

EXPLORACIÓN Y DESARROLLO EN COMPLEJOS TURBIDÍTICOS DEL PALEOCENO TARDÍO - EOCENO MEDIO EN LA CUENCA DE MAGALLANES, CHILE

Aldo Carpinelli¹, Enrique Zurita¹, José Manuel Valderrama², Luis Soto¹, Juan Pablo Radic¹,
Cristóbal Agurto², Jesús Sánchez¹

1: Enap Sipetrol. acarpine@sipetrol.cl, ezurita@sipetrol.cl, lsoto@sipetrol.cl, jradic@sipetrol.cl, jsanchez@sipetrol.cl

2: Enap Magallanes. jvalderrama@enap.cl, cagurto@enap.cl

Palabras clave: Cuenca de Magallanes, Play Tight-Gas, flujos turbidíticos, fallas jurásicas, reservorio de alta presión

ABSTRACT

Cahuil gas field is the first known commercial gas/condensate field of a new exploration play in the Magallanes Basin, associated with Paleocene turbidites from north and east provenance. It was discovered in 2016 north of Magellan Strait and 12 wells have been drilled in it, which has shed interest to expand the exploration on similar leads.

Reservoir distribution follows north-east axial direction reaching 20 km in length and 1-3 km in width. The reservoir is composed of quartz-feldspathic lithic sandstones, with shale volumes lower than 25% and mainly constituted by chlorite. Known gross thicknesses are 10-70m, effective porosity is 15-20%. Permeability is 0.02-0.83 mD and average water saturation is 59%.

Deposition of the reservoir took place as a superposition of NE oriented channels along a narrow, sandy mudstone submarine ramp. Avulsion and faulting of turbidite channels resulted into internal complexity of the reservoir, which was generically termed "Complejo Arenoso del Grupo Bahía Inútil" (Sandy Complex of Bahía Inútil Group, or CABI).

The hydrocarbon trap for this play is mixed structural-stratigraphic, associated to the west-dipping, regional monocline produced by the compressive foreland tectonic phase of the basin, which started in the Late Cretaceous. Local structure of the Cahuil Gas Field is caused by transcurrent tectonics since the Late Oligocene until present day.

Hydrocarbon migration and trap charge seem to have been controlled by subvertical fault conduits, connecting Early Cretaceous source rocks to Paleogene and Neogene reservoirs.

The Cahuil Gas field is regarded as a tight gas sand reservoir and the original production pressure is 7200 psi. Gas production is improved by hydraulic fracturing which is responsible of initial gas rates (under controlled conditions) of 180-250 Mm³/d, and gas to condensate ratios of 6000-10000 m³/m³. Systematic gas rate and pressure measurements allowed to perform rate transient analysis and the construction of simulation of production models based on geologic and geophysical data.

UBICACIÓN Y ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL DESCUBRIMIENTO DEL YACIMIENTO CAHUIL

El área de estudio está situada en la Cuenca de Magallanes, aproximadamente a 120 km al

noreste de la ciudad de Punta Arenas, Chile, al norte del Estrecho de Magallanes (Fig. 1a). Las actividades de exploración de los últimos 10 años en el área se enmarcan en la operación del contrato de exploración y producción del Bloque Dorado Riquelme (DR), que se sitúa en las cercanías de la refinería Gregorio de Enap y de la localidad de Puerto Sara.

En este sector, en el año 2016 se demostró la existencia comercial de gas, contenido en cuerpos de areniscas intercalados dentro de las arcillolitas del Grupo Bahía Inútil (Figs. 1b y 1c). Estos intervalos arenosos fueron denominados en conjunto como: “Complejo Arenoso del Grupo Bahía Inútil” (CABI), definiéndose así como una unidad informal de subsuperficie conformada por varios cuerpos de areniscas depositadas en un ambiente de plataforma marina profunda durante el Paleoceno (Aguirre *et al.*, 2018 y Pinto *et al.*, 2019).

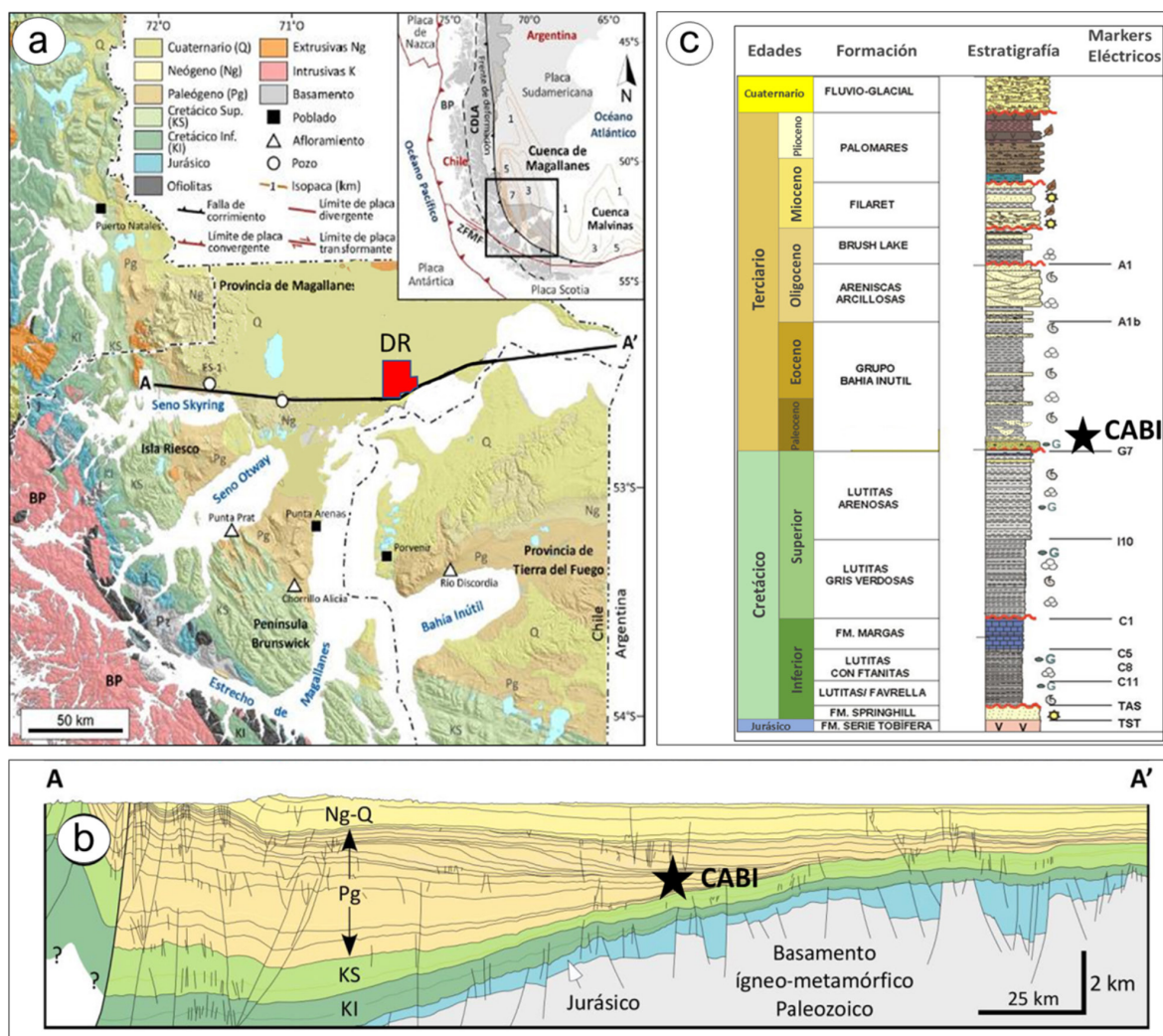


Figura 1. Ubicación y estratigrafía del bloque Dorado-Riquelme (DR). a) Mapa Geológico del área en el entorno del bloque DR. b) Sección geológica construida a partir de sísmica y pozos mostrando las principales unidades geológicas de la cuenca indicando la posición en donde se ubica el reservorio CABI (ver texto). c) Columna estratigráfica general para el bloque DR (Pinto *et al.*, 2018).

Las primeras referencias de CABI se remontan al año 1964, con la perforación del pozo Punta del Cerro-1, en circunstancia que se atravesaba la sección basal de la cuña sedimentaria de edad paleógena (Figs. 1c y 2). En dicha sección se reconoció en la corona un cuerpo de areniscas cuarcíferas bastante homogéneo de 40 metros de espesor, masivas, verticalmente continuas, porosas, con rastros de hidrocarburos livianos y permeabilidad menor a 1 mD. Después de la recuperación de la corona se intentaron tres ensayos de formación consecutivos a pozo abierto, fallando todos debido a que el packer no pudo constituir sello; luego de esta operación se continuó con la perforación del pozo hasta llegar 3.750 m.

El análisis de la sísmica 3D disponible en el área a partir del año 2006 permitió una mejor visualización de los reflectores sísmicos situados cerca de la base de la Fm. Bahía Inútil y por sobre la Formación Zona Glauconítica, los cuales mostraban anomalías de amplitud lateralmente discontinuas (Figs. 2 y 3). En planta estas anomalías conformaban geometrías sinuosas de orientación principal noreste-suroeste. Este tipo de detalles no había podido ser resueltos a partir de la información de la sísmica 2D, tanto por el espaciamiento como por la variada respuesta sísmica de los distintos vintages disponibles, cada cual con diferentes procesos

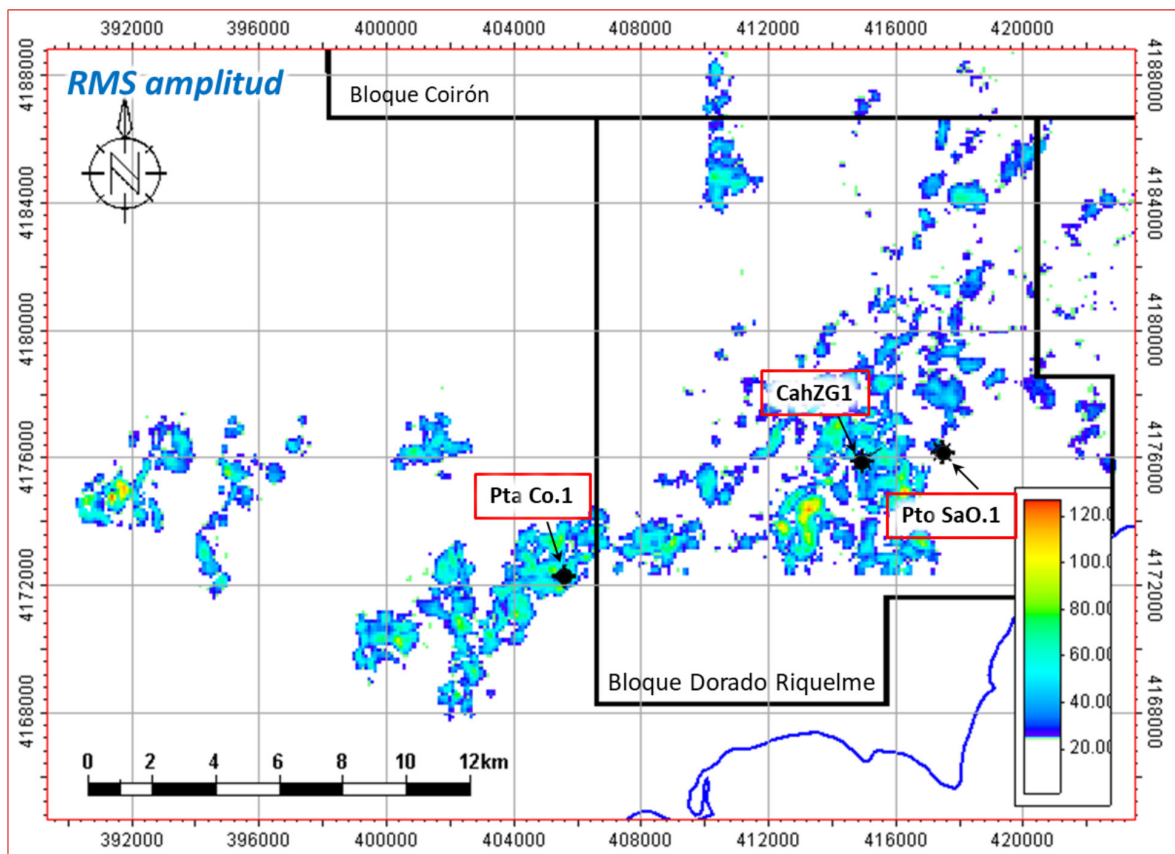


Figura 2. Mapa de distribución de CABI en el área del Bloque Dorado Riquelme a partir de las anomalías de la sísmica 3D. PdC-1=Punta del Cerro-1, CaZG-1=Cahuil ZG-1, PSO-1=Puerta Sara Oeste ZG-1.

sísmicos y tecnologías de adquisición. La calidad de la información 3D permitió identificar y relacionar a estos reflectores de manera espacial con los cuerpos arenosos CABI reconocidos por el pozo Punta del Cerro-1. Pese a lo anterior, persistían las dudas respecto de la calidad y contenido de fluidos de dicho reservorio.

Con el fin de confirmar el potencial productivo para hidrocarburos de CABI, en el año 2011 se decide la profundización del pozo Tropilla-3, el cual había sido perforado en el año 2009 en el contexto del desarrollo de un reservorio más somero de edad Eoceno-Oligoceno, ubicado a 1000 metros por sobre la profundidad estimada de los cuerpos arenosos correlacionables a las areniscas de Punta del Cerro-1. Sin embargo, esta tentativa de profundización del pozo Tropilla-3 falló debido al desprendimiento del conjunto de perforación a sólo 142 metros perforados desde el fondo de pozo original. A consecuencia de ello, se imposibilitó la operación de profundización programada para este pozo y con ello el intento de evaluar la naturaleza del reservorio y los fluidos del objetivo CABI.

En mayo del año 2016 se ejecuta la perforación del pozo Puerto Sara Oeste ZG-1 (Fig. 2), cuyo objetivo era evaluar el potencial de hidrocarburos de la Zona Glauconítica, ubicada en la base del Paleógeno, al oeste de la localidad de Puerto Sara. Mientras se perforaba la sección final, a menos de 200 metros antes de llegar al objetivo y en una zona predominantemente arcillosa de la base del Paleógeno, se identifica un delgado intervalo arenoso que comienza a aportar gas de manera permanentemente. Con la ayuda de los registros eléctricos de pozo posteriormente adquiridos se determinó que este intervalo consistía en dos capas de arenisca cuarcítica, de apenas dos metros de espesor cada una, pero cuyo aporte de gas pudo complicar y retrasar las maniobras de perforación del pozo. Al observar en la sección sísmica la posición de estas capas de arenisca, se identificó que correspondían a una expresión lateral hacia el oriente de las anomalías de amplitud asociadas a las areniscas reconocidas en el pozo Punta del Cerro-1, las cuales se ubican cerca del tope de la Formación Zona Glauconítica.

Estos antecedentes respecto de la continuidad y carga de gas de las areniscas, ahora denominadas como CABI, permitieron justificar la propuesta del pozo Cahuil ZG-1 en septiembre del año 2016, el cual fue propuesto con el objetivo de perforar una anomalía de alta amplitud, a diferencia de los pozos previos. El resultado de Cahuil ZG-1 mostró que a la profundidad correspondiente a las anomalías de amplitud, existían dos unidades arenosas conformadas por cuerpos de areniscas cuarcíticas, predominantemente masivos, similares a los observados en la corona de Punta del Cerro-1, con 4 y 25 m de espesor, respectivamente. Estos cuerpos fueron denominados como CABI Superior (CABIs) y CABI Principal (CABIp), como se muestra en la Figura 9b.

Por la condición de baja permeabilidad del reservorio CABI, se recomendó la estimulación por fractura hidráulica del pozo Cahuil ZG-1, la cual se realiza en el año 2017, obteniéndose después de ello caudales del orden de 100 Mm³/d de gas con choke de 11/64", alta presión (7.200 psi en fondo de pozo) y con ausencia de agua de formación.

Los buenos resultados productivos obtenidos a partir del reservorio CABI, motivaron la primera campaña de extensión del yacimiento Cahuil, la que se ejecutó durante el año 2018 con la perforación de los pozos Cahuil-2, Cahuil-3 y Cahuil-4, cuyo objetivo principal consistía en definir la extensión y continuidad del reservorio observado en el pozo Cahuil ZG-1. Estos pozos permitieron establecer los primeros límites del yacimiento y obtener más antecedentes para permitir una modelación geológica y productiva de toda el área con el fin de hacer una estimación de reservas y simulación productiva de los pozos.

EDAD, GEOMETRÍA, EXPRESIÓN SÍSMICA, DISTRIBUCIÓN Y AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN DEL RESERVORIO

La edad geológica establecida para los niveles arenosos de CABI, de acuerdo con los nuevos antecedentes de métodos radiométricos de U-Pb en circones detríticos en testigos del pozo Cahuil ZG-1, sugieren una edad Paleoceno Superior (Thanetiano, entre 56-59 Ma) (Pinto *et al.* 2017). Complementariamente con ello, hay también resultados de edades por micropaleontología obtenidos por la compañía Conoco-Phillips (ASL, 2017), que indican una edad similar para los depósitos arenosos equivalentes perforados en el pozo Kalkin ZG-1, ubicado al norte del Bloque Dorado Riquelme. En consecuencia, el intervalo donde ocurre el reservorio Cahuil sería equivalente temporal a la Formación San Jorge, que aflora en la Península de Brunswick, y a la Formación Río Bueno/Cabo Nariz expuesta en la costa de la Isla Tierra del Fuego al Sur de la Bahía Inútil (Aguirre *et al.*, 2018).

El reservorio del yacimiento Cahuil se caracteriza por tener una buena expresión en la sísmica 3D, asociado a un conjunto de reflectores discontinuos, de alta amplitud, inmersos en un medio donde la respuesta sísmica dominante muestra reflectores difusos, de mayor frecuencia y de baja amplitud. Esta zona de baja reflectividad se relaciona con los cientos de metros de arcillolitas marinas de la Formación Grupo Bahía Inútil, en cuya sección basal están intercaladas las areniscas CABI, en un tramo de al menos 30 km de ancho en dirección noreste-suroeste de la cuña paleógena (Figs. 2 y 3).

La base de la Formación Grupo Bahía Inútil se apoya en discordancia sobre el tope de la formación Zona Glauconítica (ZG); las areniscas CABI se observan en la sísmica 3D ocupando una posición delimitada entre el reflector continuo de alta amplitud, que se asocia con el tope de la Zona Glauconítica, y el doble reflector valle-*peak* fuerte que se usa para definir la presencia de estos reservorios (Fig. 3). Puede establecerse, en base a los pozos perforados, que el intervalo de separación entre ambas reflexiones fluctúa entre los 60 y 70 milisegundos (ms), donde el registro litológico corresponde esencialmente a arcillolitas. Sin embargo, este distanciamiento en tiempo también puede variar entre un valor mínimo de 40 ms y valor máximo superior a los 100 ms.

El evidente contraste de amplitud entre el medio arcilloso y la respuesta del reservorio permite aislar estos reflectores de alta amplitud mediante algoritmos de interpretación selectiva

(como la extracción de geocuerpos), o mediante la obtención de las máximas amplitudes dentro de una ventana sísmica que contenga a estos reflectores. De esta forma, es posible obtener una imagen tridimensional de ellos, donde una de las características más distintivas es que se observan deformados, aislados y discordantes respecto a la estratigrafía regional (Fig. 2). A partir del modelado de la respuesta sísmica de los cuerpos arenosos (Zapata *et al.*, 2022), utilizando las propiedades obtenidas en los registros de pozo, se concluye que esta geometría discontinua, puede obedecer a la resolución sísmica dada la frecuencia dominante de 14 Hz, frente a la presencia de más de una unidad de reservorio, es decir, varios canales (subsísmicos) que engranan lateral y verticalmente. También, deformaciones post depositacionales tempranas (sin litificar) que afectan principalmente los extremos laterales de los depósitos y la variación rápida del espesor de estos cuerpos, pueden entregar imágenes con esta marcada tortuosidad.

Este doble reflector que se asocia a la presencia de los reservorios se desarrolla en la sísmica 3D de manera discontinua, total o parcialmente desconectado. Se presenta con geometrías ondulosas, suavemente cóncavas y trayectorias sinuosas, como se aprecia en las secciones sísmicas y en mapas de distribución de estos reflectores. Estas características podrían configurar un complejo de canales

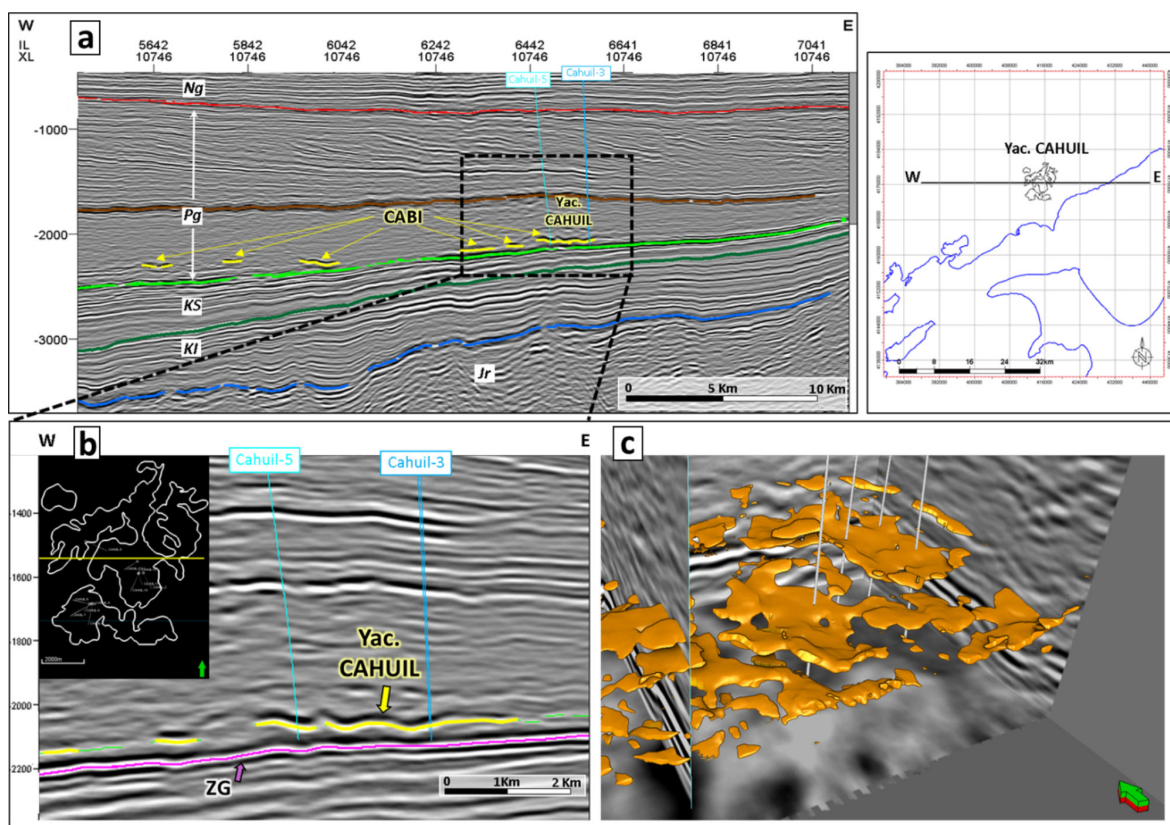


Figura 3. Características generales de la expresión sísmica de las areniscas CABI en el entorno del yacimiento Cahuil. La sección sísmica superior (a), de casi 40 km de largo, muestra una serie discontinua de reflectores de alta amplitud (en amarillo), cercano a la base de la cuña paleógena de relleno de la cuenca. En las dos figuras inferiores (b y c) es posible observar con mayor detalle la geometría ondulosa, discontinua y discordante de estos eventos. A la derecha, la imagen 3D (c) expresa de forma más o menos cercana cómo se distribuyen estos depósitos.

apilados que se abandonan rápidamente para luego ocupar una nueva posición dentro del medio sedimentario, con la posibilidad o no engranar lateralmente y verticalmente con el canal que lo reemplaza en el ciclo subsiguiente (Fig. 3).

Es importante mencionar que el rango de frecuencia de la información sísmica 3D no permite precisar el techo y base de cuerpos arenosos menores que 30-35 metros de potencia; sin embargo, al considerar otros parámetros como las variaciones laterales en la amplitud, la geometría, la ubicación de los reflectores, las truncaciones abruptas, y la disminución del espesor en tiempo del horizonte sísmico, admite una interpretación geológica que conforma en general la arquitectura de un sistema de multicanal (Fig. 4) y posibilita además definir temporalidad relativa de los depósitos, sus ejes principales y su distribución espacial.

Pinto (Pinto *et al.*, 2018) define a estos cuerpos que ocurren dentro de la cuña paleógena del relleno de la cuenca como resultado del desarrollo de un extenso sistema de canales submarinos en un contexto de talud o rampa con una proporción mixta de lodo y arena, que han tenido algún grado deformación tectónica y fallamiento y en menor grado removilización de arena post-depositación, lo que permite definir a estos depósitos como HBE (*Hybrid Bed Events*), dado la combinación de múltiples procesos geológicos antes de su litificación.

El espesor promedio de este reservorio está en el orden de los 30 metros de areniscas uniformes, con escasas interrupciones arcillosas y algunos niveles con cemento calcáreo. El patrón cilíndrico de los perfiles rayos *gamma* y resistivos (algo más aserrados), evidencia contactos netos en el techo

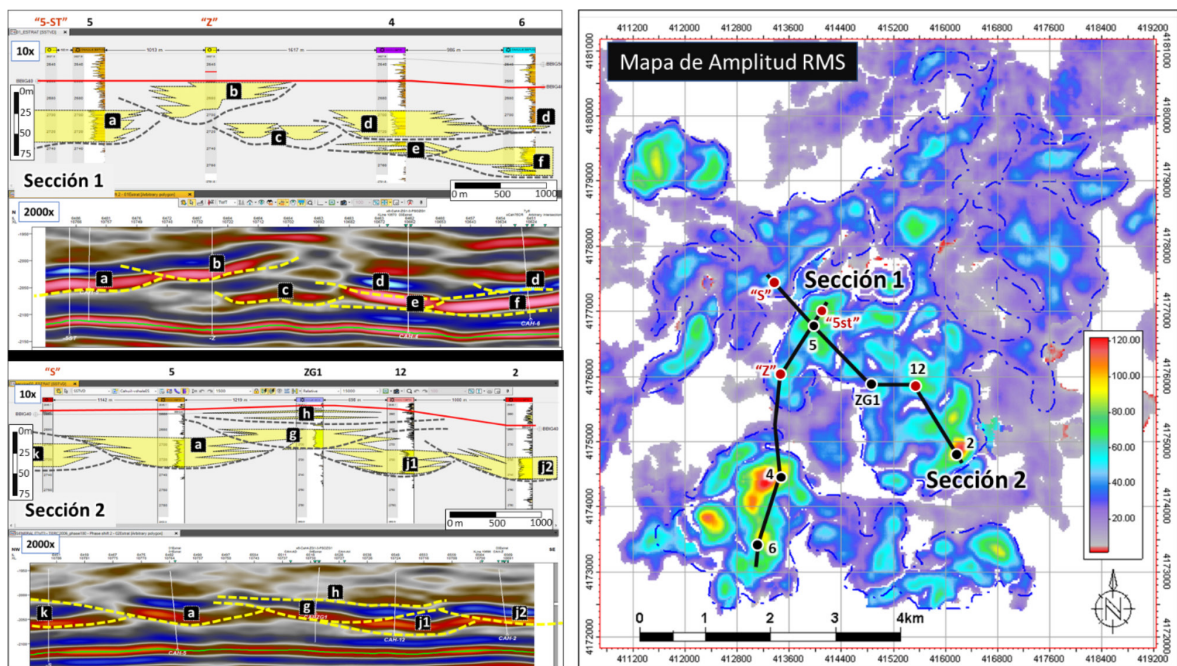


Figura 4. Correlación estratigráfica y expresión sísmica del reservorio CABI en el yacimiento Cahuil. Las dos secciones sísmicas y de correlación entre pozos muestran una interpretación para la geometría del reservorio en un sistema de multicanal. A la derecha, el mapa de amplitud, destaca con valores altos la distribución de estos reservorios CABI en el área del yacimiento.

y en la base de estos cuerpos. La descripción de las coronas de tres pozos del yacimiento Cahuil muestra areniscas masivas y estratificadas, con bases erosivas y escasas intercalaciones arcillosas, que puede ser interpretado como el apilamiento de sucesivos flujos arenosos que erosionan las arcillas que eventualmente pudieron decantarse tras el depósito precedente, amalgamándose finalmente en un potente cuerpo de arena de varios metros de espesor.

Las dimensiones laterales que alcanzan los canales arenosos se pueden estimar a partir de la relación directa del espesor total del reservorio en cada pozo, usando la proporción entre la distancia del ancho observado del reflector asociado al canal o complejo de canal en la sísmica y el espesor medido en el pozo. Al plotear estos datos sobre un gráfico de relación general de espesor v/s ancho (Gardner y Borer, 2000), utilizado para depósitos arenosos similares (Fig. 5), se puede concluir que el rango aproximado para un ancho de canal podría fluctuar entre los 250 hasta 750 metros como máximo.

Desde el punto de vista sedimentológico, los reservorios CABI están constituidos casi únicamente por areniscas de grano fino a muy fino compuestas de fragmentos líticos, cuarzo y en menor proporción feldespatos, con cantidades variables de granos verdes (glauconita y/o clorita, hasta un 30% del volumen total de la roca) y matriz arcillosa (Fig. 6). Con respecto a la identificación de estructuras sedimentarias se encontró que para el pozo Cahuil ZG-1 ellas eran escasas, a diferencia de los pozos Cahuil 2 y 4 donde son abundantes las estructuras de tracción y trazas fósiles.

Las estructuras sedimentarias se caracterizan por presentar laminaciones planas paralelas y estratificación cruzada plana, localmente se observan algunas rizaduras, estratificación cruzada

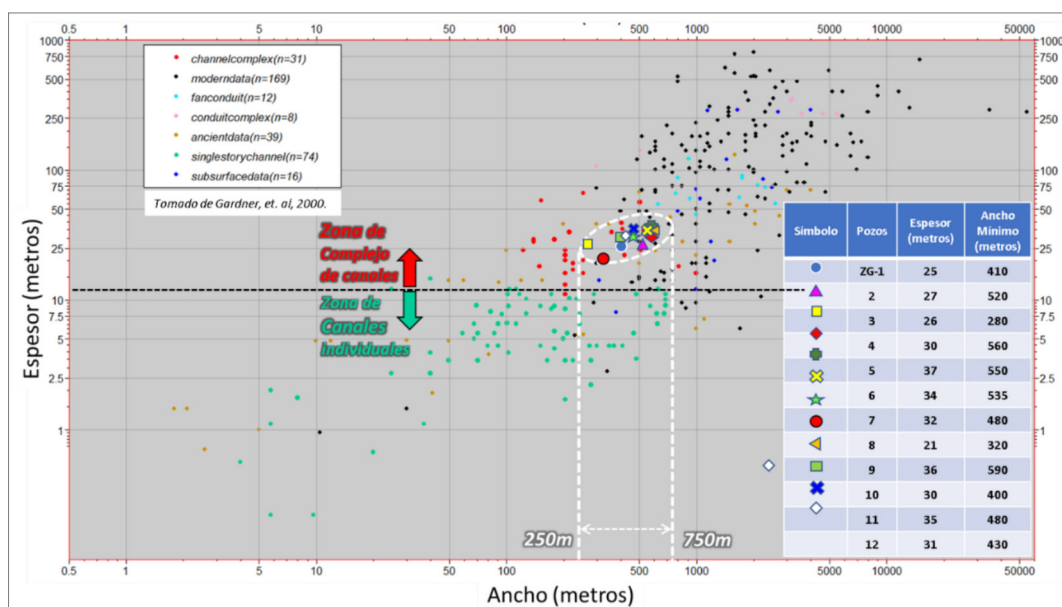


Figura 5. Caracterización de espesor v/s ancho de canal submarino (Gardner y Borer, 2000). Se aprecia la división entre los complejos de canales (puntos de color rojo) y los canales simples o individuales (puntos de color verde), junto con otros depósitos submarinos. El yacimiento Cahuil promedia 30 metros de espesor y 500 metros de ancho

“hummocky” y gradación normal. En las zonas más bioturbadas, la asociación de trazas fósiles incluye *Asterosomas*, *Chondrites*, *Ophiomorpha*, *Planolites*, *Schubcylindrichnus*, *Teichichnus*, *Thalassinoides* y *Zoophycos* compatible con las icnofacies *Cruziana* distal a *Zoophycos* (Pinto *et al.*, 2018) que caracteriza el dominio nerítico externo, batial superior, con profundidades de agua iguales o superiores a 200 m basado en MacEachern y Bann, 2008.

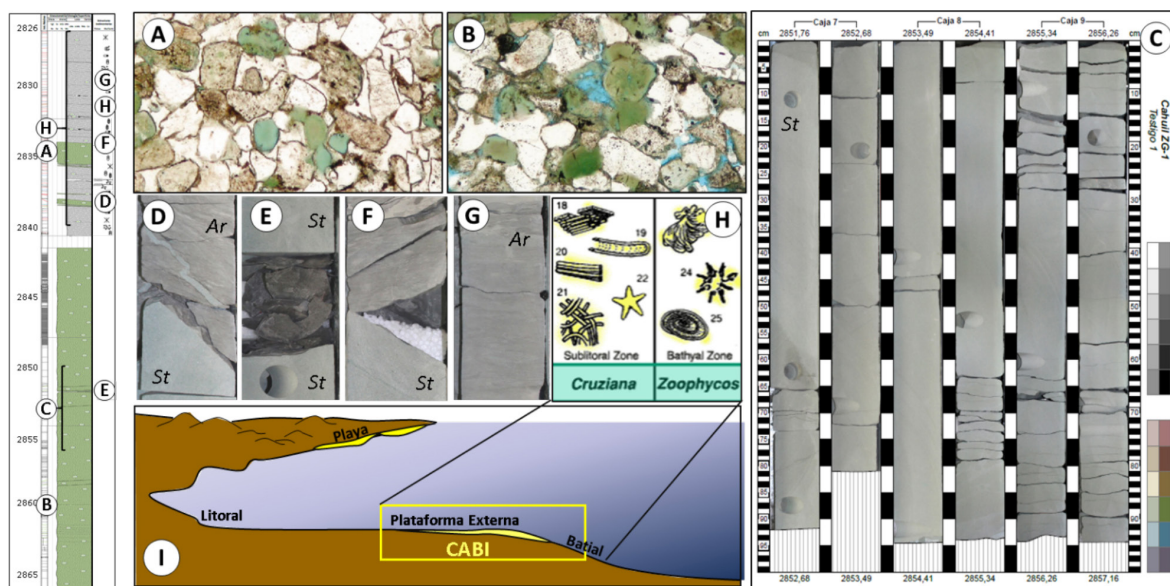


Figura 6. Descripción de corona del pozo Cahuil ZG-1 y aspectos sedimentológicos de detalle (Pinto *et al.*, 2018). A y B corresponden a microfotografías de dos litologías ejemplos de areniscas líticas cuarzo-feldespato, de grano fino, con granos verdes, feldespato y fragmentos de roca alterados o reemplazados por clorita o glauconita. C), Fotografía de 6 m. de corona del pozo Cahuil ZG-1 constituida por areniscas masivas gris verdoso claro, gris claro, finas a muy finas. Fotos D a G, relaciones de contacto entre areniscas (St) y limoarcillolitas (Ar) ubicación a la izquierda. D) Foto de arenisca (base) y dique clástico de arena (arriba), Fotos E y F muestran arcillolitas oscuras presentes por dos posibles mecanismos: incorporados al flujo turbidítico o remanente de capa producto de la erosión el ciclo subsiguiente. Bosquejos H e I corresponden a las icnofacies descritas y su ubicación dentro del ambiente de depositación.

El análisis en conjunto de la asociación de facies, estructuras sedimentarias y trazas fósiles antes mencionadas, unido a la sinuosidad y la expresión suavemente cóncava de los reflectores sísmicos en ausencia de rasgos erosivos fuertes de los ciclos arenosos, permiten ubicar a las areniscas del yacimiento Cahuil, en un sistema de rampa submarina mixta de lodo y arena (Pinto *et al.*, 2018), dentro de un ambiente sedimentario compatible con relleno de canales turbidíticos que se apilan y engranan lateralmente, ocupando una posición distal en el abanico medio (Fig. 7a).

La dirección de aporte de estos sedimentos es controlada por la pendiente regional durante el Paleoceno en este sector la Cuenca de Magallanes. Un mapa isocórico de espesor sísmico (Paleoceno-Eoceno), permite reconstruir de manera aproximada la paleogeografía del fondo submarino sobre la cual se depositaron los canales arenosos de CABI. Esta muestra un relieve general con inclinación hacia el suroeste, con un suave quiebre en la pendiente de la rampa o talud, que se extiende en dirección noroeste-sureste por aproximadamente 40 km (área analizada)

donde se alojan estos depósitos, con un punto de partida al noreste, descargando y abriéndose hacia el suroeste en forma de abanico de múltiples canales. En particular, la distribución de los canales arenosos que constituyen el reservorio del yacimiento Cahuil, parece estar controlada por el fallamiento principal observado en la región del yacimiento, específicamente por el sistema de fallas norte-noroeste que delimita un “cañón” (alimentador) submarino desde el cual provendrían las múltiples arenas depositadas aguas abajo en la dirección sur-suroeste (Fig. 7b).

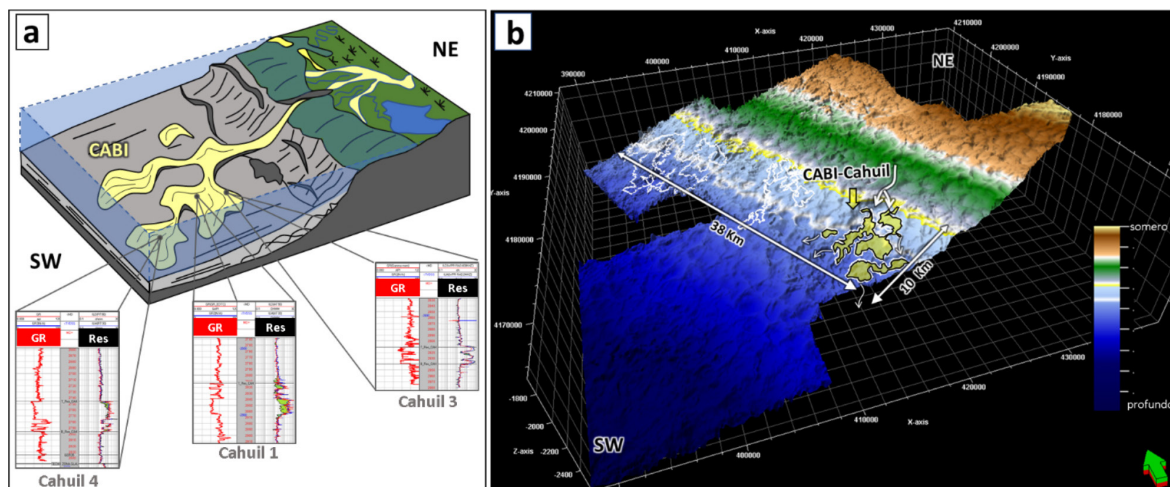


Figura 7. Modelo depositacional propuesto para CABI en el área del yacimiento Cahuil. a) bloque esquemático del ambiente de sedimentación mostrando aporte de sedimentos hacia el talud desde el NE a través de un cañón alimentador. b) Plano isocórico sismico que refleja parcialmente la paleogeografía al momento de la deposición y la ubicación de las areniscas CABI (en amarillo). Se aprecia una profundización del sistema hacia el SW y una incisión en plataforma indicada por flechas que apuntan en la dirección del flujo de los sedimentos que canalizó estos sedimentos.

CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL RESERVORIO

Con el fin de disponer de una caracterización petrofísica basada en mediciones directas que luego pueda ser extendida sobre la base de mediciones indirectas, como es el caso de los registros de pozo, se muestrearon y analizaron distintas coronas. El programa de análisis de laboratorio consideró la obtención de los parámetros petrofísicos básicos para determinar: porosidad, permeabilidad y densidad del grano (ρ_g), complementado con análisis especiales, índice de resistividad (IR), factor de formación (FF), permeabilidad elativa (K_r), presión capilar y coeficiente de intercambio catiónico (CEC), saturación de fluidos, salinidad de agua de formación, difracción de rayos X (DRX), fluorescencia de rayos X, descripciones petrográficas y estudios diagenéticos.

Los análisis se centraron en variedades de areniscas líticas cuarzo-feldespáticas y de areniscas masivas gris verdoso, por ser ambas litologías candidatas a conducir el flujo de fluidos en el reservorio y por su continuidad vertical y lateral entre los pozos. Los resultados indicaron que las facies analizadas medidas en condiciones estándar de laboratorio, poseen entre 17% - 25 % para la porosidad y 0,12 - 2,00 mD para la permeabilidad (Fig. 8a). Estas mismas muestras, medidas en

condiciones de confinamiento similar a las condiciones “*in situ*”, presentan una pequeña disminución, tanto en porosidad como en permeabilidad, a 16% - 24% y 0,07 - 1,90 mD (Fig. 8b).

Las tendencias de porosidad/permeabilidad son similares, tanto para las muestras medidas en condiciones estándar como aquellas medidas en condiciones de confinamiento. Este comportamiento sugiere consistencia y homogeneidad en la respuesta elástica de la matriz de las facies analizadas para el rango de valores de presión de confinamiento y las condiciones estándar.

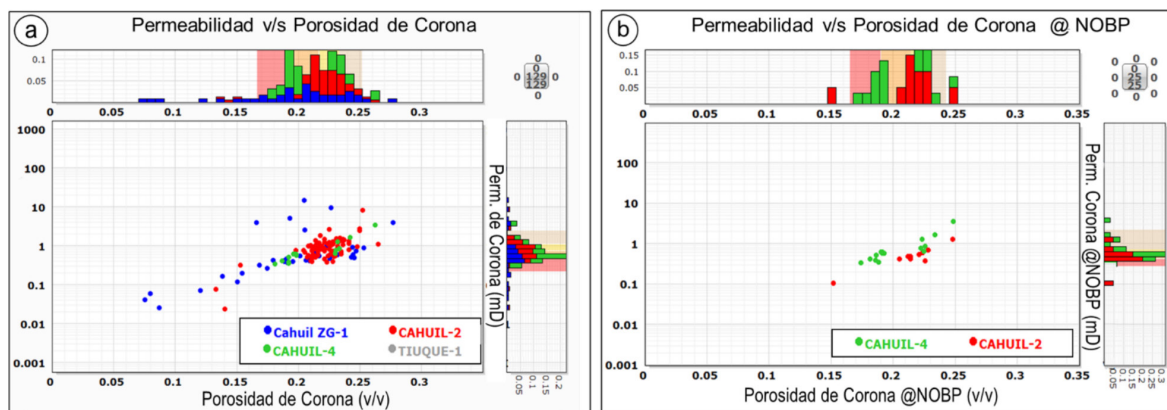


Figura 8. Gráficos de Porosidad v/s Permeabilidad medidas en laboratorio a partir de muestras de arenisca CABI en coronas de pozos Cahuil. a) Gráfico de datos obtenidos en condiciones Estándar y b) Gráfico de datos obtenidos en condiciones de presión de confinamiento similares a las condiciones *in situ* de la muestra (NOBP).

Para la modelación de detalle de la porosidad y los parámetros de saturación de Archie, se obtiene que la densidad de matriz está en el rango de 2,70 - 2,75 g/cc, exponente de saturación (m) variando entre 1,76 - 2,27 y el exponente de saturación (n) entre 1,69 - 1,75. La salinidad de agua de formación utilizada fue de 15 g/lit NaCl eq, en base a la información proveniente de los análisis de fluido recuperados en las pruebas.

Mediante la identificación mineralógica DRX de las muestras de corona, se concluye que las areniscas de CABI está constituidas por cuarzo, feldspatos y arcillas (20-25%), de forma accesoria (<5%) se observa calcita y ortoclasa. Las arcillas son mayoritariamente clorita, illita y en menor proporción illita-esmectita. Los datos mineralógicos obtenidos de DRX permitieron la calibración de los registros mineralógicos de pozo para la identificación mineralógica, lo que resulta fundamental en la estimación del volumen de arcilla (Fig. 9b).

Los valores de densidad de la matriz medidos en las muestras resultan altos respecto de la composición mineralógica descrita para las facies analizadas. Una explicación para este comportamiento puede relacionarse a la ocurrencia de carbonatos secundarios, reconocidos de forma directa en los análisis DRX y en línea con las observaciones de los registros de pozo para zonas del reservorio de alto potencial fotoeléctrico (PEF) y menor arcillosidad (<22%). Estos carbonatos han sido reconocidos en corona de forma visual, dando un aspecto más claro a la roca, con bordes difusos y traspasando los límites sedimentarios de las capas.

Con el fin construir y calibrar un modelo de evaluación de perfiles capaz de predecir porosidad, permeabilidad y saturación de agua de forma confiable a partir de registros de pozo, se decidió registrar un set completo de perfiles en aquellos pozos en los que se extrajeron coronas. Dicho set incluyó: potencial espontáneo (SP), rayos *gamma* total (GR), rayos *gamma* espectral (SGR), resistivos de inducción y micro-resistividad, densidad neutrónica (ND), caliper de cuatro brazos, potencial fotoeléctrico (PEF), sónico dipolar (DT-DTS), mineralógico, resonancia magnética e imágenes microrresistivas de pozo. Este modelo petrofísico también fue calibrado para los pozos en los cuales se registró sólo un set básico de perfiles, que considera: SP, GR, resistivos de inducción, ND, caliper de dos brazos, PEF y DT-DTS.

Para la evaluación de las propiedades a partir de registros de pozo se utilizó la curva de GR como principal indicador de volumen de arcilla (VSH_{GR}), la porosidad total se obtuvo un promedio ponderado de las curvas de porosidad-neutrón y densidad y la saturación de agua a partir de la curva de resistividad profunda.

Para definir el espesor neto se utilizaron los límites de corte mostrados en la Fig. 10a y la composición de los datos escalados a 30 cm, con lo que se obtienen promedios de 0.24 v/v para el volumen de arcilla, 0.14 v/v para porosidad y 0.59 v/v para saturación de agua (Figs. 10a, b, c y d). En el caso de la permeabilidad, para ser consistente con los espesores netos que se obtuvieron, se concluye que para el registro de resonancia magnética el valor de corte T2 debe ser de 25 ms.

Debido a que se ha optado por una estrategia de completación de pozo con fractura hidráulica, se hace necesaria la evaluación de los parámetros geomecánicos para cada pozo

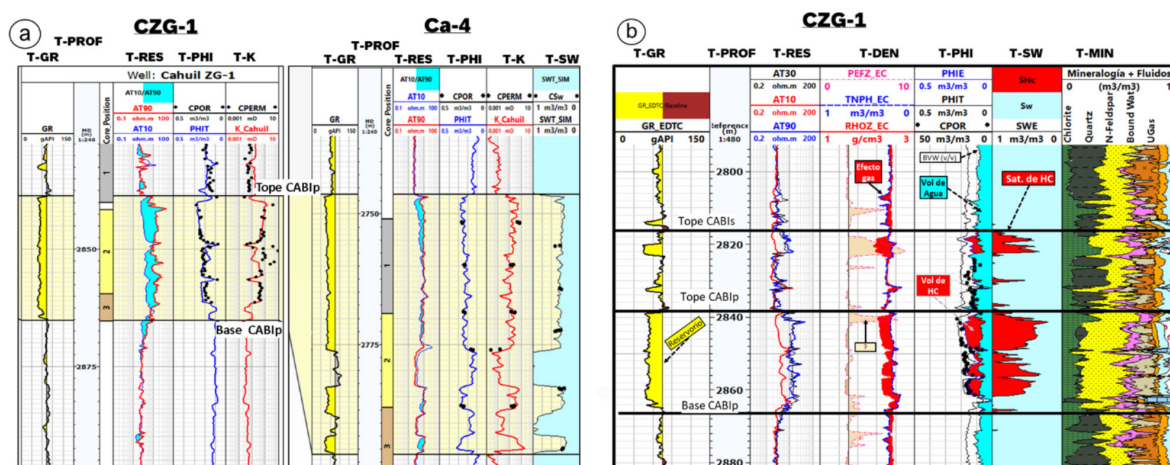
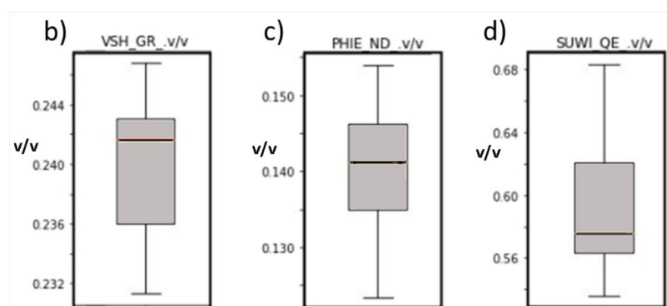


Figura 9. Evaluación de parámetros petrofísicos a partir de registros pozo. a) En amarillo se muestra reservorio CABI para los pozos CZG-1 y Ca-4, horizontalizados al tope CABIp mostrando datos y predicción de porosidad total, permeabilidad y saturación de agua. b) Interpretación a partir la evaluación de registros de pozo para: saturación de agua, porosidad y mineralogía del reservorio CABIs y CABIp en el pozo Cahuil ZG-1. Para las figuras a y b las columnas son: T-GR=Track de registro de rayos *gamma*, T-PROF=Track de profundidad, T-RES=Track de registros de resistividad, T-PHI=Track de porosidad total evaluada de perfiles (PHIT), de corona (CPOR), y Porosidad Efectiva evaluada de corona (PHIE), T-K=Track de permeabilidad evaluada de perfiles (K) y permeabilidad de laboratorio (CPERM), T-SW=Track de saturación de agua evaluada de perfiles (SWT_SIM, SWE) y medida en laboratorio (CPERM), T-DEN=Track de Densidad total de la formación (RHOZ_EC), Registro de densidad Neutrónica (TNPH) y Factor fotoeléctrico (PEFZ_EC). T-MIN=Track del modelo mineralógico calculado a partir de registros de pozo.

a)

	VSH_GR	PHIE_ND	SUWI_QE
count	72	72	72
Cut	<0.35	>0.10	<0.70
mean	0.239	0.14	0.593
std	0.004	0.009	0.044
min	0.231	0.123	0.535
max	0.246	0.154	0.683



PHIE>0.10, VCL<0.35, SW<0.7

Figura 10. a) Estadística de los parámetros petrofísicos interpretados a partir de perfiles truncados por los límites indicados en la tabla. Los gráficos b), c) y d) muestran los boxplot de las distribuciones de los parámetros (máximos, P75, P50, P25 y mínimos) para: a) Volumen de Arcilla (VSH_GR), b) Porosidad efectiva (PHIE_ND) calculada con registro de densidad neutrónica y c) Saturación de agua (SUWI_QE).

considerando: mineralogía (Fig. 9), condición reológica de la roca, estado de estrés actual y grado de fracturamiento del reservorio. Todo lo anterior de modo de poder programar el tratamiento de fractura adecuado para cada pozo.

Es por ello que complementariamente a los análisis petrofísicos, se realizaron mediciones geomecánicas en laboratorio usando muestras de corona, obteniéndose: relación de Poisson, módulo de Young (estático y dinámico), coeficiente de Biott, ángulo de fricción interna, anisotropía, etc. Con esta información se ha podido reproducir satisfactoriamente la respuesta geomecánica de varios de estos parámetros usando registros eléctricos (Fig. 13).

Adicionalmente, las imágenes resistivas han mostrado escaso diaclasamiento del reservorio, con lo cual se refuerza que la porosidad es principalmente de carácter matricial, tanto para efectos productivos como para la invasión de los fluidos durante el tratamiento (*leak-off*). En la sección siguiente de este artículo se discute la orientación de los estreses principales y la orientación inferida de las fracturas hidráulicas.

Configuración Estructural, Migración y Entrampamiento

La configuración estructural del bloque DR, donde se encuentra el yacimiento Cahuil, es el resultado de una compleja historia de evolución tectónica que abarca al menos desde el Jurásico superior hasta la actualidad (Menichetti *et al.*, 2008). Está representada principalmente por deformación transcurrente asociada al último evento tectónico de edad Oligoceno superior-actual, la cual a su vez se encuentra fuertemente controlada por la estructura extensional del Jurásico superior (fallas de color azul de la Fig. 11a y 11b), conformando una anisotropía mecánica que condiciona la deformación posterior.

La arquitectura principal que da forma al campo Cahuil está representada por una intensa zona de deformación relacionada a un codo compresional y una flor positiva, producto de una flexión en la orientación del sistema de falla principal. Se caracteriza por un sistema de falla transcurrente de rumbo N15E y de cinemática dextral extensional (transtensional), que se extiende por más de 20 km en el rumbo y que en profundidad converge a fallas extensionales jurásicas (Figs. 11 y 12).

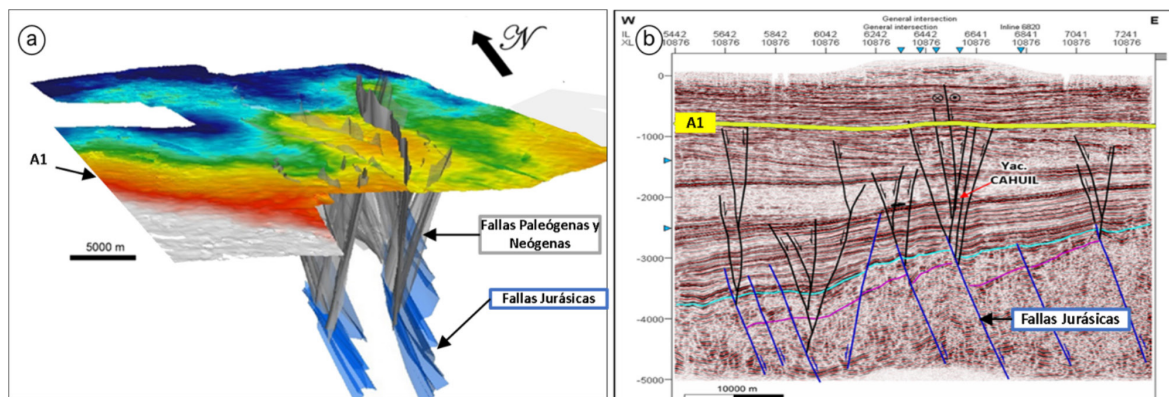


Figura 11. a) Interpretación estructural 3D mostrando el horizonte A1 (Oligoceno inferior), y su relación con las fallas extensionales jurásicas (en azul) y reactivaciones transcurrentes posteriores (en gris oscuro). b) Línea sísmica en tiempo mostrando la interpretación estructural del campo Cahuil (ver Figura 12). El horizonte amarillo corresponde al marker A1 (Oligoceno), el celeste al marker Arenisca Springhill, y el morado al basamento. Los trazos azules corresponden a fallas normales de edad jurásica, mientras que los trazos negros corresponden a fallas transcurrentes de edad Oligoceno Tardío y más jóvenes.

Se reconoce un sistema de fallas secundarias de orientación N30W, con una extensión aproximada de 15 km y cinemática transcurrente dextral (transpresiva) y, al igual que el sistema principal, se encuentra enraizada en fallas extensionales jurásicas (Figs. 11 y 12). Este sistema de fallas conforma la flor positiva, la cual presenta dimensiones de 15 km de largo, 8 km en el ancho y un relieve vertical de más de 100 milisegundos (aproximadamente 150 metros).

Por último, se interpreta un segundo sistema de fallas secundario de orientación N30-50E, con una extensión aproximada de 10 km, de cinemática transtensional dextral y, al igual que el resto de los sistemas, conectado en profundidad con fallas extensionales jurásicas.

La estructura en planta se caracteriza por distintos sistemas de falla con una notable oblicuidad en sus orientaciones, además, la presencia de una estructura de flor positiva interpretada a partir de un modelo de cizalla simple ha permitido relacionar las direcciones de acortamiento y alargamiento con la cinemática de estos distintos elementos estructurales (Fig. 12b). De esta forma, se interpreta que el régimen de estrés que generó la estructura actual poseía una dirección de contracción en la orientación N60E (coincidente con el máximo estrés horizontal) y dilatación en la orientación N150E, coincidente con el mínimo estrés horizontal regional inferido, asociando a los sistemas de falla N20-30W de cinemática transcurrente inversa con sistemas de falla N5-30E y N30-50E de cinemática transcurrente dextral extensional, respectivamente.

A escala de pozo, el análisis de la ovalización sugiere una orientación del estrés similar con la mencionada en el párrafo anterior, con un estrés horizontal máximo orientado en N40E, a su vez que las fracturas resistivas y conductivas observadas en las imágenes resistivas, presentan clara tendencia N-S. Con

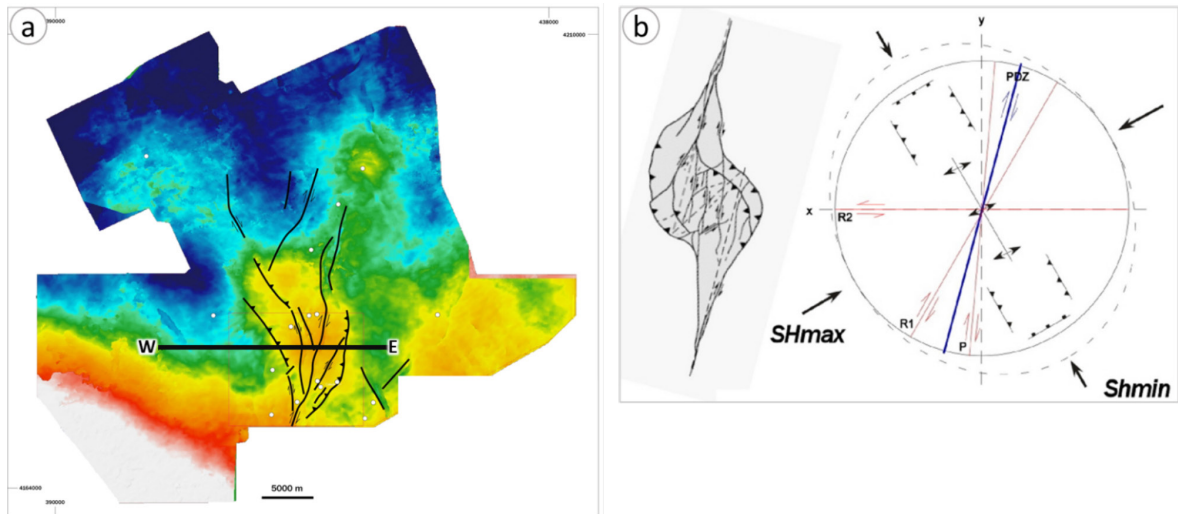


Figura 12. a) Mapa estructural en tiempo para el horizonte A1 (Oligoceno Inferior). Los círculos blancos representan los pozos perforados, sección sísmica WE se muestra en la Fig. 11. b) Modelo estructural de cizalla simple en mostrando la orientación de estructuras y orientación inferida de los ejes máximo y mínimo de los esfuerzos horizontales (SHmax, Shmin).

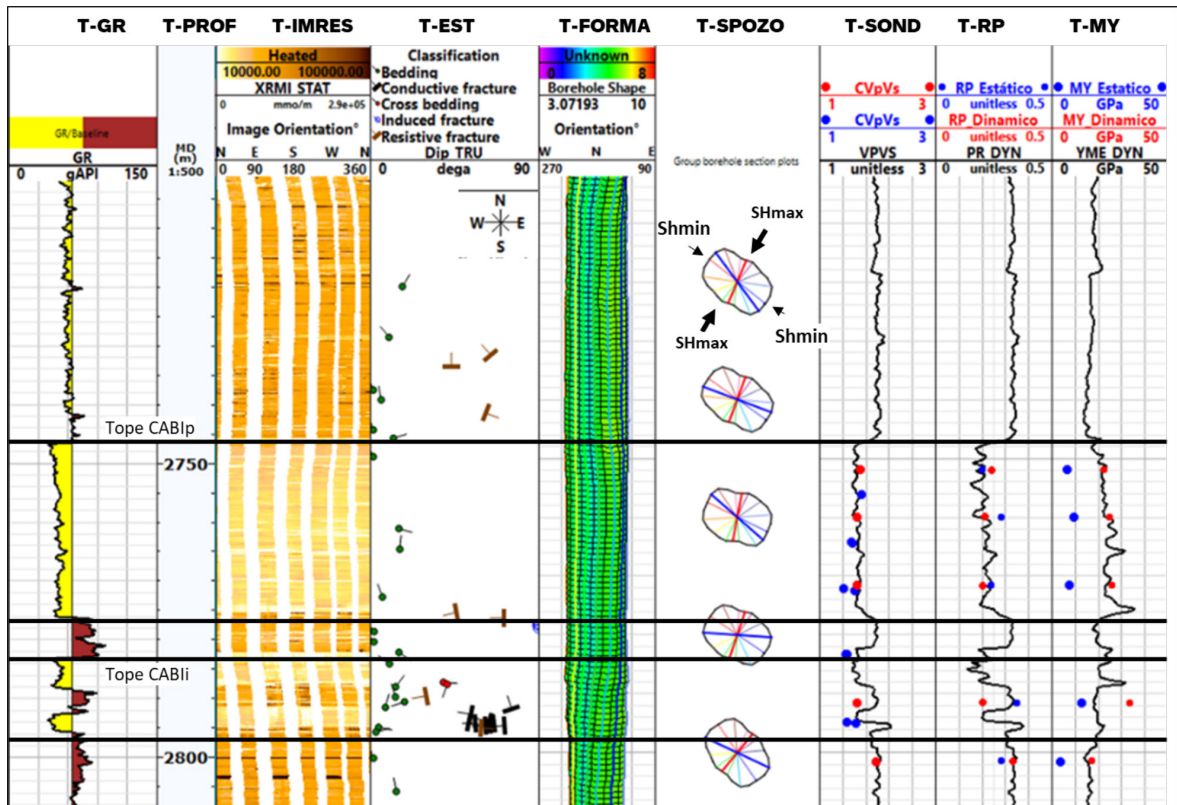


Figura 13. Análisis de imagen resistivas y ovalización de pozo mostrando la orientación interpretada de los esfuerzos horizontales.

esta información es posible confirmar que el régimen actual local es el responsable de la conformación de la estructura observada y, de acuerdo con su orientación, se puede predecir que la dirección preferencial de propagación de la fractura hidráulica ocurre en la dirección N30E - N50E (Figura 13).

La conectividad hidráulica de las fallas del reservorio en un régimen transcurrente como ocurre en el entorno del yacimiento Cahuil está afectada por su orientación, o por la orientación del segmento, en el caso que sean fallas de traza no-lineal. Este tipo de inferencias pueden ser relevantes al momento de plantear las hipótesis de barrera de permeabilidad usadas en el modelo de simulación dinámica del reservorio.

Este sistema estructural, enraizado a fallas profundas genéticamente relacionadas a los bordes de hemigrábenes jurásicos, atraviesa las unidades reservorios (CABI) y se postula como la principal vía de migración de los hidrocarburos desde la roca madre cretácica. La sobrepresión registrada en el yacimiento Cahuil, que alcanza 3200 psi sobre la presión normal, además de la existencia de acumulaciones de gas en areniscas ubicadas a 1600 y 600 m de profundidad, dentro del mismo bloque estructural, es un antecedente que reafirma la idea de una migración vertical profunda, controlada por fallas que conectan distintos reservorios (Fig. 14).

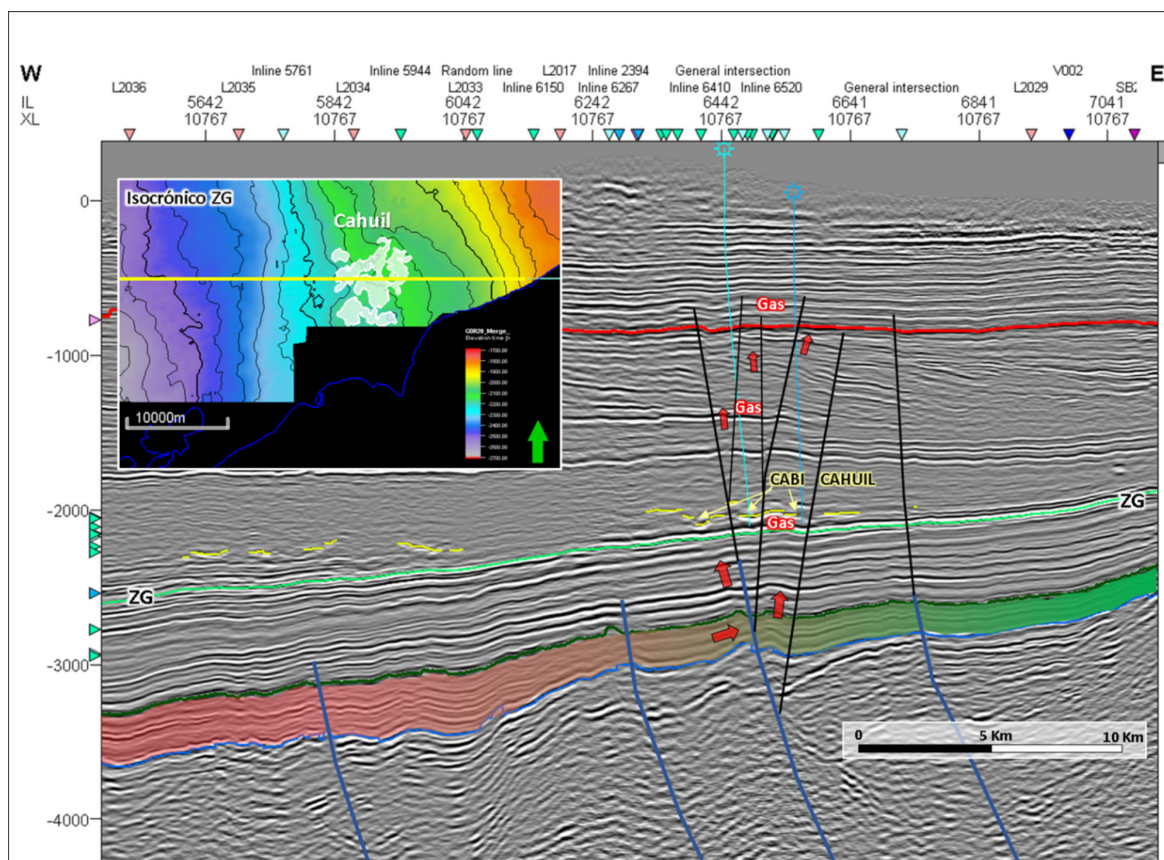


Figura 14. Migración de hidrocarburos a través de fallas desde la roca madre cretácica (zona en color rojo y verde). Además de cargar el reservorio del yacimiento Cahuil, esta migración alcanza niveles más someros, acumulando gas en pequeños yacimientos de edad Oligo-Mioceno. Mapa (superior izquierda), muestra la ubicación de la sección sísmica, la distribución del reservorio del yacimiento Cahuil y de fondo, una imagen isocrónica de un reflector cercano al techo de la Zona Glauconítica (ZG)

La acumulación del hidrocarburo en las areniscas del reservorio es posible porque se configura un sistema con una migración, trampa y sello eficaz. Desde el punto de vista estructural, el complejo de cuerpos arenosos del yacimiento Cahuil se ubica muy cercano a la posición estructural más alta observada para la distribución estratigráfica de estos cuerpos hacia el este y noreste, dirección en la que se eleva la estructura; en ese sentido también se terminan acuñando estos depósitos para transicionar rápidamente a arcillolitas de plataforma (Fig. 14). Por otra parte, el carácter discontinuo de estos depósitos en unidades relativamente independientes, de menos de una decena de kilómetros cuadrados de dimensión por cada geocuerpo símicamente observable, permite un llenado eficiente, de alta saturación y presión, muy bien preservado por el sello arcilloso que está en contacto vertical y lateral con estos reservorios.

De esta manera, la asociación de un sistema de fallas profundas con roca madre del Cretácico Inferior, en torno a los 4.000 metros de profundidad, y su conexión vertical con niveles de reservorios arenosos más someros, que se ubican en la parte alta de la estructura y cuentan con buenos sellos estratigráficos, constituye el principal mecanismo que permite la migración y el entrapamiento de gas en el yacimiento Cahuil.

Características Productivas del Yacimiento

Desde el punto de vista productivo, el yacimiento Cahuil constituye un reservorio tight de gas-condensado que se encuentra a una presión original de 7.200 psia., lo que constituye una condición de sobrepresión a la profundidad del yacimiento. El campo produce principalmente gas y condensado a través de 11 pozos (a abril 2022), todos ellos fracturados hidráulicamente. La historia de producción del campo muestra que ella parte en el año 2019 con volúmenes significativos (sobre 500 Mm³/d de gas) y a principios del año 2022 se supera el millón de metros cúbicos por día de producción (Fig. 15a).

Todos los pozos se estimularon con una única fractura hidráulica vertical que abarca completamente el espesor del reservorio CABI. El fluido empleado en las fracturas es gel cross-link y en otras una combinación de gel lineal y cross-link, dependiendo principalmente de las condiciones petrofísicas del reservorio en cada pozo.

Los caudales iniciales por pozo se encuentran en el rango de 150 a 250 Mm³/d, con razones de gas condensado iniciales en el rango 6.000 a 10.000 m³/m³. La permeabilidad media de los pozos oscila entre 0,1 y 0,5 mD y la porosidad media efectiva es de 18%.

El fluido del reservorio ha sido caracterizado mediante 2 ensayos PVT en diferentes pozos, cuyos resultados muestran un gas subsaturado con una presión de rocío de 4.515 y 5.155 psia respectivamente. De acuerdo con estos ensayos la tasa de producción de GLP está en el rango de 76 a 113 m³/MMm³ de gas producido y la tasa de producción de pentanos y fracciones más pesadas (C5+) en el rango de 89 a 122 m³/MMm³ de gas (Fig. 15b).

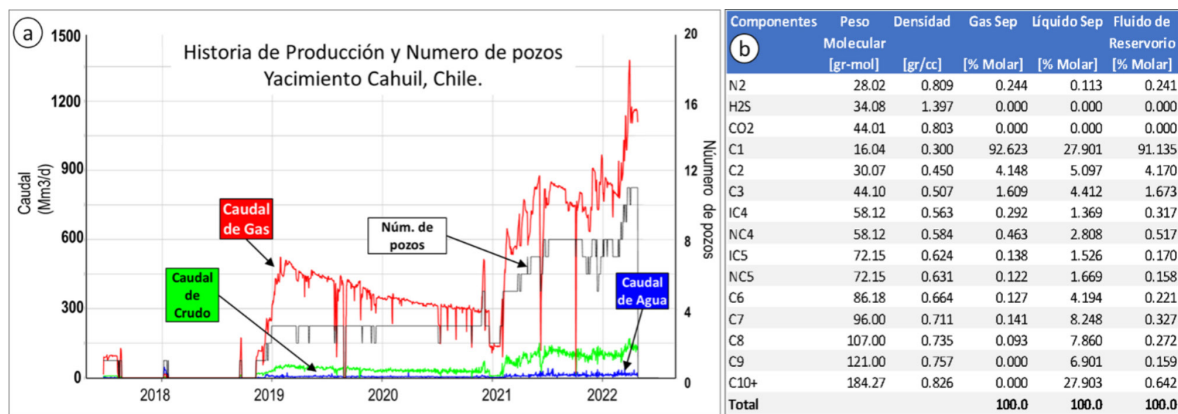


Figura 15. a) Historia de producción yacimiento Cahuil y b) composición de fluido del reservorio de una de las muestras analizada en laboratorio.

El yacimiento es monitoreado con mediciones diarias de caudal y presión en superficie en cada pozo, gracias a lo cual es posible el análisis a través de metodologías como *Rate Transient Analysis* (RTA). Este método, más robusto y confiable que el análisis de declinación, es una importante herramienta para estimar parámetros de reservorio como permeabilidad, largo de fractura y áreas de drenaje, esenciales para la planificación del desarrollo y cálculo de reservas de los pozos.

En las Figs. 16a y 16b, se muestran los gráficos de diagnóstico de Blasingame y Log-log, aplicando la metodología RTA para un pozo en particular del yacimiento. El uso de esta metodología permite diagnosticar los regímenes de flujo, flujo lineal debido a la fractura hidráulica y la transición hacia el flujo de *pseudo steady state* (PSS) o *boundary dominated flow* (BDF).

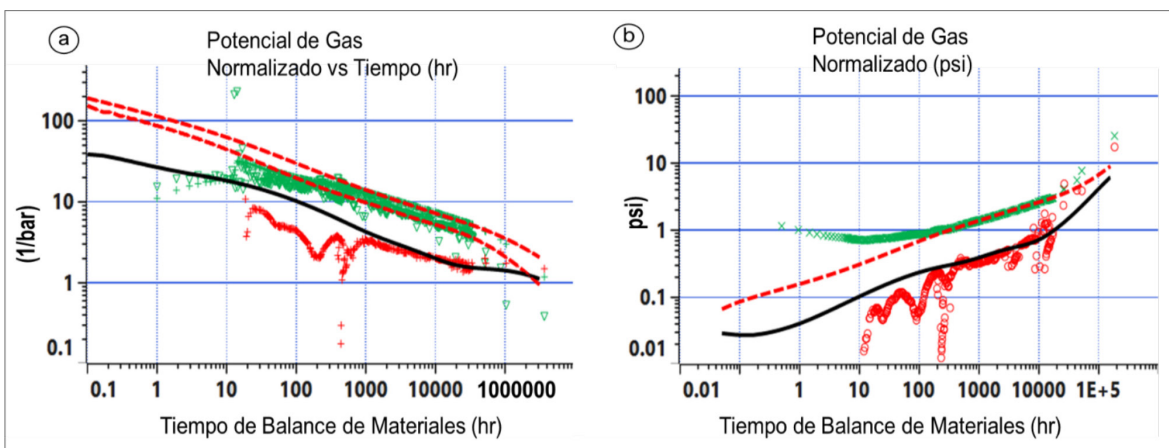


Figura 16. Gráficos de diagnóstico Blasingame mostrando potencial normalizado (NP), integral (NPI) y derivada en Log-Log plot.

Cada pozo fue analizado con esta técnica y tanto un modelo analítico como numérico fueron seleccionados y ajustados. En la Figura 17 se observa el ajuste de la historia productiva (caudal y presión) con el modelo seleccionado para este pozo. Con dichos modelos, es posible generar pronósticos de mediano y largo plazo y estimar las recuperaciones finales por pozo (EUR).

Las interpretaciones de producción anteriormente mencionadas integran sistemáticamente a los modelos de geología y geofísica, permitiendo la construcción de un modelo de simulación numérica de todo el campo. La Figura 18a muestra la grilla estructural en profundidad del modelo que consta de 8 capas y de geometría hexagonal, con un total de 64672 celdas activas. Entorno a las ubicaciones de los pozos fracturados existentes, se definen refinamientos locales de la grilla orientados en la dirección de propagación inferida para la fractura hidráulica, con el objeto de computar los gradientes de presión a lo largo de las fracturas.

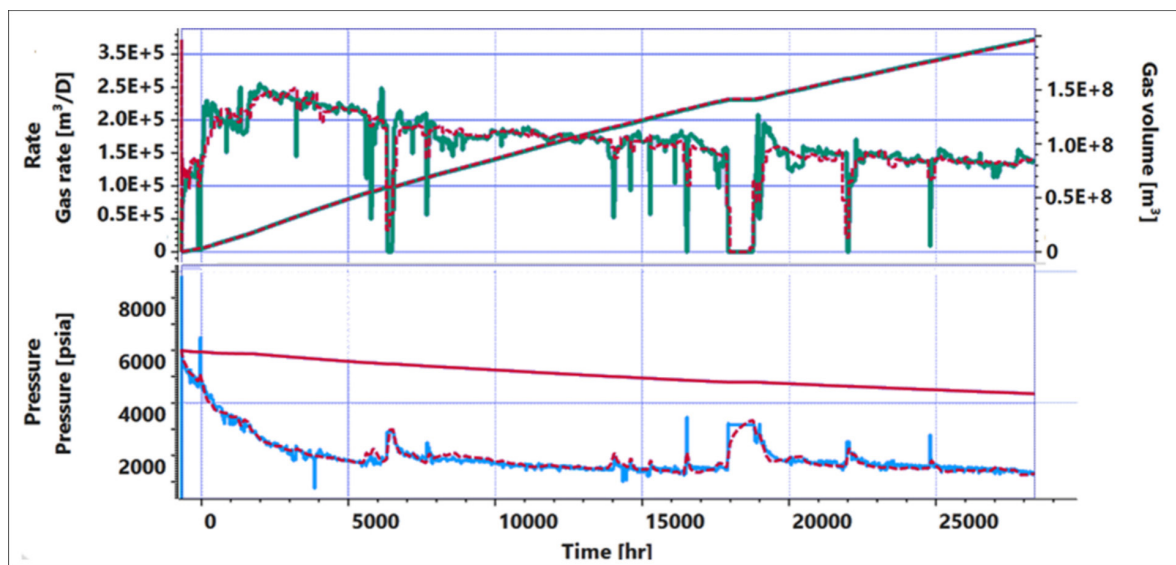


Figura 17. Ajuste histórico del caudal y presión de producción para un pozo del yacimiento Cahuil.

Las presiones históricas de fondo fluyendo y presiones estáticas han sido ajustadas para cada pozo. En la Figura 18b se observa el ajuste de presiones de uno de los pozos. En la parte superior del gráfico se muestra el caudal de gas histórico y simulado.

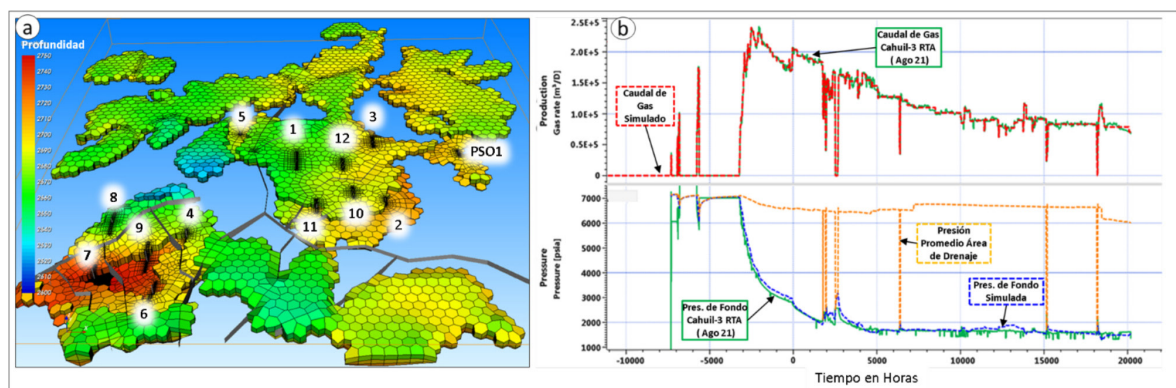


Figura 18. a) Grilla del modelo de simulación numérica geocelular con la ubicación de los pozos Cahuil ZG-1 a Cahuil-12, PSO1=Puerto Sara Oeste ZG-1. b) Ajuste histórico del pronóstico de producción y presiones obtenido del modelo de simulación para uno de los pozos del yacimiento.

Este modelo integrado se ha utilizado para estudiar el comportamiento productivo de los pozos, calibrar las estimaciones de permeabilidad, largo de fractura, productividad, interferencia y áreas de drenaje.

Una vez realizado el ajuste histórico, el modelo de reservorio integrado se ha empleado para realizar pronósticos de mediano y largo plazo de los pozos existentes, así como la planificación del desarrollo del campo con la incorporación a la cartera 22 pozos adicionales a perforar en los siguientes 6 a 7 años.

CONCLUSIONES

El yacimiento Cahuil es el primer ejemplo comercial conocido para el play exploratorio denominado CABI-Paleoceno en la cuenca de Magallanes, el cual consiste en areniscas depositadas en un reservorio clástico arenoso depositado en un ambiente marino profundo mediante flujos gravitacionales de tipo turbidítico provenientes desde el este y norte de la cuenca. Este reservorio, de naturaleza espacialmente restringida y de carácter multi-episódico, se encuentra saturado en hidrocarburo mayoritariamente gaseoso, con componentes minoritarios más pesados que propano, y en condición de sobrepresión.

El reservorio está constituido por un complejo de canales arenosos que se apilan y engranan parcialmente, inmersos en un relleno Paleógeno predominantemente arcilloso. Su expresión sísmica se caracteriza por reflectores discontinuos, de alta amplitud y de geometría ondulosa.

Entre los mecanismos potencialmente responsables de la carga de este reservorio, el más probable correspondería al transporte de hidrocarburos a través de conductos subverticales, generados por las fallas que afectan a las secuencias cretácicas y paleógenas en un régimen de transcurrancia.

Sólo se conoce la existencia de una única roca madre candidata para la generación de volúmenes significativos de gas en la cuenca, que corresponde a las secuencias del cretácico inferior. Estas se encontrarían en ventana de gas aproximadamente en la posición en donde se encuentra el yacimiento Cahuil, lo que es consistente con el argumento de la migración vertical.

Mediante correlación de pozos se sugiere una parcial discontinuidad lateral por acuñaamiento de las areniscas o cambios de facies. Estas variaciones laterales pueden deberse a la avulsión y/o a algún tipo de control tectono-estratigráfico, ambos aspectos que están en estudio para el yacimiento. De forma similar, se han observado variaciones significativas en el espesor total (*gross*) del reservorio, lo que constituye una de las causas de la incertidumbre en las estimaciones volumétricas de los recursos del yacimiento. El origen de la variabilidad del espesor podría estar relacionadas con las causas tectono-sedimentarias mencionadas y a la naturaleza multi-episódica del reservorio.

Las fallas que afectan al reservorio CABI del yacimiento Cahuil tienen un potencial de compartimentalización del reservorio que aún no ha podido ser evidenciado mediante otro tipo

de dato complementario, como podría ser mediante la respuesta de presión en pozos cercanos o la detección de barreras de permeabilidad. Es posible que esta respuesta dependa de la geometría de las fallas respecto de la orientación del régimen de estrés, de modo tal que los segmentos de falla que se encuentren localmente en compresión funcionen como barreras de permeabilidad, mientras que los segmentos que se encuentren localmente en transurrencia, puedan actuar como conductos laterales y verticales.

Para el caso del yacimiento Cahuil, la condición de reservorio tight gas de alta porosidad y baja permeabilidad, se explicaría en el detrimento de la permeabilidad a causa de procesos diagenéticos asociados a la precipitación de carbonatos en las gargantas porales. En algunos casos la presencia de los carbonatos es visible a simple vista en la corona, definiendo una zona blanquecina de bordes irregulares.

Al momento se han identificado patrones de anomalías de amplitud similares a las observadas en el yacimiento Cahuil; en un pozo recientemente perforado en el bloque Coirón se exploró una de estas anomalías que resultó en las mismas características litológicas y petrofísicas. Este antecedente refuerza del potencial exploratorio de este play en la Cuenca de Magallanes.

AGRADECIMIENTOS

Los autores de esta publicación agradecen a las gerencias de ENAP Magallanes y SIPETROL por autorizar la presentación de este trabajo en CONEXPLO 2022, entregando además todo el apoyo de información y logístico necesario para la elaboración de este documento.

REFERENCIAS

- Aguirre, G., Agurto, C., Carpinelli, A., Gschaidner, C.T., Valderrama, J.M., Zapata, R., Pinto, J., Zurita, E., Verdugo, M., Yaksic, I. y Soto L., 2018. "Antecedentes Geológicos, Geofísicos y Productivos del Yacimiento Cahuil. Propuestas de Extensión 2019 - Bloque Dorado Riquelme", archivo técnico de ENAP.
- Gardner, M. H. y Borer, J. M. (2000). "Submarine Channel Architecture Along a Slope-to-Basin Profile, Brushy Canyon Formation, West Texas". In A. H. Bouma, C. E. Stelling, y C. G. Stone, *Fine-Grained Turbidite Systems*, pp. 1-23.
- MacEachern, J. A. y Bann, K. L., 2008. "The role of ichnology in refining shallow marine facies models". In G. J. Hampson, R. J. Steel, P. M. Burgess, & R. W. Dalrymple, *Recent Advances in Models of Siliciclastic Shallow-Marine Stratigraphy* (pp. 73 -116). SEPM Special Publication 90.
- Menichetti, M., Lodolo, E. y Tassone, A., 2008. Structural geology of the Fuegian Andes and Magallanes fold thrust belt- Tierra del Fuego Island. In *Geologica Acta* Vol. 6, N°1, pp. 19-42.
- Pinto, J., González, D. y Agurto, C., 2017. Implementación de Técnicas Analíticas a Muestras de Rocas del Terciario de la Cuenca de Magallanes. Informe de Avances. archivo técnico ENAP.

- Pinto, J. A., González, Mella, P., Zapata, R., Aguirre, G., Carpinelli, C. y Zurita, E., 2018. Removili- zación e Inyección de arena en el Paleoceno- Eoceno de la Cuenca de Antepaís Magallanes, Chile: Características e Implicancias para la Exploración y Producción Petrolífera del Paleó- geno. In “10° Congreso de Exploración y De- sarrollo de Hidrocarburos” (CONEXPLO), pp. 891-915.
- Pinto, J. A., González, D. L., Agurto, C., Pérez, Á. y Mella, P., 2019. “Cronoestratigrafía y Potencial Petrolífero de la Antefosa Cenozoica de la Cuen- ca de Antepaís Magallanes: Area Cabo Negro – Dorado Riquelme”. archivo técnico ENAP.
- Zapata, R., Agurto, C., Sánchez y J. Carpinelli, A., 2022. Modelamiento de Respuesta Sísmica del Terciario de la Cuenca de Magallanes. Respues- ta Sísmica del Reservorio Turbidítico CABI, del Paleoceno-Eoceno, Cuenca de Magallanes. CO- NEXPLO 2022