

PRONÓSTICOS EN LA SIMULACIÓN NUMÉRICA ANTE DIFERENTES MECANISMOS DE DRENAJE Y GRAN NÚMERO DE POZOS, CASO DE ESTUDIO CHACHAHUEN 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, mecanismo de drenaje, pronósticos

ABSTRACT

Methodologies to extrapolate production in dynamic modeling depend both on the reservoir conditions, as well as on the production in which the field is estimated to operate.

In general, in the projections of base scenarios, under primary production of a single-phase expansion drainage mechanism, it is usual to extrapolate to constant BHP, observing the evolution of the depletion of the original pressure and the production associated with it. On the contrary, if you are dealing with production under water injection, the extrapolation of production to liquid and constant injection is frequently used and the evolution of the water cut and the rhythm of the recovery factor and the accumulated production are obtained as a result. In the cases of scenarios where future conditions are to be changed to seek different optimizations, in the simulation tool, the actions must be reflected in these projections; in the definition of the control variables and in the change of these in the time in which they are planned to be executed.

In the case study being analyzed, due to the fact that injection is heterogeneous throughout the field, with areas still under primary production, due to lack of conversions, adjacent to areas under water injection, with different injection rates, generally due to below what was required, extrapolating the production of more than 300 wells with different dates of implementation of conversions and optimal injection flow rates, required an exhaustive and challenging analysis, difficult to capture in the simulation tool given the different prevailing production mechanisms.

It is the objective of this work to show the inconveniences found in the process, as well as the resolutions and methodology adopted.

INTRODUCCIÓN

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 objetivo comprobar la mineralización de petróleo en la Formación Rayoso. Para el año 2013 se inicia el

desarrollo del campo por producción primaria. 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. No se ha logrado una buena distribución areal de presurización de los reservorios por problemática atribuida principalmente a las instalaciones, y al manejo de la implementación de la secundaria, las conversiones se han realizado a distintos años y todavía restan conversiones para llevarse a cabo. Por esto el campo se encuentra bajo recuperación primaria en algunas zonas, en otras se encuentra bajo recuperación secundaria plena y en otras bajo recuperación secundaria deficiente por la inestabilidad en los caudales de inyección cuyos pozos inyectores se han cerrado por falta de calidad de agua y/o deficiencia en la presión. Las zonas bajo recuperación secundaria se describen con un mapa de acumulada de inyección Figura 18 A. En las zonas en donde no hay burbujas de inyección acumulada, el campo se desarrolla por recuperación primaria.

El reservorio responde bien a la inyección de agua cuando hay agua disponible. Esto es lo que se observa tanto por el monitoreo como por el ejercicio de simulación a través del modelo ajustado.

Debido a esto, las proporciones de reemplazo de vacíos (VRR) se muestran desequilibradas en todo el campo

por lo cual para decidir optimizaciones para equilibrarlo no podrá ser una decisión que se adopte masivamente, sino que dependerá en qué condiciones se encuentre cada patterns y cada pozo inyector y/o productor.

Dado que las metodologías usualmente utilizadas para pronosticar comportamientos futuros y potenciales optimizaciones, resultan insuficientes al no involucrar comportamientos de presiones, 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.

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. Al Este limita con el yacimiento Cerro Hamaca Oeste y al Oeste con el yacimiento Desfiladero Bayo Este.

Los reservorios de interés corresponden a la Formación Rayoso, en el ámbito de la cuenca neuquina.

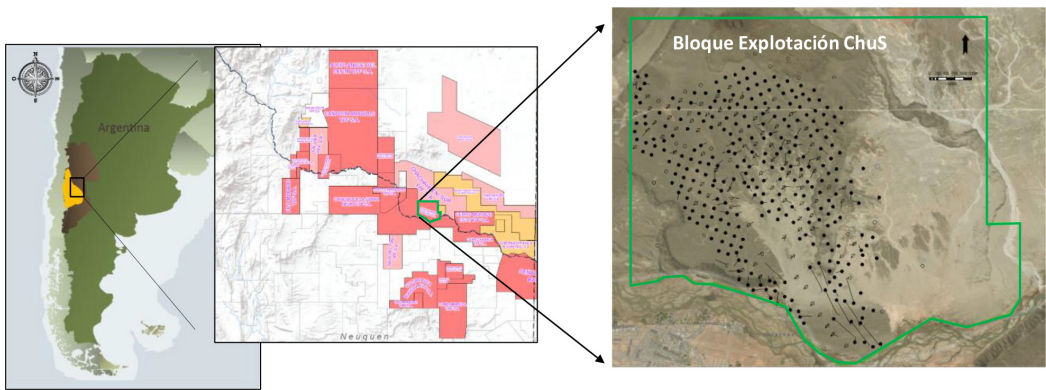


Figura 1. Ubicación del bloque de explotación de Chachahuén Sur.

MARCO ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICO

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

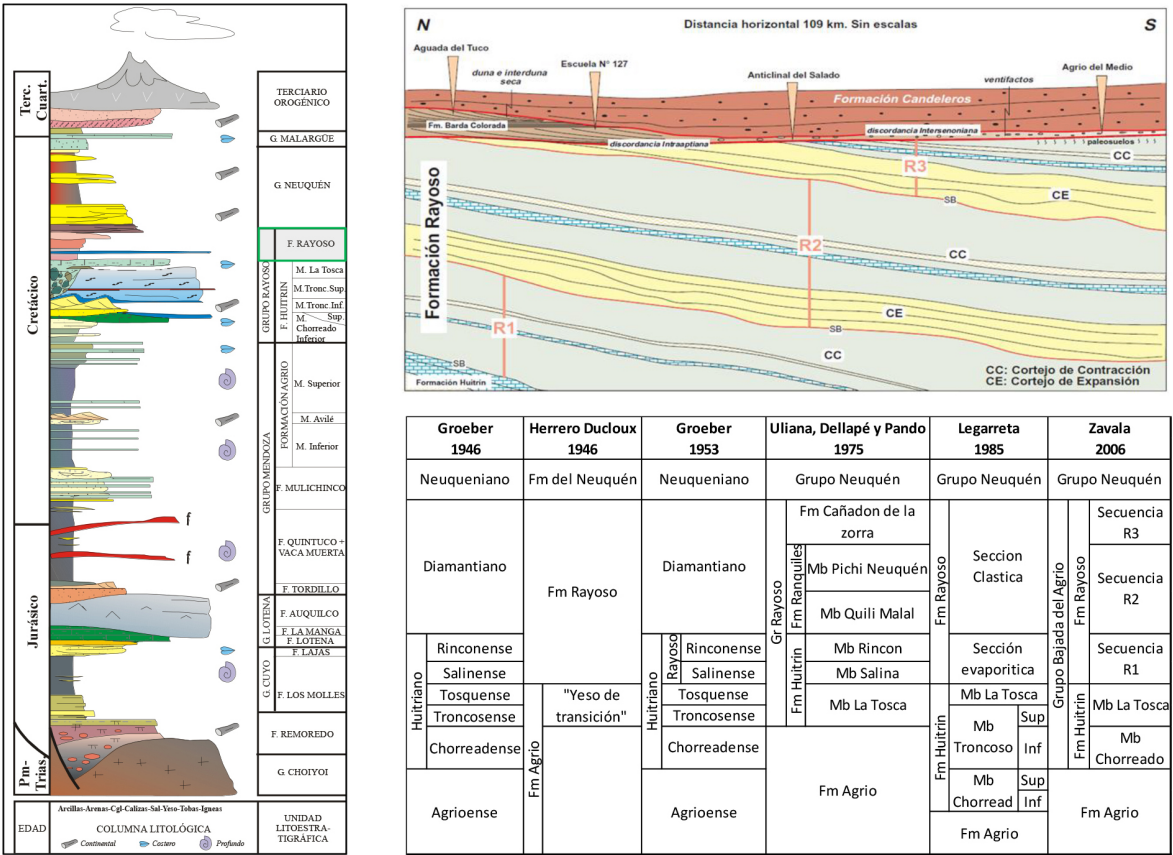


Figura 2. Columna estratigráfica de la cuenca neuquina con la Fm Rayoso. Corte N-S que muestra los ciclos evaporíticos y clásicos que componen la Fm Rayoso y su relación con el Gr Neuquén suprayacente. Tomado de Zavala *et al.* (1) (2006 y 2011) y cuadro de equivalencias de nomenclatura para la Formación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

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 (Cretácico Superior).

MODELO ESTÁTICO

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. 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.

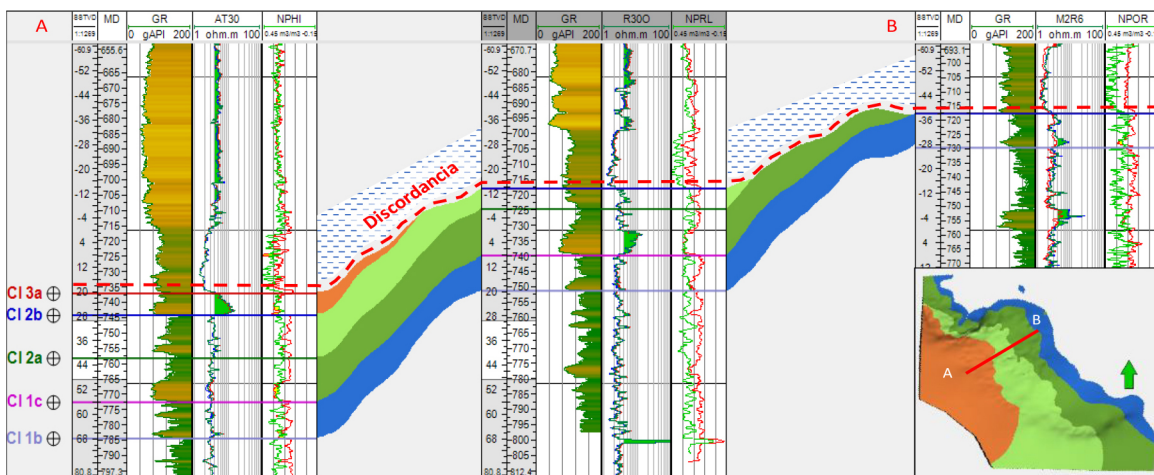


Figura 3. Corte estructural donde puede verse la correlación de los ciclos y las truncaciones.

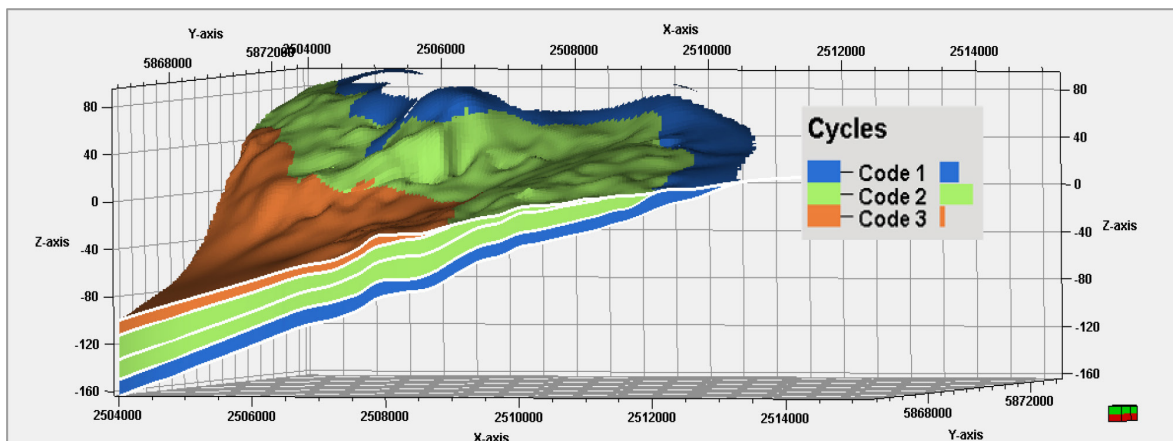


Figura 4. Zonas dentro de la grilla representadas por los ciclos de interés de la Fm Rayoso donde puede verse el acuñaamiento de estos.

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, en la Figura siguiente es la falla entre el bloque I y bloque I bis.

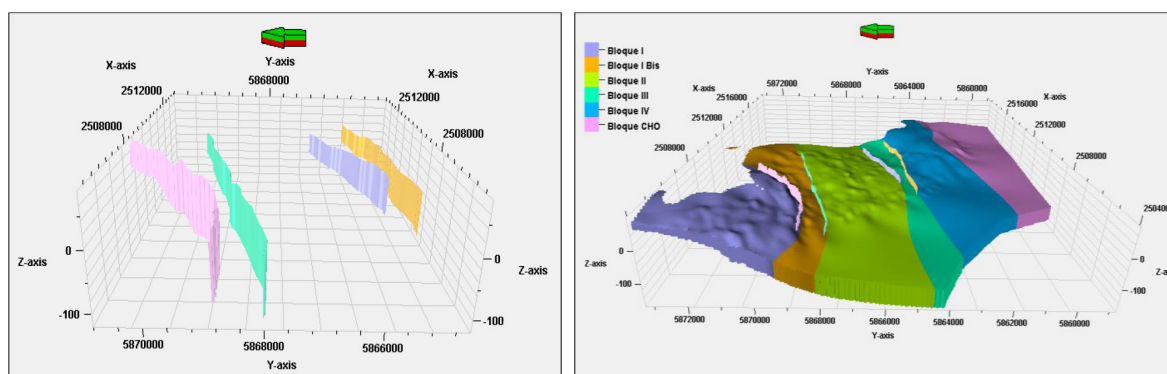


Figura 5. Grilla 3D con modelado de fallas y división en bloques del campo.

Las mayores acumulaciones de hidrocarburo se encuentran en las zonas altas de la estructura contra la discordancia. En una cota intermedia, en dos de los ciclos, se desarrolla un casquete de gas primario (casquete original), lo cual indica que esta zona sur está hidráulicamente desconectada de la zona Norte, condición necesaria para poder respetar la acomodación vertical de los fluidos. Esta ubicación y distribución de fluidos se ilustra en la Figura siguiente.

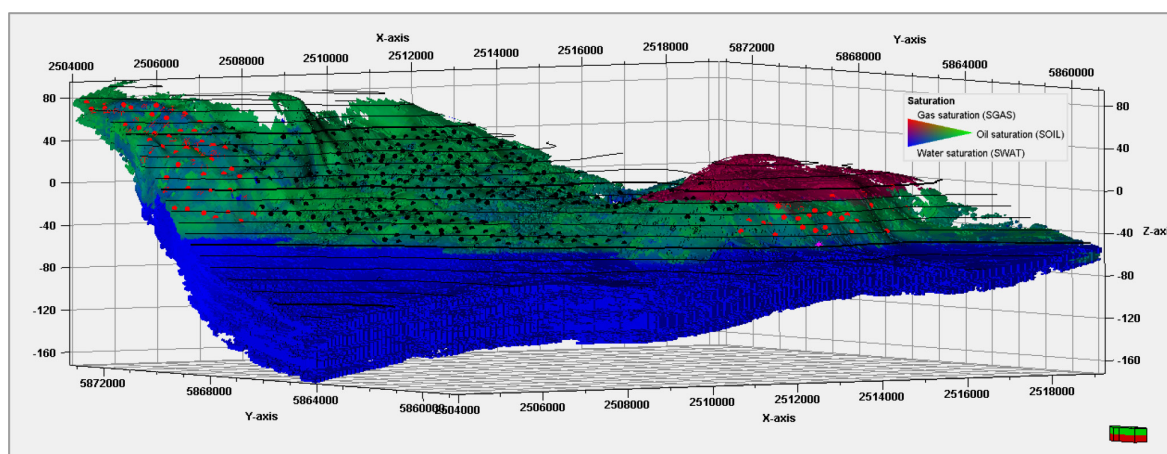


Figura 6. Grilla de saturación.

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. También se definió las regiones en 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 acunamientos o truncaciones hacia la discordancia. 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.

Las dimensiones de las celdas son de 50 x 50 x 1 permitiendo reflejar las heterogeneidades de facies y de propiedades petrofísicas. El layering utilizado es de tipo proporcional y el número de layers por zona fue calculado a partir del espesor máximo de cada ciclo.

MODELO SEDIMENTARIO, PETROFÍSICO Y DE SATURACIÓN

Caracterización y Modelado

Para tener éxito tanto en el ajuste de los datos de producción y en la capacidad predictiva del modelo, es necesario capturar lo esencial, la heterogeneidad de la permeabilidad tanto en la escala macro como en la micro ya que ésta es la que repercutirá en desempeño del reservorio, sobre todo bajo el mecanismo de producción secundaria.

En el caso de estudio, yacimiento Chachahuén se cuenta con nueve coronas de la Fm. Rayoso y casi la totalidad de los pozos perfilados a pozo abierto. Con esta información se logra una caracterización sedimentológica, petrográfica, mineralógica de cada una de las coronas extraídas en el yacimiento; se consiguen identificar 3 litofacies reservorios (ver Figura 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 mejoras propiedades petrofísicas.

Para esta clasificación 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 – 2000 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 con el método *Most of* para las facies 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.

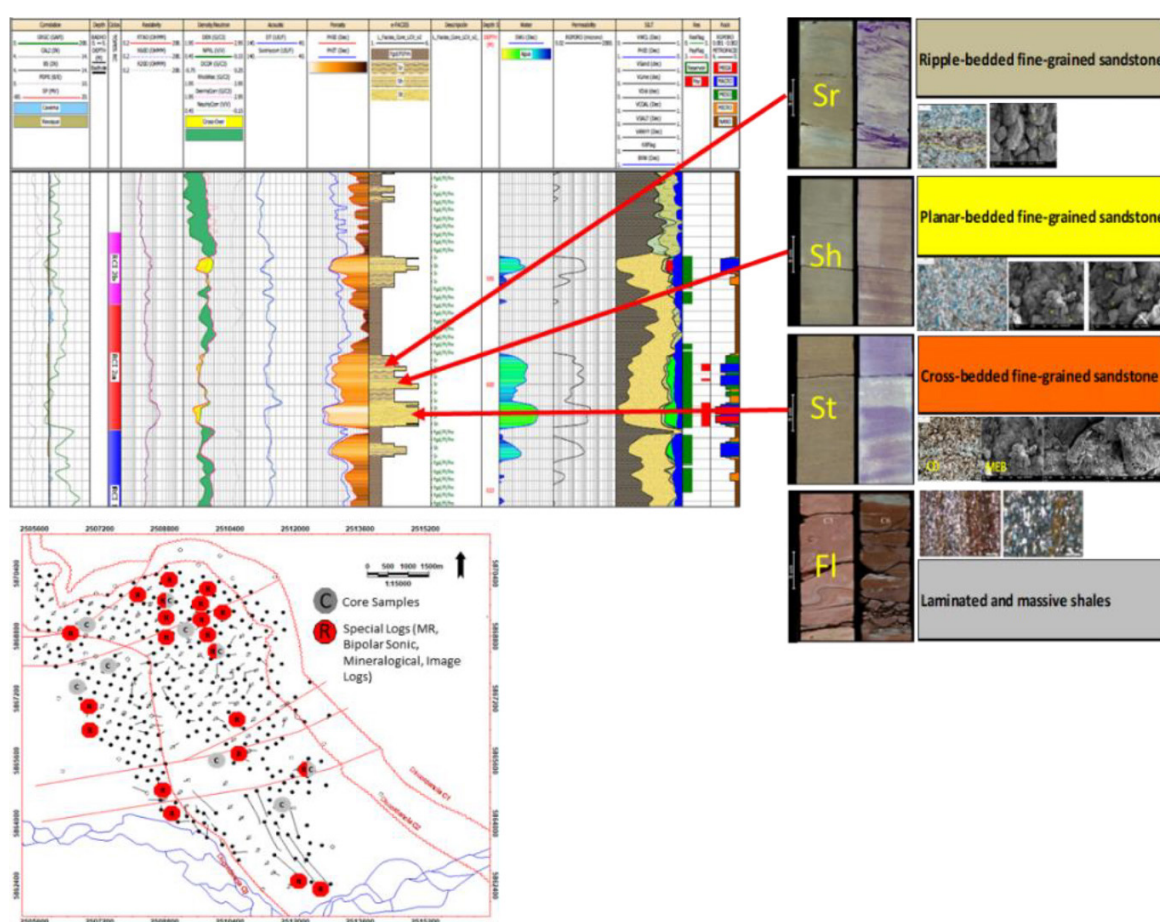


Figura 7. Facies identificadas (reservorio y no reservorio). Mapa de adquisición de testigos coronas y perfiles especiales.

A continuación, se muestra el diagrama con el flujo de trabajo y los parámetros utilizados en el set de análisis de datos para lograr una buena correlación entre los datos de pozos, escalado de propiedades y el modelo de facies.

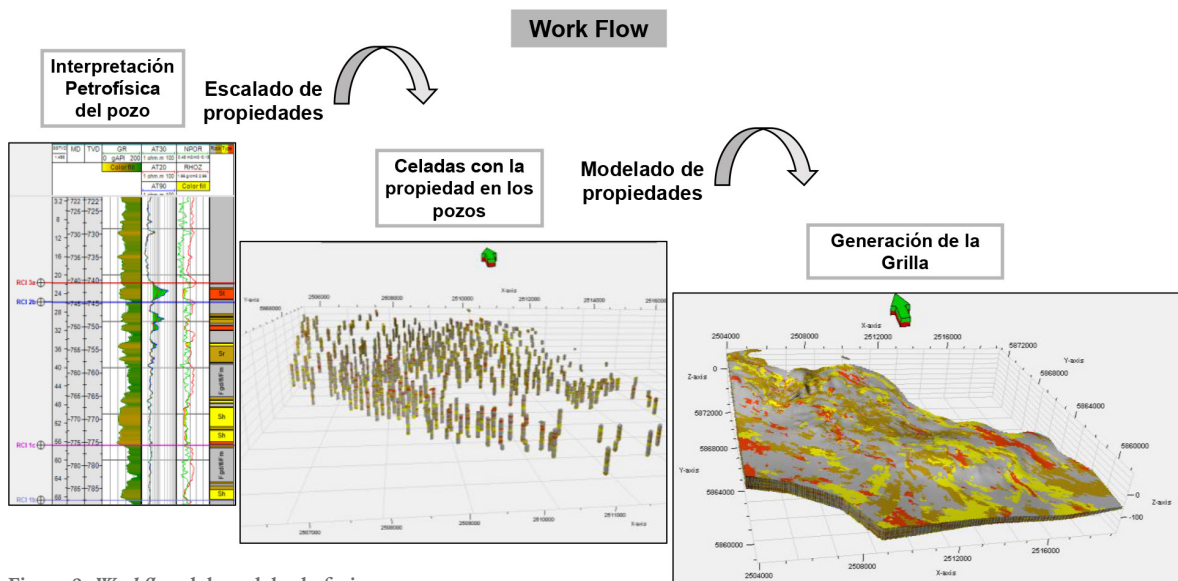


Figura 8. *Workflow* del modelo de facies.

A partir de correlaciones de detalle y del mapeo de los cuerpos arenosos se distinguieron dos sistemas deposicionales, 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 deposicionales como se puede observar en la figura siguiente:

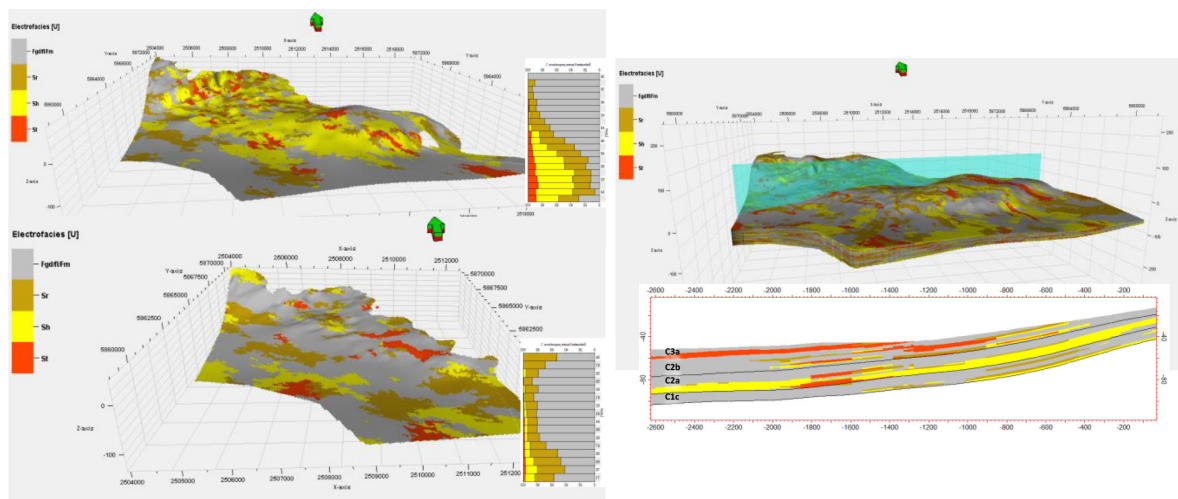


Figura 9. *Layers* del modelo de facies y corte transversal mostrando la distribución de facies y continuidad de los sistemas deposicionales.

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.

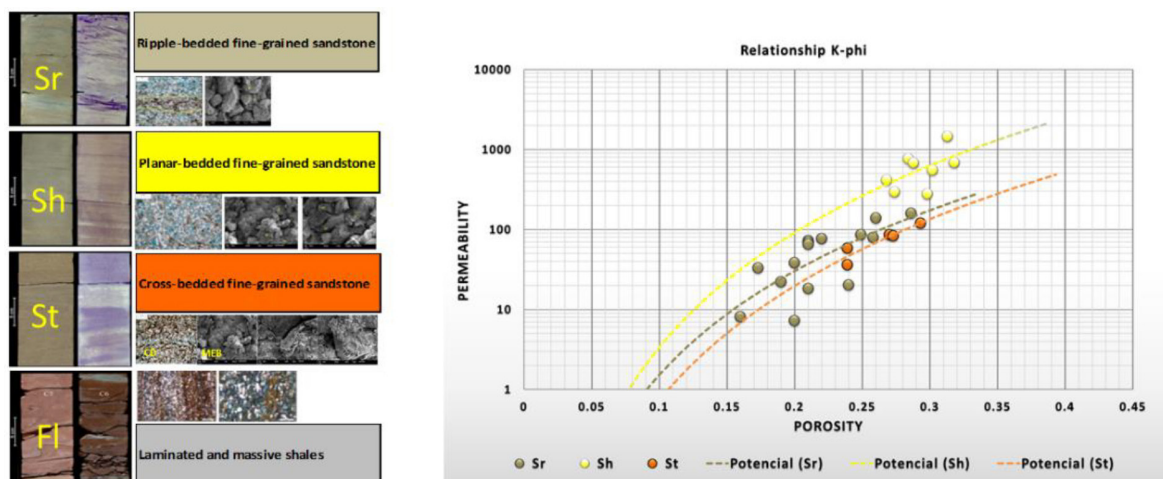


Figura 10. Definición del modelo de permeabilidad asociada a la porosidad en el modelado dinámico, en base a datos de coronas

Análisis de curvas SCAL – Permeabilidades relativas en base a las electrofacies

Al igual que el tratamiento para la ley k-phi, se agruparon las mediciones de petrofísica especial de estos tres tipos de electro-facies, y se estableció una relación K-phi para cada una de ellas, según se observa en los gráficos siguientes.

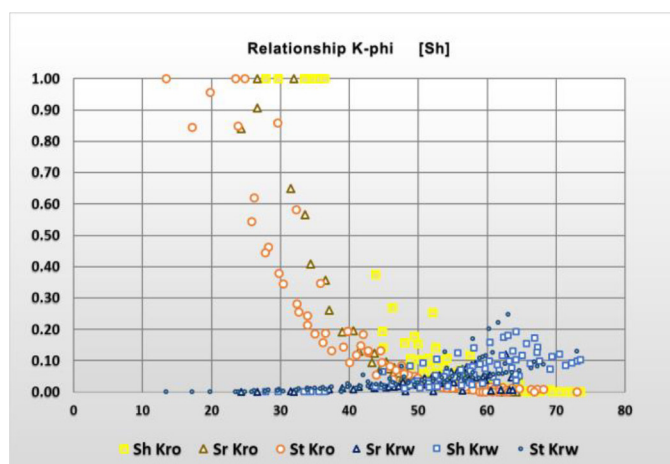


Figura 11. Definición del modelo de permeabilidad relativa para las electro-facies.

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, los cuales suelen ser afectados por diversos factores (ambientales, características

de los reservorios, diseño y resolución de las hts. etc.), fue necesario realizar esta estimación que no estuviera basado en un método resistivo. Para ello se aplicó 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.

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 12. 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.

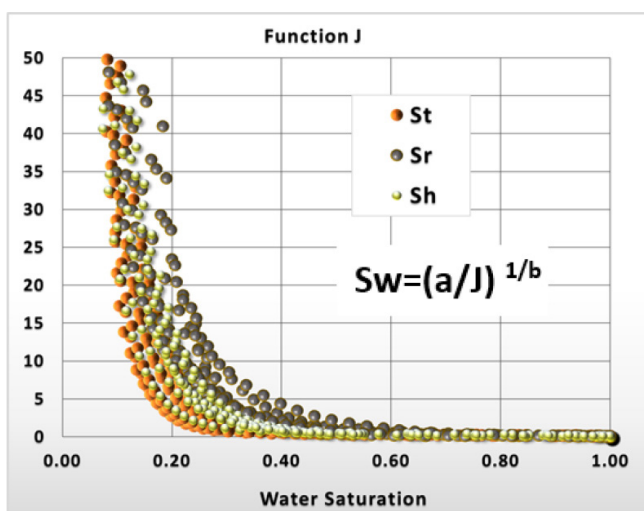


Figura 12. Definición del modelo de saturación para cada electro-facies, curva función J

MODELO DINÁMICO

Características y Complejidades del modelo

A diciembre de 2021 se han perforado 395 pozos de los cuales 76 de ellos son pozos inyectores y se espera que 47 se conviertan de productores de petróleo a pozos inyectores de agua. El distanciamiento entre pozos es de aproximadamente 300 metros, en su mayoría son arreglos *seven-spot*, con algunos inyectores con instalación selectiva, en la mayoría se inyecta en conjunto. No se observa conexión dinámica vertical entre capas de diferentes ciclos, (evidencia dada por

mediciones de presión de formación en las diferentes campañas de perforación), por lo cual se modela como reservorios independientes.

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.

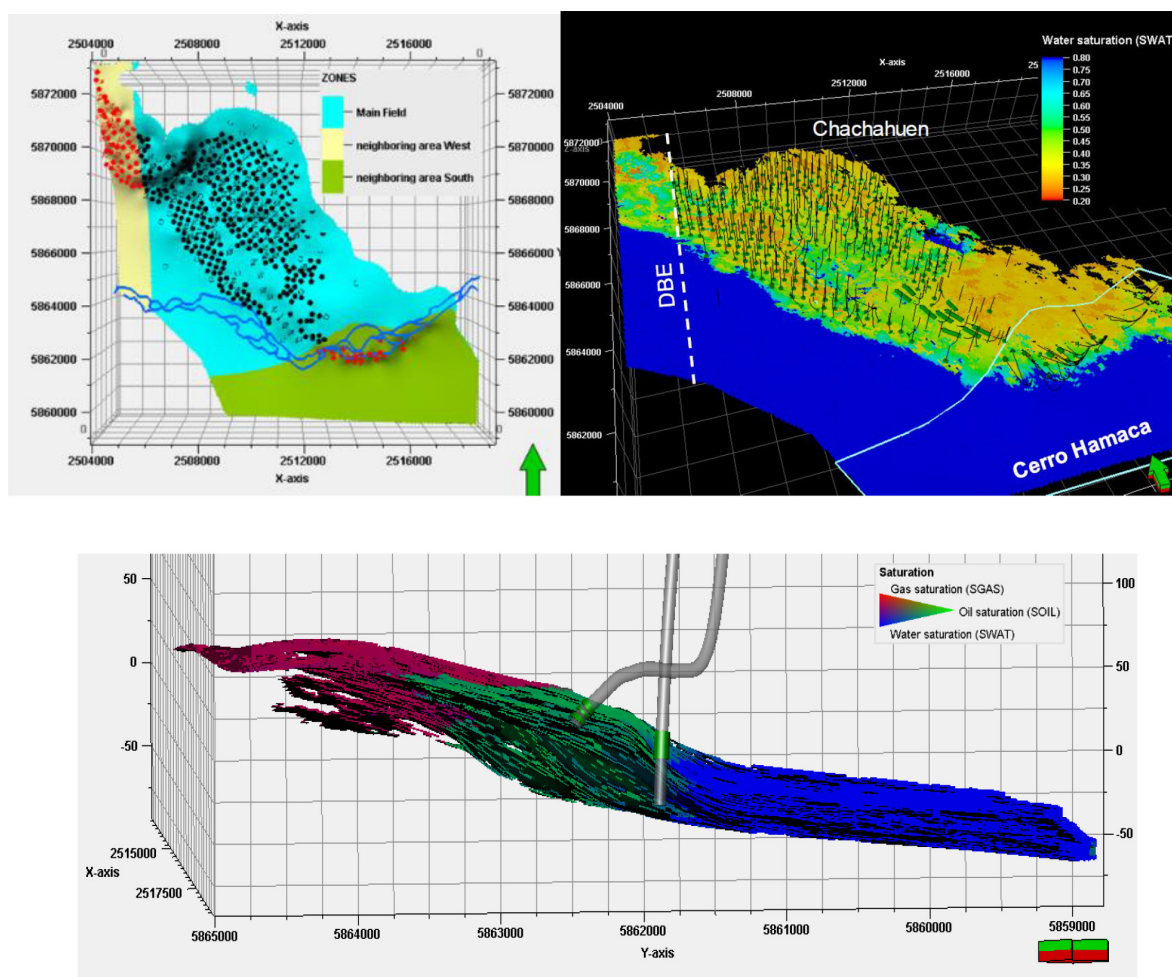


Figura 13. Yacimiento modelado, campos y pozos vecinos grilla de saturación.

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). No se produce gas libre del casquete. La inyección en la zona del casquete se realiza por debajo del halo de petróleo, lejos de éste.

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 sub-ciclos 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.

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.

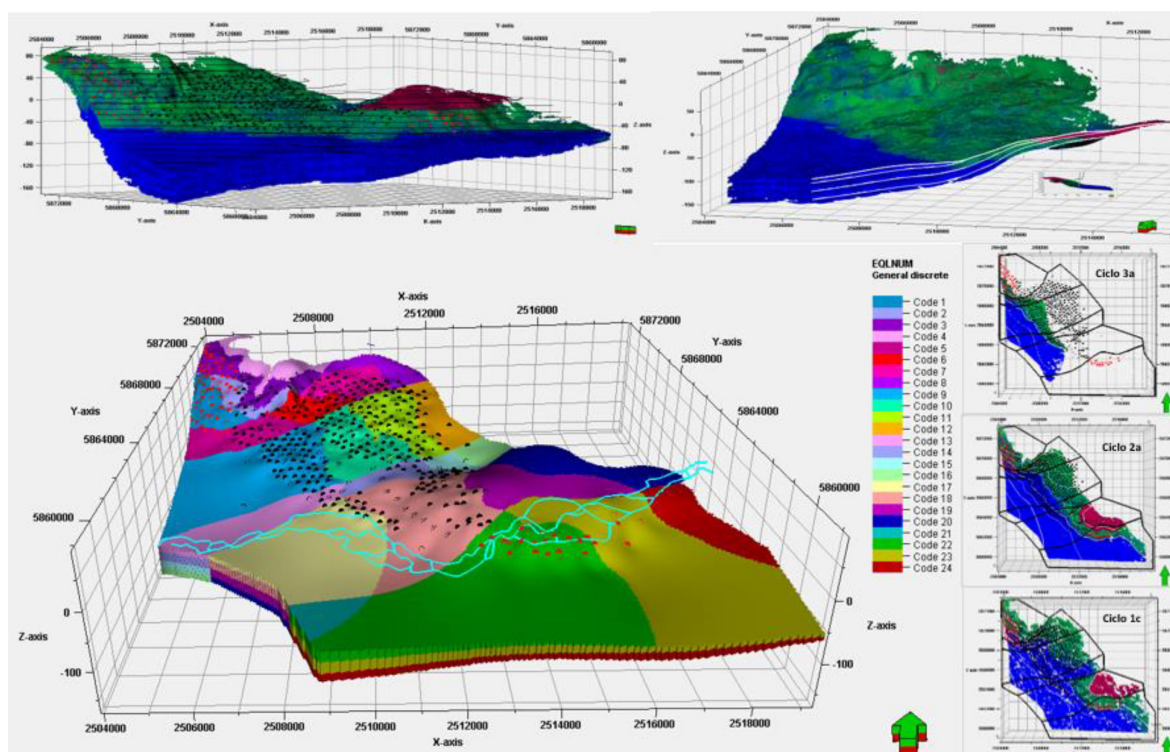


Figura 14. Regiones de equilibrio y contactos por ciclo y bloque.

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.

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 otro parámetro a iterar de en el análisis de incertidumbre & optimización.

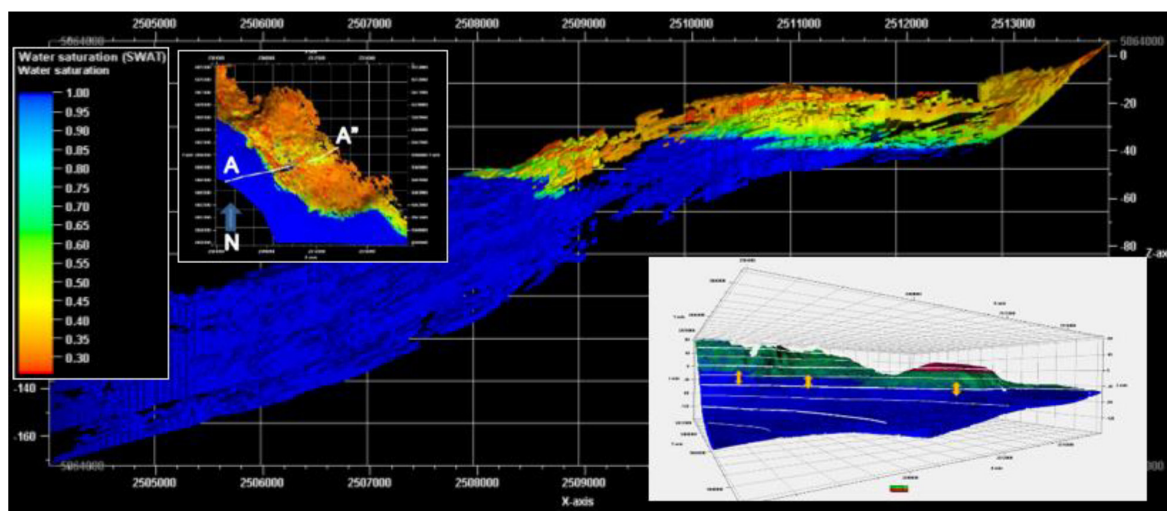


Figura 15. Grilla de saturación y superpuesta con superficie estructural ciclo 2a.

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.

Los principales reservorios de ChuS son las arenas de los cuatro ciclos y sub-ciclos detallados en el apartado de geología, 1c, 2a, 2b, 3a; pero en algunas zonas también fueron punzadas arenas de otros ciclos. En estos casos, el petróleo fue prorrateado según el espesor y la permeabilidad de la zona punzada y excluido del modelado dinámico. En la Tabla siguiente se especifican los factores de alocación aplicados en función de la cantidad de pozos. Así, de los 507 pozos: 29 poseen un factor de alocación cero, es decir no están punzados en las capas que contempla el modelo, 393 poseen un factor de alocación uno, es decir están solamente punzadas en las capas que contempla el modelo, y solo 85 pozos poseen un factor de alocación tal que se prorratea su producción. Estos pozos comprenden solo el 17% del modelo y de aquí la simplificación en el prorrateo.

Factor	Pozos
0	29
0.5	50
0.75	35
1	393
TOTAL	507

Tabla 1. Factor de prorrateo y N° de pozos

La producción histórica considerada para la simulación dinámica es la asignada en Cap_IV. En algunos casos, debido a la baja frecuencia de controles, no se ha podido confiar que estos valores sean una respuesta congruente de recuperación secundaria. Por tal motivo, en los casos más inciertos, se relajó la exigencia en el cumplimiento del ajuste histórico. Los bloques que mayor frecuencia de controles poseen son los bloque II y bloque I bis, por esto el principal ajuste de variables se focalizó en esta zona.

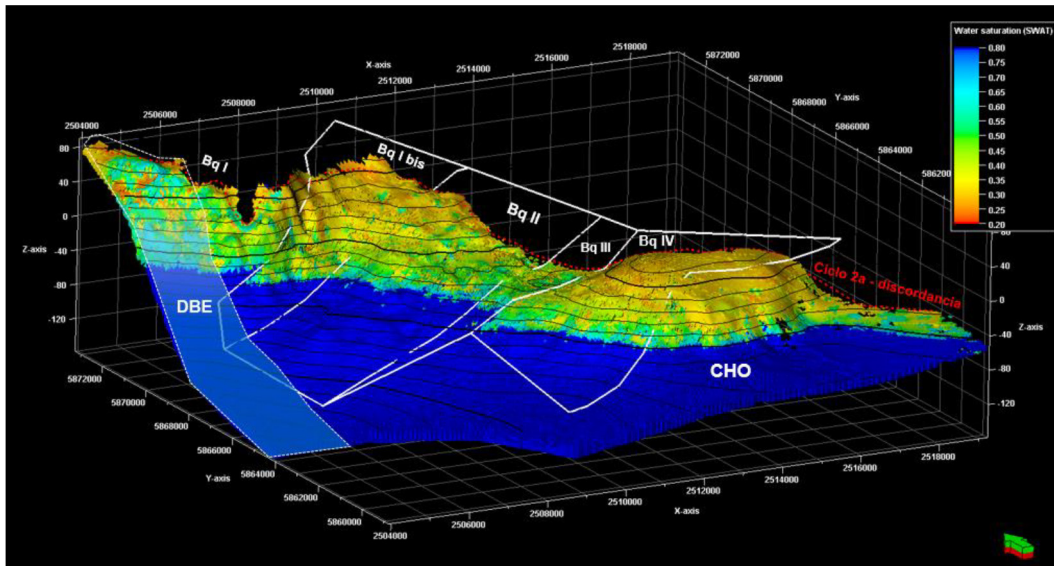


Figura 16. Grilla de saturación de agua superpuesto los polígonos que definen las diferentes regiones de equilibrio

La inyección histórica considerada para la simulación dinámica es la asignada en Cap_IV. A continuación, se muestra un gráfico de burbujas con las acumuladas de inyección por pozo en todo el campo y la curva de inyección histórica. Como se observa el caudal de inyección no ha logrado mantenerse estable en el tiempo. Tampoco se ha podido inyectar con una distribución

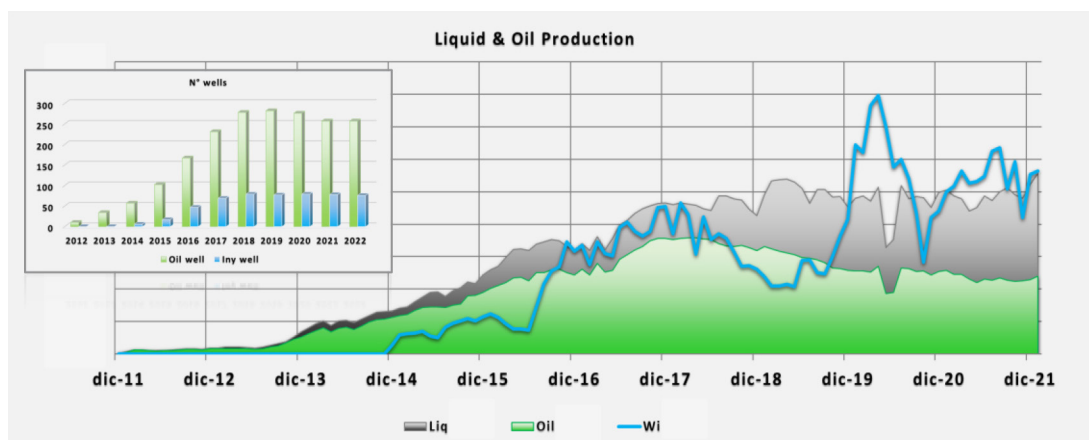


Figura 17. Número de pozos. Caudales de Inyección, Líquido y Petróleo

areal efectiva. Aunque se lleva varios años inyectando, aun los cortes de agua son relativamente bajos, alrededor del 60% promedio, indicando que se está ante una recuperación secundaria temprana. Según se muestra en el gráfico de burbujas de la Figura 18 B, los cortes de agua varían mucho dependiendo la zona en la cual se analice.

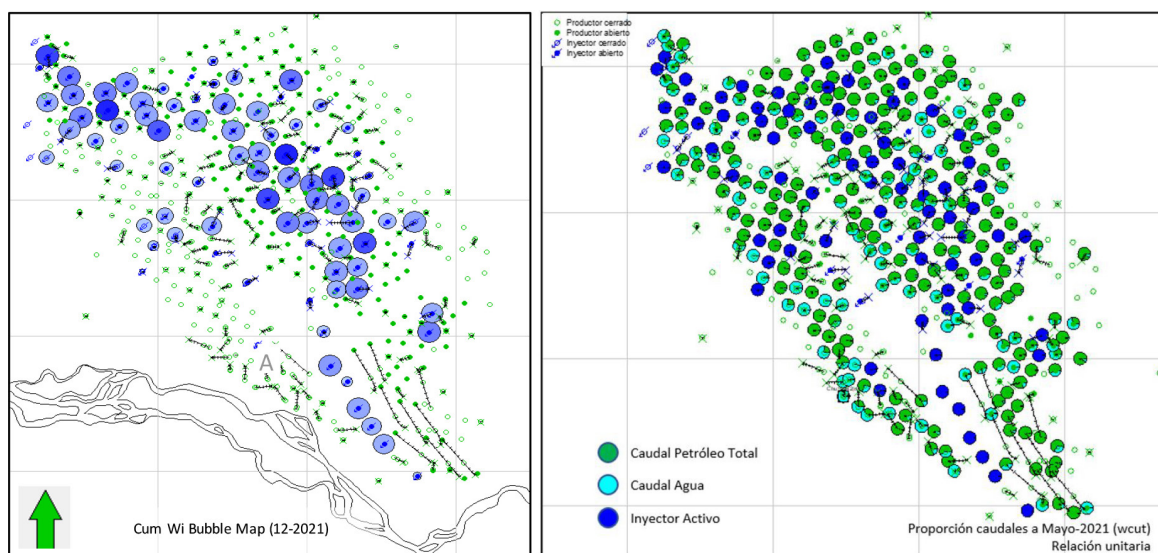


Figura 18. A) Mapa de burbuja, acumulada de inyección. B) Mapa de burbuja, proporción agua y petróleo, inyector activo.

Proceso de Ajuste Asistido – Sensibilidad, Incertidumbre y Optimización

Dado el gran flujo de información, en el ajuste histórico, 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.

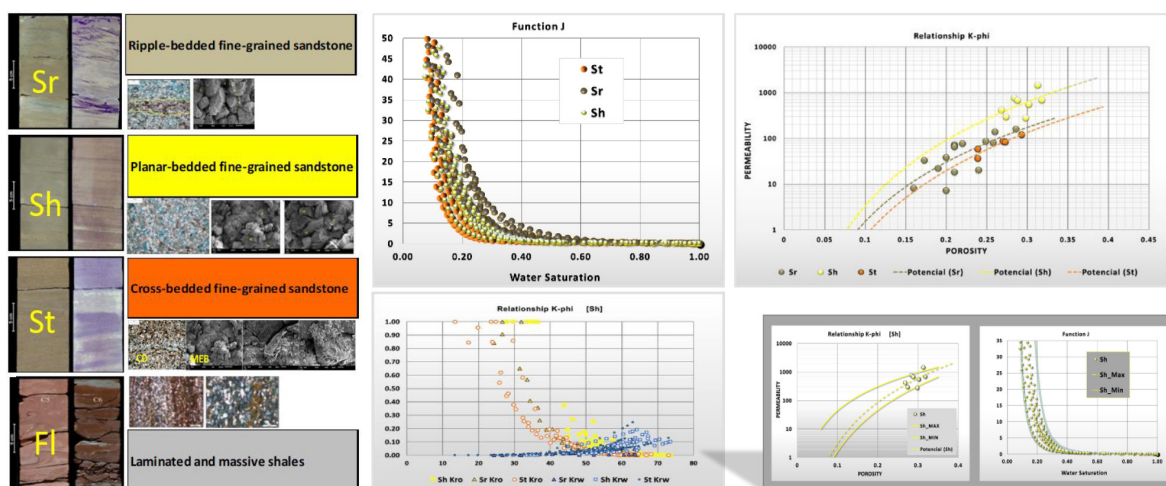


Figura 19. Facies y gráficos de propiedades petrofísicas por facies.

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.

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

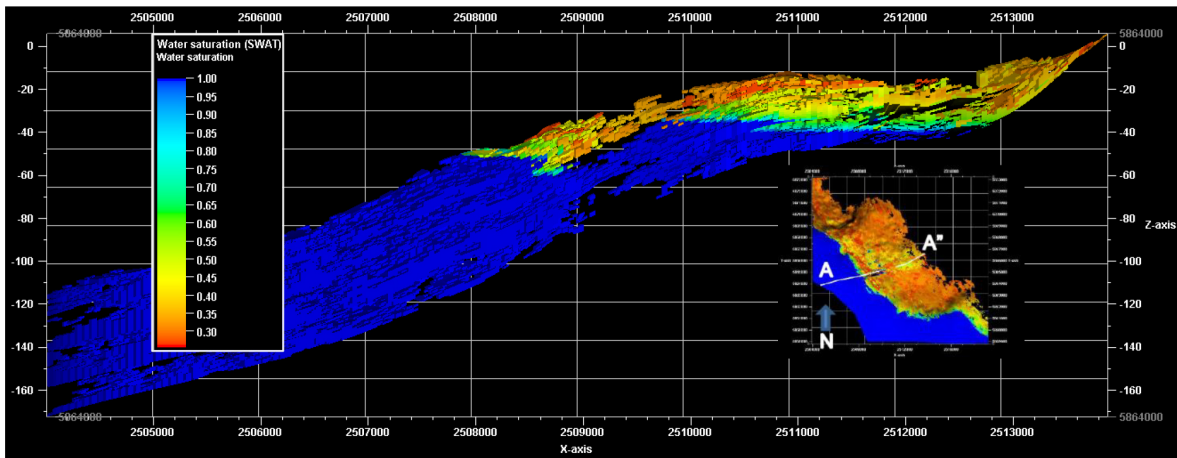


Figura 20. Corte de grilla de saturación.

El ajuste histórico se realizó por control de líquido. Para más detalles del cotejo histórico del modelo ver referencia (6). De esta forma se arriba finalmente a un grupo de casos con ajuste a nivel campo y a nivel pozo tanto en acumuladas como en presiones. En la Figura 21 se muestran el ajuste alcanzado de líquido, petróleo e inyección a nivel campo (Figura 21 A), y el ajuste de acumulada de petróleo por pozo (Figura 21 B) de uno de los casos simulados numéricamente.

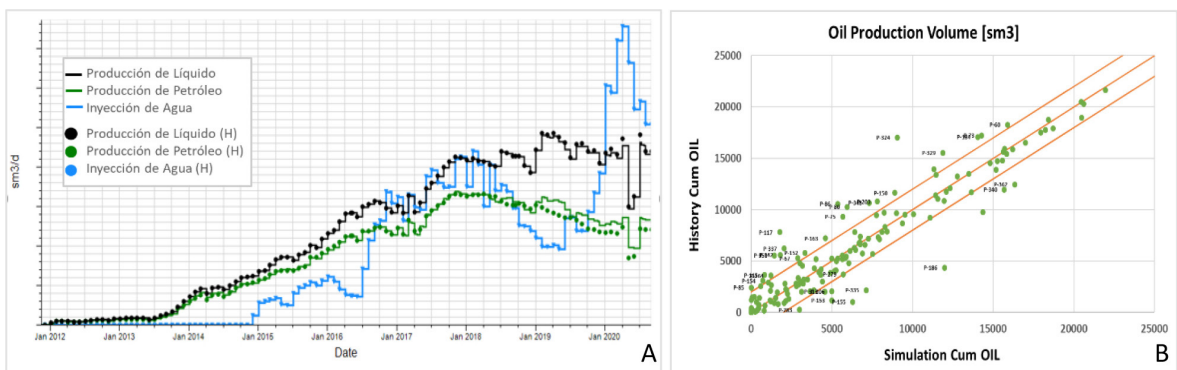


Figura 21. Ajuste yacimiento (A) y ajuste por pozo Np (B) del caso seleccionado para extrapolar. El control fue por líquido.

Pronósticos

Una vez definido el caso de simulación numérica que ajustaba la producción y las presiones históricas, se analizó la distribución de presiones obtenidas del modelo de simulación ajustado, dado que con este dato se identificaban las zonas que estaban bajo recuperación primaria (depletación de la presión), secundaria plena (aumento y/o mantenimiento de presión) y secundaria deficiente por la falta de caudal de inyección con el tiempo (aumento y luego disminución de la presión).

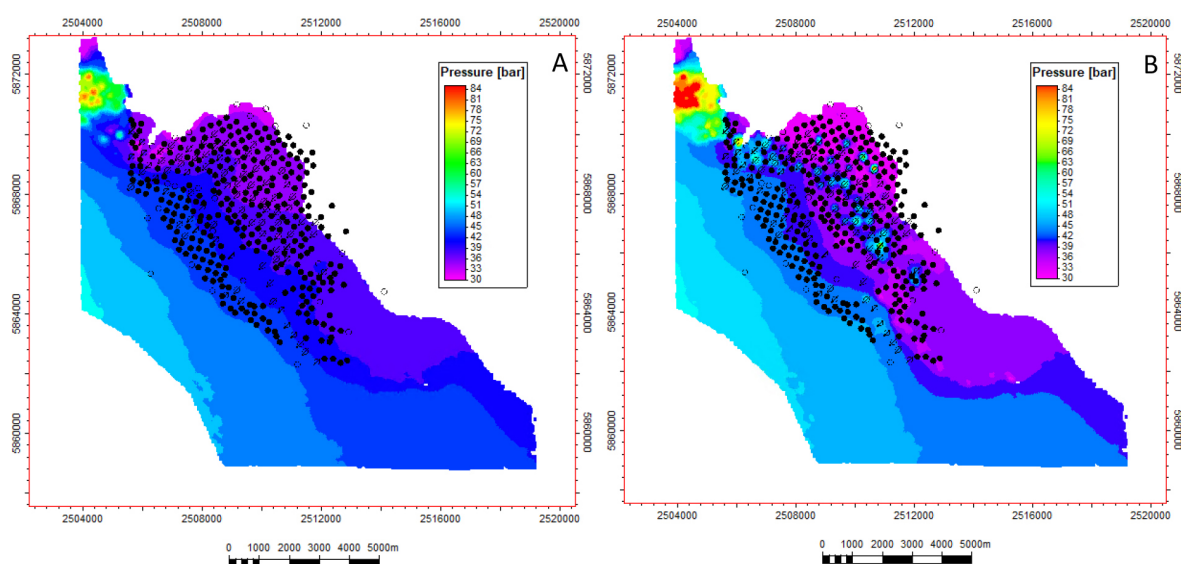


Figura 22. Mapas de presión del modelo de simulación numérica ajustado. Mapa de presión de ajuste histórico año 2014, inicio de inyección en algunos inyectores, ciclo 2 (A). Mapa de presión año 2020 fin de ajuste historico ciclo 2 (B).

De acuerdo con este análisis de presiones, para las zonas de baja presión que en el corto o mediano plazo se mantendrían con este mecanismo de drenaje (depletación) hasta tanto se llevara a cabo la conversión de pozos productores a inyectores, dada la cantidad de pozos y la complejidad para incorporarlos al simulador, se confeccionaron plantillas dinámicas en planillas de cálculo con las cuales se podía escribir ambos controles para el simulador a diferentes fechas, control de BHP límite para el periodo de depletación, y luego de comenzar la inyección en la zona se seteaba control por producción de líquido máxima por pozo y por grupo de pozos, con corte por porcentaje de agua. Con este procesamiento de datos se podía elegir la fecha y el pozo a convertir, y se obtenía una salida para escribir en el simulador con estos dos tipos de controles para el escenario pronóstico combinado.

El trabajo en este entorno, si bien la metodología para extrapolar es de uso común, introducirla al simulador en la gran cantidad de pozos a proyectar, en donde además se sensibilizaban los caudales de inyección y las fechas de conversión de pozos, y se seteaban producción máxima por

grupo y por pozo (de acuerdo a las instalaciones de superficie), requirió de un método de manejo de datos masivos.

A continuación se muestran algunas de las matrices generadas en planilla de cálculo y las salidas para *Schedule* de acuerdo a la actividad física planteada en cada escenario pronóstico.

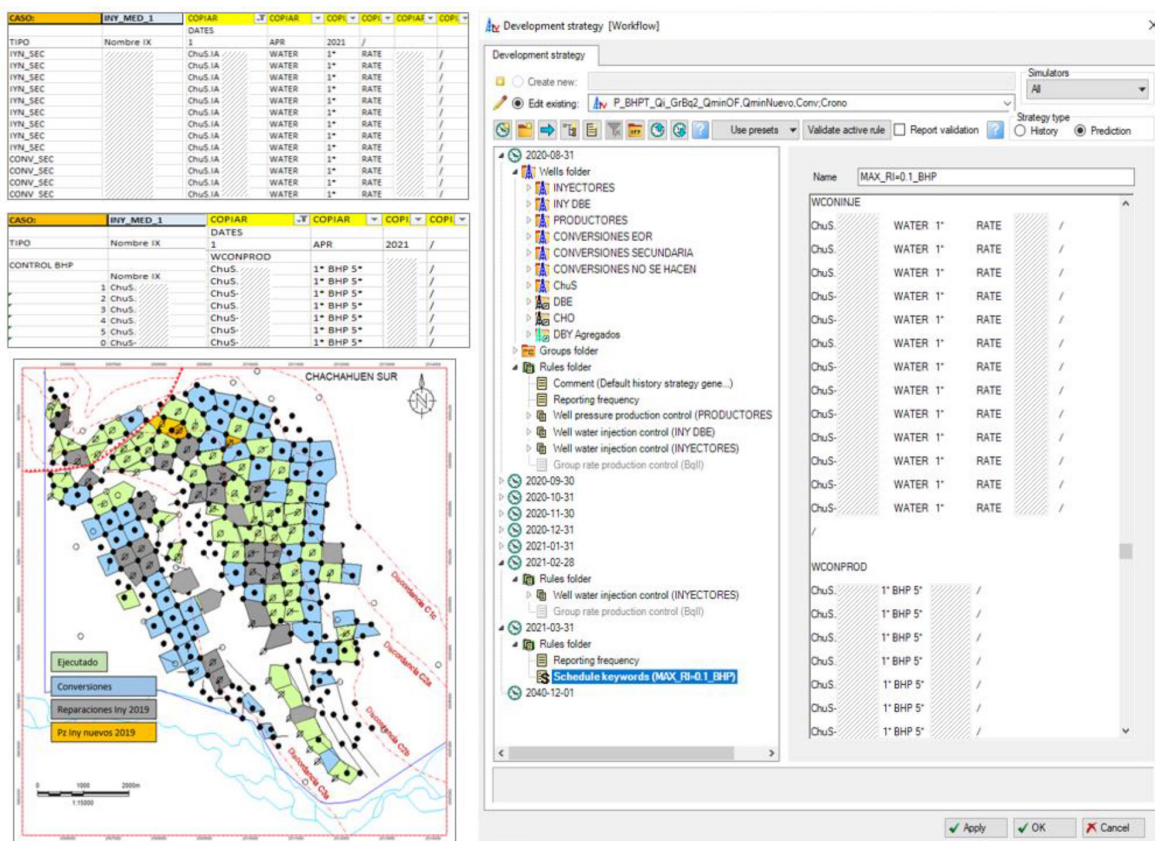


Figura 23. Incorporación en el *software* de simulación de los diferentes controles de producción y conversiones de pozos.

Respecto a la adopción de diferentes caudales de inyección para los diferentes escenarios pronósticos, tanto para las zonas que ya estaban bajo recuperación secundaria como para las nuevas conversiones, se llevó a cabo un trabajo específico testeando diferentes ritmos de inyección (5). Con esto se buscó indagar acerca de la mayor eficiencia de barrido, considerando la evolución de los cortes de agua en cada caso, y sobre todo teniendo en cuenta capacidad y economicidad de las instalaciones.

Para setear este ejercicio en el simulador se armó en planilla de cálculo la lista de inyectores y conversiones futuras con el volumen poral a contactar por cada uno de ellos, (malla inyector-productores contactados) y con tablas vinculadas se escribía el caudal de inyección futuro objetivo y el tiempo en que se iba a poder alcanzarlo dependiendo de las fechas probables de finalización

Si bien el monitoreo es mandatorio sobre las acciones a seguir, para reflejar en el simulador el incremental a conseguir por optimización, en un escenario pesimista y conservador, en modo pronóstico se realizó la acción de cambiar la BHP a valores optimizados en forma progresiva en periodos largos de tiempo.

Para esto se buscó una metodología que permitiera llegar a la presión de fondo optimizada bajándola paulatinamente en el tiempo hasta llegar a un mínimo optimizado y así estimar el potencial de ganancial de petróleo gradualmente.

Para incorporar en el simulador esta variación de la BHP en el tiempo, se analizó como aumentaba la producción cuando se mejoraba la sumergencia y se sensibilizaron escenarios de disminución de las BHP. Como se observa en la Figura siguiente, se analizó la pendiente de declinación de la BHP histórica de cada pozo y se verificó que este cambio en la BHP generara una mejora en la producción de petróleo histórica. Los gráficos representan cambios históricos en las presiones de fondo de tres productores, (líneas azules) y la regresión numerica calculada para estimar las pendientes de declinación a adoptar en el simulador (curvas de puntos rojas). Luego, en cada step del simulador, se escriben los valores de BHP en descenso en archivo *Schedule*.

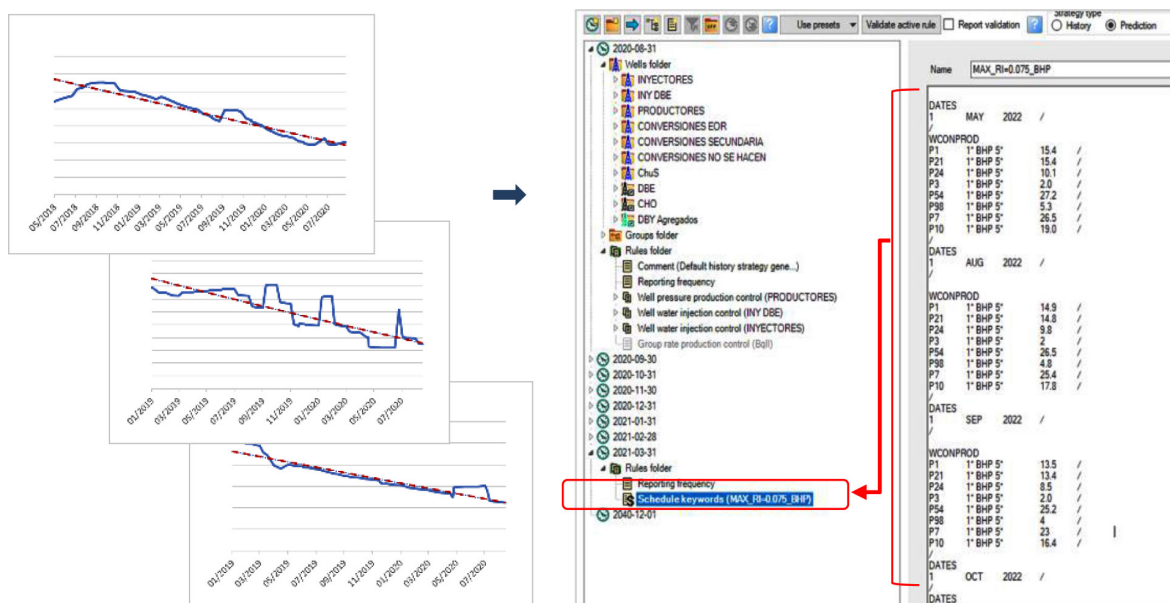


Figura 25. Proceso llevado a cabo para los pronósticos con cambios en la BHP. Los gráficos representan cambios históricos en las presiones de fondo de tres productores, líneas azules y la regresión numerica calculada para estimar las pendientes de declinación a adoptar en el simulador.

Con esta tasa se proyectó una mejora de la BHP en el pronóstico del simulador en los casos que esta estuviera alta, y se los controló por “BHP target”. Se elige la pendiente histórica porque representa la capacidad en tiempo operativo para mejorarla.

Se probaron varios escenarios, uno fue llevarla a la presión óptima de sumergencia, otro a la presión histórica alcanzada (datos obs.), y una tercera opción, a una presión extrapolada de la mínima promedio alcanzada por el simulador en el último periodo. Esta fue la opción que se eligió para el caso de negocio ya que resultaba ser la más conservadora.

Como se observa en los gráficos siguientes, el caudal de petróleo estimado es altamente sensible a estos cambios en BHP.

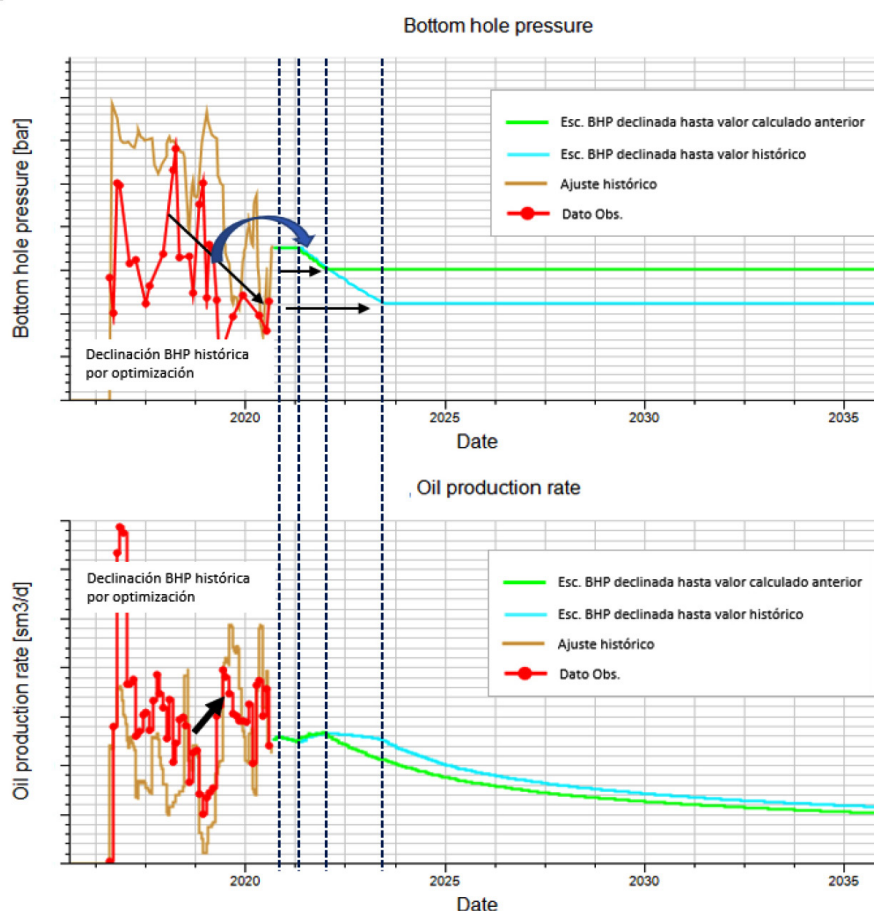


Figura 26. Cambios en la BHP generan cambios en la productividad del pozo en el tramo histórico. Diferentes escenarios de extrapolación de la BHP (grafico superior) producen diferentes caudales de producción (gráfico de inferior).

De esta manera se pronosticaron y se cuantificaron mejoras en la producción en forma paulatina de una manera conservadora. Tanto el valor de la presión de BHP como la tasa de declinación elegidas para el pronóstico fueron analizadas por pozo en planilla de cálculo y se volcaron en cada archivo *Schedule (forecast)* del simulador. En la Figura 25 se muestra como fueron los pasos y como se agregó en el *software* como *keyword Schedule* de usuario.

CONCLUSIONES

A través de este trabajo se logró proponer caudales individualizados de inyección definidos para cada uno de los 76 pozos inyectoros, de acuerdo con la situación de superficie de cada caso y sobre todo de acuerdo a la condición de subsuelo.

Se logró crear una metodología automatizada, confiable y fácil de manejar para intercambiar de escenario s de inyección de acuerdo con las condiciones deseadas adaptadas a las facilidades de superficie, que permite gestionar los valores en planilla de cálculo y escribirlos para el *software* de simulación.

Poder incluir las condiciones de explotación de los pozos productores (BHP) en el *software* de simulación y traducirlo en un ganancial de petróleo en el caso de negocio, también fue un agregado importante que se logró con este trabajo.

Aun con la gran cantidad de pozos y circunstancias cambiantes de las instalaciones, la metodología es simple de manejar para poder darle continuidad y uso al modelo de simulación.

Este trabajo permite evaluar expeditivamente el impacto en el retraso o adelantamiento de la adecuación de las instalaciones intercambiando tanto fechas como caudales de producción (controles por grupo) y caudales de inyección por pozo desde una planilla Excel al formato *schedule*.

REFERENCIAS CITADAS

- (1) Zavala, C y Ponce, J.J., 2011. La Formación Rayoso (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, 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.
- (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. 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.
- (5) Definición de los volúmenes porales contactados para establecer ritmos de inyección óptimo. Análisis con simulación numérica, caso de estudio Chachahuen Sur, cuenca Neuquina, Argentina. Nicolas Pena, Mariela Gamboa. YPF S.A.
- (6) Production optimization with numerical simulation through assisted adjustment and probabilistic analysis using workflows, Mariela Gamboa. YPF S.A., Nicolás Pena, YPF S.A., Herick Peroso, Schlumberger presentado en AAPG – ICE Cartagena 2022

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.

Equipo de Operaciones: Pablo Martin, 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 Nuñez, 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

