

Eficiencia areal de barrido durante un recobro secundario mediante simulación numérica

Swept areal efficiency during secondary recovery using numerical simulation

Andrés Felipe Cárdenas Bejarano¹

Paul Alejandro Riveros Roa²

Sebastián Gómez Alba³

Recibido: 16 de diciembre del 2021 **Aceptado:** 13 de mayo del 2022

DOI: <https://doi.org/10.29097/23461098.335>

Resumen

En la industria petrolera, la inyección de agua es un mecanismo de recobro mejorado que busca mejorar la movilidad del crudo mediante el aumento de la energía del yacimiento, con el fin de incrementar la producción de hidrocarburos. Este método resulta eficiente cuando el barrido del área es uniforme. El objetivo principal de este trabajo es determinar el comportamiento de esta eficiencia del área de barrido en el tiempo, durante una operación de inyección de agua (recobro secundario). Para lograrlo se planteó un arreglo de inyección periférica (no convencional) en la cuenca de los llanos Orientales de Colombia. Mediante simulación numérica se plantearon diferentes situaciones, donde se variaron las cifras de caudal y presión de inyección, con ayuda del programa CMG (Computer Modelling Group). Inicialmente se representaron las condiciones actuales del campo mediante la simulación de un caso base (producción por flujo natural), para posteriormente comparar el arreglo de inyección y las posibilidades propuestas. Finalmente se determinó que la máxima eficiencia del área de barrido para el arreglo proyectado se obtiene cuando se inyecta agua a mayor caudal y con una baja presión de inyección.

Palabras clave: formación, presión, drenaje, yacimiento, acuífero.

Abstrac

In the oil industry, water injection is an enhanced recovery mechanism that aims to improve crude oil mobility by increasing reservoir energy to boost hydrocarbon production. This method is efficient when the areal sweep is uniform. The principal objective of this work is to determine the behavior of this swept areal efficiency over time during a water injection operation (secondary recovery). To this end, a peripheral injection array (non-conventional) was proposed in the Colombian Eastern plains basin. Through numerical simulation, several scenarios were considered where the flow and injection pressure figures varied, assisted by the CMG (Computer Modelling Group) software. Initially, the current field conditions were represented, simulating a base case (natural flow production) to compare the injection array and the proposed scenarios. Finally, it was determined that the maximum swept areal efficiency for the projected

¹ <https://orcid.org/0000-0003-1927-6042>, andres.cardenas3@estudiantes.uamerica.edu.co

² <https://orcid.org/0000-0002-0281-9808>, paul.riveros@estudiantes.uamerica.edu.co

³ <https://orcid.org/0000-0002-0616-2663>, sebastian.gomez2@profesores.uamerica.edu.co

array is obtained when water is injected at a higher flow rate and with low injection pressure.

Keywords: formation, pressure, drainage, reservoir, aquifer

INTRODUCCIÓN

En producción, es usada la inyección de agua como mecanismo de recuperación secundaria de petróleo con el fin de suministrarle presión al yacimiento y de esta forma generar un barrido areal al petróleo remante presente en éste, (De, Silin, & Patzek, et al 2000). Por esta razón, para el desarrollo del modelo de inyección una de las técnicas que nos permite evidenciar y predecir los comportamientos del yacimiento bajo diferentes mecanismos de producción, es mediante simulación numérica de yacimientos, que permite analizar el flujo de los fluidos para identificar una producción futura del mismo bajo una serie de escenarios potenciales. Así lo afirma Blanco et al 2006, dice que la simulación de yacimientos juega un papel importante en el planteamiento, monitoreo y evaluación del comportamiento del yacimiento y de los procesos de recuperación de petróleo, partiendo del análisis de viabilidad económica antes del inicio del proceso, la valoración y la predicción de posibles modificaciones realizadas durante la aplicación de la inyección.

Más aún, un factor influyente que delimita las operaciones de inyección de agua es la geometría y distribución de los pozos inyectoros con respecto a los productores y a los límites del yacimiento. Aunque para Lin y Reyes (2017), donde afirma que la simulación de yacimientos es una herramienta importante para el planteamiento, seguimiento y evaluación del comportamiento del yacimiento y la implementación de procesos de recuperación secundaria y terciaria, iniciando desde el análisis de viabilidad económica, la eficiencia del mecanismo de producción y los posibles eventos que se puedan presentar durante la aplicación de la inyección.

Asimismo, Ahmed et al (2010), menciona que la interconexión entre los poros del área de barrido es uno de los factores importantes para el éxito de un proyecto de inyección de agua, debido a que es necesario que el pozo inyector y el pozo productor estén conectados hidráulicamente con el fin de que el mecanismo de desplazamiento sea efectivo. De igual manera es importante destacar algunas inconsistencias que se vean en el sistema tales como condiciones de depósito, fracturas o fallas que deben ser identificadas para así determinar el espaciamiento adecuado de los pozos y la dirección del patrón de flujo más eficiente.

En ocasiones cuando el yacimiento se encuentra en profundidades someras, se evidencia una restricción sobre la presión de inyección que se aplica durante el proceso, ya que esta debe ser menor a la presión de fractura. Sin la presión de inyección supera a la presión de fractura como consecuencia se puede notar que por medio de estas fracturas el fluido inyectado puede irse por estos canales de alta permeabilidad sin barrer la zona de interés.

Es importante saber que para implementar la recuperación secundaria se deben conocer sus tres etapas, en primer lugar, está el periodo de respuesta inicial, la siguiente etapa ocurre un periodo de inclinación y finalmente sigue un periodo de declinación que consiste en la caída de la producción de petróleo, en el cual se busca aumentar el corte de agua para tener una mejor eficiencia de barrido y el decrecimiento de la saturación de petróleo remanente.

Con relación a lo anterior se conocen diferentes tipos de inyección de agua en los métodos de recuperación secundaria, como lo es la inyección periférica o tradicional la cual se caracteriza por hacer la inyección de agua cerca del contacto agua-aceite por medio del acuífero activo teniendo presente la zona de petróleo, cabe resaltar que este método de recuperación no requiere de perforar más pozos y tiene una alta recuperación de petróleo con poca producción de agua. Otro método es la inyección dispersa o en arreglos en la cual se inyecta el agua en la zona de petróleo, y se hace una distribución de los pozos inyectoros entre los pozos productores para lograr tener un barrido uniforme, en este método se tiene una gran eficiencia de desplazamiento y minimización del efecto negativo de las fases heterogéneas, aunque requiere de una mayor inversión económica en comparación con el método de inyección externa.

Se conoce que los yacimientos que tienen un factor de recuperación menor de 50 a 60% es porque tienen un buen manejo en sus procesos de recuperación, aunque algunos autores consideran que el rango de recuperación después de un mecanismo secundario debería estar entre el 30 y 50%. Espinosa, C. Torres, J (2015)

Complementando lo anterior, la inyección de agua, a medida que se inyecta se distinguen dos zonas en el yacimiento. La zona no invadida que es donde se forma el banco de petróleo desplazado por el agua, y la otra zona es la invadida, conformada por el fluido que es inyectado y el petróleo remanente. Además, se busca restaurar la presión de la formación para lograr aprovechar la energía del yacimiento para obtener el mayor volumen de hidrocarburo posible, lo que quiere decir, mejorar el desplazamiento del petróleo.

En los procesos de recobro secundario cuando están en presencia de acuíferos activos, puede ocurrir que la producción de petróleo tenga un exceso de producción de agua en superficie. De presentarse este evento, la producción excesiva de agua generalmente es definida como agua indeseada. Bailey et al., (2000).

La interacción entre el agua y el petróleo también podría generar cambios de mojabilidad, ya que puede producir la liberación de petróleo o agua de la roca. A escala de los poros, la mojabilidad define las trayectorias del petróleo y la salmuera, así como la fase que cubre la superficie de la roca y las curvas de presión capilar que determinan la distribución del volumen de poros de los fluidos. Las pruebas de imbibición espontánea son un método bien conocido para evaluar la mojabilidad de la roca del yacimiento. Sin embargo, su carácter estático hace necesario considerar algunas otras mediciones para cuantificar la tendencia a la mojabilidad y el petróleo recuperado, donde los ensayos de desplazamiento en medios porosos son esenciales.

Pérez et al (2014), por otro lado, explica que, de acuerdo con una historia larga de inyección de agua con cierto patrón, el flujo inyectado tiende a reunirse contantemente en el área ya barrida, es decir que al dejar de inyectar en cada pozo durante un lapso permite que el agua inyectada sobrepase áreas aun no barridas por el patrón original, lo cual produce un incremento de aceite en consecuencia a la migración del aceite debido por el flujo cruzado.

Con esta investigación se da a conocer mediante una simulación el desarrollo de una inyección de agua en el campo objeto de estudio a partir de las condiciones actuales del mismo, para caracterizar el fluido producido. Así mismo, se seleccionó un arreglo de pozos no convencional donde se plantearon 3 escenarios de los cuales se variaron los caudales y presiones de inyección. Con esto, se logra identificar el escenario más destacado que brinda una superior eficiencia al campo y un aumento de la producción de hidrocarburo. Como lo menciona Paris de Ferrer et al (2001), es importante saber que, en las operaciones actuales, los arreglos geométricos regulares no son tan usuales, debido a que los avances de la caracterización de yacimientos y sedimentología nos permite ubicar los pozos inyectores y productores con un arreglo irregular, obteniendo como resultado una mejor área de barrido y aumentando la eficiencia con la optimización del número de los pozos.

Metodología y Datos

El campo en estudio está ubicado en la zona de los llanos orientales la cual es de tipo pericratónica y se encuentra en la región oriental de Colombia, la cual posee una extensión de aproximadamente 190.000. El área específico de estudio está ubicado en la parte central de la Cuenca y topográficamente corresponde a una región plana con una ligera inclinación hacia al occidente, principalmente su formación productora es La carbonera C7 está conformada por unas delgadas intercalaciones de arcilla, arena y limolitas. Las arenas tienen como principal característica su rigidez, presentan tonos color gris y café. Las arenas se presentan como un grano muy fino con contextura arcillosa y ocasionalmente carbonosas.

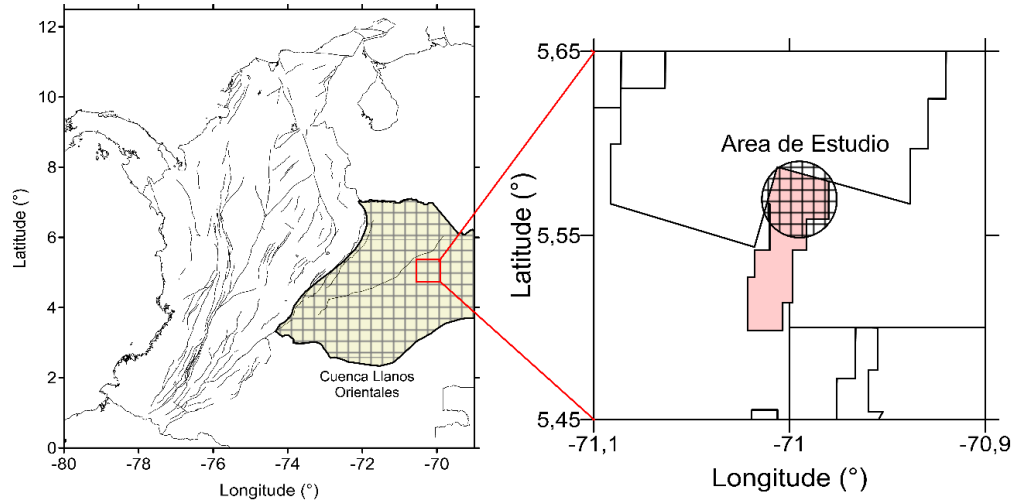
Las formaciones con contenido de arena tienen un espesor promedio que oscilan entre los 10 y los 20 pies, una de sus dificultades a la hora de analizar el sistema es que estas son difíciles de correlacionar así sean entre pozos cercanos. En la parte inferior de la formación se presentan contenidos de arcilla carbonosas cubierto por manto de carbón intercalado. Es una formación de origen fluvial, siendo el depósito de superficie de la inundación las arcillas y limolitas, y las arenas como depósitos de canal. ANH (2010).

En la figura 1 se muestra la localización de la Cuenca de los llanos Orientales de Colombia, la delimitación del campo y el área de interés. Este campo está dividido en tres secciones, siendo la sección norte el área del estudio del presente trabajo (ver panel derecho de la figura 1). La operación de este campo inició en 2009, y hasta la fecha utiliza como mecanismo primario de producción un acuífero activo, el cual suministra una presión del agua libre suficiente para mover los hidrocarburos desde el yacimiento hacia los pozos productores. La formación productora de interés es la C7. La tabla 1

muestra las propiedades petrofísicas y de fluidos del yacimiento (datos de entrada al simulador). El crudo es de densidad liviana, con 33,39° API (crudo liviano), y baja viscosidad 1,83 cP @ (176°F - 185°F).

Figura 1

Localización del campo



Nota. Figura de elaboración propia.

Tabla 1

Condiciones iniciales del yacimiento

PROPIEDADES	VALOR
Número de bloques del Grid.	95175
Área.	24x81x47
Porosidad.	900Acress.
Permeabilidad.	27%
Temperatura del reservorio.	1530 md.
Gravedad del petróleo (°API).	185,25 °F.
Presión Inicial.	33.39
Presión actual del yacimiento.	1919 psi
Presión de burbuja.	2000 psi.
Profundidad.	400 psi.
Factor volumétrico.	6286 ft.
Contacto de agua-petróleo.	1,0478 BY/BN.
Viscosidad del petróleo.	4486,9 ft.
Saturación Inicial de petróleo.	1,83 cp.
Saturación de petróleo de fractura (SOFRAC).	0,782
	0.7

Saturación de agua irreducible (SWCRIT).	0,218
Saturación residual de petróleo (SORW).	0,21
Saturación de agua connata (SWCON).	0.218
Densidad del petróleo.	0,857 g/cc.
Densidad del agua.	1
Compresibilidad de la roca.	7.29X10-6 psi-1
Corte de agua.	95%
Salinidad del agua.	3767 ppm

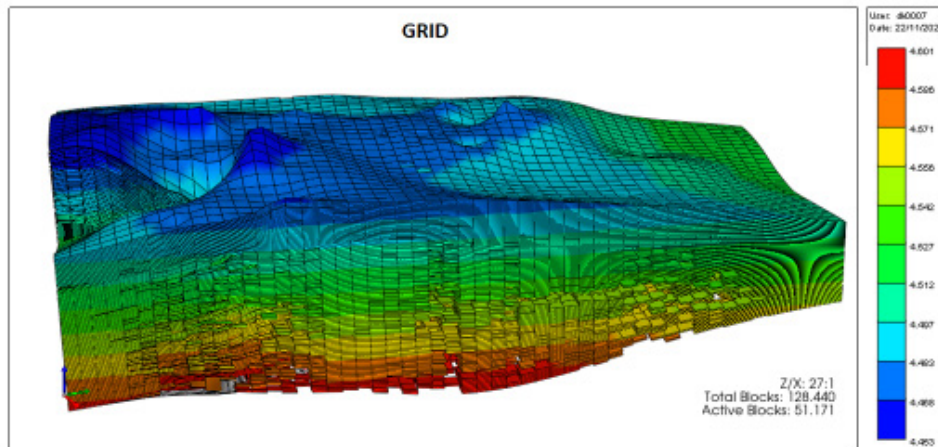
Nota. Tabla de elaboración propia.

Descripción del Modelo Estático

Para la evaluación del modelo estático se utilizó la herramienta Builder (CMG) donde se procedió a la integración del modelo geológico del yacimiento y condiciones actuales del campo (figura 2). Con esto, se identificaron las mejores zonas con capacidad de flujo en función de la distribución de propiedades como porosidad y permeabilidad, además de la distribución de saturación de hidrocarburos.

Figura 2

Delimitación 3D del campo

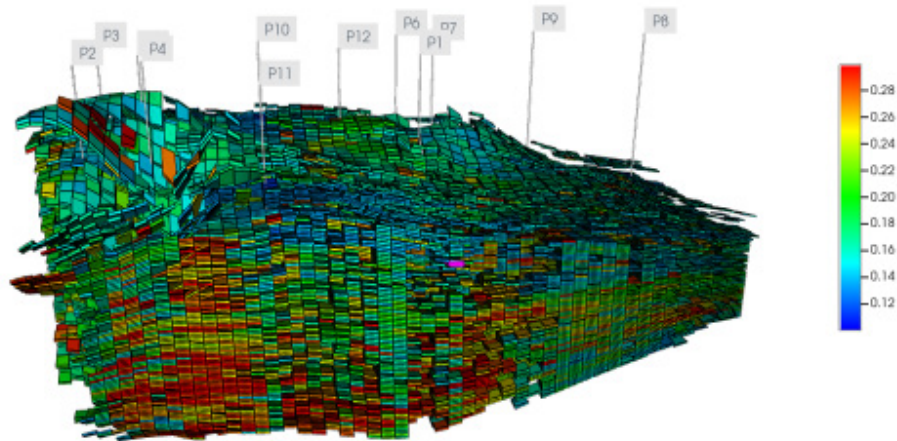


Nota. New Granada Energy convertido Rescue del simulador Petrel. Imagen extraída del simulador CMG y modificada por los autores.

En la figura 3 se muestra la distribución de porosidad del campo, la cual se encuentra en un rango entre el 23% y el 30%. El valor promedio de porosidad del yacimiento es del 27%.

Figura 3

Distribución de porosidad y localización de pozos

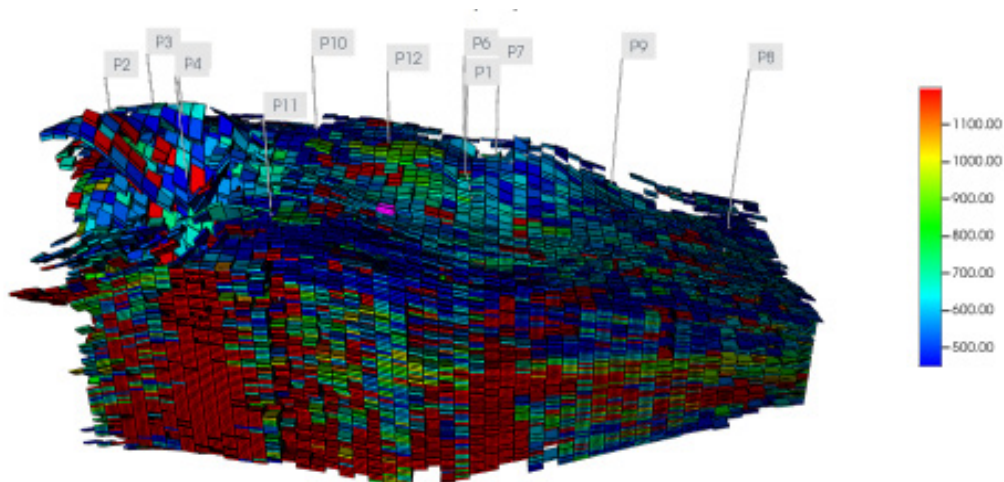


Nota. New Granada Energy convertido Rescue del simulador Petrel. Imagen extraída del simulador CMG y modificada por los autores.

La distribución de la permeabilidad (figura 4), muestra que los intervalos en los cuales se encuentra la permeabilidad están entre 300 mD y 1600 mD. Se logra identificar que la zona de estudio tiene altos contrastes en la distribución de esta propiedad, y que de manera general los altos valores se concentran en la sección izquierda de bloque. Lo anterior permite inferir que su distribución no es uniforme a lo largo del yacimiento.

Figura 4

Distribución de permeabilidad y localización de pozos.



Nota. New Granada Energy convertido Rescue del simulador Petrel. Imagen extraída del simulador CMG. Modificado por los autores.

Debido a lo anterior se procedió a evaluar la heterogeneidad vertical del yacimiento. Para ello se calculó el coeficiente de variación de permeabilidad (Vs) mediante el método de Dykstra-Parsons (1950), usando datos adquiridos de una prueba de núcleo tomado en el intervalo 4935.4 ft - 4946.3 ft (tabla 2):

$$Vs\% = \frac{V_{50\%} - V_{84,1\%}}{V_{50\%}}$$

Tabla 2

Datos de permeabilidad de la prueba del núcleo

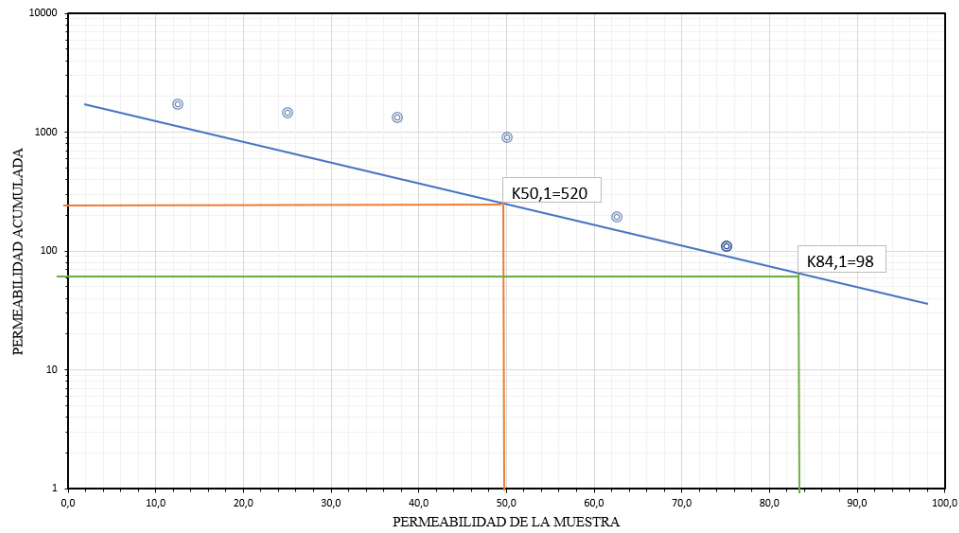
Muestra	Permeabilidad md	Permeabilidad Acumulada(md)
4946,3	1710	12,4905
4964,7	1450	25,0275
4970,4	1330	37,5790
4959,4	910	50,1026
4953,5	196	62,6113
4938,1	109	75,0812
4932,5	52,5	87,5369
4935,4	25,8	100

Nota. Tabla de elaboración propia.

Donde V (50%) y V (84,1%) tienen valores de 520 mD y 98 mD respectivamente (figura5). Finalmente, se obtiene que Vs %=0,81 y por tanto el yacimiento se cataloga como altamente heterogéneo.

Figura 5

Evaluación de heterogeneidad del yacimiento-Método Dykstra Parsons

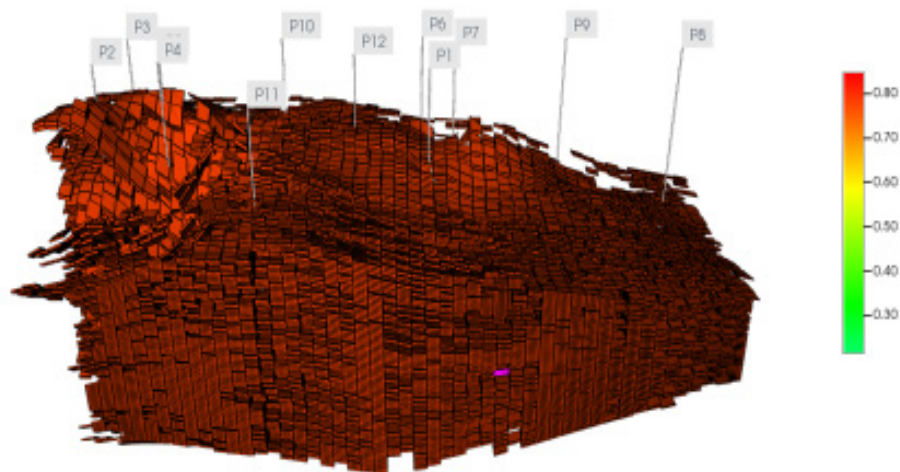


Nota. Figura de elaboración propia.

Por último, se muestra en la figura 6, la distribución de la saturación del petróleo del campo en estudio en donde se interpreta que el bloque norte tiene concentraciones significativas de aceite que alcanzan valores máximos hasta del 74%.

Figura 6

Distribución de la saturación de aceite y localización de pozos



Nota. New Granada Energy convertido Rescue del simulador Petrel. Imagen extraída del simulador CMG y modificada por los autores.

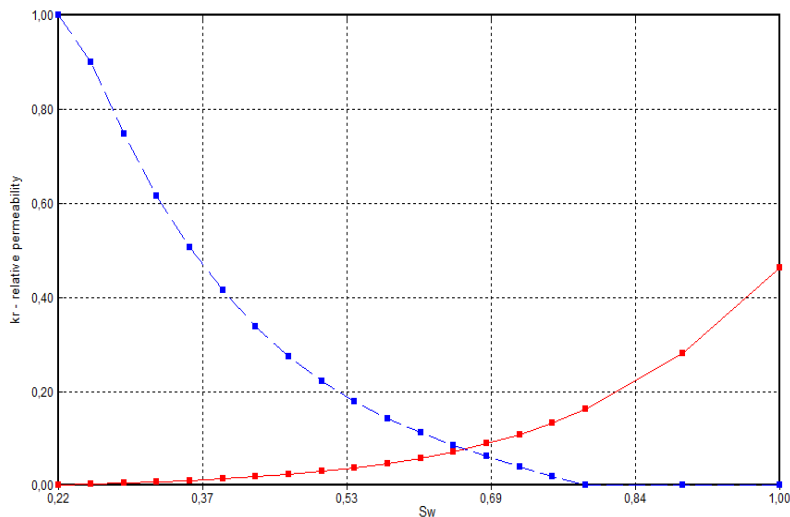
Modelo dinámico

El objetivo de la construcción del modelo dinámico es evaluar el comportamiento (movimiento) de los fluidos contenidos en el medio poroso en el tiempo.

Haciendo uso de la herramienta Builder (CMG) se trazaron las curvas de permeabilidad relativa. En la figura 7, se puede observar que la intersección entre las curvas ocurre cuando la saturación de agua es de 0,67. Esto permite concluir que la roca es humectable al agua. Esta condición indica que el método de recobro secundario se verá favorecido en una eventual implementación, ya que el aceite no se quedará adherido a las paredes de los poros y tenderá a fluir más fácilmente, requiriendo menores tasas de inyección y haciendo más eficiente el barrido areal (Medina et al, 2015).

Figura 7

Curvas de permeabilidad relativa



Nota. Imagen extraída del simulador CMG y elaborada por los autores.

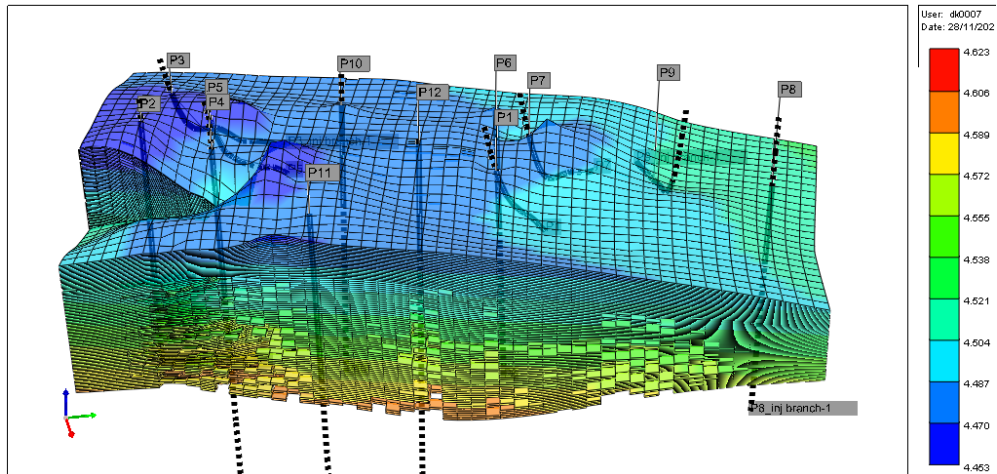
En esta etapa además de la distribución de los pozos, también fue necesario definir el tipo y estado mecánico de cada uno de ellos. En la figura 8 se pueden ver las trayectorias de los pozos y su particular direccionamiento tipo J. A partir de información de los estados mecánicos, se definieron en el simulador, los diferentes completamientos y las zonas cañoneadas en un intervalo aproximado entre 4930 ft–4970 ft (TVD).

En la figura 9 se muestra un ejemplo de un registro eléctrico obtenido del simulador petrol, donde a partir de los registros gamma ray (color amarillo) y resistividad (color verde), se identificaron las arenas prospectivas y su profundidad. Específicamente se obtuvieron lecturas de gamma-ray entre 63 gAPI a 86 gAPI, y un aumento en el valor de la resistividad de 6000 ohm.m a 25000 ohm.m el cual se muestra en la figura de color

verde. A partir de análisis de registros de gamma ray y resistivos, también fue posible identificar zonas prospectivas en los intervalos TVD 4534 ft y TVD 4572 ft.

Figura 8

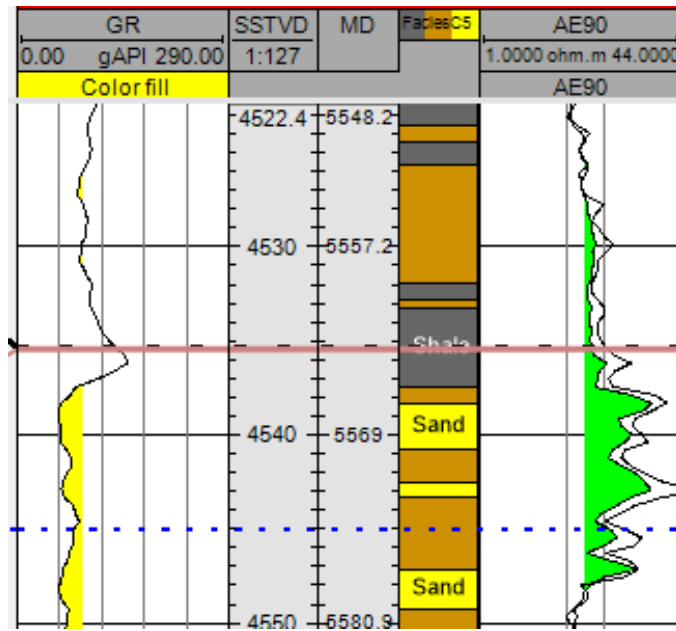
Trayectorias de pozos



Nota. New Granada Energy convertido Rescue del simulador Petrel. Imagen extraída del simulador CMG y modificada por los autores.

Figura 9

Registros eléctricos

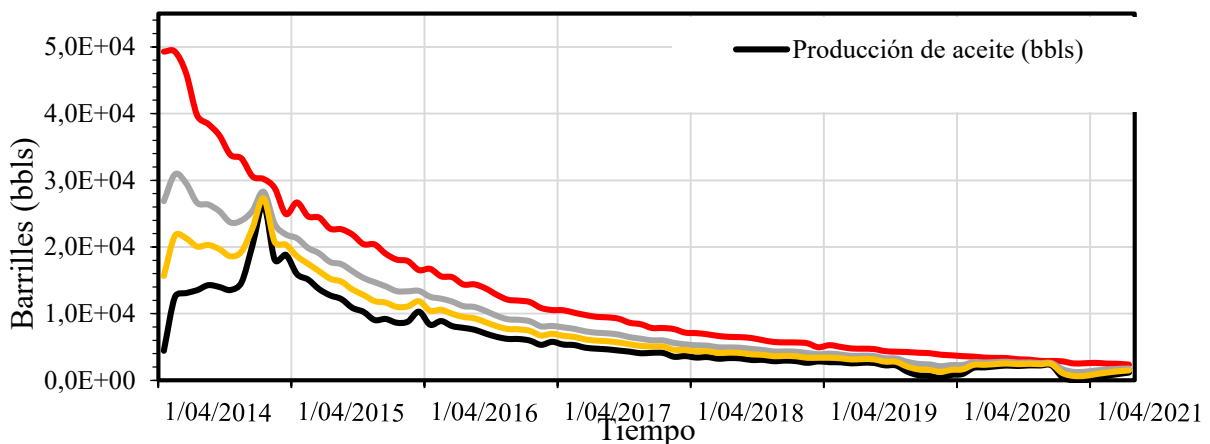


Nota. Imagen extraída del simulador Petrel y modificada por los autores

Finalmente, se hace un análisis de la producción de hidrocarburos (figura 10), a partir de la construcción de un ajuste histórico de producción. En esta etapa se empleó el método de cálculo flujo segregado, puesto que tiene gran aplicabilidad en los casos de flujo horizontal de agua-petróleo. Se reunieron datos históricos de producción del campo en el periodo de tiempo comprendido entre el 2014 y el 2021. En este periodo solo se tuvo en cuenta la información correspondiente al mes de abril, pues contiene la información del mayor número de pozos productores. La línea negra representa el comportamiento de producción de aceite que se ha tenido a través de los años, usando su mecanismo de producción primario. En abril de 2014 la producción es de 152.240 bbl y para finales de abril de 2021 la producción decayó a 14.640 bbl. Se procedió entonces a ajustar un escenario en el simulador CMG, que se asemejara a las condiciones reales del campo, a partir de la información de los pozos e información PVT (línea roja). Las propiedades de la roca no fueron modificadas, pues el modelo contenía un único tipo de roca. Se realizaron dos ajustes históricos modificando la presión de yacimiento (línea gris y línea amarilla), obtenido en ambos casos un margen de error menor al 8%.

Figura 10

Ajuste histórico del campo



Nota. Figura de elaboración propia.

Para futuros estudios se recomienda incluir en la evaluación parámetros adicionales, tales como la presión capilar al modelo, para así obtener información que posea menor grado incertidumbre en los resultados del ajuste y posteriormente en la simulación.

Construcción del arreglo de inyección

Para la selección del arreglo de inyección se tuvieron en cuenta los siguientes criterios: a) selección de patrón no convencional, b) evaluación del historial de producción y c) evaluación de distribución de saturación de fluidos en el yacimiento.

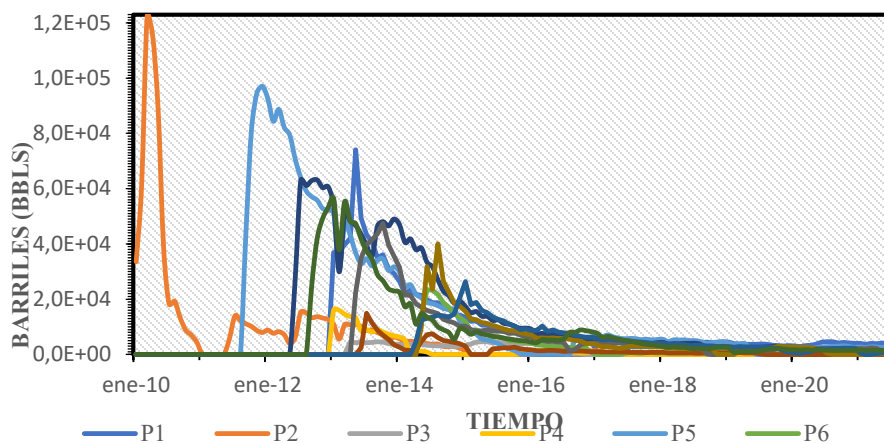
El patrón de arreglo de pozos es no convencional, al cual se aplicará una inyección de agua periférica o también conocida como externa. Como lo menciona Ferrer (2001), este tipo de inyección puede utilizarse cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece dicha inyección. Adicionalmente, todos los pozos inyectoros se encuentran ubicados en el acuífero, fuera de la zona de petróleo. No se requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectoros y por último permite utilizar pocos pozos para la implementación de este. Por tratarse de una primera evaluación del método de recobro secundario en el campo de estudio y para delimitar el problema, se decidió implementar un arreglo con igual número de pozos productores (Pp) y pozos inyectoros (Pi). Se realizó una evaluación de dicha relación utilizando la siguiente ecuación:

$$R_{Pp}^{Pi} = \frac{6}{6} = 1$$

donde, R es la razón pozo inyector- pozo productor. P i cantidad de pozos inyectoros totales, P p cantidad de pozos productores totales, de donde se obtuvo que la relación de pozos es: 1. Para evaluar el criterio de historial de producción se construyó una gráfica de aceite producido en el tiempo (figura 11). En esta figura se evidencia que los pozos con la mayor caída de producción en el tiempo son los pozos 8 y 9, y que actualmente no se encuentran produciendo. Adicionalmente, se puede observar que los pozos 2 y 3 tienen las tasas de producción más bajas (menor a 700 bbls/día). De manera similar se puede establecer que los pozos 6 y 11, no supera la producción de 1200 bbls/día.

Figura 11

Producción de los pozos vs tiempo



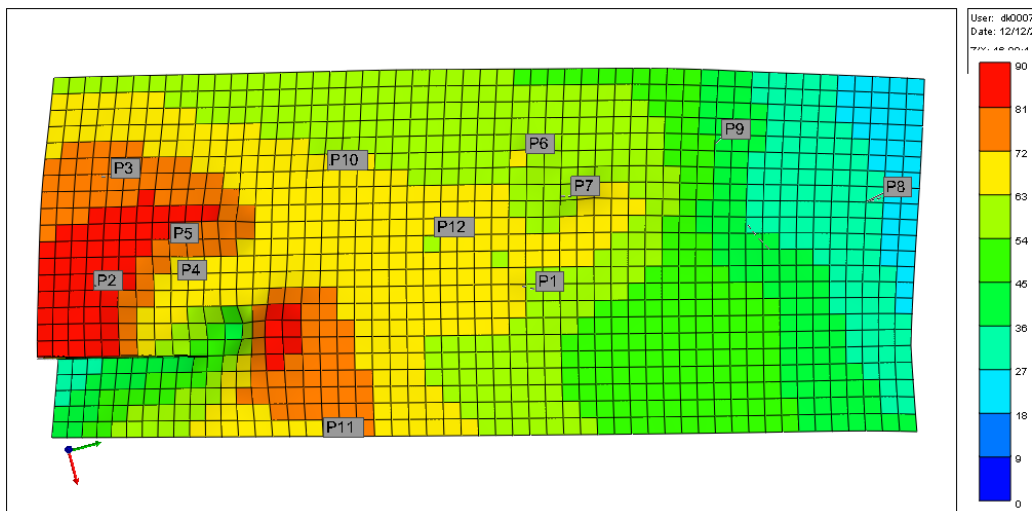
Nota. Figura de elaboración propia.

Posteriormente, a partir de la distribución de saturación de crudo, se puede evidenciar que la mayor saturación de agua se localiza en inmediaciones de los pozos (P1-P4-P5-P7-P10-P12), lo cual de acuerdo con Ferrer (2001) los convierte en candidatos a pozos inyectoros en un arreglo periférico, pues permite inyectar agua en el acuífero, cerca del contacto agua petróleo.

La construcción del arreglo de pozos inyectoros-productores involucra la combinación de diferentes elementos y no obedece a un único criterio. Finalmente, se seleccionaron los pozos externos como inyectoros y los pozos internos como productores tal y como se muestra en la figura 12, y que teóricamente garantizarán un buen radio de drenaje a la inyección de agua. Es evidente que la geometría de arreglo de pozos puede tener numerosas modificaciones, todas diferentes a las planteadas en esta evaluación inicial, por lo tanto, es importante crear diferentes arreglos que permitan evaluar el efecto del arreglo en la evaluación de la eficiencia de barrido areal.

Figura 12

Distribución final de pozos y arreglo de inyección periférico no convencional



Nota. Figura de elaboración propia.

Escenarios de simulación.

Con el fin de determinar el efecto que tienen parámetros operacionales como caudal y presión de inyección en el arreglo definido anteriormente se procedió a construir la tabla 3.

Tabla 3*Planteamiento escenarios*

ESCENARIOS	
Presión de inyección (Psig)	Caudal (bbls/día)
500	1000
	1300
	1500
750	1000
	1300
	1500
1000	1000
	1300
	1500

Nota. Tabla de elaboración propia.

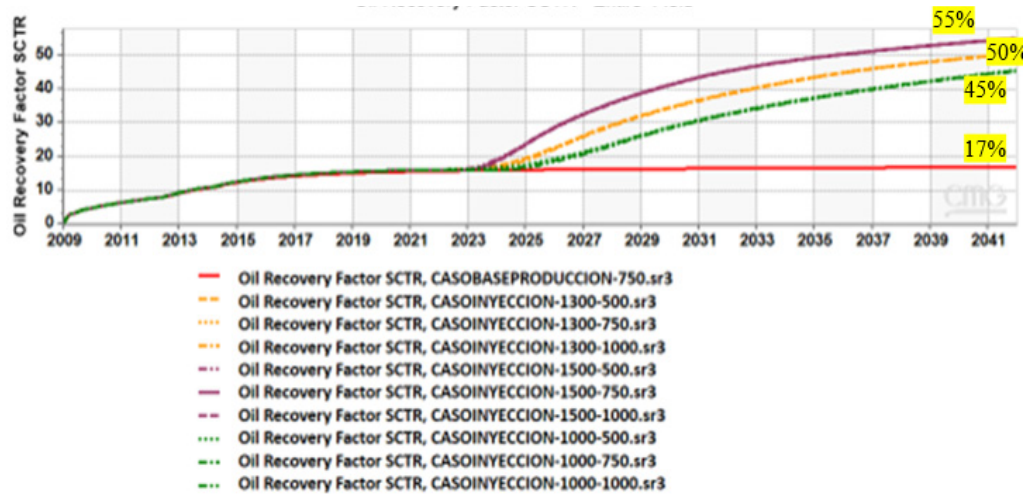
Para definir los rangos de caudal se tuvo en cuenta el valor de inyección de agua disposal implementado actualmente en campo equivalente a 1300 bbls/día. A partir de este valor de referencia, se definieron dos valores adicionales, uno por encima y por debajo de 1500 bbls/día y 1000 bbls/día respectivamente. En el caso de la presión se llevó a cabo un planteamiento similar, pero como valor de referencia se tuvo en cuenta la presión de fractura de formación equivalente a 2000 psi. En este caso se escogieron valores menores a la presión de referencia, pues de ser muy cercanos o mayores, podrían eventualmente ocasionar un daño irreversible en la formación. Las presiones escogidas fueron 500 psi, 750 psi y 1000 psi. En todos los escenarios se proyecta un horizonte hasta el 2041. Cabe anotar que los rangos de caudales y presiones son los mismos para todos los pozos. Para un futuro estudio se sugiere variar estos parámetros en cada pozo y evaluar el comportamiento de producción y eficiencia areal de barrido.

Resultados y Análisis

En la figura 13 se muestran las curvas de factor de recobro en el tiempo para los tres escenarios propuestos anteriormente.

Figura 13

Factor de recobro vs tiempo



Nota. Figura de elaboración propia.

El modelo caso base de producción (línea roja) representa el actual mecanismo de producción por flujo natural (acuífero activo). El inicio de todas las simulaciones tiene comienzo en el año 2009 y se extiende hasta el 2041. Analizando el comportamiento del flujo natural se encontró que desde 2009 y hasta 2022, el factor de recobro aumenta hasta un 15%. Este aumento significativo se logra gracias a la energía constante del acuífero activo. A partir del 2022 y hasta el 2041, los resultados de la simulación arrojan que el factor de recobro tiene un crecimiento moderado, alcanzando un factor de recobro del 17%. Es decir que, en este segundo periodo de 20 años, el factor de recobro incrementa tan solo 2%. Esto debido al debilitamiento del empuje hidráulico natural. Este análisis permitió definir como un buen punto de inicio de inyección de agua el año 2022.

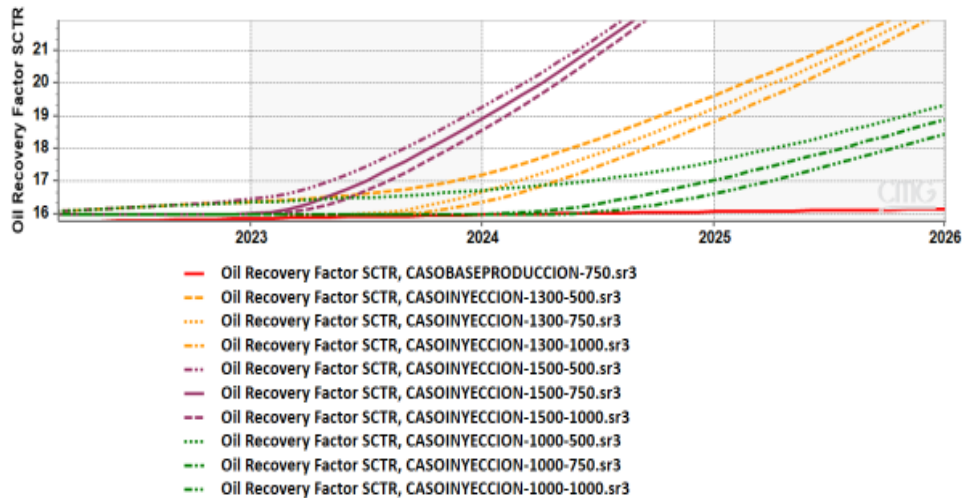
Los resultados del primer escenario planteado se representan en la línea verde. En este escenario se simuló un caudal de inyección de 1000 bbls/día a presiones de inyección de 500 psi, 750 psi y 1000 psi. Una vez iniciada la inyección de agua, es posible determinar que para el periodo 2022-2041, se tiene una tendencia de crecimiento favorable del factor de recobro del 45% para los tres casos. Esto representa que el yacimiento responde de una buena manera a la inyección con el caudal más bajo entre los escenarios. El segundo escenario propuesto, sugiere inyectar agua a un caudal de 1300 bbls/día y en el mismo rango de presiones del caso anterior (línea amarilla). El factor de recobro en este escenario aumenta hasta un 50%. Este escenario refleja un aumento de 5% respecto al escenario anterior. Finalmente, la curva morada, representa el comportamiento del tercer escenario. En este caso el caudal de inyección fue de 1500 bbls/día y al igual que en los escenarios de simulación anteriores, se mantuvieron los mismos rangos de presión de inyección. El factor de recobro tuvo un crecimiento constante, alcanzando un máximo de 57% en el 2041, por lo que se puede definir como

el escenario donde más creció el factor de recobro respecto a los demás escenarios de bajo caudal de inyección.

Para hacer un análisis del efecto de la presión de inyección, se procedió a analizar más detalladamente los resultados obtenidos de las curvas de factor de recobro de la figura 13. Para ello se analizó el comportamiento de las curvas desde el momento de inicio de la inyección de agua en 2022 y hasta el 2026 (figura 14). En ninguno de los tres escenarios se evidenció un aumento significativo en el factor de recobro debido a variaciones en la presión de inyección. De manera general se puede identificar que a una presión de inyección de 500 psi el factor de recobro es más alto para los tres caudales, y que éste disminuye cuando la presión aumenta. Cabe resaltar que el incremento en el factor de recobro se estabiliza de manera general a partir del año 2023, es decir un año después de iniciada la inyección de agua en el 2022. Suponemos que en el periodo 2022-2023 se presenta un periodo de transición, que puede ser tomado como la adaptación del mecanismo de inyección. Este tema deberá ser abordado en estudios posteriores, por ejemplo, realizando un análisis de sensibilidad más detallado de parámetros operativos. Los resultados permitieron identificar que a una presión de inyección de 500 psi y un caudal de 1500 bbls/día, para el arreglo de pozos inyector-productores propuesto, se tiene la mejor tendencia de crecimiento entre los escenarios formulados y el mayor factor de recobro equivalente al 55%.

Figura 14

Evaluación de la presión de inyección



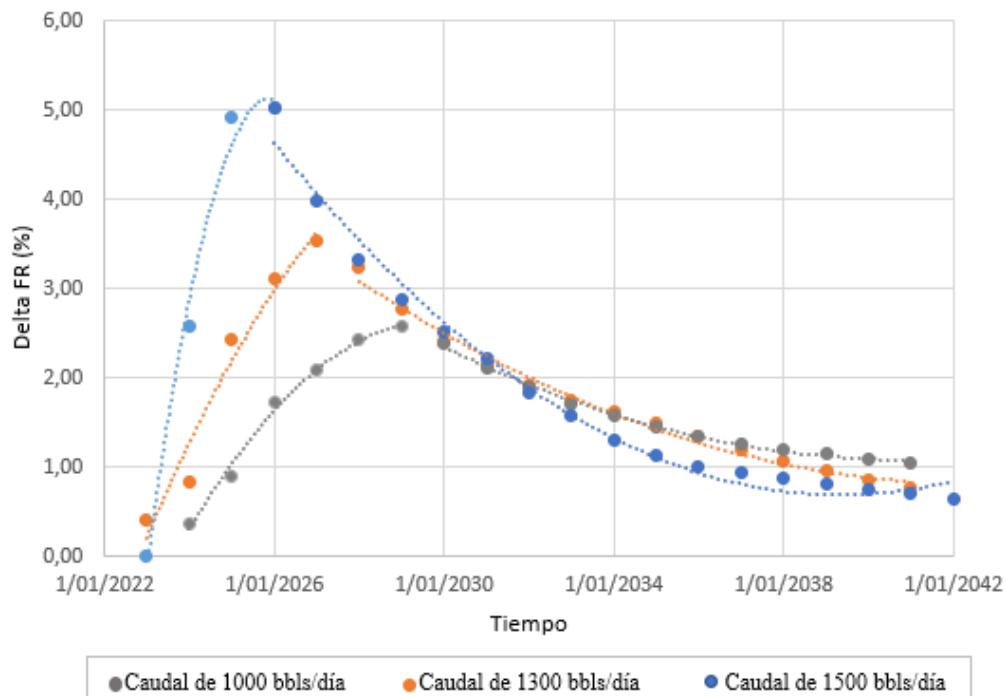
Nota. Figura de elaboración propia.

Una vez establecido que para los tres escenarios propuestos y el arreglo de pozos descrito, el mayor factor de recobro para un caudal determinado se obtiene con la menor presión de inyección (500 psi), se procedió a evaluar el incremento de factor de recobro en el tiempo (figura 15). Se evidenció que para un caudal de 1000 bbls/día el incremento

anual promedio es de 1,48% ($\pm 0,64\%$), de 1,73% ($\pm 0,93\%$) para un caudal de 1300 bbls/día, y de 1,95% ($\pm 1,45\%$) para un caudal de inyección de 1500 bbls/día. Esto concuerda con el análisis de factor de recobro expuesto anteriormente. Sin embargo, es llamativo que el incremento en el factor de recobro no ocurre a la misma velocidad en el tiempo. En el caso del caudal de inyección de 1500 bbls/día el mayor incremento en el factor de recobro (5,02%) tiene lugar en el 2026, cuatro años después de iniciado el recobro secundario. Posterior a este periodo el incremento de factor de recobro es el más lento entre los tres escenarios y para el arreglo de pozos propuesto. De manera análoga sucede con el aumento del factor de recobro en el tiempo para los caudales de 1300 bbls/día y 1000 bbls/día, donde el máximo incremento en el factor de recobro tiene lugar en el 2027 (3,53%), y 2029 (2,59%) respectivamente.

Figura 15

Diferencia del factor de recobro con respecto al tiempo

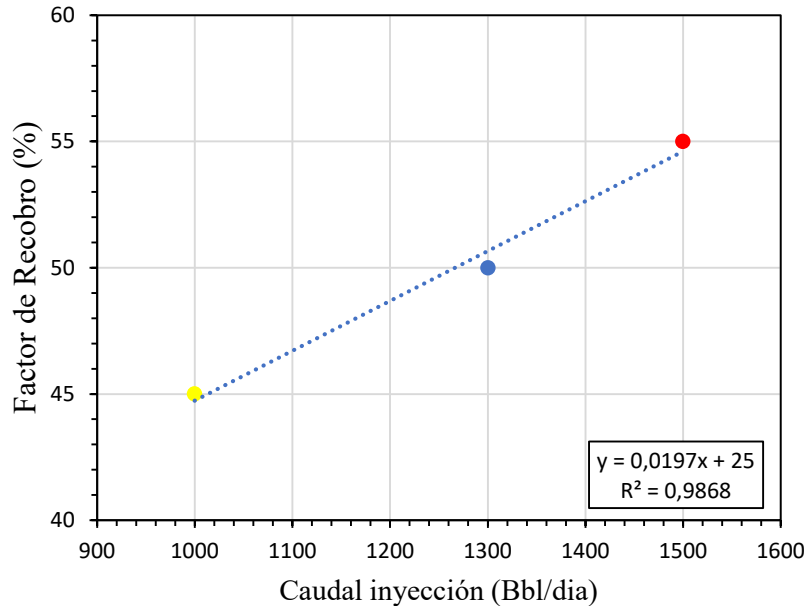


Nota. Figura de elaboración propia.

A partir del análisis realizado y de los resultados obtenidos se encontró que por cada aumento en el caudal de inyección de 100 bbls/día el factor de recobro aumenta en promedio 2% ($\pm 0,51\%$) (figura 16). Por el contrario, al analizar los valores de factor de recobro en función de las variaciones de presión para cada caudal se determinó que la diferencia es menor al 1%.

Figura 16

Variación de factor de recobro en función de los escenarios de caudal de inyección propuestos



Nota. Figura de elaboración propia.

Evaluación de la eficiencia areal

Para determinar la eficiencia areal de barrido se relacionaron las saturaciones obtenidas de la simulación. Inicialmente se estableció la eficiencia de desplazamiento en el tiempo haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$E_d(t) = 1 - \frac{S_{ord}}{S_o(t)}$$

Donde, $E_d(t)$ = Eficiencia de desplazamiento en el tiempo, S_{ord} = Saturación de aceite irreducible, y $S_o(t)$ = Saturación de aceite en el tiempo. La inyección de agua siempre deja una saturación de petróleo residual, por tanto, esta eficiencia de desplazamiento siempre será menor a 1.

Ahora bien, la eficiencia de desplazamiento aumenta con la inyección de agua, ya que desplaza el petróleo hacia los pozos productores, por tanto, se infiere que entre mayor es el volumen de agua inyectada, menor es la S_o en el medio poroso. La eficiencia

areal en el tiempo $E_{areal}(t)$ estará definida como el cociente entre el Factor de Recobro y la eficiencia de desplazamiento, de la siguiente manera:

$$E_{areal}(t) = \frac{FR(t)}{E_D(t)}$$

Los resultados obtenidos al reemplazar en la anterior ecuación los valores obtenidos de la simulación numérica se agrupan en la tabla 4.

Tabla 4

Eficiencia areal de barrido

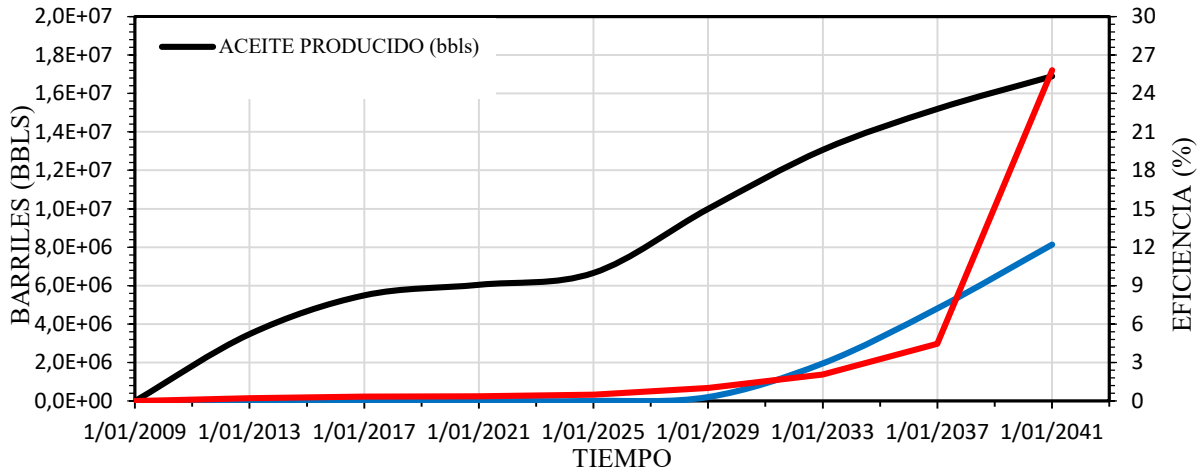
TIEMPO	PRESION DE 500 psi		
	CAUDAL DE 1000 bbls/día	CAUDAL DE 1300 bbls/día	CAUDAL DE 1500 bbls/día
	E. AREAL DE BARRIDO	E. AREAL DE BARRIDO	E. AREAL DE BARRIDO
1/01/2022	0,3734	0,3298	0,2965
1/01/2024	0,4318	0,3993	0,4005
1/01/2025	0,4829	0,4911	0,5617
1/01/2027	0,6794	0,7933	0,9755
1/01/2029	1,0123	1,2008	1,4602
1/01/2031	1,4629	1,7064	2,1306
1/01/2033	2,0625	2,4113	3,0885
1/01/2035	2,9458	3,5582	4,4619
1/01/2037	4,4589	5,7045	6,7915
1/01/2039	7,9637	10,7056	12,2849
1/01/2041	25,8114	35,2148	40,4673

Nota. Tabla de elaboración propia.

En la figura 17, se muestran las curvas de producción de crudo y agua, además de la curva de eficiencia areal. En esta curva se evidencia que la etapa de invasión del agua inicia en el año 2029 y tiene un crecimiento constante hasta 2041. La producción total de agua obtenida al final de la simulación es de 8,98432e+6 bbls. La curva de producción de crudo tiene dos tendencias, una para el periodo comprendido entre 2009 hasta 2022, y un segundo periodo desde 2022 hasta 2041. Durante la primera tendencia no había iniciado la inyección de agua. En este primer periodo el total de crudo producido fue de aproximadamente 6,1+e6 bbls. A partir del 2022 y hasta el 2041 la producción total de crudo fue de 1,78e+7 bbls.

Figura 17

Eficiencia areal de barrido en el tiempo para caudal de 1000 bbls/día y presión de 500 psi

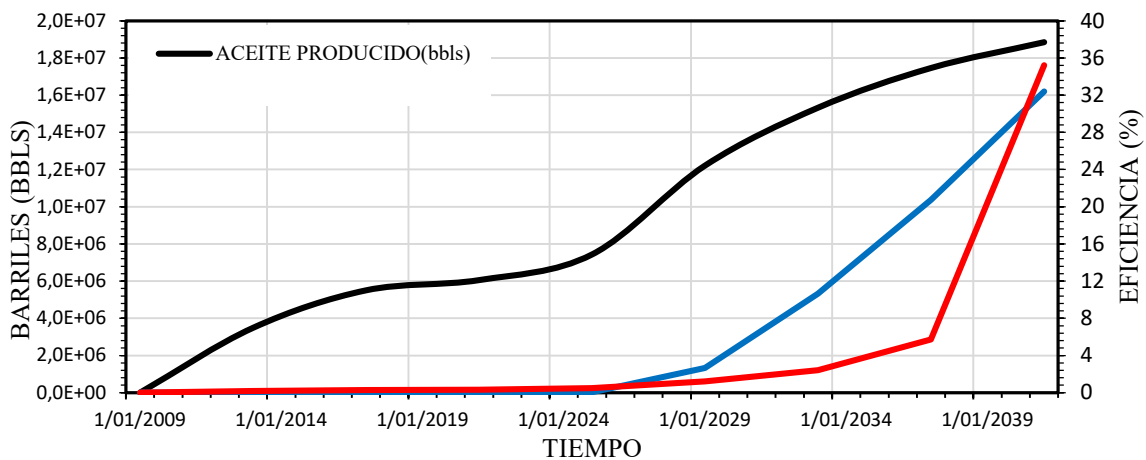


Nota. Figura de elaboración propia.

Una vez iniciada la inyección de agua en el 2022 la eficiencia areal de barrido muestra una tendencia creciente hasta el final del periodo simulado. Inicialmente tiene un crecimiento en promedio de 0,28% ($\pm 0,23\%$) entre el año 2022 y 2037 alcanzando una eficiencia de 3,58%. Después del año 2037 ya para finalizar la simulación, logró una eficiencia total del 25,81% y un crecimiento anual más acelerado cercano al 4,45%.

Figura 18

Eficiencia areal de barrido en el tiempo para caudal de 1300 bbls/día y presión de 500 psi

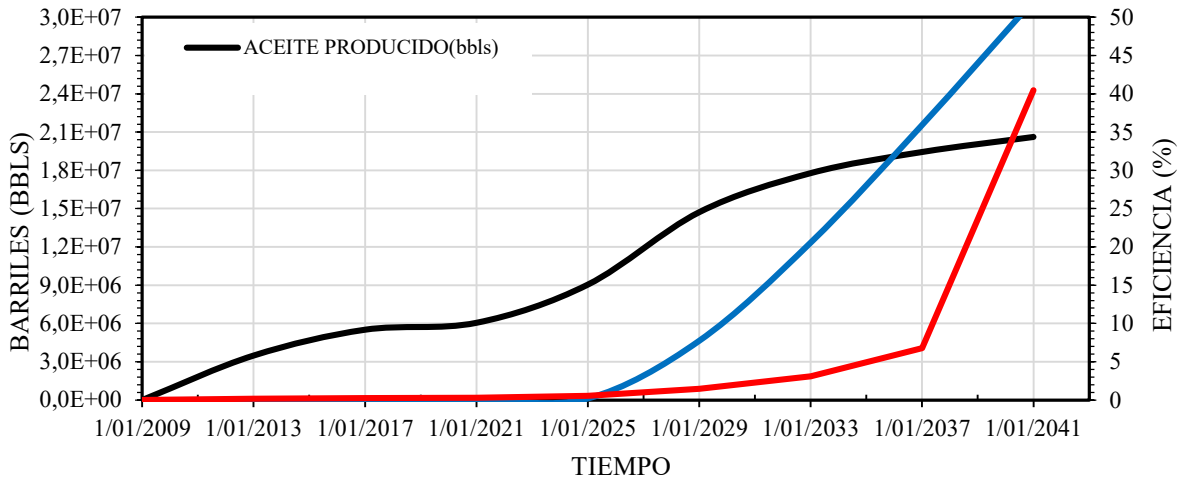


Nota. Figura de elaboración propia.

De manera análoga se construyeron las figuras 18 y figura 19. El comportamiento de producción de crudo y de agua tiene una tendencia equivalente a la mostrada en la figura 17, excepto que para la figura 19, se evidencia que a partir del año 2035 la producción de agua supera la de crudo, y que, en el punto de equilibrio, el valor de agua y crudo producido se estimó en $1.89719e+7$ bbls.

Figura 19

Eficiencia areal de barrido en el tiempo para caudal de 1500 bbls/día y presión de 500 psi



Nota. Figura de elaboración propia.

Respecto a la eficiencia areal de barrido, se determinó que para una inyección de 1300 bbls/día y presión de 500 psi, la eficiencia areal de barrido incrementa en promedio de 0,30% ($\pm 0,24$) entre el año 2022 y 2037 alcanzando una eficiencia de 4,46%. Después de 2037 se logró una eficiencia total del 35,21% y un crecimiento acelerado promedio cercano al 6,15%. Para el escenario de 1500 bbls/día y 500 psi de caudal y presión de inyección respectivamente, se obtuvo que la eficiencia incrementa en promedio de 0,36% ($\pm 0,26$) entre el año 2022 y 2037 alcanzando un valor total de 5,43%. Después del año 2037, y al final de la simulación se logró una eficiencia total del 40,46% y un crecimiento más acelerado del 7%.

Los comportamientos de todas las curvas demuestran que cuando la tasa de inyección aumenta, se forja un efecto de mayor desplazamiento de fluido al interior del yacimiento. Por tanto, un valor del caudal bajo, crea una demorara adicional del fluido inyectado (agua) en llegar al frente de invasión, y de manera equivalente se reduce la producción de agua al momento de alcanzar la ruptura.

Conclusiones

Se demostró la efectividad del patrón no convencionales de inyección periférica y relación de pozos productores-inyectores 1:1. Los pozos inyectores tuvieron una buena área de drenaje permitiendo identificar una alta eficiencia de barrido, lo que generó un aumento de la producción y por ende en el factor de recobro. También, se identificó en la simulación que en el caso base de producción, donde los pozos continúan operando con su sistema de acuífero activo a una predicción al año 2041, presenta una tasa de producción constante al mantener su factor de recobro sobre el 17%, debido a que posee compatibilidad con los fluidos y minerales de la formación.

Los resultados permiten concluir que, a caudales más bajos, el frente de invasión tendrá un lapso de tiempo más largo en llegar, en comparación con caudales elevados. De igual forma la eficiencia de barrido más alta se presenta caudales altos, ya que cuando se inyectó a altas tasas del fluido desplazante (agua), los espacios porosos ocupados por el aceite al momento de desplazarse hacia los pozos productores son ocupados por el fluido inyector, lo que hace relación a la ley de la conservación de la materia, que la cantidad de fluido producido va a ser reemplazado por el fluido desplazante.

Finalmente se demostró el comportamiento que presentarían los escenarios propuestos, permitiendo determinar los crecimientos de cada uno y las variables que están sujetas a través del tiempo, dando a conocer que el caudal de 1500 bbls/día bajo una presión de 500 psi con el tipo de arreglo no convencional, tiene un rendimiento más óptimo que los otros escenarios propuestos, mostrando un aumento del factor de recobro del 55%, un aumento de la producción de aceite $2.08437e+7$ bbls/día y una eficiencia areal de barrido del 40%.

Se recomienda realizar una evaluación económica tomando información detallada de ingresos, costos totales que conllevan a realizar este tipo de inyección para así tener un análisis exacto de la viabilidad de este tipo de proyectos.

Agradecimientos

Agradecemos a la compañía NGE y al ingeniero Jhon Mariscal y su equipo de trabajo por el suministro de la información del campo y contribuciones realizadas en reuniones de trabajo. Adicionalmente, a la ingeniera Yessica Mateus por su incondicional apoyo en el manejo del software de simulación de CMG. Igualmente, a los evaluadores y docentes de la Universidad de América por los aportes que permitieron perfeccionar el presente documento de trabajo. Finalmente, queremos expresar nuestros mayores agradecimientos a nuestro director de proyecto y coautor de este artículo, el Ingeniero, PhD (C), Sebastián Gómez Alba, quien nos brindó un acompañamiento durante el proceso de planteamiento del anteproyecto, realización de la metodología propuesta, y final publicación de este trabajo de grado.

Referencias

- Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH - (2010). *Open. Round Colombia 2010 Cuenca Llanos orientales*. Generalidades de la Cuenca Llanos Orientales.
- Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook (Fourth Edition)*. Elsevier
- Alvarado, A. F. y Baquero, J. M. (2019). *Evaluación del piloto de inyección de agua implementado en un campo de crudo pesado de la cuenca de los llanos orientales para el diseño de estrategias de optimización del proceso* [Trabajo de grado, Fundación Universidad de América]. Repositorio institucional: <http://hdl.handle.net/20.500.11839/7645>
- Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuck, F., Romano, C. & Roodhart, L. (2000). Water Control. *Oilfield Review* 12, 30-51.
- Banzer, C. (1996). *Correlaciones numéricas P.V.T*. Universidad del Zulia – Instituto de Investigaciones Petroleras – Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Disponible: en: <http://oilproduction.net/files/Correlaciones%20PVT-Carlos%20Banzer.pdf>
- Blanco Simbaquera, J. y Delgadillo Aya, C. L. (2006). *Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero* [Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander]. Repositorio institucional: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2006/120882.pdf>
- Bustamante Vizcaíno, D. E. y Moreno Acevedo, E. M. (2009). *Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante la simulación analítica en la formación Colorado, Campo Galán \ 2013 San Silvestre* [Trabajo de grado, Fundación Universidad de América].
- De, A., Silin, D. y Patzek, T. (2000). Waterflood Surveillance and Supervisory Control. SPE/ DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma: SPE 59295.
- Espinosa Berdugo, C. A. y Torres Orellano, K. J. (2015). *Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados*. [Artículo de revisión, Ingenierías USB Cartagena]. Repositorio institucional: <http://hdl.handle.net/10819/2614>
- Kulkarni, M. M. y Rao, D. N. (2005). Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) process performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 48(1-2), 1-20
- Mancheno Padilla, G. G. y Simbaña Farinango, G. M. (2019). *Desarrollo de un modelo de simulación estático y dinámico del reservorio U inferior del Campo Parahuacu y su aplicación en el análisis de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua* [Tesis de grado, Universidad Central del Ecuador]. Repositorio institucional: <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/20287/1/T-UCE-0012-FIG-164.pdf>

- Medina Ángeles, R. (2015). *Efecto de la mojabilidad en yacimientos de hidrocarburos* [Trabajo de grado, Universidad Nacional Autónoma de México]. Repositorio institucional: http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/8625/1/Tesis_Completa.pdf
- Monroy Alvarado, B. J. y Pérez Sánchez, J. D. (2017). *Evaluación técnica de los patrones de inyección de agua mediante la simulación analítica en cinco pozos del bloque v centro del campo yarigui- cantagallo mediante el software Sahara* [Tesis de pregrado, Fundación Universidad de América]. Repositorio institucional: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6027/1/5112758-2017-1-IP.pdf>
- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo. Ed. Astro Data S.A.
- Pérez, D., Salicioni, F. y Ucan, Sezai (2014). Cyclic Water Injection in San Jorge Gulf Basin, Argentina. *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Maracaibo, Venezuela. DOI: <https://doi.org/10.2118/169403-MS>
- Portafolio (2017). *Ecopetrol desarrolla con éxito 19 proyectos de recobro de petróleo*. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/ecopetroldesarrolla-19-proyectos-de-recobro-petrolero-503794>