

**DETERMINACIÓN DE LAS VARIABLES MÁS INFLUYENTES EN UN
PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA EL DESARROLLO DE UN
MODELO ANALÍTICO**

**DANIEL ALBERTO REYES BELLO
CARLOS FELIPE VARGAS CAMARGO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

**DETERMINACIÓN DE LAS VARIABLES MÁS INFLUYENTES EN UN
PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA EL DESARROLLO DE UN
MODELO ANALÍTICO**

**DANIEL ALBERTO REYES BELLO
CARLOS FELIPE VARGAS CAMARGO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
ingeniero de petróleos**

Director

**LUIS ROBERTO OLIVEROS GÓMEZ
Ingeniero de Petróleos, M.Sc.**

Co-Director

**ANA MARÍA JIMÉNEZ MOLANO
Ingeniera de Petróleos, M.Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

A Dios por brindarme sabiduría y fortaleza espiritual.

A mis padres por su apoyo infinito e incondicional.

A mi hermana por complementar el pilar de mi vida, mi familia.

A mi novia por su amor, comprensión y compañía.

Los amo...

D. Reyes

DEDICATORIA

Gracias a Dios por brindarme fortaleza mental y física para afrontar cada día y cada reto que se presentó a lo largo de mi carrera.

A mis padres que estuvieron siempre brindando su apoyo incondicional durante esta etapa académica.

A mi abuela y familia que estuvo a mi lado día y noche, con sus consejos y compañía siempre supieron cómo combatir mis miedos e incertidumbres ante cada reto propuesto en la universidad.

A los compañeros de carrera y profesores de la escuela de petróleos, sin ellos este camino no hubiera sido igual

A todos muchas gracias.

Carlos F. Vargas

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros agradecimientos a todas aquellas personas que contribuyeron en el desarrollo y la culminación de este proyecto; en verdad gracias. En especial a:

Ingeniero Luis Roberto Oliveros Gómez, Director de nuestro proyecto, por sus conocimientos compartidos, su orientación, respaldo y exigencia durante todo el proyecto.

Ingeniera Ana María Jiménez Molano, Co-Director de nuestro proyecto, por su aval, observaciones y criterio en la investigación y el estudio de polímeros como método de recobro mejorado químico.

Ingeniera María Marcela Fragozo Díaz, por su tiempo y disposición en las dudas que surgieron a lo largo de este estudio.

Ingeniero Fabian Camilo Yatte Garzón, por el apoyo brindado con la herramienta de simulación.

La Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos y su planta docente por su apoyo en la formación integral de profesionales de alta calidad.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	20
1. INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	22
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	22
1.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS POLÍMEROS	24
1.3 POLÍMEROS IMPLEMENTADOS EN PROCESOS EOR.....	25
1.3.1 Goma xántica.....	25
1.3.2 Poliacrilamida hidrolizada.	26
1.4 PARÁMETROS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	27
1.4.1 Factores operacionales.....	27
1.4.2 Factores de yacimiento.	28
1.5 FENÓMENOS PRESENTES EN EL PROCESO DE INYECCIÓN	31
1.5.1 Reducción de la movilidad del agua.	33
1.5.2 Dispersión.....	34
1.5.3 Difusión.....	35
1.5.4 Adsorción.....	36
1.5.5 Entrampamiento.....	37
1.6 SCREENING DEL PROCESO DE INYECCIÓN.....	37
1.6.1 Características del yacimiento.	39
1.6.2 Características del fluido.....	39
1.6.3 Selección del yacimiento para su aplicación.....	40
2. MODELOS ANALÍTICOS EMPLEADOS PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	41
2.1 MODELO SEGUNDA LEY DE FICK (1855).....	42
2.2 MODELO ANALÍTICO DE DISPERSIÓN MACROSCÓPICA DE JOSEPH & WARREN (1963).....	44
2.3 MODELO DE BENTSEN (1965)	47
2.4 MODELO DE BONDOR, HIRASAKI & THAM (1972)	49
2.5 MODELO DE NOAMAN EL-KHATIB (2010).....	52

2.6 SÍNTESIS DE LOS MODELOS EMPLEADOS PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	55
3. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN DIFERENTES ESCENARIOS.....	57
3.1 MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN - ESCENARIO 1.....	58
3.1.1 Propiedades del enmallado.....	58
3.1.2 Propiedades del yacimiento y la roca.	60
3.1.3 Modelo de fluidos.....	61
3.1.4 Interacción roca-fluido.....	62
3.1.5 Patrón de inyección.	64
3.1.6 Condiciones operacionales.....	65
3.1.7 Resultados de la producción primaria e inyección de agua	67
3.2 MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN – ESCENARIO 2.....	69
3.2.1 Propiedades de la roca.....	69
3.2.2 Resultados de la producción primaria e inyección de agua.....	70
3.3 MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN – ESCENARIO 3.....	72
3.3.1 Propiedades de la roca.....	72
3.3.2 Resultados de la producción primaria e inyección de agua.....	72
3.4 INYECCIÓN DEL POLÍMERO	75
3.4.1 Modelo del polímero.....	75
3.4.2 Parámetros de inyección.....	76
3.4.3 Resultados de la producción al inyectar el bache de polímero.....	77
3.4.4 Análisis comparativo de resultados a partir de los tres escenarios.....	81
4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES MÁS INFLUYENTES EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	83
4.1 DETERMINACIÓN DE LAS VARIABLES DE ESTUDIO	84
4.2 DISEÑO EXPERIMENTAL DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA CADA ESCENARIO DE SIMULACIÓN.....	85
4.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	88
4.3.1 Escenario 1.....	88
4.3.2 Escenario 2.....	95

4.3.3 Escenario 3.....	102
4.4 DETERMINACIÓN DE LAS VARIABLES MÁS INFLUYENTES.....	108
4.4.1 Escenario 1.....	110
4.4.2 Escenario 2.....	111
4.4.3 Escenario 3.....	111
4.4.4 Selección de las variables más influyentes.....	113
5. CONCLUSIONES.....	114
6. RECOMENDACIONES.....	116
BIBLIOGRAFÍA.....	117
ANEXOS.....	120

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Descripción gráfica del proceso de inyección de polímeros	23
Figura 2. Efecto de la salinidad en la viscosidad del polímero	29
Figura 3. Efecto de la inyección de polímeros	34
Figura 4. Dispersión de geométrica	35
Figura 5. Descripción del proceso de difusión	36
Figura 6. Diagrama esquemático de Ev causado por la inyección de polímero en un yacimiento heterogéneo	40
Figura 7. Modelo del pozo	50
Figura 8. Enmallado del modelo conceptual para los tres escenarios	59
Figura 9. Comportamiento de la presión del yacimiento en los tres escenarios durante el periodo de simulación.	60
Figura 10. Curva de permeabilidad relativa Aceite – Agua	63
Figura 11. Curva de permeabilidad relativa Líquido – Gas	64
Figura 12. Configuración del patrón de inyección para los tres escenarios	65
Figura 13. Fases de producción para los tres escenarios	66
Figura 14. Comportamiento del factor de recobro – Escenario 1	67
Figura 15. Comportamiento de la tasa de producción de aceite – Escenario 1	67
Figura 16. Comportamiento del factor de recobro - Escenario 2	70
Figura 17. Comportamiento de la tasa de producción de aceite – Escenario 2	70
Figura 18. Comportamiento del factor de recobro – Escenario 3	73
Figura 19. Comportamiento de la tasa de producción de aceite – Escenario 3	73
Figura 20. Comportamiento del factor de recobro con inyección de polímero - Escenario 1	77
Figura 21. Comportamiento del factor de recobro con inyección de polímero - Escenario 2	78
Figura 22. Comportamiento del factor de recobro con inyección de polímero - Escenario 3	78

Figura 23. Comparativo del factor de recobro incremental de los tres escenarios	81
Figura 24. Metodología para la selección de variables de estudio	84
Figura 25. Análisis de sensibilidad – Factor de recobro – Escenario 1	89
Figura 26. Análisis de sensibilidad – Tasa acumulada de aceite – Escenario 1	90
Figura 27. Análisis de sensibilidad – Tasa acumulada de agua – Escenario 1	91
Figura 28. Diagrama tornado del factor de recobro – Escenario 1	92
Figura 29. Diagrama tornado de la producción acumulada de aceite – Escenario 1	93
Figura 30. Diagrama tornado de la producción acumulada de agua – Escenario 1	94
Figura 31. Análisis de sensibilidad – Factor de recobro – Escenario 2	96
Figura 32. Análisis de sensibilidad – Tasa acumulada de aceite – Escenario 2	97
Figura 33. Análisis de sensibilidad – Tasa acumulada de agua – Escenario 2	98
Figura 34. Diagrama tornado del factor de recobro – Escenario 2	99
Figura 35. Diagrama tornado de la producción acumulada de aceite – Escenario 2	100
Figura 36. Diagrama tornado de la producción acumulada de agua – Escenario 2	101
Figura 37. Análisis de sensibilidad – Factor de recobro – Escenario 3	102
Figura 38. Análisis de sensibilidad – Tasa acumulada de aceite – Escenario 3	103
Figura 39. Análisis de sensibilidad – Tasa acumulada de agua – Escenario 3	104
Figura 40. Diagrama tornado del factor de recobro – Escenario 3	105
Figura 41. Diagrama tornado de la producción acumulada de aceite – Escenario 3	106
Figura 42. Diagrama tornado de la producción acumulada de agua – Escenario 3	107
Figura 43. Interpretación de elementos de una matriz de comparación por pares	109
Figura 44. Influencia de las variables sobre las funciones objetivo – Escenario 1	110

Figura 45. Influencia de las variables sobre las funciones objetivo – Escenario 2	111
Figura 46. Influencia de las variables sobre las funciones objetivo – Escenario 3	112
Figura 47. Metodología para la construcción de los tres escenarios de simulación	122
Figura 48. Metodología para la selección de variables de estudio	123
Figura 49. Metodología del proceso analítico jerárquico	124

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Esquema actualizado para aplicación del proceso de inyección de polímero	38
Tabla 2. Esquema de las variables y resultados obtenidos para cada modelo	55
Tabla 3. Características del enmallado de simulación	58
Tabla 4. Propiedades del yacimiento y la roca	61
Tabla 5. Propiedades del fluido	62
Tabla 6. “End points”	62
Tabla 7. Restricciones operacionales para los tres escenarios producción primaria y secundaria	66
Tabla 8. Propiedades de la roca en el Escenario 2	69
Tabla 9. Propiedades de la roca en el Escenario 3	72
Tabla 10. Características físicas y químicas del polímero	76
Tabla 11. Parámetros de inyección del bache de polímero para los tres escenarios	77
Tabla 12. Esquema de los resultados de producción de los tres escenarios	81
Tabla 13. Variables seleccionadas para el análisis de sensibilidad en la herramienta CMOST.	85
Tabla 14. Diseño experimental del análisis de sensibilidad para cada escenario de simulación	86
Tabla 15. Variables a sensibilizar en CMOST	87
Tabla 16. Importancia de la variable de estudio según el rango de influencia	109
Tabla 17. Variables más influyentes del proceso de inyección de polímeros	113
Tabla 18. Esquema de los 15 casos exitosos de inyección de polímero	121
Tabla 19. Matriz de jerarquización – Escenario 1	125
Tabla 20. Matriz de jerarquización – Escenario 2	126
Tabla 21. Matriz de jerarquización – Escenario 3	127

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. CASOS EXITOSOS DE INYECCIÓN DE POLÍMERO	120
ANEXO B. METODOLOGÍA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LOS TRES ESCENARIOS DE SIMULACIÓN	122
ANEXO C. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE LAS VARIABLES DE ESTUDIO	123
ANEXO D. METODOLOGÍA DEL PROCESO ANALÍTICO JERÁRQUICO	124

RESUMEN

TÍTULO: DETERMINACIÓN DE LAS VARIABLES MÁS INFLUYENTES EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA EL DESARROLLO DE UN MODELO ANALÍTICO*.

AUTORES: DANIEL ALBERTO REYES BELLO

CARLOS FELIPE VARGAS CAMARGO **

PALABRAS CLAVES: Inyección de polímeros, Modelos analíticos, Simulación de yacimientos, Análisis de sensibilidad, Recobro mejorado.

Una de las alternativas más prometedoras para mejorar la explotación de campos petroleros en los que se han implementado procesos de inyección de agua es la inyección de polímeros, éste por ser un método químico permite reducir la relación de movilidades entre el agua y el petróleo permitiendo de esta manera un mejor barrido de la zona de aceite en el yacimiento y facilitando su producción. Los procesos de inyección de polímeros se ven fuertemente impactados por las pérdidas de concentración durante el proceso debido a fenómenos de interacción con la roca como la adsorción, difusión, degradación, entre otros. Debido a estas razones no siempre el resultado es el esperado al implementar este tipo de procesos.

Usualmente los proyectos de inyección de polímero se caracterizan por inyectar baches de polímero a medida que sea necesario, acompañado por bache de inyección de agua, lo cual debilita poco a poco la rentabilidad del proceso, esto se debe principalmente a que las tasas de producción de aceite con el paso de los años van declinando.

En este sentido, con un estudio integrado que involucra un estado del arte de modelos analíticos implementados para la inyección de polímeros, casos exitosos y simulación numérica, junto con la ayuda del paquete de la empresa CMG se pueden crear escenarios con diferentes características de yacimiento y operativas, para realizar un estudio detallado de cada tipo de yacimiento, que a su vez arroje conclusiones generales para el proceso de inyección de polímeros. Asimismo, el objetivo de este estudio es identificar y determinar mediante un análisis de sensibilidad las variables más influyentes dentro de un proceso de inyección de polímeros con el fin de incorporarlas en un modelo analítico robusto que permita modelar de manera confiable el bache de inyección.

*Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos.
Director: M.Sc. Luis Roberto Oliveros Gómez.

ABSTRACT

TITLE: DETERMINATION OF THE MOST INFLUENTIAL VARIABLES IN A POLYMER INJECTION PROCESS TO DEVELOP AN ANALYTICAL MODEL*.

AUTHORS: DANIEL ALBERTO REYES BELLO

CARLOS FELIPE VARGAS CAMARGO **

KEYWORDS: Polymer Injection, Analytical Model, Improved Oil Recovery, Numerical Simulation, Sensitivity analysis.

One of the most promising alternative to improve the production of oil fields where waterflooding has been used is the polymer injection, this is a chemical method that reduces the mobility ratio between water and oil allowing. The polymer injection processes are strongly impacted by different rock-fluid interactions phenomena like adsorption, diffusion, degradation, etc. For these reasons the result of implement this kind of processes is not always the expected.

Usually polymer injection projects are characterized by injection of intervals of polymer accompanied by intervals of water, which makes the profitability of the process weaker, this is mainly because production rates of oil over the years are declining.

In this sense, with an integrated study that involves an analytical models state of art used for polymer injection processes, successfully polymer flooding fields and numerical simulation, in company with the CMG simulation package different simulation scenarios with different rock and operative properties can be make, to create a detailed study of each kind of reservoir that gives general conclusions of the polymer injection process. The objective of this project is identify and determinate the most influential variables in a polymer injection process with a sensibility analysis with the final purpose of involve this variables in an analytical model that designs in a reliable way a polymer injection slug.

*Graduate project

** Physicochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering.

Tutor: M.Sc. Luis Roberto Oliveros Gómez.

INTRODUCCIÓN

Durante años, la industria de los hidrocarburos ha promovido la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías, adquiriendo la capacidad de explorar y explotar zonas en las que antes era inimaginable llegar sin el avance tecnológico que se tiene hoy en día. Lo anterior, con fin de potencializar la extracción de recursos no renovables ubicados en el subsuelo de la tierra y de aumentar las reservas de cada nación. Es por eso, que actualmente grandes compañías invierten su capital en mejorar sus procesos de recuperación de petróleo en yacimientos maduros, dado que se considera mejor invertir en proyectos ya desarrollados y no trabajar sobre la incertidumbre de nuevos prospectos, hablando en términos económicos y temporales.

Uno de los procesos de recobro mejorado que ha tenido éxito durante los últimos años es la inyección de polímeros en yacimientos de hidrocarburos. La importancia de este proceso consiste en lograr mejorar la uniformidad en el frente de desplazamiento del bache de inyección de polímero con respecto al comportamiento que presenta un frente de desplazamiento en un proceso de inyección de agua común, mediante la reducción de la movilidad del agua; lo que conlleva a un aumento del barrido de petróleo, de manera que se presente un arrastre de partículas de aceite mucho más eficiente. Para esto, se han desarrollado estudios conceptuales y experimentales, llevando a los investigadores a crear modelos analíticos que permitan predecir el comportamiento de una solución polimérica teniendo en cuenta algunos parámetros de yacimiento y operacionales.

Diversos modelos analíticos han sido planteados con el fin de relacionar los diferentes fenómenos presentes en este tipo de procesos y predecir el comportamiento de una inyección de polímero. Además de esto, se han realizado

de manera exitosa gran cantidad de pilotos de inyección de polímero a lo largo del mundo, donde China se destaca como uno de los pioneros haciendo uso de polímeros en sus campos hace aproximadamente 50 años.

Sin embargo, a pesar de todos los avances en este campo, no se tiene una herramienta de inyección de polímero que modele este tipo de procesos de manera robusta y fiable, es decir, existen limitaciones generales en la implementación de este proceso, dificultando su viabilidad técnica y económica. De esta manera, se resalta el impacto que tiene identificar los principales parámetros operacionales y de yacimiento involucrados en la inyección de polímeros, con el fin de determinar los factores más influyentes que se involucran en este tipo de procesos.

1. INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Uno de los métodos más utilizados para la recuperación de hidrocarburos es la inyección de agua, la cual puede mejorar de manera eficiente la producción de petróleo. Actualmente la mayoría de los campos donde se practica la inyección de agua como proceso de recuperación, están llegando al límite económico de los proyectos, es decir, se requiere la aplicación de un método terciario de recuperación de aceite (Thomas, S., Stanley, B., & Farouq, 1990). Con el objetivo de mejorar las eficiencias de barrido de los procesos de *inyección de agua*, se ha optado por la inyección de baches de químicos, entre los cuales está la inyección de polímeros. Estos son altamente efectivos en soluciones acuosas, ya que este tipo de sustancia produce una disminución de la relación de movilidades agua/petróleo mediante un aumento en la viscosidad del agua de inyección. De esta manera, se reduce la digitación viscosa en el yacimiento evitando que el agua tome canales preferenciales de flujo y dejando atrás al banco de petróleo, mejorando así las eficiencias de barrido areal (Patton, Coats & Colegrove; 1971). La inyección de polímeros es un proceso delicado, debido a que el bache de polímero es muy susceptible a cambios en sus propiedades, por lo cual deben mantenerse estables factores como la salinidad, la adsorción del medio poroso, la temperatura, la degradación bacteriana en el caso de biopolímeros, etc. (Fragozo & Paz Giraldo, 2014).

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

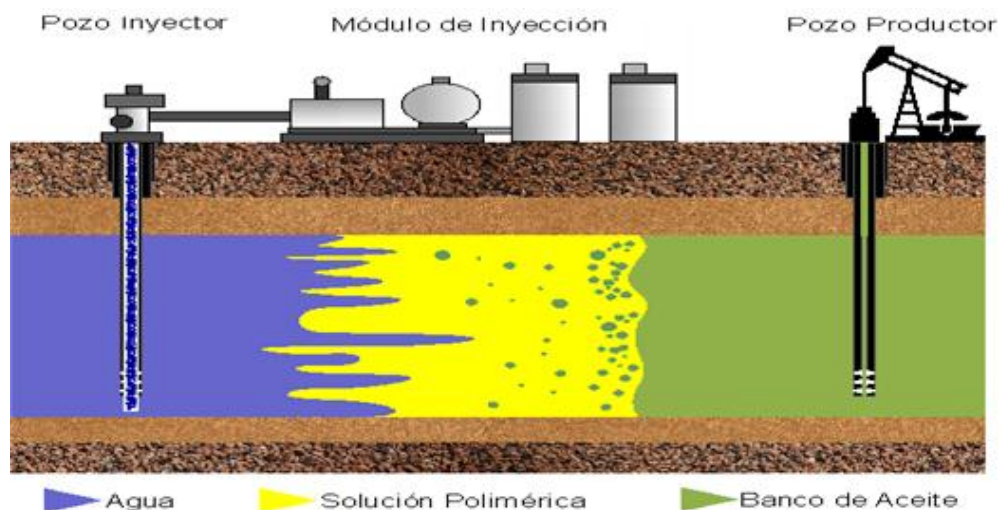
La inyección de polímeros se basa en un aumento en la viscosidad del agua que se utiliza para recobro secundario (*waterflooding*), de esta manera se puede

controlar el frente de desplazamiento de inyección de agua al hacerlo más estable. Este aumento en la viscosidad del agua reduce la movilidad de la fase desplazante (agua), lo cual, a su vez genera una reducción en la relación de movilidades agua/petróleo y por ende un mayor desplazamiento de aceite (Fragozo & Paz Giraldo, 2014).

Las aplicaciones más comunes se basan en polímeros hidrosolubles, es decir, soluciones acuosas diseñadas bajo un rango de concentraciones de polímero, generalmente entre 200 – 1200 ppm (Whillhite & Green , 1998). Estas soluciones se inyectan al yacimiento, al mantener un frente de desplazamiento con mayor estabilidad, se genera un mejor arrastre de aceite y como resultado un aumento en el factor de recobro del campo.

Para inyectar polímeros en un yacimiento es necesario conocer las propiedades del agua de formación, ya que muchas veces por su alta salinidad puede ocasionar cambios en el fluido de inyección; por lo que el bache de la solución de polímero debe estar precedido por un bache de salmuera de baja salinidad, con el fin de adaptar la salinidad de la zona para que el fluido inyectado mantenga sus propiedades.

Figura 1. Descripción gráfica del proceso de inyección de polímeros



1.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS POLÍMEROS

Un polímero es una sustancia de estructura compleja, formado por partículas denominadas monómeros, las cuales entrelazadas una con la otra forman cadenas extensas (STRAIGHT, 1976). El proceso para obtenerlos se conoce como polimerización. 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.

Clasificación de los polímeros

Los polímeros son agrupados de diversas formas, a continuación se presenta la principal clasificación de los polímeros.

- **Polímeros Naturales:** Son polímeros que se hayan en la naturaleza, generalmente derivados de la celulosa. Son susceptibles a la biodegradación, por lo que deben usarse junto a químicos que eviten el acercamiento de bacterias. Algunos como el almidón, cuyo monómero es la glucosa, o el caucho natural, cuyo monómero es el isopreno, son un ejemplo de este tipo de polímeros.
- **Polímeros Semi sintéticos:** Son los polímeros que se obtienen de la combinación de polímeros naturales, denominados polisacáridos. Estos son formados generalmente por la fermentación bacteriana. Tales como la carboximetilcelulosa (CMC) y la hidroxietilceluosa (HEC). Existen diversos tipos de biopolímeros disponibles en la actualidad, tanto polisacáridos como derivados de la celulosa, los cuales han recibido mucha atención en lo que respecta a su aplicación en la recuperación mejorada de petróleo (STRAIGHT, 1976).

- **Polímeros Sintéticos:** -Estos polímeros son aquellos que son sintetizados en el laboratorio, poseen una unidad monomérica y su rendimiento depende del peso molecular y del grado de hidrólisis. Cuando son utilizados para inyección en yacimientos que están produciendo por inyección de agua, se someten a hidrólisis parcial, donde parte del monómero se convierte en ácido acrílico; esta hidrólisis tiende a aumentar la viscosidad del agua dulce, pero reduce la viscosidad de las aguas duras (STRAIGHT, 1976).

1.3 POLÍMEROS IMPLEMENTADOS EN PROCESOS EOR

Los polímeros son clasificados según su naturaleza. Tanto los biopolímeros como los polímeros creados en el laboratorio, han sido de gran uso en procesos de recobro mejorado (EOR). Sin embargo, los polímeros sintéticos han tenido mejor desempeño y por lo tanto una mayor aplicación a nivel mundial. Así pues, se dará una breve descripción de los polímeros más usados.

1.3.1 Goma xántica. 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. Su peso molecular puede variar entre 1×10^6 – 15×10^6 Lb/mol; además, pueden ser menos viscosos que copolímeros de poliacrilamida a concentraciones equivalentes en agua fresca, pero la goma xántica tiene la ventaja de ser más resistente a la salinidad de la formación. 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), y su estabilidad térmica alcanza los 176°F. Además de este, existen también otros biopolímeros ampliamente

utilizados en procesos EOR, como el escleroglucano, simusan, AGBP, entre otros (Sheng, 2011).

1.3.2 Poliacrilamida hidrolizada. Son largas cadenas de monómeros sintéticos denominados acrilamidas; estas moléculas tienen alta flexibilidad y resistencia, pero una gran debilidad frente a los esfuerzos cortantes. Su peso molecular varía entre 3×10^6 - 10×10^6 Lb/mol y su estabilidad térmica alcanza los 230°F, lo que indica que a partir de ahí empieza a degradarse.

Las poliacrilamidas son las más conocidas debido a que además de aumentar la viscosidad de agua, alteran la permeabilidad efectiva del agua del yacimiento en las zonas invadidas y reducen la movilidad efectiva del agua inyectada. El efecto final será una reducción en la razón de movilidad, y en consecuencia el mejoramiento de 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 (Ahmed T. , 2006).

Algunas veces se sustituye la molécula de amida (NH_2) por una de grupo hidroxilo (OH), lo cual es conocido como hidrólisis y por tal motivo son llamadas poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM). 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 (Jimenez, 2014).

1.4 PARÁMETROS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Las soluciones poliméricas deben mantenerse estables por cierto tiempo a condiciones de yacimiento para que sean efectivas. Existen muchos factores que afectan esta estabilidad y en casos extremos pueden llegar a degradar y dañar las soluciones poliméricas, entre estos se encuentran los factores operacionales y de yacimiento.

1.4.1 Factores operacionales. Son aquellas variables que dependen netamente de la condiciones de producción e inyección que maneje la compañía que está explotando el campo, es decir, variables que se pueden controlar por un operario del proceso de inyección de polímeros. A continuación se mencionarán los factores operacionales más influyentes durante una inyección de polímeros:

- **Tamaño del bache de inyección:** El tamaño de bache es uno de los factores más importantes durante este proceso, de él depende que se realicen los cambios en las saturaciones del yacimiento para lo cual ha sido inyectado, es decir, que se mejoren las condiciones de movilidad del petróleo dentro del yacimiento.

En el intento de diseñar cuál es el tamaño óptimo del bache de una solución polimérica, se deben tener en cuenta dos parámetros importantes, como son la tasa y naturaleza del polímero, así como también las características de la formación donde se va inyectar (Jimenez, 2014).

- **Concentración efluente de químico:** Esta concentración hace referencia a la fracción molar de polímero que presenta el bache al alcanzar un tiempo de ruptura, es decir, al iniciar el periodo de producción en el cual los fluidos de inyección tocan la cara del pozo productor. La finalidad de controlar esta concentración, es mantener su valor siempre por encima de la

concentración crítica de polímero. Como la concentración de polímero en el bache es decreciente desde la cara del pozo inyector hasta el pozo productor disminuyendo a partir del 100 %. Se controla la concentración de polímero en la salida de los fluidos producidos siempre por encima de la concentración crítica. Así se garantiza que el bache nunca presentará una concentración menor a la crítica entre el pozo inyector y productor, lo que se traduce en un funcionamiento óptimo del polímero en el medio poroso.

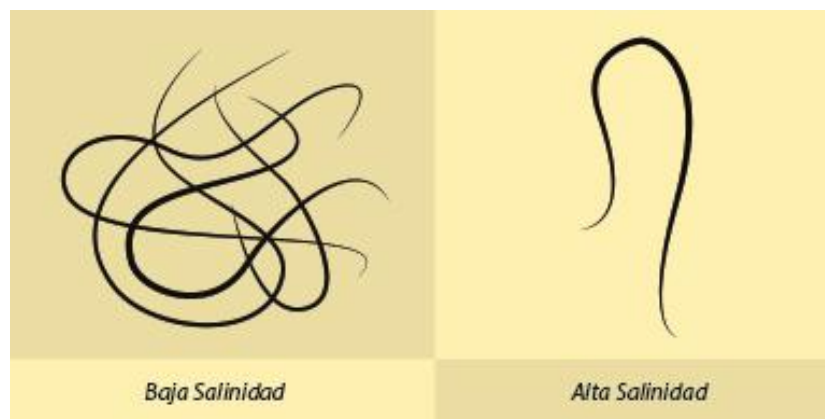
- **Concentración crítica de polímero:** La concentración crítica es el límite más bajo al que puede caer la concentración del bache de polímero inyectado en el yacimiento. Debido a esto, la concentración del bache no puede ser inferior a la crítica ya que se puede degenerar el polímero y no sería efectiva la inyección, es decir se perdería el bache (El-Khatib, 2010).
- **Tasa de inyección:** La tasa de inyección es el caudal que se va a manejar. Se trata de un factor operacional muy importante, ya que tiene incidencia directa con respecto al factor de recobro y la producción acumulada de aceite (Vakili, Jansen , Esmeiael, & Van Kruijsdijk, 2010).
- **Tiempo de inyección:** Una de las limitantes para la aplicación de una inyección de polímero prematura en la vida de un proyecto de inyección de agua es que al inyectar polímeros en tiempos tempranos dificulta la estimación de la recuperación final de petróleo por cada una de las dos etapas de explotación (secundaria y terciaria). Es por eso importante, definir el momento preciso para iniciar la inyección de polímero además del tiempo que va a durar esta inyección después de un proceso de recuperación secundaria.

1.4.2 Factores de yacimiento. Los factores de yacimiento son aquellas variables propias de cada yacimiento y que no son controlables. Por lo tanto, el polímero

que se inyecte debe estar preparado para soportar todas estas condiciones y tener un comportamiento óptimo dentro del medio poroso. Existen muchos factores que afectan esta estabilidad y en casos extremos pueden llegar a degradar y dañar las soluciones de polímeros. Entre estos se encuentran:

- **Temperatura:** La temperatura afecta la composición del polímero debido a que este se va degradando dependiendo de las condiciones en las que se encuentre. Se deben tener en cuenta la máxima temperatura a la cual va a estar sometido el polímero y el tiempo que estará expuesto a esa condición (Fragozo & Paz Giraldo, 2014).
- **Salinidad:** Genera floculación en el polímero. Se considera óptimo que la salinidad del agua de formación sea baja para tener en cuenta un proceso de inyección de polímeros. Estas sales afectan la viscosidad de la solución debido a que generan degradación química en el polímero debido al alto contenido de Ca y Mg. Además la salinidad del agua de formación afecta en gran medida las características de movilidad, adsorción y reducción de la permeabilidad.

Figura 2. Efecto de la salinidad en la viscosidad del polímero



Fuente: SHENG, JAMES, J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. Gulf Professional Publishing. Elsevier. Houston, Tx. 2011.

La alta salinidad en las aguas de formación genera un cambio en la forma de la partícula de polímero, transformándola de una forma alargada a una casi esférica, como se puede observar en la Figura 2. De esta manera se reduce casi un 90% la viscosidad de la solución polimérica y se genera un aumento en la movilidad del agua y en la relación de movilidades agua/aceite (Fragozo & Paz Giraldo, 2014).

- **Presencia de acuífero:** Si se tiene acuífero activo no es conveniente aplicar un método de inyección de químicos, debido a la energía natural del yacimiento.
- **Degradación mecánica:** Se puede presentar durante la preparación, transporte, o durante la misma inyección del polímero, ya que durante estas tres etapas la solución se somete a diferentes esfuerzos. Si estos esfuerzos son demasiado grandes ocurre rompimiento de las cadenas de polímeros, lo cual trasciende en una disminución de la viscosidad. Genera situaciones críticas cuando se ve acompañada de altas tasas de inyección o en zonas de alta salinidad del agua de formación.
- **Degradación bacteriana:** Rápida destrucción de las cadenas de polímeros que genera una disminución estrepitosa de la viscosidad de la solución. Se presenta en su mayoría en aplicaciones de biopolímeros.
- **Degradación oxidativa:** Tiene la misma consecuencia de la disminución de la viscosidad, pero es debido a la presencia de oxígeno disuelto en el agua inyectada, lo cual destruye las cadenas de polímero.

Cuando se selecciona el polímero para un proyecto de inyección, se deben tener en cuenta las siguientes características y cumplir en gran medida las siguientes condiciones (Lake, 1989):

- ✓ Maximizar el valor de mejoramiento de la viscosidad del agua y/o la reducción de la movilidad del agua.
- ✓ Mejorar la propagación del polímero y tener una baja retención a través del yacimiento.
- ✓ Exhibir una buena estabilidad al cizallamiento.
- ✓ Poseer una buena estabilidad química.
- ✓ Tener una buena estabilidad biológica.
- ✓ Estabilidad térmica a la temperatura del yacimiento.
- ✓ Poseer propiedades de inyectividad aceptables.

1.5 FENÓMENOS PRESENTES EN EL PROCESO DE INYECCIÓN

El proceso de recuperación mejorada trabaja fundamentalmente buscando una mejora tanto de la eficiencia de desplazamiento (microscópica) como de la eficiencia volumétrica (macroscópica). Existen varios procesos que buscan incrementar la recuperación de petróleo disminuyendo la saturación residual del mismo, es decir, trabajan fundamentalmente mejorando la eficiencia de desplazamiento, mientras que otros buscan modificar los factores que originan bajas eficiencias volumétricas. Dentro de estos procesos se encuentra la inyección de polímeros, la cual 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.

Debido a esta compleja situación, es imposible estudiar por separado cada uno de los factores que contribuyen al comportamiento de las soluciones de polímeros en medios porosos. Whillhite & Green citan en su libro una variable denominada *Factor de Resistencia*, la cual toma en cuenta todos los factores anteriormente mencionados y los expresa como un solo valor que permite conocer la efectividad con que una solución polimérica de cierta concentración reduce una relación adversa de movilidades. Esta variable, es definida como la relación de la movilidad del agua y la movilidad de la solución polimérica, ambas medidas a la misma saturación residual de petróleo, como se muestra en la ecuación:

$$RF = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} \quad 1.1$$

Donde:

RF: Factor de resistencia

λ_w : Movilidad del agua

λ_p : Movilidad del polímero

El factor de resistencia aumenta con el incremento de la concentración del polímero. Por encima de este incremento, la reducción de la permeabilidad comienza a independizarse de la concentración.

Por otro lado, 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 posteriormente, ya que su efecto permanecerá por

mucho tiempo después de que se haya cerrado la inyección del volumen de polímero (Perez, 1996). Este efecto está caracterizado por el *Factor de resistencia residual*, el cual es descrito en la siguiente ecuación:

$$Rr = \frac{\lambda_w (\text{antes del paso de la solución polimérica})}{\lambda_w (\text{después del paso de la solución polimérica})} \quad 1.2$$

Donde:

Rr: Factor de resistencia residual

λ_w : Movilidad del agua

El volumen inyectado de solución polimérica modifica la permeabilidad efectiva de la formación por donde fluye, tal como queda evidenciado en el valor del factor de resistencia. Sin embargo, debido a las características hidrofílicas de las moléculas de polímero, parte de la disminución de la permeabilidad efectiva de la formación permanece, incluso después de que ha circulado por el medio poroso el volumen considerado de agua que sigue y desplaza el bache de polímero. Esto se puede explicar mejor, al describir los fenómenos presentes en la inyección, los cuales se enuncian a lo largo de esta sección.

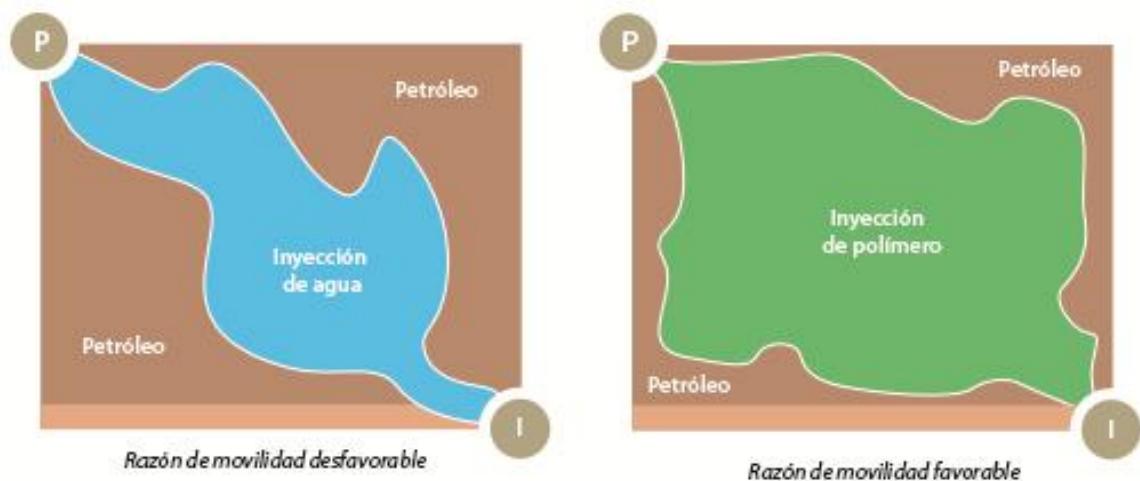
1.5.1 Reducción de la movilidad del agua. Según Whillhite & Green los procesos de inyección de agua presentan en la mayoría de casos una relación de movilidades mayores a uno, debido a que el agua se mueve más rápido que el petróleo. Esto se debe a que la viscosidad del agua es mucho menor a la del aceite, por lo que el agua transitará con más facilidad a través del medio poroso dejando atrás el banco de aceite y como consecuencia producirá un desplazamiento ineficiente, fenómeno conocido como *digitación viscosa* (*adedamiento*). 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 al proceso de inyección de polímero como una alternativa para disminuir la movilidad del agua, ya que el polímero tiene la capacidad de incrementar la viscosidad de la misma.

En la Figura 3, 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. Estos mecanismos se describen a continuación.

Figura 3. Efecto de la inyección de polímeros

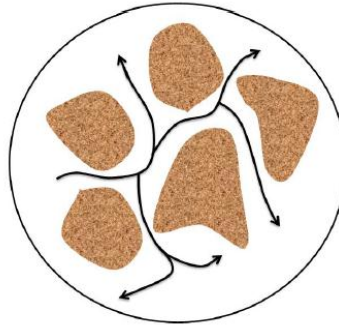


Fuente: FRAGOZO , M., PAZ GIRALDO, J. Evaluación Técnico-Financiera de la Inyección de Polímero en un Yacimiento Colombiano de Crudo Pesado. Universidad Industrial de Santander. 2014.

1.5.2 Dispersión. La dispersión es la mezcla macroscópica causada por un flujo laminar disparejo en un medio real fijo. La forma de estudiar este fenómeno en la práctica es vertiendo una gota de una sustancia en un fluido; al poco tiempo esta gota se habrá desplazado una distancia y se habrá deformado (Jimenez, 2014).

- **Dispersión de geométrica:** La dispersión geométrica ocurre en medios de geometría compleja como la que se presenta en la Figura 4, donde el flujo tiene bruscas variaciones de dirección. Al fluido moverse en diferentes direcciones, su transporte por dispersión es rápido.

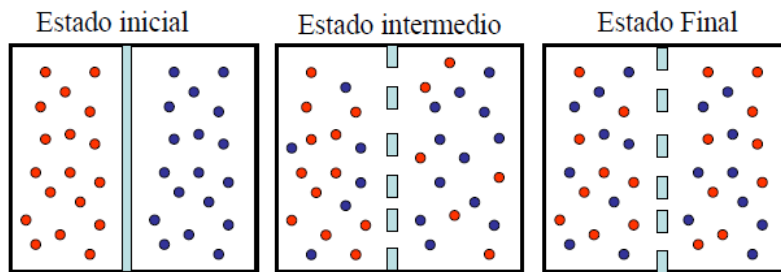
Figura 4. Dispersión de geométrica



Fuente: BIRD, R. STEWART, W.E. & LIGHFOOT, E.N. Fenómenos de transporte. Departamento de ingeniería química. Universidad de Wisconsin.

1.5.3 Difusión. Según Burger, este fenómeno presente en procesos de inyección de polímeros, describe un proceso físico irreversible, en el que el polímero se introduce en la solución (agua) y aumenta la entropía de la fase acuosa resultante, es decir, el desorden molecular de las moléculas de agua. Habitualmente este proceso es definido por la Ley de Fick, en el que hay un paso de partículas a favor del gradiente de concentración. La Figura 5 muestra el proceso de una forma gráfica simple.

Figura 5. Descripción del proceso de difusión



1.5.4 Adsorción. Definida como un fenómeno superficial físico-químico, la adsorción es un proceso en el cual las moléculas se fijan sobre una superficie y/o molécula afín. Para este caso, las moléculas del polímero son retenidas sobre la superficie de la roca, por medio de una fuerza de atracción de los átomos o de la molécula, sobre la superficie.

El autor Sheng, propone que la adsorción de moléculas de polímero ocurre en forma de una capa que cubre los granos de la roca, incrementando la capacidad de ser mojada por agua. Esta capa tiende a incrementar su volumen, reduciendo así la permeabilidad relativa al agua sin alterar la permeabilidad relativa al aceite.

Pruebas experimentales bajo condiciones estáticas han demostrado que las moléculas de los polímeros se adsorben en la mayoría de los minerales, modificando en magnitud para diferentes tipos de rocas. Se ha encontrado que el carbonato de calcio, presenta una mayor afinidad por el polímero que la sílice (areniscas). En general, la adsorción aumenta al incrementarse la concentración del polímero y por la salinidad del agua de formación. Bajo condiciones dinámicas, este fenómeno disminuye debido a la existencia de ciertas restricciones al flujo de la solución polimérica en algunas regiones del medio poroso. A estas regiones del volumen total se le conoce como *volumen poroso inaccesible*. Este representa la

parte del medio poroso cuyo diámetro medio de poro es menor que el diámetro medio de la molécula de polímero.

1.5.5 Entrampamiento. Straight, explica que este mecanismo se presenta en canales de flujo del medio poroso cuya entrada es ligeramente mayor al tamaño medio de la molécula de polímero, de tal forma que pueda entrar al poro. Pero si la salida del canal posee un diámetro menor al de dicha molécula, entonces esta no podrá salir, quedando atrapada en el canal. Debido a la naturaleza hidrofílica de la molécula y a que aún existe cierto espacio libre dentro del canal para el flujo, existirá una restricción al flujo de agua, pero el petróleo podrá fluir en dicho canal.

Los sitios donde los polímeros son atrapados son aquellos en los cuales los poros son suficientemente pequeños para que una molécula de polímero los invada; en consecuencia la velocidad de flujo decrece, debido a un cambio en la dirección de flujo causado por la tortuosidad del trayecto o una reducción de la permeabilidad.

1.6 SCREENING DEL PROCESO DE INYECCIÓN

El “screening” para la inyección de polímeros ha sido propuesto por diferentes autores basándose en la experiencia y análisis de resultados de campos donde se ha implementado exitosamente. Esto se realiza a través de una recolección de datos, seguido de la selección de una serie de variables y en su etapa final, un diagnóstico con los criterios de selección. La Tabla 1, muestra los principales parámetros y rangos de aplicación presentados para este método EOR.

La selección de los criterios y el rango de aplicación, dependen de una metodología de selección óptima, en la cual se realiza una jerarquización de criterios; proceso analítico jerárquico; medición de criterios a través de curvas de

valoración; determinación de las preferencias de los criterios. Por lo que generalmente esta selección tiende a ser de forma subjetiva, basándose en la experiencia de expertos y de experiencias de campo.

Tabla 1. Esquema actualizado para aplicación del proceso de inyección de polímero

Parámetros de fluido	Rango
Gravedad °API	13 - 42,5 (prom. 26.5)
Viscosidad (cP)	4000 - 0,4 (prom 123,2)
Composición	No crítica
Parámetros del yacimiento	Rango
Saturación del petróleo (%)	34 – 82 (prom 64)
Porosidad (%)	10.4 – 33 (prom 22.5)
Espesor neto (pies)	No crítico
Razón de movilidad	700 – 9460 (prom 4221,9)
Permeabilidad (mD)	1,8 – 5500 (prom 834,1)
Factor de heterogeneidad	0,5 – 0,85
Temperatura (°F)	74 – 237,2 (prom 167)
Agua	Salinidad preferiblemente baja
Litología	Preferiblemente areniscas

Fuente: Aladasani, A. Recent Developments and Updated Screening Criterial of EOR Techniques. SPE. 2010.

1.6.1 Características del yacimiento. La profundidad del yacimiento es un factor crítico solamente cuando se encuentra relacionado a la temperatura del yacimiento. Temperaturas menores a 200°F, aseguran una solución estable.

La presión del yacimiento no es crítica si esta permite que la presión de inyección sea menor que la presión de fractura. La litología del yacimiento debe ser preferiblemente arenisca con bajo contenido de calcio y bajo contenido de arcillas, debido a que la inyectividad en estas formaciones se reduce por la expansión y/o dispersión de las arcillas. Se deben evitar las calizas con alta porosidad y yacimientos con extensas fracturas, ya que en éstos polímeros se perderían sin lograr su objetivo de reducir la movilidad en el medio poroso. El espesor neto del yacimiento debe ser aproximadamente constante. La porosidad debe ser mayor al 18 % para asegurar una buena capacidad de almacenamiento.

La permeabilidad absoluta de la roca del yacimiento se considera buena entre 50 y 250 mD. Valores de permeabilidad moderados (15–50 mD) causan altas presiones de inyección. Valores de permeabilidad considerados muy buenos (250–1000 mD) y excelentes (>1000 mD) aseguran recuperaciones mayores con inyecciones convencionales y dejan la inyección de polímeros como un proyecto difícil de justificar.

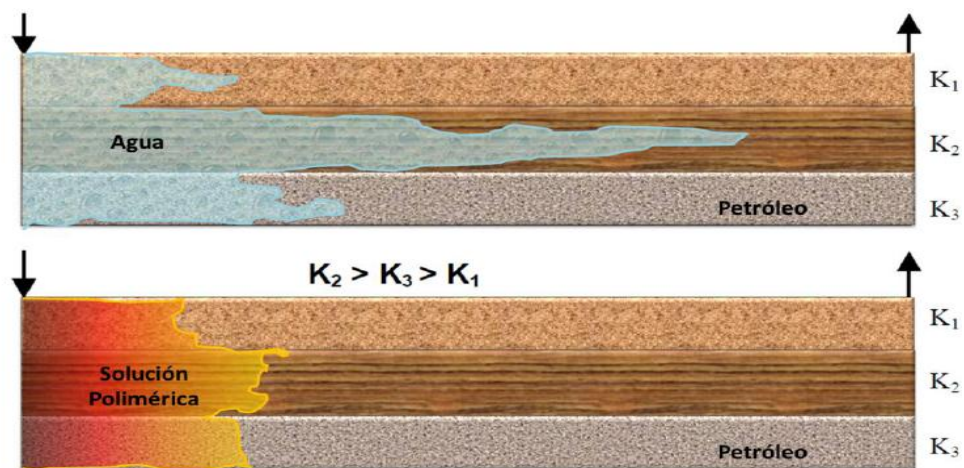
1.6.2 Características del fluido. Lake (1989) explica que la viscosidad del crudo es la variable que controla directamente la movilidad del agua-crudo, esta no debe ser superior a 150 cP (preferiblemente menor a 100 cP) y la gravedad no menor a 20 °API. Cuando la viscosidad del aceite es baja, la inyección de agua convencional y otros métodos de recuperación mejorada suelen ser más rentables ya que la relación agua/petróleo debe ser baja; esto significará mayor movilidad del petróleo.

1.6.3 Selección del yacimiento para su aplicación. De acuerdo con lo anteriormente mencionado, la inyección de polímeros es aplicada exitosamente como un proceso de recobro mejorado cuando la movilidad en la saturación de aceite es aún alta. El resultado de la inyección de polímero es mejorar la eficiencia de barrido areal y vertical, reduciendo la relación de movilidad del agua-petróleo.

Para determinar las áreas de aplicabilidad de la inyección de polímeros es necesario tener en cuenta la permeabilidad que se presenta punto a punto en el medio poroso junto con la información que se tenga de las heterogeneidades del yacimiento ya que únicamente con la información de la permeabilidad no es suficiente para determinar las zonas donde se pueda aplicar una inyección de polímero.

Los yacimientos heterogéneos con factor de heterogeneidad entre 0,5-0,85 son buenos candidatos, porque se reduce la permeabilidad de la roca y la solución tiende a desviarse hacia áreas del yacimiento que no han sido barridas por una inyección de agua convencional... Ver Figura 6...

Figura 6. Diagrama esquemático de Ev causado por la inyección de polímero en un yacimiento heterogéneo



Fuente: FRAGOZO , M., PAZ GIRALDO, J. Evaluación Técnico-Financiera de la Inyección de Polímero en un Yacimiento Colombiano de Crudo Pesado. Universidad Industrial de Santander. 2014.

2. MODELOS ANALÍTICOS EMPLEADOS PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Debido al ímpetu de las producciones de petróleo, se ha agudizado la necesidad de aumentar su recuperación a través de la reducción de los valores de saturación de aceite remanente S_{or} . Para esto, se ha trabajado en la aplicación de métodos de recobro como los son los térmicos y los químicos. Lo que se busca antes de implementar un proceso de inyección de polímeros es hacer una recuperación secundaria con inyección de agua (*waterflooding*), pero esta solo alcanza valores de factor de recobro entre el 20–40 % (Patton, Coats, & Colegrove, 1971). Por consiguiente, se han implementado mecanismos de optimización para la inyección de agua. Uno de ellos consiste en la inyección de polímeros; esta se realiza con el fin de reducir la relación de movilidades entre el agua y el aceite, lo cual permite que haya un mejor arrastre de aceite por parte del polímero inyectado en el yacimiento.

Para implementar un proceso de inyección de polímeros se deben tener en cuenta diversas variables entre las que se encuentran parámetros de yacimiento, como la porosidad; el espesor de la formación de interés; la viscosidad del aceite y el polímero; etc. Otros variables a tener en cuenta son los parámetros operacionales, como las tasas de inyección; el tamaño del bache de inyección; entre otras.

Debido a todas estas variables involucradas en un solo proceso, se hace necesario entender previamente los fenómenos que puedan ocurrir en el yacimiento. Esto se puede lograr mediante la creación de modelos analíticos o numéricos. Los modelos numéricos se basan en iteraciones las cuales convergen o no a un solo valor, por esta razón son poco confiables. Además de esto, requieren de mucho tiempo de computo lo cual se puede disminuir notablemente mediante la aplicación de un modelo analítico. Estos modelos son utilizados como

herramienta guía para corroborar que los modelos numéricos tengan sentido, ya que el modelo analítico arroja una solución exacta y única para cada cambio en cualquiera de las propiedades del modelo, haciéndolo más versátil y potente. (Vakili, Jansen , Esmeiael, & Van Kruijsdijk, 2010)

A continuación se describen los modelos analíticos más representativos encontrados en la literatura. Cada uno de estos se ajusta a unas restricciones, requerimientos y/o excepciones, lo cual los hace aplicables a casos bastante particulares e hipotéticos, por lo que muchos de ellos han sido modificados o corregidos para cada escenario de estudio. Por consiguiente, se realizó un análisis de sensibilidad básico a los modelos planteados con el fin de observar el efecto que tenían las variables involucradas en cada caso.

2.1 MODELO SEGUNDA LEY DE FICK (1855)

El médico y fisiólogo alemán Fick, describe una ecuación diferencial para diferentes casos de difusión de materia o energía en un medio sin equilibrio químico y/o térmico inicial.

La difusión es un proceso mencionado anteriormente, el cual se ilustra en la

Figura 5. En el caso de existir diferencias de concentración de cualquier especie (sustancia o temperatura), el recorrido aleatorio de las moléculas se llevará a cabo desde las regiones con mayor concentración hacia las regiones de menor concentración. El flujo de la sustancia irá en el sentido opuesto del gradiente de concentración y, si este es débil, podrá aproximarse por el primer término de la serie de Taylor, resultando la ley de Fick, dada por la siguiente ecuación:

2.1

$$\frac{\partial c_x}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial c_x}{\partial x} \right)$$

Donde:

- Cx: Concentración molar.
- X: Espacio.
- t: Tiempo.
- D: Coeficiente de difusión.

En esta solución, el coeficiente de difusión es considerado como un valor sin dependencia sobre la concentración. La ecuación que se muestra a continuación, representa los cambios de concentración a lo largo del eje x con una interfase químico/aceite y un valor fijo de coeficiente de difusión D a un tiempo específico.

$$C = C_o * \operatorname{erfc} \left(\frac{x}{2 * \sqrt{D * t}} \right) \quad 2.2$$

Donde:

- C: Concentración [Fracción]
- Co: Concentración inicial [Fracción]
- X: Distancia [Pies]
- D: Coeficiente de difusión [Unidades de difusión]
- t: Tiempo [horas, segundos]

Aclaraciones a tener en cuenta:

- De acuerdo a las gráficas obtenidas, se puede inferir que el coeficiente de difusión no depende de la concentración, mientras que la distancia (x) es una variable dependiente.
- Los perfiles de concentración se relacionan con el coeficiente de difusión, es decir, a mayores valores del coeficiente mejor será el comportamiento de la concentración al avanzar la solución del polímero en el yacimiento.

2.2 MODELO ANALÍTICO DE DISPERSIÓN MACROSCÓPICA DE JOSEPH & WARREN (1963)

Joseph E. Warren, determinó el cálculo de la concentración de un fluido inyectado a un medio poroso empaquetado como desplazante, en función del volumen inyectado y del volumen del medio poroso. Para este modelo se consideró una solución de estado semi-estable en un sistema unidimensional de convección-difusión en un medio semi-infinito evaluado en algún punto L, determinado por la siguiente ecuación:

$$C = \frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \frac{(Q' - 1)/\sqrt{Q'}}{\sqrt{2} * \sigma} \right] \quad 2.3$$

Donde:

C:	Concentración del fluido inyectado	[adimensional]
Q':	Volumen inyectado acumulado	[adimensional]
Q:	Tasa de inyección	[L ³ /t]
σ:	Desviación estándar	[adimensional]

El flujo es calculado por la siguiente ecuación:

$$Q' = \frac{qt}{A\phi L} \quad 2.4$$

Donde:

q:	Tasa de inyección	[L ³ /t]
t:	Tiempo	[t]
Φ:	Porosidad	[adimensional]
L:	Longitud del medio	[L]
A:	Área transversal	[L ²]

C, representa la concentración de fluido inyectado por la siguiente ecuación:

$$C = \frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \frac{\ln Q'}{\sqrt{2}\sigma} \right] \quad 2.5$$

En la formulación usualmente empleada en la evaluación de datos de laboratorio:

$$\sigma = \sqrt{2D/vL} \quad 2.6$$

Donde:

C:	Concentración del fluido inyectado	[adimensional]
Q':	Volumen inyectado acumulado	[adimensional]

q:	Tasa de inyección	$[L^3/t]$
t:	Tiempo	[t]
σ :	Desviación estándar	[adimensional]
D:	Coeficiente de difusión o dispersión	$[L^2/t]$
V:	Variación de la distribución log-cartesiana	[adimensional]
L:	Longitud del sistema	[L]

En conclusión, este modelo calcula la concentración del fluido desplazante en función del volumen inyectado a medida que pasa el tiempo, y el volumen total del medio poroso.

Aclaraciones a tener en cuenta:

- El modelo de Joseph Warren es un modelo realizado con pruebas de laboratorio, en el cual el valor del área transversal tiende a ser constante debido al tamaño de las muestras de laboratorio comparadas con la complejidad de los yacimientos.
- Esta homogeneidad en el área transversal se puede aplicar a patrones de inyección en donde los pozos se encuentren paralelos, ya que de esta manera el área transversal se mantendrá constante y el modelo podrá aplicarse sin problema.
- En patrones de inyección de 5 puntos, en los que la ubicación de los pozos hacen que se den cambios en el área transversal a medida que pasa el tiempo de inyección, no se puede considerar un área constante por lo que se considera debería usarse el término de área media logarítmica del patrón.

- El volumen inyectado acumulado es una unidad adimensional la cual es dependiente enteramente de la tasa de inyección que se maneje en el proceso, ya que todas las otras propiedades no dependen del operador del pozo sino que se mantienen constantes a lo largo de la inyección.

2.3 MODELO DE BENTSEN (1965)

Bentsen & Nielsen (1963), realizan su estudio enfatizando el flujo radial y multidireccional. Para esto, proponen una ecuación que permite modelar la concentración máxima de un polímero en función del espacio poroso. El aporte de este modelo es evaluar los cambios de concentración al igual que los otros; pero en el plano radial, a través del estudio experimental de la zona de transición.

Para su desarrollo, se hizo necesario realizar una serie de suposiciones que permitieran hacerlo aplicable. El bache es finito; la constante de difusión molecular (D) puede ser despreciada, según experimentos; se asume que un bache finito la concentración máxima, ocurre a un tiempo intermedio entre la etapa en que la cola y la cabeza del bache atraviesan un punto determinado.

Este modelo se planteó para pruebas de desplazamiento a través de una muestra representativa de un núcleo de Berea. La siguiente ecuación representa, la dispersión radial para una inyección de polímero finita:

$$C(r, t) = 0.5 \operatorname{erf} \frac{Qt - 0.5r^2}{f(r)} - 0.5 \operatorname{erf} \frac{Q(t - t_i) - 0.5r^2}{f(r)} \quad 2.7$$

Teniendo en cuenta que:

$$f^2(r) = \frac{4}{3} \delta r^3 + \frac{D}{Q} r^4 \quad 2.8$$

$$Q = \frac{q}{2\pi\phi h} \quad 2.9$$

Donde:

- C: Concentración del polímero.
- Q: Definido como la tasa en función del volumen poroso.
- t: Tiempo.
- r: Distancia radial.
- δ : Coeficiente de dispersión, constante para el sistema sólido-fluido.
- D: Constante de difusión para un par de fluidos.
- q: Tasa de flujo volumétrico en el sistema radial.
- ϕ : Porosidad fraccional.
- h: Espesor del sistema radial.

Si la inyección del segundo fluido se realiza continua e indefinidamente (bache infinito), la segunda función error se vuelve uno, y la ecuación puede ser reescrita de la siguiente manera:

$$C = 0.5 \operatorname{erfc} \frac{Q_t - 0.5r^2}{f(r)} \quad 2.10$$

Si se asume que en un bache finito, se cumple la suposición planteada anteriormente sobre la concentración máxima, entonces la ecuación queda de la siguiente manera:

2.11

$$C_{max} = \operatorname{erfc} \left(\frac{3R^4}{64\delta r^3} \right)$$

Donde:

C_{max}: Concentración máxima del polímero.

R: Radio del bache sin disolver (antes de la inyección)

La ecuación anterior puede ser utilizada para el cálculo de la concentración en modelos de desplazamiento radial, ya que fue determinada a partir de pruebas de laboratorio de este tipo.

Aclaración a tener en cuenta:

- El coeficiente de difusión es una variable determinante a la hora de evaluar los perfiles de concentración. Para altos valores en el coeficiente, se generan pérdidas de concentración y muestran picos de concentración máxima decrecientes con el paso del tiempo. Mientras que valores muy pequeños, reflejan cambios en los perfiles de concentración poco significativos.

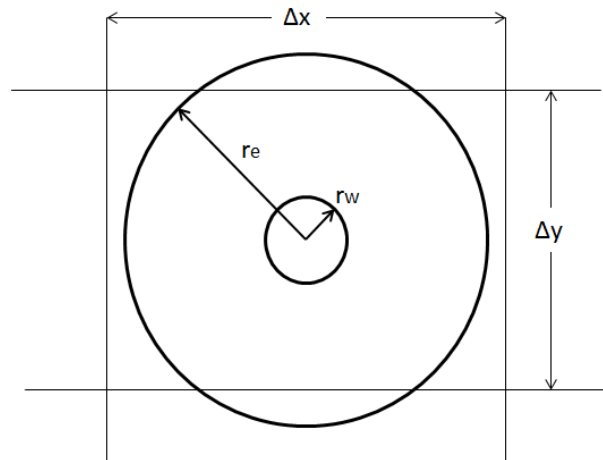
2.4 MODELO DE BONDOR, HIRASAKI & THAM (1972)

Estos autores trabajaron en conjunto en el laboratorio del centro de investigación de *Shell development Co.*, en el cual desarrollaron un estudio integrado de laboratorio y simulaciones numéricas. Consiguieron analizar la movilidad de una solución polimérica y la reducción de la permeabilidad de la fase acuosa. Mediante este estudio se logró inferir que la *poliacrilamida*, logra reducir la permeabilidad incluso hasta después de que la solución polimérica ha sido desplazada. Además

se pudo establecer que el factor de reducción de permeabilidad para diferentes rangos de adsorción; estudiar el comportamiento reológico del polímero en el laboratorio e identificar las diferentes viscosidades aparentes involucradas. Finalmente, definieron el modelo del pozo para la inyección del polímero, que será el modelo a plantear a continuación.

El modelo del pozo, describe las tasas de inyección y la presión para presiones y saturaciones en cada bloque del enmallado que se asumen en flujo radial en una región anular como la que se muestra en la Figura 7.

Figura 7. Modelo del pozo



Fuente: BONDOR, P. L., HIRASAKI, G. J., & THAM, M. J. Mathematical Simulation of Polymer Flooding in Complex Reservoirs. SPE Journal. SPE 3524 PA. Houston, Tx.1972.

El radio externo r_e , es el radio del círculo que tiene la misma área del bloque del enmallado.

$$r_e = \sqrt{\frac{\Delta x \Delta y}{\pi}} \quad 2.12$$

La tasa de inyección del polímero desde el pozo hasta el bloque del enmallado es modelado por:

$$q_l = \frac{2\pi b_w (\Delta z \bar{\lambda}_t) l (P_{wf} + \rho \Delta D_l - P_l)}{887 (\ln r_e / r_w - 1/2 + s + s_p)} \quad 2.13$$

$$\bar{\lambda}_t = \bar{\lambda}_w + \bar{\lambda}_p + \bar{\lambda}_o + \bar{\lambda}_g \dots \quad 2.14$$

Donde:

q_l : Tasa de inyección en el enmallado.

b_w : Recíproco del B_w .

λ_t : Movilidad promedio en el enmallado.

Δz : Dimensiones del enmallado en K.

P_{wf} : Presión en la cara del pozo.

$\rho \Delta D_l$: Gravedad en la cabeza del pozo.

P_l : Presión promedio del yacimiento.

r_e : Radio externo.

r_w : Radio del pozo.

S: Saturación.

Sp: Pseudodaño que representa los efectos no Newtonianos.

El modelo de la viscosidad aparente que es usado para determinar este factor de daño es el modelo de Blake-Kozeny en la región pseudoplástica y el valor máximo y mínimo de la viscosidad para bajas y altas velocidades.

El factor de daño aparente es usado como la parte integral del modelo del pozo. La tasa de inyección, donde el pozo es restringido por el máximo BHP, es función del daño aparente debido a los efectos no-Newtonianos, el daño debido al estado

del pozo, diferencia de la presión entre el pozo y la celda del grid, el bloque del enmallado y la geometría del pozo, y el producto de los espesores-moviles del fluido totales del grid de simulación basados en fluidos newtonianos.

2.5 MODELO DE NOAMAN EL-KHATIB (2010)

Los perfiles de concentración son gráficas de concentración de químico versus distancia recorrida por el bache a diferentes tiempos. Se puede observar que la curva alcanza su máximo y decrece hacia los lados, y en el punto de máxima concentración es donde ocurre la inyección del químico. Además se puede apreciar que la curva es cada vez menos prolongada, por causa del efecto de la distancia, que a medida que se aleja del punto de inyección y se acerca al punto de producción, la concentración de químico en el agua de inyección disminuye notoriamente. Esto se debe al efecto de adsorción que tiene el medio poroso frente a ese químico (El-Khatib, 2010).

Para determinar la ecuación que va a modelar la concentración de alimentación, es decir, la concentración en el momento de inyección, se debe partir de la ecuación de continuidad, a la cual se le debe agregar un término muy importante denominado *concentración adsorbida* (C_{ads}). Este término se encargará de tener en cuenta la fracción de la concentración que ha sido adsorbida por el medio poroso, es decir, la concentración de partículas que se han adherido a las paredes del medio poroso. La ecuación de continuidad se describe de la siguiente manera (El-Khatib, 2010):

$$\frac{\partial(C+C_{ads})}{\partial t} = -U \frac{\partial C}{\partial x} + K_l \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} \quad 2.15$$

Después de aplicar varios términos adimensionales la ecuación que modela la concentración del químico en cualquier posición y momento de tiempo dentro del

yacimiento, para que no toque por debajo de la concentración crítica de inyección es la siguiente: (El-Khatib, 2010).

$$C_{effl}(V_p) = 0.5 \left[erf \left(\frac{X - V_p - V_s}{2\sqrt{(V_p - V_s)/Pe}} \right) - erf \left(\frac{X - V_p}{2\sqrt{\frac{V_p}{Pe}}} \right) + e^{Pe} \left[erf \left(\frac{X + (V_p - V_s)}{2\sqrt{(V_p - V_s)/Pe}} \right) - erf \left(\frac{X + V_p}{2\sqrt{\frac{V_p}{Pe}}} \right) \right] \right] \quad 2.16$$

Donde:

X: avance del bache	[Pies]
L: Distancia entre los pozos.	[Pies]
X: x/L Distancia adimensional.	[Adimensional]
U: Velocidad del bache de inyección.	[Pies/día]
t: Tiempo.	[Días]
Vp: U*t / L Volúmenes porosos.	[Adimensional]
Vs: Tamaño del bache en volúmenes porosos.	[Adimensional]
Kl: Dispersión longitudinal.	[Pies ² / día]
C: Concentración del bache.	[Adimensional]
Pe: Número de Peclet.	[Adimensional]

En este modelo se busca obtener la concentración efectiva de polímero en el bache de inyección. Este tiene en cuenta la concentración crítica de polímero, es decir, en este modelo se obtiene las condiciones ideales de concentración para que el polímero actúe de manera efectiva en el yacimiento, ocasionando los cambios en el bache de agua esperados. El resultado de este modelo son curvas de concentración versus distancia adimensional, en las cuales se evidencia el efecto del avance del bache en la concentración para un tiempo de inyección dado.

Aclaraciones a tener en cuenta:

- El modelo de El-Khatib se basa en dos variables adimensionales, una dependiente de la distancia (X) y a otra dependiente del tiempo (V_p). Para observar el efecto del avance del bache en la concentración es necesario mantener el tiempo constante y observar los cambios a medida que va aumentando la distancia recorrida por el bache.
- Si se trabaja con tiempos menores al tiempo total de inyección se obtendrán incoherencias matemáticas en el modelo y no serviría. Por consiguiente, el modelo se usa para predecir el cambio en la concentración después de que se ha inyectado el polímero en el yacimiento.
- La distancia adimensional (X) es una fracción de la distancia recorrida por el bache con respecto a la distancia total que hay entre pozo inyector y pozo productor. Esta variable solo puede estar en un rango de cero a uno; $X=0$ cuando apenas se ha empezado a inyectar el bache y no ha tenido avance en el yacimiento, y $X=1$ cuando el avance del bache ha sido máximo, es decir $x=L$ (L : longitud total entre pozos). Esto se presenta cuando hay ruptura del bache de inyección en el pozo productor o simplemente cuando la concentración de polímero va aumentando en la producción se puede identificar que se presentan estas condiciones.

2.6 SÍNTESIS DE LOS MODELOS EMPLEADOS PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

A continuación se realizará una breve descripción de todas las variables involucradas en cada modelo que hizo parte de la revisión bibliográfica.

Tabla 2. Esquema de las variables y resultados obtenidos para cada modelo

Modelo	Variable	Resultados
FICK (1855)	<ul style="list-style-type: none"> - Concentración molar. - Espacio. - Tiempo. - Coeficiente de difusión. 	Concentración vs Distancia
DISPERSIÓN MACROSCÓPICA DE JOSEPH WARREN (1963)	<ul style="list-style-type: none"> - Concentración. - Volumen inyectado acumulado. - Tasa de inyección. - Desviación estándar. - Tiempo. - Longitud del medio. - Área transversal. - Coeficiente de difusión. 	Concentración del fluido desplazante vs Volumen inyectado
BENTSEN (1965)	<ul style="list-style-type: none"> - Concentración en fracción volumétrica. - Tiempo. - Distancia radial. - $f'r$ = Función propia del modelo - Coeficiente de dispersión. - Constante de difusión. - Tasa de flujo volumétrica. - Porosidad fraccional. - Espesor. - R. del bache antes de inyección 	Cálculo de los cambios de concentración en el modelo radial (Concentración vs Distancia)

Tabla 2. (Continuación)

<p>BONDOR, HIRASAKI & THAM (1972)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Factor de expansión del agua - Movilidad total promedio - Dimensiones del enmallado en k - Presión en la cara del pozo - Gravedad en cabeza del plano de referencia - Presión promedio del yacimiento - Radio externo - Radio del pozo - Saturación - Pseudodaño por causa de efectos no Nw 	<p>Tasa de inyección del polímero desde el pozo hacia la formación</p>
<p>EL-KHATIB (2010)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Tamaño del bache - Número de Pecklet - Volumen poroso inyectado - Coeficiente de adsorción - Concentración crítica - Distancia entre pozos - Tiempo de inyección del bache - Avance del bache - Distancia adimensional - Coeficiente de dispersión longitudinal - Tamaño del bache (volúmenes porosos) - Velocidad - Concentración adsorbida de polímero - Constante de adsorción 	<p>Concentración y tiempo necesarios para no superar el valor de la concentración crítica, es decir, <i>condiciones efectivas para operatividad del polímero.</i></p>

La revisión de estos modelos analíticos permitió identificar las variables que han sido tomadas en consideración al momento de modelar un proceso de inyección de polímeros, sin tener en cuenta los efectos que tienen dichas variables sobre los modelos revisados. Para el desarrollo de este proyecto de grado, esta recopilación de modelos analíticos es muy importante ya que junto con el análisis de casos exitosos sirven de apoyo en la selección de las variables de estudio que posteriormente se sensibilizaran en la herramienta CMOST.

3. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN DIFERENTES ESCENARIOS

Se construyeron modelos conceptuales con el fin de analizar la influencia de las variables más importantes durante un proceso de inyección de polímeros; para esto se crearon tres escenarios con tres etapas de desarrollo (Producción primaria, inyección de agua e inyección de polímeros), cada uno de ellos con diferentes características petrofísicas. De esta manera, se puede evidenciar el efecto que tiene la inyección de polímeros y su respuesta ante los diferentes cambios que se presentan en los escenarios planteados.

Se utilizó la herramienta STARS del simulador de yacimientos CMG como medio para generar los escenarios de simulación de este proyecto. Esta herramienta permite modelar el flujo en tres fases de fluidos multicomponentes y predice el comportamiento de los modelos donde se desean implementar procesos de recobro mejorado como inyección de químicos, vapor, aire, y solventes. Es importante destacar, que la simulación de yacimientos además de ser un método predictivo, permite realizar sensibilizaciones a las variables más importantes en cualquier proceso de recobro mejorado o a cualquier cambio en las condiciones de operatividad de un campo de producción de aceite, todo esto se tocará a mayor profundidad en el siguiente capítulo.

Para la creación de cada escenario, se hizo una revisión de 15 casos exitosos de inyección de polímeros alrededor del mundo. Estos datos permitieron realizar un “screening” de las propiedades de cada yacimiento y los fluidos asociados a cada uno. El ANEXO A y el ANEXO B, muestra un esquema detallado de los casos estudiados y la metodología implementada por los autores en el desarrollo de los escenarios de simulación descritos a continuación. Es preciso decir, que los

modelos están desarrollados bajo un esquema de un yacimiento homogéneo, lo que los hace netamente conceptuales.

3.1 MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN - ESCENARIO 1

Este modelo de simulación representa el *caso base* de los tres escenarios planteados, ya que toma valores intermedios de las propiedades petrofísicas que serán modificadas en cada uno.

Las propiedades del enmallado, el modelo de fluidos, la interacción roca-fluido y el patrón de inyección para los tres escenarios son las mismas. Por consiguiente, estas son descritas únicamente en este escenario.

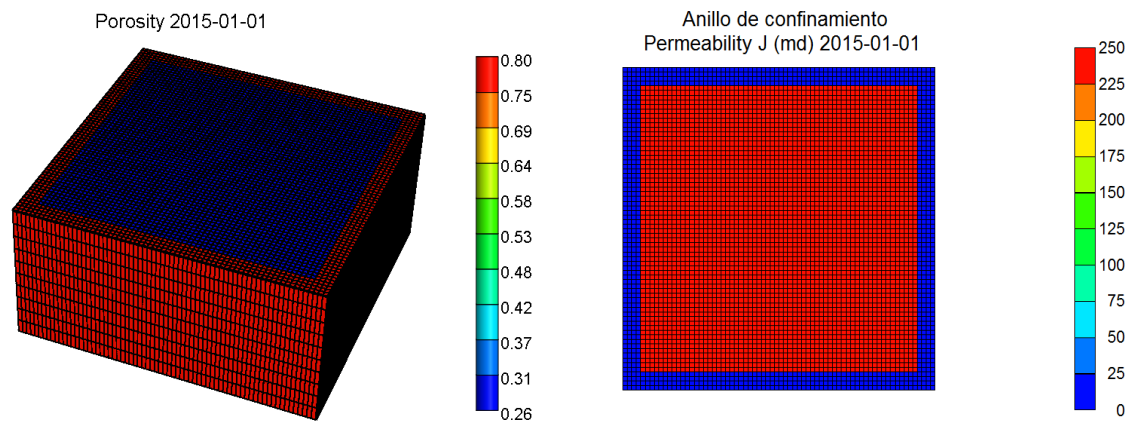
3.1.1 Propiedades del enmallado. El tipo de enmallado utilizado para este estudio es el cartesiano. Las características geométricas, son mostradas en la Tabla 3, las cuales describen su dimensión areal, número de celdas, entre otras.

Tabla 3. Características del enmallado de simulación

Parámetro	Valor
Dimensiones	Ni:70; Nj:70; Nk:10
Número total de celdas	49000
Área total del modelo (acres)	40
Número celdas del sector	44890
Área del sector (acres)	36

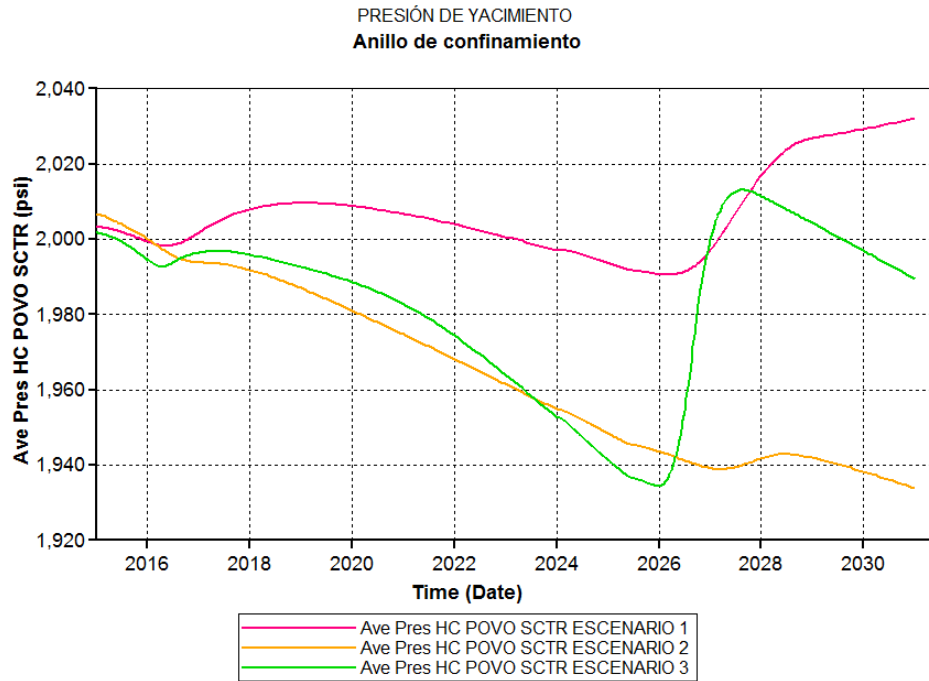
El sector mencionado en las características del enmallado, hace referencia a un anillo de confinamiento creado para los tres escenarios con el fin de tener un control en la presión, y de esta forma el modelo de simulación pueda tener un comportamiento acorde a lo esperado. Básicamente lo que se busca, es que los bloques que conforman el anillo presenten altas porosidades y bajas permeabilidades, de esta manera se garantiza que esa zona esté impregnada de aceite pero este no va a fluir. Para esto se modificaron los valores de la porosidad a 0.8, y la permeabilidad horizontal y vertical a 0.001 y 0.002 mD; además, se realizaron varias corridas de simulación optando por el mejor comportamiento en la caída de presión y que a su vez no redujera drásticamente el área del patrón, como se puede ver en la Figura 9 . La Figura 8, ilustra el enmallado y el anillo de confinamiento seleccionado.

Figura 8. Enmallado del modelo conceptual para los tres escenarios



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 9. Comportamiento de la presión del yacimiento en los tres escenarios durante el periodo de simulación.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

3.1.2 Propiedades del yacimiento y la roca. Las propiedades de la roca son muy importantes al momento de escoger un esquema de explotación, hay ciertas condiciones y características de la roca que favorecen una aplicación u otra de un proceso recobro mejorado (Uribe Hidalgo, 2012). Es por eso que se tomó como referencia las propiedades petrofísicas de los casos exitosos de inyección de polímeros (Ver ANEXO A). Para este escenario los valores son intermedios, como se mencionó anteriormente. Al trabajar con modelos conceptuales para los tres escenarios, se decidió crear una sola arena productora como sugerencia por parte del director del proyecto. En la Tabla 4, se muestran las propiedades de la roca para el Escenario 1.

Tabla 4. Propiedades del yacimiento y la roca

Propiedad	Valor
Permeabilidad horizontal (mD)	250
Permeabilidad vertical (mD)	50
Porosidad (%)	26
Compresibilidad de la roca (1/psi)	0.00005
Profundidad (Ft)	3200
Presión (psi)	2000
Temperatura (°F)	131
Espesor (Ft)	20
Volumen poroso total (Bbl)	1.3118×10^7

3.1.3 Modelo de fluidos. El modelo de fluidos sintético se generó a partir de los datos PVT del artículo SPE 27684 correspondiente a *Black Oil*, el cual cumple las características necesarias para la estimulación con el polímero. La Tabla 5 muestra los parámetros de entrada proporcionados al software para el desarrollo del modelo de fluidos de los tres escenarios. De igual forma, el modelo del polímero se describe en la sección de inyección...Ver Tabla 10...

Tabla 5. Propiedades del fluido

Modelo <i>Black Oil</i>	
Peso molecular (Lb/Lbmol)	81.18
Densidad del aceite ST(Lb/ft ³)	52.1
Presión de Burbuja (psi)	1640 psi
Viscosidad @ 2000 psi (cp)	0.3201
°API	38
Densidad del Gas (Lb/ft ³)	0.080829
Saturación inicial de aceite (%)	86

Fuente: WALSH, M.P., ANSAH, J., RAGHAVAN, R. The new materialized balance as an equation of a straight line: part 1 – Applications for undersaturated, volumetric reservoirs. SPE 27684. Houston, Tx.1994.

3.1.4 Interacción roca-fluido. Para la construcción de las curvas de permeabilidades relativas, se acudió a los “end points” de un trabajo de grado que tomó los resultados a partir de pruebas experimentales de laboratorio. Con el apoyo de estos datos y las ecuaciones de Hirasaki presentadas por el simulador, se ingresa la Tabla 6 y se generan las curvas para el aceite-agua y líquido-gas...Ver Figura 10 y Figura 11...

Tabla 6. “End points”

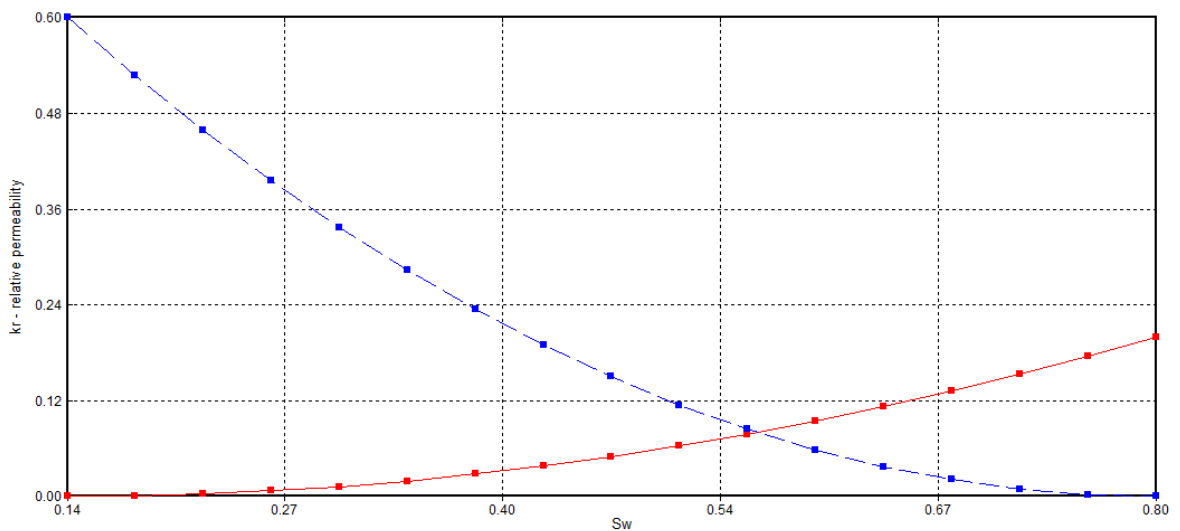
Propiedad	Valor
Saturación de agua connata	0.14
Saturación de agua crítica	0.14
Saturación de aceite irreducible (Curva agua-aceite)	0.20
Saturación de aceite residual irreducible (Curva agua-aceite)	0.20
Saturación de aceite irreducible (Curva gas-líquido)	0.15
Saturación de aceite residual (Curva gas-líquido)	0.15
Saturación de gas connata	0.05

Tabla 6. (Continuación)

Saturación crítica de gas	0.05
Permeabilidad relativa aceite en saturación de agua connata	0.60
Permeabilidad relativa agua en saturación de aceite irreducible	0.20
Permeabilidad relativa al gas en líquido connata	0.20
Exponentes n para las correlaciones de Stone	2.0

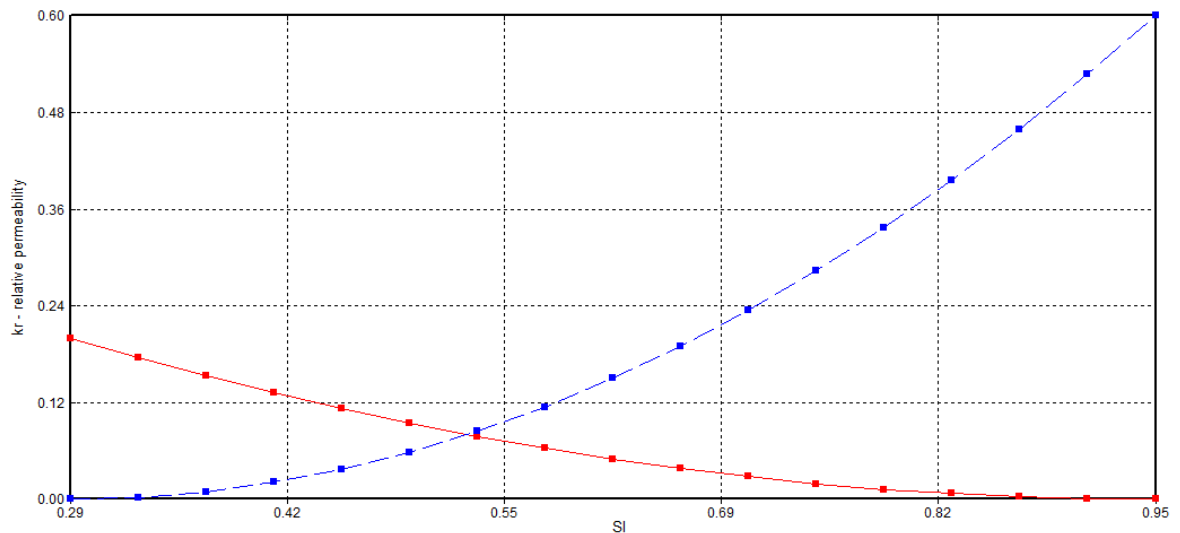
Fuente: GARCIA, M., PATIÑO, C. Evaluación del efecto de la presencia de arcilla y minerales en un yacimiento sobre el desarrollo de un proceso de combustión in situ. Universidad Industrial de Santander. 2013.

Figura 10. Curva de permeabilidad relativa Aceite – Agua



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 11. Curva de permeabilidad relativa Líquido – Gas



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

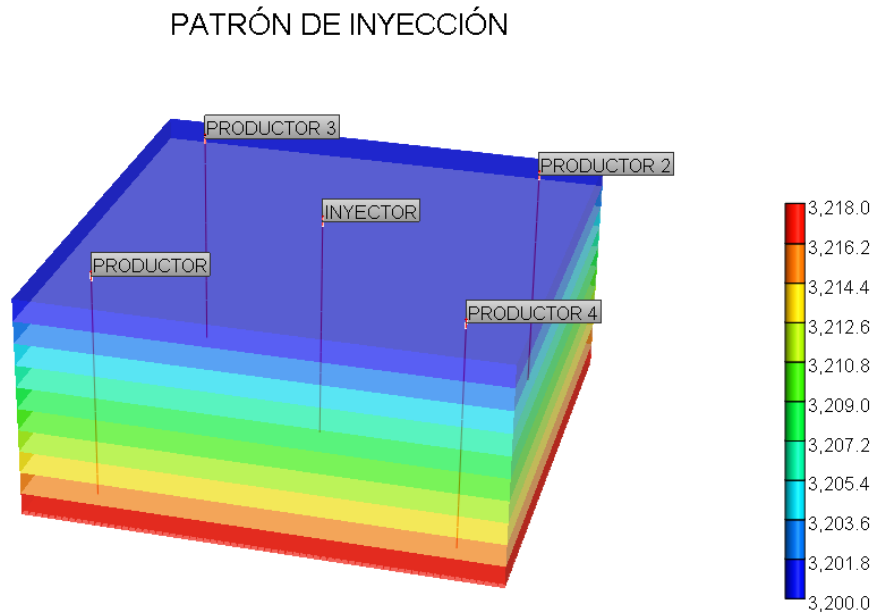
3.1.5 Patrón de inyección. De acuerdo a la revisión en la literatura de proyectos realizados en China, se definió un patrón de cinco puntos invertido para este estudio, es decir, cuatro pozos productores y uno inyector; siendo este el patrón ideal para implementar la inyección de polímeros en un piloto (Sheng, 2011).

Inicialmente se construyeron 4 pozos verticales ubicados en un área de patrón de 31 acres con un espaciamiento de 962 pies entre cada uno. Las perforaciones se hicieron a lo largo de la arena productora, lo que constituye el espesor neto de formación para cada escenario. De esta forma se puede iniciar la producción primaria del modelo de simulación.

Para complementar la fase dos y tres del estudio que involucra la inyección de agua y la inyección del polímero; se construyó un pozo inyector en el centro del enmallado de simulación para así conformar el patrón de cinco puntos establecido inicialmente. Las perforaciones se hicieron de igual forma que en los pozos

productores. La Figura 12, ilustra la configuración del patrón de inyección establecido.

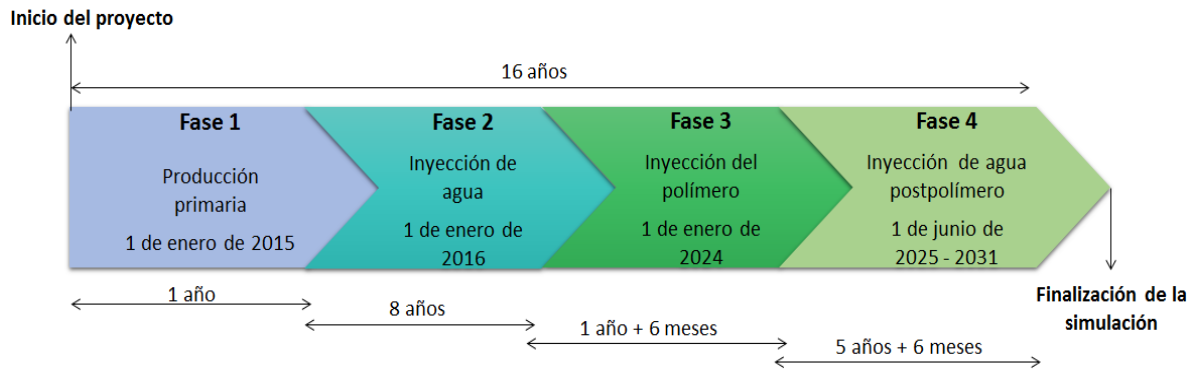
Figura 12. Configuración del patrón de inyección para los tres escenarios



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

3.1.6 Condiciones operacionales. Antes de definir las condiciones operacionales del proyecto se hará una descripción en la línea del tiempo con las fases de producción establecidas, es decir, las fechas del inicio de producción primaria, inyección de agua y estimulación con el polímero, tal como se muestra en la Figura 13. Una fase inicial de producción es el primer año; luego, la fase de recuperación secundaria con inyección de agua durante ocho años; posterior a esta, sigue la inyección del bache del polímero que dura exactamente un año y seis meses, y finalmente la última fase de postpolímero que tiene un periodo de duración de más de cinco años; lo que indica que el estudio de simulación se proyectó a 16 años.

Figura 13. Fases de producción para los tres escenarios



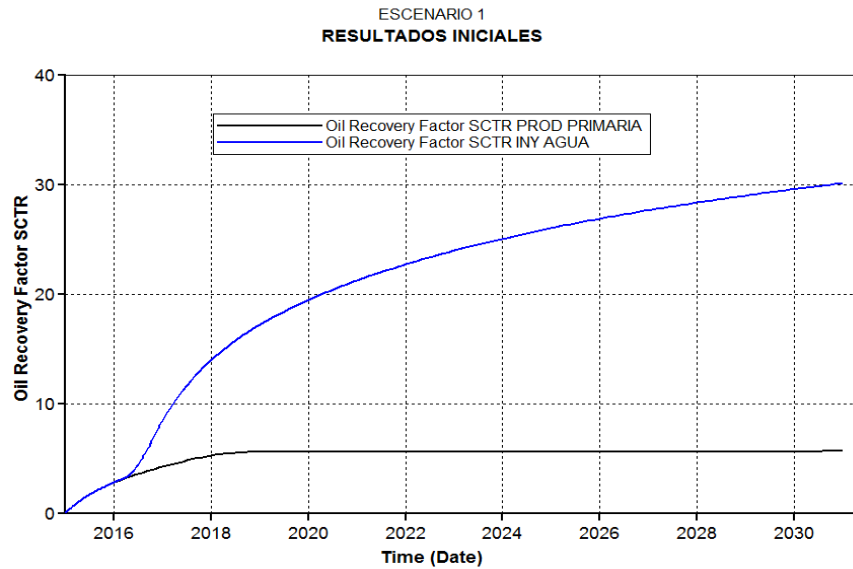
Para desarrollar cada fase, se sensibilizaron las curvas de factor de recobro, tasa de producción de aceite, corte de agua y presión promedio de cada escenario, con el fin de establecer las restricciones necesarias para tener un comportamiento adecuado del proceso en los tres modelos. Cabe resaltar que las condiciones operacionales son las mismas en los tres escenarios para las dos primeras fases de producción, las cuales son mostradas en la Tabla 7. Los parámetros de operación e inyección de las etapas de explotación para cada escenario serán descritos en la sección de los parámetros de inyección.

Tabla 7. Condiciones operacionales para los tres escenarios producción primaria y secundaria

Pozo	Restricción	Valor
Productor 1	BHP	1000 (psi)
Productor 2	BHP	1000 (psi)
Productor 3	BHP	1000 (psi)
Productor 4	BHP	1000 (psi)
Inyector	STW	800 (Bbl/día)

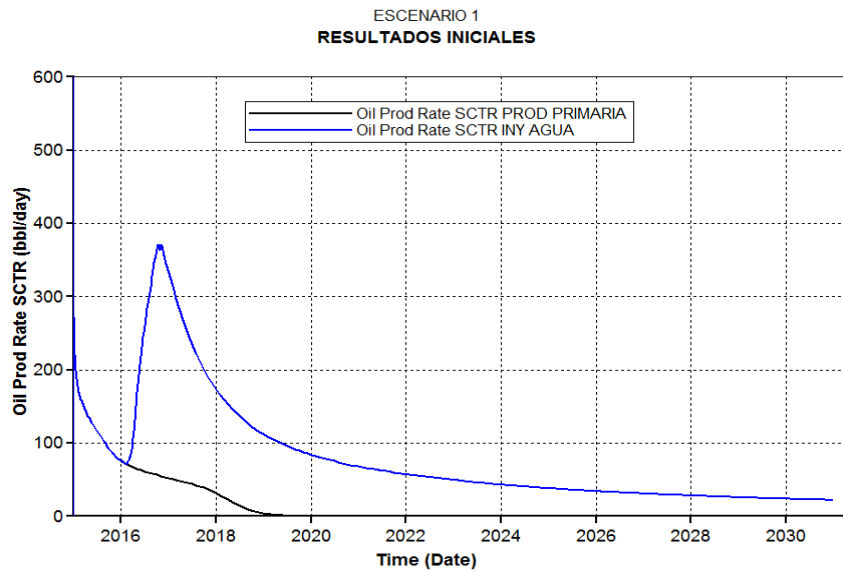
3.1.7 Resultados de la producción primaria e inyección de agua

Figura 14. Comportamiento del factor de recobro – Escenario 1



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 15. Comportamiento de la tasa de producción de aceite – Escenario 1



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Cabe resaltar que las condiciones operacionales entre las dos etapas iniciales de explotación son las mismas para los 3 escenarios. Como se puede observar en la Figura 14, la curva del factor de recobro de la producción primaria (línea negra) durante el periodo total de producción tiene una tendencia muy tenue y baja, alrededor del 5 % en su valor máximo de factor de recobro. Mientras que al producir el modelo con inyección de agua, el incremento se dispara hasta un 30 %, como se puede apreciar en la curva de producción secundaria (línea azul). La curva de producción primaria logra estabilizarse a partir del tercer año hasta el 2031, lo que indica que la tasa de aceite es mínima y lineal; diferente a la curva de producción secundaria que muestra una tendencia muy incremental a partir del primer año y se mantiene creciente hasta el final de la simulación. Evidentemente el comportamiento del factor de recobro mejora con la inyección de agua como era de esperarse, y permite crear el historial de la producción del yacimiento para así dar seguimiento a la inyección del polímero.

La tasa de producción de aceite mostrada en la Figura 15, señala el comportamiento de la producción primaria y secundaria. La curva de producción primaria (línea negra), permite corroborar el comportamiento lineal de la curva del factor de recobro lineal a partir del tercer año, ya que la producción al primer año alcanza un máximo de 630 (Bbl/día) pero a partir del tercer año cae a 32 (Bbl/día) y decrece drásticamente hasta una producción casi nula al cuarto año. Esto ocurre por el depletamiento temprano del yacimiento y al no tener la energía para producir el aceite, cae la pendiente en su producción. Después de analizar los resultados obtenidos de la producción primaria se tomó la decisión de hacer una inyección de agua al final del primer año. La curva de producción secundaria (línea azul) muestra un mejor comportamiento a lo largo del periodo de simulación, iniciando con un pico igual al de la producción primaria (630 Bbl/día) pero a diferencia a la anterior, esta mejora su tendencia con la inyección de agua a partir del segundo semestre del segundo año, alcanzando un pico aproximado de 364(Bbl/día), lo que evita la caída permanente en la producción y permite

suavizarla mejor que la anterior. A partir del quinto año de producción, la tasa cae desde 84 (Bbl/día) hasta 20 (Bbl/día), mostrando una caída más pronunciada. Por esta razón, el factor de recobro se mantiene incremental hasta el final del periodo de producción (16 años)...Ver Figura 14...

3.2 MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN – ESCENARIO 2

Para este escenario en particular se buscó simular la inyección del polímero en un yacimiento con un espesor mayor comparado con el escenario 1, temperatura inicial 20°F por encima al valor del caso base. Por consiguiente el espesor y la temperatura del modelo son mayores con respecto al Escenario 1; además de eso presenta una porosidad del 18 %. Propiedades como la presión, el área del patrón y las condiciones operacionales para las etapas iniciales de explotación son las mismas a los otros dos escenarios, las cuales fueron descritas en la sección anterior.

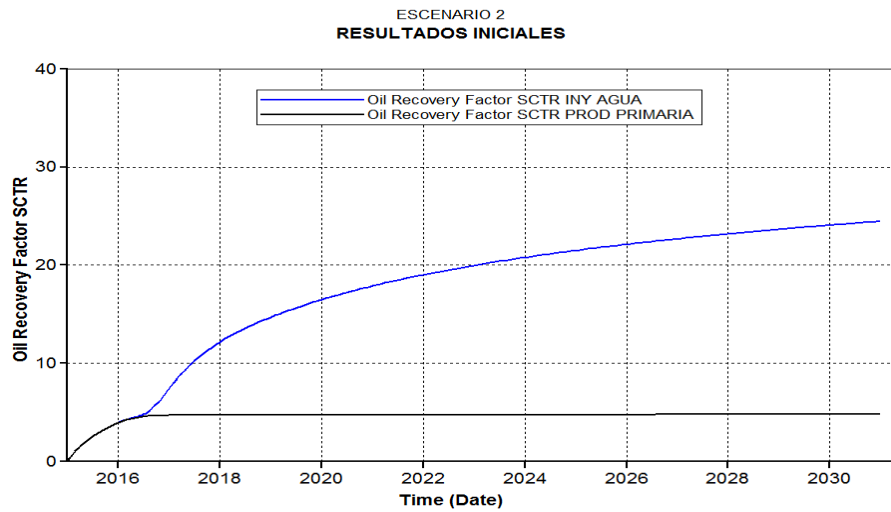
3.2.1 Propiedades de la roca. Las propiedades de la roca son una de las guías más importantes para identificar si un proceso de recobro mejorado es viable o no; a continuación se encuentran en la Tabla 8, las propiedades que se modificaron para este modelo de simulación.

Tabla 8. Propiedades de la roca en el Escenario 2

Propiedad	Valor
Espesor (Ft)	40
Porosidad (%)	18
Temperatura (°F)	150
Volumen poroso total (Bbl)	6.9696×10^7

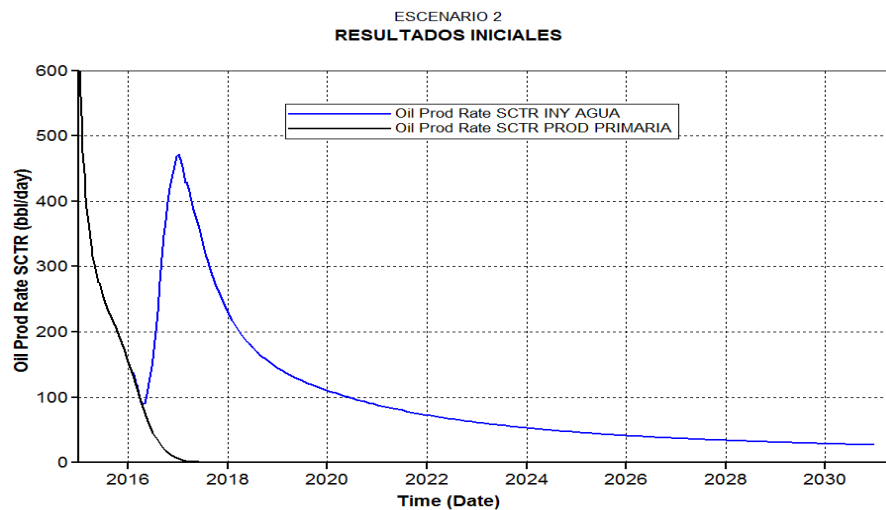
3.2.2 Resultados de la producción primaria e inyección de agua. A continuación se mostrarán los diferentes resultados obtenidos durante la simulación del Escenario 2.

Figura 16. Comportamiento del factor de recobro - Escenario 2



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 17. Comportamiento de la tasa de producción de aceite – Escenario 2



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

En la Figura 16 se puede observar el comportamiento del factor de recobro durante la etapa de producción primaria y la etapa de recuperación secundaria. El tiempo de producción que se manejó fue de 16 años continuos alcanzando un factor de recobro del 4.81 % durante la primaria; la tasa de producción no se limitó sino que se fijó una presión de fondo (BHP) única igual a 1000 psi durante todo el proceso, por lo que las tasas de producción de aceite son dependientes del delta de presión entre la presión del yacimiento y la BHP. Además, la producción a partir de los 2 años es mínima por consiguiente el comportamiento de la curva del factor de recobro es aplanado y con tendencia constante.

Para implementar el inyección de agua se fijó una tasa de inyección de 800 (STBW/día), manteniendo la BHP de la producción primaria (1000 psi), teniendo un salto desde el 4.81 % al 24.47 % del aceite in situ producido como se explicó en las condiciones operacionales de la Tabla 7.

Con respecto a las tasas de producción de aceite para recuperación primaria y secundaria se presentan variaciones es sus valores con respecto al tiempo, para la producción primaria (línea negra) durante el primer año de explotación la tasa ha disminuido hasta 154 (Bbl/día), lo cual se agrava durante el segundo año de producción llegando hasta casi 7 (Bbl/día). Gracias a la inyección de agua el yacimiento se ve nuevamente presurizado, lo cual se traduce en una recuperación en la presión del yacimiento y esto a su vez en un incremento pronunciado de la tasa de producción de aceite, ésta pasa de producir al año 154 (Bbl/día) a 473 (Bbl/día) lo que se ve evidenciado en la cresta que representa la línea azul, la cual refleja el comportamiento de la tasa de producción de aceite a lo largo del tiempo de producción del campo durante la inyección de agua. Este comportamiento se describe en la Figura 17.

3.3 MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN – ESCENARIO 3

Para la construcción de este modelo conceptual de simulación se implementó un escenario con bajo espesor, temperatura alta de formación y salinidad media, junto con algunas variaciones en las propiedades de la roca y las condiciones operacionales.

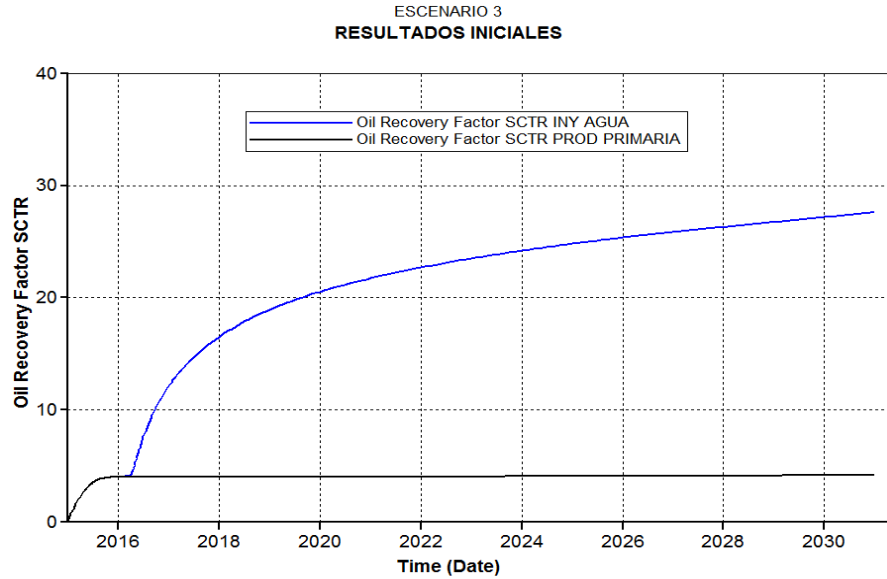
3.3.1 Propiedades de la roca. Para este modelo se tomó un espesor de la formación mucho menor al de los otros escenarios planteados, esto con el fin de observar el comportamiento de la inyección de polímeros en yacimientos delgados, es decir de alrededor de unos 10 pies de espesor. A continuación se encuentra toda la información de las características de la roca en la Tabla 9.

Tabla 9. Propiedades de la roca en el Escenario 3

Propiedad	Valor
Espesor (Ft)	10
Porosidad (%)	18
Temperatura (°F)	175
Volumen poroso total (Bbl)	5.4649×10^6

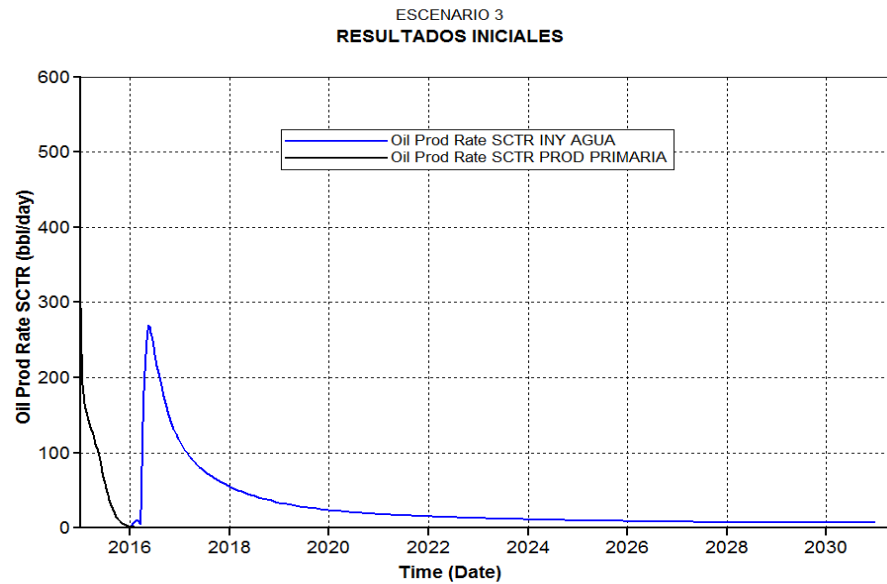
3.3.2 Resultados de la producción primaria e inyección de agua. A continuación se mostrarán los resultados obtenidos mediante la simulación del escenario 3.

Figura 18. Comportamiento del factor de recobro – Escenario 3



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 19. Comportamiento de la tasa de producción de aceite – Escenario 3



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

En la

Figura **18** se logra ver el comportamiento del factor de recobro con respecto al tiempo para la etapa de producción primaria y secundaria a lo largo de la vida útil del yacimiento.

Durante la producción primaria (línea negra) y secundaria (línea azul) se obtuvieron valores de factor de recobro del 4 % y del 28 % respectivamente al final de los 16 años de producción. Cabe destacar que este yacimiento trae mucho menos OOIP que el escenario anterior debido que el espesor del modelo de simulación del Escenario 2 es mucho mayor que el actual.

En la

Figura **18** también se puede evidenciar que a partir del segundo año de producción la curva negra (producción primaria) se torna un poco achatada y casi constante durante el resto del tiempo de producción. Esto significa que durante ese lapso de tiempo la producción de aceite fue casi nula (cercana a cero), esto se puede observar con mayor claridad en la Figura 19 en la cual se ve reflejada la tasa de producción de aceite para producción primaria y secundaria (línea azul).

La tasa pasa de tener un valor de 2.6 (Bbl/día) a obtener 267 (Bbl/día) con la inyección de agua, cabe resaltar que en la gráfica solo se observa la tendencia azul debido a que esta superpone a la de la producción primaria durante el primer año, la línea negra cae a cero después del año 2016.

Debido a este comportamiento en las tasas de producción de los pozos y el factor de recobro tan bajo se considera muy viable un proceso de inyección de polímero de esta manera se busca aumentar el barrido de aceite hacia los pozos productores y producir un efecto favorable en el factor de recobro final.

3.4 INYECCIÓN DEL POLÍMERO

Durante el proceso de inyección de polímeros se busca aumentar la eficiencia de barrido de la fase acuosa, con el fin de desplazar la mayor cantidad de aceite que se encuentra atrapado entre los poros de la roca, en los que la inyección de agua no puede tener un efecto visible. El objetivo principal es reducir la movilidad del agua en el modelo a través de la inyección del polímero, mejorando así la uniformidad del frente de desplazamiento del bache inyectado. Todo esto con el fin de obtener un incremental en el factor de recobro.

Para esto, se crea un polímero con unas características específicas (físicoquímicas y operacionales) que permitan simular el proceso eficientemente; a continuación se hará una descripción detallada de cada una de las características del proceso de inyección del polímero en los tres escenarios de simulación.

Se manejaron los mismos parámetros operacionales que se desarrollaron para cada escenario en la producción primaria y secundaria. Además, como se explicó en el esquema de producción de los tres escenarios, el periodo de inyección de agua es igual para los tres escenarios, así como el de estimulación con el polímero...Ver Figura 13...todo esto con el fin de tener resultados que estén basados en los mismos valores y bajo los mismos parámetros de producción para poder correlacionar los resultados y obtener conclusiones verídicas y confiables.

3.4.1 Modelo del polímero. En esta sección se dará una breve representación del polímero que se utilizó para el proceso recobro mejorado. Las características físicas y químicas del polímero se encuentran especificadas en la Tabla 10.

Tabla 10. Características físicas y químicas del polímero

Característica	Valor
Tipo de polímero	Poliacrilamida
Peso molecular (Lb/Lbmol)	8000
Densidad del polímero (Lb/ft ³)	61.3936

Fuente: SHENG, JAMES, J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. Gulf Professional Publishing. Elsevier. Houston, Tx. 2011.

3.4.2 Parámetros de inyección. En la Tabla 11, se pueden observar las condiciones durante el proceso de inyección. Los valores de la concentración y el tamaño del bache, se seleccionaron a partir de un análisis de sensibilidad realizado en un trabajo de investigación en el que se establecen los valores óptimos para modelos conceptuales de simulación con inyección de polímeros (Fragozo & Paz Giraldo, 2014). El tiempo de inyección es de un año y medio (18 meses), como se describió en la línea del tiempo de las fases de producción de este estudio...Ver Figura 13...

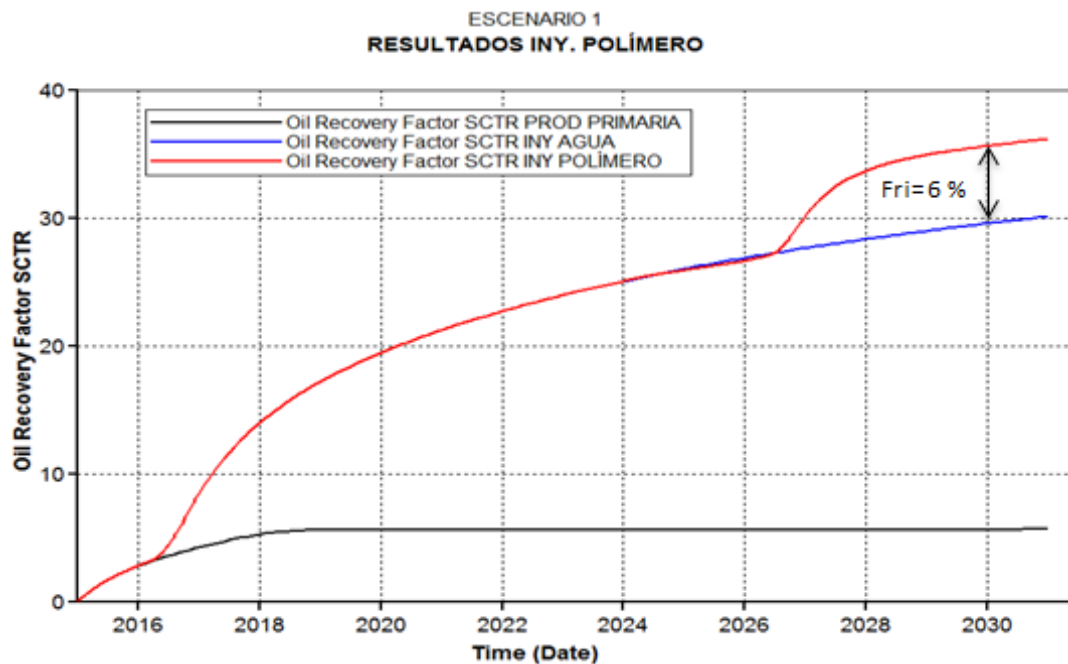
Las condiciones operacionales del Escenario 3, son iguales a los otros dos casos en los pozos productores excepto en el inyector debido a que este modelo describe un yacimiento apretado, por lo que requiere de un trato especial en el desarrollo de la inyección del polímero. Esto se dedujo porque al trabajar con las mismas restricciones del Escenario 1 y 2 en el inyector, se sobre presurizaba el modelo al estimular con el polímero, ocasionando altas temperaturas de formación por causa de la alta viscosidad de la fase acuosa. Por consiguiente la tasa de inyección del polímero y postpolímero se modificó y es mostrada en la Tabla 11.

Tabla 11. Parámetros de inyección del bache de polímero para los tres escenarios

Parámetro	Valor
Tasa de inyección polímero y postpolímero – Escenario 1 y 2 (STW/día)	800
Tasa de inyección de polímero - Escenario 3 (STW/día)	400
Tasa de inyección postpolímero – Escenario 3 (STW/día)	600
Tamaño del bache (volúmenes porosos)	0.25
Concentración (ppm)	1000

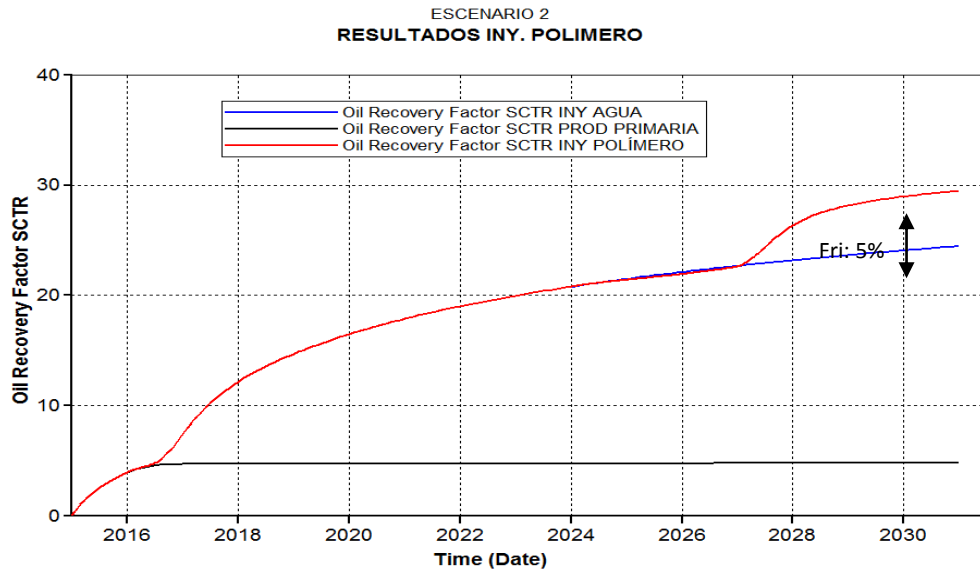
3.4.3 Resultados de la producción al inyectar el bache de polímero. A continuación se ilustrarán los resultados de los tres escenarios de simulación obtenidos después de realizar la inyección de polímero en cada modelo.

Figura 20. Comportamiento del factor de recobro con inyección de polímero - Escenario 1



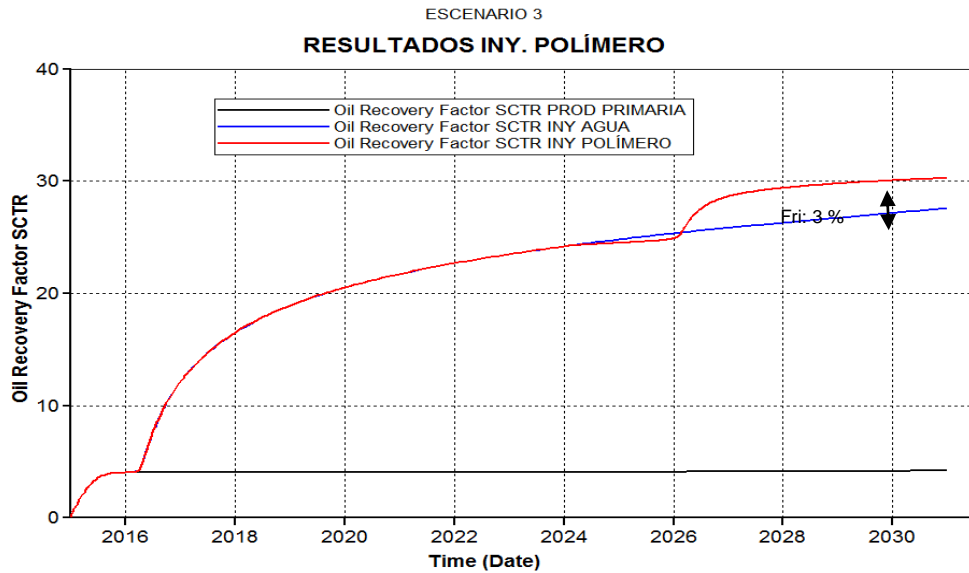
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 21. Comportamiento del factor de recobro con inyección de polímero - Escenario 2



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 22. Comportamiento del factor de recobro con inyección de polímero - Escenario 3



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

El incremento del factor de recobro para el Escenario 1, es claramente notable al estimular el yacimiento con el polímero. La línea roja de la Figura 20 describe este comportamiento, el cual se desarrolla muy similar al de la producción con inyección de agua (línea azul) hasta el momento de la inyección del bache. Se puede evidenciar un incremento del 5 % en el factor de recobro, lo cual es muy favorable para esta etapa de producción del modelo. Este incremento representa en la tasa de producción de aceite un aumento de 230 (Bbl/día) en el pico máximo de producción a partir de la inyección con el polímero.

El objetivo de representar en un mismo esquema las curvas del factor de recobro es mostrar los incrementales que se logran obtener al producir el yacimiento con un método de producción secundaria y de recobro mejorado. Como se observa, si se produce el modelo únicamente con producción primaria, el factor de recobro arrojado impide el desarrollo de un proyecto de explotación de hidrocarburo por su baja recuperación. En el momento en el que se inyecta agua, el yacimiento logra incrementar su factor de recobro y barrer una parte del aceite que aún queda en la arena productora, mejorando la recuperación drásticamente a un 30 %. Pero al estimular con el polímero, este logra mejorar la eficiencia de barrido areal y reducir la relación de movilidades, y así se obtiene un resultado en el factor de recobro mucho mayor del orden de 35 %.

El incremento del factor de recobro para el Escenario 2 permite clarificar el efecto que tiene la inyección de polímeros en una arena productora de un espesor grueso y una temperatura media ($h=40$ ft y $T=150$ °F); en la Figura 21 se evidencia el efecto del polímero después del año 2024. Cabe resaltar que la respuesta en la tasa de producción no es inmediata, el aumento se presenta a partir del final de los 18 meses de inyección continua de polímero, tiempo que se demora el frente del bache de polímero en desplazar el banco de aceite incremental hasta la cara de los pozos productores.

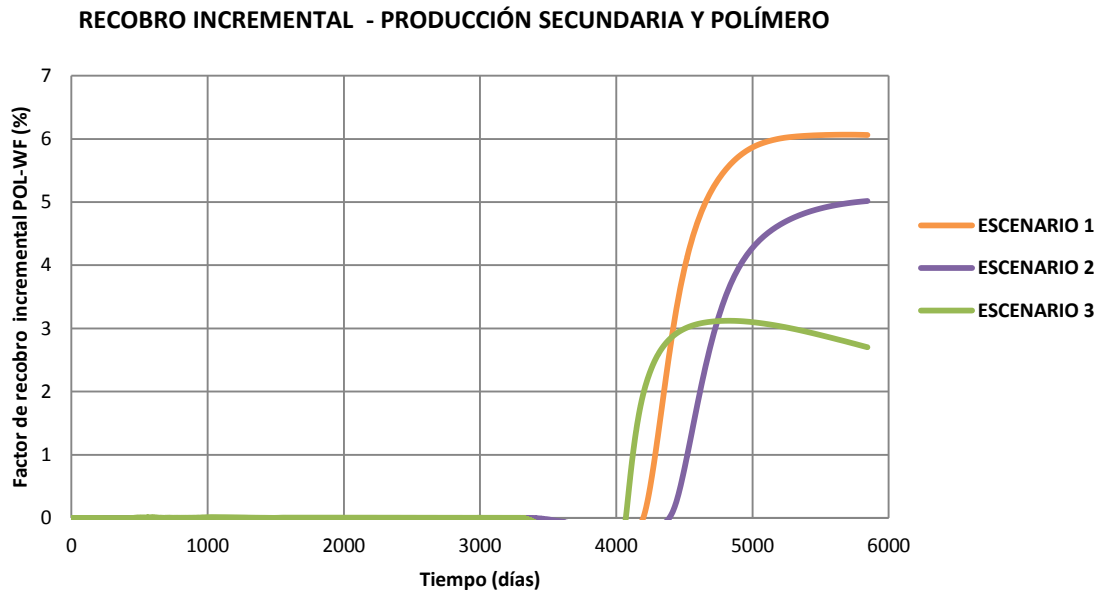
En la Figura 21 también se puede observar la comparación entre el factor de recobro obtenido después de cada proceso, es decir, la línea negra y azul representan el factor de recobro si se hubiesen mantenido las condiciones de producción primaria e inyección de agua respectivamente hasta el final de la simulación, se puede observar un cambio notorio ya que para las condiciones de producción primaria se obtuvo un factor de recobro no superior al 5 % y para la recuperación secundaria hablamos de una recuperación del orden del 25 % del OOIP, mientras que para la inyección de polímero se alcanza el valor máximo de la gráfica con un factor de recobro del 29.5 % .

El incremento del factor de recobro para el Escenario 3 se evidencia en la Figura 22. Los comportamientos para las condiciones operacionales de producción primaria e inyección de agua están dados por las curvas negra y azul respectivamente.

Para el proceso de producción primaria se obtuvo un factor de recobro muy bajo durante los 16 años de explotación del modelo de simulación, alcanzando apenas un valor de 4.2 % del OOIP. Se puede observar que a partir del segundo año de producción, si se conservan las mismas condiciones operacionales de producción primaria, el factor de recobro no va aumentar, lo cual se traduce en una tasa de producción de aceite mínima (tiende a cero), y esto no es recomendable. La línea azul representa el factor de recobro para una inyección de agua a partir del segundo año de producción en el modelo, desde ese momento se genera un cambio en las condiciones operacionales del yacimiento y esto, a su vez se ve reflejado en un cambio de la pendiente de la curva de factor de recobro generando un aumento significativo en el valor obtenido al final del tiempo de producción del campo pasando de 4.2 % a un valor de 27.6 % del OOIP. La línea roja describe el comportamiento del factor de recobro al realizar inyección de agua al segundo año de producción y una inyección de polímero a partir de los 9 años de explotación del modelo; generando así un aumento en el factor de recobro final pasando de un valor de 27.6 % hasta un 30.2 % del aceite total in situ.

3.4.4 Análisis comparativo de resultados a partir de los tres escenarios. A continuación se muestra, un comparativo de los resultados observados a partir del proceso de inyección de polímeros, en los tres escenarios de simulación. Una gráfica del factor de recobro incremental entre la producción secundaria y la inyección de polímero; a su vez se describe un esquema con los valores obtenidos de factor de recobro, tasa acumulada de aceite y de agua para los tres escenarios respectivamente.

Figura 23. Comparativo del factor de recobro incremental de los tres escenarios



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Tabla 12. Esquema de los resultados de producción de los tres escenarios

	Factor de recobro (%)			Producción acumulada de aceite (Bbl)			Corte de agua (%)		
	Primaria	Secundaria	Polímero	Primaria	Secundaria	Polímero	Primaria	Secundaria	Polímero
Esc 1	5.7	30.1	36.2	87870	463969	558903	3	97	97
Esc 2	4.8	24.4	29.4	122901	625041	753217	2.5	96.6	96.1
Esc 3	4.2	27.5	30.2	26610	175399	192573	2.6	99	99

En la Figura 23 se puede observar de manera comparativa el factor de recobro incremental de cada escenario entre las etapas de recuperación secundaria e inyección de polímero. Las gráficas permiten inferir que el Escenario 1 presenta el mayor factor de recobro incremental, con un crecimiento del 6 % entre las dos etapas de explotación analizadas. Los Escenarios 2 y 3 presentan incrementos menores, del orden de 5 % y 3 % respectivamente. Esto permite concluir que la inyección de polímeros tiene una mayor eficiencia en yacimientos con las características del Escenario 1, es decir, yacimientos con temperaturas de formación intermedias, altamente permeables y con espesores de formación no muy grandes como se describió en el “screening” del proceso (Ver Tabla 1). Los valores obtenidos después de la simulación del factor de recobro, producción acumulada de aceite y corte de agua en los tres escenarios, se encuentran registrados en la Tabla 12.

Cabe aclarar que estos resultados mostrados en la tabla, no pueden ser comparados entre sí, ya que cada escenario desarrollado tiene un espesor de formación diferente, y por consiguiente el OOIP varía para cada uno. Por esto, se realizará un análisis de sensibilidad para cada escenario, en el que se tengan en cuenta los parámetros de cada uno, la manera en la que pueden influir las variables operacionales y de yacimiento, y cómo mejorar el desempeño en la producción del modelo.

4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES MÁS INFLUYENTES EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

El objetivo principal de la simulación del proceso de inyección de polímeros en tres escenarios, es analizar la influencia de las variables operacionales y de yacimiento con respecto a 3 funciones objetivo que se fijaron en durante el proyecto. Esto se puede realizar a través de un análisis de sensibilidad, el cual establece la influencia que tiene cada una de estas variables en los resultados que se quieran obtener en determinado periodo de tiempo de la vida productiva del yacimiento.

Para llevar a cabo este estudio, se trabajó con el paquete de simulación de la compañía CMG con el software CMOST. Según el manual, esta herramienta estadística realiza tareas puntuales como el análisis de sensibilidad, historiales de producción, optimización y evaluación de incertidumbre. La ventaja de trabajar con esta herramienta, se basa en que permite desarrollar en conjunto varios modelos de simulación y así obtener resultados más representativos, lo que facilita la iteración numérica para quien requiere hacer numerosas modificaciones al modelo.

La finalidad del análisis de sensibilidad con CMOST, consiste en determinar las variables más influyentes en el proceso de inyección de polímeros, que permiten modelar la dinámica y el comportamiento del bache de polímero inyectado a lo largo del yacimiento. Este análisis, se realizará a partir del estudio del efecto individual y de interacción de varias variables sobre una función objetivo (resultado); siendo este el más eficiente, ya que investiga toda la gama de posibles combinaciones de las variables que hacen parte del estudio.

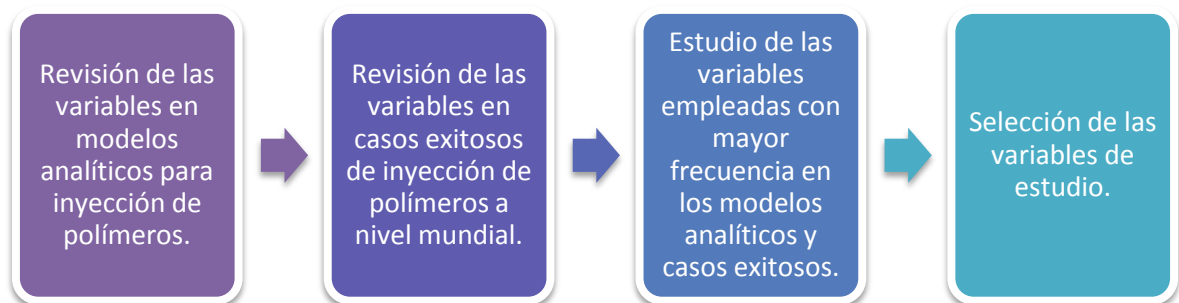
El esquema del diseño experimental describe las variables de estudio y las funciones objetivo, las cuales han sido seleccionadas a partir de la metodología

mostrada a lo largo de este capítulo. Finalmente, los resultados del análisis son presentados mediante diagramas de tornado.

4.1 DETERMINACIÓN DE LAS VARIABLES DE ESTUDIO

Para la determinación de las variables candidatas a estudio en el simulador CMOST, se realizó una recopilación de casos exitosos para la inyección de polímeros alrededor del mundo; además se revisaron los modelos analíticos creados para modelar el comportamiento del bache de polímero en el yacimiento. Para simplificar el entendimiento de esta metodología se realizó un esquema presentado en la Figura 24.

Figura 24. Esquema de la selección de variables de estudio



Posterior a esta metodología se seleccionaron las variables de estudio que hacen parte del análisis de sensibilidad que se realizará en CMOST. Estas variables se describen en la Tabla 13; la metodología para la selección de estas variables se puede encontrar en el ANEXO C.

Tabla 13. Variables seleccionadas para el análisis de sensibilidad en la herramienta CMOST.

Variables seleccionadas	Unidades
Temperatura del yacimiento	°F
Compresibilidad de la roca	1/psi
Concentración de Polímero	ppm
Peso molecular del polímero	Lb/Lbmol
Densidad del polímero	Lb/ft ³
Presión inicial del yacimiento	psi
Tasa de inyección del polímero	Bblw/día
Tasa de inyección post polímero	Bblw/día

4.2 DISEÑO EXPERIMENTAL DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA CADA ESCENARIO DE SIMULACIÓN

Al definir las variables de estudio, se puede plantear el diseño experimental que llevará a cabo la herramienta en su simulación. Ahora bien, es necesario entonces definir las funciones objetivo que serán las responsables de categorizar la influencia de cada variable seleccionada. Estas son seleccionadas con el objetivo de definir hipotéticamente las variables que debe contener el modelo analítico a desarrollarse; el cual debe tener una solidez, veracidad y eficiencia en el comportamiento del proceso, por lo que debe involucrar las variables que afectan directamente al polímero, y así, analizar el comportamiento de las tasas de producción y el factor de recobro en la etapa de implementación del método de recobro mejorado.

A fin de esto, se seleccionaron tres funciones objetivo que están ligadas una con respecto a las otras dos y que a su vez corroboran el incremento esperado en la producción al estimular el yacimiento con polímeros. El factor de recobro, la tasa acumulada de aceite y la tasa acumulada de agua; presentadas en la Tabla 14.

Tabla 14. Diseño experimental del análisis de sensibilidad para cada escenario de simulación

Variables de estudio	Funciones objetivo
Compresibilidad de la roca	Factor de recobro
Tasa de inyección de polímero	
Tasa de inyección postpolímero	
Concentración del polímero	Tasa acumulada de aceite
Peso molecular del polímero	
Densidad del polímero	Tasa acumulada de agua
Presión del yacimiento	
Temperatura del yacimiento	

Seguido del diseño experimental, se deben establecer los valores mínimos y máximos para los tres escenarios con los cuales se va a realizar el análisis de sensibilidad. Estas variaciones se definieron con base en los rangos del “screening” del proceso, explicado en el capítulo uno (Ver Tabla 1). Además de esto se tuvieron en cuenta los casos exitosos para establecer los máximos y mínimos (Ahmed, Ahmed, Mahmoud, Ahmed, & Ahmed, 2012). Las variaciones para cada escenario se muestran en la Tabla 15.

Finalmente, se procede a cargar los datos en la interfaz de CMOST con los tres escenarios de simulación, se ingresan las funciones objetivo y las variables a sensibilizar con sus respectivos rangos, y se selecciona el mejor método de muestreo. Según el tutorial de la herramienta (CMG, 2009), el mejor método es el arroje un valor MPC (*Maximum Pairwise Correlation*) más cercano a cero y un valor MSD (*Minimum Simple Distance*) máximo. Para los tres escenarios el método de muestreo seleccionado es el “*Fractional Factorial*”, resultando consigo 32 casos con las combinaciones de cada variable en los tres rangos presentados.

Tabla 15. Variables a sensibilizar en CMOST

Variable	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Mínimo	Valor base	Máximo	Mínimo	Valor base	Máximo	Mínimo	Valor base	Máximo
<i>Compresibilidad de la roca (1/psi)</i>	0.000005	0.00005	0.0005	0.000005	0.00005	0.0005	0.000005	0.00005	0.0005
<i>Tasa de inyección de polímero (STW/día)</i>	500	800	1000	600	800	1000	300	400	500
<i>Tasa de inyección postpolímero (STW/día)</i>	500	800	1000	600	800	1000	500	600	700
<i>Concentración del polímero (ppm)</i>	600	1000	1400	600	1000	1400	600	1000	1400
<i>Peso molecular del polímero (Lb/Lbmol)</i>	6000	8000	10000	6000	8000	10000	6000	8000	10000
<i>Densidad del polímero (Lb/ft³)</i>	49.31	61.64	73.96	49.31	61.64	73.96	49.31	61.64	73.96
<i>Presión del yacimiento (psi)</i>	1500	2000	2500	1500	2000	2500	1500	2000	2500
<i>Temperatura (°F)</i>	100	131	150	120	150	200	165	175	185

4.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

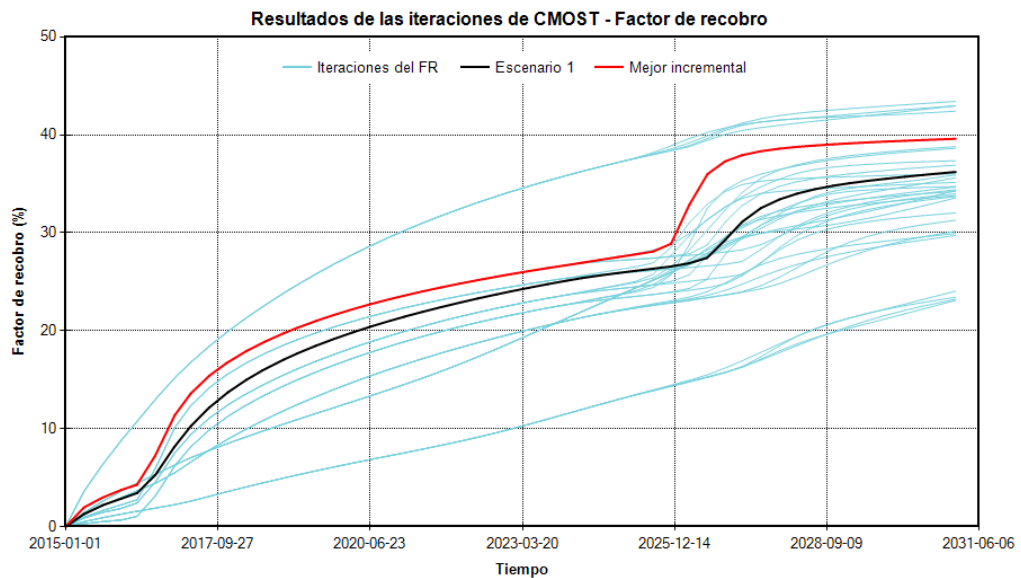
Los resultados obtenidos para los tres escenarios al sensibilizar las variables de estudio, son mostrados y explicados detalladamente en las tres secciones de este subcapítulo. Inicialmente se describirán las curvas obtenidas a partir de las variaciones máximas y mínimas de las variables en cada escenario, y las combinaciones del método de muestreo; esto con el fin de ilustrar los efectos ocasionados en las tres funciones objetivo al modificar cualquiera de las variables de estudio en los diferentes rangos.

Posteriormente, se muestran los diagramas de tornado que evidencian las variables más influyentes para el factor de recobro, tasa acumulada de aceite y tasa acumulada de agua. A partir de estos diagramas, se correlacionan los porcentajes de influencia de las variables con el fin de poder seleccionar de manera global las variables más influyentes para los tres escenarios conceptuales de simulación.

Cabe aclarar que los diagramas de tornado obtenidos a partir de CMOST fueron modificados, tomando los incrementos de cada variable con respecto a cada función objetivo y relacionándolos según su influencia. De esta forma, se hace más simple la interpretación gráfica de estos diagramas porque señala claramente el peso que mostró cada variable al final del análisis de sensibilidad de manera porcentual. Para cada escenario se explican las tres variables más influyentes que resultaron a partir de las variaciones.

4.3.1 Escenario 1. La sensibilización en este escenario se hace con base a un modelo conceptual “*caso base*”, ya que sus condiciones toman valores intermedios en las variables de estudio. Los resultados del análisis de sensibilidad y los diagramas tornado son explicados a continuación.

Figura 25. Análisis de sensibilidad – Factor de recobro – Escenario 1



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

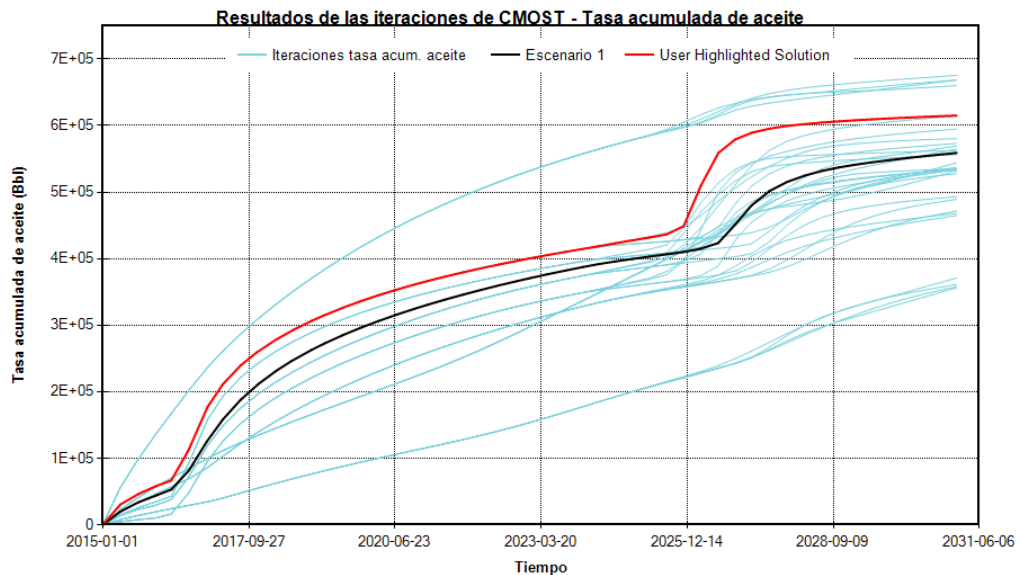
El comportamiento del factor de recobro para los casos iterados por la herramienta, permite evidenciar que las condiciones establecidas por el Escenario 1, presentan un comportamiento promedio con respecto a las tendencias que se pueden obtener al modificar cualquiera de las variables de estudio.

La Figura 25, muestra que la curva con el mayor factor de recobro alcanza un valor del 43 %, pero el incremental en este caso es mínimo de tan solo un 7 %. Mientras que el mejor factor de recobro incremental (línea roja) se presenta cuando el modelo tiene una baja compresibilidad en la roca, tasas de inyección del polímero y postpolímero altas, concentraciones del polímero altas, en bajas condiciones de presión y temperatura de acuerdo a lo establecido en las variaciones (Ver Tabla 15); en esta combinación se alcanza un recobro incremental casi del 11 %. A su vez, el menor incremental se presenta cuando el modelo tiene una alta compresibilidad en la roca, bajas concentraciones de polímero, bajas tasas de inyección de polímero y altas tasas de postpolímero, en

condiciones de presión alta y temperatura baja; para este caso la curva alcanza un recobro incremental del 4 %.

Las otras combinaciones evidencian un comportamiento en la curva de recobro con preferencia al valor base de las variables de estudio (línea negra) hasta la etapa de inyección del polímero; a partir de esto se puede inferir que cuando se trabaja con bajas tasas de inyección postpolímero, bajas concentraciones en el bache, el estímulo con el polímero no va a tener un efecto muy favorable en el recobro de aceite.

Figura 26. Análisis de sensibilidad – Tasa acumulada de aceite – Escenario 1

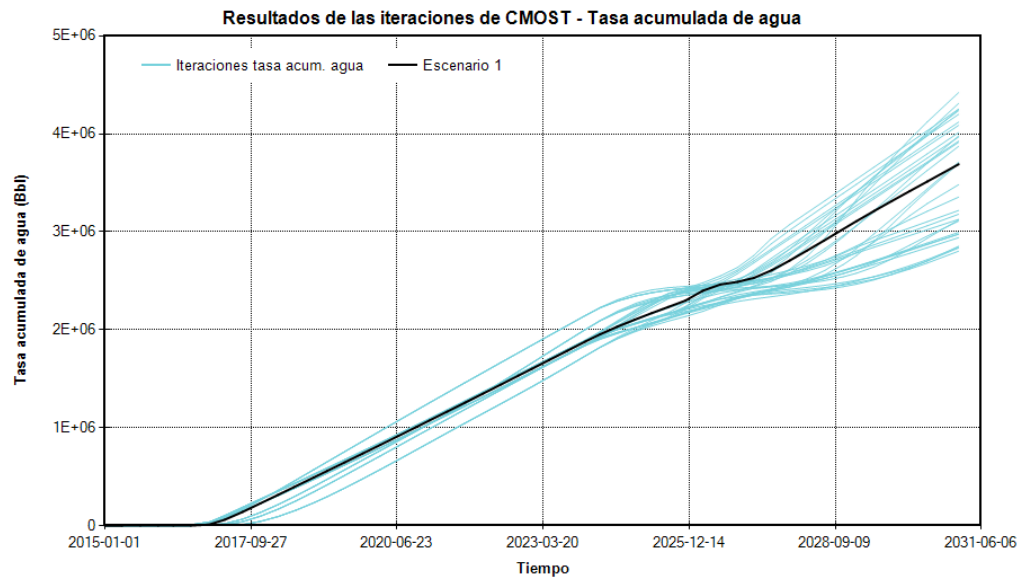


Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

Las gráficas resultantes para la tasa acumulada de aceite mostradas por la Figura 26, señalan que al igual que el factor de recobro del análisis de sensibilidad anterior, los valores base de las variables de estudio describen un comportamiento promedio con respecto a las demás gráficas resultantes en el Escenario 1.

El mejor caso de tasa acumulada de aceite incremental que muestra la figura, es el que presenta las mismas variaciones de la curva del factor de recobro incremental (11 %); lo que representa 615000 (Bbls). El comportamiento de las curvas próximas a la tendencia de los valores base (línea negra), es similar al factor de recobro; lo que indica que la tasa acumulada de aceite también se ve fuertemente afectada por la tasa de inyección postpolímero a altas condiciones de presión y bajas temperatura de yacimiento.

Figura 27. Análisis de sensibilidad – Tasa acumulada de agua – Escenario 1



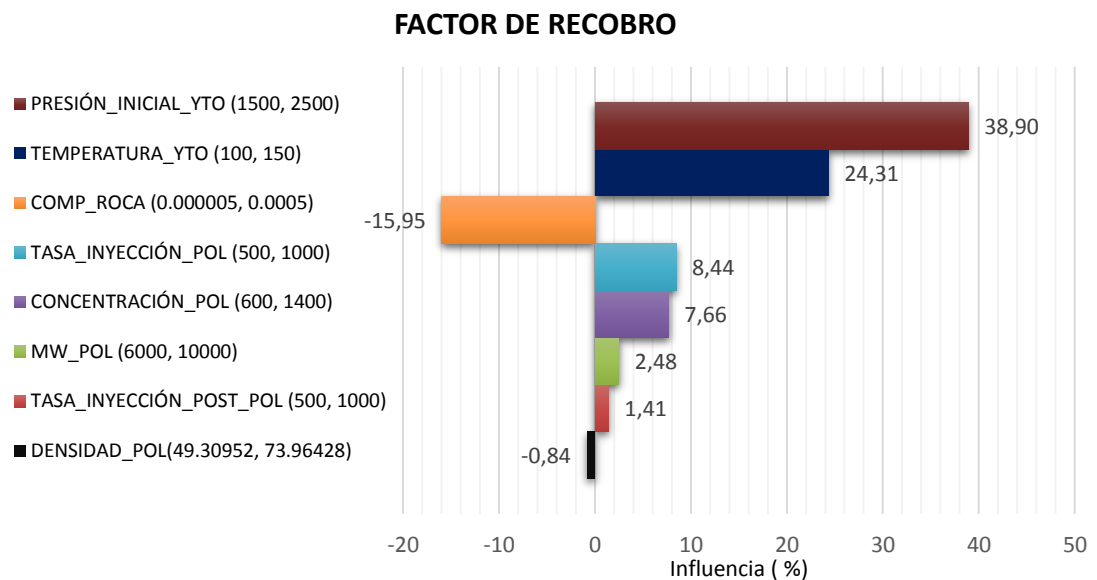
Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

Los cambios evidenciados por la tasa acumulada de agua para el Escenario 1, se presentan en la Figura 27. Allí se muestra un comportamiento bastante tenue y similar para las diferentes iteraciones hasta la etapa de inyección de polímero; a partir de ahí se despliegan en incrementales y decrecientes, según las variaciones máximas o mínimas de la tasa de inyección de polímero y postpolímero. Evidentemente el caso más favorable es aquel que presenta una producción acumulada de agua decreciente o por debajo de los valores base; este presenta

una producción acumulada aproximada de 2.8 (MMBbls) y es el mismo caso de la recuperación de aceite más baja de todas. Esto indica que el caso más favorable de tasa acumulada de producción de agua, no necesariamente es el que presenta el mejor comportamiento en el factor de recobro.

En conclusión el mejor caso que resultó de las combinaciones del modelo de muestreo al estimular el modelo de simulación con el polímero, es aquel que presenta la curva del factor de recobro del 40 % (incremental 11 %); la tasa acumulada de aceite de 615000 (Bl), y una producción acumulada de agua intermedia de 4.11 (MMBbls), respectivamente para el Escenario 1.

Figura 28. Diagrama tornado del factor de recobro – Escenario 1

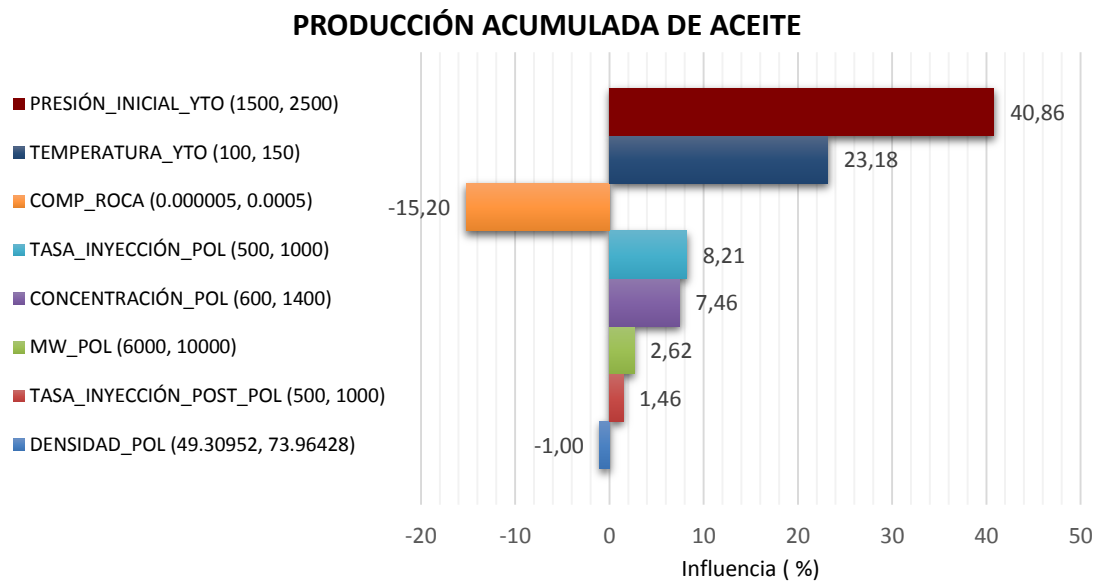


Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

El diagrama tornado de la Figura 28, ilustra la influencia de cada variable de estudio con respecto a la función objetivo *factor de recobro* en el Escenario 1. Se puede analizar a partir de este gráfico que la presión inicial de yacimiento es la variable más influyente (38.9 %) para valores máximos de presión (2500 psi), lo

que indica que un alto gradiente de presión siempre favorecerá la recuperación de aceite; seguido de esta, está la temperatura de yacimiento con una influencia del 24.31 % para valores máximos de temperatura (150 psi), lo que comprueba para este escenario en particular, que la temperatura relativamente alta permite un mejor comportamiento del factor recobro. Cabe aclarar que esta temperatura máxima señalada está dentro del rango de eficiencia del polímero, ya que este a altas temperaturas se degrada y pierde sus propiedades viscosificantes. La tercera variable de estudio más importante, es la compresibilidad de la roca con una influencia del 15.95 % para valores mínimos de compresibilidad (0.000005), la cual relaciona el cambio de volumen por unidad de presión, siendo esta una variable determinante como mecanismo de energía en la producción y la recuperación de aceite en el yacimiento.

Figura 29. Diagrama tornado de la producción acumulada de aceite – Escenario 1

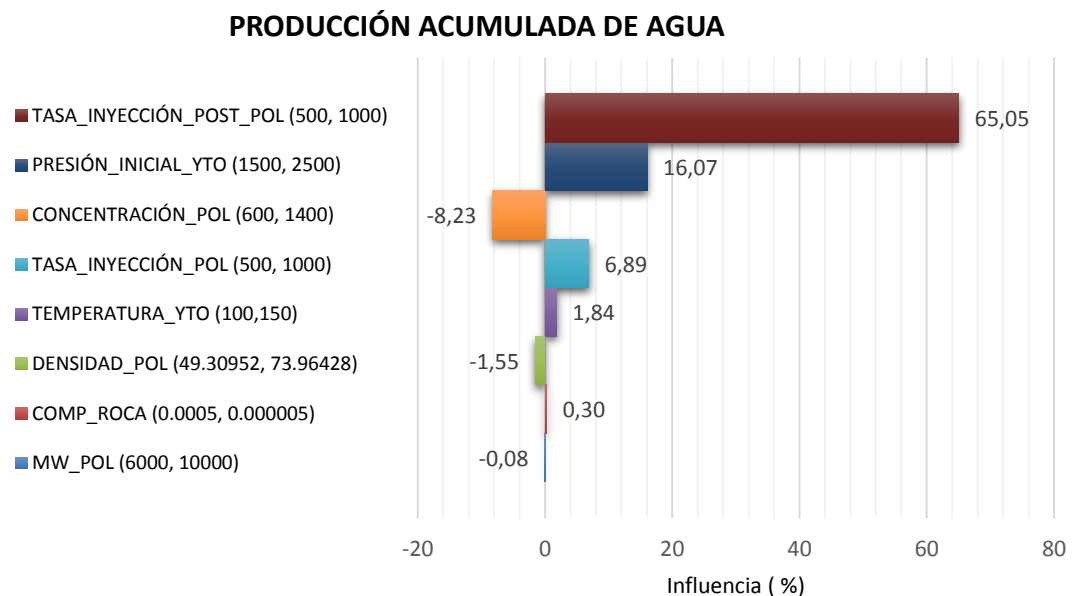


Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

El diagrama tornado de la Figura 29, ilustra la influencia de cada variable de estudio con respecto a la función objetivo *producción acumulada de aceite* en el

Escenario 1. Al examinar los resultados de las tres variables más influyentes, se puede apreciar que se presentan las mismas tres variables que en la función objetivo *factor de recobro*, aunque con variaciones en los porcentajes. La presión de yacimiento alcanza un 40.86 % de influencia; la temperatura de yacimiento influye un 23.18 %; la compresibilidad de la roca alcanza un 15.20 %. Las tres con rangos muy parecidos a los mostrados en el diagrama de tornado del factor de recobro, lo que permite observar la irrefutable relación que tienen estas dos funciones respectivamente.

Figura 30. Diagrama tornado de la producción acumulada de agua – Escenario 1



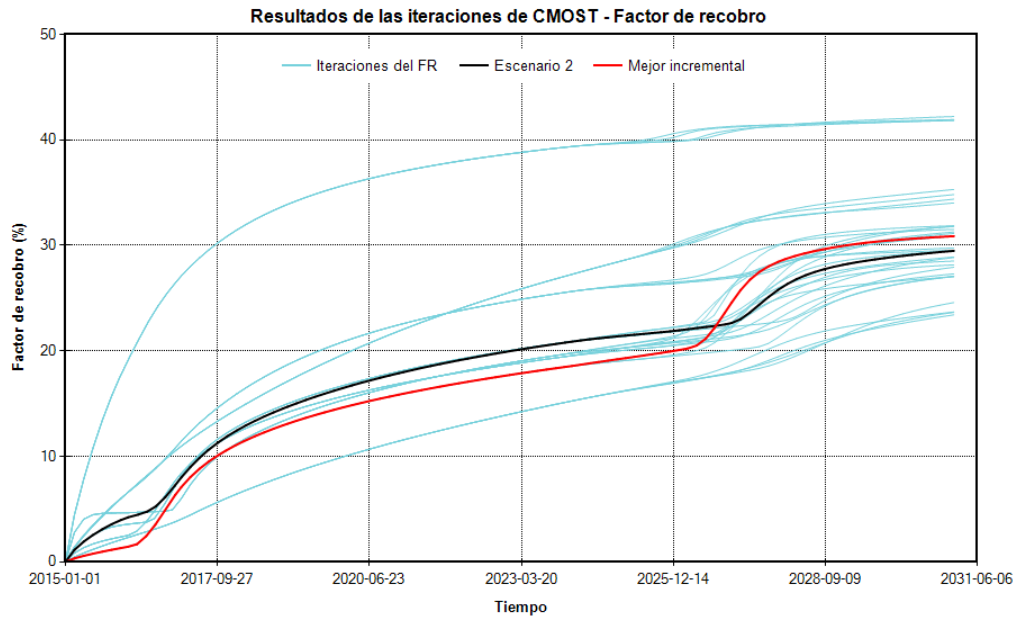
Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

El diagrama tornado de la Figura 30, ilustra la influencia de cada variable de estudio con respecto a la función objetivo *producción acumulada de agua* en el Escenario 1. Para este caso, la influencia de las variables cambia con respecto a los diagramas de las otras dos, haciendo de esta función objetivo muy importante y determinante en el grado de influencia. La variable más influyente es la tasa de inyección postpolímero para valores máximos de inyección (1000 STW/día), lo que

significa que esta variable debe tomar valores por debajo del base (800 STW/día) para poder controlar las altas tasas de agua producida. La segunda variable más influyente es la presión del yacimiento, la cual se ha mostrado muy importante en los tres diagramas de tornado, con una influencia del 16 % para valores máximos de presión (2500 psi); esto indica que la presión alta en el yacimiento favorece la alta producción de agua, lo cual resulta un serio problema al disponer de ella en superficie. La tercera variable más influyente es la concentración del polímero con un 8.23 % de influencia para valores bajos mínimos de concentración (600 ppm); por lo cual es importante trabajar con un rango de concentración moderada a alta para contrarrestar el efecto de la tasa acumulada de agua producida en superficie.

4.3.2 Escenario 2. En este escenario de simulación se buscó analizar el comportamiento de la inyección de polímero en un yacimiento que tuviera un espesor considerable, una porosidad baja y una temperatura de yacimiento media también, por lo que lo hace diferente al resto de los escenarios planteados. Se realizó un análisis de sensibilidad para cada una de las funciones objetivo obteniendo los resultados mostrados en la Figura 31, Figura 32 y Figura 33.

Figura 31. Análisis de sensibilidad – Factor de recobro – Escenario 2

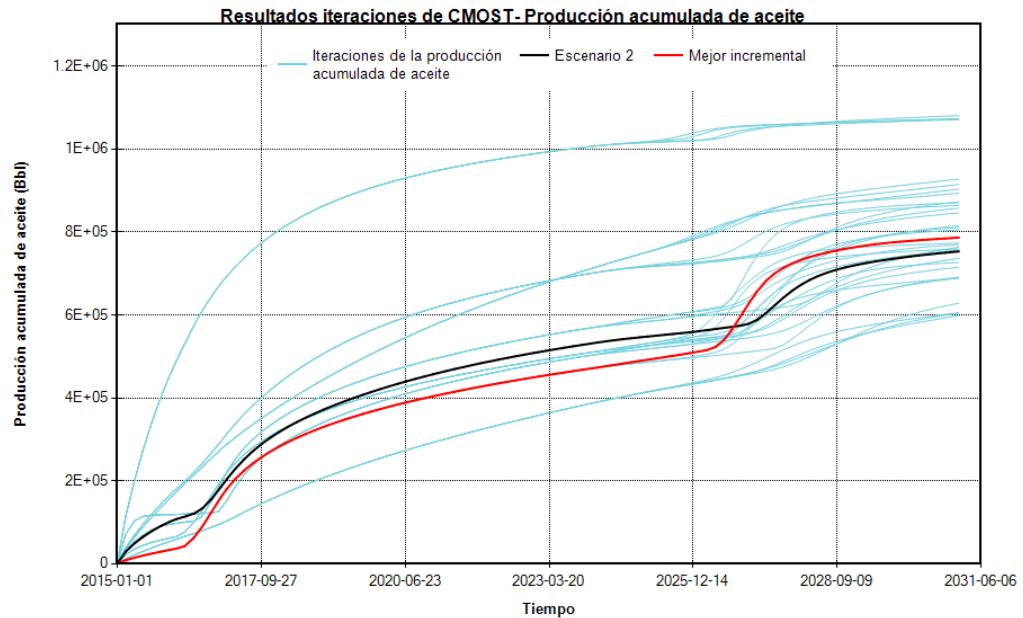


Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

Para el caso del factor de recobro se obtuvieron valores por encima y por debajo del valor base del Escenario 2. El comportamiento más alto llegó a un 42.2 % del OOIP mientras que el más bajo solo obtuvo una recuperación del 23.4 %. El caso que presentó el mejor comportamiento trabajó con una presión inicial de yacimiento de 2500 (psi) lo cual se evidencia al principio de la curva, ya que desde ese momento la producción en la etapa de recuperación primaria es mucho mayor a los demás casos planteados. Sin embargo estos casos no presentaron el mayor incremental entre la etapa de recuperación secundaria y la inyección del polímero, el cual se muestra con la línea roja en la Figura 31. Para este escenario se obtuvo un factor de recobro incremental máximo del 10.8 %, este caso usó los valores mínimos en los parámetros de yacimiento, mientras que los operacionales tendieron siempre a su valor de maximización a excepción de la densidad del

polímero, la cual más adelante se observará que no tiene una gran influencia frente al factor de recobro.

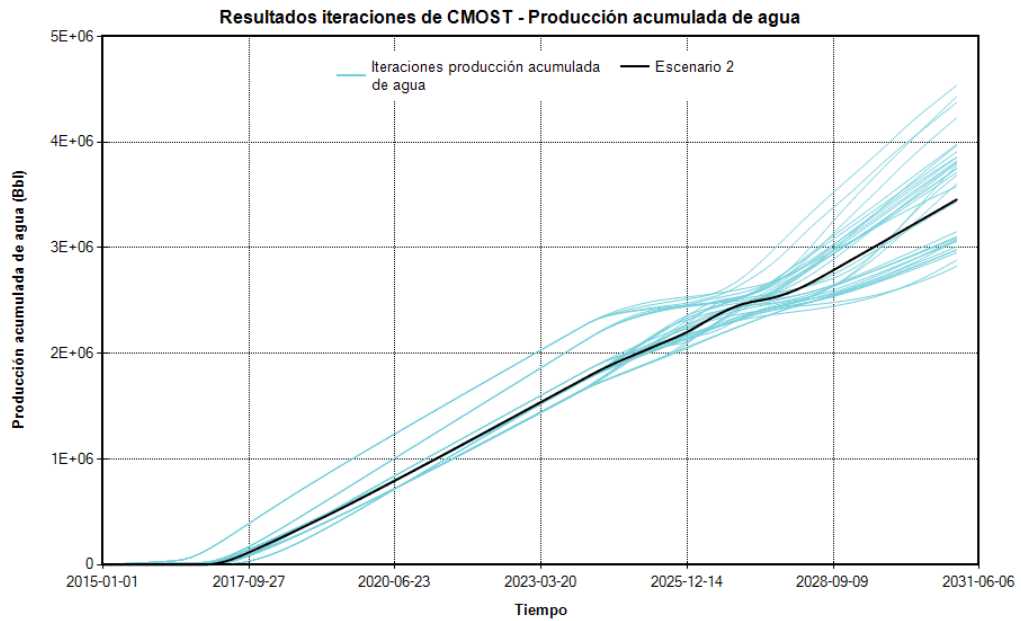
Figura 32. Análisis de sensibilidad – Tasa acumulada de aceite – Escenario 2



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

En la Figura 32 se muestra el comportamiento de la producción acumulada de petróleo. Como era de esperarse el caso que tuvo una mayor producción de aceite fue el mismo que presentó el factor de recobro del 42.2 %, obteniendo una producción acumulada aproximada de 1.08 (MMBbls) a lo largo de los 16 años de simulación. El peor comportamiento presentó una producción de 598370 (Bbls), lo cual corresponde a un 23.4 % del OOIP que también es el peor caso en la curva de factor de recobro (Ver Figura 31). A pesar de esto, el incremental máximo entre las etapas de recuperación secundaria e inyección de polímero se obtuvo en otro de los casos del análisis de sensibilidad (línea roja). Para este escenario el máximo incremental fue de 275240 (Bbls) de aceite, lo cual equivale a un aumento del 10.8 % en el factor de recobro.

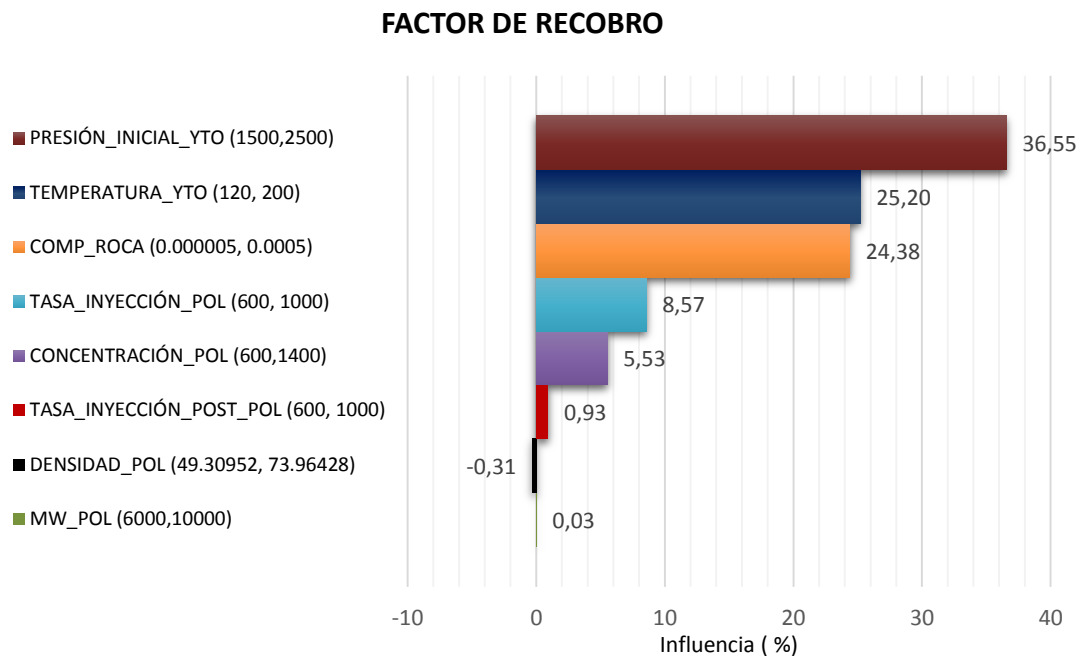
Figura 33. Análisis de sensibilidad – Tasa acumulada de agua – Escenario 2



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

Otra variable que permite entender a profundidad una inyección de polímero es la producción acumulada de agua, con la ayuda de esta se pueden identificar tiempos de ruptura para los pozos y el patrón de producción en general. En la Figura 33, se puede observar que el caso que presentó mayor producción acumulada de agua tuvo una producción de 4.53 (MMBbls), mientras que el valor más bajo fue de 2.8 (MBbls). Para este parámetro una de las variables más importantes es la tasa de inyección de agua postpolímero la cual para el caso de mayor producción de agua tiene un valor máximo de 1000 (Bblw/día), mientras que para el caso más bajo presenta una inyección mínima de 600 (Bblw/día), esto se repite para todos los casos por encima y por debajo del caso base, por ende permite inferir que es una de las variables más relevantes para la producción acumulada de agua.

Figura 34. Diagrama tornado del factor de recobro – Escenario 2

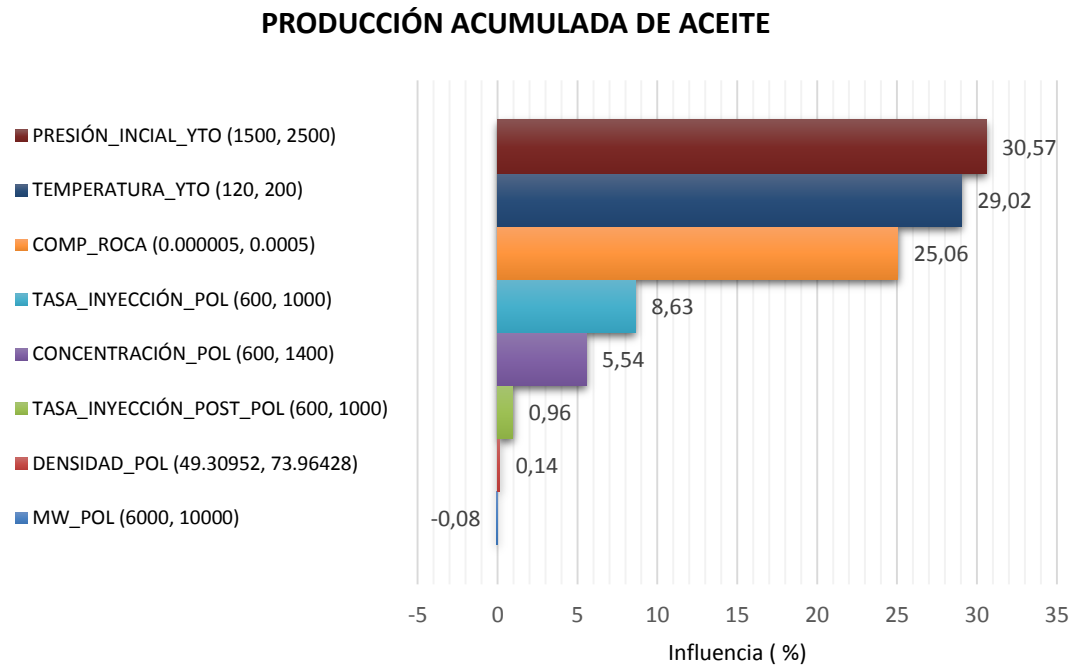


Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

En la Figura 34 se muestra la influencia de las variables de estudio en la función objetivo del factor de recobro de manera porcentual. Se denota de manera clara que la variable más influyente es la presión inicial del yacimiento, con un 36.55 % hacia el valor positivo, es decir, la maximización de la presión es influyente de una manera positiva en el factor de recobro. Además, la temperatura y la compresibilidad de la roca también presentan una influencia positiva al aumentar su valor con respecto al valor base del escenario. En cuanto a los parámetros operacionales, el que presenta mayor influencia como era de esperarse es la tasa de inyección del polímero, esta es influyente de manera positiva al maximizar su valor, el segundo parámetro de operación con más peso en el factor de recobro es la concentración del bache de polímero con un 5.53 % de influencia sobre esta función objetivo. La tasa de inyección postpolímero, la densidad del polímero y el

peso molecular del polímero no tienen mayor influencia para el factor de recobro en el Escenario 2.

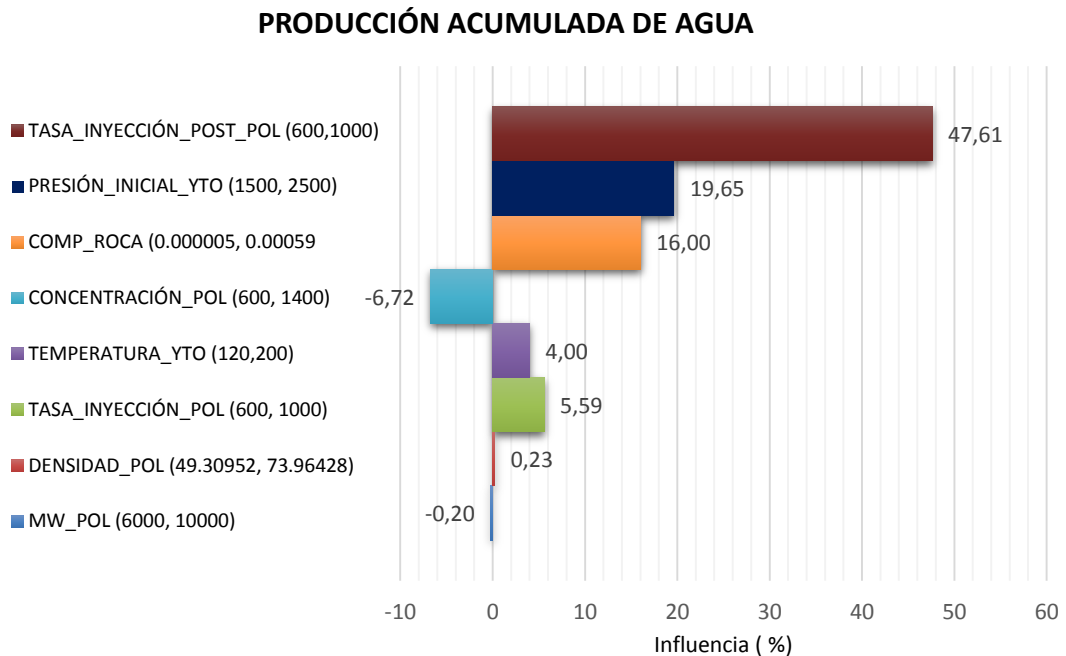
Figura 35. Diagrama tornado de la producción acumulada de aceite – Escenario 2



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

Para la producción acumulada de aceite (Ver Figura 35) las variables más influyentes vuelven a ser la presión de yacimiento junto con la temperatura y la compresibilidad de la roca en el mismo orden que para el factor de recobro. Esto se debe a que la producción acumulada de aceite y el factor de recobro son funciones que van de la mano una de la otra. Entre los parámetros operacionales la tasa de inyección de polímero y la concentración son las más sobresalientes con una influencia de 8.63 % y del 5.54 % respectivamente. La densidad y el peso molecular del polímero presentan una influencia hacia el valor negativo, es decir, al bajar su valor con respecto al valor base del escenario 2 se vuelven influyentes pero no de manera significativa.

Figura 36. Diagrama tornado de la producción acumulada de agua – Escenario 2



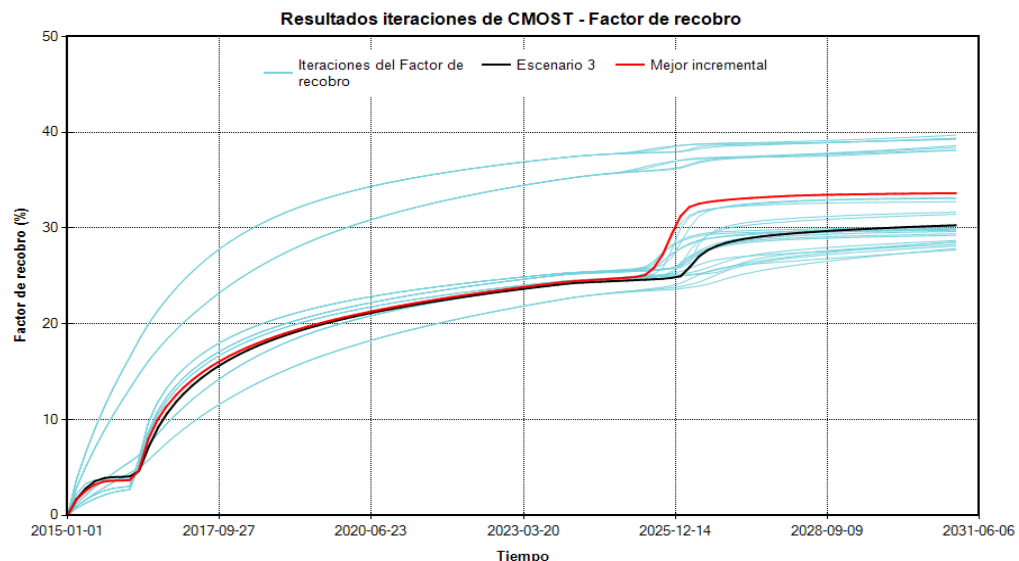
Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

Para el caso de la producción de agua acumulada (Ver Figura 36) la variable que tiene mayor influencia es la tasa de inyección post polímero y presenta mayor influencia hacia su valor de maximización, es decir, entre mayor sea la tasa presenta una mayor influencia en la producción de agua acumulada. Esto tiene un gran sentido ya que, al momento de la inyección post polímero el modelo se encuentra con una saturación de agua muy elevada por consecuente, el agua que empuja el bache de polímero al presentar ruptura elevará la producción de agua de manera exponencial dejando el yacimiento con una saturación de aceite mínima. Las otras variables más influyentes son la presión del yacimiento y la compresibilidad de la roca, ambas tienden a ser influyentes hacia su valor máximo. La concentración del polímero presenta una influencia considerable hacia su valor de mínimo, lo cual se entiende al analizar que entre menos concentración lleve el bache de polímero mayor será la saturación de agua en éste, por ende, en el

momento de presentar ruptura del bache de polímero en la cara de los pozos esta saturación alta de agua en el bache ayudará al aumento en la producción de agua acumulada. La tasa de inyección de agua es un parámetro importante por su efecto en la producción de agua ya que entre mayor sea la tasa de inyección, mayor será el volumen de agua producida. Otras variables como la temperatura, la densidad y peso molecular del polímero no tienen mayor influencia para la producción de agua acumulada.

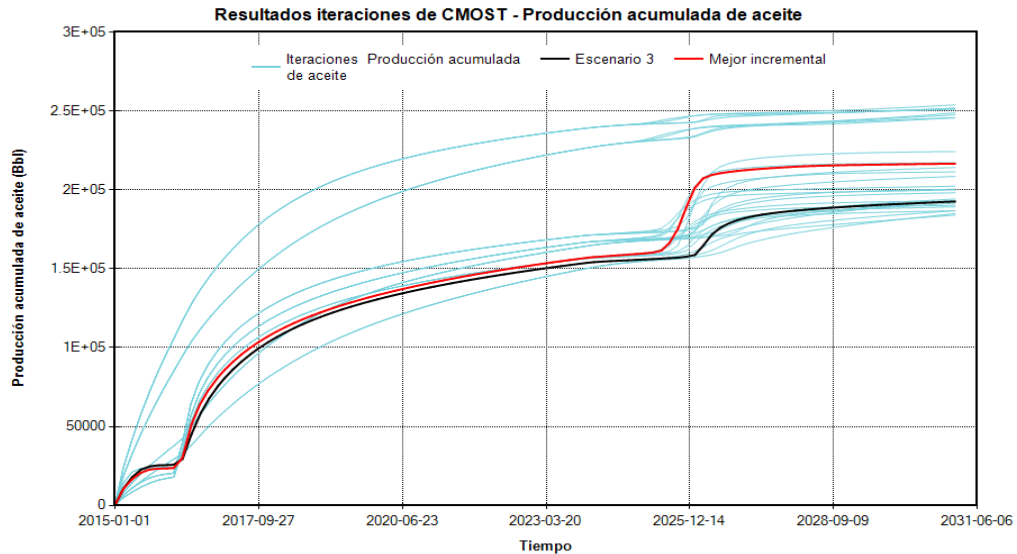
4.3.3 Escenario 3. Este escenario de simulación recrea un yacimiento de bajo espesor, baja permeabilidad y porosidad, en pocas palabras describe un yacimiento apretado y de alta temperatura, todo con el fin de analizar cómo se desenvuelve un proceso de inyección de polímeros en este tipo de yacimientos y ver con ayuda de la simulación de yacimientos que variables son las de mayor influencia durante este proceso de inyección de polímero.

Figura 37. Análisis de sensibilidad – Factor de recobro – Escenario 3



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

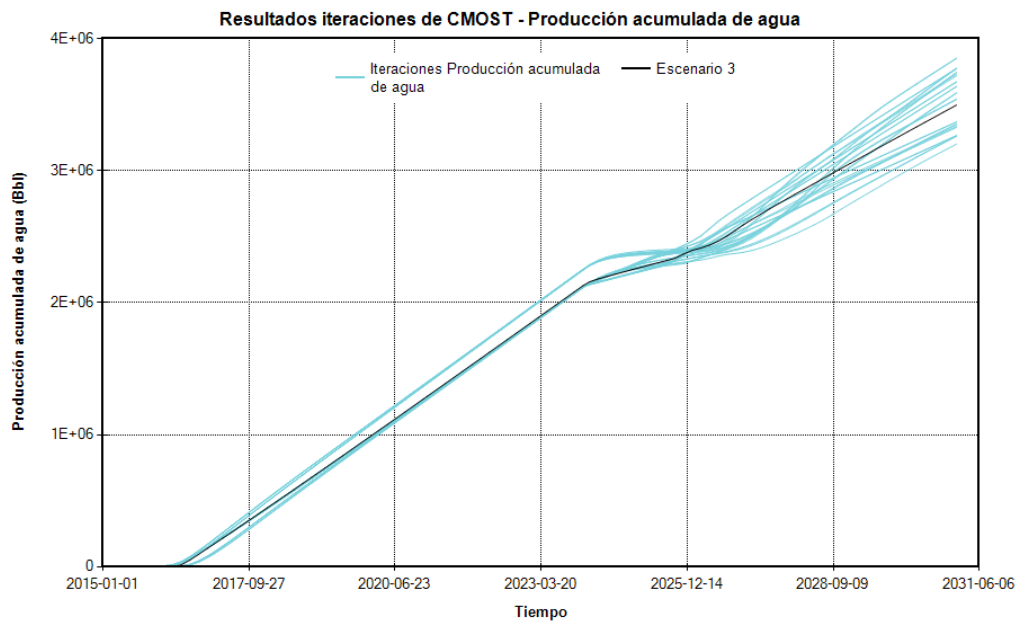
Figura 38. Análisis de sensibilidad – Tasa acumulada de aceite – Escenario 3



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

Para el caso del factor de recobro (Ver Figura 37) se obtuvieron comportamientos por encima y debajo del caso base del escenario 3. El valor máximo presentó un factor de recobro del 39.7 % del OOIP, mientras que el valor mínimo fue tan solo del 27.7 % al final de las 3 etapas de producción. Estos valores son mayores a los obtenidos en el Escenario 2 debido a la diferencia del OOIP, todo esto se verá reflejado en las producciones acumuladas de aceite. Sin embargo, el factor de recobro incremental máximo no corresponde a ninguno de los casos mencionados anteriormente, para este escenario se obtuvo un FR incremental máximo de 8.9 % (línea roja), esto equivale a un incremento de 55090 Bbls en la producción acumulada de aceite, lo cual se puede evidenciar en la Línea roja de la Figura 38 donde se muestra el comportamiento de la curva de producción acumulada de aceite, en donde se obtuvo un valor máximo de 253820 (Bbls) y un mínimo de 183950 (Bbls) de aceite al final de las tres etapas de producción en el Escenario 3.

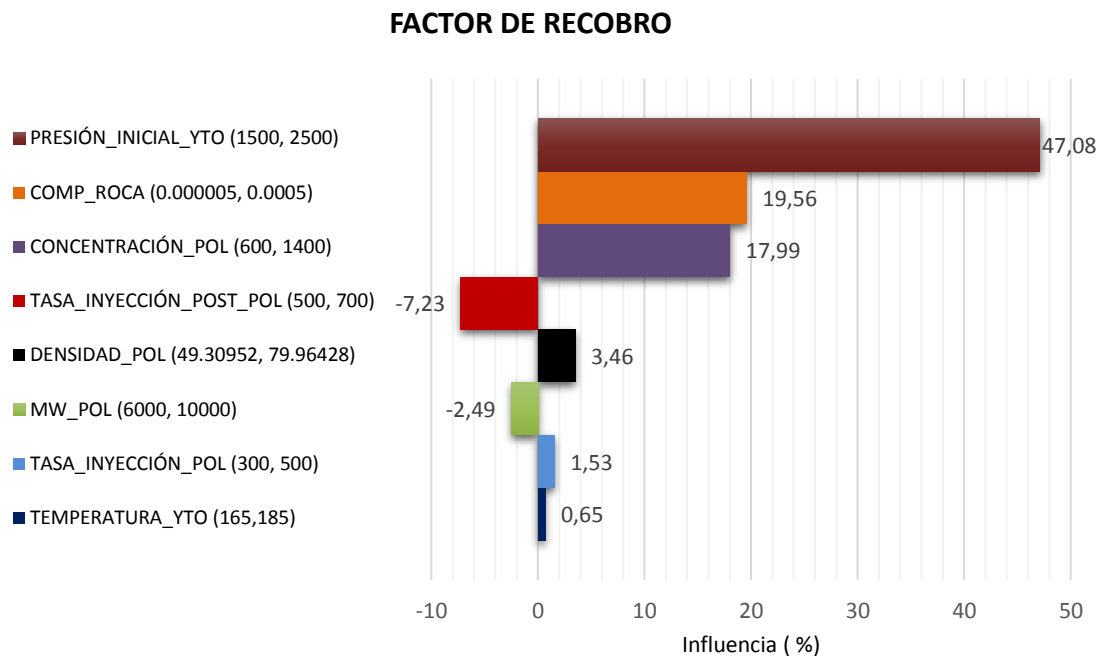
Figura 39. Análisis de sensibilidad – Tasa acumulada de agua – Escenario 3



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

Para la producción de agua acumulada del Escenario 3 (Ver Figura 39) se obtuvo un valor máximo de 3.8 (MMBbls) de agua y un mínimo de 3.2 (MMBbls) de agua. El caso de mayor volumen de agua producido de manera acumulada a lo largo de los 16 años de simulación presenta el valor máximo de tasa de inyección postpolímero, lo cual es entendible ya que como se observó en la Figura 36, la tasa de inyección de post polímero es la variable más influyente al momento de enfocarse en la producción de agua acumulada.

Figura 40. Diagrama tornado del factor de recobro – Escenario 3

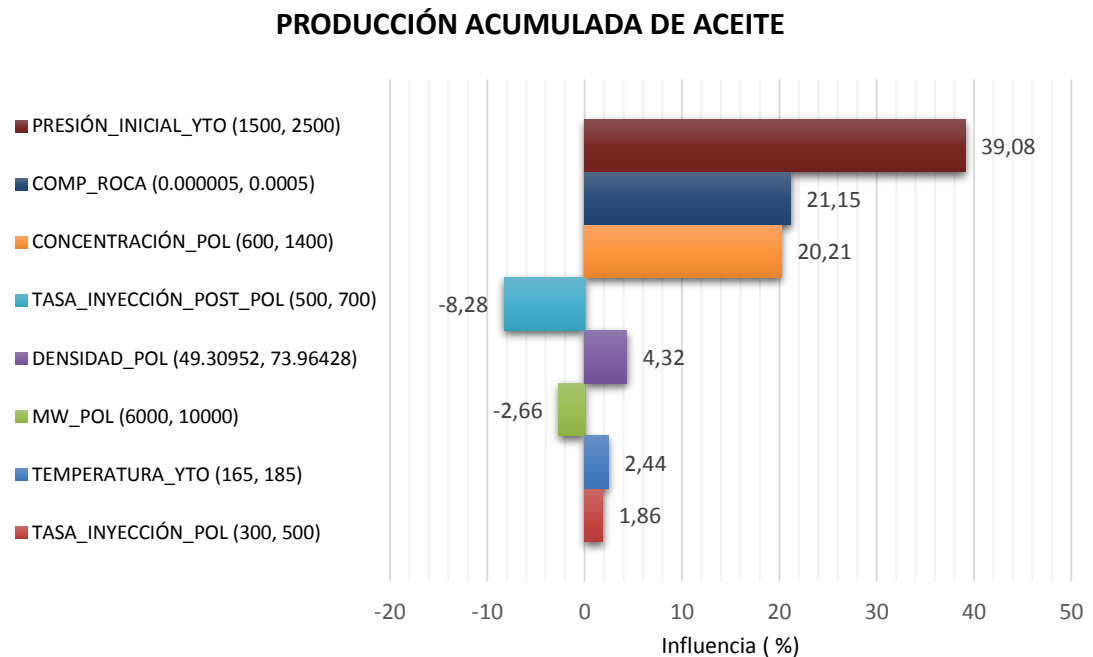


Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

En la Figura 40 se observa la influencia de las variables de estudio sobre el factor de recobro de manera porcentual. Al igual que en el Escenario 2 la variable más influyente es la presión del yacimiento, esto se debe a que dependiendo de la presión inicial de yacimiento se obtendrá mayor o menor recuperación de aceite a lo largo de la vida productiva del yacimiento. El primer parámetro operacional en influencia que se obtuvo fue la concentración del polímero con un porcentaje del 17.99 %, a diferencia del Escenario 2, la concentración de polímero toma gran relevancia ya que las condiciones de espesor de yacimiento son menores por lo que se hace más efectivo el arrastre de fluidos al maximizar el valor de la concentración con respecto al valor base del escenario. La tasa de inyección postpolímero ocupa el cuarto lugar en influencia con un 7.23 % hacia el valor de minimización, ya que este tipo de yacimientos no permite que la inyección sea demasiado alta porque se pueden presentar fracturas en la formación debido a las

condiciones de tránsito de fluidos y espesor delgado. Las demás variables como la densidad, el peso molecular de polímero, la tasa de inyección de polímero y la temperatura del yacimiento tienen una influencia considerablemente menor a las demás variables.

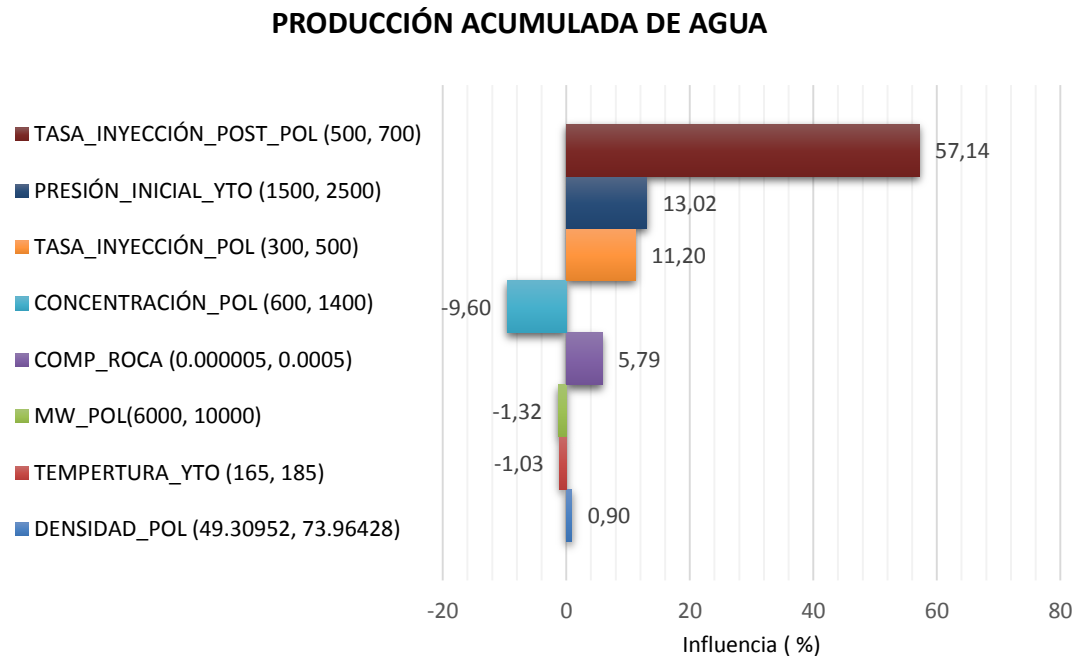
Figura 41. Diagrama tornado de la producción acumulada de aceite – Escenario 3



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

Para el caso de la producción acumulada de aceite en el Escenario 3, la variable más influyente es la presión del yacimiento al igual que ocurrió con el factor de recobro, el orden de las demás variables es similar al obtenido en el diagrama de influencia del factor de recobro, ya que estas dos funciones van de la mano una de la otra es decir, son dependientes entre ellas.

Figura 42. Diagrama tornado de la producción acumulada de agua – Escenario 3



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

En la Figura 42 se puede observar que las tasas de inyección de post polímero y la del polímero presentan gran influencia dentro de la producción de agua acumulada. La tasa postpolímero ocupa el primer lugar con un 57.14 % de influencia, esto se debe a que en el instante en que se inyecta el bache de agua que empuja al polímero a saturación de agua es muy alta dentro del yacimiento, esta saturación es producida al momento en que se presente ruptura en cualquiera de los pozos productores del patrón de producción. La tasa de inyección de polímero es importante ya que, básicamente se inyecta y se produce agua al momento de la ruptura. La concentración tiene una gran influencia hacia el valor de minimización, esto se debe a que entre menor sea la concentración de polímero mayor será la concentración molar de agua en el base de inyección la cual se producirá en un tiempo de ruptura, por ende presenta una influencia del

9.6 % sobre la producción acumulada de agua. Las demás variables de estudio presentan una influencia mínima sobre la producción de agua acumulada del Escenario 3.

4.4 DETERMINACIÓN DE LAS VARIABLES MÁS INFLUYENTES

Para la determinar las variables más influyentes se realizó una jerarquización de estas, de acuerdo a cada escenario de simulación. Este proceso se llevó a cabo mediante la metodología de jerarquización de criterios propuesta por Thomas Saati en 1972 (Carrillo Luciani, 2002), en la que de acuerdo a los resultados obtenidos en los diagramas de tornado para cada función objetivo, el análisis de sensibilidad realizado en CMOST y la experiencia propia, se enfrentó variable contra variable y se concluyeron las variables más influyentes en el proceso de inyección de polímeros estudiado en este proyecto.

Para desarrollar esta metodología se requiere elaborar una matriz de jerarquización, la cual es la más recomendada en el proceso analítico jerárquico. Esta matriz consta de las variables de estudio que fueron seleccionadas para el análisis de sensibilidad, las cuales son comparadas una a una y se les asigna un peso según la importancia que represente con respecto a la otra. Es así como se va llenando cada casilla que compone la matriz con los valores de a_{ij} como se describen en la Figura 43.

Dado que esta matriz se desarrolló con base en los diagramas de tornado obtenidos del análisis de sensibilidad, se establecieron unos rangos para valorar la importancia de la variable según su grado porcentual de influencia en el diagrama de tornado. La Tabla 16, describe los rangos de influencia y su respectivo valor de importancia.

El ANEXO D, muestra las matrices de jerarquización de variables para cada escenario de simulación.

Figura 43. Interpretación de elementos de una matriz de comparación por pares

Valor de a_{ij}	Interpretación
1	Los criterios de i y j tienen igual importancia.
3	El criterio i es ligeramente más importante que el criterio j.
5	La experiencia y la apreciación indican que el criterio i es mucho más importante que el criterio j.
7	El criterio i es muy importante o se puede demostrar que es más importante que el criterio j.
9	El criterio i es absolutamente más importante que el criterio j.
2, 4, 6, 8	Valores intermedios o compromisos recíprocos para comparación inversa.

Fuente: Carrillo Luciani, J. (2002). Una metodología para el diseño de una familia coherente de criterios para la selección de los sistemas de levantamiento artificial. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

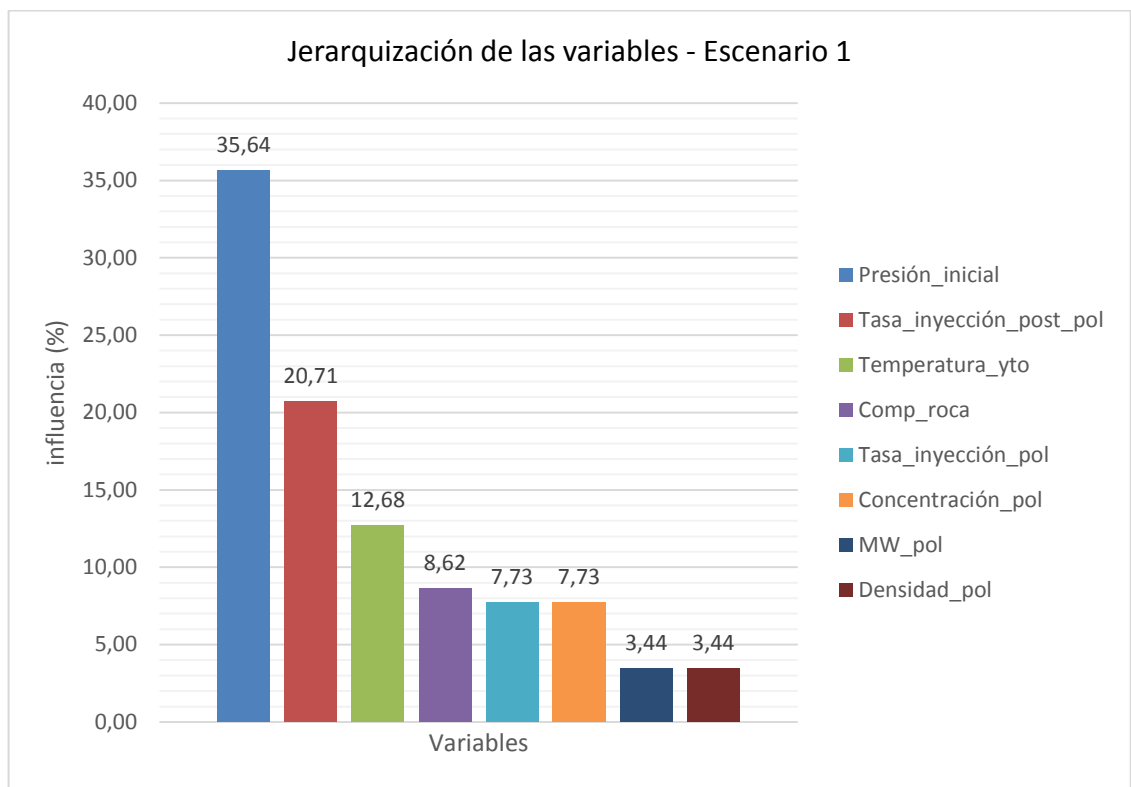
Tabla 16. Importancia de la variable de estudio según el rango de influencia

Rango (%)	Valor de a_{ij}
0 – 5	1
6 – 15	3
16 -25	5
26 - 35	7
> 35	9

En este caso particular de estudio, no se tomarán los valores intermedios de importancia que se muestran en la Figura 43.

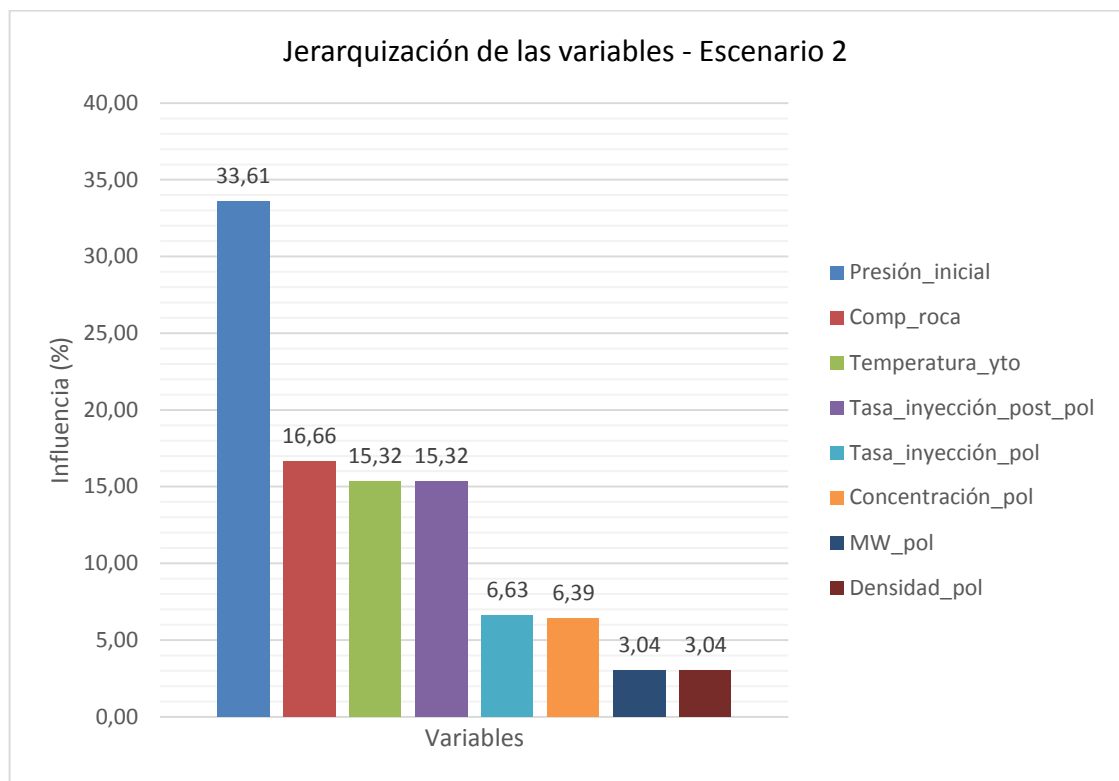
4.4.1 Escenario 1. El análisis jerárquico se realizó basándose en los resultados que se obtuvieron en los diagramas de tornado de cada función objetivo. La Figura 44, muestra la influencia de cada variable para el Escenario 1 de simulación. En esta gráfica se puede observar que la variable más influyente para este escenario es la presión inicial del yacimiento, lo cual se ve de igual manera reflejado en la Figura 28 y Figura 29. Además de la presión, la tasa de inyección postpolímero presenta una alta influencia junto con la temperatura del yacimiento, presentando valores de influencia del 20.71 % y 12.68 % respectivamente. Por otro lado, variables como la densidad y el peso molecular del polímero se consideran poco representativas ya que su influencia es menor al 5 %.

Figura 44. Influencia de las variables sobre las funciones objetivo – Escenario 1



4.4.2 Escenario 2. Para el Escenario 2 se obtuvieron resultados similares a los obtenidos en el Escenario 1. Una vez más la presión inicial del yacimiento ocupa el primer lugar en influencia con un valor del 33.61 %. Además de esta, la compresibilidad de la roca, la temperatura del yacimiento y la tasa de inyección postpolímero presentan una influencia representativa para la inyección de polímeros en este escenario. Variables como la tasa de inyección y la concentración de polímero son menos influyentes que las anteriores, presentando porcentajes de influencia del 6.63 % y 6.39 % respectivamente. Por último, se encuentran el peso molecular y la densidad del polímero las cuales son muy poco influyentes. Todo esto se puede observar en la Figura 45.

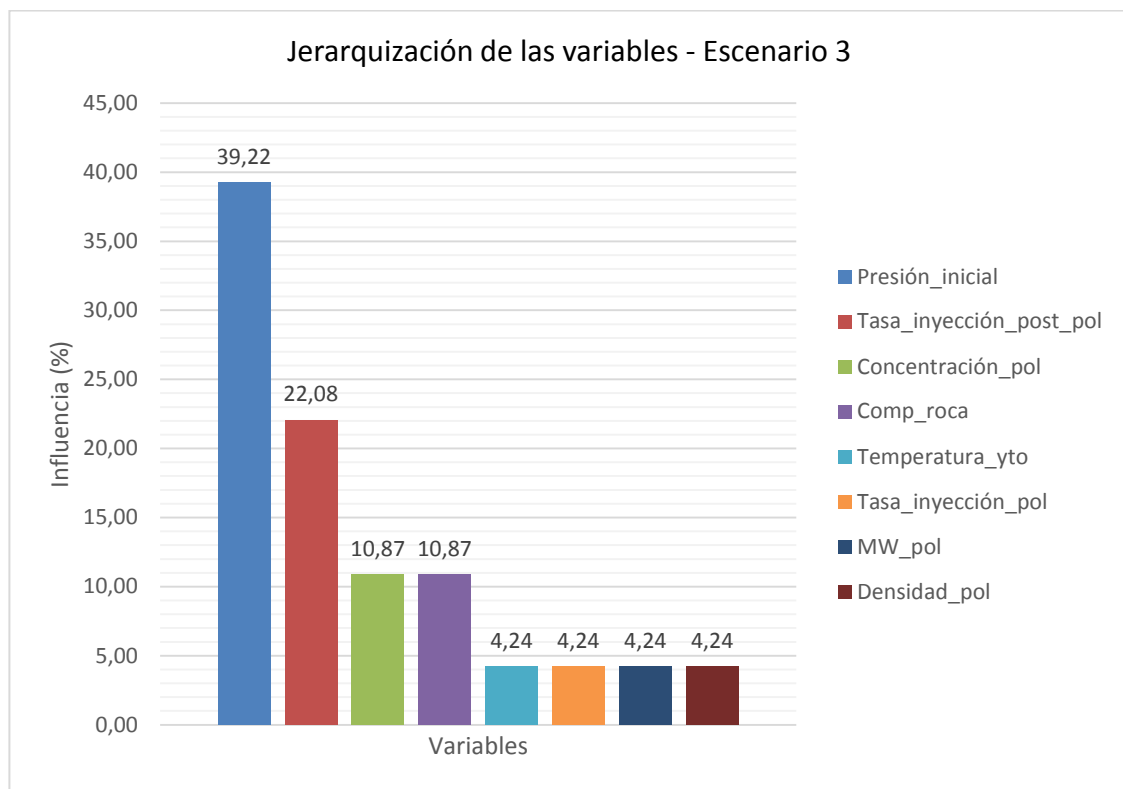
Figura 45. Influencia de las variables sobre las funciones objetivo – Escenario 2



4.4.3 Escenario 3. Para el Escenario 3 se obtuvieron resultados diferentes a los de los demás escenarios de simulación. En la Figura 46 se puede observar que

por tercera vez la presión inicial del yacimiento es la variable más influyente, con un peso del 39.22 %. En segundo lugar aparece la tasa de inyección postpolímero, con un valor de influencia del 22.08 %; cabe resaltar que debido al bajo espesor del modelo, la tasa de inyección tiene una influencia alta en la producción acumulada de agua (Ver Figura 42) debido que al tener un espacio poroso menor, el corte de agua de este se presenta de una manera más eficiente y rápida. Otras variables que toman gran influencia en este tipo de yacimientos son la concentración del polímero y la compresibilidad de la roca, ambas con un valor del 10.87 % de influencia. El resto de variables de estudio se consideran muy poco influyentes debido a que presentan un valor menor al 5 %.

Figura 46. Influencia de las variables sobre las funciones objetivo – Escenario 3



4.4.4 Selección de las variables más influyentes. Después de observar los resultados arrojados por el análisis de sensibilidad para cada función objetivo en los tres escenarios de simulación, y de desarrollar el proceso analítico jerárquico de variables basados en los diagramas tornado obtenidos en CMOST para cada escenario, se concluyó que las variables más influyentes del proceso de inyección de polímeros son las mostradas en la Tabla 17.

Tabla 17. Variables más influyentes del proceso de inyección de polímeros

Variables operacionales	Variables de yacimiento
Tasa de inyección postpolímero	Presión inicial de yacimiento
Tasa de inyección Polímero	Temperatura de yacimiento
Concentración del polímero	Compresibilidad de la roca

Dentro de las variables operacionales seleccionadas están las tasas de inyección post polímero y polímero, por su alta influencia en las producciones acumuladas de agua y petróleo. La concentración demuestra una influencia mayor cuando las condiciones de yacimiento son de bajo tránsito de fluidos, es decir, los escenarios de bajo espesor y baja porosidad. Por otro lado, las variables de yacimiento escogidas fueron la presión, por ser la variable más influyente de todas (incluyendo operacionales), esto se debe a que la presión es la propiedad que rige un proceso de explotación de hidrocarburos. Variables como la temperatura de yacimiento y la compresibilidad de la roca tienen gran influencia en el proceso de inyección de polímero, sobre todo al tener variaciones altas de temperatura.

Las variables peso molecular y densidad del polímero, son descartadas ya que no son representativas en la influencia que tienen sobre el factor de recobro, la tasa acumulada de aceite y de agua. Este comportamiento se pudo apreciar tanto en los diagramas de tornado, como en la gráfica de jerarquización de variables.

5. CONCLUSIONES

- Con base al estado del arte y la revisión bibliográfica de los modelos analíticos, se puede establecer que el modelo de *Bondor, Hirasaki y Tam* es el modelo analítico que involucra más variables operacionales y de yacimiento para la predicción del comportamiento del bache de polímero, desde la cara del pozo hacia la formación. A diferencia de los otros modelos estudiados, este es el único que arroja un valor de tasa de inyección de polímero.
- De acuerdo al análisis realizado en este estudio se comprobó que dentro de un proceso de inyección de polímeros, la temperatura de yacimiento presenta una influencia representativa cuando hay variaciones de temperatura mayores a los 30°F.
- En un proceso de inyección de polímeros, uno de los factores de producción más importantes es el corte de agua para tiempos posteriores a la ruptura del polímero. Para esto, se debe controlar la tasa de inyección postpolímero, ya que es la variable operacional más influyente en la producción de agua acumulada generando cortes de agua elevados, como se evidenció en este estudio.
- La concentración inicial del bache de polímero es una variable influyente dentro del proceso de inyección de polímeros. En este estudio se evidenció que entre menor sea el espacio poroso, la concentración ocupará una mayor fracción de este volumen, y por ende presentará una mayor influencia en yacimientos apretados y de espesor delgado, comparado con yacimientos de espesor grueso y alta porosidad.

- El estudio de las variables involucradas en los modelos analíticos, los casos exitosos y la simulación, permitieron determinar las variables de estudio para realizar el análisis de sensibilidad y posteriormente seleccionar las más influyentes por medio del análisis estadístico.
- El análisis de sensibilidad y la metodología estadística propuesta, permitieron establecer que las variables más influyentes son: la presión inicial de yacimiento, la temperatura de yacimiento, la compresibilidad de la roca, las tasas de inyección polímero y postpolímero y la concentración del polímero.

6. RECOMENDACIONES

- Estudiar la posibilidad de simular este método de recobro mejorado, teniendo en cuenta la degradación del polímero en el yacimiento. Esto con el fin de tener una predicción más cercana a la realidad del comportamiento del bache inyectado, ya que este fenómeno es determinante en el proceso de inyección de polímeros, el cual no puede ser simulado en la herramienta STARS.
- Extender el estudio hacia otro tipo de patrón de inyección (7 puntos) u otros, con el fin de obtener resultados que permitan concluir acerca de la inyección de polímeros en ese tipo de arreglo de los pozos.
- En este proyecto no se tuvieron en cuenta factores como los cortes de agua de los pozos productores. Por consiguiente, se recomienda crear una metodología que controle y administre de manera efectiva la inyección de agua justo después del bache de polímero, es decir, la tasa de inyección postpolímero con el fin de evitar cortes de agua muy elevados en los modelos conceptuales de simulación.
- Desarrollar un modelo analítico que pueda ser aplicado de forma general para cualquier tipo de yacimiento para un proceso de inyección de polímeros. Este debe simular de manera veraz, el comportamiento del proceso de inyección, por lo que se recomienda involucrar las variables seleccionadas en este estudio.

BIBLIOGRAFÍA

AHMED, M.S. *et al.* Overview of Polymer Flooding in North Africa fields – Elements of Designing a New Polymer/Surfactants Flood Offshore (Case Study). Conference Paper. SPE [online]. Society of Petroleum Engineers, SPE-151952 2012. [Citado en febrero de 2015]. Disponible en: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. ONE-PETRO: Library Online.

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 3ed. Boston: Gulf Professional Publishing, 2006. 1186 p.

ALADASANI, A. BAOJUN, B. Recent Developments and Updated Screening Criteria of EOR Techniques. Conference Paper. SPE [Online]. Society of Petroleum Engineers, SPE- 130726 2010. [Citado en febrero de 2015]. Disponible en: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. ONE-PETRO: Library Online.

BENTSEN, R.G. NIELSEN, R.F. A Study of Plane, Radial, Miscible, Displacement in a Consolidated Porous Medium. Conference Paper. SPE [Online]. Society of Petroleum Engineers, SPE-1010 1965. [Citado en febrero de 2015]. Disponible en: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. ONE-PETRO: Library Online.

BONDOR, P. *et al.* Mathematical Simulation of Polymer Flooding in Complex Reservoirs. Conference Paper. SPE [Online]. Society of Petroleum Engineers, SPE-3524 1972. [Citado en febrero de 2015]. Disponible en: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. ONE-PETRO: Library Online.

BUCKLEY, S. LEVERETT, M. Mechanism of fluid displacement in sands. Conference Paper. SPE [Online]. Society of Petroleum Engineers, SPE Journal-942107G 1942. [Citado en febrero de 2015]. Disponible en: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. ONE-PETRO: Library Online.

CARRILLO LUCIANI, Jesús Arturo. Una metodología para el diseño de una familia coherente de criterios para la selección de los sistemas de levantamiento artificial. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela. 2002.

Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST). CMG Tutorial. Canadá. 2009.

EL-KHATIB, N. Effect of Adsorption, Dispersion and Slug Size on Chemical EOR. Geoscience and Petroleum Engineering Department. University Teknologi Petronas. 2010. Disponible online.

FAROUQ, A. The Promise and Problems of Enhanced Oil Recovery Methods. Conference Paper. PETSOC [Online]. Society of Petroleum Engineers of Cim. PETSOC SS-89-26 1989. [Citado en febrero de 2015]. Disponible en: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. ONE-PETRO: Library Online.

FRAGOZO DIAZ, María Marcela. PAZ GIRALDO Joao Andrés. Evaluación técnico-financiera de la inyección de polímeros en un yacimiento colombiano de crudo pesado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2014.

GARCÍA MONTEJO, Maylin Dayana. PATIÑO RAMIREZ, Christian David. Evaluación del efecto de la presencia de arcilla y minerales en un yacimiento sobre el desarrollo de un proceso de combustión in situ. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2013.

JIMÉNEZ, F. *et al.* Dispersión de un Trazador Inerte en un Medio Poroso Simulada con el Modelo de Malla con el Modelo BGK y su Combinación con el Modelo del Camino Aleatorio. Córdoba: Universidad de Córdoba. 2003.

JIMÉNEZ MOLANO, Ana María. Metodología para el diseño de baches en un proceso de inyección de polímeros a partir de fenómenos de interacción roca-fluidos presentes. (Tesis de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2014.

KOKAL, S. AL-KAABI, A. Enhanced Oil Recovery: Challenges and Opportunities. Journal Paper. WPC [Online]. World Petroleum Council 2010.

LAKE, Larry. Enhanced Oil Recovery. New Jersey. Prentice Hall, 1989. 550p.

MERCADO SIERRA, Diana Patricia. Modelo analítico para predecir el comportamiento de la inyección de vapor de yacimientos estratificados de crudo pesado. (Tesis de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008.

PATTON, J. *et al.* Prediction of polymer flood performance. Conference Paper. SPE [Online]. Society of Petroleum Engineers, SPE-2546 1971. [Citado en febrero

de 2015]. Disponible en: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. ONE-PETRO: Library Online.

PÉREZ, F. Recuperación Mejorada de Petróleo. Caracas: Universidad Central de Venezuela. 1996.

RAUF, Rustam. M.S. Modification of the dysktra-parsons method to incorporate buckley-leverett displacement theory for waterfloods. (Master of Science's Thesis). Texas A&M University. 2005.

SHENG, James. Model Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. Gulf Professional Publishing, 2011. 617 p.

STRAIGHT, J. The use of polymers for Enhanced Oil Recovery a Review. Conference Paper. Petroleum Recovery Institute. 1976.

TAHERI, S. *et al.* Mass Diffusion into Bitumen: A sub-pore Scale Modeling Approach. Conference Paper. SPE [online]. Society of Petroleum Engineers, SPE-138129 2010. [Citado en febrero de 2015]. Disponible en: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. ONE-PETRO: Library Online.

THOMAS, S. *et al.* Tertiary Oil Recovery Using Multiple Miscellar Slugs. Conference Paper. The Journal of Canadian Petroleum Technology. 1990.

URIBE HIDALGO, Carlos Andrés. Evaluación técnico-financiera de un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2012.

VAKILI, A. *et al.* On the Adjoint of a Non Linear Diffusion-Convection Equation to Describe Flow in Porous Media. SPE [online]. Society of Petroleum Engineers, SPE-93566 2005. [Citado en febrero de 2015]. Disponible en: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. ONE-PETRO: Library Online.

WALSH, M. *et al.* The New generalized Material Balance as an Equation of a Straight Line: Part 1 - Applications of Undersaturated, Volumetric Reservoirs. SPE [online]. Society of Petroleum Engineers, SPE-27684 1994. [Citado en febrero de 2015] .Disponible en: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. ONE-PETRO: Library Online.

WHILLHITE, P. GREEN, W. Enhanced Oil Recovery. Texas: SPE Handbook. 1998. 545p.

ANEXOS

ANEXO A

CASOS EXITOSOS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Para el desarrollo de este proyecto, se estudiaron 15 casos exitosos de inyección de polímeros a nivel mundial. Allí, se hizo una revisión de los campos más importantes en China en los que se ha trabajado con este método de recobro mejorado.

Con el fin de tener un amplio rango de casos de estudio, se buscaron otros campos que de igual forma han realizado proyectos de inyección de polímeros; como lo es en Argentina, Estados Unidos, Nigeria, entre otros. Del registro bibliográfico (Sheng, 2011), (Ahmed, Ahmed, Mahmoud, Ahmed, & Ahmed, 2012), se tomaron las propiedades del yacimiento, propiedades de los fluidos y el modelo de polímeros implementado en cada campo; registro que fue llevado a un esquema general con todos los casos exitosos.

Luego, se evaluaron los campos que tuvieran la información más completa para la construcción de los tres escenarios conceptuales de simulación (resaltados en color azul). Los recuadros que son marcados con un asterisco (*), indican que no se encontró información del parámetro en ese campo.

Tabla 18. Esquema de los 15 casos exitosos de inyección de polímero

Parámetro	CAMPOS														
	Daqing (China)	El tordillo (Argentina)	Healdton (EE.UU.)	Gudao (China)	Gudong (China)	Shengtuo (China)	Dalia (Angola)	Sleepy hollow (EE.UU.)	Niger Delta (Nigeria)	marmul (Oman)	Bohai Bay (China)	La sa Xing (China)	North Stanley (USA)	WY (EE.UU.)	Taber Maniville south (China)
Permeabilidad (mD)	600	500	346	1800	1230	4800-9100	100-6000	2580	100-6000	15000	50-480	2000	300	647	2107
Porosidad (%)	26	24	26.2	33.5	34	*	25	24	39	30	26.5	17-27	18	20	26
Profundidad (ft)	3268	5450	800	4034	4136	6229-6757	*	*	*	960	1900-2400	2011-5614	2900	7240	3230
Espesor neto (ft)	20	57	50	26 - 100	12.3	13.6	328-393	11	*	20	125	*	*	27	*
Temperatura (°F)	113	185	80	160	149	176	118	100	130	115	100	117-128	105	144	95
Salinidad de F. (ppm)	3000	3000	*	3900	8207	12400	25000	718	20000	3000	*	5000-7000	*	7750	*
Soi (%)	61.1	50.9	56	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
So final (%)	46.2	45.2	47	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Gravedad crudo (°API)	32	21	33	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Viscosidad crudo (cp)	9	5	10	50-150	45	40-10	11	24	16	80	30-450	8 a 10	2.2	12.3	58
Tipo de polímero	PHPA	PHPA	PHPA	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Concentración (ppm)	1000-2000	3000-4000	3000	2000	*	1500-2000	700	750	500-1500	1000	500	*	100-600	200	360-500
Tipo de roca	*	*	*	*	*	*	arenisca	arenisca	arenisca	arenisca	arenisca	arenisca	arenisca	arenisca	arenisca
Tamaño del bache (Vp)	*	*	*	*	*	*	*	0.48	*	0.63	*	*	0,024-0,07	0.15	0.2

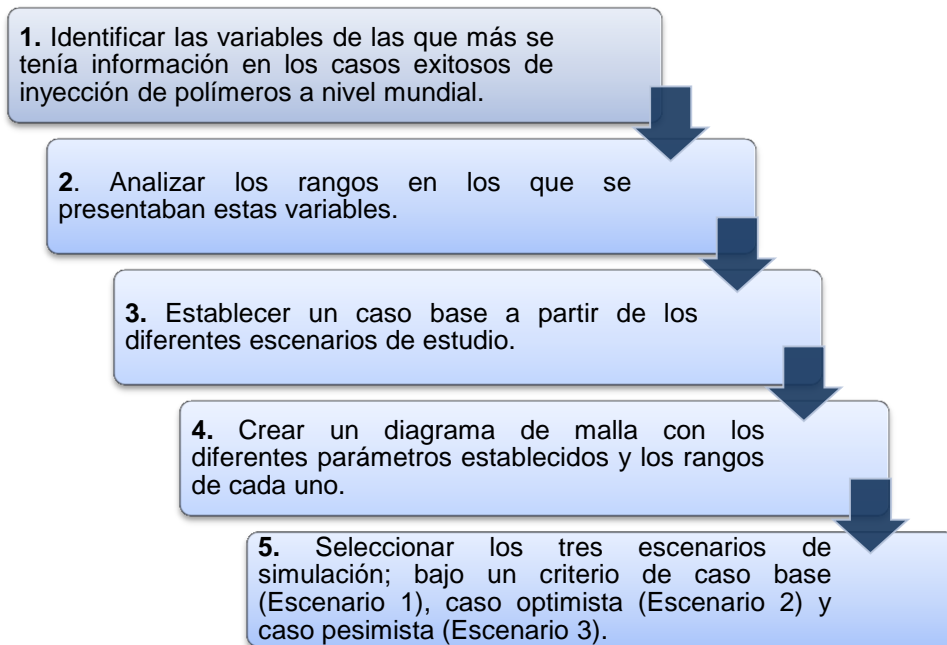
ANEXO B

METODOLOGÍA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LOS TRES ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

La metodología usada por los autores para la construcción de los escenarios propuestos para la simulación del proceso de inyección de polímeros, se desarrolló a partir de los casos exitosos, explicados en la sección anterior.

Bajo la supervisión del director del proyecto, se establecieron cinco objetivos para su ejecución, los cuales son descritos a continuación.

Figura 47. Metodología para la construcción de los tres escenarios de simulación



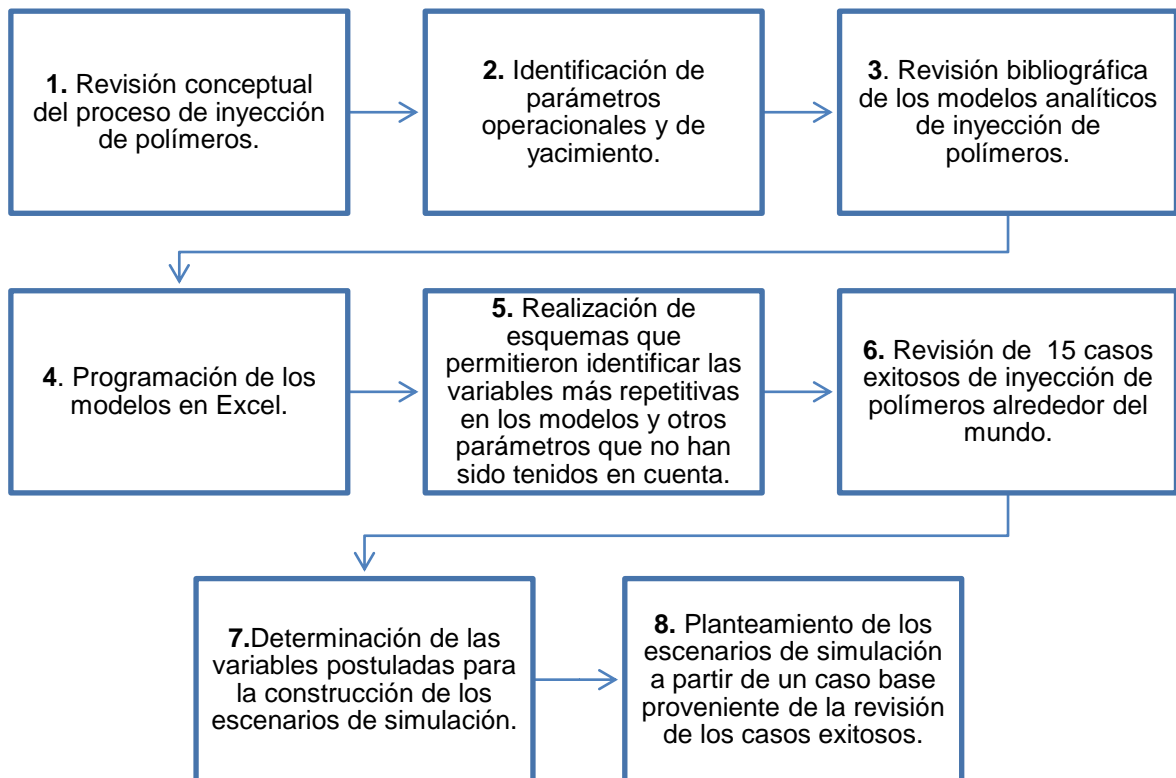
Estos tres escenarios describen sus propiedades, en el capítulo 3, secciones 3.1, 3.2 y 3.3, respectivamente.

ANEXO C

METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE LAS VARIABLES DE ESTUDIO

A continuación se describe el paso a paso del proceso que se realizó para seleccionar las variables de estudio que hicieron parte del análisis de sensibilidad de la herramienta de simulación CMOST.

Figura 48. Metodología para la selección de variables de estudio

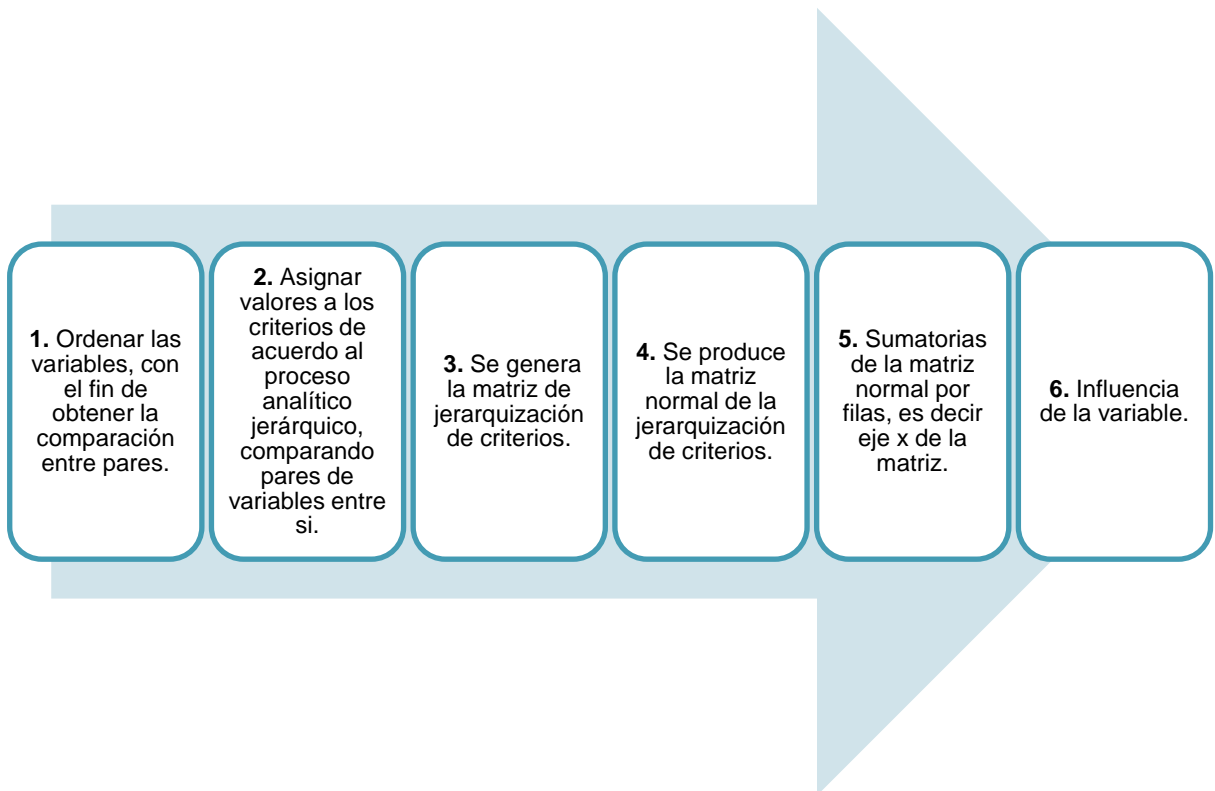


ANEXO D

METODOLOGÍA DEL PROCESO ANALÍTICO JERÁRQUICO

El modelo analítico jerárquico representa una medida de muestra subjetiva, la cual se basa en la experiencia y conocimiento de quien realiza este proceso. La metodología consiste en realizar una comparación entre pares de criterios, dando pesos a cada una de las variables de estudio. Esta es descrita en la siguiente figura.

Figura 49. Metodología del proceso analítico jerárquico



A continuación se presentan las matrices de jerarquización para cada uno de los escenarios de simulación.

Tabla 19. Matriz de jerarquización – Escenario 1

PARÁMETROS	Presión	Temperatura	Comp. Roca	Tasa de inyección pol	Concentración	Peso molecular pol	Densidad pol	Tasa de inyección post
Presión	1	3	5	5	5	7	7	3
Temperatura	0.33333333	1	1	3	3	3	3	0.33333333
Comp. Roca	0.2	1	1	1	1	3	3	0.33333333
Tasa de inyección pol	0.2	0.33333333	1	1	1	3	3	0.33333333
Concentración	0.2	0.33333333	1	1	1	3	3	0.33333333
Peso molecular pol	0.14285714	0.33333333	0.33333333	0.33333333	0.33333333	1	1	0.2
Densidad pol	0.14285714	0.33333333	0.33333333	0.33333333	0.33333333	1	1	0.2
Tasa de inyección post	0.33333333	3	3	3	3	5	5	1
suma Yi	2.55238095	9.33333333	12.66666667	14.66666667	14.66666667	26	26	5.73333333

PARÁMETROS	Presión	Temperatura	Comp. Roca	Tasa de inyección pol	Concentración	Peso molecular pol	Densidad pol	Tasa de inyección post
Presión	0.39179104	0.321428571	0.394736842	0.340909091	0.340909091	0.269230769	0.269230769	0.523255814
Temperatura	0.13059701	0.107142857	0.078947368	0.204545455	0.204545455	0.115384615	0.115384615	0.058139535
Comp. Roca	0.07835821	0.107142857	0.078947368	0.068181818	0.068181818	0.115384615	0.115384615	0.058139535
Tasa de inyección pol	0.07835821	0.035714286	0.078947368	0.068181818	0.068181818	0.115384615	0.115384615	0.058139535
Concentración	0.07835821	0.035714286	0.078947368	0.068181818	0.068181818	0.115384615	0.115384615	0.058139535
Peso molecular pol	0.05597015	0.035714286	0.026315789	0.022727273	0.022727273	0.038461538	0.038461538	0.034883721
Densidad pol	0.05597015	0.035714286	0.026315789	0.022727273	0.022727273	0.038461538	0.038461538	0.034883721
Tasa de inyección post	0.13059701	0.321428571	0.236842105	0.204545455	0.204545455	0.192307692	0.192307692	0.174418605

Xi
2.851491993
1.014686915
0.689720837
0.618292265
0.618292265
0.275261568
0.275261568
1.65699259

W (Xi/n)	W (%)	Variable
0.356436499	35.64	Presión
0.126835864	12.68	Temperatura
0.086215105	8.62	Comp. Roca
0.077286533	7.73	Tasa de inyección pol
0.077286533	7.73	Concentración
0.034407696	3.44	Peso molecular pol
0.034407696	3.44	Densidad pol
0.207124074	20.71	Tasa de inyección post

TOTAL

1

100

Tabla 20. Matriz de jerarquización – Escenario 2

PARÁMETROS	Presión	Temperatura	Comp. Roca	Tasa de inyección pol	Concentración	Peso molecular pol	Densidad pol	Tasa de inyección post
Presión	1	3	3	5	5	7	7	3
Temperatura	0.333333333	1	1	3	3	5	5	1
Comp. Roca	0.333333333	1	1	3	5	5	5	1
Tasa de inyección pol	0.2	0.333333333	0.333333333	1	1	3	3	0.333333333
Concentración	0.2	0.333333333	0.2	1	1	3	3	0.333333333
Peso molecular pol	0.142857143	0.2	0.2	0.333333333	0.333333333	1	1	0.2
Densidad pol	0.142857143	0.2	0.2	0.333333333	0.333333333	1	1	0.2
Tasa de inyección post	0.333333333	1	1	3	3	5	5	1
suma Yi	2.685714286	7.066666667	6.933333333	16.66666667	18.66666667	30	30	7.066666667

PARÁMETROS	Presión	Temperatura	Comp. Roca	Tasa de inyección pol	Concentración	Peso molecular pol	Densidad pol	Tasa de inyección post
Presión	0.372340426	0.424528302	0.432692308	0.3	0.267857143	0.233333333	0.233333333	0.424528302
Temperatura	0.124113475	0.141509434	0.144230769	0.18	0.160714286	0.166666667	0.166666667	0.141509434
Comp. Roca	0.124113475	0.141509434	0.144230769	0.18	0.267857143	0.166666667	0.166666667	0.141509434
Tasa de inyección pol	0.074468085	0.047169811	0.048076923	0.06	0.053571429	0.1	0.1	0.047169811
Concentración	0.074468085	0.047169811	0.028846154	0.06	0.053571429	0.1	0.1	0.047169811
Peso molecular pol	0.053191489	0.028301887	0.028846154	0.02	0.017857143	0.033333333	0.033333333	0.028301887
Densidad pol	0.053191489	0.028301887	0.028846154	0.02	0.017857143	0.033333333	0.033333333	0.028301887
Tasa de inyección post	0.124113475	0.141509434	0.144230769	0.18	0.160714286	0.166666667	0.166666667	0.141509434

Xi
2.688613147
1.225410731
1.332553589
0.530456059
0.51122529
0.243165226
0.243165226
1.225410731

TOTAL

W (Xi/n)	W(%)	Variable
0.336076643	33.61	Presión
0.153176341	15.32	Temperatura
0.166569199	16.66	Comp Roca
0.066307007	6.63	Tasa de inyección pol
0.063903161	6.39	Concentración
0.030395653	3.04	Peso molecular pol
0.030395653	3.04	Densidad pol
0.153176341	15.32	Tasa de inyección post

1

100

Tabla 21. Matriz de jerarquización – Escenario 3

PARÁMETROS	Presión	Temperatura	Comp. Roca	Tasa de inyección pol	Concentración	Peso molecular pol	Densidad pol	Tasa de inyección post
Presión	1	7	5	7	5	7	7	3
Temperatura	0.14285714	1	0.333333333	1	0.333333333	1	1	0.2
Comp. Roca	0.2	3	1	3	1	3	3	0.333333333
Tasa de inyección pol	0.14285714	1	0.333333333	1	0.333333333	1	1	0.2
Concentración	0.2	3	1	3	1	3	3	0.333333333
Peso molecular pol	0.14285714	1	0.333333333	1	0.333333333	1	1	0.2
Densidad pol	0.14285714	1	0.333333333	1	0.333333333	1	1	0.2
Tasa de inyección post	0.33333333	5	3	5	3	5	5	1
suma Yi	2.3047619	22	11.33333333	22	11.33333333	22	22	5.46666667

PARAMETROS	Presión	Temperatura	Comp. Roca	Tasa de inyección pol	Concentración	Peso molecular pol	Densidad pol	Tasa de inyección post
Presión	0.4338843	0.318181818	0.441176471	0.318181818	0.441176471	0.318181818	0.318181818	0.548780488
Temperatura	0.06198347	0.045454545	0.029411765	0.045454545	0.029411765	0.045454545	0.045454545	0.036585366
Comp. Roca	0.08677686	0.136363636	0.088235294	0.136363636	0.088235294	0.136363636	0.136363636	0.06097561
Tasa de inyección pol	0.06198347	0.045454545	0.029411765	0.045454545	0.029411765	0.045454545	0.045454545	0.036585366
Concentración	0.08677686	0.136363636	0.088235294	0.136363636	0.088235294	0.136363636	0.136363636	0.06097561
Peso molecular pol	0.06198347	0.045454545	0.029411765	0.045454545	0.029411765	0.045454545	0.045454545	0.036585366
Densidad pol	0.06198347	0.045454545	0.029411765	0.045454545	0.029411765	0.045454545	0.045454545	0.036585366
Tasa de inyección post	0.1446281	0.227272727	0.264705882	0.227272727	0.264705882	0.227272727	0.227272727	0.182926829

Xi
3.137745
0.33921055
0.8696776
0.33921055
0.8696776
0.33921055
0.33921055
1.7660576

TOTAL

W (Xi/n)	W(%)	Variable
0.392218125	39.22	Presión
0.042401319	4.24	Temperatura
0.1087097	10.87	Comp Roca
0.042401319	4.24	Tasa de inyección pol
0.1087097	10.87	Concentración
0.042401319	4.24	Peso molecular pol
0.042401319	4.24	Densidad pol
0.2207572	22.08	Tasa de inyección post

1

100