

SIMULACIÓN ANALÍTICA EN RESERVORIOS COMPARTIMENTALIZADOS PARA REALIZAR PREDICCIONES Y EVALUAR EL POTENCIAL Y RENTABILIDAD DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN INFILL Y DE INYECCIÓN DE AGUA

ANALYTICAL SIMULATION IN COMPARTMENTALIZED RESERVOIRS TO PREDICT AND EVALUATE THE POTENTIAL AND PROFITABILITY OF INFILL DRILLING AND WATERFLOODING PROJECTS

César Calle Mondragón¹; Danilo Arcentales-Bastidas^{2*}

¹Universidad Nacional de Piura - UNP, Perú.

²Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral,
ESPOL, Campus Gustavo Galindo, Guayaquil, Ecuador

Email: daanarce@espol.edu.ec*; cecamond@espol.edu.ec; ccallem@unp.edu.pe

Recibido: 13 de julio de 2023. Aprobado: 27 de julio de 2023. Versión final: 8 de julio de 2024.

Resumen

La simulación analítica revela múltiples aspectos ligados a la complejidad dinámica del yacimiento, así como la variabilidad de los parámetros de entrada-salida ligados a los datos de fluidos y a las permeabilidades relativas (Donohue et al., 1995; Houck & Cooley, 1983). El modelo analítico proporciona estimaciones de la producción y la energía del yacimiento a partir de proyectos de perforación infill y de modelos de recuperación secundaria con menor incertidumbre. El balance de materiales se aplicó a un bloque estructural visualizado como un "tanque", representado como un yacimiento compartimentalizado con conducción de gas en solución. El área de estudio es un bloque estructural de 135 acres ubicado en el noroeste de Perú, es un reservorio volumétrico impulsado por gas de solución, que está agotado por 11 pozos productores. El modelo se realizó con el ajuste histórico de los datos de producción y presiones, luego se obtuvieron predicciones con la perforación de cinco pozos infill y la aplicación de un proyecto de inyección de agua. Los resultados arrojaron que para el bloque compartimentalizado del estudio sólo 3 pozos son el número óptimo de pozos de infill con un incremento individual de 52 miles de barriles de petróleo (MBO) de reservas (encima del punto de equilibrio 46 MBO) con una inversión total de 1,8 millones de dólares por los 3 pozos, alcanzando una rentabilidad total de 2,24 millones de dólares. Además, con un proyecto de inyección de agua se consigue un mantenimiento de la presión y unas reservas incrementales de 147 MBO con una inversión de 2 millones de dólares, alcanzando una rentabilidad de 2,105 millones de dólares.

Palabras clave: Perforación infill; Reservorio compartimentalizado; Reservorio volumétrico; Empuje gas en solución.

Cómo citar: Mondragón, C.C., & Arcentales-Bastidas, D. (2024). Simulación analítica en reservorios compartimentalizados para realizar predicciones y evaluar el potencial y rentabilidad de proyectos de perforación "Infill" y de inyección de agua. *Fuentes, El Reventón Energético*, 22(1), 61-77. <https://doi.org/10.18273/revfue.v22n1-2024005>



Abstract

Analytical simulation reveals multiple aspects of reservoir dynamic complexity, as well as variability of input-output parameters linked to fluid data and relative permeabilities (Donohue et al., 1995; Houck & Cooley, 1983). The analytical model provides estimates of reservoir production and energy from infill drilling projects and secondary recovery models with lower uncertainty. The material balance was applied to a structural block visualized as a “tank”, represented as a compartmentalized reservoir with gas-in-solution conduction. The study area is a 135-acre structural block located in northwestern Peru, is a solution gas driven volumetric reservoir, which is depleted by 11 producing wells. The model was performed with the historical fitting of production data and pressures, then predictions were obtained with the drilling of five infill wells and the application of a water injection project. The results showed that for the compartmentalized block of the study only 3 wells are the optimal number of infill wells with an individual increase of 52 thousand barrels of oil (MBO) of reserves (above breakeven 46 MBO) with a total investment of 1.8 million USD for the 3 wells, reaching a total profitability of 2.24 million USD. In addition, a water injection project achieves pressure maintenance and incremental reserves of 147 MBO with an investment of 2 million USD, achieving a profitability of 2.105 million USD.

Keywords: Infill drilling; Compartmentalized reservoir; Volumetric reservoir; Solution gas drive.

Introducción

La mayoría de los campos petrolíferos en el noroeste peruano producen petróleo de reservorios compartimentalizados con empuje de gas en solución y son reservorios en su mayoría de baja permeabilidad. Esto da como resultado que la presión del reservorio decaiga rápidamente con el tiempo y que haya zonas de petróleo que no han sido drenadas. La perforación de un pozo de petróleo en un yacimiento nuevo implica un alto riesgo operativo. Por este motivo, es importante que los datos geológicos sean conocidos (Erazo-Bone et al., 2019).

La perforación infill de menor área se la realiza en reservorios compartimentalizados para producir zonas no drenadas. Sin embargo, esto hace que se acelere la caída de presión en el reservorio disminuyendo el recobro de reservas. La recuperación secundaria con inyección de agua, que consiste en un barrido areal mejorado dentro del bloque estructural con la conversión de pozos productores a inyectores, contribuye al incremento del recobro de reservas después de una perforación infill y al mantenimiento de la presión del yacimiento. La producción y presión del reservorio además varía según las propiedades de la roca, el tamaño de la estructura y el tipo de fluido que contiene el reservorio (Craft et al., 1959; Dake, 1983). Por otro lado, entre los factores que contribuyen al incremento del recobro de reservas después de una perforación infill están el barrido areal mejorado, el mejoramiento del desbalance de inyección debido a la heterogeneidad areal, el barrido vertical mejorado y la recuperación de petróleo en los flancos (Basuni, 2018; Driscoll, 1974; Gould & Sam Sarem, 1989; Reviere & Wu, 2003).

El presente trabajo nos muestra una simulación analítica, que aplica el balance de materia para realizar un modelo representativo del comportamiento productivo del reservorio dentro de un bloque estructural en el noroeste peruano. Cabe resaltar que las estructuras geológicas del noroeste peruano son extremadamente falladas lo que ha generado que la mayoría de los reservorios sean compartimentalizados (Trujillo et al., 2018). En el balance de materiales, la declinación de presión de reservorio depende del tamaño del bloque estructural (Fullana Belda & Urquía Grande, 2009; Havlena & Odeh, 1963; Pletcher, 2002; Sills, 1996). Además, se realiza un ajuste histórico y predicciones para perforación de pozos y proyecto de recuperación secundaria con el objetivo de optimizar los volúmenes recuperables y la rentabilidad. Los factores de recobro (FR) son diferentes en su mayoría para cada bloque estructural y depende de la heterogeneidad, la depositación, la estratigrafía y la estructura del reservorio como también las saturaciones, permeabilidades relativas, presión capilar y presencia de contacto agua-petróleo (CAP) y/o contacto gas-petróleo (CGP).

El objetivo es realizar simulación analítica para representar el reservorio y realizar predicciones para el desarrollo óptimo del bloque estructural que incluye perforación infill y recuperación secundaria.

Área de Estudio

El bloque estructural se ubica al noroeste del lote IV y cuenta con 11 pozos productores. La producción de este campo inició en noviembre de 1952 con la perforación del pozo 4505. Se realizó un proyecto de inyección de agua de formación en un arreglo periférico con el

pozo inyector 4519, desde enero 1957 hasta agosto 1962 llegando a un acumulado de inyección de 0,414 millones de barriles de agua (MMBWi). Actualmente el bloque estructural tiene un acumulado de 1,07 millones de barriles de petróleo (MMBO), 0,613 millones de barriles de agua (MMBW), 564,8 millones de pies cúbicos (MMPC) de gas; y la producción actual es de 42 barriles de petróleo por día (BPPD), 24 barriles de agua por día (BAPD) y 22,2 miles de pies cúbicos por día (MPCD) (Figura 1). La Figura 1 muestra el histórico de producción del bloque estructural donde

la curva verde se refiere al petróleo producido, la curva azul al agua producida y la curva roja al gas producido. El petróleo original en sitio (POES) estimado es 11 MMBO con un FR actual de 10 %. En la Figura 2 se muestra la columna estratigráfica representativa del Lote IV, donde se observan los reservorios principales desde el más profundo representados por la formación Mesa, Basal Salinas, San Cristobal, Mogollón, Palegreda, Pariñas Inferior, Pariñas y Areniscas Talara (en puntos verdes).

Figura 1. Producción histórica del bloque estructural.

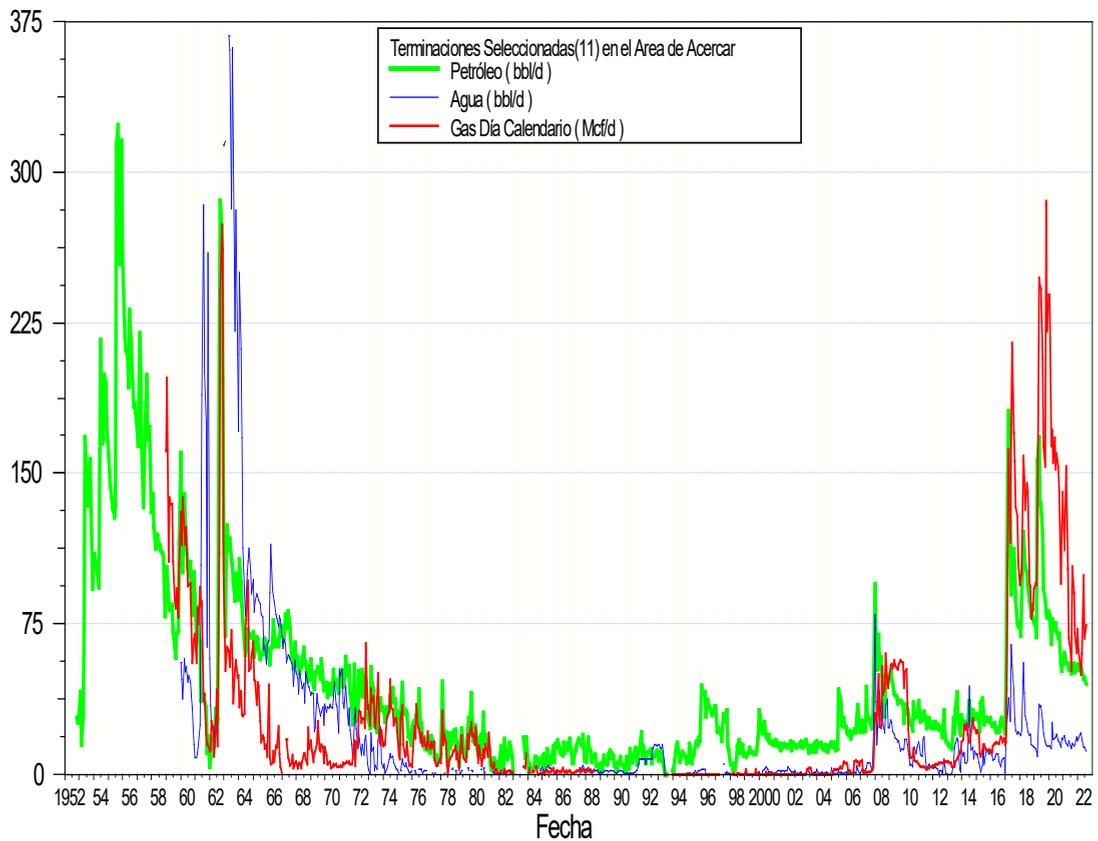
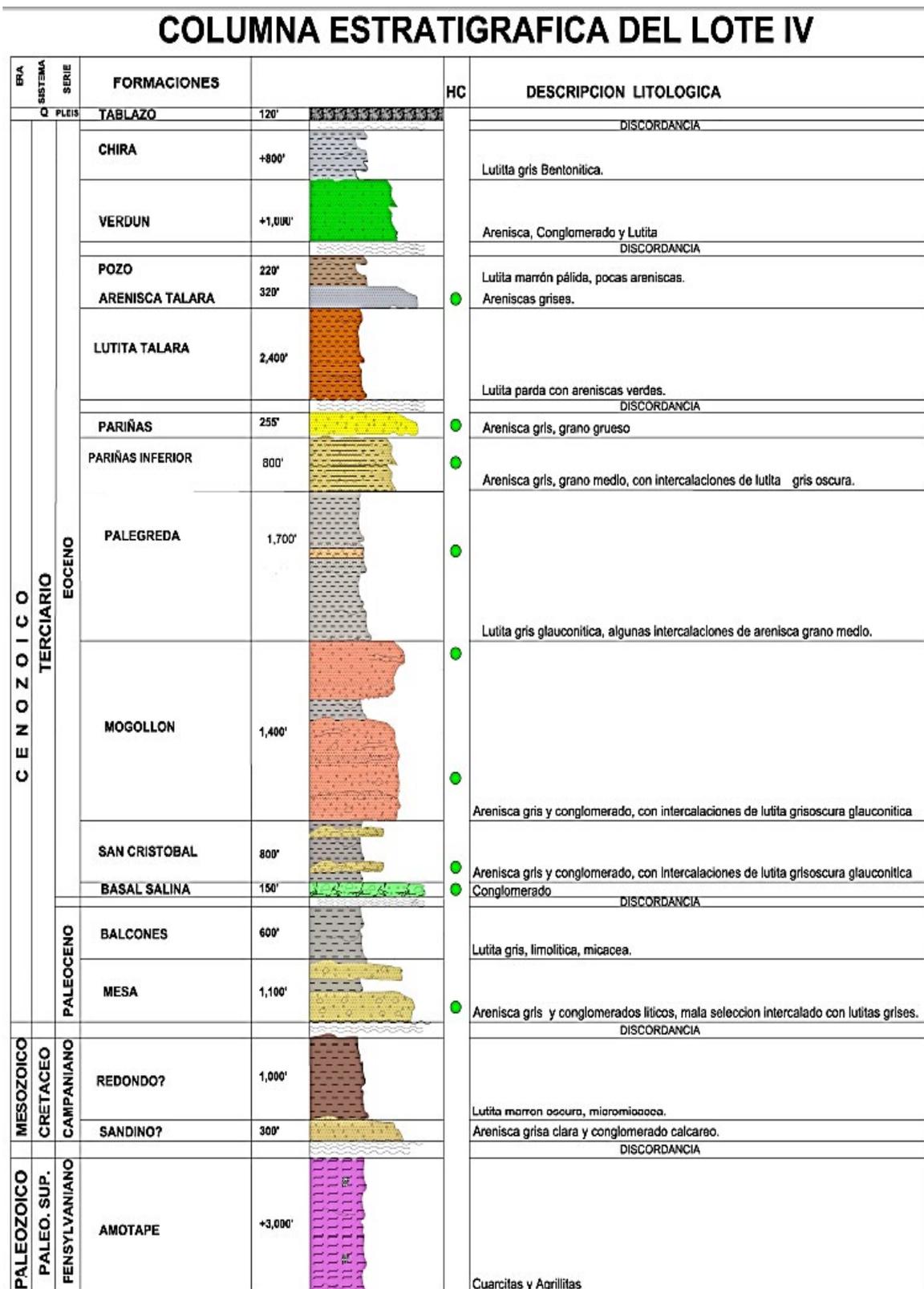


Figura 2. Columna estratigráfica compuesta del Lote IV - Zona "A".



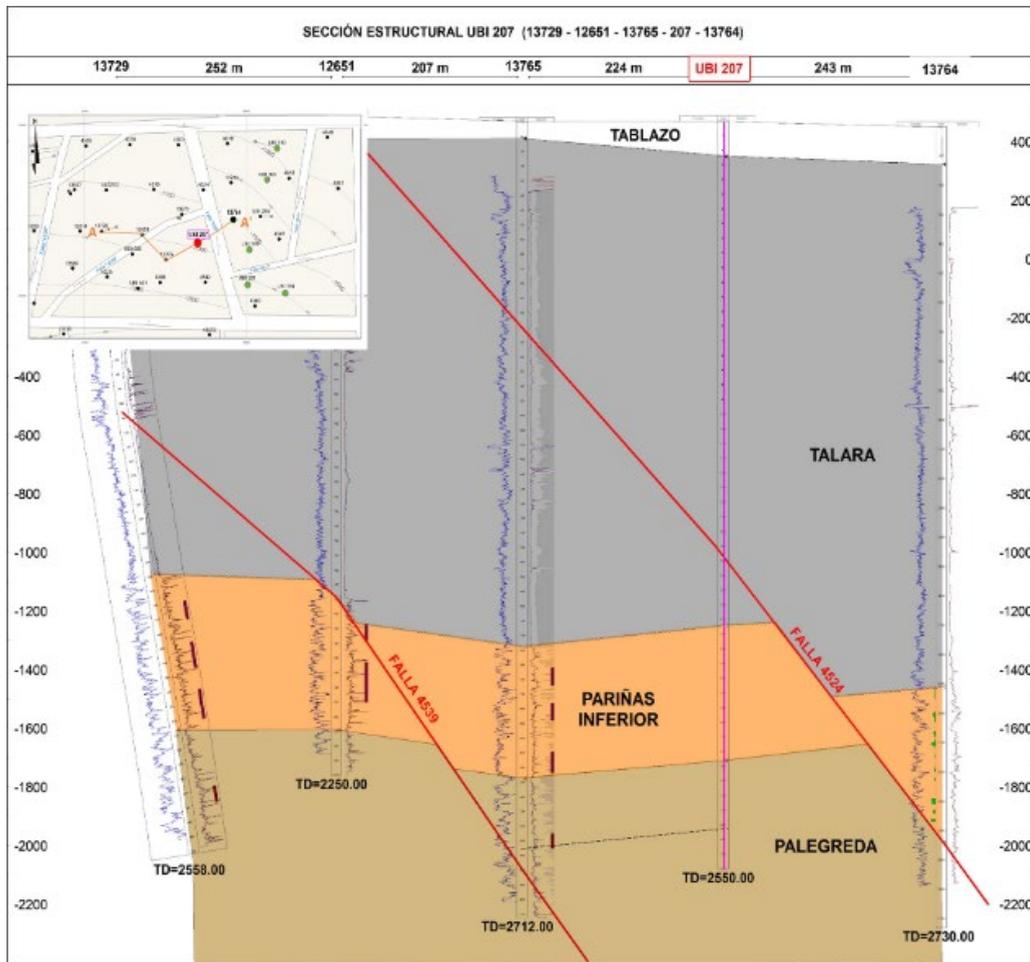
Fuente: Hajar (2022).

La formación objetivo del estudio es Pariñas Inferior cuya distribución de facies está representada por un periodo regresivo, definiendo depósitos intercalados de areniscas de grano fino a medio y lutitas gris claro, hacia el oeste se tiene dominio marino dando lugar al ciclo Palegreda.

eléctricos adicionando los pozos perforados de las últimas campañas de perforación 2020 - 2021 (Figura 3a), para lo cual el mapa se actualizó, tal como lo muestra la Figura 3b. La estructura está limitada al sur con la falla “4529”, al oeste con la falla “4539”, al este con la falla “4524” y al norte con la falla “4538”.

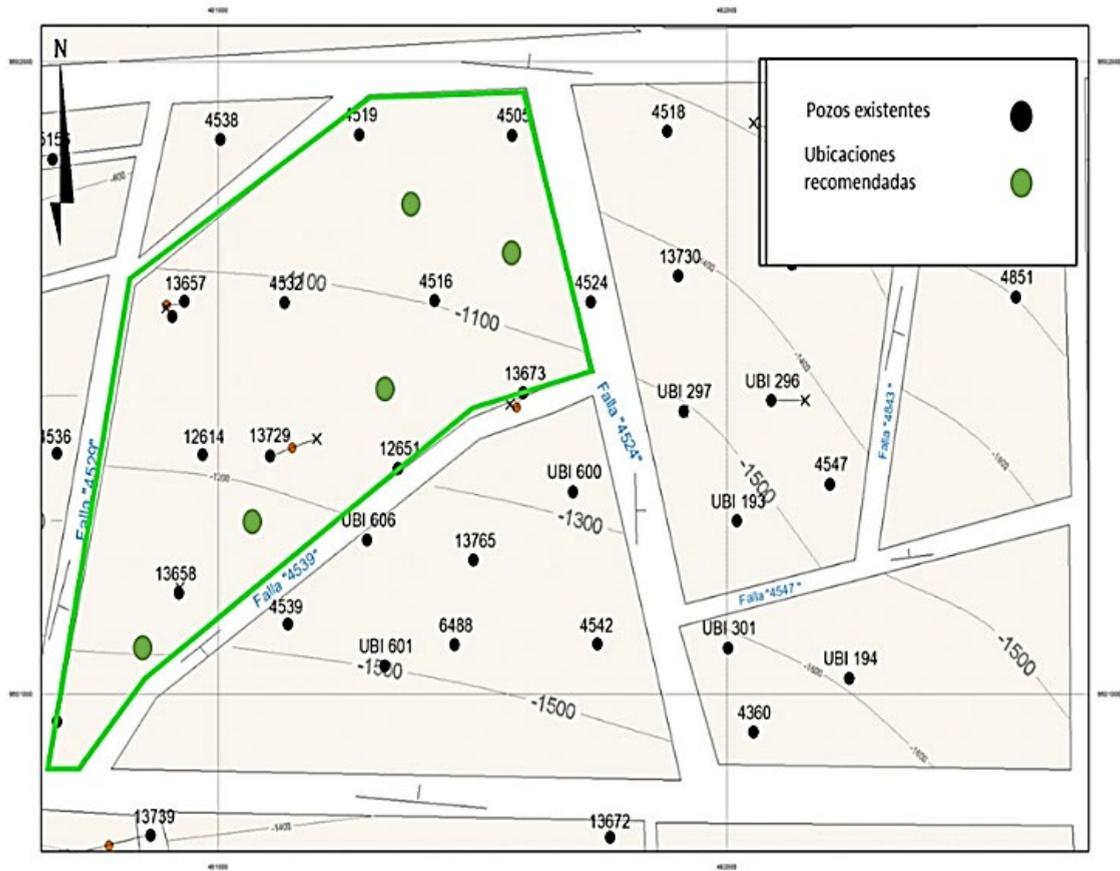
Se han realizado secciones estructurales con los puntos de control de los pozos antiguos con registros

Figura 3a. Ejemplo de una sección estructural de la formación Pariñas Inferior.



Fuente: Hajar (2022).

Figura 3b. Mapa Estructural al tope de la formación Pariñas Inferior.



Fuente: Hajar (2022).

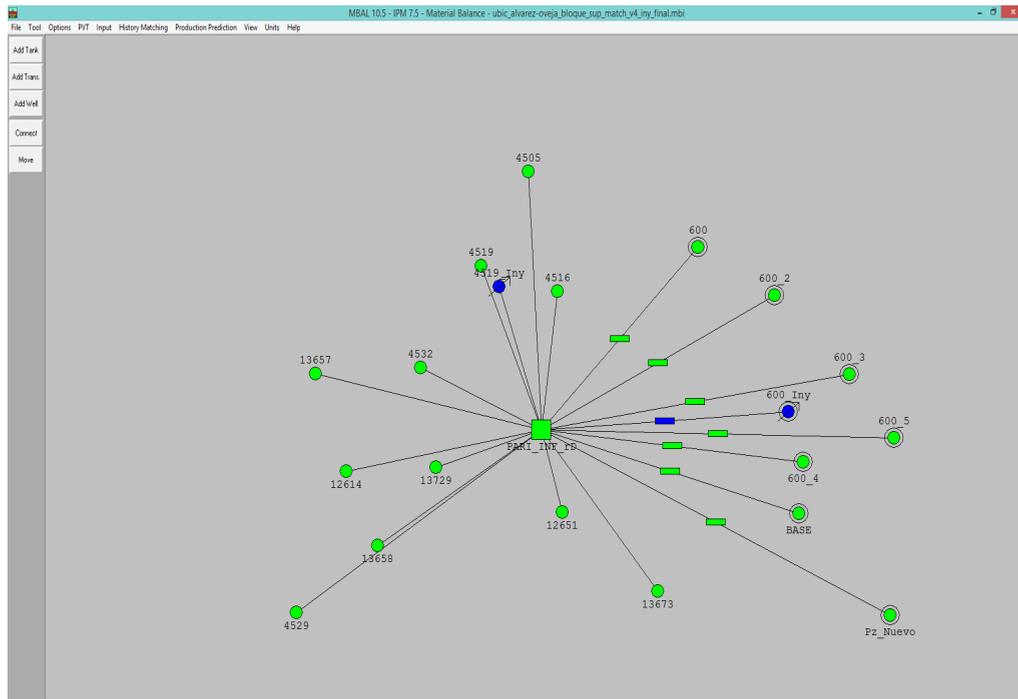
Metodología

El objetivo de la aplicación de esta metodología es proponer la cantidad de pozos infill con menor incertidumbre que sean rentables y puedan incrementar al máximo el factor de recobro, como también proponer un proyecto de inyección de agua para el mantenimiento de presión y obtener un factor de recobro adicional.

La metodología se basa en el balance de materia (BM) que usa un modelo conceptual del reservorio tipo “tanque” para predecir el comportamiento del reservorio basado en la producción de fluido de reservorios e inyección de agua o gas. La simulación analítica usa el BM y sus interacciones en el software MBAL.

El software MBAL permite realizar análisis de yacimientos adimensionales durante toda la vida útil del campo, ya sea en las primeras etapas de la vida cuando hay datos limitados disponibles, o incluso en campos maduros donde existe más certeza. MBAL se puede utilizar para describir cualquier fluido de hidrocarburos utilizando aceite negro o descripciones compositivas en escenarios donde se producen variaciones en PVT con la profundidad. Además, *los yacimientos compartimentalizados con fallas de sellado parcial*, o fallas activadas por presión, se pueden modelar y comparar el historial mediante la creación de modelos de tanques múltiples con transmisibilidades (Figura 4).

Figura 4. Modelo por pozo usado en el software MBAL para el estudio.



Este estudio se basa en generar un modelo con la información del reservorio aplicando ingeniería inversa para determinar el comportamiento productivo del bloque estructural, partiendo del POES volumétrico con una diferencia de $\pm 5\%$ que el BM.

El modelo de simulación analítica usa las ecuaciones del balance de materia en este caso para reservorios con empuje de gas en solución o subsaturado, y ecuaciones de un reservorio de gas en solución con capa de gas $m=0$ e influjo de agua despreciable $We=0$ (Ecuación 1, Ecuación 2, Ecuación 3, Ecuación 4). La ecuación de Balance de materia en este caso se reduce como sigue:

Ecuación 1

$$N_p B_o = N B_{oi} \left(\frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi}} + \frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wc}} \Delta p \right)$$

La compresibilidad del petróleo se puede expresar como:

Ecuación 2

$$c_o = \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi} \Delta p}$$

La EBM se puede escribir como:

Ecuación 3

$$N_p B_o = N B_{oi} \left(\frac{c_o S_o + c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wc}} \Delta p \right)$$

Finalmente:

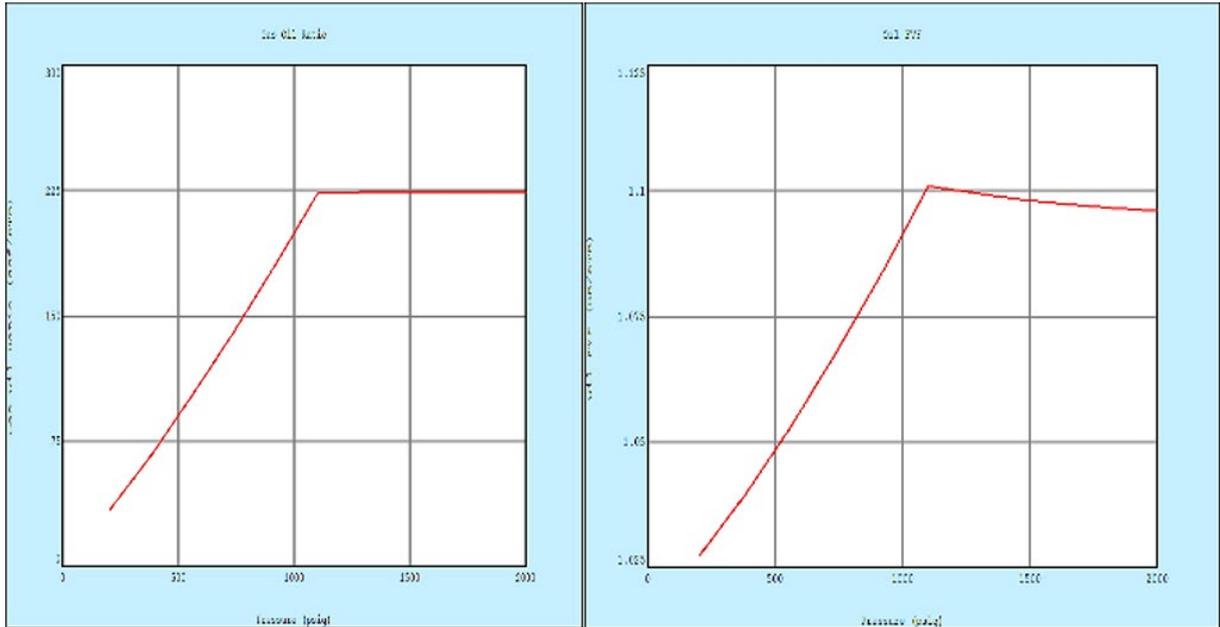
Ecuación 4

$$N_p B_o = N B_{oi} C_e \Delta p$$

El proceso es como un modelo de simulación numérica, y este se desarrolla en tres secciones:

- Input data, donde se ingresa la información disponible y estimada del reservorio como análisis presión-volumen-temperatura (PVT), curvas de permeabilidades relativas k_{ro} (permeabilidad relativa del petróleo), k_{rg} (permeabilidad relativa del gas) y k_{rw} (permeabilidad relativa del agua), presiones históricas, etc. Se usaron correlaciones de PVT con la correlación de Standing, los resultados de P_b , R_{si} , B_o y viscosidad, cambian para los diferentes $^\circ\text{API}$ (Figura 5).

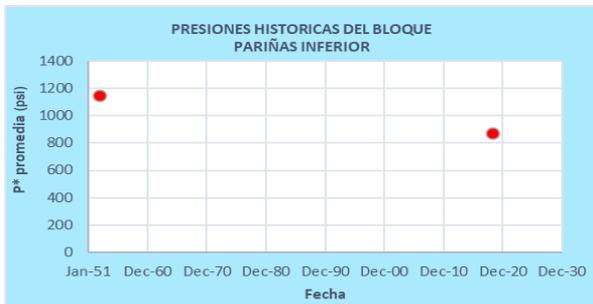
Figura 5. Rs y Bo del PVT por correlación.



- Ajuste histórico de regresiones y corridas con las permeabilidades relativas e IPRs para encontrar automáticamente el mejor ajuste matemático para un modelo dado, con un POES volumétrico como punto de partida; ajuste de la presión con las presiones históricas del bloque estructural. Las presiones de reservorios obtenidas fueron las presiones iniciales y actuales con los Mini Fall off Test (MFT). Estas pruebas fueron posibles en las etapas de completación de los pozos nuevos, antes del fracturamiento hidráulico (Figura 6):
- Caso base de los 11 pozos existentes
- Caso base + n pozos, predicciones de hasta 5 pozos para perforación infill
- Caso base + n pozos productores + n pozos inyectores.

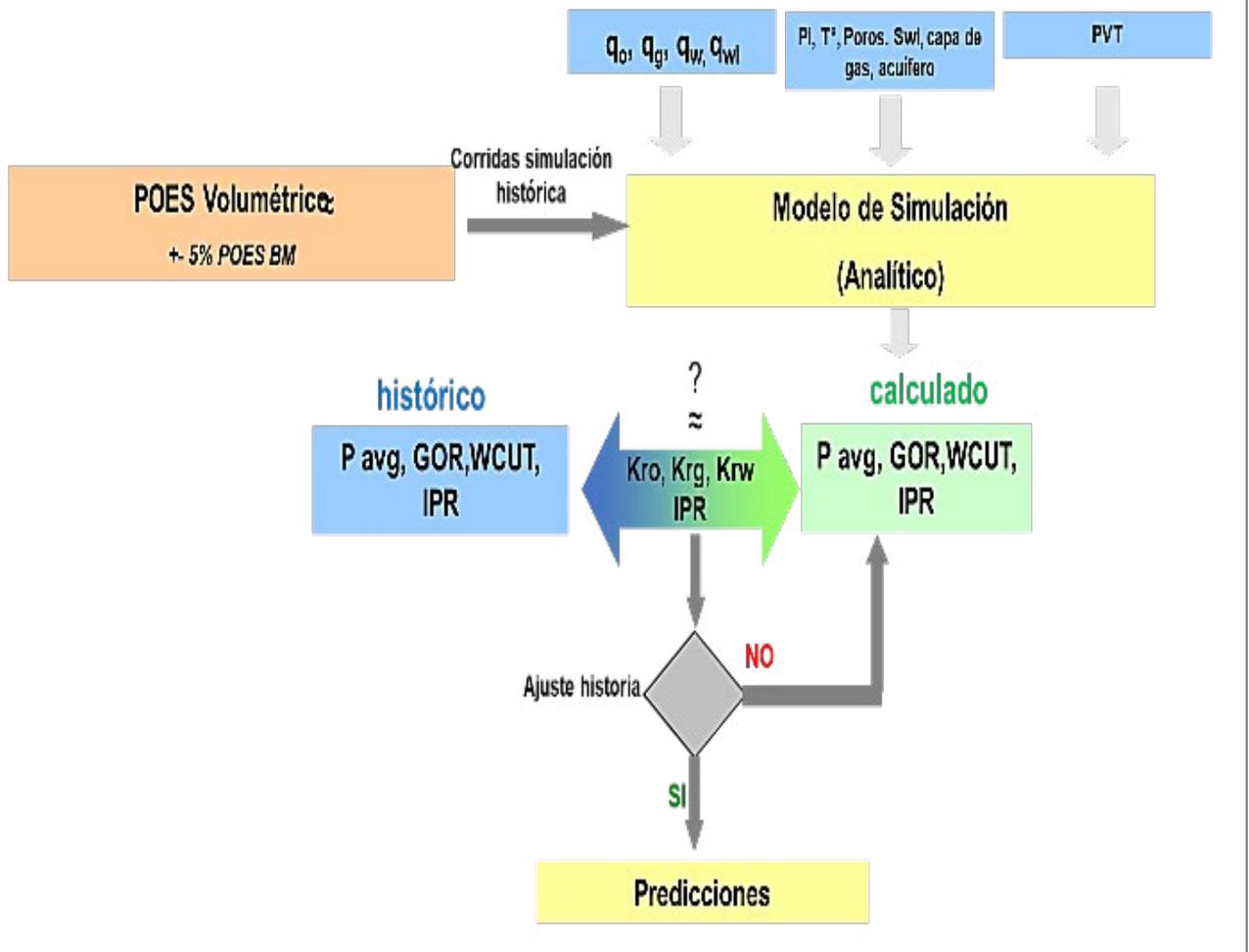
Luego de tener los resultados de las predicciones de producción, se realizan las respectivas evaluaciones económicas para definir la cantidad de reservas mínima por pozo dentro del bloque estructural. Con el cotejo producción-rentabilidad se define la cantidad de pozos a perforar y se realizan predicciones para un proyecto de recuperación secundaria. En la Figura 7 se muestra el proceso de la simulación analítica con balance de materia, este inicia como punto de referencia el POES volumétrico calculado por el geólogo de acuerdo al área y propiedades de roca y fluido, en paralelo se realiza el modelo en el software MBAL con la información de producción y presiones históricas, PVT y petrofísica, como también las IPRs de los 11 pozos productores, luego este modelo en función de los datos de permeabilidades relativas se ajusta para obtener un POES por balance de materia $\pm 5\%$ del POES volumétrico, asegurándose el ajuste de la producción y presiones históricas con las calculadas por el balance de materia.

Figura 6. Histórico de presión promedio de reservorio.



- Predicción de la producción: el modelo queda definido después del ajuste histórico por lo que la predicción de producción se la realiza para los siguientes casos:

Figura 7. Diagrama de procesos de la simulación analítica.



Finalmente, se aplica una evaluación económica por pozo, con los ingresos del incremento de producción con el precio de crudo de 68 - 84 US\$/bl (con incremento progresivo con el tiempo) y del gas ya que el bloque tiene contrato de comercialización del gas asociado, descontando las regalías al gobierno de aproximadamente del 50 %, un costo operativo anual promedio de 19,11 US\$/año, la fecha de contrato es hasta abril del año 2045; la inversión de perforación

es de 600 mil dólares por pozo y la de conversión a inyector es de unos 50 mil dólares. El objetivo de esta evaluación económica es asegurar la rentabilidad de los pozos que alcanzan acumulados por encima del punto de equilibrio en este caso producción acumulada mayor de los 46 MBO. En la Tabla 1 se indican los parámetros económicos usados para el análisis:

Tabla 1. Parámetros económicos e Inversión actuales para la evaluación económica.

Parámetros económicos	
- Precio de crudo variable (US\$/bl -canasta)	68 - 84
- Regalías petróleo (%)	45 - 50
- Precio flat del gas (US\$/MPC)	1.44
- Regalía gas (%)	Regalías Crudo – 40 %
- Inversión - Perforación (Total millones de dólares)	600
- Inversión conversión a Inyector (Total millones de dólares)	50

Fuente: Información financiera para evaluación de proyectos de perforación de la empresa operadora y del contrato de licencia del bloque petrolífero

Resultados

El ajuste histórico se realizó con sensibilizaciones de permeabilidades relativas con los siguientes parámetros (Tabla 2). Se efectuó un proceso de prueba y error con el objetivo de tener el mejor ajuste de producción:

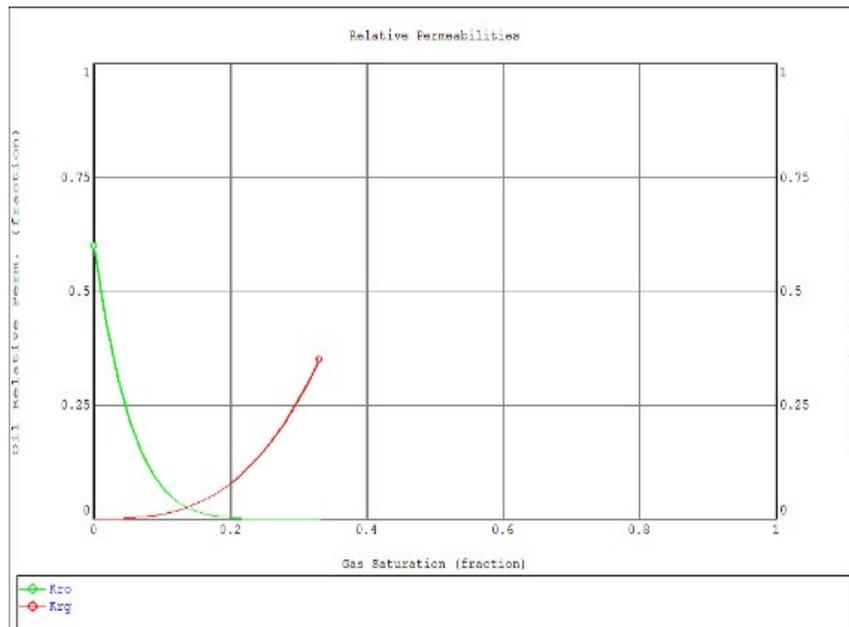
Tabla 2. Endpoints de las permeabilidades relativas usadas para el ajuste histórico.

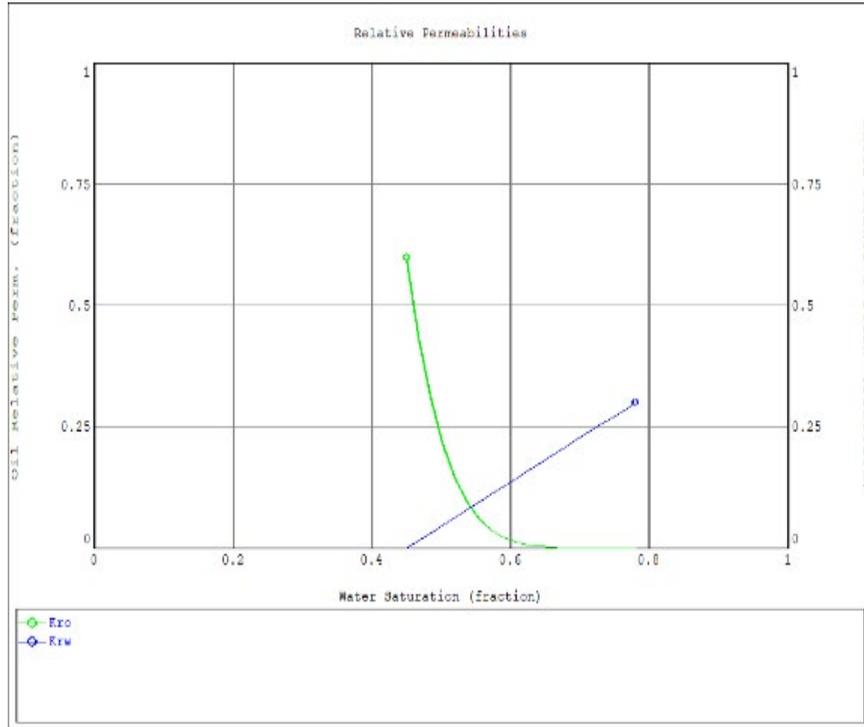
	Saturación residual fracción	Fracción End point	Exponente
Krw	0,45	0,2	1,2
Kro	0,22	0,6	6
Krg	0,001	0,13	2,2

Fuente: Información de correlaciones de Corey usadas para la formación Pariñas Inferior

Las curvas de Corey finales con los que se lograron los ajustes de la producción y presiones históricas están representadas en la Figura 8:

Figura 8. Curvas de Corey “Kro vs Krw” y “Kro vs Krg” usadas en el modelo.

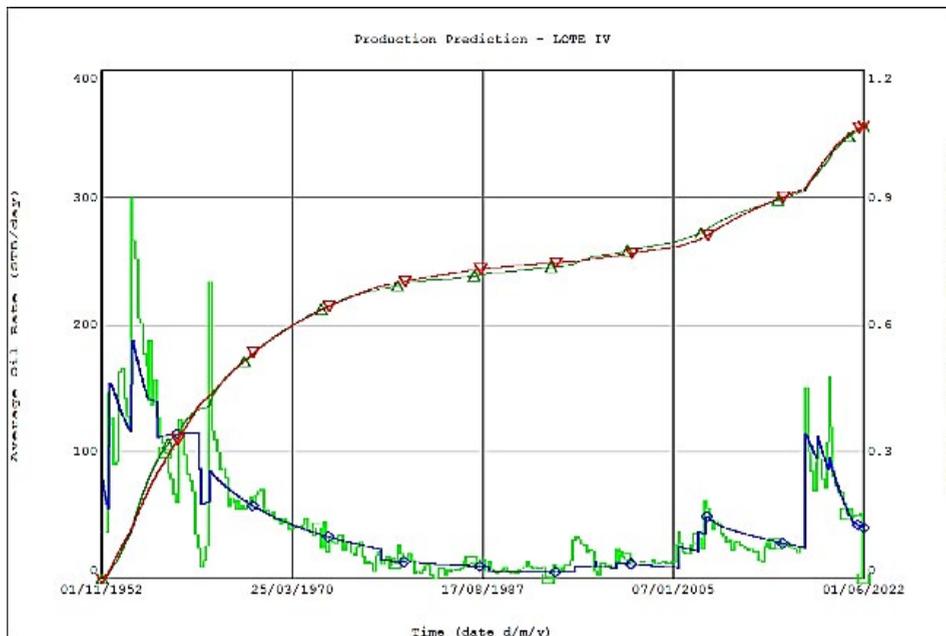




Se logró un ajuste histórico de producción de petróleo y el acumulado con una diferencia de menos del 5 %, tal y como se muestra en la Figura 9, donde la curva verde es la producción de petróleo histórica y ajusta

con la curva azul que es la calculada por el modelo analítico, este ajuste también se ve reflejado en la producción acumulada de color naranja y calculada en verde oscuro.

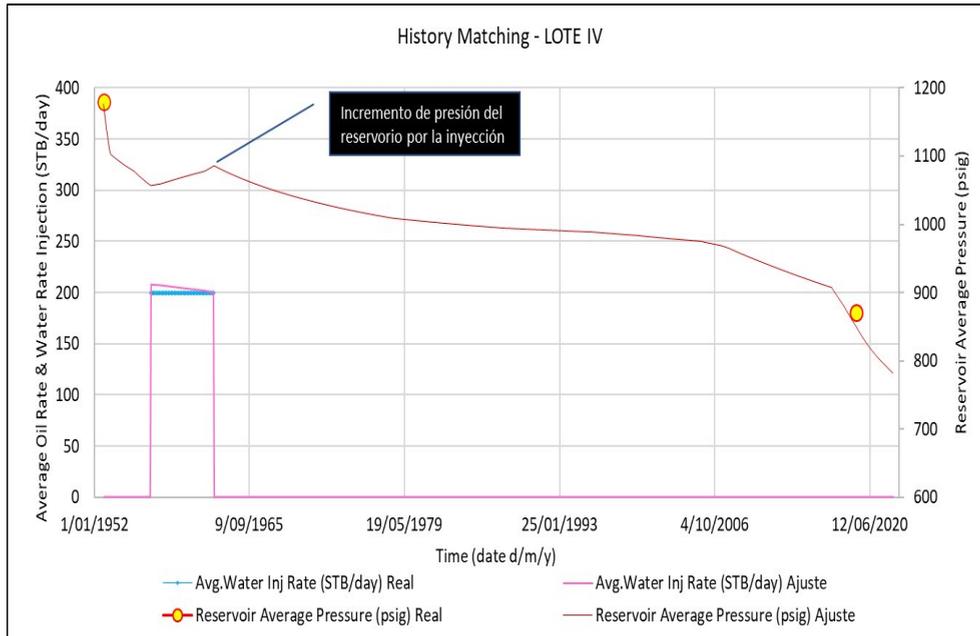
Figura 9. Ajuste histórico de producción de petróleo y su acumulado.



En la Figura 10, se observan el ajuste de las presiones históricas que son representadas por los puntos amarillos y la curva roja es la calculada por la simulación

analítica, también se logró ajustar la inyección de agua histórica de color celeste y la ajustada por el modelo de color magenta.

Figura 10. Ajuste presiones e inyección.



Luego del ajuste histórico de producción, se modelan los escenarios planteados dando como resultado lo siguiente:

- Caso Base: Se modela el caso base de la producción de petróleo, agua y gas como también de las

presiones históricas, para tener de referencia los incrementales que se obtendrán al incluir pozos para perforación en el mismo bloque (Figura 11a y Figura 11b):

Figura 11a. Caso Base: Producción de Petróleo y Pr.

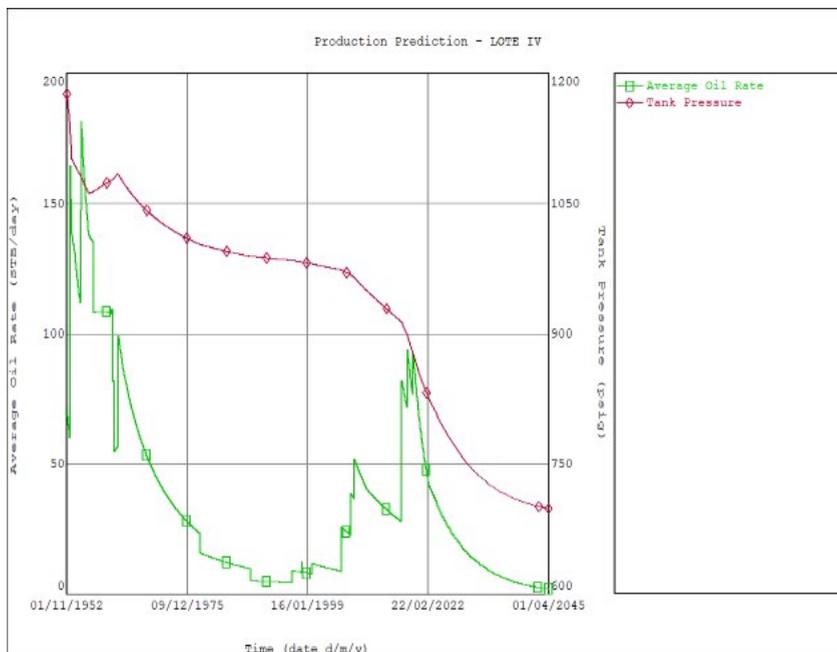
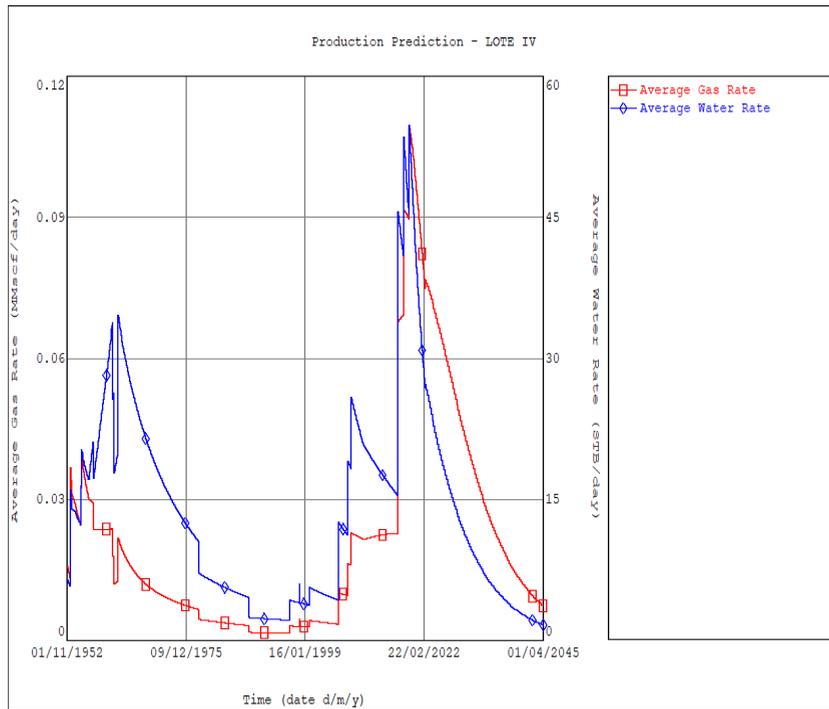


Figura 11b. Caso Base: Producción de agua y gas.



- Luego se realizaron varias sensibilizaciones con la perforación de 1, 2, 3, 4 y 5 pozos, obteniendo un mejor incremental de hasta 153 MBO con la perforación de 3 pozos, la perforación del cuarto

y quinto pozo nos da incrementales muy bajos de 159MBO y 161MBO respectivamente Figura 12 y Figura 13.

Figura 12. Predicciones de curva Base + perforación de 3 pozos.

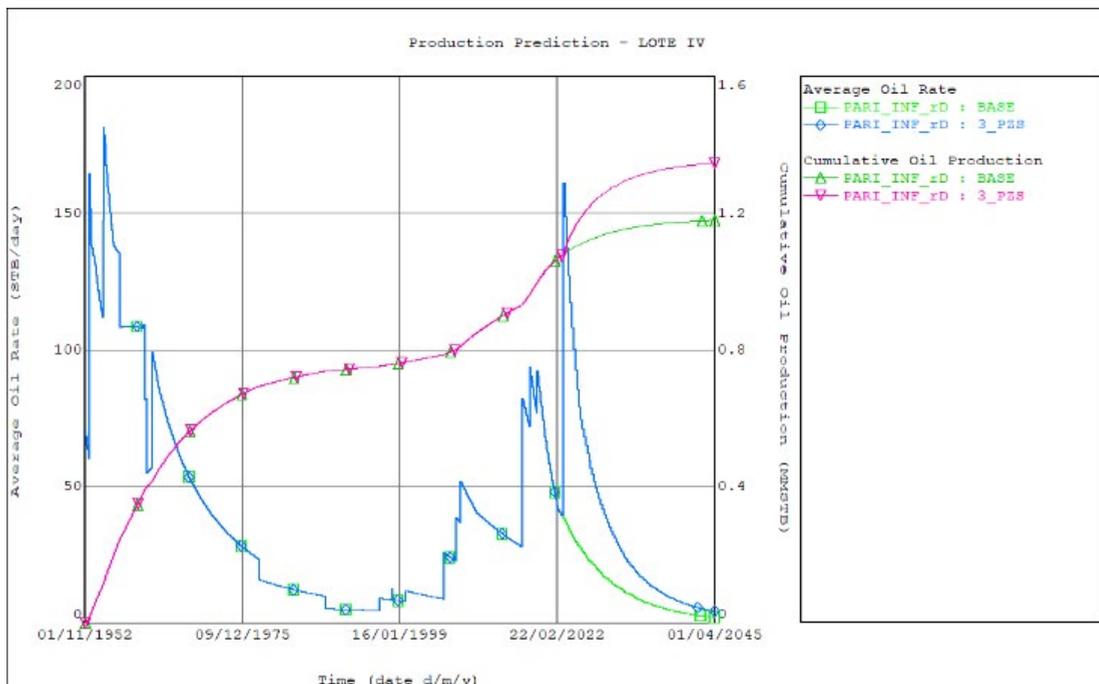
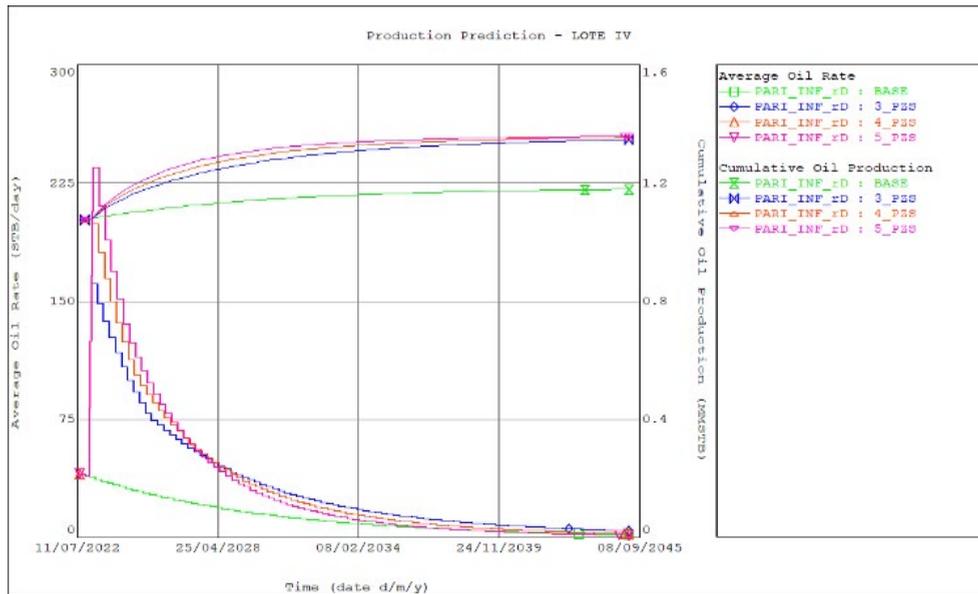


Figura 13. Predicciones Base e incrementales de perforación de 3, 4 y 5 pozos.



En el escenario de perforación de 3 pozos, se obtienen unas reservas por pozo de 52 MBO cada pozo (encima del punto de equilibrio 46 MBO) con una inversión de 1,8 alcanzando una rentabilidad de 2,24 millones de dólares, siendo la mejor rentabilidad que perforar el cuarto o quinto pozo (Figura 14 y Figura 15). La Figura 14 muestra una comparación de la producción por pozo (barra verde claro), petróleo acumulado por pozo (barra verde oscuro) y el VAN (barra azul). En el escenario de perforación de 3 pozos, se obtienen unas reservas por pozo de 52 MBO cada pozo (encima del punto de equilibrio 46 MBO) con una inversión de 1,8 millones de dólares, alcanzando una rentabilidad de 2,24 millones de dólares, siendo alternativa con la mejor rentabilidad. Por otro lado, perforar el cuarto o quinto pozo resulta en un VAN negativo. La Figura 15 muestra una comparación de la inversión (barra roja) y del VAN (barra azul) donde la menor inversión de 1,803 millones de dólares y mayor VAN de 2,243 millones de dólares se obtiene con la perforación de 3 pozos, en contraste con la perforación de 4 o 5 pozos la inversión incrementaría a 2,404 y 3,005 millones de dólares respectivamente reduciendo el VAN a 1,925 y 1,399 millones de dólares, esto debido al pobre incremental obtenido con la perforación del 4to y 5to pozo.

Figura 14. Comparación de la evaluación económica en función de las reservas distribuidas por pozo.

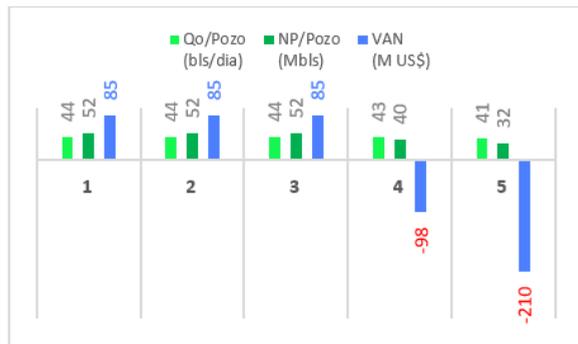
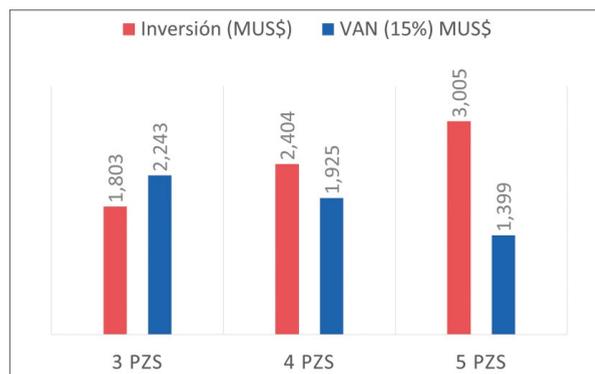


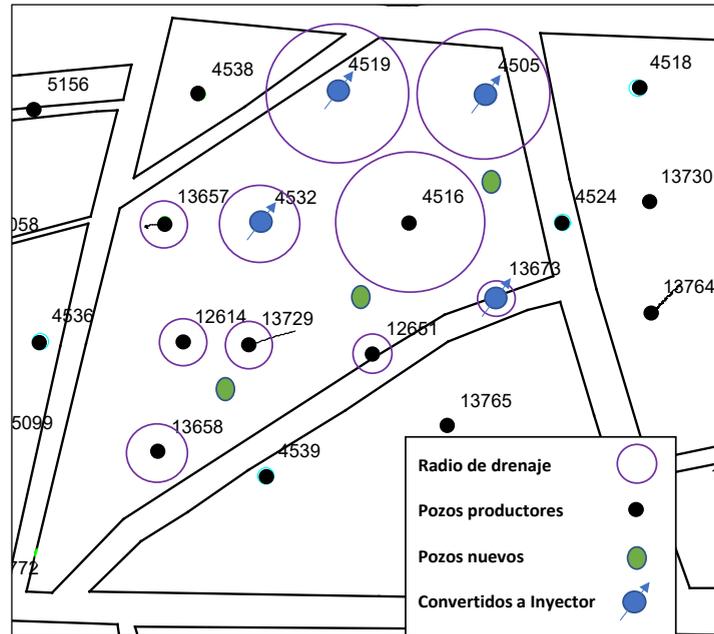
Figura 15. Inversión, VAN y TIR por proyecto de perforación de 3, 4 y 5 pozos.



La Figura 16 muestra el mapa final de las ubicaciones de los 3 pozos nuevos, los pozos actuales con sus respectivos radios de drenaje

como también la propuesta de conversión de 4 pozos de productores a inyector:

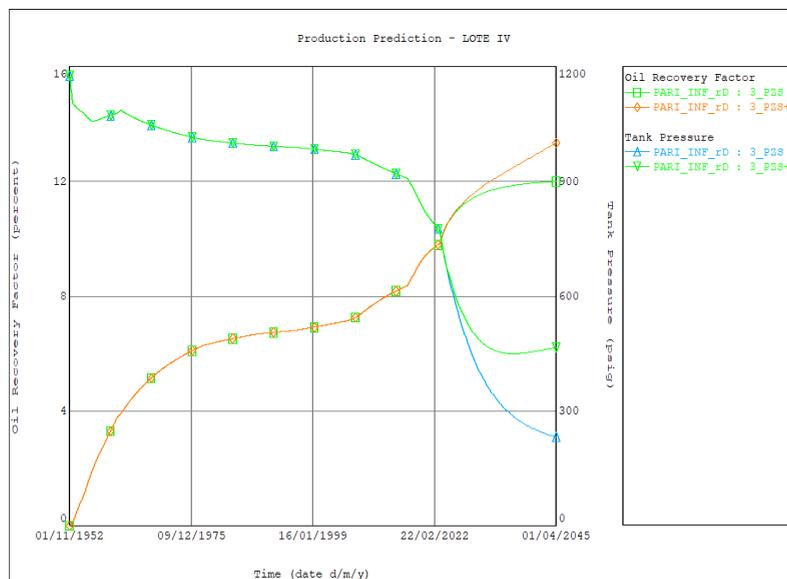
Figura 16. Mapa de ubicación de pozos, radios de drenaje y conversión de pozos productores a inyector.



En el escenario de la perforación de 3 pozos se adiciona un proyecto de inyección de agua, tomando como precedente el proyecto piloto de inyección de agua

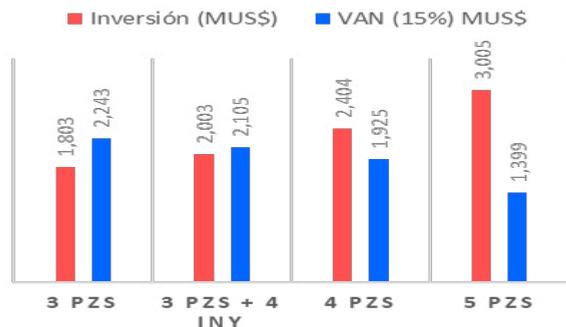
entre los años 1957 a 1962. Para este caso se consideró la inyección con la conversión de 4 pozos productores a inyector (Figura 17):

Figura 17. Predicciones de presión de reservorio y FR: perforación de 3 pozos + Inyección.



En un proyecto de recuperación secundaria se obtienen un total reservas incrementales de 147 MBO con una inversión de 2 millones de dólares, alcanzando una rentabilidad de 2,105 millones de dólares, siendo la mejor rentabilidad que perforar el cuarto o quinto pozo (Figura 18):

Figura 18. Inversión, VAN y TIR por proyectos de perforación e inyección.



Discusión

La simulación analítica con balance de materia aplicada en este estudio, demuestra ser una buena herramienta para representar el reservorio, realiza predicciones para el desarrollo óptimo del bloque estructural y permite tomar mejores decisiones para asegurar la rentabilidad en perforación Infill y/o de recuperación secundaria.

La simulación analítica se ajusta para cualquier reservorio compartimentalizado y se ha observado que:

- La mayoría de los bloques compartimentalizados en el noreste peruano tienen menos de 20 pozos productores.
- El reservorio que tiene un acumulado que supera un factor de recobro del 5 % la presión del reservorio declinaría por debajo de la Pb, la liberación del gas representa mejor el comportamiento del reservorio y el ajuste en permeabilidades relativas según la metodología.

La visualización de este tipo de reservorios compartimentalizados representados como “tanques” en un balance de materia, es la más adecuada para entender el reservorio y desarrollar con mayor certidumbre proyectos de perforación Infill y recuperación secundaria. La versatilidad de estos modelos analíticos nos permite realizar comparativos entre perforación de pozos adicionales y de un proyecto de recuperación secundaria.

Con las predicciones realizadas en el modelo analítico nos da seguridad de perforar solo 3 pozos infill en este bloque estructural y que son rentables con una inversión total de 1,8 millones de dólares para obtener un VAN de 2,2 millones de dólares, perforar más pozos la rentabilidad disminuye.

Adicionalmente, al ser reservorios volumétricos vimos la necesidad de evaluar un proyecto de inyección de agua con la conversión de 4 pozos productores a inyectoros logrando el mantenimiento de presión una inversión total de 2,003 millones de dólares (incluye perforación de 3 pozos Infill y la conversión de 4 pozos productores a inyectoros) sin embargo tenemos una rentabilidad total de 2,105 millones de dólares.

Conclusiones

Se realizó un modelo de simulación analítica que representa muy bien al reservorio con un ajuste historia menor del 5 % como también las predicciones del caso base, de perforación infill y para un proyecto de inyección de agua.

Se recomienda perforar solo 3 pozos Infill que alcanzan acumulados de hasta 52 MBO por pozo dando una rentabilidad de 2,200 millones de dólares y recupera en conjunto un factor de recobro incremental de 1,4 %.

Si perforamos los 3 pozos y adicionamos un proyecto de inyección de agua con la conversión de 4 pozos productores a inyectoros, logramos el mantenimiento de presión y obtenemos un Factor de recobro adicional de 1,1 %, que sumando a los 1,4 % de los 3 pozos, el FR incremental total asciende a los 2,5 %.

Referencias

- Basuni, M. N. (2018). Successful Infill Drilling in Raja Field Causes Ten-Fold Increase in Production. *Indonesian Petroleum Association*, 277-193. <https://doi.org/10.29118/ipa.1322.277.293>
- Craft, B. C., Hawkins, M. F., & Terry, R. E. (1959). *Applied Reservoir Engineering*. Prentice Hall, Upper Saddle River.
- Dake, L. P. (1983). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elseiver.

- Donohue, J. M., Houck, E. C., & Myers, R. H. (1995). Simulation Designs for the Estimation of Quadratic Response Surface Gradients in the Presence of Model Misspecification. *Management Science*, 41(2). <https://doi.org/10.1287/mnsc.41.2.244>
- Driscoll, V. J. (1974). Recovery optimization through infill drilling - Concepts, analysis, and field results. *Proceedings Of Fall Meeting Of The Society Of Petroleum Engineers Of AIME*. 1974. <https://doi.org/10.2523/4977-ms>
- Erazo-Bone, R., Escobar-Segovia, K., Arcentales-Bastidas, D., Vargas-Gutiérrez, X., Arreaga-Arévalo, Á., & Román-Aguilar, A. (2019). Optimization of the drilling parameters in low angle wells by the application of statistical analysis. *Proceedings of the LACCEI International Multi-Conference for Engineering, Education and Technology, 2019-July*. <https://doi.org/10.18687/LACCEI2019.1.1.78>
- Fullana Belda, C., & Urquía Grande, E. (2009). Los modelos de simulación: una herramienta multidisciplinar de investigación. *Encuentros Multidisciplinares*, 11(32), 37-48.
- Gould, T. L., & Sam Sarem, A. M. (1989). Infill drilling for incremental recovery. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 41(3), 229–237. <https://doi.org/10.2118/18941-pa>
- Havlena, D., & Odeh, A. S. (1963). The Material Balance as an Equation of a Straight Line. *Journal of Petroleum Technology*, 15(08), 896–900. <https://doi.org/10.2118/559-pa>
- Hijar, M. (2022). *Petrofísica de la Formación Pariñas Inferior en el desarrollo del yacimiento Alvarez Oveja, lote IV, cuenca Talara, Piura*. [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.
- Houck, E. C., & Cooley, B. J. (1983). Experimental Strategies for the Estimation of Optimum Operating Conditions in Simulation Studies. *Winter Simulation Conference Proceedings*, 2, 403 - 404.
- Pletcher, J. L. (2002). Improvements to reservoir material-balance methods. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 5(1), 49–59. <https://doi.org/10.2118/75354-PA>
- Reviere, R. H., & Wu, C. H. (2003). An Economic Evaluation of Waterflood Infill Drilling in Nine Texas Waterflood Units. In *SPE Reprint Series* (Issue 56).
- Sills, S. R. (1996). Improved Material-Balance Regression Analysis for Waterdrive Oil and Gas Reservoirs. *SPE Reservoir Engineering*, 11(2), 127–134. <https://doi.org/10.2118/28630-pa>
- Trujillo, M., Rodriguez, E., Delgadillo, C., Claro, Y., Rojas, R., & Sandoval, J. (2018). Reduciendo la incertidumbre en la ejecución de un piloto de combustión in situ en un campo de crudo extra pesado colombiano mediante la realización de una prueba de conectividad con nitrógeno. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 16(2), 109-120. <https://doi.org/10.18273/revfue.v16n2-2018008>