



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**“OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO EN UN YACIMIENTO, MEDIANTE LA
SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG)”**

TESINA

AUTOR:

RODRÍGUEZ REYES ANGELO DENILSON

TUTOR:

ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ HINESTROZA, PhD.

LA LIBERTAD - ECUADOR

2020

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**“OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO EN UN YACIMIENTO, MEDIANTE LA
SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG)”**

TESINA

AUTOR:

RODRÍGUEZ REYES ANGELO DENILSON

TUTOR:

ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ HINESTROZA, PhD.

UPSE
LA LIBERTAD - ECUADOR

2020



La Libertad, 14 de octubre de 2020

CARTA DE ORIGINALIDAD

Ing. Juan Garcés Vargas, MSc.
Decano de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería
Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada "OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO EN UN YACIMIENTO, MEDIANTE LA SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG)", para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

ANGELO DENILSON RODRÍGUEZ REYES

Autor: Nombres y Apellidos

Firma: Angelo Rodríguez R.

N° de Cedula: 2450058348

Correo: rodriguez_ar14@outlook.com

ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ HINESTROZA, PhD.

Tutor: Nombres y Apellidos

Firma: M. Gutiérrez

N° de Cedula: 0961027687

Correo: mgutierrez@upse.edu.ec

TABLA DE CONTENIDOS

PORTADA	I
CARTA DE ORIGINALIDAD	III
TABLA DE CONTENIDOS	IV
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE TABLAS	IX
RESUMEN	X
ABSTRACT	XI
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
1. EL PROBLEMA	3
1.1. Antecedentes	3
1.2. Planteamiento del problema	5
1.3. Justificación	6
1.4. Objetivos	7
1.4.1. Objetivo general	7
1.4.2. Objetivos específicos	7
1.5. Metodología	7
CAPÍTULO II	8
2. MARCO TEÓRICO	8
2.1. Propiedades físicas del medio poroso	8
2.1.1. Porosidad	8
2.1.1.1. Porosidad absoluta	8
2.1.1.2. Porosidad efectiva	8
2.1.1.3. Porosidad no efectiva	9
2.1.2. Saturación de fluidos	9
2.1.3. Estados de flujo	9
2.1.4. Permeabilidad	9
2.1.4.1. Permeabilidad absoluta	10
2.1.4.2. Permeabilidad efectiva	10
2.1.4.3. Permeabilidad relativa	10

2.1.5.	Movilidad.....	10
2.1.6.	Tensión Interfacial y Superficial	11
2.1.7.	Mojabilidad.....	12
2.1.8.	Drenaje e imbibición	12
2.2.	Propiedades de los fluidos y del yacimiento	12
2.2.1.	Viscosidad del petróleo.....	12
2.2.2.	Permeabilidad horizontal y vertical	13
2.2.3.	Factor volumétrico de formación del petróleo	13
2.2.4.	Gravedad API	13
2.2.5.	Composición del crudo	14
2.2.6.	Transmisibilidad.....	14
2.3.	Arreglo de pozos.....	14
2.3.1.	Modelo de cinco pozos normal	15
2.4.	Factor de recobro	15
2.5.	Inyección alternada de agua y gas (WAG)	15
2.5.1.	Eficiencias de desplazamiento.....	16
2.5.1.1.	Eficiencia de desplazamiento vertical (Ev).....	17
2.5.1.2.	Eficiencia de desplazamiento horizontal (Eh).....	18
2.5.1.3.	Eficiencia de desplazamiento microscópico (Em)	20
2.5.2.	Factores que afectan la inyección WAG.....	21
2.5.2.1.	Características del yacimiento	21
2.5.2.2.	Propiedades de los fluidos	24
2.5.2.3.	Parámetros Operacionales.....	28
2.6.	Simulación numérica de yacimientos.....	31
2.6.1.	Simuladores de yacimientos	31
2.6.1.1.	Clasificación de los simuladores de yacimientos	32
CAPÍTULO III.....		34
3.	DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN.....	34
3.1.	Software de simulación.....	34
3.2.	Criterios de selección.....	35
3.3.	Modelo de simulación	36

3.3.1.	Inicialización del simulador	36
3.3.2.	Dimensiones del yacimiento	37
3.3.3.	Propiedades de la roca	38
3.3.4.	Propiedades del fluido	39
3.3.5.	Modelo de permeabilidades relativas	42
3.3.6.	Condiciones iniciales del yacimiento	45
3.3.7.	Datos de pozos y datos recurrentes	47
3.4.	Construcción del modelo de producción primaria	47
3.4.1.	Creación del pozo	47
3.4.2.	Perforación del pozo	48
3.4.3.	Tiempo de simulación	49
3.4.4.	Condiciones operacionales	50
3.4.4.1.	Sensibilidad a la tasa de producción	50
3.4.4.2.	Sensibilidad a la presión de fondo	52
3.5.	Construcción del modelo de producción secundaria	55
3.5.1.	Creación de los pozos	55
3.5.2.	Perforación de los pozos	56
3.5.3.	Condiciones operacionales	57
3.5.3.1.	Sensibilidad a la tasa de inyección de agua	57
3.6.	Construcción del modelo de inyección alternada de agua y gas (WAG)	61
CAPÍTULO IV		63
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	63
4.1.	Factor de recobro	63
4.2.	Corte de agua	65
4.3.	Presión promedio del yacimiento	66
4.4.	Tasa de producción de petróleo	67
4.5.	Saturación de los fluidos en el yacimiento	67
CONCLUSIONES		69
RECOMENDACIONES		70
REFERENCIAS		71

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Arreglo de 5 pozos normal.	15
Figura 2. Esquema del proceso de inyección WAG.	16
Figura 3. Distribución vertical de los fluidos.	18
Figura 4. Distribución horizontal de los fluidos.	19
Figura 5. Distribución de los fluidos a nivel de poro.	21
Figura 6. Estratificación en el yacimiento.	23
Figura 7. Anisotropía del yacimiento.	23
Figura 8. Espesor desfavorable para la aplicación de la inyección WAG.	24
Figura 9. Espesor favorable para la aplicación de la inyección WAG.	24
Figura 10. Comportamiento de permeabilidades relativas y saturaciones en un proceso WAG.	26
Figura 11. Saturación de fluidos en el yacimiento durante la inyección WAG.	27
Figura 12. Arreglo de 5 pozos normal, Builder (2015.10).	36
Figura 13. Ventana de inicialización del simulador, Builder (2015.10).	37
Figura 14. Ventana de diseño del mallado del reservorio, Builder (2015.10).	37
Figura 15. Ventana de propiedades de la roca, Builder (2015.10).	38
Figura 16. Ventana de compresibilidad de la roca, Builder (2015.10).	39
Figura 17. Ventana para creación del modelo del fluido, Builder (2015.10).	40
Figura 18. Ventana de propiedades del fluido, Builder (2015.10).	40
Figura 19. Razón gas disuelto (R_s) y Factor volumétrico del petróleo (B_o) vs Presión (P), Builder (2015.10).	41
Figura 20. Factor de expansión del gas (E_g) vs Presión (P), Builder (2015.10).	41
Figura 21. Viscosidad del petróleo ($Viso$) y Viscosidad del gas ($Visg$) vs Presión (P), Builder (2015.10).	42
Figura 22. Ventana para generar las curvas de permeabilidades relativas, Builder (2015.10).	44
Figura 23. Curva de permeabilidades relativas Agua-Petróleo, Builder (2015.10).	44
Figura 24. Curva de permeabilidades relativas Gas-Líquido, Builder (2015.10).	45
Figura 25. Profundidad de referencia.	45
Figura 26. Ventana de condiciones iniciales del yacimiento, Builder (2015.10).	46

Figura 27. Ventana para crear el pozo, Builder (2015.10).....	47
Figura 28. Malla del yacimiento con un pozo productor, Builder (2015.10).....	48
Figura 29. Ventana para definir el tiempo a simular, Builder (2015.10).	49
Figura 30. Selección de fechas para la simulación, Builder (2015.10).....	49
Figura 31. Comportamiento del factor de recobro del yacimiento a diferentes tasas de producción durante la producción primaria, Results Graph (2015.10).	50
Figura 32. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento a diferentes tasas de producción durante la producción primaria, Results Graph (2015.10).	51
Figura 33. Comportamiento del factor de recobro a diferentes presiones de fondo durante la producción primaria, Results Graph (2015.10).....	52
Figura 34. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento a diferentes presiones de fondo durante la producción primaria, Results Graph (2015.10).....	52
Figura 35. Comportamiento del factor de recobro durante la producción primaria, Results Graph (2015.10).....	54
Figura 36. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento durante la producción primaria, Results Graph (2015.10).	54
Figura 37. Ventana de creación del pozo INYECTOR 1, Builder (2015.10).....	55
Figura 38. Malla del yacimiento con un pozo productor y cuatro pozos inyectores, Builder (2015.10).....	57
Figura 39. Comportamiento del factor de recobro a diferentes tasas de inyección de agua durante la producción secundaria, Results Graph (2015.10).	58
Figura 40. Comportamiento del corte de agua a diferentes tasas de inyección de agua durante la producción secundaria, Results Graph (2015.10).	58
Figura 41. Comportamiento del factor de recobro durante la producción secundaria, Results Graph (2015.10).....	60
Figura 42. Comportamiento del corte de agua durante la producción secundaria, Results Graph (2015.10).....	60
Figura 43. Comportamiento del factor de recobro durante la inyección WAG, Results Graph (2015.10).....	62
Figura 44. Representación de las operaciones de los pozos a través del tiempo, Builder (2015.10).....	63

Figura 45. Comportamiento del factor de recobro: durante la inyección de agua hasta el año 2070 y durante la inyección WAG hasta el año 2040, Results Graph (2015.10)....	64
Figura 46. Comportamiento del corte de agua durante la inyección WAG, Results Graph (2015.10).....	65
Figura 47. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento durante la inyección WAG, Results Graph (2015.10).	66
Figura 48. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo durante la inyección WAG, Results Graph (2015.10).	67
Figura 49. Comportamiento de la saturación de gas, petróleo y agua durante la inyección WAG, Results Graph (2015.10).	68

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Rangos y valores representativos de las propiedades del fluido, yacimiento, roca y parámetros operacionales.	35
Tabla 2. Propiedades de la roca.	38
Tabla 3. Propiedades del fluido.	39
Tabla 4. Data para curvas de permeabilidades relativas.....	43
Tabla 5. Ubicación del pozo productor.	48
Tabla 6. Condiciones operacionales del pozo.	53
Tabla 7. Ubicación de los pozos inyectoros.	56
Tabla 8. Condiciones operacionales de los pozos.	59
Tabla 9. Condiciones operacionales del proceso de inyección WAG.	61

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS

**Optimización del factor de recobro en un yacimiento, mediante la
simulación de la inyección alternada de agua y gas (WAG)**

Autor: Angelo Denilson Rodríguez Reyes

Tutor: Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD.

RESUMEN

Debido a la creciente demanda de energía en el mundo se debe buscar el modo de recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos posible de cada reservorio, por esta razón es fundamental aumentar el factor de recobro en los yacimientos. Las técnicas de recuperación mejorada como la inyección alternada de agua y gas (WAG) han resultado ser efectivas en la recuperación del petróleo remanente que no puede ser producido por métodos primarios ni secundarios. El principal objetivo de este trabajo es desarrollar una simulación de la inyección alternada de agua y gas (WAG) para la optimización del factor de recobro. Con la finalidad de alcanzar lo propuesto, se recopila información para la caracterización del yacimiento y de los fluidos presentes. En este trabajo de investigación, se estableció un arreglo de cinco pozos normal, ubicado en un yacimiento homogéneo a una profundidad de 6000 pies, con un área de 20 acres y un espesor de 80 pies, que contiene crudo de 25°API. Debido a que el proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG) es un método de recuperación mejorada, se construyó un modelo de producción primaria, seguido de un modelo de producción secundaria, cuyos parámetros operacionales fueron elegidos mediante un análisis de sensibilidades. Después se construyó el modelo de inyección alternada de agua y gas (WAG) basado en un screening estadístico. En el análisis de resultados, los parámetros evaluados fueron: factor de recobro, corte de agua, presión promedio del yacimiento, tasa de producción de petróleo y saturación de los fluidos en el yacimiento. Finalmente, los resultados de este trabajo indican que el proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG) es técnicamente efectivo, ya que permite recuperar el petróleo entrampado en el medio poroso, mediante el entrampamiento del gas, por lo tanto, se logra optimizar el factor de recobro.

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

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

Optimization of the recovery factor in a reservoir, by simulation of Water-Alternating-Gas (WAG) injection

Autor: Angelo Denilson Rodríguez Reyes

Tutor: Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD.

ABSTRACT

Due to the growing demand for energy in the world, a way must be sought to recover as much hydrocarbons as possible from each reservoir, for this reason it is essential to increase the recovery factor in the reservoirs. Enhanced recovery techniques such as Water-Alternating-Gas (WAG) injection have proven effective in recovering remaining oil that cannot be produced by primary or secondary methods. The main objective of this work is to develop a simulation of the Water-Alternating-Gas (WAG) injection for the optimization of the recovery factor. In order to achieve what was proposed, information is collected for the characterization of the reservoir and the fluids present. In this research work, a normal five-well array was established, located in a homogeneous reservoir at a depth of 6000 feet, with an area of 20 acres and a thickness of 80 feet, containing 25 ° API crude. Because the Water-Alternating-Gas (WAG) injection process is an enhanced recovery method, a primary production model was built, followed by a secondary production model, the operational parameters of which were chosen through a sensitivity analysis. The Water-Alternating-Gas (WAG) injection model was then built based on statistical screening. In the analysis of results, the parameters evaluated were: recovery factor, water cut, average reservoir pressure, oil production rate, and fluid saturation in the reservoir. Finally, the results of this work indicate that the Water-Alternating-Gas (WAG) injection process is technically effective, since it allows to recover the oil trapped in the porous medium, by trapping the gas, therefore, it is possible to optimize the recovery factor.

Key Words: Simulation, Water Alternating Gas (WAG) injection, Recovery factor.

INTRODUCCIÓN

Diariamente, la industria petrolera busca nuevos métodos para recuperar el petróleo in situ, y de acuerdo a varios estudios, se ha determinado que con la aplicación de la inyección alternada de agua y gas (WAG) se obtiene muy buenos resultados. El proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG) tiene como finalidad combinar las ventajas sobre el desplazamiento de petróleo que ofrecen el agua y el gas (alta eficiencia macroscópica y alta eficiencia microscópica, respectivamente) y complementar las desventajas de uno y otro (baja eficiencia microscópica para el agua y baja eficiencia macroscópica en el caso del gas).

Por otra parte, la simulación numérica es una herramienta que, a través de la construcción de un modelo, nos permite conocer el comportamiento de los fluidos en el tiempo y a predecir la producción futura del yacimiento bajo una serie de escenarios potenciales. En este trabajo se desarrolló un modelo de simulación en el simulador 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.

El presente trabajo de investigación está estructurado en capítulos, los cuales se describen a continuación:

El capítulo I, resalta la estructura básica para la elaboración del proyecto, en este se realiza los antecedentes, el planteamiento del problema, justificación. También se establecen los objetivos y se especifica la metodología utilizada en la resolución del problema.

El capítulo II, describe las propiedades físicas del medio poroso y propiedades de los fluidos y del yacimiento. Además, se menciona conceptos de arreglo de pozos, factor

de recobro y simulación numérica de yacimientos. Por otro lado, se presenta los fundamentos teóricos inherentes al proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG).

El capítulo III, presenta el desarrollo de la simulación de la inyección WAG haciendo uso del software CMG. En esta parte del estudio se puntualiza el procedimiento de ingreso de datos y los análisis de sensibilidades realizados para la selección de los parámetros operacionales óptimos.

El capítulo IV, muestra el análisis de resultados mediante la evaluación de los parámetros de factor de recobro, corte de agua, presión promedio del yacimiento, tasa de producción de petróleo y saturación de los fluidos en el yacimiento.

Finalmente se presenta las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I

1. EL PROBLEMA

1.1. Antecedentes

El proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG) junto con la inyección de agua son los procesos más usados para aumentar la presión y el recobro de hidrocarburos en los yacimientos de petróleo y gas, ya que, estos tienen una menor complejidad y se cuenta con mucha información acerca de su modelo de uso y los problemas asociados que se pueden presentar.

El primer caso del uso de esta técnica se presentó en el año 1957 por la empresa Mobil en el campo North – Pembina en Alberta, Canadá (Monroy & Coronado, 2008).

El uso de esta técnica se ha extendido a lo largo del mundo, se han desarrollado proyectos de recobro mediante inyección alternada de agua y gas en distintos países, tales como, Estados Unidos, Canadá, Rusia, Noruega, Inglaterra, China y demás.

En las últimas décadas, debido al aumento de los precios del petróleo, agregando la reducción de las reservas comprobadas en el mundo, los estudios sobre este proceso han sido retomados y reforzados debido a su alto porcentaje de éxito.

La inyección alternada de agua y gas (WAG) ha sido implementada tanto en campos Onshore como en Offshore. Siendo la primera, la que más se ha aplicado con un porcentaje aproximado del 88% de los proyectos de inyección WAG, debido a las facilidades que se presentan para conseguir el gas inyectado durante el proceso, caso contrario a las dificultades que se generarían al aplicar esta técnica en una plataforma marina.

Al realizar la inyección WAG, el desplazamiento entre el gas inyectado y los fluidos del yacimiento pueden presentarse de forma miscible o inmisible. Alrededor del 20% de los casos de este proceso se presenta mediante un desplazamiento inmisible. Cabe recalcar que este tipo de proceso ha sido aplicado para mejorar la estabilidad del frente de desplazamiento y contactar zonas no barridas por la inyección de agua. La inyección WAG inmisible se ha usado en campos donde el suministro de gas es limitado lo que hace que la inyección no sea estable (Christensen, Stenby, & Skauge, 1998).

En el trabajo de grado llamado “Optimización de un proceso de inyección WAG mediante simulación numérica para su aplicación en yacimientos de Venezuela” (Valladares, 2017), se estudió el funcionamiento de la inyección WAG en un modelo con propiedades promedio del Campo El Furrial, para esto se analizaron los parámetros operacionales de tasa de inyección de agua y tasa de inyección de gas y las características del yacimiento espesor y porosidad, con la finalidad de aumentar el factor de recobro. Como resultado se logró optimizar el proceso y se maximizó la producción.

En el trabajo de tesis denominado “Estudio técnico-económico para la implementación de la metodología WAG en la arena U del campo Tipishca-Huaico” (Pérez & Chamorro, 2020), mediante un análisis numérico y uso de simuladores, se realizaron predicciones del comportamiento de la inyección WAG al reservorio de la arena U del campo Tipishca Huaico durante un periodo de tiempo de 10 años y considerando varios escenarios de aplicación, mismos que fueron evaluados en base a criterios técnicos, económicos y de producción. Los resultados mencionan que se plantearon 6 escenarios, de los cuales, 3 fueron optimistas.

1.2. Planteamiento del problema

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 del sistema va declinando conforme se extraen los fluidos de la formación, esta caída de presión continúa hasta que llega a un punto en que el yacimiento no es capaz de producir de forma natural. La inyección de agua y la inyección continua de gas han sido 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.

A causa de lo antes mencionado, surge la inyección alternada de agua y gas (WAG), la cual 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, nos 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.

1.3. Justificación

Actualmente, la aplicación de los métodos de recuperación mejorada del petróleo es indispensable, debido a que los yacimientos petrolíferos se enfrentan a una constante declinación de su cantidad de petróleo recuperado, lo cual no es económicamente rentable. Por esta razón, hoy en día, muchos estudios a nivel de yacimientos son orientados hacia la aplicación de métodos de recuperación mejorada, siendo el factor de recobro fundamental para un proyecto técnicamente eficiente.

La inyección alternada de agua y gas (WAG) es un método de recuperación mejorada que ha dado buenos resultados en muchos casos históricos a nivel mundial, donde se ha reportado su aplicación. La técnica de inyección alternada de agua y gas (WAG) 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 un aumento del factor de recobro (Jiménez, Muñoz, & Rivera, 2010).

El desarrollo de este estudio permitirá analizar el comportamiento de un yacimiento homogéneo sometido al proceso de inyección WAG, en donde se analizarán los parámetros operacionales, con la finalidad de determinar los parámetros óptimos para obtener el mayor beneficio.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Desarrollar un modelo de simulación de la inyección alternada de agua y gas (WAG) utilizando un software para el aumento del factor de recobro.

1.4.2. Objetivos específicos

- Establecer las características del yacimiento y de los fluidos presentes.
- Generar el modelo de simulación utilizando el software CMG.
- Realizar sensibilidades para la evaluación del efecto de drenaje en el yacimiento.
- Optimizar los parámetros operacionales para el aumento del volumen de petróleo recuperado.

1.5. Metodología

En este trabajo, se parte de la recopilación de información proveniente de diversas fuentes como papers, revistas y libros relacionados a estudios de inyección alternada de agua y gas (WAG).

Se toma la data de los pozos y yacimientos, que se va a utilizar para el proceso de inyección, para finalmente, simularlo en un programa de yacimientos donde se pueda observar y analizar el comportamiento de la producción futura.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Propiedades físicas del medio poroso

2.1.1. Porosidad

La porosidad está definida como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. Matemáticamente, se expresa como:

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t}$$

Donde:

V_p = volumen poroso.

V_t = volumen total.

Dependiendo de la interconexión del volumen poroso, la porosidad se define en porosidades absoluta, efectiva y no efectiva (Escobar, 2012).

2.1.1.1. Porosidad absoluta

Es aquella que considera el volumen poroso de la roca, esté o no interconectado. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la falta de interconexión poral (Escobar, 2012).

2.1.1.2. Porosidad efectiva

Es la relación que existe entre el volumen poroso interconectado y el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo, no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, entre otros (Escobar, 2012).

2.1.1.3. Porosidad no efectiva

Es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y la porosidad efectiva.

2.1.2. Saturación de fluidos

Es la relación que expresa la cantidad de fluido que satura el medio poroso. Conocida dicha cantidad y la extensión del volumen poroso, se puede volumétricamente determinar cuánto fluido existe en una roca (Escobar, 2012).

2.1.3. Estados de flujo

De acuerdo con la variación de una propiedad con respecto al tiempo existen principalmente tres estados de flujo: flujo estable, flujo pseudoestable y flujo inestable. El flujo estable se caracteriza por que la presión del yacimiento no cambia con el tiempo en un punto dado e indica que cada unidad de masa retirada está siendo reemplazada por una misma cantidad que se adiciona al sistema. Esto ocurre en yacimientos con empuje de agua o capa de gas. Además, puede aplicarse sin un margen de error significativo en las zonas aledañas al pozo. El flujo inestable presenta variaciones de la presión con el tiempo. El flujo pseudoestable es un flujo inestable que se puede considerar temporalmente estable (Escobar, 2012).

2.1.4. Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos. Para flujo lineal, la ley de Darcy dice que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad. Darcy requiere que el fluido se adhiera a los poros de la roca, sature 100 % el medio y flujo homogéneo y laminar ocurra (Escobar, 2012).

Los tipos de permeabilidad se definen a continuación.

2.1.4.1. Permeabilidad absoluta

Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100% el espacio poroso. Es decir, cuando un solo fluido, fluye a través de la formación (Escobar, 2012).

2.1.4.2. Permeabilidad efectiva

Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, siempre las permeabilidades efectivas son menores que la permeabilidad absoluta (Escobar, 2012).

2.1.4.3. Permeabilidad relativa

Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor que 1 (Escobar, 2012).

2.1.5. Movilidad

Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido.

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f}$$

En un proceso de flujo multifásico, existe relación entre las movilidades de los fluidos, a esto se le conoce como relación de movilidad, M , normalmente se expresa como la relación entre el fluido desplazante sobre el desplazado. Si el fluido desplazante es agua, la razón de movilidad se la puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$M = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o}$$

Si $M < 1$, significa que el crudo se mueve más fácilmente que el agua, si $M = 1$ significa que ambos fluidos tienen igual movilidad y si $M > 1$, significa que el agua es muy móvil con respecto al crudo (Escobar, 2012).

2.1.6. Tensión Interfacial y Superficial

La interfase que separa a dos fases es una región con solubilidad limitada, que a lo sumo tiene el espesor de unas pocas moléculas. Se puede visualizar como una barrera que se forma debido a que las fuerzas atractivas entre las moléculas de la misma fase son mucho mayores que aquellas que existen en dos fases diferentes. La tensión superficial es una propiedad termodinámica fundamental de la interfase. Se define como la energía disponible para incrementar el área de la interfase en una unidad. Cuando dos fluidos están en contacto, las moléculas cerca a la interfase se atraen desigualmente por sus vecinas porque unas son más grandes que las otras, esto origina una superficie de energía libre/unidad de área que se llama tensión interfacial. En otras palabras, es la unidad de fuerza/unidad de longitud. La tensión interfacial, σ , es la tensión que existe entre la interfase de dos fluidos inmiscibles. Es una medida indirecta de la solubilidad. A medida que la tensión interfacial se hace más baja, las dos fases se aproximan más a la miscibilidad. Si los fluidos son un líquido y su vapor, entonces se aplica el término de *tensión superficial*. A medida que el sistema se aproxima al punto crítico, las dos fases se hacen indistinguibles y la tensión superficial se hace cero. El valor de la tensión interfacial entre crudo y agua, σ_{ow} , oscila entre 10 y 30 dinas/cm (Escobar, 2012).

2.1.7. Mojabilidad

La mojabilidad es una propiedad importante debido a que afecta el comportamiento capilar y de desplazamiento en las rocas yacimiento. Se define como la habilidad de la fase de un fluido para adherirse preferencialmente a una superficie sólida en presencia de otra segunda fase inmiscible.

Cuando dos fases inmiscibles se ponen en contacto con una superficie sólida, una de las fases normalmente es atraída a la superficie más fuertemente que la otra. Esta fase se identifica como fase mojante. La mojabilidad puede ser explicada cuantitativamente examinando el balance de fuerzas entre dos fluidos inmiscibles y una superficie sólida (Escobar, 2012).

2.1.8. Drenaje e imbibición

El drenaje es la disminución de la fase mojante e imbibición es el aumento de la fase mojante. El desplazamiento de petróleo por agua es un proceso de imbibición (Escobar, 2012).

2.2. Propiedades de los fluidos y del yacimiento

2.2.1. Viscosidad del petróleo

Se define como la medida de la resistencia del petróleo al flujo. Generalmente, es medida en centipoises, cp, ($\text{gr/cm}^2\cdot\text{seg}$). La resistencia al flujo es causada por la fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras. La viscosidad del petróleo disminuye cuando aumenta la gravedad API y también disminuye con un aumento en la temperatura (Escobar, 2012).

2.2.2. Permeabilidad horizontal y vertical

La determinación de este tipo de permeabilidades es fundamental en los yacimientos, porque de ellas depende el buen desarrollo de la producción del yacimiento, así como la viabilidad de los procesos de recuperación secundaria y terciaria (Paris de Ferrer, 2001).

2.2.3. Factor volumétrico de formación del petróleo

Se denota como β_o . Es el volumen de petróleo (más su gas en solución) en el yacimiento, requerido para producir un barril de petróleo medido a condiciones de superficie. El valor de β_o siempre será mayor que la unidad debido al gas que se encuentra en solución. Dicho de otro modo, al pasar el petróleo del yacimiento a la superficie, sufre una disminución en presión y temperatura y ocurre la liberación del gas presente en el líquido (Escobar, 2012).

2.2.4. Gravedad API

La gravedad API (API es la abreviatura de American Petroleum Institute) denota la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua. La gravedad °API se utiliza universalmente para la catalogación y establecimiento de diferenciales de precios, tomando también en consideración otros factores como el contenido de azufre y/o metales, sal, corrosividad o rendimiento específico de determinado producto dado por un crudo en particular (Barberii, 1985).

Clasificación del crudo según su °API:

- Crudos livianos 30-40°
- Crudos medianos 22-29.9°
- Crudos pesados 10-21.9°

- Crudos extra pesados $<10^\circ$

2.2.5. Composición del crudo

Los crudos están compuestos principalmente por una mezcla de hidrocarburos. Por ello, dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los mismos, presentarán diferentes propiedades que determinen su comportamiento.

Se clasifican en números de átomos de carbono:

C1-C4 son los más livianos (Gas)

C5-C15 son líquidos

C16-C30++ son las fracciones más pesadas (sólidos).

2.2.6. Transmisibilidad

Es la facilidad con la cual fluye el fluido en el medio poroso, la cual es proporcional a la permeabilidad y al espesor del yacimiento e inversamente proporcional a la viscosidad.

2.3. 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.

2.3.1. 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 1.

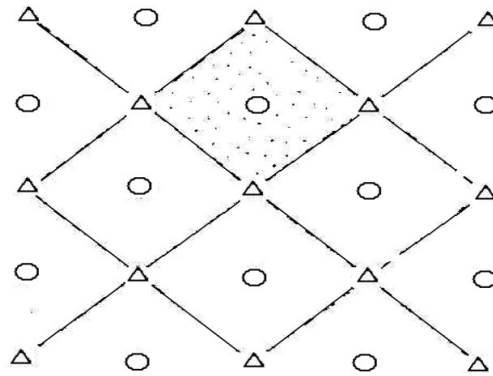


Figura 1. Arreglo de 5 pozos normal.

Fuente: Maiquiza (2008).

2.4. 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).

2.5. 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, Stenby, & Skauge, 1998).

La Figura 2 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.

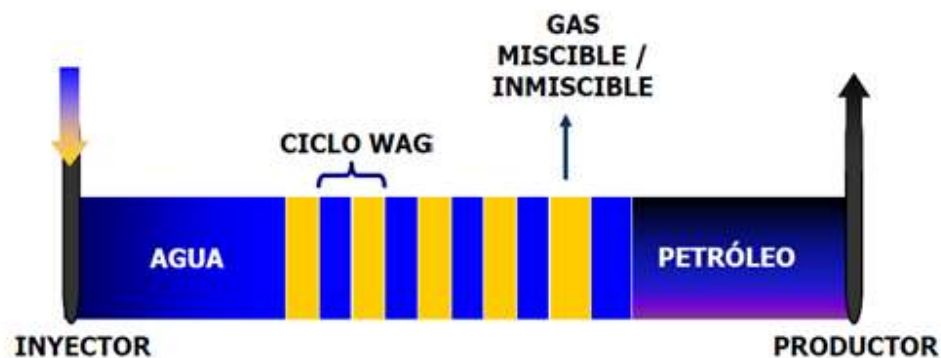


Figura 2. Esquema del proceso de inyección WAG.

Fuente: Jiménez (2005).

En yacimientos que han sido sometidos a inyección de agua, aún es posible recuperar parte significativa del petróleo remanente mediante la inyección de gas alternada con agua. El gas ocupará parte del espacio poroso que de otra forma sería ocupado por crudo, movilizándolo de este modo el petróleo remanente. El agua inyectada posteriormente puede desplazar algo del petróleo y el gas remanente, reduciendo la saturación residual de petróleo (Jiménez, 2005).

2.5.1. 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:

$$F_R = E_v E_h E_m$$

Donde:

E_v = Eficiencia de desplazamiento vertical.

E_h = 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 & Coronado, 2008).

2.5.1.1. 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 3 se muestra la distribución vertical de los fluidos en el reservorio, después de la implementación de la inyección WAG.

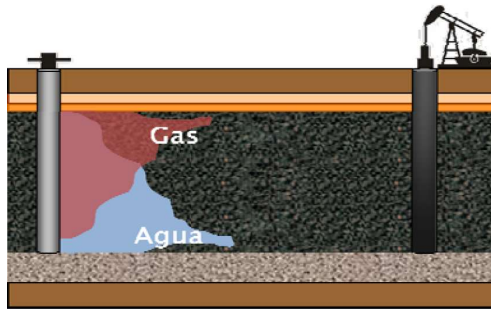


Figura 3. Distribución vertical de los fluidos.

Fuente: Monroy & Coronado (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 en el tope de la formación, y los de baja permeabilidad se localizan el fondo, la migración de gas hacia el tope va a ser muy rápida y por lo tanto el frente de inyección será inestable.

La segregación gravitacional es un fenómeno que afecta directamente la estabilidad del frente de inyección. Este fenómeno ocurre luego cierto tiempo transcurrido, así que existe una región alrededor del pozo inyector donde la distribución vertical es muy buena (Monroy & Coronado, 2008).

2.5.1.2. 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 4 esquematiza este desplazamiento.

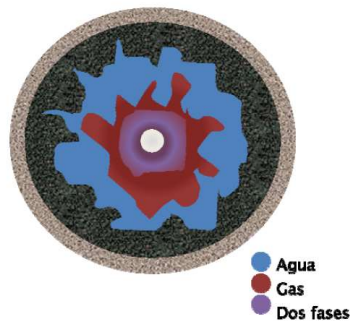


Figura 4. Distribución horizontal de los fluidos.

Fuente: Monroy & Coronado (2008).

El principal factor que afecta la eficiencia de desplazamiento horizontal es la movilidad de los fluidos.

La movilidad de los fluidos determina la estabilidad del frente. Las condiciones óptimas para el desplazamiento de petróleo en procesos de inyección WAG se alcanzan 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 puede escribirse como:

$$M = \frac{k_{rg}/\mu_g}{k_o/\mu_o}$$

Donde:

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 dentro del yacimiento. Por lo tanto, se

presentará digitación viscosa, barridos ineficientes del yacimiento y tiempos de ruptura tempranos.

El desplazamiento de la inyección WAG será óptimo si la relación de movilidades tiene valores cercanos a 1, esto se puede lograr reduciendo la viscosidad del petróleo o aumentando la viscosidad del fluido desplazante (gas). Con la inyección WAG se obtiene una reducción de la movilidad del gas debido a la mezcla de este con agua (Monroy & Coronado, 2008).

2.5.1.3. Eficiencia de desplazamiento microscópico (Em)

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) atrapada en los poros, mediante el atrapamiento 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 5 se muestra un yacimiento de este tipo, donde la fase del petróleo se encuentra atrapada 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 atrapado, aumentando el atrapamiento del gas. El resultado final de la distribución se ve representado en la Figura 5, en donde el gas ocupa los centros de los poros y el petróleo que había en su lugar es recuperado adicionalmente (Monroy & Coronado, 2008).

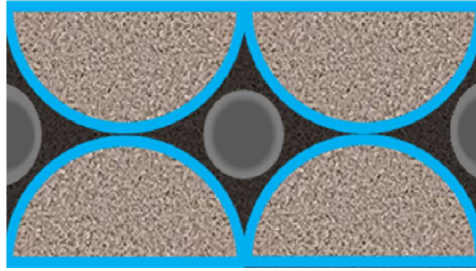


Figura 5. Distribución de los fluidos a nivel de poro.

Fuente: Monroy & Coronado (2008).

2.5.2. 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.

2.5.2.1. Características del yacimiento

Entre las características del yacimiento se encuentran:

- Heterogeneidad del yacimiento.
- Espesor de la formación productora.
- Profundidad del yacimiento.

A continuación, se describe cada una de estas características.

2.5.2.1.1. Heterogeneidad del yacimiento

El proceso de inyección WAG es afectado por la heterogeneidad del yacimiento tanto vertical como areal.

Si se presenta una alta heterogeneidad del yacimiento, con permeabilidades en sentido decreciente desde el tope hasta el fondo de la formación, se presenta un frente de desplazamiento inestable, debido a que las capas más permeables se encuentran encima de las menos permeables y no ejercen ningún tipo de barrera al desplazamiento vertical de los fluidos inyectados. Esto provoca que el gas se desplace rápidamente hacia

el tope de la formación y una disminución en la eficiencia macroscópica del proceso. Si por el contrario, se presenta alta heterogeneidad del yacimiento, con permeabilidades en sentido creciente desde el tope hasta el fondo de la formación, se presenta un frente de desplazamiento mucho más estable, debido a que las capas más permeables se encuentran por debajo de las menos permeables y estas últimas brindan una barrera considerable al desplazamiento vertical de los fluidos inyectados. De esta forma, el gas migra lentamente en sentido vertical y la eficiencia de desplazamiento microscópico en la zona de interés es mayor.

Si el yacimiento presenta una alta heterogeneidad areal se pueden presentar dos escenarios. En el primer escenario, es probable que el pozo inyector no tenga comunicación con el pozo productor y el proceso de inyección no tenga buenos resultados. Para ello, se debe reducir espaciamientos y buscar zonas que presenten continuidad dentro del área de interés. En el segundo escenario, se puede tener comunicación entre zonas altamente permeables y los fluidos inyectados se pueden canalizar rápidamente a los pozos productores.

En general, el mejor escenario es tener zonas de alta, media y baja permeabilidad intercaladas entre sí, que permitan estabilizar el frente de inyección y retardar la ruptura del agua y del gas (Monroy & Coronado, 2008).

La Figura 6 presenta una vista frontal en la sección del yacimiento que detalla una estratificación ideal del yacimiento.

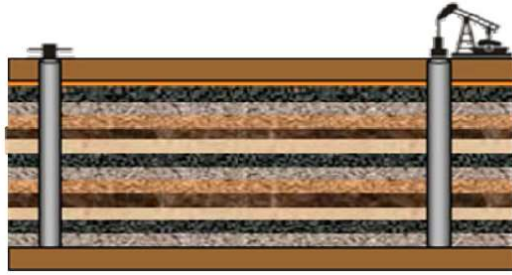


Figura 6. Estratificación en el yacimiento.

Fuente: Monroy & Coronado (2008).

La Figura 7 muestra una vista frontal en la sección del yacimiento que detalla condiciones de anisotropía en el medio poroso.

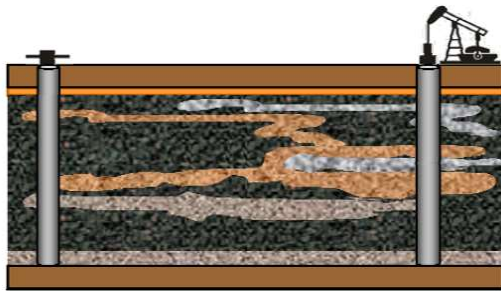


Figura 7. Anisotropía del yacimiento.

Fuente: Monroy & Coronado (2008).

2.5.2.1.2. Espesor de la formación productora

El espesor de la formación sometida al proceso de inyección WAG es determinante en la estabilidad del frente de desplazamiento (Monroy & Coronado, 2008).

Si el espesor es muy grande, las fuerzas gravitacionales van a ejercer una mayor influencia, y van a ocasionar la migración del gas al tope de la formación y el desplazamiento del agua hasta el fondo, reduciendo la estabilidad del frente como se muestra en la Figura 8.

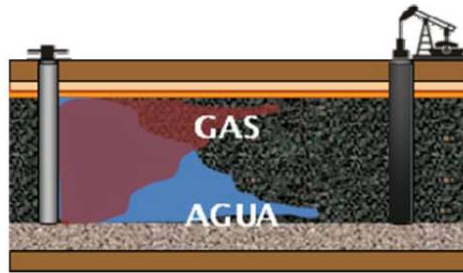


Figura 8. Espesor desfavorable para la aplicación de la inyección WAG.

Fuente: Monroy & Coronado (2008).

Si por el contrario, el espesor de la formación es muy pequeño, es posible mantener un frente de desplazamiento más estable, debido a que las fuerzas gravitacionales no van a tener mucha influencia sobre los fluidos inyectados (Figura 9).

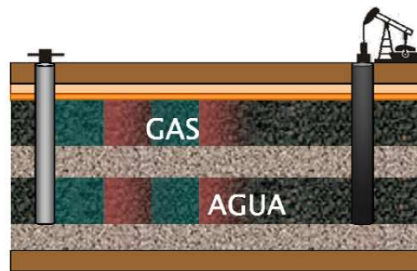


Figura 9. Espesor favorable para la aplicación de la inyección WAG.

Fuente: Monroy & Coronado (2008).

2.5.2.1.3. Profundidad del yacimiento

La profundidad del yacimiento determina los gradientes de presión y fractura, por lo tanto, brinda una idea de las tasas y las presiones máximas que se deben emplear en la inyección de fluidos para no fracturar el yacimiento (Monroy & Coronado, 2008).

2.5.2.2. Propiedades de los fluidos

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.

A continuación, se describe cada una de estas propiedades.

2.5.2.2.1. Permeabilidades de los fluidos

Durante la inyección WAG, los cambios de saturación son cíclicos. La fase no mojante (gas) es dejada atrás (“by-paseada”) por la fase mojante (agua), quedando atrapada en un estado inmóvil y discontinuo. El aumento de volumen de la fase atrapada disminuye la permeabilidad relativa de los fluidos inyectados posteriormente. Una predicción real del comportamiento del yacimiento necesita un correcto tratamiento de los efectos de las tres fases en el yacimiento y una historia de saturación para los procesos de drenaje e imbibición (Surguchev, Korbol, Haugen, & Krakstad, 1992).

La Figura 10 muestra un diagrama de tres fases que indica el desempeño de dos ciclos de inyección de agua y gas en un proceso de inyección WAG. Durante el primer ciclo, que comienza a una saturación de agua al inicio del proceso WAG (S_{wi}^*), el gas es inyectado hasta alcanzar la S_{g1} a S_{wr1} ; entonces comienza la inyección de agua, desplazando el gas hasta alcanzar la S_{gr1} a la saturación de agua S_{w1} , finalizando así el primer ciclo. El segundo ciclo empieza a estas condiciones incrementando la saturación de gas hasta S_{g2} desplazando el agua hasta S_{wr2} , se observa la reducción en la permeabilidad relativa al gas K_{rg} durante este nuevo ciclo; en la inyección de agua, la saturación de gas es reducida hasta S_{gr2} incrementando la saturación de agua hasta S_{w2} , dejando un volumen de gas atrapado de aproximadamente de 20 a 30%. Este proceso se repite hasta alcanzar el número total de ciclos WAG que hayan sido programados (Sanchez, 1999).

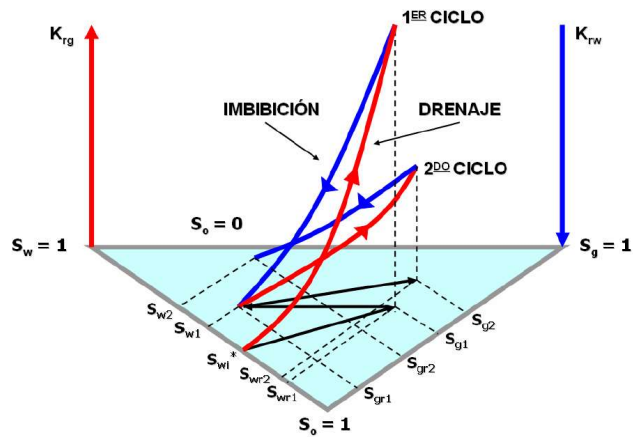


Figura 10. Comportamiento de permeabilidades relativas y saturaciones en un proceso WAG.

Fuente. Jiménez (2005).

En general, la permeabilidad relativa de cada fase, en un sistema de tres fases, está relacionada a la saturación existente, es decir, la permeabilidad relativa a cada fase depende de sí misma, a excepción de la permeabilidad relativa al crudo, ya que esta depende de las saturaciones agua y gas.

2.5.2.2.2. Distribución de las saturaciones de los fluidos del yacimiento

La Figura 11 muestra la distribución de saturaciones en un yacimiento en el que se ha implementado el proceso de inyección WAG. Al principio, cuando se inyecta un tapón de gas, la saturación de gas aumenta, mientras que la de agua y de petróleo disminuyen. Con la inyección de un tapón de agua, la saturación de agua aumenta reduciendo las saturaciones de gas y de petróleo. En este punto finaliza el primer ciclo de inyección. Luego, para el segundo ciclo de inyección se sigue un proceso similar al anterior, en donde se puede concluir en que la saturación de la fase petróleo siempre va a disminuir, mientras que las saturaciones de agua y de gas aumentan y disminuyen de

acuerdo a cuál de ellas este siendo inyectada en un momento dado (Monroy & Coronado, 2008).

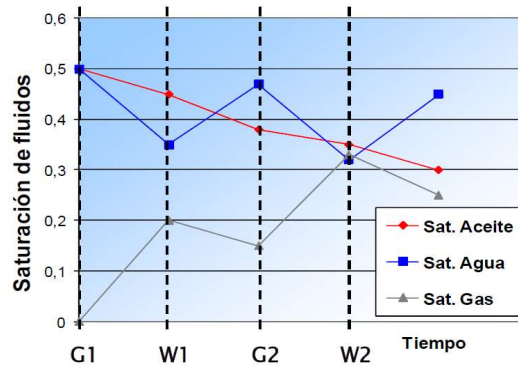


Figura 11. Saturación de fluidos en el yacimiento durante la inyección WAG.

Fuente: Monroy & Coronado (2008).

2.5.2.2.3. Condiciones de miscibilidad

El desplazamiento de la fase no mojante y la fase mojante dependen de la miscibilidad entre las fases, la cual está definida como la capacidad que tienen dos o más fluidos de mezclarse en todas las proporciones sin la presencia de una interfase entre ellos.

2.5.2.2.3.1. Desplazamiento miscible

La miscibilidad depende de la composición, temperatura y presión de los fluidos en contacto; de modo que, si la composición de estos fluidos es similar y la temperatura y presión son altas, la miscibilidad es un hecho.

Al poner en contacto el petróleo con hidrocarburos de peso molecular intermedio como el propano, butano, o mezclas de gas licuado de petróleo, se puede observar el proceso de miscibilidad. Estos hidrocarburos se mezclan con el petróleo del yacimiento en todas las proporciones y forman una sola fase (Monroy & Coronado, 2008).

2.5.2.2.3.2. Desplazamiento inmisible

Se dice que dos fluidos son inmiscibles cuando al estar en contacto forman dos fases separadas. Un claro ejemplo de fluidos inmiscibles entre sí, son el gas natural y el petróleo, aunque el gas presenta una ligera solubilidad en el petróleo, la cual depende de la presión del yacimiento, una vez superado el límite de solubilidad (presión de burbuja), se forman dos fases bien definidas y separadas por una interface (Monroy & Coronado, 2008).

2.5.2.3. Parámetros Operacionales

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.

A continuación, se describe cada uno de estos parámetros.

2.5.2.3.1. Tasas y presiones de inyección

En yacimientos horizontales sometidos a altas tasas de inyección se evita la segregación gravitacional sobre la eficiencia de desplazamiento vertical, pero se produce la digitación viscosa del frente lo cual ocasiona la canalización del agua y del gas.

De acuerdo a experiencias de campo se recomiendan iniciar la inyección WAG inmisible con presiones de inyección mayores al 40% de la presión promedio del yacimiento, y la inyección WAG miscible con presiones de inyección mayores al 20% de la presión promedio del yacimiento; con el fin de no disminuir la energía que tiene el

yacimiento al inicio del proceso WAG y garantizar que el yacimiento reciba las cantidades de gas y agua proyectadas (Monroy & Coronado, 2008).

2.5.2.3.2. Tamaño de los tapones de agua y gas

El tamaño de los tapones de agua y gas determina la cantidad de agua y gas que va a ingresar al yacimiento en cada uno de los ciclos.

Para la inyección WAG inmisible se recomienda inyectar menos del 10% del volumen poroso, debido a las altas presiones que ejercen los tapones de gran tamaño en el yacimiento. Estos tapones representan alto corte de agua y gas en los pozos productores que incrementan los costos de producción.

Para inyección WAG miscible, el tamaño de los tapones debe estar entre el 20% y 30% del volumen poroso del yacimiento, debido a la solubilidad del gas en el petróleo, y debido a que generalmente estos proyectos están diseñados para inyectar solo uno o dos tapones de gran tamaño, seguidos nuevamente de la inyección continua de agua.

En general, el tamaño de los tapones depende de las propiedades del yacimiento, volúmenes de gas disponibles, precios del gas y economía actual (Monroy & Coronado, 2008).

2.5.2.3.3. Relación agua/gas inyectada

Es la relación que existe entre la cantidad de agua y la cantidad de gas inyectada en un ciclo. Es decir, si se habla de una relación WAG igual a 0.5, se puede estar inyectando un volumen de agua equivalente al 5% del volumen poroso del yacimiento y un volumen de gas equivalente al 10% del volumen poroso del yacimiento.

En las aplicaciones de campo, normalmente se manejan relaciones WAG de 1, sin embargo, de acuerdo a las necesidades y disponibilidad del gas, es posible inyectar

relaciones de 0.5 o de 2. Las relaciones menores a 0.5 no son recomendables debido a que el yacimiento pierde presión aceleradamente, y las relaciones mayores a 2 aumentan los cortes de agua y los costos de producción (Monroy & Coronado, 2008).

2.5.2.3.4. Duración de los ciclos

La duración de un ciclo WAG se refiere al tiempo empleado para completar la inyección de un tapón de gas y un tapón de agua.

En la inyección WAG inmisible se manejan ciclos de un año o menos. Si se manejan tasas relativamente altas en patrones de inyección grandes, el ciclo puede mantenerse durante un año. Si se manejan tasas de inyección bajas, es recomendable inyectar ciclos más cortos para mantener la presión en el yacimiento. Los ciclos mayores a un año no son recomendables ya que el yacimiento pierde presión, debido a la prolongada inyección de gas; en lugar de un alto factor de recobro, se obtiene pérdidas de fluido en superficie. Los ciclos pueden variar depende de la respuesta del yacimiento a la inyección WAG.

Generalmente, un proceso de inyección WAG se desarrolla hasta que el yacimiento recibe un volumen de gas entre el 30% al 40% del volumen poroso total. Inyectar volúmenes adicionales de gas, no aumentará el recobro de hidrocarburos de manera significativa (Monroy & Coronado, 2008).

2.5.2.3.5. Espaciamiento entre pozos

Por lo general, la inyección WAG se aplica después de la inyección de agua. Los procesos de inyección de agua manejan patrones de 40 acres, siendo este patrón muy grande para desarrollar un proyecto de inyección WAG debido a la gran distancia entre

pozos. Se recomienda manejar patrones de inyección aproximados a 20 acres, para que el proyecto tenga buenos resultados (Monroy & Coronado, 2008).

2.6. 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).

2.6.1. 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.

2.6.1.1. 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.

2.6.1.1.1. 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).

2.6.1.1.2. 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.

CAPÍTULO III

3. DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN

3.1. Software de simulación

El software utilizado para el desarrollo de la simulación de inyección WAG es 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:

- Depleción 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 creará el modelo del reservorio y del fluido;
- RESULTS GRAPHS, en el que se mostraran 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).

3.2. Criterios de selección

Tabla 1. Rangos y valores representativos de las propiedades del fluido, yacimiento, roca y parámetros operacionales.

Propiedades del fluido		
Propiedad	Rango	Valor representativo
Sor [fracción]	0.187 – 0.873	No critico
Gravedad del petróleo [API]	17 – 51	20 – 45
Viscosidad [cp]	0.18 – 160	< 2
Propiedades del yacimiento y roca		
Propiedad	Rango	Valor representativo
Presión del yacimiento [psia]	790 – 6500	> 3000
Profundidad [ft]	1950 – 15400	> 4000
Temperatura del yacimiento [°F]	73 – 295	100 – 200
Porosidad [fracción]	0.0393 – 0.324	0.2
Permeabilidad [mD]	0.1 – 3000	< 100
Espesor neto [ft]	6 – 1570	< 100
Parámetros operacionales		
Parámetro	Rango	
Corte de agua	70% - 90%	
Tamaño de tapón [%VPI]	Proceso Miscible: < 15	

	Proceso Inmiscible: < 10
Relación WAG	0.5 - 5
Frecuencia de ciclos	3 meses – 2 años
Recobro incremental	Proceso Miscible: < 20 Proceso Inmiscible: < 10

Fuente: Jiménez (2005).

3.3. Modelo de simulación

En este modelo de simulación se creará un arreglo de 5 pozos normal (Figura 12) 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.

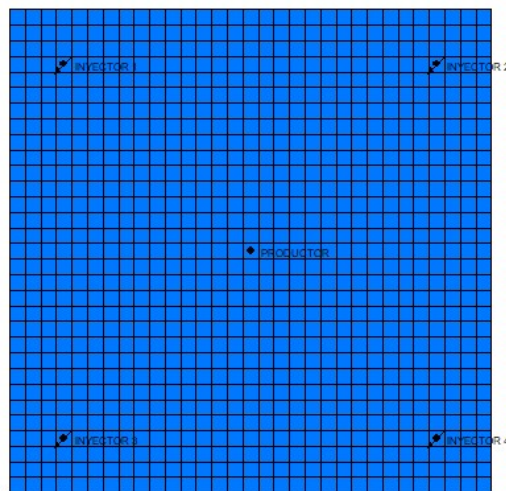


Figura 12. Arreglo de 5 pozos normal, Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

3.3.1. 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.

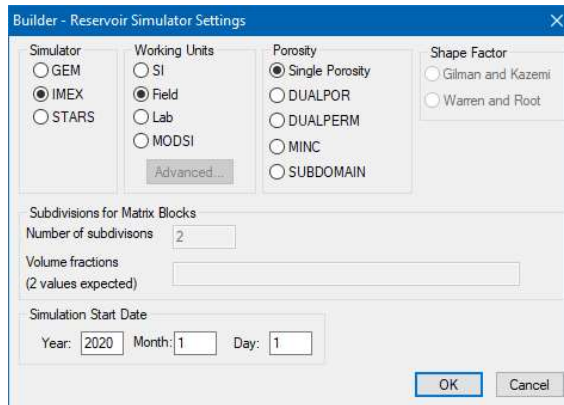


Figura 13. Ventana de inicialización del simulador, Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

3.3.2. 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 y para cada celda k un espesor de 5 pies.

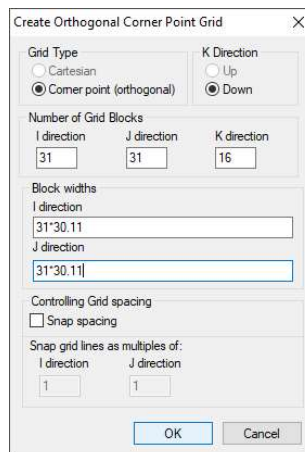


Figura 14. Ventana de diseño del mallado del reservorio, Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

3.3.3. Propiedades de la roca

Luego del diseño de la malla se procede a la colocación de las propiedades de la roca. Dichas propiedades se detallan en la Tabla 2.

Tabla 2. 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).

Los valores, antes mencionados, son ubicados en el simulador para la creación del reservorio, tal como se muestra en la Figura 15 y 16.

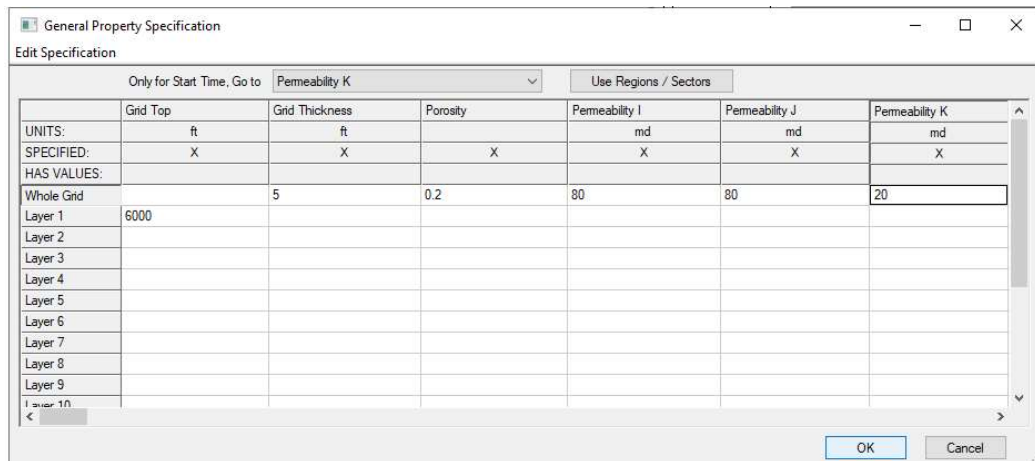


Figura 15. Ventana de propiedades de la roca, Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

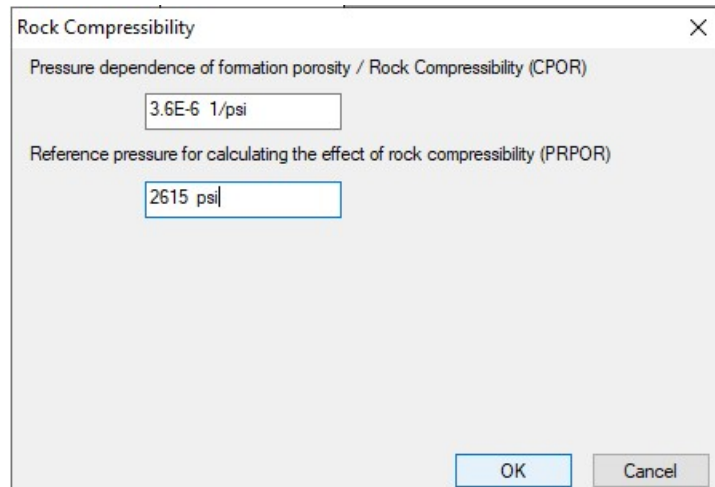


Figura 16. Ventana de compresibilidad de la roca, Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

3.3.4. Propiedades del fluido

Las propiedades del fluido se detallan en la Tabla 3.

Tabla 3. 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 (Aire = 1)	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 17.

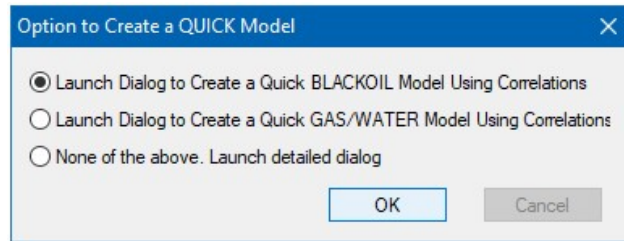


Figura 17. Ventana para creación del modelo del fluido, Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

Luego de esto, se despliega la ventana “Quick Blackoil Model” en donde se ingresarán los valores de las Tablas 2 y 3, tal como se muestra en la Figura 18. Al aceptar los valores se construyen las curvas PVT mostradas en las Figuras 19, 20 y 21.

#	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

Figura 18. Ventana de propiedades del fluido, Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

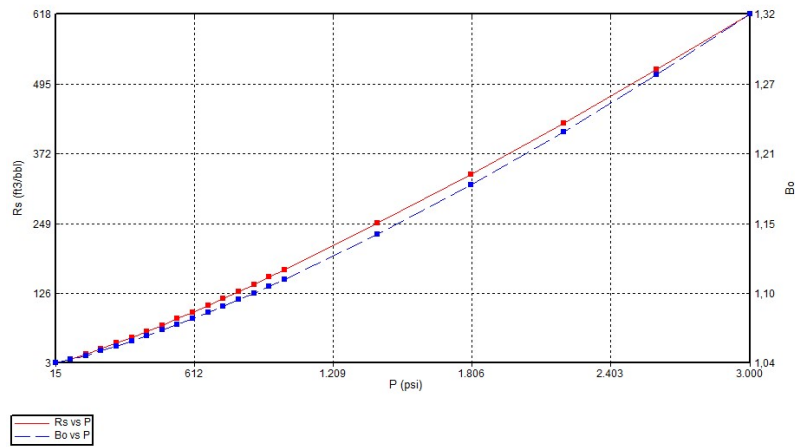


Figura 19. Razón gas disuelto (Rs) y Factor volumétrico del petróleo (Bo) vs Presión (P), Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

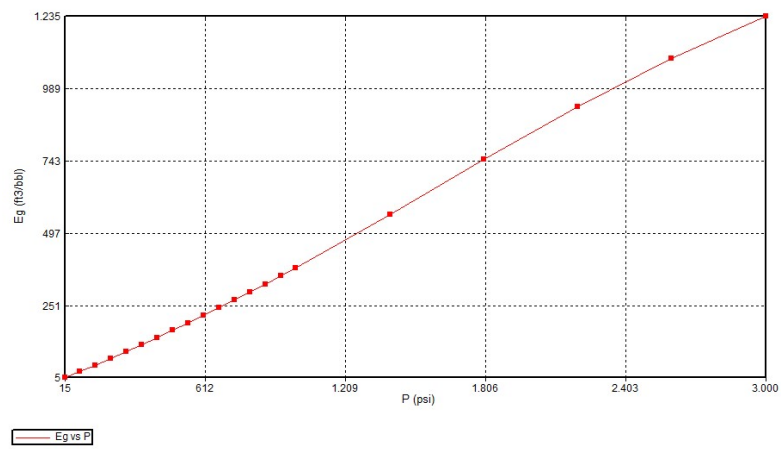


Figura 20. Factor de expansión del gas (Eg) vs Presión (P), Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

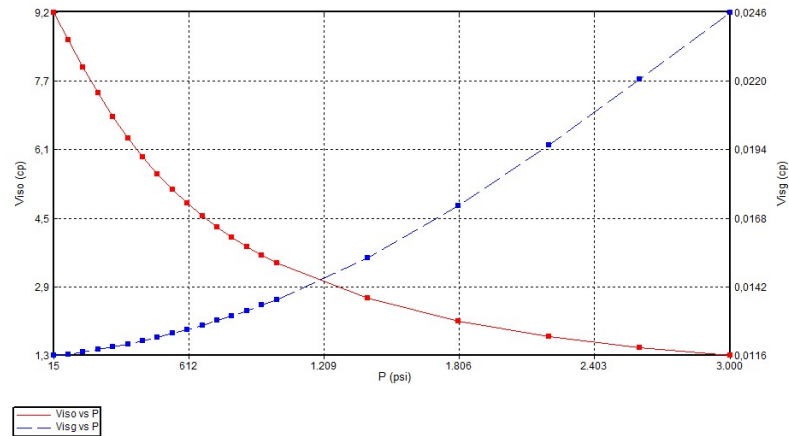


Figura 21. Viscosidad del petróleo (Viso) y Viscosidad del gas (Visg) vs Presión (P), Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

3.3.5. 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, por lo que, existen fórmulas que realizan estos cálculos teniendo su data necesaria.

El modelo para permeabilidades relativas en un sistema Agua-Petróleo es:

$$k_{rw} = k_{rwro} \left(\frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{orw} - S_{wir}} \right)^{2.5}$$

$$k_{row} = k_{rwro} \left(\frac{1 - S_{orw} - S_w}{1 - S_{orw} - S_{iw}} \right)^2$$

El modelo para permeabilidades relativas en un sistema Gas-Petróleo es:

$$k_{rog} = k_{roiw} \left(\frac{1 - S_{iw} - S_{org} - S_g}{1 - S_{iw} - S_{org}} \right)^2$$

$$k_{rg} = k_{rgro} \left(\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{iw} - S_{rg}} \right)^{1.5}$$

Mediante estas ecuaciones, ignorando los efectos de la presión capilar y con los datos requeridos por la interfaz de la aplicación, es posible obtener las curvas de permeabilidades en el simulador.

Tabla 4. 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 & Shevelev (2017).

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 4. Tal como se muestra en la Figura 22.

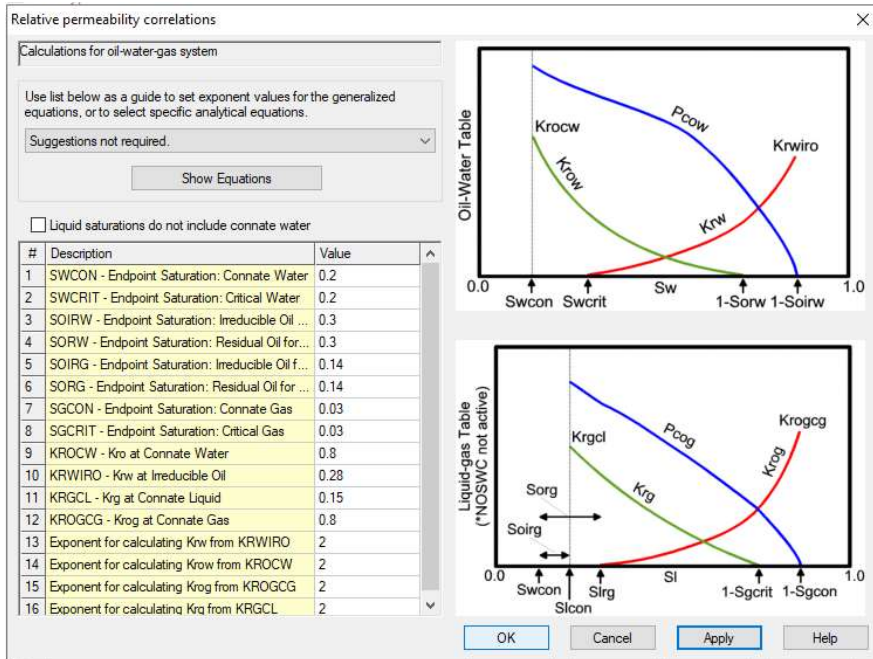


Figura 22. Ventana para generar las curvas de permeabilidades relativas, Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

Al aceptar los valores se construyen las curvas de permeabilidades relativas, tal como se muestra en las Figuras 23 y 24.

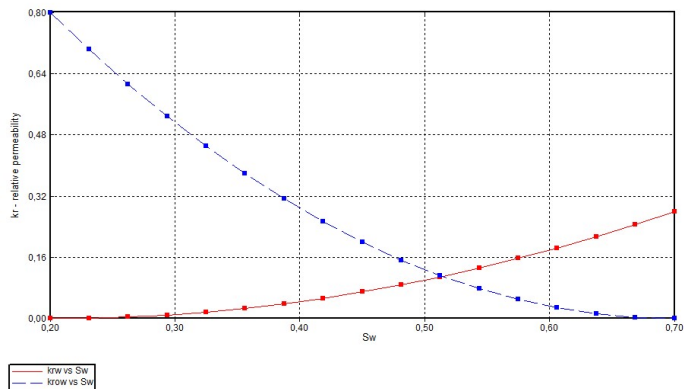


Figura 23. Curva de permeabilidades relativas Agua-Petróleo, Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

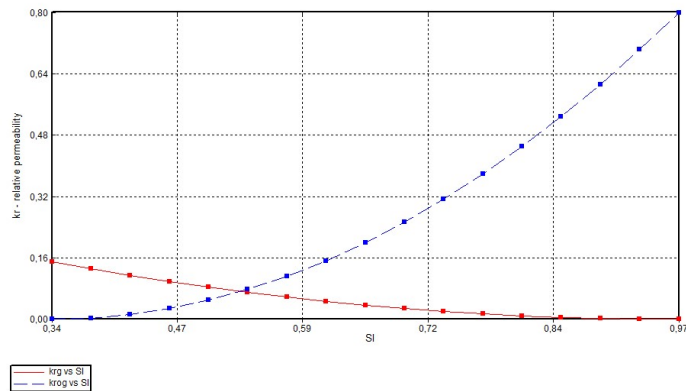


Figura 24. Curva de permeabilidades relativas Gas-Líquido, Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

3.3.6. Condiciones iniciales del yacimiento

Los datos de profundidad y presión de referencia, y la profundidad del contacto agua-petróleo son parte de las condiciones iniciales del yacimiento.

La profundidad de referencia es tomada desde la superficie hasta el centro del mallado (verticalmente) como lo indica la Figura 25. Mediante esta gráfica se puede establecer una ecuación para calcular esta profundidad de referencia.

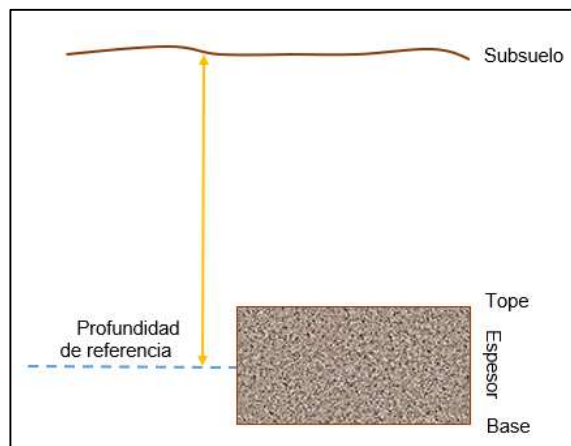


Figura 25. Profundidad de referencia.

Fuente: Elaboración propia (2020).

Ecuación para calcular la Profundidad de referencia:

$$\text{Profundidad de referencia} = \text{Tope} + \frac{\text{Espesor}}{2}$$

La presión de referencia se toma de la Tabla 2, que generalmente, es igual a la presión del yacimiento (2615 psi). La presión de burbujeo se toma de la Tabla 3.

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 26).

Figura 26. Ventana de condiciones iniciales del yacimiento, Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

3.3.7. 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.

3.4. Construcción del modelo de producción primaria

3.4.1. Creación del pozo

En el modelo de producción primaria se creará 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 mostrará la ventana para crear los pozos. En esta ventana, al pozo productor se lo denominará “PRODUCER” y en “Types” se selecciona “PRODUCER” (Figura 27).

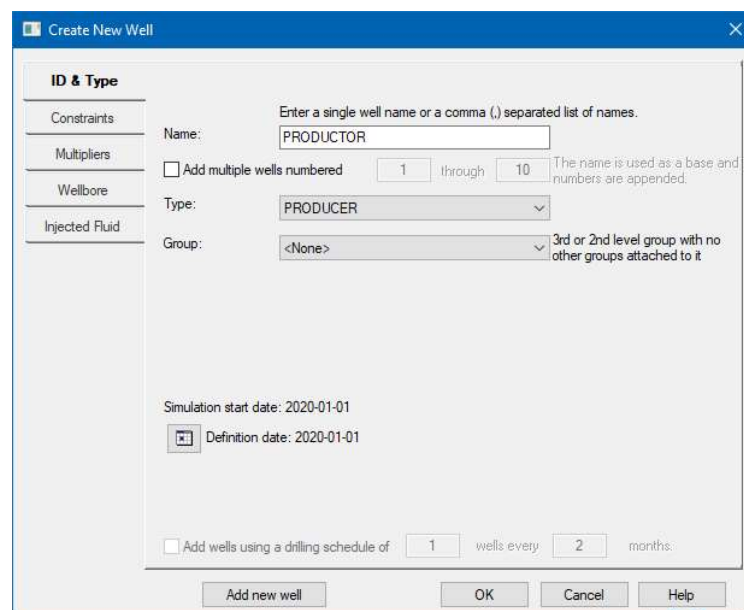


Figura 27. Ventana para crear el pozo, Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

3.4.2. 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 5 se especifica las celdas utilizadas para la perforación del pozo PRODUCTOR.

Tabla 5. Ubicación del pozo productor.

Perforación del pozo		
Nombre	User Block Address	
	Inicio	Final
PRODUCTOR	16 16 1	16 16 16

Fuente: Elaboración propia (2020).

En la Figura 28 se presenta la malla del yacimiento con el pozo perforado.

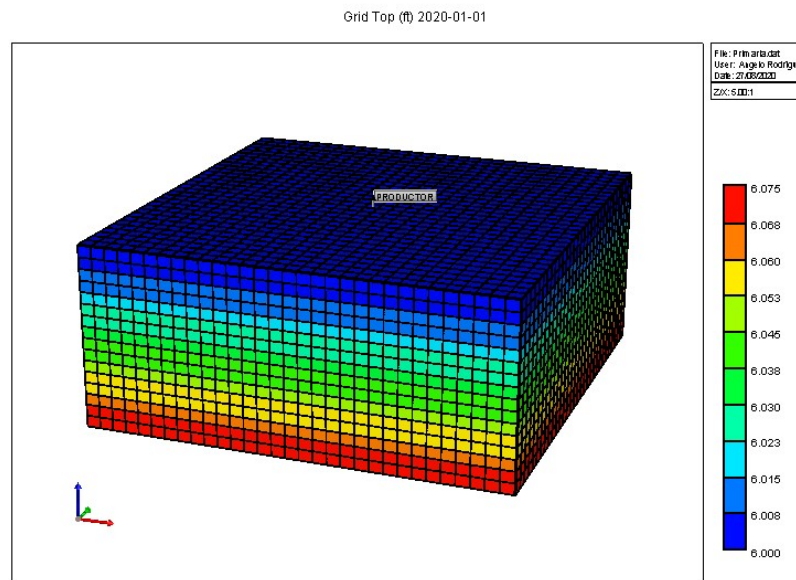


Figura 28. Malla del yacimiento con un pozo productor, Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

3.4.3. 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 29).

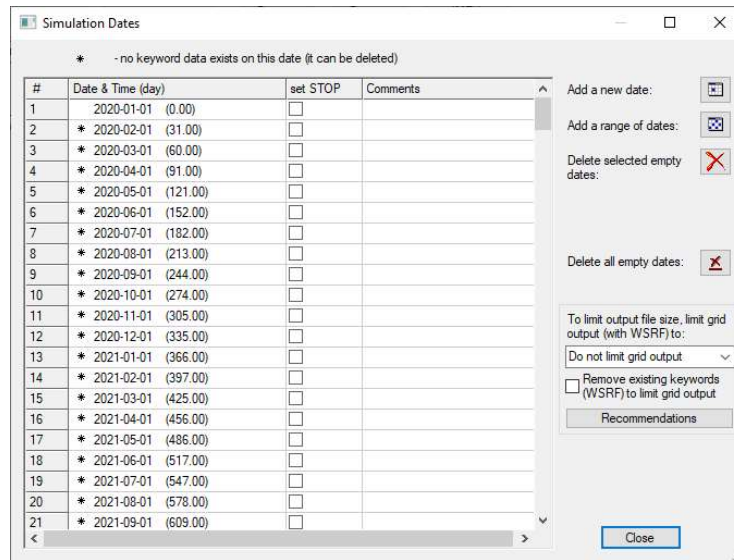


Figura 29. Ventana para definir el tiempo a simular, Builder (2015.10).

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 30).

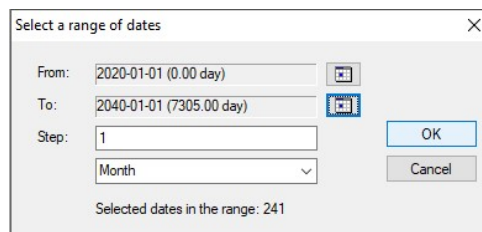


Figura 30. Selección de fechas para la simulación, Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

3.4.4. 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.

3.4.4.1. Sensibilidad a la tasa de producción

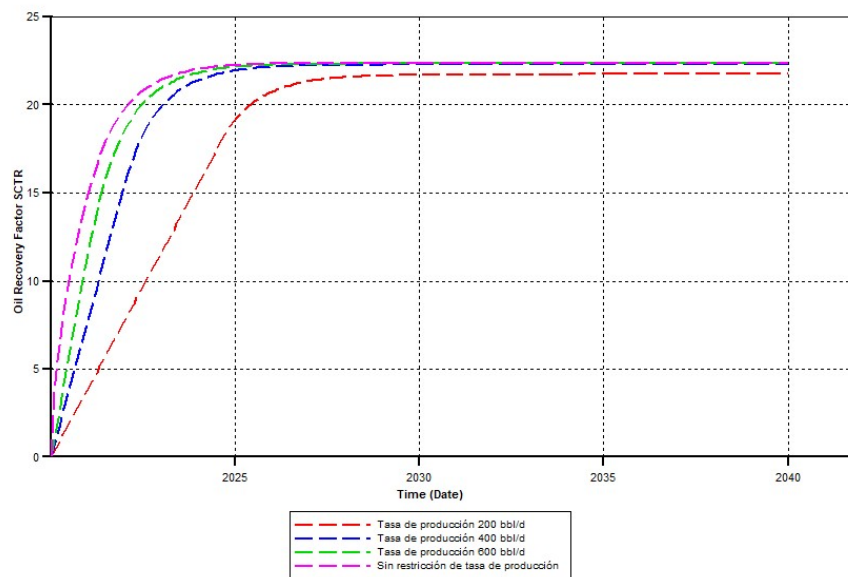


Figura 31. Comportamiento del factor de recobro del yacimiento a diferentes tasas de producción durante la producción primaria, Results Graph (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

Como se puede observar en la Figura 31, 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.

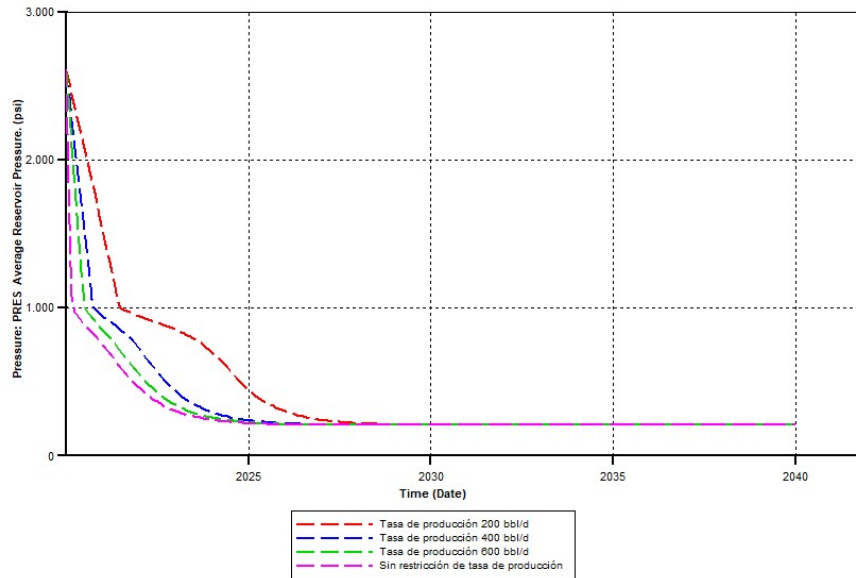


Figura 32. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento a diferentes tasas de producción durante la producción primaria, Results Graph (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

La Figura 32 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 utilizará la tasa máxima de producción de 400 bbl durante la producción primaria.

3.4.4.2. Sensibilidad a la presión de fondo

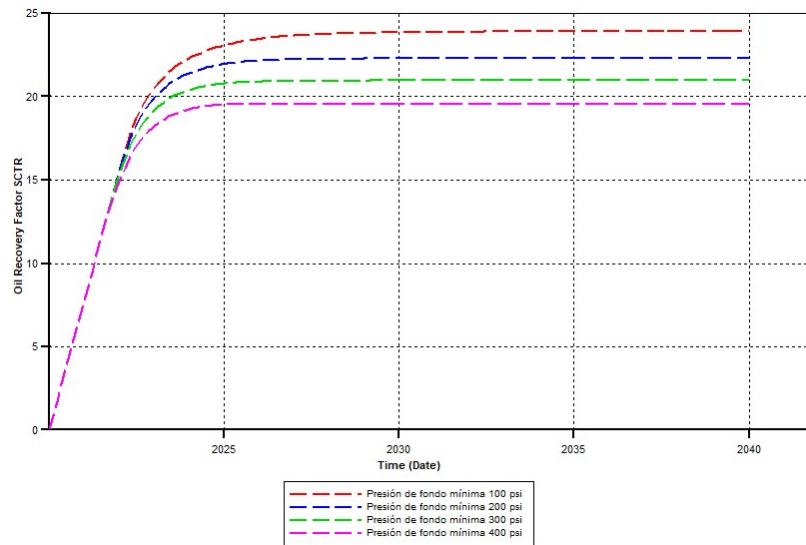


Figura 33. Comportamiento del factor de recobro a diferentes presiones de fondo durante la producción primaria, Results Graph (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

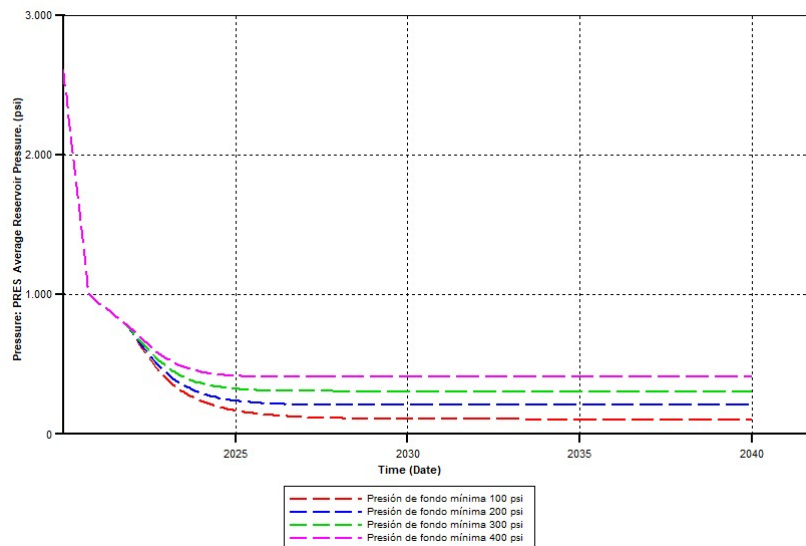


Figura 34. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento a diferentes presiones de fondo durante la producción primaria, Results Graph (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

Como se puede observar en la Figura 33, a menor presión de fondo el factor de recobro es mayor debido a que la caída de presión en el yacimiento es mayor y se producen mayores cantidades de hidrocarburos.

La Figura 34 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.

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

Tabla 6. Condiciones operacionales del pozo.

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

Fuente: Elaboración propia (2020).

Una vez fijadas las condiciones operacionales del pozo, se obtiene el comportamiento del factor de recobro durante la producción primaria mostrado en la Figura 35.

Del mismo modo, la Figura 36 muestra el comportamiento de la presión promedio del yacimiento durante la producción primaria.

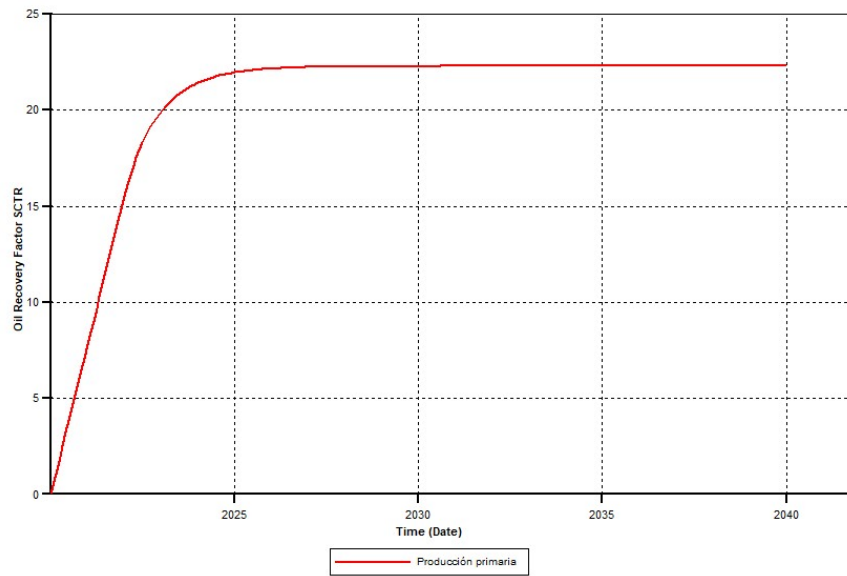


Figura 35. Comportamiento del factor de recobro durante la producción primaria, Results Graph (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

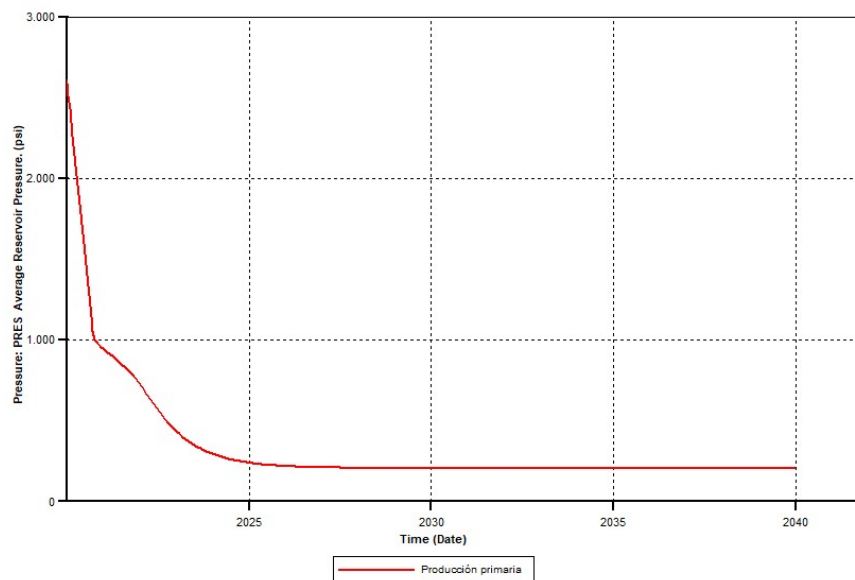


Figura 36. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento durante la producción primaria, Results Graph (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

3.5. 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.

3.5.1. 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.

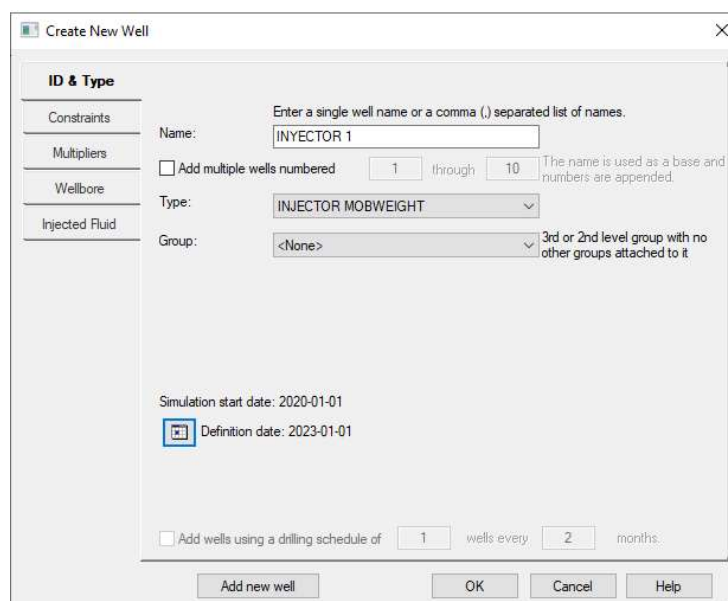


Figura 37. Ventana de creación del pozo INYEKTOR 1, Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

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 “INYEKTOR 1”, “INYEKTOR 2”, “INYEKTOR 3” e “INYEKTOR 4”, y en “Types” se

selecciona "INJECTOR MOBWEIGHT". La fecha de creación de estos pozos será "1 enero de 2023" (Figura 37).

3.5.2. 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 7 se detalla las celdas utilizadas para la perforación de los pozos INYECTORES.

Tabla 7. Ubicación de los pozos inyectores.

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

Fuente: Elaboración propia (2020).

En la Figura 38 se muestra la malla del yacimiento con los pozos creados.

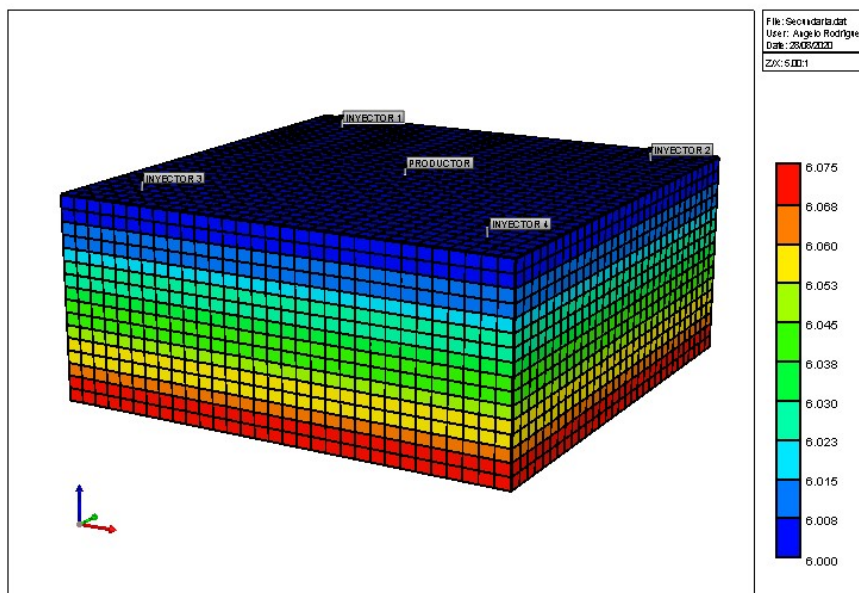


Figura 38. Malla del yacimiento con un pozo productor y cuatro pozos inyectores, Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

3.5.3. Condiciones operacionales

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

3.5.3.1. 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 inyectores.

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.

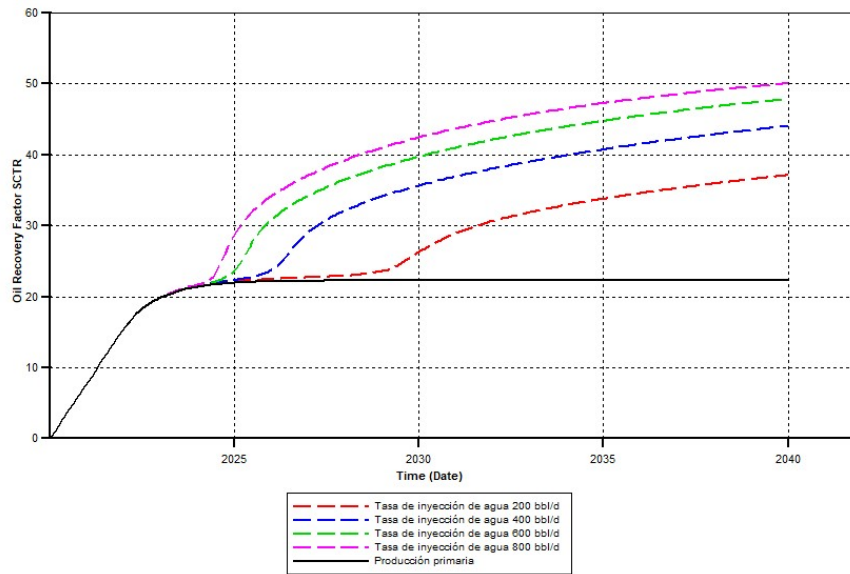


Figura 39. Comportamiento del factor de recobro a diferentes tasas de inyección de agua durante la producción secundaria, Results Graph (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

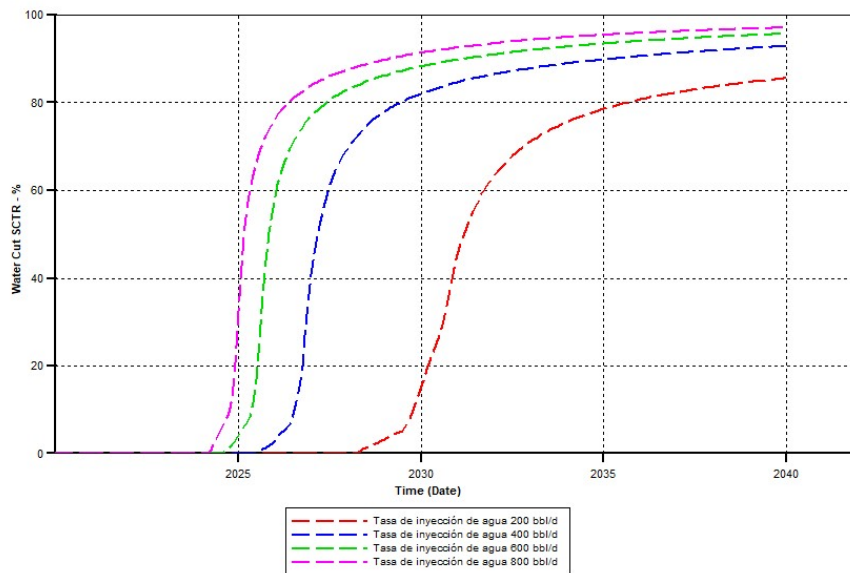


Figura 40. Comportamiento del corte de agua a diferentes tasas de inyección de agua durante la producción secundaria, Results Graph (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

La Figura 39 muestra que, a mayores tasas de inyección, mayor es el factor de recobro de petróleo, pero como se muestra en la Figura 40, estas conllevan a altos cortes de agua, lo que se refleja en altos costos de producción.

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

Tabla 8. Condiciones operacionales de los pozos.

Pozos inyectoros	
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).

Una vez fijadas las condiciones operacionales del pozo productor y de los pozos inyectoros, se obtiene el comportamiento del factor de recobro durante la inyección de agua mostrado en la Figura 41.

La Figura 42 muestra el comportamiento del corte de agua durante el proceso de inyección de agua.

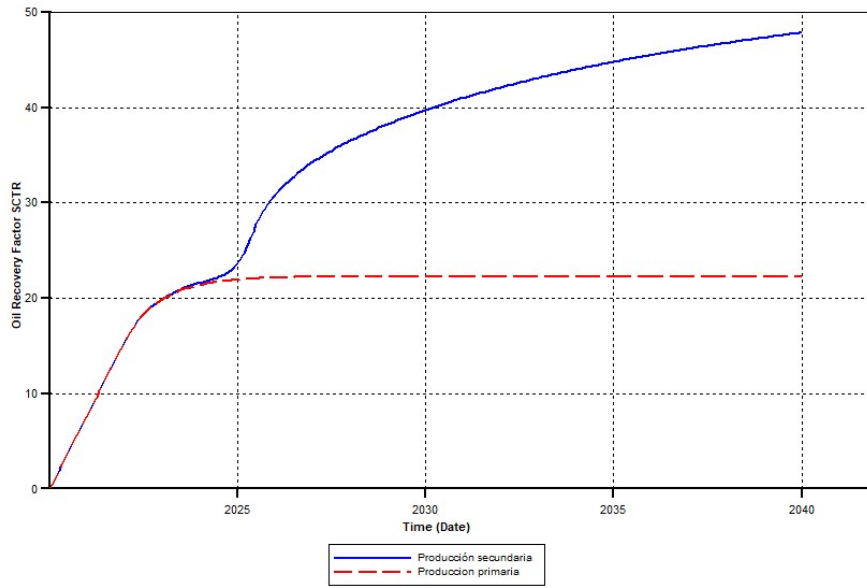


Figura 41. Comportamiento del factor de recobro durante la producción secundaria, Results Graph (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

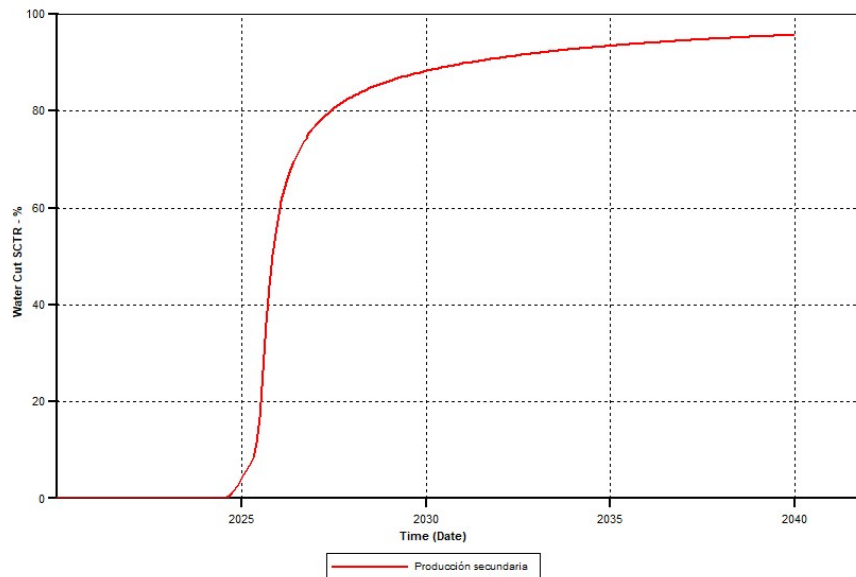


Figura 42. Comportamiento del corte de agua durante la producción secundaria, Results Graph (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

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

El modelo de inyección WAG se construyó con base en el screening técnico de la Tabla 1. El principal criterio de diseño del proceso de inyección WAG, es el corte de agua durante la producción secundaria del yacimiento (Figura 42).

De acuerdo a la Figura 42, 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 ultimo tapón de agua de 6% del volumen poroso.

En la Figura 43 se muestra el comportamiento del factor de recobro durante la inyección WAG.

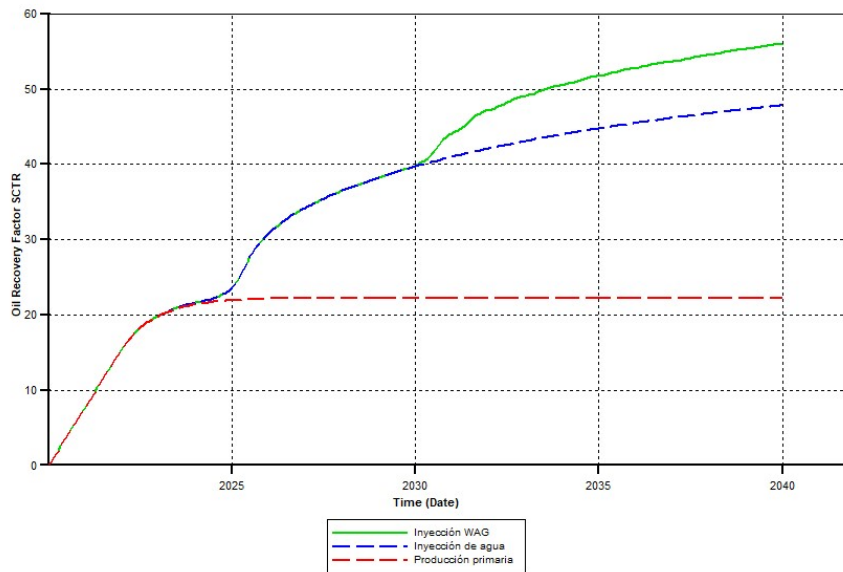


Figura 43. Comportamiento del factor de recobro durante la inyección WAG, Results Graph (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el presente capítulo, se hace referencia a los resultados finales correspondientes a la simulación de inyección alternada de agua y gas (WAG) en un yacimiento, en donde se analizarán los factores más representativos de un proceso de recuperación de petróleo.

Los parámetros que se analizan se describen a continuación: 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.

La Figura 44 muestra un cronograma de las operaciones de los pozos productores e inyectores.

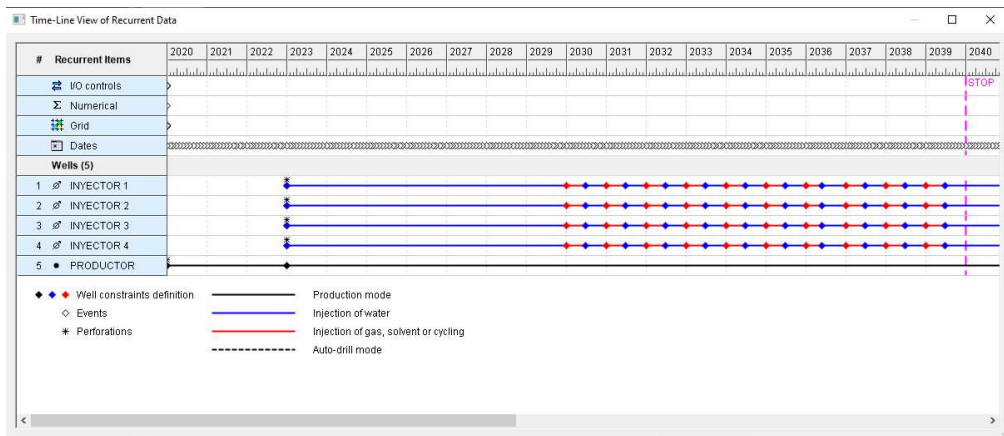


Figura 44. Representación de las operaciones de los pozos a través del tiempo, Builder (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

4.1. Factor de recobro

Para el análisis de este factor, se puede observar en la Figura 43. 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 45, 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.

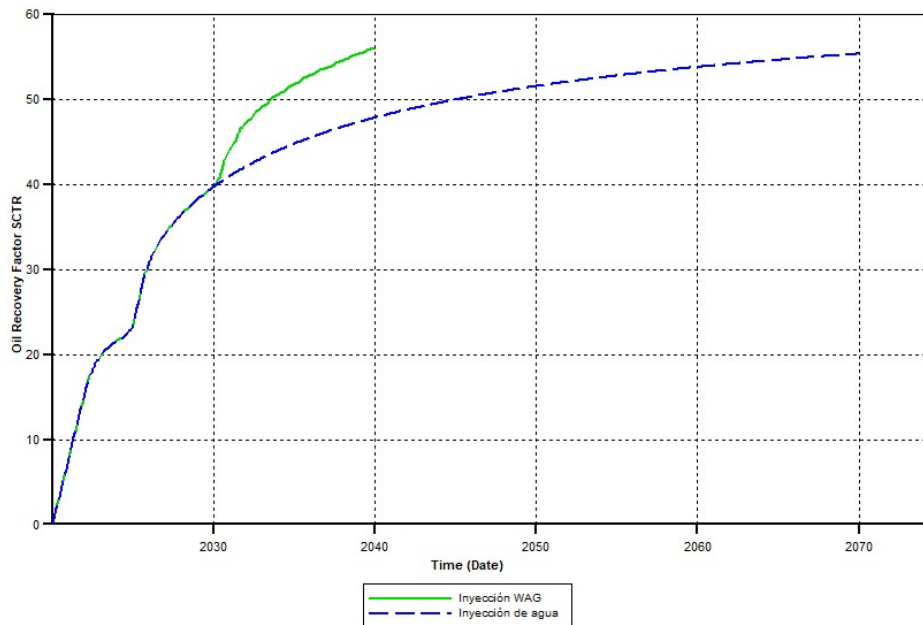


Figura 45. Comportamiento del factor de recobro: durante la inyección de agua hasta el año 2070 y durante la inyección WAG hasta el año 2040, Results Graph (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

4.2. Corte de agua

Como se observa en la Figura 46, 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.

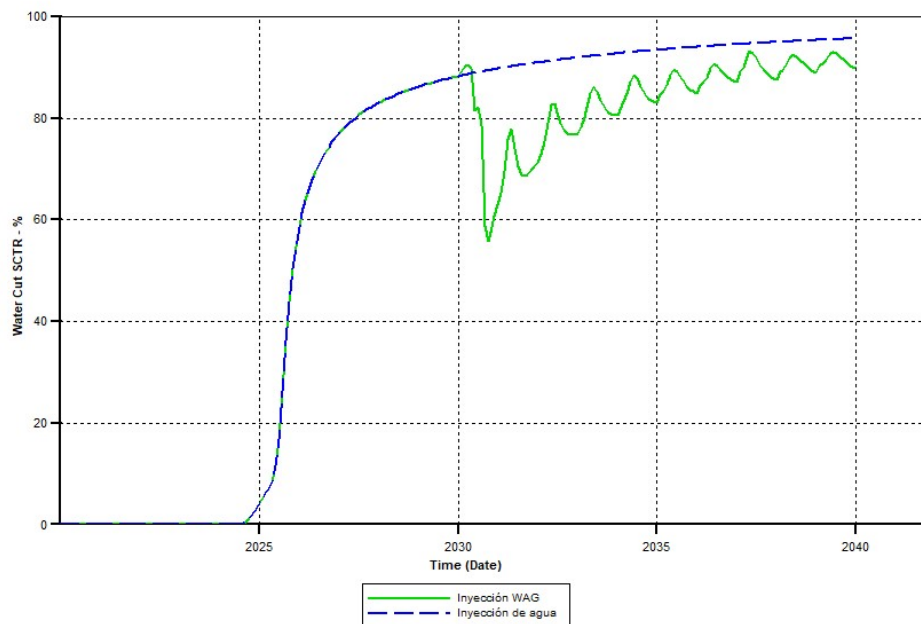


Figura 46. Comportamiento del corte de agua durante la inyección WAG, Results

Graph (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

4.3. Presión promedio del yacimiento

La Figura 47 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.

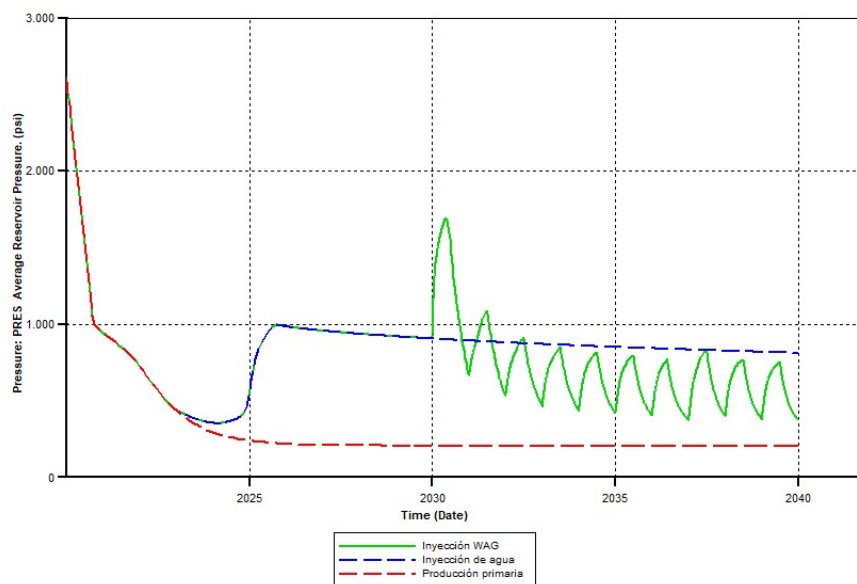


Figura 47. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento durante la inyección WAG, Results Graph (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

4.4. Tasa de producción de petróleo

Como se muestra en la Figura 48, 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.

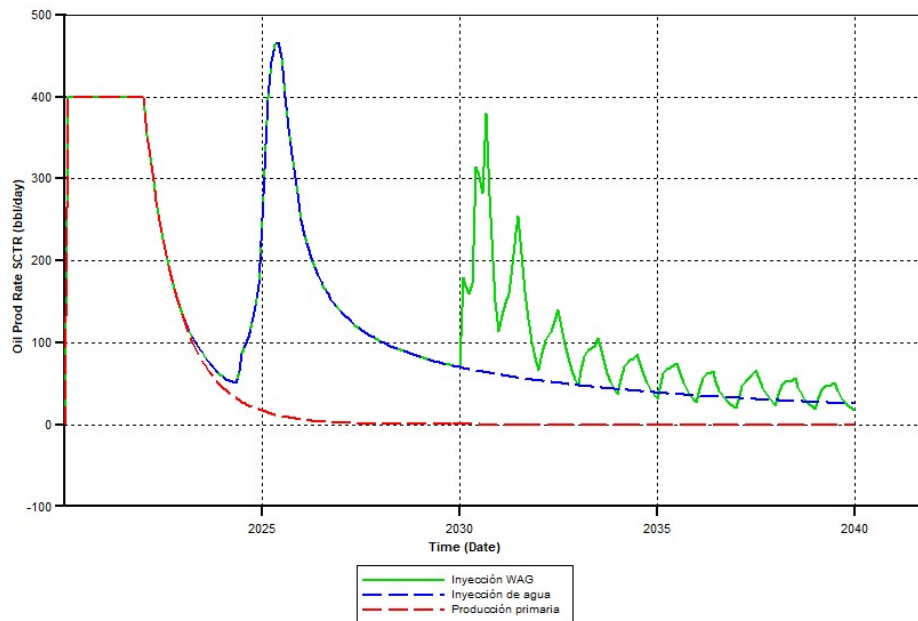


Figura 48. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo durante la inyección WAG, Results Graph (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

4.5. Saturación de los fluidos en el yacimiento

En la Figura 49 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.

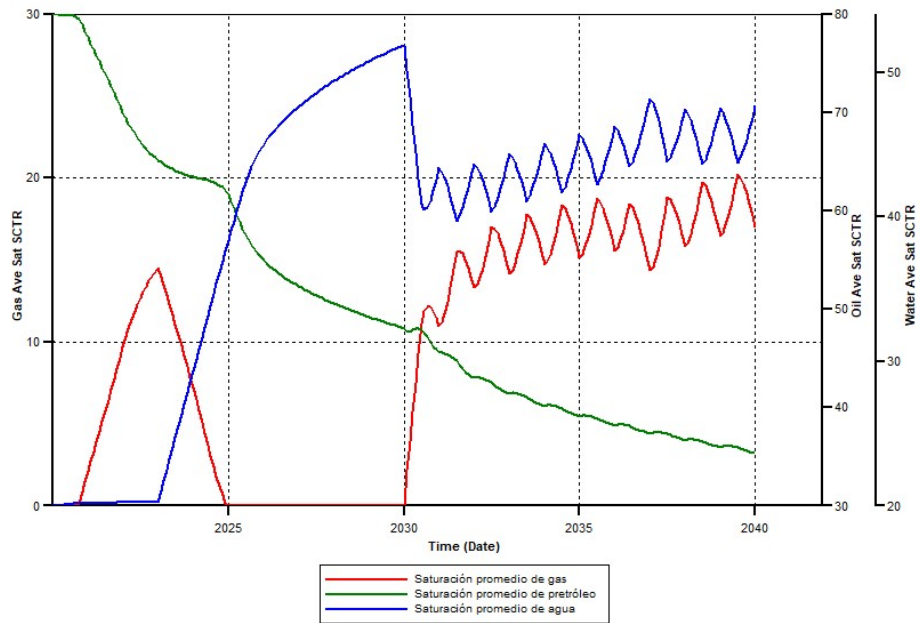


Figura 49. Comportamiento de la saturación de gas, petróleo y agua durante la inyección WAG, Results Graph (2015.10).

Fuente: Elaboración propia (2020).

En conclusión, resulta técnicamente factible la aplicación del proceso de inyección WAG en el yacimiento para mejorar el desempeño de la inyección de agua.

CONCLUSIONES

- El proceso de desplazamiento WAG luego de una inyección de agua resulta positivo, permite desplazar el petróleo atrapado en el medio poroso, mediante el atrapamiento 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 tapones de gas.

REFERENCIAS

1. Ariza, L., & Ulloa, J. (2007). *Evaluación del efecto de la saturación de gas al inicio de un proceso de inyección de agua mediante simulación numérica*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
2. Barberii, E. E. (1985). *El Pozo Ilustrado*. Caracas, Venezuela: Lagoven S.A.
3. Carrillo, L. (30 de Julio de 2010). *Petroblogger*. Obtenido de Petroblogger: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/simulacion-de-petroleo-negro-black-oil/>
4. Christensen, J. R., Stenby, E. H., & Skauge, A. (1998). Review of WAG Field Experience. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 357-370.
5. Computer Modelling Group Ltd. (2015). *IMEX User Guide Three-Phase, Black-Oil Reservoir Simulator*. Calgary.
6. Escobar, F. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Huila, Colombia: Editora Guadalupe Ltda.
7. Jiménez, R. (2005). *Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a procesos de inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante analogías*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
8. Jiménez, R., Muñoz, S., & Rivera, J. (2010). Inyección alternada de agua y gas (WAG): Generalidades teóricas, casos históricos, problemas operacionales comunes y screening estadístico para su aplicación. *FUENTES, EL REVENTÓN ENERGÉTICO*, 47-55.
9. La comunidad petrolera. (27 de abril de 2009). *La comunidad petrolera*. Obtenido de La comunidad petrolera: <https://lacomunidadpetrolera.com/2009/04/tipos-de-modelos-de-simulacion-de.html>
10. 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*. Quito: Universidad Politécnica Nacional.
11. Monroy, D., & Coronado, J. (2008). *Análisis de yacimientos sometidos a procesos de inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante simulación numérica*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
12. Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo: Astro Data.

13. Pérez, D., & Chamorro, J. (2020). *Estudio técnico-económico para la implementación de la metodología WAG en la arena U del campo Tipishca-Huaico*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
14. 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*. Bogotá, Colombia: Fundación Universidad de América.
15. Sanchez, N. L. (1999). Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects. *Society of Petroleum Engineers*, 565-576.
16. Surguchev, L. M., Korbol, R., Haugen, S., & Krakstad, O. S. (1992). Screening of WAG Injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, 1-8.
17. Valeev, A., & Shevelev, A. (2017). *Design of WAG Parameters*. Moscú: Society of Petroleum Engineers.
18. Valladares, S. (2017). *Optimización de un proceso de inyección WAG mediante simulación numérica para su aplicación en yacimientos de Venezuela*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.