EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA Y POLÍMEROS COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO EN UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO Y SU PAPEL EN LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y LA REDUCCIÓN DE LA HUELLA DE CO_2 DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.

JUAN SEBASTIÁN GARCÍA PAYÁN
SANTIAGO HERNÁN ZAMBRANO PEDRAZA

PROYECTO INTEGRAL DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE
MAGISTER EN RECUPERACIÓN AVANZADA DE HIDROCARBUROS

DIRECTOR(A)
ADRIANGELA CHIQUINQUIRÁ ROMERO SÁNCHEZ
INGENIERO DE PETRÓLEO, MSC. EN INGENIERÍA DE GAS, MSC. EN GESTIÓN AMBIENTAL PARA LA COMPETITIVIDAD

CODIRECTOR
SEBASTIÁN ALEJANDRO GÓMEZ ALBA
INGENIERO DE PETRÓLEOS, Ph. D. GEOCIENCIAS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE MAESTRÍA EN RECUPERACIÓN AVANZADA DE HIDROCARBUROS
BOGOTÁ, D. C.
2024

NOTA DE ACEPTACIÓN

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____ _____

Nombre del director **Nombre**

Firma del Director **Firma del presidente Jurado**

_____

Nombre

Firma del Jurado

_____

Nombre

Firma del Jurado

Bogotá, D.C. marzo de 2024

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del claustro
Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional
Dr. Luis Jaime García-Peña

Vicerrectora Académica
Dra. María Fernanda Vega de Mendoza

Vicerrectora de Investigaciones y Extensión
Dra. Susan Margarita Benavides Trujillo

Vicerrector Administrativo y Financiero
Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General
Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decana Facultad de Ingeniería
Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto,

Director de programa
Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto,

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de maestría a mis padres, Susi y Jairo, cuyo incansable esfuerzo, dedicación y amor incondicional han sido la base sobre la cual he construido cada uno de mis logros. Su constante apoyo y sacrificio me han brindado la fuerza y la motivación necesarias para superar cada desafío y alcanzar mis metas. Sin su guía y aliento, este logro no habría sido posible.

Santiago Hernán Zambrano Pedraza

AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mi más profundo agradecimiento a mis padres, Susi y Jairo, quienes han sido base fundamental de mi vida, con sus valores y principios. Ellos han sido los principales impulsores de mis sueños, y gracias a su dedicación, confianza y apoyo incondicional, he podido avanzar y superar cada desafío que la vida me ha presentado.

A mis hermanos, Ana María y Diego, les extiendo mi gratitud por su constante apoyo emocional y por ser un modelo a seguir en mi vida. A mi abuelita Chin, mi más reciente ángel, sé que desde el cielo me ha guiado y brindado su ayuda para culminar este proceso.

Agradezco profundamente a la directora de esta tesis, Adriangela Chiquinquirá Romero, quien ha sido un apoyo incondicional desde mis estudios de pregrado hasta esta maestría. Su percepción de sí misma como una segunda madre para mí es algo que valoro inmensamente. También al profesor Jorge Romero, por su inestimable ayuda en la realización de simulaciones y por compartir su vasta experiencia.

Mi agradecimiento se extiende a los ingenieros, Paola Gómez e Israel Ruidíaz, quienes fueron esenciales para la realización de esta tesis. A Steeven González y Sharon Azuero, gracias por estar siempre dispuestos a colaborar y ayudar. A los ingenieros Luis Guillermo Acosta y Óscar Ferney Rincón, les agradezco por su apoyo y respaldo desde ACIPET. A María Nohemí Perdomo por todo el apoyo brindado desde la EAAB. Al ingeniero Andrés Melo, gracias por sus asesorías sobre el desarrollo del proyecto.

A mis dos mejores amigos, Daniel Vargas y Gerardo Pérez, les agradezco por su constante motivación y actitud positiva durante esta etapa. A mis compañeros de maestría, quienes siempre estuvieron dispuestos a ofrecer su apoyo para la realización del proyecto, y especialmente a mi compañero de tesis, Juan García, con quien decidí asumir este reto y juntos logramos culminarlo.

Finalmente, a la Señorita Diana Paola Castillo, le expreso mi más sincero agradecimiento por su apoyo en este proyecto. Siempre estaré agradecido con la vida por haberla colocado en mi camino.

Santiago Hernán Zambrano Pedraza

Agradezco primeramente a Dios por sus prodigios, infinito amor y por mostrarme el camino que debo seguir.

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a Adriangela Romero Chiquinquirá y Jorge Romero, por su guía experta, paciencia y apoyo constante a lo largo de este proceso. Su invaluable orientación fue fundamental para alcanzar este logro académico.

Agradezco de todo corazón a mi familia por su inquebrantable apoyo, comprensión y motivación durante los altibajos de este camino. Su amor y aliento fueron mi mayor motivación.

A mi compañero Santiago Zambrano, quien compartió conmigo este camino académico, gracias por las discusiones enriquecedoras, el intercambio de ideas y el apoyo mutuo. Su colaboración hizo este proceso más significativo y enriquecedor.

Agradezco igualmente a Paola Gómez, quien fue parte fundamental de este proyecto y cuyo aporte fue invaluable para culminar esta etapa.

Agradezco a la Universidad de América por proporcionar los recursos y el ambiente propicio para el desarrollo de este trabajo de investigación. El acceso a bibliotecas, bases de datos y el soporte técnico fueron fundamentales para alcanzar los objetivos propuestos.

Juan Sebastián García Payan

TABLA DE CONTENIDO

pág.

RESUMEN **17**

INTRODUCCIÓN **18**

OBJETIVOS **20**

1. MARCO TEÓRICO **21**

1.1. Proceso de recuperación mejorada de recobro **21**

1.2. Mecanismos de producción **22**

1.3. Objetivos de la aplicación de los métodos EOR ***23***

1.3.1. Razón de movilidad ***23***

1.3.2. Humectabilidad **24**

1.3.3. Número Capilar **24**

1.3.4. Microemulsiones ***24***

1.4. Inyección de agua ***25***

1.4.1. Tipos de inyección de agua ***25***

1.5. Inyección de polímeros ***28***

1.5.1. Polímeros ***28***

1.5.2. Polímero y su estructura ***30***

1.5.3. Aplicación de los polímeros en la Industria petrolera ***30***

1.5.4. Descripción del proceso ***30***

1.5.5. Tipos de polímeros empleados en la inyección del proceso ***31***

1.5.6. PHPA ***31***

1.5.7. Goma Xántica ***32***

1.5.8. Propiedades de la solución polimérica ***33***

1.5.9. Retención de polímero ***34***

1.5.10. Degradación del polímero ***35***

1.5.11. Desplazamiento Miscible ***35***

1.6. Emisiones de $CO2$ ***35***

1.6.1. Huella de carbono ***36***

1.6.2. Captura y secuestro de carbono ***36***

1.7. Simulación numérica *36*
1.7.1. Simulación de yacimientos *37*
1.7.2. Generalidades del simulador *37*
1.8. Eficiencia energética *39*
2. MARCO GEOLÓGICO **41**
2.1. Localización *41*
2.2. Generalidades de la Cuenca **42**
2.3. Geología del petróleo **42**
2.3.1. Roca Generadora *42*
2.3.2. Migración *44*
2.3.3. Roca Reservorio *44*
2.3.4. Roca Sello *44*
2.3.5. Trampa *44*
2.3.6. Prospectividad *45*
2.4. Descripción del campo y propiedades del yacimiento *46*
3. METODOLOGÍA Y DATOS **47**
3.1. Fase 1 *47*
3.2. Fase 2 *56*
3.2.1. Escenario Inyección de agua *56*
3.3. Fase 3 *59*
3.4. Fase 4 *62*
4. RESULTADOS Y ANÁLISIS **72**
4.1. Permeabilidades relativas del área de estudio *73*
4.2. Viscosidad del área de estudio *75*
4.3. Modelo del yacimiento de estudio *76*
4.4. Producción del campo con inyección de agua *77*
4.5. Escenarios de inyección de polímeros *82*
4.5.1. Resultados de los escenarios simulados para la inyección de polímero. *82*
4.6. Estimación de las emisiones de $CO2$ **95**
4.7. Estimación de eficiencia energética **96**
5. CONCLUSIONES **105**

6. RECOMENDACIONES **107**
BIBLIOGRAFÍA ¡Error! Marcador no definido.
ANEXOS **105**

LISTA DE FIGURAS

Pág

Figura 1. Screening técnico de selección EOR 21

Figura 2. Tipos de recuperación mejorada de petróleo 22

Figura 3. Porcentaje de Eficiencia de recobro de cada mecanismo de producción en un reservorio 23

Figura 4. Inyección periférica de agua 25

Figura 5. Ventajas y desventajas de la inyección periférica 26

Figura 6. Inyección de agua en arreglos de 5 pozos 26

Figura 7. Ventajas y desventajas de la inyección por arreglos 27

Figura 8. Ejemplo de cómo funciona la inyección de agua en yacimiento 28

Figura 9. Ilustración de cómo se desplaza la inyección de polímeros en el yacimiento 29

Figura 10. Estructura química de PHPA 32

Figura 11. Estructura química de la Goma Xántica 33

Figura 12. Mapa de localización de la Cuenca Valle Superior del Magdalena 41

Figura 13. Columna estratigráfica Cuenca Valle Superior del Magdalena 43

Figura 14. Trampas de la cuenca Valle Superior del Magdalena 45

Figura 15. Descripción de la metodología utilizada para el desarrollo de este proyecto de grado 47

Figura 16. Valores de permeabilidad relativa para el Ajuste A 50

Figura 17. Valores de permeabilidad relativa para el Ajuste B 52

Figura 18. Valores de permeabilidad relativa para el Ajuste C 54

Figura 19. Tiempos de inyección para las predicciones realizadas en el simulador 58

Figura 20. Componentes principales de un proceso EOR 59

Figura 21. Diagrama de flujo para el cálculo de la intensidad de $\boldsymbol{CO2}$ 60

Figura 22. Esquema de las principales unidades consumidoras de energía que inyecta agua y procesa el petróleo y el agua producidos 63

Figura 23. Equipos utilizados para la inyección de agua y polímeros 65

Figura 24. Modelo de un yacimiento en el software CMG visión lateral 73

Figura 25. Gráfica del porcentaje de error 75

Figura 26. Modelo en 3D de un yacimiento en el software CMG 77
Figura 27. Vista superficial del submodelo del yacimiento utilizado 78
Figura 28. Vista de sección del sector 79
Figura 29. Resultado del ajuste histórico del campo en producción de tasa de petróleo, agua y gas 80
Figura 30. Resultado del ajuste histórico del campo en producción acumulada de petróleo, agua y gas 81
Figura 31. Barriles de agua inyectados, caso base 82
Figura 32. Resultados de las simulaciones 83
Figura 33. Relación agua - petróleo comparando de todos los escenarios inyección de agua y polímeros 87
Figura 34. Zoom de la gráfica relación agua - petróleo comparando de todos los escenarios, inyección de agua y polímeros 88
Figura 35. Producción de agua acumulada comparando los escenarios, inyección de agua y de polímeros 89
Figura 36. Zoom de la producción de agua acumulada comparando los escenarios, inyección de agua y de polímeros 90
Figura 37. Producción de petróleo acumulada comparando los escenarios, inyección de agua y de polímeros 91
Figura 38. Zoom de la producción de petróleo acumulada comparando los escenarios, inyección de agua y de polímeros 92
Figura 39. Factor de recobro comparando los escenarios, inyección de agua y de polímeros 93
Figura 40. Factor de recobro comparando los escenarios, inyección de agua y de polímeros 94
Figura 41. Masa de agua acumulada inyectada 97
Figura 42. Zoom masa de agua acumulada inyectada 98
Figura 43. Masa de agua acumulada 100
Figura 44. Zoom masa de agua acumulada 101
Figura 45. Resultado del campo en producción de tasa de petróleo, agua y gas usando inyección de agua. 128
Figura 46. Resultado del campo en producción de tasa de petróleo, agua y gas usando inyección de Polímero 2 129

Figura 47. Resultado del campo en producción de tasa de petróleo, agua y gas usando inyección de Polímero 3 130
Figura 48. Resultado del campo en producción de tasa de petróleo, agua y gas usando inyección de Polímero 4 131
Figura 49. Resultado del campo en producción de tasa de petróleo, agua y gas usando inyección de Polímero 5 132
Figura 50. Resultado del campo en producción de tasa de petróleo, agua y gas usando inyección de Polímero 6 133
Figura 51. Resultado del campo en producción de tasa de petróleo, agua y gas usando inyección de Polímero 7 134
Figura 52. Barriles de agua inyectados caso base 135
Figura 53. Barriles de agua inyectados, inyección de polímero 2 136
Figura 54. Barriles de agua inyectados, inyección de polímero 3 137
Figura 55. Barriles de agua inyectados, inyección de polímero 4 138
Figura 56. Barriles de agua inyectados, inyección de polímero 5 139
Figura 57. Barriles de agua inyectados, inyección de polímero 6 140
Figura 58. Barriles de agua inyectados, inyección de polímero 7 141

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Criterios de selección de polímeros según sus propiedades 29
Tabla 2. Tabla de propiedades del campo 48
Tabla 3. Datos de la malla y del yacimiento 48
Tabla 4. Condiciones variables, inyección de agua 56
Tabla 5. Condiciones variables, inyección de agua 57
Tabla 6. Condiciones variables, inyección de agua y polímeros 58
Tabla 7. Factor de emisión por tipo de combustible 61
Tabla 8. Correlaciones para calcular la exergía requerida 64
Tabla 9. Compresibilidad de la roca arrojada por el simulador después del cotejo histórico 72
Tabla 10. Porcentaje de error de los escenarios de ajuste histórico 74
Tabla 11. Datos de viscosidades de los fluido 75
Tabla 12. Acumulado de producción de los casos evaluados 92
Tabla 13. Exergía ganada para cada escenario 103
Tabla 14. Exergía invertida para cada escenario 104
Tabla 15. Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del primer tipo de roca (R1) del Ajuste A 112
Tabla 16. Datos de saturación de los líquidos, permeabilidad relativa del gas y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al gas del primer tipo de roca (R1) del Ajuste A 113
Tabla 17. Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del segundo tipo de roca (R2) del Ajuste A 114
Tabla 18. Datos de saturación de los líquidos, permeabilidad relativa del gas y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al gas del segundo tipo de roca (R2) del Ajuste A 115
Tabla 19. Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del tercer tipo de roca (R3) del Ajuste A 116

Tabla 20. Datos de saturación de los líquidos, permeabilidad relativa del gas y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al gas del tercer tipo de roca (R3) del Ajuste A 117
Tabla 21. Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del cuarto tipo de roca del Ajuste A 118
Tabla 22. Datos de saturación de los líquidos, permeabilidad relativa del gas y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al gas del cuarto tipo de roca (R4) del Ajuste A 119
Tabla 23. Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del primer tipo de roca (R1) del Ajuste B 120
Tabla 24. Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del segundo tipo de roca (R2) del Ajuste B 121
Tabla 25. Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del tercer tipo de roca (R3) del Ajuste B 122
Tabla 26. Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del cuarto tipo de roca (R4) del Ajuste B 123
Tabla 27. Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del primer tipo de roca (R1) del Ajuste C 124
Tabla 28. Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del segundo tipo de roca (R2) del Ajuste C 125
Tabla 29. Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del tercer tipo de roca (R3) del Ajuste C 126
Tabla 30. Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del cuarto tipo de roca (R4) del Ajuste C 127

LISTA DE ECUACIONES.

Pág

Ecuación 1. Cálculo de $CO2$ Producido 60

Ecuación 2. La exergía acumulada neta (NCE) 64

Ecuación 3. Calculo sistema integrado de superficie y subsuelo 65

Ecuación 4. Cálculo de la exergía química del petróle 66

Ecuación 5. Cálculo de la exergía acumulada ganada del petróleo. 66

Ecuación 6. Cálculo del flujo másico acumulado 67

Ecuación 7. Cálculo de exergía acumulada del agua tratada 67

Ecuación 8. Cálculo de la exergía requerida para el bombeo del agua inyectada 68

Ecuación 9. Cálculo de la exergía para levantar los fluidos producidos (agua y petróleo) 69

Ecuación 10. Cálculo de la exergía invertida para el transporte del petróleo 69

Ecuación 11. Cálculo de la exergía de la manufactura del polímero 70

Ecuación 12. Cálculo de la exergía del polímero procesado en superficie 71

Ecuación 13. Cálculo de la exergía invertida 71

RESUMEN

En la actualidad, la producción de campos de petróleo conlleva distintos retos relacionados con el incremento de la producción de hidrocarburos, sin dejar de lado optimización energética y reducción de la huella de carbono. Estos retos deben ser evaluados desde distintos puntos de vista y contemplando factores en la cadena de producción de hidrocarburos. Este trabajo de grado lleva a cabo una evaluación de la inyección de agua y polímeros como método de recobro mejorado en un yacimiento de crudo pesado y el impacto de estos escenarios en la eficiencia energética y la reducción de la huella de CO_2. El software utilizado para el modelamiento de cada uno de los escenarios de inyección fue CMG (Computer Modelling Group) con el cual, se ajustó el modelo de simulación con la producción real del campo (cotejo histórico) y se realizaron las predicciones a futuro permitiendo determinar los factores de recobro para cada uno de los 7 escenarios dando como resultado de mejor escenario a la inyección de agua con un valor de 13.9201 factor de recobro, y los demás resultados de los escenarios de polímero coincidieron en el mismo valor de 13.6853 de factor de recobro.

Así mismo, utilizando la metodología aplicada fue posible determinar que el escenario de inyección de polímero 4 fue el que más emisiones de CO_2 produjo, siendo 9.9881 Mt_{CO_2}.

Respecto a la eficiencia energética, el escenario de inyección de agua (WaterPred) fue el escenario que mayor exergía neta produjo con un valor de $-329{,}828{,}172{,}766{,}465$ kJ.

Palabra claves: Inyección de polímero, Factor recobro, Emisiones de CO2, Eficiencia energética, Simulación de yacimientos, Recobro mejorado

INTRODUCCIÓN

El resultado de este estudio se caracteriza por el bajo factor de recobro en Colombia, el cual se encuentra en torno al 19%. Los objetivos fundamentales del Plan de Negocio para el año 2020 fueron: crear 1,3 millones de barriles en el 2020, de los cuales cerca del 50% se anticipa que sean crudos pesados; incrementar la vida promedio de las reservas a 10 años, incorporando 6.200 millones de barriles. Actualmente, los planes han sido cambiados debido a la pandemia del COVID-19 y han sido modificados para producir menos y aumentar el porcentaje de recobro a un 34% usando tecnologías EOR/IOR. [1]

La industria del petróleo enfrenta desafíos significativos en la actualidad, los cuales contemplan la optimización de la producción, reducción del impacto ambiental, entre otros. Bajo este contexto se han desarrollado diversas técnicas y estrategias para mejorar la eficiencia en la extracción de petróleo y que, a su vez, se minimice la huella de carbono asociada a la cadena de producción. La aplicación de métodos de recobro mejorado es una práctica común en la industria petrolera para aumentar la recuperación de petróleos; puntualmente, la inyección de agua y polímeros son utilizados en yacimientos donde la presión natural del yacimiento no es suficiente para que el petróleo fluya con facilidad o incluso en aquellos yacimientos donde se tienen permeabilidades bajas o alta viscosidad del crudo. Como parte de las herramientas que permiten predecir el comportamiento de un yacimiento, se cuentan con tecnologías de software de simulación, las cuales, a través de métodos numéricos, correlaciones empíricas y distintos modelos de simulación numérica, permiten conocer anticipadamente y de manera aproximada el comportamiento de los fluidos en un yacimiento. Los modelos numéricos exhaustivos pueden explicar prácticamente todo el proceso durante la inundación de polímeros, sin embargo, estos modelos tienen una aplicación limitada debido a sus extensos requisitos de datos. [2]

La importancia de este Trabajo de Grado recae en la implementación de modelos de simulación, los cuales se basan en una reproducción artificial de un yacimiento de crudo pesado ubicado en un campo de la cuenca del Valle Superior del Magdalena, permitiendo evaluar diferentes escenarios de inyección de fluidos usando información petrofísica, interacción roca-fluidos que proporcione

información confiable respecto a las principales características de un yacimiento y de procesos de recobro secundario y terciario, por medio de una alternativa de inyección con el propósito de incrementar la energía y/o recuperación de hidrocarburos de un yacimiento. Adicionalmente, debido al cambio climático que se tiene en la actualidad, se tendrá en cuanta las estimaciones de las emisiones de CO_2 que se pueden generar por la implementación de la inyección de polímeros, así como la estimación del escenario de mayor eficiencia energética.

OBJETIVOS

Objetivo general

Evaluar la inyección de agua y polímeros como método de recobro mejorado en un yacimiento de crudo pesado y su papel en la eficiencia energética y la reducción de la huella de CO_2 de la producción de petróleo.

Objetivos específicos

1. Realizar el cotejo histórico de la producción de los fluidos del campo seleccionado, analizando el comportamiento de producción de agua tradicional.

2. Proponer escenarios de inyección de polímero para la evaluación del aumento del factor de recobro.

3. Estimar las emisiones de CO_2 para el caso base y mejor caso de inyección polímero.

4. Determinar el escenario de mayor eficiencia energética mediante un análisis de los resultados obtenidos en las simulaciones.

1. MARCO TEÓRICO

A continuación, se describen los principales conceptos a tener en cuenta para el desarrollo de este proyecto, la importancia de la implementación de una adecuada tecnología de recobro para aumentar la productividad de petróleo, su funcionamiento, como se conforman los patrones de inyección y como la implementación de agentes químicos como el polímero podrían ayudar a la reducción de la huella de carbono en proyectos de recobro.

1.1. Proceso de recuperación mejorada de recobro

Según la revista PGE de petróleo y gas [3] es la aplicación de métodos, tecnologías con el fin de incrementar la cantidad de petróleo recuperado de un yacimiento, más allá de la cantidad de petróleo recuperable con recuperación primaria y secundaria.

Para ello se debe tener en cuenta un Screening de selección para determinar qué tipo de tecnología es la más adecuada para las condiciones de cada pozo, el cual se describe en la **Figura 1**.

Figura 1.

Screening técnico de selección EOR

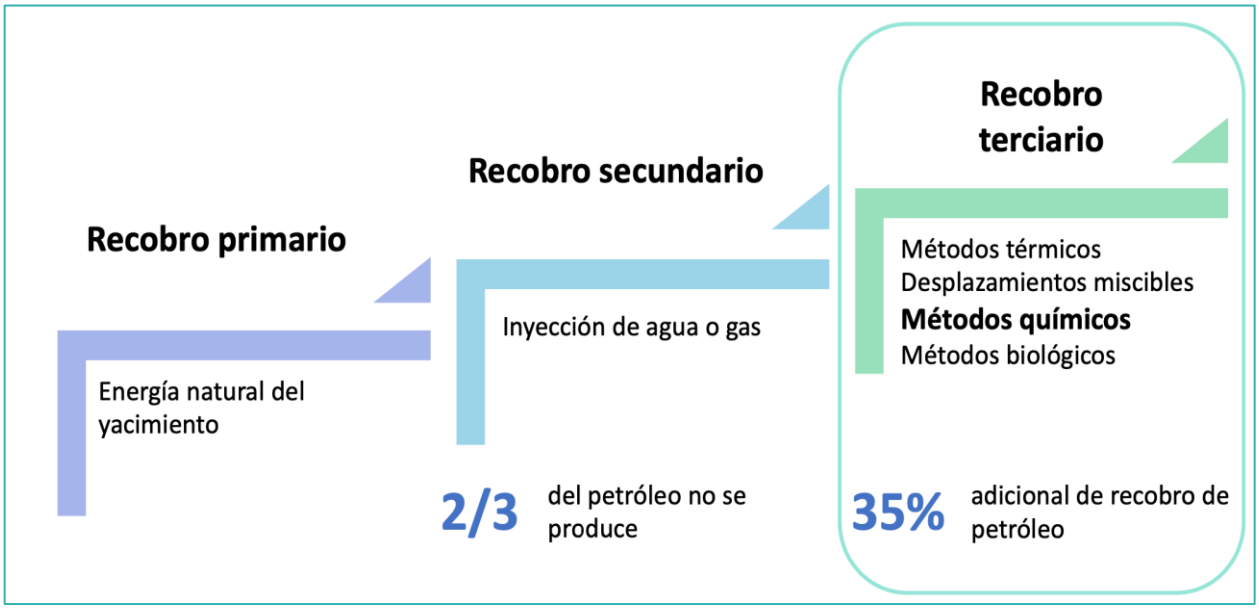
Parámetros	**Métodos EOR**	
Gravedad API	Inyección de gas	CO_2
Viscosidad		Nitrógeno
Composición de petróleo		Hidrocarburos
Saturación de petróleo		Gas inmiscible
Tipo de formación	Métodos químicos	Polímeros
Espesor de la zona de interés		Álcali-Surfactante-Polímero (ASP)
Permeabilidad promedio	Métodos termales	Combustión en sitio
Profundidad		Inyección de vapor
Temperatura	Minería	

Nota. Representación parámetros de selección Tomado de: J. E. B. Zárate y G. R. P. Arteaga, «Recuperación mejorada de petróleo,» *PGE Petróleo&Gas,* vol. 9, nº Ecuador, pp. 41-43, 2016

Existen 3 tipos de recobro entre los cuales se tiene: el recobro primario, secundario y terciario (**Figura 2**), para efectos del presente proyecto se evaluará el recobro secundario, inyección de agua y recobro terciario como método químico inyección de polímero [4].

Figura 2.

Tipos de recuperación mejorada de petróleo



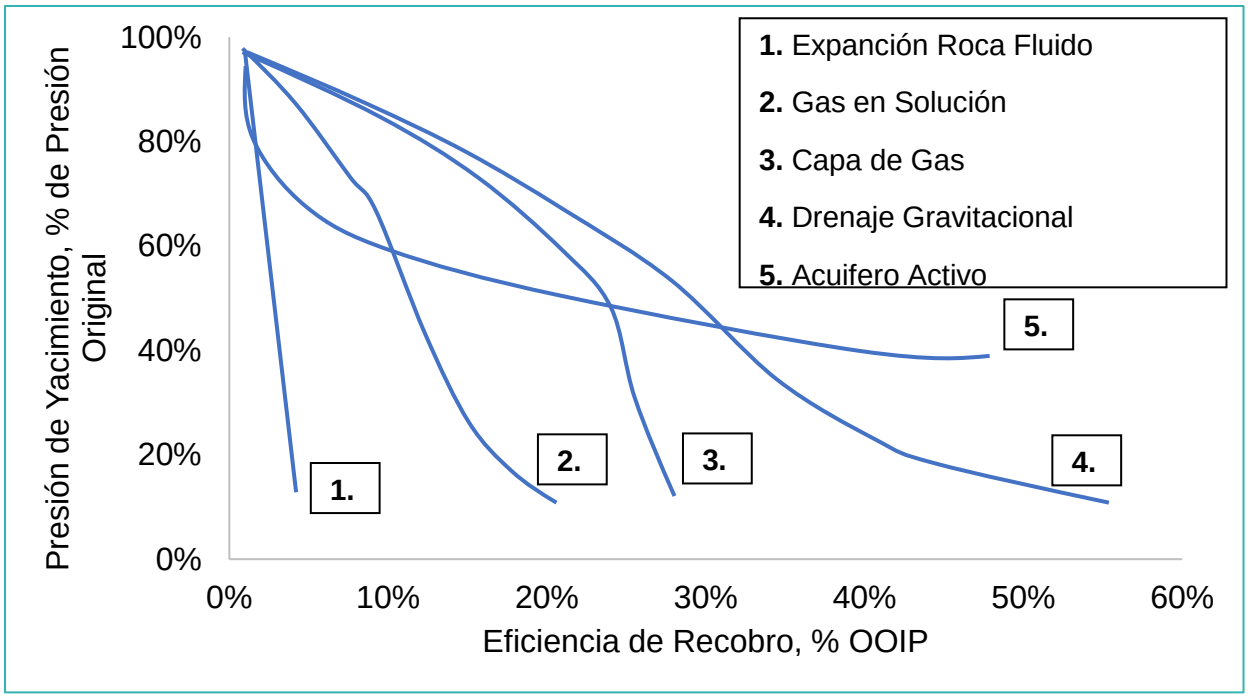
Nota. Representación recuperación mejorada de petróleo Tomado de: M. P. De Ferrer, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Maracaibo, Venezuela: Ediciones astro data SA, 2001.

1.2. Mecanismos de producción

Los mecanismos de producción son los que ayudan a que los fluidos fluyan o se desplacen hacia un lugar donde hay menos presión que el yacimiento. En este caso, los mecanismos de producción hacen que los fluidos fluyan hacia el pozo y se trasladan a superficie. [10]. En general, existen más de un sistema de producción, pero solo uno será más representativo en un período de tiempo, para mantener la energía del yacimiento y, de esta forma, su producción se debe implementar el sistema de recobro necesario que cumpla de manera obligatoria con los parámetros del yacimiento. La Figura 3 exhibe, de manera comparada, el comportamiento del yacimiento sujeto a diversos mecanismos de producción. Expansión roca y fluido, empuje por gas disuelto, Expansión capa de gas, Intrusión de agua y Drenaje gravitacional [4].

Figura 3.

Porcentaje de Eficiencia de recobro de cada mecanismo de producción en un reservorio



Nota. La gráfica muestra en cada una de sus tendencias el comportamiento que debería tener cada sistema de producción natural. Tomado de: M. P. De Ferrer, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Maracaibo, Venezuela: Ediciones astro data SA, 2001, modificado por autores.

1.3. Objetivos de la aplicación de los métodos EOR

En los objetivos se tiene mejorar la razón de movilidad, microemulsiones, y cambiar la humectabilidad de la roca, por lo cual cada una de estas se describe a continuación.

1.3.1. Razón de movilidad

En un proceso que tiene como fin desplazar los fluidos de interés, la relación de movilidad está definida como la relación entre la movilidad de dos tipos de fluidos: la movilidad del fluido o fase desplazante (comúnmente agua o gas), y la movilidad de la fase desplazada (comúnmente petróleo), que a su vez depende de las viscosidades y permeabilidades relativas de cada uno de los fluidos involucrados.

1.3.2. Humectabilidad

Este término se caracteriza por la posibilidad de que un fluido en presencia de otro fluido inmiscible extenderse o adherirse a la superficie sólida. En el área de la ingeniería de petróleos, el sólido es representado por la roca del yacimiento, y los fluidos son aquellos que se encuentran en los espacios porales de la misma, dentro de los cuales normalmente tenemos petróleo, agua y/o gas. No obstante, el agua y el petróleo son las fases que se consideran como humectantes o mojantes, ya que el gas puede humectar la roca, pero se requieren condiciones específicas más allá del rango encontrado en las rocas de yacimiento. [5]

1.3.3. Número Capilar

Cuando dos fluidos inmiscibles se encuentran en contacto, se presenta una diferencia de presión entre estos, conocida como presión capilar, que depende de la curvatura de la interfase que los separa. La interfase líquido – líquido se conoce como tensión interfacial o IFT, y la interfase líquido – gas se conoce como tensión superficial. Según Ahmed, en un yacimiento de petróleo, las fuerzas capilares son el resultado del efecto combinado de la tensión interfacial y superficial de la roca y los fluidos, el tamaño y geometría de los poros, y las características de humectabilidad del sistema. Por tal razón, cuando se emplea la inyección de agua como mecanismo de recobro, es importante conocer estas propiedades. Sin embargo, para sistemas de crudo pesado no es necesaria determinar la IFT entre ambos fluidos. [6]

1.3.4. Microemulsiones

Su objetivo es mejorar la eficiencia de barrido mediante la inyección de un fluido miscible con el petróleo en el yacimiento. Una microemulsión compuesta por una mezcla de petróleo (de producción), agua y surfactantes, que ofrecen ventajas logrando miscibilidad, además de los alcoholes empleados como estabilizadores (propanol, butanol, etc). Los surfactantes usados son sulfonatos de petróleo. [6]

1.4. Inyección de agua

Cuando la energía natural del yacimiento se agota y también el mecanismo artificial se vuelve ineficiente. Se implementa la técnica para volver a proporcionar esa energía agotada en la producción del recobro primario manteniendo la presión del yacimiento.

Se usa cuando no se tiene una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece la inyección de agua. Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo [4].

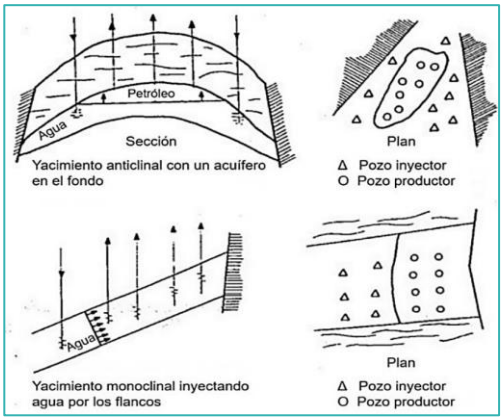
1.4.1. Tipos de inyección de agua

De acuerdo con Paris de Ferrer [4] la inyección de agua depende de la posición de los pozos inyectores y productores, y puede ser llevada a cabo de dos formas diferentes, periférica o en arreglos.

1.4.1.a. Inyección periférica. Consiste en inyectar agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Conocida también como "inyección tradicional", su inyección se realiza en la zona del acuífero cerca del contacto agua – petróleo, **Figura 4**. [4]

Figura 4.

Inyección periférica de agua



Nota. La figura los diferentes yacimientos con inyección periférica. Tomado de: M. P. De Ferrer, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Maracaibo, Venezuela: Ediciones astro data SA, 2001, modificado por autores.

Las ventajas y desventajas se describen en la **Figura 5**.

Figura 5.

Ventajas y desventajas de la inyección periférica

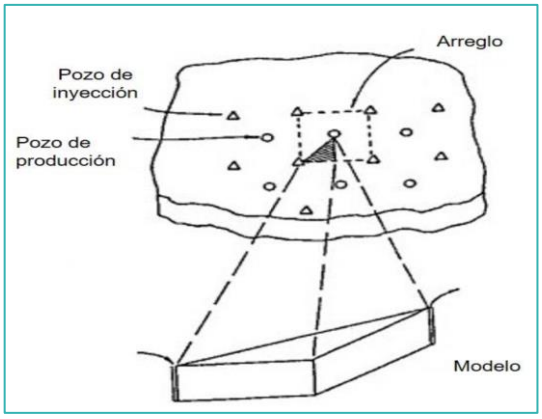
Ventajas	Desventajas
Se utilizan pocos pozos	Una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo
No se requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectores	No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión, como si es posible hacerlo en la inyección de agua en arreglos
No se requiere una buena descripción del yacimiento para iniciar el proceso de invasión con agua.	En algunos yacimientos no es capaz de mantener la presión en la parte central del mismo.
Genera un alto recobro de petróleo con un mínimo de producción de agua.	Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento.

Nota. La figura representa las ventajas y desventajas de la implementación de inyección periférica. Tomado de M. P. De Ferrer, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Maracaibo, Venezuela: Ediciones astro data SA, 2001, modificado por autores.

1.4.1.b Inyección en arreglos se trata de la inyección de agua en la región de petróleo. El agua penetra en esta región y desplaza los fluidos del volumen adquirido hacia los pozos producidos. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, debido a que el fluido se inyecta en la zona de petróleo mediante un número considerable de pozos inyectores que conforman un arreglo geométrico con los pozos producidos. [4] **Figura 6**.

Figura 6.

Inyección de agua en arreglos de 5 pozos



Nota. La figura representa los diferentes yacimientos con inyección en arreglos. Tomado de: M. P. De Ferrer, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Maracaibo, Venezuela: Ediciones astro data SA, 2001, modificado por autores.

Este tipo de arreglos ayuda a controlar la cantidad de agua en el yacimiento usando patrones definidos. Se establecen estos patrones de forma que la zona de influencia, tanto de los pozos inyectores como de los productores, no se vea afectada por la presencia de otros pozos en la zona. [4]

El principio de interferencia de pozos es uno de los principales problemas en el proceso de inyección de agua, dado que la mayoría de pozos experimentan una restricción significativa en su producción o en su inyección, según sea necesario. [4]

Las ventajas y desventajas se describen en la **Figura 7**.

Figura 7.

Ventajas y desventajas de la inyección por arreglos

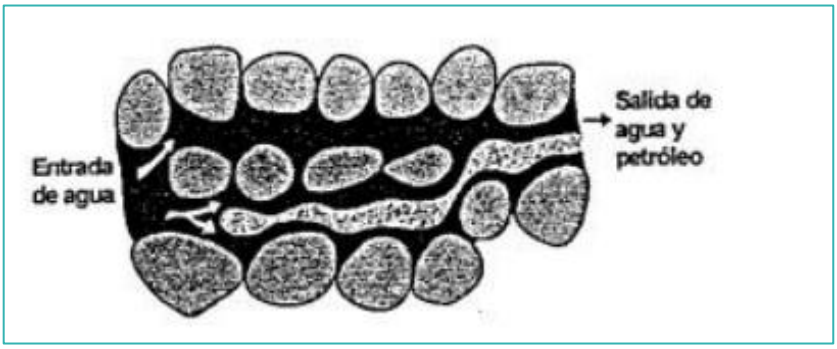
Ventajas	Desventajas
Rápida respuesta del yacimiento	Este método requiere de una mayor inversión debido al alto número de pozos inyectores
Elevadas eficiencias de barrido areal	Existe un mayor seguimiento y control y, por tanto, mayor cantidad de recursos humanos
Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas, con alta densidad de pozos, debido a que la distancia inyector – productor es pequeña	
Permite un buen control del frente de invasión y del factor de reemplazo	
Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro	

Nota. La figura representa las ventajas y desventajas de la implementación de inyección por arreglos. Tomado de M. P. De Ferrer, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Maracaibo, Venezuela: Ediciones astro data SA, 2001, modificado por autores.

Es la principal técnica utilizada en la industria petrolera para realizar recobro secundario, consiste en inyectar agua desde un pozo inyector y como consecuencia desplaza el aceite remanente en la formación hacia los pozos productores.

Figura 8.

Ejemplo de cómo funciona la inyección de agua en yacimiento



Nota. La figura representa como ingresa el fluido a la formación y mediante el espacio poral el fluido encuentra un camino y como consecuencia desplaza hidrocarburo remanente en la formación. Tomado de M. P. De Ferrer, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Maracaibo, Venezuela: Ediciones astro data SA, 2001, modificado por autores.

1.5. Inyección de polímeros

Es una modificación de la inyección de agua y consiste en añadir al agua de inyección un tapón de polímeros de alto peso molecular. Incrementa la viscosidad del fluido de inyección, mejora la razón de movilidad agua – petróleo y mejor desplazamiento del petróleo.

Entre los pasos cruciales en el diseño de la inyección del polímero se debe tener en cuenta la selección del polímero y la concentración del mismo. Entre los problemas que acarrean los polímeros se tienen la degradación por temperatura, la degradación por esfuerzo cortante y el ataque bacteriano en caso de los biopolímeros.

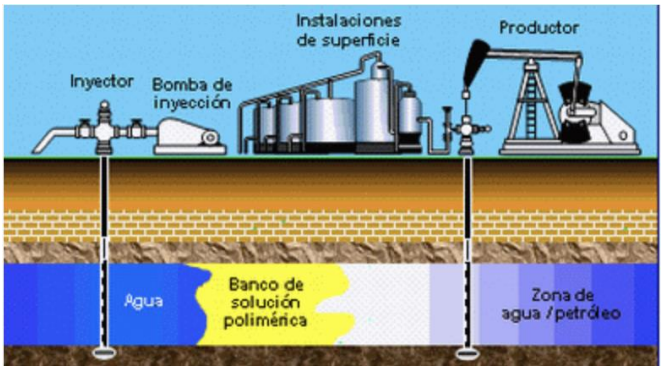
1.5.1. Polímeros.

Los polímeros son inyectados en una mezcla con el agua de inyección, su principal objetivo es mejorar la eficiencia de barrido, incrementando la viscosidad del agua y densidad que actúa como fluido desplazante de la fase del petróleo, que a su vez se interpreta como el efecto de reducción de la tasa de movilidad de la fase desplazante. El frente de barrido es estabilizado logrando una mejor recuperación. [6]

Comúnmente se suele utilizar polímeros solubles en agua como poliacrilamidas, polisacáridos, entre otros, los cuales contienen altos pesos moleculares, las concentraciones de inyección normalmente varían entre 100 y 400 ppm. No obstante, los polímeros poseen una característica que los vuelve frágiles y son sensibles a la alta salinidad que se encuentra en el agua de la formación [7].

Figura 9.

Ilustración de cómo se desplaza la inyección de polímeros en el yacimiento



Nota. La figura representa cómo funciona la técnica de inyección de polímeros dentro del reservorio mediante un efecto pistón. Tomado de C. PDVSA, «Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos,» Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, Caracas, 1998

Tabla 1.

Criterios de selección de polímeros según sus propiedades

Criterio	Unidad	Recomendación	Autor	Rango genérico
Viscosidad del petróleo	cP	<150	Sheng, 2014	400-500
Permeabilidad	md	>50	Du, 2004	7-9000
Temperatura	°C	93,3	Sheng, 2014	82
Saturación de petróleo	-	0,15-0,46	Du, 2004	0,73
Saturación de agua inicial	-	<0,47	Du, 2004	0,16
Tipo de formación	-	Areniscas	Du, 2004	Areniscas
Salinidad	ppm	<50.000	Sheng, 2014	290 ppm y 18.140 ppm

Nota. La tabla representa los rangos propicios para la utilización de polímeros. Tomado de A. L. C. Losada, S. I. G. Ardila y E. Y. A. Sarmiento, «evaluación técnico-económica del impacto y mitigación de la degradación de polímeros en proyectos de recobro mejorado,» Universidad de los Andes, Colombia, 2017.

1.5.2. Polímero y su estructura

Los polímeros son moléculas compuestas en su mayoría por una o varias unidades químicas. Su clasificación se basa en su origen, ya sea de composición química o orgánica, y se emplean en la industria de los hidrocarburos, en la recuperación avanzada de hidrocarburos con el propósito de mejorar las propiedades físicas y químicas del agua de inyección.

1.5.3. Aplicación de los polímeros en la Industria petrolera

La inyección de polímeros consiste en optimizar la inyección de agua continua utilizada para el recobro secundario mediante la adición de químicos (polímeros). Estos químicos reducen el radio de movilidad entre el fluido inyectado (una solución de agua y polímero) y los fluidos de interés del yacimiento (petróleo y gas). Asimismo, se afecta el caudal relativo entre los dos fluidos en contacto, lo que propicia una mejor conexión entre el polímero inyectado

Un proyecto típico de inundación de polímero implica mezclar e inyectar polímero durante un período prolongado hasta que se haya inyectado aproximadamente 1/3-1/2 del volumen de poros del yacimiento [8].

1.5.4. Descripción del proceso

La solución polimérica tiene como objetivo principal transportar el petróleo de un pozo inyector hacia un pozo productor, como se muestra en la Figura. 3 el proceso de inyección de polímero se divide en tres partes: primero, el polímero, luego el agua para brindar energía y finalmente, desplazar el hidrocarburo sin usar compuestos químicos costosos y complejos. [10]

La adición de polímero al yacimiento aumenta la viscosidad del agua y reduce la permeabilidad relativa del agua en el yacimiento y luego aumenta la recuperación de petróleo debido al aumento del flujo fraccionario [8].

Basado en el principio de relación de movilidad, el polímero soluble en agua se puede usar para aumentar la viscosidad de la fase acuosa y al mismo tiempo reducir la permeabilidad relativa del agua a los poros [8].

1.5.5. Tipos de polímeros empleados en la inyección del proceso

La selección del polímero y la concentración de estos son fundamentales para el desarrollo de un proyecto de recuperación avanzada de hidrocarburos, ya que puede parecer un método simple como una inyección de agua convencional. A pesar de que el principio fundamental de este método es bastante simple, se requiere una amplia variedad de datos y información acerca de las características geológicas del yacimiento, tales como permeabilidad, porosidad, temperatura, saturaciones, entre otras, además de la identificación del comportamiento. Los polímeros más habituales en esta técnica son las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas, copolímeros de acrilamidas, goma Xántica y biopolímeros, estos son utilizados debido a su elevada capacidad para mejorar las propiedades físicoquímicas del agua. [11]

1.5.6. PHPA

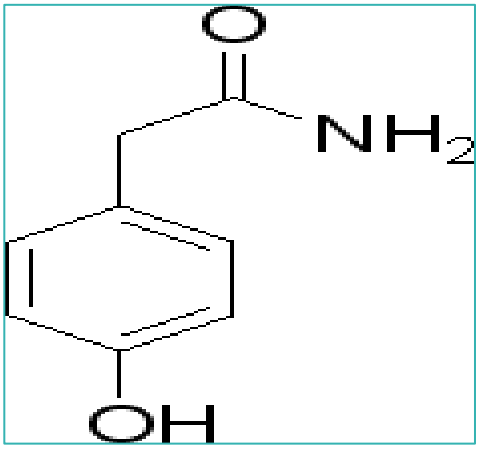
Se trata de una poliacrilamida, que puede ser de alto o bajo peso molecular, y es un polímero sintético que posee una unidad monomérica llamada acrilamida. Se trata de un polímero sintético de alto o bajo peso molecular. Es un polímero sintético que posee una unidad monomérica llamada acrilamida. Se trata de un polímero sintético que posee una unidad monomérica llamada acrilamida. Se trata de un polímero sintético que posee una unidad monomérica llamada acrilamida. Como resultado final, se ha logrado un incremento en la recuperación de aceite residual. (**Figura 10**). [12]

Es el polímero más utilizado en aplicaciones EOR, especialmente debido a su precio relativamente bajo con buenas propiedades viscosificantes y características fisicoquímicas bien conocidas. La implementación de HPAM es relativamente fácil y puede mejorar significativamente la tasa de recuperación de petróleo en condiciones estándar de yacimiento. Este polímero está disponible en varios pesos moleculares de hasta 30 millones y puede usarse para temperaturas de hasta 99 C

dependiendo de la dureza de la salmuera. Mientras tanto, los tipos modificados, como los copolímeros HPAMAMPS y la poliacrilamida sulfonada, se pueden utilizar hasta 104 y 120 °C. Generalmente se producen como polvos que fluyen libremente o como emulsiones autoinvertidas. Algunas experiencias reportaron que presenta alta sensibilidad a la salinidad, presencia de aceite o surfactante y otros químicos. Puede producirse precipitación si Ca2+ o Mg2+ están presentes en el agua [8].

Figura 10.

Estructura química de PHPA



Nota. La figura representa a cómo está compuesto químicamente la policacrilamida. Tomado de: ChemBK, «PHPA,» ChemBK, 01 01 2022. [En línea]. Available: https://www.chembk.com/en/chem/PHPA. [Último acceso: 28 11 2023].

1.5.7. Goma Xántica

La goma Xántica, también como el PHPA presenta propiedades útiles como lo son el incremento de la viscosidad con bajas concentraciones, además del bajo cambio a temperaturas variables, haciéndolo un polímero ideal para las operaciones de inyección (**Figura 11**).

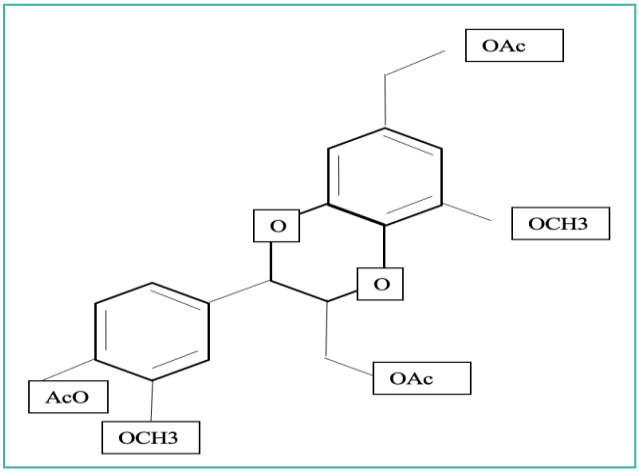
Se produce por la acción microbiana de Xanthomonascampestris sobre un sustrato de medio carbohidrato, con un suplemento proteico y una fuente inorgánica de nitrógeno. El biopolímero es un limo extracelular que se forma en la superficie de las células. El caldo fermentado se pasteuriza para matar los microbios, se precipita del caldo con alcohol y luego se concentra. Es bien sabido

que la goma xantana tiene un rendimiento excelente en salmueras de alta salinidad. Es relativamente compatible con la mayoría de los tensoactivos y otros aditivos de fluidos de inyección utilizados en formulaciones de recuperación de petróleo terciario [8].

Además, tiene una degradación hidrolítica significativa por encima de 70 C; por otro lado, algunas empresas indican que ahora técnicas de fabricación especiales pueden impartir su estabilidad térmica hasta 105 C. Debido a que proviene de la actividad microbiana, este polímero generalmente se inyecta junto con un biocida eficaz para prevenir degradación microbiana [8].

Figura 11.

Estructura química de la Goma Xántica



Nota. La figura representa a cómo está compuesta químicamente la Goma Xántica.

1.5.8. Propiedades de la solución polimérica

A continuación se describen las propiedades de la solución polimérica.

1.5.8.a. Peso molecular. Consiste en incrementar el peso del fluido de 200 a 1000 ppm de un alto peso molecular antes de prepararse para la inyección. [12]

1.5.8.b. Viscosidad. Se tiene en cuenta para que la orientación del fluido sea más controlada y que el fluido no busque canalizarse dentro del yacimiento buscando canales preferentes, también se necesita controlar esta propiedad al momento de inyectarse, porque se requiere una disminución

de la viscosidad por medio de una reducción gradual de la concentración del polímero con el fin de evitar una modificación en el régimen de flujo laminar a uno turbulento al momento de inyectarse. [12]

1.5.8.c. Factor de resistencia. Se define el factor de resistencia es una cantidad medida experimentalmente que representa el grado relativo de la fuerza requerida para mover un líquido a través del medio poroso. [12]

1.5.8.d. Factor de Resistencia residual. Se define el factor de resistencia residual es la resistencia al flujo de agua inyectada detrás de una solución polimérica. [12]

1.5.8.e. Adsorción. La adsorción es el fenómeno que se presenta cuando un sólido o líquido logra atraer a su superficie cuerpos disueltos u otros fluidos y quedan adheridos. [12]

Cuando se inyecta una solución polimérica, la adsorción generada por el medio (roca) hace que disminuya su concentración y entre más alta sea esta concentración de polímero en solución generará una alta retención y alto factor de resistencia. [12]

1.5.9. Retención de polímero

En el momento de aplicar una inyección de polímero, el fluido que circula en el medio poroso generalmente permanece retenido por una gran cantidad de este en la formación. La composición de este fluido se caracteriza principalmente por la adsorción que se produce en la superficie de los poros de la roca y también por las dimensiones de los poros, los cuales son más reducidos que el tamaño de la partícula del polímero, lo cual genera un incremento mecánico. Por consiguiente, se procede a la inyección posterior de agua con el fin de eliminar la mayor cantidad de este polímero que fue retenido y recuperarse. [12]

1.5.10. Degradación del polímero

La degradación del polímero se produce cuando diversos factores surgen y el polímero comienza a disminuir. A continuación, se exhiben los tipos de degradación. [12]

1.5.11. Desplazamiento Miscible

Consiste en la inyección de gases miscibles con la fase petróleo en el yacimiento, su finalidad es mejorar el desplazamiento del petróleo debido a la reducción de tensión interfacial entre el petróleo y el agua y mantenimiento de la presión del yacimiento. El efecto producido por la inyección de gas es similar a la del sistema de producción primario conocido como gas en solución. Los gases inyectados pueden ser gas licuado de petróleo (GLP), metano a alta presión, metano rico en hidrocarburos ligeros, nitrógeno a alta presión y dióxido de Carbono ($\mathrm{CO_2}$) en condiciones del yacimiento adecuadas de temperatura y presión. [5]

El dióxido de carbono es el gas más comúnmente utilizado, ya que reduce la viscosidad del petróleo y es menos costoso que el GLP.

1.6. Emisiones de CO_2

El CO_2 se encuentra de manera natural en la atmósfera como parte del ciclo de carbono de la Tierra, sin embargo, la actividad humana ha alterado el ciclo natural, ya que se añade más CO_2 a la atmósfera influenciando la capacidad de los disipadores naturales (como los bosques) para eliminar el CO_2 de la atmósfera e influyendo sobre la capacidad de las tierras para almacenar el carbono. [9]

En la actualidad, el dióxido de carbono (CO_2) es el principal Gas de Efecto Invernadero (GEI) que se emite a raíz de la actividad humana, por ejemplo, para Estados Unidos la emisión de este gas representó aproximadamente el 81,6% de todas las emisiones de GEI. [9]

Para el año 2019, en la Unión Europea (UE) se estimó que la emisión total de los GEI fue de 4065462 kilotoneladas de equivalente de CO_2, de los cuales el 77,01% de los GEI fueron producidos para la generación de energía, seguido de la agricultura, procesos industriales y gestión de residuos con un porcentaje de 10,55%, 9,10% y 3,32% respectivamente. [10]

Por su parte, Colombia aporta menos del 1% de las emisiones globales GEI, se estima que para el año 2018 Colombia emitió el 0,66% del total mundial dentro de los cuales fueron emitidos en total 302974,33 Gg de CO_2 equivalente mientras que las emisiones netas (si se restan las emisiones totales menos las absorciones) fueron de 279198,63 Gg de CO_2 equivalente.

1.6.1. Huella de carbono

La huella de carbono es un indicador ambiental que mide la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), se expresa en CO_2 equivalente, contempla las emisiones directas o indirectas de una actividad en específico determinada. (REPSOL)

1.6.2. Captura y secuestro de carbono

También conocido como CCS (por sus siglas en inglés “Carbon Capture and Sequestration”) es un conjunto de tecnologías y métodos cuyo objetivo es reducir significativamente las emisiones de CO_2 generadas en plantas de generación de energía a base de carbón y gas, procesos industriales y otras fuentes. Este proceso consiste en la captura del CO_2 antes de que entre en la atmósfera y en la actualidad se están desarrollando distintas técnicas para su utilización y/o almacenamiento, principalmente en formaciones geológicas.

1.7. Simulación numérica

La simulación numérica es una herramienta integrada de ecuaciones numéricas que posibilita la creación de un modelo y la predicción del comportamiento que pueda experimentar. [12]

1.7.1. Simulación de yacimientos

Es el proceso de inferir el comportamiento real de un yacimiento a partir del desempeño de un modelo de ese yacimiento. El modelo puede ser físico, como un modelo de laboratorio escalado o matemático. Un modelo matemático de un sistema físico es un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales, junto a un conjunto apropiado de condiciones de contorno, que describe adecuadamente los procesos físicos significativos que tienen lugar en ese sistema. Los procesos que ocurren en los yacimientos de petróleo son básicamente el flujo de fluidos y la transferencia de masa. Hasta tres fases inmiscibles (agua, petróleo y gas) fluyen simultáneamente, mientras que la transferencia de masa puede tener lugar entre las fases (principalmente entre las fases de gas y petróleo).

Las fuerzas de gravitacionales, capilares y viscosas juegan un papel importante en el proceso de flujo de fluidos. Las ecuaciones del modelo deben tener en cuenta rodas estas fuerzas, y también deben tener en cuenta una descripción del yacimiento arbitraria con respecto a la heterogeneidad y la geometría. Las ecuaciones diferenciales se obtienen combinando la ley de Darcy para cada fase con un balance de materia diferencial simple para cada tiempo en cada fase. [11]
La simulación de yacimientos generalmente consiste en tres etapas, las cuales representan la descripción del yacimiento o inicialización del modelo, el cotejo histórico y la predicción del comportamiento futuro del yacimiento.

1.7.2. Generalidades del simulador

El simulador Computer Modeling Group (CMG) es un software de simulación de yacimientos estándar de la industria petrolera que, a partir de información geológica del yacimiento, propiedades petrofísicas, ubicación, trayectorias de perforación de pozos y otros datos requeridos, permite el modelamiento de yacimientos de forma eficaz para predecir el comportamiento futuro

real de un yacimiento mediante una simulación numérica de un modelo matemático que lo representa.

1.7.2.a. Builder. Es una herramienta que se usa para crear o importar modelos de yacimientos, que posteriormente son validados por los simuladores IMEX, GEM y STARS, dentro de esta herramienta se cuenta con diferentes módulos en los cuales es suministrada la información para completar el modelo a simular, donde también se verifica la veracidad de los datos para que se pueda realizar una corrida eficaz. A continuación, se presentan los módulos que conforman la herramienta Builder del simulador CMG [11].

1.7.2.b. I/O Control (Entrada/Salida). En esta sección se puede definir los parámetros de entrada y salida del simulador, posee diferentes secciones en las cuales se puede agregar o modificar títulos de los casos estudiados, el 63 dimensionamiento del tiempo de corrida, archivos Restart, resultados de la corrida y texto de la corrida [11].

1.7.2.c. Reservorio (Yacimiento). En esta sección se crea la malla o se puede importar una ya existente, adicional a esto se definen las propiedades petrofísicas del yacimiento (porosidad, permeabilidad, presiones, entre otras) las cuales algunas son opcionales y otras necesarias para crear el modelo [11].

1.7.2.d. Componentes. En esta sección se definen los componentes o fases (agua, gas, petróleo) presentes en el modelo de simulación.

1.7.2.e. Roca-Fluido. En esta sección se especifican principalmente las curvas de permeabilidad relativa para cada tipo de roca presente, las cuales están en función de la saturación del líquido definido en el tipo de fluido.

1.7.2.f. Condiciones iniciales. En esta sección se introduce la información del yacimiento en condiciones iniciales como presión, profundidad de referencia y la profundidad de los contactos entre las fases presentes en el yacimiento (agua-petróleo, gas-petróleo).

1.7.2.g. Control numérico. En esta sección se definen parámetros numéricos del simulador, tales como los intervalos de tiempo, la solución de ecuaciones lineales y no lineales.

1.7.2.h. Pozos y eventos. En esta sección se especifican las características de los pozos, trayectoria, completamiento, historia de producción, parámetros de los fluidos inyectados y los diferentes eventos en los pozos.

1.8. Eficiencia energética

La eficiencia energética es el resultado a las necesidades de todas las industrias a partir de la disminución de consumo y optimización de este recurso, aportando a la disminución del principal agente contaminador atmosférico como lo es el CO_2. En los años 70 el precio del petróleo tuvo un incremento a tal punto que los países en desarrollo no lograban abastecerse de este recurso para suplir sus necesidades energéticas, esto fue uno de los primeros pasos que genero conciencia de la cantidad de energía que se puede aprovechar y de los recursos alternativos de los cuales se puede generar un beneficio. Además de esto, la eficiencia energética enfoca muchos aspectos en energías no convencionales y en beneficios ambientales sin ser necesariamente energéticos.

Se presentarán algunos de los procesos que generan eficiencia energética con este recurso y que son considerados viables para continuar con su implementación y desarrollo gracias a los beneficios positivos que producen tanto ambiental como energéticamente.

La relevancia de la construcción de los sistemas térmicos que aprovechen eficientemente los recursos energéticos, como el petróleo, la gasolina, el gas natural y el carbón, ha sido de suma importancia, tanto debido a las causas de disminución de recursos, ya que son los principales combustibles de fuentes no renovables, como acerca del impacto que se tienen en el medio ambiente al utilizarlos.

La energía que se introduce en un sistema con combustible, la electricidad, los flujos de materia, y otros, se encuentra presente en los productos finales que produce el sistema y en cada

subproducto que genera dicho sistema, debido a que la energía no se desvanecerá, de acuerdo con el primer principio de la Termodinámica.

En la actualidad, hay un gran interés para examinar de manera más cerrada los dispositivos de conversión de energía para adquirir nuevas estrategias que empleen los recursos naturales actuales y disminuyan el impacto sobre el entorno natural que genera su uso.

Es común que hay muchas formas de energía, cada una con características especiales. En las operaciones técnicas de la energía es habitual limitarse a la implementación de balances energéticos, fundamentados en el uso del Primer Principio de la Termodinámica, teniendo en cuenta como equivalentes a todas las formas de energía. En estos momentos, la capacidad de obtener trabajo útil a partir de una misma cantidad de energía depende en la forma en que ella se encuentra presente.

1.8.1.a. Exergía. Es un concepto termodinámico que considera la conservación de la masa, la energía y las irreversibilidades en el sistema basándose en la segunda ley de la termodinámica. Es una medida de la calidad de la energía y se define como el máximo trabajo "útil" que puede obtenerse de un flujo de energía cuando se pone en equilibrio con el entorno de referencia con unas condiciones termodinámicas bien definidas. La exergía puede utilizarse para determinar los componentes del sistema que consumen más energía, identificar las pérdidas y los residuos, por último, maximizar la eficiencia del sistema de forma integrada [12]. Este concepto de exergía es importante, ya que permitirá comparar la eficiencia energética (máximo trabajo útil) de los procesos de inyección de agua y mejor caso polímero.

2. MARCO GEOLÓGICO

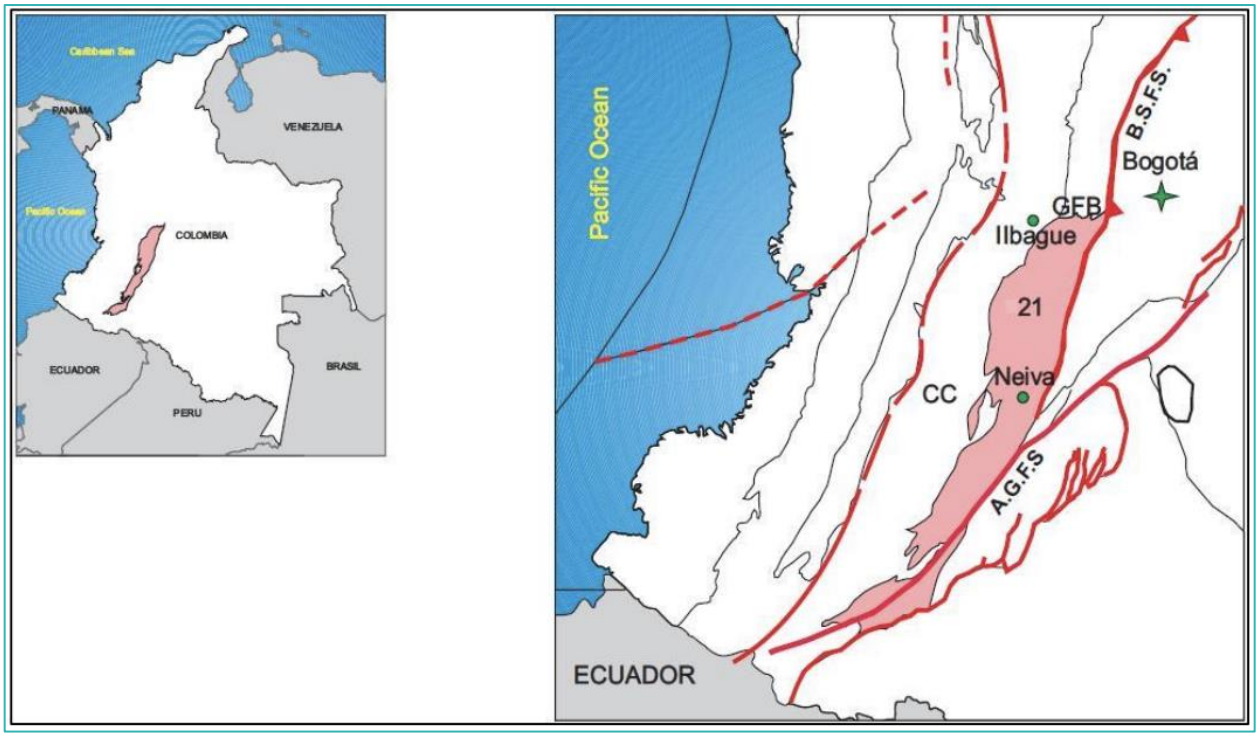
En este capítulo se mencionarán las principales características y propiedades de la Cuenca Valle Superior del Magdalena y sus aspectos más relevantes, localización, generalidades, geología del petróleo e historia de producción.

2.1. Localización

Esta cuenca se localiza al Sur Oeste del territorio colombiano, donde se forman los dos afloramientos de las Cordilleras Central y Oriental, donde nace el Río Magdalena. Se ubica al Sur del cinturón plegado de Girardot, al Sur Este de la falla Algeciras-Garzón, y al Nor Este del sistema de fallas Bituima-La Salina (**Figura 12**) [13].

Figura 12.

Mapa de localización de la Cuenca Valle Superior del Magdalena



Nota. La figura muestra la ubicación de la cuenca en el territorio colombiano. En el recuadro derecho los límites geológicos de la cuenca.. Tomado de E. Lozano y N. Zamora, «Compilación Valle Superior del Magdalena,» SServicio Geológico Colombiano, Diciembre 2014. [En línea]. Available: https://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251115000.pdf. [Último acceso: 23 10 2023.

2.2. Generalidades de la Cuenca

La secuencia cretácica está conformada por depósitos continentales y marinos. Dos niveles de rocas fuente ricas en materia orgánica del Albiano medio-Turoniano generan los hidrocarburos presentes en la cuenca [14].

Cuenta con importantes niveles de areniscas del Campaniano-Maastrichtiano. La secuencia cenozoica, depositada durante el evento de colisión, es de afinidad totalmente continental y está compuesta por depósitos molásicos del Paleógeno y Neógeno. Los mayores campos de petróleo se encuentran asociados a cierres estructurales generados por: pliegues por flexión de falla, pliegues por propagación de falla y anticlinales relacionados con fallas transcurrentes [14].

2.3. Geología del petróleo

En esta Cuenca se tienen registrados 38 campos petroleros productores, a continuación se describe la geología del petróleo de la Cuenca.

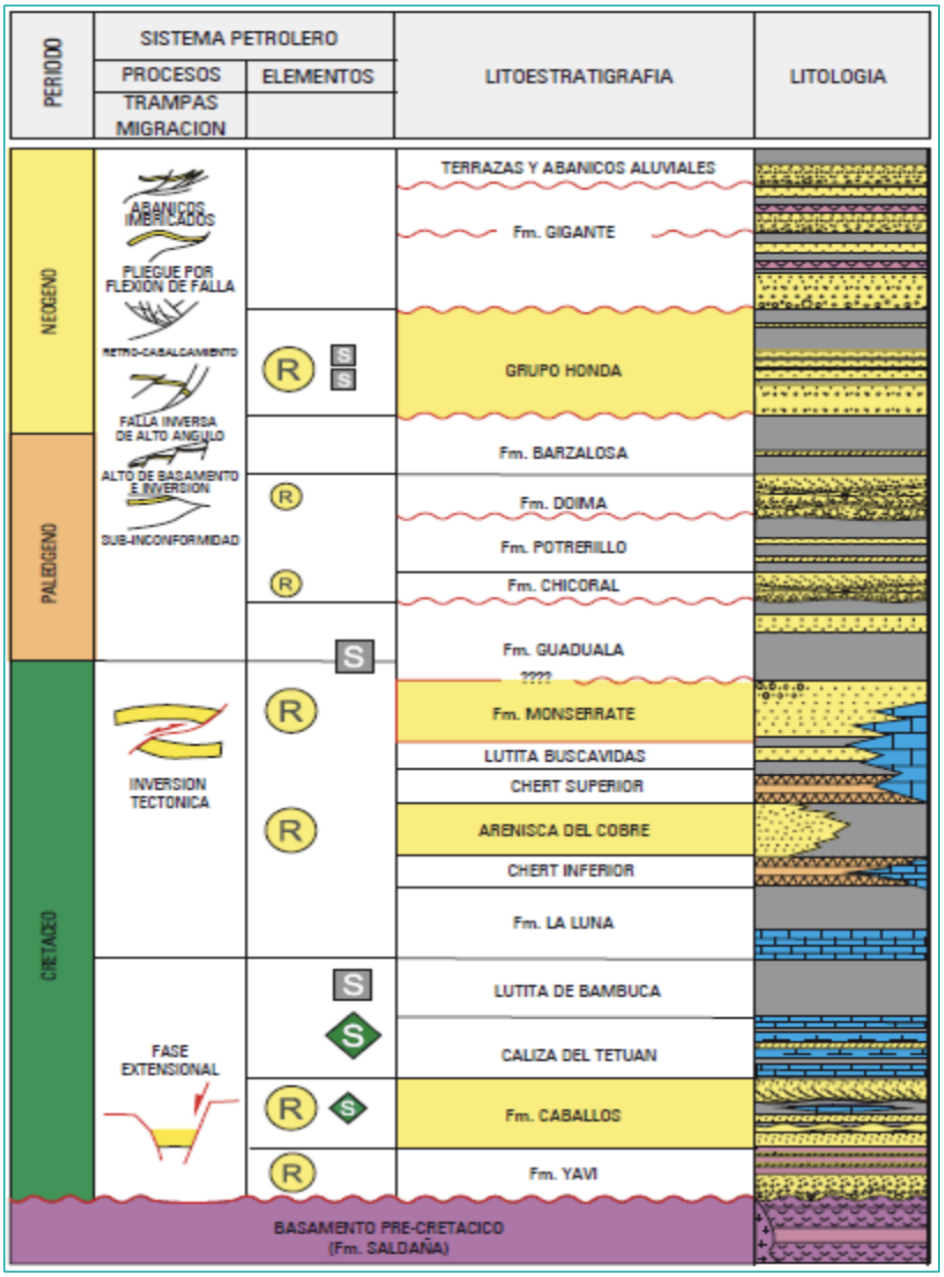
2.3.1. Roca Generadora

En la **Figura 13** se evidencian los dos eventos en el Albiano medio y Turoniano los cuales son responsables de la deposición de lutitas y calizas con alto contenido de materia orgánica en las formaciones Tetuán, Bambucá y La Luna [14].

El Kerógeno predominante es tipo II, con reflectancia de vitrinita (Ro) entre 0,5 y 1,35. Temperatura máxima 450 y TOC > 5% [14].

Figura 13.

Columna estratigráfica Cuenca Valle Superior del Magdalena



Nota. La figura muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.. Tomado de ANH, «Valle Superior del Magdalena,» Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010. [En línea]. Available: https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/procesosde-selección/ronda-colombia-2010/tipo-1/valle-superior-del-magdalena/. [Último acceso: 23 10 2023].

2.3.2. Migración

Después de que se inició el primer evento compresivo del Cretácico tardío comenzó la migración, la cuenca cuenta con diferentes rutas de migración verticales y horizontales, las rocas principales transportadoras de hidrocarburos son las areniscas la Formación Caballos y en menor escala las areniscas de la Formación Monserrate [14].

2.3.3. Roca Reservorio

Se distribuye a través de tres unidades importantes de areniscas; la Formación Caballos, Monserrate en el Cretácico y la Formación Honda en el Mioceno. Existen además rocas con alto potencial de reservorios naturalmente fracturadas [14].

Las facies arenosas de la Formación Tetuán, las cuales producen actualmente petróleo, son un nuevo objetivo para la exploración.

2.3.4. Roca Sello

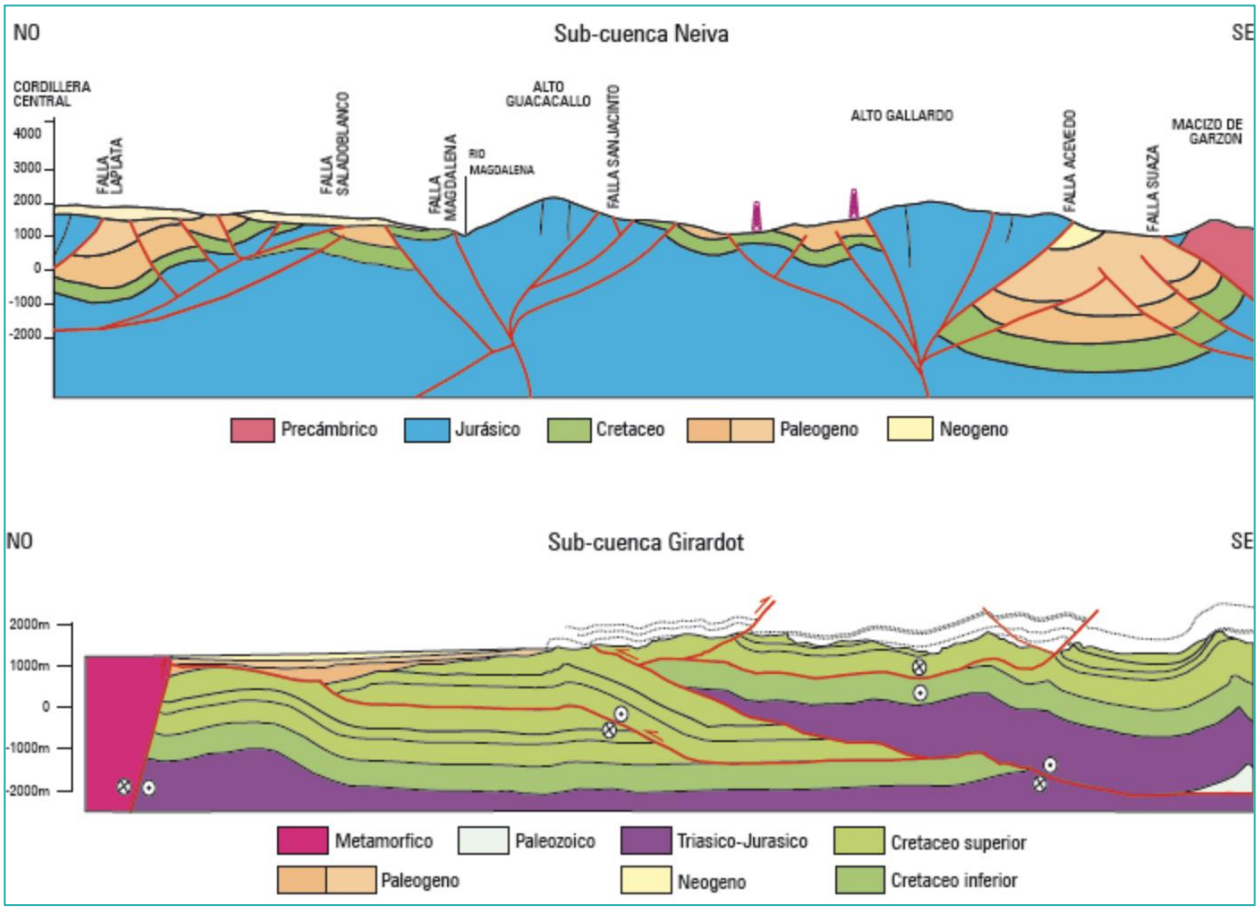
Cuenta con un sello con espesor importante, superior y lateral de arcillorlitas plásticas de la Formacion Bambuca. Las formaciones Guaduala y Honda son otros importantes sellos en la cuenca [14].

2.3.5. Trampa

Se encuentran pliegues de falla (fault-bend fold), anticlinales fallados, sub-cabalgamientos (sub-thrust and sub-basement closures), abanicos imbricados (imbricate fans), retro-cabalgamientos (back thrust) y anticlinales asociados a transcurrencia (wrench related anticlines), a lo largo de la cuenca adicional a trampas de tipo estratigráfico (**Figura 14**) [14].

Figura 14.

Trampas de la cuenca Valle Superior del Magdalena



Nota. La figura muestra las fallas distribuidas a lo largo de la Cuenca Tomado de ANH, «Valle Superior del Magdalena,» Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010. [En línea]. Available: https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/procesosde-seleccion/ronda-colombia-2010/tipo-1/valle-superior-del-magdalena/. [Último acceso: 23 10 2023].

2.3.6. Prospectividad

Existen trampas estructurales de subcabalgamientos en las cuales pueden ser halladas un importante número de reservas, El potencial exploratorio de la Cuenca Valle Superior del Magdalena se estima entre 1400 MBP (alto) y 550 MBP (bajo) [14].

2.4. Descripción del campo y propiedades del yacimiento

El campo se descubrió en 1971 y se encuentra en funcionamiento en la actualidad por ECOPETROL S.A. Posteriormente, fue perforado en el año 1982 el pozo SJ1, el cual no pudo probar la existencia de hidrocarburos por problemas mecánicos. Posteriormente, fue perforado el pozo SJ2, que demostró la presencia de hidrocarburos y dio lugar al descubrimiento del Campo en 1983. No obstante, este pozo fue cerrado debido a una baja producción. [12]

En efecto, el desarrollo del campo se inició en el año 1985 mediante la perforación del pozo SJ3 y la producción inicial de 537 mil BOPD. Después de 1985 y 1990, se perforaron 60 pozos en el Campo A y Campo B, que inicialmente eran una estructura geológica independiente, pero finalmente se unieron y formaron un solo Campo. [12]

En febrero de 1983, se puso en marcha la inyección de agua en el Campo, con el propósito principal de mantener la presión de las arenas de potencial productor, utilizando un sistema de arreglos de inyección de agua. Esta inyección de agua produjo un incremento del corte de agua, de más del 90%. Lo anterior, combinado con los altos contrastes de permeabilidad, generó desfavorables relaciones de movilidad y propició la inyección de agua como un método ineficiente. [12]

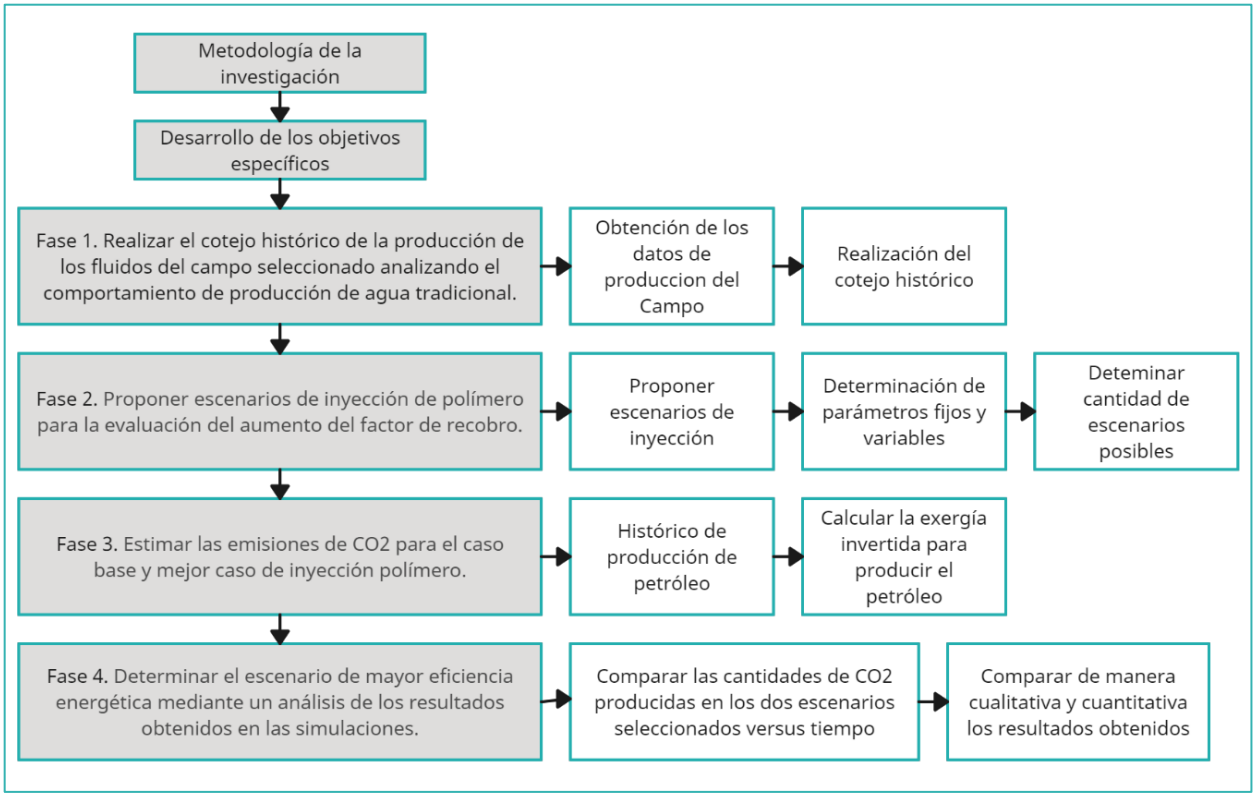
En estos momentos, el factor de recobro del Campo A se encuentra estimado en un 27.9% del (OOIP). En el año 2015, Ecopetrol llevó a cabo una evaluación del potencial de métodos EOR con el propósito de optimizar la producción de petróleo y disminuir la producción de agua. [12]

3. METODOLOGÍA Y DATOS

En esta sección del documento se presenta la metodología llevada a cabo para dar alcance a cada uno de los objetivos específicos. Igualmente, se muestra la data de entrada utilizada para validar el alcance propuesto. La **Figura 15** resume la metodología general:

Figura 15.

Descripción de la metodología utilizada para el desarrollo de este proyecto de grado



Nota. La figura representa de manera de flujograma las 4 fases del proyecto y la metodología utilizada para dar cumplimiento y finalización a este proyecto.

3.1. Fase 1

Se obtiene la información del campo ubicado en el Valle Superior del Magdalena como lo muestra la siguiente **Tabla 2,** los datos de permeabilidad relativa y saturaciones se encuentran en los **Anexos**.

Tabla 2.

Tabla de propiedades del campo

Sw critica o Connata	K promedio	Porosidad promedio
0,14	4654 mD	38,08 %

Nota. En la tabla se tienen todo tipo de propiedades fundamentales del campo ubicado en el valle del Magdalena como los son Saturación de agua, Saturación de petróleo, Saturación de gas, Porosidad, Permeabilidad relativa del agua y Permeabilidad relativa del petróleo.

En la **Tabla 3** se especifican los datos ingresados al simulador para la elaboración de la malla, así como el tipo de crudo.

Tabla 3.

Datos de la malla y del yacimiento

Dato	Valor
Número de bloques	5293
Área Superficial	1.145e+008 ft2
Número de bloques activos	5293
Número de bloques nulos	0
Centroides	x = 812651.2 ft, y = 3743484 ft
Total de volumen en los bloques	1.17e+009 ft3
Total de volumen poroso	2.12e+007 ft3
Promedio de volumen poroso por bloques activos	4009.097 ft3
Mínimos	234.68 ft por bloque 87,20,1
Máximos	1041.07 ft por bloque 1,21,1
Tipo de crudo	Pesado
Grados API°	13.87

Nota. Esta tabla muestra los valores de los bloques que conforman el modelo y sus propiedades.

Se continúa con la realización del cotejo histórico, dando revisión del historial de producción del campo y comparando con la información arrojada por el simulador con el fin de alinear la información del campo. Es importante resaltar que, debido a que únicamente se cuenta con el histórico de producción del campo hasta el 31 de diciembre del 2008, se procederá a realizar el

ajuste histórico del modelo hasta esa fecha, y el punto de partida para las predicciones se tomará desde la misma asumiendo que estas son las condiciones actuales del yacimiento.

De acuerdo con Aslam y Burgos (2021), “tradicionalmente, durante el proceso del ajuste histórico se asume una mejor estimación de los datos de permeabilidad relativa, a pesar de que existe una incertidumbre importante en esos datos. Teniendo en cuenta que la permeabilidad relativa gobierna el flujo multifásico en el yacimiento, esta será fundamental para la realización del cotejo histórico y la realización de predicciones precisas sobre la producción futura” [15].

En el proceso de generación de curvas de permeabilidad relativa en CMG-STARS, se aplican diversas ecuaciones que describen la relación entre la roca y el fluido en el flujo por medios porosos. Cuando no se dispone de información detallada sobre las propiedades del fluido que desplaza y es desplazado, la correlación de Corey se presenta como la opción más adecuada para trazar estas curvas de permeabilidad relativa. [16].

A fines de reproducir las condiciones actuales del yacimiento, se procede a modificar las curvas de permeabilidad relativa, las cuales permitirán ajustar los valores de producción de fluidos. Teniendo en cuenta que se tienen cuatro tipos de roca para el yacimiento (R1, R2, R3 y R4), se procede a realizar la simulación de tres posibles ajustes (Ajuste A, Ajuste B y Ajuste C), en los cuales se modificarán los valores de las permeabilidades relativas del petróleo y del agua para escoger el mejor escenario que represente las condiciones de producción de fluidos para el submodelo del campo. En las **Figuras 16, 17, y 18**, se muestran las gráficas que representan los valores de permeabilidad relativa usados.

Figura 16.

Valores de permeabilidad relativa para el Ajuste A

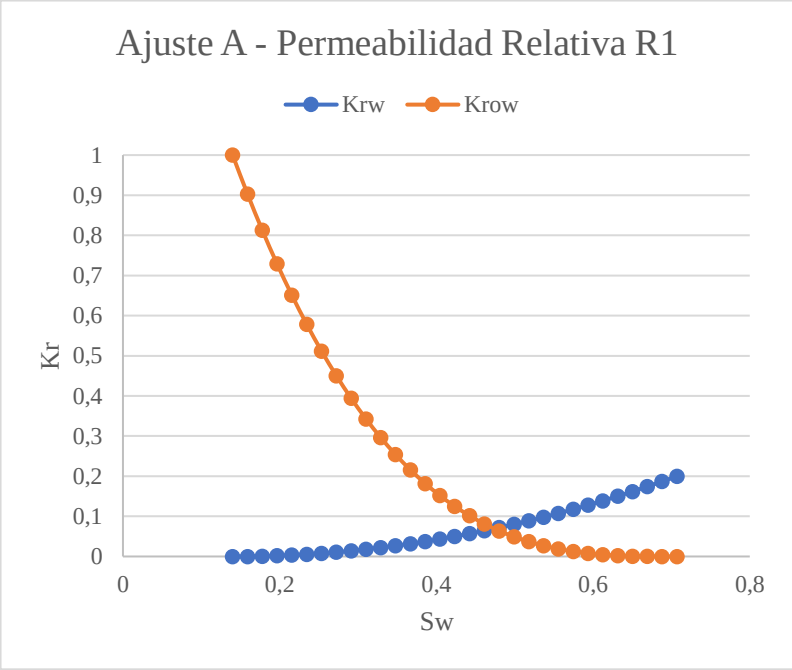
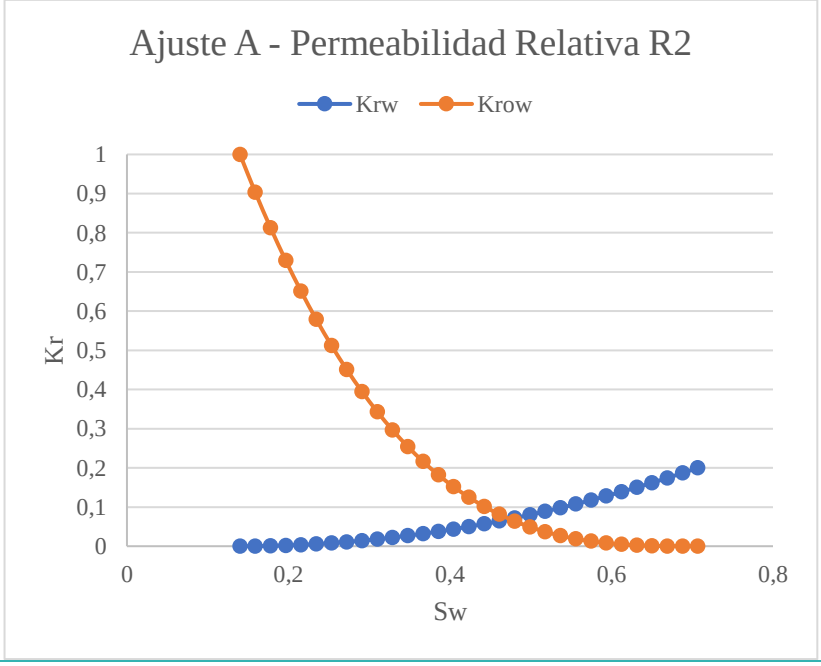
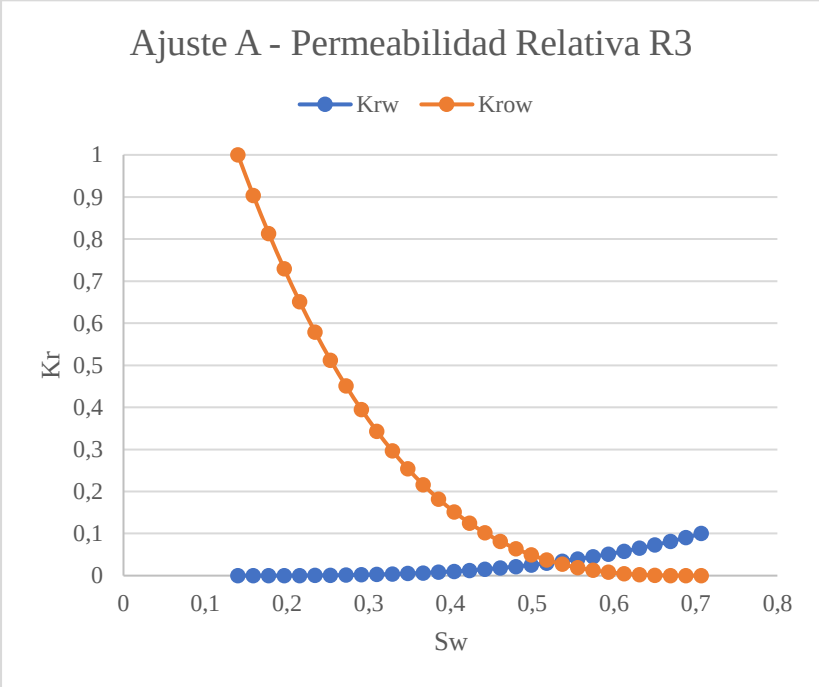
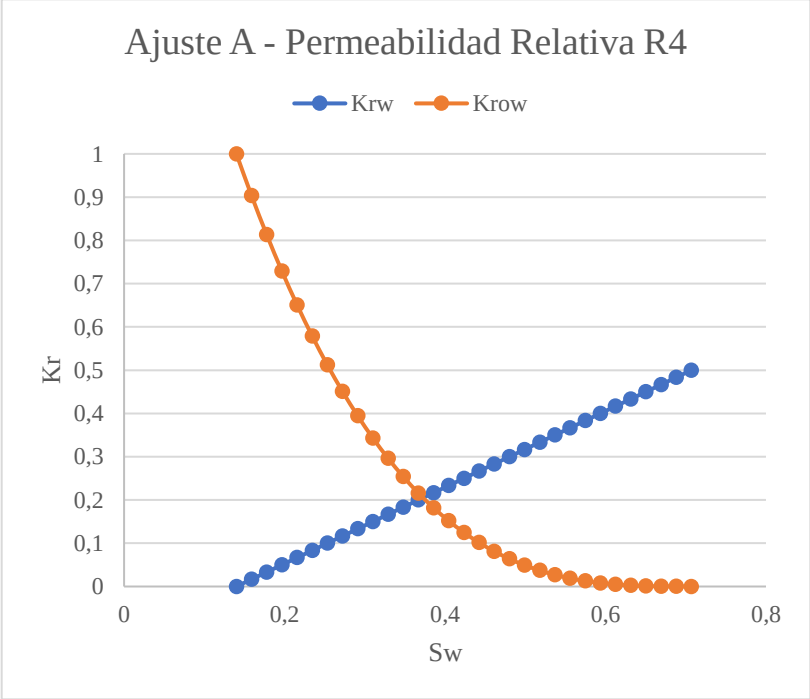
Escenario de ajuste histórico por permeabilidad relativa	Valores utilizados para la simulación
Ajuste A **Roca R1**	
Ajuste A **Roca R2**	

Figura 16. *(Continuación)*

Escenario de ajuste histórico por permeabilidad relativa	Valores utilizados para la simulación
Ajuste A **Roca R3**	
Ajuste A **Roca R4**	

Nota. La tabla representa los valores de permeabilidad relativa del petróleo y el agua usados para realizar el ajuste histórico para el escenario Ajuste A.

Figura 17.

Valores de permeabilidad relativa para el Ajuste B

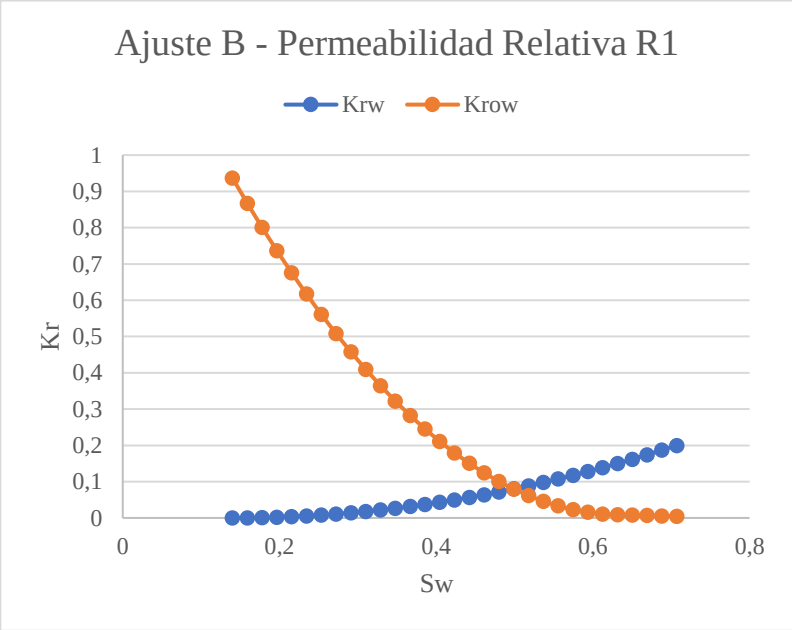
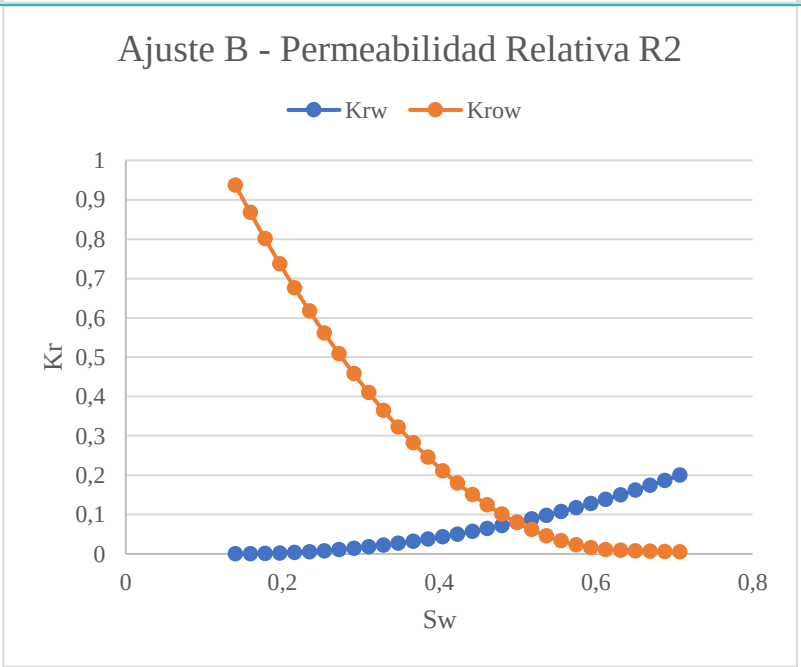
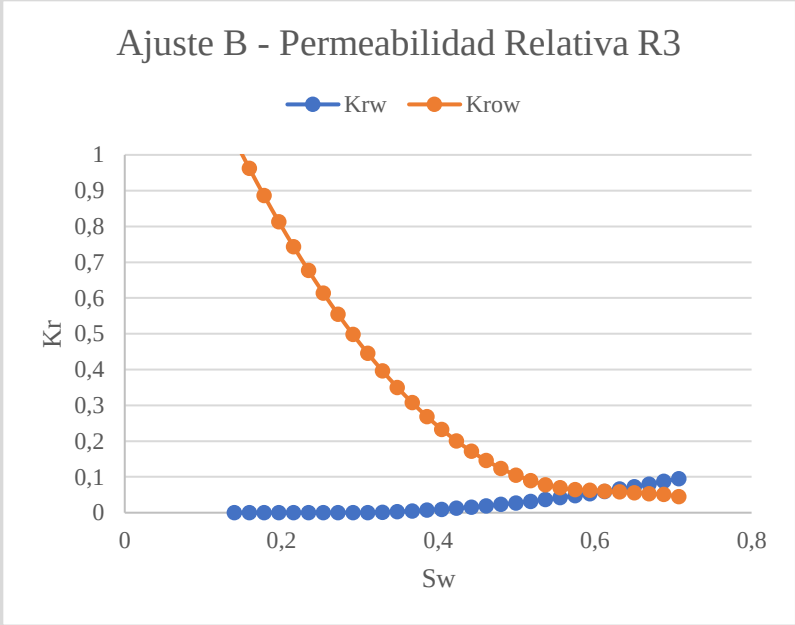
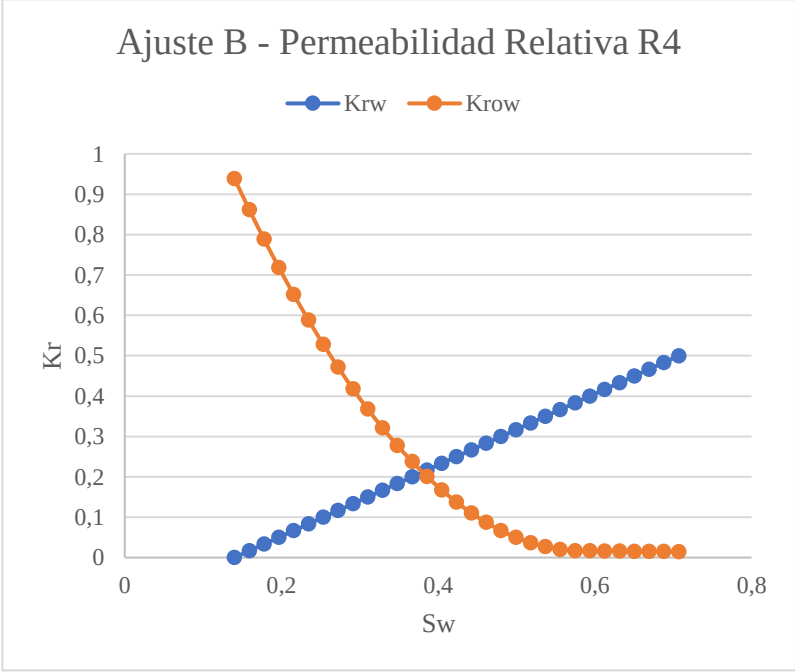
Escenario de ajuste histórico por permeabilidad relativa	Valores utilizados para la simulación
Ajuste B **Roca R1**	
Ajuste B **Roca R2**	

Figura 17. *(Continuación)*

Escenario de ajuste histórico por permeabilidad relativa	Valores utilizados para la simulación
Ajuste B **Roca R3**	
Ajuste B **Roca R4**	

Nota. La tabla representa los valores de permeabilidad relativa del petróleo y el agua usados para realizar el ajuste histórico para el escenario Ajuste B.

Figura 18.

Valores de permeabilidad relativa para el Ajuste C

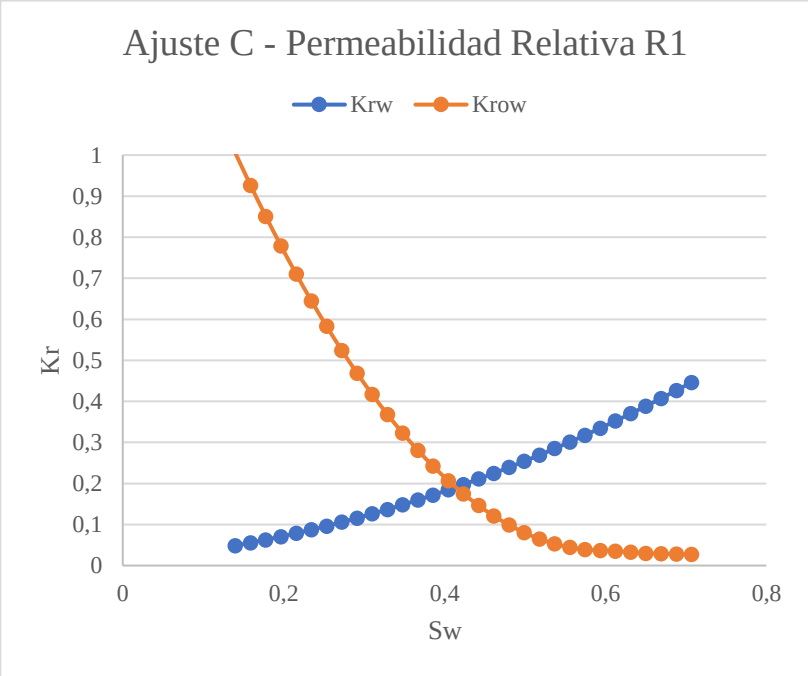
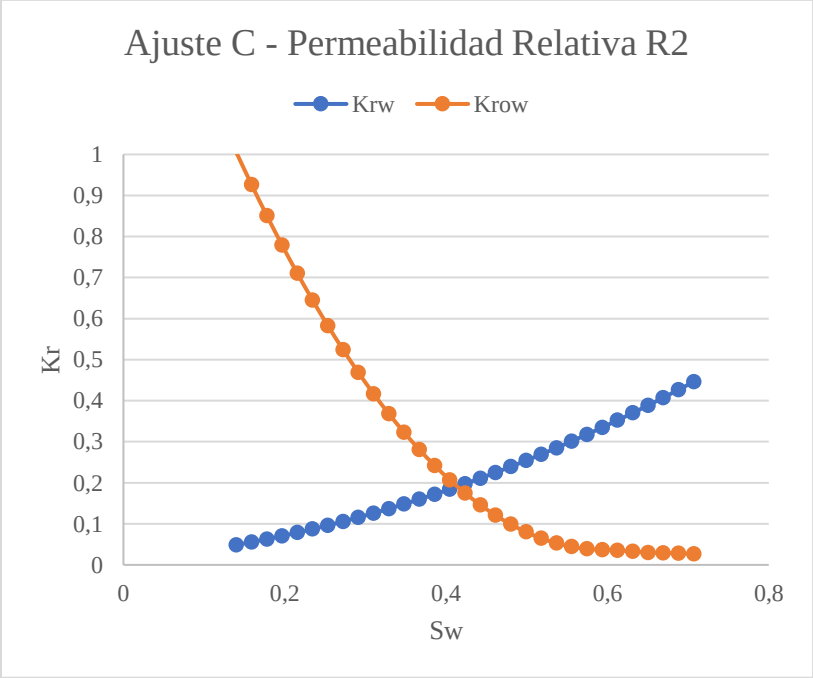
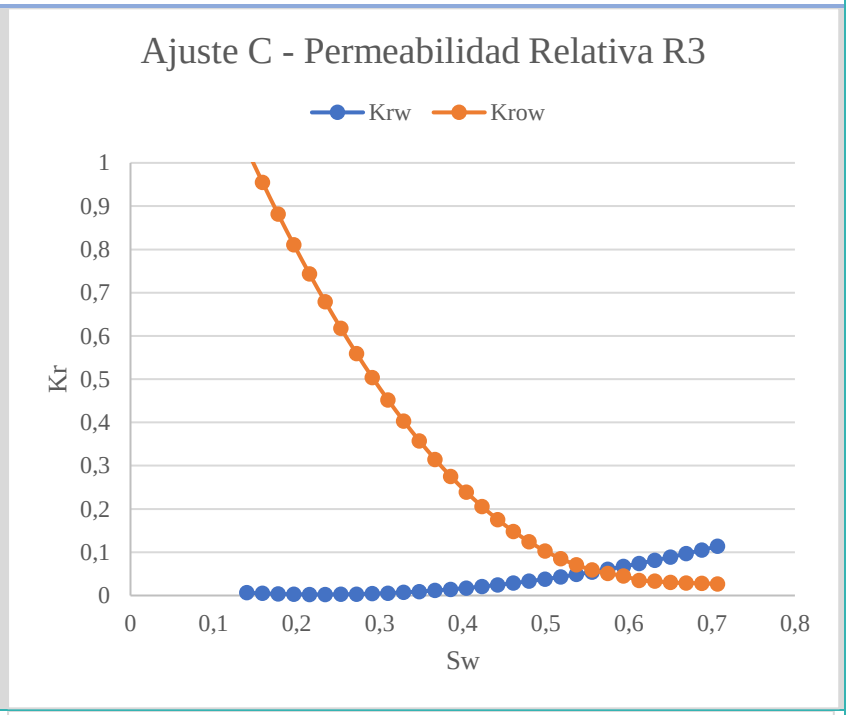
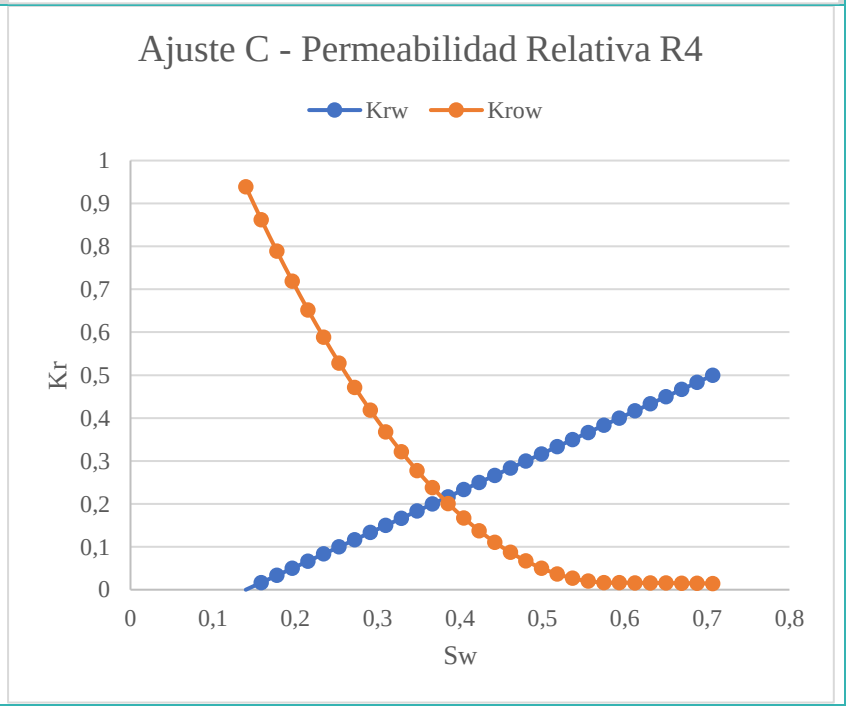
Escenario de ajuste histórico por permeabilidad relativa	Valores utilizados para la simulación
Ajuste C **Roca R1**	
Ajuste C **Roca R2**	

Figura 18. *(Continuación)*

Escenario de ajuste histórico por permeabilidad relativa	Valores utilizados para la simulación
Ajuste C **Roca R3**	
Ajuste C **Roca R4**	

Nota. La tabla representa los valores de permeabilidad relativa del petróleo y el agua usados para realizar el ajuste histórico para el escenario Ajuste C.

3.2. Fase 2

Considerando que la roca reservorio es principalmente carbonato, se procede a seleccionar una poliacrilamida para la solución polimérica ya que tendrá un comportamiento de mayor estabilidad frente al ambiente "ácido" al cual estará expuesto por la naturaleza del yacimiento (Referenciar https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108131). De acuerdo a Paper Polymer Efficiency, la reducción de la salinidad podría mejorar la estabilidad del polímero, resultando en una menor adsorción del polímero, una mayor alteración de la humectabilidad y, en última instancia, una mayor recuperación de petróleo.

Se realizarán 7 escenarios de inyección como propuesta: inyección de agua (se identificará con el nombre de CH_C7_SubModel_PredWater) y seis escenarios de inyección de polímero (se identificarán con el nombre de CH_C7_SubModel_PredPoly2, CH_C7_SubModel_PredPoly3, CH_C7_SubModel_PredPoly4, CH_C7_SubModel_PredPoly5, CH_C7_SubModel_PredPoly6 y CH_C7_SubModel_PredPoly7) los cuales pueden ser observados en la **Tabla 6.** Teniendo en cuenta los parámetros a variar y los diferentes tipos de inyección.

3.2.1. Escenario Inyección de agua

Se tendrá en cuenta cantidad de pozos inyectores y el caudal de inyección (Ver **Tabla 4**).

Tabla 4.

Condiciones variables, inyección de agua

Inyección de Agua	Propuesta
Cantidad De Pozos Inyectores	43 Pozos
Caudal de Inyección	500-2000m3/día

Nota. Esta tabla muestra los parámetros a variar dentro de la inyección de agua.

A partir de los resultados observados por la inyección de agua se utilizarán los mismos pozos para los otros escenarios de inyección de polímero.

Se realizaron sensibilidades del polímero en las cuales las fracciones molares dependen de la naturaleza del polímero, estas se determinaron a partir de las concentraciones seleccionadas para los dos escenarios de inyección (Ver **Tabla 5**).

De igual manera, se utilizará un polímero con una adsorción parcialmente reversible, sin efecto de resistencia residual y del cual sus parámetros se listan a continuación:

Factor de resistencia residual (RRFT) = 1
Viscosidad del polímero = 6 cP
Adsorción máxima (ADMAXT) = 0.109 mg/gr roca
Adsorción residual (ADRT) = 0.0545 mg/gr roca

Para el polímero utilizado sobre el cual se variará la concentración, se cuenta con la **Tabla 5** que representa el comportamiento de la fracción molar de polímero y agua de acuerdo con su concentración en partes por millón.

Tabla 5.

Condiciones variables, inyección de agua

Concentración del polímero	Agua	Polímero
ppm	Fracción molar	Fracción molar
250	0,999999431	5,68889E-07
500	0,999998862	1,13806E-06
1000	0,999997723	2,27723E-06
1500	0,999996582	3,41752E-06
2000	0,999995441	4,56E-06
2500	0,999994298	5,70E-06

Nota. Esta tabla muestra los parámetros a variar dentro de la inyección de agua.

Para los escenarios de predicción, en cada una de las simulaciones se procederá a inyectar solución polimérica desde el primero de enero del 2009 (última fecha donde se finaliza el cotejo histórico) durante un periodo de tiempo (Ver Tabla 6). Posterior a la fecha de finalización de inyección de polímero se continuará con la inyección de agua.

Tabla 6.

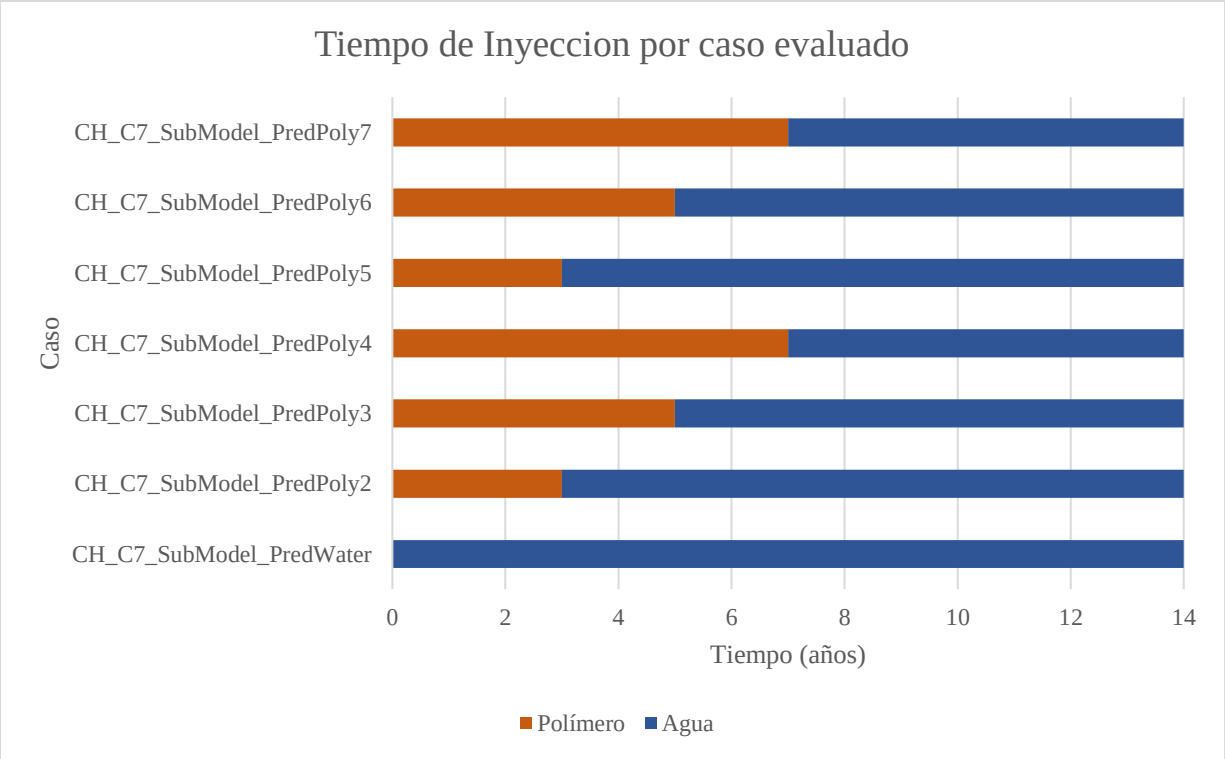
Condiciones variables, inyección de agua y polímeros

	Concentración (ppm)	Tiempo de inyección (años)	
Caso	**Polímero**	**Polímero**	**Agua**
CH_C7_SubModel_PredWater	0	0	14
CH_C7_SubModel_PredPoly2	750	3	11
CH_C7_SubModel_PredPoly3	750	5	9
CH_C7_SubModel_PredPoly4	750	7	7
CH_C7_SubModel_PredPoly5	2000	3	11
CH_C7_SubModel_PredPoly6	2000	5	9
CH_C7_SubModel_PredPoly7	2500	7	7

Nota. Esta tabla muestra los parámetros a variar dentro de la inyección de polímero.

Figura 19.

Tiempos de inyección para las predicciones realizadas en el simulador



Nota. La figura representa de manera gráfica los tiempos de inyección para cada uno de los casos evaluados para las respectivas predicciones de la simulación.

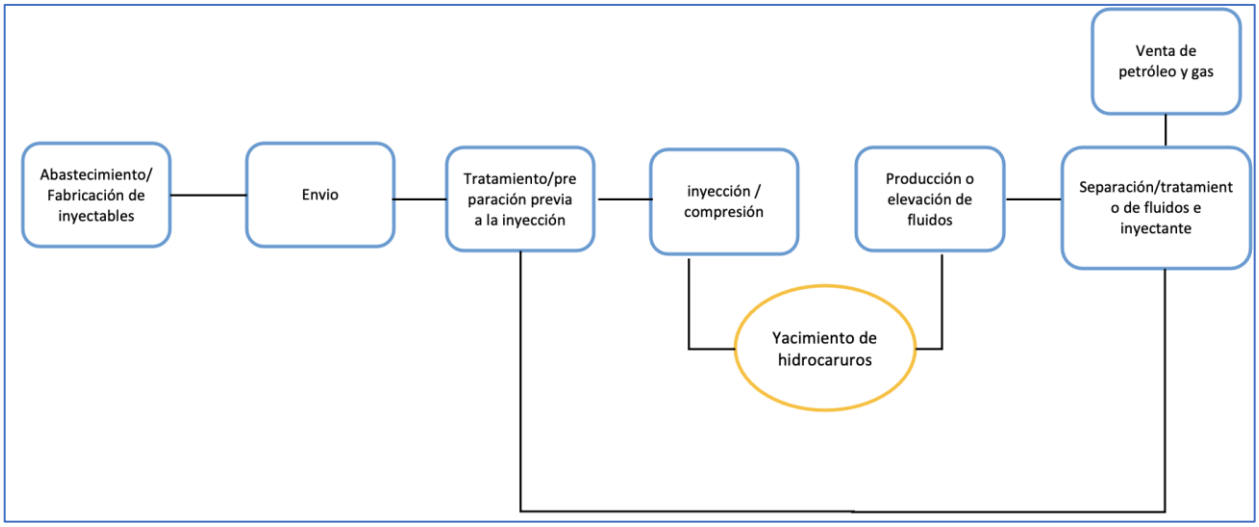
Se seleccionó la concentración con las mejores condiciones de inyectabilidad de acuerdo con el resultado, se continua con el mejor escenario para las fases 3 y 4.

3.3. Fase 3

Para cuantificar la huella de CO2 total o la intensidad de CO_2 de una técnica EOR determinada, se debe calcular la exergía consumida en el proceso. En las **Figuras 21 y 22** se presenta un esquema genérico de los procesos de inyección EOR cara calcular el CO_2 emitido.

Figura 20.

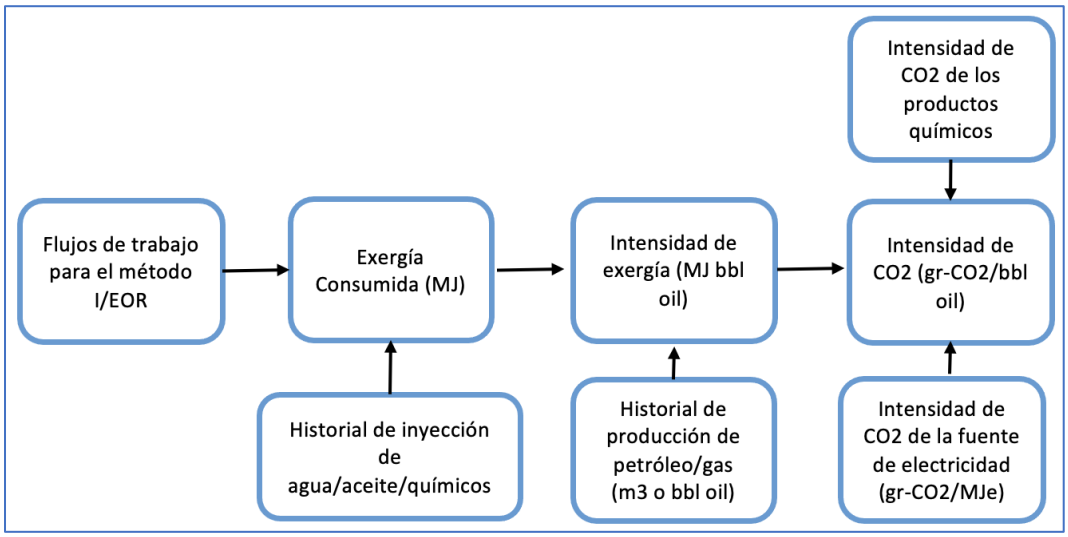
Componentes principales de un proceso EOR



Nota. La Figura muestra los diferentes equipos utilizados que consumen energía en un campo petrolero, considerando la inyección de agua e inyección polimérica. Tomado de R. Farajzadeh, G. Glasbergen, V. Karpan, R. Mjeni, D. Boersma, A. Eftekhari, A. C. Garcia y J. Bruining, «Improved oil recovery techniques and their role in energy efficiency and reducing CO2 footprint of oil production.,» Journal of Cleaner Production, vol. 369, 2022.

Figura 21.

Diagrama de flujo para el cálculo de la intensidad de $\boldsymbol{CO_2}$



Nota. La Figura muestra los diferentes equipos utilizados que consumen energía en un campo petrolero, considerando la inyección de agua e inyección polimérica. Tomado de R. Farajzadeh, G. Glasbergen, V. Karpan, R. Mjeni, D. Boersma, A. Eftekhari, A. C. Garcia y J. Bruining, «Improved oil recovery techniques and their role in energy efficiency and reducing CO2 footprint of oil production.,» Journal of Cleaner Production, vol. 369, 2022.

Para calcular el CO_2 producido para cada uno de los escenarios evaluados en el presente proyecto, se toman en cuenta los pasos explicados a continuación:

Se asume que la cantidad de CO2 emitido está directamente relacionado con la exergía invertida para producir el hidrocarburo [16], de acuerdo a esto se tiene que las emisiones de CO_2 viene dado por:

Ecuación 1.

Cálculo de $\boldsymbol{CO_2}$ *Producido*

$$m_{CO_2} = Ex_{Invested} * e_{CO_2}$$

Nota. La Figura muestra los diferentes equipos utilizados que consumen energía en un campo petrolero, considerando la inyección de agua e inyección polimérica. Tomado de R. Farajzadeh, G. Glasbergen, V. Karpan, R. Mjeni, D. Boersma, A. Eftekhari, A. C. Garcia y J. Bruining, «Improved oil recovery techniques and their role in energy efficiency and reducing CO2 footprint of oil production.,» Journal of Cleaner Production, vol. 369, 2022.

Donde:

m_{CO_2}[kg] es el CO_2acumulado emitido.

e_{CO_2}[kg J^{-1}] es el factor de emisión del CO_2 el cual depende de la fuente de energía.

Para el Campo A, se conoce que la fuente de energía es Fuel cuyo factor de emisión es de 3.05 kg CO_2/kg fuel, según lo expresado en la **Tabla 7**.

Tabla 7.

Factor de emisión por tipo de combustible

Combustible	Factor de emisión
Gas Natural (m3)	2.015 kg CO_2/Nm3 de gas natural
Gas butano (kg)	2.96 kg CO_2/kg de gas butano
Gas butano (número de bombonas)	37.06 kg CO_2/bombona (considerando 1 bombona de 12.5 kg)
Gas propano (kg)	2.94 kg CO_2/kg de gas propano
Gas propano (número de bombonas)	102.84 kg CO_2/bombona (considerando 1 bombona de 35 kg)
Gasoil (litros)	2.79 kg CO_2/l de gasoil
Fuel (kg)	3.05 kg CO_2/kg de fuel
GLP genérico (kg)	2.96 kg CO_2/kg de GLP genérico
Carbón nacional (kg)	2.30 kg CO_2/kg de carbón nacional
Carbón de importación (kg)	2.53 kg CO_2/kg de carbón de importación
Coque de petróleo (kg)	3.19 kg CO_2/kg de coque de petróleo

Nota. La Tabla muestra el factor de emisión por tipo de combustible. Tomado de G. de Catalunya, «Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernatero (GEI),» Comisión interdepartamental del cambio climatico, Marzo 2011. [En línea]. Available: https://www.caib.es/sacmicrofront/archivopub.do?ctrl=MCRST234ZI97531&id=97531. [Último acceso: 02 12 2023].

Basado en la información de la **Tabla 7**, se usa el factor de emisión para calcular las emisiones de CO_2. Es importante mencionar que, para las operaciones llevadas a cabo en el campo, el combustible utilizado es crudo-mezcla (Fuel, debido a esta que el Fuel-Oil es la mezcla de diferentes fracciones de petróleo), para lo esta se usará el factor de emisión 3.05 Kg CO_2/Kg de fuel.

Para convertir el factor de emisión de CO2 de Fuel-Oil de 3.05 kg CO_2/kg esta kg/J, se necesita conocer el poder calorífico del Fuel-Oil. El poder calorífico típico del Fuel-Oil es de

aproximadamente 42.7 MJ/kg. Utilizando esta información, se puede realizar la conversión de kg CO_2/kg esta kg CO_2/J.

El poder calorífico se expresa en J/kg, por lo que primero se debe convertir el poder calorífico de MJ/kg esta J/kg.

Por último, para convertir kg CO_2/kg esta kg CO_2/J, dividimos el factor de emisión de CO_2 por el poder calorífico, se realizan todos los cálculos y se determinan las emisiones de CO_2 en los escenarios propuestos.

3.4. Fase 4

Determinar el escenario de mayor eficiencia energética mediante un análisis de los resultados obtenidos en las simulaciones, la cuarta fase tiene como objetivo un análisis de las inyecciones, mediante las simulaciones realizadas se estudiará la optimización del factor de recobro, además de la eficiencia energética y esta estos dos aspectos son óptimos y beneficiosos para el campo.

La gran fracción de las emisiones de gases de efecto invernadero en la industria del petróleo y el gas está asociada con la generación de energía para equipos mecánicos y su consumo, procesos de producción como el tratamiento de petróleo y agua, gas combustible para equipos in situ como compresores, quema de gas, ventilación y emisiones fugitivas (es decir, fugas) y transporte [17].

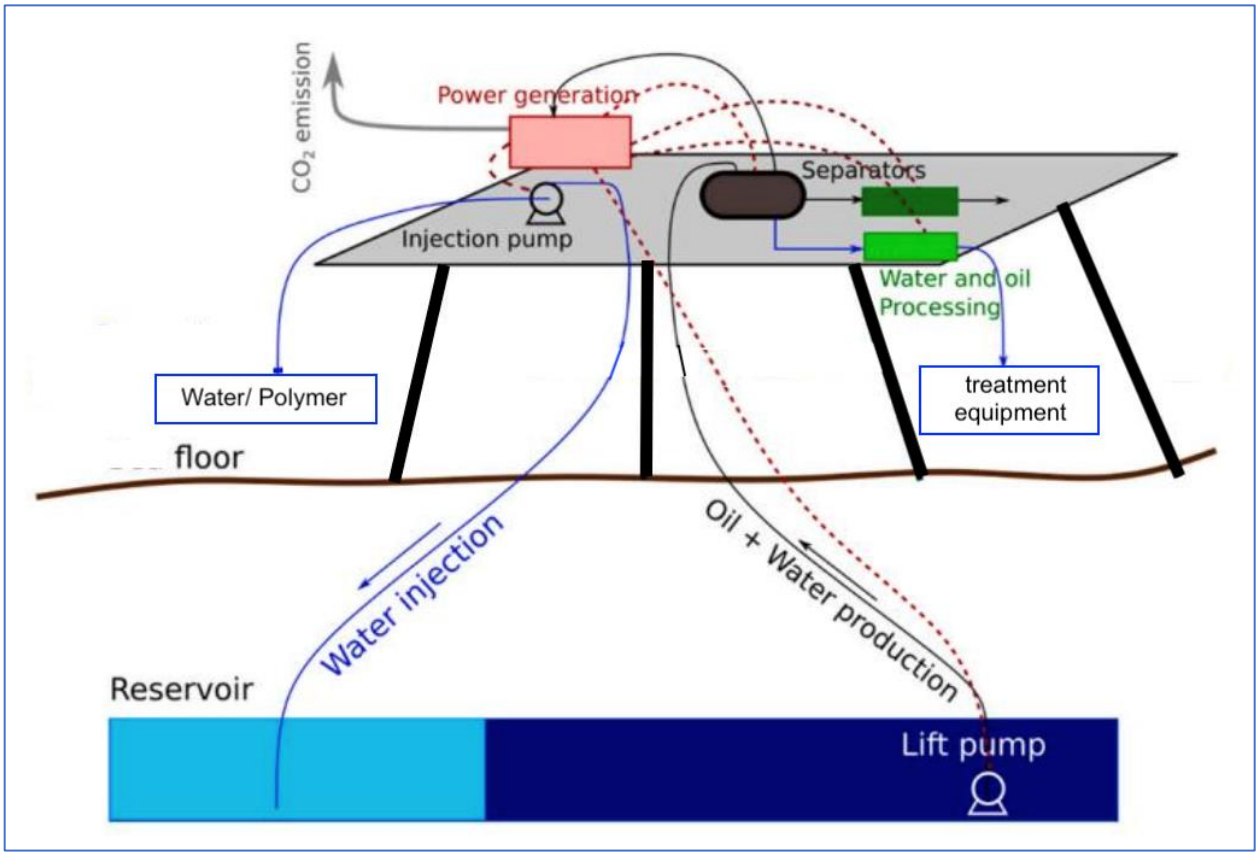
Cuando se inyectan productos químicos para mejorar la producción de petróleo, la irrupción de los productos químicos en el flujo de producción puede aumentar la carga energética del sitio de producción. Como se muestra en la **Figura 22**, las unidades de bombeo, compresión y tratamiento suelen ser impulsadas por electricidad, cuya energía eléctrica es suministrada por una turbina de gas [17].

Se debe considerar la exergía requerida para fabricar el químico inyectado y su envío al campo. Los inyectables normalmente se tratan o se mezclan con agua antes de la inyección. El petróleo y

el gas producidos son las fuentes de exergía, que se extraen de los pozos productores mediante bombas [17].

Figura 22.

Esquema de las principales unidades consumidoras de energía que inyecta agua y procesa el petróleo y el agua producidos



Nota. La Figura muestra los diferentes equipos utilizados que consumen energía en un campo petrolero, considerando la inyección de agua e inyección polimérica. Tomado de R. Farajzadeh, G. Glasbergen, V. Karpan, R. Mjeni, D. Boersma, A. Eftekhari, A. C. Garcia y J. Bruining, «Improved oil recovery techniques and their role in energy efficiency and reducing CO2 footprint of oil production.,» Journal of Cleaner Production, vol. 369, 2022.

Para calcular la exergía requerida para producir petróleo, se deben identificar los flujos de trabajo para cada método de recuperación de petróleo. Para los procesos químicos EOR, los flujos de trabajo que se consideran en este estudio incluyen la fabricación de productos químicos y su envío, tratamiento de agua, inyección de agua, inyección de polímeros, elevación de líquidos,

calentamiento de petróleo y procesamiento de fluidos en la planta. superficie. La exergía requerida en cada flujo de trabajo se calcula a partir de las correlaciones proporcionadas en la **Tabla 8.**

Tabla 8.

Correlaciones para calcular la exergía requerida

Work Stream	Specific Exergy [kJ/kg]
Injection pump ($\dot{E}x_{liquid}^{pr,pump}$)	$\dot{Q}\Delta P/\eta$
Artificial lift (Ex	$[\dot{Q}(f_w\rho_w + (1 - f_w)\rho_o)gh]/\eta$
Water treatment	18 (5 kWh/m3)
Heating of crude oil	$\dot{m}_{oil}c_p\Delta T$
Transport of oil to refinery	188 J/kg – km
Other surface processes	20% (10%) of the total exergy for polymer/surfactant (water)
Polymer manufacturing	123600
Surfactant manufacturing	62000

Nota. La Tabla muestra las correlaciones usadas para calcular la exergía requerida. Tomado de Improved oil recovery techniques and their role in energy efficiency and reducing CO2 footprint of oil production.

La exergía se puede utilizar para determinar los componentes del sistema que consumen mucha energía, identificar las pérdidas y desperdicios y, finalmente, maximizar la eficiencia del sistema de manera integrada

Primero, se identifican las principales fuentes de ganancia de exergía e inversión en inyección de agua y polímeros, se proporciona las relaciones correspondientes para cuantificar la exergía neta del proceso.

La exergía acumulada neta (NCE) es la diferencia entre la exergía acumulada invertida y la exergía obtenida del sistema durante un período de tiempo, es decir

Ecuación 2.

La exergía acumulada neta (NCE)

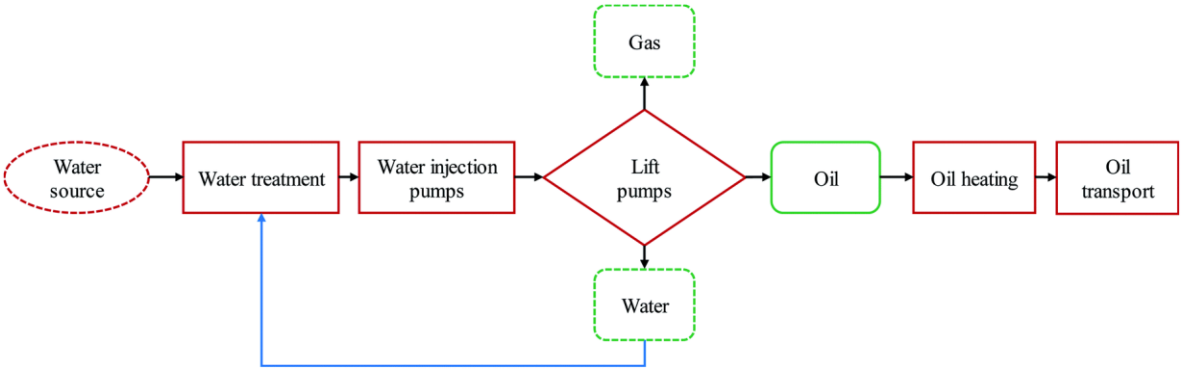
$$NCE = Ex_{\text{ganado}} - Ex_{\text{invertido}}$$

Nota. La Ecuación muestra el cálculo de la exergía acumulada neta, teniendo en cuenta la exergía ganada e invertida. Tomado de R. K. S. d. Z. A. B. D. Farajzadeh, «Production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective,» Sustainable Energy & Fuels, vol. 3, nº 11, p. 3050–3060, 2019.

El diagrama de los equipos a evaluar en la inyección de agua y polímeros se encuentra en la **Figura 23.**

Figura 23.

Equipos utilizados para la inyección de agua y polímeros



Nota. La Figura muestra el flujograma de los equipos de inyección y como es su ciclo de funcionamiento. Tomado de R. K. S. d. Z. A. B. D. Farajzadeh, «Production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective,» Sustainable Energy & Fuels, vol. 3, nº 11, p. 3050–3060, 2019.

Para el cálculo del sistema integrado de superficie y subsuelo se utiliza la **Ecuación 3** relacionada a continuación:

Ecuación 3.

Calculo sistema integrado de superficie y subsuelo

$$NCE = {}_{\text{Petróleo}}Ex - (Ex_{\text{agua}}^{\text{tratar}} + ex_{\text{agua}}^{\text{bomba}} + ex_{\text{líquido}}^{\text{elevar}} + ex_{\text{aceite}}^{\text{calor}} + ex_{\text{aceite}}^{\text{transporte}})$$

Nota. La ecuación muestra el cálculo de la exergía acumulada neta los equipos de superficie y subsuelo utilizados que consumen energía en un campo petrolero, considerando la inyección de agua e inyección polimérica. Tomado de R. K. S. d. Z. A. B. D. Farajzadeh, «Production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective,» Sustainable Energy & Fuels, vol. 3, nº 11, p. 3050–3060, 2019.

La exergía química del petróleo producido es su valor calórico y depende de su composición. La siguiente **Ecuación 4** se utiliza para calcular la exergía química del petróleo con gravedad específica (SG).

Ecuación 4.

Cálculo de la exergía química del petróleo

$$\mathrm{ex}_{\text{petróleo}}\,[\mathrm{MJ\ kg}^{-1}] = 55{,}5 - 14{,}4\mathrm{SG}$$

Nota. La ecuación muestra el cálculo de la exergía química del petróleo. Tomado de R. K. S. d. Z. A. B. D. Farajzadeh, «Production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective,» Sustainable Energy & Fuels, vol. 3, nº 11, p. 3050–3060, 2019.

Por lo tanto, la exergía acumulada ganada viene dada por la **Ecuación 5:**

Ecuación 5.

Cálculo de la exergía acumulada ganada del petróleo

$$\mathrm{Ex}_{\text{aceite}}^{\text{ganado}} = \mathrm{ex}_{\text{petróleo}} \times m_{\text{op}}$$

Nota. La ecuación muestra el cálculo de la exergía acumulada ganada del petróleo. Tomado de R. K. S. d. Z. A. B. D. Farajzadeh, «Production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective,» Sustainable Energy & Fuels, vol. 3, nº 11, p. 3050–3060, 2019.

Donde:

Exoil [J kg−1] es la exergía específica del petróleo.

mop [kg] es la masa acumulada del petróleo producido.

Por lo tanto, para obtener el flujo másico acumulado, realizando la conversión de la **Ecuación 6**:

Ecuación 6.

Cálculo del flujo másico acumulado

$$m_{op} = \rho_{oil} * V_{op}$$

Nota. La ecuación del cálculo de la masa de petróleo acumulado. Tomado de R. K. S. d. Z. A. B. D. Farajzadeh, «Production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective,» Sustainable Energy & Fuels, vol. 3, nº 11, p. 3050–3060, 2019.

Luego, se explica brevemente el procedimiento de optimización y definimos las funciones objetivo. Finalmente, se presentarán los resultados del proceso de optimización contabilizando las emisiones de CO_2 y destacamos las principales conclusiones de este estudio.

A continuación, se muestra el paso a paso del cálculo de exergía para cada uno de los procesos implicados en la inyección de agua y polímero.

Exergía invertida (flujo de trabajo):

- Tratamiento del agua: Antes de la inyección, el agua debe ser tratada para cumplir con las especificaciones impuestas por el yacimiento y las facilidades de superficie. La exergía requerida puede obtenerse de la **Ecuación 7**:

Ecuación 7.

Cálculo de exergía acumulada del agua tratada

$$Ex_{water}^{treat} = C_{treat} * m_{wi}$$

Nota. La ecuación del cálculo de la exergía acumulada del agua tratada. Tomado de R. K. S. d. Z. A. B. D. Farajzadeh, «Production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective,» Sustainable Energy & Fuels, vol. 3, nº 11, p. 3050–3060, 2019.

Donde:

$Ex_{water}^{treat}[J]$ es la exergía acumulada del tratamiento del agua

C_{treat} es la energía específica requerida para el tratamiento del agua

$m_{wi}[kg]$ es la masa acumulada del agua inyectada

- Bombas: La exergía requerida para el bombeo del agua inyectada se calcula de acuerdo a la **Ecuación 8**:

Ecuación 8.

Cálculo de la exergía requerida para el bombeo del agua inyectada

$$Ex_{water}^{pump} = \frac{m_{wi}\Delta p}{\rho_w \eta_{total}}$$

Nota. La ecuación del cálculo de la exergía requerida para el bombeo del agua inyectada o polímero inyectado. Tomado de R. K. S. d. Z. A. B. D. Farajzadeh, «Production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective,» Sustainable Energy & Fuels, vol. 3, nº 11, p. 3050–3060, 2019.

Donde:

$Ex_{water}^{pump}[J]$ es la exergía acumulada de las bombas

$m_{wi}[kg]$ es la masa acumulada de agua inyectada

ρ_w es la densidad del agua [kg m^{-3}]

Δp[Pa] es la diferencia de presión entre los pozos productores e inyectores

η_{total} es la eficiencia total de bombeo

- Levantamiento artificial: La exergía para levantar los fluidos producidos (agua y petróleo) de los pozos productores a la superficie se calcula usando la **Ecuación 9**:

Ecuación 9.

Cálculo de la exergía para levantar los fluidos producidos (agua y petróleo)

$$Ex_{oil,water}^{lift} = \frac{(m_{wp} + m_{op})gh}{\eta_{total}}$$

Nota. La ecuación muestra el cálculo de la exergía requerida para levantar los fluidos producidos. Tomado de R. K. S. d. Z. A. B. D. Farajzadeh, «Production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective,» Sustainable Energy & Fuels, vol. 3, nº 11, p. 3050–3060, 2019.

Donde:

$Ex_{oil,water}^{lift}[J]$ es la exergía acumulada requerida para producir líquidos

m_{wp} [kg] y m_{op} [kg] son la masa acumulada de agua y petróleo producido respectivamente

g [m s^{-2}] es la aceleración gravitacional

h [m] es la profundidad del yacimiento.

- Transporte: La exergía invertida para el transporte del petróleo se calcula usando la expresión a continuación:

Ecuación 10.

Cálculo de la exergía invertida para el transporte del petróleo

$$Ex_{oil}^{transport} = C_{trans} * m_{op}$$

Nota. La ecuación muestra el cálculo de la exergía requerida para levantar los fluidos producidos. Tomado de R. K. S. d. Z. A. B. D. Farajzadeh, «Production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective,» Sustainable Energy & Fuels, vol. 3, nº 11, p. 3050–3060, 2019.

Dónde:

$Ex_{oil}^{transport}[J]$ es la exergía del transporte del petróleo

C_{trans} [J kg^{-1}] es la exergía específica dedicada para el transporte del petróleo

- Manufactura del polímero: Para el cálculo de la exergía de la manufactura del polímero, y teniendo en cuenta que el polímero utilizado durante las simulaciones es HPAMs, la exergía práctica está calculada para ser 123.6 MJ $kg^{-1}{}_{Polimero}$ de acuerdo con el artículo Chemical enhanced oil recovery and the dilemma of more and cleaner energy [18]

Ecuación 11.

Cálculo de la exergía de la manufactura del polímero

$$Ex_{polymer}^{manufacturing} = 123.6 \text{ MJ } kg^{-1}{}_{Polimero}$$

Nota. La ecuación muestra el cálculo de la exergía de la manufactura del polímero. Tomado de R. K. S. d. Z. A. B. D. Farajzadeh, «Production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective,» Sustainable Energy & Fuels, vol. 3, nº 11, p. 3050–3060, 2019.

Luego se procede a calcular la densidad del polímero y la masa de agua en la solución a partir de:

Masa total de la solución = Masa de agua + Masa de polímero
Masa de agua = Volumen de agua * Densidad del agua
Volumen de agua = Masa total de la solución / Densidad del agua
Masa de agua = Masa total de la solución / Densidad del agua

Se calcula la masa de polímero en la solución de acuerdo a lo evidenciado a continuación:

Masa de polímero = Volumen de polímero * Densidad del polímero
Volumen de polímero = Masa total de la solución / Densidad del polímero
Masa de polímero = Masa total de la solución / Densidad del polímero

Y por último, para convertir la masa de polímero a kg se realiza el cálculo con la ecuación relacionada a continuación:

Masa de polímero (kg) = Masa de polímero (g) /1000

- Otros procesos de superficie polímero: De acuerdo a las correlaciones mostradas en la **Figura 8**, hay otros procesos de superficie que deben ser incluidos en el cálculo de la exergía del polímero, el cual corresponde al 20% de la exergía para la manufactura del polímero, por lo tanto, se tiene que (Ver **Ecuación 12**):

Ecuación 12.

Cálculo de la exergía del polímero procesado en superficie

$$Ex_{polymer}^{Other\ surface\ processes} = Ex_{polymer}^{manufacturing} * 0.2$$

Nota. La ecuación muestra el cálculo de la exergía del polímero procesado en superficie. Tomado de R. K. S. d. Z. A. B. D. Farajzadeh, «Production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective,» Sustainable Energy & Fuels, vol. 3, nº 11, p. 3050–3060, 2019.

Ahora, para el cálculo de la exergía invertida se tiene que (ver **Ecuación 13**):

Ecuación 13.

Cálculo de la exergía invertida

$$Ex_{WaterPred}^{Invested} = Ex_{water}^{treat} + Ex_{water}^{pump} + Ex_{oil,water}^{lift} + Ex_{oil}^{trans}$$

$$Ex_{PredPoly4}^{Invested} = Ex_{water}^{treat} + Ex_{water}^{pump} + Ex_{oil,water}^{lift} + Ex_{oil}^{trans} + Ex_{polymer}^{manufacturing} + Ex_{polymer}^{Other\ surface\ processes}$$

Nota. La ecuación muestra el cálculo de la exergía invertida en el proceso de inyección de agua y polímero. Tomado de R. K. S. d. Z. A. B. D. Farajzadeh, «Production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective,» Sustainable Energy & Fuels, vol. 3, nº 11, p. 3050–3060, 2019.

De acuerdo con este proceso, en el Capítulo 4 se procede a realizar los cálculos de eficiencia energética correspondientes para los escenarios.

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

El proceso de realización del cotejo histórico permite que la información sea más verídica y ajustada a la realidad. Y consiste en la calibración del modelo en el software con los principales resultados del campo para así arrojar la predicción con un rango menor de incertidumbre y mayor certeza.

Los datos reales de históricos y pruebas del campo como las propiedades petrofísicas, producción, propiedades de pozos individuales, etc. no pueden ser colocados en este trabajo debido a que se realizó un acuerdo de confidencialidad de la información, ya que esta es de carácter sensible, privado y perteneciente a una empresa público-privada.

Se inicia realizando un ajuste a la compresibilidad de la roca debido a que esta propiedad en el simulador se comporta como el mecanismo primario de producción de expansión roca-fluido. El valor de la compresibilidad de la roca utilizado en la simulación permitió que la presión de poro se ajustara con el respectivo valor histórico.

Los valores arrojados por el simulador después de realizarse el ajuste histórico son los relacionados en la **Tabla 9**:

Tabla 9.

Compresibilidad de la roca arrojada por el simulador después del cotejo histórico

Compresibilidad de la roca	**4e-6 1/PSI**

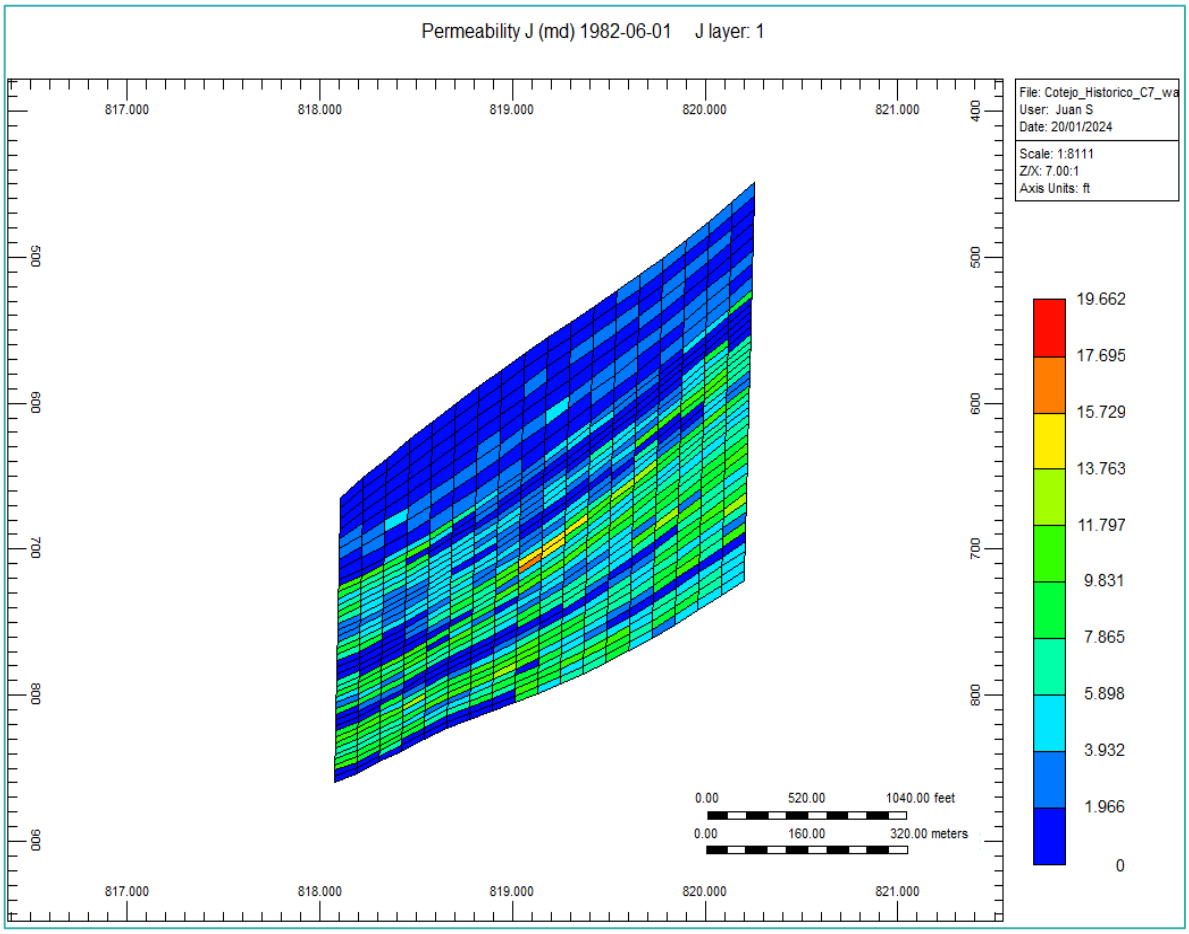
Nota. Esta tabla muestra el valor de la compresibilidad de la roca. Además, representa el mecanismo de producción primario, expansión roca fluido.

Se realiza el ajuste de producción a la fecha de 2008 para realizar el cotejo histórico de producción, así como la mojabilidad preferente de cada tipo de roca mediante las permeabilidades relativas.

En la **Figura 24.** Se puede identificar desde la perspectiva lateral del modelo 42 capas que están compuestas por 4 tipos de rocas diferentes, las cuales convierten al yacimiento en una complejidad deposicional geológica.

Figura 24.

Modelo de un yacimiento en el software CMG visión lateral



Nota. La figura representa el yacimiento modelado mediante el software CMG y la gama de colores representa el valor de la permeabilidad que tiene cada celda.

4.1. Permeabilidades relativas del área de estudio.

La importancia de las permeabilidades relativas de una roca se debe a que es la capacidad de un fluido de desplazarse en presencia de otros fluidos. Además, puede brindar información relevante de propiedades del yacimiento como lo es la mojabilidad de la roca.

Particularmente las permeabilidades relativas de este campo son completamente diferentes, por lo cual el simulador desarrolla mediante correlaciones internas los 4 valores de cada una de las rocas, nombrándolas R1, R2, R3 y R4 (ver **Figuras 16, 17 y 18**).

Teniendo en cuenta que los valores de permeabilidad relativa se modificaron en tres escenarios (**Ajuste A**, **Ajuste B** y **Ajuste C**) para poder cotejar la producción de fluidos, se determinó que el escenario de simulación que mejor representa el histórico de producción del campo es el **Ajuste A** ya que representó el menor porcentaje de error en los resultados de la simulación respecto a la producción acumulada de fluidos. Los resultados se muestran en la **Tabla 10.**

Tabla 10.

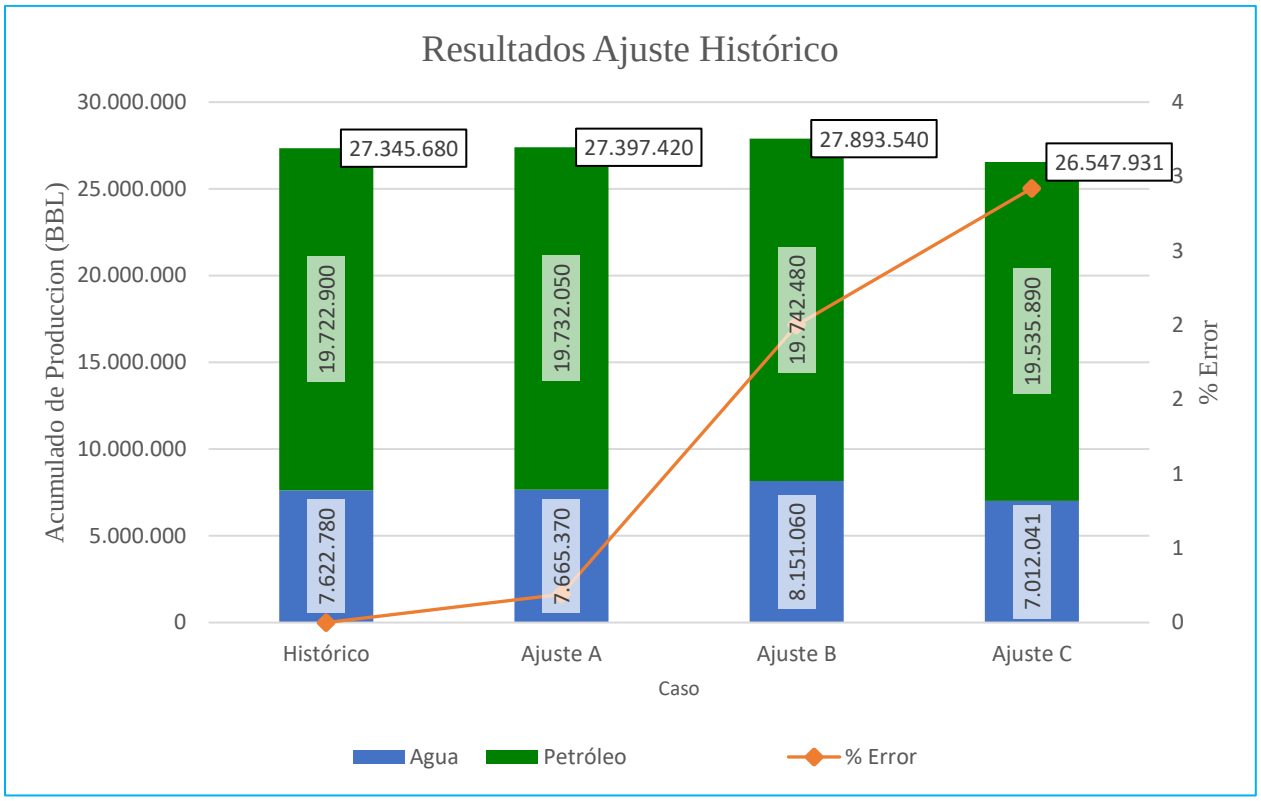
Porcentaje de error de los escenarios de ajuste histórico

	Acumulado de producción (BBL)			**Error**
Caso	Agua	petróleo	Total	%
Histórico	7622780	19722900	27345680	0,00
Ajuste A	7665370	19732050	27397420	0,19
Ajuste B	8151060	19742480	27893540	2,00
Ajuste C	7012041	19535890	26547931	2,92

Nota. Esta tabla muestra los resultados obtenidos en la producción acumulada de fluidos para las simulaciones de los escenarios de ajuste histórico.

Figura 25.

Gráfica del porcentaje de error



Nota. La gráfica representa mediante barras los resultados obtenidos en la producción acumulada de fluidos para las simulaciones de los escenarios de ajuste histórico de acuerdo con cada uno de los ajustes.

4.2. Viscosidad del área de estudio.

En la **Tabla 11** se presentan los datos de viscosidad a diferentes temperaturas, para ver el comportamiento del petróleo muerto y gas en solución arrojados por el simulador.

Tabla 11.

Datos de viscosidades de los fluidos

Temperatura	Agua	Petróleo muerto	gas en solución
F	cp	cp	cp
41	1,68301	66422,8	57509,3
59	1,25762	16252,1	14071,2
77	0,987455	5802,54	5023,87
95	0,79794	2574,71	2229,2

Tabla 11. *(Continuación)*

113	0,662552	1316	1139,4
250	0,255593	61	52,8142
350	0,17375	37	32,0348
395	0,152931	30,9136	26,7652
440	0,135926	26,3347	22,8008
485	0,122751	22,7873	19,7294
530	0,110378	19,9726	17,2924
575	0,10036	17,6949	15,3203
620	0,09246	15,8206	13,6976
665	0,085211	14,2564	12,3432
700	0,08607	7,67	5,11
800	0,074312	5,13	3,42
900	0,065282	3,59	2,39
1000	0,058138	2,61	1,74
1100	0,052351	1,96	1,31
1200	0,047573	1,51	1
1300	0,043563	1,18	0,79
1400	0,040153	0,95	0,63
1500	0,037218	0,77	0,51

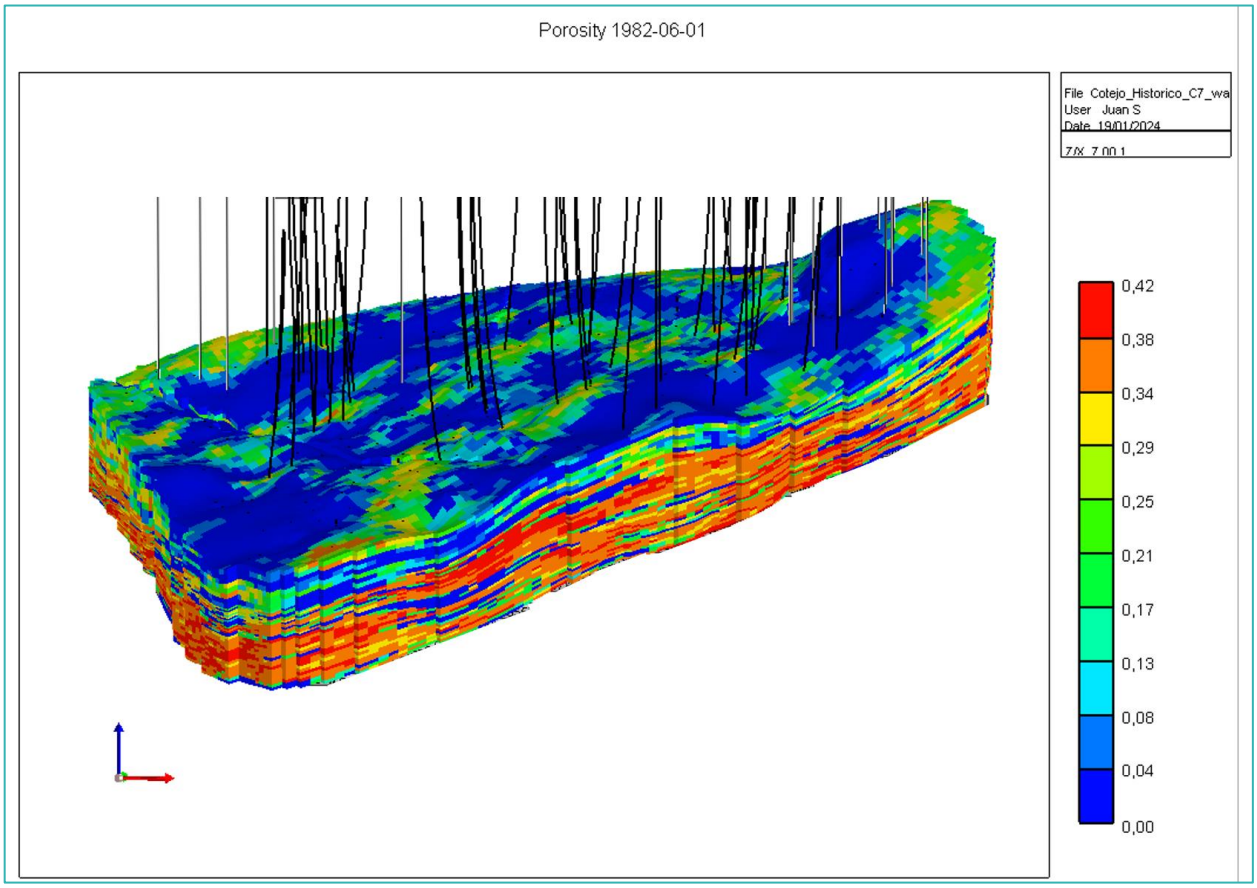
Nota. Esta tabla muestra los valores de las viscosidades de los 3 fluidos presentes en yacimiento a cada temperatura, de acuerdo con el cotejo histórico.

4.3. Modelo del yacimiento de estudio

En la **Figura 26** se ve una amplia gama de colores, desde el azul oscuro que significa que hay muy baja (casi nula) que puede representar una roca poco permeable/porosa, siendo una especie de lutita, los colores rojizos y naranjas significa que son rocas con una porosidad más alta tendiendo a ser areniscas.

Figura 26.

Modelo en 3D de un yacimiento en el software CMG



Nota. La figura representa el yacimiento modelado mediante el software CMG y la gama de colores representa el valor de la porosidad que tiene cada celda. Simulador CMG.

4.4. Producción del campo con inyección de agua

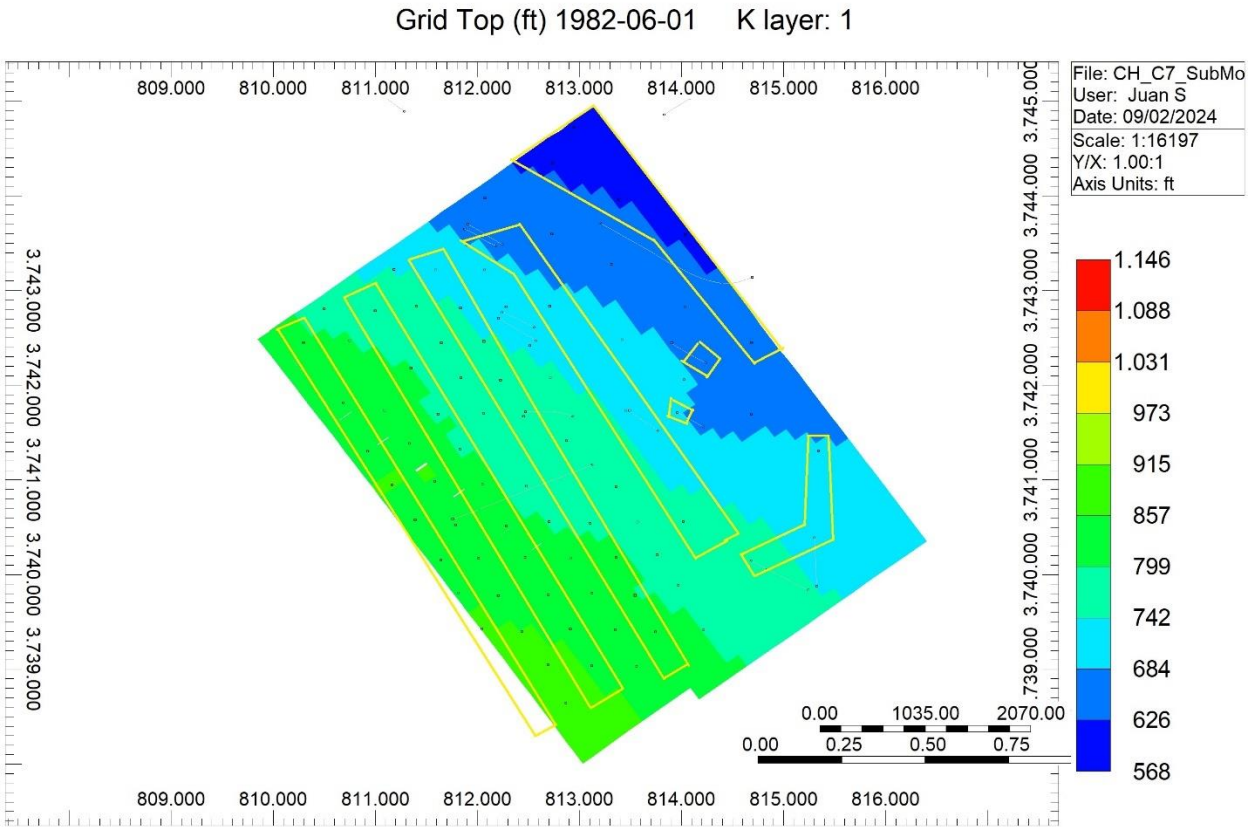
En la **Figura 29**, se puede evidenciar que la producción del campo comenzó de forma activa en el año 1985, y tuvo un cambio abrupto en el año 1990, cuando se implementó la inyección de agua periférica, comenzando a incrementar la producción de los 3 fluidos de manera exponencial, aumentando principalmente la producción de petróleo y gas, con relación al incremento del gas es debido al mecanismo de empuje de gas en solución.

Adicionalmente, se interpretó que, a partir del cotejo histórico, el método de inyección de agua genero un barrido uniforme el cual genero un aumento de producción en los fluidos del campo. Él

campo presenta diferentes tipos de arreglos de pozos de los cuales se pueden evidenciar arreglo de 5 pozos normal, inyección por flancos y arreglo de pozos alternos, los cuales tienen como principal objetivo generar un recobro de petróleo alto disminuyendo la producción de agua del acuífero; los pozos inyectores se encuentran resaltados dentro de la figura en color amarillo. (Ver **Figura 27**).

Figura 27.

Vista superficial del submodelo del yacimiento utilizado



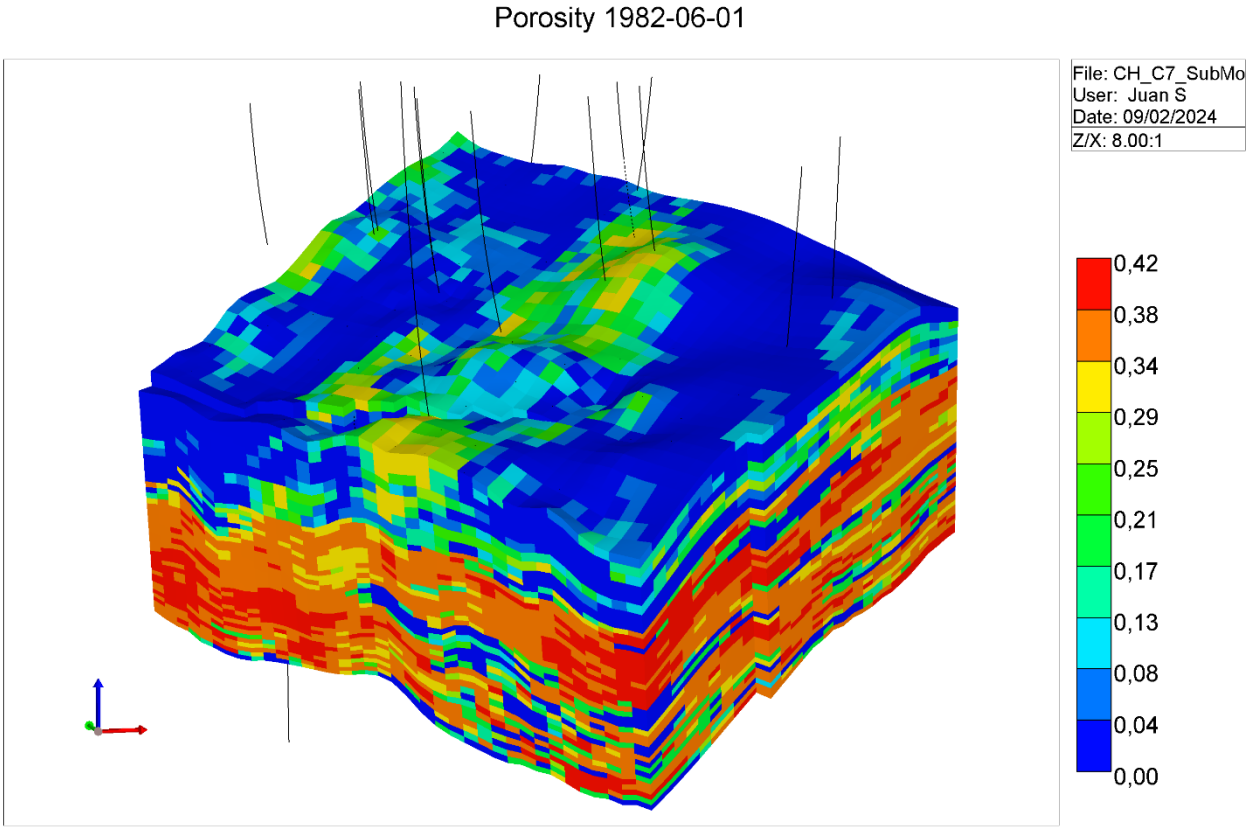
Nota. La figura representa la vista superficial del submodelo del yacimiento y la distribución de los pozos y sus arreglos. Simulador CMG.

Para poder determinar el comportamiento de la inyección de polímero se procede a escoger un sector en específico del campo y así determinar el factor de recobro y la producción de los fluidos. La porción seleccionada del campo para realizar estas corridas se puede ver representada, tiene como arreglo inyección de agua periférica

La porción seleccionada del campo para llevar a cabo estas corridas se puede apreciar en la **Figura 28**, donde se establece como principal mecanismo de recuperación mejorada la inyección de agua periférica.

Figura 28.

Vista de sección del sector

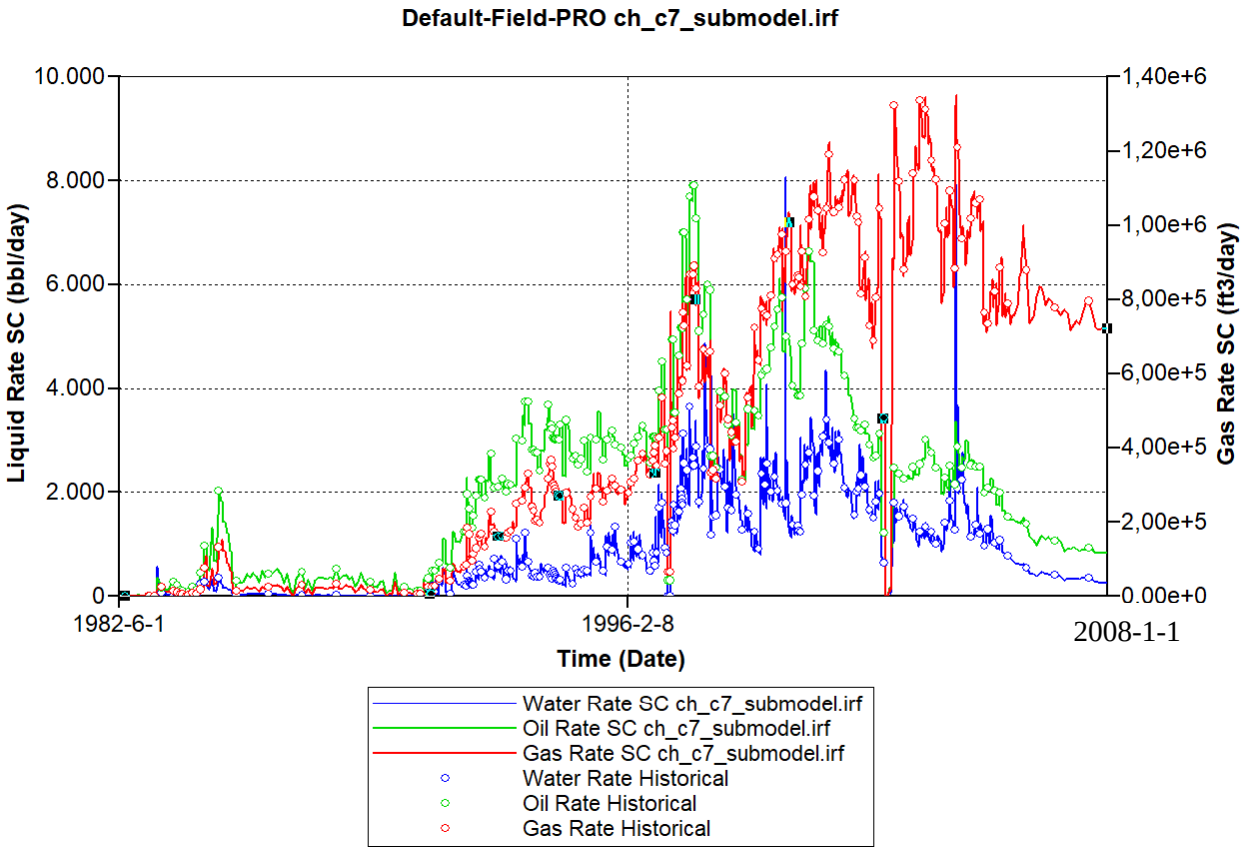


Nota. La figura representa la vista del sector de yacimiento y la distribución de los pozos. Simulador CMG.

A partir del sector del modelo se continúa con la realización de la corrida de simulación con los datos ajustados del cotejo histórico, arrojando como resultado la siguiente gráfica de producción de fluidos presentados en la (**Figura 29**). Las líneas corresponden a los datos realizados por el simulador y los círculos corresponden a los datos ajustados con el cotejo histórico.

Figura 29.

Resultado del ajuste histórico del campo en producción de tasa de petróleo, agua y gas



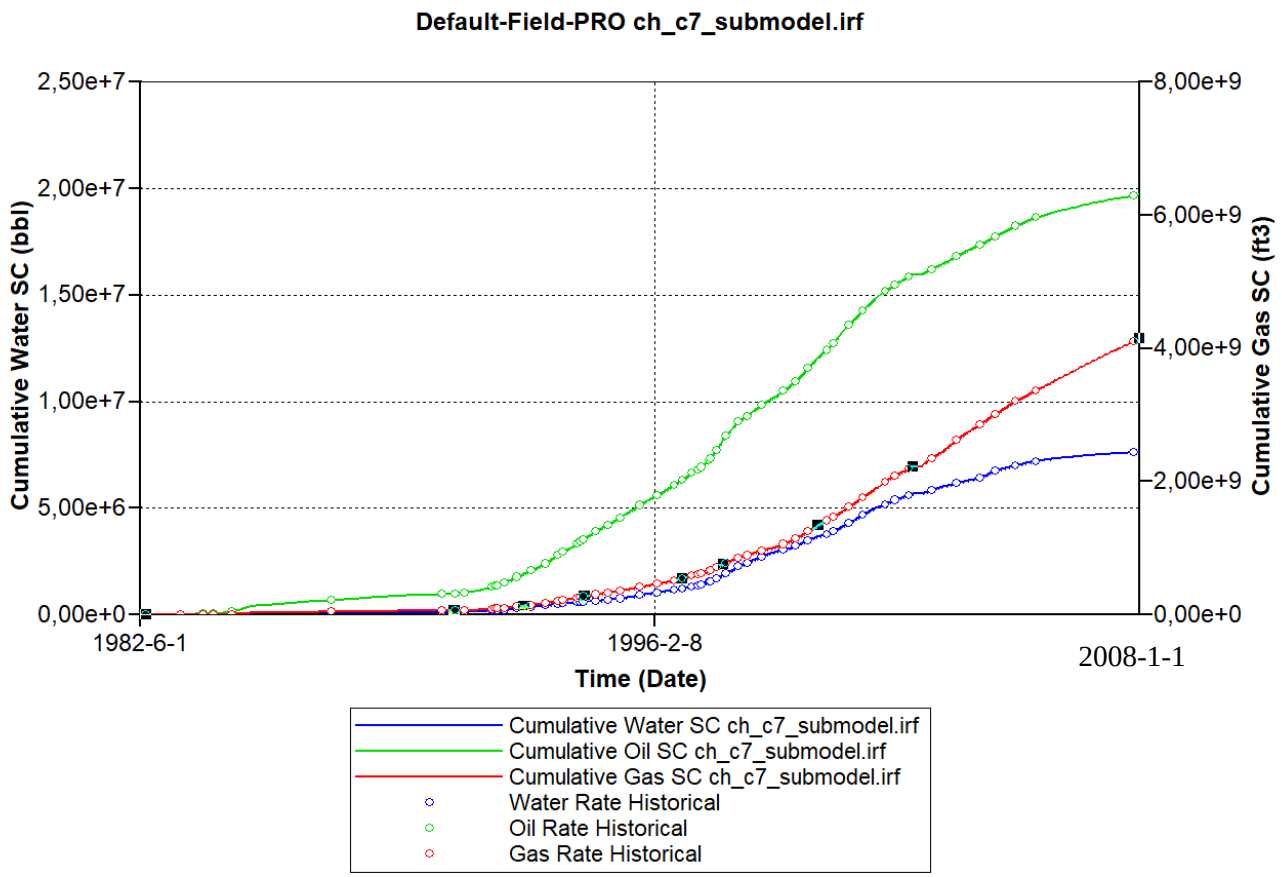
Nota. La figura representa el gráfico de producción del ajuste histórico del Campo de tasa de petróleo, tasa de agua y tasa de gas por día. Simulador CMG.

En la **Figura 30.** se evidencia que en el 2003 en un lapso de meses el yacimiento presento un cierre operacional por lo cual no hay incremento de producción de ningún fluido.

También los valores de producción de los fluidos de yacimiento representados en la **Figura 30.** son de petróleo acumulado de 22,829,200 BBL, agua acumulada de 8,245,380 BBL y gas acumulado de 6,314,850,000 ft3.

Figura 30.

Resultado del ajuste histórico del campo en producción acumulada de petróleo, agua y gas

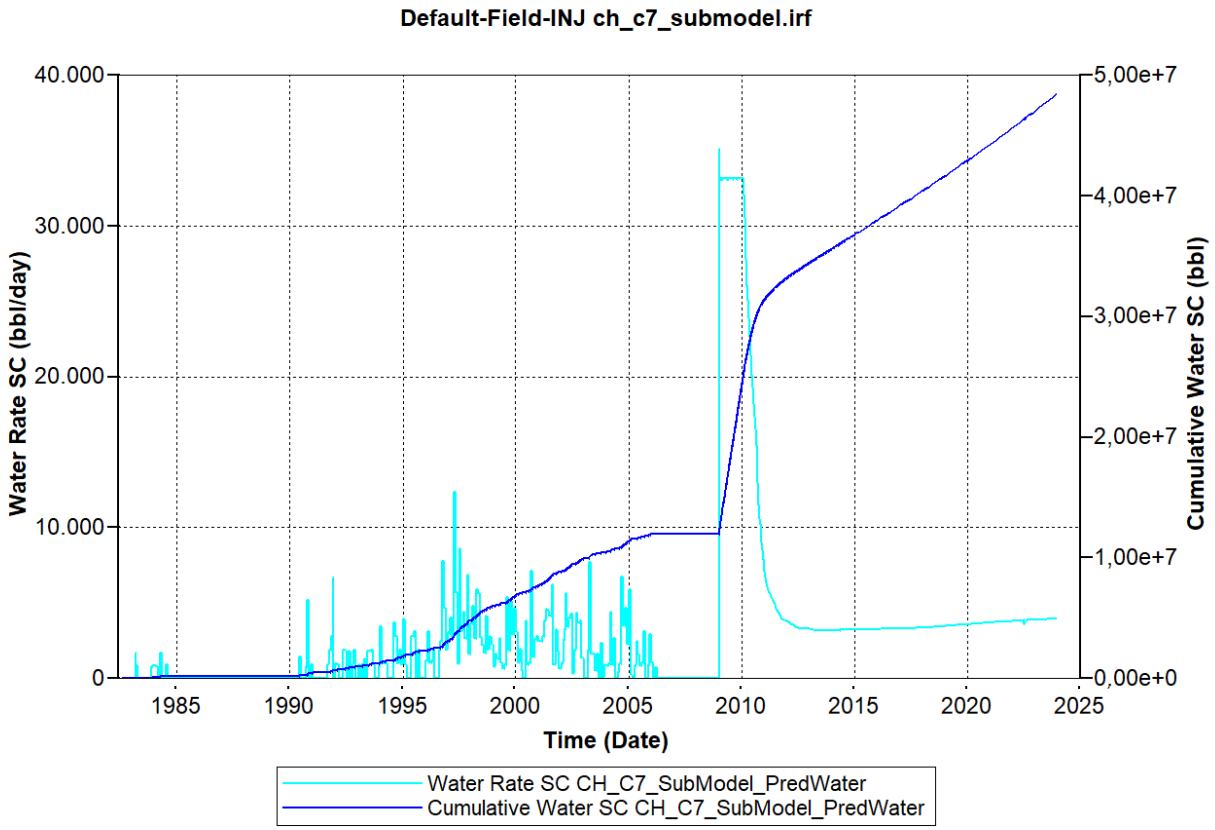


Nota. La figura representa el gráfico de producción del ajuste histórico del Campo de petróleo, agua y de gas acumulado. Simulador CMG.

La **Figura 31** se puede evidenciar que el mayor volumen de agua inyectada fue en el año 2009, con un valor de 33,149 BBL por día, posteriormente empezaría a disminuir la inyección desde inicios del año siguiente. Lo anterior, debido a que se colocaron los valores de inyección máxima de agua en las constrains del simulador y este por iteraciones realizó el ajuste de cuál sería el valor de la inyección debido al comportamiento que tiene el yacimiento sin sobrepasar el valor específico establecido.

Figura 31.

Barriles de agua inyectados, caso base



Nota. La figura representa el gráfico de la tasa de inyección y agua acumulada inyectada. Simulador CMG.

4.5. Escenarios de inyección de polímeros

Para el inicio de la realización de los escenarios de inyección, se comienza a hacer la predicción del comportamiento del sector, adicionando los eventos hasta el año 2023 debido a que solo se cuenta con información de realización del cotejo histórico hasta el 2008. Lo anterior arrojando una predicción de 14 años del sector.

Los primeros datos arrojados de la predicción es la cantidad de agua inyectada del caso de inyección de agua tienen como valor; un total de agua acumulada de 48,510,200 BBL.

4.5.1. Resultados de los escenarios simulados para la inyección de polímero.

Continuando, se realizan los escenarios de simulación del polímero llevando a cabo un análisis de sensibilidad de 6 polímeros con diferentes concentraciones, fracciones molares y volumen poroso inyectado.

De acuerdo con lo anterior, arroja como resultado de las 7 corridas, la primera con inyección de agua y las otras 6 con los diferentes polímeros representados en la **Figura 32.**

Figura 32.

Resultados de las simulaciones

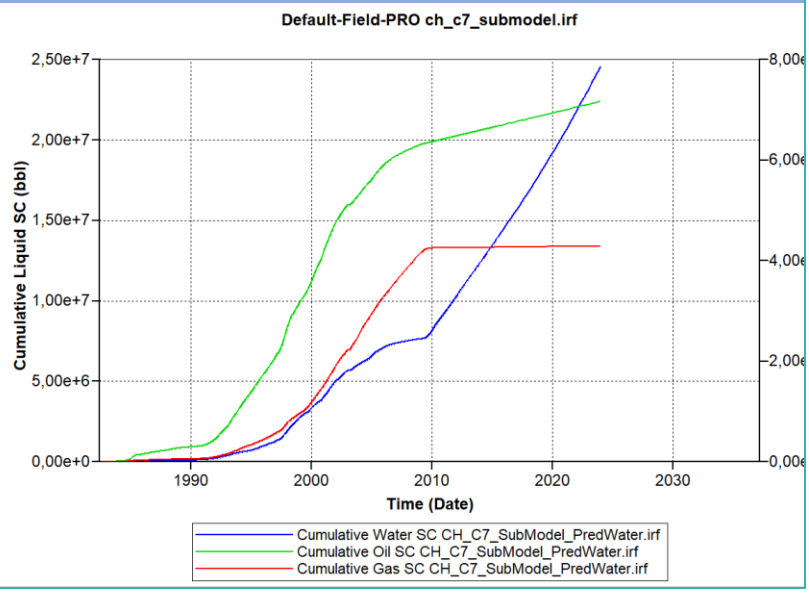
Escenario de inyección del polímero	Resultado de las gráficas de producción acumulada de petróleo, agua y gas
Inyección de Agua **CH_C7_SubModel_PredWater** **Petróleo acumulado= 22,829,200 BBL** **Agua acumulada= 8,245,380 BBL** **Gas acumulado= 6,314,850,000 Ft3**	

Figura 32. *(Continuación)*

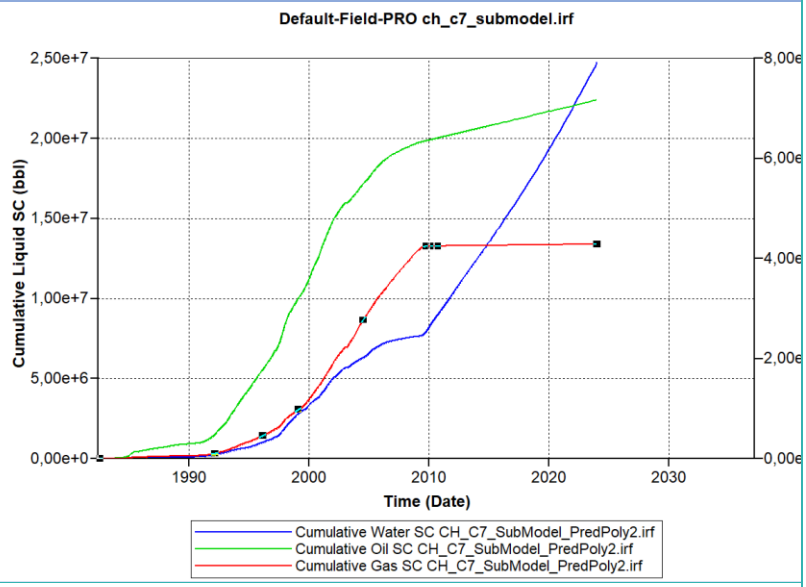
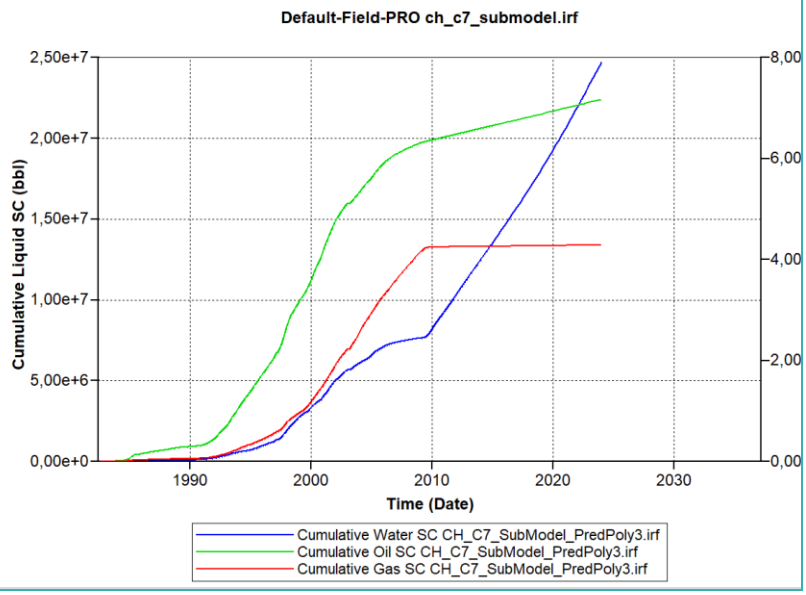
Escenario de inyección del polímero	Resultado de las gráficas de producción acumulada de petróleo, agua y gas
Inyección de Polímero 2 **CH_C7_SubModel_PredPoly2** **Concentración=250 PPM** **Fracción Másica= 0.00025** **Fracción Molar= 5,6889XE-07** **Petróleo acumulado= 22,416,200 BBL** **Agua acumulada= 24,617,300 BBL** **Gas acumulado= 4,292,540,000 Ft3**	
Inyección de Polímero 3 **CH_C7_SubModel_PredPoly3** **Concentración=500 PPM** **Fracción Másica= 0,0005** **Fracción Molar= 1,1381XE-06** **Petróleo acumulado= 22,416,200 BBL** **Agua acumulada= 24,617,300 BBL** **Gas acumulado= 4,292,540,000 Ft3**	

Figura 32. *(Continuación)*

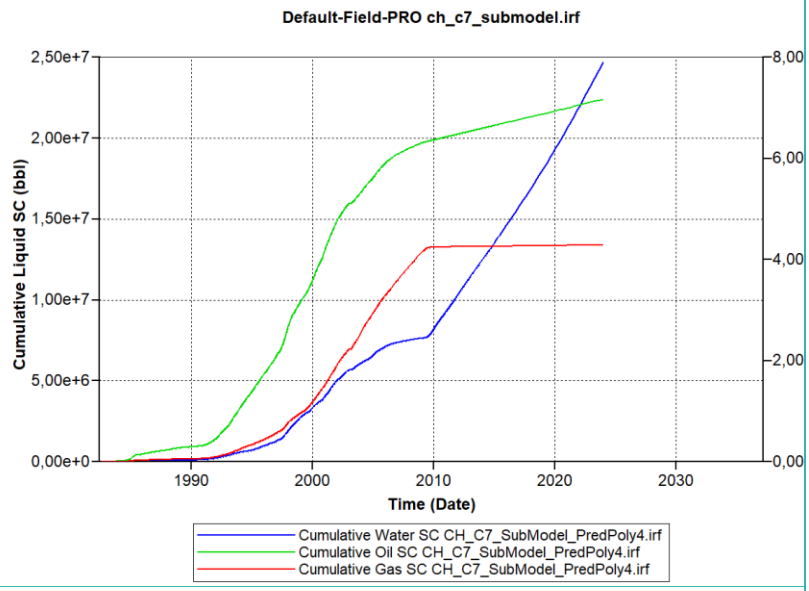
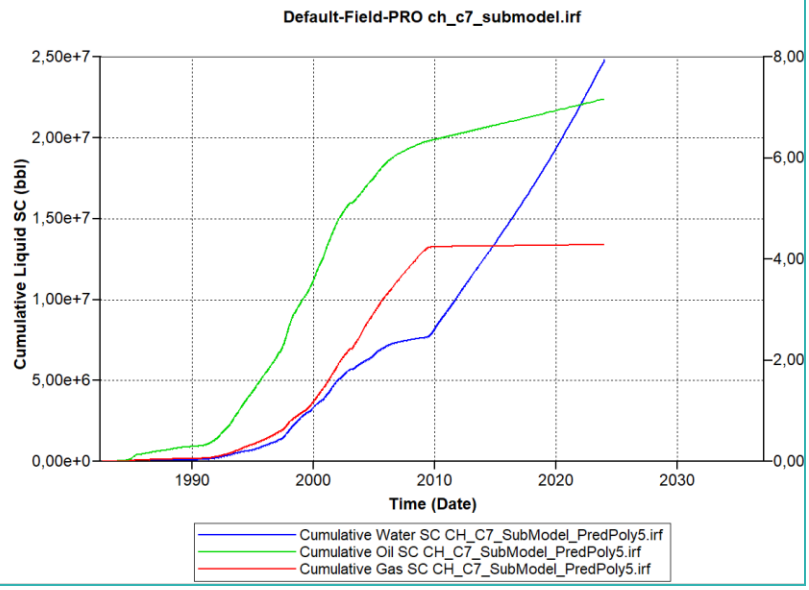
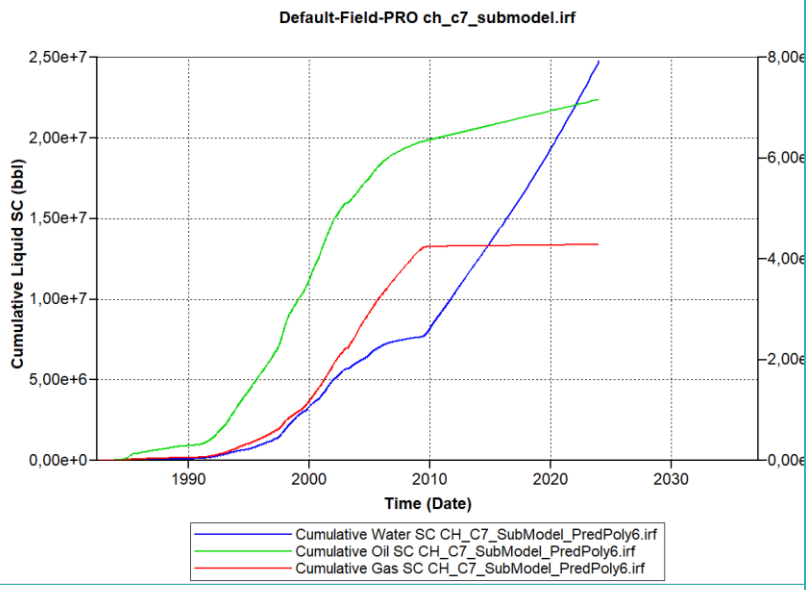
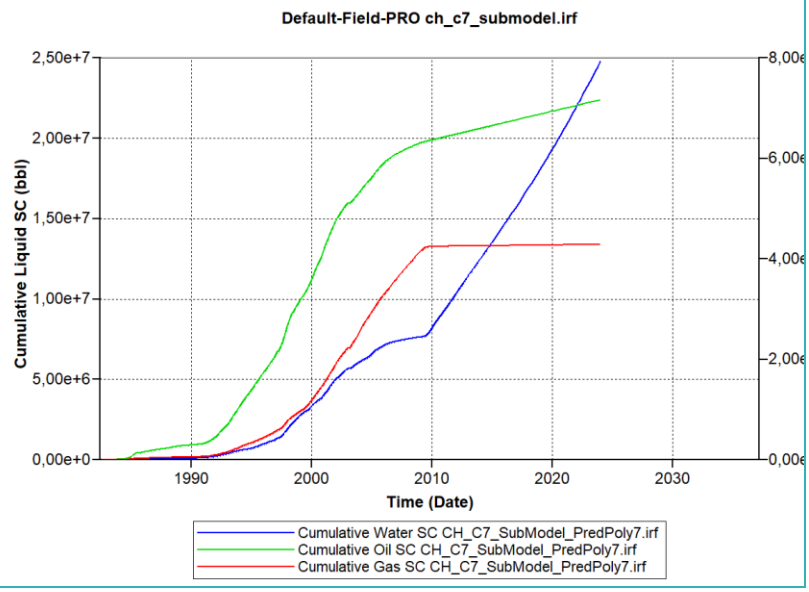
Escenario de inyección del polímero	Resultado de las gráficas de producción acumulada de petróleo, agua y gas
Inyección de Polímero 4 **CH_C7_SubModel_PredPoly4** **Concentración=1000 PPM** **Fracción Másica= 0,001** **Fracción Molar= 2,27723XE-06** **Petróleo acumulado= 22,416,200 BBL** **Agua acumulada= 24,746,400 BBL** **Gas acumulado= 4,288,710,000 Ft3**	
Inyección de Polímero 5 **CH_C7_SubModel_PredPoly5** **Concentración=1500 PPM** **Fracción Másica= 0,0015** **Fracción Molar= 3,41752XE-06** **Petróleo acumulado= 22,416,200 BBL** **Agua acumulada= 24,744,500 BBL** **Gas acumulado= 4,288,710,000 Ft3**	

Figura 32. *(Continuación)*

Escenario de inyección del polímero	Resultado de las gráficas de producción acumulada de petróleo, agua y gas
Inyección de Polímero 6 **CH_C7_SubModel_PredPoly6** **Concentración=2000 PPM** **Fracción Másica= 0.002** **Fracción Molar= 4,55893XE-06** **Petróleo acumulado= 22,416,200 BBL** **Agua acumulada= 25,796,800 BBL** **Gas acumulado= 4,288,680,000 Ft3**	
Inyección de Polímero 7 **CH_C7_SubModel_PredPoly7** **Concentración=2500 PPM** **Fracción Másica= 0.0025** **Fracción Molar= 5,70146XE-06** **Petróleo acumulado= 22,416,200 BBL** **Agua acumulada= 24,815,800 BBL** **Gas acumulado= 4,288,400,000 Ft3**	

Nota. Esta Figura muestra los valores de inyección de cada polímero, gráficas de resultado de producción acumulada de petróleo, gas y agua, y resultados de cada escenario.

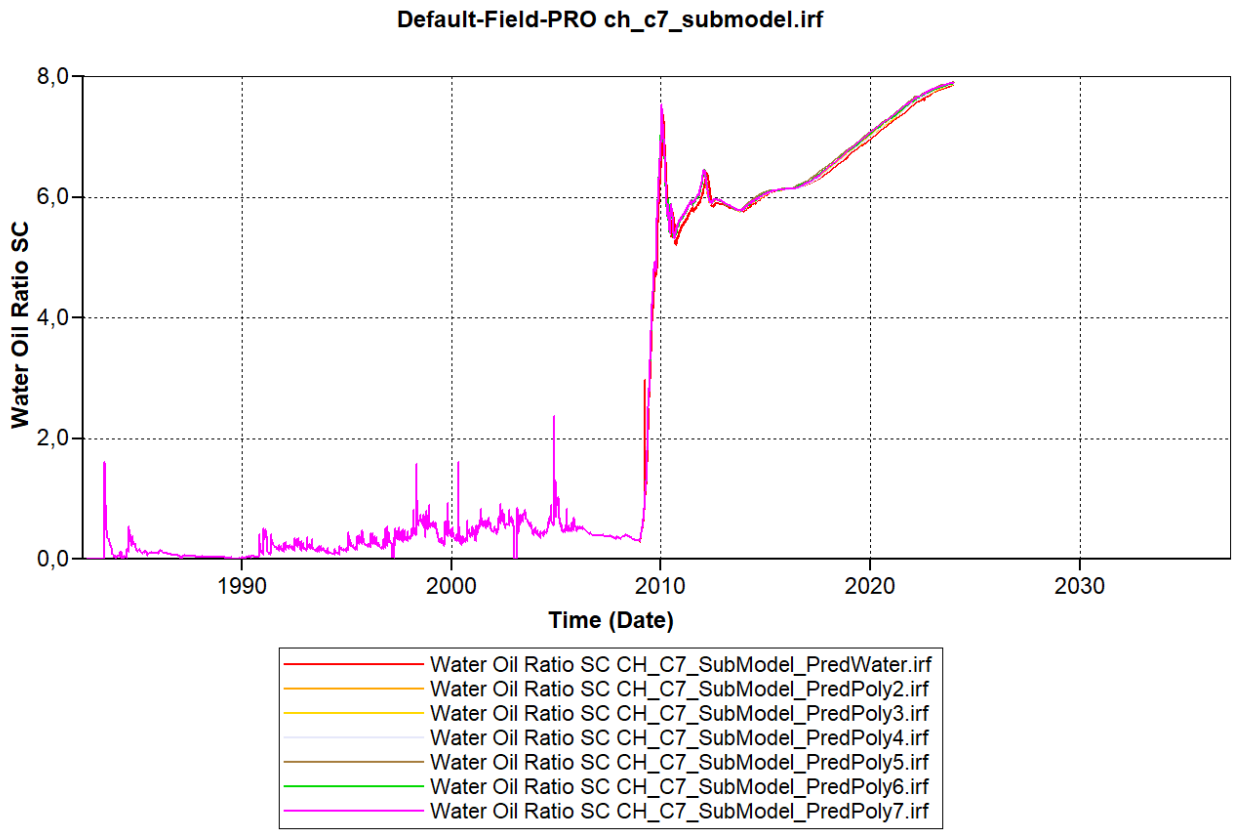
De acuerdo con la **Figura 32** se observan los escenarios de inyección dónde: Se puede evidenciar que todos los casos del polímero obtuvieron el mismo valor de recuperación acumulada de petróleo de 22,416,200 BBL y el de inyección de agua tuvo un valor de 22,829,200 BBL.

La **Figura 33** y **34** se evidencia que la curva café que representa al caso de inyección de polímero 5 requiere más producción de barriles de agua por uno de petróleo y el caso de inyección de agua

que es la curva roja requiere menos producción de agua por cada uno de petróleo, así mismo se evidencia que el polímero no está disminuyendo el corte de agua y no mantiene su función de efecto pistón evitando canalizaciones y conificaciones.

Figura 33.

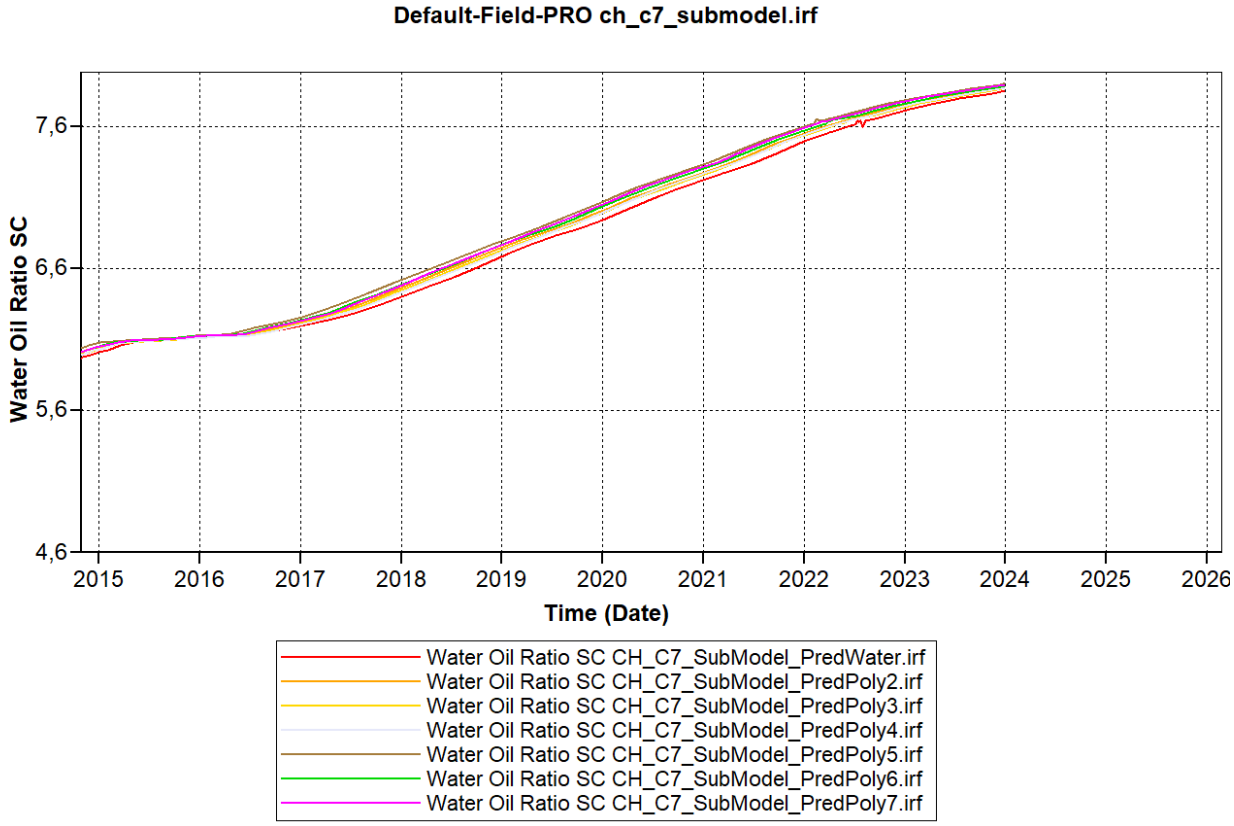
Relación agua - petróleo comparando de todos los escenarios inyección de agua y polímeros



Nota. La figura representa el gráfico de relación agua-petróleo de los escenarios. Simulador CMG.

Figura 34.

Zoom de la gráfica relación agua - petróleo comparando de todos los escenarios, inyección de agua y polímeros

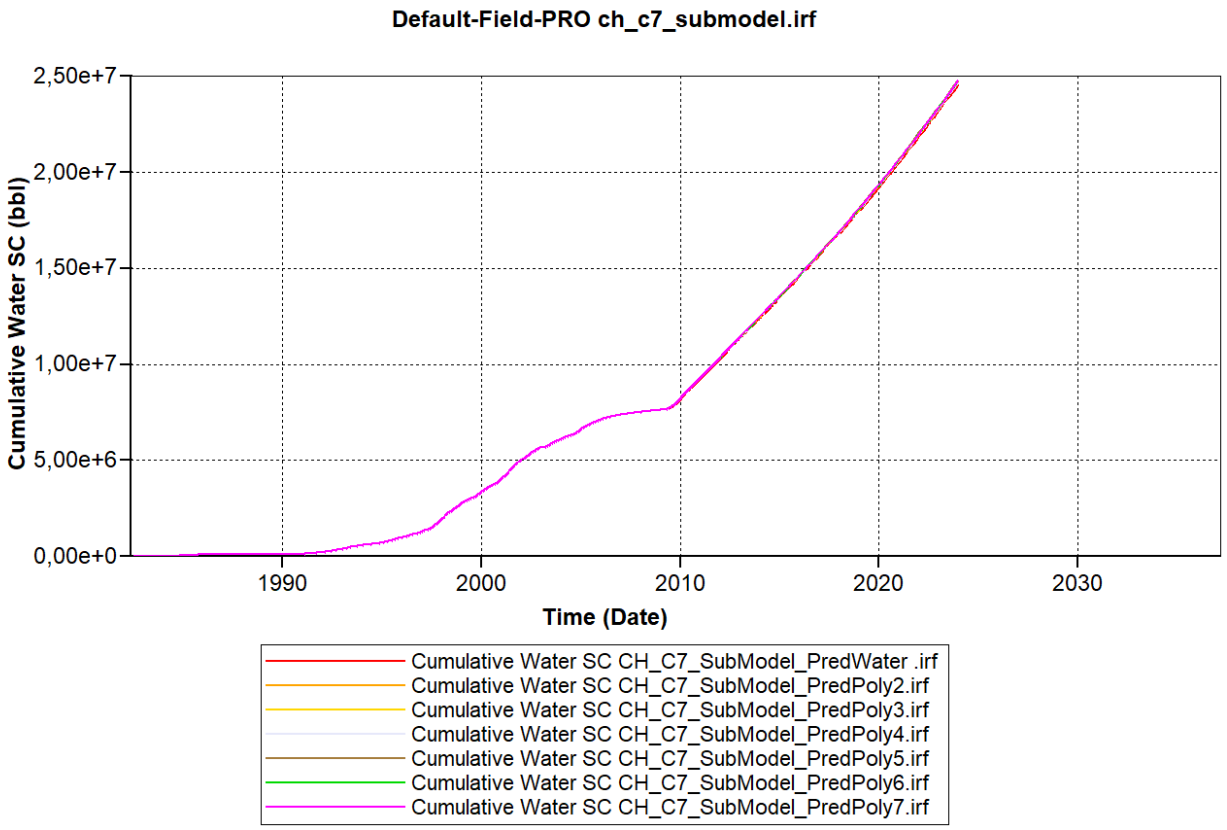


Nota. La figura representa el gráfico de relación agua-petróleo de los escenarios haciendo zoom desde el año 2015 hasta el final de la predicción. Simulador CMG.

En la **Figura 35** y **36** el agua acumulada producida para el caso CH_C7_SubModel_PredWater es de 24,617,300 BBL y la producción para el caso CH_C7_SubModel_PredPoly6 es de 25,796,800 BBL. Teniendo en cuenta estos resultados, el caso que contempla únicamente inyección de agua (CH_C7_SubModel_PredWater) produjo menos agua que el caso de inyección de polímero 6 (CH_C7_SubModel_PredPoly6). Esto puede deberse a que el polímero es retenido en la formación, requiriendo que se deba inyectar más agua para mantener los parámetros operativos determinados para la simulación.

Figura 35.

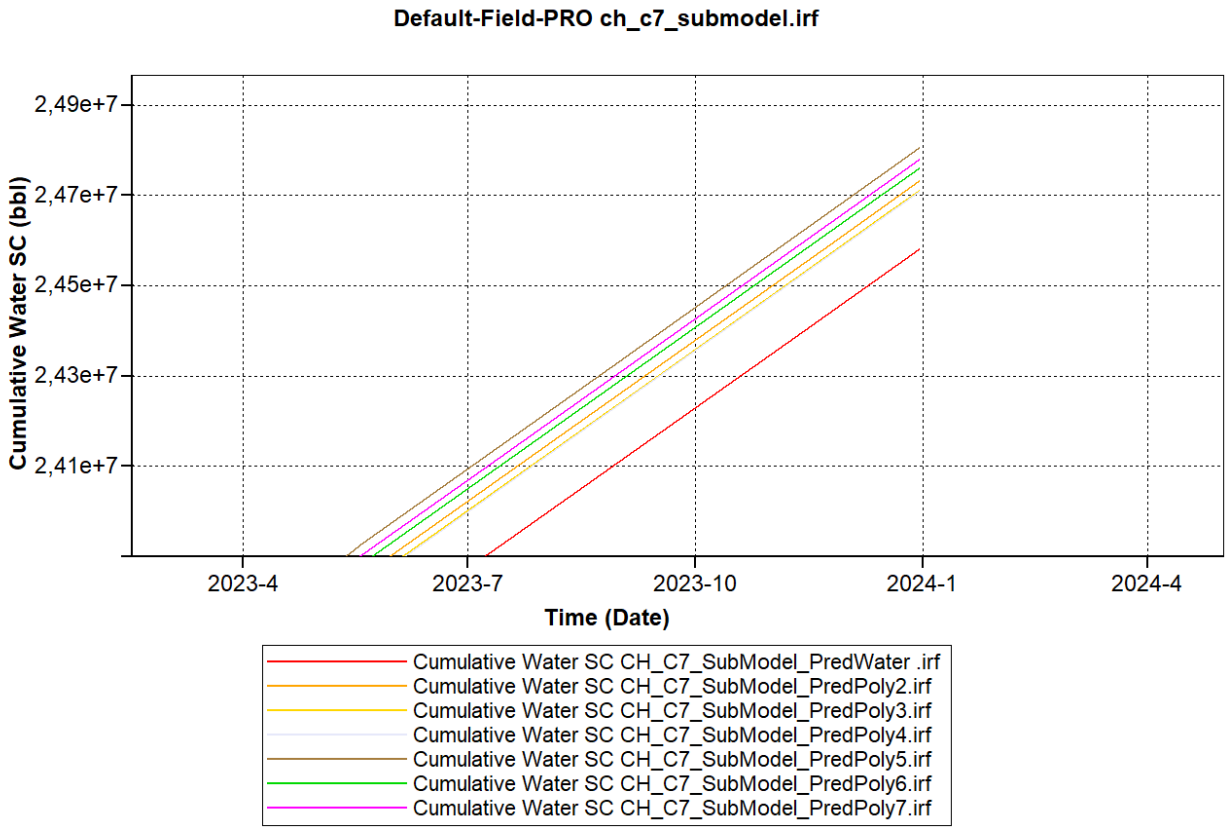
Producción de agua acumulada comparando los escenarios, inyección de agua y de polímeros



Nota. La figura representa el gráfico de producción acumulada de agua de los escenarios. Simulador CMG.

Figura 36.

Zoom de la producción de agua acumulada comparando los escenarios, inyección de agua y de polímeros

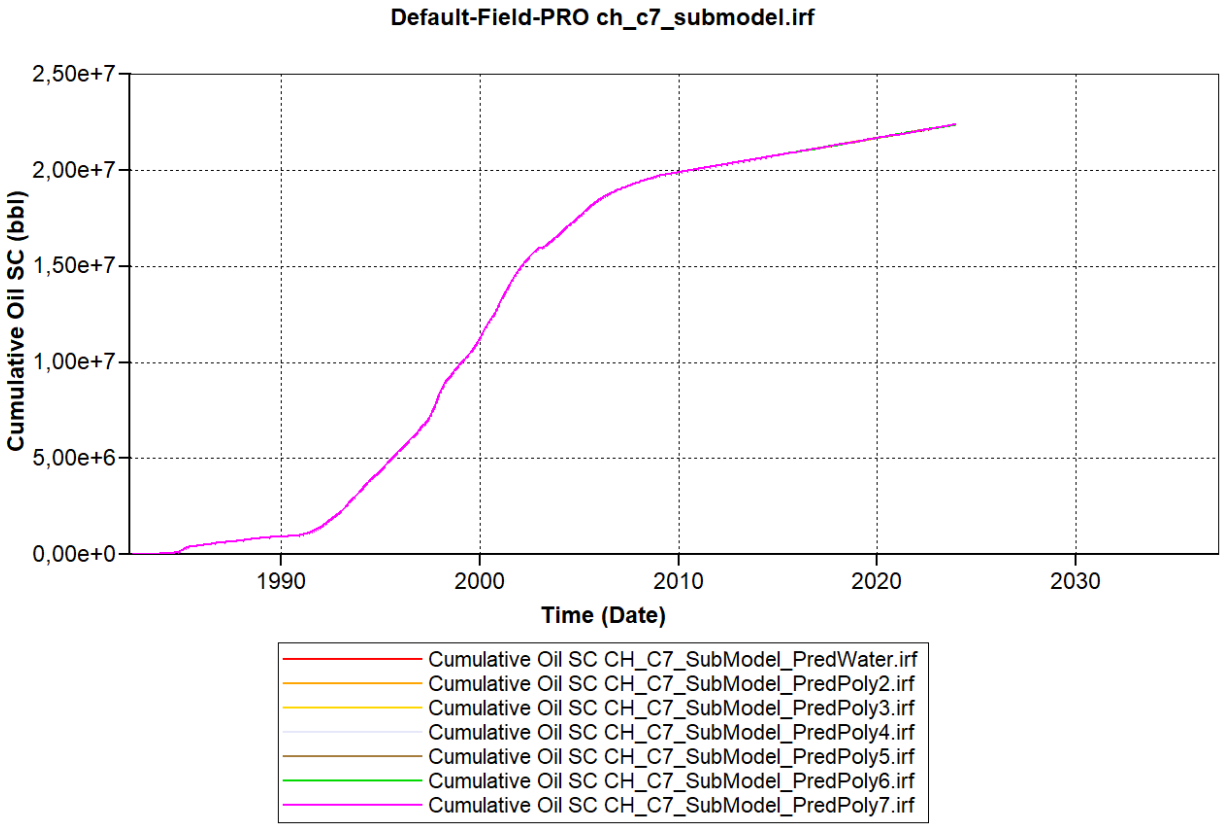


Nota. La figura representa el gráfico de producción acumulada de agua de los escenarios haciendo zoom desde el año 2023 hasta el final de la predicción. Simulador CMG.

En la **Figura 37 y 38** el petróleo acumulado producido para el caso de inyección de agua es de 22,416,200 BBL, y la producción para los demás polímeros es del mismo valor de 22,416,200 BBL.

Figura 37.

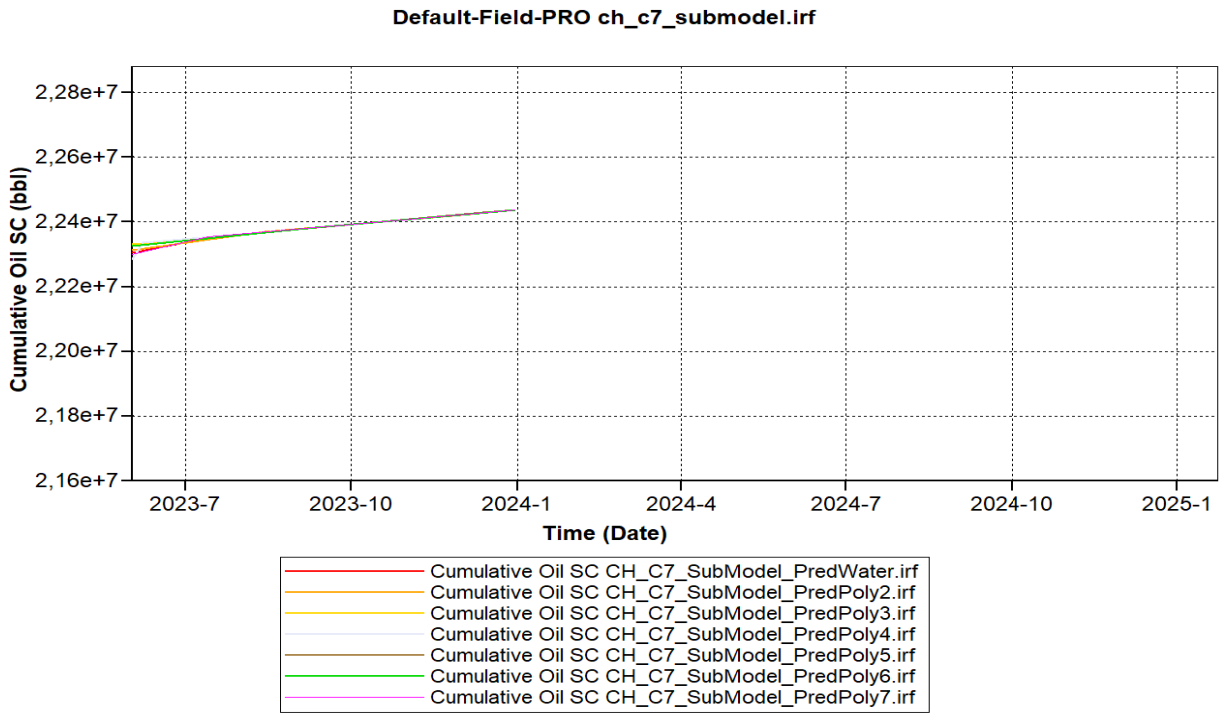
Producción de petróleo acumulada comparando los escenarios, inyección de agua y de polímeros



Nota. La figura representa el gráfico de producción acumulada de agua de los escenarios. Simulador CMG.

Figura 38.

Zoom de la producción de petróleo acumulada comparando los escenarios, inyección de agua y de polímeros



Nota. La figura representa el gráfico de producción acumulada de agua de los escenarios. Simulador CMG.

En las **Figura 39 y 40** se evidencia el factor recobro determinando que para cada uno de los escenarios evaluados este valor fue del 13.69%.

Tabla 12.

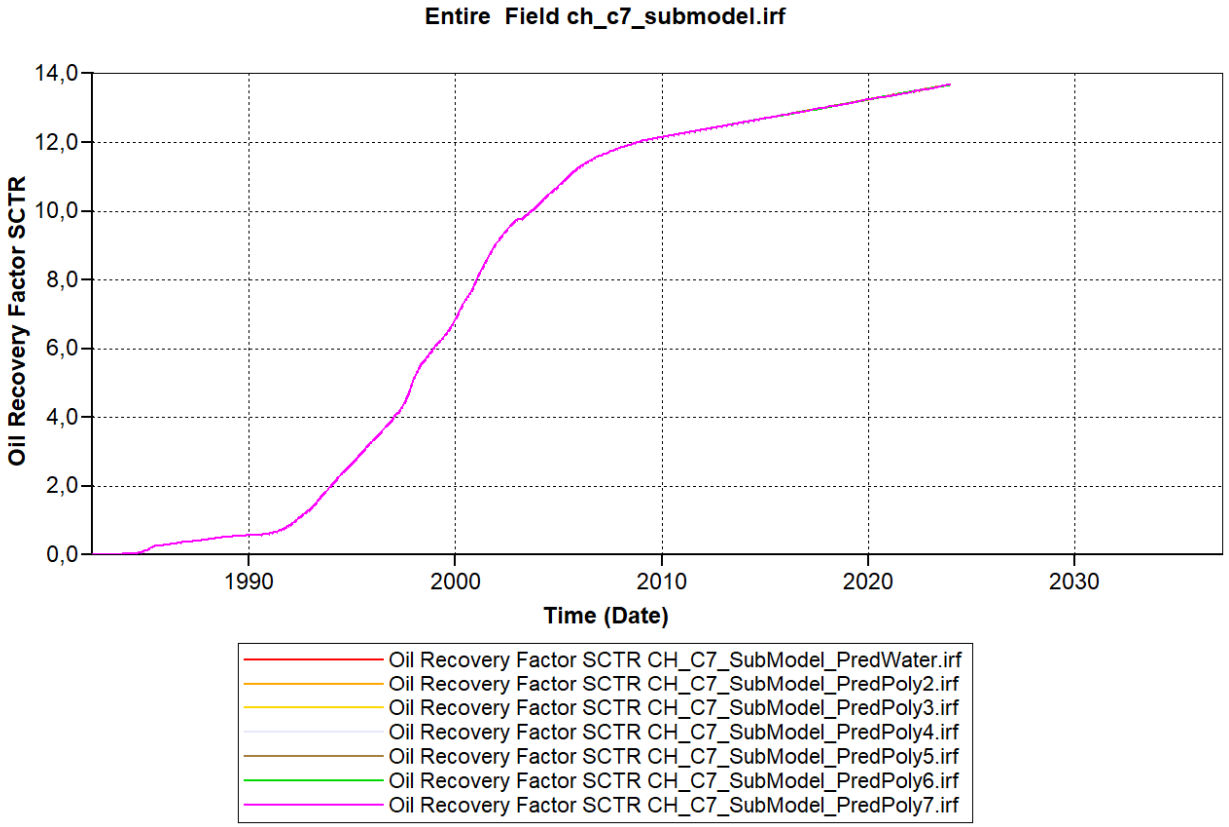
Acumulado de producción de los casos evaluados

Caso	Factor de Recobro	Petróleo Acumulado (BBL)	Gas Acumulado (Pies3)	Agua Acumulada (BBL)
CH_C7_SubModel	13,92	22,829,200	6,314,850,000	8,245,380
CH_C7_SubModel_PredPoly1	13.69	22,416,200	4,292,540,000	24,617,300
CH_C7_SubModel_PredPoly2	13.69	22,416,200	4,288,720,000	24,767,800
CH_C7_SubModel_PredPoly3	13.69	22,416,200	4,288,710,000	24,746,400
CH_C7_SubModel_PredPoly4	13.69	22,416,200	4,288,710,000	24,744,500
CH_C7_SubModel_PredPoly5	13.69	22,416,200	4,288,700,000	24,841,600
CH_C7_SubModel_PredPoly6	13.69	22,416,200	4,288,680,000	25,796,800
CH_C7_SubModel_PredPoly7	13.69	22,416,200	4,288,400,000	24,815,800

Nota. Esta tabla muestra los acumulados de producción para cada uno de los casos evaluados durante la simulación.

Figura 39.

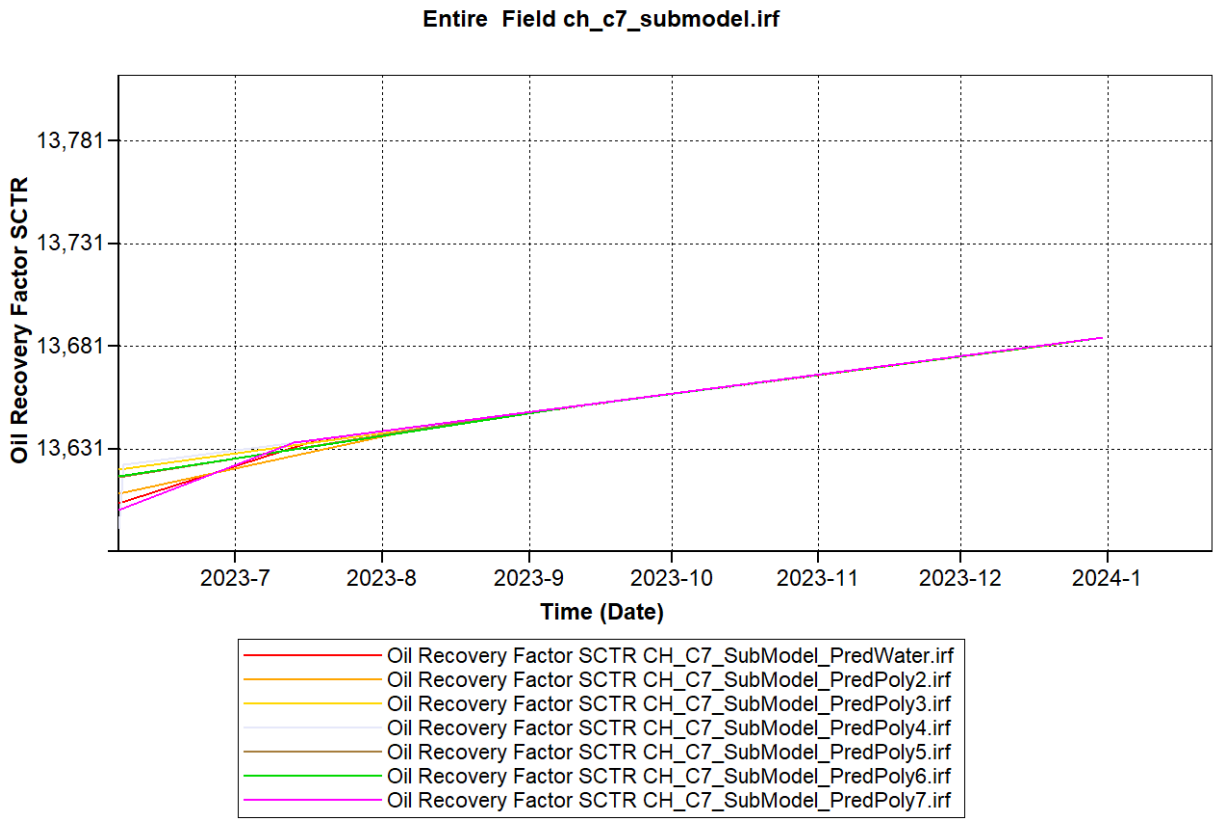
Factor de recobro comparando los escenarios, inyección de agua y de polímeros



Nota. La figura representa el gráfico del factor de recobro de los escenarios. Simulador CMG.

Figura 40.

Factor de recobro comparando los escenarios, inyección de agua y de polímeros



Nota. La figura representa el gráfico del factor de recobro de los escenarios. Simulador CMG.

De acuerdo con las **Figuras 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39 y 40,** el escenario de simulación de inyección de agua es el seleccionado como mejor escenario, arrojando la misma producción de petróleo y gas respecto a los demás escenarios, pero con la menor cantidad de agua inyectada y producida para obtener los mismos resultados. De acuerdo con los resultados generados por cada una de las corridas se puede evidenciar que:

1. La inyección de polímero no es la apropiada para desarrollar un proyecto de recuperación terciaria en este campo

2. Teniendo en cuenta las propiedades del yacimiento se recomienda evaluar otra técnica de recobro terciario como la Inyección de vapor o la combustión in-situ. [20]

3. 500 es el mínimo de aumento de viscosidad del agua para poder inyectarla como “agua mejorada y 2500 es el límite superior donde el polímero se comporta con alta deficiencia en la movilidad y no se degrada mecánicamente.

4.6. Estimación de las emisiones de CO_2

Para realizar la estimación de CO2 solo se calculan de acuerdo con las etapas preparación, inyección y producción del campo debido a que estas etapas corresponden a los procesos más importantes para recuperar petróleo de la operación de inyección de polímero. Además, estos equipos solo generan producción de emisión de CO2 significativa como principal gas de efecto invernadero debido a la combustión del consumo de combustible y energía eléctrica de las bombas, haciendo despreciables los valores de los demás gases.

Continuando se realizó la estimación de las emisiones de CO_2 para el caso base y mejor caso de inyección polímero.

Con las ecuaciones descritas en el Capítulo 3 se procede a calcular el poder calorífico típico del Fuel-Oil el cual es de 42.7 MJ/kg en J/kg:

Poder calorífico = 42.7 MJ/kg * 10^6 J/MJ = 4.27 * 10^7 J/kg

Se procede a estimar el factor de emisión CO2/kg a kg CO2/J, luego se divide el factor de emisión de CO2 por el poder calorífico obteniendo:

Factor de emisión de CO2 en kg CO2/J = 3.05 kg CO2/kg / 4.27 * 10^7 J/kg ≈ 7.14 * 10^-8 kg CO2/J

Por lo tanto, el factor de emisión de CO2 del Fuel-Oil es aproximadamente 7.14 * 10^-8 kg CO2/J.

Reemplazando en la ecuación se tiene que:

$$m_{CO_2,\ PredWater} = Ex_{Invested} * e_{CO_2}$$
$$= 139{,}780{,}806{,}466{,}831\ kJ * \frac{1000\ J}{1\ kJ} * (7.14E-8) kg_{CO_2} J^{-1}$$
$$= 9984343319.06\ \ kg_{CO_2} \approx 9{,}9843\ Mt_{CO_2}$$

$$m_{CO_2,\ PredPoly4} = Ex_{Invested} * e_{CO_2}$$
$$= 139{,}889{,}419{,}969{,}500\ kJ * \frac{1000\ J}{1\ kJ} * (7.14E-8) kg_{CO_2} J^{-1}$$
$$= 9{,}992{,}101{,}426.39\ kg_{CO_2} \approx 9{,}9921\ Mt_{CO_2}$$

4.7. Estimación de eficiencia energética

Para la estimación de la eficiencia energética, se procede a calcular la exergía requerida para cada equipo utilizado de acuerdo con el procedimiento explicado en el capítulo 3.

Se procede a calcular la exergía química del petróleo dónde para el Campo A se tiene que la gravedad especifica del petróleo es SG = 0.97

Para el Caso PredWater y PredPoly4 se tiene que el petróleo acumulado producido es de 22,416,200 BBL

Por lo tanto, para obtener el flujo másico acumulado, realizando la conversión a continuación:

$$m_{op} = \rho_{oil} * V_{op}$$
$$m_{op} = \left[\left(60.7365 \frac{lb}{pie^3}\right) * \left(\frac{0.453592\ kg}{1\ lb}\right) * \left(\frac{5.6146\ pie^3}{1\ bbl}\right)\right] * 22{,}416{,}200\ bbl$$
$$m_{op} = 3{,}467{,}336{,}266\ kg$$

De esta manera, reemplazando en la **Ecuación 4** se tiene que:

$$Ex_{oil}^{gained} = (55.5\ -\ 14.4 * 0.97) MJ\ kg^{-1} * 3{,}467{,}336{,}266\ kg$$
$$Ex_{oil}^{gained} = (41.532) MJ\ kg^{-1} * 3{,}467{,}336{,}266\ kg$$

$$Ex_{oil}^{gained} = 144{,}005{,}409{,}811.28\ MJ$$

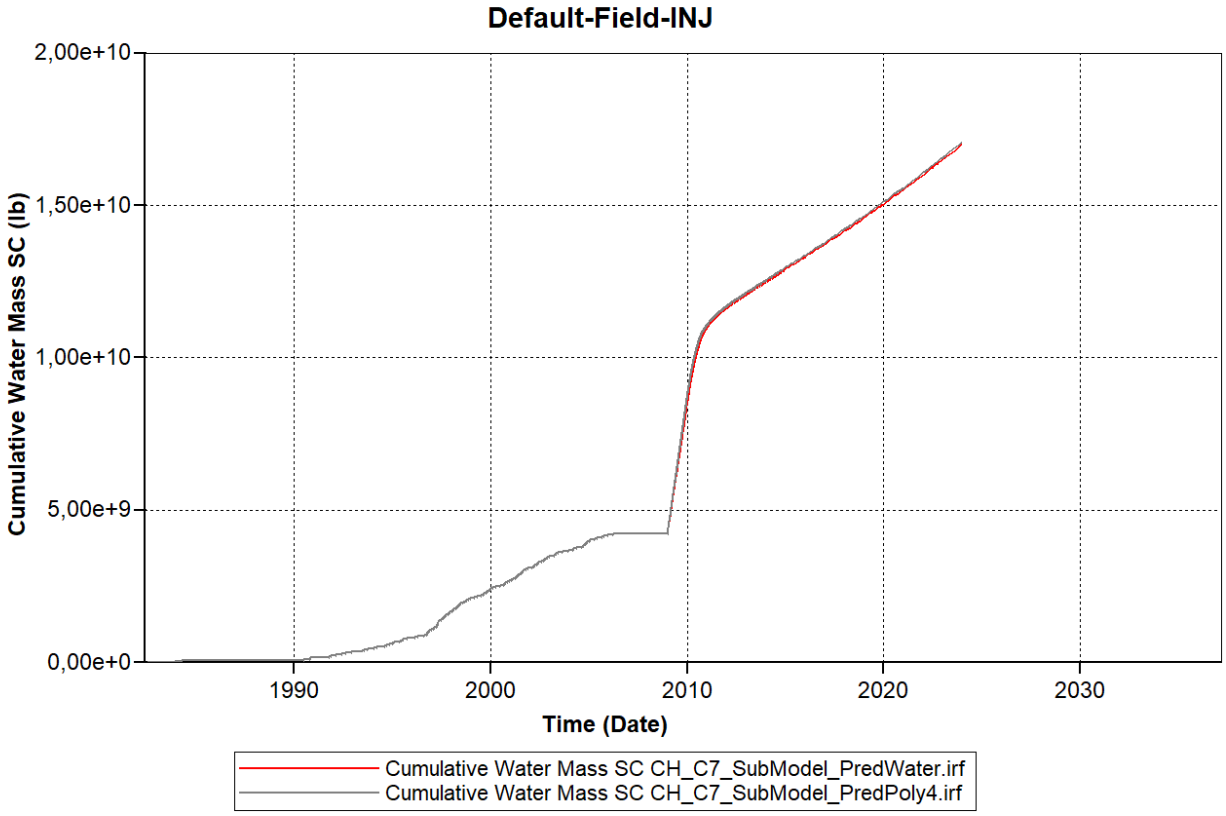
4.7.1. Exergía invertida (flujo de trabajo):

4.7.1.a. Tratamiento del agua: se tomará $C_{treat} = 18\ MJ\ kg^{-1}$ que es la energía necesaria para la tecnología de membrana. Se asumirá este mismo valor para el tratamiento del agua re inyectada.

De acuerdo con los resultados arrojados por el simulador (Figura 41 y 42) se tiene que la masa acumulada inyectada de agua es de 17,074,400,000 libras y 17,003,200,000 libras para el caso PredWater y PredPoly4 respectivamente.

Figura 41.

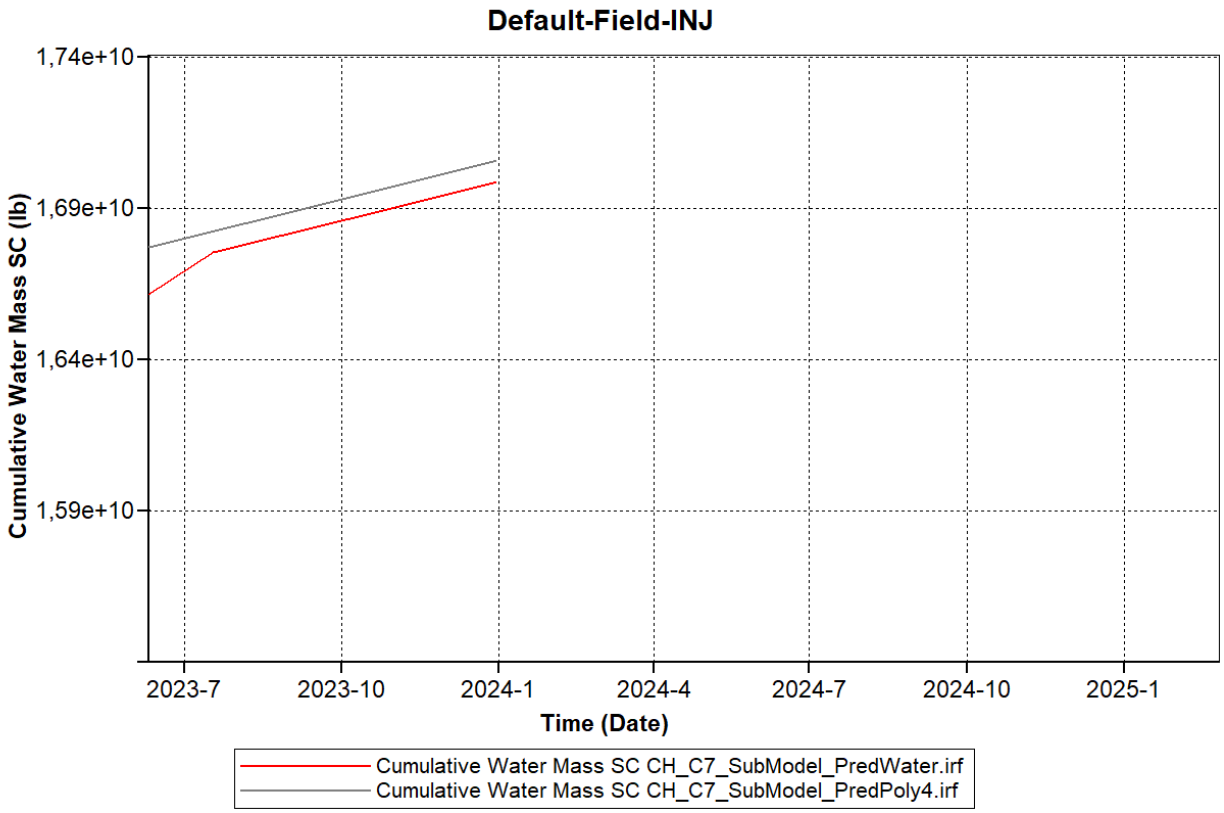
Masa de agua acumulada inyectada



Nota. La figura representa el gráfico de masa de agua acumulada inyectada de los casos de inyección de agua y polímero 4. Simulador CMG.

Figura 42.

Zoom masa de agua acumulada inyectada



Nota. La figura representa el gráfico de masa de agua acumulada inyectada de los casos de inyección de agua y polímero 4. Simulador CMG.

Convirtiendo las unidades se tiene que:

$$m_{wi,\ PredWater} = 17{,}074{,}400{,}000\ lb\left(\frac{0.453592\ kg}{1\ lb}\right) = 7{,}744{,}811{,}245\ kg$$

$$m_{wi,\ PredPoly4} = 17{,}003{,}200{,}000\ lb\left(\frac{0.453592\ kg}{1\ lb}\right) = 7{,}712{,}515{,}494\ kg$$

Reemplazando los valores en la **Ecuación 7**, tenemos que:

$$Ex^{treat}_{water,\ PredWater} = 18\ MJ\ kg^{-1} * 7{,}744{,}811{,}245\ kg = 139{,}406{,}602{,}406.40\ MJ$$

$$Ex^{treat}_{water,\ PredPoly4} = 18\ MJ\ kg^{-1} * 7{,}712{,}515{,}494\ kg = 138{,}825{,}278{,}899.20\ MJ$$

4.7.1.b. Bombas: ρ_w se tomará como 61.9363 lb pie^{-3} (992.12 kg m^{-3}) debido a que esta es la densidad del agua de formación. Δp se asume como constante a 2 bar (200,000 Pa), el cual es aproximadamente igual a la diferencia de presión entre los pozos de inyección y la presión promedio del yacimiento, basado en los resultados de la simulación.

$$Ex_{water,\ PredWater}^{pump} = \frac{7{,}744{,}811{,}245 \text{ kg} * 200{,}000 \text{ Pa}}{992.12 \text{ kg } m^{-3} * 0.4} = 3{,}903{,}162{,}543{,}240.74\ J$$

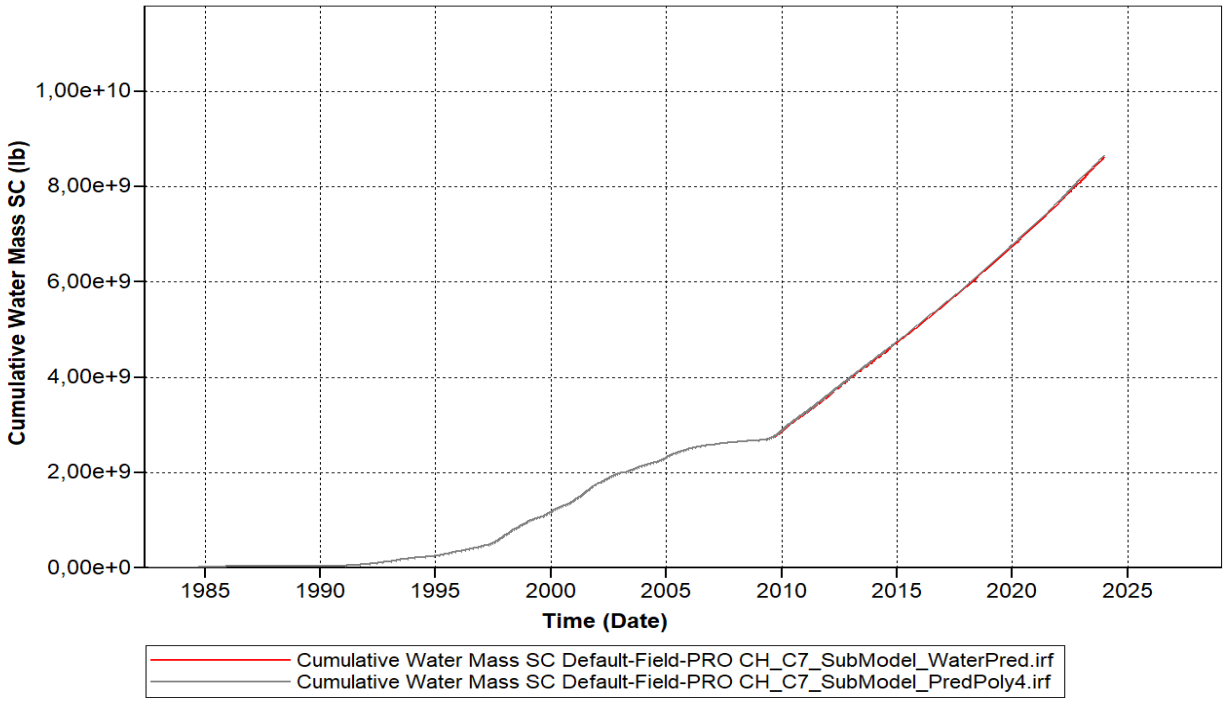
$$Ex_{water,\ PredPoly4}^{pump} = \frac{7{,}712{,}515{,}494 \text{ kg} * 200{,}000 \text{ Pa}}{992.12 \text{ kg } m^{-3} * 0.4} = 3{,}886{,}886{,}412{,}127.56\ J$$

4.7.1.c. Levantamiento artificial: Se conoce que la profundidad del yacimiento es de 805 pies (245.4 metros).

De acuerdo con los resultados arrojados por el simulador (**Figura 43 y 44**) se tiene que la masa acumulada producida de agua es de 8,628,530,000 libras y 8,673,120,000 libras para el caso PredWater y PredPoly4 respectivamente.

Figura 43.

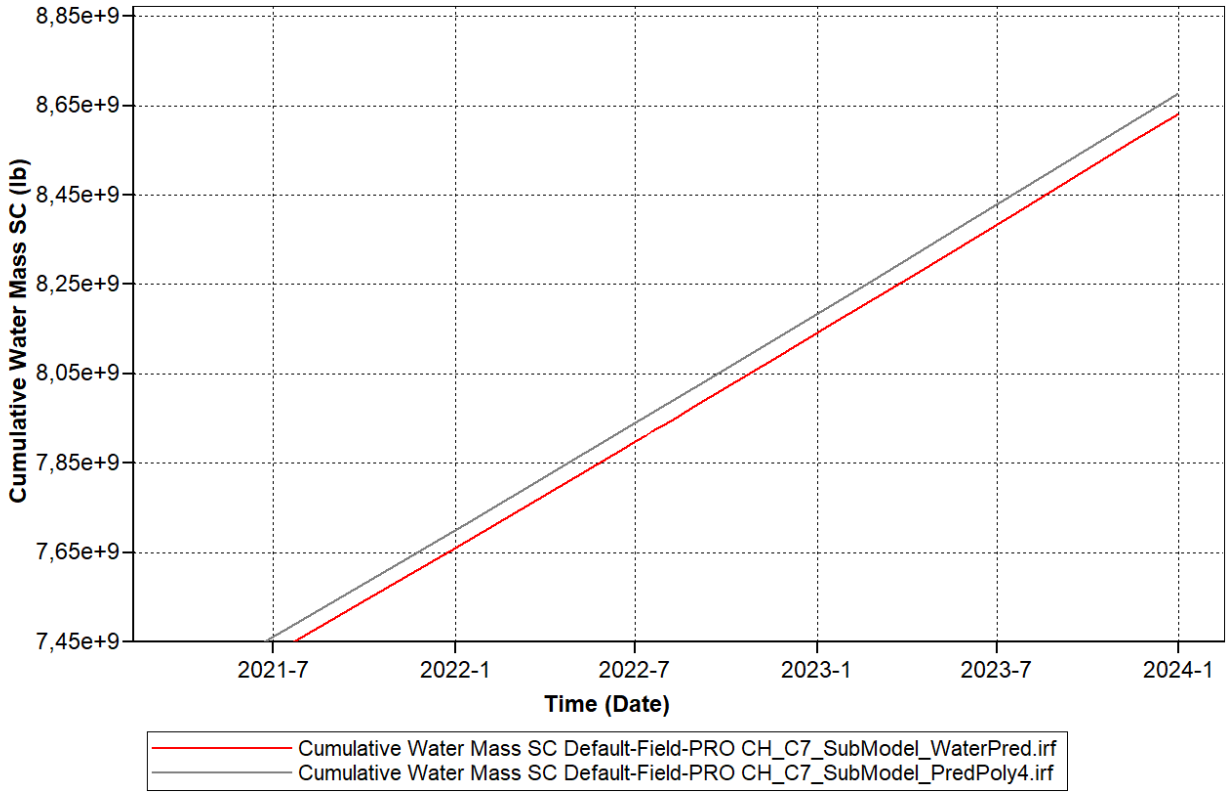
Masa de agua acumulada



Nota. La figura representa el gráfico de masa de agua acumulada de los casos de inyección de agua y polímero 4. Simulador CMG.

Figura 44.

Zoom masa de agua acumulada



Nota. La figura representa el gráfico de masa de agua acumulada de los casos de inyección de agua y polímero 4. Simulador CMG .

Convirtiendo las unidades se tiene que:

$$m_{wp,\ PredWater} = 8{,}628{,}530{,}000\ lb\left(\frac{0.453592\ kg}{1\ lb}\right) = 3{,}913{,}832{,}179.76\ kg$$

$$m_{wp,\ PredPoly4} = 8{,}673{,}120{,}000\ lb\left(\frac{0.453592\ kg}{1\ lb}\right) = 3{,}934{,}057{,}847.04\ kg$$

Como se calculó previamente, $m_{op} = 3{,}467{,}336{,}266\ kg$ para ambos casos

Reemplazando en la ecuación se tiene que:

$$Ex_{oil,water,\ WaterPred}^{lift} = \frac{(3{,}913{,}832{,}179.76\ kg + 3{,}467{,}336{,}266\ kg) * 9.8\ ms^{-2} * 245.4\ m}{0.4}$$

$$= 44{,}377{,}799{,}048{,}146.10\ J$$

$$Ex_{oil,water,\ PredPoly4}^{lift} = \frac{(3{,}934{,}057{,}847.04\ kg + 3{,}467{,}336{,}266\ kg) * 9.8\ ms^{-2} * 245.4\ m}{0.4}$$

$$= 44{,}499{,}401{,}827{,}533.60\ J$$

4.7.1.d. Transporte: este valor se asume aproximadamente como 188 J $kg^{-1}km^{-1}$. Para este cálculo se asume un transporte del petróleo de 500 km desde el Campo A hacia la refinería

Por lo tanto, se tiene que:

$$Ex_{oil,\ PredWater}^{transport} = 188\ \text{J}\ kg^{-1}km^{-1} * 3{,}467{,}336{,}266\ kg * 500\ km = 325{,}929{,}609{,}030{,}629\ J$$

$$Ex_{oil,\ PredPoly4}^{transport} = 188\ \text{J}\ kg^{-1}km^{-1} * 3467336266\ kg * 500\ km = 325{,}929{,}609{,}030{,}629\ J$$

4.7.1.e. Manufactura del polímero: Teniendo en cuenta que la densidad del polímero inyectado es de 2,65 $gr\ cm^{-3}$(165.43 $lb\ pie^{-3}$) se procede a calcular la cantidad de polímero inyectada dentro de la solución, para ello, de acuerdo con los datos arrojados por el simulador, se sabe para el caso PredPoly4 se inyectaron 9,163,356,160 libras de solución polimérica entre el 1 de enero del 2009 y el primero de enero del 2016. Por lo tanto, podemos calcular la masa de agua y polímero en la solución, y finalmente, la masa de polímero.

Se procede a convertir la densidad del polímero a kg/m³:

Densidad del polímero = 2.65 g/cm³ * 1,000 kg/g = 2,650 kg/m³

Aplicando los cálculos de conversión se tiene:

Densidad del polímero = 2.65 g/cm³ * 1,000 kg/g = 2,650 kg/m³
Volumen de agua = 9,163,356,160 libras / (992.12 kg/m³ * 2.20462 lb/kg) ≈ 4,189,446.22 m³
Masa de agua = 4,189,446.22 m³ * 992.12 kg/m³ ≈ 4,156,433,380.81kg

Volumen de polímero = 9,163,356,160 libras / (2,650 kg/m³ * 2.20462 lb/kg) ≈ 1,568,465.42 m³
Masa de polímero = 1,568,465.42 m³ * 2,650 kg/m³ ≈ 4,156,433,380.81kg
Masa de polímero en kg ≈ 4,156,433,380.81kg / 1000 ≈ 4,156,433.38 kg
Por lo tanto, la cantidad de kg de polímero en la solución es, aproximadamente de 4,156,433.38 kg.

Reemplazando, tenemos que la exergía por la fabricación el polímero es:

$$Ex_{polymer}^{manufacturing} = 123.6 \text{ MJ } kg^{-1}{}_{Polimero} * 4{,}156{,}433.38\ kg = 513{,}735{,}165.87\ MJ$$

4.7.1.f. Otros procesos de superficie polímero: De acuerdo a las correlaciones mostradas en el capítulo 3, se tiene que otros procesos de superficie que deben ser incluidos en el cálculo de la exergía del polímero, el cual corresponde al 20% de la exergía para la manufactura del polímero, por lo tanto, se tiene que:

$$Ex_{polymer}^{Other\ surface\ processes} = Ex_{polymer}^{manufacturing} * 0.2 = 513{,}735{,}165.87\ MJ * 0.2$$
$$= 102{,}747{,}033.17\ MJ$$

Ahora, para el cálculo de la exergía invertida se tiene que:

$$Ex_{WaterPred}^{Invested} = Ex_{water}^{treat} + Ex_{water}^{pump} + Ex_{oil,water}^{lift} + Ex_{oil}^{trans}$$
$$Ex_{PredPoly4}^{Invested} = Ex_{water}^{treat} + Ex_{water}^{pump} + Ex_{oil,water}^{lift} + Ex_{oil}^{trans} + Ex_{polymer}^{manufacturing} + Ex_{polymer}^{Other\ surface\ processes}$$

Tabla 13.

Exergía ganada para cada escenario

Caso	PredWater	PredPoly4
Flujo de trabajo	Exergía ganada (kJ)	Exergía ganada (kJ)
Petróleo producido	1.44E+11	1.44E+11
Total	144,005,409,811.28	144,005,409,811.28

Nota. La tabla representa los resultados de la exergía ganada para los dos escenarios, predicción de agua y predicción de polímeros.

Tabla 14.

Exergía invertida para cada escenario

Caso	PredWater	PredPoly4
Flujo de trabajo	Exergía invertida (kJ)	Exergía invertida (kJ)
Tratamiento del agua	139,406,602,406.40	138,825,278,899.20
Bombeo del agua	3,903,162,543,240.74	3,886,886,412,127.56
Levantamiento artificial del petróleo y agua	44,377,799,048,146.10	44,499,401,827,533.60
Transporte del petróleo	325,929,609,030,629	325,929,609,030,629
Manufactura del polímero	0	513,735,165.87
Otros procesos de superficie relacionados con el polímero	0	102,747,033.17
Total	329,972,178,176,276	374,455,339,031,388

Nota. La tabla representa los resultados de la exergía invertida para los dos escenarios, predicción de agua y predicción de polímeros.

4.7.2. Exergía Neta Acumulada (NCE).

De esta manera, se procede a realizar el cálculo de NCE para cada uno de los escenarios:

$$NCE_{PredWater} = 144{,}005{,}409{,}811.28\ kJ - 329{,}972{,}178{,}176{,}276\ kJ$$
$$= -329{,}828{,}172{,}766{,}465\ kJ$$

$$NCE_{PredPoly4} = 144{,}005{,}409{,}811.28\ kJ - 374{,}455{,}339{,}031{,}388\ kJ$$
$$= -374{,}311{,}333{,}621{,}577\ kJ$$

De acuerdo con estos resultados se infiere que la exergía producida compensa la exergía invertida, es decir, el trabajo útil requerido para producir petróleo es positivo, lo que indica que el gasto energético para producir un barril de petróleo es menor a la energía producida p,ara los dos escenarios. De igual manera, se evidencia que la Exergía Neta acumulada para el caso PredWater es 2.65% mayor respecto al caso PredPoly4. La exergía ganada es un 3.02% y 2.94% mayor que la exergía invertida para el caso PredWater y PredPoly4 respectivamente.

5. CONCLUSIONES

1. A partir de la realización del cotejo histórico se logró ajustar la producción y el comportamiento de los fluidos a las condiciones actuales, lo cual es importante para realizar la predicción de los diferentes escenarios de inyección de agua e inyección de polímero. La producción de agua en el campo tuvo un incremento significativo debido a la inyección de agua que se realiza actualmente en el campo.

2. Según los resultados obtenidos en la simulación del mejor escenario de inyección del polímero (PredPoly4), se observó que hubo un incremento en la producción de agua e inyección de agua de 0.52% y 0.42% respectivamente, comparándolo con el caso de inyección de agua, lo cual significa que se usaron más recursos en la inyección de polímero para obtener los mismos resultados obtenidos en la inyección de agua, lo cual puede indicar que las características del polímero utilizado no son las adecuadas para este tipo de yacimientos.

3. Comparando los resultados obtenidos en la simulación de la inyección de agua y los escenarios de inyección de polímeros propuestos, se evidenció que para todos los casos aumento de factor de recobro en un 1.65% llegando a un factor de recobro del 13.69% al final de las predicciones.

4. Se estimó que las emisiones de CO_2 fueron de 9.9803 Mt_{CO_2} para la inyección de agua (caso base) y 9.9881 Mt_{CO_2} la inyección de polímero (mejor caso de inyección de polímero), lo que indica que el uso del polímero aumento las emisiones de CO_2 en 7,800 toneladas (0.078%) con respecto al caso base.

5. Se evaluó mediante el análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones la eficiencia energética del caso base inyección de agua y mejor caso polímero, obteniendo que la exergía neta acumulada en el caso de inyección de agua es un 2.66% mayor que la exergía neta acumulada usando polímero, lo cual permite indicar que el proceso de inyección de agua es más eficiente que el proceso de inyección de polímero si se tiene en cuenta la exergía invertida versus la exergía ganada.

6. Para este proyecto no es recomendable utilizar inyección de polímero debido a que los valores de producción de petróleo y gas no son significativos.

7. Según los resultados arrojados en la exergía neta acumulada de la inyección de agua y del polímero 4 con un valor de -329,828,172,766,465 kJ y -374,311,333,621,577 kJ respectivamente, se entiende que su valor negativo es debido a que el gasto energético fue mucho menor al invertido equivalentemente producido.

6. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar el método de inyección de agua inicialmente para el campo y posteriormente la implementación de la inyección de polímero debido a que el agua va a generar canales preferentes y mejoraría la permeabilidad del yacimiento y aprovechar la buena porosidad que tiene permita que se interconecten los poros entre sí para que luego el polímero pueda barrer con mayor eficiencia el petróleo.

2. A medida que pasa el tiempo en la simulación, la inyección de agua periférica va generando el frente de agua barriendo la mayor parte de petróleo posible, pero debido a las grandes dimensiones del campo se debe convertir los pozos productores cercanos en inyectores posteriormente para mantener el barrido constante del yacimiento.

3. Evaluar la viabilidad de realizar conversión de pozos productores cercanos en inyectores posteriormente para mantener el barrido constante del yacimiento.

4. Se debe realizar una adecuada caracterización del yacimiento para conocer sus propiedades y así implementar un polímero adecuado para obtener mejores resultados.

5. Se recomienda efectuar un análisis de sensibilidad de las concentraciones de polímero, así como variaciones de tasas de inyección para determinar cuál es el escenario que más se adecua a las condiciones del yacimiento.

6. Evaluar mediante simulación numérica otros métodos de recobro químico como inyección ASP e inyección SP.

7. Llevar a cabo una evaluación financiera para determinar si la inyección de polímero es económicamente viable debido a los valores de producción de petróleo del escenario 2.

8. Realizar la inclusión de diferentes variables como el transporte de hidrocarburos y sistemas de levantamiento artificial para la estimación de una eficiencia energética global.

REFERENCIAS

[1] ACP, «Asociación Colombiana del Petróleo,» Petróleo, 2017. [En línea]. Available: https://acp.com.co/web2017/es/todo-sobre-el-fracking/967-. [Último acceso: 15 06 2023].

[2] &. M. O. J. Rojas, Estandarización de los modelos analíticos de inyeccion de polimeros mediante una herramienta digital., Bogotá D.C., 2020.

[3] J. E. B. Zárate y G. R. P. Arteaga, «Recuperación mejorada de petróleo,» PGE PETRÓLEO&GAS, vol. 9, nº Ecuador, pp. 41-43, 2016.

[4] M. P. De Ferrer, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Maracaibo, Venezuela: Ediciones astro data SA, 2001.

[5] Schlumberger, «Schlumberger Energy Glossary,» [En línea]. Available: https://glossary.slb.com/. [Último acceso: 2022].

[6] R. Cossé, Basics of Reservoir Engineering, París: Editions TECHNIP, 1993.

[7] C. PDVSA, «Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos,» Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, Caracas, 1998.

[8] ,. T. P. ,. W. N. A.Z. Abidina, «Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology,» Procedia Chemestry, vol. 4, pp. 11-16, 2012.

[9] Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, «Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos,» 14 Junio 2022. [En línea]. Available: https://espanol.epa.gov/la-energia-y-el-medioambiente/emisiones-de-dioxido-de-carbono. [Último acceso: 5 Octubre 2022].

[10] Parlamento Europeo, «Parlamento Europeo,» 28 Octubre 2021. [En línea]. Available: https://www.europarl.europa.eu/news/es/headlines/society/20180301STO98928/emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-por-pais-y-sector-

infografia#:~:text=Las%20emisiones%20de%20gases%20de%20efecto%20invernadero%20de%20la%20agricultura,de%20efecto%20invernad. [Último acceso: 5 Octubre 2022].

[11] D. Peaceman, Fundamental of Numerical Reservoir Simulation, Houston: Elseiver, 1977.

[12] R. K. S. d. Z. A. B. D. Farajzadeh, «Production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective,» Sustainable Energy & Fuels, vol. 3, nº 11, p. 3050–3060, 2019.

[13] E. Lozano y N. Zamora, «Compilación Valle Superior del Magdalena,» SServicio Geológico Colombiano, Diciembre 2014. [En línea]. Available: https://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251115000.pdf. [Último acceso: 23 10 2023].

[14] ANH, «Valle Superior del Magdalena,» Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010. [En línea]. Available: https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/procesosde-seleccion/ronda-colombia-2010/tipo-1/valle-superior-del-magdalena/. [Último acceso: 23 10 2023].

[15] U. Aslam, J. Burgos, C. Williams, S. McCloskey, J. Cooper, M. Mirzaei and E. Briz, "Closing the Loop on a History Match for a Permian EOR Field Using Relative Permeability Data Uncertainty," OnePetro, 2021.

[16] R. K. S. d. Z. A. B. D. Farajzadeh, «Life-cycle production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective,» Sustainable Energy & Fuels, nº 11, 2019.

[17] R. Farajzadeh, G. Glasbergen, V. Karpan, R. Mjeni, D. Boersma, A. Eftekhari, A. C. Garcia y J. Bruining, «Improved oil recovery techniques and their role in energy efficiency and reducing CO2 footprint of oil production.,» Journal of Cleaner Production, vol. 369, 2022.

[18] R. Farajzadeh, S. Kahrobaei, A. A. Eftekhari, R. A. Mjeni, D. Boersma y J. Bruining, «Chemical enhanced oil recovery and the dilemma of more and cleaner energy,» Scientific reports, vol. 11, nº 829, 2021.

[19] ChemBK, «PHPA,» ChemBK, 01 01 2022. [En línea]. Available: https://www.chembk.com/en/chem/PHPA. [Último acceso: 28 11 2023].

[20] A. L. C. Losada, S. I. G. Ardila y E. Y. A. Sarmiento, «Evaluación técnico-económica del impacto y mitigación de la degradación de polímeros en proyectos de recobro mejorado,» Universidad de los Andes, Colombia, 2017.

[21] Criba, «Información técnica, bombas, cálculo de potencias y consumos,» Criba, [En línea]. Available: https://agronomia.criba.edu.ar/carreras/ia/archivos/Materias/579/descargas/Potencia%20y%20Consumo.pdf. [Último acceso: 01 12 2023].

[22] G. de Catalunya, «Guía practica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernatero (GEI),» Comisión interdepartamental del cambio climatico, Marzo 2011. [En línea]. Available: https://www.caib.es/sacmicrofront/archivopub.do?ctrl=MCRST234ZI97531&id=97531. [Último acceso: 02 12 2023].

[23] Novomet, «Recover more oil in depleted reservoirs and get top efficiency in disposal wells».

ANEXOS

ANEXO 1.

TABLAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS DE LAS ROCAS

Tabla 15.

Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del primer tipo de roca (R1) del Ajuste A

Sw	krw	krow
0.14	0	1
0.1589	0.000222	0.9032963
0.1778	0.000889	0.81303704
0.1967	0.002	0.729
0.2156	0.003556	0.65096296
0.2345	0.005556	0.5787037
0.2534	0.008	0.512
0.2723	0.010889	0.45062963
0.2912	0.014222	0.39437037
0.3101	0.018	0.343
0.329	0.022222	0.2962963
0.3479	0.026889	0.25403704
0.3668	0.032	0.216
0.3857	0.037556	0.18196296
0.4046	0.043556	0.1517037
0.4235	0.05	0.125
0.4424	0.056889	0.10162963
0.4613	0.064222	0.08137037
0.4802	0.072	0.064
0.4991	0.080222	0.0492963
0.518	0.088889	0.03703704
0.5369	0.098	0.027
0.5558	0.107556	0.01896296
0.5747	0.117556	0.0127037
0.5936	0.128	0.008
0.6125	0.138889	0.00462963
0.6314	0.150222	0.00237037
0.6503	0.162	0.001
0.6692	0.174222	0.0002963
0.6881	0.186889	3.7037E-05
0.707	0.2	0

Nota. Esta tabla muestra los valores de las permeabilidades relativas con respecto a las saturaciones de agua de la primera roca calculadas por el simulador de acuerdo con el cotejo histórico.

Tabla 16.

Datos de saturación de los líquidos, permeabilidad relativa del gas y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al gas del primer tipo de roca (R1) del Ajuste A

Sl	krg	krog
0.36	0.1875	0
0.424	0.11071688	0.01778279
0.488	0.06144	0.05981395
0.552	0.03151313	0.12160801
0.616	0.01458	0.20118935
0.68	0.00585938	0.29730178
0.744	0.00192	0.40903897
0.808	0.00045563	0.53569991
0.872	0.00006	0.67671761
0.936	1.875E-06	0.83161898
1	0	1

Nota. Esta tabla muestra los valores de las permeabilidades relativas con respecto a las saturaciones del líquido de la primera roca calculadas por el simulador de acuerdo con el cotejo histórico del primer tipo de roca.

Tabla 17.

Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del segundo tipo de roca (R2) del Ajuste A

Sw	krw	krow
0.14	0	1
0.1589	0.000222	0.9032963
0.1778	0.000889	0.81303704
0.1967	0.002	0.729
0.2156	0.003556	0.65096296
0.2345	0.005556	0.5787037
0.2534	0.008	0.512
0.2723	0.010889	0.45062963
0.2912	0.014222	0.39437037
0.3101	0.018	0.343
0.329	0.022222	0.2962963
0.3479	0.026889	0.25403704
0.3668	0.032	0.216
0.3857	0.037556	0.18196296
0.4046	0.043556	0.1517037
0.4235	0.05	0.125
0.4424	0.056889	0.10162963
0.4613	0.064222	0.08137037
0.4802	0.072	0.064
0.4991	0.080222	0.0492963
0.518	0.088889	0.03703704
0.5369	0.098	0.027
0.5558	0.107556	0.01896296
0.5747	0.117556	0.0127037
0.5936	0.128	0.008
0.6125	0.138889	0.00462963
0.6314	0.150222	0.00237037
0.6503	0.162	0.001
0.6692	0.174222	0.0002963
0.6881	0.186889	3.7037E-05

Nota. Esta tabla muestra los valores de las permeabilidades relativas con respecto a las saturaciones de agua de la primera roca calculadas por el simulador de acuerdo con el cotejo histórico.

Tabla 18.

Datos de saturación de los líquidos, permeabilidad relativa del gas y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al gas del segundo tipo de roca (R2) del Ajuste A

Sl	krg	krog
0.36	0.1875	0
0.424	0.11071688	0.01778279
0.488	0.06144	0.05981395
0.552	0.03151313	0.12160801
0.616	0.01458	0.20118935
0.68	0.00585938	0.29730178
0.744	0.00192	0.40903897
0.808	0.00045563	0.53569991
0.872	0.00006	0.67671761
0.936	1.875E-06	0.83161898
1	0	1

Nota. Esta tabla muestra los valores de las permeabilidades relativas con respecto a las saturaciones del líquido de la segunda roca calculadas por el simulador de acuerdo con el cotejo histórico.

Tabla 19.

Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del tercer tipo de roca (R3) del Ajuste A

Sw	krw	krow
0.14	0	1
0.1589	3.7E-06	0.9032963
0.1778	2.96E-05	0.81303704
0.1967	1E-04	0.729
0.2156	0.000237	0.65096296
0.2345	0.000463	0.5787037
0.2534	0.0008	0.512
0.2723	0.00127	0.45062963
0.2912	0.001896	0.39437037
0.3101	0.0027	0.343
0.329	0.003704	0.2962963
0.3479	0.00493	0.25403704
0.3668	0.0064	0.216
0.3857	0.008137	0.18196296
0.4046	0.010163	0.1517037
0.4235	0.0125	0.125
0.4424	0.01517	0.10162963
0.4613	0.018196	0.08137037
0.4802	0.0216	0.064
0.4991	0.025404	0.0492963
0.518	0.02963	0.03703704
0.5369	0.0343	0.027
0.5558	0.039437	0.01896296
0.5747	0.045063	0.0127037
0.5936	0.0512	0.008
0.6125	0.05787	0.00462963
0.6314	0.065096	0.00237037
0.6503	0.0729	0.001
0.6692	0.081304	0.0002963
0.6881	0.09033	3.7037E-05
0.707	**0.1**	**0**

Nota. Esta tabla muestra los valores de las permeabilidades relativas con respecto a las saturaciones de agua de la tercera roca calculadas por el simulador de acuerdo con el cotejo histórico.

Tabla 20.

Datos de saturación de los líquidos, permeabilidad relativa del gas y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al gas del tercer tipo de roca (R3) del Ajuste A

Sl	krg	krog
0.14	0	1
0.1589	3.7037E-06	0.9032963
0.1778	2.963E-05	0.81303704
0.1967	1E-04	0.729
0.2156	0.00023704	0.65096296
0.2345	0.00046296	0.5787037
0.2534	0.0008	0.512
0.2723	0.00127037	0.45062963
0.2912	0.0018963	0.39437037
0.3101	0.0027	0.343
0.329	0.0037037	0.2962963
0.3479	0.00492963	0.25403704
0.3668	0.0064	0.216
0.3857	0.00813704	0.18196296
0.4046	0.01016296	0.1517037
0.4235	0.0125	0.125
0.4424	0.01517037	0.10162963
0.4613	0.0181963	0.08137037
0.4802	0.0216	0.064
0.4991	0.0254037	0.0492963
0.518	0.02962963	0.03703704
0.5369	0.0343	0.027
0.5558	0.03943704	0.01896296
0.5747	0.04506296	0.0127037
0.5936	0.0512	0.008
0.6125	0.05787037	0.00462963
0.6314	0.0650963	0.00237037
0.6503	0.0729	0.001
0.6692	0.0813037	0.0002963
0.6881	0.09032963	3.7037E-05
0.707	**0.1**	**0**

Nota. Esta tabla muestra los valores de las permeabilidades relativas con respecto a las saturaciones del líquido de la tercera roca calculadas por el simulador de acuerdo con el cotejo histórico.

Tabla 21.

Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del cuarto tipo de roca del Ajuste A

Sw	krw	krow
0.14	0	1
0.1589	0.016618	0.903296
0.1778	0.033284	0.813037
0.1967	0.04995	0.729
0.2156	0.066616	0.650963
0.2345	0.083282	0.578704
0.2534	0.099948	0.512
0.2723	0.116614	0.45063
0.2912	0.13328	0.39437
0.3101	0.149946	0.343
0.329	0.166612	0.296296
0.3479	0.183278	0.254037
0.3668	0.199944	0.216
0.3857	0.21661	0.181963
0.4046	0.233276	0.151704
0.4235	0.249942	0.125
0.4424	0.266608	0.10163
0.4613	0.283274	0.0813704
0.4802	0.29994	0.064
0.4991	0.316606	0.0492963
0.518	0.333272	0.037037
0.5369	0.349938	0.027
0.5558	0.366604	0.018963
0.5747	0.38327	0.0127037
0.5936	0.399936	0.008
0.6125	0.416602	0.00462963
0.6314	0.433269	0.00237037
0.6503	0.449935	0.001
0.6692	0.466601	0.0002963
0.6881	0.483267	3.7037E-05
0.707	0.5	0

Nota. Esta tabla muestra los valores de las permeabilidades relativas con respecto a las saturaciones de agua de la cuarta roca calculadas por el simulador de acuerdo con el cotejo histórico.

Tabla 22.

Datos de saturación de los líquidos, permeabilidad relativa del gas y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al gas del cuarto tipo de roca (R4) del Ajuste A

Sl	krg	krog
0.14	0	1
0.1589	3.7037E-06	0.9032963
0.1778	2.963E-05	0.81303704
0.1967	1E-04	0.729
0.2156	0.00023704	0.65096296
0.2345	0.00046296	0.5787037
0.2534	0.0008	0.512
0.2723	0.00127037	0.45062963
0.2912	0.0018963	0.39437037
0.3101	0.0027	0.343
0.329	0.0037037	0.2962963
0.3479	0.00492963	0.25403704
0.3668	0.0064	0.216
0.3857	0.00813704	0.18196296
0.4046	0.01016296	0.1517037
0.4235	0.0125	0.125
0.4424	0.01517037	0.10162963
0.4613	0.0181963	0.08137037
0.4802	0.0216	0.064
0.4991	0.0254037	0.0492963
0.518	0.02962963	0.03703704
0.5369	0.0343	0.027
0.5558	0.03943704	0.01896296
0.5747	0.04506296	0.0127037
0.5936	0.0512	0.008
0.6125	0.05787037	0.00462963
0.6314	0.0650963	0.00237037
0.6503	0.0729	0.001
0.6692	0.0813037	0.0002963
0.6881	0.09032963	3.7037E-05
0.707	0.1	0

Nota. Esta tabla muestra los valores de las permeabilidades relativas con respecto a las saturaciones del líquido de la cuarta roca calculadas por el simulador de acuerdo con el cotejo histórico.

Tabla 23.

Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del primer tipo de roca (R1) del Ajuste B

Sw	krw	krow
0.14	5.16E-06	0.93694964
0.1589	0.00022715	0.86763063
0.1778	0.00089359	0.80100205
0.1967	0.00200446	0.73706391
0.2156	0.00355978	0.67581621
0.2345	0.00555953	0.61725893
0.2534	0.00800373	0.56139209
0.2723	0.01089237	0.50821569
0.2912	0.01422545	0.45772972
0.3101	0.01800297	0.40993418
0.329	0.02222493	0.36482908
0.3479	0.02689133	0.32241441
0.3668	0.03200217	0.28269018
0.3857	0.03755745	0.24565638
0.4046	0.04355717	0.21131302
0.4235	0.05000133	0.17966009
0.4424	0.05688994	0.15069759
0.4613	0.06422298	0.12442553
0.4802	0.07200047	0.1008439
0.4991	0.08022239	0.07995271
0.518	0.08888876	0.06175195
0.5369	0.09799957	0.04624163
0.5558	0.10755482	0.03342174
0.5747	0.1175545	0.02329228
0.5936	0.12799863	0.01585326
0.6125	0.1388872	0.01110467
0.6314	0.15022021	0.00904652
0.6503	0.16199766	0.008
0.6692	0.17421956	0.007
0.6881	0.18688589	0.006
0.707	0.19999666	0.005

Nota. Esta tabla muestra los valores de las permeabilidades relativas con respecto a las saturaciones de agua de la primera roca calculadas por el simulador de acuerdo con el cotejo histórico.

Tabla 24.

Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del segundo tipo de roca (R2) del Ajuste B

Sw	krw	krow
0.14	5.16E-06	0.93694964
0.1589	0.00022715	0.86763063
0.1778	0.00089359	0.80100205
0.1967	0.00200446	0.73706391
0.2156	0.00355978	0.67581621
0.2345	0.00555953	0.61725893
0.2534	0.00800373	0.56139209
0.2723	0.01089237	0.50821569
0.2912	0.01422545	0.45772972
0.3101	0.01800297	0.40993418
0.329	0.02222493	0.36482908
0.3479	0.02689133	0.32241441
0.3668	0.03200217	0.28269018
0.3857	0.03755745	0.24565638
0.4046	0.04355717	0.21131302
0.4235	0.05000133	0.17966009
0.4424	0.05688994	0.15069759
0.4613	0.06422298	0.12442553
0.4802	0.07200047	0.1008439
0.4991	0.08022239	0.07995271
0.518	0.08888876	0.06175195
0.5369	0.09799957	0.04624163
0.5558	0.10755482	0.03342174
0.5747	0.1175545	0.02329228
0.5936	0.12799863	0.01585326
0.6125	0.1388872	0.01110467
0.6314	0.15022021	0.00904652
0.6503	0.16199766	0.008
0.6692	0.17421956	0.007
0.6881	0.18688589	0.006
0.707	0.19999666	0.005

Nota. Esta tabla muestra los valores de las permeabilidades relativas con respecto a las saturaciones de agua de la segunda roca calculadas por el simulador de acuerdo con el cotejo histórico.

Tabla 25.

Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del tercer tipo de roca (R3) del Ajuste B

Sw	krw	krow
0.14	0.0001	1.04279968
0.1589	0.00012	0.96281484
0.1778	0.00014	0.88623477
0.1967	0.00016	0.81305949
0.2156	0.00018	0.743289
0.2345	0.0002	0.67692328
0.2534	0.00022	0.61396235
0.2723	0.00024	0.5544062
0.2912	0.00026	0.49825484
0.3101	0.00028872	0.44550826
0.329	0.00148895	0.39616646
0.3479	0.00302253	0.35022944
0.3668	0.00488945	0.30769721
0.3857	0.00708972	0.26856976
0.4046	0.00962334	0.23284709
0.4235	0.01249031	0.2005292
0.4424	0.01569063	0.1716161
0.4613	0.01922429	0.14610778
0.4802	0.02309131	0.12400424
0.4991	0.02729167	0.10530549
0.518	0.03182538	0.09001152
0.5369	0.03669244	0.07812233
0.5558	0.04189284	0.06963793
0.5747	0.0474266	0.0645583
0.5936	0.0532937	0.06288346
0.6125	0.05949416	0.06
0.6314	0.06602796	0.058
0.6503	0.07289511	0.056
0.6692	0.0800956	0.053
0.6881	0.08762945	0.051
0.707	0.09549664	0.045

Nota. Esta tabla muestra los valores de las permeabilidades relativas con respecto a las saturaciones de agua de la tercera roca calculadas por el simulador de acuerdo con el cotejo histórico.

Tabla 26.

Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del cuarto tipo de roca (R4) del Ajuste B

Sw	krw	krow
0.14	0	0.93883968
0.1589	0.01657792	0.86206991
0.1778	0.03324018	0.78863349
0.1967	0.04990266	0.7185304
0.2156	0.06656535	0.65176066
0.2345	0.08322825	0.58832426
0.2534	0.09989136	0.5282212
0.2723	0.11655469	0.47145148
0.2912	0.13321824	0.4180151
0.3101	0.149882	0.36791206
0.329	0.16654597	0.32114236
0.3479	0.18321016	0.277706
0.3668	0.19987456	0.23760298
0.3857	0.21653918	0.20083331
0.4046	0.23320401	0.16739697
0.4235	0.24986906	0.13729398
0.4424	0.26653432	0.11052432
0.4613	0.28319979	0.08708801
0.4802	0.29986548	0.06698504
0.4991	0.31653138	0.05021541
0.518	0.3331975	0.03677912
0.5369	0.34986383	0.02667617
0.5558	0.36653037	0.01990656
0.5747	0.38319713	0.01647029
0.5936	0.39986411	0.01636737
0.6125	0.4165313	0.016
0.6314	0.4331987	0.0157
0.6503	0.44986632	0.0154
0.6692	0.46653415	0.0151
0.6881	0.48320219	0.0148
0.707	0.49987045	0.0145

Nota. Esta tabla muestra los valores de las permeabilidades relativas con respecto a las saturaciones de agua de la cuarta roca calculadas por el simulador de acuerdo con el cotejo histórico.

Tabla 27.

Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del primer tipo de roca (R1) del Ajuste C

Sw	krw	krow
0.14	0.04878116	1.00483968
0.1589	0.05558791	0.92617991
0.1778	0.06283911	0.85085349
0.1967	0.07053474	0.7788604
0.2156	0.07867482	0.71020066
0.2345	0.08725933	0.64487426
0.2534	0.09628829	0.5828812
0.2723	0.10576169	0.52422148
0.2912	0.11567953	0.4688951
0.3101	0.12604181	0.41690206
0.329	0.13684853	0.36824236
0.3479	0.14809969	0.322916
0.3668	0.15979529	0.28092298
0.3857	0.17193533	0.24226331
0.4046	0.18451981	0.20693697
0.4235	0.19754873	0.17494398
0.4424	0.2110221	0.14628432
0.4613	0.2249399	0.12095801
0.4802	0.23930215	0.09896504
0.4991	0.25410883	0.08030541
0.518	0.26935996	0.06497912
0.5369	0.28505553	0.05298617
0.5558	0.30119554	0.04432656
0.5747	0.31777998	0.03900029
0.5936	0.33480887	0.03700737
0.6125	0.3522822	0.035
0.6314	0.37019997	0.033
0.6503	0.38856218	0.03
0.6692	0.40736884	0.029
0.6881	0.42661993	0.028
0.707	0.44631546	0.027

Nota. Esta tabla muestra los valores de las permeabilidades relativas con respecto a las saturaciones de agua de la primera roca calculadas por el simulador de acuerdo con el cotejo histórico.

Tabla 28.

Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del segundo tipo de roca (R2) del Ajuste C

Sw	krw	krow
0.14	0.04878116	1.00483968
0.1589	0.05558791	0.92617991
0.1778	0.06283911	0.85085349
0.1967	0.07053474	0.7788604
0.2156	0.07867482	0.71020066
0.2345	0.08725933	0.64487426
0.2534	0.09628829	0.5828812
0.2723	0.10576169	0.52422148
0.2912	0.11567953	0.4688951
0.3101	0.12604181	0.41690206
0.329	0.13684853	0.36824236
0.3479	0.14809969	0.322916
0.3668	0.15979529	0.28092298
0.3857	0.17193533	0.24226331
0.4046	0.18451981	0.20693697
0.4235	0.19754873	0.17494398
0.4424	0.2110221	0.14628432
0.4613	0.2249399	0.12095801
0.4802	0.23930215	0.09896504
0.4991	0.25410883	0.08030541
0.518	0.26935996	0.06497912
0.5369	0.28505553	0.05298617
0.5558	0.30119554	0.04432656
0.5747	0.31777998	0.03900029
0.5936	0.33480887	0.03700737
0.6125	0.3522822	0.035
0.6314	0.37019997	0.033
0.6503	0.38856218	0.03
0.6692	0.40736884	0.029
0.6881	0.42661993	0.028
0.707	0.44631546	0.027

Nota. Esta tabla muestra los valores de las permeabilidades relativas con respecto a las saturaciones de agua de la segunda roca calculadas por el simulador de acuerdo con el cotejo histórico.

Tabla 29.

Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del tercer tipo de roca (R3) del Ajuste C

Sw	krw	krow
0.14	0.0063264	1.03222752
0.1589	0.00484203	0.95532282
0.1778	0.00370702	0.88153027
0.1967	0.00292136	0.81084989
0.2156	0.00248504	0.74328165
0.2345	0.00239808	0.67882558
0.2534	0.00266047	0.61748166
0.2723	0.00327221	0.55924989
0.2912	0.00423331	0.50413029
0.3101	0.00554375	0.45212284
0.329	0.00720355	0.40322754
0.3479	0.0092127	0.35744441
0.3668	0.0115712	0.31477343
0.3857	0.01427905	0.2752146
0.4046	0.01733625	0.23876793
0.4235	0.0207428	0.20543342
0.4424	0.0244987	0.17521107
0.4613	0.02860396	0.14810087
0.4802	0.03305857	0.12410282
0.4991	0.03786253	0.10321694
0.518	0.04301584	0.08544321
0.5369	0.0485185	0.07078164
0.5558	0.05437051	0.05923222
0.5747	0.06057187	0.05079496
0.5936	0.06712259	0.04546985
0.6125	0.07402266	0.035
0.6314	0.08127207	0.033
0.6503	0.08887084	0.03
0.6692	0.09681896	0.029
0.6881	0.10511644	0.028
0.707	0.11376326	0.027

Nota. Esta tabla muestra los valores de las permeabilidades relativas con respecto a las saturaciones de agua de la tercera roca calculadas por el simulador de acuerdo con el cotejo histórico.

Tabla 30.

Datos de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua del cuarto tipo de roca (R4) del Ajuste C

Sw	krw	krow
0.14	-8.412E-05	0.93883968
0.1589	0.01657792	0.86206991
0.1778	0.03324018	0.78863349
0.1967	0.04990266	0.7185304
0.2156	0.06656535	0.65176066
0.2345	0.08322825	0.58832426
0.2534	0.09989136	0.5282212
0.2723	0.11655469	0.47145148
0.2912	0.13321824	0.4180151
0.3101	0.149882	0.36791206
0.329	0.16654597	0.32114236
0.3479	0.18321016	0.277706
0.3668	0.19987456	0.23760298
0.3857	0.21653918	0.20083331
0.4046	0.23320401	0.16739697
0.4235	0.24986906	0.13729398
0.4424	0.26653432	0.11052432
0.4613	0.28319979	0.08708801
0.4802	0.29986548	0.06698504
0.4991	0.31653138	0.05021541
0.518	0.3331975	0.03677912
0.5369	0.34986383	0.02667617
0.5558	0.36653037	0.01990656
0.5747	0.38319713	0.01647029
0.5936	0.39986411	0.01636737
0.6125	0.4165313	0.016
0.6314	0.4331987	0.0157
0.6503	0.44986632	0.0154
0.6692	0.46653415	0.0151
0.6881	0.48320219	0.0148
0.707	0.49987045	0.0145

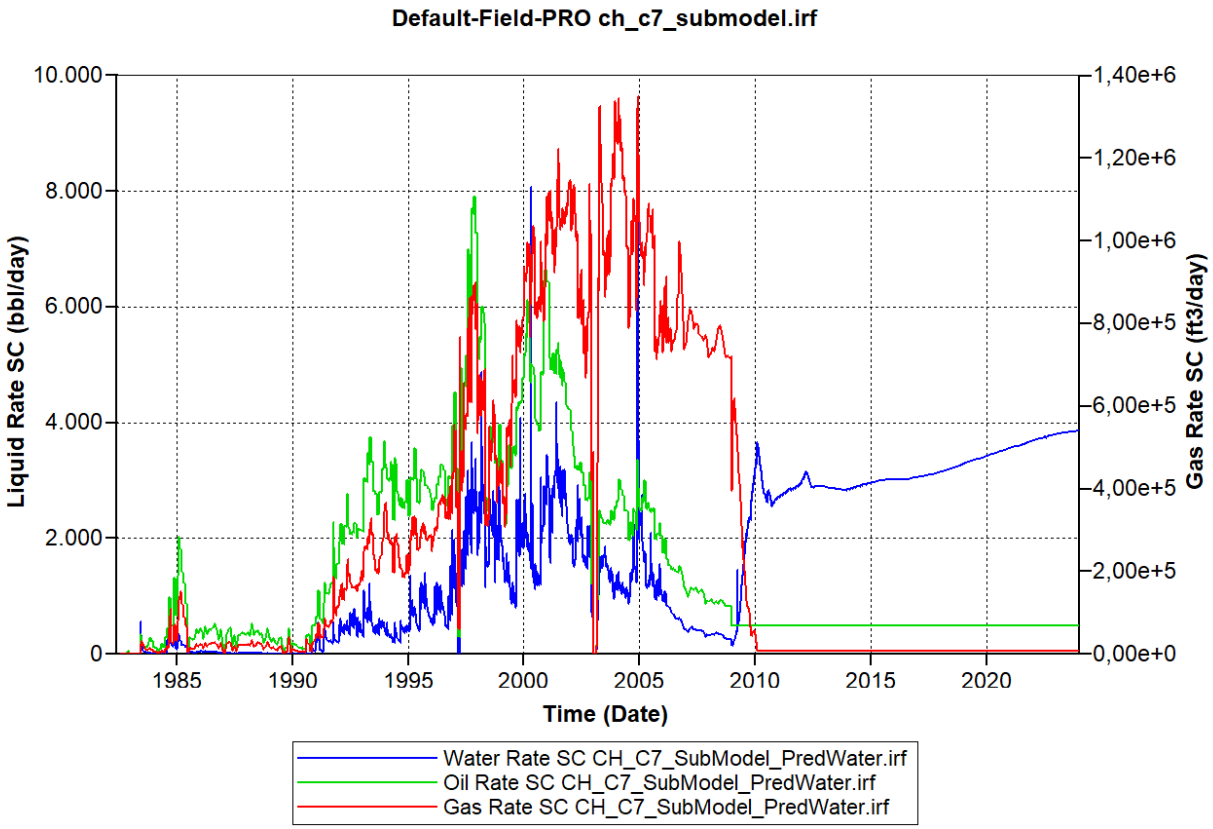
Nota. Esta tabla muestra los valores de las permeabilidades relativas con respecto a las saturaciones de agua de la cuarta roca calculadas por el simulador de acuerdo con el cotejo histórico.

ANEXO 2.

GRÁFICAS DE PRODUCCIÓN DE TASA DE PETRÓLEO, AGUA Y GAS DE CADA ESCENARIO DE SIMULACIÓN

Figura 45.

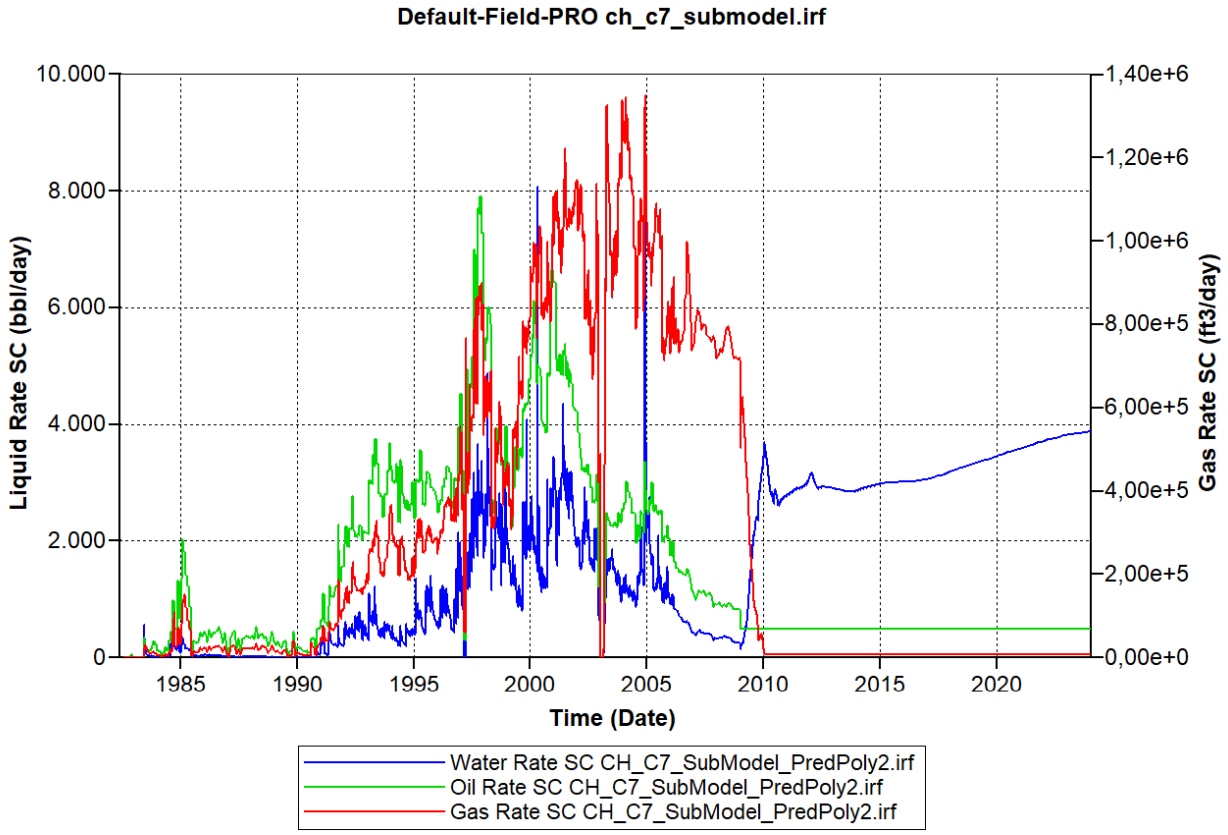
Resultado del campo en producción de tasa de petróleo, agua y gas usando inyección de agua



Nota. La figura representa el gráfico de producción del Campo de tasa de petróleo, tasa de agua y tasa de gas por día usando inyección de agua. Simulador CMG.

Figura 46.

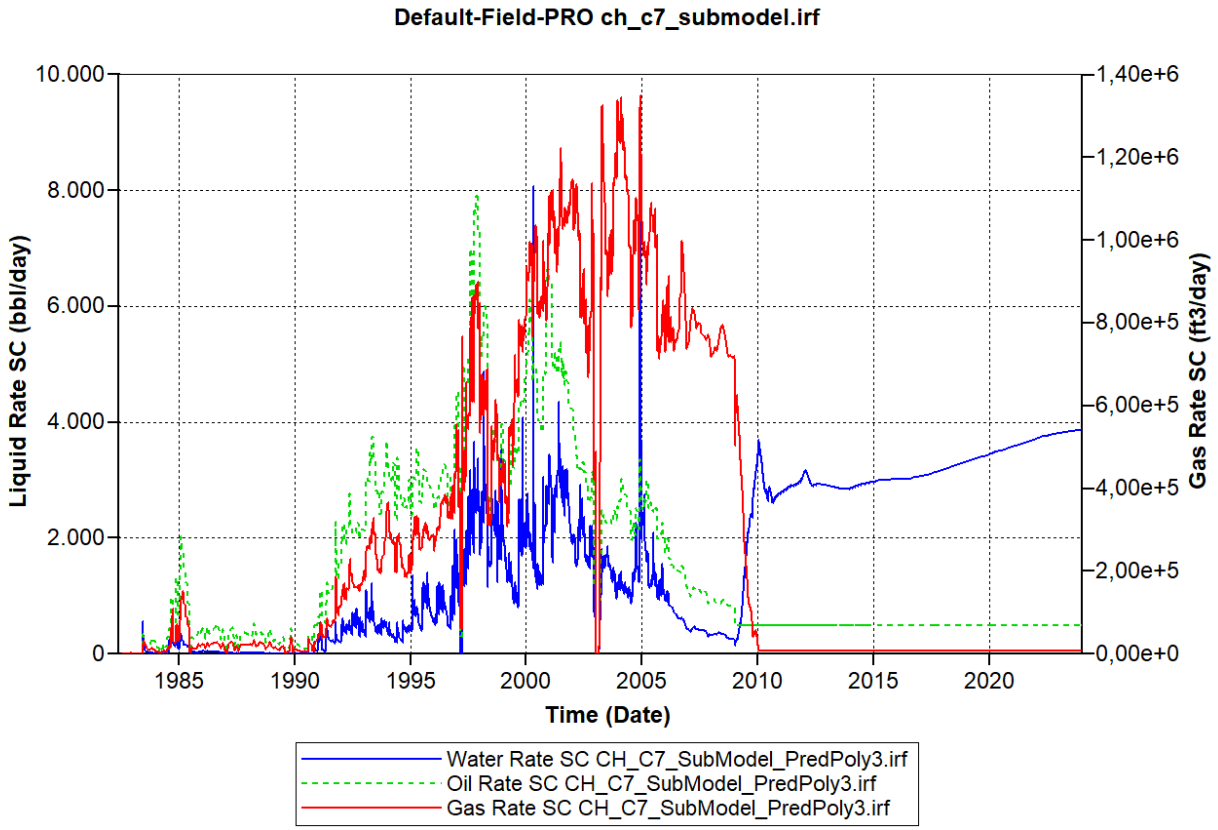
Resultado del campo en producción de tasa de petróleo, agua y gas usando inyección de Polímero 2



Nota. La figura representa el gráfico de producción del Campo de tasa de petróleo, tasa de agua y tasa de gas por día usando inyección de Polímero 2. Simulador CMG.

Figura 47.

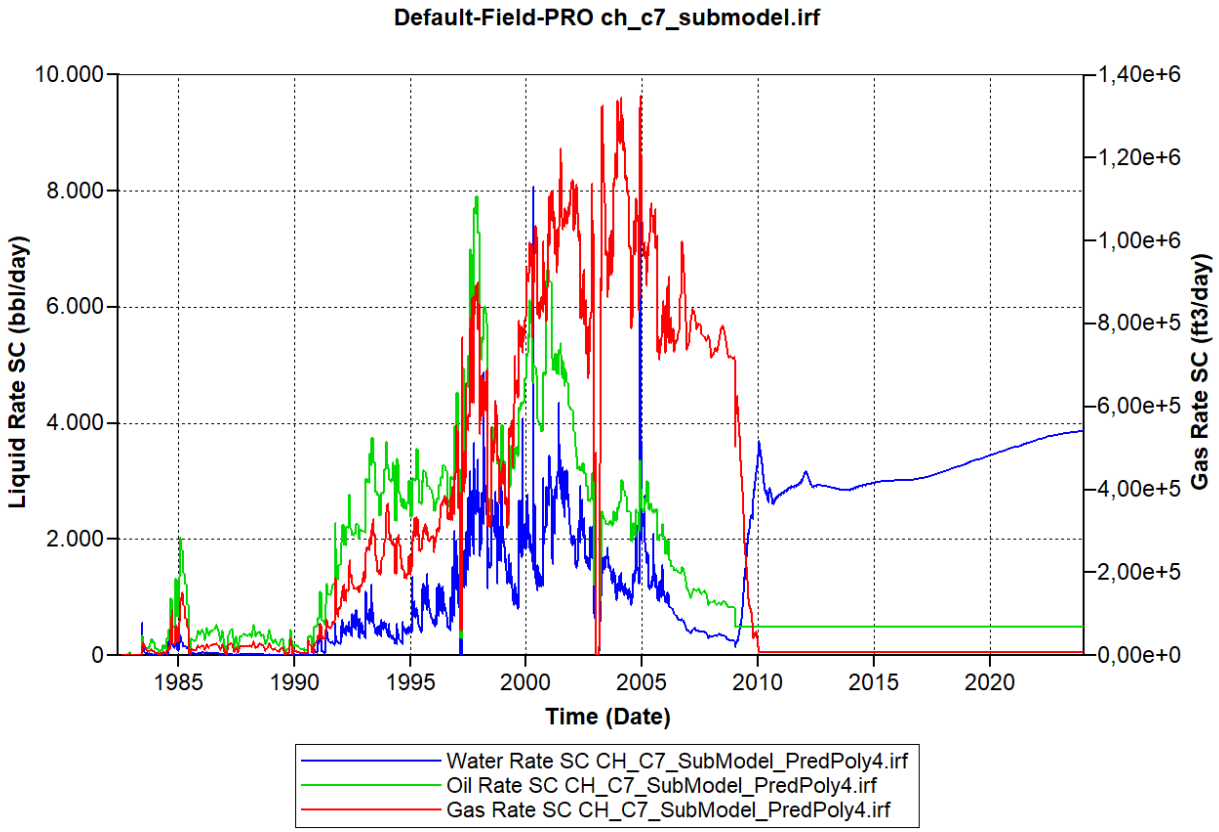
Resultado del campo en producción de tasa de petróleo, agua y gas usando inyección de Polímero 3



Nota. La figura representa el gráfico de producción del Campo de tasa de petróleo, tasa de agua y tasa de gas por día usando inyección de Polímero 3. Simulador CMG.

Figura 48.

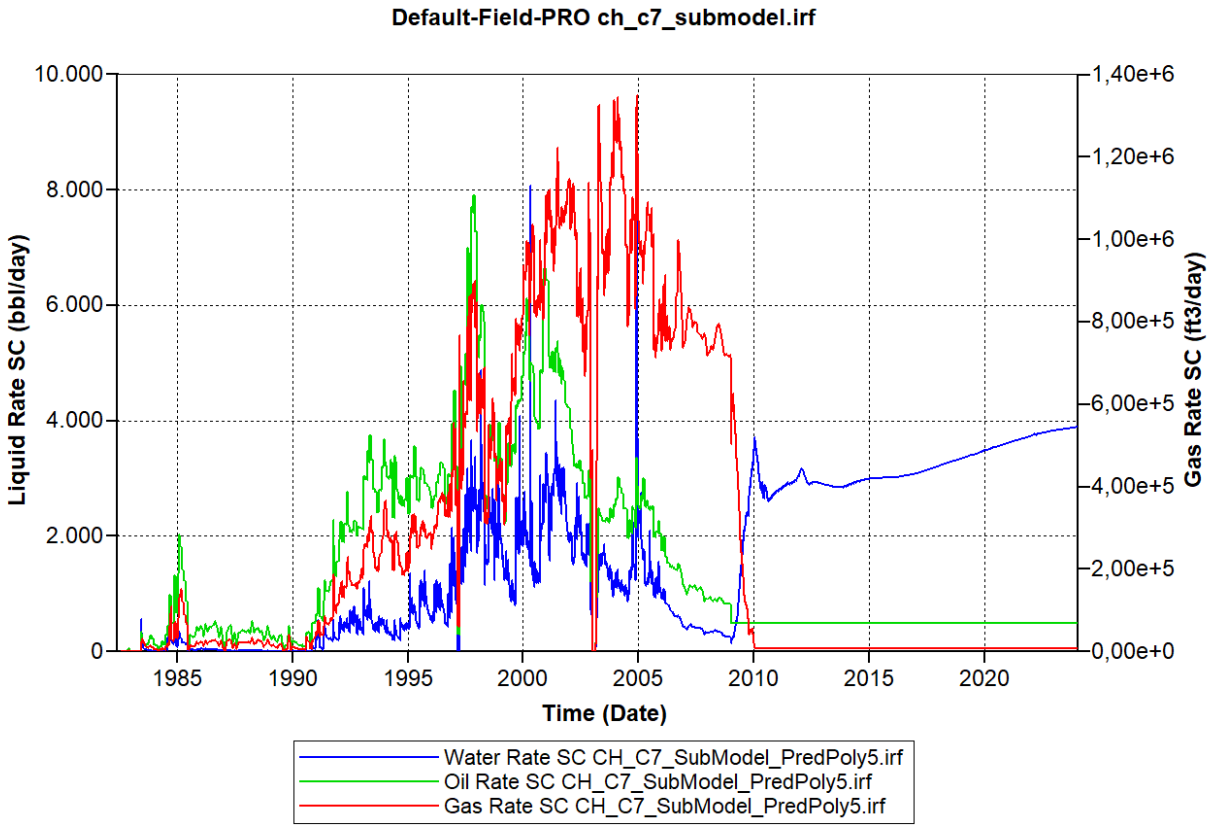
Resultado del campo en producción de tasa de petróleo, agua y gas usando inyección de Polímero 4



Nota. La figura representa el gráfico de producción del Campo de tasa de petróleo, tasa de agua y tasa de gas por día usando inyección de Polímero 4. Simulador CMG.

Figura 49.

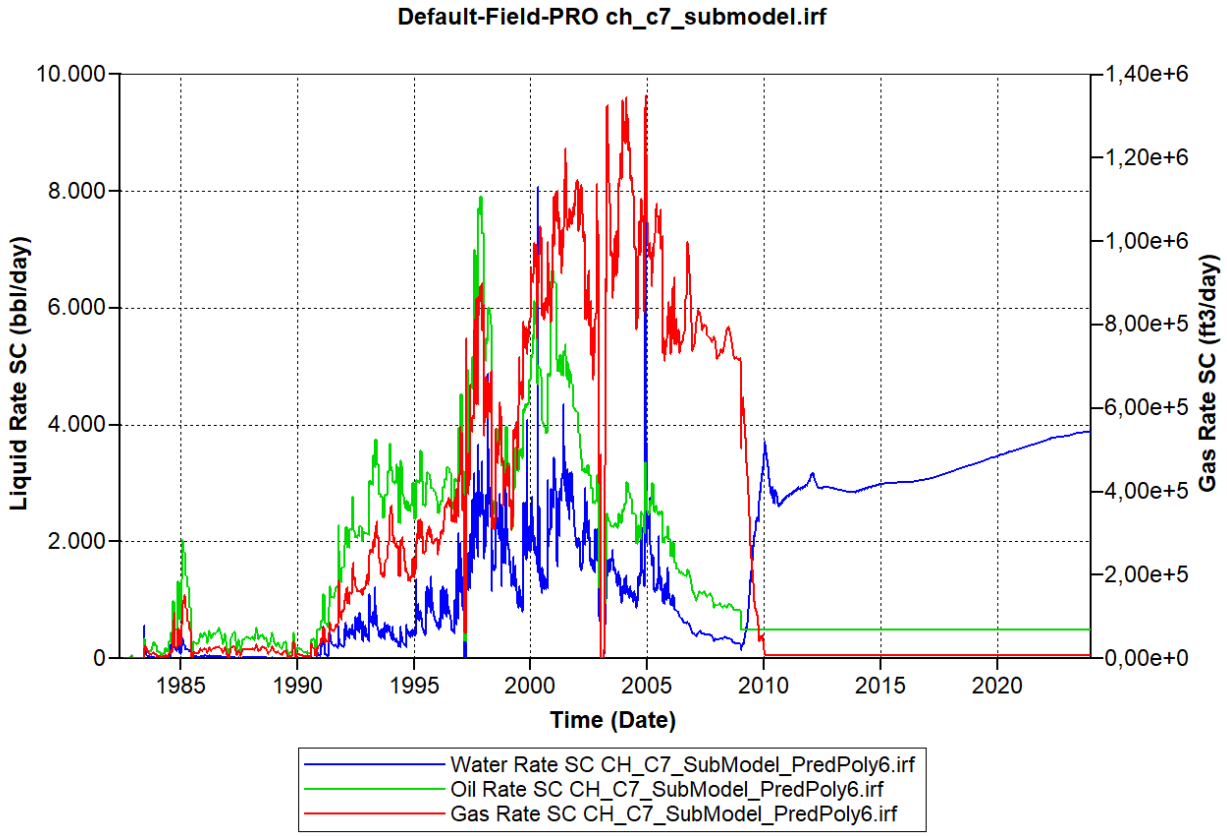
Resultado del campo en producción de tasa de petróleo, agua y gas usando inyección de Polímero 5



Nota. La figura representa el gráfico de producción del Campo de tasa de petróleo, tasa de agua y tasa de gas por día usando inyección de Polímero 5. Simulador CMG.

Figura 50.

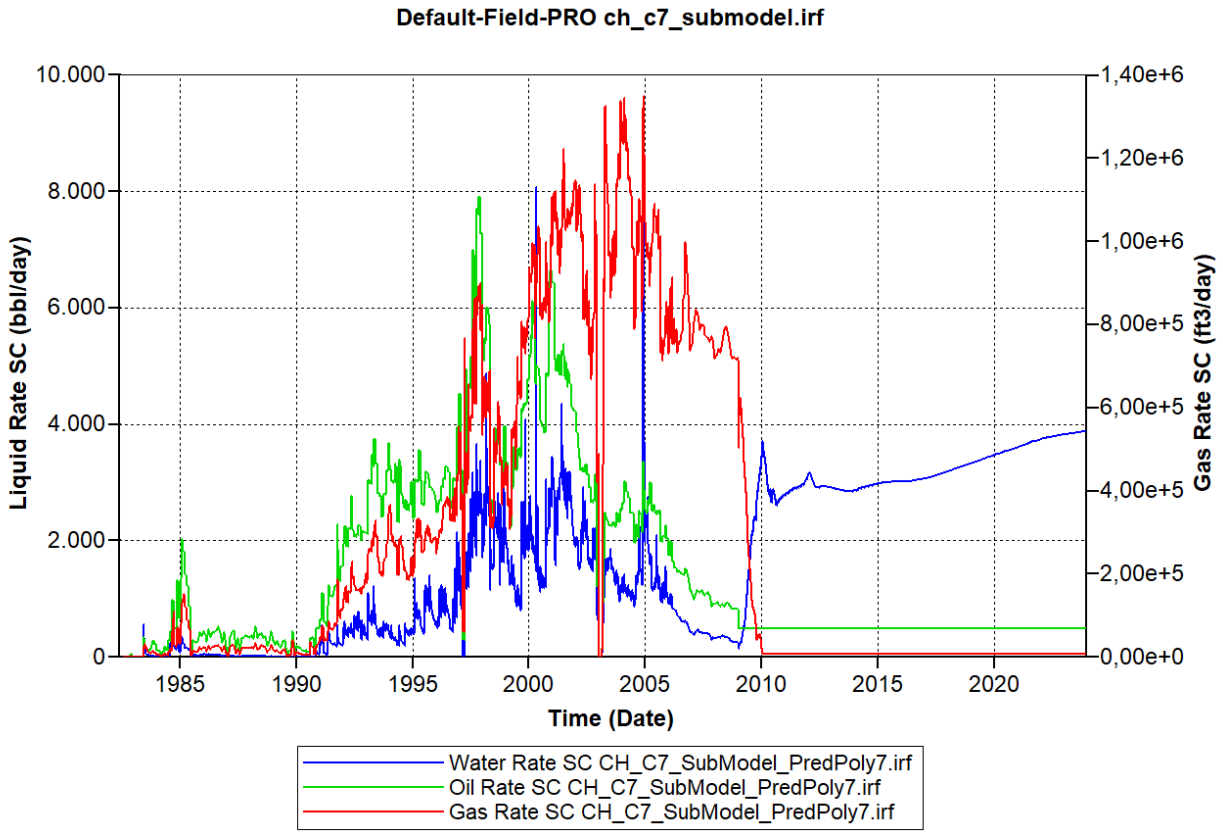
Resultado del campo en producción de tasa de petróleo, agua y gas usando inyección de Polímero 6



Nota. La figura representa el gráfico de producción del Campo de tasa de petróleo, tasa de agua y tasa de gas por día usando inyección de Polímero 6. Simulador CMG.

Figura 51.

Resultado del campo en producción de tasa de petróleo, agua y gas usando inyección de Polímero 7



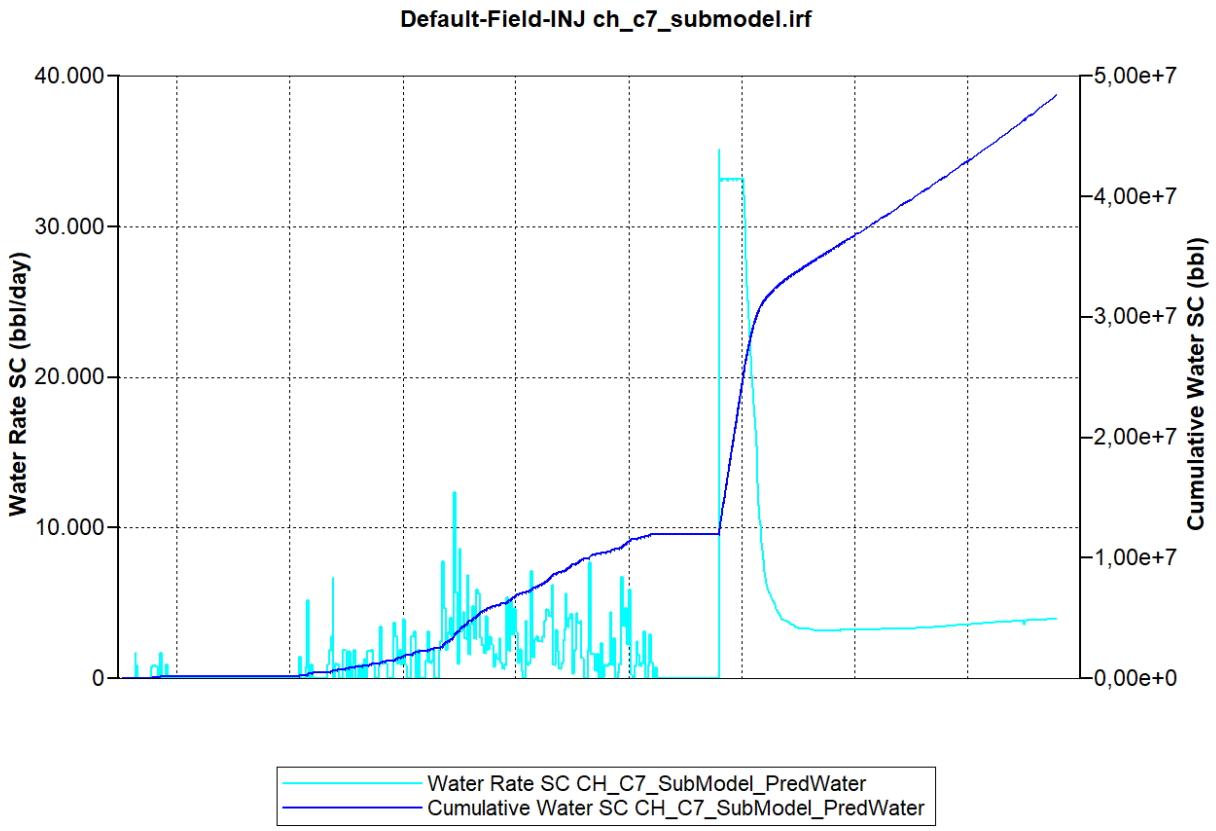
Nota. La figura representa el gráfico de producción del Campo de tasa de petróleo, tasa de agua y tasa de gas por día usando inyección de Polímero 7. Simulador CMG.

ANEXO 3.

GRÁFICAS DE TASA AGUA INYECTADA Y AGUA ACUMULADA DE CADA ESCENARIO DE SIMULACIÓN

Figura 52.

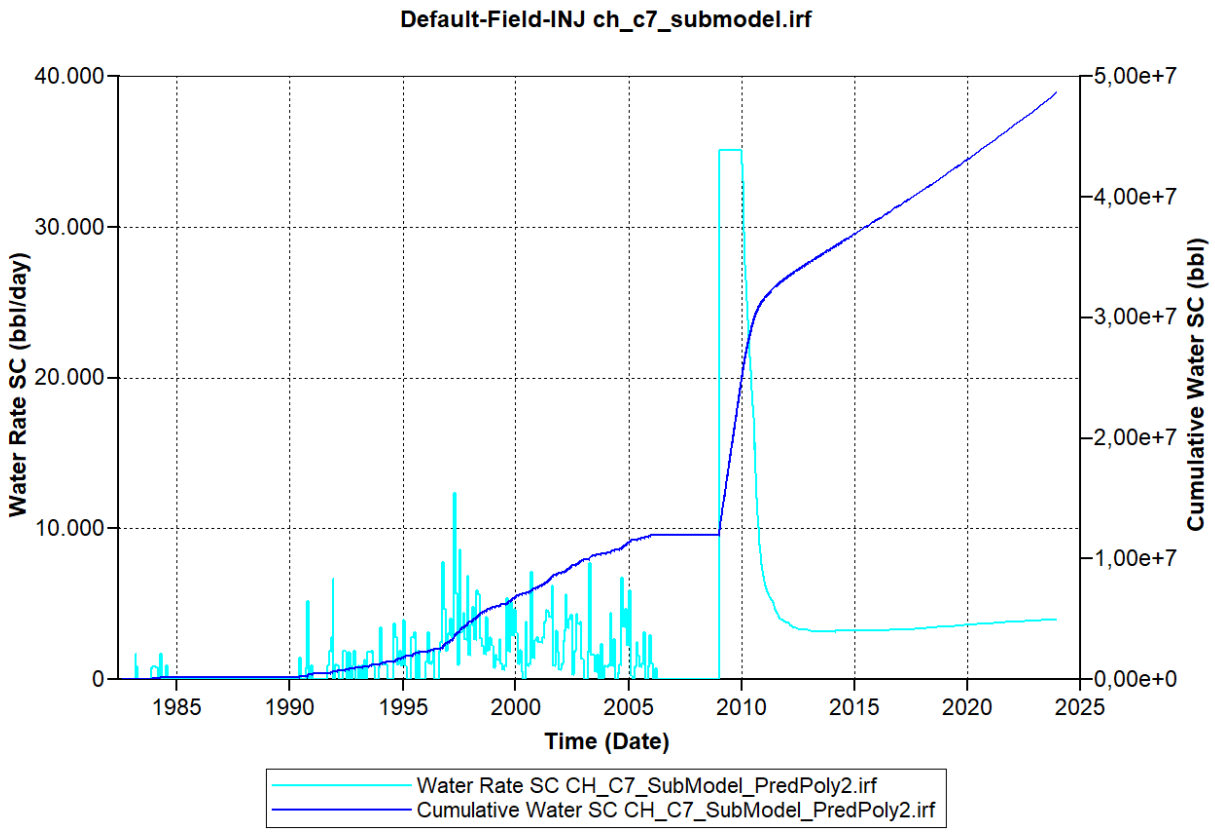
Barriles de agua inyectados caso base



Nota. La figura representa el gráfico de la tasa de inyección y agua acumulada inyectada. Simulador CMG.

Figura 53.

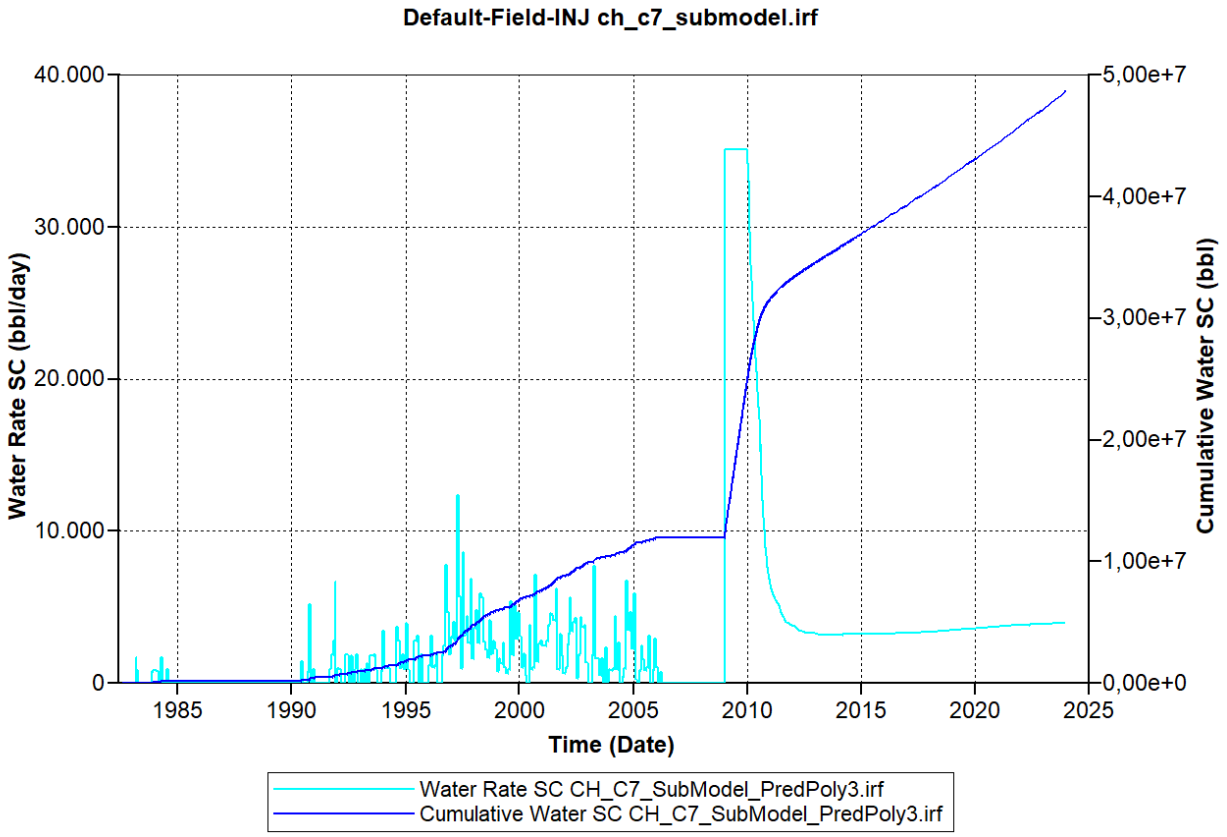
Barriles de agua inyectados, inyección de polímero 2



Nota. La figura representa el gráfico de la tasa de inyección y agua acumulada inyectada del polímero 2. Simulador CMG.

Figura 54.

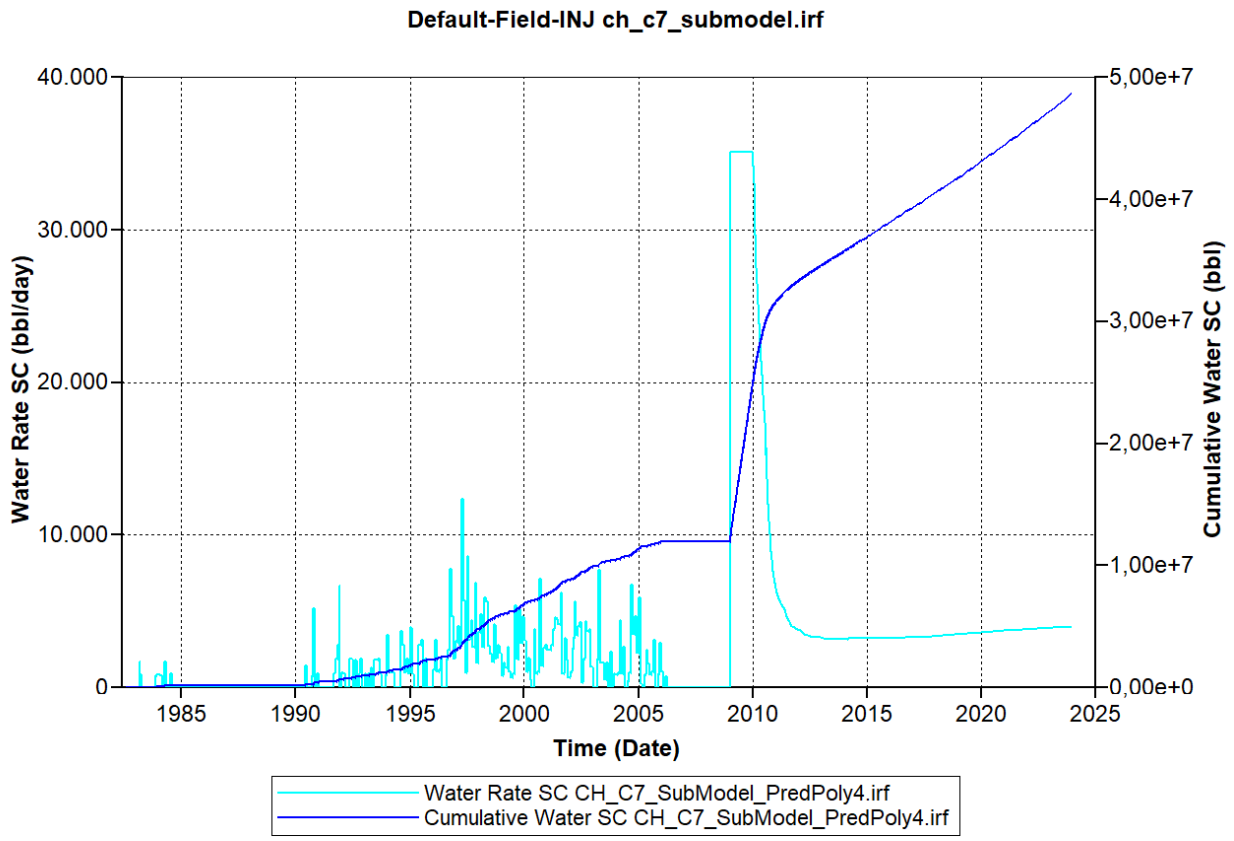
Barriles de agua inyectados, inyección de polímero 3



Nota. La figura representa el gráfico de la tasa de inyección y agua acumulada inyectada del polímero 3. Simulador CMG.

Figura 55.

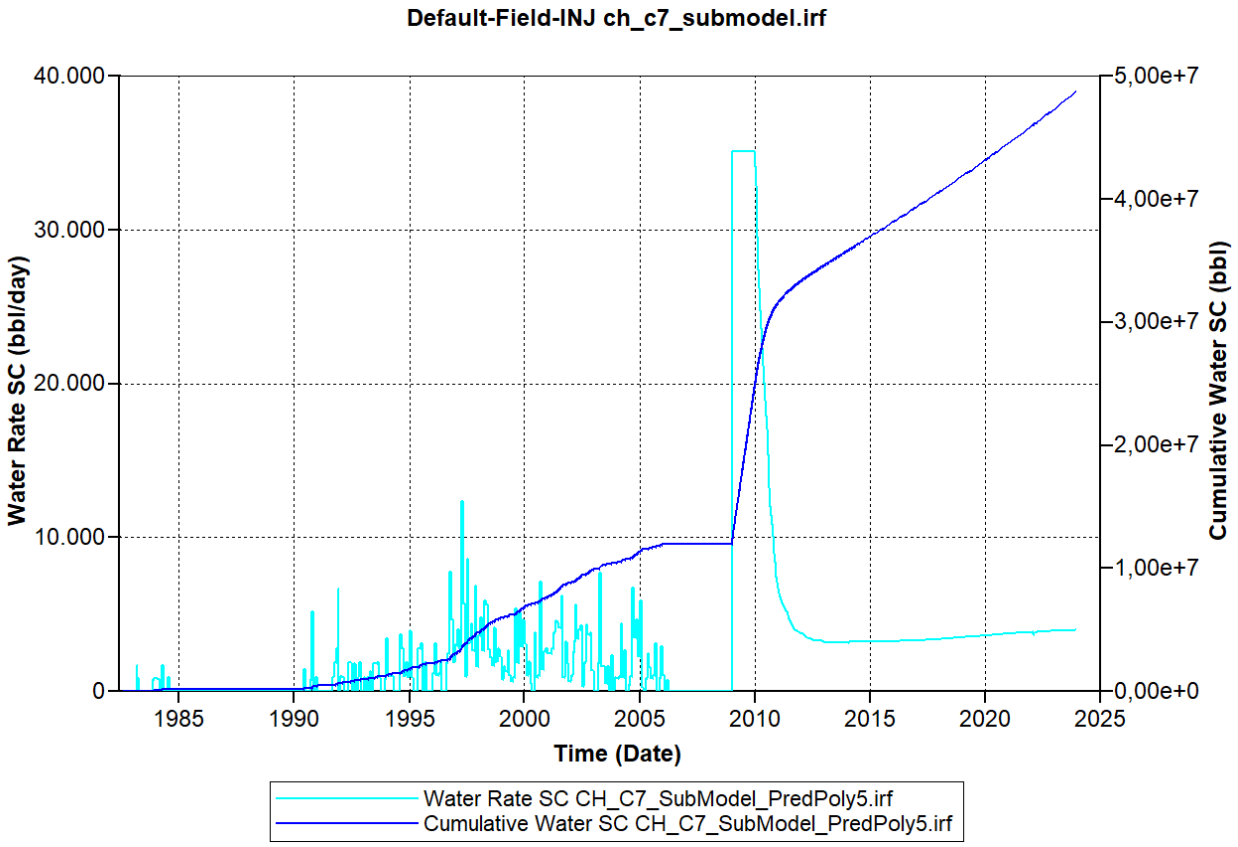
Barriles de agua inyectados, inyección de polímero 4



Nota. La figura representa el gráfico de la tasa de inyección y agua acumulada inyectada del polímero 4. Simulador CMG.

Figura 56.

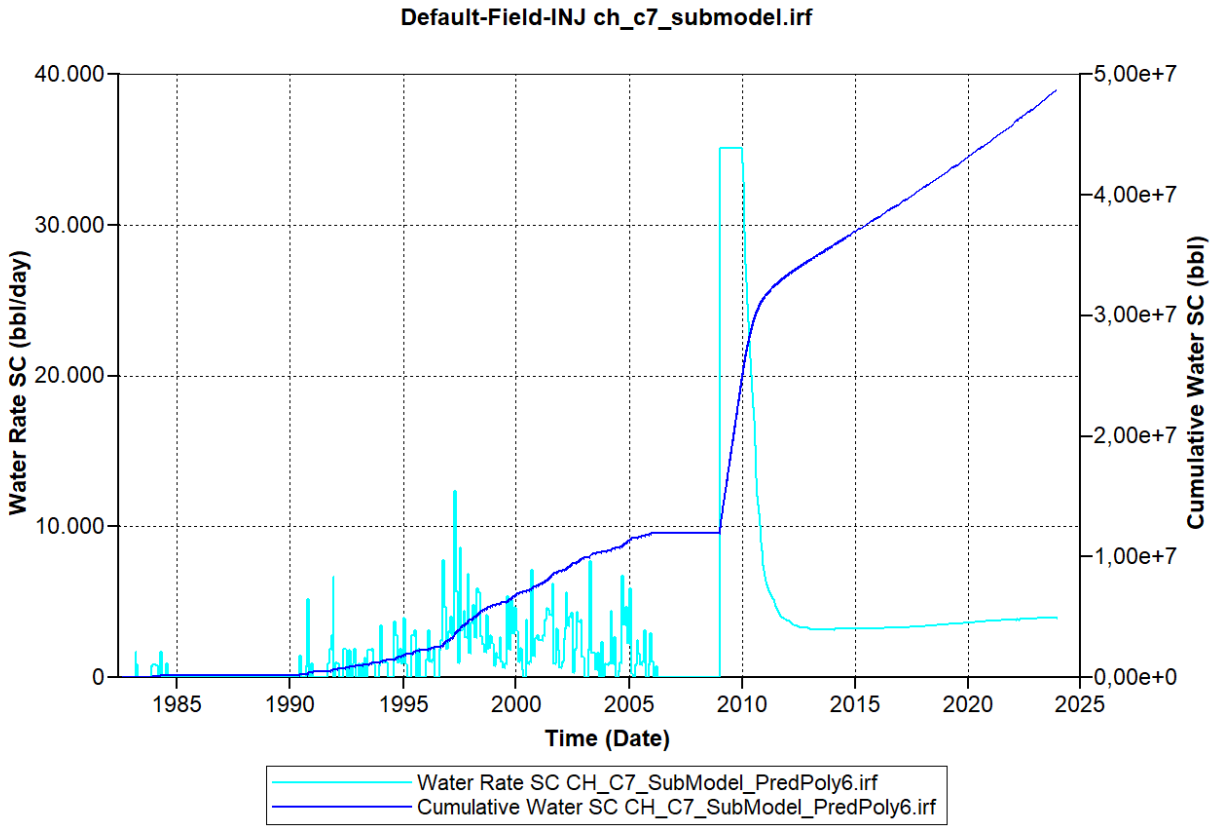
Barriles de agua inyectados, inyección de polímero 5



Nota. La figura representa el gráfico de la tasa de inyección y agua acumulada inyectada del polímero 5. Simulador CMG.

Figura 57.

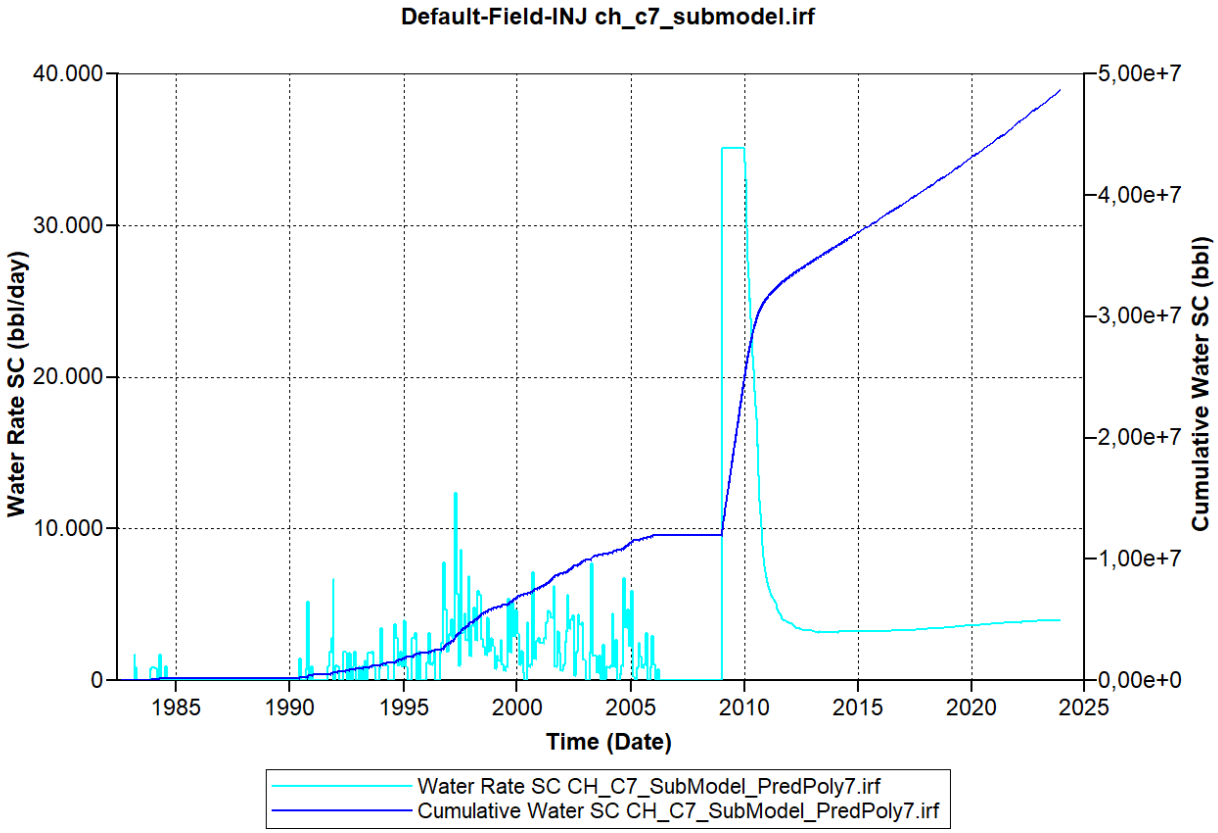
Barriles de agua inyectados, inyección de polímero 6



Nota. La figura representa el gráfico de la tasa de inyección y agua acumulada inyectada del polímero 6. Simulador CMG.

Figura 58.

Barriles de agua inyectados, inyección de polímero 7



Nota. La figura representa el gráfico de la tasa de inyección y agua acumulada inyectada del polímero 7. Simulador CMG.