

MODELO ESTÁTICO Y DINÁMICO DEL YACIMIENTO CHACHAHUÉN SUR, CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

Mariela Gamboa¹, Nicolás Pena¹, Lisandro Martínez¹, Daniel Varas¹, Guadalupe Oviedo¹

1: YPF S.A. mariela.gamboa@ypf.com, nicolas.pena@ypf.com, lisandro.martinezgasso@ypf.com,
mario.varas@ypf.com, guadalupe.oviedo@pas.ypf.com

Palabras clave: Formación Rayoso, Cuenca Neuquina, Modelo Geocelular, Simulación Numérica, Chachahuén Sur

ABSTRACT

Chachahuén Sur is a large-scale field located on the eastern margin of the Neuquén basin which is under incipient secondary recovery. The development of the field began in 2013, after the exploratory and extension drilling campaign targeted at Rayoso Formation, a succession of early Cretaceous fluvial cycles. These cycles are truncated by the Intersenonian unconformity, which lies between the reservoirs of the Rayoso Formation and the shaly base of the Neuquén Group and works as a regional seal. The main production cycles correspond to cycles 2a, 3a and 1c, being the best properties and the largest areal development, the sandstone of cycle 2.

In the present, 395 wells have been drilled. 76 of them are injectors wellbores and 47 more are expected to be converted. Towards the end of 2022, a polymer injection project is planned for the sandstone of cycle 2a using 50 injection wells, 41 of which are currently water injectors.

Although water injection began at the end of 2014, due to several factors, it has been hard to inject water homogeneously through all the field in accord with conversions and flow rates required. Consequently, methodologies usually used to forecast potential optimizations and future behaviors are inefficient as they do not consider pressure behavior.

Therefore, it has been considered essential to have a dynamic geo-modeling integral study (numerical simulation), representing geological model with its heterogeneities, saturations, hydraulic disconnections and, most importantly the pressure states related to historic production and injection achieved.

An electro facies model was developed at first using well logs, core samples and detailed well correlations in order to have petrophysical parameters (k-phi laws, J curve, etc.); thereby obtaining a robust static model.

From this point, the dynamic model moves forward by making use of assisted historical adjustment and probabilistic analysis, using the high density of data collected from the field development, reaching an acceptable historical adjustment and many kinds of forecasting scenarios.

1 - INTRODUCCIÓN

El yacimiento Chachahuén Sur, ubicado en la provincia de Mendoza, fue descubierto en el año 2011 luego de la campaña exploratoria realizada con los pozos ChuS.x-1 y ChuS.x-2, con objetivo comprobar la mineralización de petróleo en la Formación Rayoso. Durante el año 2012 continúa la campaña de pozos exploratorios y de extensión y en el año 2013 inicia el desarrollo

del campo. A junio de 2021 se han perforado 395 pozos, de los cuales 259 son pozos productores y 76 inyectores y se prevé avanzar con la conversión de 47 inyectores más.

Si bien la inyección en el bloque comenzó a finales del año 2014, debido a diferentes factores, no se ha podido inyectar agua homogéneamente en todo el campo según los ritmos de caudales ni conversiones requeridas. En consecuencia, las metodologías usualmente utilizadas para pronosticar comportamientos futuros y potenciales optimizaciones, resultan insuficientes al no involucrar comportamientos de presiones.

Por tal motivo, se consideró de alto impacto contar con un estudio integral de geo-modelado dinámico (simulación numérica), que represente el modelo geológico, con sus heterogeneidades, saturaciones, desvinculaciones hidráulicas y, sobre todo, que muestre los estadios de presión asociados a la producción e inyección histórica conseguida.

Persiguiendo este objetivo, se realiza un modelo estático que integra la información del ambiente geológico, análisis convencional y especial de muestras de coronas, en conjunto con registros de pozos. A partir de esto, el modelo dinámico avanza utilizando el ajuste histórico asistido y análisis probabilístico haciendo uso de la gran densidad de datos adquirida en el desarrollo del campo, consiguiendo un ajuste histórico aceptable y diferentes escenarios de pronósticos.

2 - UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El bloque de explotación Chachahuén Sur se encuentra ubicado en el sur de la provincia de Mendoza sobre la margen norte del Río Colorado, próximo a la localidad de Rincón de los Sauces. Hacia el Sureste limita con el yacimiento Cerro Hamaca Oeste y hacia el Oeste con el yacimiento Desfiladero Bayo Este (Figura 1).

Los reservorios de interés corresponden a la Formación Rayoso, en el ámbito de la Cuenca Neuquina.

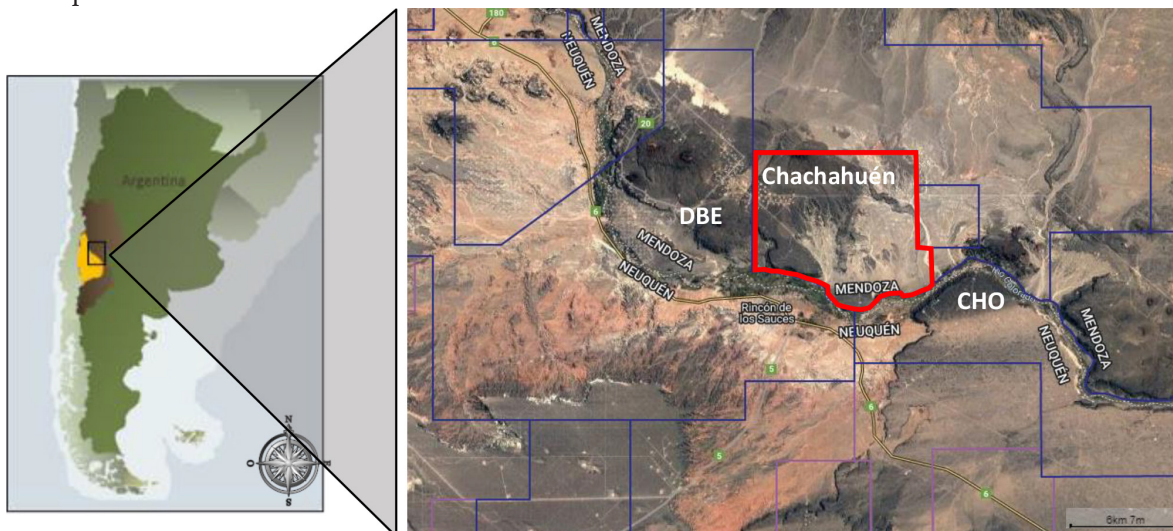


Figura 1. Ubicación del bloque de explotación de Chachahuén Sur.

finas y medianas y a evaporitas. Estos depósitos están interpretados como sistemas fluviales efímeros con extensos barrales y llanuras de inundación asociadas (Uliana *et al.* 1975). Otros autores asocian estos depósitos con sedimentos de origen lacustre restringido someros (Zavala *et al.* 2011). La Fm. Rayoso limita en la base con bancos calcáreos del Mb La Tosca de la Fm. Huitrín. Hacia el tope se encuentra truncada por la discordancia intersenoniana que separa los depósitos de la Fm. Rayoso con la base pelítica del Grupo Neuquén (Figura 2).

4 - MODELO ESTRUCTURAL Y ENTRAMPAMIENTO

La estructura del yacimiento corresponde a un monoclinal suavemente buzante al SO, donde los ciclos depositacionales de la Fm. Rayoso (alternancia arenisca-arcilita) truncan contra la discordancia intersenoniana. Por encima de la discordancia se desarrollan los niveles pelíticos de la base del Grupo Neuquén que hacen de sello regional de la estructura (Figura 3).

Las mayores acumulaciones de hidrocarburo se encuentran en las zonas altas de la estructura contra la discordancia. En el yacimiento Chachahuén existen tres ciclos productivos principales llamados ciclo 1, 2 y 3, siendo el de mayor interés el ciclo 2 por presentar mejores propiedades de reservorio y mayor extensión areal. El yacimiento se encuentra dividido en bloques a partir de fallas o discontinuidades interpretadas en la sísmica, de escaso a nulo desplazamiento vertical pero que generan cambios en el contacto de agua de entre 5 y 10 m de manera escalonada, profundizándose hacia el sur. Solamente una de estas fallas presenta un rechazo vertical evidente (de hasta 40 m) ubicada al NO del campo.

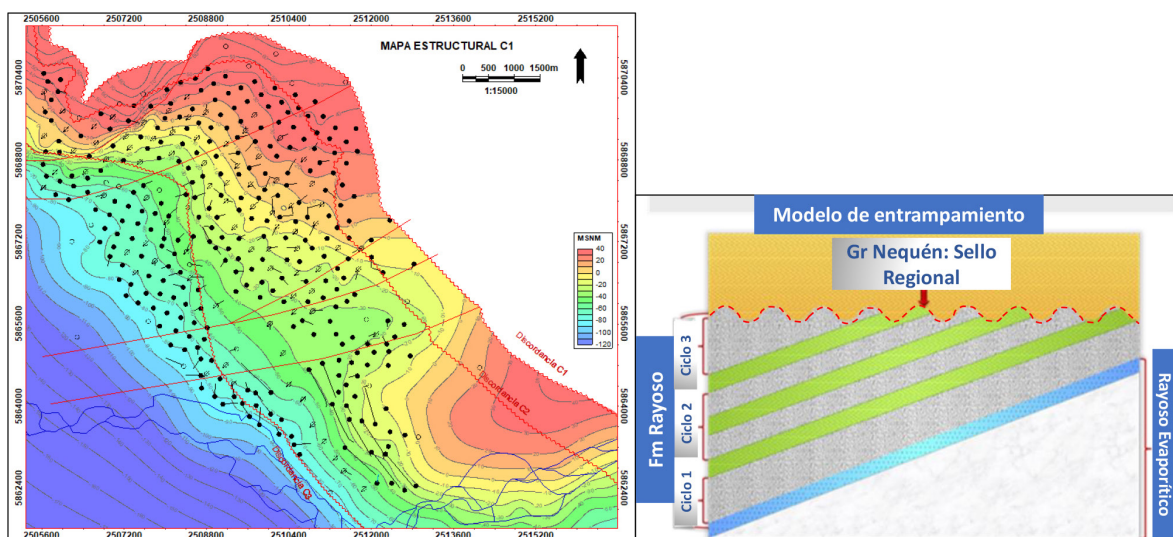


Figura 3. Mapa estructural al tope del ciclo 1 de la Fm. Rayoso. Modelo geológico de entrapamiento.

5 - MODELO ESTÁTICO GEOCELULAR

Con la necesidad de contar con un modelado dinámico que represente la historia de producción y pronostique escenarios de producción confiables, se realiza un modelo estático geocelular a partir del modelo geológico conceptual y de entrapamiento del play Rayoso. El modelo de fallas realizado a partir de la interpretación sísmica generó la compartimentalización del yacimiento en bloques (bloque 1, bloque 1 bis, bloque II, bloque III, bloque IV y bloque CHO), quedando solamente como falla activa aquella que presenta rechazo vertical y que desvincula fluidos (Figura 4). Las dimensiones de las celdas son de 50x50x1 metros permitiendo reflejar las heterogeneidades de facies y de propiedades petrofísicas.

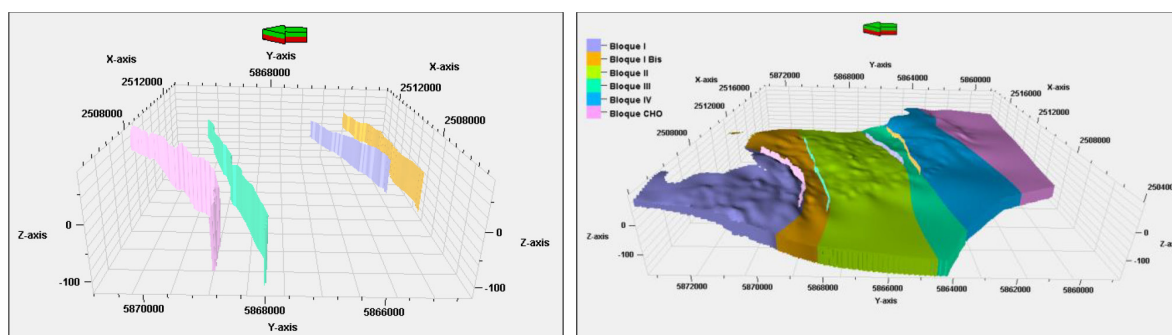


Figura 4. Grilla 3D con modelado de fallas y división en bloques del campo.

Una vez realizado el esqueleto de la grilla, se definió el zonado donde cada uno de los ciclos principales llamados C1c, C2 (subdividido en C2a y C2b) y C3a, constituyen una zona dentro de la misma. Se utilizaron los mapas estructurales a los topes de los ciclos y los mapas de isopáquicos de espesores totales para poder representar los acuñaientos o truncaciones hacia la discordancia. El layering utilizado es de tipo proporcional y el número de layers por zona fue calculado a partir del espesor máximo de cada ciclo (Figura 5).

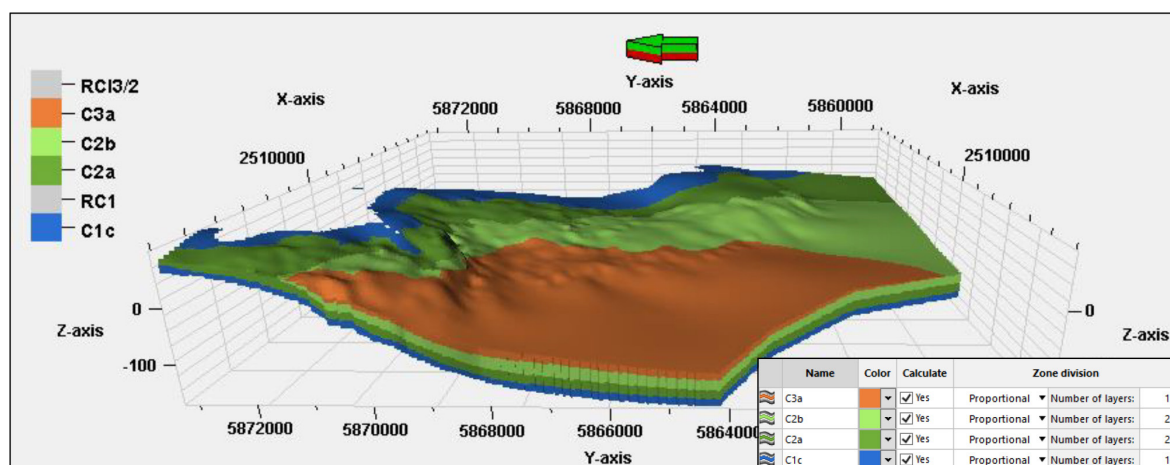


Figura 5. Zonas dentro de la grilla representadas por los ciclos de interés de la Fm. Rayoso donde puede verse el acuñaiento de estos.

Los pozos perforados en Chachahuén tienen una profundidad promedio de 750 mbbp, Las correlaciones son generalmente sencillas por tratarse de un monoclinal poco estructurado, quedando bien definida la zona de interés entre la base pelítica del Grupo Neuquén y las primeras evaporitas de la Fm. Rayoso. Los espesores de los ciclos son variables debido a que se encuentran afectados por la erosión de la discordancia intersenoniana, donde por ejemplo un ciclo que tiene 20 m de espesor se trunca en su totalidad. En la Figura 6 se presenta un corte representativo del área donde puede verse la continuidad de los ciclos y como se truncan perdiendo espesor.

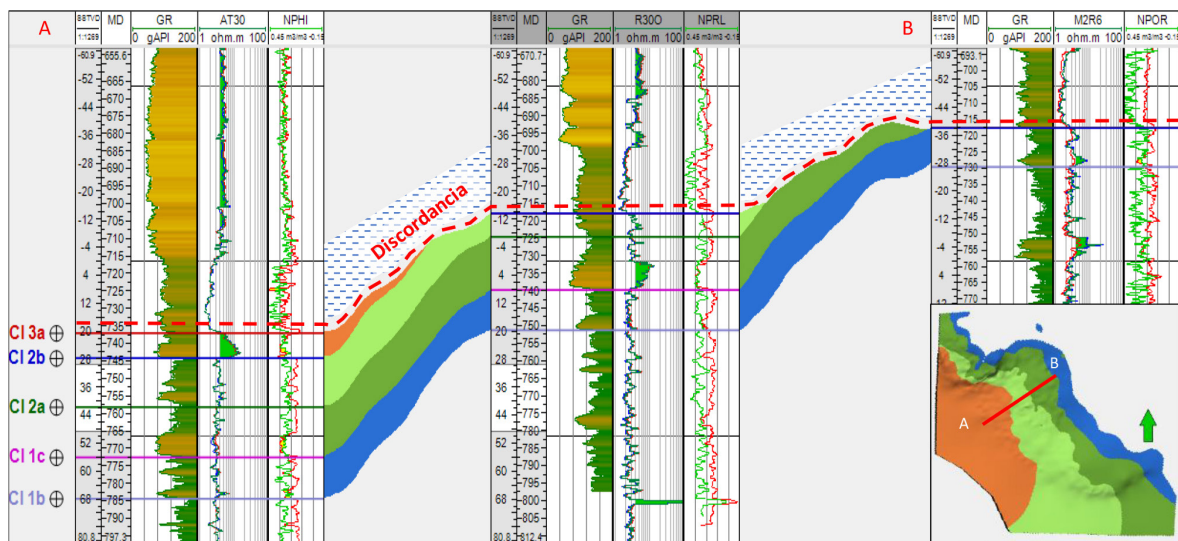


Figura 6. Corte estructural que describe la correlación de los ciclos y las truncaciones.

6 - MODELO SEDIMENTARIO

El yacimiento Chachahuén cuenta con nueve coronas de la Fm. Rayoso y casi la totalidad de los pozos perfilados a pozo abierto con perfiles convencionales y en algunos pozos con perfiles especiales (Figura 7). La integración de esta información con estudios de laboratorio permitió agrupar las distintas litofacies identificadas en coronas en *rock types* utilizando el estudio de radio de garganta poral con datos de inyección de mercurio sobre coronas. Para poder establecer la relación entre las litofacies identificadas en las coronas y los *rock types* calculados, se aplicó el método de agrupación de *cluster* de perfiles, obteniendo de este modo, electrofacies que honran las litofacies para finalmente extrapolar las distintas electrofacies a los pozos donde solo se cuentan con perfiles a pozo abierto. En las coronas se identificaron tres facies reservorio y tres facies no reservorio. Se han identificado tres electrofacies de tipo reservorio (St, Sh y Sr) y una no reservorio (Fl). Se tomaron como base los modelos clásicos de códigos propuesto por Miall (1977, 1978).

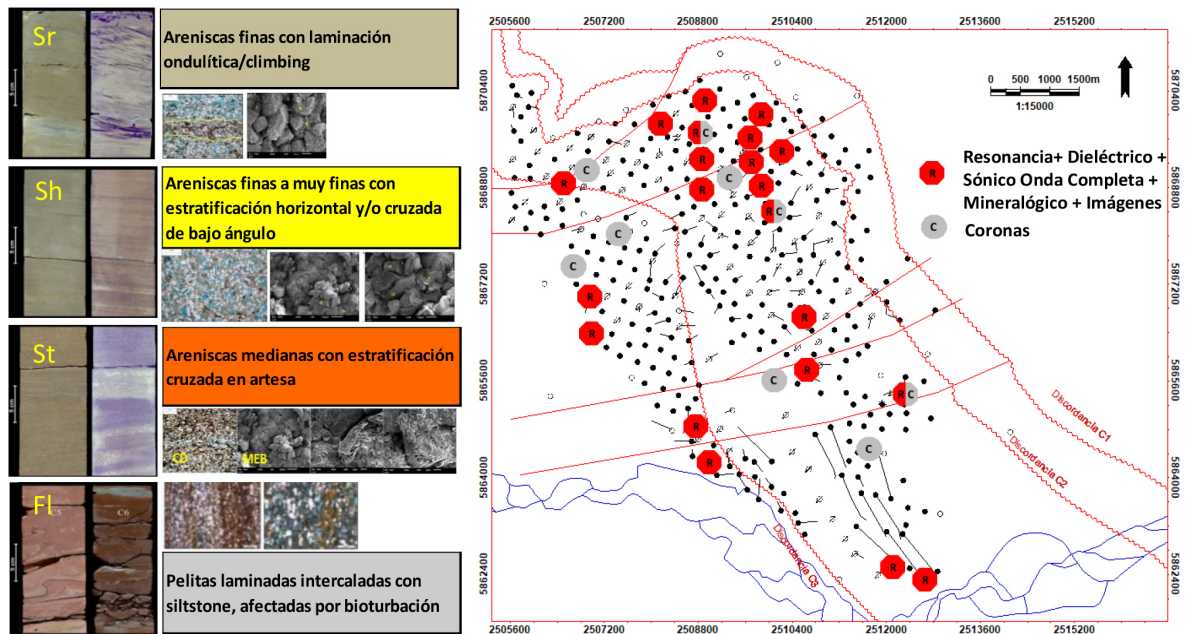


Figura 7. Facies identificadas (reservorio y no reservorio). Mapa de adquisición de testigos coronas y perfiles especiales.

Las facies reservorio presentan porosidades entre 18 y 28% y permeabilidades entre 100 – 2000 mD. Petrográficamente se clasifican como arenitas lítico feldespática (facies St y Sh) y arenitas feldespático líticas (Figura 8). Se observa granulometría fina a muy fina, en algunos casos mediana, con moderada a buena selección de clastos predominantemente subangulosos y un moderado grado de madurez mineralógico. Estas facies están compuestas por Cuarzo (~35-45%), Feldespato-K (~10-12%), Albita (~10-15%) y minerales arcillosos como Illita (~2-4%), Muscovita (~1%) y Caolinita (~1-2%).

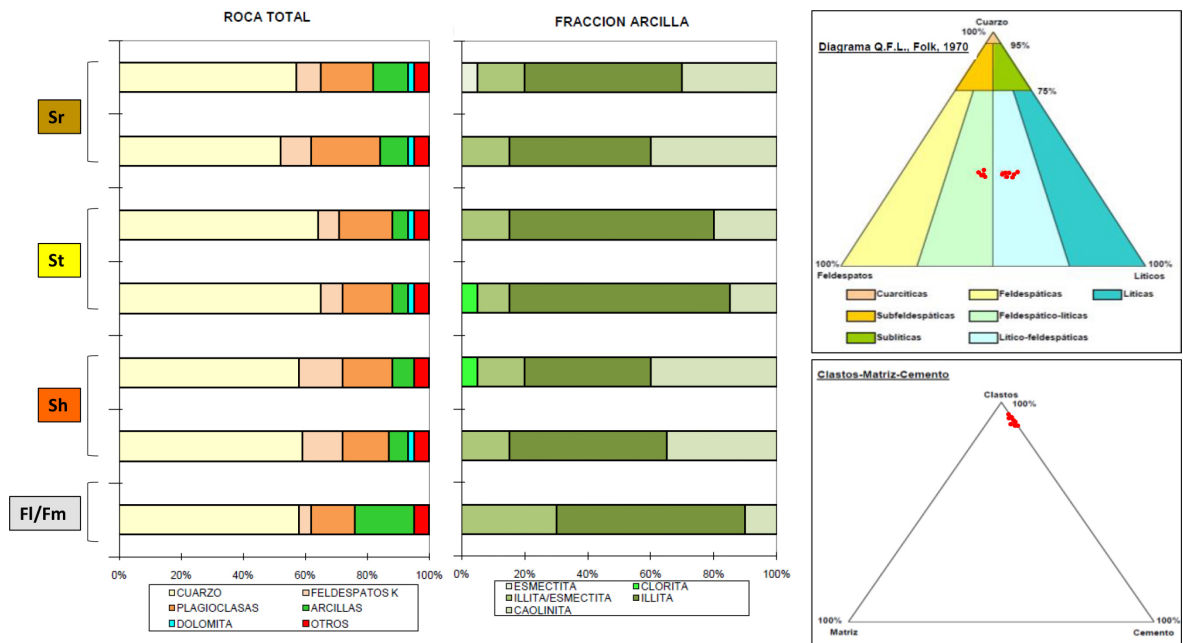


Figura 8. Gráficos de DRX asociados a cada litofacies y triángulos composicionales, Folk, 1970.

La permeabilidad de la facies F1 no supera valores de 1mD y por lo tanto es considerada como facies no reservorio. Petrográficamente están compuestas por Cuarzo (~15-30%) y minerales arcillosos como Illita (~45-20%), Biotita (~15-7%). La proporción de Feldespato-K y Albita es baja (~7-2%).

6.1 Modelado de facies

Partiendo de la determinación de electrofacies y de las interpretaciones petrofísicas de los pozos, se realiza el escalado que consiste en asignar un valor de cada propiedad a las celdas de la grilla. Para el escalado de las propiedades discretas (electrofacies, *rock types*, etc.) se utilizó el método *Most of* y para las continuas (porosidad, saturación de agua, permeabilidad, etc.) el método aritmético. De esta manera se logró una buena correlación entre los datos interpretados y la asignación de estos a la celda. Posteriormente se definieron los variogramas verticales y horizontales, como así también la proporción vertical en el caso de las facies, para poblar la grilla con el algoritmo secuencial indicator. Utilizando variogramas según lo mostraban los datos de pozo y tomando rangos de anisotropía horizontal de 900 x 600, permitió obtener mayor continuidad de los cuerpos de arena y mejor comunicación entre pozos inyectores y productores. En la Figura 9 se muestra un diagrama con el flujo de trabajo y en la Figura 10 los parámetros utilizados en el data análisis para lograr una buena correlación entre los datos de pozos, escalado de propiedades y el modelo de facies.

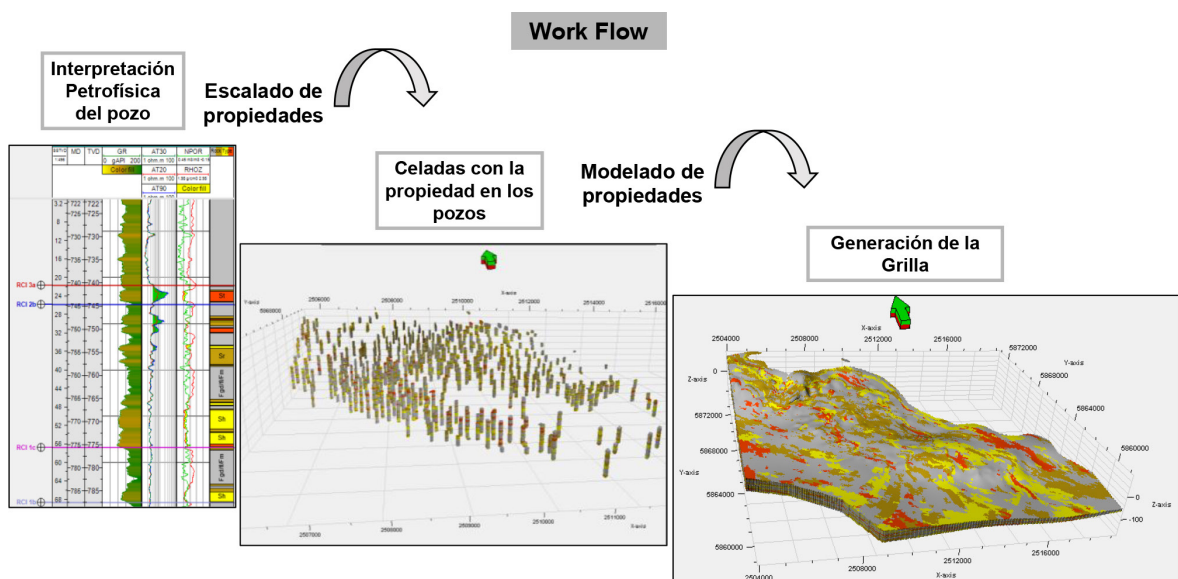


Figura 9. *Workflow* del modelo de facies.

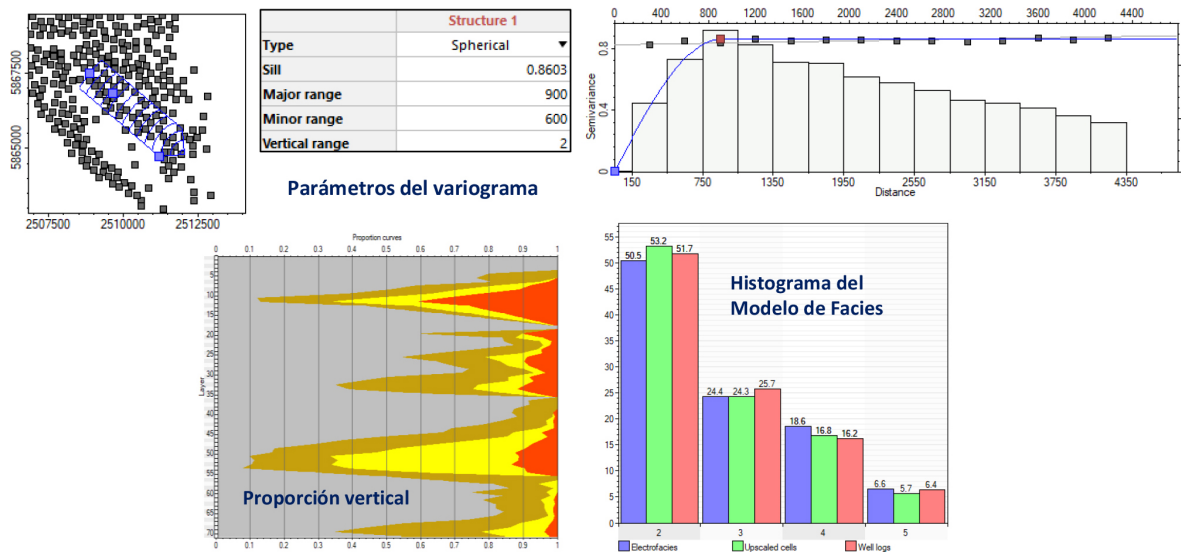


Figura 10. Proporción vertical de facies y variograma horizontal utilizados para poblar el modelo. Histograma donde se aprecia el buen ajuste entre datos de pozos, escalado y poblado del modelo.

A partir de correlaciones de detalle y del mapeo de los cuerpos arenosos se distinguieron dos sistemas depositacionales, uno de tipo mantiforme, de buena continuidad y extensión areal, con muy buenas propiedades petrofísicas (C2a y C3), y otro de geometrías canalizadas, de menor continuidad y extensión areal (C2b y C1), con propiedades petrofísicas desmejoradas respecto al anterior. El modelo de facies representa de buena manera estos sistemas depositacionales (Figura 11).

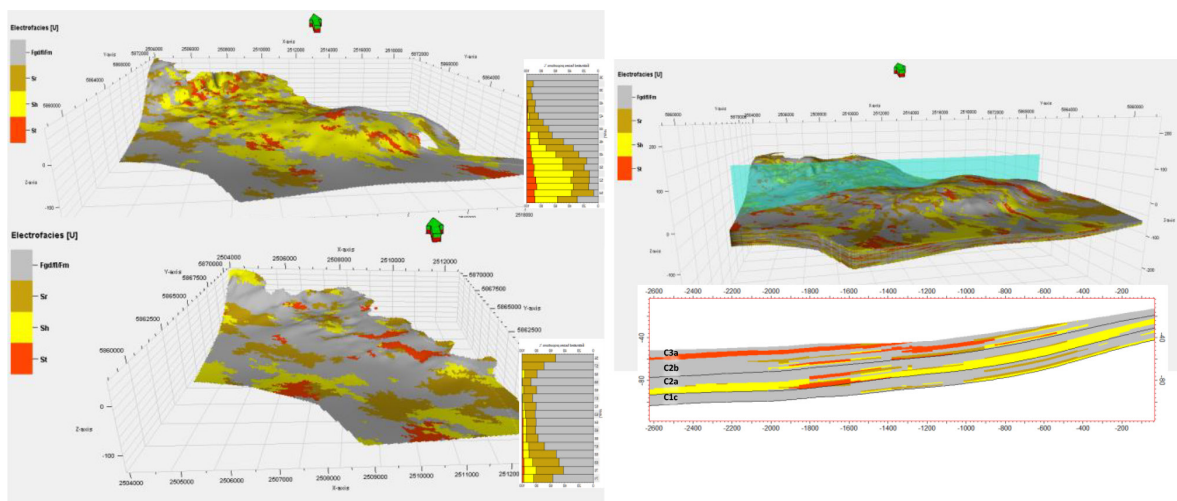


Figura 11. *Layers* del modelo de facies y corte transversal mostrando la distribución de facies y continuidad de los sistemas depositacionales.

7 - MODELADO PETROFÍSICO

7.1 Determinación de parámetros eléctricos (a, m, n)

A los efectos de determinar el Factor de Formación (FF) e Índice de Resistividad (IR) así como los exponentes de cementación (m) y de saturación (n) de la ecuación de saturación de agua (SW), se realizaron mediciones de las propiedades eléctricas sobre muestras de coronas en pruebas de laboratorio. En la Tabla 1 se presentan los parámetros obtenidos.

Reservorio	Factor de Tortuosidad (a)	Exponente de Cementación (m)	Exponente de Saturación (n)
Rayoso Clástico	0,91	1,90	1,81

Tabla 1. Resumen de parámetros eléctricos.

7.2 Determinación de resistividad de agua de formación (Rw)

Para la determinación de la resistividad de agua de formación (Rw), que resulta ser uno de los parámetros más importantes para el cálculo de Saturación de Agua (Sw), se ha estimado a partir del análisis de muestras de agua de formación. La salinidad promedio ronda los 24,5 g/l Cl- (aprox.

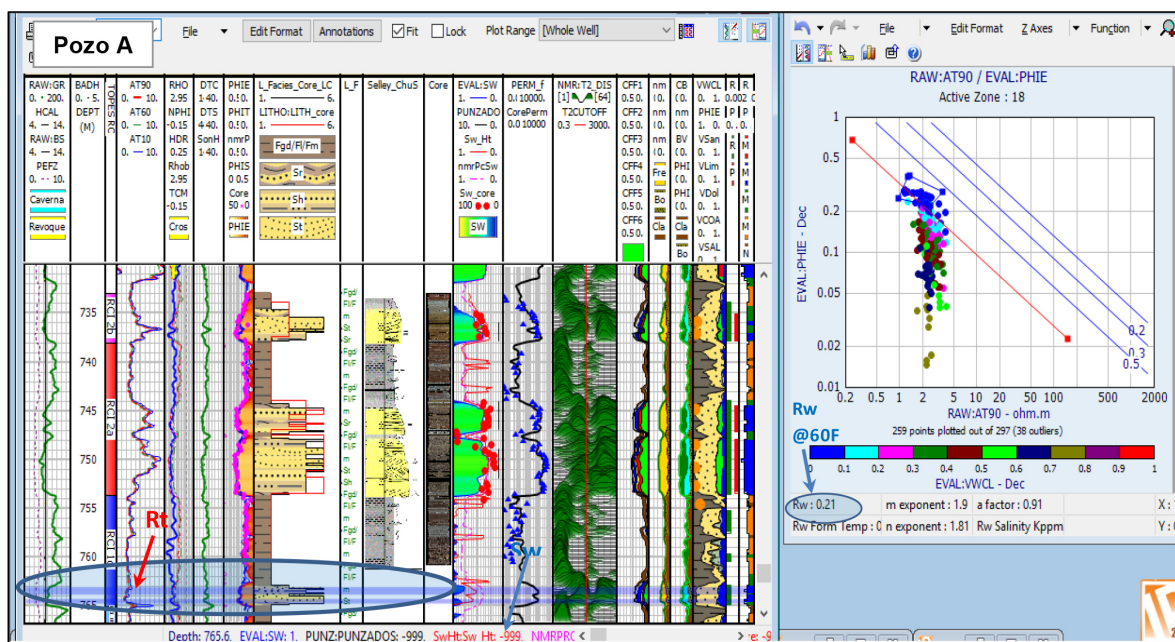


Figura 12. Interpretación de Perfiles y Pickett Plot Pozo A.

40.000 ppm de NaCl equivalente). Otro método para la estimación de R_w basada en perfiles de pozo, es a partir del gráfico de Pickett (Porosidad vs. Resistividad). Conociendo los parámetros m y a , el exponente m representa la pendiente de la línea de tendencia Porosidad-Resistividad. Esta pendiente para $S_w=100\%$, es igual al producto $a \cdot R_w$ en el punto de intersección con el valor de 100% de porosidad. Siendo “ a ” igual a 0.91, entonces R_w puede ser calculado. En la Figura 12 se muestra un ejemplo en donde se determinó el valor de R_w en el nivel inferior, sombreado en azul para el pozo A y que corresponde a un nivel saturado 100% en agua de formación.

7.3 Modelo de Saturación

Para la estimación de la saturación de agua (S_w) a partir de registros de pozos se empleó la ecuación de Simandoux, Ecuación 1. La misma realiza una corrección de S_w por efecto de conductividad que adicionan las arcillas debido al contenido de agua de adsorción.

La ecuación de Simandoux se presenta a continuación:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m \cdot S_w^n}{a \cdot R_w \cdot (1 - V_{cl})} + \frac{V_{wcl} \cdot S_w}{R_{cl}}$$

Ecuación 1. Ecuación de Simandoux.

Donde:

S_w = Saturación de Agua.

R_t = Resistividad verdadera de la Formación.

ϕ = Porosidad.

m = Exponente de Cementación. n = Exponente de Saturación.

a = Índice/Factor de Tortuosidad.

V_{wcl} = Volumen de Arcilla Húmeda.

R_{cl} = Resistividad de la Arcilla.

R_w = Resistividad del Agua de Formación.

7.4 Modelado de S_w – Función J

Debido al alto grado de incertidumbre que genera el cálculo de la saturación de agua (S_w) a partir de perfiles, los cuales suelen ser afectados por diversos factores (ambientales, características de los reservorios, diseño y resolución de las htas., etc.), fue necesario realizar esta estimación prescindiendo del método resistivo. Para ello se aplicó la metodología desarrollada por Leverett denominada Función J, para obtener curvas de S_w confiables y para ser utilizadas posteriormente en los modelos estáticos y dinámicos. La principal ventaja de obtener la saturación de agua a partir de la Función J, es que la misma es independiente de la resistividad y, al mismo tiempo, honra capilaridad y provee una distribución de saturación físicamente razonable, tomando en cuenta los tipos de roca presentes en el reservorio, considerando que los mismos están relacionados con la porosidad y la permeabilidad.

La función J es una función adimensional que relaciona las propiedades de la roca y de los fluidos. Se sabe que la distribución del tamaño de los poros está relacionada con la presión capilar, por lo que la Función J puede ser expresada en términos de ésta. La Función J considera los cambios en porosidad, permeabilidad y humectabilidad del yacimiento, siempre y cuando la geometría poral permanezca constante.

La función J puede ser derivada de la ecuación de Carman-Kozeny (Ecuación 2).

$$J(S_w) = C_1 \left[\frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \right] * \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

Ecuación 2. Función J

Donde:

Variable	Sistema C. G. S.	Oil Field	Sistema Mixto	Sistema Métrico
J (Sw)=Función J	adimensional	adimensional	adimensional	adimensional
Pc= Presión Capilar	dinas/cm2	psi	atm	bar
σ = Tensión Interfacial	dinas/cm	dinas/cm	dinas/cm	mN/m
θ = Ángulo de contacto	grados	grados	grados	grados
K= Permeabilidad	cm2	mD	mD	mD
φ = Porosidad	%	%	%	%
C1= Cte. Adimensional	1	0,217	3,183	3,141

Los datos de presión capilar se expresan en una curva de Función J (calculada con la Ecuación 2) versus Saturación de Agua (Figura 13A). A partir de las curvas de presión capilar, para cada valor de Sw, puede tomarse el valor correspondiente de Pc, y una función J puede ser calculada, resultando en un gráfico como los que se muestran a continuación. Desde el gráfico log-log de J vs. Sw, como en la Figura 13B se obtiene la relación para determinar Sw a partir del valor de J.

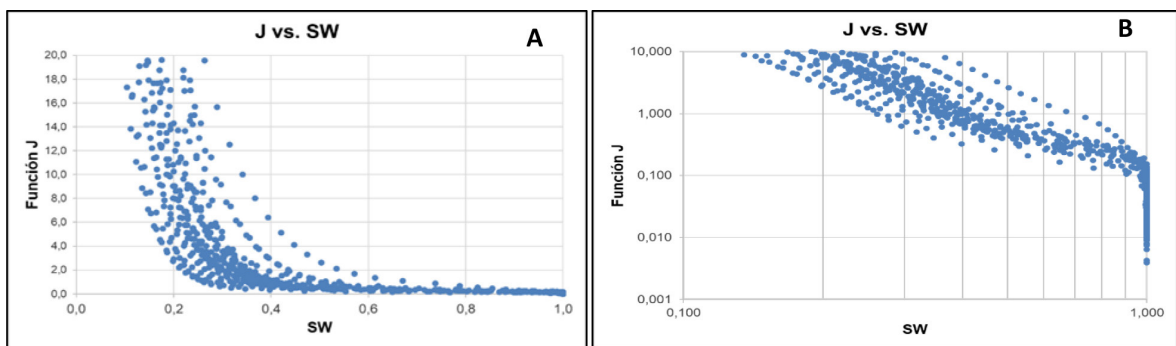


Figura 13. A) Función J vs. Sw, Miembro Rayoso Clástico Inferior. B) Función J vs. Sw (log-log), Miembro Rayoso Clástico Inferior.

Del mismo modo, se elaboraron los mismos gráficos de J vs. Sw, pero agrupados por tipo de roca (Figura 14A); en los cuales se pudo apreciar que una misma función J honra los diferentes tipos de roca presentes en el miembro Rayoso Clástico Inferior.

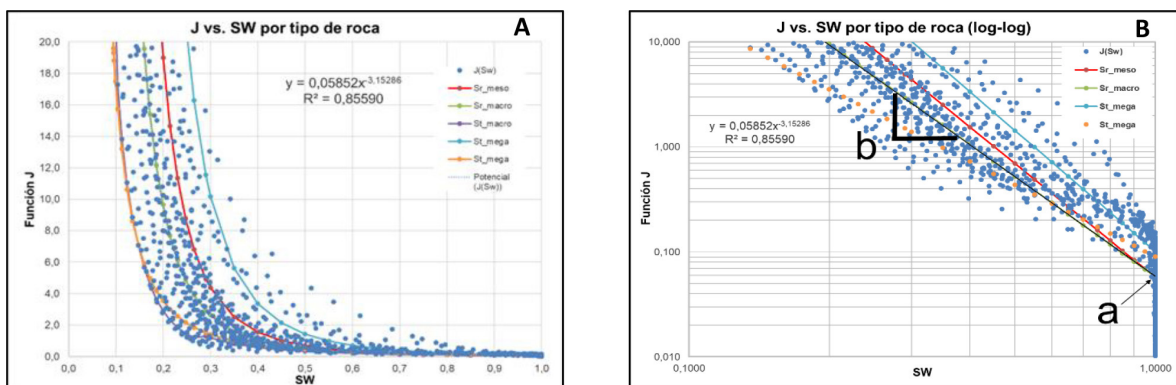


Figura 14. Función J vs. Sw por tipo de roca, Miembro Rayoso Clástico Inferior. Lineal (A) y (log-log) (B).

De la Figura 14B log-log se obtuvieron las siguientes relaciones, las cuales fueron utilizadas para el miembro Rayoso Clástico Inferior en el área de Chachahuén Sur (Ecuación 3 y Ecuación 4).

$$J = 0,05852 * Sw^{-3,15286}$$

Ecuación 3

$$Sw = (a/J)^{1/b}$$

$$Sw = (0,05852/J)^{1/(-3,15286)}$$

Ecuación 4

Donde:

Sw = Saturación de Agua.

a = intersección del eje Y del gráfico log-log de J vs. Sw. Valor de J a una Sw igual a 1.

b = pendiente de la recta definida por el gráfico log-log.

7.5 Modelo de Permeabilidad

Para realizar una estimación continua de este parámetro en todos los pozos, fue necesario buscar diferentes relaciones entre los datos de perfiles y los datos medidos en coronas; para ello se probaron diferentes métodos, ya sea regresiones lineales, lineales múltiples o métodos matemáticos y/o estadísticos de ajuste como ser lógica difusa y redes neuronales. Se puso énfasis en lograr la mejor calibración en las litofacies de los reservorios presentes. En primera instancia y debido a que con todos los métodos se alcanzaron ajustes aceptables, se optó por la regresión lineal múltiple, debido a la similitud de resultados, pero fundamentalmente a la simpleza en la extrapolación del método. A continuación, se puede observar en la Figura 15 la relación K/Phi medidos en plugs de coronas.

En principio y a partir de una relación lineal múltiple se establecieron las siguientes ecuaciones para estimar la permeabilidad para los ciclos 2a (Ecuación 5) y 3a (Ecuación 6).

$$\text{Perm C2a (mD)} = 10^{(17,80130702 + 0,00403258 * GR + 1,29075495 * PHIE - 1,35734414 * VCL - 7,33043096 * Rhob)}$$

Ecuación 5. K/Phi C2a

$$\text{Perm C3a/2b (mD)} = 10^{(-8,43058988 + 64,6233308 * PHIE - 81,2572595 * PHIE^2)}$$

Ecuación 6. K/Phi C3a

Posteriormente se establecieron relaciones K/Phi para cada uno de los tipos de facies (Figura 16).

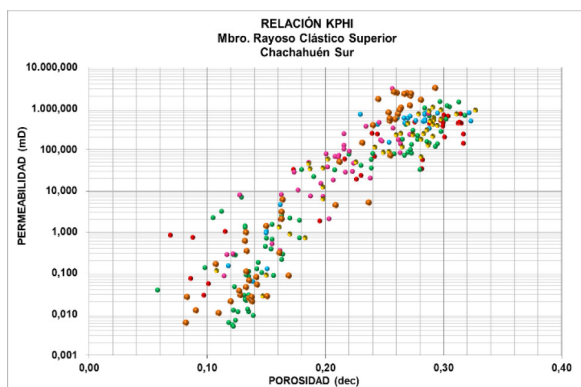


Figura 16. Relación Permeabilidad / Porosidad con datos de coronas.

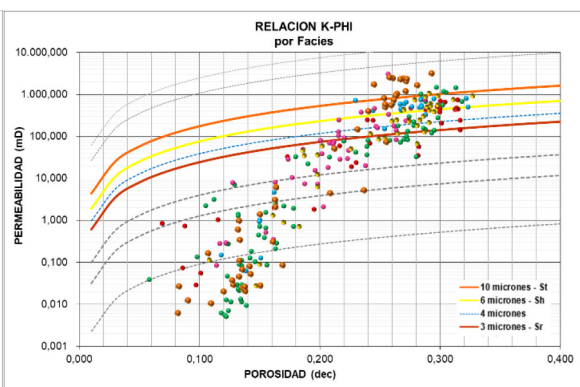


Figura 15. Leyes K/Phi determinadas para cada facies.

7.6 Determinación de Valores de Corte (cutoffs)

Para poder determinar que niveles de la formación poseen las características adecuadas para almacenar fluidos, y que fracción de estos se encuentran ocupadas por hidrocarburos, se definieron ciertos parámetros de corte (*cutoffs*), los cuales fueron ajustados en base a la producción de los pozos en el área de estudio.

- **Espesor Total de Roca:** incluye toda la roca dentro del intervalo a evaluar.
- **Espesor Neto:** se refiere a aquella roca que pudiera tener características de reservorio. El criterio para determinarlo se expresa en función de un valor de corte de Volumen de Arcilla (Vcl).
- **Espesor Neto de Reservorio:** se refiere a aquella parte del Espesor Neto que tiene propiedades útiles de reservorio. La condición para determinarlo se expresa en función de un valor de corte de porosidad (Phi).
- **Espesor Neto de Hidrocarburos:** se refiere a los intervalos netos de reservorio que contienen cantidades significativas de hidrocarburos. Se determina usando como criterio un corte de saturación de agua (Sw).

En la Tabla 2 se presenta los valores de corte utilizados:

Phi	Sw	Vcl	Radio de Garganta Poral
$\geq 10\%$	$\leq 55\%$	$\leq 35\%$	≥ 0.5 micrones

Tabla 2. Valores de Cut off utilizados.

7.7 Estimación de Espesores Útiles

Para la estimación de espesores, se utilizó el *software* IP, en donde se realizaron todas las evaluaciones petrofísicas, y asimismo se cargó toda la información referente a tope y base de cada uno de los intervalos analizados. Con estos datos se procedió a realizar el conteo de arenas determinando los valores promedio de volumen de arcilla (VCL), porosidad efectiva (PHIE), saturación de agua (Sw) y Permeabilidad (K), tanto como para el Espesor Neto de Reservorio (*Net Reservoir*), como para el Espesor Neto de Hidrocarburos (*Net Pay*), presentándose los mismos en una tabla sumario de evaluación. Se indica que estos resultados presentan con un solo valor, las propiedades petrofísicas de a veces áreas extensas, por lo que se deberá considerar la incertidumbre que pudieren tener los mismos.

En resumen, de acuerdo con las interpretaciones petrofísicas efectuadas, los cuerpos mantiformes de areniscas más continuas, muestran una porosidad que varía en un rango entre el 20 al 30%, con un promedio de 26%. Los valores de permeabilidad calculados van desde los 90 mD a los 2400 mD, en tanto el promedio ronda los 400 mD. Por otro lado, los depósitos de corrientes

más canalizadas y de baja continuidad muestran valores de porosidad promedio de 20% y de permeabilidad promedio de 40 md.

7.8 Poblado del modelo Petrofísico

Para el poblado de las propiedades petrofísicas se utilizó el mismo *workflow* que para las facies, es decir, se parte de la interpretación a nivel pozo, se escala llevando el valor de la propiedad a la celda y se propaga mediante algoritmos. En el caso de las propiedades petrofísicas discretas (radio de garganta porales) se escaló con el método *most of*, y para las continuas (porosidades, volumen de arcilla, saturaciones, etc.) el método aritmético. Finalmente se utilizó el algoritmo gaussiano secuencial para propagar las propiedades (Figura 17).

Como se mencionó anteriormente, el cálculo de la saturación de agua se realizó de dos maneras, utilizando la fórmula de Simandoux y con la curva J y en el caso de la permeabilidad se calculó a partir de leyes K/Phi.

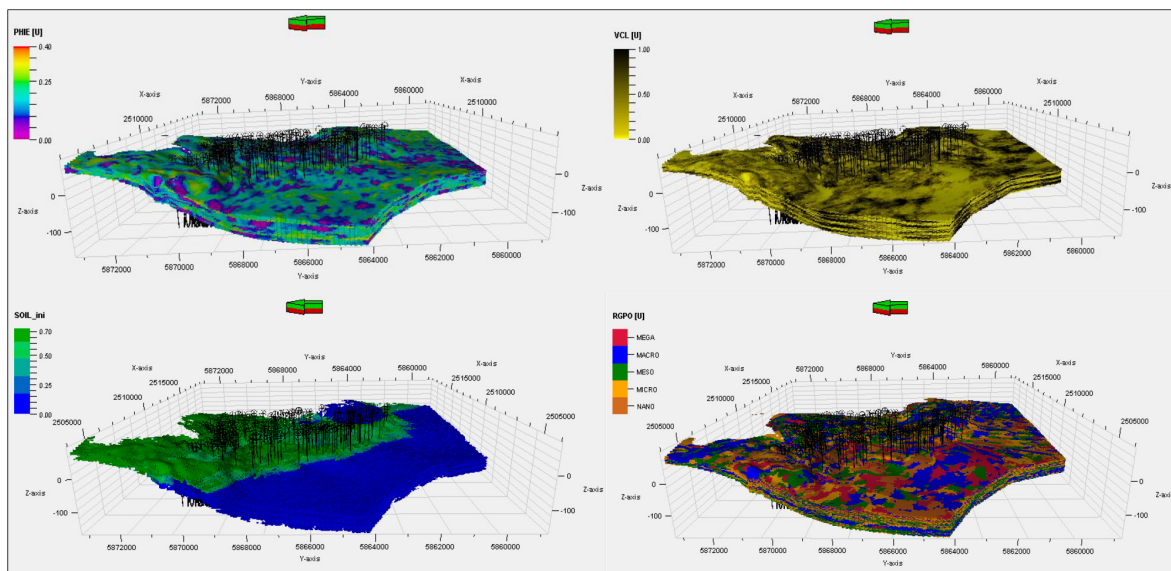


Figura 17. Grillas 3D con modelado de propiedades petrofísicas.

8. MODELO DINÁMICO

A diciembre de 2021 se han perforado 395 pozos de los cuales 76 de ellos son pozos inyectoros y se espera que 47 se conviertan de productores de petróleo a pozos inyectoros de agua.

El modelado estático y dinámico también incluyó pozos de áreas vecinas que comparten reservorios e influyen en el comportamiento de producción del campo en estudio (Figura 18).

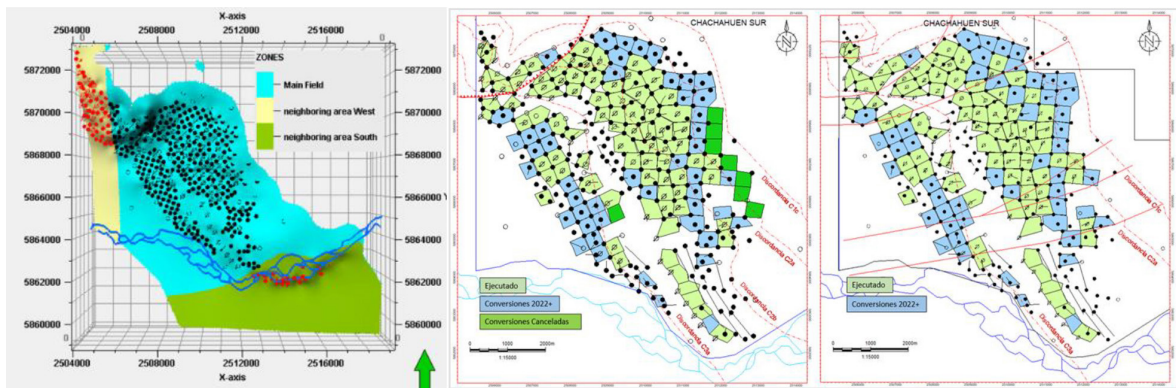


Figura 18. Yacimiento modelado, campos vecinos y arreglos de inyección.

Inicialmente, a partir del análisis del registro petrofísico junto con la interpretación geológica y geofísica del área, se definieron 24 regiones de equilibrio con diferentes contactos agua-petróleo-gas (Figura 19). Sin embargo, monitoreando la respuesta a la inyección de agua, solo algunos de ellos mostraron desconexión hidráulica debido a fallas geológicas o variación de facies.

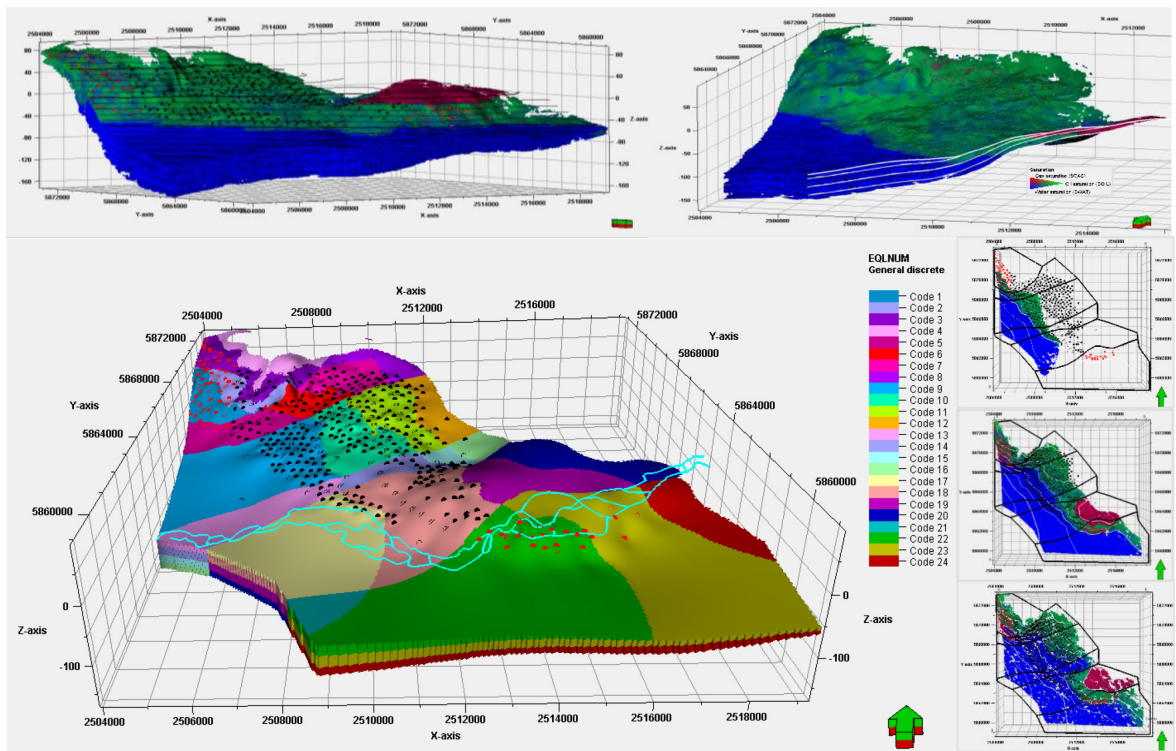


Figura 19. Regiones de equilibrio y contactos por ciclo y bloque.

Aunque la inyección en el campo comenzó al final del 2014, por diferentes motivos, no ha sido posible inyectar a los caudales requeridos ni se ha logrado una buena distribución areal (Figura 20A y 20B). Las proporciones de reemplazo de vacíos (VRR) desequilibradas observadas

en todo el campo dieron como resultado una estrategia de desarrollo de campo de optimizaciones a nivel de pozo.

Este proyecto tiene como objetivo equilibrar el VRR en todo el campo mediante el uso de un modelo de yacimiento dinámico calibrado a nivel pozo.

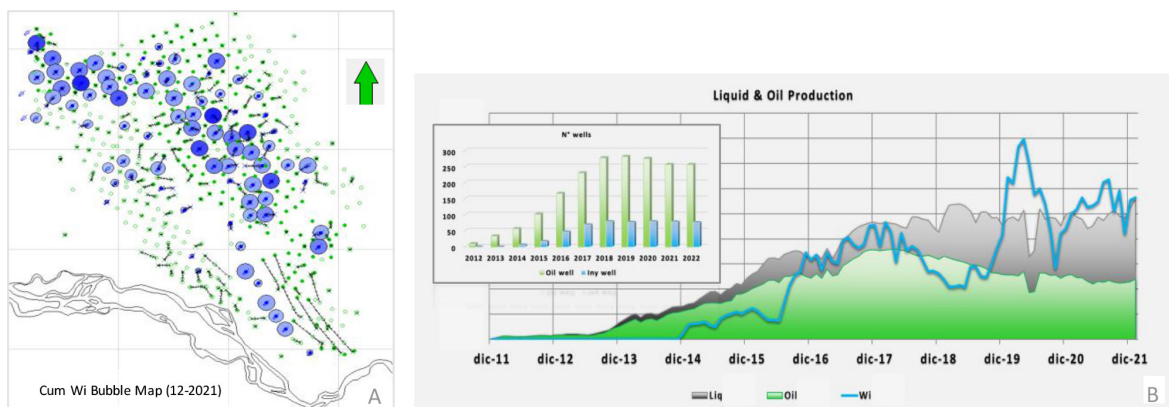


Figura 20. A) Mapa de acumulada de inyección. B) Gráfico de producción e inyección (expresados en el mismo eje).

Dado el gran flujo de información, en el proyecto se trabajó de forma estadística y probabilística. Utilizando un proceso iterativo a través de flujos de trabajo automatizados, se ensamblaron una gran cantidad de ejecuciones de simulación utilizando diferentes grupos de variables, con diferentes rangos de valores de distribución de probabilidad.

El análisis del modelo de facies proporcionó el conjunto principal de variables petrofísicas para iterar. Entre las principales se definieron rangos para la relación K-Phi por tipo de roca y por bloque y rangos para las curvas J (Figura 21).

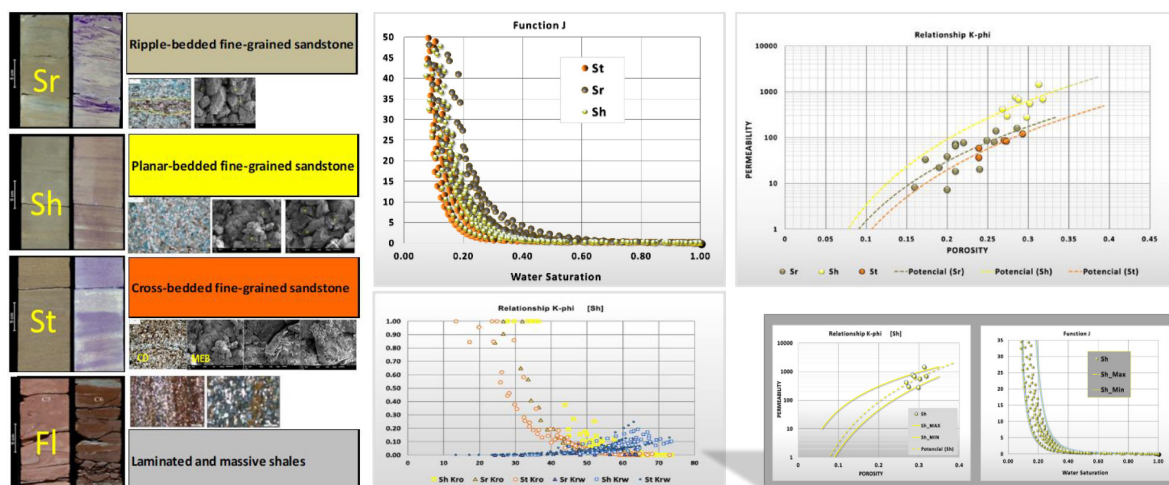


Figura 21. Facies y gráficos de propiedades petrofísicas por facies.

Tener definido el modelo de ambiente sedimentario en la grilla a simular, así como las rocas reservorios y las principales heterogeneidades presentes entre ellas, es fundamental para obtener un modelo dinámico predictivo. Debido a las escalas utilizadas en las grillas, los valores de laboratorio no necesariamente son los mismos que los utilizados en el cálculo. En este sentido, proporcionar rangos probabilísticos para estas variables en el ajuste resulta una práctica altamente aconsejable.

Otras variables que resultaron de impacto fueron los diferentes contactos agua-petróleo-gas cuyo tratamiento estadístico de rangos es análogo al anterior (Figura 22).

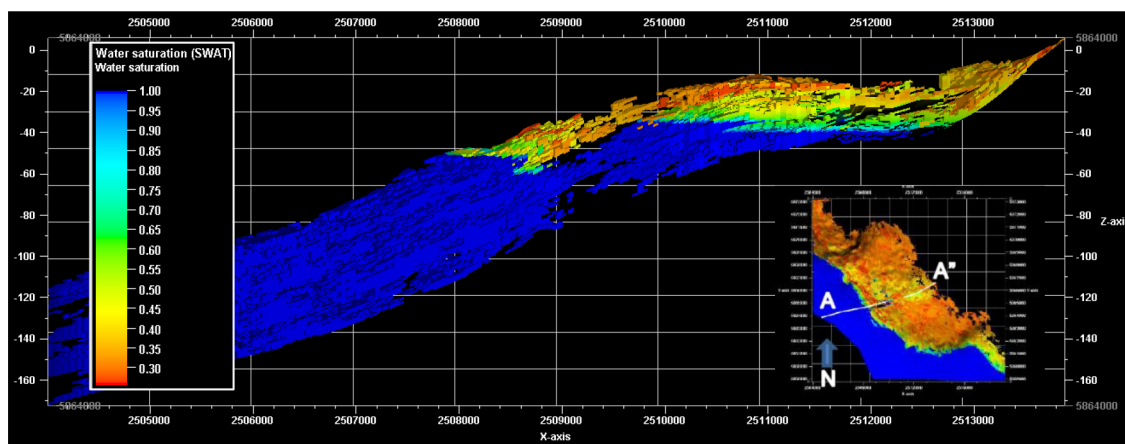


Figura 22. Corte de grilla de saturación.

8.1 Proceso de Ajuste Asistido – Sensibilidad, Incertidumbre y Optimización

Las variables definidas en una primera observación resultaron alrededor de las 141, pero luego de un análisis preliminar se seleccionaron 67 para el análisis de sensibilidad, leyes K vs PHI (parámetros de la ecuación de regresión previamente obtenida de los datos de laboratorio - 7 variables), contactos por ciclo de acuerdo al primer valor establecido por análisis petrofísico (24 variables), curvas J (parámetro a del análisis de regresión sobre datos de laboratorio) por arena St, Sr y Sh y por ciclo (12 variables); coeficientes de Corey O/W (12 variables) y la K_{rw} al S_{or} a partir del valor base obtenido de laboratorio (12 variables). Del análisis de sensibilidad realizado, resultaron 41 variables de impacto de las cuales 13 son de alto impacto. A partir de estos conjuntos se setea el *software* en aproximadamente 500 casos en modo incertidumbre con selección de grupos de variables a través del método hipercubo latino y con distribuciones probabilísticas para cada una de estas variables, entre máximos y mínimos a efectos de tener un buen muestreo de la relación entre variables.

Para evaluar la calidad del ajuste histórico se define la función objetivo (2), esta tiene diferentes expresiones, pero todas utilizan los vectores a comparar, entre datos observados y calculados, definidos por el usuario. En este caso definimos cuatro vectores a comparar, el caudal de petróleo,

el caudal de agua, las presiones de fondo de pozo y las presiones del reservorio de cada bloque. En cada caso, los resultados de cada corrida se comparan con el valor que arroja la función objetivo de ese caso.

Luego, obtenido el gran espacio de muestreo producto del proceso de incertidumbre, se corrió el proceso de optimización. En éste se trabajó con algoritmos evolutivos (3) (4) para minimizar la función objetivo, es decir para minimizar la diferencia entre los valores calculados y los observados (Figura 23).

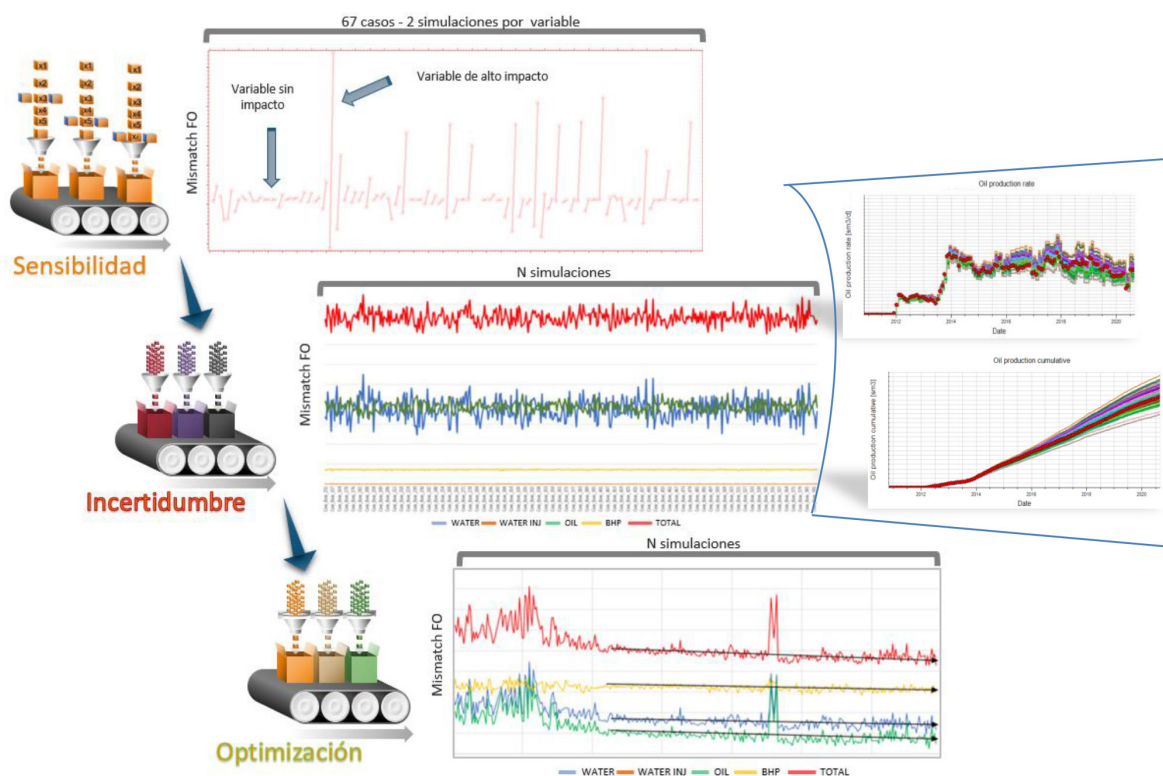


Figura 23. Proceso de ajuste asistido.

Durante el proceso de optimización, se requirió un control y análisis probabilístico por fuera del software debido a que el grupo de casos obtenidos en forma automatizada, si bien cumplía con el ajuste por grupo de pozos en cada bloque, no verificaba ajuste satisfactorio por pozo. En este procesamiento en paralelo, el análisis se enfocó en pozos claves y se desestimaron pozos con anomalías en las mediciones de caudal, con baja frecuencia de controles en el tiempo, por ejemplo.

De esta forma se arriba finalmente a un grupo de casos con ajuste a nivel pozo mejorado (Figura 24).

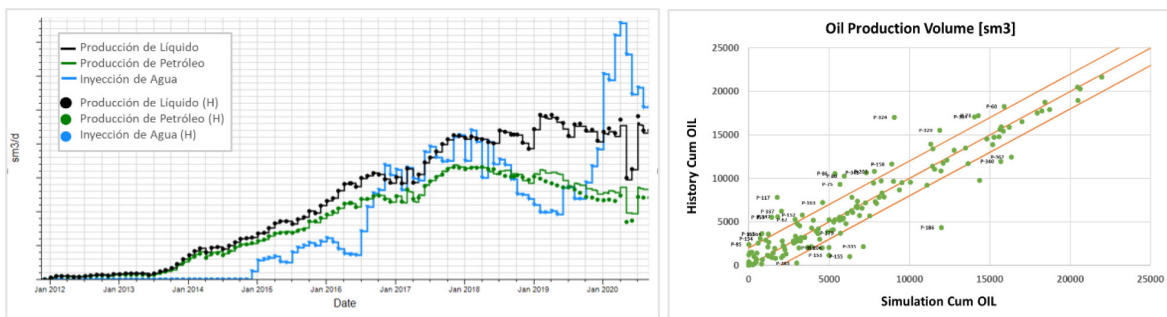


Figura 24. Ajuste yacimiento y ajuste por pozo.

Una vez definido el grupo de casos que ajustaban satisfactoriamente con desvío aceptable la producción por pozo y por bloque, se analizaron las zonas y patterns que resultaban con mayor potencial para mejorar y así optimizar la inyección disponible, tanto el caudal de inyección como las capas. Se revisaron los patterns y los punzados existentes y se modificaron para un mejor barrido en algunos casos.

Como se comentó anteriormente, el inconveniente principal de este proyecto es la capacidad de las instalaciones y la disponibilidad de agua a alta presión, además de algunos pozos inyectoros que se han dañado a través del tiempo. Por lo cual, este modelo sirvió para redefinir caudales de inyección analizando distintas tasas por pozo. Como resultado del modelo, se determinó que el caso más óptimo se encontraba a bajas tasas de inyección y no a caudales altos difíciles de cumplir por el sistema de inyección.

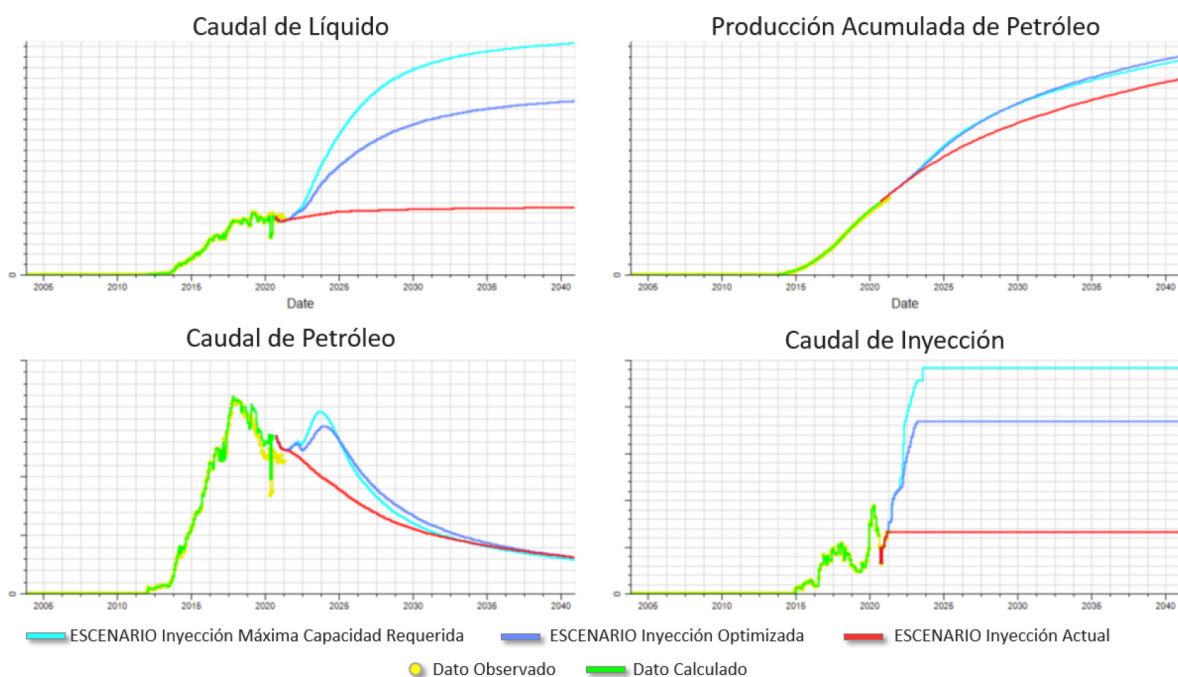


Figura 25. Escenarios de predicción.

Como se observa en la Figura 25, la simulación con un caudal de inyección menor que el previamente establecido (aunque menor que el real alcanzado en el año 2020), acumulaba casi el mismo volumen de petróleo a la fecha fin de concesión, y el ápice de la curva de caudal de petróleo no difería en gran medida del escenario a máximo caudal de inyección. Además, resultaba de gran impacto en las instalaciones el menor caudal de líquido que se debía manejar en este escenario optimizado.

9 - CONCLUSIONES

A través de este trabajo se logró un modelo estático que representa de buena manera las truncaciones de los ciclos, las heterogeneidades faciales, las propiedades petrofísicas y la distribución de fluidos. Además, se definieron 3 facies reservorios (St, Sh y Sr) asociadas a distintas calidades de reservorio, que permitieron aportar las variables principales para armar el ajuste asistido por iteración.

En el modelo estático propuesto se observan 2 sistemas deposicionales bien diferenciados, uno tipo mantiforme (C2a y C3a) y otro más canalizado (C2b y C1c) lo cual ajusta con el modelo teorizado para la grilla de simulación dinámica.

Introducir el análisis de incertidumbre y el tratamiento estadístico de las propiedades del yacimiento permitió tener un conjunto de posibles soluciones, que mejoraron el ajuste histórico de producciones y presiones.

La aplicación de flujos de trabajo automatizados para el análisis y optimización de la incertidumbre permitió obtener resultados en menos tiempo del habitual y con incertidumbre reducida. Además, permitió conservar las variables originales de modelo estático y volver a reproducir el proceso con transparencia y repetitividad.

Este trabajo utilizó e integró toda la información disponible e incorporó rangos de variables no medidas exactamente, pero posibles de obtener en el yacimiento.

Un propósito alcanzado de impacto fue proponer caudales de inyección eficientes a nivel barrido en el reservorio y más acordes respecto de la capacidad instalada en el sistema de inyección. Así mismo este escenario mostró un nivel de producción bruta menor.

Contar con varios modelos posibles permitió tener una distribución probabilística P10-P50-P90 tanto para el cálculo del OOIP, así como para las diferentes EUR a alcanzar y las reservas probadas, probables y posibles asociadas a estas estimaciones.

De a los tres escenarios analizados en detalle (Figura 25), comparados y evaluados en el caso de negocio, y con los cuales se propusieron los caudales de líquido, petróleo, corte de agua, inyección y presiones, no solo fue posible elegir el más eficiente a nivel de barrido del volumen poral, sino que por comparación con los otros dos fue el más óptimo respecto al gerenciamiento de líquidos en superficie.

A partir de este trabajo y de análisis previos de la pérdida de inyectividad, se replantearon las capacidades de las instalaciones, tanto presiones como caudales solicitados de inyección y se revisó la problemática de la calidad de agua de inyección que arribaba a los pozos inyectores. Respecto al agua de inyección, si bien salía con los parámetros requeridos de contenido de sólidos e hidrocarburos, en las líneas de conducción perdía calidad y generaba daño en los inyectores. Se generaron planes de limpieza de ductos, intervenciones a los inyectores para restaurar inyección, y replanteo de la presión de inyección en los casos de satélites cuya cota se encontraba por muy por encima de la zona de bombeo.

AGRADECIMIENTOS

YPF S.A. y Socios por permitir la publicación del trabajo

Silvana Gandi, Gerente Desarrollo Oeste YPF S.A.

Marcos Cerroni, Gerente Desarrollo y Operaciones Oeste YPF S.A.

Fabio Pompei, Líder Estudios RDLS EPN YPF S.A.

Pablo Vázquez, Ingeniero de Reservorios y Simulación / Referente Técnico YPF S.A.

Guillermo Corona, Geofísico Avanzada y Delineación YPF S.A.

Vicente Berrios, Ingeniero Auditor de Reservas YPF S.A.

Equipo de Operaciones:

Pablo Martín, Ingeniero Reservorios Operativo, YPF S.A.

Mariano Fernández, Ingeniero Reservorios Operativo, YPF S.A.

Iñaki De Miguel, Geólogo Reservorios Operativo, YPF S.A.

Asesoría Técnica Externa Schlumberger:

Herick Núñez, Reservoir Simulation Engineer Digital and Integration (D&I)

Ralf Schulze-Riegert, PhD Technology Specialist – Uncertainty and Optimization Schlumberger Norwegian Technology Center

Asesoría Técnica Externa Universidad Nacional de Cuyo & CONICET:

Jorge Nuñez McLeod, Investigador y Profesor Universitario de tiempo completo.

REFERENCIAS CITADAS

- (1) Zavala, C y Ponce, J.J., 2011. La Formación Rayoso (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén, Argentina.
- (2) Folk, R.L., *et al.* (1970). Detrital sedimentary rock classification and nomenclature for use in New Zealand: New Zealand Journal of Geology and Geophysics Memoir 13, pp. 937-968.
- (3) Evolutionary Algorithms Applied to History Matching of Complex Reservoirs. R.W. Schulze-Riegert, SPE, J.K. Axmann,* O. Haase, SPE, D.T. Rian, SPE, and Y.-L. You, Scandpower.

April 2002 SPE Reservoir Evaluation & Engineering This paper (SPE 77301) was revised for publication from paper SPE 66393, first presented at the 2001 SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, 11–14 February. Original manuscript received for review 28 March 2001. Revised manuscript received 5 February 2002. Paper peer approved 12 February 2002.

- (4) Romero, C.E. *et al.*: “Improved Reservoir Characterization Through Evolutionary Computation,” paper SPE 62942 presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, 1–4 October.
- (5) METAHEURÍSTICOS: UNA ALTERNATIVA PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS COM-

BINATORIOS EN ADMINISTRACIÓN DE OPERACIONES. Revista EIA, ISSN 1794-1237 Número 8, p. 99-115. Diciembre 2007 Escuela de Ingeniería de Antioquia, Medellín (Colombia).

Mario César Vélez Ingeniero de Producción, Universidad EAFIT; Master en Ingeniería Industrial, Universidad de los Andes Master in Industrial and Systems Engineering, Georgia Institute of Technology; Profesor Asistente, Universidad EAFIT. marvez@eafit.edu.co.

José Alejandro Montoya Estudiante de Ingeniería de Producción, Universidad EAFIT. jmonto36@eafit.edu.co.

Artículo recibido 24-VII-2007. Aprobado 18-XI-2007 Discusión abierta hasta junio de 2008.

