

## OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN CON SIMULACIÓN NUMÉRICA A TRAVÉS DEL AJUSTE ASISTIDO Y ANÁLISIS PROBABILÍSTICO MEDIANTE EL USO DE WORKFLOW, CASO DE ESTUDIO CHACHAHUEN SUR, CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

Mariela Gamboa<sup>1</sup>, Nicolás Pena<sup>1</sup>, Lisandro Martínez<sup>1</sup>, Daniel Varas<sup>1</sup>, Guadalupe Oviedo<sup>1</sup>

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, ajuste asistido, algoritmos evolutivos

### ABSTRACT

Reservoir modeling becomes more difficult as reservoirs become more complex. To get an acceptable description of a reservoir, many simulations need to be carried out in different regions of the search space.

These simulations should not be limited to a few "most plausible" parameter sets.

Due to lack of time and increasing pressure to produce results, the studies carried out often remain incomplete. In this work, a methodology is proposed that tries to involve a broader search space than usual and identifies different starting points in a multidimensional search spatial, with a high potential to generate production profiles that match the measured data.

The case study is Chachahuén Sur, a large-scale field located on 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.

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.

### INTRODUCCIÓN

El modelado de yacimientos se vuelve más difícil a medida que los yacimientos se vuelven más complejos. Para obtener una descripción aceptable de un yacimiento, es necesario llevar a cabo un gran número de simulaciones en diferentes regiones del espacio de búsqueda. Además, estas simulaciones no debieran limitarse a unos pocos conjuntos de parámetros "más plausibles".

Debido a la falta de tiempo y la creciente presión para producir resultados, los estudios realizados a menudo quedan incompletos.

En este trabajo se propone una metodología que trata de involucrar un espacio de búsqueda más amplio de lo habitual e identifica diferentes puntos de partida en un espacio de búsqueda multidimensional, con un alto potencial para generar perfiles de producción que coincidan con los datos medidos a pesar de la complejidad del reservorio. Para ello se vale de técnicas de computación y de algoritmos y estrategias evolutivas.

El caso de estudio es el yacimiento Chachahuén Sur, ubicado en la provincia de Mendoza. Este 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. Para el año 2013 se inicia el desarrollo del campo. A diciembre 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.

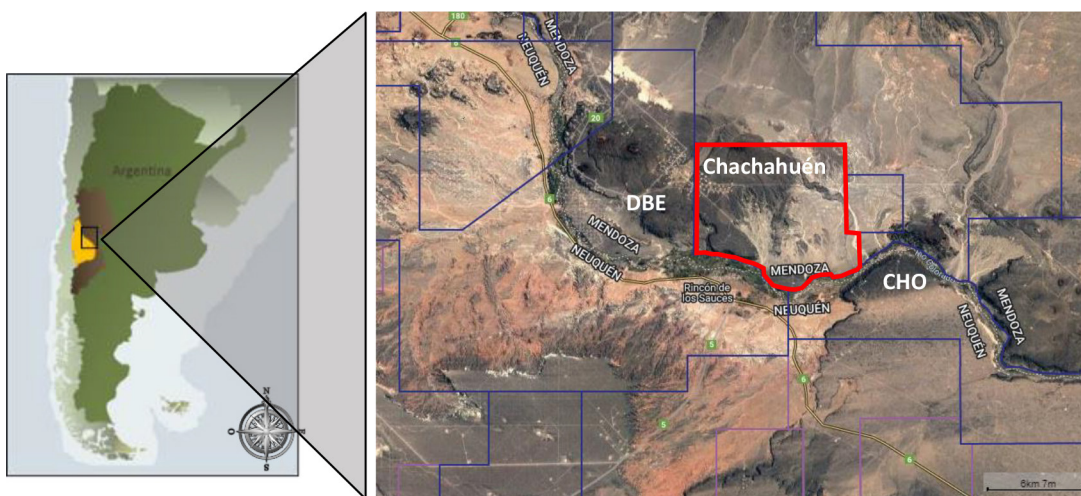


Figura 1. Ubicación del bloque de explotación de Chachahuén Sur.

## 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 (Fig. 1).

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

## MARCO ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICO

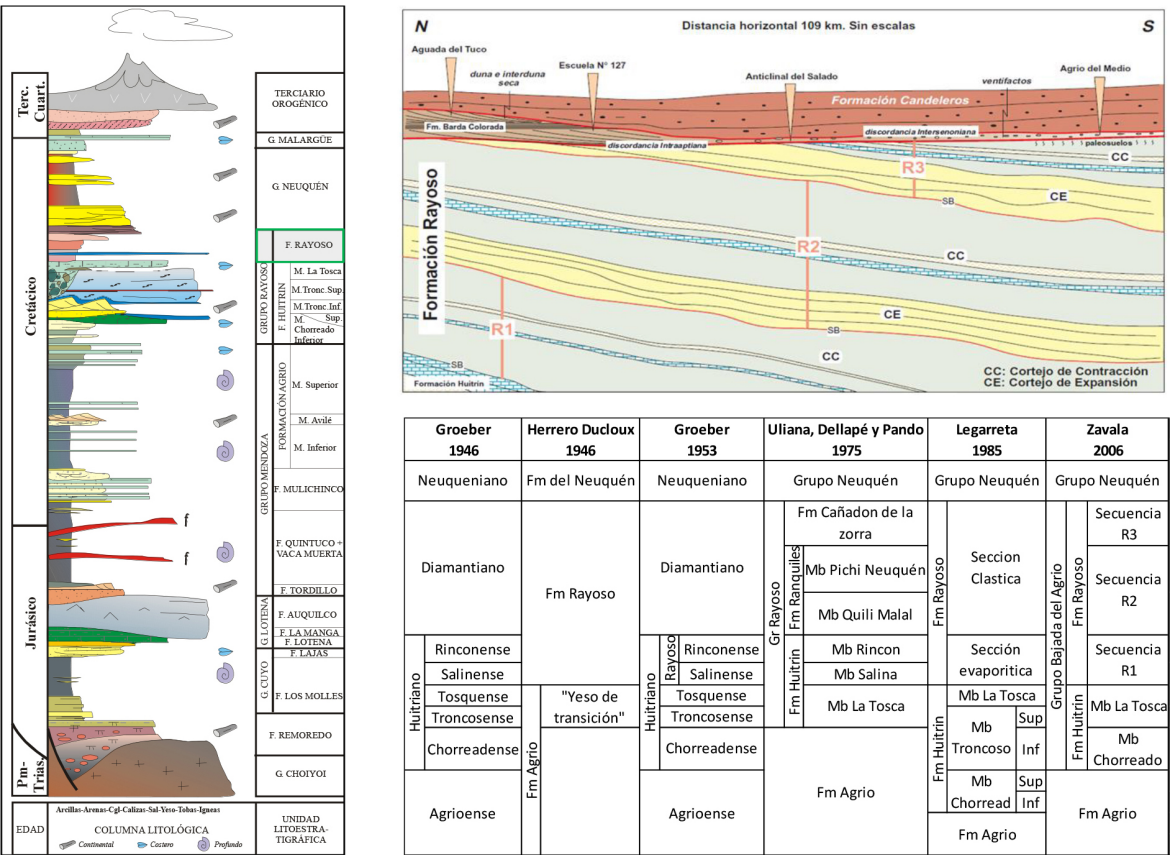


Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina con la Fm. Rayoso. Corte N-S que muestra los ciclos evaporíticos y clásticos que componen la Fm. Rayoso y su relación con el Gr Neuquén suprayacente. Tomado de Zavala *et al.* (1) (2006 y 2011) y cuadro de equivalencias de nomenclatura para la Formación Rayoso. Tomado de Zavala 2006.

La Fm. Rayoso se depositó durante el Cretácico temprano (Barremiano – Aptiano) de la Cuenca Neuquina. Corresponde a una unidad clástica-evaporítica acumulada en un medio predominantemente continental, marcando la desconexión con el Océano Pacífico. Estos

depósitos están interpretados como sistemas fluviales efímeros con extensos barreales 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 (Fig. 2).

## 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 (Fig. 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. Solamente una de estas fallas presenta un rechazo vertical evidente (de hasta 40 m) ubicada al NO del campo.

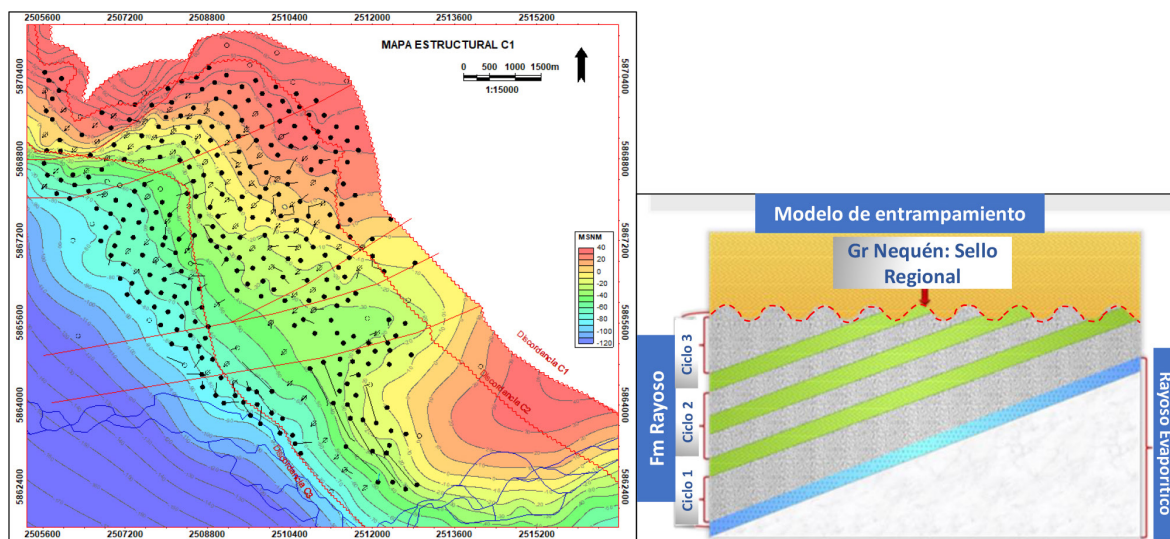


Figura 3. Mapa estructural al tope del ciclo 1 de la Fm. Rayoso. Modelo geológico de entrapamiento.

## MODELO ESTÁTICO GEOCELULAR

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 (Fig. 4).

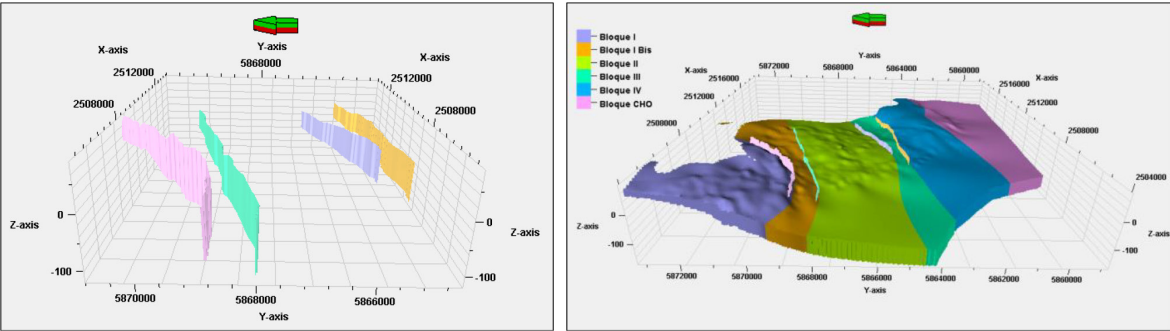


Figura 4. Grilla 3D con modelado de fallas y división en bloques del campo.

Las dimensiones de las celdas son de 50 x 50 x 1 metros permitiendo reflejar las heterogeneidades de facies y de propiedades petrofísicas.

Una vez realizada la estructura 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 (Fig. 5).

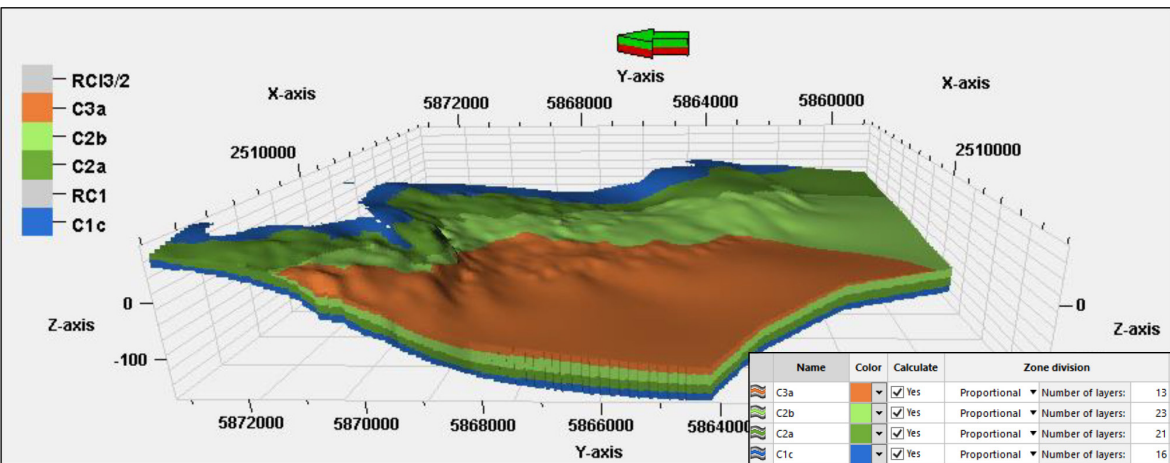


Figura 5. Zonas dentro de la grilla representadas por los ciclos de interés de la Fm. Rayoso donde puede verse el acuñamiento de estos.

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.

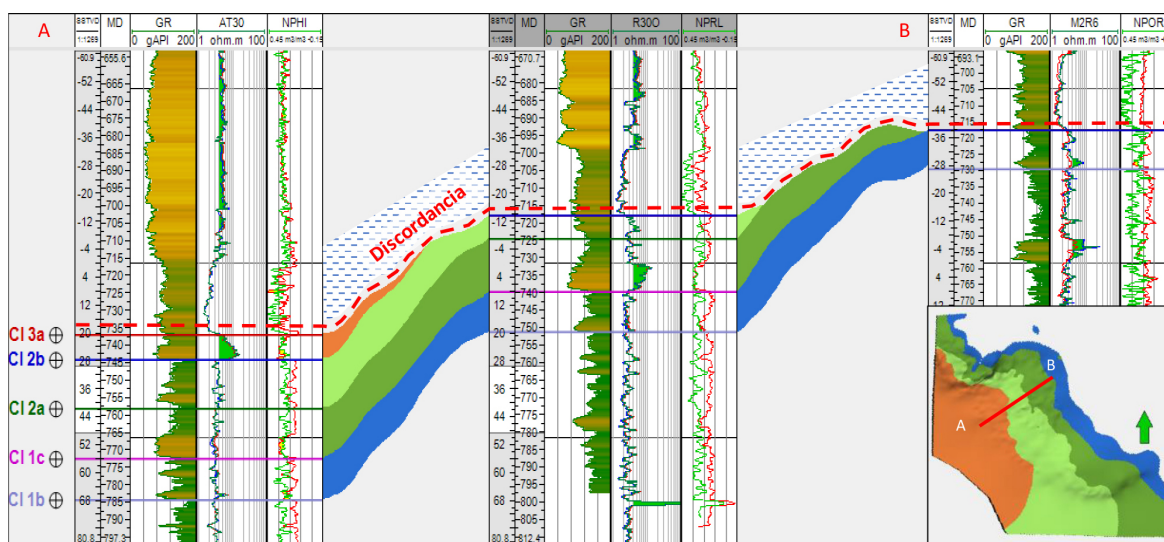


Figura 6. Corte estructural donde puede verse la correlación de los ciclos y las truncaciones.

## MODELO SEDIMENTARIO, PETROFÍSICO Y DE SATURACIÓN

### Caracterización y modelado

El yacimiento Chachahuén cuenta con nueve coronas de la Fm. Rayoso y casi la totalidad de los pozos perfilados a pozo abierto. Con la información de la caracterización sedimentológica, petrográfica, mineralógica de cada una de las coronas extraídas en el yacimiento; se consiguieron identificar 3 litofacies reservorios (Fig. 7) las cuales se denominaron:

- St: Areniscas medianas con estratificación cruzada en artesa.
- Sh: Areniscas finas a muy finas con estratificación horizontal y/o cruzada de bajo ángulo.
- Sr: Areniscas finas con laminación ondulítica. De estas las litofacies denominadas St y Sh presentan las mejores propiedades petrofísicas.

Se tomaron como base los modelos clásicos de códigos propuesto por Miall (1977, 1978). Posteriormente se realizó una asociación de cada una de estas litofacies con respuestas de perfiles

de pozos, lo que permitió definir electro-facies mediante la utilización de la metodología de agrupación de datos de perfiles (*Cluster Analysis*). Esto permitió identificar y predecir estas electro-facies en los pozos que no cuentan con coronas.

Las facies reservorio presentan porosidades entre 18 y 28% y permeabilidades entre 100 – 2.000 mD. La permeabilidad de la facies Fl no supera valores de 1mD y por lo tanto es considerada como facies no reservorio.

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 con rangos de anisotropía horizontal de 900 x 600 metros, permitió obtener mayor continuidad de los cuerpos de arena y mejor comunicación entre pozos inyectores y productores.

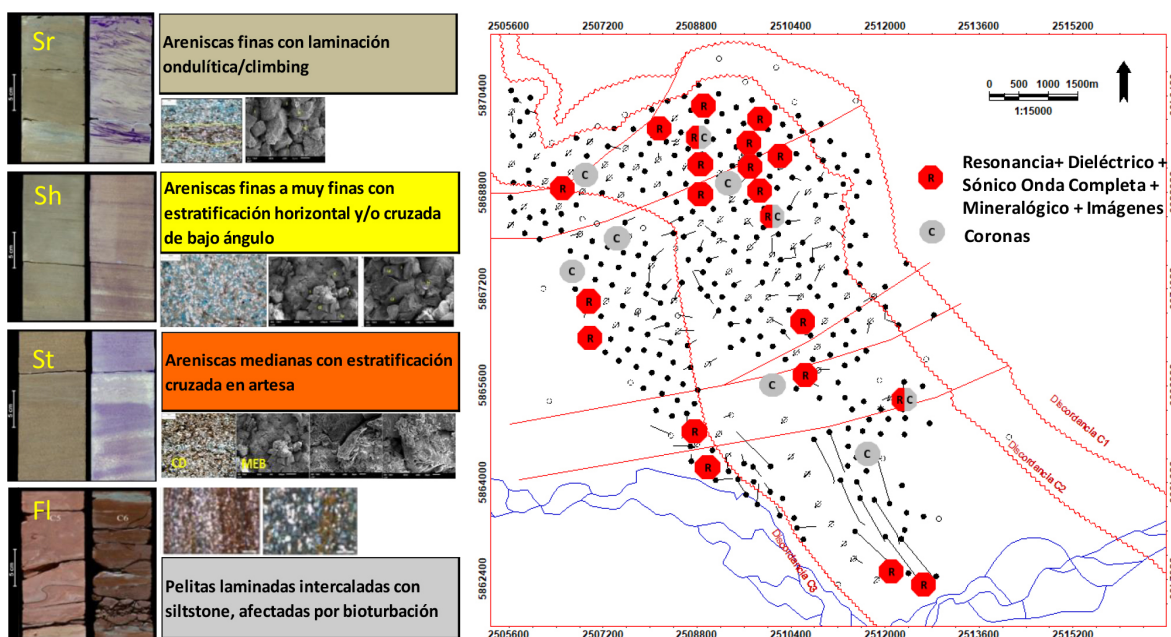


Figura 7. Facies identificadas (reservorio y no reservorio). Mapa de adquisición de testigos coronas y perfiles especiales.

En la Figura 8 se muestra el diagrama con el flujo de trabajo y 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.

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 como se puede observar en la Figura 9.

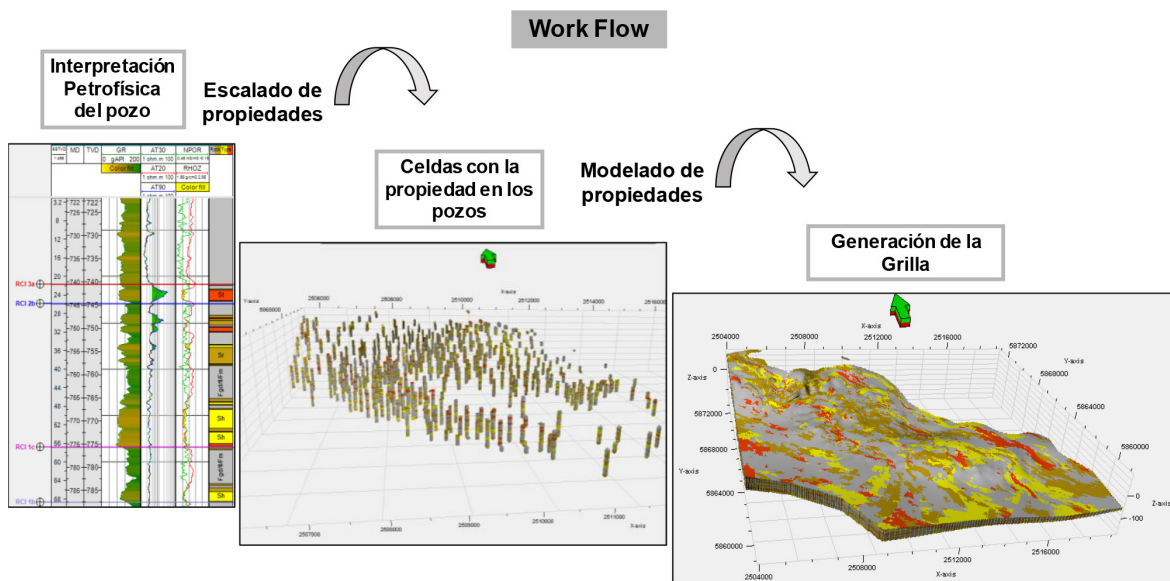


Figura 8. *Workflow* del modelo de facies.

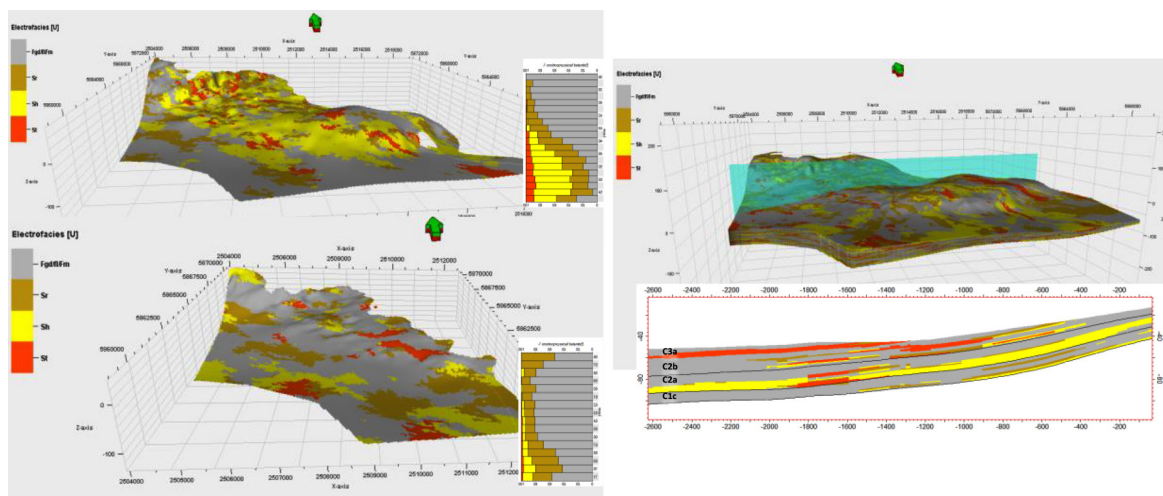


Figura 9. *Layers* del modelo de facies y corte transversal mostrando la distribución de facies y continuidad de los sistemas depositacionales.

A través de la definición de estas facies derivada de la interpretación geológica y de las relaciones entre las propiedades petrofísicas obtenidas en las mediciones de laboratorio, se tiene uno de los puntos de partida para armar el proceso iterativo (*workflow*).

Dado que, en el comportamiento del reservorio, bajo este mecanismo de drenaje inferido (depletación por expansión monofásica) con una posterior implementación de la recuperación secundaria, una de las variables de impacto resulta la permeabilidad, se hace foco en una primera instancia en la manera en que se va a estimar esta variable en el modelo estático, y su relación con la porosidad y con las facies, y se evalúa si es necesario tener un alto o bajo grado de detalle.

De acuerdo con lo mencionado por varios autores entre ellos Mark Bentley (2), la mayoría de los modelos de yacimientos son construidos para entrada a simuladores de flujo. Para tener éxito, tales modelos tienen que capturar lo esencial, la heterogeneidad de permeabilidad que repercutirá en desempeño del reservorio. Si los modelos estáticos no logran capturar esto, los pronósticos de simulación posteriores pueden ser inútiles.

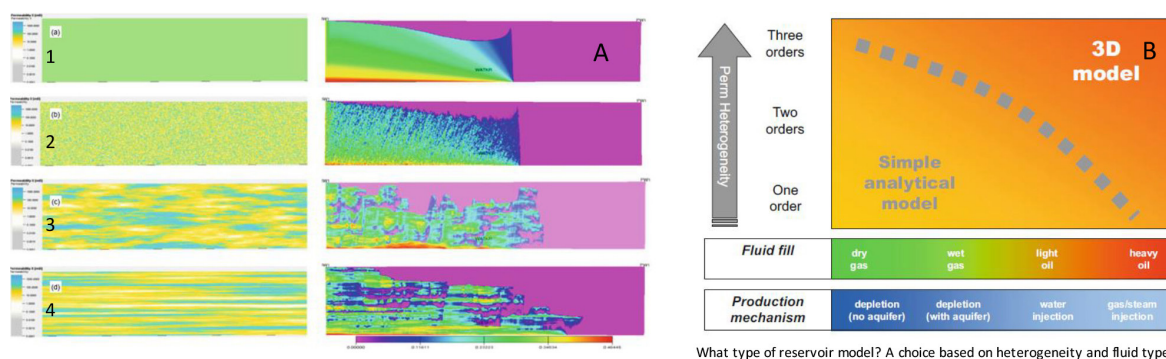


Figura 10. A) Impacto del modelado de la permeabilidad en el mecanismo de recuperación secundaria. Izquierda; diferentes poblados de permeabilidad estática. Derecha; simulaciones de inyección de agua, inyectando desde la izquierda. (1) modelo de permeabilidad homogénea; (2) modelo heterogéneo con escalas de longitud muy corta, (3) y (4) modelos en los que la heterogeneidad de las escalas de longitud se aproxima a la de la escala del desarrollo. Imágenes producidas por cortesía de Rayyan Hussein y Ed Stephens. B) Tipo de modelado a realizar en función de la heterogeneidad y el tipo de fluido. Extracto libro Reservoir Model Design. Philip Ringrose & Mark Bentley.

Conformes con el modelado en la grilla de las facies y la porosidad asociada a éstas, se analizan los datos de las relaciones permeabilidad / porosidad NOBP obtenidas en laboratorio. Agrupando estos tres tipos de electro-facies, en el análisis de petrofísica básica, se estableció una relación K-phi para cada una de ellas, según se observa en los gráficos siguientes. Esto se propuso como el primer modelo de permeabilidad asociada a la porosidad en el modelado dinámico. Luego fue sometido a varias iteraciones en análisis de incertidumbre & optimización llevado a cabo para optimizar el ajuste de producción y depletación observada en campo.

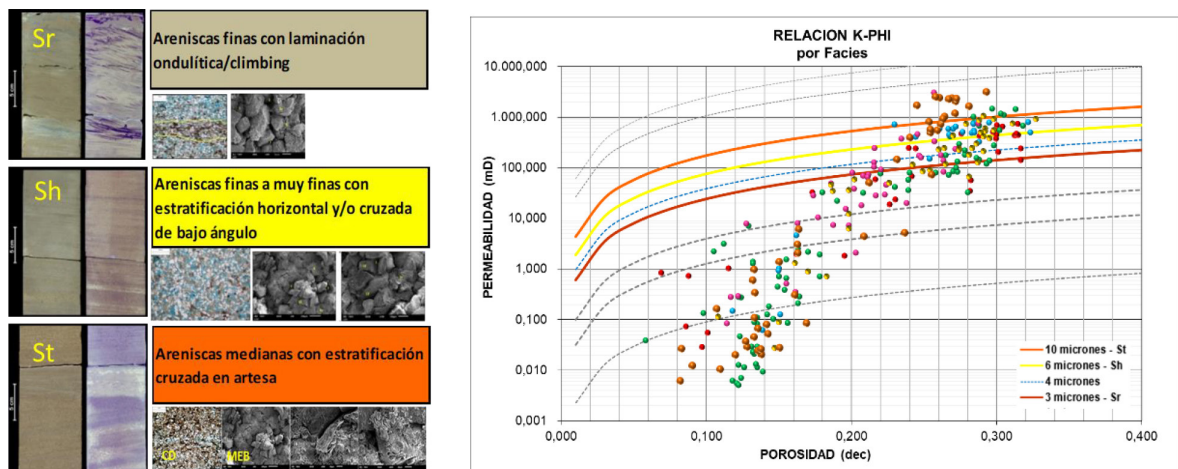


Figura 11. Definición del modelo de permeabilidad asociada a la porosidad en el modelado dinámico, en base a datos de coronas.

### Análisis de curvas SCAL – Permeabilidades relativas por electrofacies

Asimismo, a partir de mediciones de permeabilidad relativa (Fig. 12) se tiene una idea de los rangos móviles de las muestras y los valores resultantes de saturación de agua irreducible ( $S_{wi}$ ) y saturación de petróleo residual ( $S_{or}$ ).

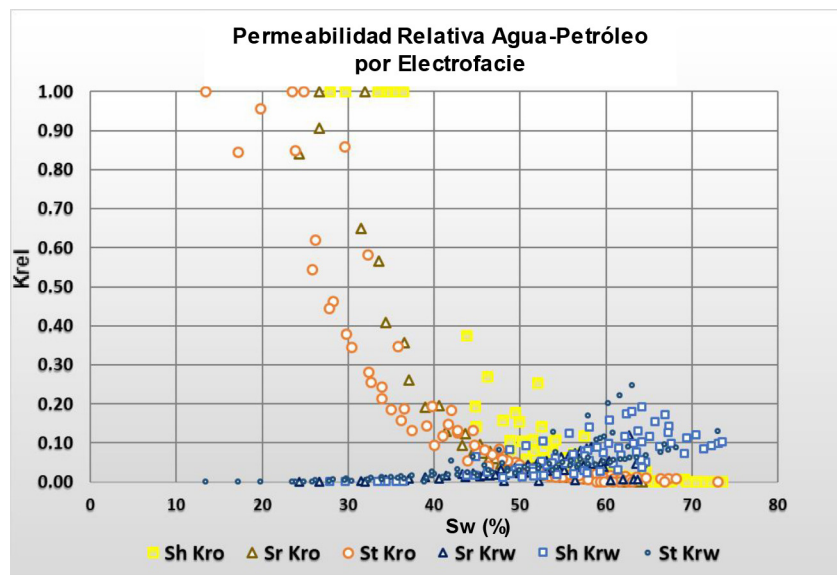


Figura 12. Definición del modelo de permeabilidad relativa para las electro-facies.

### Modelado de Sw – Función J

Debido al alto grado de incertidumbre que genera el cálculo de la saturación de agua ( $S_w$ ) a partir de perfiles, se utiliza la metodología desarrollada por Leverett denominada Función J, que 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 a partir de datos de presiones capilares medidas en laboratorio y llevada a condiciones de reservorio, puede ser derivada de la siguiente ecuación (Ecuación 1):

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

Ecuación 1. Función J

| 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 = Angulo de contacto  | grados         | grados       | grados        | grados          |
| K= Permeabilidad        | cm2            | mD           | mD            | mD              |
| φ = Porosidad           | %              | %            | %             | %               |
| C1= Cte. Adimensional   | 1              | 0,217        | 3,183         | 3,141           |

Al considerarlas en conjunto a las funciones J analizadas en laboratorio, se puede observar que quedan mejor definidas según los tres tipos de electro-facies previamente estudiados. En el armado del modelo se utilizaron de base para estos tres tipos de curvas función J el promedio de cada electro-facie, y luego, al momento del ajuste histórico, se les asignó un rango (parámetros *a* y *b*) para la iteración, según la expresión matemática que se observa en la Figura 13. Despejando, se trabaja con los valores *a* y *b* para iterar en los distintos rangos esperados de J en el proceso de incertidumbre y optimización.

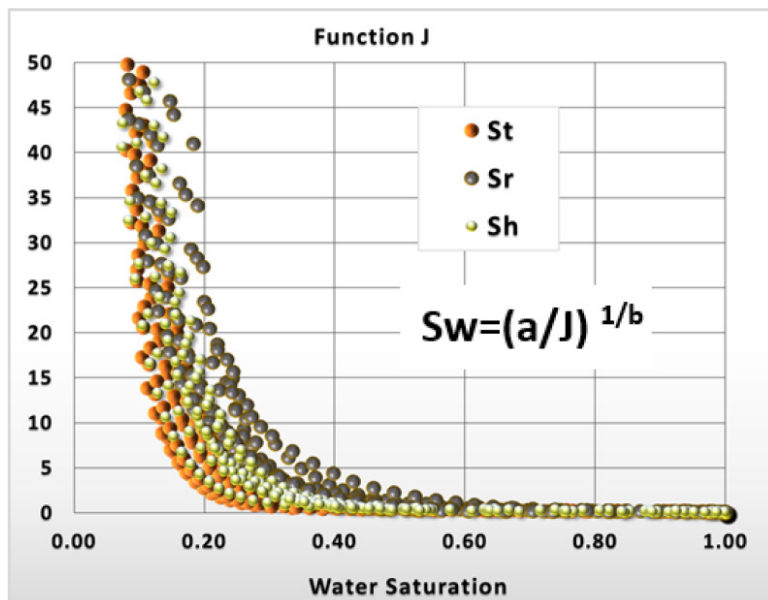


Figura 13. Definición del modelo de saturación para cada electro-facies, curva función J.

## MODELO DINÁMICO

### Características y complejidades del modelo

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.

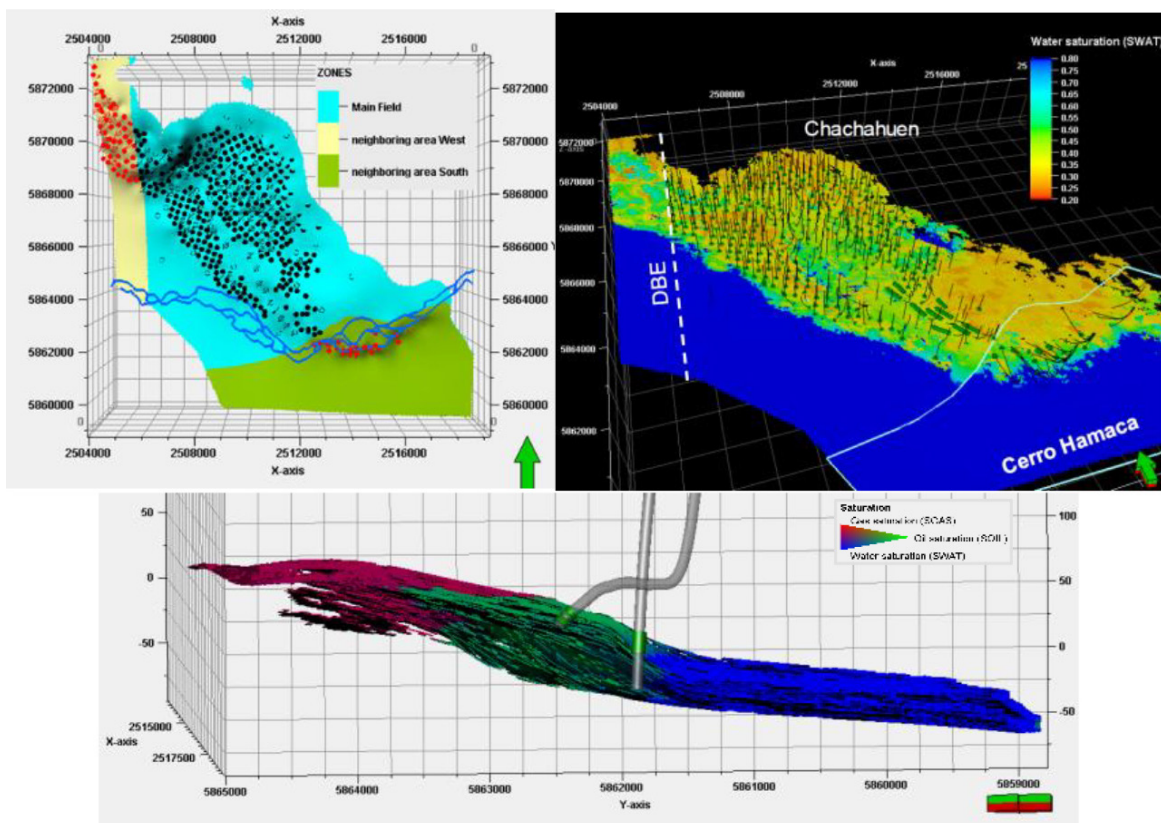


Figura 14. Yacimiento modelado, campos y pozos vecinos grilla de saturación.

La zona seleccionada abarca un total de 541 pozos en total. De éstos, 507 poseen producción y/o inyección. Los pozos simulados que contemplan producción de los ciclos modelados son 478, (29 no poseen petróleo de estos ciclos).

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. 6 bloques definidos arealmente por cada uno de los 4 ciclos y subciclos sedimentarios.

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. Igualmente, el modelo se armó contemplando las 24 regiones de equilibrio.

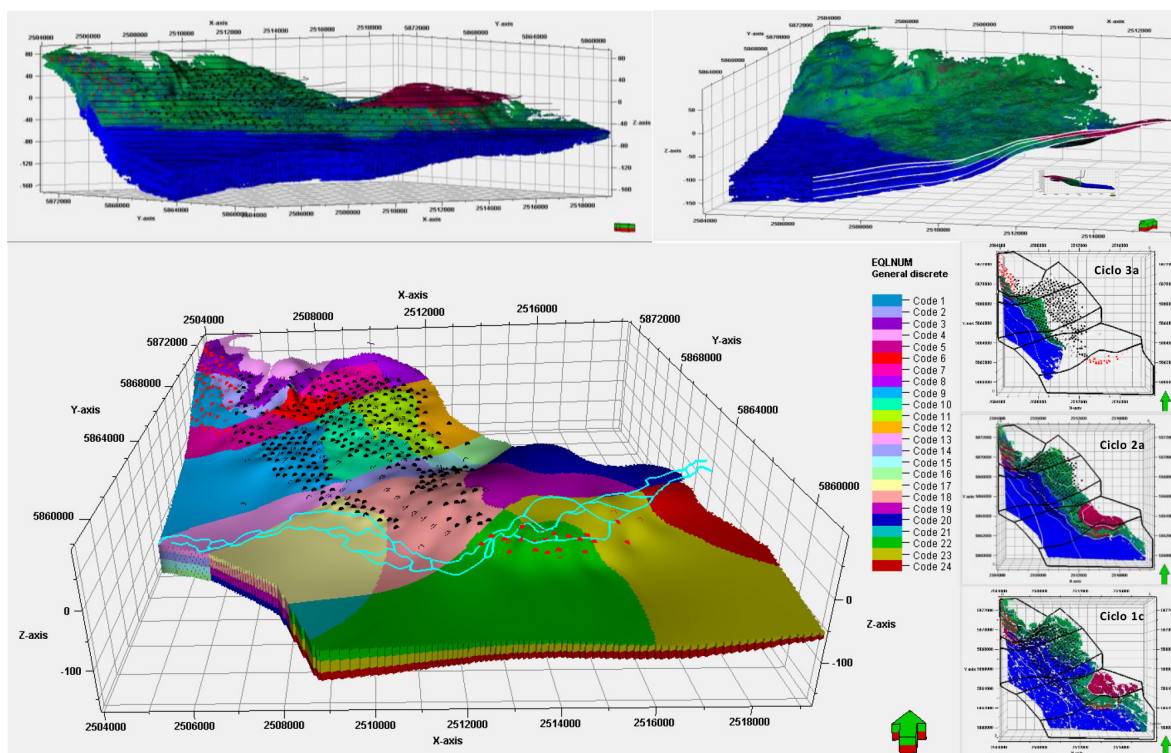


Figura 15. Regiones de equilibrio y contactos por ciclo y bloque.

Para establecer los contactos agua-petróleo-gas de las 24 regiones de equilibrio, se analizaron los perfiles petrofísicos en conjunto con los ensayos y la producción de cada nivel / intervalo punzado, además de observar el comportamiento de producción de cada pozo y su ubicación estructural. De esta forma se definieron los valores iniciales de *woc* y *goc*. Estos contactos diferentes se explican por desvinculaciones estructurales y estratigráficas, rocas que pierden propiedades petrofísicas las cuales hacen de sello. Esto genera que en un mismo ciclo puedan aparecer más de un contacto. Aunque en ningún caso hubo presencia de celdas con gas contiguas a celdas con petróleo en una misma cota estructural.

Con los contactos adoptados de esta manera, se procede a inicializar y realizar el ajuste histórico de presiones y producción a nivel campo. En este procedimiento preliminar se alcanzaba el ajuste de líquido, pero no se lograba cumplir con la producción de petróleo. Debido a esto la variación de los contactos fue incluido en el espacio de búsqueda multidimensional, es decir, fue otro parámetro a iterar de en el análisis de incertidumbre & optimización.

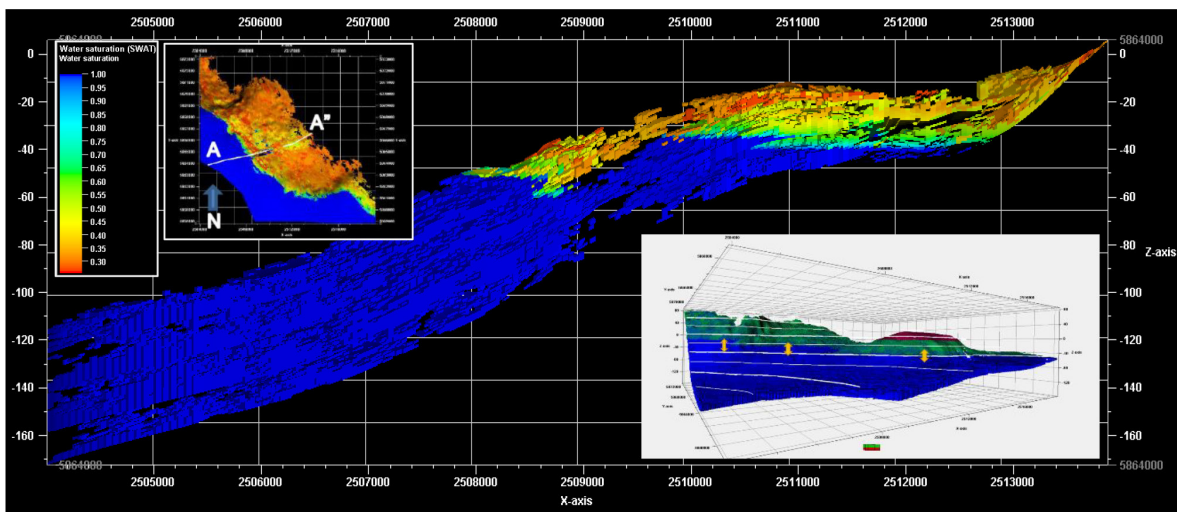


Figura 16. Grilla de saturación y superpuesta con superficie estructural ciclo 2a.

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 de presurización de los reservorios. Las proporciones de reemplazo de vacíos (VRR) desequilibradas observadas en todo el campo direccionaron este trabajo hacia un análisis a nivel pozo, para proponer optimizaciones con ese grado de detalle.

Por lo cual este el modelo dinámico resultante tiene como objetivo equilibrar el VRR en todo el campo.

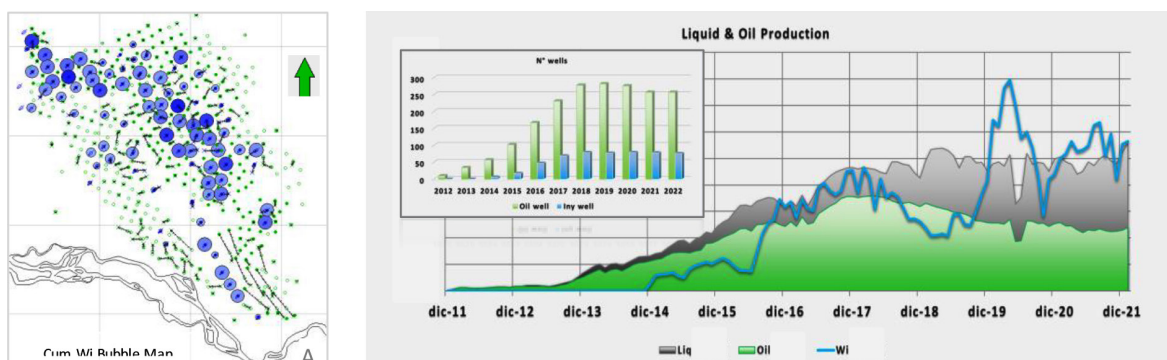


Figura 17. A) Mapa de acumulación de inyección. B) Gráfico de producción e inyección.

El modelo de simulación quedó constituido de 301 x 375 x 71 celdas. El tamaño de cada celda es de 50 x 50 x 1 metro en las direcciones X-Y-Z respectivamente. Para capturar rumbos de fallas, buzamientos y cambios de profundidad del mapa estructural se usó el tipo de celda *corner point*. No se usó refinamiento local en la malla de simulación construida. El total de celdas activas en el modelo de simulación es de 758 mil.

## Ajuste Histórico Asistido (AHM) – Análisis Probabilístico

Como se mencionara en la introducción, dado el tamaño del modelo, las complejidades antes descritas y el gran flujo de información, en el proyecto se trabajó de forma estadística y probabilística, a través del módulo de Ajuste Histórico Asistido (AHM) del *software* de simulación. 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. 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.

Para establecer la medición de ajuste histórico aceptable, el método de AHM (ajuste histórico asistido) utiliza vectores de las variables que luego va a comparar entre sus valores históricos versus calculados. Estos vectores se definen por el usuario, en este caso, los vectores fueron la producción diaria de petróleo, agua y presiones dinámicas por pozo; y presiones estáticas de cada región de equilibrio (24 ciclos-bloques).



Figura 18. Gráficos de los vectores utilizados para guiar el AHM.

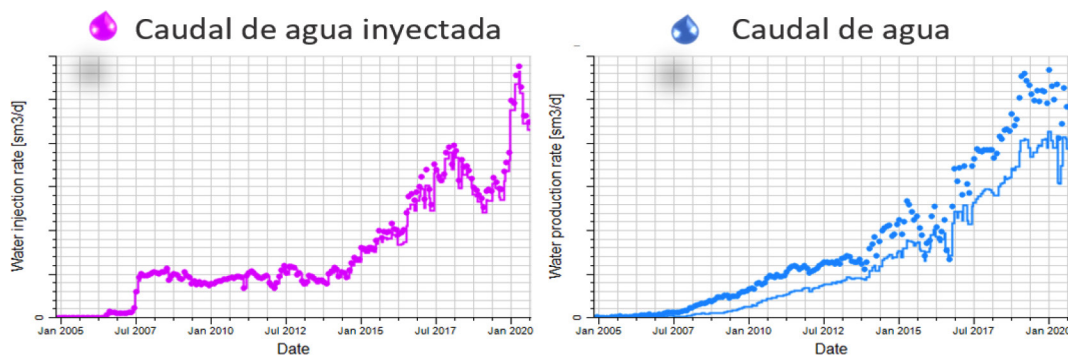


Figura 19. Gráficos de los vectores utilizados para guiar el AHM.

La diferencia entre los valores observados y los valores calculados define la calidad del ajuste histórico y se describe mediante la función objetivo Q o OF. Hay diferentes dependencias funcionales utilizadas en la literatura. La función objetivo utilizada para los cálculos presentados en este proceso está definida por:

$$OF = \sum_I \sum_Q w_I w_Q \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^N w_k \left( \frac{S_k(t) - O_k(t)}{E} \right)^2}{\sum_{k=1}^N w_k}}$$

|                    |                                               |
|--------------------|-----------------------------------------------|
| Observed data:     | $O(t) = O_1(t_1), O_2(t_2), \dots, O_N(t_N)$  |
| Simulation result: | $S(t) = S_1(t_1), S_2(t_2), \dots, S_N(t_N)$  |
| Measurement error: | $E > 0$                                       |
| Time weight:       | $w(t) = w_k \geq 0; \quad k = 1, 2, \dots, N$ |
| Identifier weight: | $w_I \geq 0$                                  |
| Quantity weight:   | $w_Q \geq 0$                                  |

#### Adopted parameters:

##### Measurement error:

- $E = 1$  \*OIL, WAT, WAT INJ
- $E = 10$  \*BHP (to get the same order of magnitude).

##### Time weight:

- $w_k = 1$  \*The same weight was given to all the adjustment time.

##### Identifier weight:

- $w_I = 1$  \*Wells in the main field.
- $w_I = 0.5$  \*Neighboring first-line wells
- $w_I = 0$  \*Neighboring wells that are not frontline.

##### Quantity weight:

- $w_Q = 1$  \*Equal weight is given to all vectors.

Adoptamos para el cálculo del error un parámetro preseteado E igual a 1 para los vectores de petróleo, agua y agua inyectada e igual a 10 para el caso de la BHP. Todos los períodos de tiempo se consideraron con el mismo peso. Para el caso de los pozos dependiendo de su ubicación en el modelo se asumieron los pesos detallados arriba. Y para todos los vectores asumimos el mismo peso. De esta forma se obtienen los errores totales entre los casos simulado y observado.

El ajuste histórico para los casos preseteados se corrió con:

- |                    |                      |
|--------------------|----------------------|
| ➤ Prod: Líquido    | ➤ Iny: Inyección     |
| ➤ Limit BHP: 1 Bar | ➤ Limit BHP: 200 Bar |

Las variables y sus correspondientes rangos seleccionados se muestran a continuación

## Leyes K - PHI – Rango para iteraciones

Como se menciona previamente en el apartado de petrofísica, el primer modelo de las relaciones K-Phi para cada electro-facie fue obtenido con los valores medidos en laboratorio de los testigos corona ajustando una ecuación matemática por regresión numérica.

Luego de algunas corridas manuales se definieron los posibles rangos máximos y mínimos de algunos parámetros de las funciones matemáticas obtenidas.

De esta forma se encuentran las curvas que definen los valores máximos y mínimos que pueden adoptar las variables en cada iteración. Estas se muestran en los gráficos de abajo, líneas llenas. Las líneas de punto serían las regresiones numéricas calculadas con los valores de laboratorio para obtener la ecuación de la línea de tendencia.

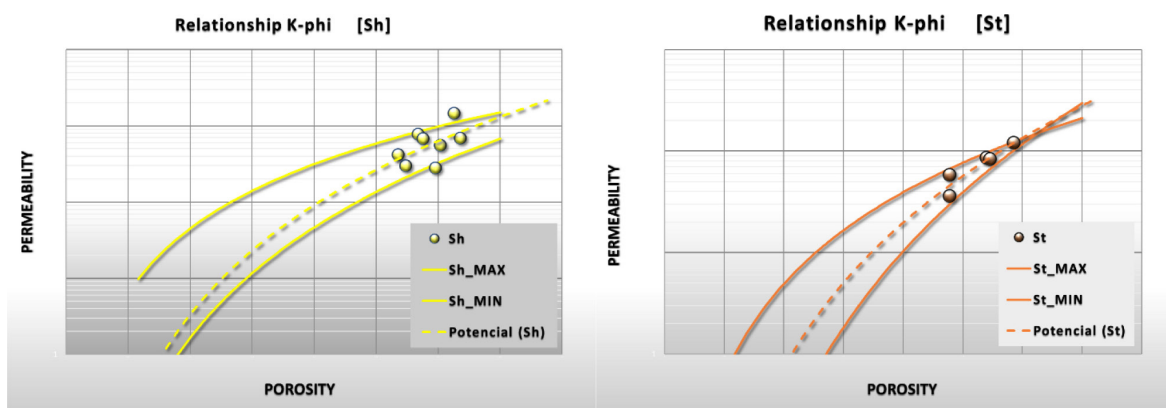


Figura 20. Gráficos de la iteración de las relaciones K-Phi de las electrofacies Sh y St.

### Saturaciones irreducibles – Rangos para iteraciones

Para el caso de la saturación irreducible de agua, se analizan y agrupan por familia de electrofacie los valores de laboratorio de las coronas del campo. Según se observa en los gráficos siguientes no se muestra una tendencia clara que relacione porosidad con  $S_{wi}$ . Si bien las líneas de tendencia de las facies Sr y Sh son consistentes con el hecho de que a mayor porosidad menor valor de  $S_{wi}$ , la tendencia para la St va en sentido contrario a este comportamiento. Respecto de la relación permeabilidad vs  $S_{wi}$  tampoco se observa una tendencia homogénea. Por esto se decidió adoptar un valor promedio entre todos los valores muestreados en 30% de  $S_{wi}$  e iterar entre 25% y 35%

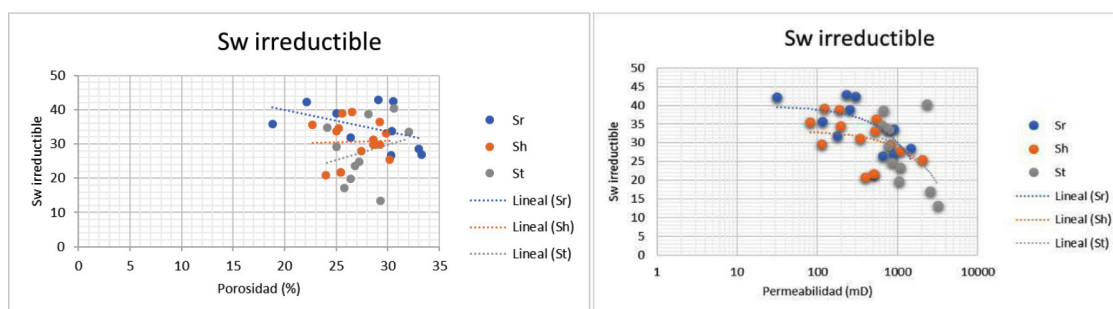


Figura 21. Saturación irreducible de agua, muestras de laboratorio de cada electro-facie

El mismo análisis se llevó a cabo para obtener la saturación irreducible de petróleo, y se llegó a la misma conclusión, es decir no fue posible establecer una tendencia obvia de comportamiento

esperado para esta variable. Por lo cual se asume el valor promedio para todas las electro-facies de 28% y se itera entre 25% y 30%.

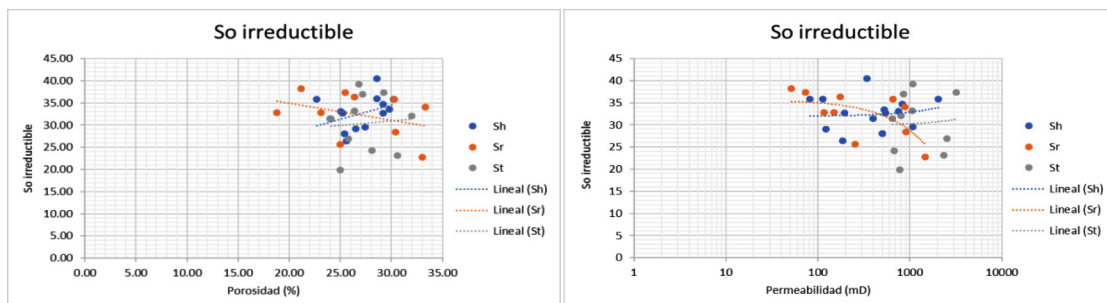


Figura 22. Saturación irreductible de petróleo, muestras de laboratorio de cada electro-facie

### Curva función J – Rangos para iteraciones

De los valores obtenidos en laboratorio tanto para las curvas función J como para las permeabilidades relativas se establecieron rangos de variación en las expresiones matemáticas de cada tipo de electrofacie (Sr, Sh y St) y para cada ciclo (1c, 2a, 2b, 3a).

Considerando que la función J tiene la expresión que se observa en el gráfico. Despejando, se trabaja con los valores a y b para iterar en los distintos rangos aceptables de J en los *workflow* del *software*.

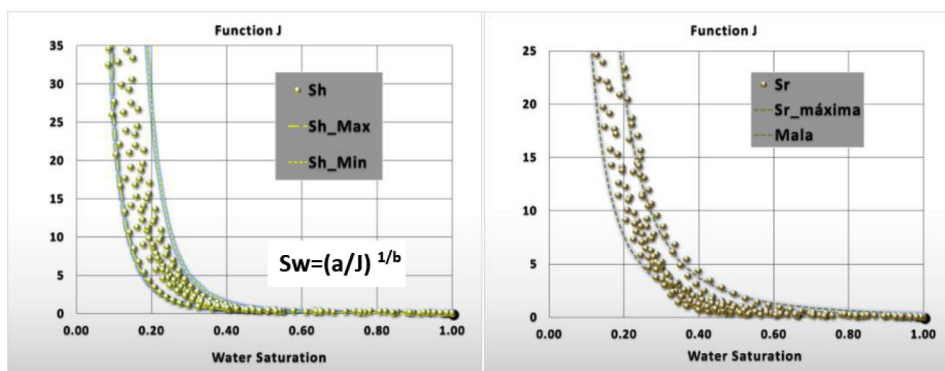


Figura 23. Función J, muestras de laboratorio de las electro-facie Sh y Sr.

### Curvas de Permeabilidades Relativas – Rangos para iteraciones

Para el caso de las permeabilidades relativas, se parte del gran número de muestras que han sido evaluadas en laboratorio y se las clasifica según las electro-facies previamente definidas. Se hace una depuración con los valores anómalos y muy desviados y luego se analizan solo los puntos con mejores tendencias. A estos puntos se les ajusta la ecuación de Corey. Luego se cargan

en el *software* los parámetros de la ecuación de corey predefinida para cada caso.

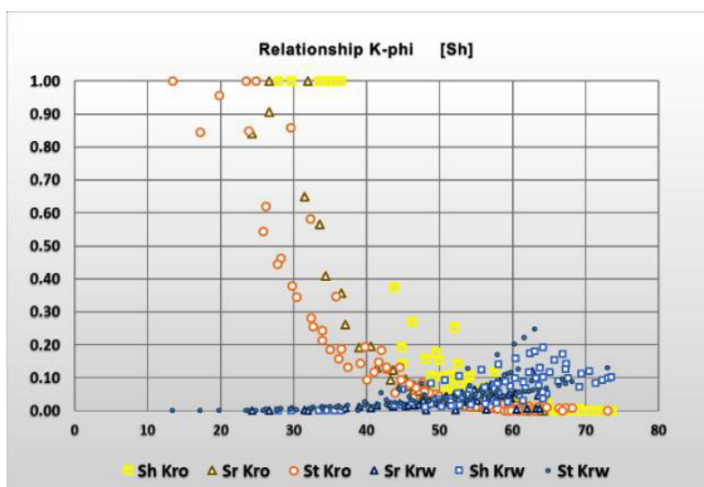


Figura 24. Permeabilidades Relativas, muestras de laboratorio de las electro-facie Sh, St y Sr.

## Contactos de agua – Rangos para iteraciones

Los contactos de cada región de equilibrio también participaron del proceso de iteración

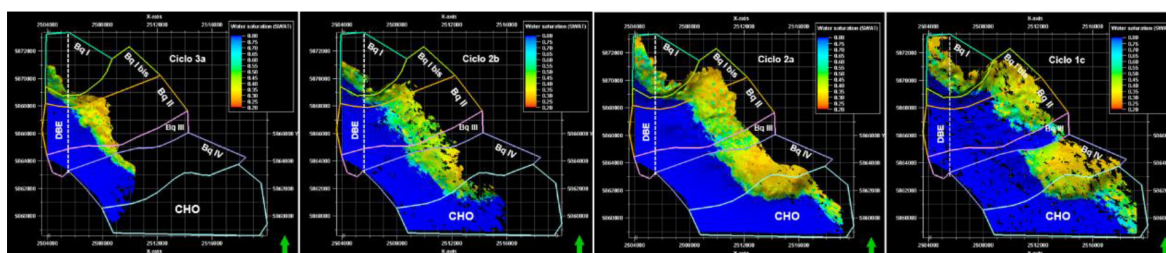


Figura 25. Grilla de saturación. Contactos por ciclo y por bloque.

## Variables seleccionadas para iterar

Las variables definidas en una primera observación resultaron alrededor de las 141, pero luego de 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 Krw al Sor a partir del valor base obtenido de laboratorio (12 variables).

## Sensibilidad

El análisis de sensibilidad consiste en variar una sola variable a la vez, entre un máximo y un mínimo establecido (dos corridas dinámicas), dejando el resto de las variables con su valor base. En este proceso se testearon las 67 variables mencionadas en el párrafo anterior, de las cuales 28 resultaron de impacto y 13 de alto impacto. En el gráfico de barras siguiente se representan estas corridas con un punto, y cada barra representa dos corridas de simulación por variable en su máximo y su mínimo. Con este gráfico se observa fácilmente las variables que impactan en el ajuste histórico. Las barras largas implican que estas variables generan una gran amplitud en el error a minimizar y por lo tanto son muy relevantes para el ajuste del modelo y deben tener un tratamiento estadístico.

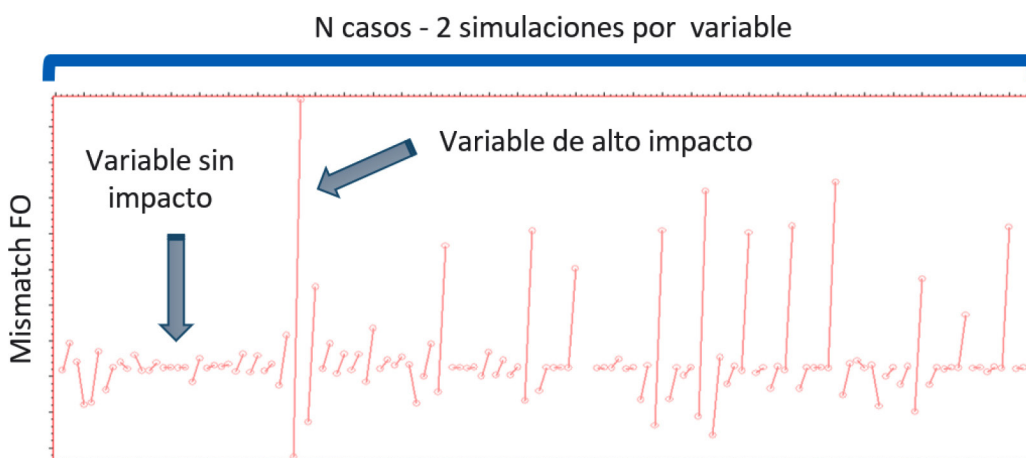


Figura 26. Gráfico de las corridas de sensibilidad.

## Incertidumbre

El análisis de incertidumbre consiste en variar todas las variables a la vez, muestreando en cada grupo seleccionado de juegos de variables un espacio no sesgado entre máximos y mínimos. De esta manera, todos los puntos de muestra se eligen simultáneamente asegurándose de que el conjunto total sea una muestra de *Latin Hypercube* y que cada subespacio se muestree con la misma densidad.

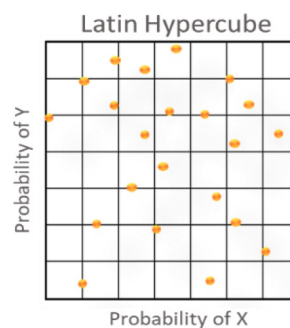


Figura 27. Latin Hypercube.

A partir de estos conjuntos se setea el *software* en aproximadamente 500 casos en modo incertidumbre con selección de grupos de variables 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.

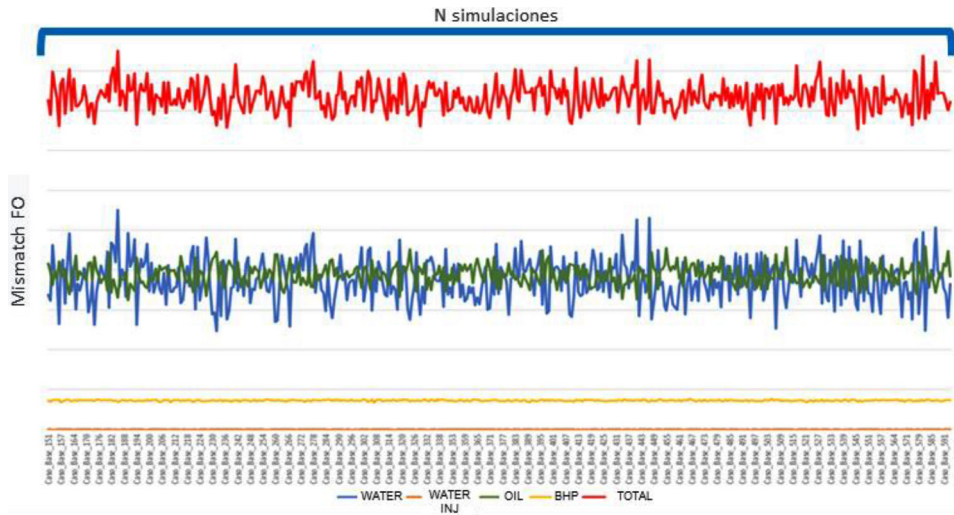


Figura 28. Gráfico de las 450 corridas de incertidumbre. Cada curva de color representa el comportamiento del desajuste de cada vector en cada corrida.

Esto, traducido en gráficos de producción, se muestra de la siguiente manera, para cada bloque

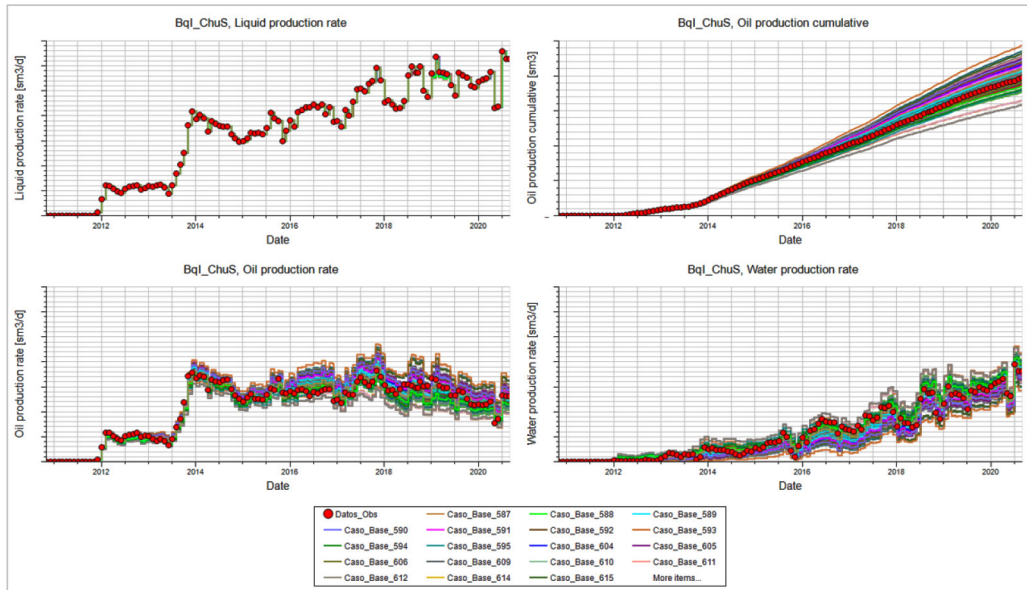


Figura 29. Gráficos de las más de 400 corridas de incertidumbre respecto del vector observado.

## Optimización

Luego, obtenido el gran espacio de muestreo producto del proceso de incertidumbre, se corrió el proceso de optimización. Esto se realiza tratando de minimizar la función objetivo

(mínimo desvío del error entre el caso simulado y el real). En dicha optimización se observa una tendencia de mejora caso tras caso. Este proceso utiliza un algoritmo de optimización, el cual se alimenta de toda la información que se recopiló en el análisis de incertidumbre para minimizar el valor de la función objetivo. En éste se trabajó con algoritmos y estrategias evolutivas (3) (4) para minimizar la función objetivo, es decir para minimizar la diferencia entre los valores calculados y los observados. Estos algoritmos son generalmente más robustos y menos sensibles a las discontinuidades en el espacio de solución. Los algoritmos evolutivos son capaces de buscar más allá de los óptimos locales y tienen el potencial de identificar configuraciones en el espacio de búsqueda de parámetros del modelo que generan soluciones aceptables.

Los algoritmos evolutivos, que combinan algoritmos genéticos, estrategias de evolución y programación genética y evolutiva, se definen mediante una secuencia iterativa de operaciones de variación y selección. Las variaciones se realizan mediante operaciones cruzadas entre dos padres, para dar nuevos resultados llamados hijos. Cada cierto número de ejecuciones se genera una operación de mutación, en el cual se cambia una sola variable. Las soluciones obtenidas se evalúan con la función objetivo y sólo los mejores individuos proliferan.

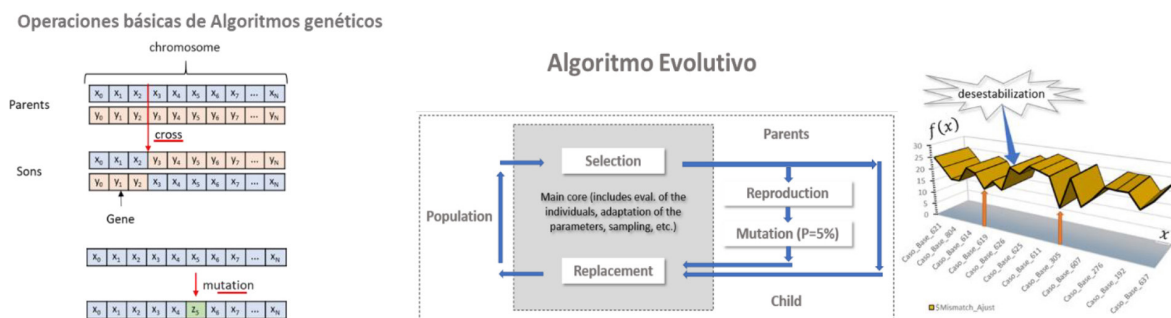


Figura 30. Esquemas de algoritmos genéticos y estrategias evolutivas. Esquema de búsqueda de óptimos globales.

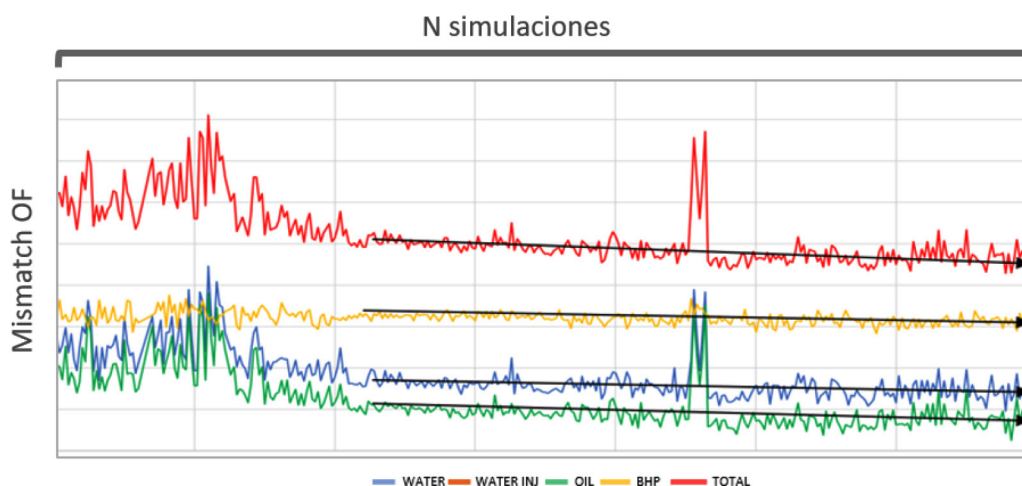


Figura 31. Proceso de ajuste asistido.

El proceso se puede describir diciendo que se parte de una solución inicial y se selecciona una solución vecina al azar. Si la solución vecina es mejor, se adopta como la nueva solución. Si no lo es, se acepta como la nueva solución con una probabilidad que disminuye a medida que avanza el algoritmo.

La idea de aceptar soluciones de menor calidad con cierta probabilidad permite que el algoritmo se desvíe de los óptimos locales.

## Revisión del proceso de optimización

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.

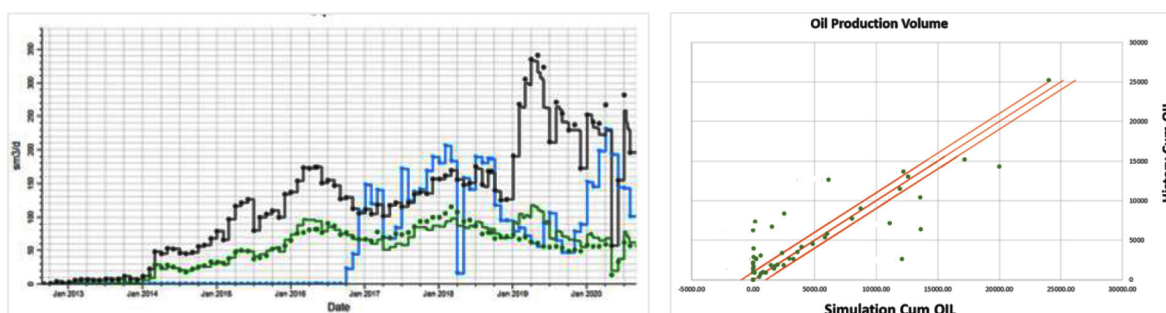


Figura 32. Ejemplo de un ajuste global de un bloque vs ajuste pozo a pozo de ese mismo bloque

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.

A partir de esto, el objetivo fue optimizar los resultados de los pozos claves. Se analizaron estadísticamente las variables que participaron e incidieron en los casos de menor desvío. En todas

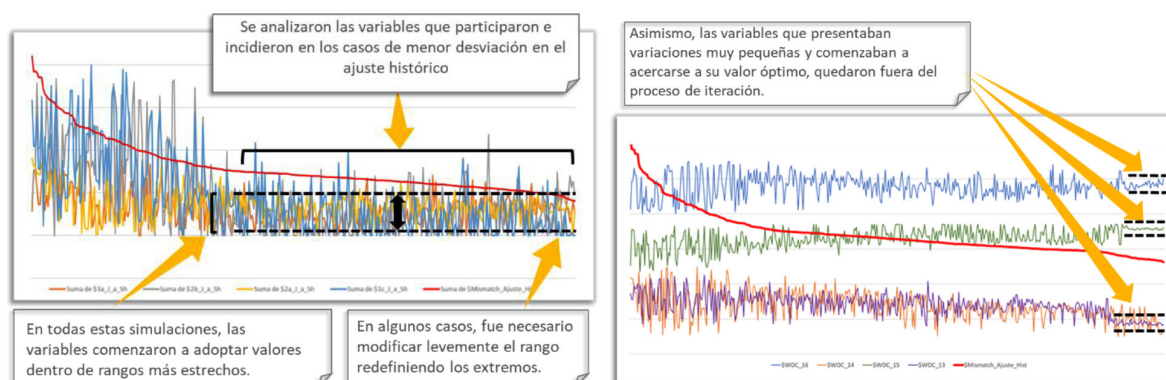


Figura 33. Tratamiento estadístico de variables

estas simulaciones, las variables comenzaron a adoptar valores dentro de rangos más estrechos, e incluso se observó que, en algunos casos, era necesario modificar el rango redefiniendo los extremos. Asimismo, las variables que presentaban variaciones muy pequeñas y comenzaban a acercarse a su valor óptimo, quedaron fuera del proceso de iteración.

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

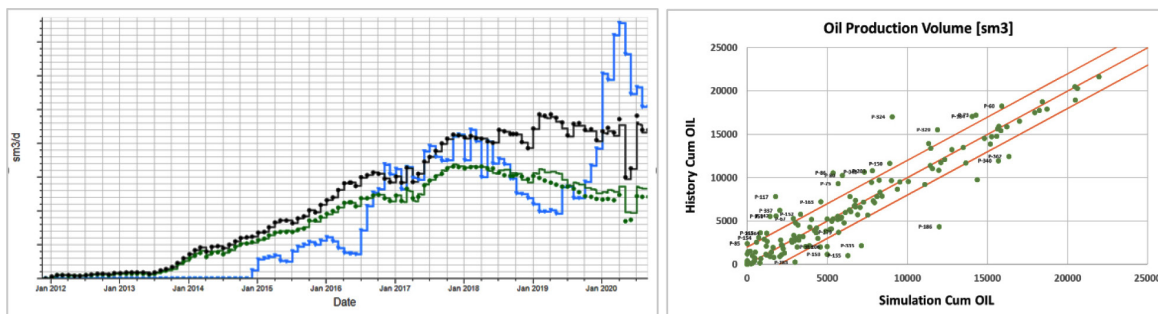


Figura 34. Ajuste yacimiento y ajuste por pozo.

## Pronósticos

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. Para esto se evaluaron los casos con mejor ajuste y se eligió un grupo pequeño de casos para realizar los diferentes escenarios de pronóstico y sobre estos se realizaron los diferentes propuestas de pronósticos.

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.

Como se observa en la imagen a continuación, la simulación con un caudal de inyección menor que el previamente establecido, 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.

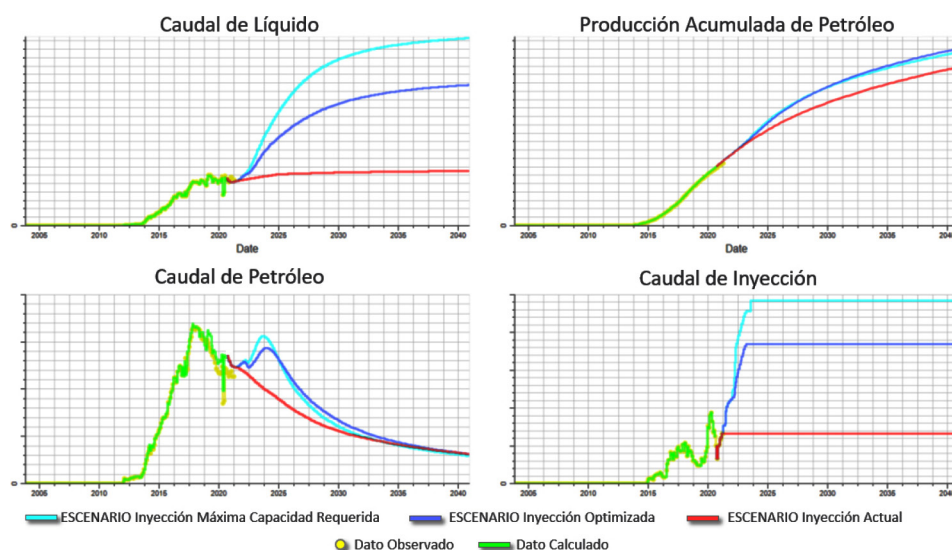


Figura 35. Escenarios de predicción sobre uno de los escenarios de ajuste histórico.

## DIFICULTADES Y MITIGACIÓN

La gran cantidad de variables a iterar, el tamaño de la grilla, las 24 regiones de equilibrio, la cantidad pozos y los años de producción, dificultaban las corridas de simulación y hacían que tanto los tiempos de corridas, así como el tamaño en hardware requerido sean imposibles de manejar en condiciones usuales de trabajo.

Las primeras corridas demoraban cerca de 6 hs (caso *full field*) y alrededor de una hora y media por bloque. Una opción que se probó fue dividir las corridas por bloque en distintas máquinas. Si bien se sabía que estaban conectadas hidráulicamente y que conceptualmente no iba a ser acertado este resultado obtenido, se realizó así de todas maneras para encontrar una primera aproximación en los máximos y mínimos de las variables a iterar. De esta manera, se logró mejorar los procesos de convergencia y el caso *full field* bajó el tiempo de corrida a menos dos horas.

Por otro lado, se probó correr el proceso iterativo en una nube, pero no se pudo optimizar demasiado. La comunicación y traspaso de datos con las estaciones locales para análisis resultó lenta.

Otra metodología adoptada para el proceso de incertidumbre fue armar los sets de casos a través de los *workflow*, pero sin enviar a correr las simulaciones dinámicas ya que esto bloqueaba las Workstation y corrompía el proyecto inutilizando todo el análisis de casos que habían alcanzado a correr.

De esta manera se armaban los archivos input con los diferentes sets de variables adoptadas para cada caso y luego estos casos se corrían en distintas Workstation. Luego se exportaba el archivo Excel con los resultados de las funciones objetivos y variables de todas las simulaciones corridas en la diferentes WS y se elegían los mejores manualmente. Seguidamente estos casos se importaban y

se juntaban en una sola Workstation para que el *software* los tome para el paso de optimización y pudiera llevar a cabo el análisis con los algoritmos y estrategias definidas. Este proceso, con menos casos, se debía hacer en una sola sesión de análisis con una sola WS.

Otro punto que se observó fue que a medida que el análisis avanzaba los tiempos de corridas fueron disminuyendo. Las ultimas corridas *full field* demoraban solo entre 40 y 45 minutos.

## 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.

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, posibilitó 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 los 3 escenarios analizados en detalle (figura 20), 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 2 fue el más óptimo respecto al gerenciamiento de líquidos en superficie.

Particionar el modelo por bloques para ajustar el rango y aproximación de variables a iterar resultó una muy buena práctica para mejorar los tiempos de corridas en general, pero sobre todo para el caso *full field*.

Dejar de lado datos observados anómalos como producción sin controles actualizados

y relajar el ajuste histórico para estos pozos también resultó en un mejor entendimiento del comportamiento del reservorio y en una mejor convergencia del proceso iterativo y AHM.

Utilizar pozos claves para guiar el AHM también cobra mayor relevancia al momento de tener que analizar tantas variables.

El análisis por fuera del proceso automatizado del *software* es fundamental para el mayor entendimiento de las variables que se están adoptando para minimizar la función objetivo. Entender como está avanzando el ajuste por pozo, y evitar compensaciones en los ajustes por grupo es lo que se requiere para poder generar propuestas de mejoras por *patterns* y por pozo.

## REFERENCIAS CITADAS

- (1) Zavala, C y Ponce, J.J., 2011. La Formación Razyoso (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. Relatoría del XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén, Argentina.
- (2) 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, Sandpower 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.
- (3) 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.
- (4) METAHEURÍSTICOS: UNA ALTERNATIVA PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS COMBINATORIOS 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. marvelez@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.

