

## MODELADO GEOCELULAR DE RESERVORIOS FLUVIALES PARA SIMULACIÓN EOR, BLOQUE CD IV W, YACIMIENTO CERRO DRAGÓN, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Azul Cassiau<sup>1</sup>, Silvana Plazibat<sup>1</sup>, Laura Alonso<sup>1</sup>, Eduardo Fernández<sup>1</sup>

1: Pan American Energy, acassiau@pan-energy.com, splazibat@pan-energy.com,  
lcalonso@pan-energy.com, efernandez@pan-energy.com

Palabras clave: Golfo San Jorge, Reservorios fluviales, Modelado Geocelular, Recuperación Terciaria

### ABSTRACT

Geocellular modeling of fluvial reservoirs for EOR simulation, CD IV W, Golfo San Jorge basin.

The study area is located on the northern flank of the Golfo San Jorge Basin in Cerro Dragon field, operated by Pan American Energy.

The objective of the project was to generate a geocellular model that describes the behavior of the reservoirs during water injection and simulates polymer injection (thermally activated particle). The model included fluvial reservoirs of the Fm Comodoro Rivadavia and upper levels of the Fm Mina del Carmen. The workflow consisted on the interpretation of 3D seismic, structural modeling, reservoirs correlations, petrophysical analysis, determination of facies and properties population. The static model was enhanced during the history matching and a current operations conditions case was established. Given the complexity of fluvial reservoirs and the lack of information that this entails, an acceptable history matching was achieved. This model was used to calculate the volume of thermally activated particle to be injected and to simulate the result of the chemical treatment.

### INTRODUCCIÓN

La zona de estudio abarca un área de 40 km<sup>2</sup>, se encuentra ubicada en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge en el yacimiento Cerro Dragón, operado por Pan American Energy (Fig. 1).

El objetivo del proyecto fue generar un modelo geocelular que describa el comportamiento de los reservorios durante la inyección de agua y simular la inyección de polímeros (partículas de activación térmica en profundidad, de ahora en adelante TAP).

Este bloque fue seleccionado como proyecto piloto para el inicio de EOR debido a la escasa complejidad estructural del mismo y a la disponibilidad de datos de pozo (RMN, dos coronas y acotada historia de producción), con intención de replicar este trabajo en zonas más complejas.

La estructura del bloque se describe como monoclinal limitada por diques ígneos verticales y fallas normales con escaso rechazo. El modelo incluyó reservorios fluviales de la Fm. Comodoro Rivadavia y niveles superiores de la Fm. Mina del Carmen.

El flujo de trabajo consistió en la interpretación de sísmica 3D, modelado estructural, correlación de reservorios, análisis petrofísico, determinación de facies y el poblado de propiedades.

Una vez definido el modelo estático, se continuó con la etapa de ajuste histórico, con una retroalimentación del mismo y el establecimiento de un escenario de condiciones operativas actuales. Dada la complejidad de los reservorios se logró un aceptable ajuste de producción e inyección de agua. El modelo sirvió de base para el cálculo de los volúmenes a inyectar de polímeros y su resultado.

## MARCO GEOLÓGICO

La Cuenca del Golfo San Jorge es una cuenca intracratónica de características esencialmente extensivas, de eje aproximadamente oeste-este, limitando al norte con el macizo Norpatagónico o de Somuncurá, la región del Deseado al sur, hacia el oeste la Cordillera de los Andes y el margen continental del océano Atlántico hacia el este. En rasgos generales la cuenca se origina con un proceso de rift durante el Triásico-Jurásico Inferior (Fitzgerald *et al.*, 1990) que afectó al basamento paleozoico preexistente, en lineamientos de rumbo Noroeste-Sudeste, permitiendo durante el Liásico el depósito de sedimentos continentales a marino someros en grabenes y hemigrabenos. Otro período de extensión durante el Jurásico Medio, difícil de separar del primer evento (Fitzgerald *et al.*, 1990), culmina con los sedimentos clásticos y vulcanitas del Grupo Lonco Trapial (flanco norte; Lesta *et al.*, 1972). En forma discordante se deposita la sucesión epiclástica denominada “Neocomiano” o Grupo Las Heras, que comprende las Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera (Lesta *et al.*, 1980) y Pozo Cerro Guadal (Ferello *et al.*, 1973), depositadas durante el Jurásico Superior-Cretácico Inferior, correspondientes a una fase de rift tardío de la cuenca. El Grupo Chubut se deposita en forma discordante sobre un eje negativo de orientación oeste-este y con su depocentro claramente desplazado hacia el oriente con respecto a los principales depocentros del ciclo anterior (Figari *et al.*, 1999). En la base se encuentra la Formación Pozo D-129 (Lesta, 1968) constituida por pelitas bituminosas y sucesiones clásticas de origen lacustre, principal roca madre en la cuenca. Grada lateralmente a la sucesión fluvial de la Formación Matasieta (Paredes *et al.*, 2007). Suprayaciendo, la Formación Mina del Carmen (Lesta, 1968) conformada por areniscas, conglomerados, tobas y tufitas de edad Albiana y origen continental, producto de la depositación en ambiente fluvio-lacustre. Los cuerpos arenosos existentes son escasos y en general aislados, mostrando alta participación piroclástica en la planicie de inundación y en el relleno de los canales.

El Grupo Chubut se completa con las sedimentitas de las Formaciones Comodoro Rivadavia (Lesta, 1968) y Yacimiento El Trébol (Lesta, 1968), con predominio de areniscas medianas a gruesas de origen fluvial, las cuales constituyen los reservorios más importantes del Flanco Norte.

En forma suprayacente se deposita la Formación Salamanca (Lesta *et al.* 1972) correspondiente

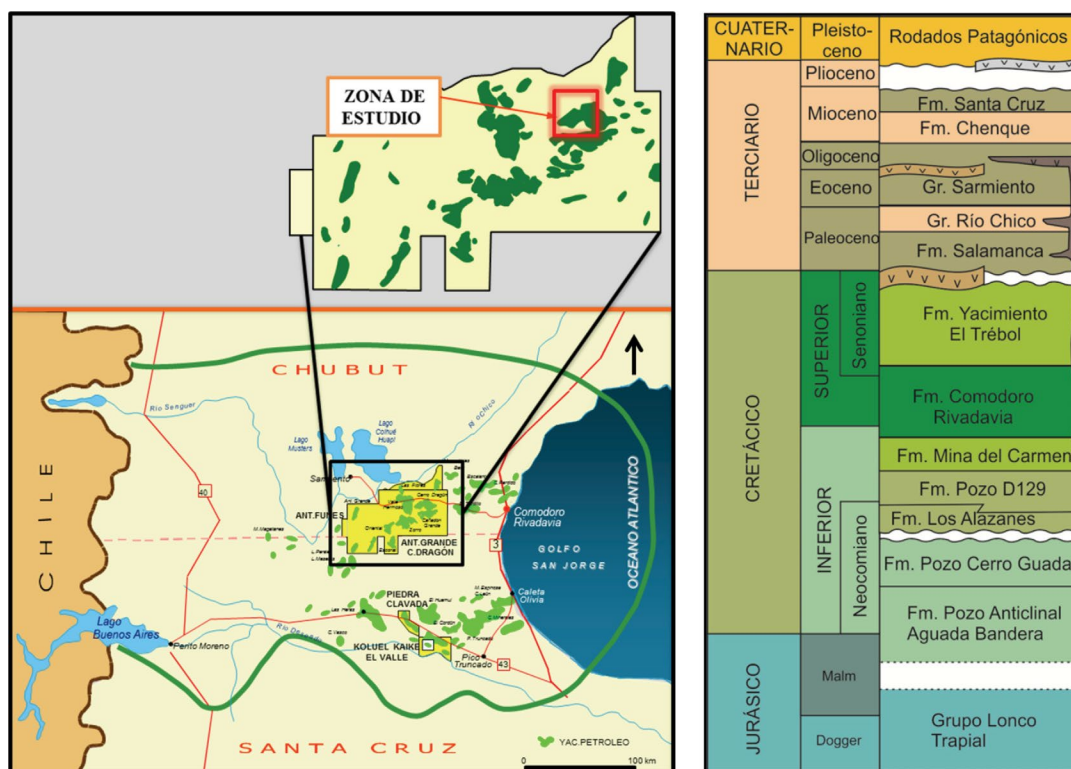


Figura 1. Ubicación del área de estudio y de la cuenca del Golfo San Jorge. Figura 2. Columna estratigráfica Cuenca del Golfo San Jorge.

a la primera transgresión marina del Atlántico a principios del Terciario. Completan la columna estratigráfica los grupos Río Chico (Simpson, 1933) y Sarmiento (Lesta *et al.* 1980). Las formaciones Chenque (Zambrano *et al.* 1970), Santa Cruz (Zambrano *et al.* 1970) y los niveles fluviales y glaciales de los Rodados Patagónicos, de edad Pliocena a Pleistocena (Fig. 2).

Las fallas principalmente son extensionales y de rumbo oeste-este, consideradas de vital importancia en la generación de trampas y como vías de migración en toda la cuenca. Éstas se disponen en forma escalonada hacia el centro de la cuenca y al reactivarse durante el pulso extensivo cretácico formaron sistemas de fallas antitéticas y sintéticas, generando anticlinales de roll-over en los depósitos del Grupo Chubut. Se describen entrapamientos combinados de tipo estructural-estratigráfico.

## Geología del bloque CD IV W

La estructura del bloque Cerro Dragón IV W se describe como un monoclin con pendiente hacia el sur. Presenta cierre estructural hacia el norte conformado por fallas normales E-O que se relevan entre sí. Diques verticales terciarios constituyen los límites oriental y occidental. Estos cuerpos ígneos de escaso espesor se comportan en muchos casos como sellos (Plazibat y Coluccia, 2014) (Figs. 3, 4 y 5).

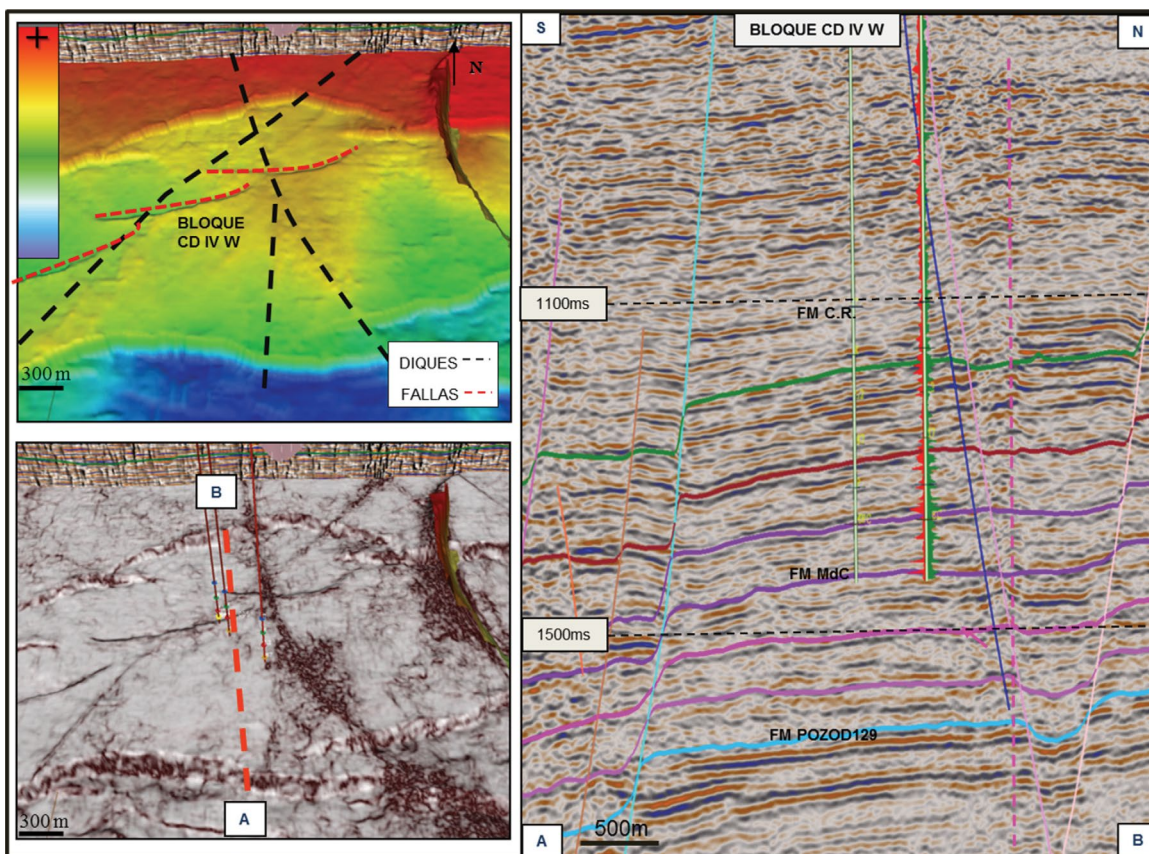


Figura 3. Mapa estructural Fm Comodoro Rivadavia. Figura 4. Atributo sísmico coherencia Fm Comodoro Rivadavia mostrando diques y fallas. Figura 5. Línea sísmica SN bloque CD IV W.

Los reservorios fluviales modelados pertenecen a la Fm Comodoro Rivadavia y zona somera de la Fm Mina del Carmen. Son canales amalgamados de dimensiones variables, presentan espesores promedios de 7 m y ancho promedio de 600 m, e intercalan sedimentos arcillosos correspondientes a planicies de inundación.

### Información disponible

La zona cuenta con cobertura sísmica 3D (cubos de amplitudes e inversión acústica simultánea).

Al momento del estudio existían 22 pozos perforados (15 productores y 7 inyectoras). El promedio de profundidad es de 2000 m, dónde los pozos más profundos alcanzan niveles medios de la Fm Mina del Carmen. En cuanto a los datos de pozo, la mayoría posee registro de control geológico, perfiles eléctricos, sónicos y de resonancia magnética nuclear, testigos rotados con petrofísica básica en diferentes reservorios y datos de ensayos de terminación de pozos.

Se obtuvieron dos coronas en el mismo pozo, una muestreada en Fm Comodoro Rivadavia y otra obtenida en Fm Mina del Carmen.



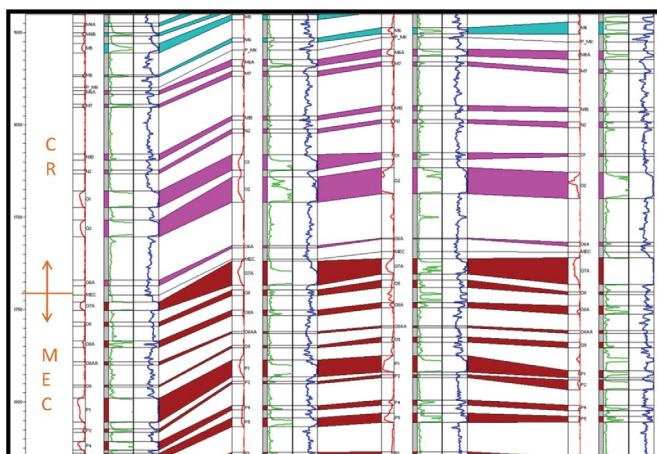


Figura 8. Correlación de reservorios fluviales.

## Análisis Petrofísico

Conjuntamente se realizó un estudio petrofísico que comprendió la evaluación de formaciones y la determinación de los tipos de roca para los intervalos correspondientes a las Fms Comodoro Rivadavia y Mina del Carmen.

En los pozos estudiados se estimaron volúmenes de roca reservorio / no reservorio, porosidades, saturaciones y permeabilidades. La ecuación empleada para el cálculo de saturación de agua ( $S_w$ ) corresponde a Dual Water y para la permeabilidad se utilizó la ecuación de Coates *et al.*, 1981.

A partir del análisis de las evaluaciones petrofísicas y la consistencia de los resultados frente a la información de testigos corona, control geológico, ensayos y producción de pozo, se confirmó la validez de los parámetros empleados en el estudio.

Adicionalmente se trabajó con la metodología propuesta por Amaefule *et al.* (1993), donde se identificaron unidades de flujo. Estas unidades fueron asignadas a 4 calidades de rocas diferentes, las cuales fueron calibradas con la descripción litológica de los testigos coronas (Fig. 9).

Si bien se observó una correcta calibración entre los datos de corona y la caracterización de unidades de flujo (Fig. 9), esta metodología no fue representativa en varios reservorios del total de pozos incluidos en el proyecto, donde los perfiles mostraban reservorios homogéneos con deflexiones de curvas pobres e imposibilidad de identificar unidades de flujo. Por lo que se optó por una simplificación en la determinación de facies que se menciona más adelante en el trabajo.

Es importante destacar que el nivel de muestreo obtenido en las curvas de salida, luego de la evaluación petrofísica, es similar al de los registros de pozo abierto. De esta manera, es destacable que no se pierde resolución y las curvas pueden ser re escaladas al modelo construido.

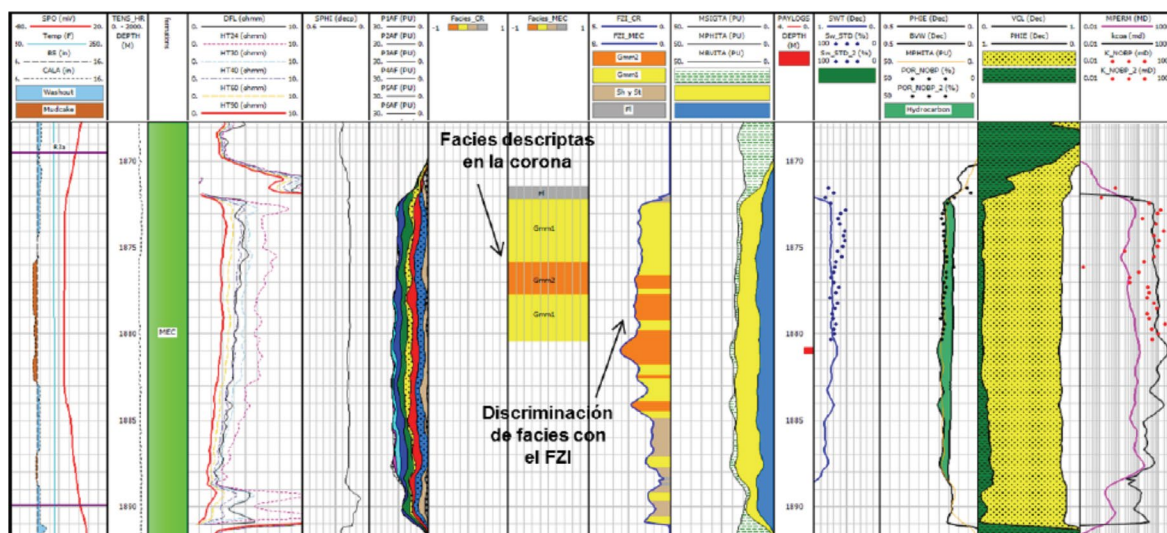


Figura 9. Análisis petrofísico: se pueden observar diferentes tracks con los perfiles adquiridos en el pozo, datos de laboratorio y curvas calculadas. Los perfiles son SP, caliper, inducción múltiple, sónico y resonancia magnética. Además, se observan curvas calculadas de volumen de roca reservorio / no reservorio, porosidad efectiva, permeabilidad, saturación de agua y tipo de roca, calibrados con datos de laboratorio.

## Modelo Geocelular

El flujo de trabajo incluyó carga de datos, construcción del modelo estructural y la grilla geológica, carga de perfiles, definición de facies y escalado, y análisis estadístico de los datos disponibles. A continuación se realizó el poblado de facies y de propiedades petrofísicas.

Finalmente se hicieron análisis volumétricos, y un escalado areal y vertical de la grilla, para el modelo de simulación dinámica.

La primera etapa en la construcción del modelo geocelular consistió en ubicar arealmente el proyecto, incorporando los 22 pozos, los *picks* de falla, y los *picks* de tope y base de las 45 capas a modelar (Fig. 10).

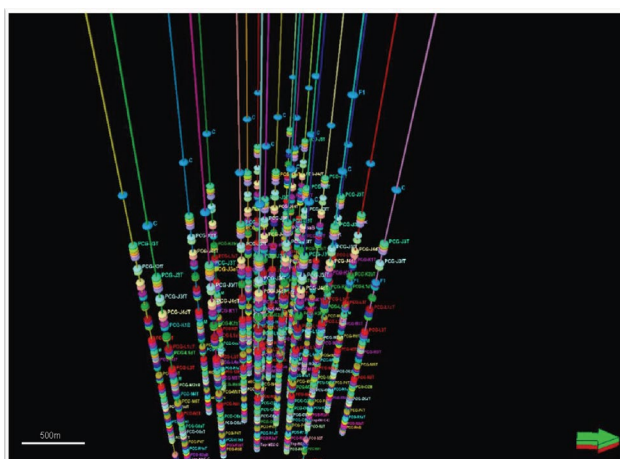


Figura 10. Carga de datos: pozos y picks.

Luego se incorporaron las superficies de fallas y los polígonos de los diques (a partir de estos polígonos se crearon superficies verticales para limitar la grilla).

También se cargaron 8 horizontes sísmicos representativos de los marcadores geológicos (Fig. 11).

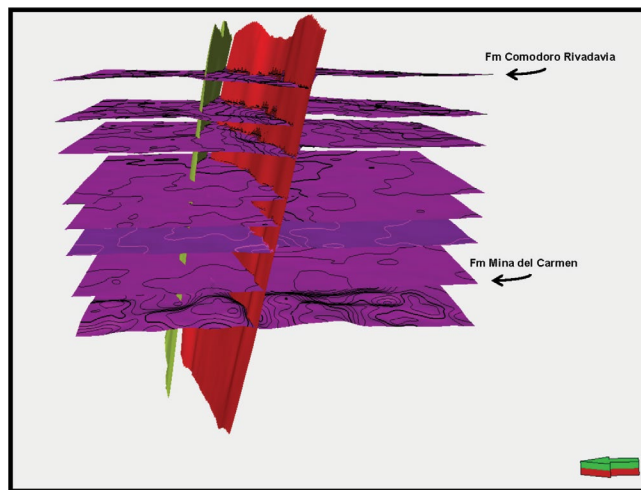


Figura 11. Superficies de fallas y de marcadores geológicos.

Con esta información se construyó el modelo estructural y se eligió un cierre arbitrario al sur a dos distanciamientos aproximadamente de la última línea de pozos.

Se generaron 98 superficies correspondientes a techo y base de las capas, y a marcadores geológicos regionales. Las mismas se calibraron con los *picks* de pozos.

Como límites superior e inferior se utilizaron dos superficies sísmicas, marcador C (Fm. Comodoro Rivadavia) y marcador U8, siendo ésta la última capa de interés del proyecto (Fm Mina del Carmen).

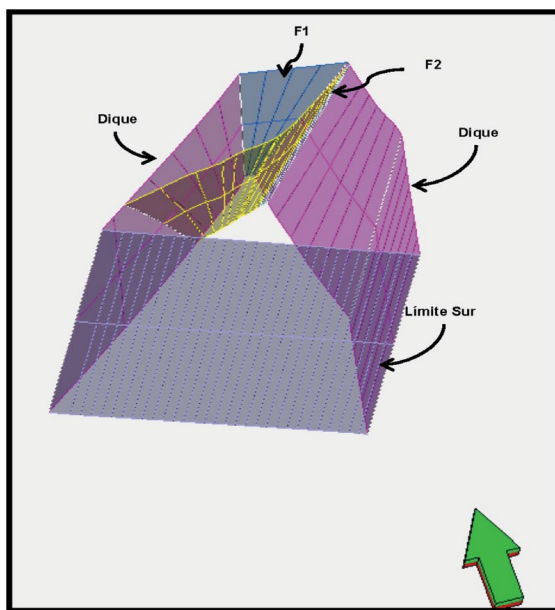


Figura 12. Modelo estructural

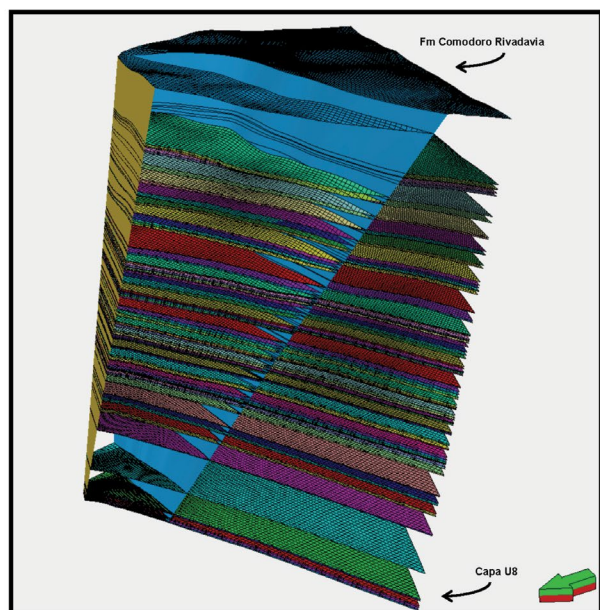


Figura 13. Construcción de superficies.

Para la construcción de la grilla, se eligieron celdas de 25x25 m. A partir de las superficies, se generaron los horizontes que sirvieron para delimitar zonas. Estas zonas se subdividieron en layers con los siguientes espesores verticales según el fluido: agua 1 m, petróleo 0,5 m y aquellas destinadas a inyección TAP 0,25 m de espesor (Fig. 14). No es posible definir el contacto de fluidos dada la poca potencia de los reservorios.

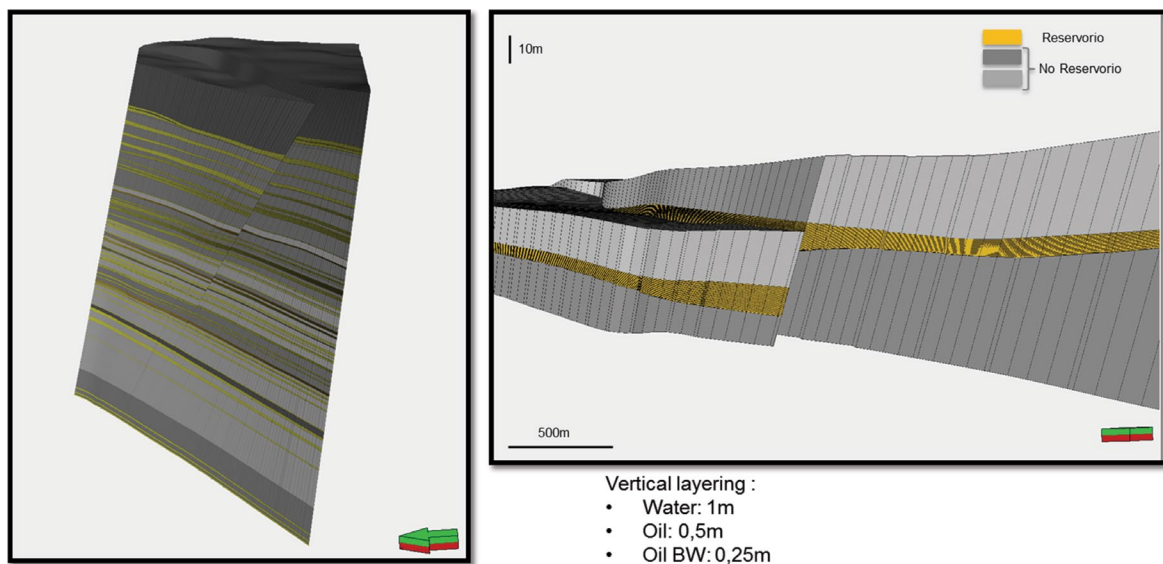


Figura 14. Generación de zonas y Layering vertical.

Posteriormente se procedió al escalado de perfiles procesados con diferentes métodos estadísticos, según la propiedad pertinente.

Para definir las facies a poblar, dadas las dificultades que presenta el tipo de reservorio, se optó por realizar una primera clasificación en reservorio - no reservorio.

La determinación de cutoffs se realizó con el gráfico de Buckles, a partir del análisis conjunto de los datos petrofísicos y la información de producción. Se establecieron valores de corte diferenciados para cada unidad: para la Fm Comodoro Rivadavia, los valores de porosidad efectiva corresponden a valores mayores a 8%, los de saturación de agua a menos de 70% y la saturación de agua irreducible alrededor del 18%. A su vez, para la Fm Mina del Carmen, los valores de porosidad efectiva corresponden a más de 9%, los de saturación de agua a menos de 70% y la saturación de agua irreducible alrededor de 23% (Fig. 15).

A partir de un crossplot VCL vs PHIE vs K se identificaron tres facies diferentes dentro del reservorio. De acuerdo con la calidad petrofísica se las denominó de la siguiente manera: F3 a la mejor, F2 a condiciones intermedias y F1 a la de menor calidad. Las facies identificadas se escalaron a la grilla. Se realizó un análisis de datos: para las facies escaladas se realizaron curvas de proporción

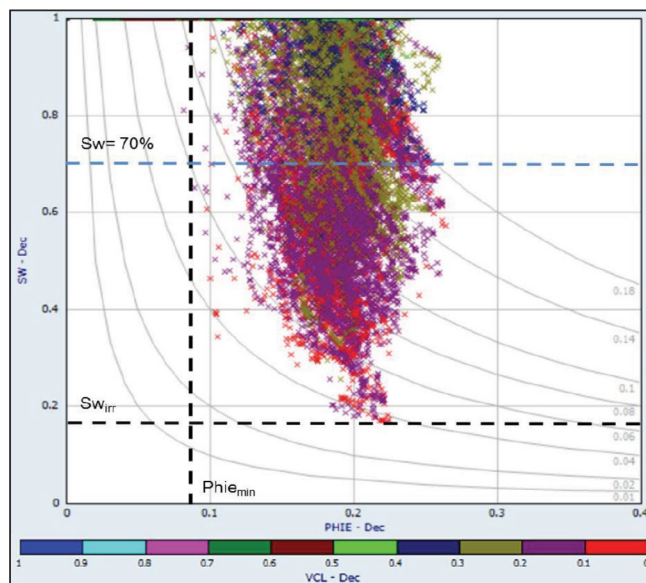


Figura 15. Relación de Buckles para la Formación Comodoro Rivadavia y valores de cutoffs correspondientes.

vertical, y para los valores de porosidad y permeabilidad, variogramas y transformaciones (trend, normal score).

El modelo de variograma se seleccionó con el vertical, y los rangos horizontales de acuerdo al conocimiento geológico de los reservorios fluviales característicos de la cuenca.

#### Modelado de Reservorios y Facies

Inicialmente se realizó un modelado reservorio - no reservorio con simulación por objetos. Se utilizaron diferentes parámetros de canales obtenidos de mediciones estadísticas en afloramientos y de observaciones en diversos proyectos de recuperación secundaria vecinos. Se buscó el mejor ajuste a lo observado en los pozos para cada uno de los reservorios (Fig. 16). A continuación se modelaron las facies en forma jerárquica (Figs. 17 y 18).

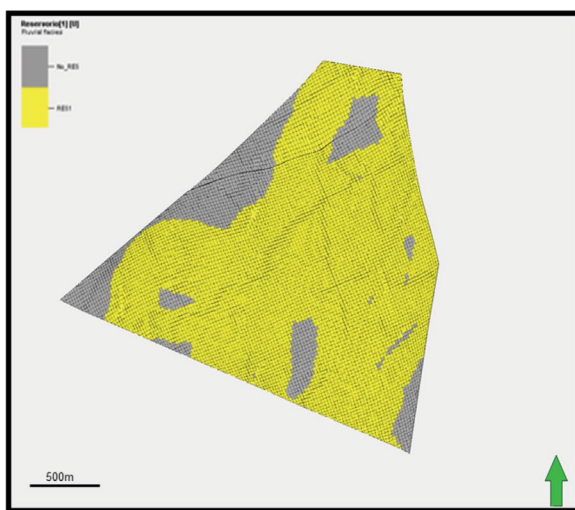


Figura 16. Modelado de reservorios.

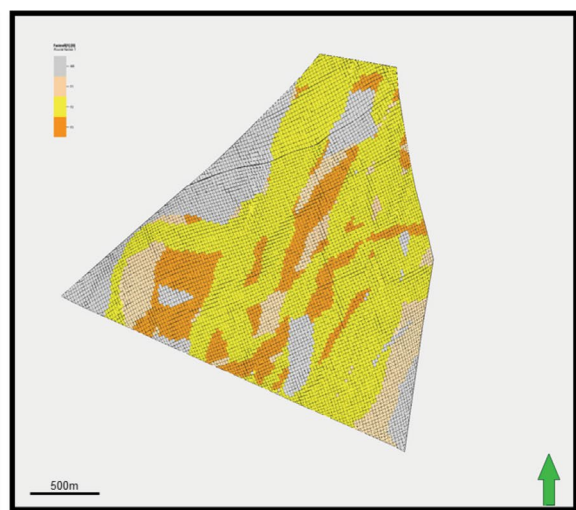


Figura 17. Modelado de facies.

También se tomaron en cuenta los datos de trazadores y de ensayos de terminación de pozo para seleccionar parámetros de orientación de canales.

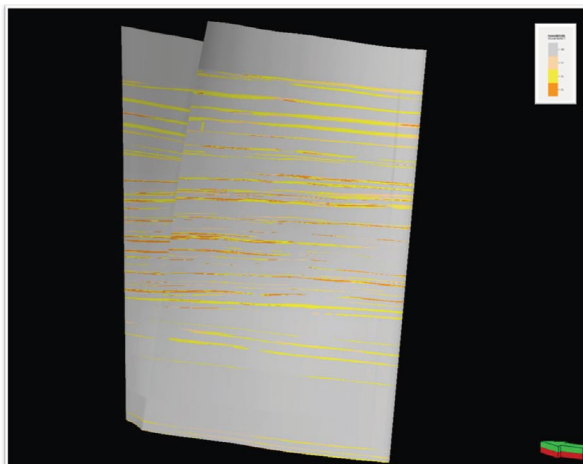
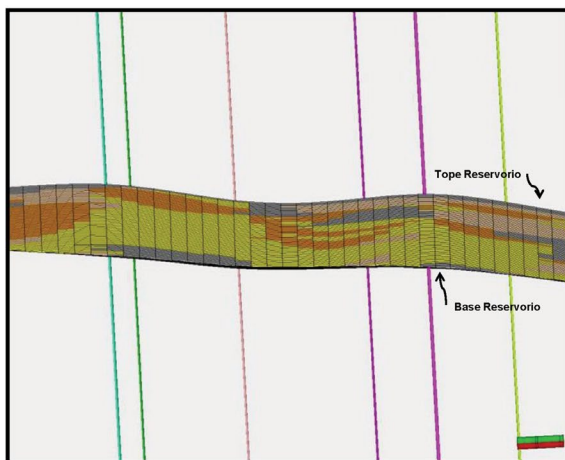


Figura 18. Sección vertical indicando facies pobladas en capa. Figura 19. Vista 3D de la grilla completa con las facies pobladas.

Modeladas las facies, se realizaron los poblados de porosidad y permeabilidad por simulación. El poblado de porosidad se condicionó utilizando las facies, mientras que el poblado de permeabilidades se cosimuló con el volumen de porosidad (Figs. 20 y 21).

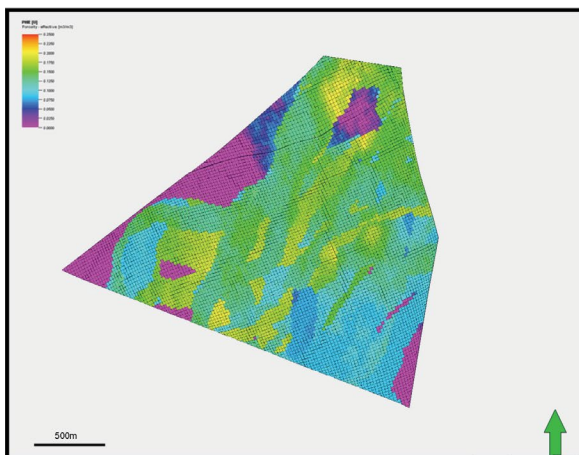


Figura 20. Poblado de PHIE en capa.

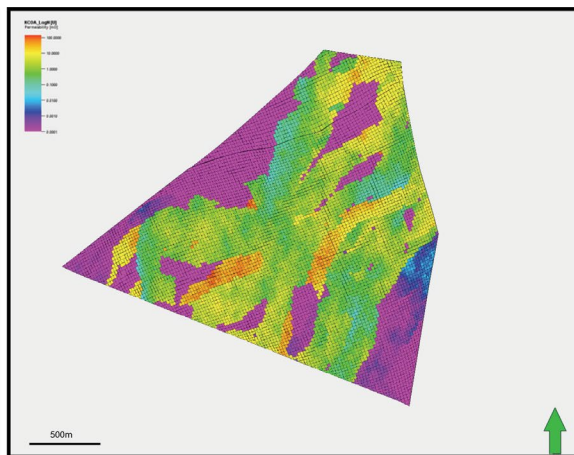


Figura 21. Poblado de K en capa.

Una vez obtenida la grilla poblada, se optó por hacer un escalado areal llevando la celda de 25x25m a 40x40m, y un escalado vertical llevando las capas con agua de 1m a 1 layer, las de petróleo de 0,5m a 1,0m y las a tratar con TAP de 0,25m a 0,5m.

También se corrieron 50 realizaciones de poblado de porosidad para hacer comparaciones estadísticas de volúmenes porales (P10-P50-P90) que pudieran ser de utilidad en la simulación.

## MODELO DINÁMICO

### Conjunto de datos

Para el modelo dinámico se contaba con información de producción de agua y petróleo por pozo (no hay datos de producción por reservorios), caudales de inyección a nivel capa y datos de presión en la completación.

No se contaba con datos de PVT disponibles en este proyecto o en sus inmediaciones, por lo que fue necesario generar un PVT sintético. La presión inicial se calculó a partir del gradiente de presión hidrostática, la viscosidad del petróleo se obtuvo de muestras de boca de pozo y el GOR fue estimado mediante el GOR inicial proveniente de la producción de los pozos. Por último, la densidad del petróleo y el gas fueron obtenidos del promedio de datos de ensayos de pistoneo.

### Escalado de propiedades

Se realizó un escalado de las propiedades porosidad, facies y net-to-gross. Se realizaron diferentes pruebas con distintos algoritmos seleccionándose aquellos que mejor preservaban el volumen poral del modelo generado por geología.

Para la permeabilidad no se utilizó el valor escalado obtenido del cálculo de Coates ya que los valores estimados eran muy bajos e impedían que el modelo fluyera. Se exploraron diferentes opciones siendo la más simple en su manejo, para analizar sensibilidades, las relaciones K-PHIE medidas en corona (Fig. 22).

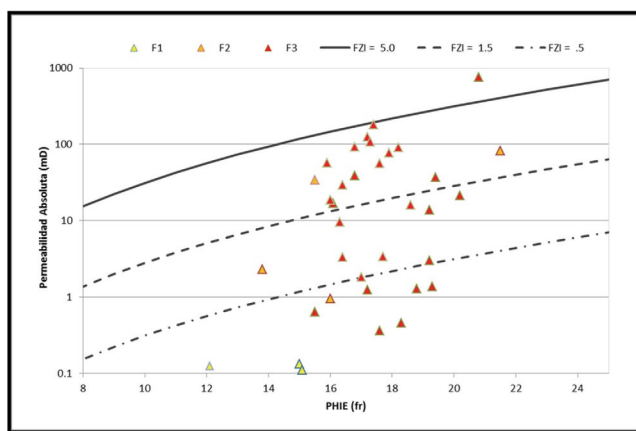


Figura 22. Leyes K-Phie construidas en base a los datos de corona, una para cada facies.

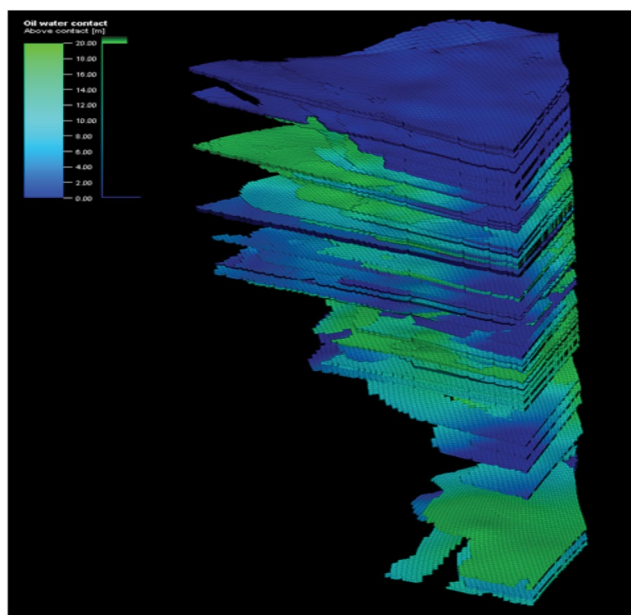
### Definición de contactos agua-petróleo (Free Water Level)

En la definición del Free Water level (FWL) se utilizó un contacto por capa dando como resultado 45 contactos independientes. Este punto generó un desafío no solo por la cantidad

de contactos sino porque el software no está desarrollado para manejar contactos con capas de agua por encima y entre los reservorios de petróleo. Adicionalmente muchas de las interpretaciones de perfiles mostraban saturación de petróleo en algunos reservorios comprobados de agua.

Finalmente para el modelo de saturación se usó funciones J y contactos estimados (Fig. 23).

Figura 23. Definición de FWL.



## Curvas de permeabilidad relativa

Las curvas de permeabilidad relativa obtenidas de los ensayos de corona mostraron una muy baja  $K_{rw}$ , inconsistente con los datos de producción de agua durante su etapa de producción primaria. Adicionalmente hubo muestras donde se observó una disminución en la curva de permeabilidad al final del ensayo, posiblemente debido a un bloqueo del plug. Aunque los datos no fueron coherentes, el conjunto de las curvas de permeabilidad relativa respeta el tipo de roca, es decir mojables al agua, y los valores de  $SW_{IRR}$  y  $SOR$  se tomaron como referencia.

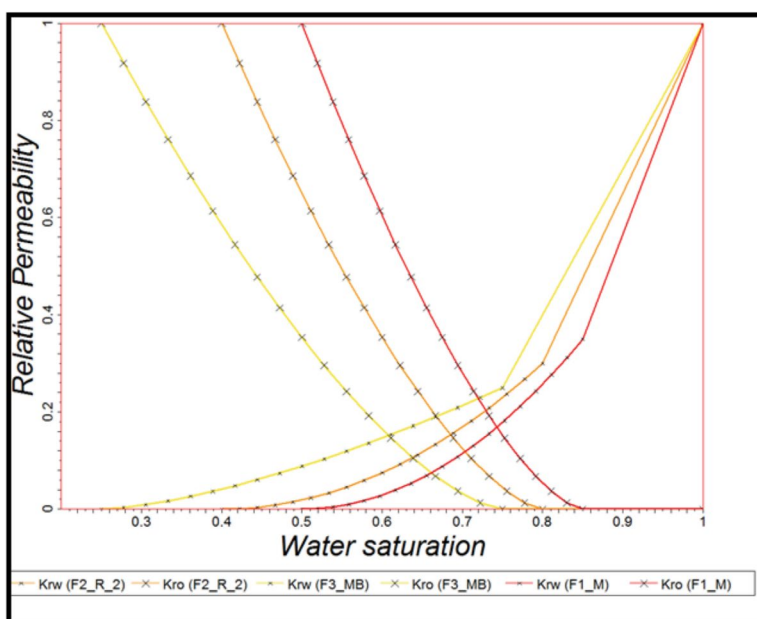


Figura 24. Curvas de permeabilidad relativa.

Finalmente se utilizaron 3 funciones de saturación con sus respectivas función J, una por facies. Como se mencionó, estas curvas respetan los puntos finales de un típico sistema water wet de acuerdo con los datos obtenidos en el análisis de las coronas (Fig. 24).

### Ajuste histórico

En primer lugar se realizaron ajustes para lograr que el modelo corriera ya que había problemas de convergencia, entre ellos lo mencionado con la permeabilidad y ajustes locales en el factor de skin en algunas capas específicas. Todo esto dio como resultado el caso Base (Fig. 25), donde se observó un déficit en la producción de petróleo durante la depleción primaria y un déficit en el líquido a lo largo de toda la historia de producción. La diferencia entre el acumulado de petróleo simulado y el real era del 28%. No se observaron problemas de inyectividad en el modelo (límite de presión de inyección: 400 bar).

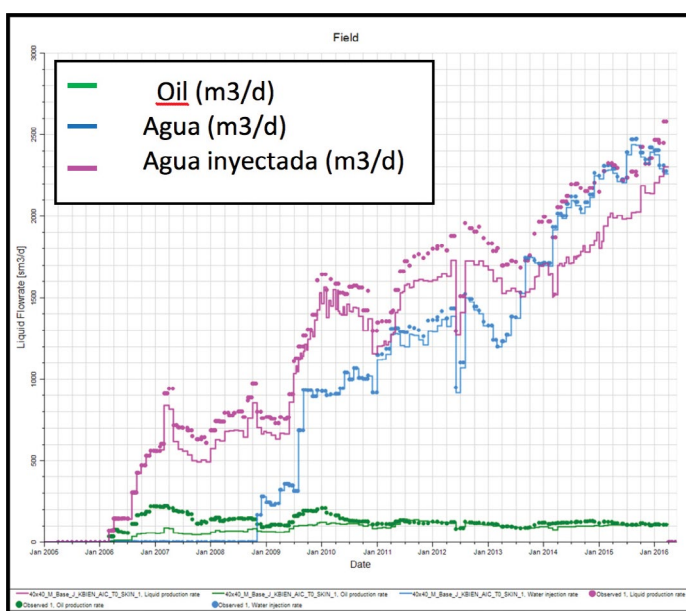


Figura 25. Modelo base

### Optimización del modelo

Se realizó un proceso de optimización y luego uno de incertidumbre, obteniéndose un caso con mejor ajuste, el cual fue utilizado posteriormente para la simulación térmica. Los parámetros considerados en este proceso fueron los puntos finales y exponentes de Corey de las curvas de permeabilidad relativa, los parámetros A y B de la función J y la correlación K-Phie.

Este proceso mostró que la permeabilidad necesaria para el correcto ajuste del líquido era mayor a la establecida con los datos de corona (Fig. 26). Específicamente en la facies 3, los

plugs muestreados fueron tomados en las zonas consolidadas y la corona contaba con zonas conglomerádicas altamente friables imposibles de muestrear, por lo cual era esperable que en dichas zonas el valor de permeabilidad sea mayor a los muestreados.

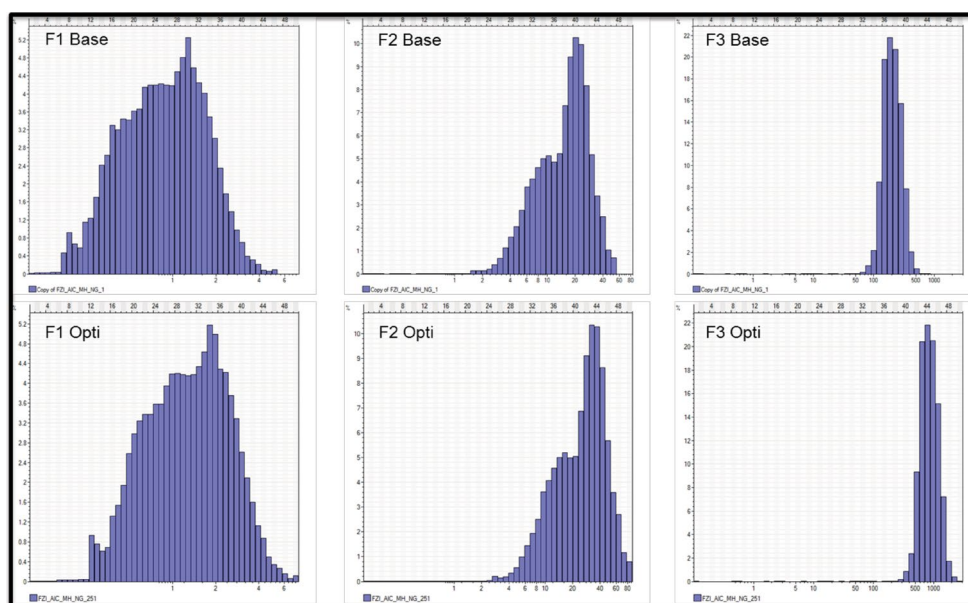


Figura 26. Histogramas de permeabilidad para las diferentes facies, caso base y caso optimizado.

El caso optimizado no logró reproducir al mismo tiempo el petróleo de primaria y el barrido por secundaria con el mismo set de datos dinámicos para ambos procesos. Si consideramos solo la etapa de inyección de agua, se logró un ajuste global del líquido aceptable y un muy buen ajuste de la producción de petróleo. Finalmente la diferencia entre simulación y producción histórica acumulada se redujo a menos del 8%. Este modelo fue luego utilizado para la simulación térmica (Fig. 27).

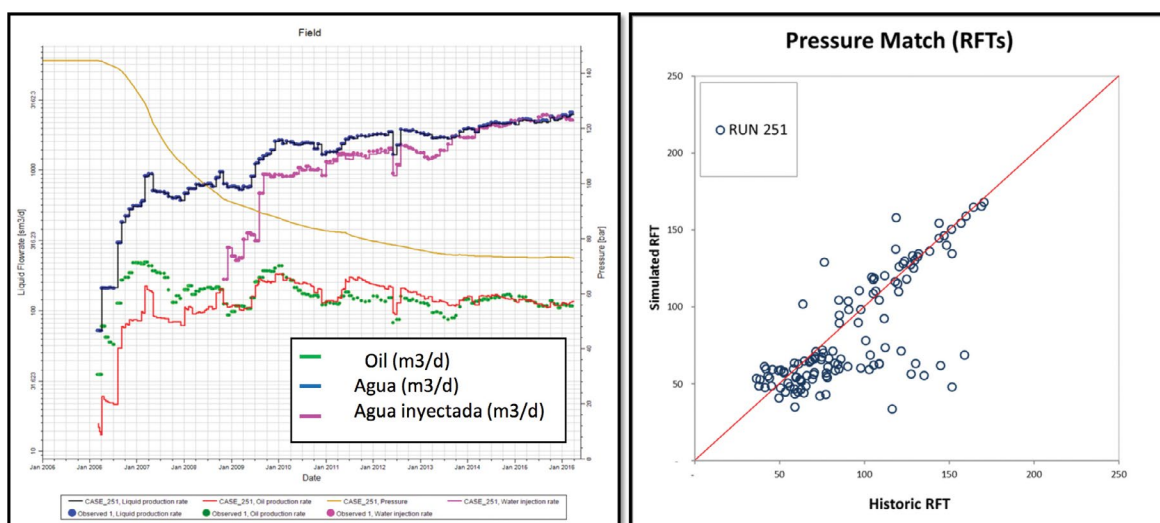


Figura 27. Caso optimizado. Figura 28. Correlación entre presiones medidas en los reservorios y presiones simuladas.

La simulación se realizó mediante ajuste de líquido. Igualmente al analizar la presión de los reservorios, se obtuvo una aceptable correlación entre la presión medida en pozos y la presión de simulación. Sin embargo, se observaron algunas capas con presión de simulación por debajo de los datos registrados en pozo (Fig. 28).

## Predicción

Para la generación del pronóstico de continuidad en las condiciones operativas actuales, se tomaron las siguientes consideraciones: inyección constante del último mes, control por BHP utilizando el dato del último mes y no se limitó la producción por RAP ni mínimo de caudal (Fig. 29).

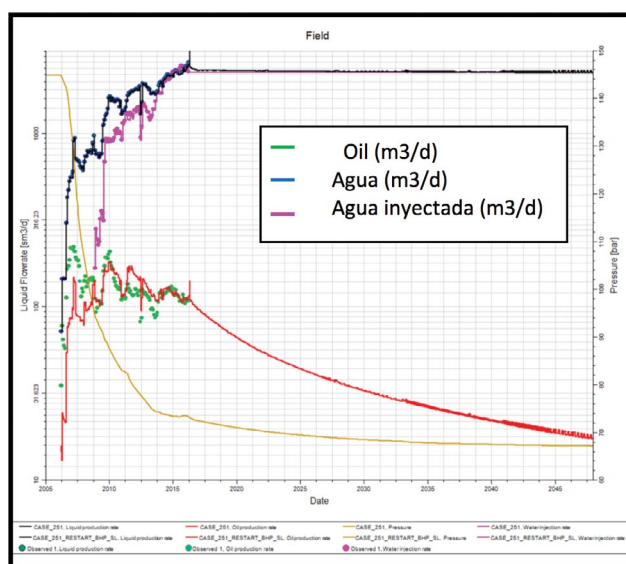


Figura 29. Predicción.

## CONCLUSIONES

Se logró un modelo estático y dinámico que permitió realizar una simulación térmica posterior para el diseño y evaluación de distintos escenarios de recuperación terciaria por inyección de TAP.

La construcción de los mismos fue posible gracias a un trabajo de detalle multidisciplinario donde se integró información sísmica, geológica, petrofísica, datos de producción y completación de los pozos.

El estudio representó un desafío no solo por la variabilidad presente en reservorios de tipo fluvial sino también por el uso del software, ya que el mismo no facilita el manejo de reservorios de bajo espesor y gran cantidad de capas, lo que implicó retrabajos y búsquedas de alternativas.

A su vez se logró una curva de aprendizaje para el modelado de futuros estudios en GSJ y el modelo obtenido será utilizado como base para el diseño de proyectos de EOR en Cerro Dragón.

## AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Pan American Energy por permitir la publicación del trabajo. A Alejandra Alonso (PAE) por la transmisión de conocimientos y dedicación. A Gabriela Arostegui (Schlumberger) y Fernando Tuero (VYP Consultores) por la colaboración técnica durante el estudio.

## REFERENCIAS CITADAS

- Amazeul J., A. Mehmet, T. Djebbar, D. Kersey, D. Keelan, 1993, "Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells", SPE 26436.
- Coates G., S.A. Denoo 1981, "Mechanical properties program using borehole analysis and Mohr's circle", SPWLA-1981-DD. México.
- Ferello, R., P.J. Lesta, 1973, "Acerca de la existencia de una dorsal interior en el sector Central de la Serranía de San Bernardo (Chubut)", Actas V Congreso Geológico Argentino, Villa Carlos Paz, Córdoba. Tomo 4:19-26.
- Figari, E., E. Strelkov, G. Laffitte, M. Cid de la Paz, S. Courtade, J. Celaya, A. Vottero, P. Lafourcade, R. Martínez y H. Villar, 1999, "Los sistemas petroleros de la cuenca del Golfo San Jorge. Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica", Boletín de Informaciones Petroleras, N°60: 54-90.
- Fitzgerald, M.G., Jr. Mitchum, M.A. Uliana, K.T. Bidle, 1990, "Evolution of the San Jorge Basin, Argentina", AAPG Bulletin, v.74:879-920.
- Lesta, P.J., 1968, "Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge", Actas III Jornadas Geológicas Argentinas, Buenos Aires, v.I: 171-182.
- Lesta, P.J., R. Ferello, 1972, "Región Extraandina de Chubut y Norte de Santa Cruz", En: A.F. Leanza, (ed) I Simposio de Geología Regional Argentina, Academia Nacional De Ciencias, Córdoba, Argentina. P. 601-653.
- Paredes, J.M., N. Foix, F. Colombo Piñol, A. Nillni, J.O. Allard, y R.A. Marquillas, 2007, "Volcanic and climatic controls on fluvial style in a high-energy system: The Lower Cretaceous Matasiete Formation, Golfo San Jorge basin, Argentina", Sedimentary Geology, v.202:96-123
- Plazibat, S., A. Coluccia, 2014, "Relaciones estratigráficas de los cuerpos ígneos terciarios, Area Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge", Actas Conexplo 2014.
- Plazibat, S, C. Acuña, J. Gavilán, M. Asef, E. Cayo, 2013, "Estudio integrado de reservorios Fluviales de la Fm Comodoro Rivadavia, Yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge", Primeras Jornadas Geológicas del Golfo San Jorge.
- Simpson, G.G., 1933, "Stratigraphic nomenclature of the early Tertiary of Central Patagonia", American Museum Novitates, 644:1-13.
- Zambrano, J.J., C.M. Urien, 1970, "Geological outline of the basins in southern Argentina and their continuation off the Atlantic shore", Journal of Geophysical Research. V. 75:1363-1369. Washington.



**10° CONGRESO DE  
EXPLORACIÓN Y  
DESARROLLO DE  
HIDROCARBUROS**

**Energía y Sociedad**  
aliados inseparables  
**Mendoza 2018**