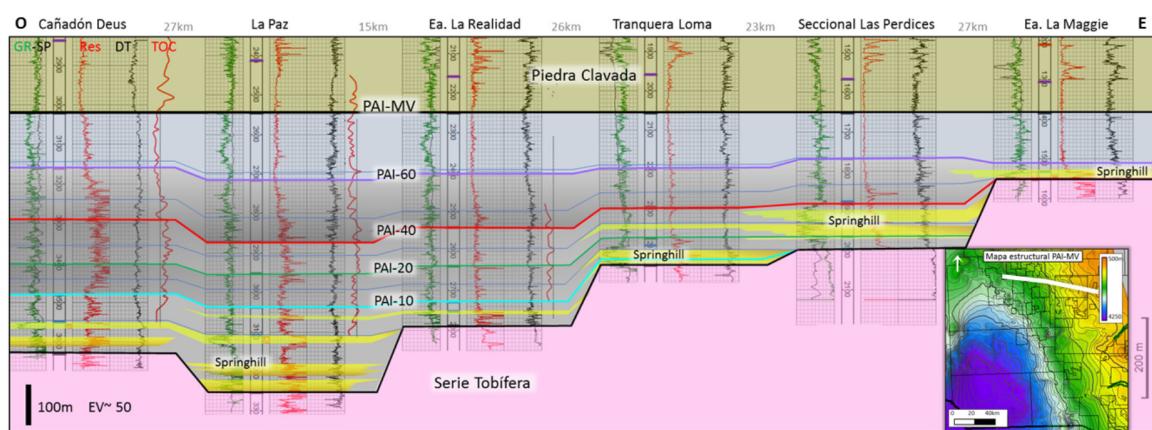


Figura 4. Sección estratigráfica oeste-este mostrando las 5 secuencias del PAI y el cambio lateral a facies de la Fm. Springhill con un arreglo transgresivo hacia el este (*onlaps*).

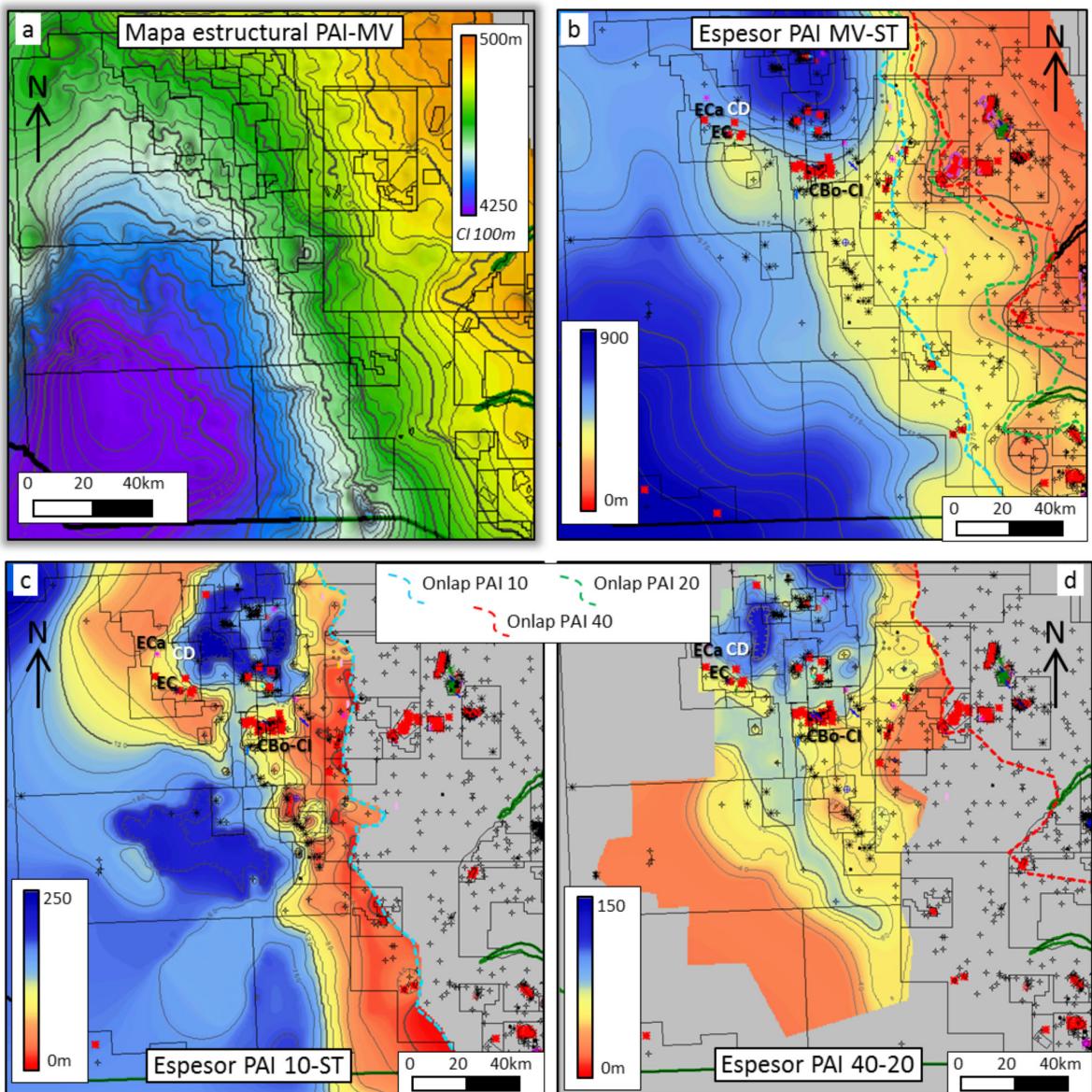


Figura 5. a) mapa estructural actual al techo del PAI-MV. b) Espesor total del PAI, incluyendo Springhill cuando se encuentra presente. c) Espesor de la secuencia PAI-10. Nótese la zona de bajo espesor en el sector NO producto del control de la deposición por paleoaltos de la Serie Tobifera. d) Espesor del principal nivel de interés. Menor control de paleoaltos sobre la deposición respecto a c). Las líneas punteadas marcan las posiciones de onlap de las diferentes secuencias, principalmente hacia el este. Referencias: ECa: El Campamento; EC: El Cerrito; CD: Cañadón Deus; CBo: Campo Boleadoras; CI: Campo Indio.

ESTRUCTURA

Regionalmente se reconocieron 3 sistemas de estructuración principales: (1) Fallas normales NNO-SSE asociadas al sistema de *grabens* y *horsts* que caracteriza la etapa de *synrift* de la cuenca (inicio y apertura de cuenca de rocas verdes); (2) sistema de fallas poligonales que afectan principalmente al intervalo superior del PAI (Fig. 6); y (3) sistema de fallas relacionado con el levantamiento andino Terciario en el sector oeste de la cuenca.

Las fallas normales relacionadas al sistema extensional (1) son las menos frecuentes, pero de gran importancia al momento de controlar la deposición. Por su parte, el sistema de fallas poligonales (2) es el de mayor extensión y continuidad en esta zona de la cuenca y afecta principalmente a la sección superior del PAI-60 y al PAI-MV y continua hacia los niveles suprayacentes de Piedra Clavada y Mata Amarilla. El patrón poligonal es isótropo y si bien su origen aún se encuentra bajo análisis, no se descarta una componente litológica y de compactación como las principales causas.

Por último, el evento compresivo asociado al levantamiento andino (3) ha generado la reactivación de fallas normales de basamento y procesos de levantamiento que afectaron a gran parte de la cuenca y de la columna sedimentaria, interfiriendo en algunos casos con los sistemas de fallas descriptos previamente. Estas fallas o conjunto de fallas se interpretan que funcionaron como el sistema de vías de migración (*carriers*) principal para los reservorios de edad Cretácico Superior-Paleoceno conectándolos con la roca generadora y/o trampas de la Fm. Springhill.

PROPIEDADES DE LA ROCA

Litología y facies

Litológicamente el PAI puede ser descripto como un intervalo homogéneo con predominante contenido de material fino, con intercalaciones psamíticas y/o calcáreas que aumentan su frecuencia secuencia arriba. Los intervalos basales correspondientes al PAI-10, PAI-20 y PAI-40 se componen mayormente de arcilitas, limoarcilitas y limolitas, las cuales pueden mostrar distinto grado de participación de material carbonático. Comúnmente se observan arcilitas carbonosas que destilan por bitumen, especialmente en el PAI-20 y PAI-40. Si bien no es un rasgo principal, también suelen observarse delgadas intercalaciones de arcilita calcárea, así como también contadas ocurrencias tobáceas.

La sección basal del PAI-60 muestra niveles de arcilitas bituminosas con mayor frecuencia de intercalaciones de arcilitas calcáreas, *mudstones*, tobas y areniscas. Esta mayor heterogeneidad litológica se mantiene durante todo el intervalo, disminuyendo el contenido de arcilitas bituminosas. Los intervalos cuspidales del PAI (PAI-MV) ya muestran un notable predominio de arcilitas calcáreas o margas, así como también abundantes calizas y niveles de tobas.

La descripción sedimentológica e icnológica detallada de testigos coronas permitió reconocer 6 facies sedimentarias (Tabla 1) y 4 icnoasociaciones (Ponce y Carmona 2021). La icnoasociación I tiene componentes de la icnofacies de *Zoophycos* y *Cruziana*, mientras que la icnoasociación II está integrada solo por componentes de *Zoophycos*. Estas dos representan el *background* de sedimentación. Adicionalmente se reconoce la icnoasociación III representada por componentes de *Zoophycos* en niveles muy enriquecidos en bioclastos y eventos de enriquecimiento en nutrientes, posiblemente vinculados a procesos de surgencia. Finalmente, la icnoasociación IV está integrada

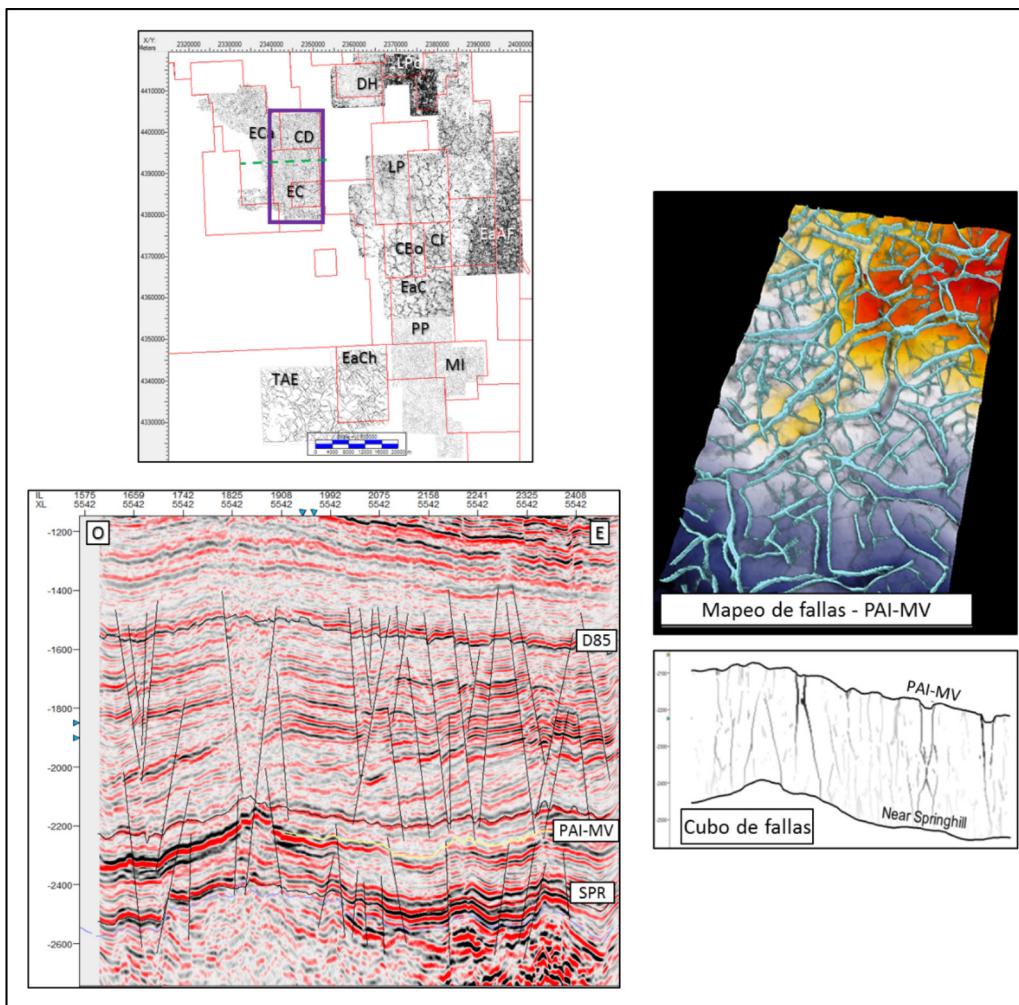


Figura 6. Sistema de fallas asociadas principalmente a mecanismo de compactación de las arcillas.

por depósitos heterolíticos con componentes de Cruziana, los cuales muestran baja diversidad y abundancia de trazas, indicando el accionar de corrientes de fondo. Una de las características más sobresalientes de este estudio es la marcada recurrencia y alternancia de fangolitas con limolitas y areniscas tobáceas muy finas, las cuales se presentan en delgados bancos de algunos centímetros de espesor, pero con variable frecuencia de ocurrencia, en estructuras de tipo heterolíticas.

Mineralogía

Los estudios mineralógicos muestran una fábrica dominada principalmente por cuarzo y plagioclásas sódicas, los cuales van incrementando su predominio secuencia arriba (Fig. 7). Es notable la ausencia casi total de feldespatos potásicos (no identificable o menor a 5%). La calcita suele ser el componente principal de menor peso, con un promedio general cercano al 10%, aunque es común encontrar delgados niveles de *mudstones* o *wackestones*, en donde su porcentaje puede ele-

Facies	Litología	Estructuras sedimentarias	Trazas fósiles	Origen
F1	Fangolitas masivas (Mm)	Masivas con o sin materia orgánica	<i>Nereites, Phycosiphon, Phymatoderma, Scolicia, Thalassinoides, Teichichnus, Chondrites, Zoophycos</i>	Reelaboración de los sedimentos por bioturbación en ambientes con muy baja tasa de sedimentación.
			_____	Producidos por floculación desde una pluma hipopicnica o por procesos de convergencia en el transporte de sedimentos.
F2	Fangolitas laminadas (Ml)	Laminación paralela con o sin materia orgánica	<i>Nereites, Phycosiphon, Phymatoderma, Thalassinoides, Teichichnus, Chondrites, Zoophycos</i>	Decantación en ambientes con muy baja energía.
F3	Limolitas y areniscas tobáceas muy finas a finas (Stl)	Laminación paralela	<i>Chondrites, Nereites</i>	Corrientes unidireccionales que transportan sedimentos como carga de lecho y en suspensión sobre un lecho plano.
F4	Limolitas y areniscas tobáceas muy finas a finas (Stm)	Masivas	<i>Chondrites</i>	Procesos de decantación en ambientes con muy baja tasa de sedimentación.
		Masivas con o sin gradación normal		Agradación continua producida por una corriente de densidad cargada de sedimentos en suspensión.
F5	Limolitas y areniscas tobáceas finas (Str)	Óndulas asimétricas	<i>Phycosiphon, Teichichnus</i>	Procesos tractivos producidos por corrientes unidireccionales diluidas.
F6	Calizas tipo Chalk (Cm)	Masivas o laminadas con concentraciones variables de bioclastos	<i>Nereites, Phycosiphon, Phymatoderma, Thalassinoides, Teichichnus, Chondrites, Zoophycos</i>	Reelaboración de sedimentos dominanteamente pelágicos por bioturbación en ambientes con muy baja tasa de sedimentación.
	Calizas (Cmc)	Masivas con clastos, nódulos fosfáticos y bioclastos	<i>Chondrites</i>	Reelaboración de sedimentos por corrientes tractivas en ambientes de moderada energía.

Tabla 1. Tabla con descripción de facies, trazas fósiles y origen (Ponce y Carmona 2021).

varse a más del 90%. Los minerales de arcilla son más abundantes en los niveles basales, pudiendo alcanzar valores de 60%, pero con un promedio cercano al 30% en los niveles con mayor COT. Las arcillas predominantes son los interestratificados de illita-esmectita, y en menor proporción illita y clorita. La caolinita suele ser la arcilla menos común, generalmente representando menos del 10% del contenido total de arcillas. Por último, la pirita es otro mineral comúnmente identificado en todas las muestras, con porcentajes que no superan el 5% y con muestras puntuales con hasta 30%.

Para complementar los estudios de DRX y tratar de caracterizar variaciones verticales dentro del PAI a nivel elemental, y buscar correlaciones con el COT, se realizaron estudios de FRX que mostraron una relación inversa entre el Ca y el Al, sugiriendo así una posible fuente biogénica para el Ca, mientras que el Si y el Al tendrían una fuente predominantemente detrítica (Sageman & Lyons 2003). Adicionalmente, los niveles de mayor COT muestran incrementos de elementos redox sensitivos como Mo, V y U. Sin embargo, el rango acotado de valores de COT en el PAI sumado a que el dato proviene de recortes de perforación, no permite observar correlaciones claras en todo el intervalo de interés.

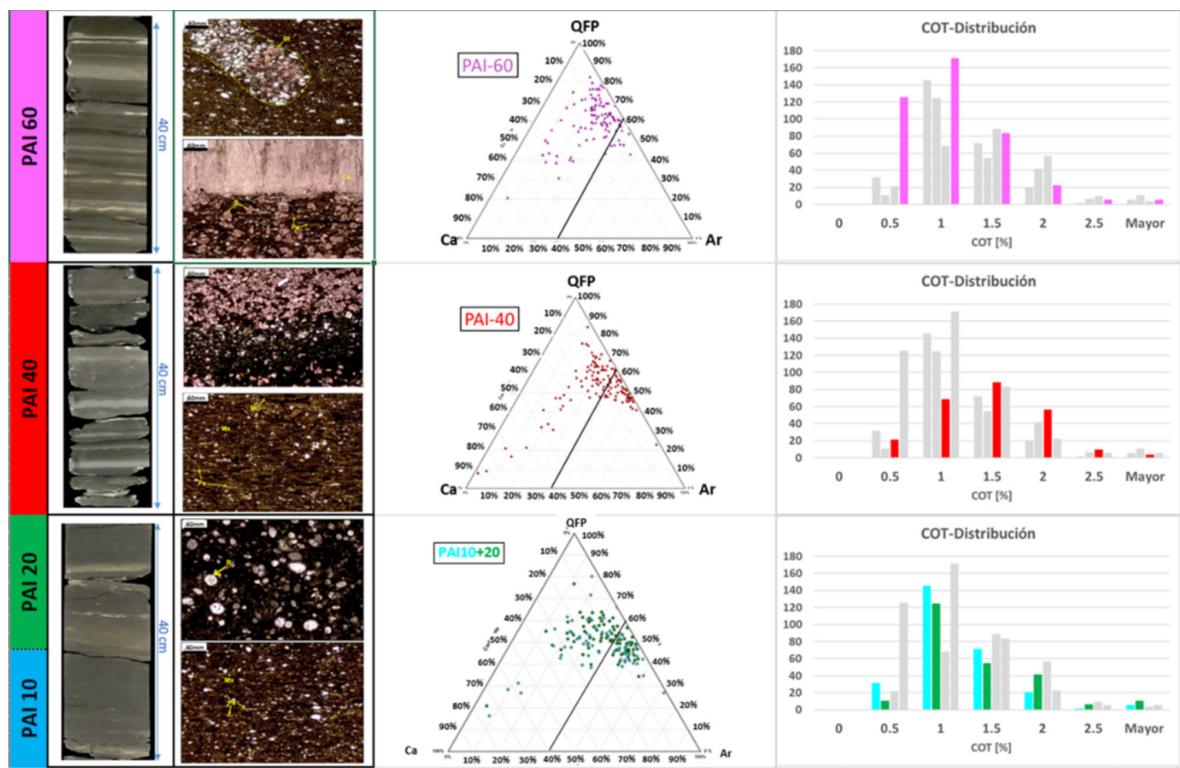


Figura 7. Fotos de testigos corona, secciones delgadas y diagramas ternarios mostrando la composición mineralógica de los distintos niveles del PAI, junto a la distribución de los datos de COT correspondientes.

Petrofísica

Se generaron modelos multiminerales donde se identificó: Cuarzo, Plagioclasa sódica, Calcita, Pírita, querógeno y arcilla total. Se utilizaron como datos de entrada los perfiles eléctricos de Resistividad, GR, Densidad, Neutrón, Factor Fotoeléctrico, Sónico compresional y de cizalla, y estimaciones de COT y Volumen de Arcilla. Se utilizaron pozos donde se contaba con datos de DRX y/o perfiles litológicos para calibrar los componentes minerales, distinguiendo incluso el contenido individual de las arcillas principales (Fig. 8).

El sistema poral está dominado por nano y criptoporos (0,001-0,004 mm) asociados a los minerales de arcilla, mientras que los poros mayores a 0,004 mm suelen ser más escasos, pudiéndose presentar como interpartícula o intracristalinos. Datos de corona indican valores de porosidad total que promedian 7.5%, con mínimos de 1.5% y máximos de más de 12%. Los valores mínimos de porosidad suelen estar asociados a los niveles de tobas o calizas, pero también se observan en niveles que sufrieron una intensa piritización. Los niveles más porosos se asocian a fangolitas/arcilitas los cuales suelen presentar buenos valores de COT, aunque no se observa una fuerte relación, posiblemente a que no se identifica porosidad orgánica en las imágenes de microscopía electrónica de barrido (MEB). El perfil de resonancia magnética nuclear (RMN) muestra valores de porosidad ligeramente mayores, con mínimos cercanos a 5% y máximos que superan el 20%. Tanto

la RMN como el perfil de densidad muestran que la porosidad del sistema disminuye hacia los niveles comprendidos entre el PAI-MV y el tercio superior del PAI-60, asociado principalmente al mayor contenido de material carbonático. Cabe mencionar que los pocos datos de RMN disponibles –solo en tres pozos– se encuentran fuertemente afectados por la condición de la pared del pozo.

La permeabilidad de la matriz medida en testigos corona a través del método de Pressure-Decay se encuentra entre 0.00004 y 0.0001 md.

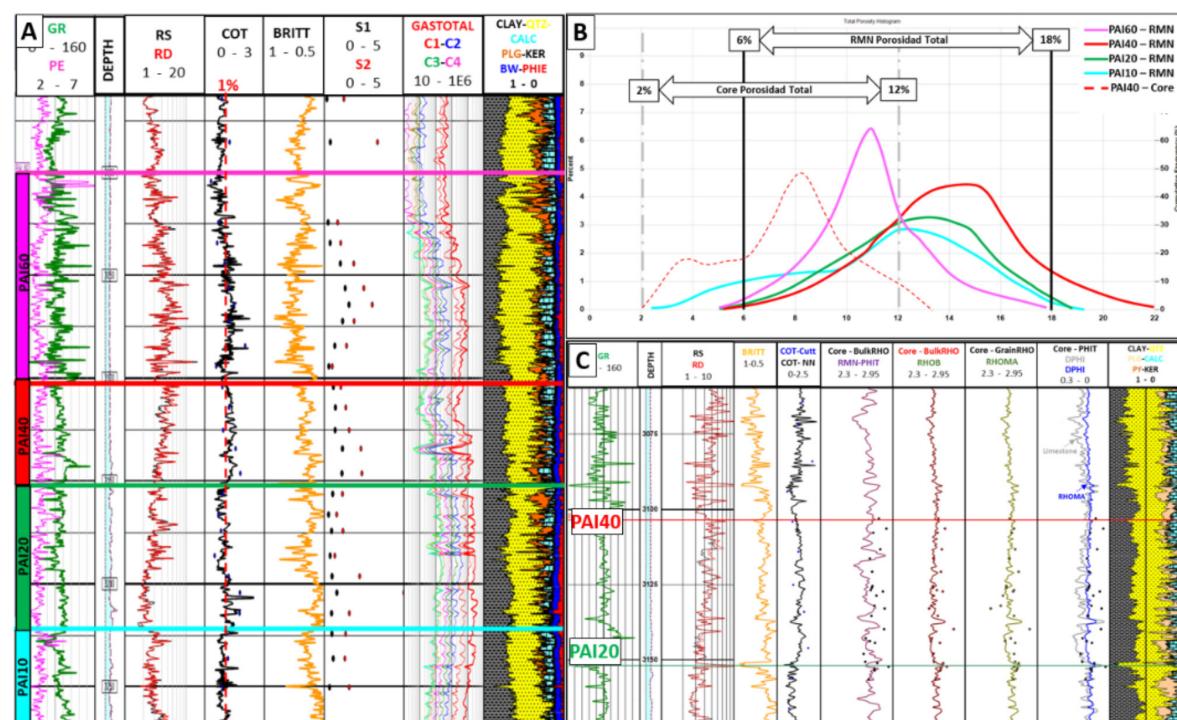


Figura 8. (A) Modelo multimineral calibrado con datos de DRX y Pirólisis. (B) Distribución de datos de porosidad total de RMN para cada nivel de interés del PAI y los datos de porosidad total de la corona correspondiente al PAI-40. (C) Calibración de perfiles en función de los datos de porosidad y densidad de la corona del PAI-40.

Geoquímica

La base de datos geoquímica utilizada cuenta con más de 2400 datos de COT, donde más de 1900 tienen realizada pirolisis programada y 110 datos de reflectancia de vitrinita, distribuidos en 54 pozos, con mayor densidad en la franja de reflectancia de vitrinita entre 0.7 y 1.3%Ro.

El tipo de querógeno dominante varía entre II, II/III y III, identificado a partir del índice de hidrógeno (IH) e índice de oxígeno (IO) en el diagrama de Van Krevelen. El IH alcanza los 350 mg HC/g COT en muestras del PAI-40 y base del PAI-60, identificados como los niveles de mayor potencial generador. El PAI-40 a su vez muestra una tendencia de aumento de IH y disminución de IO de base a techo, mientras que para el PAI-60 se observa lo opuesto (Fig. 9), encontrándose

valores bajos de IH y altos de IO hacia la mitad y techo de dicha unidad. El PAI-10 y el PAI-MV muestran los valores más alineados con los tipos de querógeno III y IV.

Los estudios de microscopia sobre muestras de querógeno han mostrado predominancia de macerales 100% marinos amorfos desde la base del PAI al techo del PAI-60. Hacia los sectores Noreste y Este del área de estudio, el PAI-60 y PAI-MV comienzan a presentar mayor participación de macerales terrígenos (herbáceos, leñosos y carbonosos). Esto último acompaña lo observado en el diagrama de Van Krevelen, donde las unidades superiores se alinean con querógenos tipo III/IV.

Los valores predominantes de COT se encuentran entre 0.5 y 1.5%, con escasos niveles de 2% y datos puntuales de hasta 3.5%. El PAI-40 es el intervalo con mejores características geoquímicas con una distribución de COT más homogénea entre 0.5 y 2.5% y una media cercana a 1.5% (Figs. 7 y 9), y los valores más altos de S1 y S2. En PAI-10 y PAI-20 dominan los valores de COT entre 1 y 1.5%, generalmente asociados a un bajo S1 y características más pobres respecto al querógeno del PAI-40. Por último, el PAI-60 presenta una distribución de COT entre 0.5 y 1.5%. Sin embargo, cabe destacar que los 30 a 50 m basales de esta unidad presentan características geoquímicas muy similares al PAI-40, tanto en valores de COT como demás resultados de la pirólisis.

Arealmente, tanto los datos de pozo como de afloramiento permiten interpretar un incremento del promedio de COT hacia el oeste y sudoeste, en especial para los intervalos PAI-20 y PAI-40 (Fig. 10).

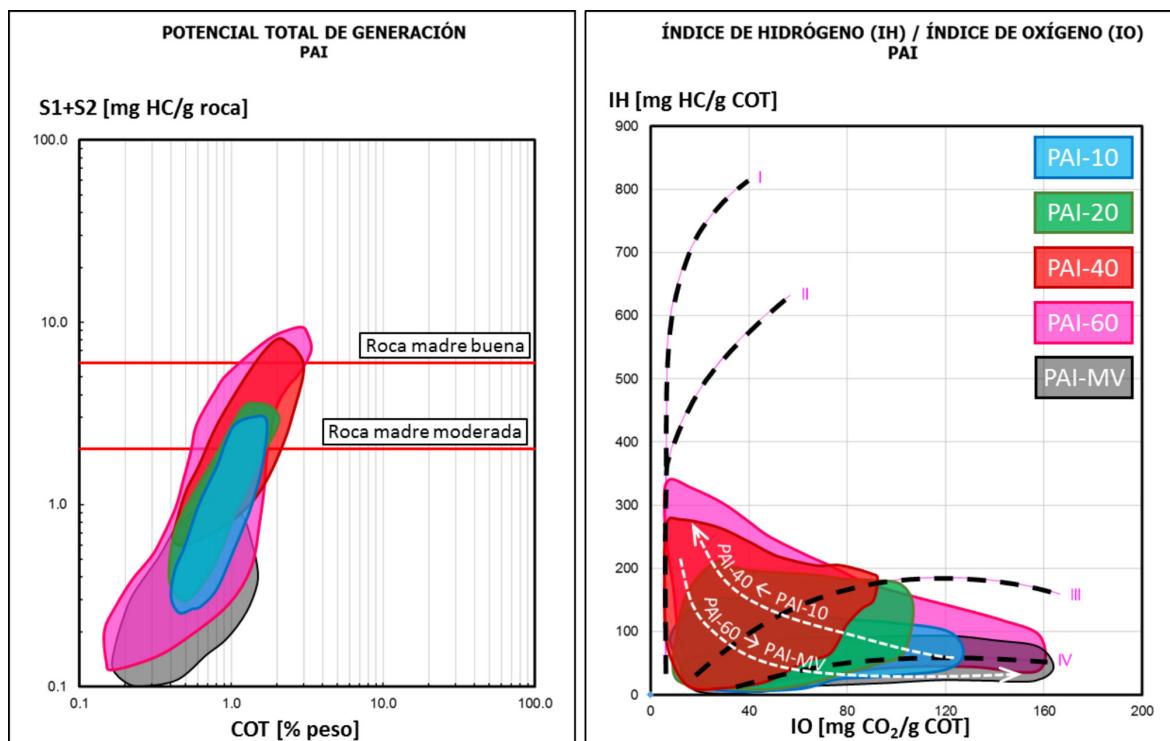


Figura 9. Potencial de generación y clasificación de querógenos para los distintos niveles de PAI a partir de los datos de COT y pirólisis programada

La gran cantidad de datos de COT permitió generar estimaciones del mismo en pozos de interés sin datos de roca, de tal manera de aumentar la densidad de datos para generar volúmenes sísmicos estimativos más robustos. Por su parte, los valores de Ro% y límites entre las distintas ventanas de generación están siendo calibrados a partir del tipo de fluido identificado en los primeros ensayos de terminación.

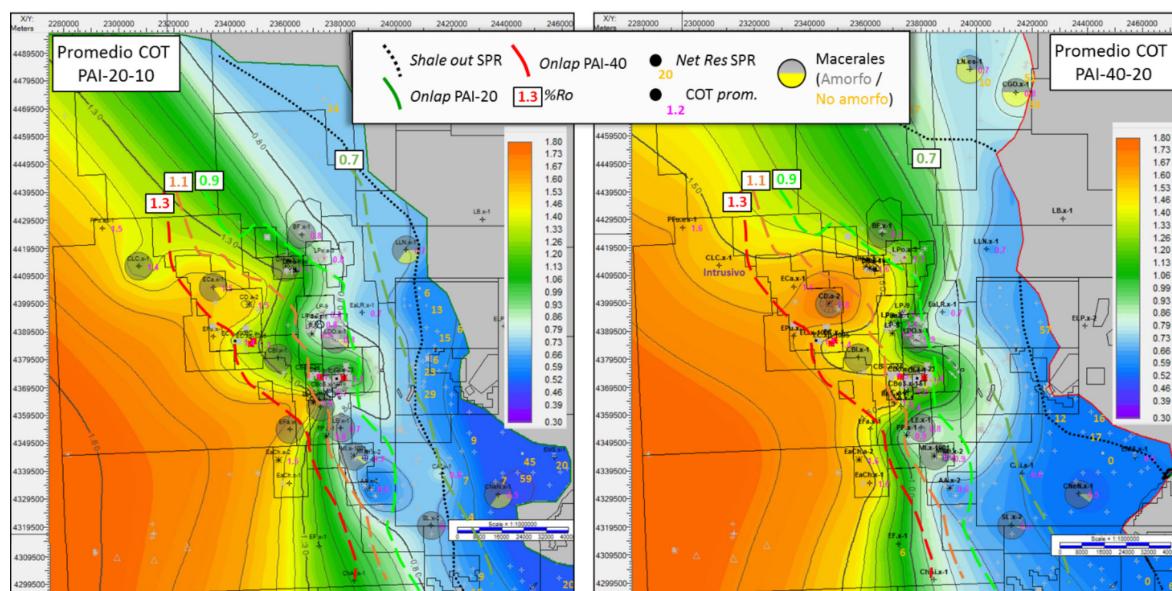


Figura 10. Mapas de promedio de COT utilizando datos de pozo para PAI-10, 20 y 40. Se indica también la variación en los macerales para cada intervalo, con aumento de componentes terrígenos hacia el Norte y Noreste. Las curvas de %Ro corresponden a la madurez al techo del PAI-40, provenientes del modelado geoquímico regional.

AMBIENTE DEPOSITACIONAL

En conjunto, las características sedimentológicas e icnológicas observadas en las coronas indican depósitos de plataforma externa e interna. En el caso del PAI-40, algunas asociaciones icnológicas sugieren una posición más somera de transición hacia ambientes de *offshore* inferior. La alternancia de estructuras heterolíticas con depósitos de fangolitas masivas y/o laminadas a lo largo de todo el intervalo sugiere una variable influencia de corrientes de fondo sobre los depósitos. Esta alternancia se puede observar en todos los testigos analizados, con mayor o menor grado de ocurrencia, indicando que no existieron cambios paleoambientales significativos a través del tiempo durante la deposición. Esto también se observa en los afloramientos de la Fm. Rio Mayer en la seccional Río Guanaco, a unos 130 km del pozo con corona más cercano (ECa.x-1) (Fig. 11). La ausencia de turbiditas clásicas en esta posición de la cuenca se debe muy posiblemente a la falta de cambios de pendiente regionales significativos que permitan, por desestabilización, iniciar dicho proceso de sedimentación.

Todas las asociaciones icnológicas reconocidas indican problemas de estrés ambiental, siendo el principal parámetro de control paleoecológico la oxigenación.

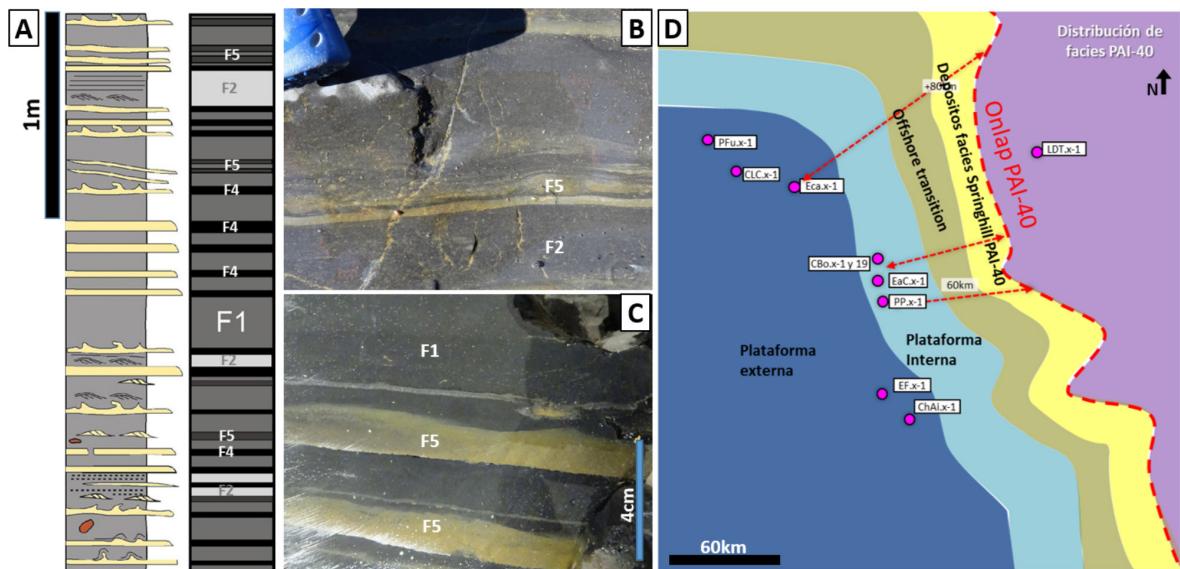


Figura 11. (A) Perfil Selley e interpretación de facies sedimentarias de testigo Corona. (B) Foto de afloramiento de la Fm. Río Mayer en la seccional Río Guanaco. (C) Foto de testigo corona de pozo ECa.x-1, ubicado a más de 100 km de distancia del afloramiento. (D) Esquema depositacional propuesto para el intervalo PAI40. Ver tabla 1 para la descripción de Facies F1 a F5.

CARACTERIZACIÓN DE LOS SWEET SPOTS

Tempranamente se hizo foco en las zonas de Cañadón Deus y Ea. Campos, ambas con sísmica 3D y pozos con información y manifestaciones de hidrocarburos claves para comprender el potencial del PAI. Además, contaban con dos pozos (CD.a-2 y EaC.a-2) en condiciones mecánicas favorables para repararlos y probar su fracturabilidad. Estos se encuentran distanciados unos 40 km, lo que representa una buena cobertura y representatividad areal de los estudios y resultados. En base a esta información se realizó una caracterización integral pozo-sísmica de cada una de estas zonas (sección metodología, punto 4).

Algunas generalidades encontradas en ambas zonas fueron:

- Las secciones de mayor interés en base a valores de COT y espesores las componen el PAI-20, 40 y tercio inferior del PAI-60.
- Baja representatividad de variaciones de COT en electro y sismofacies, debido principalmente al bajo rango del mismo que arroja valores promedio cercanos a 1.5%. Esto, sumado a los cambios litológicos en la vertical, genera una variabilidad en la respuesta de los perfiles eléctricos principales que dificulta la utilización de métodos tradicionales de estimación de COT (i.e, Passey *et al.*, 1990). Es por esto que se recurrió a la utilización de redes neuronales, las cuales mejoraron notablemente el nivel de correlación.
- Fragilidad mineral: Calculado como un cociente entre volúmenes de minerales frágiles (cuarzo, feldespatos, calcita y pirita) sobre la suma total de minerales y querógeno. Se reconoce un gradual aumento de fragilidad de base a techo del PAI asociado principalmente a la disminución del contenido de arcilla, el aumento de niveles calcáreos y la disminución

de COT. Para los niveles de mayor interés el índice de fragilidad mineral calculado se encuentra entre 0,4 y 0,7.

- La dirección de esfuerzos máximos (σ_1) estimada por análisis de breakouts y fracturas inducidas durante la perforación sobre imágenes microresistivas es oeste-este, en concordancia con lo estimado para reservorios del Cretácico Superior-Paleoceno y con la compresión andina.

Zona Cañadón Deus: abarca los pozos de Cañadón Deus y El Cerrito. Mayor COT hacia el sector norte, en el entorno del pozo CD.a-2, donde además se encuentran los mayores espesores para los intervalos de interés. Hacia el sur, en la zona de El Cerrito, se observa una disminución del espesor total y del COT. Esta disminución de espesor se asocia a la falta de espacio de acomodación generado por la existencia de paleoaltos heredados de la etapa de *synrift* de la cuenca (Fig. 12).

Zona Estancia Campos: Se extiende desde el yacimiento La Paz al norte hasta Ea. Campos al sur, incluyendo Campo Boleadoras y Campo Indio. Si bien los mayores espesores se localizan en el sector de La Paz, donde se interpreta la existencia de un depocentro, los mayores valores de COT se identificaron hacia el sur en la zona del pozo EaC.a-2, donde además el grado de madurez es mayor (Fig. 12).

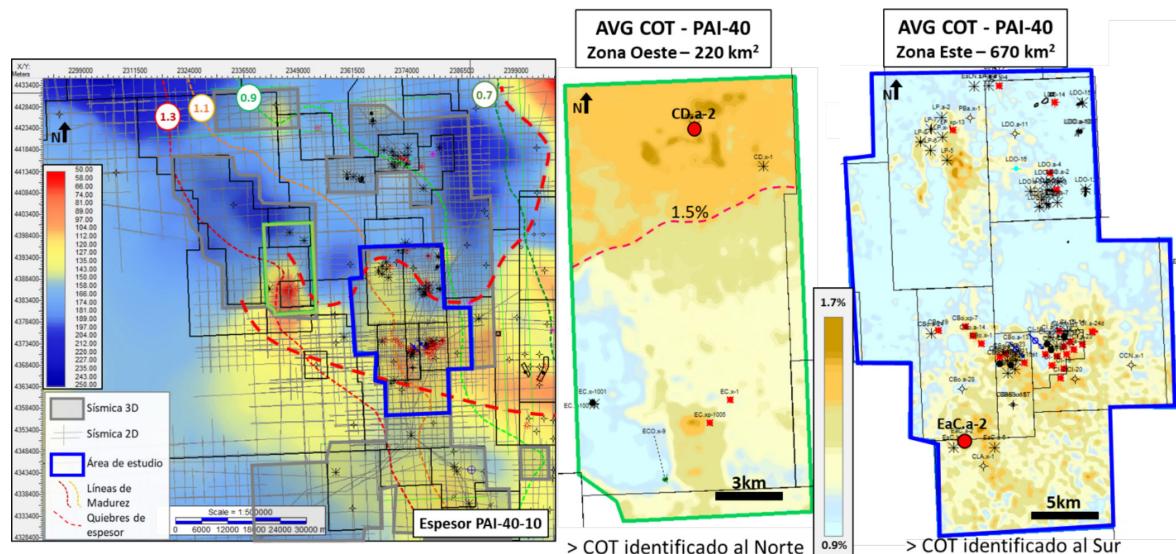


Figura 12. Ubicación de los *Sweet spots* identificados en el mapa de espesores apilado de los niveles PAI-40 y PAI-20. Mapas de valores promedio de COT para el PAI-40 en ambas zonas. Polígono verde: Cañadón Deus-El Cerrito; polígono azul: zona La Paz-Ea. Campos.

En la Tabla 2 se presentan los parámetros principales analizados para cada zona, donde pueden observarse las mejores características en la zona de Cañadón Deus en términos de espesor total, espesor con distintos *cutoffs* de COT y valores promedios de COT y S1. En este sentido podría asumirse que el mayor potencial productivo radica en esta zona. Sin embargo, no es suficiente para descartar el potencial existente en la zona de Ea. Campos (Fig. 13).

PARÁMETRO	Zona Cañadón Deus	Zona Ea. Campos
Espesor Total	528	373
Intervalo de interés		
Espesor Total (m)	231	163
Espesor COT>1%	167	111
Espesor COT>1.5%	95	9.44
COT Promedio	1.37	0.94
S1 Promedio	1.07	0.73
Madurez (%Ro)	1 – 1.2%	0.9 – 1.0%
Promedio Arcilla	28%	25% - 36%
Promedio CO3	13%	17% / 11%
Promedio QFP	56%	57% / 46%
Arcilla dominante	Illita-Esmectita	Illita-Esmectita

Tabla 2. Parámetros analizados en las principales zonas de interés para todo el intervalo estudiado.

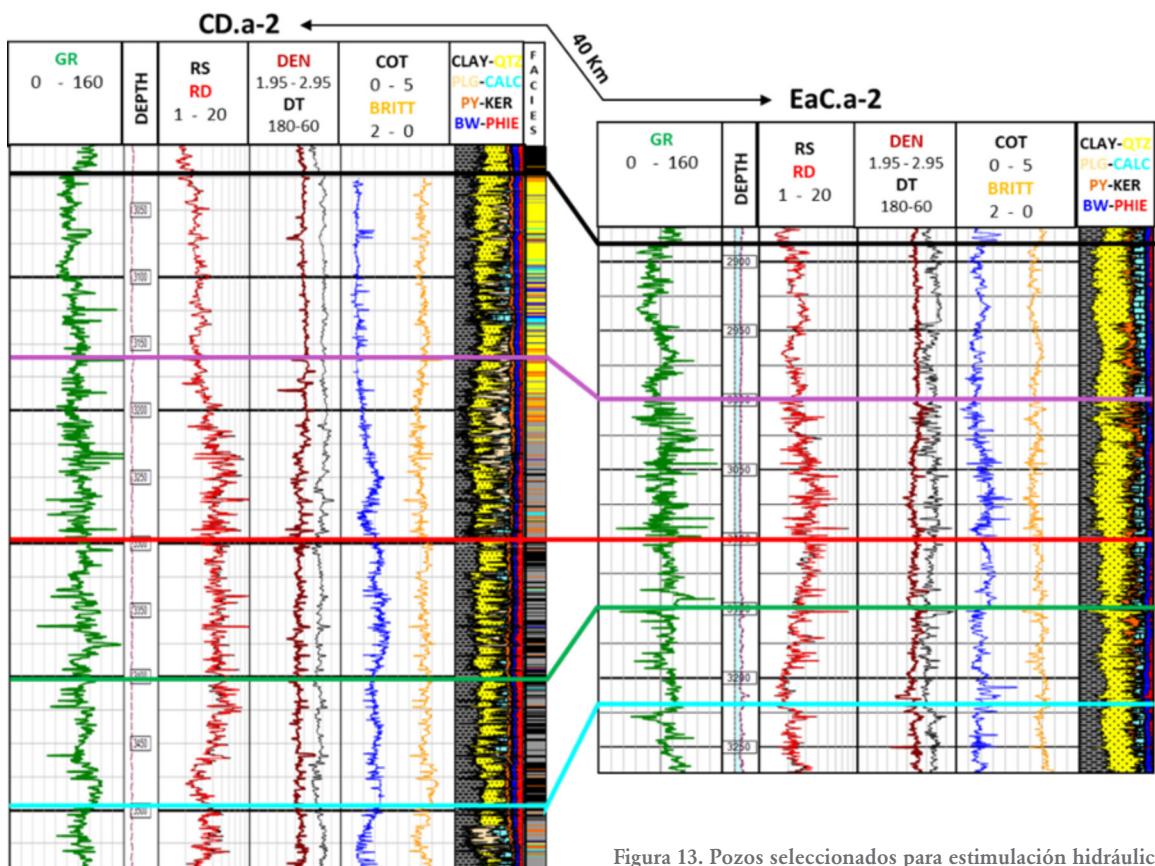


Figura 13. Pozos seleccionados para estimulación hidráulica.

ACONDICIONAMIENTO, FRACTURA Y ENSAYOS DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS VERTICALES

Selección de Pozos

Al definir las zonas de Cañadón Deus y Estancia Campos como aquellas con las de mejores

características para evaluar el potencial productivo de Palermo Aike, el siguiente paso consistió en la búsqueda de los mejores pozos para ejecutar las fracturas hidráulicas en términos de integridad mecánica de pozo (Estado de la cañería, condición del cemento, existencia de instalación de producción y necesidades de acondicionamiento).

Se escogió el pozo Cañadón Deus.a-2 (CD.a-2) para el primer ensayo y el Estancia Campos.a-2 (EaC.a-2) para el segundo. Otros pozos estudiados y ranqueados quedaron para próximas etapas. En el primer pozo el diseño de fractura consideró la estimulación del intervalo PAI-40, principalmente por su buen espesor y valores de COT. Debido a la pobre condición de cemento entre cañería y formación a lo largo del PAI-20 y PAI-60 se decidió no fracturar estos intervalos y reducir riesgos operativos en esta primera etapa. En el segundo pozo, se realizaron 3 etapas de fracturas consecutivas abarcando los intervalos PAI-20, 40 y 60, ampliando la zona de interés a estimular. En ambos pozos se realizaron ensayos DFIT para ajustar el diseño de fractura y estimar presiones porales (Fig. 14).

Resultados de los DFIT

En CD.a-2 se bombaron 3032 galones de agua tratada a 14 bpm a través de 6 *clusters* de 0.75 m y el registro de presiones se realizó con sensores de superficie y de fondo, llegando a identificar claramente flujos pseudoradial y pseudolineal. El mecanismo de pérdida de fluido predominante se interpreta del tipo *Transverse Storage*.

En EaC.a-2, este ensayo se realizó a través de los 6 clusters de 0.5 m del intervalo PAI-20; se bombaron 7.819 galones de agua tratada a 12 bpm y el registro de presiones se realizó con sensores de superficie únicamente. En este caso se observó flujo bilineal post cierre por un extenso periodo de tiempo seguido de un flujo pseudolineal. El mecanismo de pérdida de fluido se interpreta como del tipo *Normal Leak Off*.

Se transcribe a continuación un resumen de las principales variables obtenidas.

Parámetro	CD.a-2		EaC.a-2	
	PAI-40	PAI-20	PAI-40	PAI-60
Profundidad (m)	3353.5-3399.6	3169-3214.5	3115-3147.1	3039-3086.5
ISIP (psi)	6379	4718	4164	3828
GF (psi/ft)	1.02	0.89	0.85	0.82
P. cierre (psi)	10279	8821		
GC (psi/ft)	0.93	0.84		
PP (psi)	9440	7652		
GP (psi/ft)	0.85	0.73		

Tabla 3. Parámetros interpretados en los ensayos DFIT.

Fracturas

En ambos pozos se utilizó arena nacional de malla 100 y 30/70 y fluido HVFR (*High viscosity friction reducer*) con agua de formación.

CD.a-2: Se bombearon 1689 m³ de agua y 4256 sks de arena. Esto es un 15% menos de arena en formación respecto a lo programado debido a que se observó un marcado aumento de presión cuando se estaba bombeando la arena 30/70 en concentración de 3 lb/gal. Se realizó un barrido de dos desplazamientos como primera medida (Fig. 14), luego se retomó el bombeo de arena volviéndose a repetir dicho comportamiento unos minutos más tarde, por lo que se decidió desplazar arena para evitar un posible arenamiento (*screen-out*).

EaC.a-2: Se realizaron 3 etapas de fractura con el método de Plug & Perf. Se inyectaron trazadores de agua, gas y petróleo para identificar zona de aporte durante el *flowback* y se realizaron gradientes de temperatura pre- y post-frac para las 3 etapas pudiéndose observar el crecimiento vertical de las fracturas.

La primera etapa de fractura correspondiente al PAI-20 no pudo ser completada de acuerdo a lo programado por cuestiones operativas, mientras que las etapas restantes (PAI-40 y 60) se completaron según programa (Fig. 15).

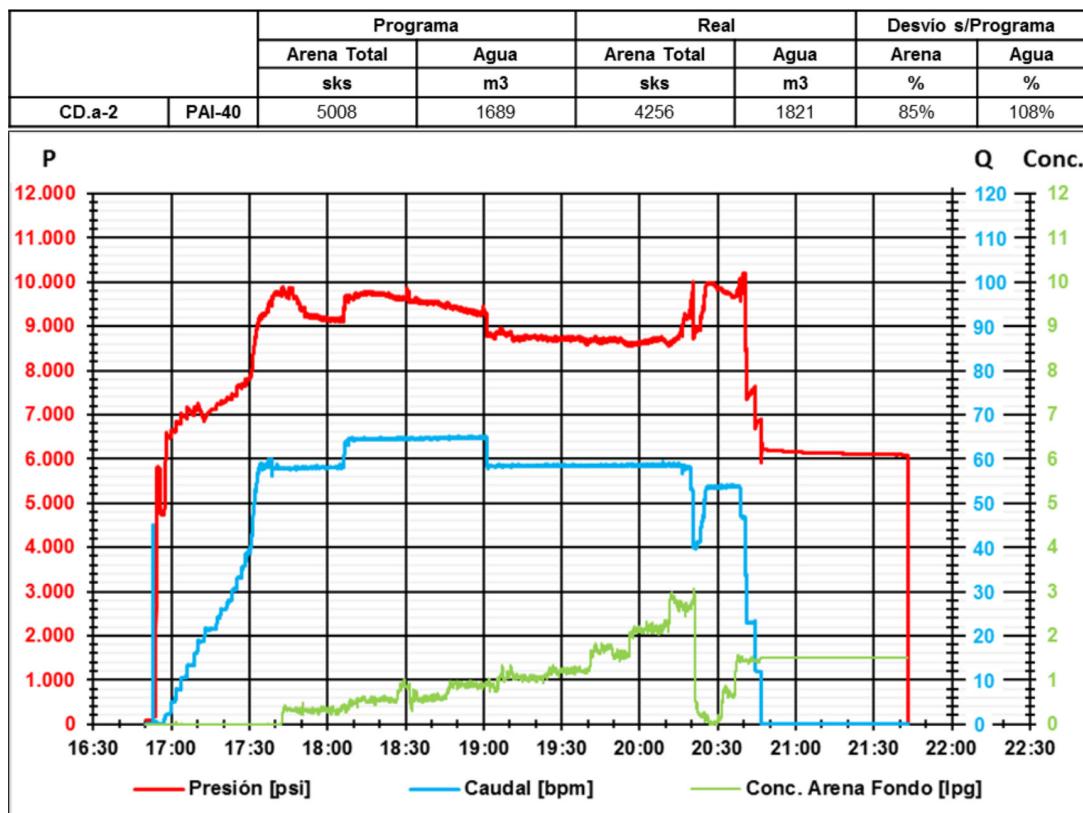


Figura 14. Principales variables operativas durante la fractura del PAI-40 en el pozo CD.a-2.

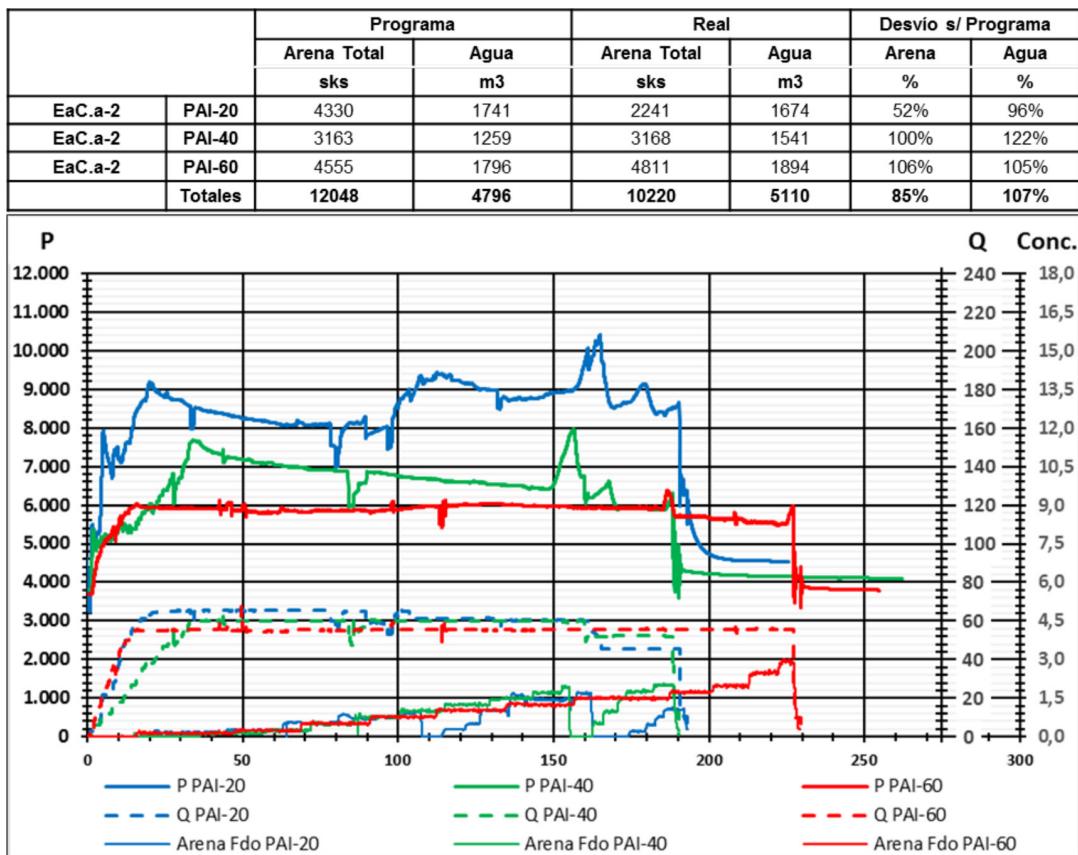


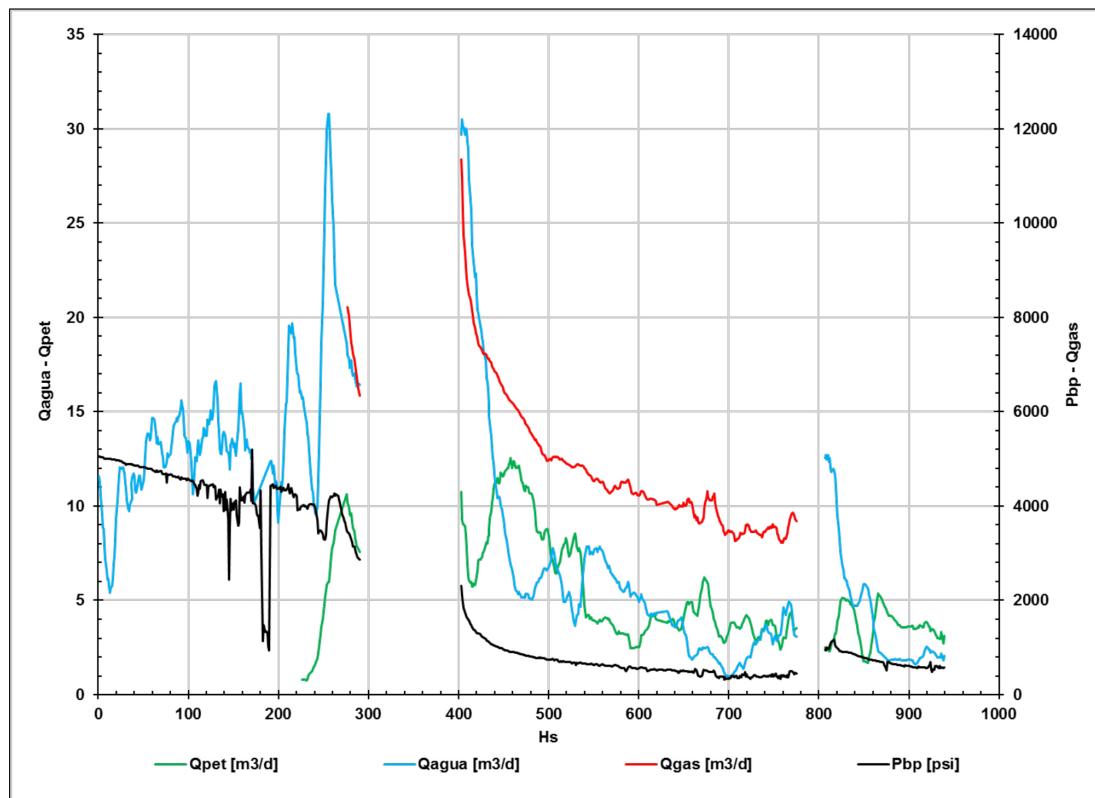
Figura 15. Principales variables operativas durante las 3 etapas de fractura en el pozo EaC.a-2.

Ensayo post fractura

El *flowback* del CD.a-2 comenzó 6 días después de la fractura. El inicio del mismo no presentó inconvenientes, pero al comenzar el aporte de hidrocarburos los problemas de hidratos y parafinas obligaron a realizar carreras de limpieza con *Coiled Tubing*.

A lo largo del ensayo se utilizaron distintos tamaños de orificios, siempre < 4 mm. La presencia de parafinas fue disminuyendo a medida que se amplió el orificio. Luego de alrededor de 40 días se dio por finalizada esta etapa, registrándose como último dato por orificio de 3.2 mm una presión en boca de pozo de 572 psi, un volumen de petróleo diario de 3.12 m³/d y 3 m³ de agua (Fig. 16). El volumen total acumulado fue de 140 m³ de petróleo y 364 m³ de agua.

A la fecha de esta publicación no se cuenta con datos de *flowback* del pozo EaC.a-2 por encontrarse en ejecución.

Figura 16. Producción de petróleo agua y gas durante el *flowback*.

CONCLUSIONES

La caracterización regional de la Formación Palermo Aike permitió identificar las zonas de mayor interés para iniciar la evaluación y exploración del potencial “*shale*” de la cuenca. La interpretación y modelado de detalle de las zonas identificadas, en conjunto con evaluación mecánica de pozos existentes, permitió realizar las 4 primeras fracturas hidráulicas de la cuenca. Se tuvieron en cuenta umbrales de espesores, tenores de COT, ventana de madurez, evidencias y estimaciones de sobrepresión poral, así como antecedentes de perforación. Las estimulaciones y ensayos se realizaron en los pozos Cañadón Deus.a-2 y Ea. Campos.a-2, ubicados en ventanas de generación de petróoles livianos y transición a gas húmedo.

Los intervalos ensayados tienen 0.95 a 1.4% de COT promedio, índices de hidrógeno estimados entre 60 y 200 mgHC/g COT, porosidad de 12 a 18% y son representativos de espesores totales de 100 a 170 m.

Las pruebas diagnósticas de inyección y fractura, las fracturas y los ensayos post-fractura permitieron comprobar:

- Buena respuesta geomecánica de la roca frente a la estimulación, lo que se traduce como buena fracturabilidad.

- Rangos de sobrepresión de entre 63 y 98% según la posición, lo cual favorece el mecanismo de desplazamiento del hidrocarburo hacia el pozo.
- Gradientes de fractura muy cercanos a 1 psi/ft.
- Hasta el momento no se reconoce un efecto negativo por presencia de fallas cercanas.
- Comprobaron ventanas de generación de petróleo liviano a gas húmedo.

La comprobación de la capacidad de sostener fluencia de hidrocarburos de la Formación Palermo Aike tiene gran relevancia. Inicialmente, las comparaciones de propiedades y características de este “*shale*” con otros en etapa de desarrollo comercial lo consideraban de alto riesgo y desalentaron la presencia de otros operadores en la cuenca. La constatación de un importante grado de sobrepresión y la presencia de finas laminaciones heterolíticas que aportan permeabilidad al sistema pueden ser la clave de los caudales obtenidos.

Se planea continuar el proyecto de exploración y ensayos en los próximos años. El programa contempla continuar realizando fracturas en pozos verticales clave para continuar estudiando las características y respuestas de la roca, y el diseño de pozos horizontales para evaluación de productividad.

Estos resultados constituyen un hito histórico que dan inicio a una nueva etapa que explorará la capacidad del reservorio de alcanzar caudales comerciales de producción.

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestro agradecimiento a los directivos de CGC por permitir esta publicación. Además se agradece al resto de los integrantes del grupo técnico y de operaciones por llevar adelante los trabajos diarios de este proyecto.

REFERENCIAS CITADAS

- Belotti, H., F. Pagan, A. Pérez Mazas, M. Agüera, J. Rodriguez, J. Porras, G. Köhler, G. Weiner, G. Conforto, M. Cagnolatti, 2013. Geologic Interpretation and Assessment of Early Cretaceous *Shale* Oil and Gas Potential in Austral Basin, Santa Cruz, Argentina, URTEC
- Belotti H., J. F. Rodriguez, G. A. Conforto, F. Pagan, A. Pérez Mazas, M. Agüera, J. Porras, G. Köhler, M. Cagnolatti, G. Weiner, E. Nigro, A. Cangini, 2014. La Formación Palermo Aike como Reservorio No Convencional en la Cuenca Austral, Provincia de Santa Cruz, Argentina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo.
- Cecioni, G., 1957, Cretaceous flysch and molasse in Departamento Ultima Esperanza, Magallanes, Chile: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 41, pp. 538-564.
- Cevallos M., Jait D., Villar H., Villalba D. y Mas Cat-tapan, F., 2019, Palermo Aike *shale* potential, Austral basin, onshore Argentina, AAPG International Conference & Exhibition.
- Energy International Agency, 2015, Technically Re-

- coverable *Shale* Oil and *Shale* Gas Resources: Other South America.
- Hatcher, J. B. 1897. On the geology of Southern Patagonia. American Journal of Science 4, pp. 327-354.
- Jait D., Rojas C., Rivero M., Aimar E., Mas Cattapan F., y Victoria M., 2021, Explorando la Fm. Palermo Aike como un reservorio no convencional (*shale*), cuenca Austral, Prov. de Santa Cruz, Ciclo de conferencias de exploración y desarrollo, IAPG, Argentina
- Katz, H. R. 1963, Revision of Cretaceous Stratigraphy in the Patagonian Cordillera of Ultima Esperanza, Magallanes Province, Chile: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 47(3), pp. 506-524.
- Macellari, 2018. The Neuquén Super Basin: The rebirth of a mature basin. AAPG Global Super Basins Leadership Conference Presentations, Houston, Texas.
- Mendez Kinsley, D. y Moraga Benavides, J., 2018. Estratigrafía de secuencias y rocas madre del Cretácico Inferior de la Cuenca de Magallanes, extremo austral de Chile. XV Congreso Geológico Chileno, Concepción, Chile, pp.1385-1387.
- Mpodozis, C, Mella P. y Padva D., 2011. Estratigrafía y megasecuencias sedimentarias en la cuenca Austral – Magallanes, Argentina y Chile, VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Simposio Cuenca Argentinas.
- Passey, Q. R., S. Creaney, J. B. Kulla, F. J. Moretti & J. D. Stroud, 1990. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. AAPG Bulletin, V. 74, pp 1777-1794.
- Pedrazzini M. y Cagnolatti, M., 2002. Formación Springhill en territorio continental. Rocas reservorio de las cuencas productivas argentinas. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG. Mar del Plata, Argentina.
- Pittion J. L. y Arbe, H. A., 1999. Sistemas petroleros de la Cuenca Austral. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Actas I, pp. 239-262.
- Pittion J. L. y Gouadain, J., 1992, Source-rocks and oil generation in the Austral Basin, Thirteenth World Petroleum Congress, Topic 2, Source-Rock Geology, pp. 1-8.
- Ponce J.J. y Carmona N., 2021, Análisis de testigos corona de la Formación Palermo Aike, Cuenca Austral: controles paleoecológicos y paleoceanográficos en la sedimentación y distribución de trazas fósiles", Informe interno (Inédito).
- Richiano, S., Varela A., Cereceda A. y Poiré D., 2012, Evolución paleoambiental de la formación Río Mayer, cretácico inferior, cuenca austral, provincia de Santa Cruz, Argentina, Latin American journal of sedimentology and basin analysis, versión On-line ISSN. pp.1851-4979.
- Sageman, B.B. & Lyons T.W., 2003, Geochemistry of fine grained sediments and sedimentary rocks: Treatise on Geochemistry, v.7, p. 115-158.
- Wilson, T. J., 1991, Transition form back-arc to foreland basin development in the southernmost Andes: Stratigraphic record from Última Esperanza District, Chile: Geological Society of America Bulletin, v. 103, pp. 98-111.