

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE USO DE HERRAMIENTAS BASADAS EN DATA MINING Y COMPARACIÓN CON SIMULACIONES NUMÉRICAS Y ANALÍTICAS EN RESERVORIOS MULTICAPA DE LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Alejandro Maidana¹, Nadia Acevedo¹, Miguel Ortiz¹, Erich Hermann¹, Javier Fabiano¹,
Pablo Vázquez¹, Mauricio Federici¹, Damián Hryb¹, Gustavo Becerra¹

1: YPF S.A. alejandro.g.maidana@ypf.com, nadia.acevedo@ypf.com, miguel.a.ortiz@ypf.com,
erich.hermann@ypf.com, juan.j.fabiano@ypf.com, pablo.vazquez@ypf.com, mauricio.federici@ypf.com,
damian.hryb@ypf.com, gustavo.g.becerra@ypf.com

Palabras clave: Data Driven, Reservorios multicapa, Monitoreo, Simulación, Campo maduro

ABSTRACT

A pilot test was carried out to evaluate monitoring and surveillance technologies for secondary recovery projects implemented in an oilfield of high geological and operational complexity, with the purpose of finding optimization opportunities and improving their efficient management.

For this, four different tools were evaluated considering the versatility of use in multilayer reservoirs, computer resources necessary for its execution, implementation times and responses delivered. We worked with the same data set corresponding to the Las Mesetas Oeste Block II project, from which models were generated in a data driven simulator, flow line simulator, conventional simulation and analytical simulator integrated into a capacitive-resistive model. Throughout the process, the information preparation, loading and processing times in each software were analyzed, as well as the times required for the adjustment, generation and consistency of scenarios, the degree of predictability and the feasibility of implementation that they had.

Data driven tools, flow lines and analytical simulation tools allow a quick analysis to be obtained, although with less precision compared to a numerical simulation. The latter have the advantage of working with more robust models but with more preparation times and information requirements.

The availability of a static model with an advanced degree of development is essential in this type of reservoir to be able to represent the reservoir with a high degree of confidence and understand the behavior of production.

INTRODUCCIÓN

Ubicación

El área de reservas Los Perales – Las Mesetas (LP-LM) se encuentra ubicada en el flanco oeste de la Cuenca del Golfo San Jorge, dentro de la Provincia de Santa Cruz, a unos 85 km de la

localidad de Las Heras. Este trabajo se centra en Las Mesetas Oeste Bloque II (LMOBII), el cual es uno de los 30 bloques que forma parte del área de reservas operada por YPF (Fig. 1).

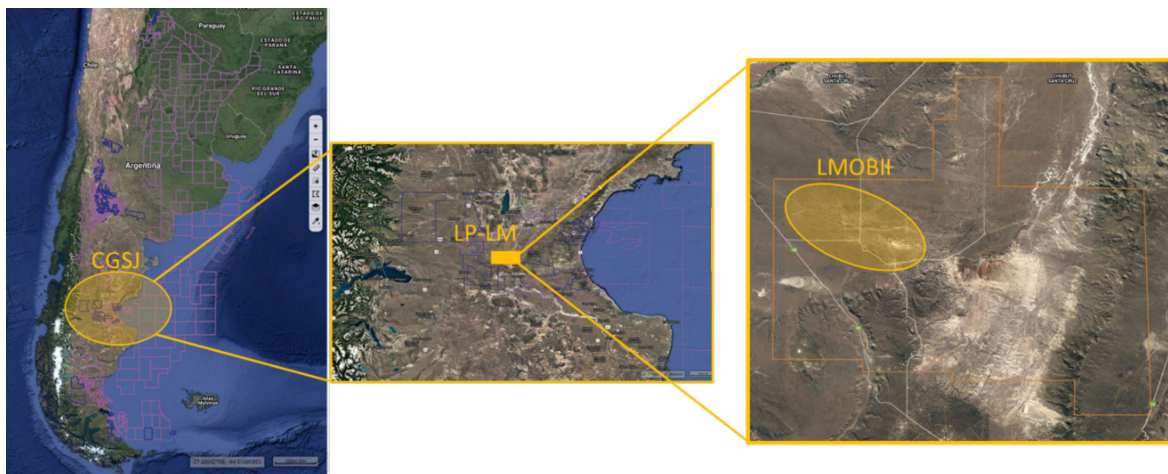


Figura 1. Ubicación del área de reservas LP-LM y bloque de estudio

Antecedentes

El Yacimiento Las Mesetas fue descubierto en el año 1975, iniciando su producción en el año 1980 cuando se perfora el primer pozo descubridor del bloque de estudio y comienza su desarrollo primeramente en el Sector Este, siendo el mismo el de mayor productividad, y extendiéndose luego hacia el Oeste. En el año 1998 comienza la inyección de agua a la formación Bajo Barreal, con patrones de inyección irregulares distribuidos en las zonas centrales del bloque, y cuya respuesta actualmente representa el 80% de la producción total del bloque. A la fecha el bloque posee 225 pozos perforados de los cuales 29 son inyectores activos, 99 son productores activos y el resto se encuentran inactivos o parados transitorios.

La principal formación productiva es Bajo Barreal, con reservorios de origen fluvial y con un tipo de entrapamiento estructural-estratigráfico. El principal mecanismo de drenaje es por gas disuelto, siendo el fluido de reservorio un petróleo subsaturado. Sin embargo, dado que se han documentado capas con gas libre, es probable que exista en algunos reservorios un fluido saturado con un casquete de gas inicial en equilibrio cuyo mecanismo de drenaje sea por una combinación de gas disuelto y expansión del *gas cap*.

Los modelos estático y dinámico utilizados actualmente para el monitoreo del proyecto de inyección de agua e identificación de propuestas de optimización están basados en una representación 2D del subsuelo brindada por un visualizador que además permite la resolución analítica de las ecuaciones de flujo. Esto resulta práctico para el uso diario dado que su entendimiento no presenta grandes dificultades, permite una fácil modificación y actualización de datos y el requerimiento de *hardware* es mínimo en comparación con otros *softwares*. Las limitaciones de esta

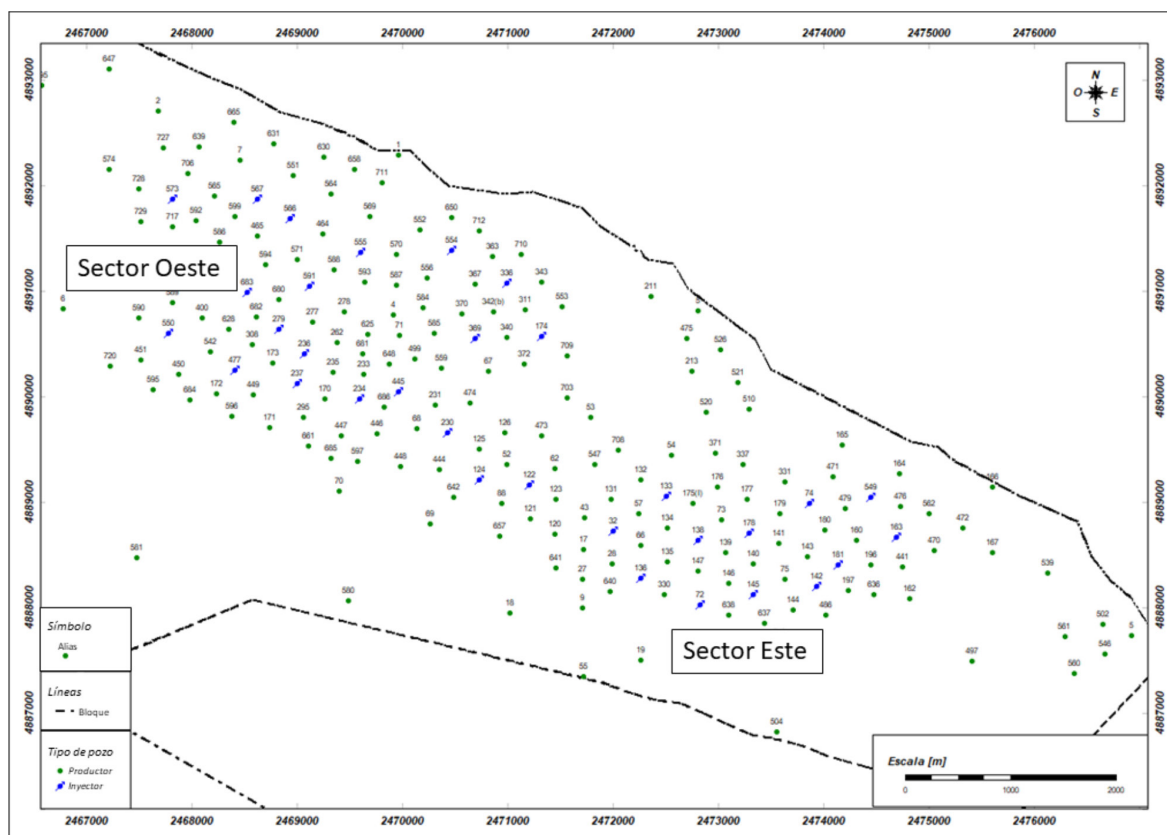


Figura 2. Mapa de ubicación de pozos del área de estudio.

tecnología están dadas por la dificultad de representar variaciones de presión y otros fenómenos complejos susceptibles de resolver con herramientas más potentes, tal como rotaciones de patterns de inyección. Además, la gran cantidad de datos a considerar por la inyección múltiple a diferentes reservorios, y que la producción de estos se realiza en forma conjunta en los productores asociados, dificulta la individualización del comportamiento de cada uno de los reservorios.

Se buscó identificar una herramienta que permita una aproximación rápida y automática del comportamiento de los principales reservorios, tomando en consideración todas las propiedades del modelo de subsuelo.

METODOLOGÍA

Para la selección del bloque de estudio se tuvo en cuenta la disponibilidad de un modelo estático de detalle, la integridad mecánica de los pozos existentes que permitiera implementar las acciones resultantes del análisis, y datos históricos confiables de un proyecto de inyección de agua implementado hace más de 20 años, que no presenta grandes desbalances inyección-producción y que actualmente representa gran parte de la producción total del bloque.

Se confeccionó un set de datos para los 97 principales reservorios conformado por mapas,

perfiles, fallas, datos de presiones y fluidos y se adecuaron a los formatos requeridos para la carga. Se relevaron punzados, ensayos, estimulaciones y se incorporaron datos de producción a nivel pozo e inyección a nivel capa. Se asumió que los restantes reservorios del bloque que no fueron tenidos en cuenta no tendrían un impacto significativo en los resultados ya que en general se tratan de arenas lenticulares con poca o nula producción primaria asociada.

Una vez lograda la representación del modelo de subsuelo se obtuvieron las conexiones inyector-productor para el modelo de líneas de flujo, y el ajuste histórico para el caso del simulador tipo data driven. Posteriormente para estas dos herramientas se plantearon escenarios de optimización en base a los módulos propios de cada una, incorporando las condiciones de borde definidas por las capacidades de las instalaciones de superficie y la disponibilidad de agua para inyección. Finalmente, el resultado fue procesado para poder priorizar aquellas acciones con mayor incremental de petróleo asociado y ejecutarlas de acuerdo con la selectivización lograda con las instalaciones existentes en pozos inyectores.

MODELO DE SUBSUELO

Marco estructural

El área de estudio corresponde a un homoclinal, con dirección principal NNW-SSE, con pendiente sureste generado por un complejo sistema de fallas normales principales y secundarias. A su vez este sistema de fallas produjo, hacia el sector Este, altos relativos que generaron óptimas condiciones de entrapamiento. Estos sistemas de fallas principales se vuelven ligeramente lístricos hacia el basamento económico. En las siguientes imágenes se muestran secciones sísmicas con direcciones perpendicular y paralela a las estructuras principales (Fig. 3).

Marco Estratigráfico

El tramo de interés petrolero principal corresponde a los reservorios del Miembro Inferior de la Formación Bajo Barreal (Fig. 4), de edad cretácica media, depositados en un ambiente continental de tipo fluvial de moderada a baja sinuosidad con abundante participación piroclástica en la parte basal (Bridge *et al.* 2000). Los sondeos verticales del bloque atraviesan dicho intervalo y están constituidos por reservorios multicapas (de 3 a 15 niveles productivos por pozo). La profundidad productiva promedio alcanza los 1500 mbbp.

Toda la columna estratigráfica está constituida por potentes paquetes arcillo-arenosos o pelítico-piroclásticos en los que se intercalan estratos arenosos lenticulares. Los estratos arenosos (12% de la sucesión) corresponden a cuerpos de arena mediana a gruesa (a veces conglomerádica) cuyo espesor varía entre 1 m y 20 m.

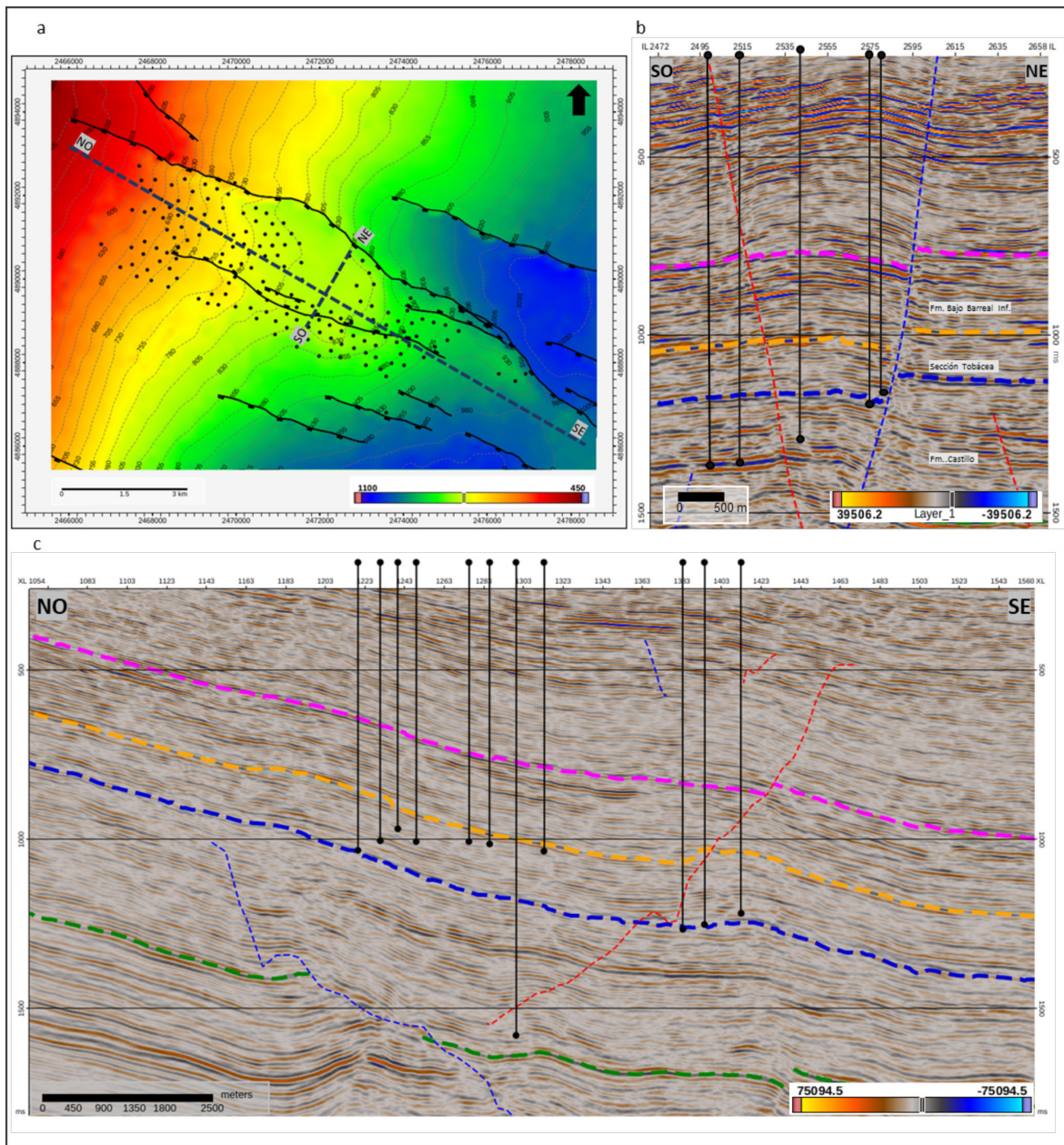


Figura 3. Mapa estructural en tiempo al tope de la Fm. Bajo Barreal (línea punteada rosada en figura 3b y c), las líneas punteadas indican la dirección de las secciones sísmicas de la figura 3b y c. b) Línea sísmica SO-NE que muestra la estructura perpendicular a las principales fallas del área de estudio. c) Línea sísmica NO-SE paralela a las principales fallas, mostrando la estructura homoclinal.

De acuerdo con la correlación y mapeo, el ancho de los reservorios amalgamados de arena varía entre 200 m a 1500 m producto del tipo de sistema fluvial que las depositó y de la cantidad de canales activos (uno o más) lo que puede llegar a generar grandes planicies de inundación, haciendo más anchas o angostas las arenas correlacionadas pozo a pozo.

Las vías de migración son verticales a través de principales fallas extensivas (Figari *et al.* 1999).

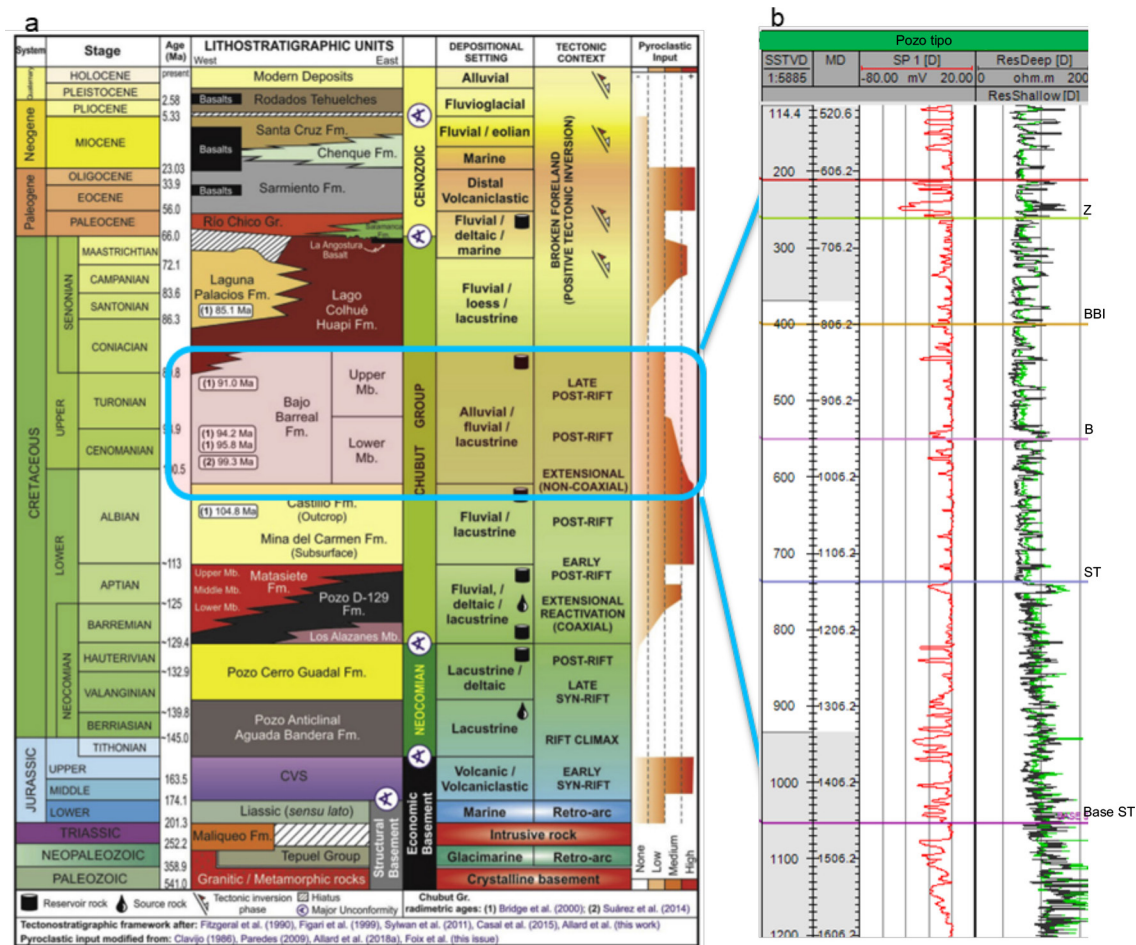


Figura 4. a) Cuadro estratigráfico de la Cuenca del Gofu San Jorge (Allard *et al.* 2019) y b) perfil inductivo de pozo tipo del área de estudio.

El entrapamiento es combinado estructural-estratigráfico (Fitzgerald *et al.* 1990) con un grado de dominio variable en función de la geometría, orientación de los cuerpos arenosos y propiedades internas de los mismos. Para el área de estudio, la columna estratigráfica presenta variabilidad y alternancia de estos diferentes estilos de entrapamientos.

Modelo Estático

Se construyó un modelo estático en 2 dimensiones (2D).

La zona de estudio cuenta con cobertura sísmica 3 dimensiones (3D) lo que permitió ajustar el modelo estructural. Todos los pozos poseen perfiles eléctricos básicos (arreglo inductivo, densidad), uno solo resonancia magnética y cinco pozos cuentan con control geológico. La profundidad final promedio de los pozos alcanza la base de la Formación Bajo Barreal. El modelo geológico de subsuelo fue enfocado a dicha formación. Para la construcción de este se subdividió la columna litológica en seis secuencias denominadas de base a techo: Base ST, ST, B, BBI, Z, X e

Y. A su vez se realizó una correlación de detalle que permitió discretizar eventos fluviales para cada secuencia (Fig. 5). Con los datos de perfiles de pozo se construyó un modelo petrofísico ajustado a los datos de roca disponibles. Para caracterizar los reservorios correlacionados se establecieron parámetros de cortes “cut off” de propiedades como arcillosidad, porosidad efectiva y saturación de agua quedando definido como reservorios de interés aquellos que posean menos del 28% a

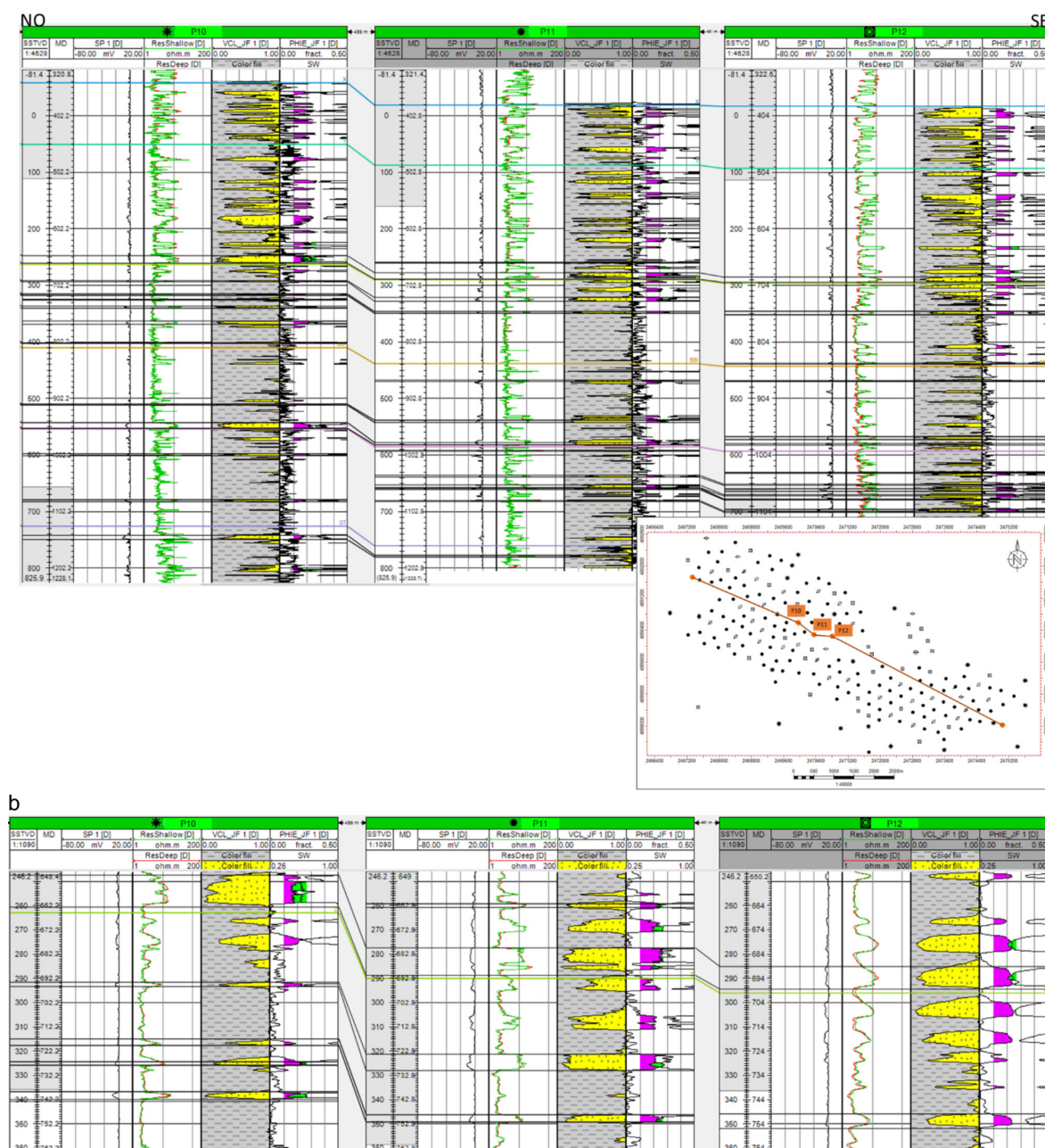


Figura 5. a) Sección de perfiles que muestran los marcadores de secuencia (líneas de colores), las propiedades petrofísicas y correlación “capa a capa” (líneas negras). b) detalle de secuencia Z de figura a. Referencias de cada track: SSTVD: profundidad por debajo del nivel de mar, MD: profundidad medida, SP_1: potencial espontáneo, Res Shallow/Deep: resistividad somera/profunda, VCL: arcillosidad [fr], PHIE: porosidad efectiva [fr] (relleno rosado corresponde a valores mayores al cut off), Sw: saturación de agua [fr] (relleno verde corresponde a valores mayores al cut off)

de arcillosidad, más de 12% de porosidad efectiva y menos de 65% de saturación de agua libre (gráficos ejemplo en Fig. 6). Todos estos *cut off* se ajustaron constatando ensayos primarios y datos de roca. Se construyeron los mapas de propiedades petrofísicas de más de 300 niveles reservorios con el cual se calculó el *petróleo original in situ* (POIS).

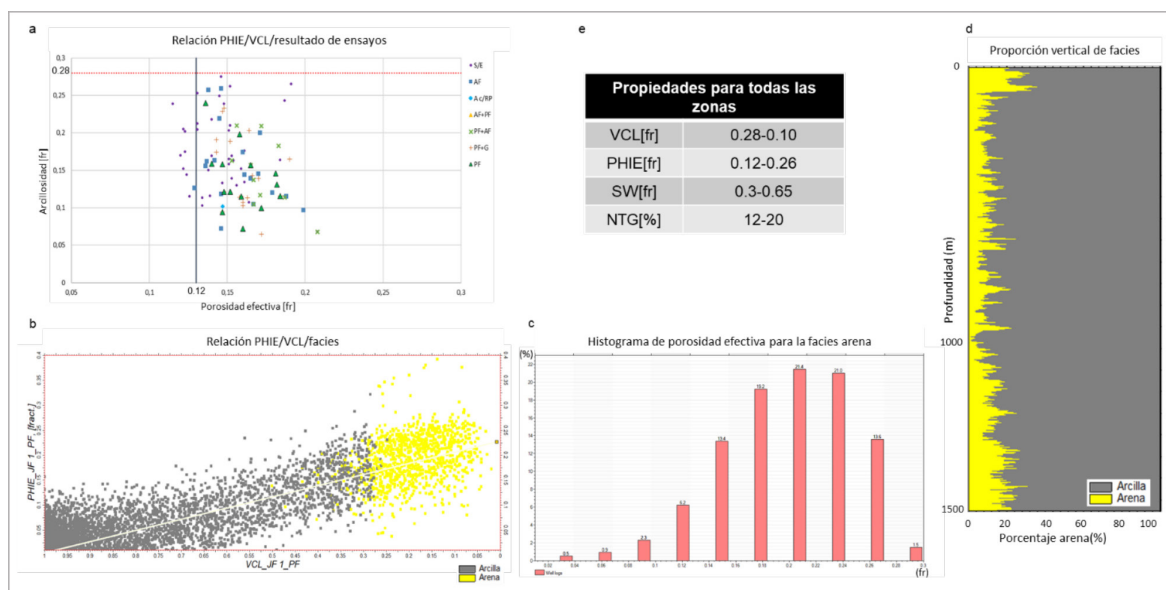


Figura 6. Gráficos ejemplos para la definición de reservorios. a) Crossplot en el que se ve la relación arcillosidad/porosidad y definición de *cut off* en función de los ensayos primarios de pozos. b) definición de la relación lineal PHIE/VCL. c) Histograma de porosidad efectiva para la facies reservorio. d) Curva de proporción vertical de facies arena reservorio. e) Tabla resumen de rangos de valores obtenidos para las facies reservorio.

COMPARACIÓN DE HERRAMIENTAS

Para el análisis presentado en este estudio se utilizó el modelo estático de subsuelo en 2D descripto anteriormente. Se testeó un simulador tipo data driven para el cual se agruparon las arenas en seis secuencias definidas por niveles guías (Fig. 7), con el fin de demostrar que los resultados a obtener serían similares a los que se lograsen con un modelo de mayor detalle capa a capa. Para cada secuencia se cargaron los mapas de porosidad, permeabilidad, espesor total, net to gross, saturación de agua y estructurales, y se asignó la inyección correspondiente. El *software* determinó las conectividades inyector-productor para un modelo incompresible y asignó una conexión a un acuífero de manera tal de poder justificar el total de la historia de producción. Posteriormente se trabajó con un módulo de optimización que permitió plantear escenarios de minimización del agua producida o maximización del petróleo, introduciendo condiciones de borde a nivel de grupo de pozos o para cada uno en particular asociadas a limitaciones en las instalaciones de superficie.

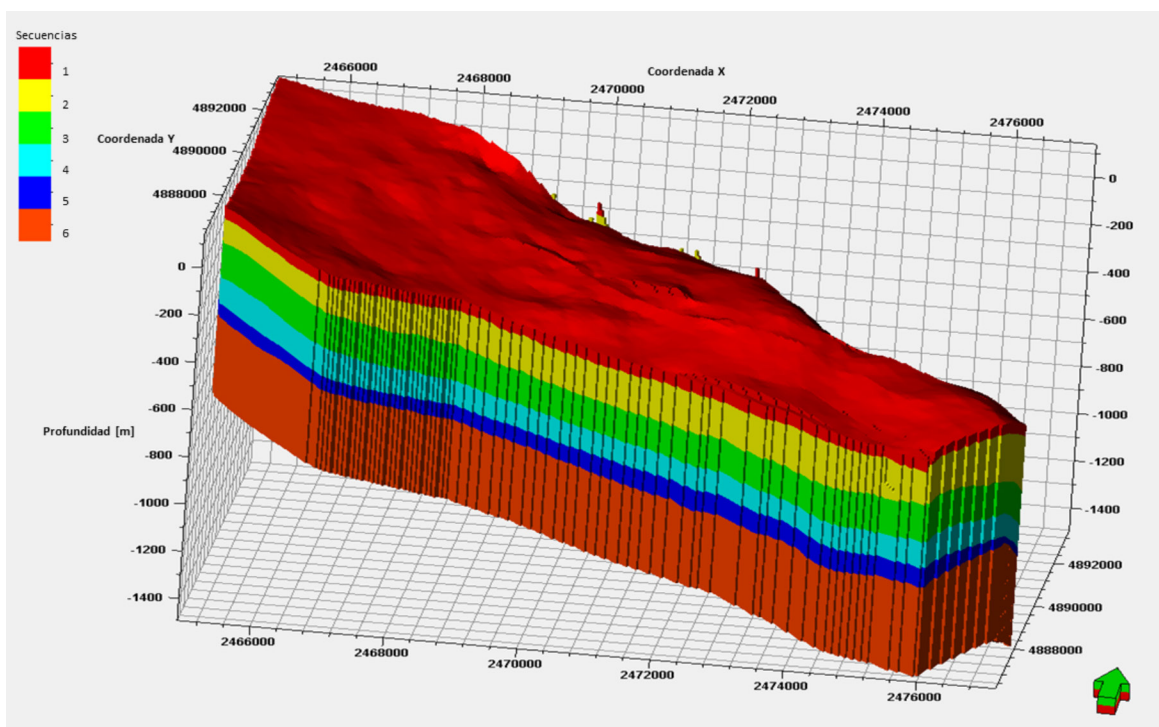


Figura 7. Modelo por secuencias utilizado en simulador tipo data driven.

En el simulador de líneas de flujo se cargaron las propiedades y producciones, ya no por secuencias sino, asociadas a los 97 principales reservorios (Fig. 8). Así mismo se crearon pseudo-pozos inyectores para cada reservorio inundado, de manera de poder respetar la información de

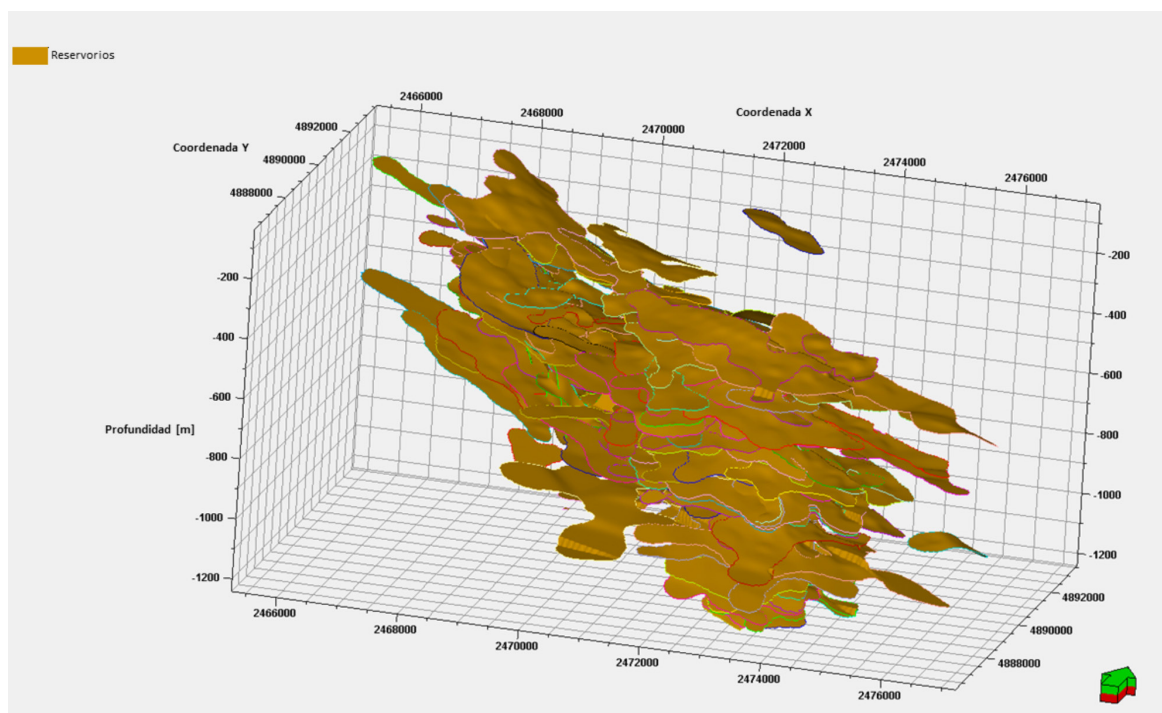


Figura 8. Modelo multicapa utilizado en simulador de líneas de flujo.

alocación de inyección disponible. Los pozos productores se dejaron con producción *commingled*.

Se ejecutaron algunas acciones sugeridas por el simulador tipo data driven con el objetivo de verificar la correspondencia y predictibilidad del modelo con los resultados obtenidos en campo, como así también comparar las conectividades inyector-productor respecto a lo simulado por líneas de flujo para verificar si los modelos construidos a nivel secuencia y/o capa a capa presentaban resultados similares.

RESULTADOS

Se realizaron dos evaluaciones, primeramente un análisis comparativo de los diferentes aspectos a tener en cuenta en cada uno de los *software* evaluados para poder seleccionar la opción más conveniente, y por otro lado una comparación entre los resultados obtenidos con los dos simuladores elegidos: data driven y de líneas de flujo.

El primer análisis se resume en la siguiente tabla donde se tuvieron en cuenta aspectos tales como requerimientos de *hardware*, tiempos de ejecución, información de subsuelo, producción, inyección selectiva, conectividad inyector-productor, configuración de caso base y módulo de optimización.

	Simulador tipo data driven	Simulador de líneas de flujo	Simulador analítico	Simulador Numérico
Requerimientos de hardware	No requiere, se ejecuta en la nube.	Mínimo	Mínimo	Medio-Alto. Requiere espacio y capacidad de cálculo.
Tiempos de ejecución	Bajo	Bajo	Bajo	Medio-Alto
Información de subsuelo: mapas	Requerido como dato de entrada	Requerido como dato de entrada	Permite mapeo en función de datos pozo-capas	Modelo 3D geoestadístico de volúmenes conectados
Información de subsuelo: fallas	Carga de fallas por cada secuencia o capa	Permite cargar un solo archivo. Requiere procesamiento	Permite carga de fallas por cada secuencia o capa	Se genera una grilla estructural.
Producción	Sólo producción asociada a inyección de agua	Sólo producción asociada a inyección de agua	Asignación de producción primaria y cálculo de producción por inyección de agua	Cálculo de producción primaria y por inyección de agua
Inyección selectiva	Permite alocación de inyección por capa	Para cada reservorio inundado debe generarse un pozo pseudo-inyector	Permite alocación de inyección por capa	Para cada reservorio inundado debe generarse un pozo pseudo-inyector
Conectividad inyector-productor	Resuelve conectividades	Resuelve conectividades	Asignación manual de conectividades	Resuelve conectividades

Caso base: asignación de producción	Mediante capacidad de flujo: $k \cdot h$	Mediante curvas de permeabilidad relativa	Asignación manual o en función de alguna propiedad petrofísica	Mediante curvas de permeabilidad relativa y ajuste de modelo dinámico
Caso base: ajuste histórico	Automático	Automático	Automático en función de modelo CRM	Manual / Asistido
Caso base: datos de salida	Tabla de conectividad entre pozos y eficiencia.	Tabla de conectividad entre pozos y eficiencia	Permite análisis básico de datos del escenario base	Permite análisis completo de datos del escenario base
Módulo de optimización: cálculo	Cálculo automático en función de condiciones de borde	Cálculo automático en función de condiciones de borde	Permite incorporar escenarios predefinidos	Permite incorporar escenarios predefinidos
Módulo de optimización: Límite de producción-inyección	Carga manual para cada pozo o grupo de pozos	Carga automática por pozo o grupo de pozos	No permite establecer límites en productores.	Configuración manual de presiones de trabajo por pozo o grupo de pozos
Módulo de optimización: escenario objetivo	Minimiza agua o maximiza petróleo	Incremento de eficiencia: reduce producción de agua e incrementa petróleo	No permite seleccionar objetivo	No permite seleccionar objetivo
Módulo de optimización: datos de salida	Tabla de caudales base y optimizados	Tabla de caudales base y optimizados	Permite análisis básico de datos del escenario optimizado	Permite análisis completo de datos del escenario optimizado

Figura 9. Tabla comparativa de diferentes aspectos evaluados para cada simulador.

La tabla comparativa (Fig. 9) muestra que los simuladores de línea de flujo y data driven requieren un detalle de la información de subsuelo similar a los otros *softwares* y son versátiles para la confección de los escenarios de optimización, aunque no permiten un análisis tan detallado por ejemplo en presiones y saturaciones, a diferencia del simulador numérico, y además sólo se limitan a trabajar con la producción asociada a inyección de agua. El simulador analítico por su parte presenta un proceso más artesanal para la confección de los escenarios de optimización, y si bien en las pruebas realizadas se evidenció un proceso rápido de ajuste histórico de líquido, presenta dificultades para representar el petróleo por lo cual fue desestimado para avanzar a la etapa de ejecución.

Es necesario tener en cuenta que, excepto para el simulador numérico, la asignación arbitraria de producción de primaria realizada en los otros tres *softwares* para poder obtener aquella asociada a inyección de agua presenta un punto de incertidumbre que debe analizarse cuidadosamente para arribar a un resultado favorable.

La segunda evaluación realizada es la comparación de los escenarios base y optimizado calculados con los simuladores tipo *data driven* y de líneas de flujo, la cual mostró que la

conectividad inyector-productor que calcula el primero presenta grandes distancias, inclusive mayores a 1 km, a diferencia del segundo que calcula un escenario considerado más realista con menores distanciamientos (Fig. 10). También pudo observarse que para similares condiciones de borde los escenarios de ambos *softwares* sugerían diferentes regulaciones en pozos inyectores.

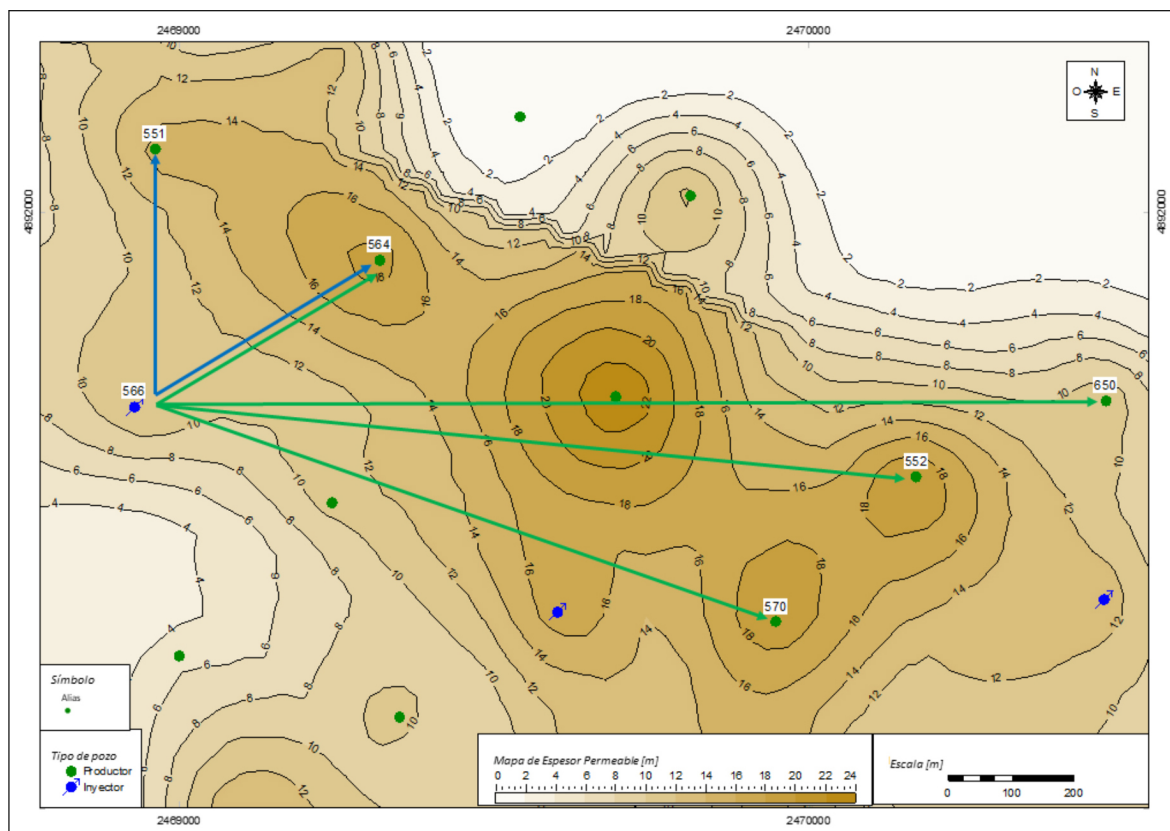


Figura 10. Ejemplo de conectividad inyector-productor por simulador de líneas de flujo (flechas azules) y simulador tipo data driven (flechas verdes), para una secuencia ejemplo.

Se confeccionó un escenario de maximización de petróleo calculado con el simulador tipo data driven y se observó que 2 meses posterior a la ejecución de las regulaciones en pozos inyectores el 75% de los pozos tuvo variaciones en la producción. Se muestra la comparación (Fig. 11) entre las variaciones de producción propuestas y reales para aquellos pozos que han verificado alguna respuesta, pudiendo observarse que no existe una correspondencia fiable con los pronósticos simulados.

Estas herramientas permiten obtener incrementos de producción a una misma fecha, por lo cual no es posible construir un cronograma de ejecución de acciones y determinar los incrementos de producción diferenciados en el tiempo. Los resultados de las acciones ejecutadas en campo retroalimentan el modelo constantemente para volver a calcular las conexiones inyector-productor y definir nuevos escenarios de optimización.

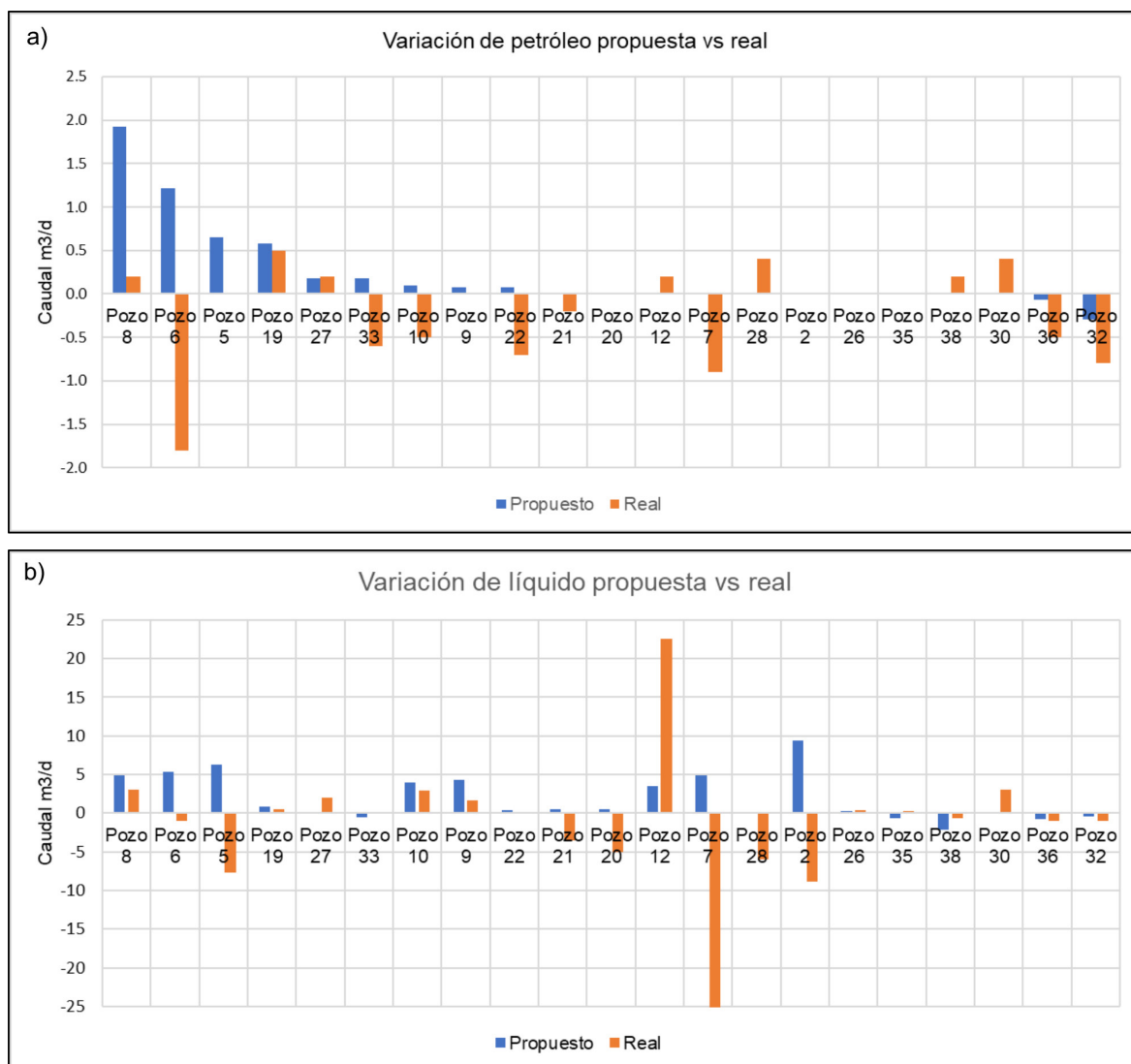


Figura 11. a) Variaciones de petróleo y b) de líquido propuestas con simulador tipo data driven vs real.

CONCLUSIONES

La disponibilidad de un modelo estático de detalle es necesario y fundamental para poder cargar los datos en cualquier simulador a utilizar. En general, solo se dispone de un modelo como tal en aquellos proyectos que revisten cierta importancia, esto imposibilita la aplicación directa de estos simuladores en la mayoría de los proyectos para los que se requiere obtener soluciones predictivas en tiempos optimizados.

Los simuladores tipo data driven o de líneas de flujo testeados en este trabajo están diseñados para yacimientos de mayor continuidad areal y vertical. Por lo cual, para este caso de estudio, donde existen reservorios multicapa con gran discontinuidad que implican un volumen mayor de información a procesar, se obtienen escenarios de optimización que deben ser reprocesados

externamente al *software* para poder obtener un plan de acciones.

La aplicación de estas herramientas debe considerarse en aquellos proyectos donde el proceso de inyección de agua sea predominante respecto a cualquier otro mecanismo de drenaje, a fin de minimizar errores en la asignación de la producción.

Fue posible verificar que el modelo generado con el apilamiento de reservorios en grandes secuencias no logra representar el comportamiento de producción observado en campo, y que la complejidad del subsuelo requiere un nivel de detalle capa a capa.

Se considera que, dado que se requiere un trabajo importante para la preparación de información en todos los casos y que la confiabilidad de los modelos de línea de flujo o tipo data driven pudiera lograrse bajo ciertas condiciones que, en general no se dan en el campo evaluado, la mejor opción para la gestión de este tipo yacimiento implica la utilización de modelos 3D para identificar oportunidades de optimización que permitan incrementar el factor de recobro y el monitoreo del campo a través del simulador analítico.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen especialmente a YPF S.A. por autorizar la difusión de los resultados y a los revisores internos que, con su aporte, mejoraron los procesos, entendimiento de proyecto y la calidad de esta publicación.

REFERENCIAS CITADAS

- Bridge, J.S., G.A. Jalfin y S.M. Georgieff, 2000, Geometry, lithofacies, and spatial distribution of Cretaceous fluvial sandstone bodies, San Jorge Basin, Argentina: outcrops analog for the hydrocarbonbearing Chubut Group, *Journal of Sedimentary Research*, 70: 319-337.
- Cao, F., Luo, H., Lake, L. 2015. Oil-Rate Forecast by Inferring Fractional-Flow Models Combined With the Capacitance/Resistance Model. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. SPE-173315-PA.
- Figari, E., E. Strelkov, G. Laffitte, M. Cid de la Paz, S. Courtade, J. Celaya, A. Vottero, P. Lafourcade, R. Martínez y H. Villar, 1999, Los sistemas petroleros de la cuenca del Golfo San Jorge. Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica, *Boletín de Informaciones Petroleras*, N°60: 54-90.
- Fitzgerald, M.G., Jr. Mitchum, M.A. Uliana, K.T. Biddle, 1990, Evolution of the San Jorge Basin, Argentina, *AAPG Bulletin*, v.74:879-920.
- Ibrahim, F., Maqui, A., Negreira, A., Liang, C., Olalotiti, F., Khebzegga, O., Matringe, S., Zhai, X. 2017. Reduced-Physics Modeling and Optimization of Mature Waterfloods. SPE-188313-MS.
- Thiele, M., and Batycky, R. 2006 Using Streamline-Derived Injection Efficiencies for Improved Waterflood Management. *SPE Res Eval & Eng* 9 (2006): 187-196.
- Wen, T., Zhai, X., Matringe, S. 2016. Inter-well Con-

nectivity in Waterfloods-Modelling, Uncertainty Quantification, and Production Optimization. ECMOR XV - 15th European Conference on the

Mathematics of Oil Recovery 29 August – 1 September 2016, Netherlands.

