

METODOLOGÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO DE UN CAMPO MADURO UTILIZANDO SIMULACIÓN NUMÉRICA: CASO DE ESTUDIO BELLA VISTA SUR

Mariela Gamboa¹, Juan Francos², Oscar Bazzi¹, Pablo Lacentre¹, Laura Segovia¹, Jéssica Ibarra¹

1: YPF S.A., mariela.gamboa@ypf.com, oscar.bazzi@ypf.com, pablo.lacentre@ypf.com,

lsegoviad@ypf.com, jessica.ibarra@ypf.com

2: Schlumberger, jfrancos@slb.com

Palabras clave: Campo maduro, Recuperación secundaria, Simulación numérica, Formación Comodoro Rivadavia, Estrategias de desarrollo, Análisis de incertidumbre, Inyección selectiva, Reservorios multicapa, Golfo de San Jorge, Optimización

ABSTRACT

Methodology for the optimization of the development plan of a mature field using numerical simulation: case study - Bella Vista Sur.

The Bella Vista field is on the so-called "Flanco Norte" (North Flank) of The Golfo San Jorge Basin, in the province of Chubut, near the city of Comodoro Rivadavia, in a reserve area called "Zona Central-Bella Vista Este." It is one of the oldest oil assets in Argentina, currently operated by YPF S.A. in partnership with ENAP SIPETROL (50%). The first oil well (CH-2), drilled in 1907, was the one which paved the way for the significant development of the area. The field produces oil that comes from rock formations found in El Trébol, Comodoro Rivadavia and Mina El Carmen. In 2014, the most productive well of Argentina (BVS-553) was discovered in this area with a production of 174 m3/d.

Although oil well production in Bella Vista Sur makes this location the most important area of the asset, there is a limitation when continuing the development as the main reservoirs are found beneath the public land. The physical space available is very limited and it is virtually exhausted in the locations and as a consequence, the oil well drilling activity becomes a complex task. These limitations lead to the need of optimizing the field development plan to ensure the best possible recovery result (with the lowest degree of uncertainty) and, at the same time, being environmentally-friendly according to the quality standards required by both companies.

This paper describes the simulation modeling creation used for the evaluation of different development strategies for Bella Vista Sur and the analysis methodology so as to verify the validity and consistency of that model. It is also described the implementation of workflow automation and algorithms for the examination of uncertainty and optimization aspects which proved to be extremely useful during the study. Finally, the strategies evaluated and the findings obtained in the study are presented.

INTRODUCCIÓN

El Yacimiento Bella Vista se encuentra en el denominado "Flanco Norte" de la cuenca del Golfo San Jorge, provincia de Chubut, próximo a la ciudad de Comodoro Rivadavia, en el Área

de Reserva “Campamento Central-Cañadón Perdido”. La misma constituye uno de los activos más antiguos de la Argentina. Es un área operada por YPF S.A. en asociación al 50 % con la empresa ENAP SIPETROL. Su pozo descubridor, el CH-2 perforado en el año 1907, fue el que abrió paso al gran desarrollo de esta área y del país.

Durante la campaña de perforación del año 2010, el pozo BV-469 muestra un incremento de espesor útil y productividad con respecto a los pozos ubicados en el sector E-NE del bloque, lo que alentó el desarrollo hacia el Este del área posteriormente denominada Bella Vista Sur. Con un fin de concesión en el año 2047, el yacimiento produce gas y petróleo de las formaciones El Trébol, Comodoro Rivadavia y Mina El Carmen. En el año 2014 llegó a contar con el pozo petrolero más productivo de la Argentina, con una producción de 174 m³/d.

Con el avance de las campañas de perforación durante los años 2014-2016 para la obtención de producción primaria se evidencia una importante depletación de presión, lo que lleva a un replanteo de la estrategia de desarrollo a seguir previo análisis de escenarios posibles soportados por un estudio de simulación dinámica.

No es usual encontrar grandes redescubrimientos de reservorios de hidrocarburos en áreas de campos maduros y sobre todo de esta magnitud, lo que alienta a mostrar la metodología empleada para posibilitar pueda ser reproducida en otros casos. Es la intención de este trabajo detallar esta metodología, así como resaltar los puntos críticos que se presentaron durante la ejecución y cómo fueron abordados para el logro de los objetivos planteados.

Ubicación geográfica

El Bloque “Bella Vista” se localiza en el extremo SE de la provincia de Chubut, en el denominado Flanco Norte de la CGSJ, dentro de la unidad de reservas Campamento Central-Bella Vista, que forma parte del bloque de concesión Campamento Central Cañadón Perdido (Fig. 1).

Los reservorios de interés del Bloque “Bella Vista Sur” se encuentran principalmente en la Formación Comodoro Rivadavia (Complejo III) (Fig. 2), por lo que surge la necesidad de elaborar un modelo geológico robusto con el objetivo de evaluar la orientación, continuidad y conectividad de los cuerpos arenosos hacia el sector oriental.

Por este motivo se elabora en el año 2015 un modelo estructural y estratigráfico de detalle para luego continuar con la construcción de un modelo geocelular 3D. Mrla *et al.* (2016). Se modela todo el Complejo III (Fm. Comodoro Rivadavia) y se lo subdivide en 17 secuencias teniendo en cuenta resultados de ensayo y datos de presión (Fig. 4). El área de estudio está limitada al sur y norte por dos fallas principales de rumbo aproximado Oeste-Este, que cortan la columna estratigráfica desde los Complejos más someros hasta la roca madre (Fm. D-129), generando una estructura tipo graben. En el año 2017 se inicia el modelo dinámico con el objetivo de evaluar el comportamiento de los reservorios y la futura implementación de proyectos de Recuperación Secundaria.

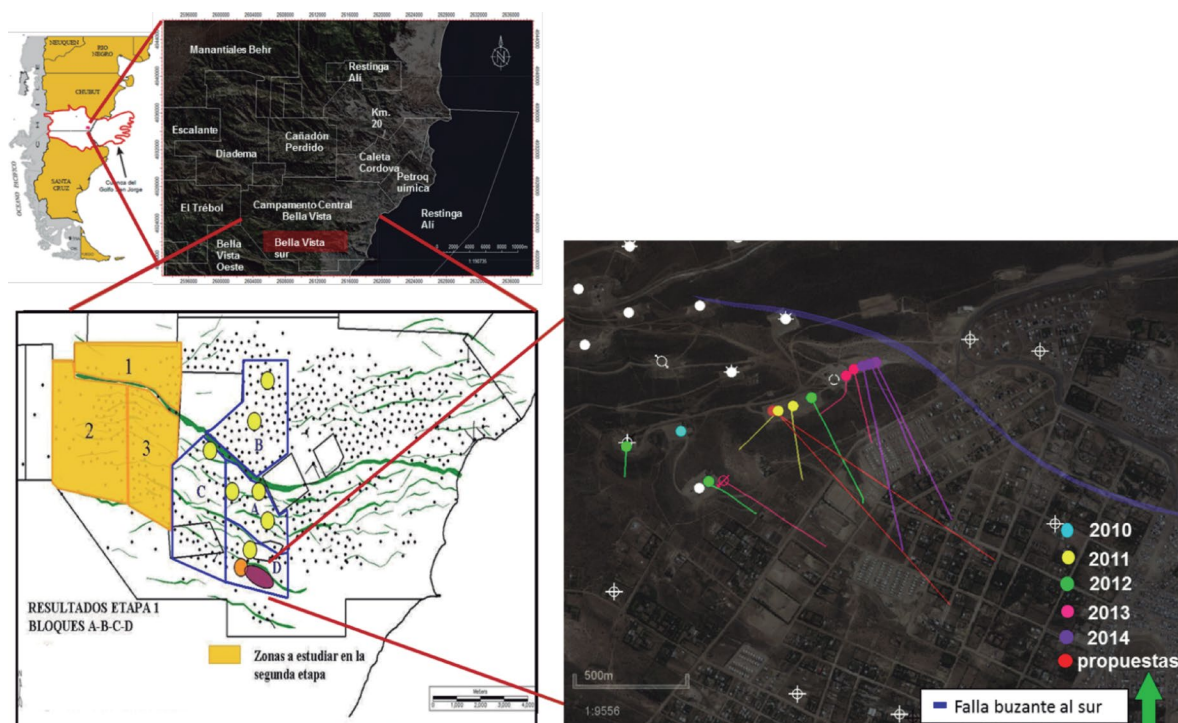


Figura 1. Ubicación y Bloques de estudio. El rectángulo rojo señala la zona del presente estudio.

Marco estructural y estratigráfico

En el año 1997 se registró la sísmica 3D que permitió contar con una interpretación estructural más detallada del Yacimiento. En el año 2007 se realizó el mapeo capa a capa de 153 reservorios. El mismo permitió conocer la geometría, extensión areal, y distribución de fluidos de los reservorios fluviales. En el mismo año se inició el estudio de “Delineación Estructural y Caracterización Geológica del Bloque” y se subdividió el Yacimiento en 4 bloques de estudio (A, B, C y D), dentro de los cuales existen estructuras geológicas de comprobada productividad de hidrocarburos (HC) para los Complejos II, III, y IV. Se realizó la caracterización de los mismos buscando analogías estructurales (sísmica 3D) y estratigráficas (mapeo por capas) de las zonas que alcanzaron productividad económica. Concluida la primera etapa del estudio se generaron en el Bloque “D” (Fig. 1) dos propuestas de pozos de desarrollo y un pozo de avanzada, el cual no se pudo realizar ya que el objetivo del mismo estaba en zona urbana. De esta primera etapa surge la perforación de uno de los pozos de desarrollo, el cual da origen al bloque “Bella Vista Sur”, área del presente estudio.

La morfología estructural en el área Bella Vista Sur, está conformada por dos sistemas de fallas: regionales buzando al sur y contra regionales con rumbo casi paralelo a las anteriores y buzando hacia el Norte (fallas azules y rojas respectivamente mostradas en la Fig. 3). Estos tipos de fallas

generaron dos tipos de estructuras visibles “Horst” y “Graben”, que, asociado a la componente estratigráfica, caracterizada por cuerpos lenticulares de areniscas de ambientes fluviales, generan un sistema de entrapamiento combinado estructural-estratigráfico propicio para la acumulación de hidrocarburo. Jalfin *et al.* (1999).

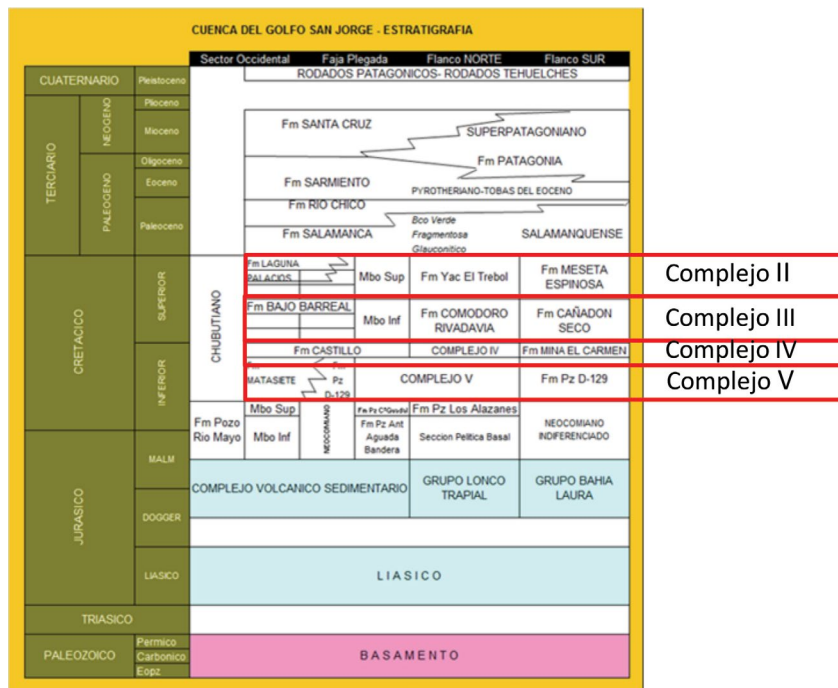


Figura 2. Columna estratigráfica representativa del área de estudio.

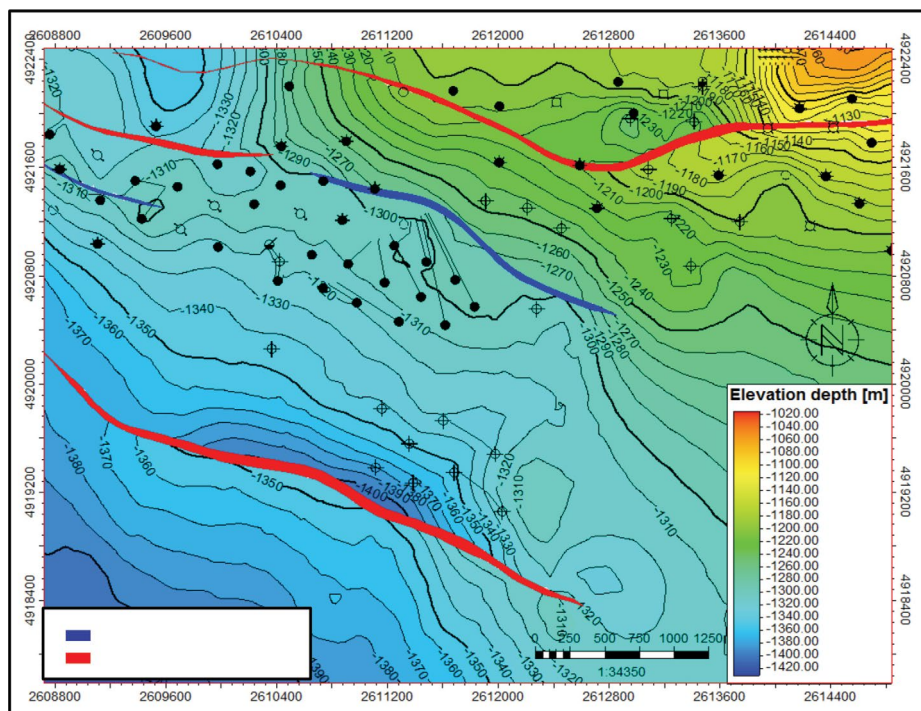


Figura 3. Mapa Estructural al tope de la Fm. Comodoro Rivadavia.

Modelo Geológico

El estudio estratigráfico-estructural regional permitió elaborar un modelo conceptual que constituyó los pilares de desarrollo de un modelo geológico, el cual debió contemplar su objetivo hacia un modelo de simulación para poder evaluar distintas estrategias de desarrollo. A partir de allí, el marco estratigráfico para la Fm. Comodoro Rivadavia en el bloque de estudio, fue caracterizado por un total de 17 secuencias, definidas no sólo por un criterio geológico, sino también dinámico (datos de presión de formación RFT – tipo de fluidos ensayados) de manera tal que las secuencias estuvieran conectadas hidráulicamente (Fig. 4, datos de presión y fluidos ensayados). De las 17 secuencias definidas, las denominadas como D, E, E2, E3, F, F2 y F3 corresponden a la sección superior (techo) de la Fm. Comodoro Rivadavia, mientras que las restantes G, G90, G90_b, Ga, Gb, G2, G3, H, Ha y Hb corresponden a la sección inferior (base) de la misma (Fig. 4).

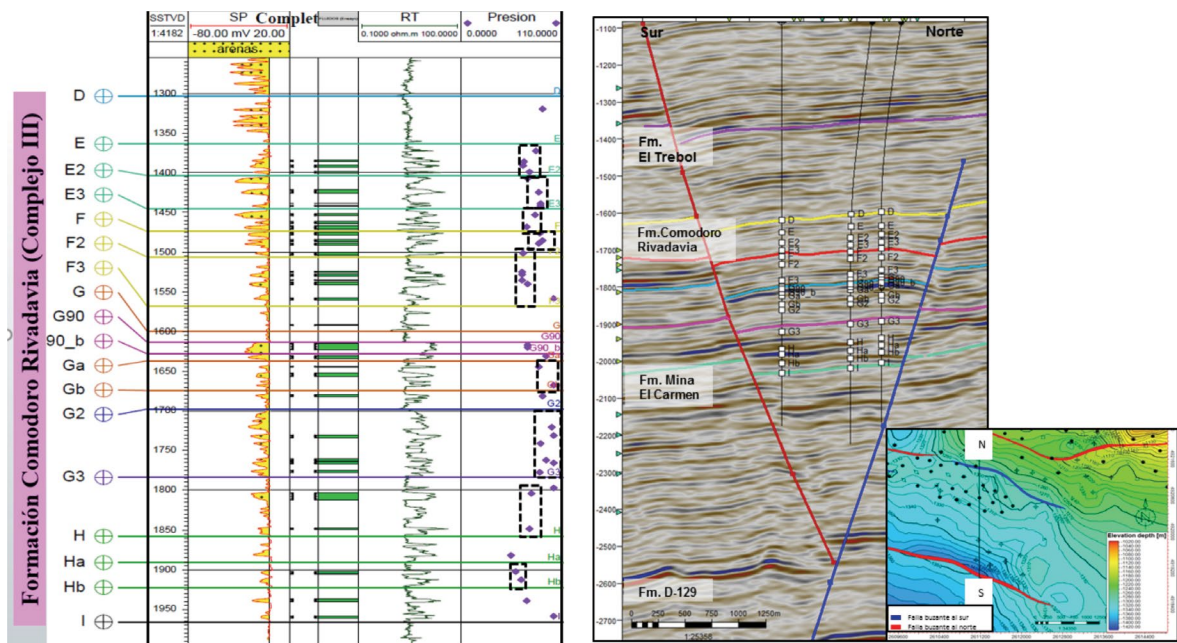


Figura 4. A la Izquierda se muestran las 17 secuencias estratigráficas definidas para la Fm. Comodoro Rivadavia y a la derecha, un corte sísmico Sur-Norte mostrando la estructura principal.

El foco del modelo geocelular se centró en una zona y complejo de interés, abarcando las secuencias D a I que componen la Fm. Comodoro Rivadavia y las fallas norte y sur que conforman dicha estructura tipo graben.

El espesor de las celdas se determinó con la resolución necesaria para poder reflejar la heterogeneidad vertical de las facies y las propiedades petrofísicas, es decir, la geología que describen los reservorios. De este modo, se buscó que los espesores promedio de las celdas fueran

de aproximadamente de 1 m, conformando un total de 608 *layers*.

Durante la campaña 2014 se extrajo para una corona de la capa G-90, un reservorio de gran desarrollo y continuidad lateral correspondiente a la sección media de la Fm. Comodoro Rivadavia. Los datos obtenidos de la misma fueron utilizados para la calibración de perfiles y ajuste de la petrofísica, y así obtener una ley $K - \Phi$ ie.

El modelado de las propiedades (facies, porosidad y saturación) se realizó utilizando diferentes algoritmos y métodos. Según la propiedad a modelar, se utilizó no solo una curva de proporción vertical, sino también variogramas construidos a partir de las tendencias regionales de depositación de arenas, respetándose los datos del escalado de perfiles y siguiendo como tendencia, además, los mapas de espesores permeables para cada una de las secuencias según se ejemplifica en las figuras siguientes, Mrla *et al.* (2016). Ver Figs. 4.1 / 4.2 .

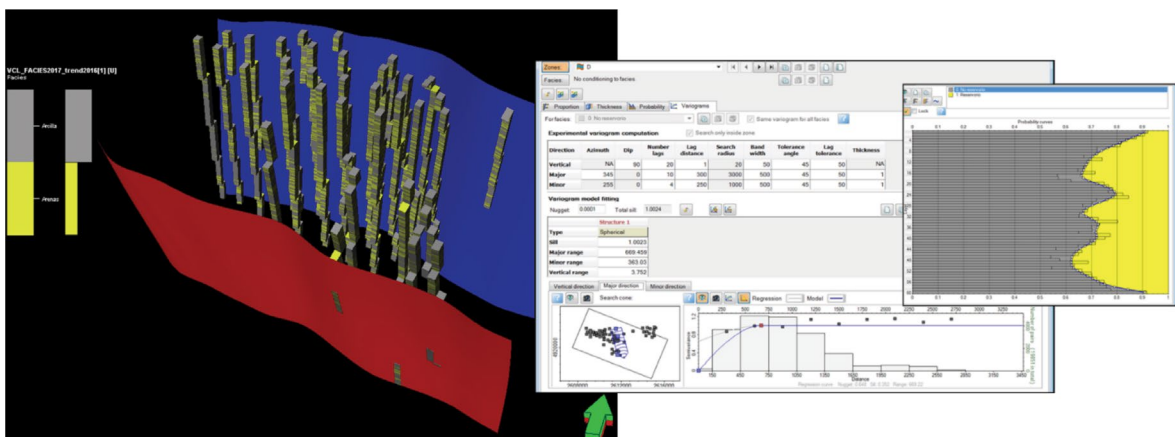


Figura 4.1. Escalado de facies, variograma y curva de proporción vertical para la secuencia D.

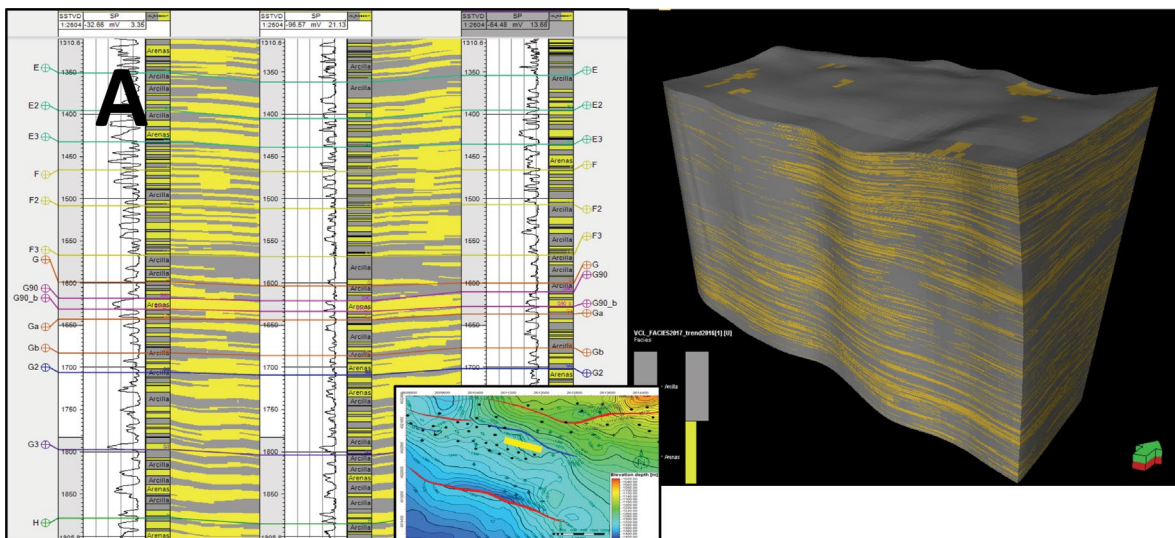


Figura 4.2. Escalado y poblado de facies en grilla 3D.

Cabe destacar que para el poblado de la Saturación de agua se utilizaron por un lado las curvas de S_w calculadas por petrofísica y por otro lado escalando el valor de S_w del perfil al valor mínimo condicionando el poblado a las facies, donde a cada facies se le otorga como valor absoluto mínimo el valor de S_{wirr} obtenido del análisis de presiones capilares.

Esta forma de estimar la saturación, si bien en la zona de los pozos ajusta muy bien por la petrofísica de perfiles, alejándose de los datos de los mismos la predicción de saturación no responde a un equilibrio gravitacional de fases.

La zona de las propuestas está alejada del área que tiene los datos de pozos, y dado que los pozos, en su mayoría, mostraron todos sus reservorios saturados con hidrocarburo, era difícil establecer el contacto agua petróleo. Por este motivo se decide usar para la estimación del OOIP volumétrico la saturación proveniente del modelado dinámico, la cual está respaldada por el ajuste histórico de presiones y producciones (Fig. 11).

Simulación Dinámica

Con el propósito de calibrar el modelo estático y poder pronosticar el comportamiento del campo para evaluar diferentes estrategias de desarrollo, bajo la importante depletación de presión evidenciada por las perforaciones de las últimas campañas y ante el gran potencial de acumulación de hidrocarburos que se tenía, se integraron datos de historia de producción y de presiones, curvas de permeabilidades y datos de PVT entre otros en un modelo de simulación dinámica. La incertidumbre en la continuidad y conexión de las capas, así como en la interacción entre productores e inyectores, hacen que la simulación numérica sea una herramienta necesaria a la hora de evaluar el potencial de los campos.

Como se mencionó anteriormente, el proyecto se encuentra ubicado en el ejido urbano por lo cual el desarrollo del mismo está condicionado al potencial futuro a alcanzar dentro de las condiciones socioeconómicas actuales.

La productividad elevada de los pozos lleva a realizar todo el esfuerzo necesario para conseguir la mejor cuantificación de reservas y la mayor producción con la menor incertidumbre en convivencia sana con el medio ambiente.

Delimitación del modelo

Se definió que la zona a simular abarcara desde el ápice de la estructura hasta los contactos agua petróleo, aun sabiendo que gran parte de ésta quedaba inaccesible para perforar en las condiciones actuales, pero que dependiendo del potencial del reservorio podrían analizarse alternativas de costo-beneficio-tecnología (Figs. 5a y 5b)

Una vez establecida la zona a simular se procedió a estudiar el comportamiento de producción

de los pozos ubicados en esta área para identificar características generales de correlación entre producción versus características petrofísicas y presiones.

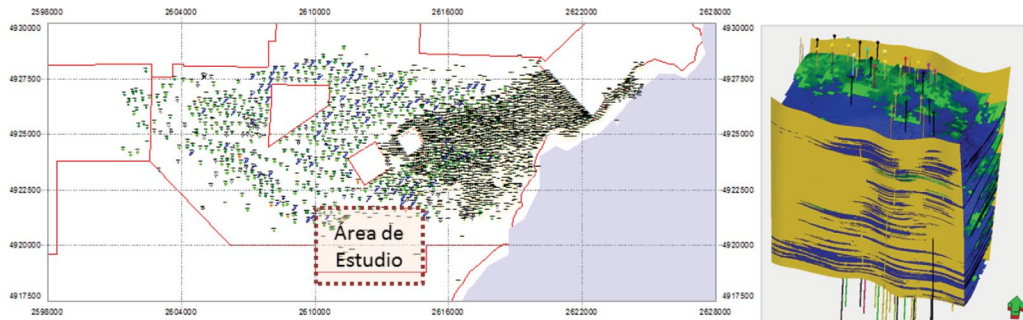


Figura 5a. Mapa ubicación zona de estudio dentro del yacimiento. 5b bloque a simular abarcando desde el ápice de la estructura hasta los contactos agua petróleo. 5c Mapa y curvas de producción de petróleo de los pozos del área de estudio.

Observando una gran diferencia en comportamientos de producción se procedió al análisis de las causas que provocaban estas diferencias. Para esto se analizaron presiones y saturaciones de hidrocarburos (petróleo) y se observó que la diferencia en productividad se debía a que, en el grupo de pozos del Oeste, las arenas superiores, estaban saturadas en agua mientras que, en la misma posición estructural en el grupo del Este, estaban saturadas con hidrocarburo según se muestra en la Fig 5b. Esta separación hidráulica no se evidenciaba en la sísmica ni en la estructura, tampoco en la falta de arenas. La causa se encontró analizando las porosidades de cada una de las secuencias, éstas presentaban una importante disminución en los pozos ubicados en el centro del bloque provocando una desvinculación entre ambos grupos de pozos.

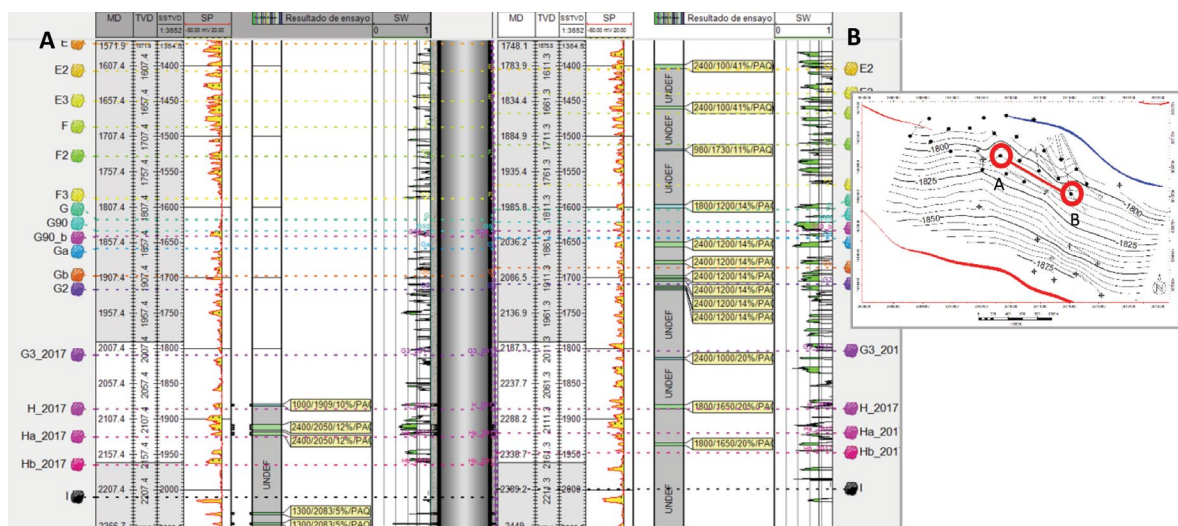


Figura 5b. Corte entre dos pozos que están en la misma posición estructural pero que están saturados con distintos fluidos.

Para representar este límite en el modelo dinámico se realizó un mapa de porosidad promedio de todas las secuencias y se dividió al modelo en dos bloques, Este y Oeste, a través de un polígono, según se observa en la Fig. 6a.

Al momento de construir el modelo de simulación numérica, se desvinculan las zonas para focalizar el estudio en la zona de interés (Fig. 6b) a la vez que se disminuye el número de zonas activas, lo que se traduce en tiempos de simulación más cortos.

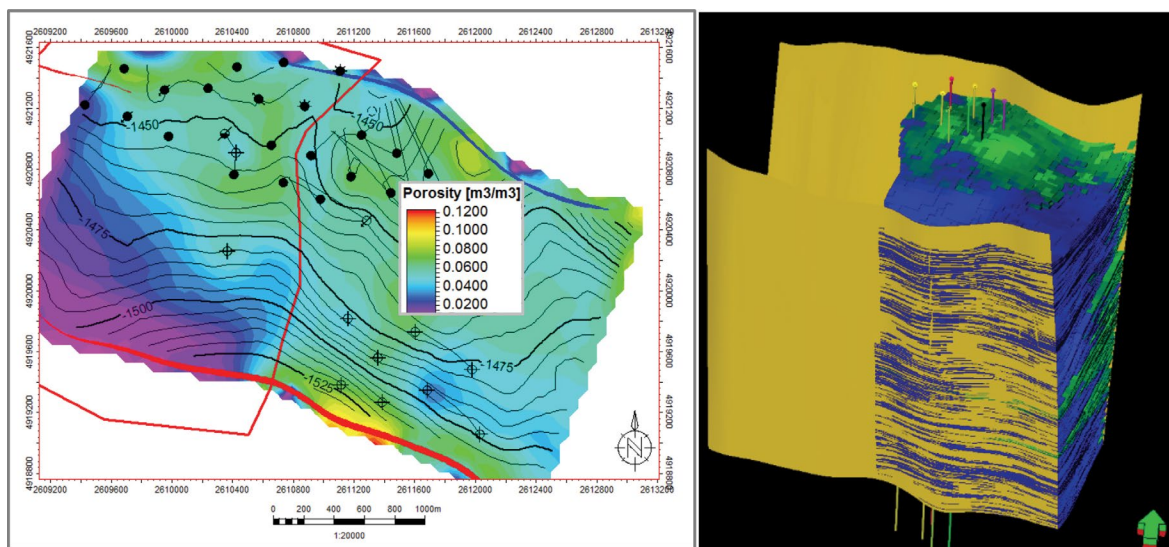


Figura 6a. Mapa de isoporosidades mostrando la disminución de porosidad entre el grupo de pozos del Este y del Oeste. Figura 6b bloque simulado

Como se explica en la sección de geología, la arquitectura vertical del modelo se basó en la separación por secuencias. Éstas se agruparon según características de deposición respaldadas por el comportamiento de presiones que evidenciaba comunicación hidráulica en las arenas dentro de una misma secuencia según se mostró en la Fig. 4.

Datos disponibles

La caracterización del fluido considerado en el modelo se obtuvo a través de estudios PVT realizados en cuatro pozos de la zona de la Fm. Comodoro Rivadavia de yacimientos vecinos. Con estos datos se generó un modelo que considera un comportamiento convencional del fluido en el reservorio. Las principales variables adoptadas finalmente se muestran a continuación

- $P_b = 135 \text{ kg/cm}^2$
- $R_s = 17 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- $B_o = 1.11 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- $\text{Visc.} = 7 \text{ cP}$

Este PVT obtenido por el modelo derivado del análisis de los cuatro pozos mencionados, se utilizó para todo el modelo, definiéndose una sola región PVTNUM.

Para una de las secuencias se disponía de la corona de un pozo de la zona de estudio. Del análisis de ésta, se definieron las primeras propiedades a usar en el modelado dinámico. Se obtuvieron las primeras relaciones, tanto de curvas de presión capilar (transformadas en curvas J posteriormente), así como ley K-phi, y la saturación irreducible de agua.

De este análisis surge la necesidad de definir dos tipos de reservorios dependiendo de la porosidad de las arenas, sobre todo por la diferencia en ascenso capilar. Este comportamiento se muestra en la Fig. 7a. Respecto a la saturación irreducible de agua también se encontró que había un cambio de tendencia dependiendo de la porosidad según se muestra en la Fig. 7b. Los valores mayores a 19% de porosidad se podían agrupar en un valor promedio de S_{wi} de 0.16 y los menores, en un valor de S_{wi} de 0.26

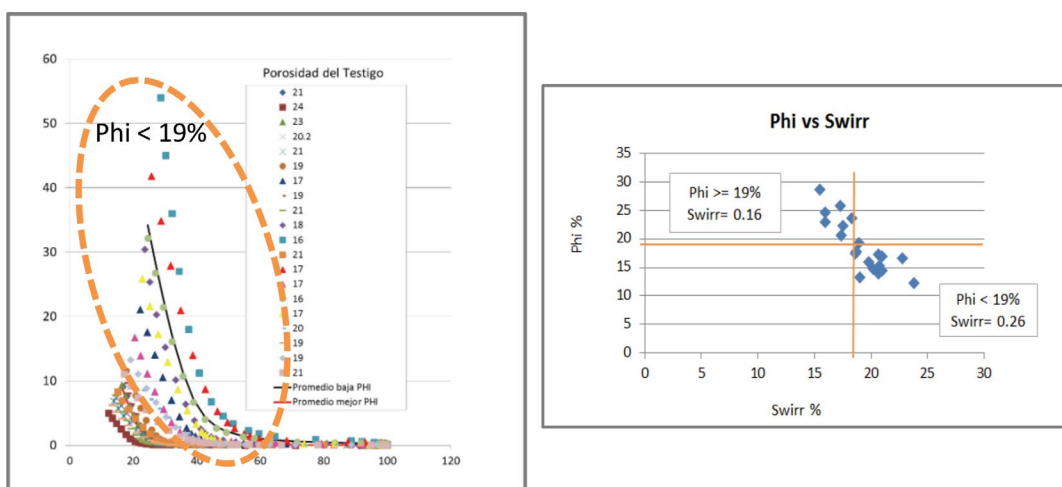


Figura 7a. Curvas J mostrando la diferencia en comportamiento dependiendo de la porosidad. Figura 7b relación Swirr vs Phi.

Al no disponer de mediciones de laboratorio, las curvas de permeabilidad relativas adoptadas para el modelado dinámico se armaron con los puntos extremos de S_{wi} obtenidos de las curvas de presión capilar de la corona; con la S_{or} estadística para cuenca para los dos tipos de rocas asumiendo la más alta; y con los coeficientes de Corey para una distribución estándar de arenas, petróleo, gas y agua. Estos últimos además se contrastaron con la correlación de Farina (2007), obtenida para el área de un conjunto de análisis realizados en laboratorio.

Para la obtención de la permeabilidad del modelo se utiliza como primera aproximación la ley K-Phi obtenida de la corona. En la Figura 8a se muestran los pares de puntos Phi-K a NOBP y la línea de tendencia que ajusta a estos puntos. Con esta relación, a través de la grilla de porosidad, se calcula la permeabilidad. Después de varias corridas de simulación dinámica, modificando levemente esta relación K-Phi, para los valores de porosidad menores a 20%, se encuentra otra

ecuación que logra alcanzar el ajuste de líquido a nivel campo. Para los valores mayores a 20% de porosidad, rango en el cual no hay muestras de corona, se adopta una función lineal probando con varias pendientes. Finalmente, la ecuación que logra ajustar el líquido del campo es la ley de la Fig. 8b.

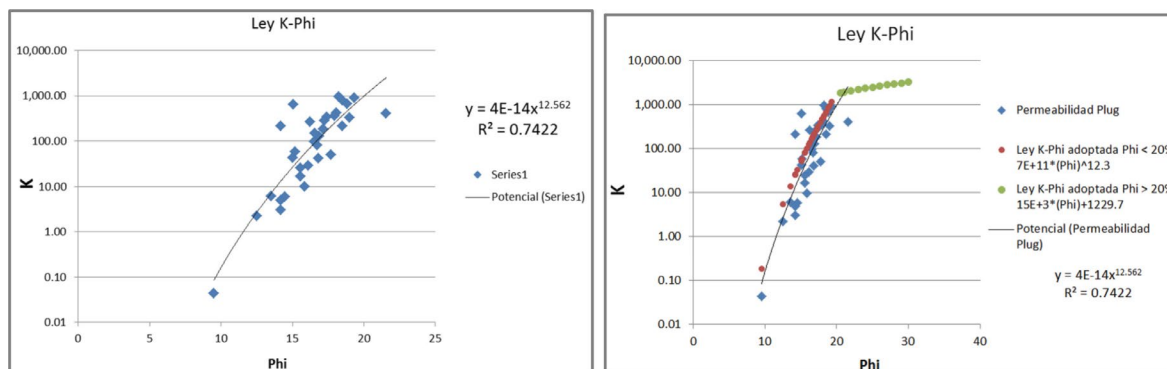


Figura 8a. Relación K-Phi obtenida con los datos laboratorio de la corona. Figura 8b relación K vs Phi que ajusta el líquido histórico.

Para establecer los contactos de cada secuencia la metodología fue observar todos los pozos en cortes estructurales, Norte-Sur & Este-Oeste con los perfiles de saturación de la petrofísica y el dato de los ensayos, contrastando la producción posterior, dado que en ocasiones los tiempos de ensayo no llegan a mostrar el corte de agua que se muestra una vez puesto en producción el pozo. Debido a que la mayoría de los pozos no evidencian el contacto agua-petróleo, en un primer análisis se adoptó para cada secuencia el valor de cota en donde había saturación de petróleo, (denominada de ahora en más LKO), en el total de pozos en la secuencia y se propuso ese valor como profundidad de contacto. En los casos en donde se evidenció agua se adoptó ese valor como profundidad de contacto.

Ajuste de la historia de producción

Se observó que existía una gran incertidumbre en las variables de entrada. Los datos de laboratorio, presión capilar, ley K-Phi y Swir, correspondían a una sola secuencia de las 17 definidas en el modelo; los datos de PVT y permeabilidades relativas provenían de analogías y correlaciones para la cuenca; y los contactos estaban establecidos según el LKO en su mayoría. Con estos datos en un procedimiento preliminar de ajuste histórico se lograba el ajuste de líquido, pero no se alcanzaba a cumplir con la producción de petróleo.

Debido a esto, para realizar el ajuste de producciones y presiones, se decidió utilizar el módulo de análisis de sensibilidad e incertidumbre provisto por software de modelado.

En el análisis de sensibilidad, en donde se varía una variable a la vez, se encontró que las

variables de mayor impacto eran la distribución de permeabilidades (Ley K-phi), las curvas J, los contactos y las presiones de algunas de las secuencias (datos de presiones de formación, RFT).

Para las curvas J, dado que los datos analizados correspondían a una sola secuencia de las 17 definidas en el modelo (además para esta secuencia, había un abanico de valores dependiendo de la porosidad de los testigos), en lugar de elegir una curva promedio se generaron seis tipos de curvas J con diferente ascenso capilar, tres para las arenas de porosidad menor al 19% y tres para las arenas de mayor porosidad. Luego, cada calidad de arena de cada secuencia en cada corrida podía tomar cualquiera de esas 3 curvas para saturar.

A continuación, se muestran los datos de laboratorios para uno de los reservorios y las curvas asignadas y utilizadas en el análisis de incertidumbre.

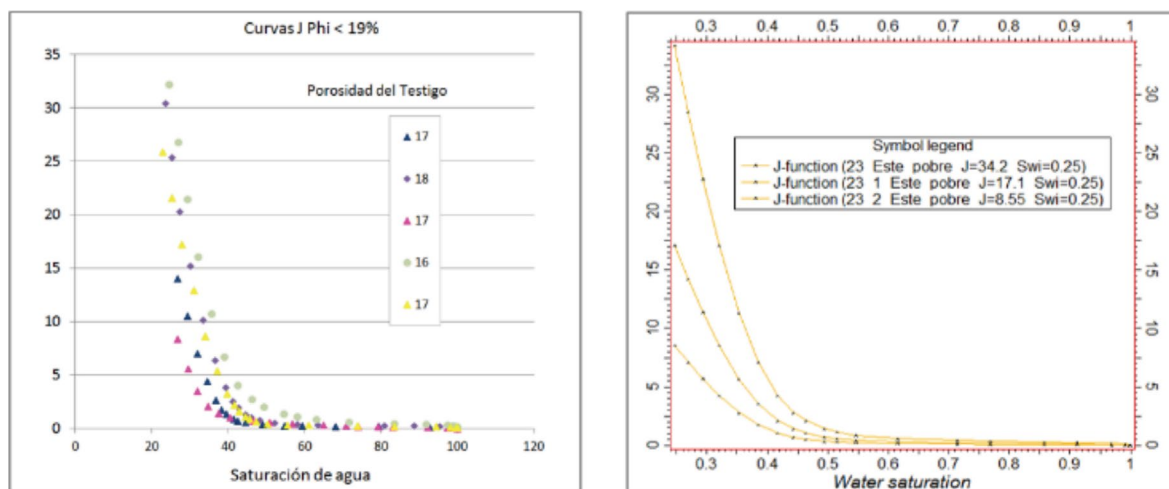


Figura 9. Curvas J de laboratorio y curvas J utilizadas en el análisis de incertidumbre

Respecto a la ley K-Phi, debido a que la relación proviene de la corona de una sola secuencia de las 17 definidas en el modelo, para modelar la permeabilidad para el resto de las secuencias se

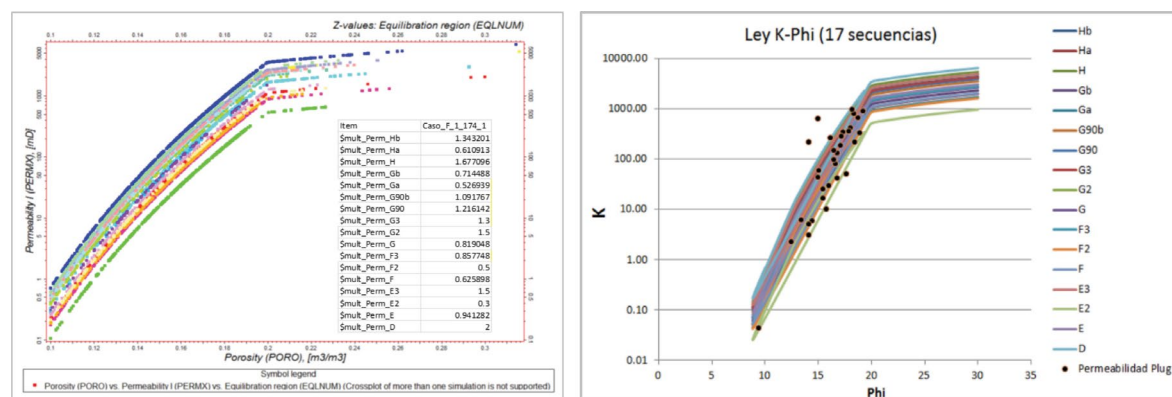


Figura 10a. Leyes K-Phi por secuencia. Figura 10b, leyes K-Phi por secuencias superpuestas a los pares de valores k-phi de la corona

utilizó inicialmente la misma ley y se las modificó con multiplicadores según región de saturación. Éstos fueron obtenidos del análisis de Incertidumbre & Optimización mientras se buscaba el mejor ajuste histórico de producción y presiones. De tal análisis se obtienen las siguientes leyes por secuencia, Fig. 10a y 10b.

Con los contactos adoptados según los LKO de pozo en cada secuencia, se procede a inicializar y a 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 se decidió incluir en el análisis de incertidumbre & optimización, la variación de los contactos. La variación incluida fue de unos ± 10 metros de lo adoptado por LKO. La selección de cada iteración fue según Montecarlo.

Análisis de Incertidumbre

Este análisis permite generar corridas iterando con diferentes grupos de variables las cuales elige, en este caso con el método de Montecarlo Hipercubo Latino, dentro de un rango definido por el usuario (máximo y mínimo, según se explicó para cada variable seleccionada para sensibilizar). De esta manera arma en forma automática un gran número de archivos de entrada para la simulación numérica en modo de ajuste histórico. El número de realizaciones se escoge en función del número de parámetros a variar de manera tal de permitir explorar el amplio espacio de soluciones posibles.

Alcanzado un gran número de corridas de manera probabilística se analizan los casos que resultaron más cercanos a la historia, tanto de producción (petróleo y agua) así como las presiones de las secuencias y las presiones de fondo de pozo, y se eligen aquellos que más se acercan a los datos observados. Finalmente, con un número más pequeño de cantidad de casos posibles, se pasa al siguiente proceso de optimización.

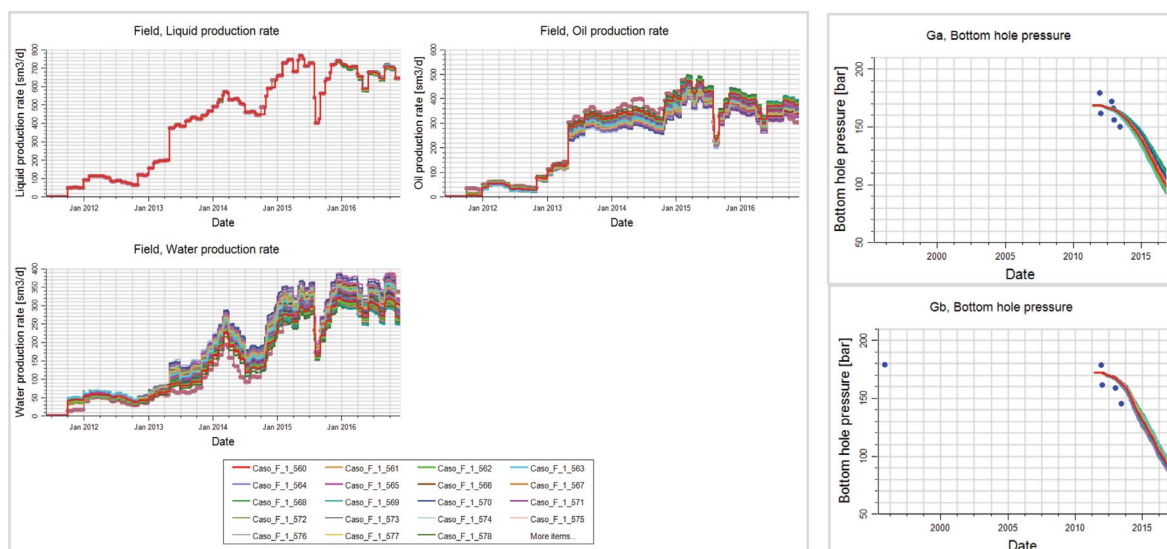


Figura 11. Resultados de las corridas de simulación del análisis de incertidumbre.

En este proceso de optimización, cada caso que se arma tiene una combinación única de variables y arroja un valor único de función objetivo. En este proceso se utilizan algoritmos que se nutren de toda la información que se recolectó en el análisis de incertidumbre, analizan cuál de todos los casos tuvo menor función objetivo y buscan nuevos valores alrededor de estos valores para mejorar la solución.

En este caso la función tenía como “objetivo” hacer mínima la diferencia entre los valores históricos y simulados de los vectores de producción de petróleo, agua, presión de fondo de pozo, (todos a nivel pozo) y las presiones de las secuencias.

Como puede observarse, hay un espacio de soluciones amplio, que en el espacio es una superficie de soluciones. El optimizador empieza a hacer cambios pequeños desde esos puntos de partida y va analizando básicamente la pendiente de esa superficie de soluciones hasta llegar a un mínimo global.

Una vez encontrado el caso que hace más pequeña la diferencia, se analizan las variables seleccionadas para corroborar estén en el orden de valores esperables. En este proceso de control, se analizan las variables de salida que no participaron en la función objetivo, por ejemplo, el espesor saturado por hidrocarburo en los pozos. En esta instancia, se contrastan los espesores útiles en los pozos arrojados por la simulación versus los espesores útiles obtenidos en el modelado estático provenientes de la saturación de perfiles obtenida por petrofísica, ya que en las auditorías de reservas este valor es lo primero que se controla.

Se cambian solamente las variables que impactan en la saturación de las secuencias desviadas, en este caso fueron la función J y los contactos, para que resulten más cercanas a los datos de los pozos en las corridas elegidas y finalmente se realizan corridas individuales cuidando que no se generen nuevos desvíos.

Si bien se analizaron las salidas de los mejores casos y se encontró el P10, P50 y P90 de esta distribución, se eligió el caso que ajustó con menor desvío la acumulada del campo y que tuvo desvíos en algunas variables de pozos o campo en rangos aceptables (Fig. 12a).

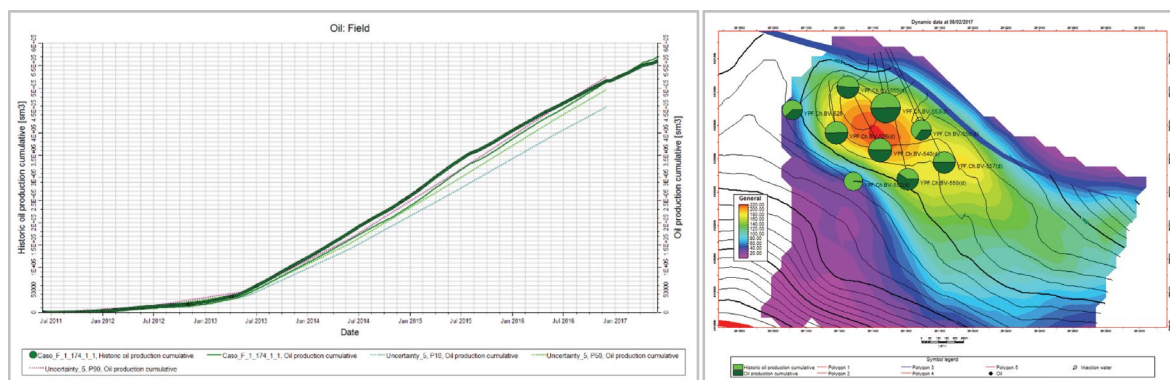


Figura 12a. Distribución P10, P50 y P90 de los casos de las salidas de sensibilidad superpuesto con la acumulada histórica de producción y el caso elegido para extrapolar. Figura 12b: gráfico de burbujas, superpuesto con el mapa de espesor útil total de las 17 secuencias. Mapa de burbujas de acumulada de petróleo histórica (porción verde oscura es la acumulada calculada y la verde clara la acumulada histórica).

Las acumuladas históricas y calculadas se comparan en el gráfico de burbujas de la Fig. 12b superpuesto con el mapa de espesor útil total de las 17 secuencias. El tamaño de la burbuja corresponde a la acumulada de petróleo histórica, luego la división de colores indica cuanto es el valor de una y de otra. La verde oscura es la acumulada calculada y la verde clara la acumulada histórica.

Predicción Base

Para realizar el pronóstico de producción del escenario base se contempla la inyección del pozo inyector existente, convertido meses antes del análisis de simulación. Esta conversión se llevó a cabo para verificar respuesta de secundaria en una de las capas más importantes del proyecto. Comenzó a inyectar por un solo mandril en una sola arena, con un caudal de 90 m³/d y a 70 kg/cm² en boca de pozo.

Para realizar la extrapolación de la producción, en caso de no variar ninguna condición histórica(escenario base), se realiza el pronóstico manteniendo la producción de líquido por pozo constante y se fija como límite el valor de BHP por pozo en 20 kg/cm².

Para lograr el objetivo de incorporación de reservas se lleva a cabo el análisis de declinación de la producción (DCA, siglas en inglés), que es el método de incorporación más aceptado por la Security Exchange Commission (S.E.C.), para luego compararlo con las salidas de previsión de producción del escenario base. En esta comparación se busca que haya desvíos aceptables y/o explicaciones para las diferencias entre ambos métodos.

A continuación, se muestran como ejemplados de los pozos comprendidos en el área de estudio, con y sin influencia del inyector respectivamente.

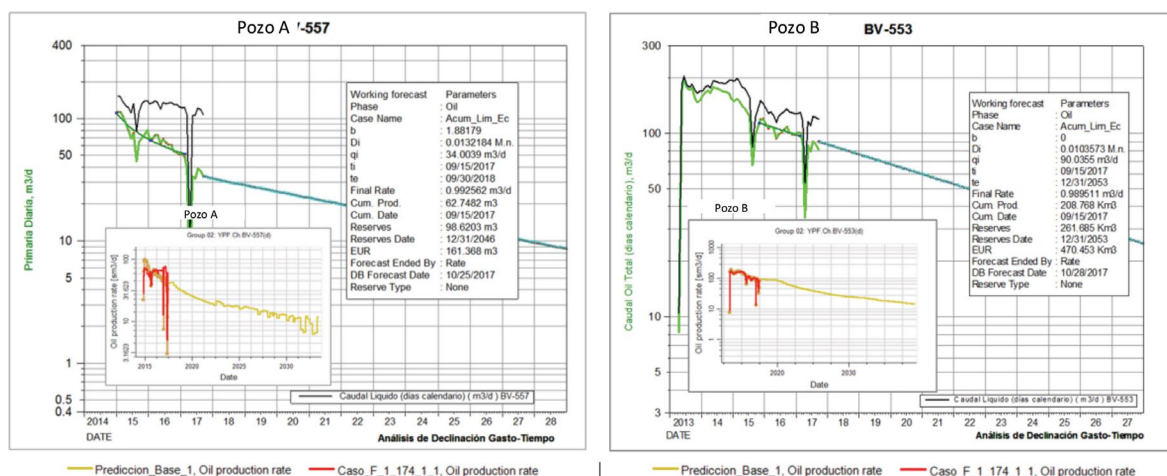


Figura 13. Análisis DCA vs estimación simulación dinámica.

En el pozo de la izquierda de la Fig. 13, considerando la pendiente Di: 0.01m.n. en el tramo señalado en el gráfico (puntos rojos sobre curva verde), la EUR estimada es de 161km³ al límite económico. Este pozo, en el escenario base de simulación, arroja una EUR de 168km³, con un comportamiento similar al análisis DCA, declinando sin estar afectado por la inyección.

En el pozo de la Fig. 13 de la derecha, considerando la declinación exponencial en el tramo señalado, con Di: 0.0103 m.n., la EUR estimada al límite económico es 470 km³ por análisis DCA.

Este pozo en el escenario base arroja una EUR de 514 km³, bajo el comportamiento de inyección en una sola arena del inyector.

La diferencia en este último caso entre ambos métodos está en el mantenimiento de presión y consecuentemente de producción que ejerce la inyección del pozo inyector (una sola capa). En el modelado dinámico sí se puede ver, no como un ascenso de caudal, pero sí como mantenimiento de producción. En cambio, el análisis DCA no puede contemplar el mantenimiento de presión.

Predicción – Escenarios de Desarrollo

Finalmente, se generan los distintos escenarios pronósticos con diferentes estrategias de desarrollo, tanto de producción primaria, con nuevas propuestas de perforación, como de recuperación secundaria con diferentes configuraciones de conversión de pozos productores a inyectores y variando caudales de inyección.

Como se mencionó al principio, el proyecto está ubicado en el ejido urbano por lo cual las posibilidades de perforación de nuevos pozos, tanto inyectores como productores se ve altamente limitada por las condiciones socioambientales. A pedido del ente provincial y de la justicia, estaba denegada la generación de nuevas locaciones. Por lo cual, en este análisis de desarrollo, para la primera etapa de crecimiento, el escenario más factible resultó ser el de conversiones de pozos a inyectores en la zona ya perforada, más la perforación de dos pozos productores saliendo de un cerro bastante alejado de las coordenadas de fondo, con la complejidad de perforación que esto representaba. El objetivo principal de estos dos nuevos pozos es confirmar la hipótesis del modelo acerca de la continuidad de las arenas con saturación de hidrocarburo hacia el Este. De encontrarse esta mineralización hacia el Este el proyecto de inyección se expandiría con nuevos pozos tanto inyectores como productores, previa negociación con el Estado. Este escenario se generó en la simulación dinámica pero no formó parte del caso de negocio presentado para aprobación.

Para el estudio de predicción de los escenarios de Inyección (alternativas de conversiones) y perforación (ubicación de los nuevos pozos) se fijaron condiciones a modelar detalladas en los párrafos siguientes.

La BHP de cada pozo fue una de las variables de control. Para el caso de los productores existentes, las presiones de fondo se adoptan del escenario base y se declinan según sucedió en éste. El objetivo de hacerlo así fue para simularlos en condiciones equivalentes y que sean comparables las recuperaciones de ambos escenarios.

Para los productores nuevos la presión límite se fija en 20 kg/cm^2 y se le asigna la condición de caudal máximo de líquido en $300 \text{ m}^3/\text{d}$ que es el máximo caudal que puede sacar una bomba electro-sumergible en estas condiciones de pozos con alto ángulo de desvío.

Para la definición de la presión de inyección se analizó el gradiente de fractura. Para lo cual se contaba con un gradiente de fractura provisto por un perfil sónico-dipolar de un pozo perteneciente al área de estudio, también se tenían estimaciones obtenidas de datos de rocas de la zona y además se disponía de las pruebas de admisión obtenidas en la conversión del inyector. Si bien estas pruebas no son estrictamente un ensayo SRT, dieron resultados acordes con los gradientes de la zona previamente estudiados, según se muestra en la figura siguiente, (Fig. 14).

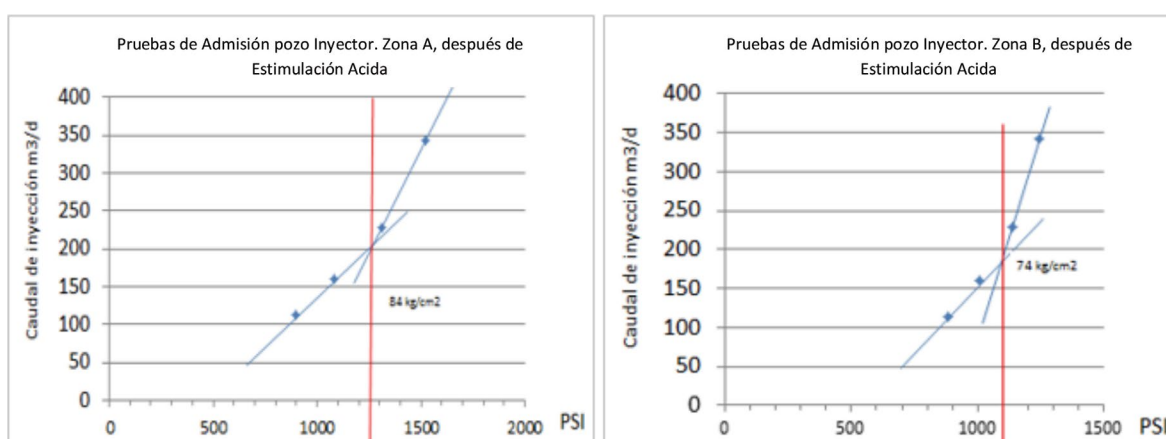


Figura 14. Pruebas de admisión para estimar la presión de inyección.

Con estos datos y análisis, se estableció la presión de inyección en boca de los inyectores a un 80% de la presión de fractura considerando la profundidad de punzados y pérdida de cargas en tubing, válvulas y punzados.

Para estimar el caudal de inyección se analizaron los espesores permeables en los inyectores. En principio se definió un caudal de $10 \text{ m}^3/\text{d}$ por metro de espesor permeable, que es lo que usualmente se inyecta en campos vecinos y análogos. Pero luego de simular y analizar cómo se incrementaba la presión por secuencia, los volúmenes porales inyectados y los factores de recobro por secuencia, éste se fue modificando, así como la configuración de mandriles en cada inyector, con el fin de incrementar principalmente los factores de recobro.

A continuación (Fig. 15a), se cita un ejemplo en el cual dentro de un mismo mandril se agruparon arenas de tres secuencias distintas. Debido al contraste de permeabilidad y de presión entre éstas, una admitía todo el caudal de inyección diseñado para que se racione entre las tres. Esto generaba consecuentemente, pobre recuperación de las secuencias no inyectadas además de un arribo muy temprano de agua en los pozos productores punzados en la secuencia sobre-inyectada, (Fig. 15c, caudales de inyección y respuesta de caudales de petróleo y agua en la secuencia E3 para cada caso).

Por tal motivo se decidió hacer corridas de sensibilidad a los caudales y distribución de inyección (cambiando los seudo-pozos inyectoras) buscando las recuperaciones máximas por secuencia. Fueron

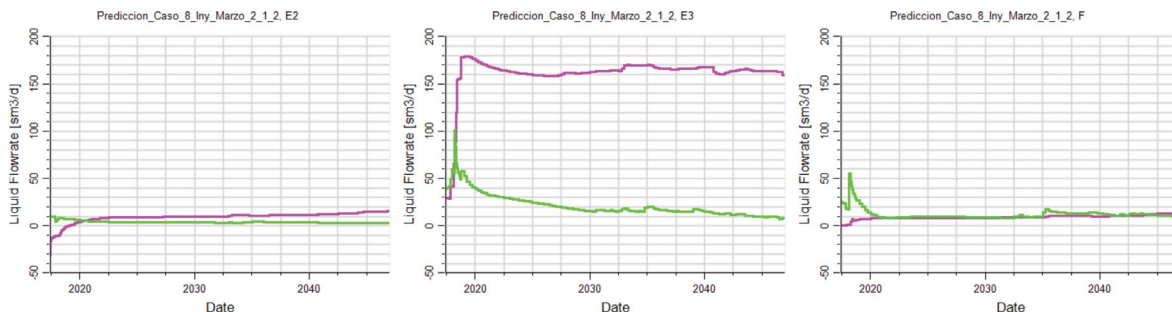


Figura 15a. Caudales de inyección por secuencias (de izquierda a derecha secuencias E2, E3 y F) agrupadas en un mismo mandril. La inyección no queda bien distribuida, por lo cual se decide subdividir en tres mandriles la instalación, uno por cada secuencia. Las curvas de color verde son los caudales de petróleo, curvas de color magenta, caudales de inyección.

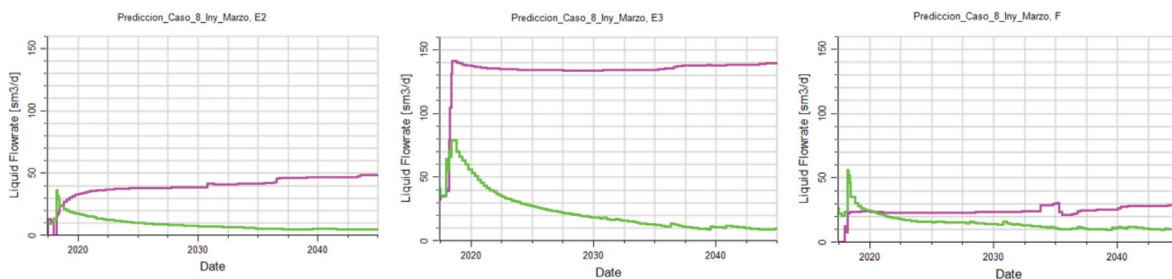


Figura 15b. Caudales de inyección por secuencias optimizado (de izquierda a derecha secuencias E2, E3 y F), un mandril para cada una. Las curvas de color verde son los caudales de petróleo, curvas de color magenta, caudales de inyección.

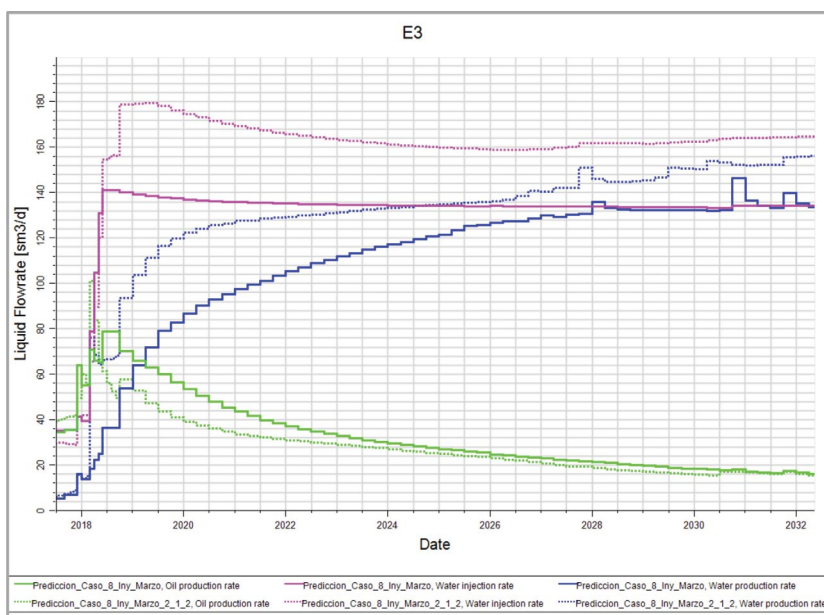


Figura 15c. Caudales de inyección secuencia E3. Las curvas de color verde son los caudales de petróleo; curvas de color magenta, caudales de inyección, curvas de color azul; caudales de agua de producción. Las líneas llenas pertenecen al caso optimizado, un mandril por cada secuencia. Curvas de trazos corresponden al caso previo, secuencias agrupadas en un solo mandril.

corridas individuales modificando las cantidades de pozos seudo-inyectores (mandriles), caudales de inyección por cada uno, al igual que la presión de inyección en boca. Fig. 15b.

De esta forma se arribó a un diseño óptimo tanto de caudal inyección como de instalación selectiva para cada inyector.

Finalmente, el escenario elegido para presentar como caso de negocio para el desarrollo de la etapa de inyección estuvo restringido tanto a las condiciones de viabilidad técnico-económicas, así como a las condiciones socioambientales. A continuación, se muestran en la Fig. 16 las dos opciones de configuración de inyección viables, siendo la opción B la de mayor recuperación y la propuesta en el caso de negocio. En la Fig. 17 se muestran las acumuladas de cada caso.

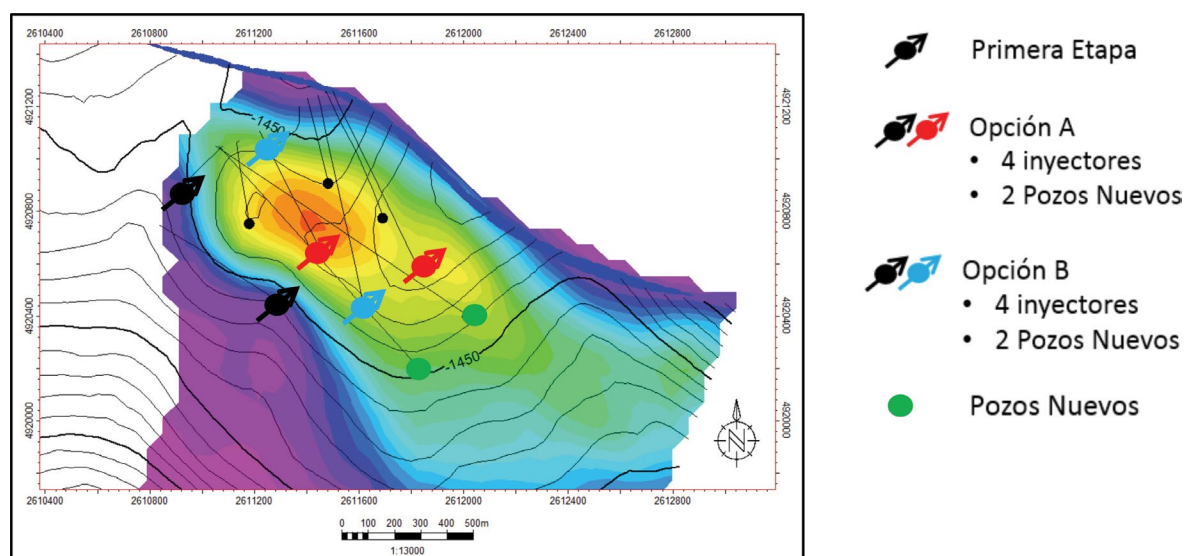


Figura 16. Posibles Escenarios de Inyección. Mapa Estructural Tope Primera Secuencia en Líneas. Mapa de Espesor de Petróleo en Colores. Falla Norte Buzando hacia el Sur en Color Azul.

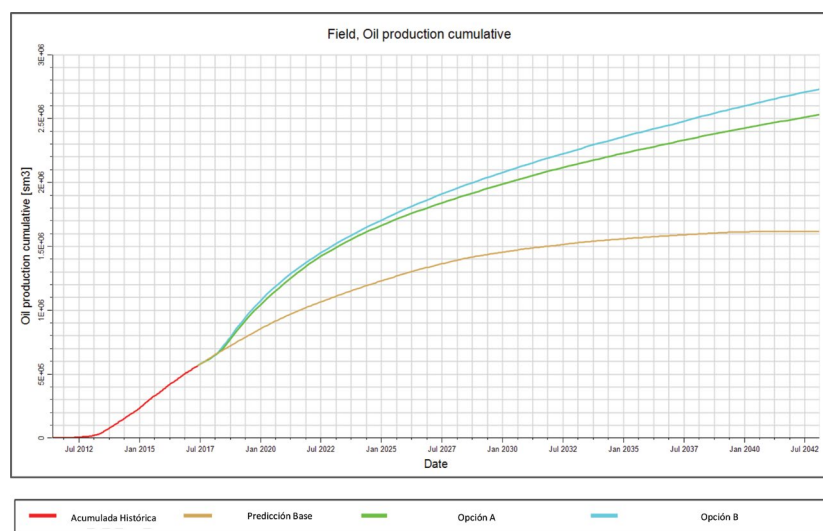


Figura 17. Producciones Acumuladas de los Diferentes Escenarios de Desarrollo

CONCLUSIONES

Como resultado del proyecto llevado a cabo, se concluye que, debido a la naturaleza y procedencia de los datos disponibles que participan de la generación de un modelo geológico, es necesario introducir el análisis y tratamiento estadístico de las propiedades dentro de rangos definidos y esperables según sea el reservorio a modelar. Esto permite tener un abanico de soluciones posibles lo que otorga mayor flexibilidad al momento de tomar decisiones. En este proyecto esto resultaba fundamental debido a que la propuesta de desarrollo estaba limitada por condiciones externas no inherentes al reservorio y, de acuerdo con los rangos de potencial estimado, se decidiría sobre la inversión a proponer.

Otro agregado importante obtenido con la metodología propuesta es la utilización de herramientas que permiten arribar a resultados en el corto plazo y con la menor incertidumbre posible (ajuste histórico asistido). Dado los tiempos actuales, en donde las decisiones y estrategias de desarrollo necesitan tomarse con bastante celeridad, es necesario que se estandarice su uso. En este campo, la toma de decisión de cómo debía continuarse con el desarrollo era imperiosa y apremiante ante la depleción de presión evidenciada en los pozos y el potencial tan grande puesto en juego.

De acuerdo con la metodología planteada, es primordial la verificación de validez y consistencia del modelado dinámico. En este proceso, es necesario contrastar resultados de propiedades derivadas del modelado estático y que no han sido utilizadas directamente en el proceso automatizado de ajuste histórico de producciones y presiones, y corroborar que resulten muy similares a las obtenidas por el modelado dinámico.

Teniendo el modelo calibrado con el ajuste histórico, fue posible obtener un modelo confiable para poder predecir y optimizar los escenarios de desarrollo tanto en la configuración de *patterns* de inyección como de distribución de caudales de inyección por secuencias e instalaciones selectivas.

REFERENCIAS CITADAS

- | | |
|--|---|
| José Fariña (2007). Correlaciones para obtención parámetros curvas relativas, Análisis petrofísico corona-perfiles. Cañadón Perdido. | llo de Hidrocarburos, Actas I: 445-465. Mar del Plata. |
| Jalfin G., E.S. Bellosi, J. Sanagua & H.J. Villar, (1999). Procesos múltiples de migración, alteración y mezcla en petróleos de la Cuenca del Golfo San Jorge. IV Congreso de Exploración y Desarrollo | Mrla, Pagliero, Segovia, Palacio, Ibarra, (2016). Modelo Geocelular y Desarrollo del Bloque “Bella Vista Sur” en el Activo ZCP. Workshop Desarrollo de Hidrocarburos. Integración para el desarrollo de nuevas ideas. |