



Revista Arbitrada Venezolana
del Núcleo Costa Oriental del Lago



mpacto *Científico*

Universidad del Zulia

Junio 2022
Vol. 17 N° 1

ppi 201502ZU4641
Esta publicación científica en formato digital
es continuidad de la revista impresa
Depósito Legal: pp 200602ZU2811 / ISSN:1856-5042
ISSN Electrónico: 2542-3207

Flujo de trabajo mediante simulación IMEX, para la recuperación mejorada de petróleo aplicando la Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG)

**Sadi Iturralde*, Marllelis Gutiérrez Hinestroza*, Juan
Silva** Ángelo Rodríguez***.**

** Universidad Estatal Península de Santa Elena, Ecuador*

*** Universidad del Zulia, Núcleo Costa Oriental del Lago. Venezuela*

**** Investigador*

mgutierrez@upse.edu.ec, juansilvasanchez@gmail.com

Orcid: 0000-0001-8376-4003, 0000-0002-8672-9913,

0000-0002-5728-5276

Resumen

La alta demanda de combustibles fósiles, ha hecho cada día más necesario recuperar el mayor volumen de hidrocarburos de los yacimientos, para esto, es fundamental aumentar el factor de recobro mediante la aplicación de diversas técnicas. La inyección alternada de agua y gas (WAG) ha demostrado ser efectiva en la recobro del petróleo remanente. El objetivo del estudio fue desarrollar un flujo de trabajo bajo simulación IMEX aplicado a la inyección alternada de agua y gas. Se procedió a la recopilación de información para la caracterización del yacimiento y fluidos presentes, se construyeron modelos de producción primaria y secundaria, el modelo de inyección alternada de agua y gas. Se evaluaron el factor de recobro, corte de agua, presión promedio del yacimiento, tasa de producción de petróleo y saturación de los fluidos. El flujo de trabajo generado para la inyección alternada de agua y gas es técnicamente efectivo.

Palabras clave: Factor de recobro, Inyección alternada de agua y gas (WAG), Flujo de trabajo, Simulación.

Workflow through IMEX Simulation, for Enhanced Oil Recovery by applying Water-Alternating-Gas (WAG) Injection

Abstract

The high demand for fossil fuels has made it increasingly necessary to recover the largest volume of hydrocarbons from the deposits, for this, it is essential to increase the recovery factor through the application of various techniques. Alternating injection of water and gas (WAG) been shown to be effective in recovering the remaining oil. The objective of the study was to develop a workflow under IMEX simulation applied to the alternating injection of water and gas. We proceeded to the collection of information for the characterization of the reservoir and fluids present, were built primary and secondary production models, the model of alternating injection of water and gas. Were evaluated the recovery factor, water cut-off, average reservoir pressure, oil production rate and fluid saturation. The workflow generated for the alternating injection of water and gas is technically effective.

Keywords: Recovery factor, Water Alternating Gas (WAG) injection, Workflow. Simulation.

Introducción

En los últimos años, la economía mundial ha dependido de diferentes fuentes de energía. El petróleo y sus derivados han sido durante este período la principal fuente de energía, y aunque se están desarrollando nuevas fuentes más amigables con el medio ambiente, la economía no está lista para dejar de depender de las primeras.

Durante la producción de hidrocarburos de un yacimiento, la energía (presión) del yacimiento va declinando conforme se extraen los fluidos de la formación, esta caída de presión continúa hasta que llega a un momento en el cual no es posible producir de forma natural, por lo que se hace necesario el suministro de una energía auxiliar, la cual puede ser suplida por la inyección de fluidos al yacimiento, teniendo como objeto el mantenimiento o restauración de presión. Entre los métodos de recuperación o de recobro, se encuentran la inyección de agua y la inyección continua de gas, que representan las técnicas de recuperación más empleadas para mantener la energía del sistema y mejorar el factor de recobro, sin embargo, estas dos técnicas presentan problemas de desplazamiento microscópico y macroscópico que evitan lograr la eficiencia máxima de recuperación de hidrocarburos (Monroy y Col., 2008).

A causa de lo antes mencionado, surge la inyección alternada de agua y gas (WAG) que consiste en la inyección de tapones alternados y sucesivos de gas y agua, la cual permitirá desplazar un mayor volumen de petróleo remanente hacia el pozo productor. Mediante esta técnica, se combinan las ventajas sobre el desplazamiento de petróleo que ofrecen el agua (alta eficiencia macroscópica) y el gas (alta eficiencia microscópica) y se complementan las desventajas de uno y otro (baja eficiencia microscópica para el agua y baja eficiencia macroscópica en el caso del gas), esto se verá reflejado en el aumento del factor de recobro (Jiménez y Col., 2010). Esta técnica ha demostrado ser efectiva en los campos donde se ha aplicado, por esta razón abre oportunidades para el desarrollo de proyectos de recuperación mejorada.

En el desarrollo de estos proyectos y tecnologías asistidas en el reservorio, la simulación numérica de yacimientos desempeña un papel fundamental, ya que permite conocer el comportamiento de los fluidos en el tiempo y predecir la producción futura del yacimiento bajo una serie de escenarios potenciales basados en el modelaje del mismo o discretizando las sensibilidades. En este trabajo de investigación se construyó un flujo de trabajo generando un modelo de simulación con el software IMEX de CMG para analizar el comportamiento de un yacimiento sometido al proceso de inyección WAG, con el objetivo de optimizar el factor de recobro.

Marco teórico

Inyección alternada de agua y gas (WAG)

El proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG) consiste en la inyección de tapones alternados de gas y agua por ciclos (un ciclo = un tapón de gas + un tapón de agua), con la finalidad de mejorar el factor de recobro de la inyección de agua o de la inyección de gas miscible o inmisible, si se utilizaran de forma independiente (Christensen y Col., 1998). La Figura 1 muestra un esquema típico del proceso de inyección WAG. La inyección de los tapones de gas y agua se lleva a cabo en ciclos, inyectando ambos fluidos en el mismo pozo y desplazando con agua después de la inyección del volumen total de gas estimado.

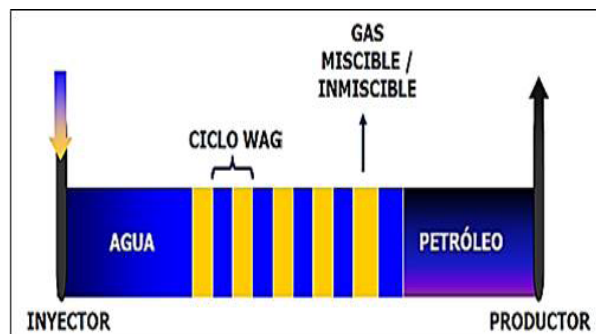


FIG. 1. Esquema del proceso de inyección WAG.

Fuente: Jiménez (2005).

En yacimientos donde se ha aplicado un proceso de inyección de agua, aún es posible recuperar parte del petróleo remanente mediante la inyección alternada de agua y gas. El gas ocupará parte del espacio poroso que de otra forma sería ocupado por petróleo, movilizándolo de esta manera el petróleo remanente. El agua inyectada posteriormente puede desplazar algo de petróleo y gas remanente, disminuyendo la saturación residual de petróleo (Jiménez, 2005).

Eficiencias de desplazamiento

La eficiencia de desplazamiento se define como la fracción de petróleo que es efectivamente desplazado por otro fluido dentro del yacimiento. Las eficiencias de desplazamiento microscópico y macroscópico (producto de la eficiencia de desplazamiento horizontal y vertical) definen al factor de recobro de la siguiente manera:

$$F_R = E_v E_n E_m \quad (1)$$

Dónde:

E_v = Eficiencia de desplazamiento vertical

E_n = Eficiencia de desplazamiento horizontal

E_m = Eficiencia de desplazamiento microscópico

La eficiencia de desplazamiento macroscópico se refiere a la efectividad con la que el fluido desplazante contacta al yacimiento volumétricamente, es decir, es una medida de la efectividad del fluido desplazante para barrer, areal y verticalmente el volumen de un yacimiento y para mover el petróleo hacia los pozos productores.

La eficiencia de desplazamiento microscópico está relacionada con el desplazamiento del petróleo a escala poral, es decir, es una medida de la efectividad del fluido desplazante para mover el petróleo en aquellos lugares de la roca donde el fluido contacta el petróleo.

El factor de recobro se puede optimizar mediante el incremento de cualquiera de las eficiencias descritas anteriormente (Monroy y Col., 2008).

Eficiencia de desplazamiento vertical (E_v)

La eficiencia de desplazamiento vertical está definida como la porción vertical del reservorio que ha sido desplazada efectivamente por el fluido inyectado. En la Figura 2 se muestra la distribución vertical de los fluidos en el reservorio, después de la implementación de la inyección WAG.

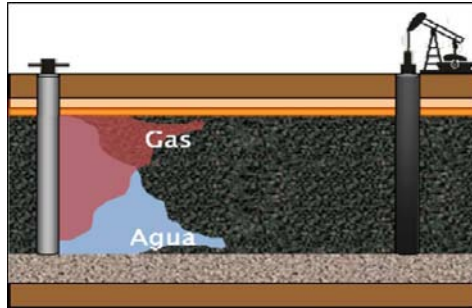


FIG. 2. Distribución vertical de los fluidos.

Fuente: Monroy y Col. (2008).

Los principales factores que afectan la eficiencia de desplazamiento vertical son:

- Estratificación.
- Segregación gravitacional.

Los yacimientos estratificados pueden representar condiciones geológicas favorables para la inyección WAG. Si se presenta un caso en el que los estratos de alta permeabilidad se encuentran ubicados encima de los de baja permeabilidad, la migración de gas hacia el tope de la formación va a ser muy rápida y por lo tanto el frente de inyección será muy inestable.

La segregación gravitacional es un fenómeno que altera la estabilidad del frente de inyección. Este factor ocurre después de cierto tiempo transcurrido, por ende, existe una zona alrededor del pozo inyector donde la distribución vertical es excelente (Monroy y Col., 2008).

Eficiencia de desplazamiento horizontal (Eh)

La eficiencia de desplazamiento horizontal está definida como la medida de la efectividad del fluido desplazante para barrer horizontalmente el petróleo hacia los pozos productores. La Figura 3 esquematiza este desplazamiento.

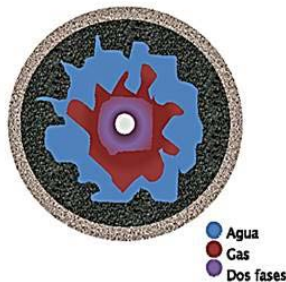


FIG. 3. Distribución horizontal de los fluidos.

Fuente: Monroy y Col. (2008).

El factor principal que afecta la eficiencia de desplazamiento horizontal es la movilidad de los fluidos. La movilidad de los fluidos determina la estabilidad del frente. Las mejores condiciones para el desplazamiento de petróleo en procesos de inyección WAG se obtienen si el agua y el gas se mueven con la misma velocidad.

La relación de movilidades para un proceso de desplazamiento de petróleo con gas se representa como:

$$M = \frac{k_{rg}/\mu_g}{k_{ro}/\mu_o} \quad (2)$$

Dónde:

k_{rg} = Permeabilidad relativa al gas

μ_g = Viscosidad del gas

k_{ro} = Permeabilidad relativa al petróleo

μ_o = Viscosidad del petróleo

Si se obtiene una relación de movilidades desfavorable, es decir, mayor que uno, el gas se moverá más rápido que el petróleo en el yacimiento. Por lo tanto, se presentará digitación viscosa, tiempos de ruptura tempranos y barridos ineficientes del yacimiento

El desplazamiento de la inyección WAG será óptimo si el valor de relación de movilidades es cercano a 1, esto se puede alcanzar aumentando la viscosidad del fluido desplazante (gas) o reduciendo la viscosidad del petróleo (Monroy y Col., 2008).

Eficiencia de desplazamiento microscópico (E_m)

Previo a la inyección WAG, la fase no mojante (petróleo) ha sido dejada atrás por la fase mojante (agua), luego del proceso de inyección de agua. La fase no mojante se entrapa en un estado inmóvil discontinuo. El objetivo de la inyección WAG es reducir la saturación de la fase no mojante (petróleo) entrapada en los poros, mediante el entrapamiento del gas inyectado.

En los yacimientos mojados por agua, el agua ocupa los canales porales más pequeños y moja la superficie de los granos, y el petróleo ocupa los canales porales más grandes. En la Figura 4 se muestra un yacimiento de este tipo, donde la fase del petróleo se encuentra entrapada por la fase del agua. Con la aplicación de la inyección WAG, el gas se mueve a través de los poros más pequeños, llegando a los poros ocupados por el petróleo para desplazarlo y reducir el volumen de petróleo entrapado, aumentando el entrapamiento del gas. El resultado final de la distribución se ve representado en

la Figura 4, en donde el gas ocupa los centros de los poros y el petróleo que había en su lugar es recuperado adicionalmente (Monroy y Col., 2008).

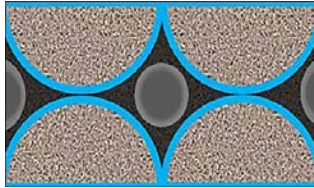


FIG. 4. Distribución de los fluidos a nivel de poro.

Fuente: Monroy y Col., (2008).

Factores que afectan la inyección WAG

Los factores que afectan la inyección WAG se clasifican en tres grupos: características del yacimiento, propiedades del fluido y parámetros operacionales.

Entre las características del yacimiento que afectan a la inyección WAG están:

- Heterogeneidad del yacimiento.
- Espesor de la formación productora.
- Profundidad del yacimiento (Monroy y Col., 2008).

Entre las propiedades de los fluidos que afectan la inyección WAG se encuentran:

- Permeabilidades de los fluidos.
- Distribución de los fluidos en el yacimiento.
- Condiciones de miscibilidad (Monroy & Coronado, 2008).

Entre los parámetros operacionales que afectan la inyección WAG se encuentran:

- Tasas y presiones de inyección.
- Tamaño de los tapones de agua y gas.
- Relación agua/gas inyectada.
- Duración de los ciclos.
- Espaciamiento entre pozos (Monroy y Col., 2008).

Arreglo de pozos

Para iniciar un proceso de inyección, es necesario la selección de un arreglo de pozos adecuado, que permita mejorar la inyección del fluido contactando la mayor cantidad de petróleo posible en el yacimiento (Maiquiza, 2008).

Para la elección del arreglo de pozos se debe tomar en cuenta los siguientes factores:

- Proporcionar la capacidad productiva deseada.
- Proporcionar suficiente tasa de inyección del fluido para un adecuado rendimiento en la productividad del petróleo.
- Maximizar el factor de recobro con una mínima producción de agua.

Modelo de cinco pozos normal

Es el modelo más utilizado en la actualidad, debido a su eficiencia, ya que sus pozos son equidistantes, es decir, se perforan los cuatro pozos de inyección en los vértices de un cuadrado y el pozo productor en el centro como se indica en la Figura 5.

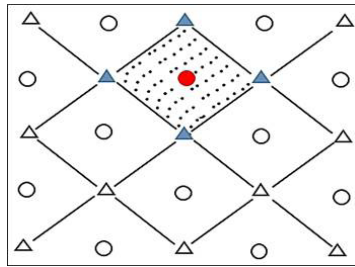


FIG. 5. Arreglo de 5 pozos normal

Fuente: Maiquiza (2008)

Factor de recobro

El factor de recobro es un parámetro importante para el cálculo de reservas, pues se trata del porcentaje del volumen de petróleo original que se puede recuperar. De esta manera, su valor depende de las características petrofísicas, de los fluidos del yacimiento, del mecanismo de producción y del método de recuperación (Maiquiza, 2008).

Simulación numérica de yacimientos

La simulación numérica de yacimientos consiste en la construcción de un modelo que funcione de una manera muy similar al desempeño de un yacimiento de hidrocarburos. Basándose en distintos modelos matemáticos, se trata de establecer el comportamiento de un reservorio cuya resolución es posible mediante los métodos numéricos y resolución de ecuaciones.

La simulación de un yacimiento tiene como objetivo principal predecir el comportamiento de un reservorio bajo distintos tipos de explotación planteados

técnicamente. Los resultados de estas predicciones dependen de una gran cantidad de variables, tales como, el método de recuperación, tipo de yacimiento, mecanismo de empuje primario del reservorio, entre otros. Los resultados obtenidos mediante los métodos numéricos permiten definir un modo óptimo de producción y explotación de un campo petrolero. Siempre teniendo en cuenta siempre el factor económico, y que todo proyecto sea económicamente rentable (Pulido, 2019).

Simuladores de yacimientos

Los simuladores de yacimientos son un grupo de programas de computación que, mediante distintos algoritmos, resuelven numéricamente las ecuaciones del modelo matemático y obtiene soluciones aproximadas de estas ecuaciones (Pulido, 2019).

El uso de simuladores brinda grandes ventajas al momento de predecir el comportamiento de un reservorio, pero también presentan limitantes, ya que nos brindan soluciones aproximadas, debido a que estos programas funcionan por medio de iteraciones. Por lo tanto, existe un cierto grado de incertidumbre, además, todo simulador dependerá de los datos de entrada que nosotros generemos en él, es decir, si los datos que se establecen en el software son erróneos, los resultados arrojados también lo serán.

Clasificación de los simuladores de yacimientos

Los simuladores de yacimientos según su modelo de flujo, se clasifican en dos: Modelo Black Oil y Modelo composicional.

Modelo Black Oil

El modelo de flujo de petróleo negro o Black Oil asume las siguientes condiciones:

- Solo existen 3 fases distintas dentro del yacimiento, las cuales son: petróleo, agua y gas.
- El petróleo y el agua son inmiscibles entre sí, es decir que son fases independientes la una de la otra, a pesar de ser líquidos.
- El gas es soluble en el petróleo, más no en el agua.

La simulación de yacimientos de petróleo negro o Black Oil es especialmente usada para procesos de inyección de agua o de gas en los cuales estos fluidos son inmiscibles con el petróleo, y donde no se espera que estos generen grandes cambios en la composición de los fluidos iniciales en el reservorio. En este se puede modelar el flujo de agua, petróleo o de gas; en donde se toman variaciones de la solubilidad del gas en el petróleo en función de la presión (Carrillo, 2010).

Modelo composicional

El modelo de flujo composicional, es considerado como una generalización del modelo Black Oil, debido a que, en este tipo de modelo, los efectos de transferencia de masa son bastante significativos durante el proceso de desplazamiento del fluido dentro del yacimiento (La comunidad petrolera, 2009).

En este modelo, las tres fases de fluidos en el yacimiento están bien definidas, es decir, se definen las composiciones reales de las fases del petróleo y gas, y el comportamiento de estos dentro del análisis PVT lleva un mayor trabajo y sus especificaciones son más exactas.

Si el proceso que se va a plantear en el simulador es una inyección de algún gas, en el análisis PVT se especifica cada componente existente tanto en los gases presentes en el yacimiento como en los que se desea inyectar.

Desarrollo del flujo de trabajo para la simulación Software de simulación

El programa de computación utilizado para el desarrollo de la simulación de inyección WAG fue el software IMEX de la compañía Computer Modelling Group, CMG. IMEX es un simulador trifásico de petróleo negro implícito/explicito; que modela el flujo en yacimientos de gas, agua-gas, agua-petróleo o agua-petróleo-gas. Las mallas pueden ser cartesianas, cilíndricas, o de profundidad variable y espesor variable. Mediante el software, es posible realizar configuraciones bidimensionales y tridimensionales con cualquiera de estas mallas, incluyendo complejas estructuras heterogéneas falladas.

Entre las aplicaciones del simulador IMEX, se encuentran:

- Declinación primaria y predicciones de recobro inicial de yacimientos subsaturados y saturados.
- Estudios de conificación.
- Recobro secundario: Desplazamiento por inyección de agua e inyección de gas.
- Recobro mejorado: Procesos de inyección WAG (Computer Modelling Group Ltd, 2015).

En este trabajo, también se utilizarán otras herramientas brindadas por el mismo software, tales como:

- BUILDER, con el cual, se creó el modelo del reservorio y del fluido;
- RESULTS GRAPHS, en el que se muestran los resultados mediante gráficos.

Para la data de diseño del modelo de simulación, fue necesario investigar artículos referentes a yacimientos sometidos a procesos de inyección WAG, y que puedan reproducirse en el simulador de ingeniería. Para esto, se revisaron los estudios sobre “Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a procesos de inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante analogías” (Jiménez, 2005), y “Optimización de un proceso de inyección WAG mediante simulación numérica para su aplicación en yacimientos de Venezuela” (Valladares, 2017).

Modelo de simulación

En este modelo de simulación se crea un arreglo de 5 pozos normal (Figura 6) de 12 acres ubicado dentro de un área total de drenaje de 20 acres. El reservorio se encuentra a una profundidad de 6000 pies y presenta un espesor neto productor de 80 pies.

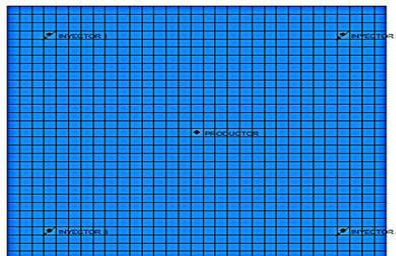


FIG. 6. Arreglo de 5 pozos normal
Fuente: Elaboración propia (2020)

Inicialización del simulador

Al abrir el programa de CMG, se procede a seleccionar la herramienta “Builder” y se creará un archivo nuevo. Se muestra una ventana, en la cual, se selecciona el simulador “IMEX”, el sistema de unidades y la fecha de inicialización del modelo.

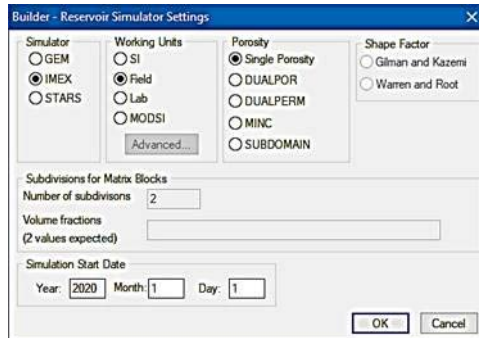


FIG. 7. Ventana de inicialización del simulador
Fuente: Elaboración propia (2020)

Dimensiones del yacimiento

Siguiendo la representación de un arreglo de 5 pozos, el área de estudio es 20 acres (871200 pies²) encontrando el tope de la formación a 6000 pies y de espesor 80 pies. La configuración del mallado es 31 31 16 siendo las unidades en el espacio (i, j, k) respectivamente. Cada celda (i, j) es de 30.11 pies, para cada celda k un espesor de 5 pies.



FIG. 8. Ventana de diseño del mallado del reservorio.

Fuente: Elaboración propia (2020).

Propiedades de la roca **TABLA 1.** Propiedades de la roca

Propiedades de la roca	
Porosidad	0.2
Permeabilidad horizontal	80 md
Permeabilidad vertical	20 md
Presión del yacimiento	2615 psi
Temperatura inicial	150 F
Compresibilidad	3.6E-6 1/psi

Fuente: Jiménez (2005)

Luego del diseño de la malla se procede a la colocación de las propiedades de la roca. Dichas propiedades se detallan en la Tabla 1.

Los valores, antes mencionados, son ubicados en el simulador para la creación del reservorio, tal como se muestra en la Figura 9 y 10.

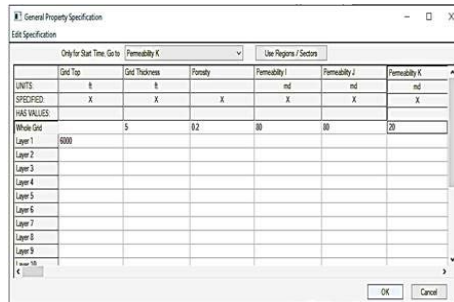


FIG. 9. Ventana de propiedades de la roca
Fuente: Elaboración propia (2020)

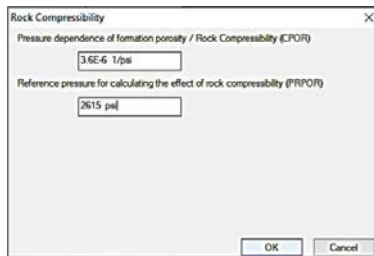


FIG. 10. Ventana de compresibilidad de la roca
Fuente: Elaboración propia (2020)

Propiedades del fluido

Las propiedades del fluido se detallan en la Tabla 2.

TABLA 2. Propiedades del fluido

Propiedades del fluido	
Viscosidad del petróleo	1.5 cp
Gravedad del petróleo	25 API
Viscosidad del agua	0.4718 cp
Presión de saturación	1000 psi
Gravedad específica del gas	0.8
Salinidad del agua	10000 ppm

Fuente: Jiménez (2005)

En esta sección se crea el modelo del fluido y las propiedades. Para esto se debe hacer clic en la sección “Components” y luego en la opción “Quick Fluid Model”, por lo cual, se mostrará una nueva ventana en donde se elegirá la opción “Launch Dialog to Create a Quick BLACKOIL Model Using Correlations” como se muestra en la Figura 11.

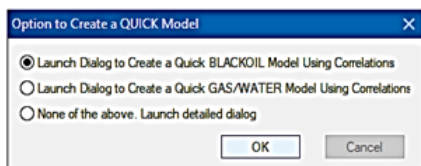


FIG. 11. Ventana para creación del modelo del fluido
 Fuente: Elaboración propia (2020)

Luego de esto, se despliega la ventana “Quick Blackoil Model” en donde se ingresarán los valores de las Tablas 1 y 2, tal como se muestra en la Figura 12. Al aceptar los valores se construyen las curvas PVT.

#	Description	Option	Value
1	Reservoir temperature		150 F
2	Generate data upto max. pressure of		3000 psi
3	Bubble point pressure calculation	Value provided	1000 psi
4	Oil density at STC(14.7 psia, 60 F)	Stock tank oil gravity (API)	25
5	Gas density at STC(14.7 psia, 60 F)	Gas gravity (Air=1)	0.8
6	Reference pressure for water properties		2615 psi
7	Pressure dependence of water viscosity		
8	Water salinity (ppm)		10000

FIG. 12. Ventana de propiedades del fluido
 Fuente: Elaboración propia (2020)

Modelo de permeabilidades relativas

Los cálculos de los movimientos de fluidos en base a las saturaciones en el yacimiento son de mucha importancia a considerar, para esto se utilizaron los valores mostrados en la Tabla 3.

En el simulador, se ingresa a la sección “Rock Fluid”, la cual nos muestra una serie de alternativas y se selecciona “Create/Edit Rock Types”; se genera una ventana y se dirige a la opción “Tools” y se selecciona “Generate Tables Using Correlations”. En la ventana generada se debe ingresar los valores de la Tabla 3. Tal como se muestra en la Figura 13.

TABLA 3. Data para curvas de permeabilidades relativas

Data para Curvas de Permeabilidades Relativas	
Swcon - Endpoint Saturation: connate water	0.2
Swcrit - Endpoint Saturation: critical water	0.2
Soirw - Endpoint Saturation: irreducible oil for water-oil table	0.3
Sorw - Endpoint Saturation: residual oil for water-oil table	0.3
Soirg - Endpoint Saturation: irreducible oil for gas-liquid table	0.14
Sorg - Endpoint Saturation: residual oil for gas-liquid table	0.14
Sgcon - Endpoint Saturation: connate gas	0.03
Sgcrit - Endpoint Saturation: critical gas	0.03
Krocw - Kro at connate water	0.8
Krwiro - Krw at irreducible oil	0.28
Krgcl - Krg at connate liquid	0.15
Krogcg - Krog at connate gas	0.8

Fuente: Valeev y Col., (2017)

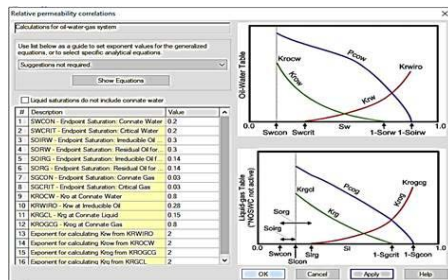


FIG. 13. Ventana para generar las curvas de permeabilidades relativas

Fuente: Elaboración propia (2020)

Al aceptar los valores se construyen las curvas de permeabilidades relativas, tal como se muestra en las Figuras 14 y 15.

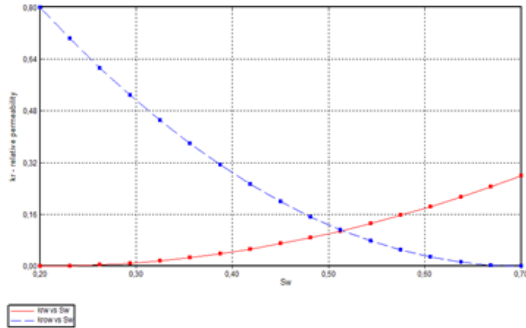


FIG. 14. Curva de permeabilidades relativas Agua-Petróleo
Fuente: Elaboración propia (2020)

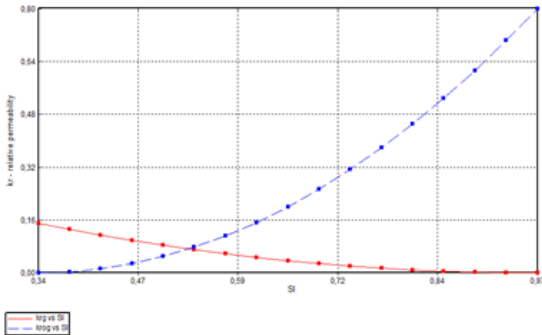


FIG. 15. Curva de permeabilidades relativas Gas-Líquido
Fuente: Elaboración propia (2020)

Condiciones iniciales del yacimiento

La presión de referencia se toma de la Tabla 1, que generalmente, es igual a la presión del yacimiento (2615 psi). La presión de burbujeo se toma de la Tabla 2.

Los valores antes mencionados se ingresan en la sección “Initial Conditions”, del simulador, en el cual se selecciona la opción “Water, Oil”, pues en este caso, el gas se encuentra disuelto en el petróleo debido a que inicialmente, la presión del yacimiento es mayor que la presión de saturación (Figura 16).

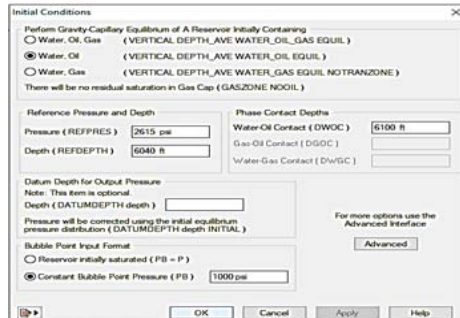


FIG. 16. Ventana de condiciones iniciales del yacimiento

Fuente: Elaboración propia (2020)

Datos de pozos y datos recurrentes

La inyección alternada de agua y gas (WAG) es un método de recuperación mejorada, por esta razón es necesario establecer primero las condiciones de producción primaria y producción secundaria (inyección de agua), antes de someter al yacimiento a un proceso de inyección WAG.

Construcción del modelo de producción primaria Creación del pozo

En el modelo de producción primaria se crea un pozo productor ubicado en el centro del yacimiento. Para esto se ingresa a la sección “Well & Recurrent”, seleccionar la opción “Well New” y se muestra la ventana para crear los pozos. En esta ventana, al pozo productor se lo denominará “PRODUCTOR” y en “Types” se selecciona “PRODUCER” (Figura 17).

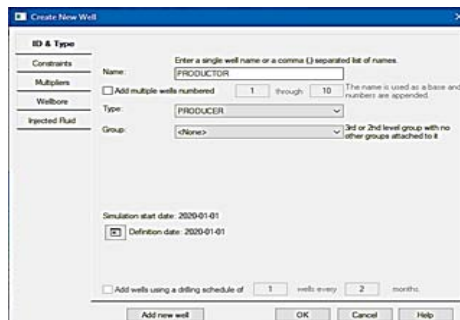


FIG. 17. Ventana para crear el pozo

Fuente: Elaboración propia (2020)

Perforación del pozo

Para la perforación del pozo PRODUCTOR se da clic sobre la sección “Well Completion Data”, en la ventana “Perforation”, y en la casilla “User Block Address” se ubica los números de las celdas del mallado a trabajar.

En la Tabla 4 se especifica las celdas utilizadas para la perforación del pozo PRODUCTOR.

TABLA 4. Ubicación del pozo productor

Perforación del pozo		
Nombre	User Block Adress	
	Inicio	Final
Productor	16 16 1	16 16 61

Fuente: Elaboración propia (2020)

En la Figura 18 se presenta la malla del yacimiento con el pozo perforado.

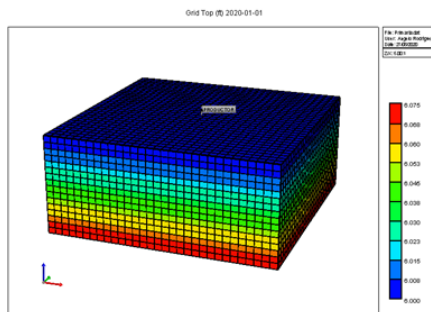


FIG. 18. Malla del yacimiento con un pozo productor

Fuente: Elaboración propia (2020)

Tiempo de simulación

Para el proceso del proyecto se debe considerar el tiempo a simular, por lo que, nos ubicaremos en la sección “Well & Recurrent”, se selecciona la opción “Dates” y se mostrará una ventana (Figura 19).

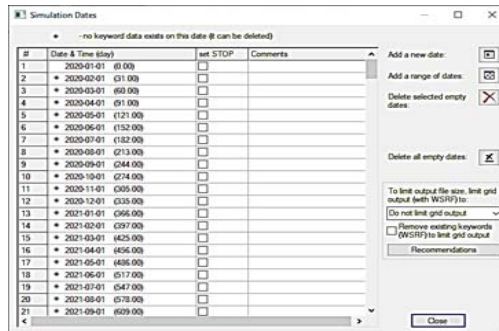


FIG. 19. Ventana para definir el tiempo a simular

Fuente: Elaboración propia (2020)

En esta ventana, se selecciona la opción “Add a range of dates”, el proyecto está para 20 años, por lo que en la casilla “To” se escogerá la fecha “1 de enero de 2040” y el “Step” será de “1” “mes a mes” (Figura 20).

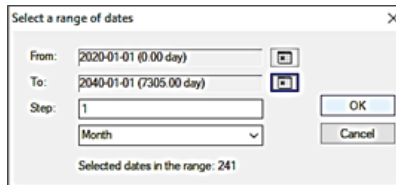


FIG. 20. Selección de fechas para la simulación

Fuente: Elaboración propia (2020)

Condiciones operacionales

Para la selección de las condiciones operacionales del modelo de producción primaria se realizó una serie de análisis de sensibilidades para establecer el mejor escenario de producción.

Sensibilidad a la tasa de producción

Como se puede observar en la Figura 21, a mayor tasa de producción el factor de recobro es mayor, ya que la cantidad de fluidos producidos es más alta que a tasas de producción más bajas.

Los pozos no producen al máximo de su capacidad debido a cuidados operacionales que se deben tener con las bombas, las tuberías de producción y las capacidades de

las estaciones de tratamiento. Por lo tanto, las tasas de producción pueden ser altas o bajas dependiendo de las características y condiciones de operación de cada pozo.

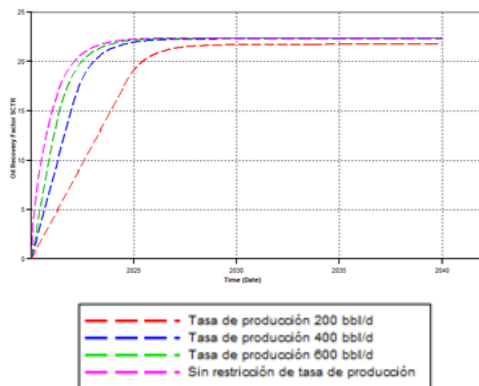


FIG. 21. Comportamiento del factor de recobro del yacimiento a diferentes tasas de producción durante la producción primaria
Fuente: Elaboración propia (2020)

La figura 22 muestra que la presión promedio del yacimiento se mantiene más con tasas de producción más bajas. Esto se debe, a que a menores tasas de producción el yacimiento se depleta lentamente y pierde energía con menor rapidez. Pero, el objetivo de la industria petrolera es producir la mayor cantidad de hidrocarburos en el menor tiempo posible, debido a los ingresos que se obtienen. Por esta razón, la elección de la tasa de producción depende de decisiones económicas y técnicas. Para la simulación del presente trabajo, se utilizó la tasa máxima de producción de 400 bbl durante la producción primaria.

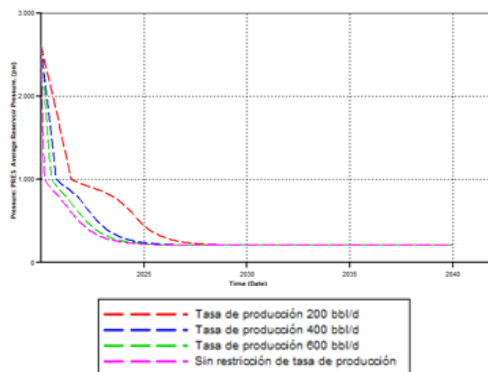


FIG. 22. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento a diferentes tasas de producción durante la producción primaria
Fuente: Elaboración propia (2020)

Sensibilidad a la presión de fondo

Como se puede observar en la Figura 23, a menor presión de fondo el factor de recobro aumenta debido a que la caída de presión en el yacimiento es mayor y se producen más cantidad de hidrocarburos.

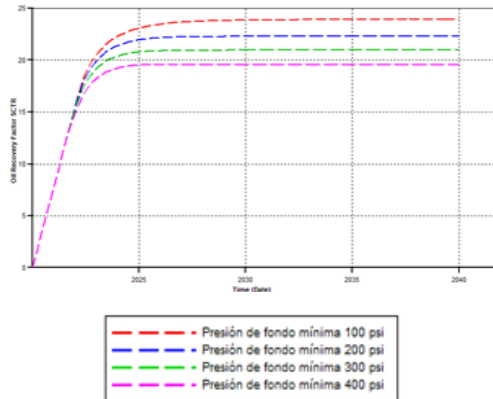


FIG. 23. Comportamiento del factor de recobro a diferentes presiones de fondo durante la producción primaria

Fuente: Elaboración propia (2020)

La figura 24 muestra que, a menores presiones de fondo, el yacimiento se depleta rápidamente y pierde totalmente su energía en los primeros años de producción.

Las presiones de fondo mínimas pueden ocasionar daños al pozo y al yacimiento debido a la gran caída de presión en la cara de la arena. Las presiones de fondo máximas son perjudiciales debido a que se restringe la producción de fluidos y el factor de recobro será menor.

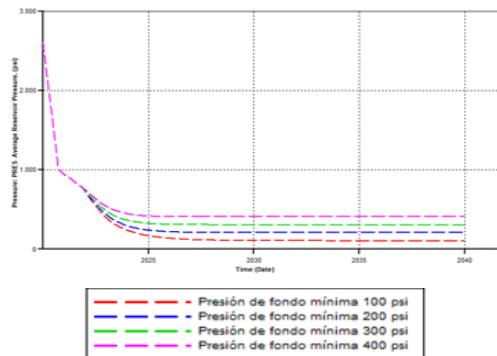


FIG. 24. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento a diferentes presiones de fondo durante la producción primaria

Fuente: Elaboración propia (2020)

Para el presente modelo de simulación se utilizó la presión de fondo mínima de 200 psi.

TABLA 5. Condiciones operacionales del pozo

Condiciones operacionales del pozo	
Tasa de producción máxima	400 bbl/d
Presión de fondo mínima	200 i

Fuente: Elaboración propia (2020)

Construcción del modelo de producción secundaria

Luego que el yacimiento ha perdido gran parte de su energía, es necesario aplicar un proceso de recuperación asistida o secundaria, que nos permita recobrar un volumen adicional de fluidos.

El método de recuperación asistida utilizado en este proyecto será la inyección continua de agua. Para el actual modelo, se decidió iniciar la inyección de agua en el año 2023, es decir, después de 3 años de producción primaria.

Creación de los pozos

En el modelo de producción secundaria se creará 4 nuevos pozos inyectores que junto con el pozo productor formarán un arreglo de 5 pozos.

Para esto se ingresa a la sección “Well & Recurrent”, seleccionar la opción “Well New” y se mostrará la ventana para crear los pozos. A los pozos se los denominará “INYECTOR 1”, “INYECTOR 2”, “INYECTOR 3” e “INYECTOR 4”, y en “Types” se selecciona “INJECTOR MOBWEIGHT” (Figura 25).

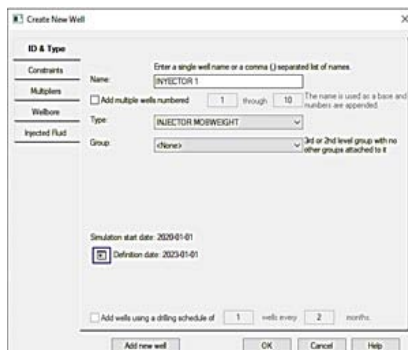


FIG. 25. Ventana de creación del pozo INYECTOR 1

Fuente: Elaboración propia (2020)

Perforación de los pozos

Para la perforación de los pozos INYECTORES, se selecciona el pozo respectivo y se da clic sobre la sección “Well Completion Data”, en la ventana “Perforation”, y en la casilla “User Block Address” se ubica los números de las celdas de la malla a trabajar.

En la Tabla 6 se detalla las celdas utilizadas para la perforación de los pozos INYECTORES.

TABLA 6. Ubicación de los pozos inyectoros

Perforación de los pozos			
Nombre	User Block Address		
	Inicio		Final
INYECTOR 1	4 1	4	4 16
INYECTOR 2	28 1	4	28 16
INYECTOR 3	4 1	28	4 16
INYECTOR 4	28 1	28	28 16

Fuente: Elaboración propia (2020)

En la Figura 26 se muestra la malla del yacimiento con los pozos creados.

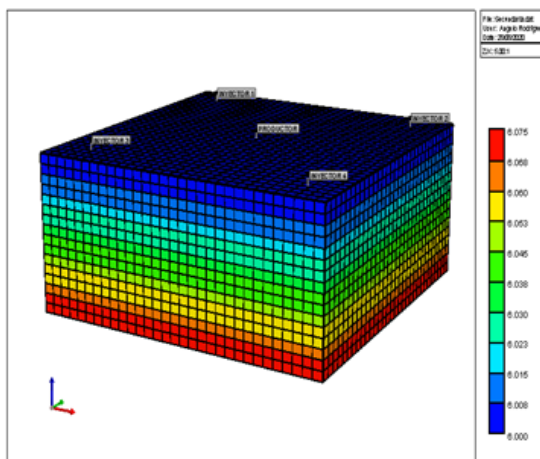


FIG. 26. Malla del yacimiento con un pozo productor y cuatro pozos inyectoros.

Fuente: Elaboración propia (2020)

Condiciones operacionales

Para la selección de las condiciones operacionales de los pozos inyectoros se realizó un análisis de sensibilidad a la tasa de inyección de agua.

Sensibilidad a la tasa de inyección de agua

El análisis de sensibilidad a la tasa de inyección de agua, se realizó variándola entre 200 bbl/d y 800 bbl/d distribuida en los 4 pozos inyectoros. La restricción del pozo productor nivela las tasas que se inyectan al patrón con las tasas que se producen. Es decir, que, si se inyectan 600 bbl/d de agua al reservorio, se debe poner a producir lo mismos 600 bbl/d de petróleo en el pozo productor. La Figura 27 muestra que, a mayores tasas de inyección, mayor es el factor de recobro de petróleo, pero como se muestra en la figura 28, estas conllevan a altos cortes de agua, lo que se refleja en altos costos de producción.

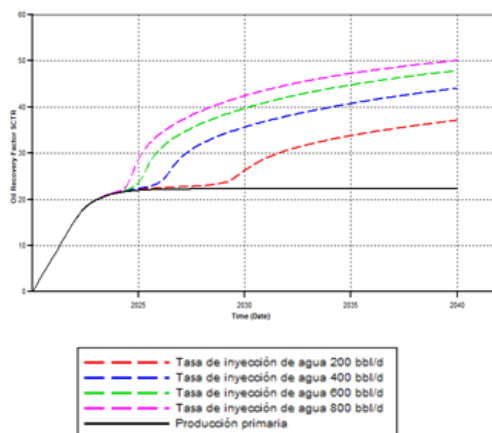


FIG. 27. Comportamiento del factor de recobro a diferentes tasas de inyección de agua durante la producción secundaria
Fuente: Elaboración propia (2020)

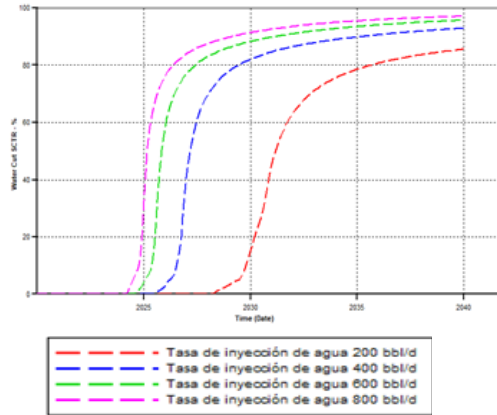


FIG. 28. Comportamiento del corte de agua a diferentes tasas de inyección de agua durante la producción secundaria
Fuente: Elaboración propia (2020)

Para el presente trabajo se seleccionó la tasa de inyección de 600 bbl/d.

TABLA 8. Condiciones operacionales de los pozos

Pozos inyectores	
Tasa de inyección	600 bbl/d
	150 bbl/d/pozo
Pozo productor	
Tasa de producción máxima	600 bbl/d
Presión de fondo mínima	200 psi

Fuente: Elaboración propia (2020)

Construcción del modelo de inyección alternada de agua y gas (WAG)

El principal criterio de diseño del proceso de inyección WAG, es el corte de agua durante la producción secundaria del yacimiento (figura 28).

De acuerdo a la figura 28, se seleccionó el año 2030 como fecha adecuada para la aplicación del proceso de inyección WAG, ya que en este año se tiene altos cortes de agua. También se fijó un tamaño de tapón del 6% del volumen poroso correspondiente a 836352 pies cúbicos o 148960.21 bbl.

Las condiciones operacionales del proceso de inyección WAG se muestran en la Tabla 9. Como se puede observar, para tener en yacimiento 9165.5 cf/d de gas efectivos, es necesario inyectar un volumen de gas en superficie equivalente a 1'794980 scf/d. Muchas veces, el mayor impedimento para la aplicación de un proceso de inyección WAG es la disponibilidad del volumen total requerido.

TABLA 9. Condiciones operacionales del proceso de inyección WAG

Condiciones operacionales de la inyección WAG	
Año de inicio de la inyección WAG	2030
Corte de agua	88%
Tamaño del tapón	6% VP
Relación WAG	0.5
Volumen total de gas inyectado	1.2 VP
Frecuencia de los ciclos	1 año
Tasa de inyección de agua	204 bbl/d/pozo
Tasa de inyección de gas (yacimiento)	2291.38 cf/d/pozo
Tasa de inyección de gas (superficie)	1'794980 scf/d
Espaciamiento entre pozos	12 acres

Fuente: Elaboración propia (2020)

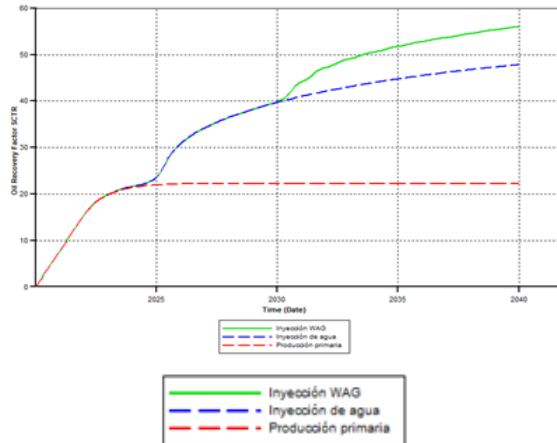
Una vez fijados los parámetros operacionales de los pozos inyectoros, se procede a inyectar los tapones de gas y agua continuamente hasta finalizar con el último tapón de agua de 6% del volumen poroso.

Análisis de resultados

Los parámetros que se analizan a continuación, son los siguientes: Factor de recobro, corte de agua durante la producción, presión promedio del yacimiento, tasa de producción de petróleo y saturación de fluidos en el yacimiento.

Factor de recobro

Para el análisis de este factor, se puede observar en la Figura 29. Durante la producción primaria se obtiene un factor de recobro del 20%, luego con la aplicación de la inyección de agua se alcanza un factor de recobro adicional del 20%, y finalmente con el proceso de inyección WAG, se logra incrementar el factor de recobro en un 16%. Dando como resultado un factor de recobro final de 56%.



Además, en la figura 30, se muestra un caso en el cual se da continuidad al proceso de inyección de agua hasta el año 2070, y se pronostica un factor de recobro final de 55%. Mientras que con la aplicación del proceso de inyección WAG desde el año 2030 hasta el año 2040, se obtiene un factor de recobro final de 56%. Siendo estas, las razones principales por lo cual el proceso resulta eficiente.

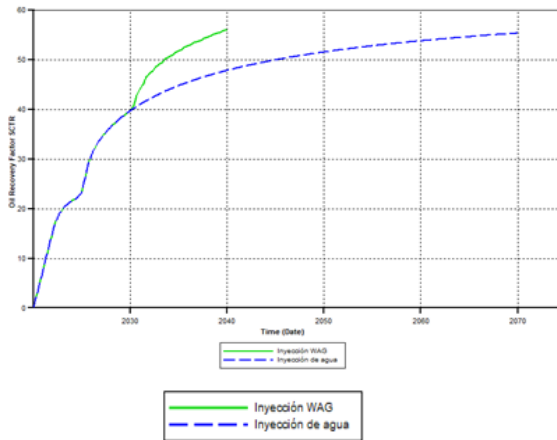
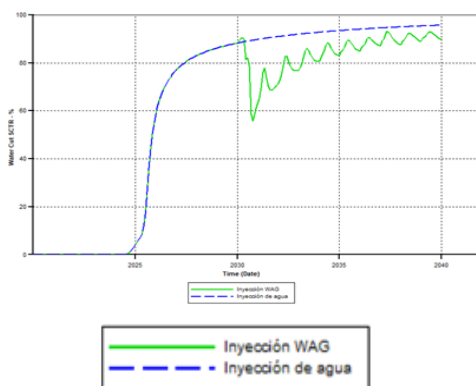


FIG. 30. Comportamiento del factor de recobro: durante la inyección de agua hasta el año 2070 y durante la inyección WAG hasta el año 2040
Fuente: Elaboración propia (2020)

Corte de agua

Como se observa en la Figura 31, el corte de agua aumenta continuamente durante la producción secundaria, hasta el año 2030, en donde alcanza su valor máximo correspondiente a 88%. Luego, con la aplicación de la inyección WAG, se logra reducir el corte de agua mientras se producen los tapones de gas.

También se puede diferenciar los tapones de gas de los tapones de agua. Debido a que el corte de agua aumenta cuando se está inyectando un tapón de gas, puesto que los fluidos que se están produciendo son petróleo y agua. Y cuando se está inyectando agua, se está produciendo petróleo y gas, por lo tanto, el corte de agua disminuye notablemente.



Presión promedio del yacimiento

La figura 32 muestra la curva de presión promedio del yacimiento a través del tiempo. Se puede observar que la presión inicial del yacimiento es de 2615 psi, la cual decrece hasta 440 psi durante la producción primaria, luego con la implementación de la inyección de agua aumenta considerablemente hasta 998 psi en el año 2025, a partir de este año la presión decrece lentamente hasta el año 2030, en donde se inicia el proceso de inyección WAG y la presión aumenta y disminuye dependiendo del fluido que se esté inyectando.

Cuando se inyecta un tapón de gas, este genera un empuje adicional en el yacimiento, por lo tanto, la presión aumenta, luego con la inyección de un tapón de agua, la presión disminuye, debido a que una parte del gas queda atrapada y otra parte es desplazada por el agua.

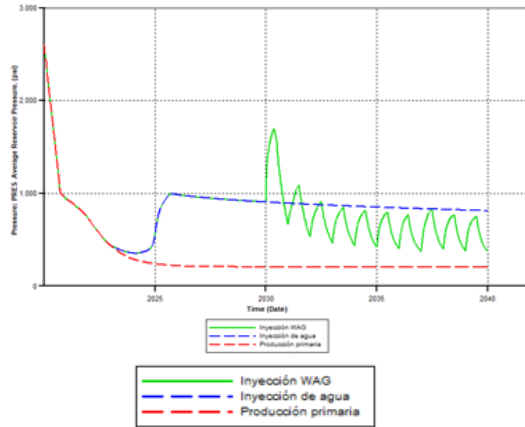


FIG. 32. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento de estudio durante la inyección WAG
Fuente: Elaboración propia (2020)

Tasa de producción de petróleo

Como se muestra en la figura 33, las curvas presentan un comportamiento muy similar a las curvas de presión promedio del yacimiento, esto se debe a que, a mayor presión en el yacimiento, la cantidad de fluidos que puede producirse es mayor.

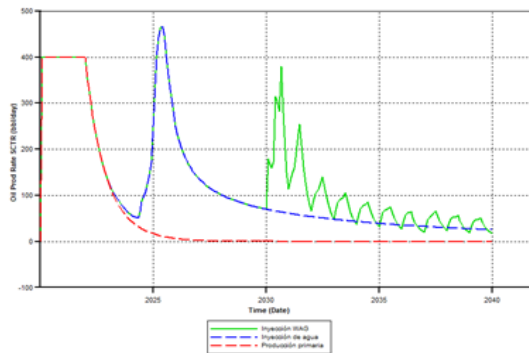


FIG. 33. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo durante la inyección WAG
Fuente: Elaboración propia (2020)

Saturación de los fluidos en el yacimiento

En la figura 34 se muestra el comportamiento de la saturación de los fluidos en el yacimiento durante el proceso de inyección WAG. Inicialmente, cuando se inyecta un tapón de gas, aumenta la saturación de gas en el yacimiento y disminuye la saturación de petróleo y agua. Después, con la inyección de un tapón de agua, la saturación de agua aumenta mientras la saturación de petróleo y gas disminuyen. Este proceso se repite hasta completar los ciclos deseados.

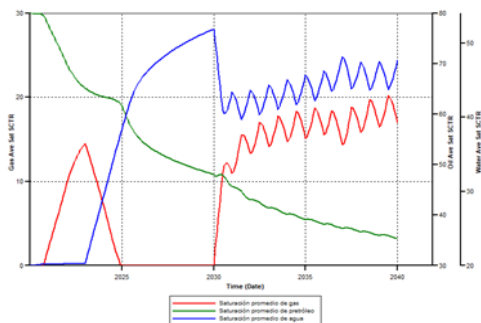


FIG. 34. Comportamiento de la saturación de gas, petróleo y agua durante la inyección WAG

Fuente: Elaboración propia (2020)

Conclusiones

- El proceso de desplazamiento WAG luego de una inyección de agua resulta positivo, permite desplazar el petróleo entrampado en el medio poroso, mediante el entrampamiento del gas.
- Mediante la simulación numérica de yacimientos, realizando diferentes sensibilidades, se demuestra que el proceso de desplazamiento WAG aumenta el factor de recobro de manera considerable, lo que hace posible una predicción del excelente desplazamiento en esta fase conocida como recuperación mejorada.
- Los cortes de agua disminuyen considerablemente en el proceso de desplazamiento WAG, ya que mientras se inyecta el agua, se está produciendo y desplazando petróleo y gas.
- Con las propiedades consideradas en el proceso de simulación, en el desplazamiento WAG se estima una ligera miscibilidad entre el gas inyectado y el fluido del yacimiento debido a que, en un lapso de tiempo, la presión promedio del yacimiento es mayor que la presión de saturación. Sin embargo,

una vez superado el límite de solubilidad se forman dos fases bien definidas, separadas por una interfase.

- En el proceso de desplazamiento WAG, la saturación de la fase petróleo siempre va a disminuir, mientras que las saturaciones de agua y de gas van a aumentar o disminuir dependiendo del fluido que se esté inyectando.

Recomendaciones

- Establecer los criterios según arreglos de pozos que permitan lograr una alta eficiencia del desplazamiento areal y vertical en el yacimiento, considerando el desplazamiento WAG.
- Considerar los modelos estáticos y dinámicos del yacimiento, los cuales nos permiten extrapolar la heterogeneidad del mismo.
- Desarrollar el modelo de simulación utilizando el modelo composicional, especificando cada uno de los componentes de los fluidos presentes en el yacimiento y del fluido desplazante.
- Considerar al inicio de un proyecto de desplazamiento WAG, la disponibilidad necesaria del gas para ejecutar sin contratiempos la inyección de los taponés de gas.

Referencias Bibliograficas

- Carrillo, L. (2010). Simulación de petróleo negro (black oil). [Información en línea] [Consultada: Julio 2020]
- Christensen, J.; Stenby, E.; y Skauge, A. (1998). Review of WAG Field Experience. SPE. USA.
- Computer Modelling Group Ltd. (2015). IMEX User Guide Three-Phase, Black-Oil Reservoir Simulator. Calgary.
- Jiménez, R. (2005). Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a procesos de inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante analogías. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
- Jiménez, R.; Muñoz, S.; y Rivera, J. (2010). Inyección alternada de agua y gas (WAG): Generalidades teóricas, casos históricos, problemas operacionales comunes y screening estadístico para su aplicación. EL REVENTÓN ENERGÉTICO, 47-55.
- La comunidad petrolera. (2009). Inyección Alternada de Agua y Gas. [Información en línea] [Consultada: Abril 2020].

Maiquiza, K. (2008). Estudio de recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente en un yacimiento de crudos pesados de un campo del oriente ecuatoriano. Universidad Politécnica Nacional. Quito.

Monroy, D. y Coronado, J. (2008). Análisis de yacimientos sometidos a procesos de inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante simulación numérica. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.

Pulido, C. (2019). Evaluación técnico-financiera de la inyección tipo WAG con flue gas proveniente de la refinería de Barrancabermeja en las arenas B de la formación Mugrosa en un campo mediante una simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá.

Valladares, S. (2017). Optimización de un proceso de inyección WAG mediante simulación numérica para su aplicación en yacimientos de Venezuela. Universidad Central de Venezuela. Caracas.

Valeev, A. y Shevelev, A. (2017). Waterflooding for lateral anisotropy of porous media. [Información en línea] [Consultada: Julio 2020]