

**EVALUACIÓN NUMÉRICA SEMICONCEPTUAL DE ESCENARIOS DE
APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE POLÍMERO EN UN CAMPO CON
CARACTERÍSTICAS DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA**

**OSCAR FERNANDO BELLO RODRÍGUEZ
JOHN MIGUEL CAYACHOA MANRIQUE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2017**

**EVALUACIÓN NUMÉRICA SEMICONCEPTUAL DE ESCENARIOS DE
APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE POLÍMERO EN UN CAMPO CON
CARACTERÍSTICAS DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA**

**OSCAR FERNANDO BELLO RODRÍGUEZ
JOHN MIGUEL CAYACHOA MANRIQUE**

Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:

JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirectores:

RUBÉN HERNÁN CASTRO GARCÍA
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos
ROMEL ANTONIO PÉREZ ROMERO
Magister en Ingeniería del Petróleo

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2017**

DEDICATORIA

*Primero a Dios por guiarme en este camino que ha sido arduo y en
mi diario vivir,*

A mi familia por creer en mí y apoyarme para obtener este logro,

*A mi padre y a mi madre por esforzarse para poder darme lo
necesario para seguir adelante,*

*A mis tíos Hernando Manríque y José Manríque por su apoyo
incondicional,*

A mi abuela María Teresa Romero por sus buenos consejos,

*A todos mis profesores por compartir sus conocimientos y
experiencias. Además, porque en realidad ellos son los que me
hicieron formar como profesional,*

*A mis amigos de la Universidad porque me hicieron llevar este
camino con felicidad.*

John Miguel Cayachoa Manríque

DEDICATORIA

*A Dios por guiarme día a día y darme la fortaleza suficiente
para cumplir todas mis metas,*

*A mi madre Blanca Rodríguez por su amor, por su apoyo constante,
por su estar presente cuando la necesite, por hacer todo lo posible
para formarme como profesional.*

*A mi padre Javier Orlando Bello por su apoyo incondicional, por
tener toda esa confianza en mí, por esforzarse y apoyarme
a lo largo de esta etapa,*

*A mis hermanos Cristian, Jorge, Alejandra y Natalia por su cariño,
por su apoyo y su complicidad,*

*A mi familia por toda su ayuda y apoyo sin esperar
nunca nada a cambio,*

*A todos mis compañeros con los que compartí gratos momentos
a lo largo de estos años por brindarme su amistad,
compañía y apoyo.*

Oscar Fernando Bello Rodríguez

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

M. Sc Jorge Mario Palma Bustamante, Ingeniero de Petróleos, director del proyecto, por su apoyo y orientación para poder realizar este trabajo de investigación.

M. Sc Rubén Hernán Castro García y M. Sc Romel Antonio Pérez Romero, codirectores del proyecto, por su apoyo y paciencia para poder realizar este trabajo de investigación.

Ph.D Eider Niz Velásquez, Ingeniero de Petróleos del área de Recobro del ICP y profesor de la Universidad Industrial de Santander, por su colaboración para la elección de nuestro tema de trabajo de investigación.

La universidad Industrial de Santander por darnos la oportunidad de ser parte de ella, a cada uno de sus docentes por formarnos como grandes personas y profesionales.

Agradecemos al Instituto Colombiano del Petróleo por permitirnos el privilegio de desarrollar el trabajo de investigación con ustedes.

Agradecemos sinceramente y de corazón a todas aquellas personas que en algún momento nos dieron un gesto sincero de apoyo e hicieron posible la realización de la tesis.

TABLA DE CONTENIDO

Pág

INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES INYECCIÓN DE POLÍMEROS	20
1.1. CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECOBRO.....	20
1.1.1. Recobro Primario.	20
1.1.2. Recobro Secundario.	20
1.1.3. Recobro Terciario.	20
1.2. FACTORES QUE AFECTAN LA RECUPERACIÓN DE ACEITE	21
1.2.1. Relación de movilidad.....	22
1.2.2. Número Capilar.....	23
1.2.3. Presión capilar.	24
1.2.4. Mojabilidad.....	24
1.2.5. Adsorción.....	24
1.3. HISTORIA DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	25
1.4. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	26
1.5. SCREENING PARA INYECCIÓN DE POLÍMERO	28
1.6. CARACTERÍSTICAS DE LOS POLÍMEROS	28
1.7. TIPOS DE POLÍMEROS.....	31
1.7.1. Poliacrilamidas (PAM).....	31
1.7.2. Goma Xanthan.....	34
1.8. PROPIEDADES DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS.....	36
1.8.1. Viscosidad del polímero	36
1.8.2. Salinidad y concentración.	36
1.8.3. Efecto del PH.	38
1.8.4. Efecto de la temperatura.....	38
1.9. ESTUDIO EXPERIMENTAL ROCA-FLUIDO	39
1.9.1. Factor de resistencia (RF).....	39

1.9.2 Factor de resistencia residual (RRF).	40
1.9.3. Volumen de poro inaccesible (IPV).	41
1.10. ESTABILIDAD DE LOS POLÍMEROS	42
1.10.1. Degradación química.	43
1.10.2. Degradación mecánica.	43
1.10.3. Degradación biológica.	44
1.10.4. Reducción-oxidación.	45
1.10.5. Hidrólisis.	46
1.11. MECANISMOS DE RETENCIÓN EN EL MEDIO POROSO	47
1.11.1. Adsorción.	48
1.11.2. Entrampamiento mecánico.	48
1.11.3. Retención hidrodinámica.	48
1.12. EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	49
1.12.1. Ventajas	49
1.12.2. Desventajas	49
2. MODELO DE SIMULACIÓN PARA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	50
2.1. SIMULACIÓN NUMÉRICA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	50
2.2. METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN	51
2.3. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO	51
2.3.1. Definición del grid de simulación.	52
2.3.2. Definición de porosidad y permeabilidad del modelo.	55
2.4. DESARROLLO DEL MODELO DINÁMICO	55
2.4.1. Datos PVT.	55
2.4.2. Propiedades de los fluidos.	56
2.4.3. Propiedades roca- fluido.	57
2.4.3.1. Curvas de permeabilidad relativa.	58
2.4.3.2. Interacción Roca-Polímero.	59
2.5. CONDICIONES OPERACIONALES PARA PRODUCCIÓN PRIMARIA	59
2.6. AJUSTE DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN	60
2.6.1 Anillo de confinamiento.	61

2.7. CONDICIONES OPERACIONALES PARA INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	65
3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE ESCENARIOS DE SIMULACIÓN NÚMERICA DE INYECCION DE POLIMEROS.	71
3.1. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS.....	73
3.1.1. Volúmenes porosos inyectados.	73
3.1.2. Análisis de sensibilidad-CMOST.....	78
3.1.2.1. Propiedades generales.....	79
3.1.2.2. Datos fundamentales.....	79
3.1.2.3. Parametrización.....	80
3.1.2.4. Funciones objetivo.....	83
3.1.2.5. Centro de control.....	84
3.1.2.6. Análisis y resultados.....	85
3.1.3. Tasa de inyección.....	93
3.2. IDENTIFICACIÓN DEL ESCENARIO ÓPTIMO.....	96
4. CONCLUSIONES.....	101
5. RECOMENDACIONES.....	102
BIBLIOGRAFÍA.....	103

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1. Resumen de los criterios de screening para la inyección de polímero	29
Tabla 2. Estructura de los polímeros y sus características	30
Tabla 3. Características generales del grid de simulación	51
Tabla 4. Espesor del Grid	52
Tabla 5. Propiedades del medio poroso	54
Tabla 6. Propiedades para creación del PVT	55
Tabla 7. Propiedades de los fluidos de yacimiento	57
Tabla 8. Tablas de permeabilidades relativas Agua-Aceite	58
Tabla 9. Características iniciales del anillo de confinamiento	61
Tabla 10. Tiempo y volumen de solución polimérica inyectada.	74
Tabla 11. Parámetros a optimizar	81
Tabla 12. Valores máximos y mínimos de los parámetros a optimizar	83
Tabla 13. Parámetros optimizados en CMOST.....	93
Tabla 14. Parámetros obtenidos para el escenario óptimo.....	96

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Proceso de inyección de polímero.....	27
Figura 2. Estructura de una poliacrilamida.....	32
Figura 3. Estructura de una poliacrilamida parcialmente hidrolizada.....	33
Figura 4. Esquema del efecto de la salinidad en la estructura del HPAM.....	34
Figura 5. Estructura química de la goma Xanthan.....	35
Figura 6. Efecto de la concentración de polímero en la viscosidad.....	37
Figura 7. Esquema macroscópico del mejoramiento de la eficiencia de desplazamiento.....	40
Figura 8. Mecanismos de retención en el medio poroso.....	47
Figura 9. Enmallado de simulación. Vista Superior.....	53
Figura 10. Enmallado de simulación. Vista Lateral.....	53
Figura 11. Enmallado de simulación. Vista 3D.....	54
Figura 12. Factor volumétrico del petróleo.....	56
Figura 13. Comportamiento de la viscosidad del petróleo.....	56
Figura 14. Relaciones de equilibrio (k-valores).....	57
Figura 15. Curvas de permeabilidades relativas Agua-Aceite.....	58
Figura 16. Adsorción del Polímero.....	59
Figura 17. Condiciones operacionales del pozo productor sin ajustar.....	60
Figura 18. Presión del yacimiento por flujo natural sin ajuste.....	60
Figura 19. Anillo de confinamiento.....	61
Figura 20. Comportamiento de la presión con modificador de volumen.....	62
Figura 21. Presión variando la porosidad del anillo de confinamiento.....	62
Figura 22. Tasa de producción de aceite variando la porosidad del anillo.....	63
Figura 23. Factor de recobro variando la porosidad en el anillo.....	64
Figura 24. Condiciones operacionales de inyección de agua y polímero.....	65
Figura 25. Condiciones operacionales de inyección de polímero-fluido inyectado.....	66

Figura 26. Condiciones operacionales del pozo productor.....	67
Figura 27. Comportamiento de la presión del yacimiento para 10% de volumen poroso inyectado de polímero y flujo natural.....	67
Figura 28. Tasa de producción de petróleo para 10% del volumen poroso Inyectado y flujo natural.....	68
Figura 29. Corte de agua con 10% del volumen poroso inyectado de polímero.....	69
Figura 30. Factor de recobro para 10% del volumen poroso inyectado de polímero.....	70
Figura 31. Sensibilidad de parámetros.....	71
Figura 32. Análisis de sensibilidad.....	72
Figura 33. Aceite original in situ.....	73
Figura 34. Comportamiento de la presión para cada escenario.....	74
Figura 35. Tasa de producción de aceite para cada escenario.....	75
Figura 36. Saturación de agua a tiempo de ruptura.....	76
Figura 37. Corte de agua variando el porcentaje de volumen poroso inyectado.....	77
Figura 38. Factor de recobro variando el porcentaje de volumen poroso inyectado.....	78
Figura 39. Sección propiedades generales del motor CMOST.....	79
Figura 40. Submenú original time series del motor CMOST.....	80
Figura 41. Submenú parametrización del motor CMOST.....	81
Figura 42. Módulos de Builder.....	82
Figura 43. Submenú funciones objetivos del motor CMOST.....	83
Figura 44. Submenú simulations settings del motor CMOST.....	84
Figura 45. Submenú centro de control del motor CMOST.....	85
Figura 46. Variación de presión para cada experimento generado por CMOST.....	86
Figura 47. Estimación del efecto para la presión.....	87
Figura 48. Análisis sobol de la presión.....	87
Figura 49. Producción de aceite y corte de agua para cada experimento de CMOST.....	88
Figura 50. Análisis sobol para la tasa de producción y el corte de agua.....	89
Figura 51. Factor de recobro para cada experimento de CMOST.....	89

Figura 52. Análisis sobol para el factor de recobro.....	90
Figura 53. Tabla de experimentos de la adsorción.....	91
Figura 54. Factor de recobro variando la adsorción.....	91
Figura 55. Comparación de escenario con adsorción mínima y máxima.....	92
Figura 56. Comportamiento de la presión variando la tasa de inyección.....	93
Figura 57. Tasa de producción de aceite variando la tasa de inyección.....	94
Figura 58. Factor de recobro variando la tasa de inyección.....	95
Figura 59. Visualización del barrido de la solución polimérica.....	96
Figura 60. Comparación de la producción del escenario óptimo con la inyección de agua.....	97
Figura 61. Producción de agua acumulada del escenario óptimo con la inyección de agua.....	97
Figura 62. Aceite acumulado del escenario óptimo con la inyección de agua.....	98
Figura 63. Factor de recobro del escenario óptimo con la inyección de agua.....	99

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN NUMÉRICA SEMICONCEPTUAL DE ESCENARIOS DE APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE POLÍMERO EN UN CAMPO CON CARACTERÍSTICAS DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA*

AUTORES: JOHN MIGUEL CAYACHOA MANRIQUE; OSCAR FERNANDO BELLO RODRÍGUEZ**

PALABRAS CLAVE: Inyección de polímero, recobro químico, recobro mejorado, simulación numérica, Valle Superior del Magdalena.

DESCRIPCIÓN: El alto crecimiento de la demanda energética global conlleva a buscar la forma de poder obtener más hidrocarburos que satisfagan este comportamiento. Debido a la gran cantidad de petróleo que queda en el yacimiento después de la producción primaria y/o secundaria, es necesario buscar otras alternativas para poder aprovechar eficientemente los recursos del yacimiento. Por esta razón, la implementación de técnicas de recobro mejorado se convierte en una buena opción para poder aumentar las reservas y así cubrir las exigencias del mercado.

La simulación numérica de yacimientos permite evaluar el comportamiento que tendrá la inyección de polímero de una manera similar a como se observará en campo. Por ende, se convierte en una herramienta fundamental para analizar el desempeño del yacimiento frente a un método de recobro para poder obtener mayor producción.

En este trabajo se quiere encontrar un modelo de simulación numérica semi-conceptual óptimo para la aplicación del método de inyección de polímero para un yacimiento con características del Valle Superior del Magdalena. Se analizarán varios modelos mediante el uso del software STARS de la compañía CMG. Debido a que permite analizar la producción y la presión de una manera precisa, para así poder realizar comparaciones entre los diferentes modelos.

*Trabajo de gado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Jorge Mario Palma Bustamante. Co-Directores: M.Sc. Rubén Hernán Castro García, M.Sc. Romel Antonio Pérez Romero.

ABSTRACT

TITLE: SEMICONCEPTUAL NUMERICAL EVALUATION OF POLYMER INJECTION APPLICATION SCENARIOS IN A FIELD WITH CHARACTERISTICS OF THE UPPER MAGDALENA VALLEY*

AUTHORS: JOHN MIGUEL CAYACHOA MANRIQUE; OSCAR FERNANDO BELLO RODRÍGUEZ**

KEY WORDS: Polymer Injection, Chemical Recovery, Improved Recovery, Numerical Simulation, Upper Magdalena Valley.

DESCRIPTION: The high growth of global energy demand means to look for the way to be able to obtain more hydrocarbons that satisfy this behavior. Due to the large amount of petroleum left in the reservoir after primary and/or secondary production, it is necessary to look for other alternatives to be able to take advantage of the resources of the reservoir efficiently. For this reason, the implementation of improved recovery techniques becomes a good option to be able to increase reserves and thus meet the demands of the market.

The numerical simulation of reservoirs allows to evaluate the behavior that will have the polymer injection in a similar way as will be observed in the field. Therefore, it becomes a fundamental tool to analyze the performance of the reservoir in front of a stimulation to obtain greater production.

An optimal semiconceptual numerical simulation model for the application of the polymer injection method for a reservoir with characteristics of the Upper Magdalena Valley, is the main objective of this work. Several models will be analyzed by using the STARS software of the CMG company. Due it allows to analyze production and pressure in a precise way, in order to make comparisons between different models.

* Thesis Project

** Faculty of Physicochemical Engineerings. School of Petroleum Engineering. Director: M.Sc. Jorge Mario Palma Bustamante. Co-Directors: M.Sc. Rubén Hernán Castro García, M.Sc. Romel Antonio Pérez Romero.

INTRODUCCIÓN

Los desarrollos de diferentes técnicas de recobro capaces de mantener y aumentar la presión del yacimiento se han hecho necesarias debido a la pérdida de energía causada por la producción de hidrocarburos. Dicha pérdida puede llegar al punto donde la presión es menor a la de burbuja, lo que causa que el gas en solución sea liberado y genere un mecanismo de empuje que aumente la caída de presión ocasionando bajos factores de recobro.

Con el fin de mantener la presión del yacimiento y también para desplazar el petróleo en un proceso de desplazamiento más eficiente, la inyección de agua se convirtió en el método de recobro secundario más conocido e implementado en el mundo. No obstante, la saturación de aceite remanente permanece alta luego de la aplicación de este método, debido a diferentes problemas como canalización por zonas de alta permeabilidad, inter-digitación viscosa o dificultades del desplazamiento generadas por fuerzas capilares, relación de movilidad desfavorable o heterogeneidad. Razón por la cual los métodos de recobro químico pueden ser implementados utilizando menos recursos que otras técnicas de recobro mejorado.

El recobro mejorado en campos maduros toma cada vez más importancia en la medida que la demanda energética global crece y las reservas disminuyen. Debido al gran porcentaje de hidrocarburos que quedan en el yacimiento después de la producción primaria o secundaria, es necesario desarrollar un método de recobro que logre disminuir dicho porcentaje. La aplicación de métodos de recobro químico ha ido aumentando progresivamente hasta el punto de posicionarse como una alternativa viable para la producción de reservas incrementales, como lo es la inyección de polímeros, que es una técnica que busca evitar los problemas que se presentan en los procesos de inyección de agua, mejorando la relación de movilidad agua-petróleo, lo cual da como resultado un aumento en la eficiencia de barrido, debido a que se forma un tapón viscoso y este con la inyección de agua, va a

generar un aumento en el factor de recobro porque este arrastra con mayor facilidad los fluidos presentes en el yacimiento.

En este trabajo se busca evaluar diferentes alternativas de aplicación del proceso de inyección de polímeros en modelos de simulación numérica buscando identificar alternativas que se consideren mejores para el desarrollo de algunos yacimientos. Este trabajo se realizará para yacimientos con características del Valle Superior del Magdalena, se construirá un modelo semi-conceptual con ayuda de la simulación numérica de yacimientos, ya que es una herramienta que permite definir con mayor precisión las propiedades de los fluidos, analizar la presión promedio del yacimiento, tasa de producción de aceite, corte de agua, el factor de recobro, entre otros, y mediante un análisis de sensibilidad establecer los parámetros que permiten obtener el mejor desempeño del proceso y por ende mejorar el factor de recobro del yacimiento.

1. GENERALIDADES INYECCIÓN DE POLÍMEROS

En este capítulo se describe las generalidades del proceso de inyección de polímeros como método de recobro de hidrocarburos. Se da a conocer los factores que afectan la técnica, la descripción del proceso, características de las soluciones poliméricas y los mecanismos de retención a los cuales están expuestas las soluciones poliméricas en el yacimiento.

1.1. CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECOBRO

Dependiendo de la vida productiva de un yacimiento, el recobro de petróleo puede ser definido en tres tipos: Recobro primario, secundario y terciario. A continuación, se explica cada uno de ellos.

1.1.1. Recobro Primario. Es la recuperación por empuje natural del yacimiento. Esta no requiere de inyección de algún fluido externo o calor, que actúen como energía adicional. La energía natural se obtiene de la expansión de la roca y fluido, del gas de solución, empuje hidráulico, capa de gas y/o drenaje gravitacional.¹

1.1.2. Recobro Secundario. Es la recuperación por inyección de fluidos externos, tales como agua y/o gas, principalmente con el propósito de mantener la presión y la eficiencia de barrido volumétrico.¹

1.1.3. Recobro Terciario. Esta se lleva a cabo después del recobro primario y/o secundario. Este es caracterizado por la inyección de fluidos especiales tales como, químico, gases miscibles, y/o métodos de recobro térmico.²

¹ AGUILLON, Javier y GARCÍA, Fredy. Sistema Experto para la Selección Técnica de un Método de Recobro Mejorado para un Campo de Crudo. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Fundación Universidad de América. Bogotá. 2016.

² Sheng, James, J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice Gulf Professional Publishing. Elsevier. 2011.

1.2. FACTORES QUE AFECTAN LA RECUPERACIÓN DE ACEITE

Los principales factores que controlan la recuperación de aceite por la inyección de un fluido se pueden clasificar en cuatro: aceite in situ al inicio del proceso de inyección, eficiencia de barrido areal, eficiencia de barrido vertical y eficiencia de desplazamiento.

- **Aceite in situ al inicio del proceso de inyección de fluidos (N):** El aceite in situ (oil in place) al tiempo inicial de la inyección de agua u otro fluido, depende del volumen poroso inundable y la saturación de aceite. El volumen poroso inundable está condicionado por el espesor neto, determinado a partir de la permeabilidad y la porosidad. Por otro lado, una inundación exitosa requiere la presencia de aceite suficiente para formar un banco que pueda ser desplazado por el flujo del fluido de inyección en la formación.
- **Eficiencia de barrido areal (EA):** Fracción de cierta área del yacimiento que el fluido de inyección puede contactar. Esta eficiencia depende de las propiedades de flujo relativas del aceite, el agua y/o el fluido de inyección (movilidades de los fluidos), del patrón de inyección, la distribución de presión entre los pozos productores e inyectores, y la permeabilidad direccional.
- **Eficiencia de barrido vertical (EV):** Se refiere a la fracción de la formación en el plano vertical que puede ser contactada por el fluido de inyección. Esta eficiencia depende del grado de estratificación vertical existente en el yacimiento.
- **Eficiencia de desplazamiento (ED):** Representa la fracción de aceite que el fluido de inyección puede desplazar en una porción de yacimiento inundado.

El aceite acumulado desplazado por la inyección de agua (ND), y en general por cualquier método de recobro mejorado, puede ser calculado a cualquier tiempo de la vida del proyecto a partir de la ecuación 1:

$$ND = N \times EA \times EV \times ED \quad (1)$$

1.2.1. Relación de movilidad. La movilidad es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento y es la relación entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de la fase. Como se expresa en la siguiente ecuación (2):

$$M = \frac{k}{\mu} \quad (2)$$

Donde:

M =Movilidad

k =Permeabilidad efectiva

μ =Viscosidad de la fase

La relación de movilidad es la movilidad de un fluido inyectado dividida por la del fluido desplazado, tal como el petróleo. Se define en términos de la permeabilidad efectiva y la viscosidad del fluido desplazante y desplazado, involucrados en un proceso de inyección³, acorde a la siguiente relación (ecuación 3):

$$M = \frac{M_{desplazante}}{M_{desplazado}} = \frac{(k/\mu)_{desplazante}}{(k/\mu)_{desplazado}} \quad (3)$$

Para el caso donde el agua desplaza al aceite la relación de movilidad se expresa de la siguiente forma (ecuación 4):

$$M = \frac{k_{rw}\mu_o}{k_{ro}\mu_w} \quad (4)$$

Donde:

M =Movilidad

k_{ro} =Permeabilidad relativa del aceite μ_o =Viscosidad del aceite

k_{rw} =Permeabilidad relativa del agua μ_w =Viscosidad del agua

³ ALZATE LOPEZ, Daniela. Interpretación de los mecanismos fenomenológicos del proceso de inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) en un yacimiento de hidrocarburos. Trabajo de grado. Universidad Nacional de Colombia. Medellín. 2016.

La relación de movilidades, generalmente, se designa como favorable o no favorable. Cuando $M=1$, las movilidades del agua y del petróleo son iguales, por lo tanto, los fluidos encuentran la misma resistencia a fluir dentro del yacimiento. Para $M<1$, el petróleo fluye con mayor facilidad que el agua y por lo tanto es más fácil para el agua desplazar el petróleo. Una relación de movilidad mayor que uno ($M >1$), significa que el fluido desplazante, agua, se mueve más fácil que el fluido desplazado, petróleo, el frente del fluido desplazante comienza a ser inestable y puede llegar a generar lo que se conoce como digitación viscosa, haciendo ineficiente el desplazamiento de aceite. En la inyección de agua, tal situación no es conveniente, debido a que el agua desplazará de manera ineficiente al aceite, provocando un barrido no uniforme del yacimiento. Para evitar problemas de digitación viscosa e inestabilidad del frente de desplazamiento, se recomienda implementar la técnica en yacimientos con crudos de viscosidad menor a 60 cp.³

Para obtener una máxima eficiencia de desplazamiento, el valor de M debe ser menor o igual que uno. En general, la eficiencia de barrido y la recuperación de petróleo, tienden a disminuir a medida que la relación de movilidades aumenta.

1.2.2. Número Capilar. El número capilar se define como la relación de las fuerzas viscosas con respecto a las fuerzas capilares que afectan el flujo de fluidos en un medio poroso y es especialmente útil cuando se trata de zonas de almacenamiento dentro del rango de las saturaciones residuales. La formulación del número capilar está dada por la ecuación 5. A medida que aumenta el número capilar, disminuye la saturación de petróleo residual. Esto es un indicador del desplazamiento de

³ ALZATE LOPEZ, Daniela. Interpretación de los mecanismos fenomenológicos del proceso de inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) en un yacimiento de hidrocarburos. Trabajo de grado. Universidad Nacional de Colombia. Medellín. 2016.

fluidos en el yacimiento y un punto base, para iniciar la aplicación de un proceso de recobro mejorado.⁴

$$N_c = \frac{v \cdot \mu_w}{\sigma_{ow} \cdot \cos \theta} = \frac{\text{Fuerzas viscosas}}{\text{Fuerzas capilares}} \quad (5)$$

Donde:

v=Velocidad de la salmuera

μ_w =Viscosidad de la salmuera

σ_{ow} = Tensión Interfacial aceite/agua

θ = Ángulo de contacto

1.2.3. Presión capilar. Se define como la diferencia de presión que existe a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, es decir, la diferencia entre la presión de la fase no mojante y la fase mojante. Afecta la distribución de fluidos en el yacimiento y la saturación de aceite residual. Además, dependiendo de la mojabilidad de la roca, la presión capilar varía y se presenta el desplazamiento por imbibición y drenaje.

1.2.4. Mojabilidad. Es la tendencia de un fluido a adherirse o mojar preferiblemente la superficie de una roca en presencia de otros fluidos inmiscibles. Cuando una fase está atrapada entre los intersticios más pequeños, entonces es un fluido poco móvil y moja preferiblemente el área superficial de la roca, esta fase es llamada mojante y la fase no mojante trata de ocupar los espacios más grandes al tener mayor movilidad. En el caso de la inyección de agua, la fase mojante puede ser aceite o agua.⁵

1.2.5. Adsorción. La adsorción es un proceso mediante el cual una fase se concentra sobre la superficie de otra, generalmente sólida, en el que ciertas moléculas de dicho químico son adheridas a la roca, provocando la pérdida de las propiedades originales del mismo. Esta adsorción es de tipo física y se encuentra

⁴ BLANCO, Johanna y DELGADILLO, Claudia. Metodología Integrada para el Diseño de un Monitoreo de Inyección de Agua Desarrollado en un Campo Petrolero. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2006.

⁵ James T. Smith and William M. Cobb. Waterflooding. United States of America, 1999.

regida por la acción de los enlaces de hidrógeno y las fuerzas de Van der Waals. La adsorción es el fenómeno de retención más importante que debe ser estudiado para evaluar la viabilidad de hacer una inyección de polímero a un yacimiento.

1.3. HISTORIA DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

El uso de polímeros en Recobro mejorado del petróleo se remonta a principios de los 60s. Desde entonces, un gran número de pruebas de campo se han reportado en la literatura con gran éxito en todo el mundo a mediados de los 80s, especialmente en China, donde la producción de petróleo es gracias a los procesos CEOR. (Weiss, Baldwin, 1985; Putz, Lecourtier, Bruckert, 1988; Putz, Rivenq, 1992; Delamaide, Corlay, Wang, 1994; Han, 1999; Du, Guan, 2004; Chang y al., 2006; Li y al., 2009; Wang y al., 2009; Zhang y al., 2016) y recientemente proyectos desarrollados en Canada, Oman, Surinam, Colombia, entre otros (Manrique y al., 2010; Buciak, Fondevila, Del pozo, 2013; Standnes, Skjevraak, 2014; Maya et al., 2015).

En Colombia, el primer proyecto de inyección de polímero fue realizado por ECOPETROL S.A de manera exitosa, el cual gastó 18 meses diseñando y garantizando las etapas de screening, selección de área, viabilidad experimental, simulación numérica, infraestructura, análisis financiero, automatización, ejecución y monitoreo de línea de proyecto piloto de inyección de polímero en el campo Yariguí-Cantagallo (2014).⁶ El segundo piloto al que se le aplicó esta técnica fue en el Campo Palogrande (2015) y fue implementado también por ECOPETROL S.A⁷

Dos tipos de polímeros han sido usados para aplicaciones de campo: polisacáridos y poliacrilamidas, siendo la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) el

⁶ MAYA, G., JIMENEZ, R., CASTRO, R., MANTILLA, J., CARDENAS, F., FERNANDEZ, F., QUINTERO, H., ZAITOUN, A., MARIQUE, E. ROMERO y PUTNAM, J. Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. Ecopetrol S.A, Poweltec, MI3 Petroleum Engineering, Tiorco LLC y Snf, Inc. SPE. 2015

⁷ CASTRO, R. PÉREZ, R. MAYA, G. QUINTERO, H. JIMENE, R. GARCIA, H. y QUINTERO, L. Polymer Flooding Process to Increase Recovery Factor. Ecopetrol S.A. 2016.

polímero más usado en aplicaciones EOR (Manrique, Muci, Gurfinkel, 2007). En agua fresca, debido a la repulsión de carga del grupo carboxílico, las cadenas flexibles del HPAM se estiran, aumentando la viscosidad de la solución.

En contraste, en agua de alta salinidad, las cargas se neutralizan y las cargas flexibles de la estructura HPAM se comprimen, dando como resultado soluciones con menor viscosidad.⁸

Algunos investigadores concluyeron que la inyección de polímero puede reducir la permeabilidad relativa de la fase acuosa (Barreau y al., 1999; Zheng y al., 2000; Grattoni y al., 2004). Por otra parte, Huh y Pope (2008) observaron que la saturación residual de petróleo es más baja después de un proceso de inyección de polímero que después de un proceso de inyección de agua.

La interacción entre varios parámetros hace que el flujo de soluciones poliméricas en un medio poroso sea un proceso complejo. Adicionalmente, las incertidumbres asociadas a la caracterización del yacimiento hacen que el diseño y la implementación de un proyecto de inyección de polímero robusto sea todo un desafío. Un diseño e implementación malo de la aplicación de esta técnica puede incluso causar una reducción de la producción de petróleo; Así. Autores como Yuan (2009) destacan la importancia de una simulación numérica representativa antes de llevar un proyecto de este proceso a campo, como un paso esencial para tener éxito en el diseño y en la implementación.⁹

1.4. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La inyección de polímero es un proceso comercial de recobro mejorado el cual se clasifica en la sección de recobro químico. La técnica se da después de que en un yacimiento se ha implementado el proceso de inyección de agua, como método

⁸ SHENG, JAMES J. "Modern Chemical Enhanced Oil Recovery". Elsevier, Amsterdam, 2011.

⁹ CASTRO, R. PÉREZ, R. MAYA, G. QUINTERO, H. JIMENE, R. GARCIA, H. y QUINTERO, L. Polymer Flooding Process to Increase Recovery Factor. Ecopetrol S.A. 2016.

secundario de recobro de petróleo. La forma más común de implementar este proceso a un yacimiento petrolífero es en forma de baches.

Primero se inyecta una solución de agua de baja salinidad (preflush) con el fin de poder bajar la concentración de sales contaminantes como lo son el calcio y el magnesio. Estas sales hacen que el polímero se degrade y pierda viscosidad obteniendo deficiencias en el proceso. Luego de la solución de agua se inyectan baches de polímero y por último agua con el fin de desplazar estos baches en la formación, como lo muestra la figura 1. A esta última, se le suele denominar como agua de conducción. Este procedimiento se da con el fin de mejorar la eficiencia de barrido volumétrico, obteniendo un frente sin digitación viscosa.

Figura 1. Proceso de inyección de polímero



Fuente: Autores

Se pueden inyectar dos o más baches de polímero, disminuyendo su concentración a lo largo del proceso para poder controlar la relación de movilidad entre la solución polimérica y el agua de conducción.

El efecto principal del polímero es hacer más viscosa el agua, con el fin de poder desplazar de una manera más uniforme el petróleo remanente en el yacimiento. La inyección de polímero no reduce la saturación de aceite residual, sin embargo, si reduce la cantidad de agua que se debe inyectar. Aunque la inyección de químicos al yacimiento conlleva a un estudio mucho más complejo para poder entender los fenómenos que se presentan en un yacimiento.¹⁰

1.5. SCREENING PARA INYECCIÓN DE POLÍMERO

El criterio técnico de screening para la inyección de polímero ha sido resumido en la tabla 1. Los criterios son empíricos, principalmente basados en datos de proyectos de campo y conocimiento técnico.

Muchos parámetros pueden afectar el proceso de inyección de polímeros, pero los más críticos son: Temperatura del yacimiento, salinidad del agua de formación, contenido divalente, contenido de arcilla, viscosidad del aceite y permeabilidad de la formación. La mayoría de los autores están de acuerdo en que se debe realizar la inyección de polímero en ausencia de acuífero o que, si hay acuífero, debe ser débil. Lo mismo aplica para la presencia de capa de gas.¹¹

1.6. CARACTERÍSTICAS DE LOS POLÍMEROS

Un polímero es una sustancia de estructura compleja, formado por partículas denominadas monómeros, las cuales entrelazadas unas con otras forman cadenas extensas. Estos pueden ser creados a partir de procesos biológicos o en laboratorio, es por esto que se pueden encontrar polímeros en prácticamente cualquier industria, desde la textil hasta la alimenticia. La principal propiedad de interés en un proyecto de inyección de polímero es la viscosidad del polímero. Estos son añadidos a el agua para incrementar la viscosidad del fluido desplazante, mejorando la relación de movilidad agua-petróleo.

¹⁰ SHENG, JAMES J. "Modern Chemical Enhanced Oil Recovery". Elsevier, Amsterdam, 2011. Pag 131-162.

¹¹ SHENG, James. Status of Polymer-Flooding Technology Journal of Canadian Petroleum. SPE, 2015.

Tabla 1. Resumen de los criterios de screening para la inyección de polímero

Propuesto por	K(md)	Ty (°C)	Salinidad agua de Formación (TDS,ppm)	Divalente (ppm)	Litología	Arcilla	μ o (cp)	So (fracción)	API	Profundidad (ft)
NPC 1976	≥ 20	≤ 93.3			NC		≤ 200	(So-Sor) >0.1		
Brashear and Kuuskraa 1978	>20	<93.3	50,000	1,000	Arenisca	Baja	<20	>0.25	>15	NC
Chang 1978	>20	<93.3			Arenisca		<200	(So-Sor) >0.1		
Carcoana 1982	>50	<80	Baja	Baja	Arenisca		50-80	>0.3	25-35	$<6,561$
NPC 1984	>10	<121	$<200,000$		Arenisca y Carbonato		<150			
Goodlett et al. 1986	>20	<93.3	100,000		Arenisca		100	(So-Sor) >0.1	>25	$<9,000$
Taber et al. 1997	>10	<93.3			Arenisca		$10<\mu<150$	>0.5	>15	$<9,000$
Al-Bahar et al. 2004	>50	<70	100,000	1,000	Arenisca	Baja	<150	0.6		
Dickson et al. 2010	>100 si $10<\mu<100$ >1000 si $100<\mu<1,000$ cp	<76.7	$<1,000$ si $10<\mu<100 <$ $3,000$ si $100<\mu<1,000$ cp				$10<\mu<1,000$	>0.3	>15	800-9,000
Saleh et al 2014	>10	<98.9			Arenisca y Carbonato		$<5,000$	>0.21	>12	

Modificado de: SHENG, James. Status of Polymer-Flooding Technology. Journal of Canadian Petroleum. SPE, 2015

Los polímeros utilizados en la industria de los hidrocarburos son sometidos a diferentes condiciones de yacimiento, para las cuales deben estar preparados y funcionar de manera estable. Estas características pueden hacerlos resistentes o débiles a determinados factores, tales como: La salinidad, la dureza, la temperatura, el oxígeno, bacterias y demás. Es por esto que se debe estudiar el fundamento físico y químico por el cual dichas condiciones o factores afectan las propiedades de la solución polimérica de una manera perjudicial, definiendo así una idea clara del tipo de ambiente predilecto y previniendo un deterioro descontrolado de los polímeros utilizados en campo, lo cual afectaría directamente la viabilidad de un proyecto de inyección de polímero.¹²

Tabla 2. Estructura de los polímeros y sus características

ESTRUCTURA	CARACTERÍSTICAS	EJEMPLO
-O- en la cadena principal	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Estabilidad térmica baja. ▪ degradación térmica a alta temperatura. ▪ Apto para temperaturas menores a 80°C. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Polioxietileno ▪ Alginato de sodio ▪ Carboximetil celulosa ▪ HEC ▪ goma xanthan
Cadena de carbono en la cadena principal	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Buena estabilidad térmica. ▪ Degradación no severa a menos de 110 °C. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Polivinilo ▪ Poliácridato de sodio ▪ Poliácridamida, HPAM
-COO- en el grupo hidrofílico	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Buen viscosificador. ▪ Menor adsorción en areniscas debido a la repulsión entre cadenas. ▪ Menor estabilidad química debido a presencia de Ca²⁺ y Mg²⁺ causando precipitación. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alginato de sodio ▪ Carboximetil celulosa ▪ HPAM ▪ goma xanthan.
-OH o -CONH2 en el grupo hidrofílico	<ul style="list-style-type: none"> ▪ No hay precipitación con Ca²⁺ y Mg²⁺. ▪ Buena estabilidad química. ▪ No hay repulsión entre cadenas. ▪ Menor poder viscosificante. ▪ Alta adsorción debido al enlace de hidrógeno formado en areniscas. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Polivinilo ▪ HEC ▪ Poliácridamida ▪ HPAM

Fuente: Zhao (1991)

¹² SORBIE, Kenneth. Polymer Improved Oil Recovery. Heriot-Watt University. Estados Unidos. 1991

1.7. TIPOS DE POLÍMEROS

Existen dos tipos de polímeros solubles en agua y que aumentan la viscosidad, que se han utilizado en la industria del petróleo. El primer tipo son los biopolímeros, tales como la goma de xanthan. El segundo tipo son los sintéticos y semi-sintéticos, como por ejemplo la poliacrilamida. La tabla 2 muestra las características de las estructuras.

De la tabla 2 se puede concluir que un buen polímero posee las siguientes propiedades:

- No tener un –O– en su cadena principal debido a su baja estabilidad térmica.
- Pertener a un grupo hidrófilo iónico negativo para reducir la adsorción en superficies rocosas.
- Ser viscosificante en polvo.
- Pertener a un grupo hidrófilo no iónico debido a su buena estabilidad química.

En la industria petrolera los polímeros utilizados se reducen prácticamente a dos, los polisacáridos y las poliacrilamidas, siendo la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM), la más utilizada en aplicaciones de recobro mejorado.¹³

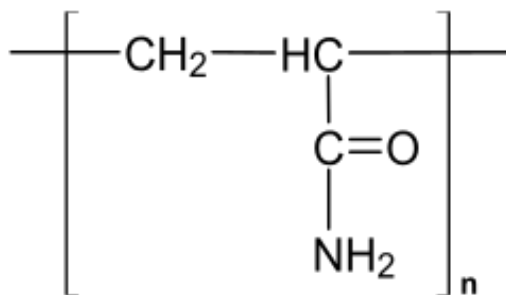
Algunos biopolímeros utilizados son la goma guar, carboximetil celulosa de sodio y etilcelulosa hidroxilo (HEC). Pese a que existen actualmente gran variedad de nuevos polímeros que se sintetizan para estos procesos como el alcohol polivinílico, el ácido poliacrílico y los copolímeros de ácido acrílico y acrilamida, estos se usan en muy exclusivas ocasiones y por lo tanto se hablara solo de los más utilizados.

1.7.1. Poliacrilamidas (PAM). Es un monopolímero de acrilamida. Puede ser sintetizado en forma de cadena lineal o entrecruzado, e incluso se emplea junto con otros monómeros como el acrilato de sodio para formar distintos copolímeros.

¹³ Manrique, Muci & Gurfinkel, 2007

Las poliacrilamidas (PAM) alteran la permeabilidad efectiva del agua del yacimiento en las zonas invadidas y reducen la movilidad del agua inyectada. En consecuencia, se mejora la eficiencia de barrido, todo esto conduce a un incremento en la recuperación de aceite. Sin embargo, si el peso molecular de la poliacrilamida es demasiado alto puede taponar los espacios porosos de la formación, si el diámetro de las gargantas de poro es bajo.

Figura 2. Estructura de una poliacrilamida



Fuente: SORBIE, 1991.

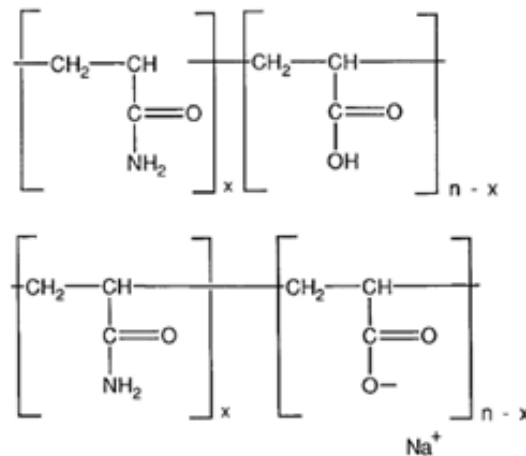
Las poliacrilamidas son polímeros solubles en agua. En solución acuosa no es corrosiva para acero y produce altas viscosidades a bajas concentraciones, es sensible a la presencia de sales minerales y no soporta esfuerzos mecánicos. Cuando se disuelve en salmuera con una salinidad relativamente alta, la poliacrilamida no es buen agente mejorador de la viscosidad y no se desplaza eficientemente a través del yacimiento comparándola con la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM). Debido a que la poliacrilamida es ligeramente cargada positivamente en un entorno de PH ácido o "neutro", la poliacrilamida tiende a adsorberse sobre la superficie de las rocas del yacimiento, especialmente arenas y superficies de poros de arenisca, por lo tanto, el polímero es parcialmente hidrolizado para reducir la adsorción por reacción de la poliacrilamida con una base, como sodio, hidróxido de potasio o carbonato de sodio. La hidrólisis convierte parte de los grupos amida (CONH₂) a grupos carboxilo (COO⁻), como se muestra en la

figura 2. Por estas razones la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) es la más usada en la inyección de polímeros.

Los grados típicos de hidrólisis son de 30-35 % en los monómeros de acrilamidas, este grado de hidrólisis ha sido seleccionado para optimizar ciertas propiedades como son la solubilidad en agua, la viscosidad, y la retención. Si la hidrólisis es demasiado baja, el polímero no es soluble en agua, y si es demasiado alta, el polímero será demasiado sensible a la salinidad y dureza, perdiendo así sus propiedades originales.¹⁴

Su rendimiento depende del peso molecular y del grado de hidrólisis. Cuando es utilizado para inyección en yacimientos que están produciendo por inyección de agua se somete a hidrólisis parcial.

Figura 3. Estructura de una poliacrilamida parcialmente hidrolizada



Fuente: SORBIE,1991.

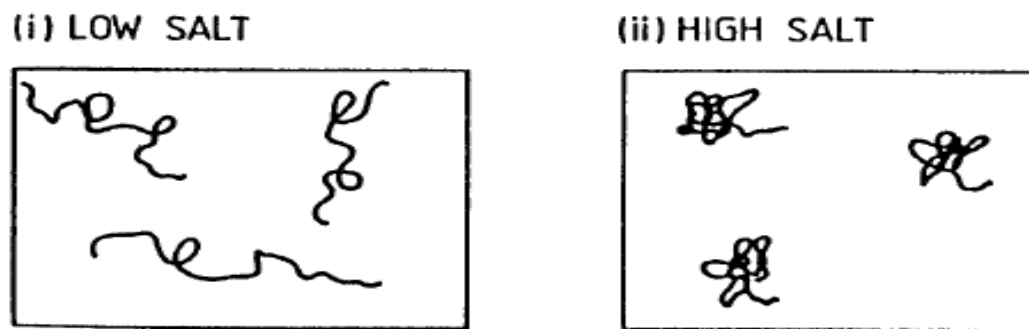
En agua dulce, las cadenas flexibles de la estructura HPAM se estiran, aumentando la viscosidad de la solución, debido a la repulsión de carga del grupo carboxílico. En contraste, las cargas del agua de alta salinidad son neutralizadas o cubiertas y

¹⁴ SORBIE, Kenneth. Polymer Improved Oil Recovery. Heriot-Watt University. Estados Unidos. 1991

las cadenas flexibles del HPAM se comprimen resultando en viscosidades menores.¹⁵

Básicamente la poliacrilamida es un producto que tiene como materia prima al gas natural, del cual se obtiene el propileno y el amoníaco mediante procesos usuales de industria petroquímica. Estos productos obtenidos mediante una reacción con oxígeno a una temperatura entre 425 y 510 °C producen el acrilonitrilo, el cual dará origen a la acrilamida, y esta a la vez a la poliacrilamida. Las poliacrilamidas se pueden obtener en forma sólida o líquida, siendo la forma sólida la más recomendable para su fabricación, debido a sus ventajas de facilidad de transporte, menor riesgo de contaminación del producto y mayor periodo de almacenamiento.

Figura 4. Esquema del efecto de la salinidad en la estructura del HPAM



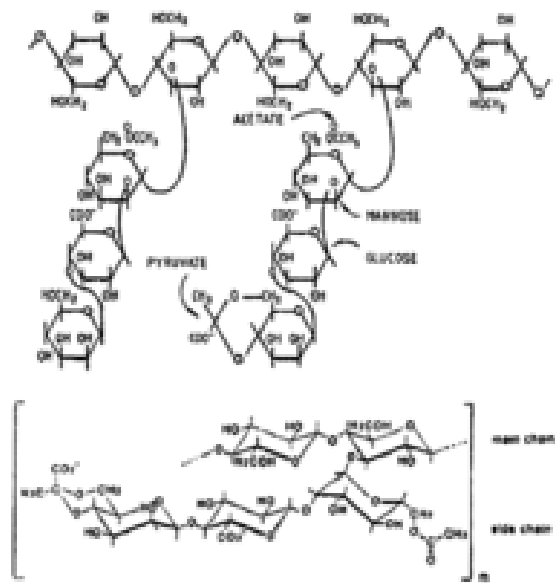
Fuente: SHENG, 2011.

1.7.2. Goma Xanthan. Este tipo de polímero conocido mejor como “Xanta Gum”, es un biopolímero polisacárido que actúa como una barra rígida y es bastante resistente a la degradación mecánica, la cual suele ocurrir desde la cara del pozo hacia la formación. Las soluciones de goma xanthan tienden a provocar una reducción de la permeabilidad relativa del agua mucho menor que las soluciones de poliacrilamida cuando son adsorbidas por la roca del yacimiento. Su peso molecular puede variar entre 1×10^6 - 15×10^6 lb/lbmol; además de ser amigable con el medio ambiente y fácilmente disponibles, pueden ser menos viscosos que los copolímeros

¹⁵ SHENG, JAMES J. “Modern Chemical Enhanced Oil Recovery”. Elsevier, Amsterdam, 2011.

de poliacrilamida a concentraciones equivalentes en agua fresca, pero la goma xanthan tiene la ventaja de ser más resistente a la salinidad de la formación. La figura 5 muestra la estructura química de la goma xanthan. La viscosidad de los copolímeros es menor que la de estos biopolímeros en aguas de formación con contenido de sales del orden de las 10000 (ppm). Es un compuesto sumamente pseudoplastico y moderadamente resistente a la temperatura y su estabilidad térmica alcanza los 176°F.

Figura 5. Estructura química de la goma Xanthan



Fuente: sorbie

La goma xanthan se deriva de un proceso de fermentación de microorganismos que normalmente deja una cantidad sustancial de desechos celulares en la solución polimérica final. Las dos principales preocupaciones relacionadas con el uso de biopolímeros son su susceptibilidad a la degradación biológica y química, y problemas de inyección resultantes de residuos celulares que normalmente permanecen en las soluciones de biopolímero que se derivan de procesos de fermentación de microorganismos

Existen también otros biopolímeros ampliamente utilizados en procesos EOR, como el escleroglucano, simusan, AGBP, entre otros. Tiene diversas aplicaciones tanto

en la industria petrolera en la recuperación de crudos, y en fluidos de perforación como en otras industrias, tales como la alimenticia, farmacéutica y cosmética.

1.8. PROPIEDADES DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS

A continuación, se describen algunas de las propiedades de las soluciones poliméricas en un proceso de inyección de polímeros. Entre los más relevantes se encuentran: La viscosidad del polímero, salinidad, concentración, temperatura y ph.

1.8.1. Viscosidad del polímero. La viscosidad es una propiedad física que caracteriza la resistencia a fluir de determinada sustancia. Resulta ser la propiedad más afectada por el polímero debido a que una pequeña concentración de polímero puede incrementar la viscosidad de la solución acuosa de manera significativa, como se puede observar en la figura 6.

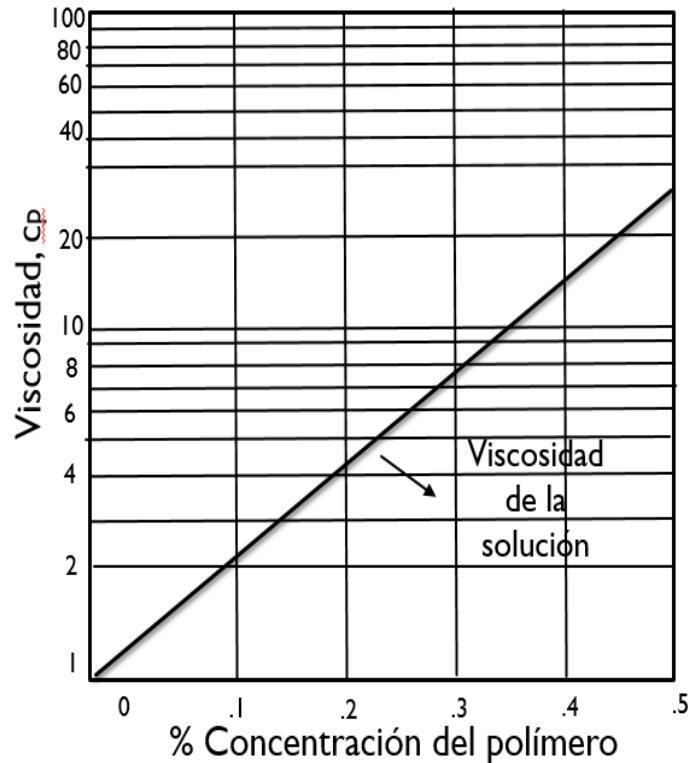
El principal mecanismo por el cual se da este aumento en la viscosidad es el peso molecular del polímero, el cual puede oscilar entre $(1-6) \times 10^6$ lb/lbmol para HPAM. Sin embargo, dependiendo del tipo de polímero que se emplee pueden existir distintos mecanismos que contribuyen al aumento de dicha propiedad, finalmente todos los polímeros al entrar en contacto con contaminantes químicos sufren una alteración en su composición química, la cual genera una pérdida en su efectividad.¹⁶

1.8.2. Salinidad y concentración. La viscosidad intrínseca de una solución homogénea PAM incrementa cuando se añade cloruro de sodio (NaCl) a la solución. Cuando se añade cloruro de calcio (CaCl_2), el incremento de la viscosidad es aún más obvio. Sin embargo, la viscosidad de HPAM decrece cuando se añade una sal monovalente como el cloruro de sodio (NaCl). La razón es que la adición de sal neutraliza la carga en las cadenas del HPAM. Cuando el HPAM es disuelto en agua, la carga Na^+ se disipa en el agua. La carga COO^- se repelan unas con otras en cadenas de alto peso molecular, el cual causa que se estiren, aumentando el

¹⁶ PYE, David J. "Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility". JPT. 2004

volumen hidrodinámico, y la viscosidad. Cuando la sal es añadida, la carga COO⁻ está rodeado por algunos sodio (Na⁺), lo que hace que proteja la carga. Entonces la repulsión de COO⁻ es reducida, el volumen hidrodinámico llega hacer más pequeño, y las viscosidades decrecen.

Figura 6. Efecto de la concentración de polímero en la viscosidad



Modificado de: PYE, 2004.

Cuando sales divalentes como: CaCl₂, MgCl₂ y/o BaCl₂, son añadidos a una solución HPAM, su efecto es complejo. Cuando sales divalentes como: Cloruro de calcio (CaCl₂), cloruro de magnesio (MgCl₂) y/o cloruro de bario (BaCl₂), son añadidos a una solución HPAM, su efecto es complejo. A baja hidrólisis, la viscosidad de la solución incrementa después de que alcanza la mínima hidrólisis. A alta hidrólisis, la viscosidad de la solución decrece bruscamente hasta que ocurre la precipitación.¹⁷

¹⁷ SHENG, James J. "Modern Chemical Enhanced Oil Recovery". Elsevier, Amsterdam. 2011.

1.8.3. Efecto del PH. Debido a que el PH afecta la hidrólisis la viscosidad del HPAM depende de este. El PH se incrementa inicialmente cuando alkali es añadido. Sin embargo, al ser añadido eventualmente producirá menores viscosidades del HPAM debido al efecto de la sal.

La adición del alkali también aumenta los electrolitos, el cual debería disminuir la viscosidad de la solución polimérica. Aún sin alkali, la hidrólisis ocurrirá. Por lo tanto, a largo plazo, el efecto para incrementar la hidrólisis será menos importante que el efecto de la sal, y la viscosidad del polímero disminuirá.¹⁸

1.8.4. Efecto de la temperatura. A una tasa de corte baja, la viscosidad aparente de la solución polimérica decrece con la temperatura de acuerdo a la ecuación de Arrhenius.

$$\mu_p = A_p \exp\left[\frac{E_a}{RT}\right]$$

Donde A_p es el factor de frecuencia, E_a es la energía de activación de la solución polimérica, R es la constante universal de los gases, y T es la temperatura absoluta. Esta ecuación muestra que la viscosidad decrece rápidamente cuando aumenta la temperatura. Cuando la temperatura aumenta, la actividad de las moléculas y las cadenas de polímeros es mejorada, y la fricción entre las moléculas es reducida; así, la resistencia al flujo se reduce y la viscosidad disminuye. Cada polímero tiene diferente E_a . Con un E_a mayor, la viscosidad es más sensible a la temperatura. HPAM tiene 2 E_a s. Cuando la temperatura es menor a 35°C, E_a es bajo, y la viscosidad no cambia mucho con el incremento de la temperatura. Cuando la temperatura es mayor a 35 °C, E_a es alto, y la viscosidad es más sensible a la variación de la temperatura.

¹⁸ LUO, J. -H; Liu, Y. -Z; Zhu, P. Polymer solution properties and displacement mechanisms. Petroleum Industry Press. 2006.

1.9. ESTUDIO EXPERIMENTAL ROCA-FLUIDO

La inyección de polímeros busca incrementar tanto la eficiencia de barrido areal, como la vertical, mediante la reducción de la movilidad del agua. El flujo de soluciones poliméricas a través de medios porosos es mucho más complejo que el caso de flujo en capilares, ya que además del efecto de los cambios en la viscosidad del fluido, existe una modificación en la permeabilidad efectiva de la roca al paso de la fase acuosa, producida por la adsorción de las moléculas de polímeros en las paredes de la matriz rocosa y/o entrapamiento de dichas macromoléculas.

La inyección de polímeros reduce la movilidad el agua por el incremento de la viscosidad y la reducción de la permeabilidad efectiva. Esta última es medida en pruebas de desplazamiento en laboratorio y los resultados se expresan en dos factores de reducción de la permeabilidad: factor de resistencia (RF) y factor de resistencia residual (RFF).

1.9.1. Factor de resistencia (RF). En los procesos de inyección de agua, en la mayoría de casos se presenta una relación de movilidades mayores a uno, debido a que el agua se mueve más rápido que el petróleo, consecuencia que producirá un desplazamiento ineficiente, este fenómeno es conocido como digitación viscosa. Para que ocurra un desplazamiento óptimo, debe darse una relación de movilidad menor a uno, o incluso igual a uno, la cual es definida como favorable. Por esta razón se considera el proceso de inyección de polímeros como una alternativa viable para disminuir la movilidad del agua, ya que el polímero tiene la capacidad de incrementar la viscosidad de la misma.

El factor de resistencia describe la reducción de la movilidad del agua y se define como la relación entre la movilidad de la salmuera con referencia a la movilidad de la solución de polímero, con ambas movilidades medidas a las mismas condiciones, como expresa la siguiente ecuación (6):

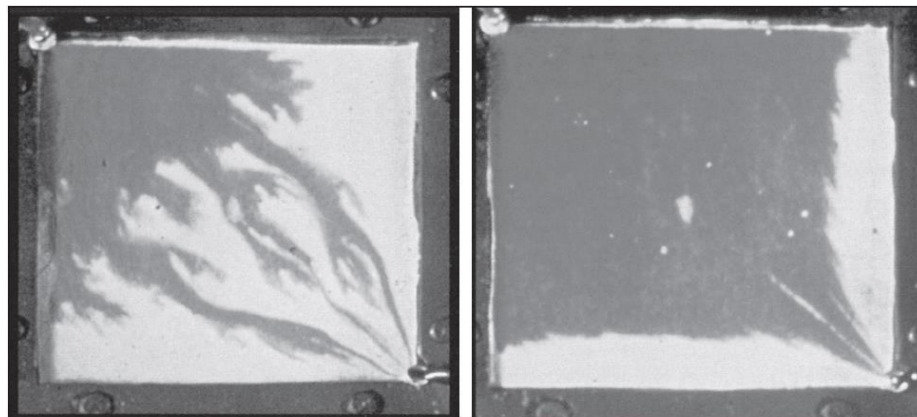
$$RF = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \frac{\kappa_w/\mu_w}{\kappa_p/\mu_p} \quad (6)$$

Donde:

λ_w = Movilidad del agua
 κ_w = Permeabilidad del agua
 μ_w = Viscosidad del agua
 λ_p = Movilidad del polímero
 κ_p = Permeabilidad del polímero
 μ_p = Viscosidad del polímero

En la Figura 7, se ilustra la forma en la que mejora el barrido areal causado por la inyección de polímero en un sistema, comparado con el proceso de inyección de agua. La reducción de la movilidad no se debe solo al incremento de la viscosidad del agua, sino también a mecanismos de retención de las moléculas de polímero en el medio poroso.

Figura 7. Esquema macroscópico del mejoramiento de la eficiencia de desplazamiento.



(a) Inyección de agua

(b) Inyección de polímero

Fuente: Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Sheng, James. 2011

1.9.2 Factor de resistencia residual (RRF). La resistencia residual al paso del agua dejada en el medio poroso por la solución polimérica es de gran importancia económica debido a que no se necesitaría inyectar polímero durante todo el

proyecto, ya que su efecto permanecerá por mucho tiempo después que se haya terminado la inyección de polímero, según afirma Perez (1996, 78).

El volumen inyectado de solución polimérica modifica la permeabilidad efectiva de la roca por donde fluye. Esta reducción en la permeabilidad se debe principalmente a la retención de las moléculas de polímero en la roca del yacimiento. Dicha alteración en permeabilidad es una combinación de la adsorción y del entrapamiento mecánico de las moléculas del polímero que se describen más adelante, lo cual no es totalmente reversible. Por lo tanto, una fracción de polímero, y los beneficios que proporciona, permanecen en el yacimiento después de que se detiene su inyección y se retorna a la inyección de agua siempre y cuando no exista una canalización severa entre pozos inyectoros y productores.¹⁹

El factor de resistencia residual describe la reducción de la permeabilidad al agua después de la inyección de polímeros. Este factor de reducción de la permeabilidad se define como la relación entre la movilidad del agua inyectada antes y después de la inyección de polímeros, de la siguiente manera:

$$RRF = \frac{\lambda_{W(\text{Antes de la inyección de polímero})}}{\lambda_{W(\text{Después de la inyección de polímeros})}} \quad (7)$$

Donde: RRF =Factor de resistencia residual
 λ_w =Movilidad del agua

1.9.3. Volumen de poro inaccesible (IPV). El espacio poroso de la roca productora tiene diferentes tamaños de poro y gargantas de poro. Las moléculas de polímeros son más grandes que las moléculas de agua y son más grandes que algunos poros en el medio poroso. Debido a esto, los polímeros no fluyen a través de todo el espacio poroso en contacto con el agua. También se puede producir el entrapamiento cuando el flujo se restringe o se detiene. Cuando esto sucede, la molécula del polímero puede perder su forma alargada y se enrosca.

¹⁹ T. Ahmed and D. N. Meehan, *Advanced Reservoir Management and Engineering (2nd Edition)*. Elsevier, 2012.

En ocasiones, el flujo de las moléculas del polímero a través del medio poroso se ve limitado por gargantas de poro pequeñas que solamente permiten el paso de agua o salmuera. Estas aperturas reducidas que no entran en contacto con las moléculas del polímero fluyente forman lo que se denomina el volumen de poro inaccesible (IPV). Este fenómeno de volumen de poro inaccesible es reportado por Dawson et al. (2013),²⁰ quienes demostraron que todos los espacios de poros pueden no ser accesibles a las moléculas de los polímeros y que esto permite a las soluciones de polímeros avanzar y desplazar petróleo a una tasa más rápida de lo previsto con base a la porosidad total. Hasta un 30% del volumen de poro total puede no estar accesible a las moléculas del polímero. Como resultado, la porosidad efectiva de la solución del polímero es menor que la porosidad del yacimiento real.

1.10. ESTABILIDAD DE LOS POLÍMEROS

Idealmente el polímero mantendrá su viscosidad y sus diversas propiedades a lo largo de la vida del proceso, sin embargo, durante la implementación de un proceso de inyección de cualquier tipo de polímero, la solución polimérica es sometida a diversas condiciones químicas y físicas en yacimiento que pueden degradar el polímero disminuyendo su viscosidad y estabilidad.

Esencialmente los equipos que se necesitan para pruebas de campo son más rudimentarios y económicos que los necesarios en laboratorio. En general, las pruebas realizadas a las muestras extraídas hacen énfasis en la medición de la viscosidad de la solución, propiedad a partir de la cual se puede analizar la variación en el peso molecular del polímero, la relación de movilidad y finalmente su estabilidad y degradación, las pruebas más comunes son la medición de la viscosidad a partir de viscosímetro de Brookfield y algunos viscosímetros capilares, y la medición del factor de pantalla.

²⁰ R. Dawson and R. B. Lantz, "Inaccessible Pore Volume in Polymer Flooding," *Soc. Pet. Eng. J.*, vol. 12, no. 05, pp. 448–452, Apr. 2013.

Entendiendo la estabilidad de una solución polimérica como la resistencia que tiene a la degradación, resulta de gran importancia evaluar esta propiedad a lo largo de todo el proceso de inyección, debido a que se requiere que la solución sea estable, por lo menos por un tiempo significativo, para que el proceso sea rentable y efectivo.

Cuando se analiza un tipo de polímero para su aplicación en un proceso de recuperación química mejorada de petróleo (CEOR) se debe estudiar cómo se ve alterada su estabilidad al someterlo a diferentes factores químicos y biológicos, a los cuales se va a ver expuesto tanto en yacimiento como en los tanques de mezclado y de almacenamiento.

1.10.1. Degradación química. Este tipo de degradación polimérica hace referencia al efecto que tienen las reacciones químicas (que tienen las moléculas del polímero con las sustancias que las rodean) en las propiedades de la solución a inyectar, en general se representa mediante una disminución en la viscosidad de la solución, sin embargo, cada factor que degrada el polímero lo hace de manera diferente, o en otras palabras, el fundamento químico en el cual se basa dicha degradación cambia dependiendo del factor. Los factores químicos que pueden degradar el polímero significativamente son: La dureza, la salinidad, el pH, la temperatura, el oxígeno y las especies químicas con radicales libres.

Para realizar una correcta evaluación de la degradación química, se deben reducir al mínimo las reacciones químicas que afectan al polímero, y previamente al proceso de inyección se debe realizar un análisis de laboratorio en el cual se evalúe el efecto de los diferentes factores previamente mencionados sobre la viscosidad de la solución, para de esta manera seleccionar el polímero más conveniente para el yacimiento en cuestión, y evitar así futuros problemas de degradación.

1.10.2. Degradación mecánica. Las soluciones poliméricas utilizadas en los procesos de inyección de químicos se encuentran expuestas a deformaciones de diferentes magnitudes debido a la tasa de corte a la cual están sometidas durante su preparación, inyección y flujo a través del medio poroso. Durante el proceso de

preparación se tiene que la mayoría de los proveedores del polímero entregan este en pellets (pequeñas partículas de forma redonda), haciendo necesario que, para generar una solución homogénea de polímero y agua, se deban someter ambos componentes a una fuerte agitación (que involucra una alta tasa de corte), de igual manera durante el proceso de inyección del polímero, desde los tanques de mezclado hasta la cara del pozo. La solución se somete a altas tasas de flujo y a esfuerzo mecánico, al pasar por una serie de bombas, válvulas y un tramo extenso de tubería. Finalmente, cuando la solución arriba a la formación genera una deformación relevante del polímero, la estructura del polímero se ve sometida a un esfuerzo mecánico asociado a la resistencia a fluir que este medio le ofrece.

Si estas deformaciones llegan a romper la estructura del polímero ocurre una degradación mecánica de este. Dicha ruptura genera una disminución en la viscosidad de la solución, afectando la efectividad del proceso, el cual como se ha mencionado previamente tiene como finalidad aumentar el factor de recobro a través de una mejora en la eficiencia de barrido volumétrico, la cual a su vez se obtiene con un aumento en la relación de movilidades entre la solución inyectada y el hidrocarburo presente en el yacimiento. Esto a partir de una disminución en la permeabilidad del medio poroso hacia la solución inyectada y un aumento en la viscosidad de la misma, siendo más significativo el efecto de la viscosidad, por lo tanto, es de vital importancia controlar cualquier tipo de degradación que pueda sufrir el polímero para garantizar la viabilidad del proceso.

La degradación mecánica describe la ruptura de las moléculas del polímero como resultado del gran estrés mecánico al cual están sometidas. Este efecto se presenta con magnitud mayor en las zonas del yacimiento cercanas al pozo, los equipos de preparación del polímero y las tuberías de inyección y desplazamiento del mismo.

1.10.3. Degradación biológica. La degradación biológica del polímero hace referencia a la ruptura de las cadenas del polímero debido al ataque bacteriano. Estas bacterias se alimentan de los monómeros que constituyen el polímero, y es una gran preocupación para la implementación de biopolímeros (especialmente en

yacimientos someros). Esta degradación no solo afecta al polímero en yacimiento, también es un problema en los tanques de almacenamiento y en la tubería de inyección, y al igual que los otros tipos de degradaciones se ve representada por un descenso en la viscosidad de la solución, y por ende en un peor desempeño del polímero para el proceso.

Aunque este problema es bastante común en los biopolímeros, también existen ciertas bacterias que afectan a los polímeros sintéticos. Se ha encontrado que el HPAM puede proveer alimento a las bacterias sulfato reductoras o SRB, la viscosidad de la solución disminuye.

1.10.4. Reducción-oxidación. La presencia de oxígeno prácticamente siempre conduce a la degradación oxidativa del polímero de poliacrilamida. Sin embargo, a una temperatura baja, el efecto del oxígeno disuelto en la viscosidad de la solución HPAM no es significativa, y la solución del polímero puede ser estable durante un largo tiempo. Al aumentar la temperatura, incluso si existe una pequeña cantidad de oxígeno, la viscosidad de la solución HPAM disminuye rápidamente con el tiempo. Por ejemplo, las vidas medias de un polímero a 50 °C, 70 °C, y 90 °C son 117, 20, y 2,6 horas, respectivamente. A medida que aumenta la concentración del oxígeno, la viscosidad disminuye más rápido (Luo et al., 2006).

Yang y Treiber (1985) estudiaron la estabilidad química de la solución de poliacrilamida en condiciones de campo simulados. Se identificaron las principales variables encontradas por una solución de polímero en el campo como el oxígeno, la temperatura, captadores de oxígeno, iones de metal/metal, sulfuro de hidrógeno, pH, salinidad/dureza, aditivos químicos y biocida. Su principal conclusión fue que la velocidad y el grado de degradación del polímero se rigen principalmente por el contenido de oxígeno de la solución y la temperatura, a pesar de que observaron que a niveles limitados de oxígeno la degradación del polímero producida es limitada.

A niveles bajos de oxígeno (1 ppm), encontraron que sus poliacrilamidas fueron estables durante 500 días hasta 93,3 °C y, de hecho, mostraron un aumento de la viscosidad durante este tiempo. Este incremento se había informado previamente por Ryles (1983), más adelante por Luo et al. (2006) y por Han et al. (2006). Este comportamiento se cree que es el resultado del creciente grado de hidrólisis que se produce a temperaturas elevadas. Cuando el oxígeno se consume completamente, la reacción de degradación se detuvo; este comportamiento es contrario a la sospecha general que después de la reacción que se inicia por el oxígeno, se procederá sin más el suministro de oxígeno (Luo et al., 2006)

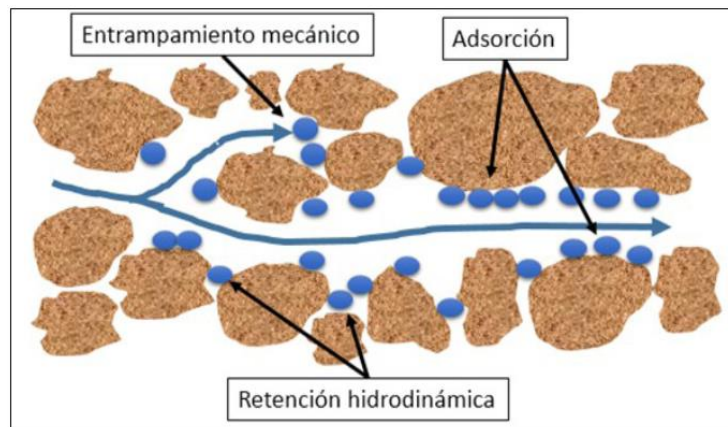
1.10.5. Hidrólisis. El efecto de la temperatura en ausencia de la degradación oxidativa, la cadena principal de los polímeros de vinilo, tales como poliacrilamida, es bastante estable térmicamente a temperaturas tan altas como 120 °C (Ryles, 1983). De hecho, Ryles (1988) encontró que la poliacrilamida era estable a 90 °C durante al menos 20 meses en condiciones controladas. A temperaturas elevadas, sin embargo, los grupos amida pendientes tienden a hidrolizar, por lo tanto, aumentan el contenido total de carboxilato de polímero. Este aumento da como resultado cambios significativos en las propiedades de la solución, la reología y el comportamiento de fase debido a que el mecanismo principal de la degradación de poliacrilamida es la hidrólisis del grupo amida. Pruebas de estabilidad térmica realizadas por Ryles (1988) mostraron que las sales disueltas tuvieron sólo un efecto menor en la velocidad de hidrólisis y que la temperatura fue el principal factor determinante. A partir de sus datos, podemos ver lo siguiente:

- Cuanto mayor sea la temperatura, más rápida será la velocidad de hidrólisis.
- Cuanto mayor sea la temperatura, mayor es el grado de hidrólisis.
- La hidrólisis se ve afectada significativamente por la temperatura.
- La concentración afecta fuertemente a la reducción de la viscosidad.

1.11. MECANISMOS DE RETENCIÓN EN EL MEDIO POROSO

En el medio poroso existen tres mecanismos de retención (Figura 8) sobre las soluciones poliméricas, tales como: la retención hidrodinámica, el entrapamiento mecánico y la adsorción, siendo despreciable el aporte de la retención hidrodinámica y prevenible el entrapamiento mecánico. Esta retención involucra pérdida de químico que aumenta la viscosidad de la solución polimérica, provocando cambios inesperados en el proceso. Por lo tanto, es muy importante estudiar estos fenómenos para garantizar la viabilidad del proyecto a realizar.²¹

Figura 8. Mecanismos de retención en el medio poroso



Fuente: SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and practice. Elsevier, 2010.

La retención del polímero en la formación es un factor significativo para el diseño y siempre debe ser estimada su magnitud, de modo que el tamaño del bache y su composición puedan ser fijados apropiadamente.

Los factores que inciden en el fenómeno de retención se dividen en: características del polímero, condiciones del fenómeno, propiedades del solvente y naturaleza de la superficie rocosa. Estos factores inciden de manera diferente en la retención de polímero en un mismo medio poroso, debido a la diferencia en la estructura, composición y comportamiento del polímero.

²¹ SORBIE, Kenneth. Polymer Improved Oil Recovery. Heriot-Watt University. Estados Unidos.1991

Para el caso del HPAM, los factores que más inciden en la retención son: La concentración de cationes en el solvente, el porcentaje de hidrólisis y la mineralogía de la roca.²²

1.11.1. Adsorción. La adsorción es un proceso mediante el cual se extrae materia de una fase y se concentra sobre la superficie de otra fase (generalmente sólida), como se ilustra en la Figura 8. Esta adsorción es de tipo física y se encuentra regida por la acción de los enlaces de hidrógeno y las fuerzas de Van der Waals.

Una vez las moléculas de polímero se adhieren a la superficie rocosa alteran diferentes propiedades como la mojabilidad, el volumen poroso y finalmente la permeabilidad. Cuanto mayor sea la superficie disponible más alto será el nivel de adsorción.

La adsorción es el fenómeno de retención más importante que debe ser estudiado para evaluar la viabilidad de hacer una inyección de polímero a un yacimiento.

1.11.2. Entrampamiento mecánico. Este fenómeno solo se relaciona en flujo a través de medios porosos. El entrampamiento mecánico ocurre cuando las moléculas de polímero más grandes se alojan en canales de flujo muy estrecho, haciendo que parte del polímero se retenga (figura 8), este fenómeno fue estudiado por Willhite y Domínguez en 1997.

Este fenómeno es muy difícil de evaluar debido a la compleja estructura de los poros, como una gran red interconectada con un gran número de posibles rutas que conecta la entrada y la salida para un proceso de inyección de polímeros. Por lo tanto, si se inyecta solución polimérica a un medio poroso, esta puede tomar varias rutas y algunas moléculas quedarán atrapadas en los poros más estrechos, disminuyendo así la cantidad de polímero.

1.11.3. Retención hidrodinámica. La retención hidrodinámica del polímero es el mecanismo de retención menos definido y comprendido. Se cree que algunas

²² SHENG, JAMES J. "Modern Chemical Enhanced Oil Recovery". Elsevier, Amsterdam, 2011

moléculas de polímero están atrapadas temporalmente en regiones donde el flujo se detiene por fuerzas de arrastre hidrodinámico. En tales regiones, la concentración de polímero local se excede a la del flujo inyectado. Cuando el flujo se detiene, estas moléculas se difunden hacia fuera de los canales principales de flujo y quedan atrapados, produciendo así pérdida de polímero.²³

1.12. EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

La inyección de polímeros provee un mejor desplazamiento mejorando la eficiencia de barrido areal y vertical, incrementado el factor de recobro debido al aumento de la viscosidad del agua, lo que produce una disminución de la movilidad del agua y desviar el fluido inyectado hacia sectores más amplios del yacimiento. El proceso no mejora la eficiencia de desplazamiento, ya que no tiene efectos en las fuerzas capilares existentes ni en tensiones interfaciales.

1.12.1. Ventajas

- Mejoran el barrido areal y vertical.
- Son muy viscosos cuando son altamente diluidos.
- Mejora la razón de movilidad agua-petróleo.
- Son los más aplicables en pruebas de campo.
- Económicamente son viables.

1.12.2. Desventajas

- Son sensibles a la salinidad.
- Taponamiento que se origina en la formación.
- Es muy susceptible al ataque bacterial.
- Son muy costosas al momento de tener problemas.
- Efecto de esfuerzos y altas temperaturas
- Agua de alta calidad.

²³ SORBIE, Kenneth. Polymer Improved Oil Recovery. Heriot-Watt University. Estados Unidos.1991

2. MODELO DE SIMULACIÓN PARA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

En este capítulo se da a conocer el procedimiento para la creación del modelo semiconceptual de inyección de polímeros teniendo en cuenta las características de un campo del Valle Superior del Magdalena.

2.1. SIMULACIÓN NUMÉRICA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

La simulación numérica es una herramienta eficaz y útil que permite representar aproximadamente el comportamiento de fenómenos y procesos que pueden ocurrir en el yacimiento, permitiendo al ingeniero hacer un ajuste histórico y las previsiones del comportamiento de los proyectos de recuperación primaria, secundaria y terciaria.

La representatividad de estos resultados depende en gran medida del modelo geológico del yacimiento y de la calidad de la información incluida en el simulador. Por esta razón, es conveniente hacer una evaluación de incertidumbres a través de un análisis de sensibilidad detallado para obtener el pronóstico más adecuado.

En consecuencia, la simulación numérica apoya el diseño del proceso de inyección de polímero, debido a que ayuda a definir el porcentaje de volumen poroso a inyectar, las condiciones operativas del proceso y la capacidad estimada de las instalaciones superficiales y los diferentes escenarios de inyección que pueden ser evaluados técnica y económicamente.

La simulación numérica del yacimiento se desarrolla generalmente en software comercial, en este caso CMG STARS.

El comportamiento de la solución de polímero está típicamente representado por cuatro parámetros. El primero es la adsorción, retención hidrodinámica, entrapamiento mecánico y su propagación en la roca del yacimiento. La segunda corresponde al volumen de poro inaccesible (IPV) que es importante para modelar la fracción porosa de la roca en la que la solución polimérica no penetrará. El tercero corresponde a la viscosidad de la solución polimérica y las tasas de corte que están

directamente relacionadas con la reducción de la movilidad (RF) y la última es la reducción de la permeabilidad del yacimiento después del proceso de inyección de polímero (RRF).

2.2. METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN

La metodología que se emplea para el desarrollo de la simulación consta de los siguientes pasos:

- Desarrollo del modelo estático
- Desarrollo del modelo dinámico
- Condiciones operacionales para producción primaria.
- Ajustes del comportamiento de la presión
- Condiciones operacionales para inyección de polímeros

En este modelo se realiza una representación de la producción primaria con un solo pozo productor vertical con el fin de identificar cual será el comportamiento de nuestro modelo con este tipo de producción durante un periodo de 60 años.

2.3. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO

En esta sección se da a conocer el desarrollo del modelo estático del modelo de simulación. Se define el grid de simulación, porosidad y permeabilidad de las diferentes capas del modelo heterogéneo.

Tabla 3. Características generales del grid de simulación

CARACTERÍSTICA GENERALES		
Número de bloques		1000
Dimensiones del Grid	Ni	10
	Nj	10
	Nk	10
	Longitud en i	80 ft
	Longitud en j	80 ft
Profundidad del yacimiento		6800 ft

Fuente: DEAN, Elio. WYATT, Kon. Technical Feasibility Review of Chemical EOR. Ecopetrol. 2013.

2.3.1. Definición del grid de simulación. En el simulador STARS de CMG se ingresa los datos presentados en las Tablas 3 y 4 para la definición del grid de simulación. Estos valores se definen debido a que el tiempo de computo no es tan grande y por ende permite hacer corridas en tiempo cortos.

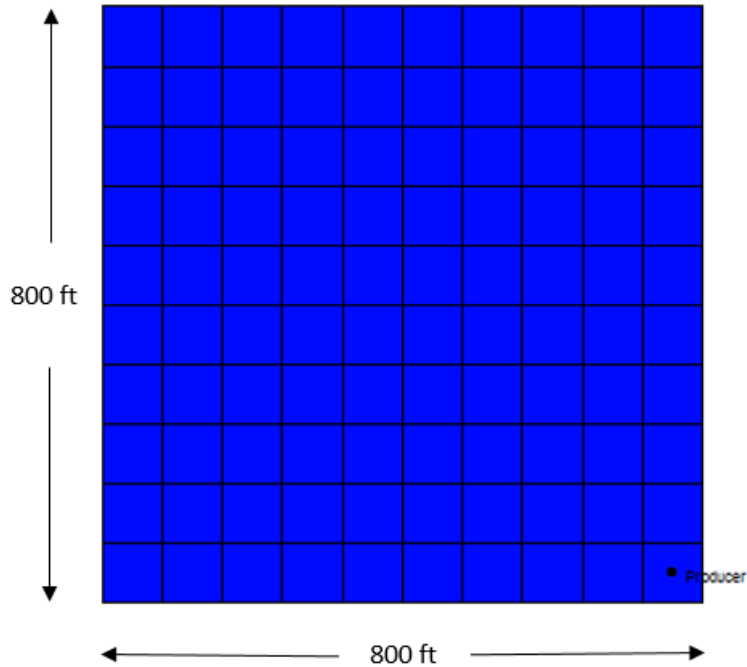
Tabla 4. Espesor del Grid

Espesor del Grid	
Capa 1	14 ft
Capa 2	13 ft
Capa 3	16 ft
Capa 4	5 ft
Capa 5	12 ft
Capa 6	7 ft
Capa 7	7 ft
Capa 8	47 ft
Capa 9	5 ft
Capa 10	20 ft

Fuente: DEAN, Elio. WYATT, Kon. Technical Feasibility Review of Chemical EOR. Ecopetrol. 2013.

Una vez ingresados los datos se puede visualizar el grid creado como se muestra en la Figura 9, 10 y 11, de esta forma poder tener una mejor visualización de nuestro modelo de yacimiento creado.

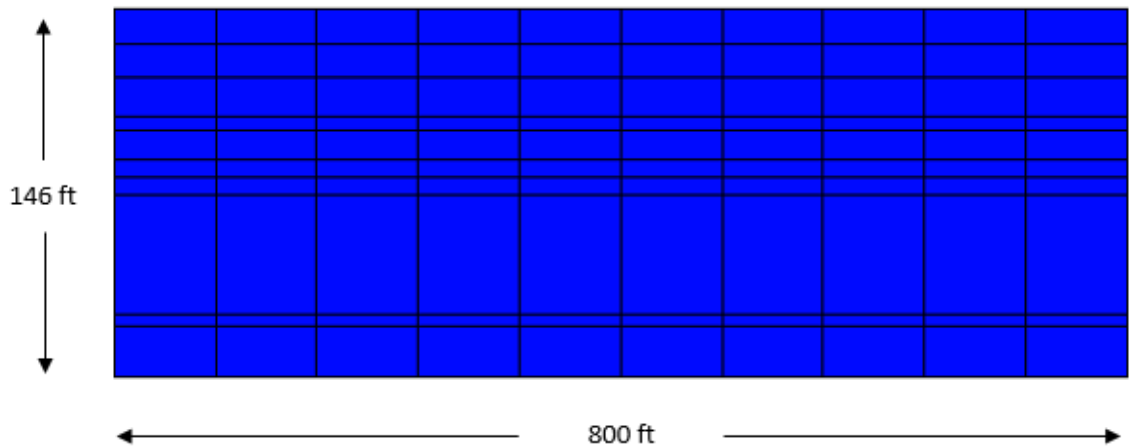
Figura 9. Enmallado de simulación. Vista Superior



Fuente: Simulador STARS-CMG

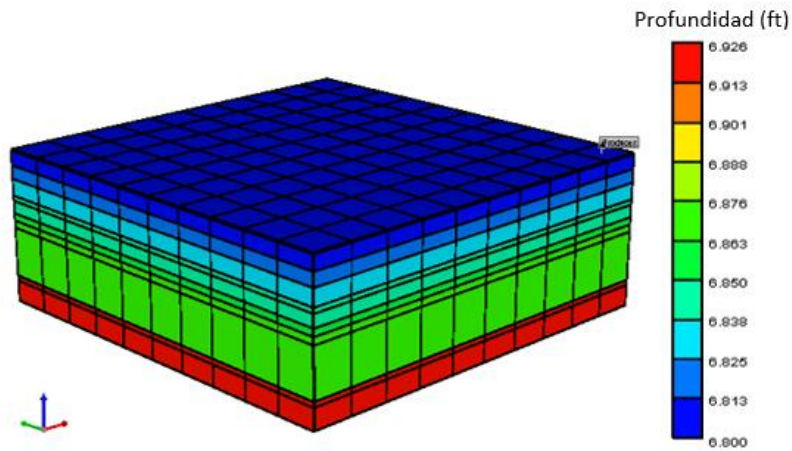
En este modelo se realiza una representación de la producción primaria con un solo pozo productor vertical con el fin de identificar cual será el comportamiento de nuestro modelo con este tipo de producción.

Figura 10. Enmallado de simulación. Vista Lateral



Fuente: Simulador STARS-CMG

Figura 11. Enmallado de simulación. Vista 3D



Fuente: Simulador STARS-CMG

Tabla 5. Propiedades del medio poroso

	POROSIDAD	PERMEABILIDAD I, J	PERMEABILIDAD K
Capa 1	0.157231	4.90909	3.666667
Capa 2	0.207727	175.286	179.2
Capa 3	0.1549	26.1111	15.5
Capa 4	0.2062	225.8	155.25
Capa 5	0.183417	55.875	52
Capa 6	0.201667	309.667	227
Capa 7	0.0555714	7.83333	5.833333
Capa 8	0.159947	295.313	210.0909
Capa 9	0.0748	6.2	5.2
Capa 10	0.1635	160.571	49.5

Fuente: DEAN, Elio. WYATT, Kon. Technical Feasibility Review of Chemical EOR. Ecopetrol. 2013.

2.3.2. Definición de porosidad y permeabilidad del modelo. En la Tabla 5 se muestra tanto la porosidad como la permeabilidad de nuestro modelo heterogéneo, el cual se basa en las propiedades de un campo del Valle Superior del Magdalena.

2.4. DESARROLLO DEL MODELO DINÁMICO

En esta sección se da a conocer el desarrollo del modelo dinámico de simulación. Se define el PVT, propiedades de los fluidos, propiedades roca-fluido e interacción roca-polímero.

2.4.1. Datos PVT. El siguiente paso es definir las propiedades para la creación del PVT, los valores correspondientes se muestran en la Tabla 6.

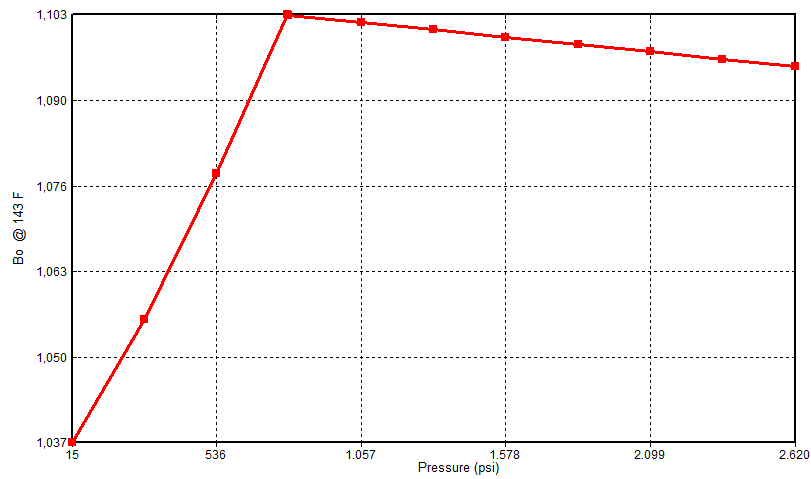
Tabla 6. Propiedades para creación del PVT

Propiedad	Valor
Temperatura Yacimiento, °F	143
Presión del Yacimiento, psi	2600
Presión de Burbuja, psi	790
Factor volumétrico de formación, rb/stb	1.1
Viscosidad de aceite vivo, cp	9
Viscosidad de aceite muerto, cp	19
GOR, cf/bbl	91
Viscosidad del Agua	0.5
Salinidad del Agua de formación, ppm	8000

Fuente: DEAN, Elio. WYATT, Kon. Technical Feasibility Review of Chemical EOR. Ecopetrol. 2013.

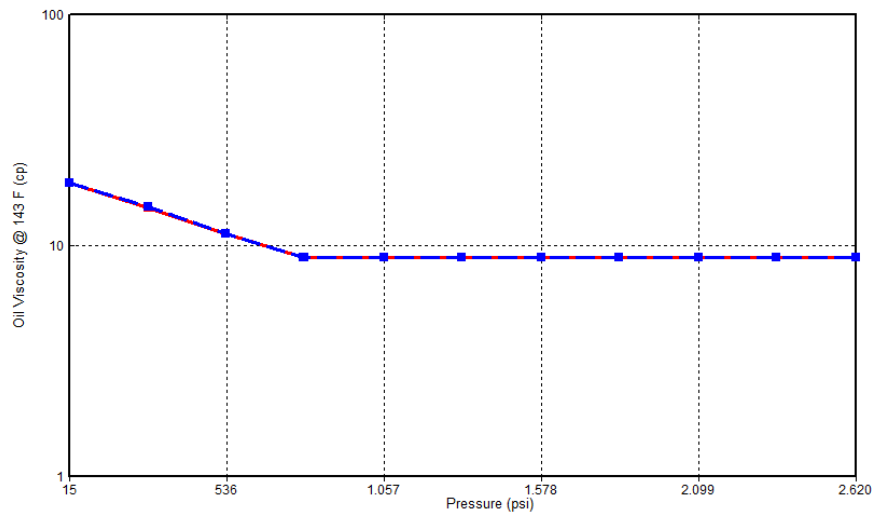
Como resultado de la creación del PVT, en la Figura 12 se muestra el comportamiento del factor volumétrico del petróleo en función de la presión de nuestro modelo de simulación. En la Figura 13 se muestra el comportamiento de la viscosidad del aceite.

Figura 12. Factor volumétrico del petróleo



Fuente: Simulador STARS-CMG

Figura 13. Comportamiento de la viscosidad del petróleo



Fuente: Simulador STARS-CMG

2.4.2. Propiedades de los fluidos. Las propiedades de los fluidos son fundamentales para poder tener una mayor precisión del comportamiento que tienen los fluidos en el yacimiento y a través del pozo hasta su disposición final en superficie. Por ende, es de suma importancia tener datos precisos en el laboratorio, para de esta forma poder predecir qué cantidad exacta de fluidos tendremos en

superficie y así poder hacer predicciones. Cabe resaltar que la solución de polímero es preparada con agua de formación. En la Tabla 7 se muestran las propiedades de los fluidos que se ingresaron al simulador.

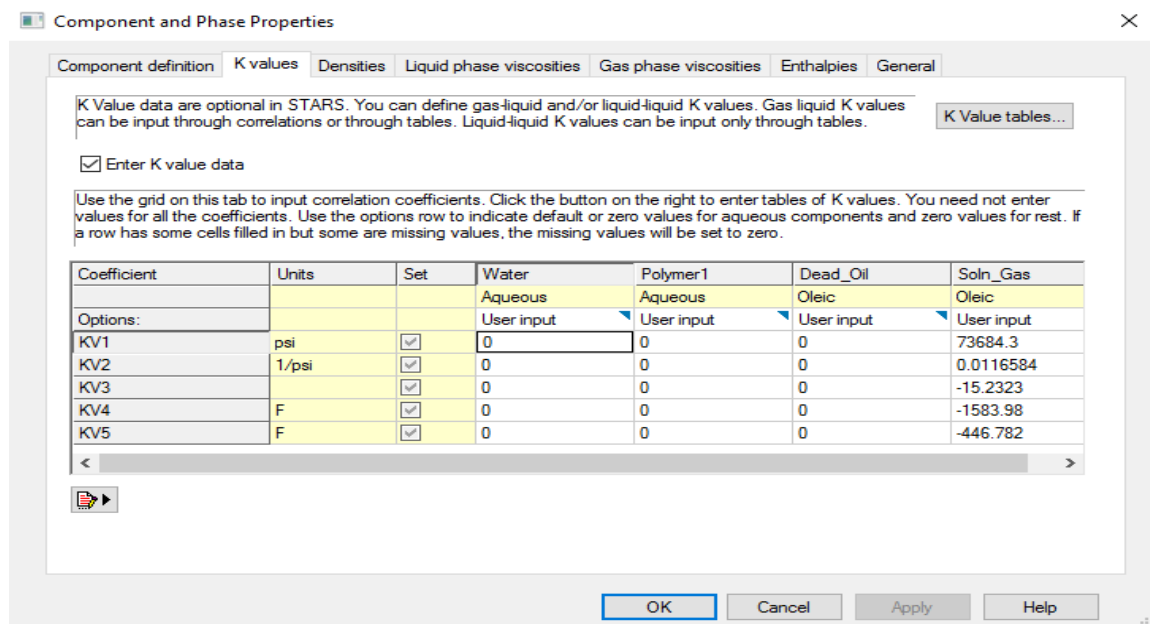
Tabla 7. Propiedades de los fluidos de yacimiento

	Agua	Polímero	Aceite muerto	Gas en sln
Peso Molecular, lb/lbmol	18.015	8000	277.154	37
Viscosidad, cp	0.5001	2.8	19	0.208573
Densidad, lb/ft3	62.0168	62.428	56.0313	22.2512

Fuente: DEAN, Elio. WYATT, Kon. Technical Feasibility Review of Chemical EOR. Ecopetrol. 2013.

El simulador STARS requiere relaciones de equilibrio (k-valores) que pueden ser obtenidos de modelos termodinámicos (ej. Ecuación de Estado-Peng.Robinson). En la Figura 14 muestra los k-valores usados en este modelo.

Figura 14. Relaciones de equilibrio (k-valores)



Fuente: Simulador STARS-CMG

2.4.3. Propiedades roca- fluido. En esta sección se define las propiedades de la interacción roca-fluido que se presenta en el yacimiento, tales como: Curvas de permeabilidad relativa e interacción roca-polímero.

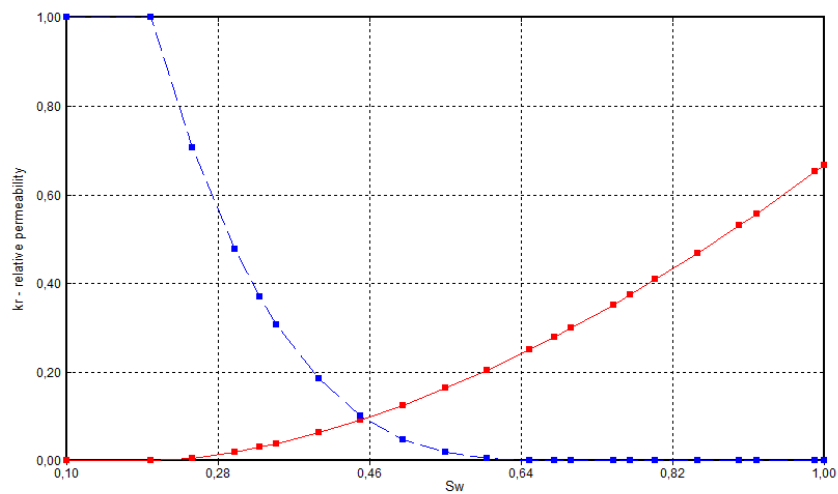
2.4.3.1. Curvas de permeabilidad relativa. En la Tabla 8 se muestra los datos correspondientes a las permeabilidades relativas agua-petróleo. Para así poder obtener sus respectivas curvas, como se muestra en la Figura 15.

Tabla 8. Tablas de permeabilidades relativas Agua-Aceite

Sw	krw	krow	Sw	krw	krow
0.1	0	1	0.65	0.2508	0.0005
0.2	0	1	0.68	0.27989	0.00002
0.25	0.00599	0.70632	0.7	0.3	0
0.3	0.01945	0.47885	0.75	0.35277	0
0.33	0.03038	0.37022	0.77	0.37485	0
0.35	0.03875	0.30819	0.8	0.40901	0
0.4	0.06319	0.18531	0.85	0.46862	0
0.45	0.09234	0.10153	0.9	0.53154	0
0.5	0.12589	0.04862	0.92	0.55762	0
0.55	0.1636	0.01881	0.99	0.65289	0
0.6	0.20529	0.00494	1	0.667	0

Fuente: DEAN, Elio. WYATT, Kon. Technical Feasibility Review of Chemical EOR. Ecopetrol. 2013.

Figura 15. Curvas de permeabilidades relativas Agua-Aceite



Fuente: Simulador STARS-CMG

2.4.3.2. Interacción Roca-Polímero. El procedimiento a seguir es definir el componente de Adsorción mediante la utilización de tablas de adsorción vs concentración. En la Figura 16 se muestra las características del polímero y de la interacción Roca-Polímero.

Figura 16. Adsorción del Polímero

Component Adsorption

Adsorption Component: Polymer1

Change Adsorption Options

Composition dependence will be taken from phase: water (aqueous) phase

Isothermal adsorption table

	Mole Fraction	Adsorbed moles per unit pore volume lbmole/ft3	Comment
1	0.000	0.000	
2	6.2111E-07	7.04e-009	
3	1.2422E-06	1.40806e-008	
4	1.8633E-06	2.11206e-008	
5	2.4844E-06	2.85446e-008	
6	3.1056E-06	3.61202e-008	
7	3.7267E-06	4.36958e-008	
8	4.3478E-06	5.12715e-008	
9	4.9689E-06	5.88477e-008	
10	5.5900E-06	6.64233e-008	

Resistance factor applied to phase (ADSPHBLK): default phase

Rock Dependant Parameters: Adsorption Rock Type: 1

Maximum adsorption capacity (ADMAXT)	9.61391e-006 lbmole/ft3
Residual adsorption level (ADRT)	7.74107e-006 lbmole/ft3
Accessible pore volume (PORFT)	0.84
Accessible resistance factor (RRFT)	1.3

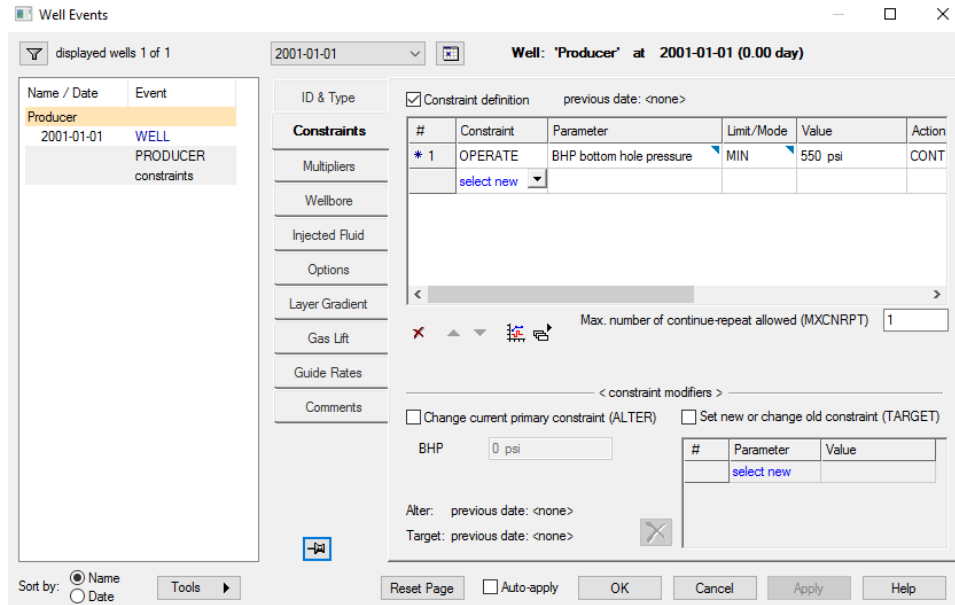
OK Cancel Apply Help

Fuente: Simulador STARS-CMG

2.5. CONDICIONES OPERACIONALES PARA PRODUCCIÓN PRIMARIA

Se define un periodo de 60 años para evaluar el comportamiento de la producción por flujo natural de un pozo productor vertical. Los parámetros operacionales que se usaron para el pozo productor se muestran en la Figura 17.

Figura 17. Condiciones operacionales del pozo productor sin ajustar

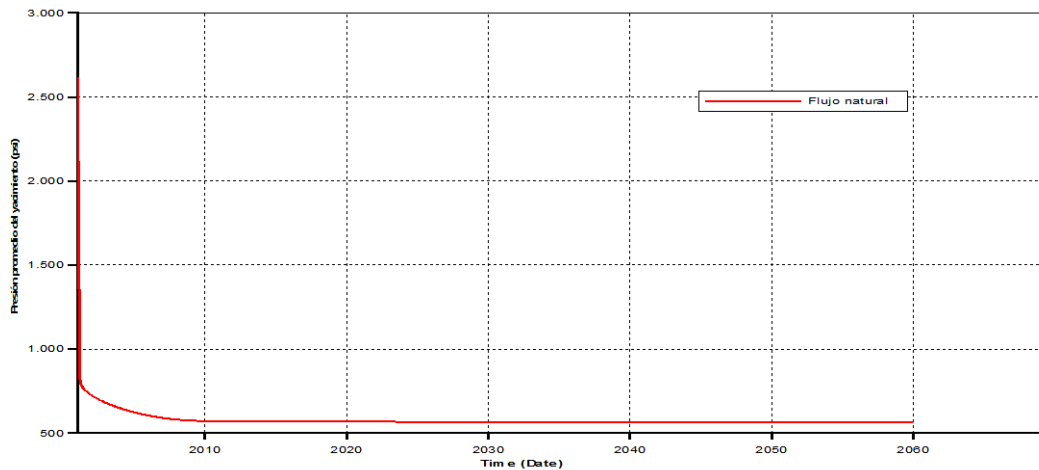


Fuente: Simulador STARS-CMG

2.6. AJUSTE DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN

Como se muestra en la Figura 18 el comportamiento de la presión no es típico de un yacimiento normal debido a que la presión cae drásticamente en poco tiempo. Por lo tanto, se procede a construir un anillo de confinamiento para poder tener un mejor comportamiento.

Figura 18. Presión del yacimiento por flujo natural sin ajustar



Fuente: Simulador STARS-CMG

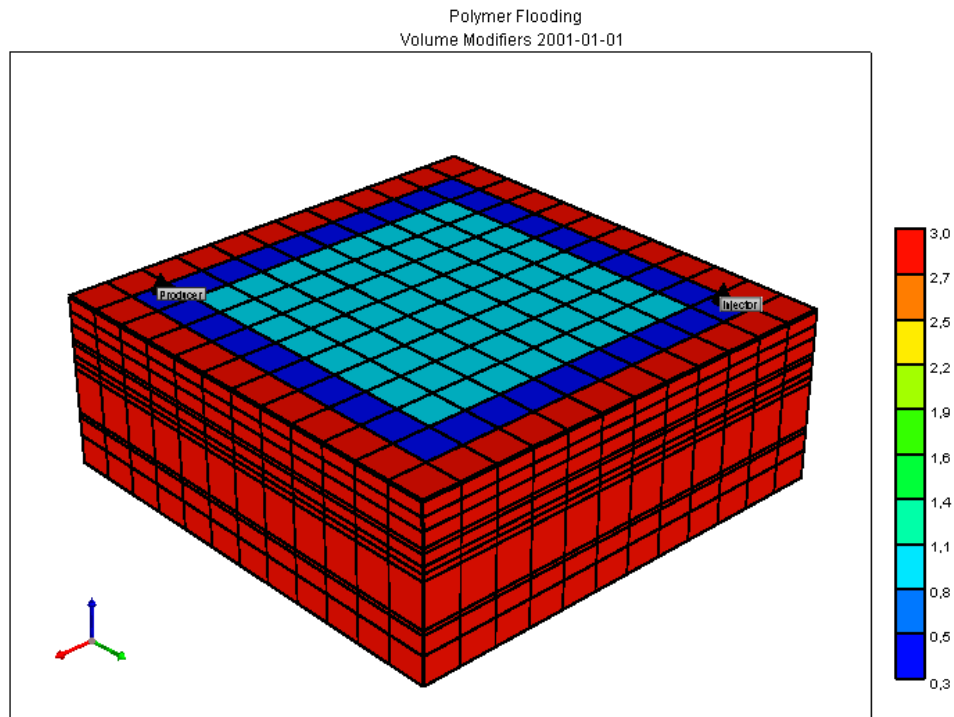
2.6.1 Anillo de confinamiento. Para lograr el ajuste de la presión del yacimiento se construye un anillo de confinamiento con las características que se muestran en la Tabla 9. Con el fin de construir el anillo, se crea bloques demás alrededor del modelo, como se muestra en la Figura 19, con el fin de no alterar el modelo original.

Tabla 9. Características iniciales del anillo de confinamiento

Saturación de Agua	1
Porosidad	30%
Permeabilidad	0.01 md
Modificador de volumen	3

Estas características se definen con el fin de representar el medio que hace que la presión tenga un comportamiento similar en el subsuelo. Se escoge que el fluido que esté en el medio poroso del anillo sea agua con el fin de no alterar el OOIP.

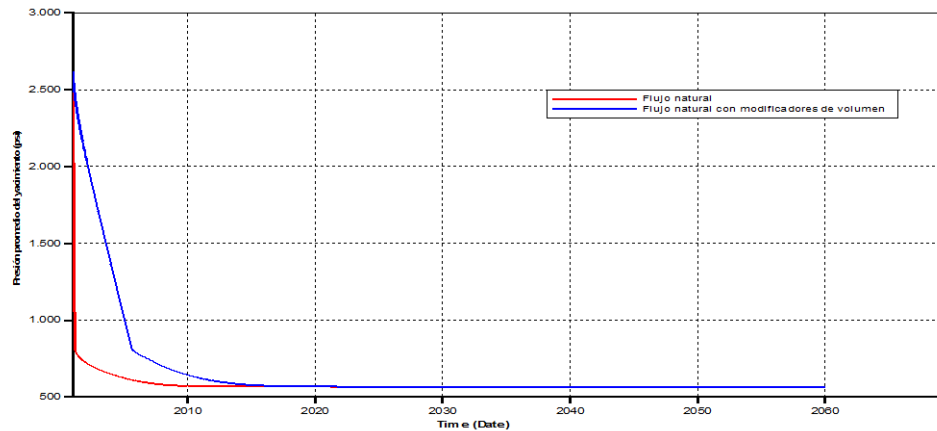
Figura 19. Anillo de confinamiento



Fuente: Simulador STARS-CMG

En la Figura 20 se puede observar el comportamiento de la presión con modificador de volumen y sin modificador de volumen. Se observa que la presión se mejora, pero muy poco. Por ende, es necesario recurrir a variar la porosidad del anillo de confinamiento.

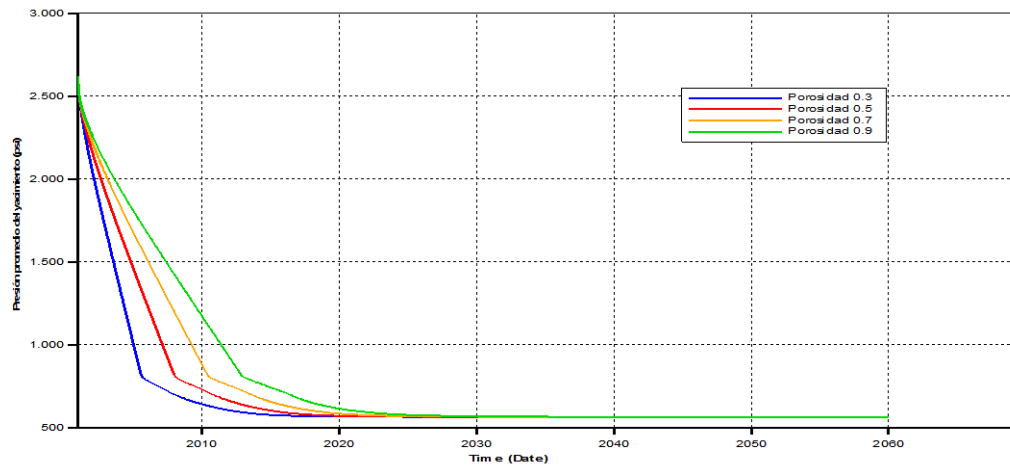
Figura 20. Comportamiento de la presión con modificador de volumen



Fuente: Simulador STARS-CMG

Se realiza un análisis de sensibilidad de la porosidad en el anillo de confinamiento, como se muestra en la Figura 21,22 y 23 para obtener una mejor respuesta del modelo.

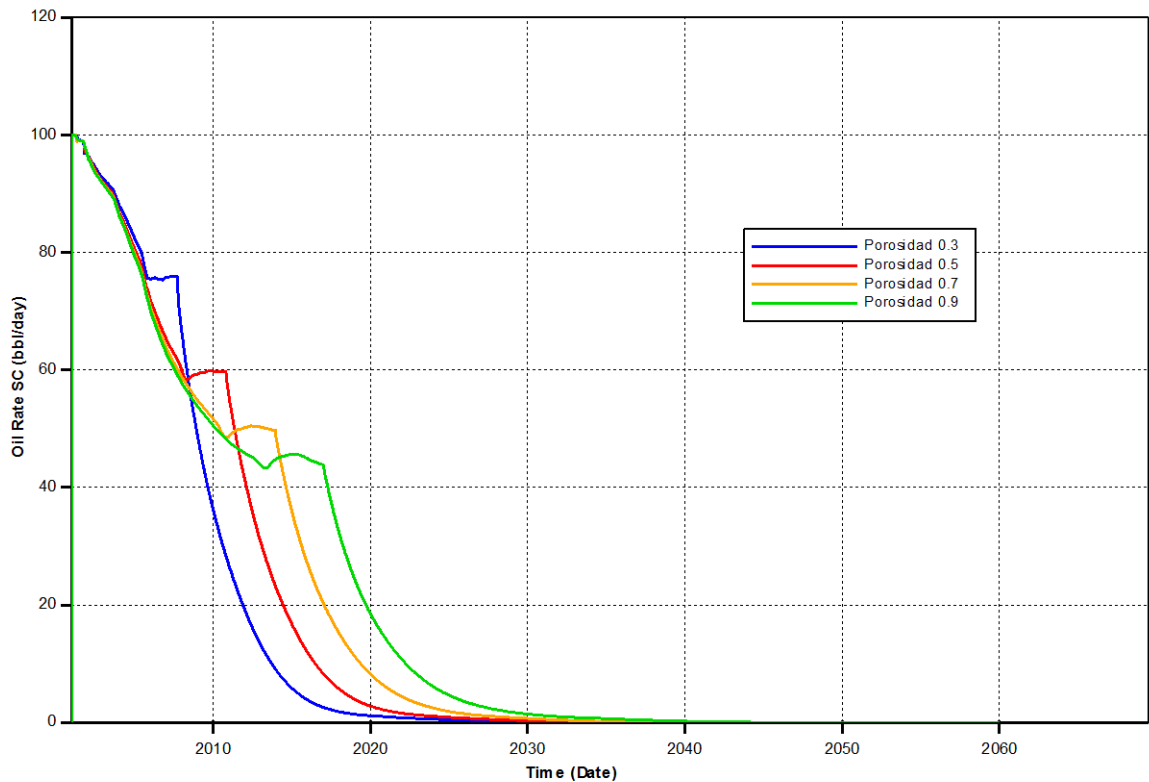
Figura 21. Presión del yacimiento variando la porosidad en el anillo



Fuente: Simulador STARS-CMG

En la Figura 21 se analiza el comportamiento de la presión de yacimiento para las diferentes porosidades en el anillo de confinamiento por flujo natural para un periodo de 60 años. Como se observa, a menor porosidad el yacimiento se depleta rápidamente. Además, se observa que para todos los casos la presión cae por debajo la presión de burbuja (790 psi), cuando la línea de tendencia cambia de pendiente, por lo que no es conveniente que suceda eso. Por ende, es necesario la aplicación de métodos de recobro que permitan que mantener la presión del yacimiento por encima de la presión de burbuja.

Figura 22. Tasa de producción de aceite variando la porosidad en el anillo

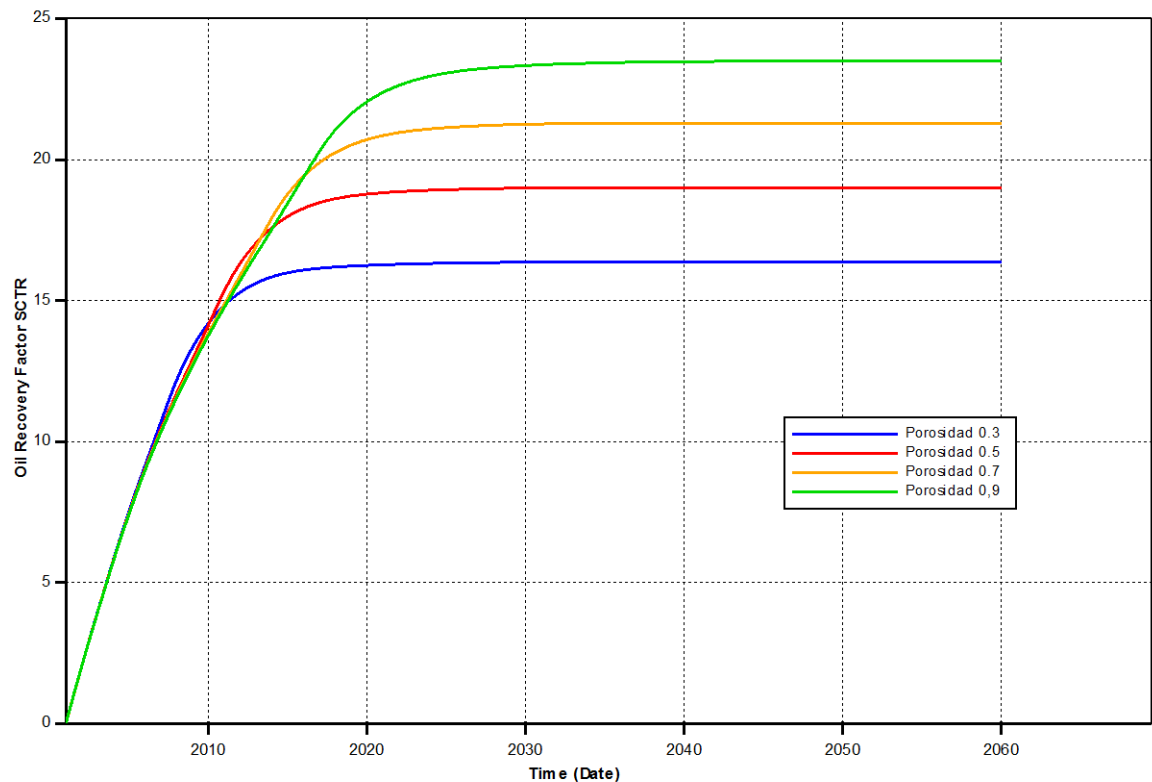


Fuente: Simulador STARS-CMG

Al usar mayor porosidad en el anillo de confinamiento se controla mejor la presión del yacimiento para que no disminuya tan rápido y por ende la tasa de producción también. Debido a esto, se observa que con una porosidad de 0.9 en el anillo, la declinación de la tasa es menor que con una porosidad más baja. Al inicio de la

producción, cuando la tasa de producción declina y luego trata de permanecer constante se debe a que la presión cae hasta la presión de burbuja y se empieza a producir gas en solución. Este gas en solución arrastra petróleo en un tiempo corto y luego hace que la tasa de aceite decline más rápidamente de la que venía disminuyendo, como se observa en la figura 22.

Figura 23. Factor de recobro variando la porosidad en el anillo



Fuente: Simulador STARS-CMG

Otro parámetro importante para analizar es el factor de recobro. En la figura 23 se puede observar que, a mayor porosidad en el anillo mayor factor de recobro se obtiene. Con el análisis de sensibilidad en la porosidad se establece las siguientes características para el anillo de confinamiento: Porosidad de 90%, permeabilidad de 0.01 mD y modificador de volumen de 3. Además, es necesario implementar métodos de recobro para poder aprovechar la cantidad de hidrocarburos que quedan en el yacimiento. Por lo tanto, se planea implementar inyección de agua

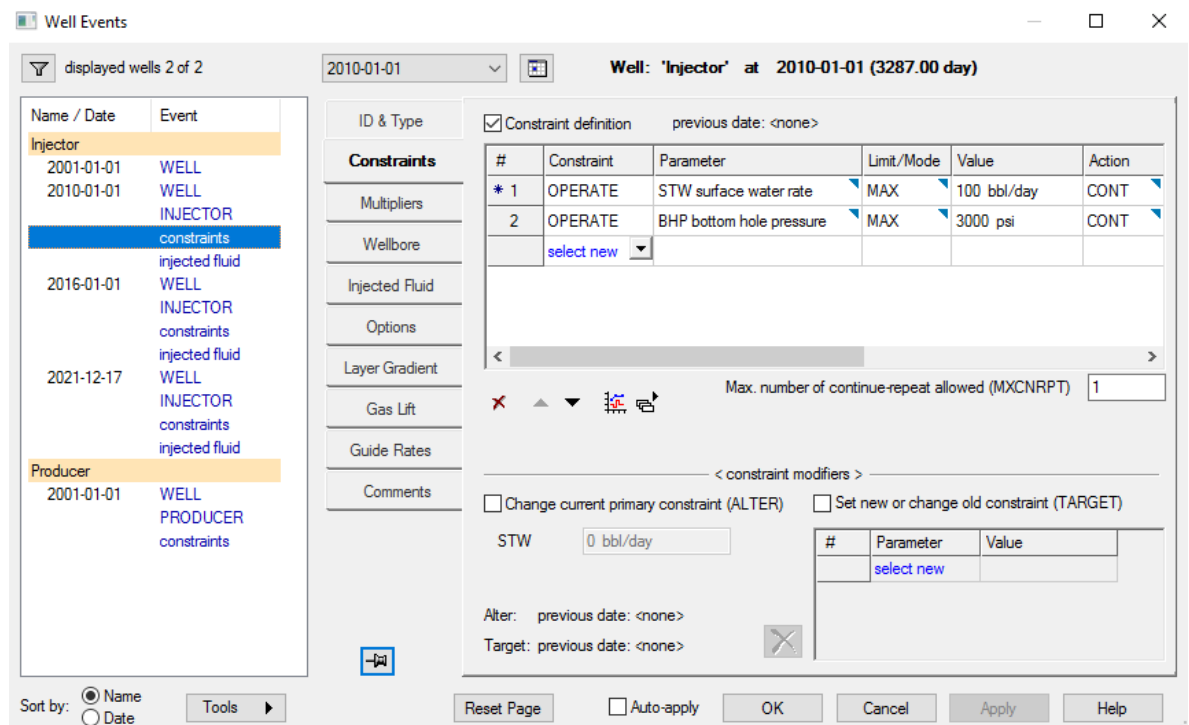
seguido de inyección polímeros debido a que las condiciones del yacimiento y los fluidos presentes en este, cumplen con el screening para su aplicación.

2.7. CONDICIONES OPERACIONALES PARA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Una vez se ajusta la presión se procede a establecer las condiciones operacionales para el proceso de inyección de polímero. Se fijaron 9 años de producción primaria, posteriormente se recurre a la inyección de agua con el fin de generar un bache que permita disminuir la salinidad, así evitar la degradación del polímero y la caída de presión del yacimiento por un periodo de 6 años, finalizado esto, se procede a inyectar 10% de volumen poroso de solución de polímero y finalmente se inyecta agua hasta completar un periodo de 60 años de todo el proceso. Este se escoge como modelo base para realizar análisis de sensibilidad.

Tanto la inyección de agua como la de polímero se hacen a una misma tasa de 100BWPd, como se indica en la Figura 24.

Figura 24. Condiciones operacionales de inyección de agua y polímero



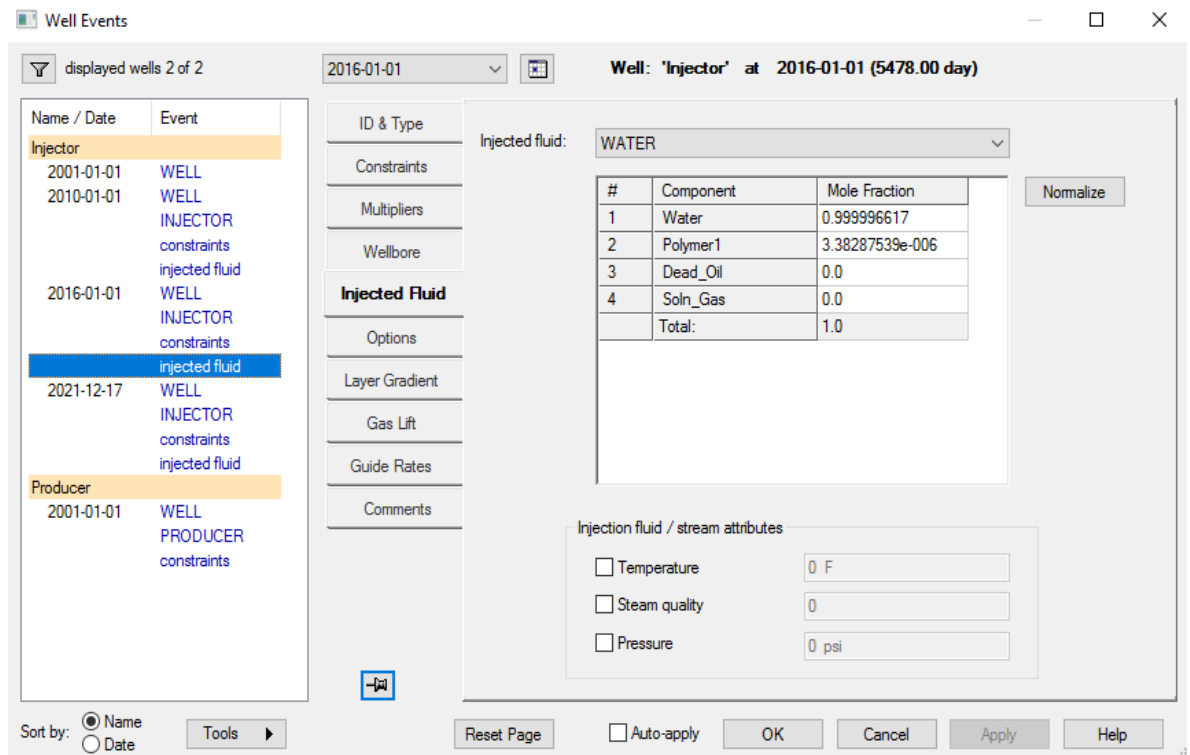
Fuente: Simulador STARS-CMG

Se calcula la fracción molar del agua y el polímero con la Ecuación 8. Los resultados se evidencian en la Figura 25.

$$x_i = \frac{(wt_i/Mw_i)}{\sum_{i=1}^{n_c} wt_i/Mw_i} \quad (8)$$

Donde: wt_i = Fracción de masa del componente "i"
 x_i = Fracción molar del componente "i"
 Mw_i = Peso molecular del componente "i"

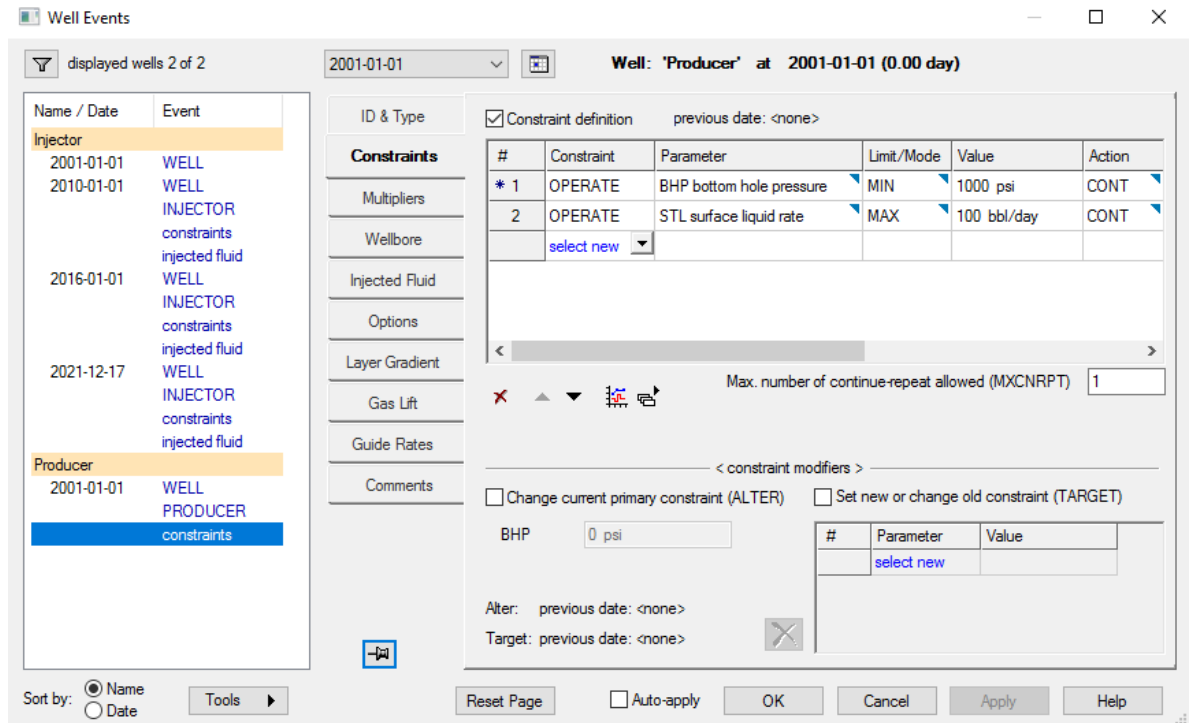
Figura 25. Condiciones operacionales de inyección de polímero-fluido inyectado



Fuente: Simulador STARS-CMG

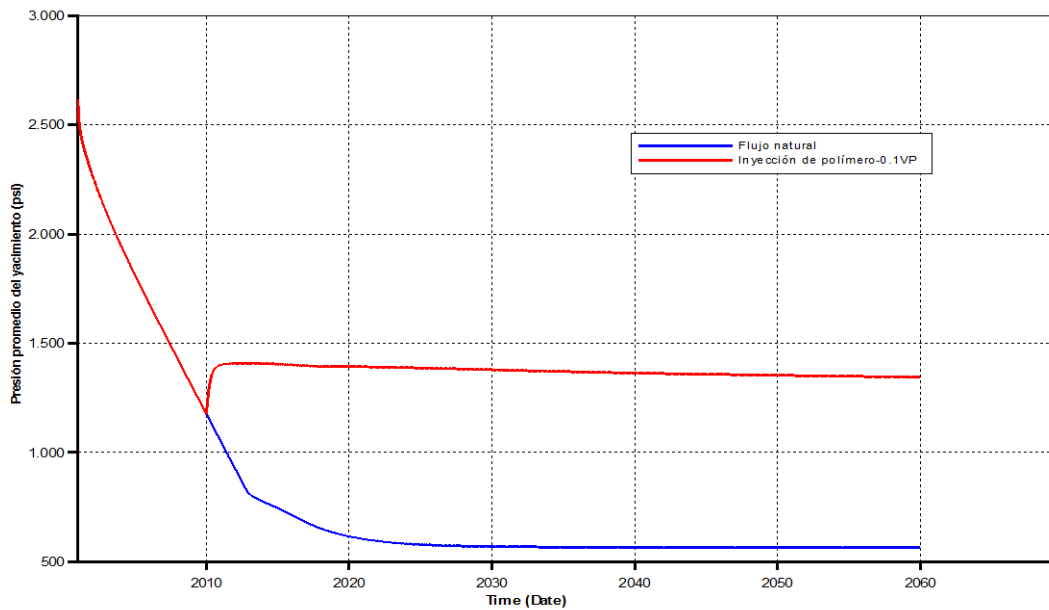
Por último, es conveniente ajustar las condiciones de operación del pozo productor. Se fija la presión de fondo como 1000 psi para asegurar que no desciende de la presión de burbuja, como se indica en la Figura 26.

Figura 26. Condiciones operacionales del pozo productor



Fuente: Simulador STARS-CMG

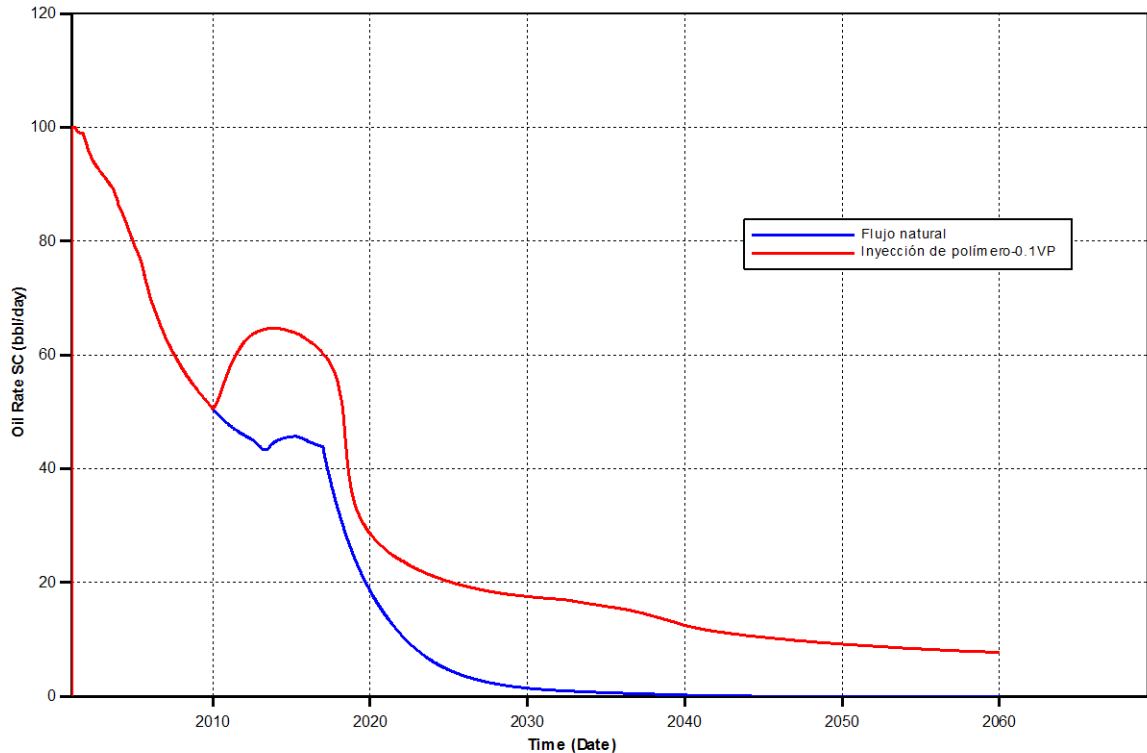
Figura 27. Comportamiento de la presión del yacimiento para 10% de volumen poroso inyectado de polímero y flujo natural



Fuente: Simulador STARS-CMG

En la figura 27 se observa el comportamiento de la presión para 9 años de producción por flujo natural, 5 años de inyección de agua y luego se inyecta 10% del volumen poroso de polímero. Por último, un bache de agua de conducción que actúa como empuje para la solución polimérica. Los primeros 9 años la presión cae casi 1000 psi, después aumenta y tiende a mantenerse debido a la respuesta del yacimiento a la inyección de agua y polímero. Además, se puede apreciar el comportamiento para producción por flujo natural y se observa que la presión decae bruscamente debido a que no hay un mecanismo que ayude a sostener la misma.

Figura 28. Tasa de producción de petróleo para 10% del volumen poroso inyectado y flujo natural

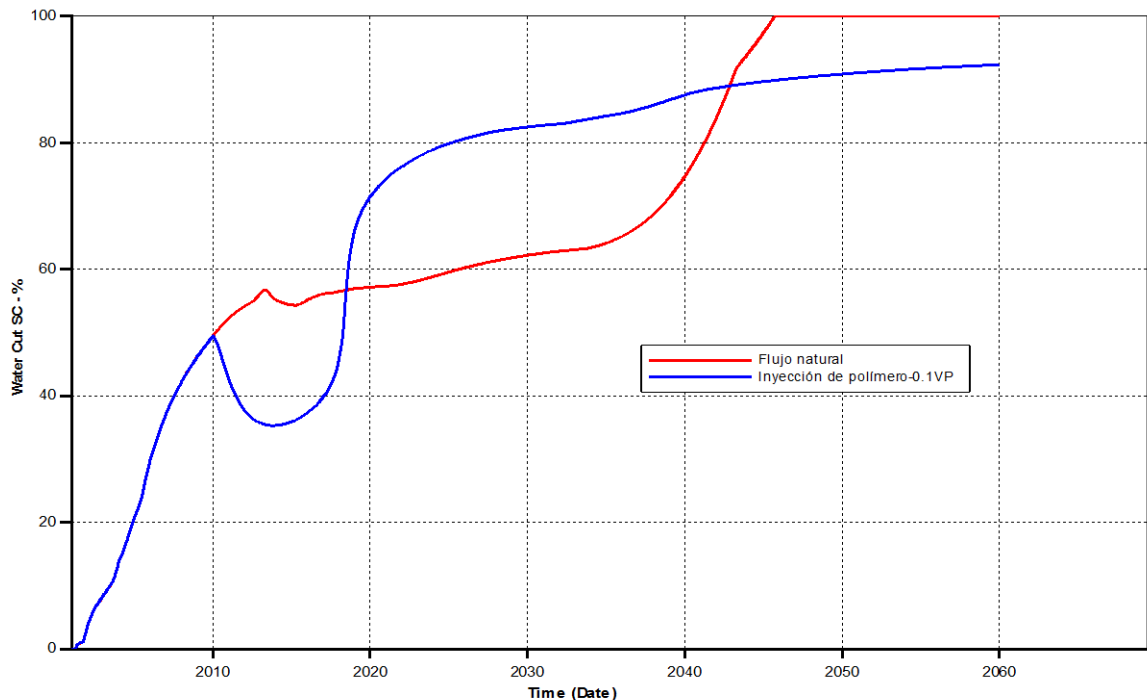


Fuente: Simulador STARS-CMG

En el comportamiento de la tasa de producción de petróleo los primeros 9 años decae la tasa de 70bbl/día a 40 bbl/día. Luego aumenta la tasa debido a la respuesta del yacimiento a la inyección de agua y por ende se observa el pico en la tasa de producción. El tiempo de respuesta del yacimiento a la inyección de polímero se

observa 2 años después donde hay cambios leves en la producción, a los 5 años la producción aumenta significativamente y posteriormente la tasa empieza a disminuir levemente, como se observa en la figura 28.

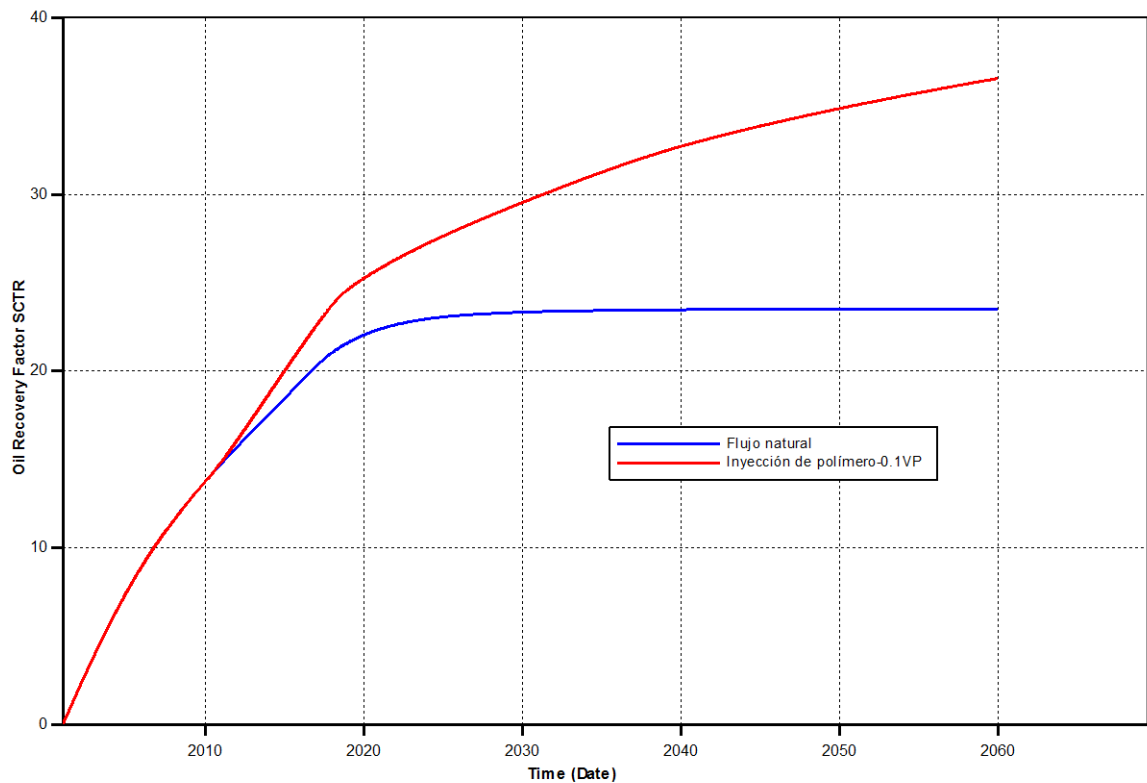
Figura 29. Corte de agua con 10% del volumen poroso inyectado de polímero y flujo natural



Fuente: Simulador STARS-CMG

Debido a la inyección de polímero el corte de agua no alcanza el 100% como si sucede si se dejará solo producción por flujo natural. Los primeros 9 años el corte alcanza el 50% debido a la disminución en la tasa de petróleo, luego baja el corte de agua debido a que la inyección de agua ayuda a tener un mayor recobro de petróleo y por ende disminuir el corte de agua. Por último, empieza aumentar progresivamente debido al comportamiento inverso de la tasa de producción de petróleo. Para 2018 empieza a cambiar la tendencia y aumenta el corte de agua, pero no tan rápido como se venía comportando, debido a la respuesta del yacimiento a la inyección de polímero, como se observa en la figura 29.

Figura 30. Factor de recobro para 10% del volumen poroso inyectado de polímero y flujo natural



Fuente: Simulador STARS-CMG

Por último, se observa que el recobro de petróleo que se alcanza es relativamente bueno para la inyección de 10% del volumen poroso de polímero porque aumenta del 25%, para producción por flujo natural, hasta 36%, como se observa en la figura 30. Sin embargo, es necesario hacer análisis de sensibilidad para escoger el mejor modelo para obtener mayor factor de recobro. Esto se analiza en el siguiente capítulo.

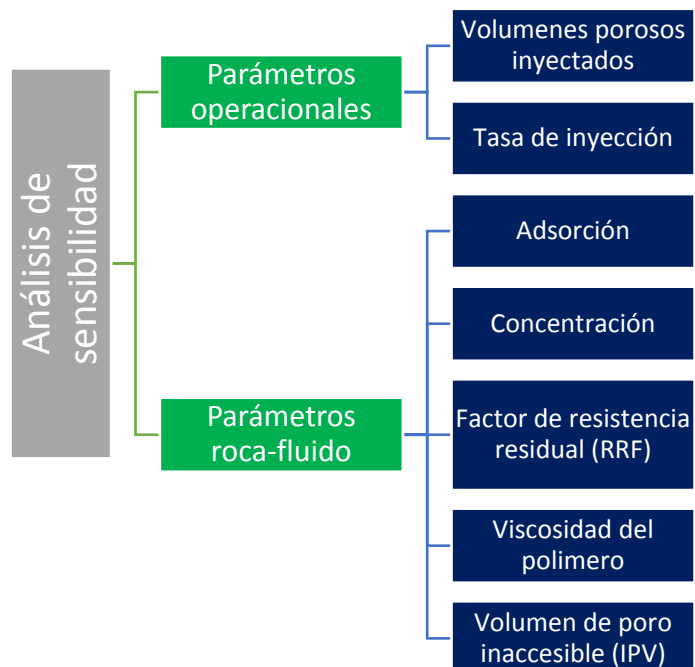
3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE ESCENARIOS DE SIMULACIÓN NÚMÉRICA DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS.

Con el fin de realizar un análisis comparativo de diferentes escenarios de simulación numérica de la aplicación de inyección de polímero e identificar el mejor escenario, se realizaron análisis de sensibilidad en STARS y CMOST.

El análisis de sensibilidad que se efectuó para la inyección de polímero fue dividido en dos grupos como lo son los parámetros operacionales, los cuales se obtuvieron realizando corridas en STARS, y parámetros roca-fluido, mediante el uso de la herramienta CMOST de la compañía Computer modelling group (CMG).

Dentro de los parámetros operacionales se encuentran variables como la tasa de inyección y los volúmenes porosos inyectados, por otro lado, en los parámetros roca-fluido está la adsorción, factor de resistencia residual (RRF), volumen de poro inaccesible (IPV), viscosidad y concentración del polímero, como se muestra en la figura 31.

Figura 31. Sensibilidad de parámetros.



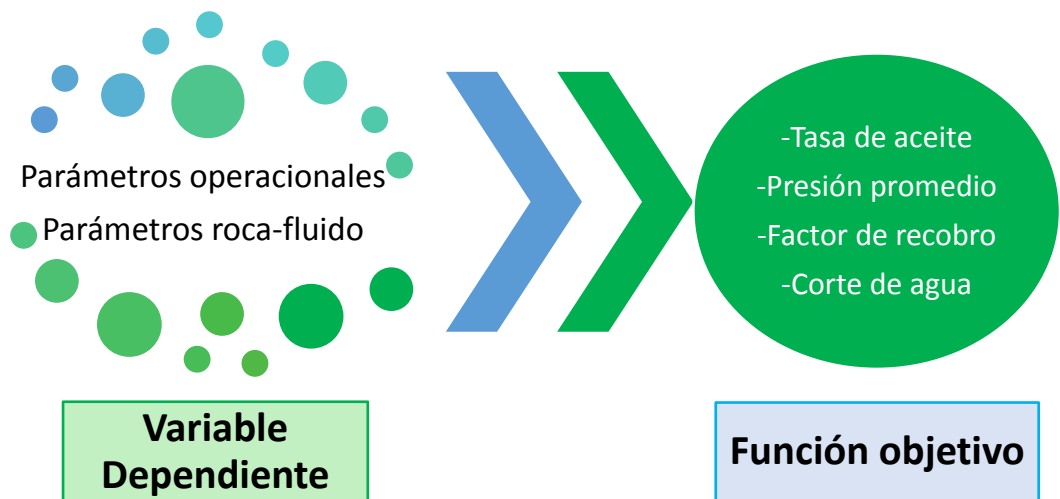
Fuente: Autores

El análisis de sensibilidad tiene como finalidad determinar la influencia que tiene la variación o modificación de una variable dependiente sobre otra variable en estudio, que en este trabajo se denominará función objetivo, con el propósito de hallar los valores óptimos con los cuales se pueda lograr la mayor eficiencia del proceso.

Las variables dependientes utilizadas en este trabajo fueron los parámetros operacionales y roca-fluido nombrados previamente, y las funciones objetivo a analizar son la presión, tasa de aceite, corte de agua y el factor de recobro, como se muestra en la Figura 32.

El análisis de sensibilidad se llevó a cabo para hacer comparaciones entre los diferentes escenarios de inyección de polímero y establecer los parámetros adecuados con los cuales se puede obtener un modelo optimo que genere el mayor factor de recobro y corte de agua menor al 98%.

Figura 32. Análisis de sensibilidad.



Fuente: Autores

3.1. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

Para realizar el análisis, se siguió la siguiente metodología, inicialmente se plantearon cinco escenarios similares al modelo mencionado anteriormente variando el tiempo de inyección de polímero de acuerdo a el porcentaje del volumen poroso a inyectar. De estos escenarios se escoge el mejor para ser usado como caso base y realizar análisis de sensibilidad de los parámetros roca-fluido en CMOST.

Una vez seleccionados los parámetros roca-fluido óptimos, se realizaron corridas de simulación en STARS, en las que se varió el caudal de inyección, con la finalidad de identificar su efecto en el tiempo de respuesta del yacimiento, el factor de recobro y el corte de agua, para determinar la tasa optima de inyección.

Por último, se cuantifica la producción incremental, la disminución en el corte de agua y el aumento del factor de recobro obtenido durante la inyección de polímeros, haciendo una comparación del mejor escenario con la inyección de agua. Los parámetros analizados y resultados obtenidos se muestran a continuación.

3.1.1. Volúmenes porosos inyectados. El volumen poroso se define como la capacidad que tiene la roca para almacenar fluidos y es el producto del volumen total multiplicado por la porosidad (Ecuación 9).

$$V_p = V_T * \emptyset \quad (9)$$

Donde: V_p : Volumen poroso
 V_T : Volumen total
 \emptyset : Porosidad

Figura 33. Aceite original in situ.

#	Item	Units	Value
1	Gross formation volume	ft3	7.5686E+07
2	Formation pore volume	ft3	1.2221E+07
3	Aqueous phase volume	ft3	1.2221E+06
4	Oil phase volume	ft3	1.0999E+07
5	Gaseous phase volume	ft3	0.0000E+00

Fuente: Autores

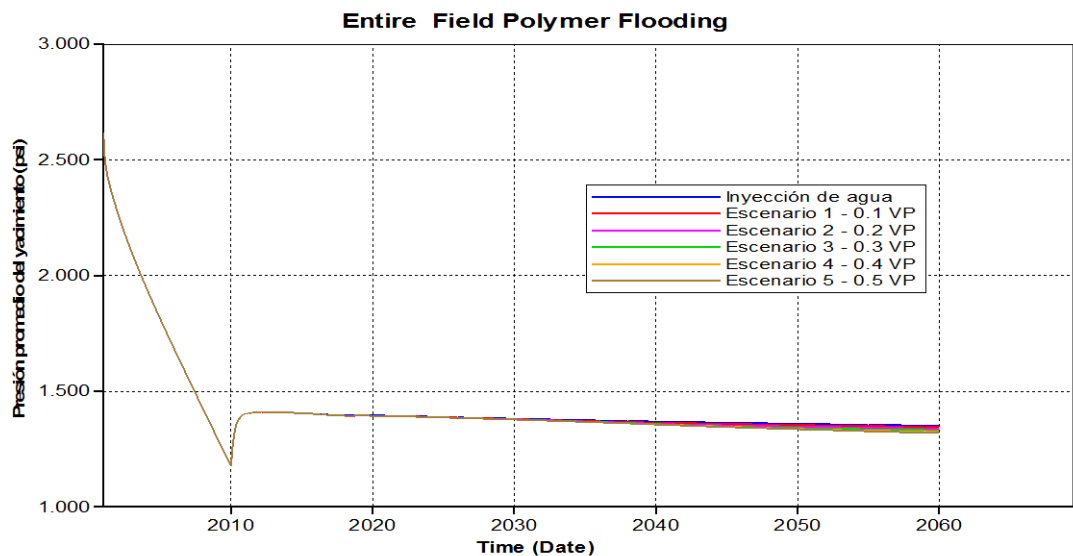
Como se mencionó anteriormente, se plantearon cinco escenarios donde se varió el tiempo de inyección de polímero, lo que se traduce en un porcentaje del volumen poroso inyectado a una tasa de 100 bbl/día, como se muestra en la tabla 10. El volumen poroso del modelo estimado en STARS es de 12'221.000 ft³ que equivale a 2'176.492 bbl, como se muestra en la figura 33.

Tabla 10. Tiempo y volumen de solución polimérica inyectada.

Volumen poroso (%)	Barriles inyectados	Tiempo de inyección (días)
10	217.649	2.176
20	435.298	4.353
30	652.947	6.529
40	870.597	8.706
50	1'088.246	10.882

Tras llevar a cabo las corridas de simulación variando el volumen poroso inyectado de polímero, se obtuvo un incremento en la tasa de producción de aceite, disminución del corte de agua y por ende un aumento en el factor de recobro como se muestra a continuación. Los resultados obtenidos se compararon con la inyección de agua con el fin de evidenciar los efectos del polímero.

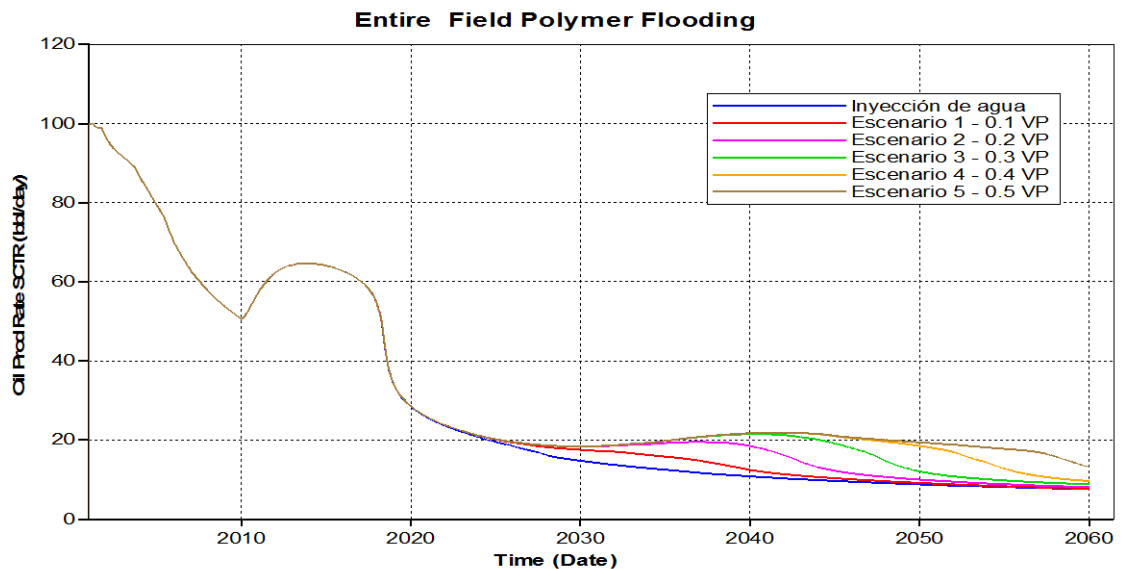
Figura 34. Comportamiento de la presión para cada escenario.



Fuente: Simulador STARS-CMG

Como se observa en la figura 34, en los primeros nueve años hay una fuerte caída de presión debido a la producción primaria y a que no hay un mecanismo que mantenga la energía del yacimiento, para evitar esto, se inicia la inyección de agua y se observa un aumento en la presión durante un corto tiempo y vuelve a declinar, pero levemente como consecuencia de la producción de aceite (figura 35), esto en el escenario de la inyección de agua. Por otro lado, en el caso de los escenarios 1 a 5, la inyección de polímero inicia seis años después de la de agua donde se observa que la presión disminuye a causa del aumento en la tasa de producción de aceite, como se muestra en la figura 35.

Figura 35. Tasa de producción de aceite para cada escenario



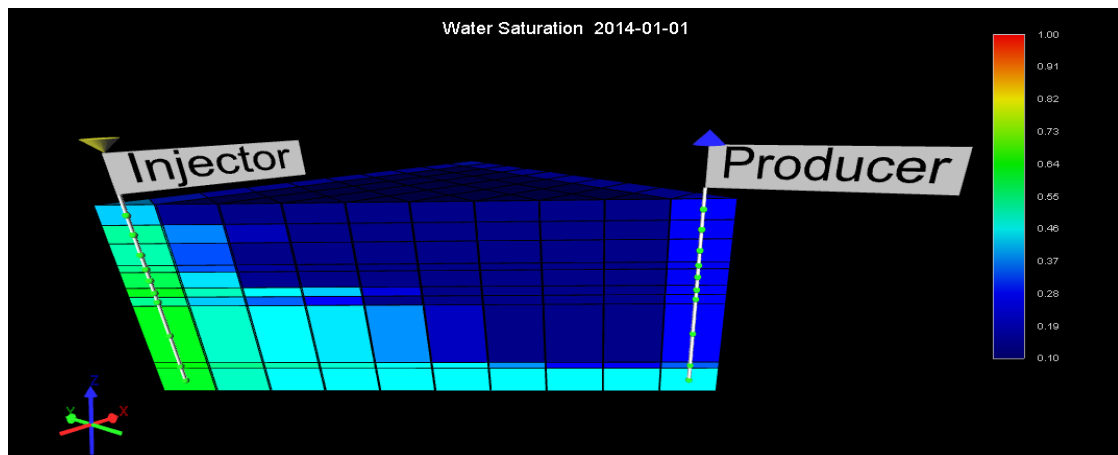
Fuente: Simulador STARS-CMG

En la figura 35 se puede observar que en los primeros nueve años la producción declina debido a la caída de presión, seguido viene la inyección de agua y posteriormente los escenarios de polímero donde aumenta la producción debido a que se inicia la inyección de agua a una tasa de 100 bbl/día, sin embargo, esta aumenta a causa de la subida de presión durante un corto tiempo (figura 34), este comportamiento no continúa puesto que la movilidad del agua es mayor a la del aceite generando digitación viscosa, esto sumado a la estratificación del yacimiento

que hace que en algunas zonas el agua se desplace más rápido hasta que alcanza la ruptura, ocasionando incrementos en el corte de agua y por ende menor producción de petróleo.

Pasados seis años se inicia la inyección de polímero para crear un frente de desplazamiento que tarda aproximadamente cinco años en formarse por la presencia y canalización del agua. Los resultados se evidencian cuando la producción de aceite vuelve a incrementar en comparación con la inyección de agua. Este incremento de la producción tiende a ser mayor a medida que se inyecta más polímero como se aprecia en cada uno de los escenarios.

Figura 36. Saturación de agua a tiempo de ruptura



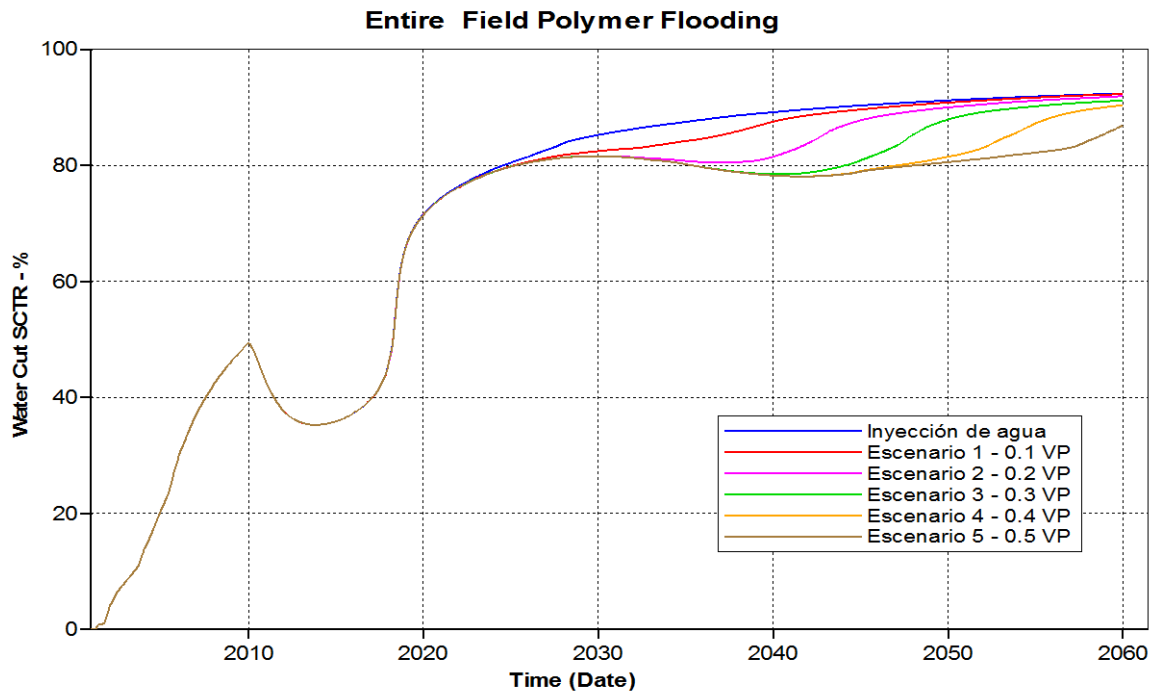
Fuente: Results 3D-CMG

Otro efecto de la inyección de polímero es la reducción del corte de agua. En la figura 37 se muestra que, para el caso de los escenarios, inicialmente el corte de agua se reduce con la inyección de agua ya que esta desplaza el aceite hacia el pozo productor hasta que el agua inyectada alcanza la ruptura que sucede aproximadamente 13 años después de iniciada la producción (figura 36), donde nuevamente empieza a incrementar hasta el tiempo de respuesta del yacimiento a la inyección de polímero y al incremento en la tasa de producción, tiempo donde vuelve a disminuir. Cabe resaltar que la reducción en el corte de agua tiende a ser mayor a medida que se inyecta más polímero, debido a que, si la producción de

aceite aumenta, la de agua disminuye como se aprecia en cada uno de los escenarios.

Finalizada la inyección de polímero el corte de agua vuelve a incrementar puesto que el proceso termina con inyección de agua.

Figura 37. Corte de agua variando el porcentaje de volumen poroso inyectado



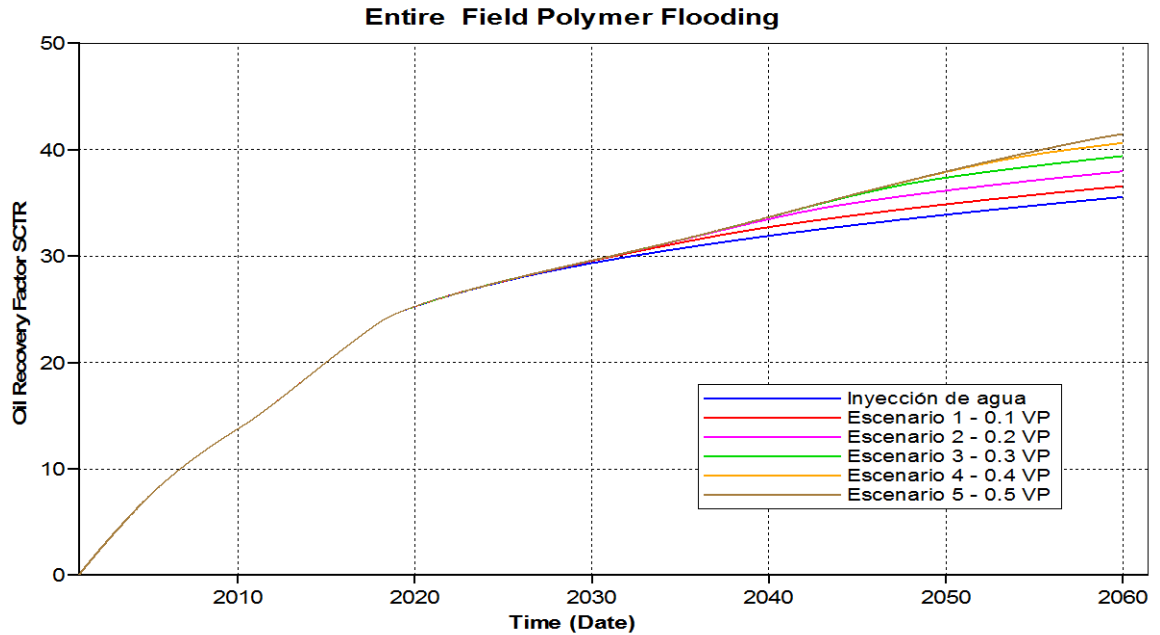
Fuente: Simulador STARS-CMG

Por último, se analizó el factor de recobro como se muestra en la figura 38, donde la tendencia de las curvas indica que a mayor cantidad de polímero inyectado se obtendrá más petróleo recuperado, además se puede concluir que la adición de polímero en agua incrementa la viscosidad de esta, generando una mejor relación de movilidad, lo cual ayuda a barrer el petróleo con mayor eficiencia y obtener mejores factores de recobro.

Con el fin de establecer el caso base para realizar análisis de sensibilidad en CMOST a los parámetros roca-fluido, se eligió el escenario 3 donde se inyecta el 30% del volumen poroso porque a pesar que el factor de recobro obtenido no es el

mejor, se utiliza menos cantidad de polímero que se traduce en menores costos y es lo recomendable para obtener mayor rentabilidad del proyecto.

Figura 38. Factor de recobro variando el porcentaje de volumen poroso inyectado



Fuente: Simulador STARS-CMG

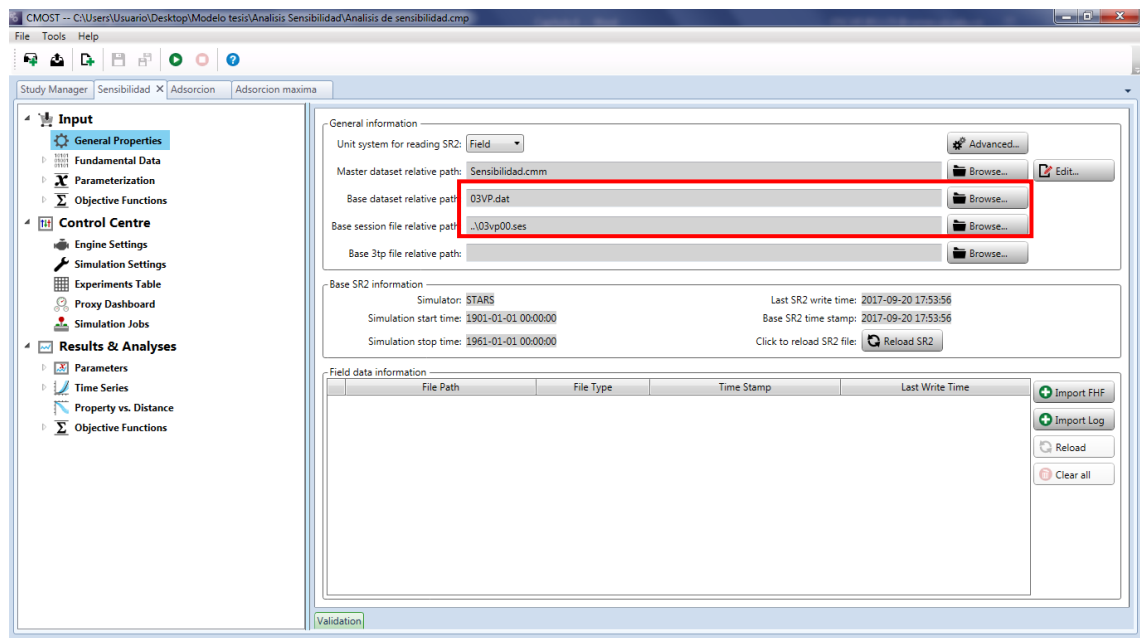
3.1.2. Análisis de sensibilidad-CMOST. La finalidad de realizar el análisis de sensibilidad en CMOST es determinar el grado de sensibilidad que tienen diferentes parámetros (RRF, la adsorción, IPV, viscosidad y concentración de polímero), y sus rangos en una función objetivo (Presión, tasa de producción aceite, corte de agua y factor de recobro). En particular, se pretende variar los parámetros roca-fluido para obtener los valores óptimos con los que el proyecto sea técnicamente viable y tenga el mayor factor de recobro, además, observar cómo cada uno de los parámetros impactan en la producción e inyección de los pozos. Esto será útil para identificar el mejor escenario de inyección de polímeros. Los parámetros más sensibles tendrán un gran impacto en los resultados por lo que estos son los parámetros que se deben modificar durante el análisis, los parámetros menos sensibles pueden ser considerados con su valor original, y luego ser analizados para determinar el rango donde tendrán impacto en las funciones objetivo.

Es importante resaltar que se debe crear una carpeta de trabajo donde debe ir un archivo .dat creado desde STARS y correrlo en la carpeta, al igual que un archivo .ses generado desde Results Graph.

3.1.2.1. Propiedades generales. En esta sección (figura 39) es necesario cargar un archivo base con extensión .dat creado previamente en STARS y otro con extensión .ses creado con ayuda de la herramienta Results Graph donde se grafican los resultados de las funciones objetivo, en este trabajo el caso base fue el escenario 3 descrito anteriormente.

- En “Base dataset relative patch”, se carga el archivo “03VP.dat”
- Luego en “Base session file relative path”, se cargan las gráficas del archivo “03vp00.ses” que fueron creadas en Results Graph.

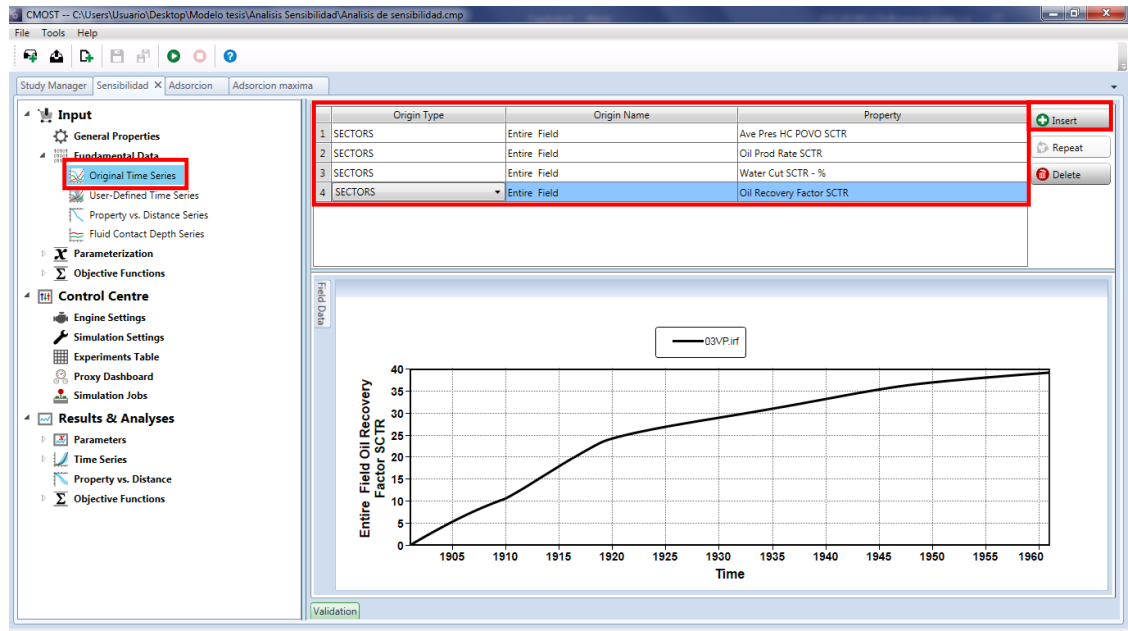
Figura 39. Sección propiedades generales del motor CMOST



Fuente: Motor CMOST-CMG

3.1.2.2. Datos fundamentales. Se definen los gráficos que se quieren observar a partir de los resultados de la simulación.

Figura 40. Submenú original time series del motor CMOST



Fuente: Motor CMOST-CMG

- Para cargar los datos de los gráficos que se quieren ver, se selecciona en “Original Time Series”, las cuatro variables que nos interesan en este estudio, serán: Presión promedio, tasa de producción de aceite, corte de agua y factor de recobro.
- Para añadir las series se hace clic en el icono “Insert”, luego en “Origi Type” seleccionar “SECTORS”, en “Origin Name” “Entire Field” y en “Property” “Ave Pres HC POVO SCTR”, se repite el procedimiento para “Oil Prod Rate SCTR”, “Water Cut SCTR-%” y “Oil Recobery Factor SCTR”, como se muestra en la figura 40.

3.1.2.3. Parametrización. En esta sección se seleccionan las variables del modelo de simulación que se quieren analizar.

Cabe resaltar, que hay tres métodos para cargar los parámetros con los códigos CMOST, que son, utilizando el Editor de CMOST, Builder o editando manualmente. En este estudio se utilizó Builder y los parámetros a optimizar son los que se muestran en la tabla 11, los cuales se van a cargar en el archivo master de datos

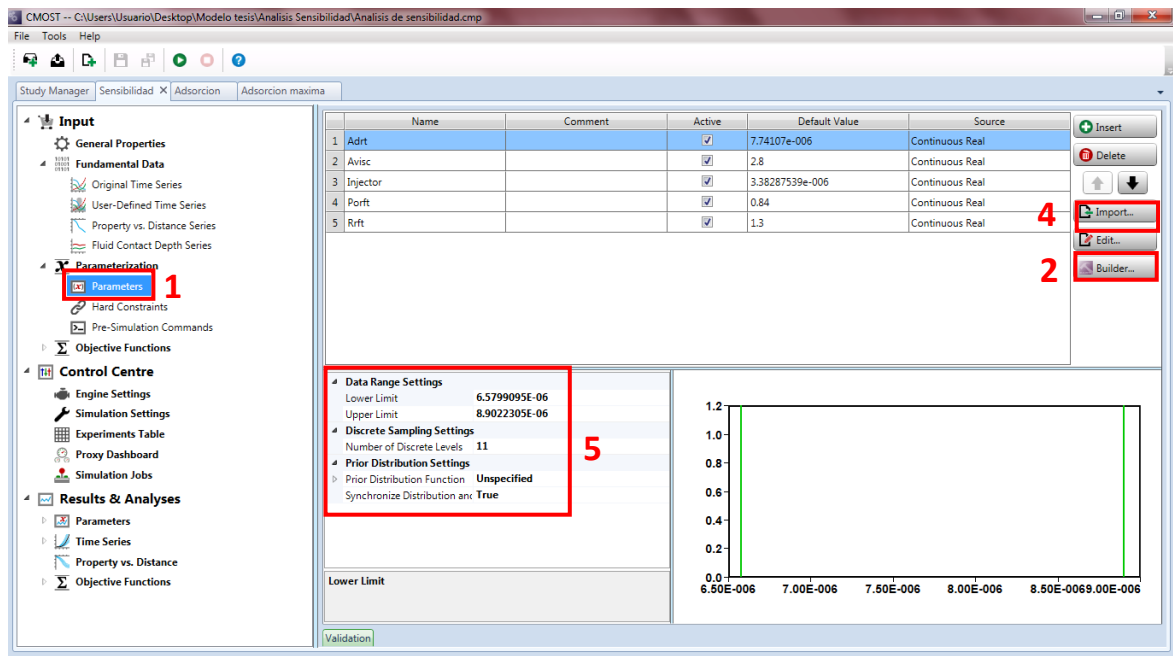
de CMOST. Un archivo de datos master (*.cmm) es casi idéntico al archivo de datos de simulación (.dat). Sin embargo, el archivo de datos master tiene algunos de los valores de los datos, reemplazados por palabras claves de CMOST.²⁴ . Esto le indica a CMOST donde deben hacerse las modificaciones en el conjunto de datos.

Tabla 11. Parámetros a optimizar

Parámetro	Parámetro CMOST	Valor
Adsorción	Adrt	7.74107e-006
Viscosidad	Avisc	2.8
Concentración	Concentración	3.3828754e-006
Volumen de poro accesible	Porft	0.84
Factor de resistencia residual (RRF)	Rrt	1.3

Para cargar los parámetros se realiza el siguiente procedimiento:

Figura 41. Submenú parametrización del motor CMOST

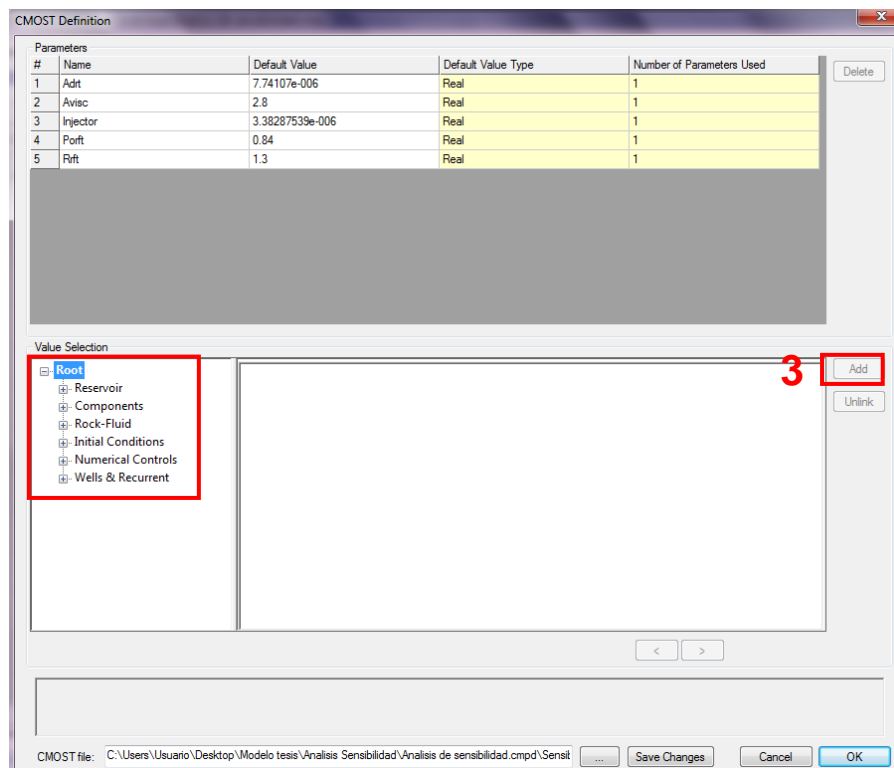


Fuente: Motor CMOST-CMG

²⁴ COMPUTER MODELLING GROUP LTD. CMOST Análisis de sensibilidades. Builder-Stars-Cmost. 2015.

1. Clic en “Parameterization/Parameters”.
2. Para seleccionar los parámetros a optimizar, haga clic en el botón de “Builder” y se desplegara una interface entre Cmost y Builder, donde se aprecian en la sección “Value Selection” los diferentes módulos de Builder (Figura 44)
3. En la sección “Value Selection” se buscan los parámetros a optimizar y se da clic en “Add”, para importarlos a CMOST (figura 42)
4. Se guardan los cambios y clic en “OK” y “Yes” para volver a la ventana de “Parametrización” y se importan los parámetros cargados en “Builder”, haciendo clic en “Import”. Obteniendo 5 parámetros como se muestra en la figura 42.
5. Por último, se asignan los valores mínimos y máximos (Lower and Upper Limit) a utilizar, para cada parámetro, mostrados en la tabla 12.

Figura 42. Módulos de Builder



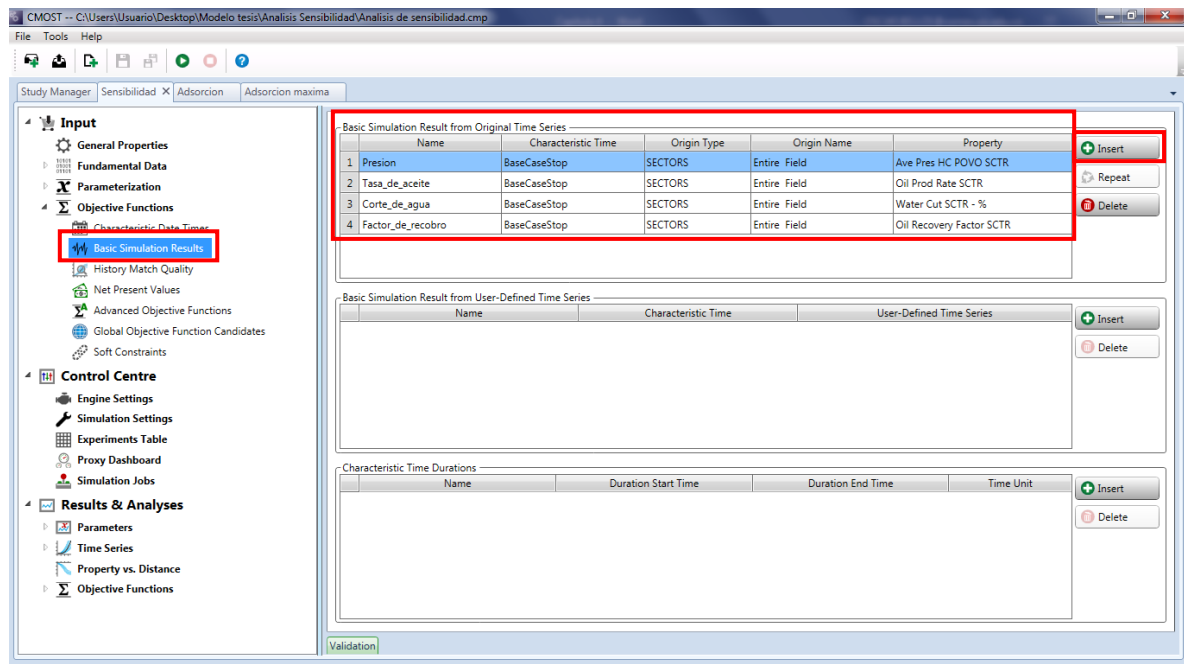
Fuente: Motor CMOST-CMG

Tabla 12. Valores máximos y mínimos de los parámetros a optimizar

Nombre	Rango	
	Mínimo	Máximo
Adsorción (A _{drt})	6.5799e-006	8.90223e-006
Viscosidad (A _{visc})	2.5	3.5
Concentración	1.12649e-006	5.64376e-006
Volumen de poro accesible (P _{orft})	0,71	0.96
Factor de resistencia residual (R _{rft})	1.1	1.5

3.1.2.4. Funciones objetivo. Las funciones objetivo determinan que resultados, CMOST analizará. En este caso, se quiere ver el efecto de los parámetros en los resultados, tales como: Tasa de producción de aceite, corte de agua, factor de recobro y presión.

Figura 43. Submenú funciones objetivos del motor CMOST



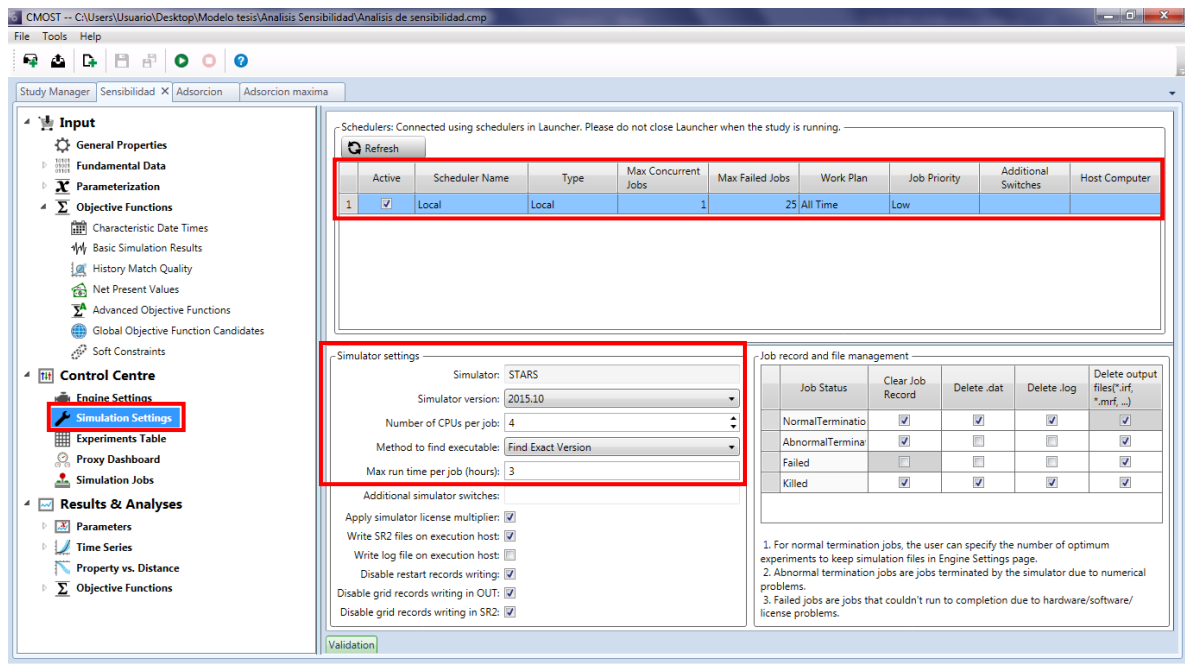
Fuente: Motor CMOST-CMG

- En el menú “Objective Funtions” se selecciona “Basic Simulation Results”. Esta opción utilizara los resultados del caso base para compararlo con los

resultados del Estudio CMOST.

- Para añadir las funciones se hace clic en el icono “Insert” y se asigna un nombre a la función, en “Characteristic Time” que pare las corridas del estudio igual que el caso base, “BaseCaseStop”, en “Origin Type”, se selecciona “SECTORS”, en “Origin Name” “Entire field”, y en “Property” “Ave Pres HC POVO SCTR”, se repite el procedimiento para “Oil Prod Rate SCTR”, “Water Cut SCTR-%” y “Oil Recovery Factor SCTR” como se muestra en la figura 43.

Figura 44. Submenú simulations settings del motor CMOST



Fuente: Motor CMOST-CMG

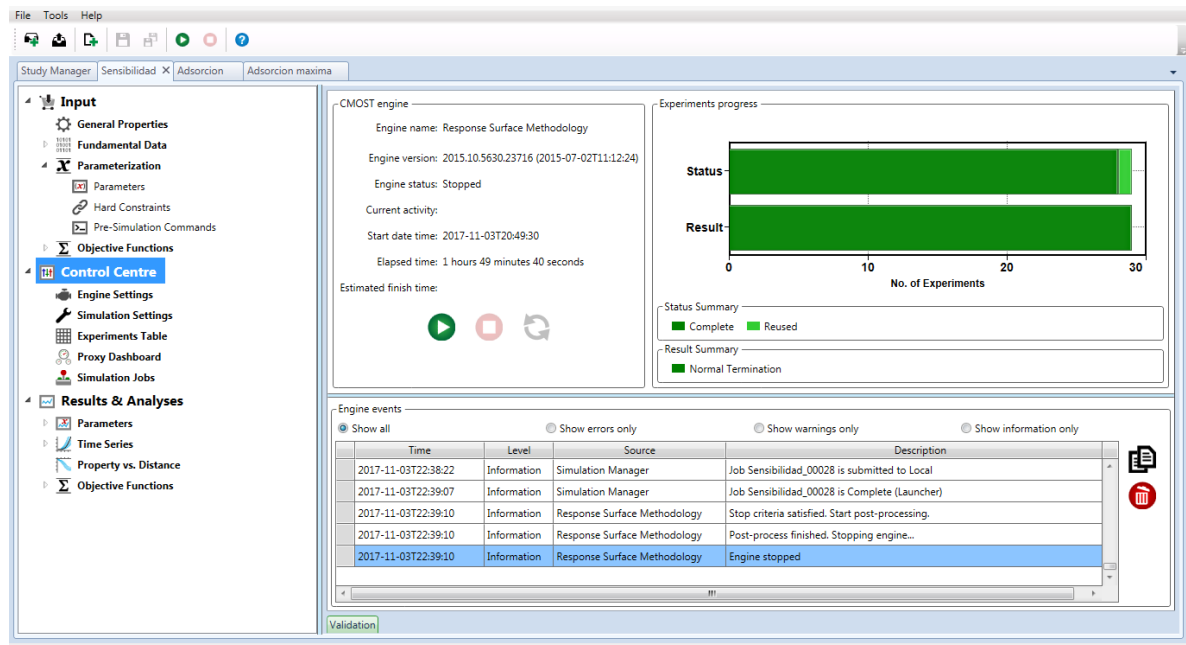
3.1.2.5. Centro de control. El centro de control define como ejecutar las simulaciones y permite iniciar y detener el motor CMOST.

En esta sección en el menú “Configuración de la Simulación” “Simulation Settings”, se activa el número de procesadores a utilizar, en este caso, se activó la opción “Local”, en “Max Cocurrent Job” se utilizó un valor de 4, en “Max Falied Jobs” 25, en

“Simulador version”, STARS 2015.10 y “Number of CPUs per job” 4, “Max run time per job (hours)” 3.

Después de esto se da clic en la pestaña “Control centre” y se da inicio a la simulación. Una vez el motor CMOST ha completado el trabajo, se pueden revisar directamente los resultados finales. Los resultados preliminares pueden ser revisados mientras el motor está corriendo y son actualizados a medida que las simulaciones son completadas, al finalizar se debe observar lo siguiente (figura 45).

Figura 45. Submenú centro de control del motor CMOST



Fuente: Motor CMOST-CMG

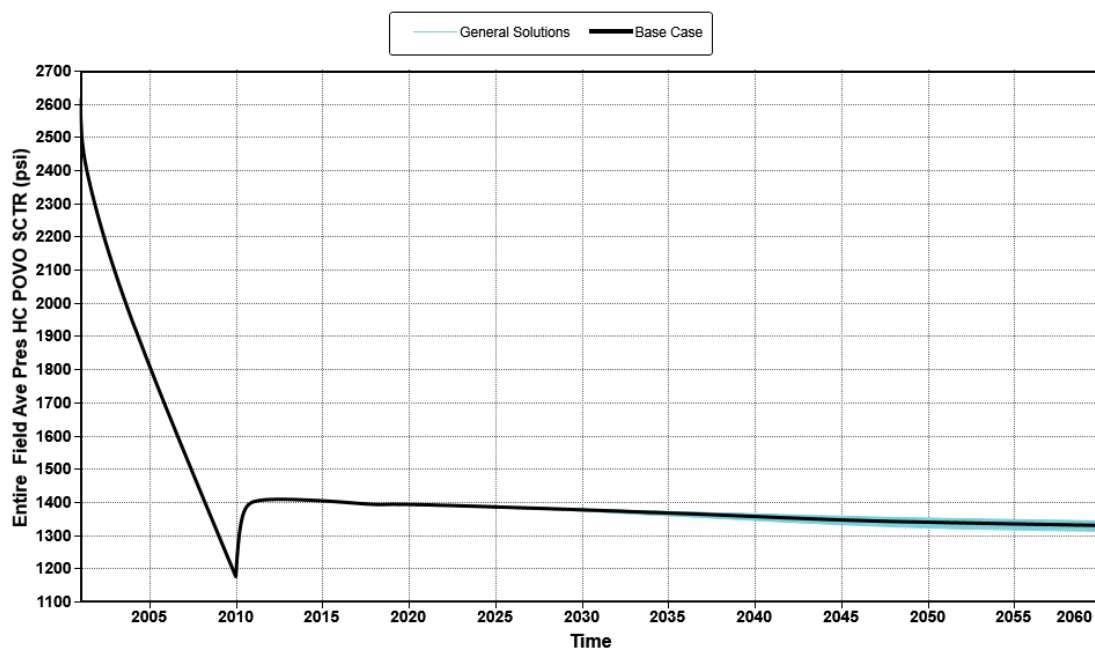
3.1.2.6. Análisis y resultados. Antes de entrar en detalle, es importante resaltar que los resultados varían de acuerdo a los rangos escogidos, y a las propiedades tanto de roca como de fluido del yacimiento. Es decir, la respuesta en cuanto a la influencia de cada variable depende de la diferencia entre los valores usados y de la respuesta del yacimiento al desarrollo del proceso.

El análisis de sensibilidad se realizó para evaluar el efecto de los parámetros roca-fluido sobre el desempeño del proceso de inyección de polímero y analizar cómo cada uno de los parámetros impactan en las funciones objetivo.

- **Presión**

La presión se puede definir como la energía disponible en el yacimiento para producir hidrocarburos mediante producción primaria, cuando esta energía es agotada es necesario instalar algún sistema de levantamiento artificial o aplicar un método de recobro.

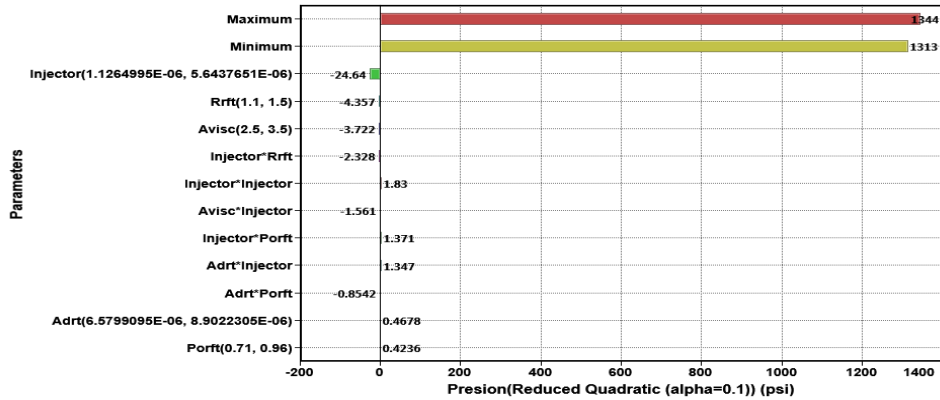
Figura 46. Variación de presión para cada experimento generado por CMOST



Fuente: Motor CMOST-CMG

La figura 46 muestra la comparación de la presión que se obtuvo de los escenarios respecto al caso base. Como se puede apreciar no hay cambios significativos lo que permite concluir que los parámetros que se variaron no tienen gran impacto sobre esta variable, esto se puede evidenciar en el gráfico de Tornado, de estimación del efecto (figura 47), que proporciona una representación visual de la sensibilidad de los parámetros. El máximo y mínimo de las barras representan los valores de la función objetivo máximo y mínimo de todos los experimentos.

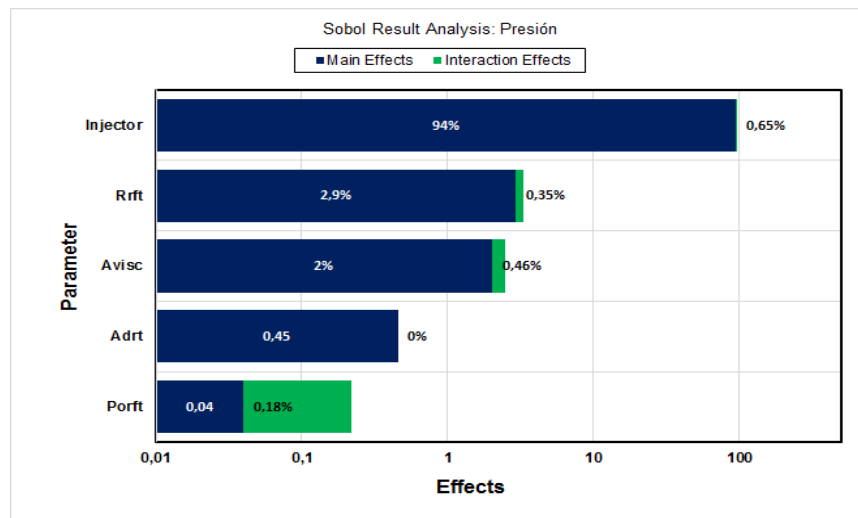
Figura 47. Estimación del efecto para la presión



Fuente: Motor CMOST-CMG

Los parámetros con valores más altos en la gráfica, se pueden considerar que son más sensibles a los cambios que los parámetros con un valor bajo. En este caso la concentración es el parámetro más sensible seguido por el RRF, esto se ve claramente con el análisis sobol que se muestra en la figura 48. Se concluye que si ambos aumentan se obtendrá una disminución en la presión puesto que si aumenta la concentración también lo hará la viscosidad, por ende, se obtiene una mejor relación de movilidad aumentando la eficiencia de barrido, lo cual aumenta la tasa de producción y la declinación del yacimiento.

Figura 48. Análisis sobol de la presión

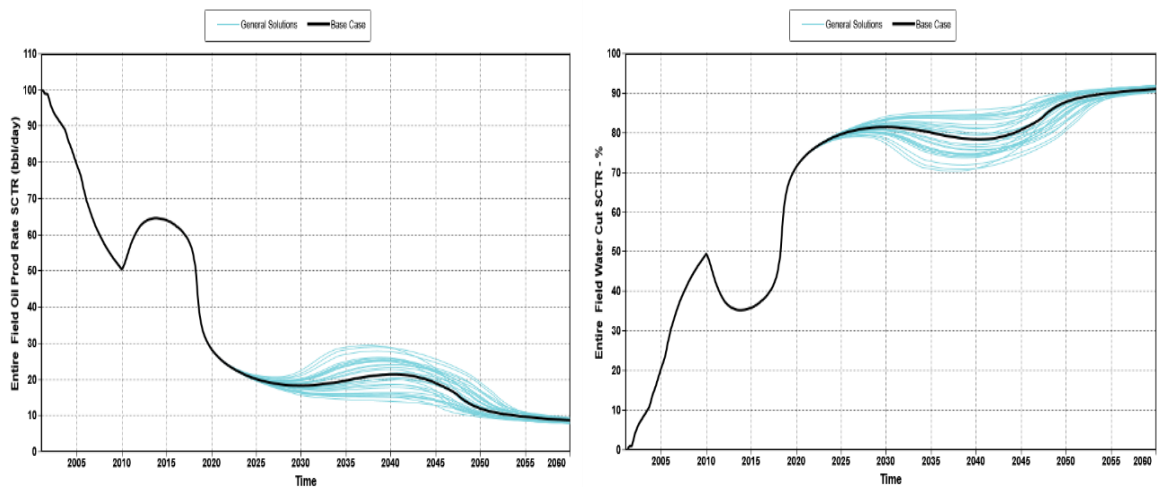


Fuente: Motor CMOST-CMG

- **Tasa de producción de aceite y corte de agua**

La tasa de producción y el corte de agua son dos variables que van de la mano, ya que si uno aumenta el otro disminuye, razón por la cual se analizaran conjuntamente. La figura 49 muestra el comportamiento de la tasa de producción de aceite y el corte de agua para cada uno de los experimentos donde el ID 24 es el escenario donde se obtiene la mayor producción de aceite y una reducción significativa en el corte de agua.

Figura 49. Producción de aceite y corte de agua para cada experimento de CMOST

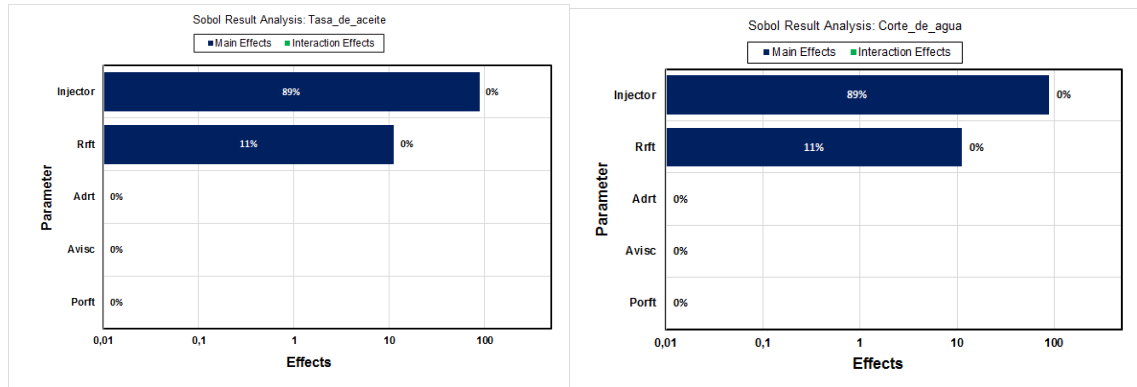


Fuente: Motor CMOST-CMG

El análisis sobol (figura 50) permite concluir que para las dos variables los parámetros más sensibles son la concentración y el factor de resistencia residual (RRF), aunque con efectos opuestos ya que un aumento del RRF indica mejoras en la relación de movilidad y a que una fracción de polímero, y los beneficios que proporciona, permanecen en el yacimiento después de que se detiene su inyección y se retorna a la inyección de agua, por lo tanto, se desplaza más aceite y se ve reflejado en aumento de la producción. Sin embargo, la viscosidad de la solución polimérica aumenta proporcionalmente con la concentración, lo que hace que la

movilidad del agua se disminuya generando un barrido más eficiente aumentando la producción y reduciendo el corte de agua.

Figura 50. Análisis sobol para la tasa de producción y el corte de agua

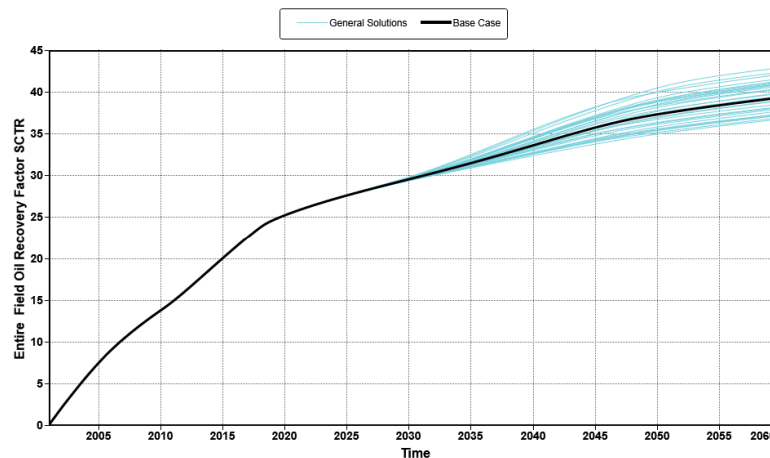


Fuente: Motor CMOST-CMG

- **Factor de recobro**

Representa la relación entre el aceite total producido y el original in situ; es la fracción de aceite recuperado.

Figura 51. Factor de recobro para cada experimento de CMOST

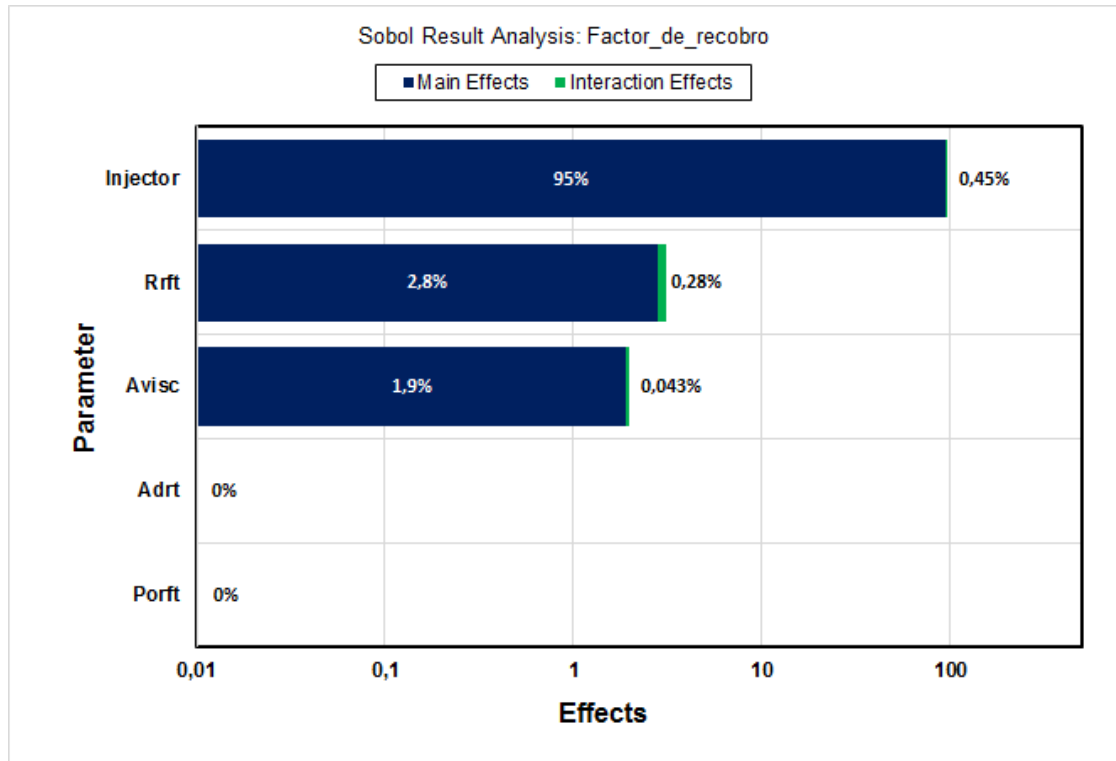


Fuente: Motor CMOST-CMG

Para finalizar el análisis de sensibilidad en CMOST y con el fin de identificar el mejor escenario, se analizó el factor de recobro. El comportamiento de cada escenario se puede apreciar en la figura 51 donde nuevamente el ID 24 se presenta como el mejor escenario. En el análisis sobol (figura 52), se determinó que los parámetros

que generan mayor impacto en esta variable es la concentración que está directamente con la viscosidad, como se mencionó anteriormente, y el factor de resistencia residual (RRF).

Figura 52. Análisis sobol para el factor de recobro



Fuente: Motor CMOST-CMG

Finalizado el análisis se observó que los parámetros roca-fluido generan impactos en el desempeño del proceso a excepción de la adsorción motivo por el cual se debe realizar un análisis para determinar desde que rango afecta a el proceso, puesto que el rango utilizado para las anteriores variables fue de $\pm 15\%$ del valor predeterminado.

En la figura 53 se puede apreciar que la adsorción tiene efectos en la presión, tasa de producción, corte de agua y factor de recobro a partir de valores inferiores a $5.4998821E - 06 \text{ lbmole}/ft^3$ valor que corresponde a un 29% menos que el valor

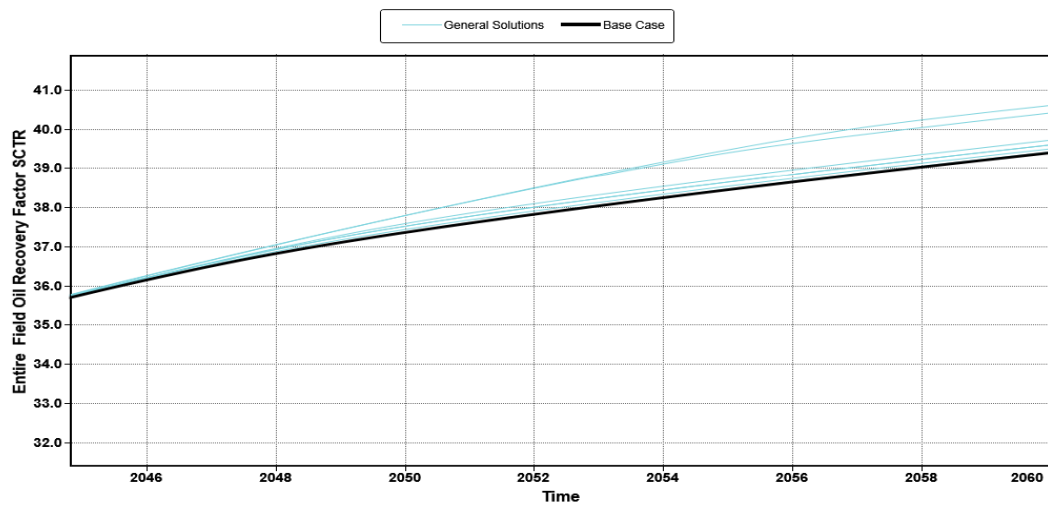
predeterminado y se concluye que a menor adsorción, el factor de recobro aumenta como se observa en la figura 54.

Figura 53. Tabla de experimentos de la adsorción.

	ID		Adrt	Presion	asa_de_producció	Corte_de_agua	factor_dē_recobro
1	13	F	6.7528195E-06	1330.6871	8.8325024	91.167549	39.412697
2	5	F	8.8410484E-06	1330.6871	8.8325024	91.167549	39.412697
3	9	F	6.100778E-06	1330.6871	8.8325024	91.167549	39.412697
4	12	F	6.3351737E-06	1330.6871	8.8325024	91.167549	39.412697
5	10	F	8.6130076E-06	1330.6871	8.8325024	91.167549	39.412697
6	0	F	7.74107e-006	1330.6871	8.8325024	91.167549	39.412697
7	3	F	5.9175279E-06	1330.6871	8.8325024	91.167549	39.412697
8	2	F	8.0057568E-06	1330.6871	8.8325024	91.167549	39.412697
9	4	F	5.4998821E-06	1330.5717	8.8438168	91.156235	39.436356
10	8	F	5.0822363E-06	1330.1965	8.8864803	91.113548	39.512203
11	1	F	4.6645905E-06	1329.6888	8.9392061	91.06086	39.614307
12	7	F	4.2469447E-06	1329.0809	9.0151901	90.984871	39.735977
13	11	F	2.5763616E-06	1325.7373	8.9541445	91.045883	40.430309
14	6	F	2.1587158E-06	1324.8157	8.7039061	91.29628	40.622501

Fuente: Motor CMOST-CMG

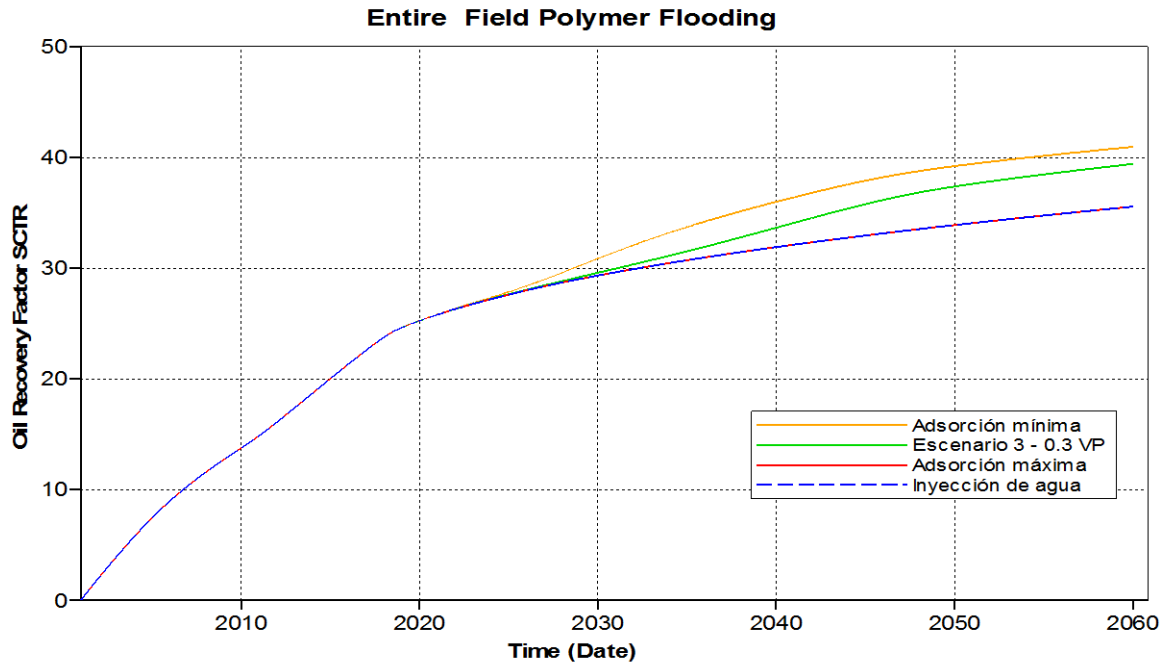
Figura 54. Factor de recobro variando la adsorción



Fuente: Motor CMOST-CMG

El escenario ideal sería donde la adsorción del polímero en la roca sea nula, cosa que no sucede cuando es llevado a la realidad, sin embargo, si el polímero es adsorbido considerablemente, este se degradara y no tendrá algún efecto positivo en el yacimiento.

Figura 55. Comparación de escenario con adsorción mínima y máxima



Fuente: Simulador STARS-CMG

Se obtiene el mayor factor de recobro con adsorción igual a $0 \text{ lbmole}/\text{ft}^3$ y el menor cuando se aumenta la adsorción máxima por encima de $8.020634E - 06 \text{ lbmole}/\text{ft}^3$ que es semejante al obtenido con la inyección de agua como se muestra en la figura 55 donde también se compara con el caso base (escenario 3) y la inyección de agua.

Analizando los resultados del análisis de sensibilidad, se puede concluir que la concentración es la variable más sensible en las funciones objetivo y el mejor escenario se presenta en el ID 24, donde se obtiene un factor de recobro de 42.98, por tal razón, se utilizarán los valores de los parámetros optimizados (tabla 13) para realizar análisis en la tasa de inyección.

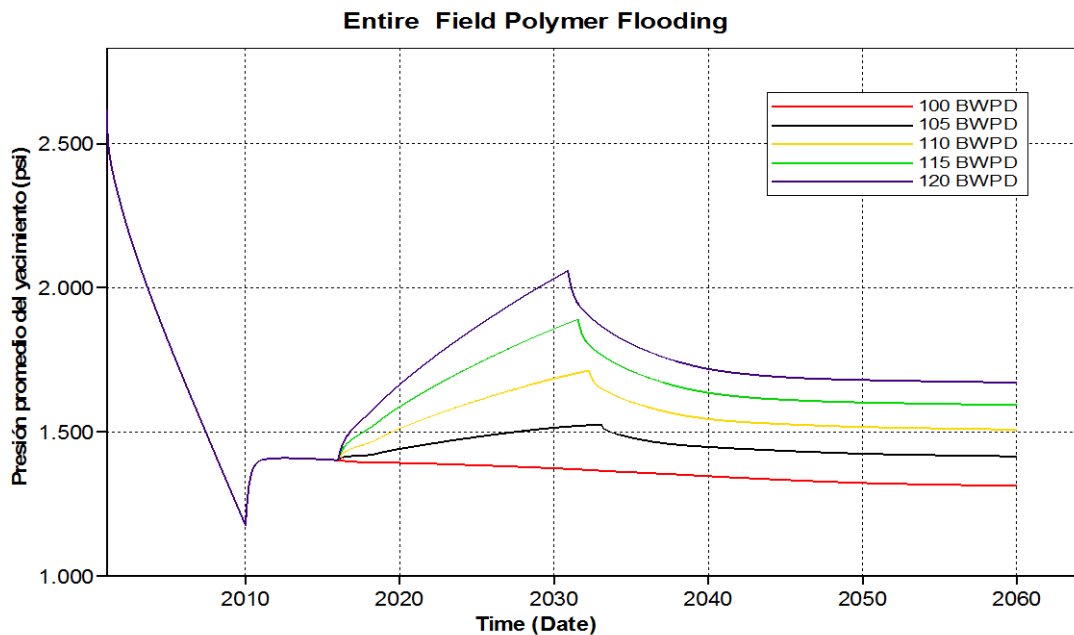
Tabla 13. Parámetros optimizados en CMOST

Nombre	Valor
Adsorción (A _{drt})	7.509E-06 lbmol/ft ³
Viscosidad (A _{visc})	3.5 cp
Concentración	2500 ppm
Volumen de poro accesible (P _{orft})	0.86
Factor de resistencia residual (R _{rft})	1.5

3.1.3. Tasa de inyección. Valores muy altos de la tasa de inyección conducirán a efectos de digitación viscosa, canalizaciones y pobres eficiencias de desplazamiento, cuando se inyecta agua reflejándose en bajos factores de recobro; mientras que valores muy bajos, proporcionan una recuperación muy lenta de hidrocarburos.

Con el fin de entender el impacto del caudal de desplazamiento sobre la recuperación de petróleo se analizan las curvas de producción de petróleo en función del tiempo y de la tasa de inyección, ya que seleccionar caudales muy altos, puede generar aumentos excesivos de presión (figura 56) y fracturar el yacimiento.

Figura 56. Comportamiento de la presión variando la tasa de inyección

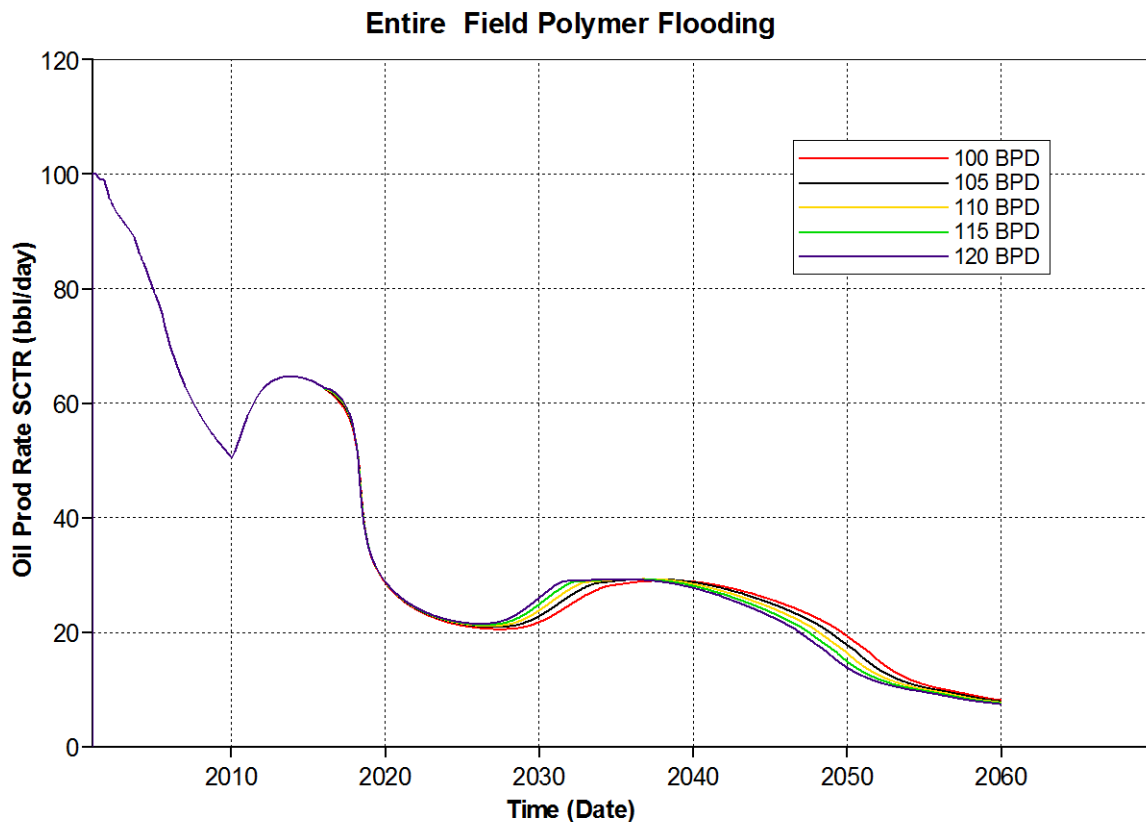


Fuente: Simulador STARS-CMG

Para la sensibilidad del caudal de inyección se evaluó el comportamiento del yacimiento cuando se inyectaban soluciones de polímeros a 100, 105, 110 y 120 barriles por día (BPD).

Tras la inyección de soluciones de polímeros, se puede observar un notable incremento en la producción de aceite. Cuando se inyecta a una tasa mayor, la producción es mayor. El tiempo de respuesta del yacimiento disminuye notablemente ya que el frente de desplazamiento se forma más rápido y la producción incremental se obtiene en menor tiempo a medida que se inyecta a una tasa mayor, los efectos de la reducción del tiempo se reflejan en menores costos operativos lo cual beneficia al proyecto (figura 57).

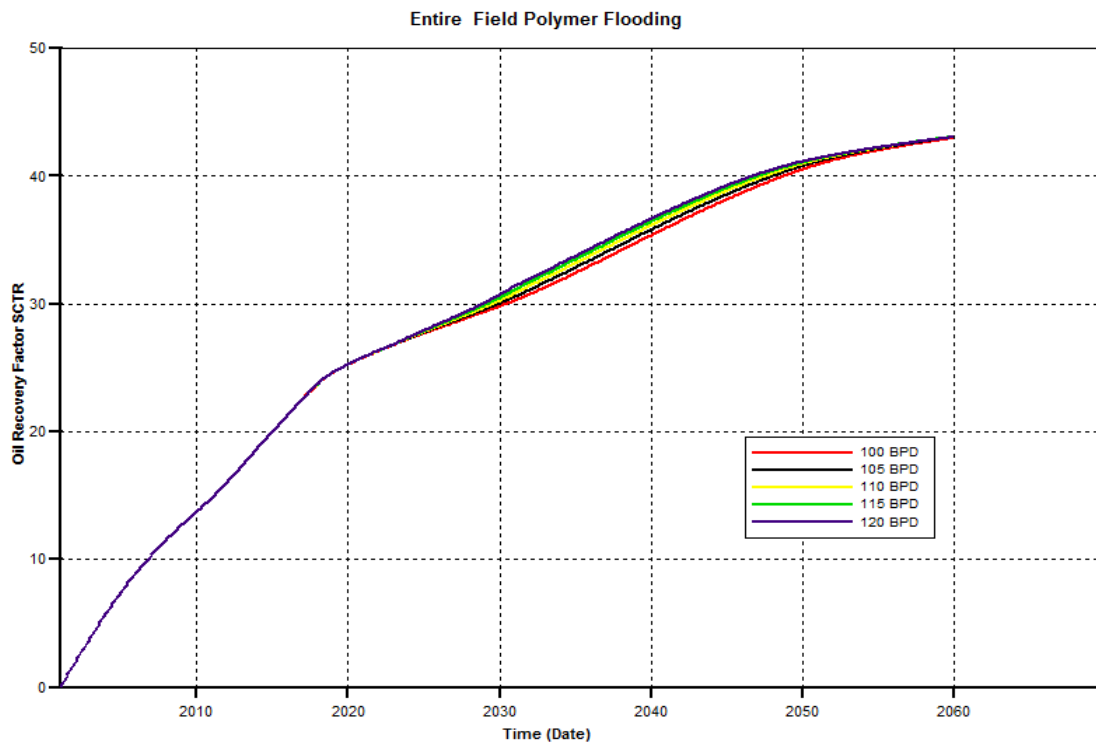
Figura 57. Tasa de producción de aceite variando la tasa de inyección



Fuente: Simulador STARS-CMG

En la figura 58 se presenta el comportamiento del factor de recobro a diferentes caudales de inyección contra tiempo. A mayor caudal de inyección, el aceite se recupera más rápido debido a que se inyecta el bache de polímero en menor tiempo y ya que una fracción de polímero, y los beneficios que proporciona, permanecen en el yacimiento después que se inyecta y se retorna a la inyección de agua contribuyen al aumento del factor de recobro.

Figura 58. Factor de recobro variando la tasa de inyección

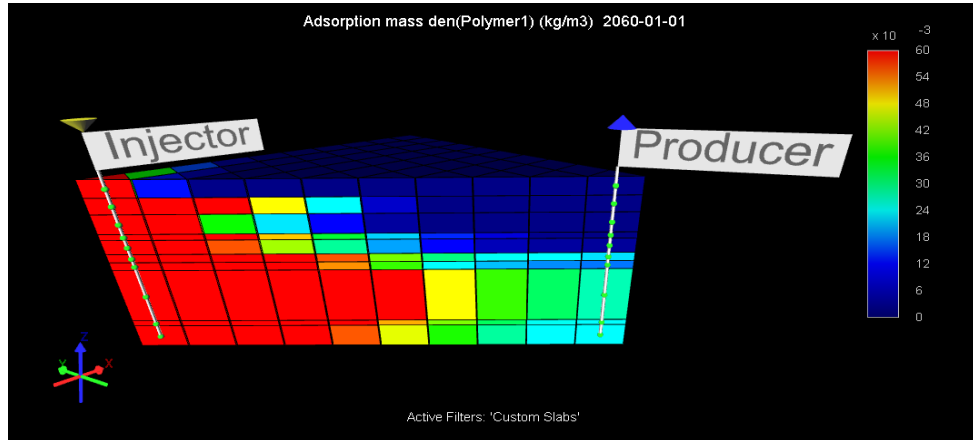


Fuente: Simulador STARS-CMG

El factor de recobro aumenta levemente en todos los casos, obteniendo su mayor valor del 43.1% a una tasa de 120 barriles por día (BPD).

El proceso se puede optimizar más si el polímero se inyecta de forma selectiva, ya que en este modelo hay zonas con mayor permeabilidad que otras y la solución polimérica tiende a realizar un barrido más eficiente en zonas de alta permeabilidad como se observa en la figura 59.

Figura 59. Visualización del barrido de la solución polimérica



Fuente: Results 3D-CMG

De acuerdo a los resultados obtenidos en la sensibilidad hecha con la variación de la tasa de inyección, la más favorable técnicamente corresponde a 120 BPD porque a pesar que no hay aumento significativo en el factor de recobro, si hay disminución en los tiempos de inyección, lo que genera disminución de gastos en alquiler de equipos y personal, aumentando la rentabilidad del proyecto.

3.2. IDENTIFICACIÓN DEL ESCENARIO ÓPTIMO

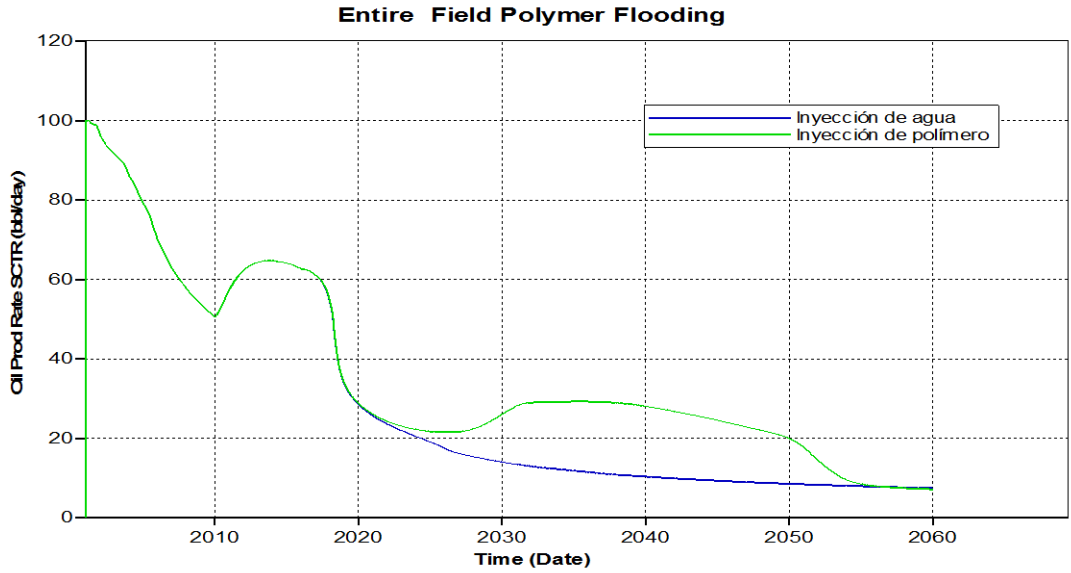
Teniendo en cuenta los análisis realizados anteriormente se determina que el mejor escenario para la aplicación de inyección de polímero durante un periodo de 60 años se obtiene con los siguientes parámetros:

Tabla 14. Parámetros obtenidos para el escenario óptimo

Nombre	Valor
Volumen poroso inyectado	30 %
Adsorción (Adrt)	7.509E-06 lbmol/ft ³
Viscosidad (Avisc)	3.5 cp
Concentración	2500 ppm
Volumen de poro inaccesible	0.14
Factor de resistencia residual (Rrft)	1.5
Tasa de inyección	120 BPD

Por último, se compara el escenario optimo con la inyección de agua a la misma tasa, con la finalidad de visualizar los resultados y cuantificar la producción de agua, la producción incremental de petróleo y la variación en el factor de recobro.

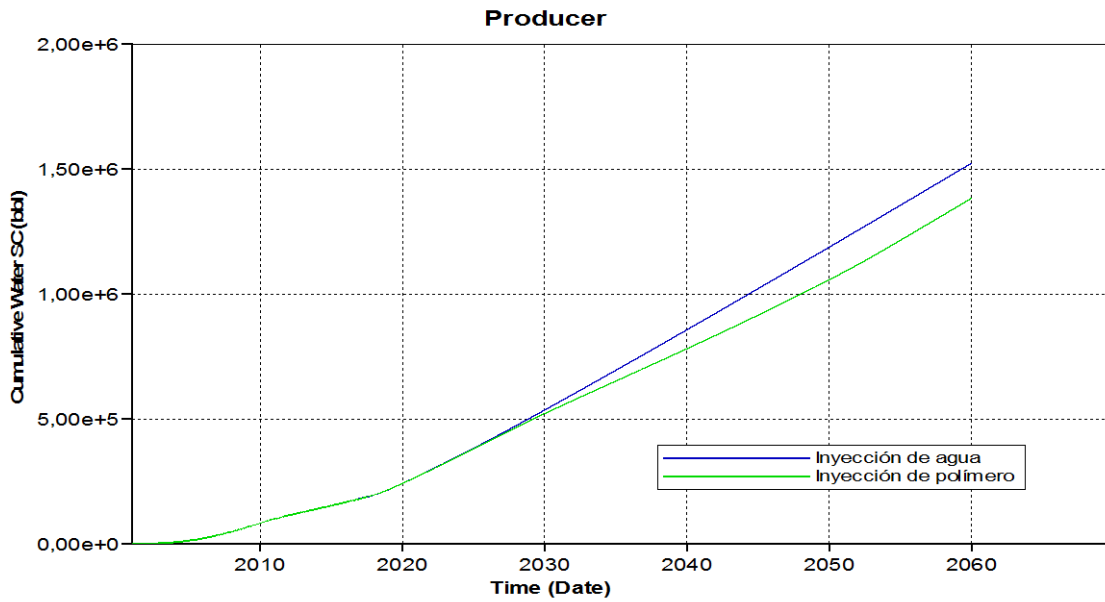
Figura 60. Comparación de la producción del escenario óptimo con la inyección de agua



Fuente: Simulador STARS-CMG

El tiempo aproximado de respuesta del yacimiento a la inyección de polímeros se da 4 años después que se inicia el piloto de inyección, como se puede observar en la figura 60.

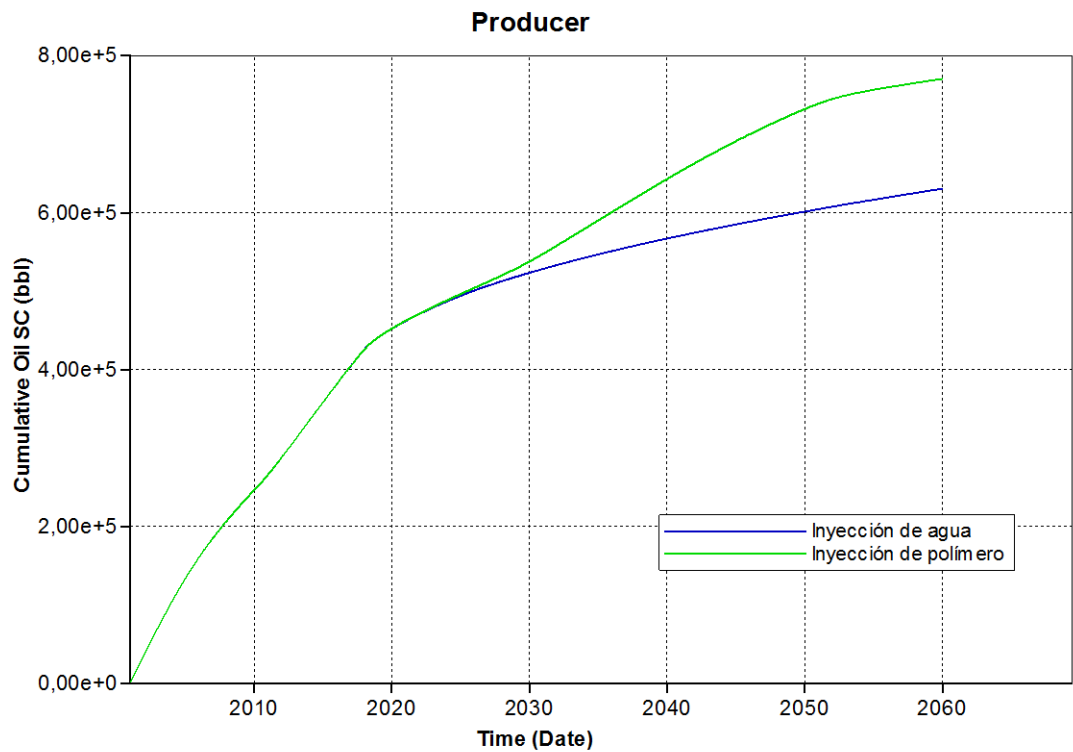
Figura 61. Producción de agua acumulada del escenario óptimo con la inyección de agua



Fuente: Simulador STARS-CMG

La reducción del agua acumulada del modelo óptimo de inyección de polímero comparado con la de inyección de agua a la misma tasa de inyección de 120BWPD, es de 140.130 Barriles (figura 61).

Figura 62. Aceite acumulado del escenario óptimo con la inyección de agua

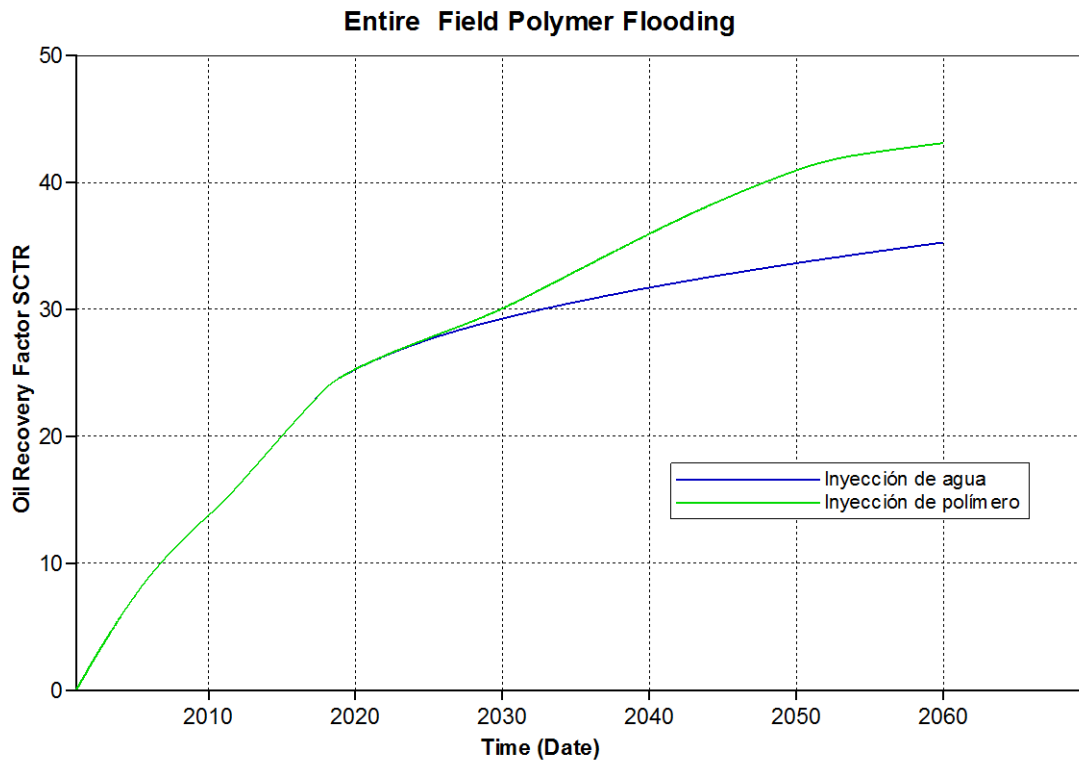


Fuente: Simulador STARS-CMG

Este modelo óptimo de inyección de polímero reporta una producción incremental de petróleo de 140.081 Barriles, lo que corresponde a un aumento del factor de recobro de 7.83% comparado con la de inyección de agua (figura 62 y 63).

Este modelo óptimo de inyección de polímero reporta una producción incremental de petróleo de 140.081 Barriles, lo que corresponde a un aumento del factor de recobro de 7.83% comparado con la de inyección de agua (figura 62 y 63).

Figura 63. Factor de recobro del escenario óptimo con la inyección de agua



Fuente: Simulador STARS-CMG

Para finalizar se llega a la conclusión que la variación de parámetros operacionales y roca-fluido influyen de manera significativa en el factor de recobro de un proyecto de inyección de polímeros. Dentro de los parámetros operacionales se observó que a mayor tamaño del bache de polímero inyectado mayor será la producción incremental. Sin embargo, con un aumento en la tasa de inyección se obtendrá que el tiempo de respuesta del yacimiento disminuya notablemente y la producción incremental se obtenga en menor tiempo, los efectos de la reducción del tiempo se reflejan en menores costos operativos lo cual beneficia la rentabilidad del proyecto.

Por otra parte, la variación de parámetros roca-fluido permite concluir que la variable más sensible para el factor de recobro es el factor de resistencia residual (RRF) y la concentración de polímero, debido a que la viscosidad de la solución polimérica aumenta proporcionalmente con la concentración, lo que hace que la movilidad del

agua se disminuya generando un barrido más eficiente, aumentando el factor de recobro y reduciendo el corte de agua.

Para la tasa de producción y el corte de agua las variables más sensibles son la concentración y concentración y el factor de resistencia residual (RRF), aunque con efectos opuestos ya que un aumento del RRF indica mejoras en la relación de movilidad, por lo tanto, se desplaza más aceite y se ve reflejado en aumento de la producción. Sin embargo, la viscosidad de la solución polimérica aumenta proporcionalmente con la concentración, lo que hace que la movilidad del agua se disminuya generando un barrido más eficiente aumentando la producción y reduciendo el corte de agua.

4. CONCLUSIONES

- A partir del análisis de sensibilidad realizado en CMOST el parámetro más sensible para el proceso de inyección de polímero es la concentración y a medida que esta aumenta, se obtiene mayor factor de recobro, variando entre un rango de 500 ppm a 2500 ppm. Sin embargo, existe la limitante que a mayor concentración mayor costo.
- El mejor escenario para la aplicación de inyección de polímero se obtiene inyectando solución polimérica a una tasa de 120 BWPD con una adsorción residual de polímero de $7.5088379 \cdot 10^{-6}$ lbmol/ft³, con una concentración de polímero de 2500 ppm, con una viscosidad de 3.5 cp para la solución polimérica, con un RRF de 1,5 y un IPV de 0.14.
- El escenario se puede optimizar aún más si el polímero se inyecta de forma selectiva, esto porque hay zonas con mayor permeabilidad que otras y la solución polimérica tiende a realizar un barrido más eficiente en las zonas de alta permeabilidad.
- La reducción del agua acumulada del modelo óptimo de inyección de polímero comparado con la de inyección de agua a la misma tasa de inyección es de 140.103 barriles.
- El modelo óptimo de inyección de polímero reporta un acumulado de petróleo incremental de 140.081 barriles, lo que corresponde a un aumento del factor de recobro de 7.83% comparado con la inyección de agua.

5. RECOMENDACIONES

- Realizar una evaluación financiera detallada donde se involucren variables como la inversión inicial y la utilidad neta, así como también criterios de evaluación económica tales como payback, tasa interna de retorno (T.I.R) y tasa promedio de retorno (T.P.R), con el fin de determinar la factibilidad económica del proceso.
- Realizar un estudio de laboratorio donde se estudie la variación de la viscosidad de la solución polimérica con la salinidad, tomando como referencia el mismo polímero utilizado en este trabajo de investigación.
- Hacer un estudio del desempeño del polímero variando la calidad del agua de inyección con el fin de optimizar mejor la inyección de polímeros.
- Se recomienda realizar un estudio similar al presentado en este trabajo de investigación, pero haciendo análisis de sensibilidad del arreglo entre pozos y en la distancia entre pozo inyector y productor.
- Hacer un estudio similar al presentado en este trabajo de investigación con el modelo de simulación real del campo, haciendo ajuste histórico de la producción con el fin de tener una respuesta más acertada del yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

AHMED, T and MEEHAN, D. N. Meehan. Advanced Reservoir Management and Engineering. Segunda Edición. Elsevier, 2012.

ALZATE LOPEZ, Daniela. Interpretación de los mecanismos fenomenológicos del proceso de inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) en un yacimiento de hidrocarburos. Trabajo de grado. Universidad Nacional de Colombia. Medellín. 2016.

ALVARADO, V. y MANRIQUE, W.E. Enhanced Oil Recovery: Field Planning and Development Strategies. Burlington, Elsevier. 2010.

BELLO, D. A., Vargas Camargo. Determinación de las variables más influyentes en un proceso de inyección de polímeros para el desarrollo de un modelo analítico. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2015.

BYBEE, Karen (JPT Assistant Technology Editor). Evaluation of Polymer-Injection Projects in Brazil. SPE-0106-0050-JPT.

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. Cmost Análisis de Sensibilidades. 2015.

DAWSON, R. and LANTZ, R. B. "Inaccessible Pore Volume in Polymer Flooding," Soc. Pet. Eng. J., vol. 12, no. 05, pp. 448–452, Apr. 2013.

FRAGOZO, M., PAZ GIRALDO, J. Evaluación Técnico-Financiera de la Inyección de Polímero en un Yacimiento Colombiano de Crudo Pesado. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. 2014.

GUERRERO, Cindy. ZAMORA, Héctor. Evaluación de un Proceso de Estimulación con CO2 Miscible Utilizando Simulación Numérica. Bucaramanga, 2008. Trabajo de

grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

LUO, J. -H; Liu, Y. -Z; Zhu, P. Polymer solution properties and displacement mechanisms. Petroleum Industry Press. 2006.

NIETO, Luisa y ORTEGA, Braulio. Evaluación Técnico Financiera para un Proyecto de Inyección de Polímeros en el Bloque Río Ariari en la Cuenca de Los Llanos Orientales Mediante Simulación Numérica de Yacimientos. Bogotá, 2016. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos.

NIU, J.-G; CHEN, P; SHAO, Z.-B; WANG, D.-M; SUN, G; LI, Y. Research and development of polymer enhanced oil recovery. In: Cao, H-Q. (Ed.), Research and Development of Enhanced Oil Recovery in Daqing. Petroleum Industry Press. 2006.

O'LEARY, W.B; BOIVIN, J.W; DASINGER, B.L; BECK, D; GOLDMAN, I.M; WERNAU, W.C. Biocide evaluation against sessile xanthan polymer-degrading bacteria. Paper SPE 13588 presented at the SPE International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Phoenix. 1985.

SERIGHT, R.S; ADAMSKI, R. P; ROFALL, J.C; LIAUH, W.W. Rheology and mechanical degradation of EOR polymers. Paper presented at the SPE/British Society of Rheology Conference on Rheology in Crude Oil Production, Imperial College, 1983.

SHENG, James J. "Modern Chemical Enhanced Oil Recovery". Elseiver, Amsterdam, 2011.

SHENG, J., Leonhardt, B., Azri, N. (2015). Status of Polymer-Flooding Technology. Journal of Canadian Petroleum Technology.

SHENG, James, J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice
Gulf Professional Publishing. Elsevier. 2011.

VELÁSQUEZ, Arnaldo. Simulación de Inyección de Químicos Utilizando CMG.
Computer Modelling Group LTD. 2011.

ZHAO, F,-L. Chemistry in Oil Production. University of Petroleum. China. 1991.