



Revitalización con inyección de polímeros

del yacimiento Cañadón León, flanco sur de la cuenca del golfo San Jorge, Argentina

Por *Andrés Legarreta, Valeria Mayer Bordón, Carolina Martínez, Rosina Barberis, Florencia Schein y Luis Martino* (YPF S.A.)

Este trabajo fue seleccionado como el mejor por el tema Desarrollo y Sustentabilidad en el marco del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (CONEXPLO) realizado por el IAPG en noviembre de 2022.



El área Cañadón León cuenta con un importante desarrollo de reservorios correspondientes a los miembros Cañadón Seco y Caleta Olivia, de la Formación Cañadón Seco. A lo largo de la historia, las características geológicas y condiciones dinámicas de estas unidades han demostrado una baja eficiencia de barrido por inyección de agua. La desfavorable relación de movilidad en petróleo con viscosidades superiores a los 20cP y profundidades del orden de 1100 mbnm resultan condiciones óptimas para la evaluación de la oportunidad de recuperación mejorada por inyección de polímeros (EOR, *enhanced oil recovery*).

El uso de polímeros para la recuperación de petróleo tiene como vector principal el costo del químico asociado. Un proyecto sustentable de EOR requiere enfocar la inyección a los reservorios con mayores oportunidades, caracterizadas por tamaño, estructura, presiones, temperatura y saturación de agua.

En este trabajo se detalla la metodología empleada en el estudio del “Bloque B” ubicado en la zona sudoeste del activo que llevó a implementar un piloto de inyección de polímero que inició su actividad en mayo de 2022.

El yacimiento inició su desarrollo a principios de 1940 y cuenta con una extensa historia de producción y gran volumen de datos provenientes de diferentes fuentes y tecnologías, que generan un gran desafío para su interpretación. Sin embargo, mediante la integración de las distintas disciplinas se identificaron los reservorios objetivo determinando las siguientes incertidumbres como principales:

1. Conectividad y extensión lateral de reservorios conectados.
2. Distribución de la saturación remanente de petróleo.

El piloto, por lo tanto, buscará reducir las principales incertidumbres de subsuelo con el objetivo de expandir la actividad con inyección de polímeros al utilizar como soporte los múltiples modelos predictivos del área, y estimar con mayor precisión el impacto que tienen cada una de las variables mencionadas en el futuro desarrollo.

La evaluación del piloto se espera hacia fines de 2024 previendo un desarrollo con una gran actividad asociada (más de 70 pozos nuevos) en caso de tener resultados positivos.

Yacimiento

El Yacimiento Cañadón León se ubica aproximadamente a 80 km al Sudoeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia en el flanco Sur de la cuenca del Golfo de San Jorge, en la provincia de Santa Cruz, Argentina (Figura 1). La concesión presenta una extensión de unos 420 km² y contempla una región subdividida en 11 bloques. Cuenta con más de 2800 pozos productores e inyectores, de los cuales 360 están activos con un distanciamiento promedio histórico de aproximadamente 250 m.

Durante los últimos años, el campo centró su actividad en los objetivos profundos y en algunos proyectos de secundaria de pequeña envergadura que no lograron revertir el declino. El estudio de recuperación por polímero del “Bloque B” busca revitalizar una zona que desde 2012 se encuentra con actividad marginal, pero con gran potencial remanente.

Estudio geológico Bloque B

El modelo estático parte de un modelo geológico semiregional, con un marco estructural definido a partir de sísmica 3D, un análisis estratigráfico local dentro de un contexto regional y un modelo de facies a partir del análisis de testigos corona extraídos en la zona, y calibrados con los perfiles eléctricos.

Los reservorios de interés para este proyecto corresponden a los Miembros Cañadón Seco 1 (CS) y Caleta Olivia (CO) de la formación Cañadón Seco (Lesta, 1968). Estas unidades están conformadas principalmente por

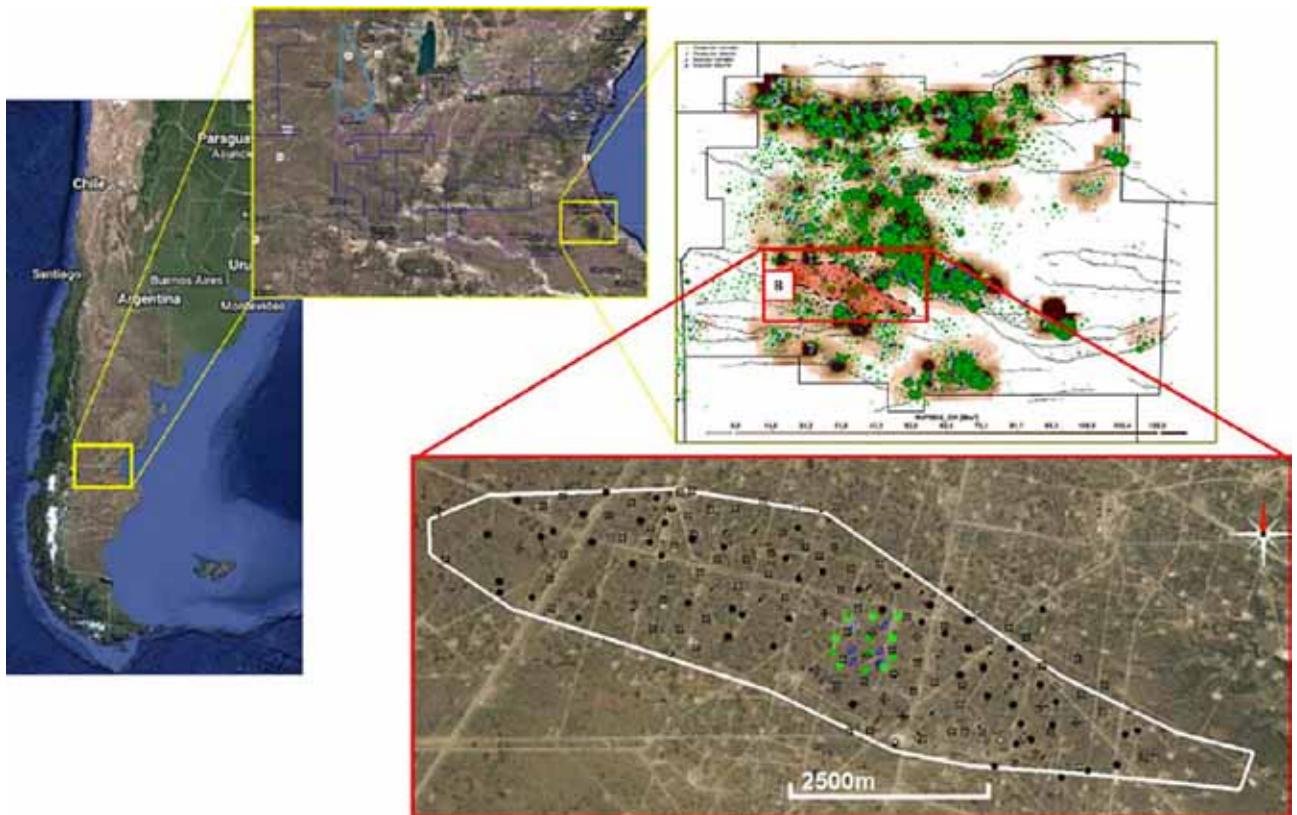


Figura 1. Yacimiento Cañadón León y zona de interés - CGSJ, San Cruz, Argentina (En color, los pozos involucrados en el proyecto piloto).

areniscas y areniscas tobáceas de grano grueso a mediano que, en ocasiones, conforman importantes apilamientos de hasta 10 me de espesor con una buena continuidad lateral (Kaminszczik *et al.*, 2012), depositados por corrientes tractivas de canales fluviales (Hechem, 1998). Las condiciones de deposición impusieron una distribución de facies heterogénea, que sumado a los procesos diagenéticos dan como resultado características petrofísicas muy variables de los reservorios.

La estructura regional muestra una tendencia general de orientación O-E e inclinación de los reservorios hacia el NE, conformando una estructura tipo homoclinal hacia las formaciones más someras (Kaminszczik *et al.*, 2012). La interpretación del registro sísmico 3D en concordancia con los datos de pozos, evidencian un relieve progresivamente afectado por fallas en las unidades más profundas. Estas fallas son de tipo normal y se relacionan con los esfuerzos extensivos de *rifting* durante la etapa de generación de la cuenca (Ramos, 2014; Sylwan, 2001), delimitando hemi-grábenes, grábenes y horsts que conforman "bloques" dentro de los cuales los fluidos quedan desconectados dinámicamente de los sectores aledaños, según demuestran las historias de producción.

El modelo estratigráfico se construyó acompañando la interpretación estratigráfica en un contexto semiregional. Se trabajó con curvas de proporción vertical (CPV) que permitieran reconocer ciclos de mayor jerarquía en los bloques de estudio de la zona, y que se pudieran in-

tegrar a la información adquirida en los testigos corona. Este análisis permitió definir cuatro secciones de aproximadamente 100 m de espesor (Figura 2), que subdividen CS y CO en secciones inferior y superior; e identificar 6 ciclos de pequeña escala (~40 m espesor) que funcionan para el desarrollo a nivel del modelo sectorial. Los *markers* se colocaron en los niveles de menor NTG, que típicamente coinciden con "cuellos" de alto contenido de arcilitas.

El modelo de facies considera el contexto semiregional y la integración de los estudios petrofísicos y mineralógicos de otras coronas para su entendimiento. Se definieron diversos modelos conceptuales en términos de proporción de facies, distribución en el espacio, heterogeneidad y su efecto en la conectividad. La dispersión de valores de porosidad y permeabilidad para una misma facies granulométrica llevó a analizar rigurosamente las diferencias encontradas entre facies litológicas (descritas a nivel de corona), facies granulométricas (capturadas a nivel de perfiles eléctricos) y petrofacies (identificadas por sus propiedades K-Phi y alineadas con los *rocktypes* del modelo). La interpretación del estudio integrado evidenció que el efecto de la diagénesis en los reservorios de este sector impactó fuertemente en las propiedades petrofísicas observadas para un mismo rango de granulometría.

Con el objetivo de mantener la representatividad de la distribución de facies y las propiedades petrofísicas, se

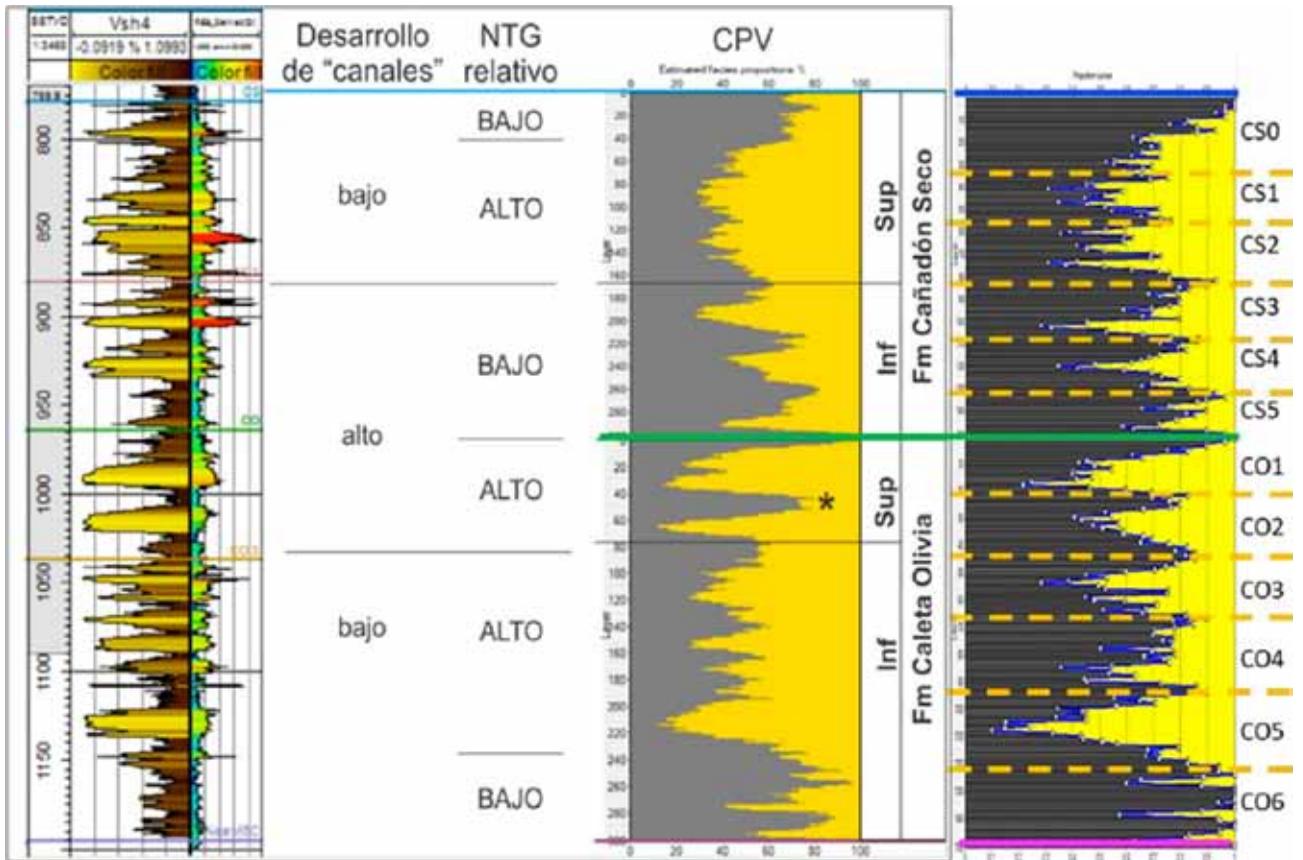


Figura 2. Definición de los miembros inferior y superior de Caleta Olivia y Cañadón Seco en la región.

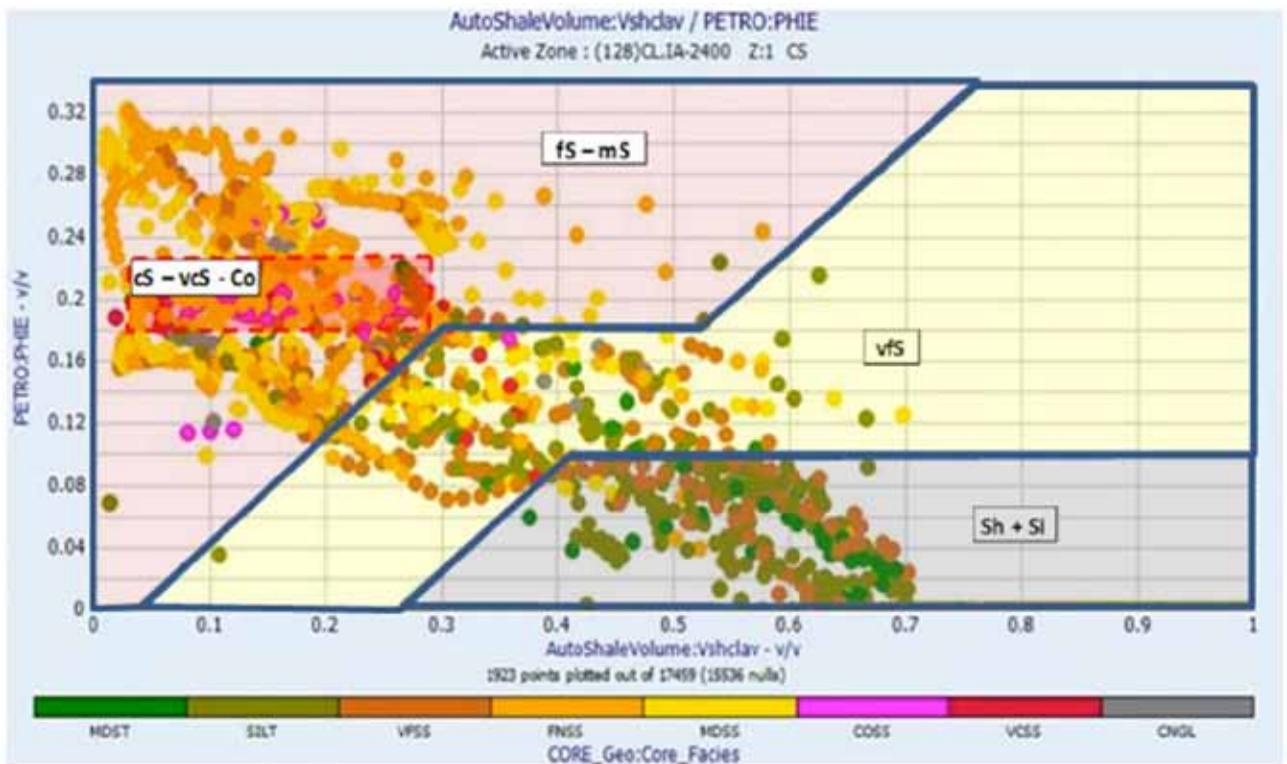


Figura 3. Definición de facies - porosidad - Vshale. Se observa la dispersión de las facies granulométricas en las coronas, por lo que se seleccionaron criterios litológicos y petrofacies para el modelo de facies.

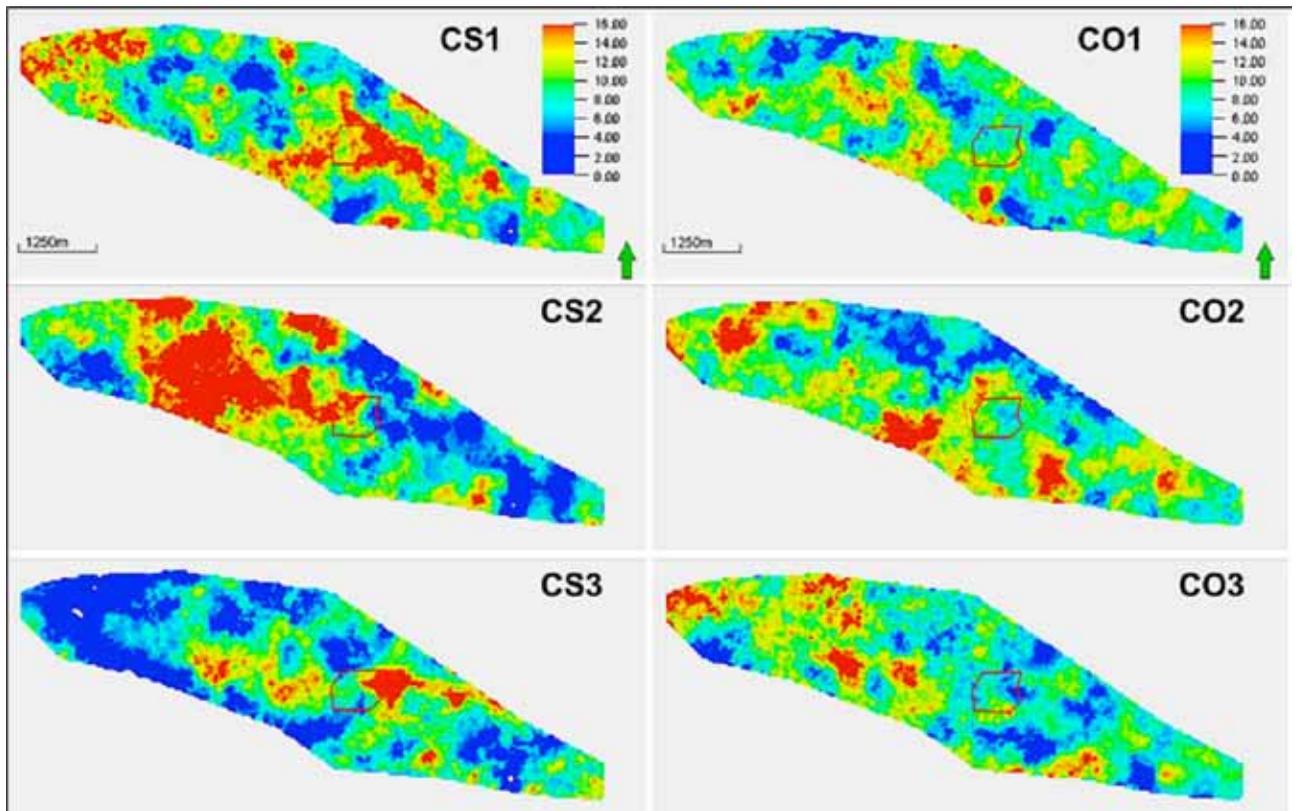


Figura 4. Espesores [m] de facies reservorio (Facies 2, 3, 4 con cutoff de 0,1 mD). A la izquierda CS ciclos CS1, CS2 y CS3 | A la derecha CO ciclos CO1, CO2 y CO3. Polígono rojo corresponde al proyecto Piloto.

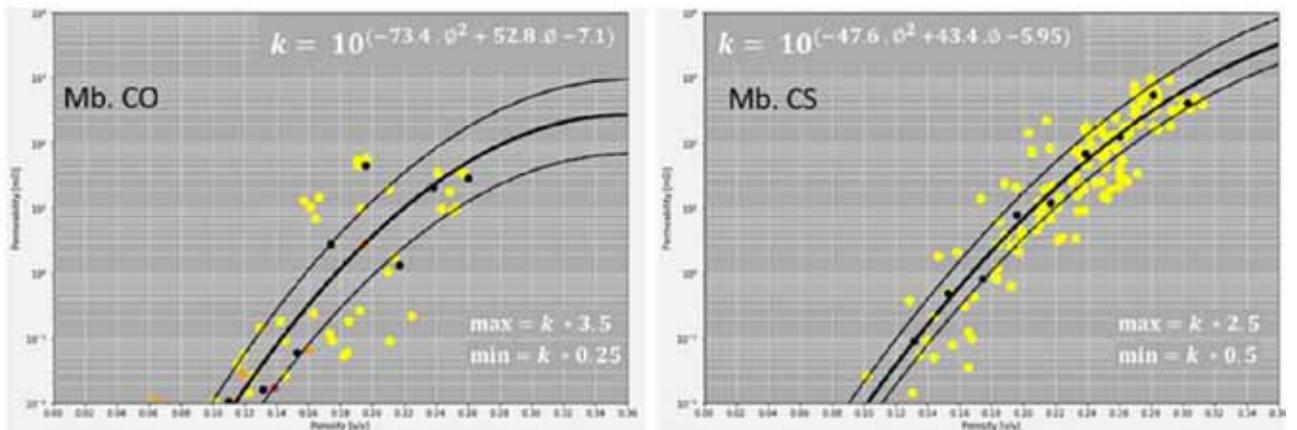


Figura 5. Se observa el rango de dispersión de permeabilidad para dos facies definidas en cada uno de los niveles reservorio, y la sensibilidad seleccionada aplicable al set de datos

definieron facies mediante *cutoffs* combinados de VSH y porosidad (Figura 3), reduciendo los rangos de dispersión entre las litofacies definidas en los *plugs* y las propiedades petrofísicas registradas para cada caso. Esto permitió la construcción de un poblado de permeabilidad capaz de reflejar la calidad de los reservorios, la distribución de las propiedades en el espacio y de fortalecer el entendimiento y representatividad del análisis de los volúmenes conectados. Con estas facies se identificaron con mayor claridad los ciclos de depositación en concordancia con

sus propiedades petrofísicas, evidenciando el desarrollo de fajas de canal y planicies de inundación.

La distribución de areniscas (Figura 4) en CO superior para las arenas reservorios (facies 2, 3 y 4 con *cutoff* de 0,1 mD) resulta uniforme de manera global dentro del bloque. En los intervalos analizados para CS (CS1, CS2, CS3), la diferenciación de sectores de fajas de canal y planicies es mucho más marcado para las mismas facies, mostrando una mayor heterogeneidad tanto arealmente como en la vertical.

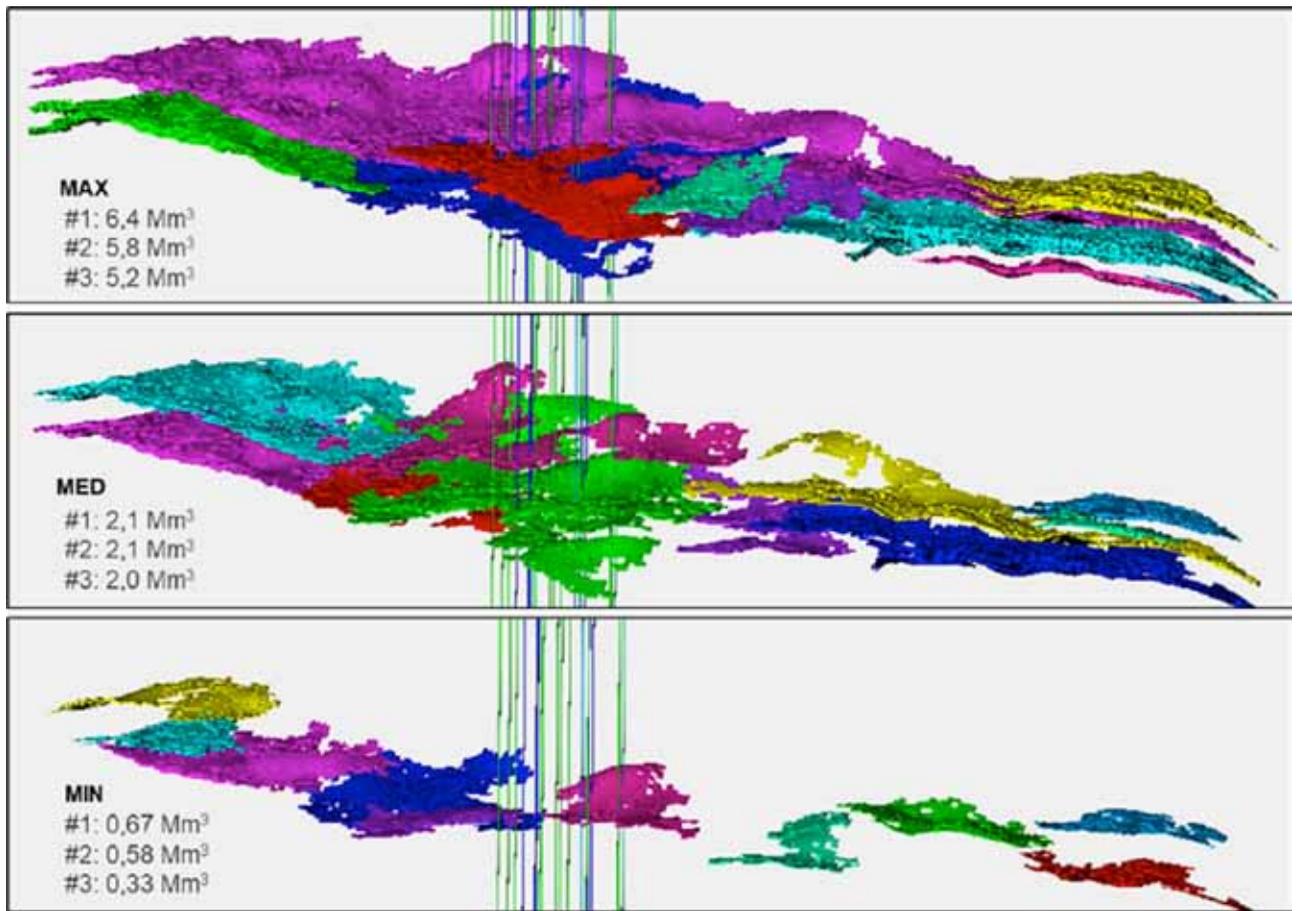


Figura 6. Distribución espacial de los volúmenes conectados del Mb. CO. Se destaca la variabilidad de volúmenes porales de los tres cuerpos de mayor jerarquía, para los diferentes escenarios de leyes K-Phi (con *cutoff* de 50mD).

El modelo de porosidad fue construido y calibrado a partir de perfiles sónicos, ajustados con los datos obtenidos en la corona extraída en la zona central del bloque (en uno de los pozos del proyecto piloto). Estas grillas permitieron capturar las propiedades petrofísicas evidenciadas en los reservorios como producto de las variaciones granulométricas, como así también por el efecto de la cementación. Sin embargo, la resolución de lectura de los perfiles no alcanza a representar la dispersión de permeabilidad observada en los *plugs*. Las mediciones de permeabilidad en la corona mostraron una variabilidad de hasta dos órdenes de magnitud en rangos inferiores a los 10 cm (para una facies). Queda de manifiesto la necesidad de representar estos patrones en el modelo estático, con el fin de favorecer una dinámica de fluidos propia de un ambiente altamente heterogéneo, donde coexisten vías de flujo de alto contraste de permeabilidad.

Para cada nivel reservorio (CO y CS), se evaluaron múltiples escenarios independientes de rangos de variabilidad de permeabilidad considerando las mediciones por facies en las coronas del estudio semiregional (Figura 5). De esta manera se obtuvo una familia de modelos (conservadores - optimistas), que impactan en el grado de conectividad de los reservorios.

Con el fin de evaluar el impacto de la sensibilidad de

las leyes K-Phi en la conectividad, se estableció un criterio *ad hoc* de estimación volumétrica de los tres cuerpos de arena de mayor jerarquía con un *cutoff* de 50 mD, que resalta las principales diferencias entre los rangos de permeabilidad.

En la figura 6 se exponen, a modo de ejemplo, tres escenarios (con igual probabilidad de ocurrencia) sobre los cuales se visualizan las extensiones laterales, los tamaños de cada reservorio y se corrobora la variabilidad de hasta en un orden de magnitud entre el caso de mínima y máxima.

La definición de escenarios con múltiples leyes K-Phi, refleja el grado de incertidumbre del modelo y permite representar distintas condiciones de barrido, tamaños de oportunidades (ROIP) y detectar escenarios o condiciones no viables para la inyección.

Modelado dinámico

El modelo integral del bloque B tiene como punto de partida el modelo geológico luego de la secuencia: facies-porosidad-arcillosidad-leyes K-Phi que establecen múltiples escenarios de conectividad de reservorios.

La etapa más relevante del modelo dinámico consis-

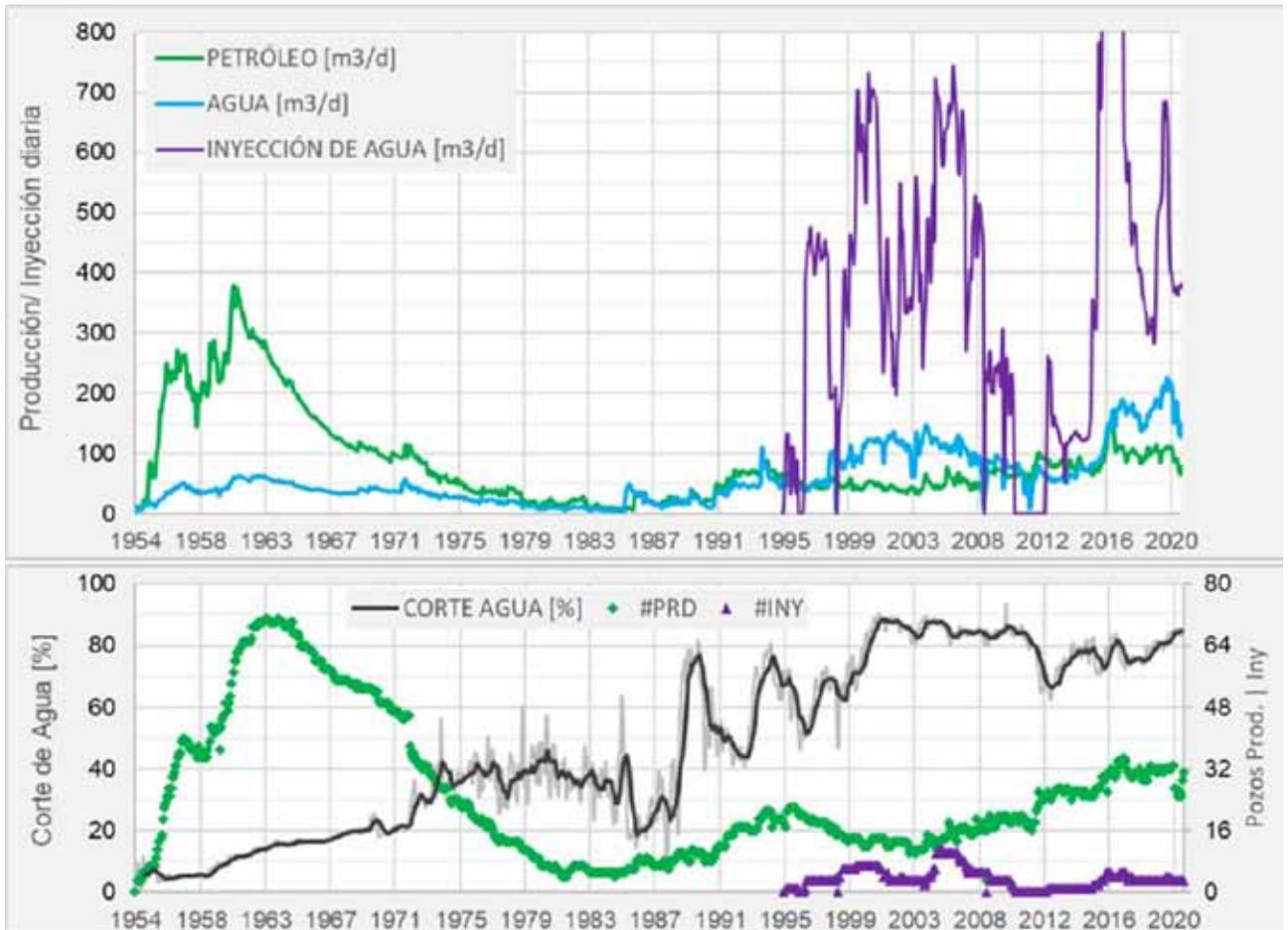


Figura 7. Historia de producción e inyección de agua (CAP IV). Si bien la recuperación secundaria inicia a mediados de los noventa, el aumento de producción se asocia al incremento de pozos activos. Se evidencia un fuerte incremento en el corte de agua sin una respuesta considerable de petróleo secundario.

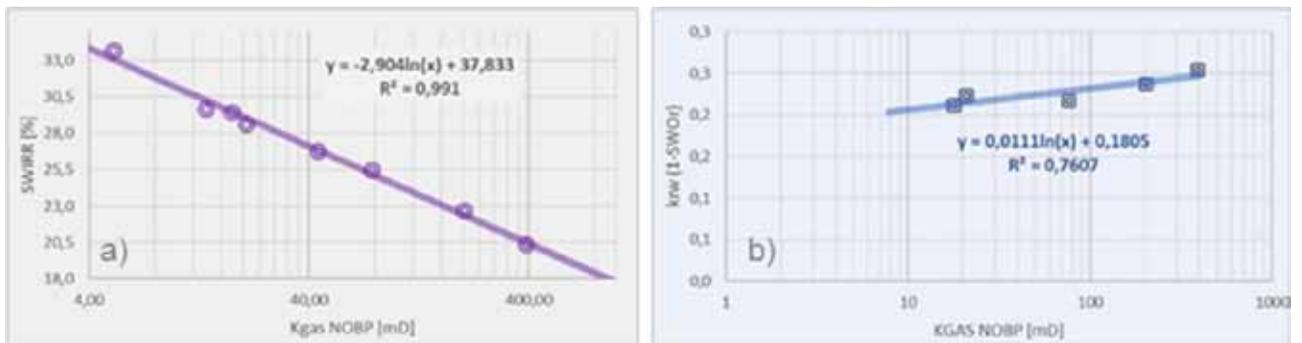


Figura 8. Puntos extremos correlacionados con la permeabilidad. a) Swirr; b) Kwr.

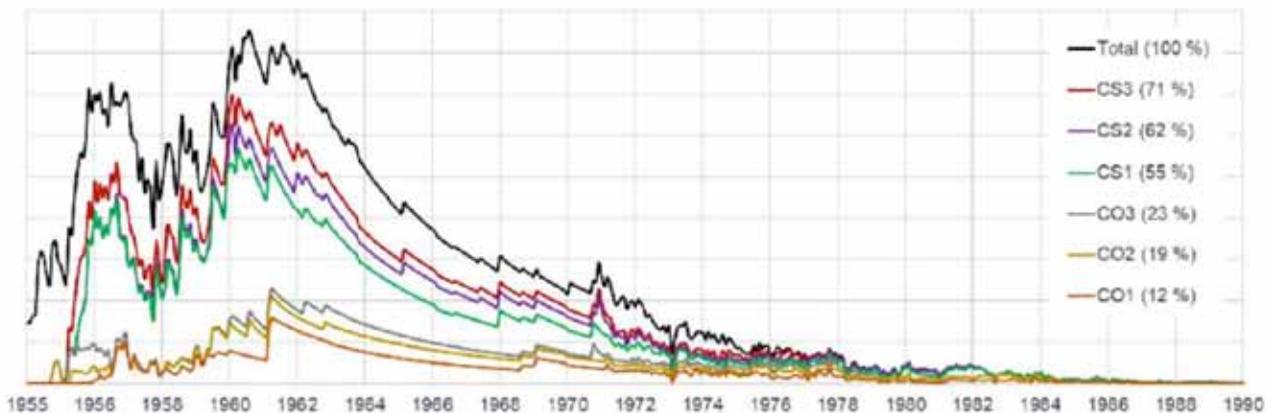


Figura 9. Producciones incrementales de los seis reservorios en estudio de los Mb, CS1 y Mb, CO.

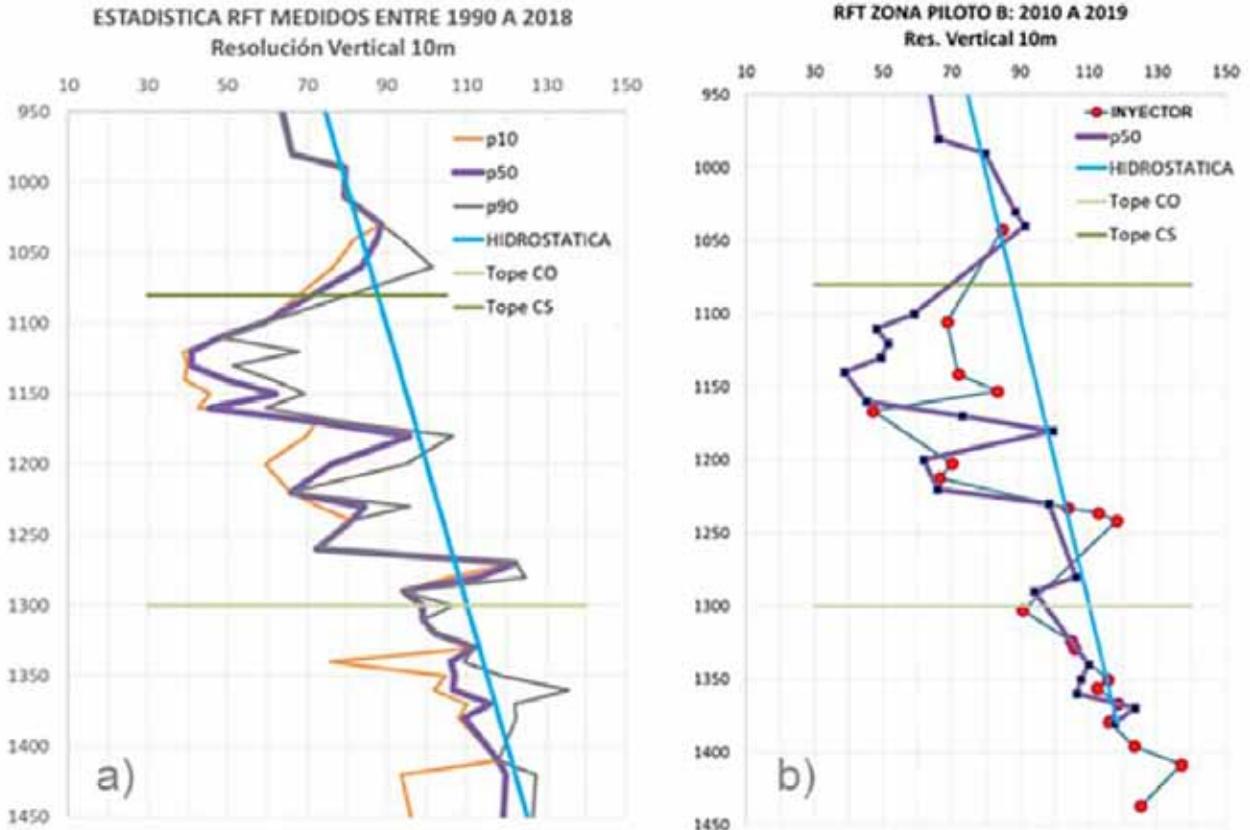


Figura 10. Estadística de RFT [kg/cm²] entre 1990-2019. a) Patrón de presiones del bloque B; b) Patrón de presiones en la zona del piloto.

tió en la identificación de los parámetros que definen las restricciones en los grados de libertad para la dinámica de fluidos, que enfoca el análisis sobre las variables independientes que limitan el ROIP y factor de recobro.

En el Bloque B, debido a la historia del campo (proyectos de secundaria implementados en forma parcial — Figura 7— y la introducción de escenarios de inyección de polímero), se reconocieron los parámetros independientes de baja sensibilidad en el ajuste histórico y alto impacto en los pronósticos.

Luego del análisis de incertidumbre, se reconocieron las variables dinámicas más relevantes (Tabla 1) y se determinó su rango en los escenarios de predicción para la toma de decisiones en la implementación del proyecto.

Con el análisis petrofísico se determinó que la permeabilidad condiciona a la saturación de agua irreducible (Swirr) y la permeabilidad relativa al agua en condiciones de petróleo residual (Krw@SOR) (Figura 8). Estas relaciones se introdujeron en el modelo, con el fin de que cada una de las celdas tuviese sus variables dinámi-

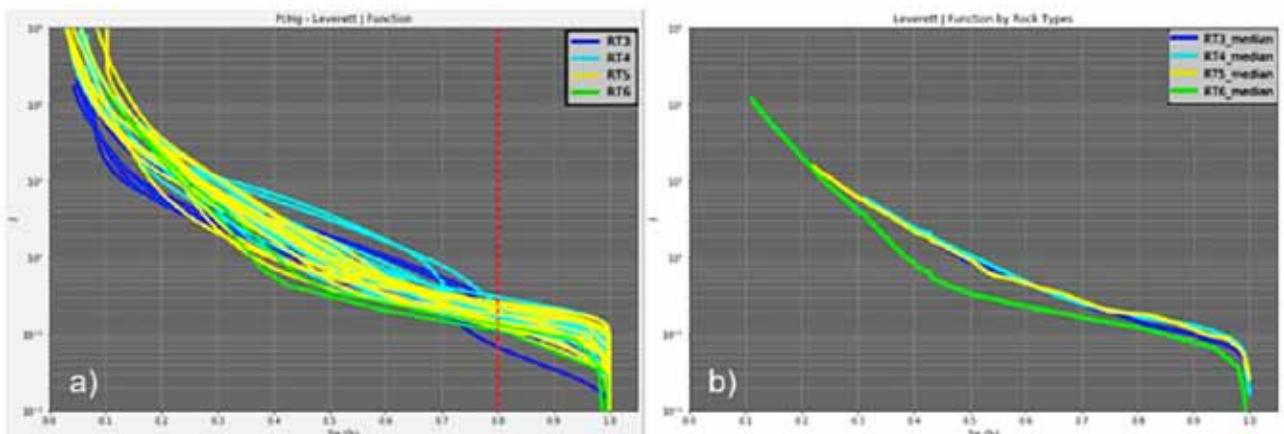


Figura 11. a) Funciones J estimadas de presiones capilares. b) Selección por *rocktype*.

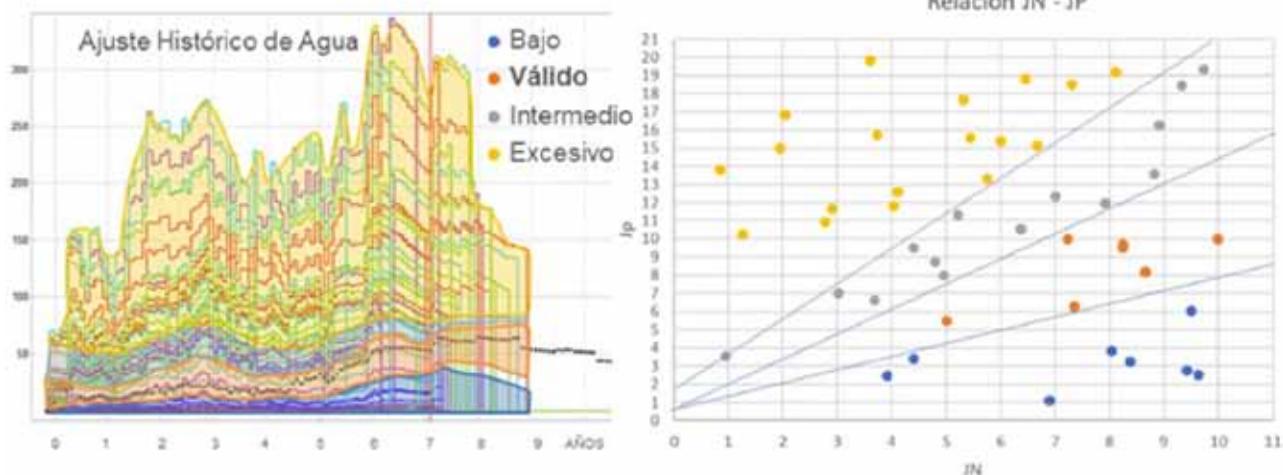


Figura 12. Aproximaciones sucesivas de funciones J para el ajuste histórico de agua, mediante parámetros (Corey, 1954) (JP y JN).

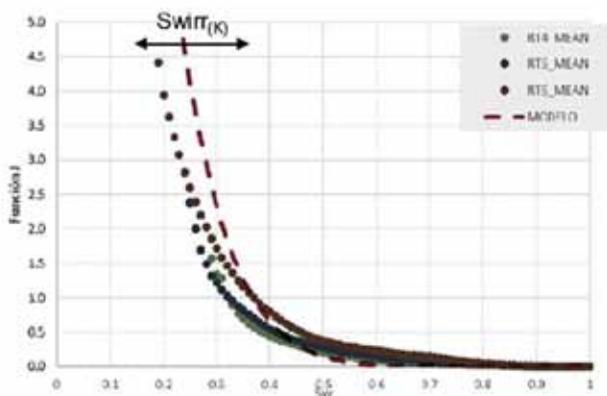


Figura 13. Comparación de las funciones J de la petrofísica y del ajuste histórico.

cas acorde a la permeabilidad.

Con el objetivo de determinar el potencial remanente de cada uno de los reservorios, se realizó el reprocesamiento de las producciones históricas (petróleo y agua) identificando el aporte de hidrocarburo de cada ciclo estratigráfico (Figura 9), para realizar ajustes históricos por miembro, secuencia y pozo.

Las presiones (ensayadores de formación desde 1990 hasta la actualidad) aportaron información en los modelos de ajuste, comprobando las presiones de cada ci-

clo estratigráfico y verificando dinámicamente el grado de depletación en correspondencia con los contactos de gas. En la figura 10a, se muestra el patrón de presiones del bloque B basado en los resultados de la adquisición de presiones de formación entre 1990 y 2019. Se consideró una resolución vertical de 10 m y una corrección por datum, para generar una población de datos de presión en profundidad, que denoten el grado de depletación y su variación mediante curvas percentiles 10, 50 y 90. Se registran bajas presiones en CS (1100 mbbp a 1150 mbbp), mientras que las presiones para CO (1300 mbbp a 1400 mbbp) son cercanas a la original. La dispersión de las curvas P10-P90 deja de manifiesto la heterogeneidad lateral y posibles desconexiones de volúmenes evaluados. En la figura 10b, la estadística de presiones se centró únicamente en la zona del piloto indicando patrones de depletación similares al bloque. La tendencia queda verificada con el registro del pozo “INYECTOR” medido en 2019.



| Variable | Rango | Sensibilidad Ajuste Histórico | | Sensibilidad Pronóstico |
|----------------------|---------------------|-------------------------------|------|-------------------------|
| | | Petróleo | Agua | Petróleo |
| K-Phi / Conectividad | Percentiles 10 a 90 | <1% | <1% | 50 – 80 % |
| No | 2 – 3 | <1% | <1% | 20 – 25% |
| Nw | 1.1 – 1.5 | <1% | <5% | < 3% |
| SOR | 34 – 45 % | <1% | <10% | 30% |
| GOC Mb. CS | +/-5 m | | 30 % | 30 % |
| PERM _{MN} | 1 – 30 mD | 3% | 8% | 5% |

Tabla 1. Variables independientes del modelo dinámico. Rango de sensibilidad en el ajuste histórico e impacto sobre los pronósticos.

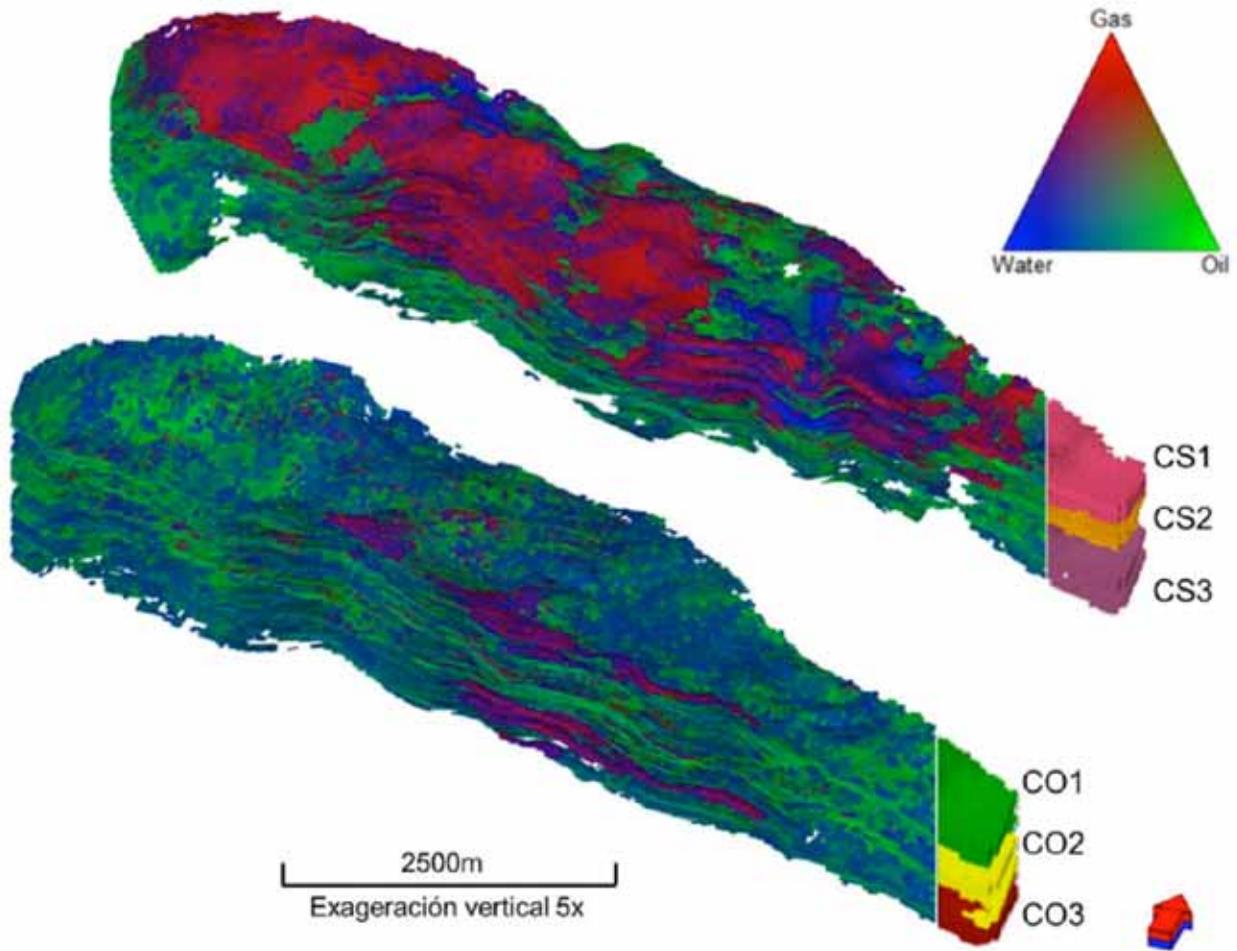


Figura 14. Diagrama ternario de saturaciones CS y CO.

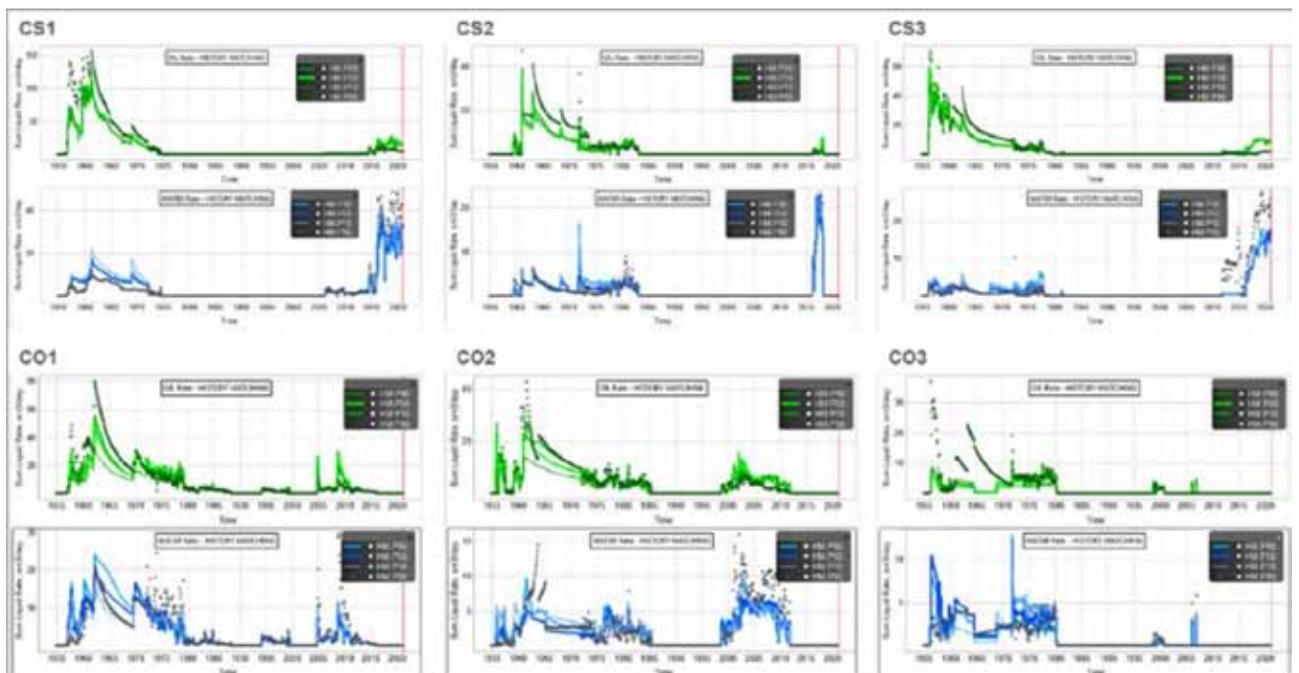


Figura 15. Escenarios de ajustes de fluidos.

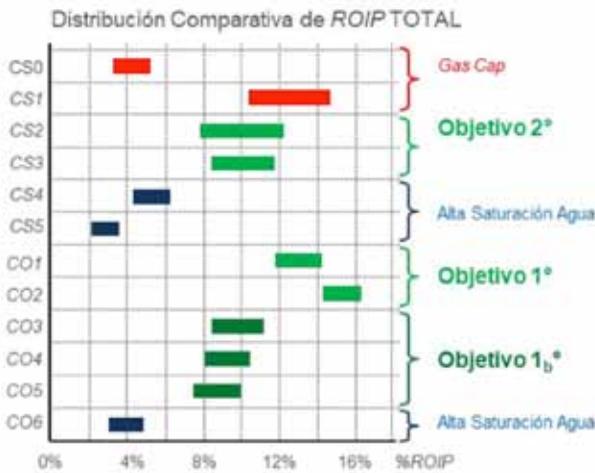


Figura 16. Rango comparativo de los tamaños de las oportunidades de terciaria respecto del ROIP total. Clasificación de los ciclos de interés y alertas para el desarrollo.

Los datos PVT incorporados en el modelo corresponden a un pozo cercano cuya formación de muestra tiene características análogas de presión, temperatura y profundidad a la zona de estudio. Las condiciones iniciales son Rs de $28\text{m}^3/\text{m}^3$, viscosidad de 22cP y presión de 105 kg/cm^2 .

Las funciones J (Figura 11a) (Leverett, 1941) estimadas a partir de las curvas de presión capilar de mercurio aproximadamente convergen en una curva mediana (percentil 50) con cierta variabilidad en el ajuste de 4 *rocktypes* evaluados (Figura 11b). Para facilitar la incorporación al simulador, se optó por parametrizar la función J con la expresión $J=JP.SWJN$ (JP máximo valor, y JN, concavidad).

Se estimaron funciones que reproduzcan la historia de agua (durante los primeros ocho años de historia) y restrinjan la variabilidad de JP y JN. (Figura 12). Los resultados se clasificaron por calidad de ajuste y al seleccionar una Función J intermedia del rango "válido" resultó comparable a la obtenida con petrofísica, confirmando la validez del modelo (Figura 13).

| Factor Recobro (FR) | | Miembro Productivo | FR |
|---------------------------|-----------|--------------------|-------|
| | | | p50 |
| HISTÓRICO BLOQUE | ≈ 70 años | GLOBAL | 4,8 % |
| Primaria + Secundaria | | | |
| PRONÓSTICOS PILOTO | 10 años | Mb. CO | 8,5 % |
| Terciaria | | | |

Tabla 2. Factor de Recobro histórico (1954-2022) y Total.

Parámetros con impacto en el valor del ROIP

La saturación de petróleo residual (SOR) es una variable independiente, debido a que no se identificó ninguna correlación con la permeabilidad. Se detalla el rango de trabajo en la tabla 1, y si bien no tiene impacto en el ajuste dinámico, afecta en un 30% los pronósticos.

El análisis de contactos gas-petróleo-agua se realizó para cada ciclo estratigráfico considerándolos en el simulador como reservorios independientes. La historia de ensayos cuenta con más de 70 años, pero se consideró como información relevante una ventana temporal desde el primer pozo perforado en el bloque hasta el inicio de la actividad *infill* (cinco años aproximadamente). Los contactos gas-petróleo que presentaron incertidumbres fueron validados con simulación dinámica para verificar el rango en coherencia con fluidos y presiones históricas. De esta manera, el tamaño de la oportunidad por ROIP quedó condicionado a la reconstrucción de los múltiples contactos identificados.

En la figura 14 se muestran los principales ciclos de interés. En CS se interpreta la presencia de un casquete regional de gas en el ciclo superior (CS1), mientras que los dos ciclos subyacentes (CS2 y CS3) si bien presentan gas libre, no son amenaza para la inyección de polímero. En CO la presencia de gas libre tampoco compromete la inyectividad, ya que se encuentra localizada y acuñada contra el límite del bloque.

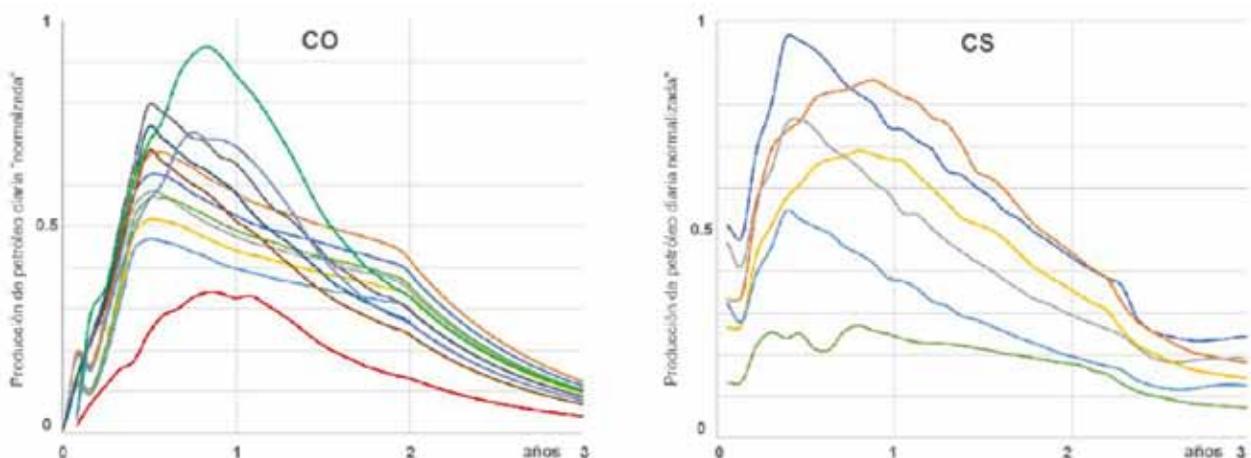


Figura 17. Pronósticos del piloto de los objetivos en el Mb. CO (CO1+CO2) y CS (CS2+CS3).

Parámetros con impacto en el factor de recobro

Las permeabilidades relativas se implementaron en el modelo con función Corey. Las concavidades de las curvas petróleo y agua (N_o y N_w , respectivamente) son sensibilizadas de forma independiente para determinar un rango de ajuste histórico y el impacto sobre los pronósticos (Tabla 1).

Oportunidades del Bloque B

A partir de la caracterización de cada ciclo estratigráfico, se expone el resumen de los ajustes de fluidos de los 6 ciclos de interés del bloque (Figura 15).

A raíz de todos los escenarios de ajustes históricos evaluados, el tamaño de la oportunidad o ROIP de los ciclos estratigráficos del bloque se presentan en la Figura 16.

Se seleccionaron los ciclos CO1 y CO2 como objetivos principales, ya que son los que presentan mayor potencial de producción, extensión areal y conectividad. Los ciclos CO3, CO4 y CO5, cuya principal característica es que están compuestos por cuerpos arenosos de menor extensión y, por lo tanto, menor conectividad, quedan definidos como *upside*.

Los objetivos secundarios de los ciclos CS2 y CS3 presentan una buena oportunidad de desarrollo si bien se encuentran depletados, por lo cual se diferirá la inyección de polímero en estos ciclos considerando la inyección de agua para su resaturación.

Pronósticos

Los pronósticos se realizaron sobre los modelos con ajuste histórico válido, asumiendo escenarios con producción primaria, recuperación secundaria y recuperación terciaria con inyección de solución polimérica en concentraciones del orden de 2000 ppm y caudal de 200 m³/d por inyector.

Las respuestas posibles (y equiprobables) del piloto a partir de la sensibilidad de los parámetros identificados se presentan en la figura 17 para los Mb. CO y CS.

En la tabla 2 se anuncian los factores de recobros históricos del bloque y los correspondientes al piloto de inyección de polímeros del escenario p50.

Conclusiones

La metodología de modelado integral estático/dinámico con el uso de simulación numérica incorporó toda la información disponible (sísmica 3D, geología, petrofísica e historia de fluidos y presiones) y permitió realizar múltiples escenarios con el objetivo de visualizar el impacto de las incertidumbres y definir la implementación de un piloto de inyección de polímeros.

El estudio posibilitó representar la heterogeneidad de

los ciclos estratigráficos y las condiciones de reservorio para identificar el petróleo remanente con oportunidad de incrementar el factor de recobro. El escenario actual de presión de reservorio, viscosidad, temperatura y tamaño de gargantas porales del Bloque B sugieren condiciones óptimas para maximizar la eficiencia de barrido mediante la recuperación terciaria.

Se realizaron dos pruebas de inyektividad de solución polimérica con caudales de hasta 250 m³/d y viscosidades de hasta 70 cP, comprobándose la inyektividad de la formación, la presión de inyección en boca de pozo y especialmente confirmando que el polímero no sufre alteraciones en contacto con la roca por degradación mecánica ni química.

Para reducir los tiempos de respuesta, se planificó inyectar con una estrategia separada en dos etapas. La primera comprobará el potencial del miembro Caleta Olivia con alta volumetría remanente de petróleo, baja saturación de gas, alta presión y ausencia de casquetes regionales de gas, mientras que en la segunda etapa se inyectará en los reservorios del Mb. Cañadón Seco, con mayor incertidumbre asociada a la presión de reservorio y presencia de areniscas con alta saturación de gas.

El emplazamiento del piloto, de 6 mallas de inyección, se ubicó en una zona que cuenta con propiedades representativas del bloque con el objetivo de poder extrapolar sus resultados para rápidamente poder expandir la inyección de polímeros al Bloque B.

Adicionalmente, se recomienda la puesta en producción de los pozos en sincronización con la inyección para evitar adelantar producción primaria que comprometería el factor de recobro a corto plazo.

Referencias bibliográficas

- Corey, A. T., 1954. The interrelation between gas and oil relative permeabilities, *Producers Monthly* 19, 38-41
- Hechem, J. J., 1998. Arquitectura y paleodrenaje del Sistema Fluvial efímero de la Formación Bajo Barreal, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina, Boletín de Informaciones Petroleras, Tercera Época, Año XV (53), 21-27.
- Kaminszczyk, S., López, R., Fonseca, C., Franco, B., Bernhardt, C., D'Andrea, F., Pascual, M., Fernández Righi, E. e Iuliano, A., 2012. Reingeniería Proyecto CL-Central, Yacimiento Cañadón León. Informe Interno YPF.
- Lesta, P. J., 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge, Jornadas Geológicas Argentinas, Actas III, 251-289, Buenos Aires, Argentina.
- Leverett, M.C., 1941. Capillary behavior in porous solids, *AIME Transaction* 142 (1), 341-358.
- Ramos, V. A., 2014. Evolución de la cuenca Golfo San Jorge: su estructuración y régimen tectónico, *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 72, 16-24.
- Sylwan, C.A., 2001. Geology of the Golfo San Jorge basin, Argentina, *Journal of Iberian Geology* 27, 123-157.