

Evaluación de parámetros operacionales de un proceso de inyección de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice para yacimientos con alta salinidad mediante simulación numérica

Karen Estefany Núñez Salamanca, Sylvana Serrano Rincón

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Samuel Fernando Muñoz Navarro  
M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirectores

Dayan Lizeth Buitrago Rincón  
PhD. en Ingeniería Química

Juan Diego Ceballos Payares  
M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Bucaramanga

2025

### **Dedicatoria**

A Dios, que por Su voluntad ingresé, por Su misericordia perseveré y por Su gracia hoy concluyo este camino.

A mi madre, que nunca dejó de creer en mí, incluso cuando yo misma dudaba, que me sostuvo con su fe desde el primer aliento y me acompañó en cada paso de este camino. Este logro es suyo tanto como mío, porque fue ella quien me dio el valor para empezar y la fuerza para continuar. Hoy celebro, pero es ella quien más merece esta alegría.

A mi padre, hombre de fe inquebrantable y corazón generoso, por sus palabras sabias en los momentos justos, por su generosidad incansable y por enseñarme, con hechos, lo que significa darlo todo por amor. Este logro también es suyo.

A mis hermanas, porque, aunque la vida a veces se ponga difícil, tenerlas cerca siempre lo hace más llevadero. Ustedes son mi lugar seguro, las únicas con las que puedo ser quien soy sin explicaciones.

A Aleja, la casualidad más bonita que me regaló la carrera, y de esa casualidad nació una amistad que siempre estuvo en los momentos difíciles.

A Cristian, que estuvo a mi lado cuando todo parecía derrumbarse, que con su optimismo inquebrantable me ayudó a encontrar luz en la oscuridad. Gracias por ser ese apoyo firme que me sostuvo y me recordó que siempre vale la pena seguir adelante.

**Karen Estefany Núñez Salamanca**

### **Agradecimientos**

A mi mamá, quien ha sido mi mayor inspiración y mi ejemplo a seguir. Gracias por tu constante apoyo, por guiarme con tus consejos llenos de sabiduría y por enseñarme a enfrentar cada reto con valentía y determinación. Todo lo que soy y lo que he logrado te lo debo a ti, por ser siempre esa mujer fuerte y amorosa que me acompaña en cada paso.

A mi papá, por ser mi fuerza y motivación. A mis hermanos, por ser mi refugio y aliento en los momentos difíciles. Su compañía y amor me han dado la energía necesaria para seguir adelante.

A mis amigas de la universidad, Gabriela, Mari y Malale, porque sin ustedes la carrera no hubiese sido lo mismo. Gracias por compartir conmigo risas, desvelos, éxitos y fracasos. Su compañía hizo de esta etapa una experiencia inolvidable.

A Juan Diego, mi codirector de tesis y amigo. Gracias por acompañarme en este proyecto con dedicación y paciencia. Tu guía constante, tu amistad y el hecho de compartir tantos gustos hicieron que nunca perdiera el ánimo, incluso en los momentos más complejos. Este logro también es parte de ti.

Al Grupo de Recobro Mejorado, por abrirme las puertas desde el inicio como asistente de investigación hasta llegar a ser tesista. Gracias por fomentar en mí la curiosidad científica, por brindarme un espacio para aprender y crecer como investigadora. Este grupo se convirtió en un hogar académico donde descubrí el valor de la investigación.

A la Universidad Industrial de Santander, mi alma mater, que me formó no solo académicamente, sino también como persona. Ser parte de una universidad pública me permitió comprender la importancia del conocimiento accesible y el compromiso con la sociedad. Como

alguna vez dijo Eduardo Galeano: “Mucha gente pequeña, en lugares pequeños, haciendo cosas pequeñas, puede cambiar el mundo.” Gracias a la UIS por inspirarme a aportar mi granito de arena desde el saber.

*Sylvana Serrano Rincón*

*Siempre UIS.*

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	2
1. Generalidades de la Investigación.....	5
1.1 Planteamiento del Problema.....	5
1.2 Antecedentes de la Investigación .....	6
1.3 Objetivos de la Investigación .....	8
1.3.1 Objetivo General .....	8
1.3.2 Objetivos Específicos .....	8
2. Marco Teórico .....	9
2.1 Definición de Recobro Mejorado.....	9
2.2 Inyección de Polímeros .....	10
2.2.1 Mecanismos de Recuperación en la Inyección de Polímeros.....	11
2.2.2 Influencia de la Salinidad en la Eficiencia del Polímero.....	11
2.3 Estructura Química de la Goma Xantana.....	12
2.4 Formulación Polimérica de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice .....	14
2.4.1 Preparación de las Soluciones de Goma Xantana .....	15
2.4.2 Comportamiento del Perfil de Viscosidad de las Soluciones de Goma Xantana.....	16
2.4.3 Comportamiento del Perfil de Viscosidades en el Sistema XG-NPSiO <sub>2</sub> .....	19
2.4.4 Pruebas de Envejecimiento de las Soluciones XG-NPSiO <sub>2</sub> .....	20
3. Evaluación Numérica de la Inyección de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice a Escala de Laboratorio.....	24

3.1	Prueba de Desplazamiento de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice .....	24
3.2	Construcción del Modelo Base de Simulación a Escala Laboratorio .....	29
3.2.1	Modelo Estático.....	29
3.2.2	Análisis de Sensibilidad del Número de Celdas.....	31
3.2.3	Modelo de Fluidos.....	34
3.2.4	Interacción Roca-Fluido. ....	35
3.2.5	Condiciones Iniciales y de Frontera. ....	36
3.2.6	Modelamiento de la Solución Polimérica.....	37
3.3	Ajuste Histórico de la Prueba de Desplazamiento .....	40
4.	Creación del Modelo de Simulación a Escala Piloto .....	46
4.1	Modelo Estático .....	46
4.1.1	Modelo Estratificado. ....	47
4.2	Modelo de Fluidos.....	50
4.3	Interacción Roca-Fluido.....	54
4.4	Inicialización y Ubicación de Pozos .....	55
4.5	Modelos de estudio. ....	56
4.5.1	Producción Primaria.....	56
4.5.2	Inyección de Agua.....	58
4.5.3	Inyección de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice.....	61
5.	Optimización del Caso Base de Inyección de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice... ..	64
5.1	Concentración de Polímero.....	65
5.2	Tasa de Inyección.....	68
5.3	Tamaño del Bache.....	71

6. Conclusiones .....	78
7. Recomendaciones .....	79
Referencias Bibliográficas .....	80

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. <i>Materiales necesarios para la formulación (XG-NPSiO<sub>2</sub>)</i> .....	15
Tabla 2 <i>Parámetros de inyección de salmuera</i> .....	25
Tabla 3. <i>Discretización de la malla de simulación preliminar a escala de laboratorio.</i> .....	30
Tabla 4. <i>Propiedades del modelo estático.</i> .....	30
Tabla 5. <i>Modelos de simulación - Análisis del número de celdas a escala de laboratorio.</i> .....	31
Tabla 6. <i>Propiedades de los componentes modelados a escala de laboratorio.</i> .....	34
Tabla 7. <i>End Points Curvas de permeabilidad relativa iniciales.</i> .....	35
Tabla 8. <i>Ubicación de los pozos a escala laboratorio.</i> .....	37
Tabla 9. <i>Parámetros a ajustar y su rango de ajuste para inyección de agua y XG-NPSiO<sub>2</sub>.</i> .....	42
Tabla 10. <i>Parámetros ajustados para la inyección de agua y XG-NPSiO<sub>2</sub>.</i> .....	44
Tabla 11. <i>Discretización de la malla del modelo a escala piloto.</i> .....	47
Tabla 12. <i>Propiedades de los fluidos del yacimiento.</i> .....	52
Tabla 13. <i>Parámetros de adsorción.</i> .....	55
Tabla 14. <i>Relación de movilidades de la inyección de agua.</i> .....	60
Tabla 15. <i>Escenarios concentración de Polímero</i> .....	65
Tabla 16. <i>Escenarios concentración de Polímero.</i> .....	66
Tabla 17. <i>Escenarios tasa de inyección.</i> .....	68
Tabla 18. <i>Escenarios de tamaño de bache.</i> .....	72

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. <i>Diseño de inyección de polímeros.</i> .....	10
Figura 2. <i>Estructura primaria de la Goma Xantana.</i> .....	13
Figura 3. <i>Viscosidad de soluciones de Goma Xantana a diferentes concentraciones.</i> .....	17
Figura 4. <i>Viscosidad de soluciones de goma xantana a 600 ppm con NaCl.</i> .....	18
Figura 5. <i>Perfil reológico de las soluciones de Goma Xantana con 300 ppm de Nanopartículas de Sílice.</i> .....	19
Figura 6. <i>Viscosidad de la formulación en función del tiempo.</i> .....	21
Figura 7. <i>Prueba de envejecimiento 7 meses.</i> .....	23
Figura 8. <i>Esquema del medio poroso.</i> .....	25
Figura 9. <i>Linealización de la ley de Darcy.</i> .....	27
Figura 10. <i>Eficiencia de desplazamiento y corte de agua obtenidos En la prueba de desplazamiento.</i> .....	28
Figura 11. <i>Vista 3D de la malla de simulación preliminar a escala de laboratorio.</i> .....	29
Figura 12. <i>Producción acumulada de aceite - Análisis del número de celdas a escala de laboratorio.</i> .....	32
Figura 13. <i>Diferencia entre modelos - Análisis del número de celdas a escala de laboratorio.</i> ..	33
Figura 14. <i>Curvas de permeabilidades relativas iniciales.</i> .....	36
Figura 15. <i>Disposición de los pozos a escala laboratorio.</i> .....	37
Figura 16. <i>Evolución de la viscosidad sistema XG-NPSiO<sub>2</sub> (300 ppm Np) con salinidad de 30000 ppm.</i> .....	39

Figura 17. <i>Evolución de la viscosidad sistema XG-NPSiO<sub>2</sub> (300 ppm) sin salinidad.</i> .....	39
Figura 18. <i>Curvas de permeabilidades relativas ajustadas.</i> .....	43
Figura 19. <i>Ajuste histórico del petróleo producido a escala de laboratorio.</i> .....	44
Figura 20. <i>Ajuste histórico del agua producida a escala de laboratorio.</i> .....	45
Figura 21. <i>Registro de Pozo.</i> .....	49
Figura 22. <i>Escala de valores de porosidad.</i> .....	49
Figura 23. <i>Escala de valores de permeabilidades.</i> .....	50
Figura 24. <i>Factor volumétrico de formación del aceite vs presión.</i> .....	51
Figura 25. <i>Densidad del aceite vs presión.</i> .....	52
Figura 26. <i>Viscosidad del aceite vs presión.</i> .....	53
Figura 27. <i>Relación Gas-Aceite vs presión.</i> .....	53
Figura 28. <i>Curvas de permeabilidad relativa modelo escala campo.</i> .....	54
Figura 29. <i>Patrón de 5 puntos invertido.</i> .....	55
Figura 30. <i>Factor de recobro modelo de producción primaria.</i> .....	57
Figura 31. <i>Presión promedio del modelo de producción primaria.</i> .....	58
Figura 32. <i>Factor de recobro modelo de inyección de agua.</i> .....	59
Figura 33. <i>Corte de agua.</i> .....	60
Figura 34. <i>Factor de recobro en Inyección de Goma Xantana con Nanopartícula de Sílice.</i> .....	63
Figura 35. <i>Presión de inyección.</i> .....	63
Figura 36. <i>Factor de recobro incremental en función de la concentración de Polímero.</i> .....	66
Figura 37. <i>Relación Químico-Aceite en función de la concentración de Polímero.</i> .....	67
Figura 38. <i>Factor de recobro incremental a diferentes tasas de inyección.</i> .....	69
Figura 39. <i>Relación Químico-Aceite a diferentes tasas de inyección.</i> .....	69

Figura 40. *Presión de fondo fluyente a diferentes tasas.* ..... 70

Figura 41. *Factor de recobro incremental a diferentes tamaños de bache.* ..... 72

Figura 42. *Relación Químico-Aceite a diferentes tamaños de bache.* ..... 73

Figura 43. *Corte de agua durante el proceso de inyección.* ..... 75

Figura 44. *Viscosidad de la formulación XG-NPSIO<sub>2</sub>.* ..... 75

Figura 45. *Presión de fondo fluyente en el escenario optimizado.* ..... 76

Figura 46. *Comparación escenario base y escenario optimizado respecto al Factor de Recobro.*  
 ..... 77

## Resumen

**Título:** Evaluación de parámetros operacionales de un proceso de inyección de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice para yacimientos con alta salinidad mediante simulación numérica\*

**Autores:** Karen Estefany Núñez Salamanca, Sylvana Serrano Rincón\*\*

**Palabras Clave:** Recobro mejorado, Nanopartícula, Goma Xantana, Reología, Pruebas de envejecimiento, Simulación de yacimientos, Inyección.

### Descripción:

La inyección de polímeros es una técnica de recobro mejorado que aumenta la eficiencia volumétrica de barrido al incrementar la viscosidad del agua de inyección. Sin embargo, polímeros como la goma xantana son vulnerables a condiciones adversas de alta salinidad, lo que provoca cambios conformacionales que debilitan sus enlaces moleculares, reduciendo la viscosidad de la solución y afectando la eficiencia del método.

A pesar de estas limitaciones, su potencial como biopolímero y sus atributos ambientales han impulsado investigaciones para mejorar su desempeño. Buitrago et al. (2022) desarrollaron un sistema de goma xantana con nanopartículas de sílice (XG-NP-SiO<sub>2</sub>) para mejorar la estabilidad y el comportamiento del fluido de inyección.

Partiendo de lo anterior, este estudio desarrolló dos modelos de simulación para evaluar un proceso de inyección de goma xantana con nanopartículas de sílice. El primer modelo se creó a escala de laboratorio para representar una prueba de desplazamiento realizada por Buitrago et al. (2023) en el equipo STEAM LDE del Grupo de Investigación Recobro Mejorado. Posteriormente, se construyó un modelo a escala piloto para simular el fenómeno a nivel de campo y ejecutar un análisis de sensibilidad de los siguientes parámetros operacionales: concentración de químico, tasa de inyección y tamaño de bache.

Finalmente, tras analizar diferentes escenarios de simulación, se determinó que la combinación más eficaz es una concentración de polímero de 300 ppm, una tasa de inyección de 2500 bbls/día y un tamaño de bache de químico de 0.4 volúmenes porosos inyectados (VP). Estos parámetros desarrollaron el escenario de aplicación más adecuado para la técnica, alcanzando un factor de recobro incremental de 5.13 % y una relación química inyectado-aceite producido de 0.54 lbs/bbl.

---

\* Tesis de pregrado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ingeniería de Petróleos. Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro. MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Codirectores: Juan Diego Ceballos Payares. MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Dayan Lizeth Buitrago Rincón. PhD. En Ingeniería Química

### Abstract

**Title:** Evaluation of Operational Parameters in a Xanthan Gum Injection Process with Silica Nanoparticles for High Salinity Reservoirs by Numerical Simulation\*

**Authors:** Karen Estefany Núñez Salamanca, Sylvana Serrano Rincón\*\*

**Keywords:** Enhanced oil recovery, Nanoparticles, Xanthan Gum, Rheology, Aging tests, Reservoir simulation, Injection.

#### Description:

Polymer injection is an enhanced oil recovery technique that increases volumetric sweep efficiency by increasing the viscosity of the injection water. However, polymers such as xanthan gum are vulnerable to adverse high-salinity conditions. These conditions cause conformational changes that weaken their molecular bonds, reducing the viscosity of the solution and affecting the efficiency of the method.

Despite these limitations, its potential as a biopolymer and its environmental attributes have prompted research to improve its performance. Buitrago et al. (2022) developed a xanthan gum system with silica nanoparticles (XG-NP-SiO<sub>2</sub>) to enhance the stability and behavior of the injection fluid.

Based on the above, this study developed two simulation models to evaluate a xanthan gum injection process with silica nanoparticles. The first model was created at laboratory-scale to represent a core flooding test performed by Buitrago et al. (2023) in the STEAM LDE equipment of the Recobro Mejorado Research Group. Subsequently, a pilot-scale model was created to simulate the phenomenon in the field and run a sensitivity analysis of the following operational parameters: chemical concentration, injection rate and slug size.

Finally, after evaluating different simulation scenarios, the most effective combination was determined to be a polymer concentration of 300 ppm, an injection rate of 2500 bbl/day, and a chemical slug size of 0.4 pore volumes (PV) injected. These parameters defined the most suitable application scenario for the technique, achieving a recovery factor of 5.13% and a polymer-to-oil ratio of 0.54 lbs/bbl.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Faculty of Physicochemistry. School of Petroleum Engineering. Director: MSc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirector: MSc. Juan Diego Ceballos Payares. PhD. Dayan Lizeth Buitrago Rincón

## Introducción

El uso de polímeros en la industria del petróleo ha sido un pilar fundamental para mejorar la eficiencia en los procesos de recobro mejorado (EOR). Esta técnica tiene como objetivo principal aumentar la viscosidad del agua de inyección, lo que mejora la relación de movilidades entre el agua y el petróleo, incrementando así el factor de recobro en los yacimientos. Entre los polímeros más utilizados se encuentra la goma xantana, un biopolímero de origen natural conocido por su capacidad de aumentar la viscosidad del agua. Sin embargo, a pesar de sus ventajas, la goma xantana puede presentar importantes limitaciones en ambientes con alta salinidad y temperatura, condiciones comunes en muchos yacimientos petroleros. En estos ambientes, la alta concentración de sales, como el cloruro de sodio (NaCl), afecta directamente la estructura molecular de la goma xantana, provocando un colapso conformacional de sus cadenas moleculares. Esto reduce significativamente su viscosidad, disminuyendo la eficiencia del proceso. Estas desventajas limitan el uso de la goma xantana en muchos escenarios de recobro mejorado, lo que ha llevado a la búsqueda de alternativas que permitan mantener o mejorar su rendimiento bajo condiciones extremas de salinidad.

Una solución potencialmente viable es la incorporación de nanopartículas en la formulación polimérica. Las nanopartículas de sílice (NP-SiO<sub>2</sub>) han demostrado ser especialmente efectivas para mejorar las propiedades reológicas de la goma xantana en medios salinos. Su pequeño tamaño y gran área superficial les permiten interactuar con los grupos funcionales del polímero, formando estructuras entrecruzadas que estabilizan la solución y retrasan el colapso conformacional. Esta interacción no solo aumenta la viscosidad del fluido, sino que también mejora su estabilidad a lo largo del tiempo, incluso en presencia de altas concentraciones de sales.

En ese sentido, en el estudio realizado por Buitrago et al. (2022), se formuló una solución de goma xantana con nanopartículas de sílice, la cual fue probada en entornos de alta salinidad, mostrando resultados prometedores, permitiendo mantener un perfil estable de viscosidad durante periodos prolongados.

Con base en lo anterior, la presente investigación tiene como objetivo evaluar el comportamiento de la formulación de goma xantana con nanopartículas de sílice mediante simulación numérica a escala piloto. El estudio se centra en la optimización de parámetros operacionales, como la concentración de polímero, la tasa de inyección y el tamaño del bache, con el fin de maximizar el factor de recobro y el gasto de químico mediante la relación químico inyectado-petróleo producido.

En un primer lugar, se presentan las generalidades de la investigación, donde se abordan los antecedentes y la problemática que motivan el desarrollo de este estudio. Seguidamente, se expone el marco teórico, donde se profundiza en los mecanismos de recuperación de la inyección de polímeros, los fenómenos que influyen en su eficiencia, los factores que conducen a su degradación en entornos salinos y cómo las nanopartículas de sílice pueden contrarrestar estos efectos.

Posteriormente, el documento se enfoca en la construcción de un modelo de simulación a escala de laboratorio para representar los resultados de una prueba de desplazamiento de inyección de goma xantana con nanopartículas de sílice llevada a cabo por Buitrago et al. (2023) en el equipo STEAM LDE del Grupo de Investigación Recobro Mejorado.

Paso seguido, la investigación se orienta al escalamiento a campo bajo condiciones de alta salinidad y heterogeneidades en el yacimiento, creando un modelo a escala piloto. Finalmente, se

realiza un análisis de sensibilidad para evaluar parámetros operacionales como; la concentración del polímero, la tasa de inyección y el tamaño del bache, los cuales afectan el comportamiento del sistema y la eficiencia de recobro, permitiendo seleccionar el escenario de aplicación más adecuado para la técnica con base en el factor de recobro y la relación químico inyectado – aceite producido.

## 1. Generalidades de la Investigación

### 1.1 Planteamiento del Problema

La inyección de polímeros en la industria de los hidrocarburos se ha convertido en una técnica empleada para mejorar la relación de movilidades agua-petróleo, aumentar la eficiencia volumétrica de barrido y, finalmente, incrementar el factor de recobro (Ayirala et al., 2019). No obstante, los polímeros presentan cierta vulnerabilidad ante heterogeneidades del yacimiento, así mismo, la salinidad y los altos niveles de asociación intramolecular del polímero generan afectaciones como la disminución de la viscosidad.

Por tal motivo, se recurre al uso de nanopartículas que permitan mejorar las propiedades del polímero de interés, ya que, debido a su bajo tamaño, gran área superficial y capacidad reactiva ayudan a mitigar la inestabilidad del fluido de inyección. Por su parte, Buitrago et al. (2022) formularon una solución de un sistema XG-NPSiO<sub>2</sub> (Goma Xantana- Nanopartículas de Sílice) que permitía mejorar las propiedades del polímero. Posteriormente, mediante una prueba de desplazamiento ejecutada por Buitrago et al. (2023) en el equipo STEAM LDE del Grupo de Investigación Recobro Mejorado (GRM), se evidenció la eficiencia de esta formulación a condiciones de alta salinidad (30000 ppm). A pesar de lo anterior, hacen falta estudios que ayuden a determinar la viabilidad técnica de su implementación a escala piloto. Por consiguiente, en este trabajo de investigación se busca evaluar los parámetros operacionales de un proceso de inyección de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice en una formación con alta salinidad mediante simulación numérica, con el objetivo de determinar la estrategia de aplicación más adecuada de la técnica y ratificar su potencial como método de recobro mejorado.

## 1.2 Antecedentes de la Investigación

Uno de los primeros descubrimientos de la inyección de polímeros como método de recobro mejorado surgió en la década de 1950, donde los estudios fueron centrados en la evaluación del aumento de la viscosidad del agua inyectada y la reducción de su movilidad, mejorando así la eficiencia de barrido en el yacimiento. En cuanto a la Goma Xantana, Jeane (1950) junto a su equipo de investigación en el Departamento de Agricultura de los Estados Unidos, descubrieron este polisacárido aniónico con propiedades espesantes y estabilizadoras eficaces, que fueron evidenciadas en las soluciones acuosas en las que fue adherido. En esa época, la industria petrolera la utilizó para controlar la reología del fluido de perforación.

Posterior a esto en 1964, Pye y Scott establecieron bases teóricas y experimentales de esta tecnología empleando poliéster como polímero donde la viscosidad del fluido aumentaba en un factor de 10 a 100 veces, lo que mejoraba significativamente la eficiencia del barrido en formaciones heterogéneas. Esta modificación del agua inyectada permitió reducir la movilidad del agua en más del 50%, disminuyendo así la producción de agua no deseada y aumentando la recuperación de petróleo en hasta un 30% en sus pruebas de laboratorio. Con el paso de los años y a través de la implementación del polímero, Moorhouse et al. (1977) observaron que las variaciones de viscosidad en las soluciones de Goma Xantana (XG) son causadas por la transición de una conformación a otra (ordenado/desordenado).

A la par de la incursión de la Goma Xantana en los procesos de la industria Oil & Gas, se han revelado elementos que afectan la degradación química, uno de ellos es el cloruro de sodio (NaCl). La influencia de NaCl en el polímero es negativa, ya que, un aumento de la concentración de NaCl conduce a una disminución de la viscosidad. Stokke et al. (1992) concluyeron que, en ausencia de cargas iónicas en el entorno disolvente, las cadenas de XG se desordenan y se

expanden debido a la repulsión electrostática entre cargas en el polímero. En otras palabras, el NaCl, al poseer carga iónica, permite que las cadenas de XG se ordenen, por lo tanto, la viscosidad del polímero disminuye, ocasionando ineficiencias en el proceso de recobro mejorado.

Sin embargo, en las últimas décadas la goma xantana ha sido un tema central en el ámbito de la sostenibilidad y la eficiencia en la recuperación mejorada de petróleo (EOR). El interés en la producción sostenible ha llevado a explorar el uso de este biopolímero con base a la biodegradabilidad y a la reducción de impactos ambientales. En este orden de ideas, Wang et al. (2021) demostraron que la goma xantana es biodegradable, ya que, ciertos microorganismos pueden descomponer la goma xantana en componentes menos complejos y perjudiciales para el medio ambiente, sugiriendo el uso de este biopolímero como una opción más ecológica en comparación con otros polímeros sintéticos que son utilizados en la industria petrolera.

Como se ha observado, los polímeros pueden degradarse de diversas formas, lo que reduce su rendimiento en los procesos de recuperación mejorada de petróleo. Por esta razón, se ha investigado la integración de biopolímeros con tecnologías avanzadas de EOR. En particular, se han desarrollado formulaciones diseñadas para mitigar la degradación con el tiempo. Huang et al. (2019) menciona que la combinación de biopolímeros con nanopartículas, especialmente de sílice (NP-SiO<sub>2</sub>), resulta beneficiosa. Esto se debe a que su pequeño tamaño y gran área superficial facilitan la interacción con los grupos funcionales -OH y -H presentes en la estructura molecular de la Goma Xantana, lo que favorece la formación de estructuras reticuladas. Estas nuevas configuraciones retrasan la transición conformacional del polímero, mejorando así su resistencia. No obstante, es fundamental evaluar la estabilidad de estas formulaciones a lo largo del tiempo y su respuesta en procesos de EOR.

En este sentido, la literatura reporta dos estudios realizados por Buitrago et al. (2022) que abordan este aspecto. Durante su investigación, se evidenció la formulación de un sistema de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice (XG-NPSiO<sub>2</sub>) donde se demuestra cómo la incorporación de NP-SiO<sub>2</sub> en soluciones de XG incrementan la viscosidad y mantienen perfiles estables a lo largo del tiempo, mejorando la estabilidad reológica y reduciendo la degradación de la viscosidad, lo cual proporciona una solución más robusta. Seguidamente, Buitrago et al. (2023) evaluaron la eficiencia de recuperación de petróleo (EOR) utilizando soluciones de goma xantana con y sin NP-SiO<sub>2</sub> en pruebas de desplazamiento. La solución de XG con NP-SiO<sub>2</sub> logró una recuperación incremental de aproximadamente el 13%, casi el doble de lo que alcanzó la solución de goma xantana sin nanopartículas, que recuperó el 7.5 % incremental, evidenciado así el potencial de la inyección de polímeros con nanopartículas como método de recobro mejorado.

### **1.3 Objetivos de la Investigación**

#### ***1.3.1 Objetivo General***

Evaluar los parámetros operacionales de un proceso de inyección de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice para yacimientos con alta salinidad mediante simulación numérica.

#### ***1.3.2 Objetivos Específicos***

- Crear un modelo a escala de laboratorio que represente y ajuste los resultados de una prueba de desplazamiento de inyección de Goma Xantana con nanopartículas de sílice a condiciones de alta salinidad por medio del software STARS de CMG.

- Construir un modelo a escala piloto que permita el escalamiento del comportamiento en laboratorio y la posterior simulación de un proceso de inyección de Goma Xantana con nanopartículas de sílice en un yacimiento con alta salinidad.
- Evaluar la concentración de químico y el tamaño de bache como parámetros operacionales mediante diferentes escenarios de simulación para la determinación de la estrategia de aplicación más adecuada con base en el factor de recobro y la relación químico inyectado – aceite producido.

## **2. Marco Teórico**

### **2.1 Definición de Recobro Mejorado**

Caballero y González (2018) mencionan que el recobro mejorado es un proceso de la industria del petróleo en el cual se realiza la inyección de fluidos que alteran las características iniciales del yacimiento, esto con el fin de maximizar el volumen de hidrocarburos recuperables. Estos fluidos pueden ser gases miscibles, vapor de agua, químicos en fase acuosa, aire comprimido, entre otros.

La inyección de polímeros se encuentra dentro de los métodos de recobro mejorado, el cual busca aumentar la viscosidad del fluido desplazante y así mejorar la eficiencia volumétrica de barrido en el yacimiento (Barbosa et al. 2020).

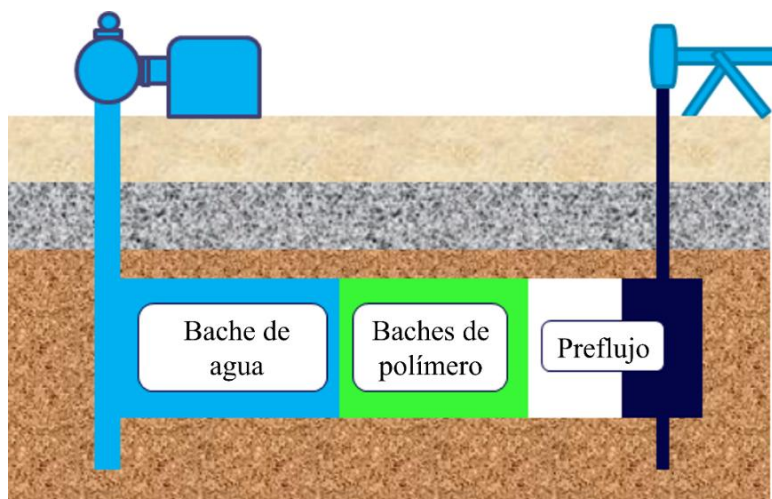
## 2.2 Inyección de Polímeros

Según Chaparro y Nariño (2019), este proceso inicia con la inyección de un preflujo que consiste en un bache de agua de salinidad menor al agua de formación, esto con el objetivo de acondicionar el yacimiento al arrastrar la mayor cantidad de sales posibles y establecer un pH óptimo para el uso de las soluciones poliméricas. En yacimientos donde se ha llevado a cabo un proceso de inyección de agua se puede omitir este paso.

Seguidamente, es recomendable inyectar un número determinado de baches de solución polimérica seguidos, cuya concentración sería reducida sistemáticamente desde el primero hasta el último, posteriormente, se bombea un bache de agua que empuje lo inyectado previamente. Los dos objetivos principales de efectuar este procedimiento son los siguientes: el primero, reducir los costos asociados a la compra de polímeros; y el segundo, evitar que entre un bache y otro se produzca en gran medida el fenómeno de digitación viscosa, tal como se muestra en la Figura 1; **Error! No se encuentra el origen de la referencia..** (Chaparro y Nariño, 2019).

### Figura 1.

*Diseño de inyección de polímeros.*



### ***2.2.1 Mecanismos de Recuperación en la Inyección de Polímeros***

Según Jiménez y Valencia (2018), este método de recobro mejora el barrido volumétrico del agua inyectada que actúa como fluido desplazante en el yacimiento, aumentando su viscosidad y, en consecuencia, reduciendo su movilidad.

En este orden de ideas, Salager (2005) señala que el aumento de viscosidad de la fase acuosa permite controlar inestabilidades como la digitación viscosa, mejorando la eficiencia volumétrica de barrido. Sin embargo, si se aumenta la viscosidad de la fase acuosa, se debe aumentar el gradiente de presión requerido para obtener la misma velocidad de flujo. Finalmente, el mejoramiento de la eficiencia volumétrica de barrido implica un mayor contacto y desplazamiento del crudo y, por ende, un mayor factor de recobro.

Suárez (2017) plasma sus criterios sobre la estabilidad de las soluciones poliméricas, describiendo que el polímero presenta degradación por factores químicos, mecánicos, térmicos y biológicos; por lo tanto, es importante evaluar el comportamiento del polímero ante estos factores antes de inyectarlos al yacimiento. En la presente investigación se hará énfasis en la degradación química de la solución polimérica debido a ambientes de alta salinidad a través del tiempo.

### ***2.2.2 Influencia de la Salinidad en la Eficiencia del Polímero***

Acercas del efecto que tiene la salinidad, Suárez (2017) señala que disminuye la viscosidad de la solución, neutralizando las cargas de las cadenas poliméricas. El grupo carboxilo es favorecido cuando el polímero es disuelto en agua, es por esto que las cadenas de alto peso molecular se repelen unas con otras, generando estiramiento de estas, incrementando el volumen hidrodinámico y por consiguiente aumentando la viscosidad. Al adicionar la sal, los cationes

rodean los grupos carboxilo, entonces, se reducen las fuerzas de repulsión y el volumen hidrodinámico disminuye y la viscosidad decrece. A bajo porcentaje de hidrólisis se tiene incremento de la viscosidad y disminuye la estabilidad al efecto de las sales; cuando los porcentajes de hidrólisis son altos, la viscosidad tiende a disminuir y se tiene mayor estabilidad química. La sal más común es el NaCl, sin embargo, los iones divalentes tienen un gran efecto en la viscosidad. En general el orden de efecto es:  $Mg^{2+}$ ,  $Ca^{2+}$ ,  $Na^+$ ,  $K^+$ . El efecto salino en soluciones poliméricas es un efecto electrostáticamente reversible.

Cuenca et al. (2016) afirman que la salinidad es un factor muy importante en la preparación de las soluciones poliméricas, puesto que, la viscosidad se reduce considerablemente. Los autores realizaron diferentes ensayos de salinidad, los cuales mostraron que la viscosidad se reduce del 80% al 85% al añadir el 2% y el 10% respectivamente de NaCl en la solución de polímero denominada TCC-330. Por otro lado, la solución de polímero EOR909, al añadir un 2% de sal, decreció abruptamente en un 90% su viscosidad y al añadir el 10% no se pudo medir el valor pues la solución fue saturada por la sal (Cuenca et al. 2016).

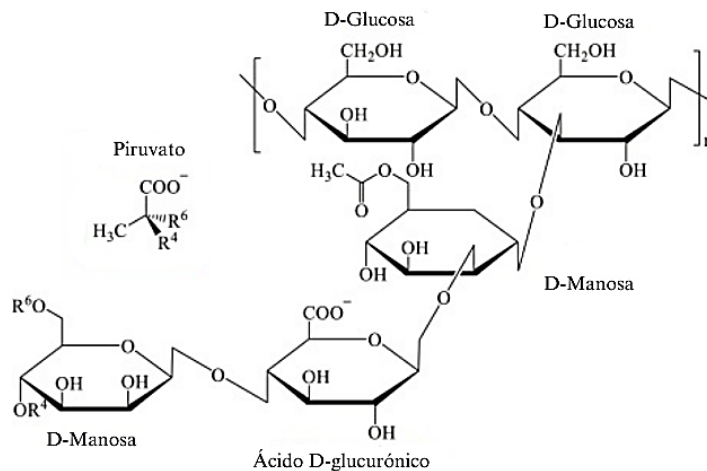
### **2.3 Estructura Química de la Goma Xantana**

De acuerdo con Jansson et al. (1975), la goma xantana es un heteropolisacárido aniónico producido por la bacteria *Xanthomonas Campestris*. Según Sworn (2009), esta se obtiene a escala industrial mediante procesos de fermentación por etapas en tanques con buena oxigenación y presencia de glucosa y trazas de otros elementos. De esta manera, luego del proceso de fermentación, el medio es pasteurizado y la goma xantana es recuperada por precipitación con alcohol y un posterior secado y molido.

En la Figura 2 se puede observar la estructura primaria de la goma xantana, descrita por primera vez por Jansson et al. (1975), esta se compone de una cadena principal conformada de unidades de  $\beta$ -D-glucosa unidas mediante los carbonos de las posiciones 1 y 4, y por cadenas laterales que contienen dos unidades de manosa y una de ácido glucurónico. Las unidades de manosa que tiene un residuo de ácido pirúvico representan la mitad y las faltantes presentan un grupo acetilo unido al carbono de la posición 6. Los grados de sustitución de las cadenas laterales se presentan debido a las variaciones en el proceso de fabricación de la goma xantana, esto influye directamente en la reología de la goma xantana (Carmona, 2015).

**Figura 2.**

*Estructura primaria de la Goma Xantana.*



*Nota.* Tomado de Buitrago, D. L., Sadtler, V., Mercado, R. A., Roques, T., Benyahia, L., Durand, A., ... y Lemaitre, C. (2022). Effect of Silica Nanoparticles in Xanthan Gum Solutions: Evolution of Viscosity over Time. *Nanomaterials*.

Las macromoléculas de goma xantana pueden adoptar dos estructuras conformacionales diferentes: una conformación ordenada y otra desordenada (helicoidal) (Norton et al., 1984). En soluciones acuosas, la goma xantana experimenta cambios conformacionales cuando se expone a variaciones de temperatura, salinidad y deformación (Khouryieh, 2007; Pi, 2016). Como resultado, la molécula rota su conformación, debilitando y eventualmente rompiendo los enlaces intermoleculares e intramoleculares presentes en el sistema, lo que conduce a una pérdida de viscosidad y/o a la precipitación del polímero (Sheng, 2011).

En soluciones acuosas, la adición de goma xantana provoca un aumento de la viscosidad debido a las fuerzas inter e intramoleculares dentro del polímero y a las interacciones con las moléculas del solvente circundante. Además, la presencia de grupos funcionales cargados en su cadena lateral (como los grupos carboxilo -COOH) confiere a la goma xantana su carácter de polisacárido aniónico (Camesano et al., 2001). Estas soluciones poliméricas exhiben un comportamiento pseudoplástico o reofluidizante, es decir, la viscosidad disminuye al aumentar la velocidad de cizalla.

#### **2.4 Formulación Polimérica de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice**

En los últimos años, las nanopartículas de sílice (NP-SiO<sub>2</sub>) se han utilizado como una técnica innovadora para abordar diferentes desafíos industriales (Carmona, 2015; El-Diasty, 2015). Las nanopartículas en general, y especialmente las NP-SiO<sub>2</sub>, presentan propiedades excepcionales debido a su pequeño tamaño y gran área superficial. La superficie de las NP-SiO<sub>2</sub> permite interactuar con los grupos funcionales (-OH/H) presentes en la estructura de la goma xantana, lo que conduce a que las cadenas del polímero se enlacen con las NP-SiO<sub>2</sub>. Estudios recientes han sugerido una limitación en la transición conformacional de la goma xantana debido

a la adición de NP-SiO<sub>2</sub> (Jordan et al., 2014). En estos nanofluidos, la interacción del polímero con las NP-SiO<sub>2</sub> permite la formación de nuevas estructuras reticuladas, que retrasan la transición conformacional y mejoran las propiedades de las soluciones de goma xantana (Abidin, 2012; Pi, 2016).

Bajo esta premisa, Buitrago et al. (2022) desarrollaron una formulación de un sistema Goma Xantana – Nanopartículas de Sílice (XG-NPSiO<sub>2</sub>) para describir la evolución de la viscosidad de los nanofluidos y el efecto de la adición de estas nanopartículas. La preparación de la solución consistió en la adición de los materiales observados en la Tabla 1.

**Tabla 1.**

*Materiales necesarios para la formulación (XG-NPSiO<sub>2</sub>)*

Goma Xantana (XG)	Adquirida de Sukin Industries
Nanopartículas de Sílice (XG-NPSiO <sub>2</sub> )	Aerosil 300 amorfo, hidrófilo y pirogénico (300 ± 30 m <sup>2</sup> /g) de Evonik Industries
Cloruro de Sodio (NaCl)	Suministrado por Sigma -Aldrich al 99.5 % de pureza (58.44 g/mol)
Agua desionizada como solvente y glutaraldehído	Suministrado por Sigma-Aldrich (Solución acuosa al 50% en peso.)

*Nota.* Tomado de Buitrago, D. L., Sadtler, V., Mercado, R. A., Roques, T., Benyahia, L., Durand, A., ... y Lemaitre, C. (2022). Effect of Silica Nanoparticles in Xanthan Gum Solutions: Evolution of Viscosity over Time. *Nanomaterials*, 12(11), 1906.

#### **2.4.1 Preparación de las Soluciones de Goma Xantana**

Buitrago et al. (2022) prepararon las soluciones del sistema con dos disolventes diferentes para identificar y evaluar el comportamiento viscoso de las soluciones de goma xantana y

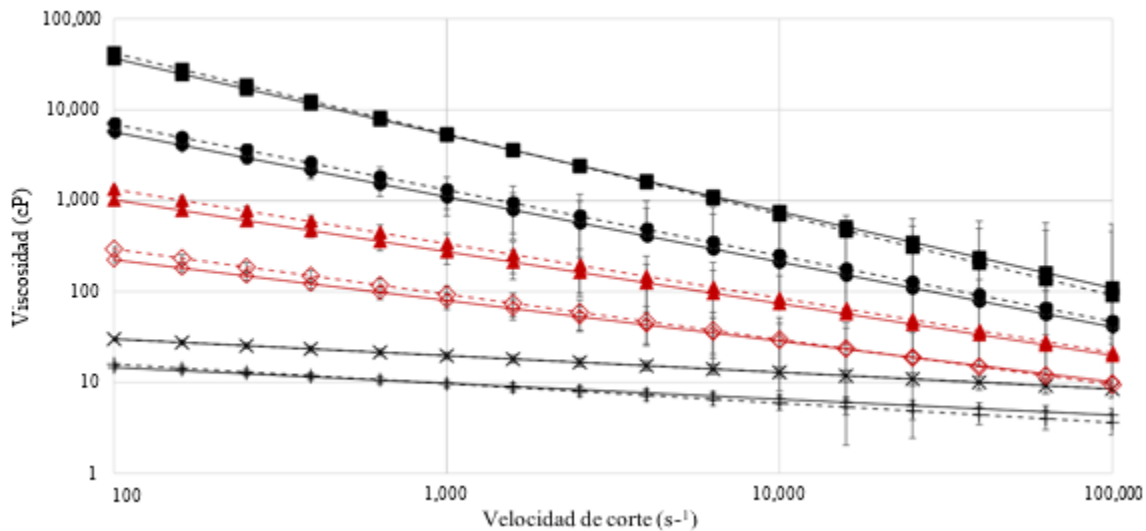
suspensiones de nanopartículas: agua desionizada a concentraciones de XG de 150, 300, 600, 1200, 2400 y 4800 ppm y salmuera con diferentes concentraciones de NaCl (0.5, 1 y 3 wt%) a una concentración de XG de 600 ppm. Posteriormente, evaluaron la influencia de las fuerzas iónicas en el comportamiento viscoso del fluido, donde se utilizaron bactericidas y se probaron tiempos de hidratación de 24 y 48 horas, para asegurar que el polímero estuviera completamente hidratado. Se compararon los perfiles de viscosidad después de diferentes tiempos de hidratación y se evaluó la variabilidad de la viscosidad de las soluciones bajo diferentes cargas iónicas. Todas las soluciones y suspensiones se agitaron magnéticamente durante un tiempo determinado a temperatura ambiente.

#### ***2.4.2 Comportamiento del Perfil de Viscosidad de las Soluciones de Goma Xantana***

Buitrago et al. (2022) realizaron comparaciones de las curvas de viscosidad en los periodos de hidratación ya mencionados. Se observaron perfiles de viscosidad con comportamientos similares en un periodo de 24 y 48 horas, respectivamente, por tal motivo, se concluyó que un periodo de 24 horas era suficiente para garantizar la hidratación del polímero y se decidió continuar con ese tiempo. Los resultados obtenidos en viscosidad se presentan en la Figura 3, donde se puede observar un comportamiento pseudoplástico marcado para soluciones con concentraciones mayores a 600 ppm de Goma Xantana, comportándose de forma no newtoniana, donde la viscosidad disminuye a medida que aumenta la tasa de corte. En contraste, a bajas concentraciones de polímero (150 y 300 ppm de XG), el comportamiento pseudoplástico es débil, casi cercano al newtoniano. Al mismo tiempo, se puede apreciar que la viscosidad aumenta a medida que aumenta la concentración de polímero.

**Figura 3.**

*Viscosidad de soluciones de Goma Xantana a diferentes concentraciones.*



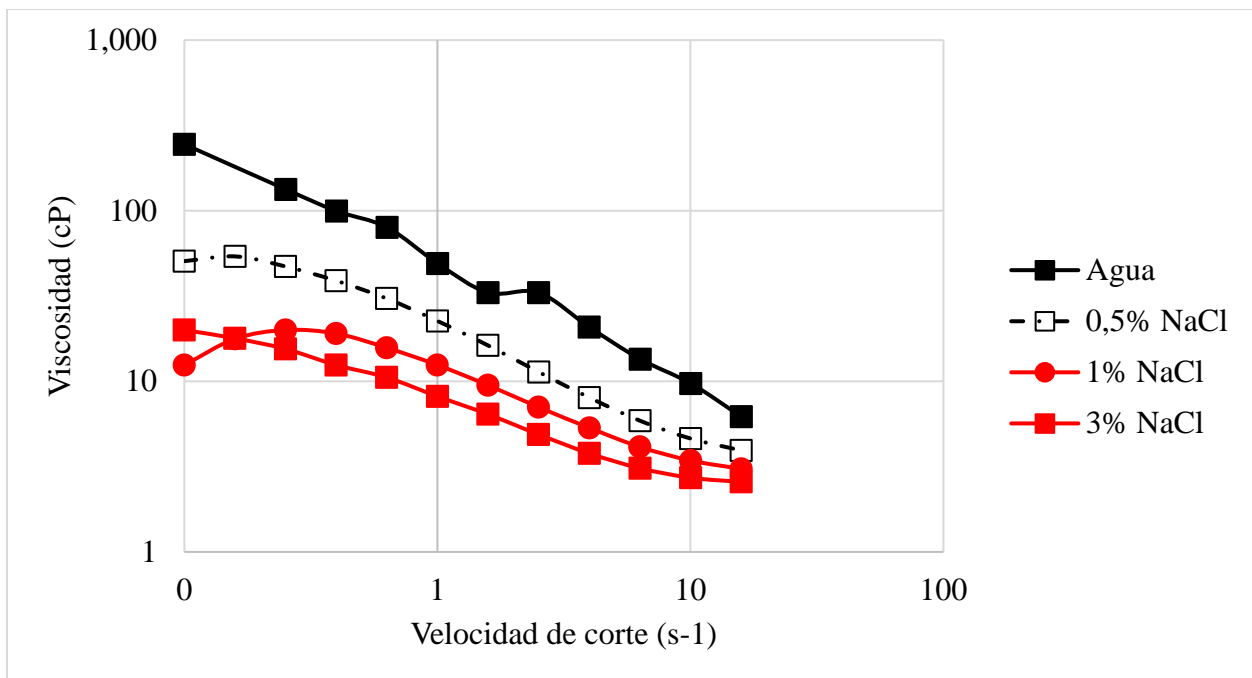
*Nota.* Viscosidad de la solución de polímero en agua en función de la velocidad de cizallamiento a las 24 h y 48 h. Mediciones realizadas a  $T = 60\text{ }^{\circ}\text{C}$ . XG 4800 ppm 24 h (—■); XG 4800 ppm 48 h (- -■); XG 2400 ppm 24 h (-●); XG 2400 ppm 48 h (- -●); XG 1200 ppm 24 h (-▲); XG 1200 ppm 48 h (- -▲); XG 600 ppm 24 h (-◇); XG 600 ppm 48 h (- -◇); XG 300 ppm 24 h (-x); XG 300 ppm 48 h (- -x); XG 150 ppm 24 h (-+); XG 150 ppm 48 h (- -+). Adaptado de Buitrago, D. L., Sadtler, V., Mercado, R. A., Roques, T., Benyahia, L., Durand, A., y Lemaitre, C. (2022). Effect of Silica Nanoparticles in Xanthan Gum Solutions: Evolution of Viscosity over Time. *Nanomaterials*.

Por su parte, las soluciones de Goma Xantana en salmueras con diferentes concentraciones de NaCl mostraron que un aumento en la fuerza iónica provocaría una disminución significativa en la viscosidad, teniendo un comportamiento pseudoplástico permanente, tal como se muestra en la Figura 4, donde los resultados reflejan que un aumento en la salinidad ocasiona una mayor reducción en la viscosidad. Particularmente, se puede observar que a una tasa de corte de  $7.3\text{ s}^{-1}$ ,

la viscosidad decrece en un 61% entre una solución sin sal y una con una concentración de 3 wt%, este comportamiento evidencia la transición conformacional del polímero, debido a que en el agua sin sal, las moléculas se extienden por repulsiones electrostáticas entre los grupos acetilos y, en cambio, en contacto con la sal, las cadenas laterales colapsan hasta la columna vertebral de la estructura molecular dándole a la Goma Xantana una forma de varilla que reduce el radio hidrodinámico de la molécula, lo cual termina en una reducción de la viscosidad.

**Figura 4.**

*Viscosidad de soluciones de goma xantana a 600 ppm con NaCl.*



*Nota.* Adaptado de Buitrago, D. L., Sadtler, V., Mercado, R. A., Roques, T., Benyahia, L., Durand, A., ... y Lemaitre, C. (2022). Effect of Silica Nanoparticles in Xanthan Gum Solutions: Evolution of Viscosity over Time. *Nanomaterials*.

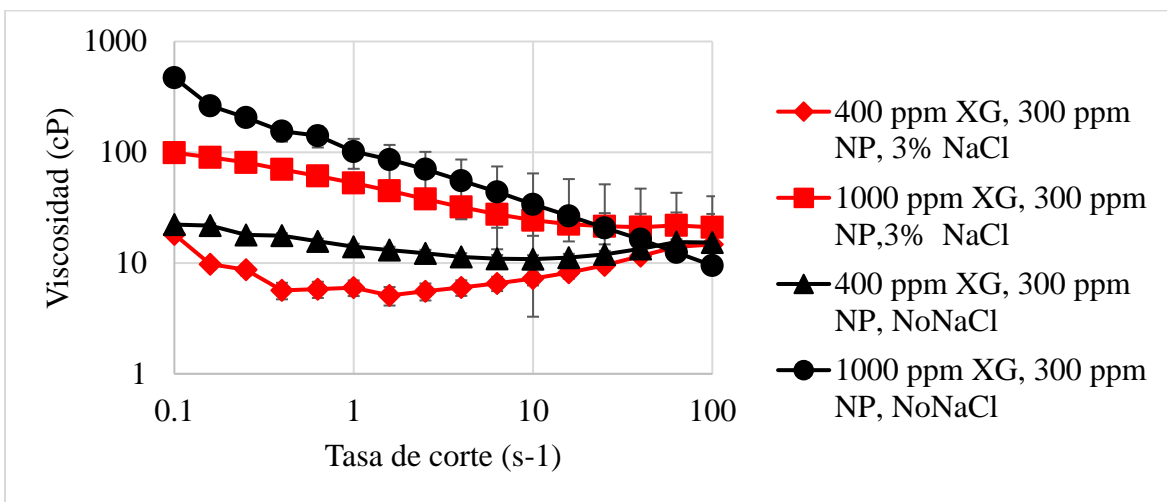
**2.4.3 Comportamiento del Perfil de Viscosidades en el Sistema XG-NPSiO<sub>2</sub>**

Las nanopartículas, específicamente las de sílice (SiO<sub>2</sub>), se caracterizan por su alta relación superficie-volumen, lo que les permite interactuar eficazmente con las cadenas poliméricas de la XG, modificando así el comportamiento reológico del sistema. Además, poseen una superficie altamente funcionalizada, que puede interactuar mediante puentes de hidrógeno con las moléculas de XG, lo que aumenta la viscosidad de la solución al restringir el movimiento de las cadenas poliméricas.

De acuerdo con la investigación de Buitrago et al. (2022), se realizó un perfil de viscosidades para la formulación de goma xantana con nanopartícula de sílice bajo escenarios de salinidad (NaCl a 3 wt%) y en ausencia de esta.

**Figura 5.**

*Perfil reológico de las soluciones de Goma Xantana con 300 ppm de Nanopartículas de Sílice.*



*Nota.* Adaptado de Buitrago, D. L., Sadler, V., Mercado, R. A., Roques, T., Benyahia, L., Durand, A., ... y Lemaitre, C. (2022). Effect of Silica Nanoparticles in Xanthan Gum Solutions: Evolution of Viscosity over Time. *Nanomaterials*.

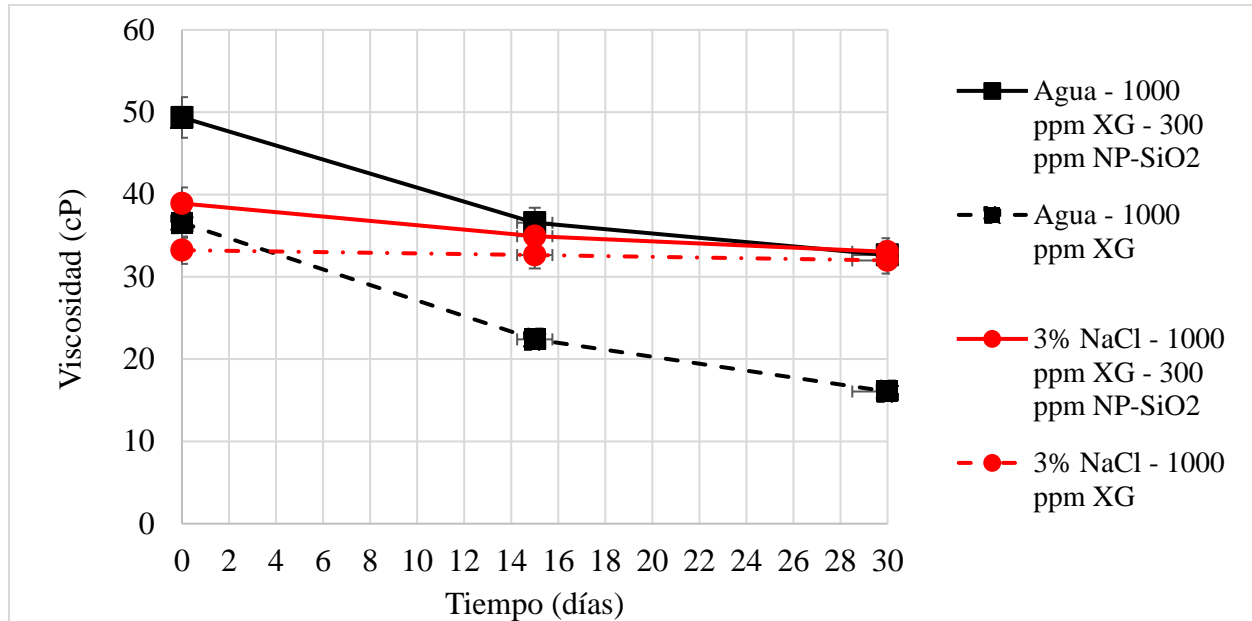
Se emplearon concentraciones de 300 ppm de nanopartículas de sílice junto con concentraciones de 400 y 1000 ppm de goma xantana, la Figura 5 muestra cómo los sistemas XG-NPSiO<sub>2</sub> responden a los mismos escenarios. Las soluciones con 3 wt% de NaCl presentan una menor viscosidad en todos los rangos de velocidad de corte, confirmando que la salinidad tiende a debilitar las interacciones entre las moléculas de goma xantana y las nanopartículas. La adición de nanopartículas no solo mejora la viscosidad en condiciones de baja salinidad, sino que también ofrece resistencia a la degradación en ambientes salinos, donde las soluciones poliméricas tradicionales tienden a experimentar una reducción significativa en su viscosidad debido a la competencia entre los iones salinos y las interacciones polímero-nanopartícula.

#### ***2.4.4 Pruebas de Envejecimiento de las Soluciones XG-NPSiO<sub>2</sub>***

La investigación de Buitrago et al. (2022) también muestra la evaluación de la viscosidad de los fluidos con respecto al tiempo mediante pruebas de envejecimiento. La primera prueba fue llevada a cabo durante 1 mes, siendo aplicada para soluciones poliméricas de 1000 ppm de XG y nanofluido con 1000 ppm de XG y 300 ppm de NPSiO<sub>2</sub>, diluidas en agua desionizada y una salmuera de 3 wt% de NaCl, a una temperatura fija de 140°F. La Figura 6 presenta los resultados obtenidos en esta primera prueba.

**Figura 6.**

*Viscosidad de la formulación en función del tiempo.*



*Nota.* Adaptado de Buitrago, D. L., Sadtler, V., Mercado, R. A., Roques, T., Benyahia, L., Durand, A., ... y Lemaitre, C. (2022). Effect of Silica Nanoparticles in Xanthan Gum Solutions: Evolution of Viscosity over Time. *Nanomaterials*.

Tal como se muestra en la Figura 6 se encuentra que la viscosidad de todas las formulaciones disminuye con el tiempo, pero la pérdida de viscosidad es limitada cuando hay presencia de nanopartículas. Además, se aprecia que las formulaciones que contienen nanopartículas desarrollan una mayor viscosidad que las formulaciones sin nanopartículas.

En este sentido, el efecto de las nanopartículas sobre la viscosidad del fluido es más evidente cuando el disolvente es agua, ya que en estas soluciones la viscosidad aumenta en un 35%, mientras que en salmuera el incremento es solo del 20%. La estabilidad de la viscosidad a lo largo del tiempo mostró comportamientos distintos en ambos casos. Tras 30 días de evaluación,

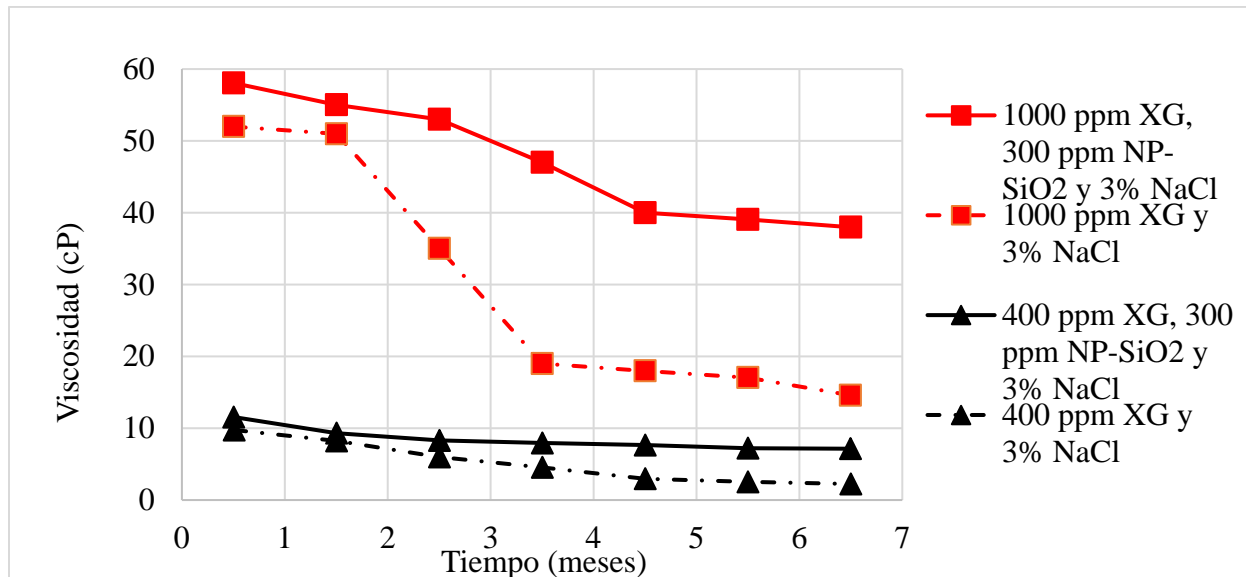
las soluciones en agua presentaron una mayor pérdida de viscosidad: los fluidos poliméricos redujeron su viscosidad en un 45%, mientras que los nanofluidos mostraron una disminución del 30%. En contraste, en soluciones de salmuera al 3% en peso de NaCl, el impacto de las nanopartículas sobre la viscosidad fue menor y no se observaron cambios significativos durante el período de envejecimiento.

La segunda prueba de envejecimiento se dio por un periodo de 7 meses, considerando dos concentraciones de polímero: una diluida de 400 ppm de XG y otra semidiluida de 1000 ppm de XG; y una sola concentración de 300 ppm de NPSiO<sub>2</sub>. La salinidad de las formulaciones permaneció en un valor constante de 3 wt% de NaCl y la temperatura de medición y almacenamiento de fluidos fue de 140°F. Los resultados obtenidos se pueden observar en la Figura 7, donde muestran que la reducción de la viscosidad fue fuerte en las soluciones poliméricas y moderada en los nanofluidos.

Los resultados arrojados en la investigación de Buitrago et al. (2022) muestran que después de 7 meses las soluciones poliméricas sin nanopartículas mostraron una disminución fuerte en la viscosidad, a diferencia de los nanofluidos con pérdidas de viscosidad moderadas. La solución del polímero semidiluido (1000 ppm de XG) sin nanopartícula tuvo una reducción de la viscosidad del 72% mientras que la misma formulación que contenía nanopartículas tuvo una caída de viscosidad de solo 34%. Para la solución diluida (400 ppm de XG) sin nanopartículas la caída de viscosidad fue del 73.5% mientras que la caída se redujo a 37% en presencia con nanopartículas. Estos resultados confirman que la presencia de NPSiO<sub>2</sub> favorece a la estabilidad del fluido manteniendo un perfil viscoso.

**Figura 7.**

*Prueba de envejecimiento 7 meses.*



*Nota.* Adaptado de Buitrago, D. L., Sadler, V., Mercado, R. A., Roques, T., Benyahia, L., Durand, A., ... y Lemaitre, C. (2022). Effect of Silica Nanoparticles in Xanthan Gum Solutions: Evolution of Viscosity over Time. *Nanomaterials*.

El tiempo de vida media de las formulaciones de goma xantana (XG) y goma xantana con nanopartículas (XG-NPSiO<sub>2</sub>) es un factor clave en la optimización de procesos de recobro mejorado, especialmente en términos de estabilidad a largo plazo y resistencia a condiciones extremas, como alta salinidad. De acuerdo con la investigación llevada a cabo por Gao et al. (2011) un polímero utilizado en estas aplicaciones no debería perder más del 40% de su viscosidad durante el proceso de recuperación. En este contexto, los resultados obtenidos del tiempo de vida media de la investigación realizada por Buitrago et al. (2022) revelan una diferencia significativa entre las dos formulaciones. Mientras que la formulación de XG sin aditivos presenta un tiempo de vida

media de 88 días, la incorporación de nanopartículas de sílice ( $\text{SiO}_2$ ) en la formulación de XG-NPSiO<sub>2</sub> extiende este periodo a 270 días. Esta notable mejora en la estabilidad se debe a la interacción de las nanopartículas con la matriz polimérica, lo que refuerza su estructura y le otorga mayor resistencia frente a la degradación, particularmente en entornos de alta salinidad. En comparación con la XG convencional, que tiende a perder viscosidad rápidamente bajo estas condiciones, las nanopartículas actúan como agentes estabilizadores, reduciendo la pérdida de viscosidad y prolongando la efectividad del polímero a lo largo del tiempo.

### **3. Evaluación Numérica de la Inyección de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice a Escala de Laboratorio**

Para la presente investigación se tomó como referencia una prueba de desplazamiento realizada por Buitrago et al. (2023) en el equipo STEAM LDE del Grupo de Investigación Recobro Mejorado en el año 2023 bajo el marco de la ODS 2835, donde se evaluó la viabilidad técnica de la inyección de una de las formulaciones diseñadas por Buitrago et al. (2022) compuesta por Goma Xantana y nanopartículas de Sílice.

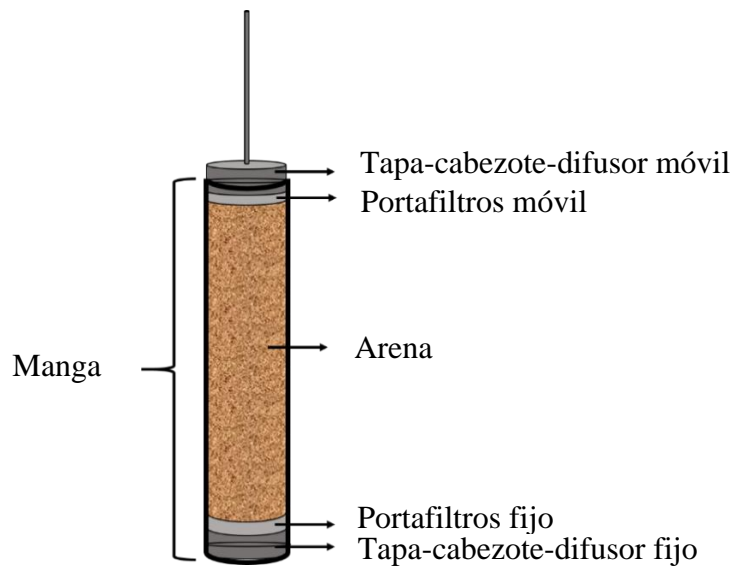
#### **3.1 Prueba de Desplazamiento de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice**

La prueba de desplazamiento realizada por el Grupo de Investigación Recobro Mejorado (GRM) consistió en la inyección de una formulación de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice (XG-NPSiO<sub>2</sub>). En primera instancia se creó un medio poroso en una manga de Viton con un diámetro interno de 3.86 cm y una longitud de 29.49 cm, tal como se muestra en la Figura 8.

La prueba inició con la saturación del medio poroso con agua desionizada a 30 °C a una tasa de 1 cm<sup>3</sup>/min donde a través de un balance de materia, se determinó que la porosidad efectiva fue de 22.20%. Posteriormente, se inyectó salmuera a 30000 ppm de NaCl para representar la alta salinidad del sistema, la inyección fue a diferentes tasas tal como se observa en la Tabla 2, esperando la estabilización en el diferencial de presión para cada tasa, permitiendo determinar la permeabilidad del sistema.

**Figura 8.**

*Esquema del medio poroso*



**Tabla 2**

*Parámetros de inyección de salmuera*

Parámetro	Valor XG-NPSiO <sub>2</sub>
Tasa 1	1.5 cm <sup>3</sup> /min
Diferencial de presión 1	0.26 psi
Tasa 2	2 cm <sup>3</sup> /min
Diferencial de presión 2	0.35 psi

La determinación de la permeabilidad absoluta al agua se realizó a partir de la ecuación de Darcy (ecuación 1), la cual modela el flujo de fluidos a través de un medio poroso:

$$Q = \frac{K\Delta P A_T}{245\mu L} \quad (1)$$

Donde:

- Q es el caudal (cm<sup>3</sup>/min),
- k es la permeabilidad (mD),
- ΔP es el diferencial de presión (psi),
- A es el área transversal de flujo (cm<sup>2</sup>),
- μ es la viscosidad del fluido (cp),
- L es la longitud del medio poroso (cm),
- 245 es un factor de conversión para las unidades utilizadas.

Reordenando la ecuación:

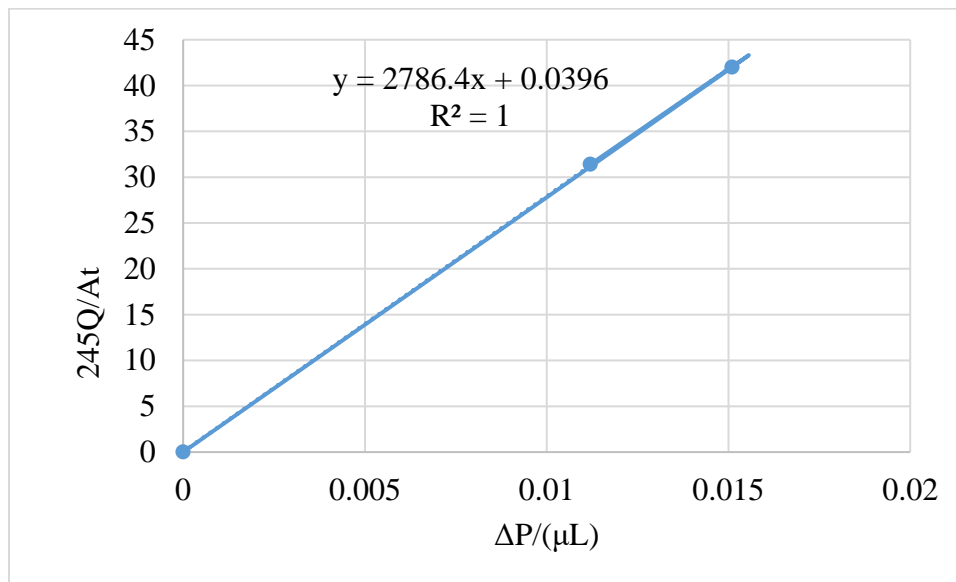
$$\frac{245Q}{A_T} = K \frac{\Delta P}{\mu L} \quad (2)$$

Si se considera la ecuación 2 en términos de una relación lineal, se puede expresar como una ecuación de la forma  $y = mx$ , donde la pendiente de la recta obtenida a partir de los datos experimentales representa la permeabilidad del medio poroso, como se muestra en la Figura 9. A

partir de esta linealización, se obtuvo una pendiente de aproximadamente 2786.4, lo que indica que el medio poroso construido presenta una permeabilidad absoluta de 2786.4 mD.

**Figura 9.**

*Linealización de la ley de Darcy.*



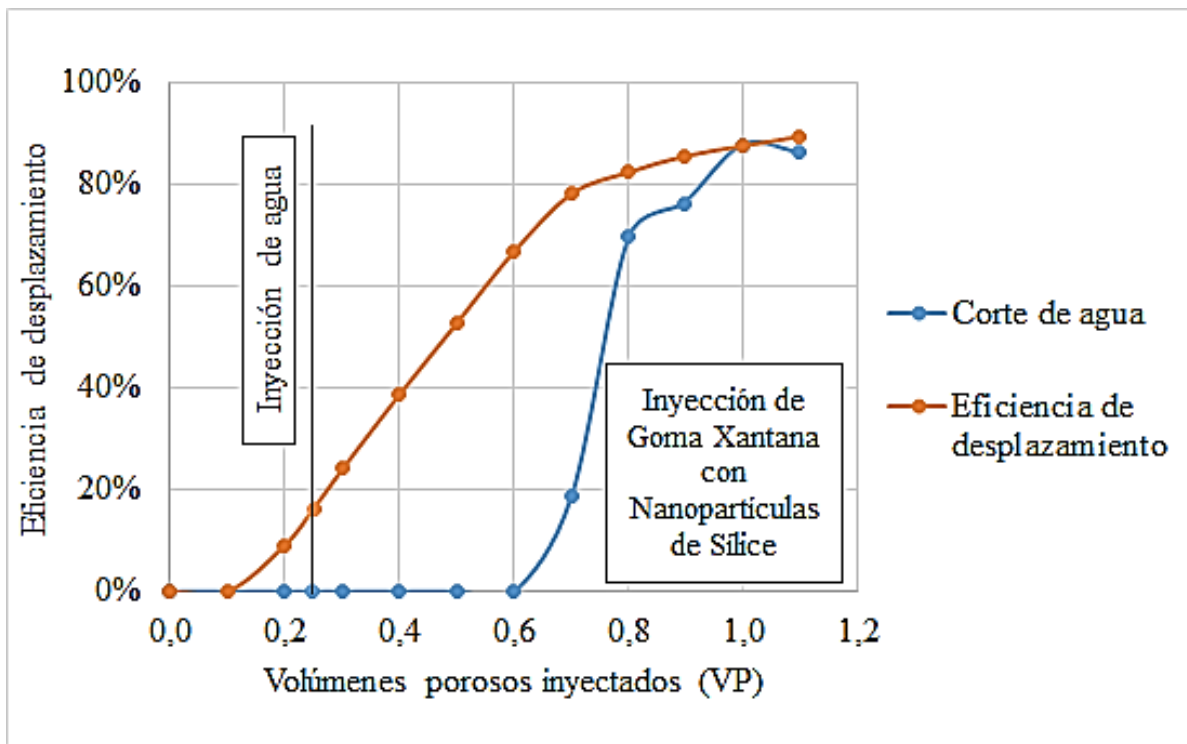
Seguidamente se estableció una temperatura de 60 °C y una presión de poro inicial de 1000 psi y se empezó a inyectar un aceite mineral de 41.26 ° API al medio poroso. De esta manera, se fijaron las condiciones iniciales de saturación de agua irreducible y saturación máxima de aceite.

Finalmente, se procedió a inyectar el tren de los fluidos a evaluar recolectando los respectivos efluentes producidos para la determinación de la eficiencia de desplazamiento del proceso. Para este caso, se inyectaron 0.25 VP (volúmenes porosos) de la salmuera de 30000 ppm de NaCl seguidos de 1 VP de la solución polimérica mejorada que consistía en 1000 ppm de Goma Xantana, 300 ppm de Nanopartículas de Sílice y una salinidad de 30000 ppm de NaCl. La tasa de

inyección correspondió a 0.2 cm<sup>3</sup>/min. Los resultados fueron reportados mediante gráficas de eficiencia de desplazamiento y corte de agua a lo largo de los volúmenes porosos inyectados, las cuales se pueden observar en la Figura 10.

**Figura 10.**

*Eficiencia de desplazamiento y corte de agua obtenidos En la prueba de desplazamiento.*



En los resultados de la Figura 10 se evidencia que al terminar la inyección de agua se alcanzó una eficiencia de desplazamiento de 8.88 %. Seguidamente, en la inyección de goma xantana con nanopartículas de sílice se obtuvo un aumento en la recuperación de petróleo llegando a una eficiencia total de 88.4%, cabe recordar que la prueba de desplazamiento se realizó en un

paquete de arena homogéneo y por tal motivo, se obtienen valores de eficiencia de desplazamiento tan altos.

### 3.2 Construcción del Modelo Base de Simulación a Escala Laboratorio

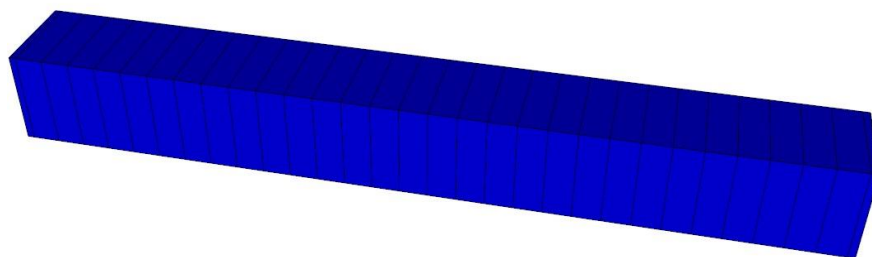
Para la representación numérica de la prueba de desplazamiento que se referenció anteriormente se construyó un modelo de simulación a escala de laboratorio para el sistema Goma Xantana con Nanopartículas de sílice.

#### 3.2.1 Modelo Estático

En el contexto de laboratorio, el modelo estático representa la estructura del medio poroso que se busca simular, estableciendo propiedades físicas y petrofísicas que son constantes durante el tiempo, tales como; volumen, profundidad, porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, entre otras. Para efectos de la simulación de este medio poroso, se seleccionó una malla cartesiana de 31 celdas, tal como se muestra en la Figura 11.

#### Figura 11.

*Vista 3D de la malla de simulación preliminar a escala de laboratorio.*



La prueba de desplazamiento a modelar implicó un desplazamiento lineal a través del medio poroso, lo cual llevó a la decisión de subdividir el espacio solamente en la dirección correspondiente a la coordenada I, manteniendo una sola celda en las direcciones J y K. Esta elección se basa en la idea de que el flujo de entrada y salida del medio poroso ocurre de manera uniforme y perpendicular a través de un área homogénea. En congruencia con lo expuesto, se presenta en la Tabla 3 la información relativa a las dimensiones de las celdas que conforman el modelo estático, mientras que las demás propiedades se detallan en la Tabla 4.

**Tabla 3.**

*Discretización de la malla de simulación preliminar a escala de laboratorio.*

<b>Coordenada</b>	<b>Número de bloques</b>	<b>Longitud de los bloques</b>
I	31	1 con 0.245 cm 29 con 1 cm 1 con 0.245 cm
J	1	1 con 3.42 cm
K	1	1 con 3.42 cm

**Tabla 4.**

*Propiedades del modelo estático.*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
Profundidad (cm)	0
Porosidad (%)	0.2220
Permeabilidad (mD)	2786.4

**3.2.2 Análisis de Sensibilidad del Número de Celdas**

La forma en que se lleva a cabo la discretización del modelo puede influir en los resultados obtenidos. Esto se debe a que una malla más detallada, compuesta por un mayor número de celdas, suele reflejar con mayor fidelidad el fenómeno, aunque simultáneamente conlleva a prolongados períodos de simulación. Por tanto, se efectuó un análisis de sensibilidad con respecto a este parámetro. Los diferentes modelos derivados de este análisis se exponen en la Tabla 5.

**Tabla 5.**

*Modelos de simulación - Análisis del número de celdas a escala de laboratorio.*

<b>Número de celdas intermedias en dirección I</b>	<b>Número de celdas totales (I x J x K)</b>
29 bloques x 1 cm	31x1x1
58 bloques x 0.5 cm	60x1x1
116 bloques x 0.25 cm	118x1x1
193 bloques x 0.15 cm	195x1x1

Este análisis de sensibilidad en el número de celdas implica la evaluación de resultados de varios modelos de simulación que se distinguen únicamente por la manera en que se discretiza la malla de simulación. En estos casos, es crucial hallar un equilibrio que permita alcanzar la máxima discretización del modelo sin incurrir en tiempos excesivos de simulación. Se sugiere aumentar gradualmente la discretización hasta el punto en que mayores niveles de subdivisión no generen cambios significativos en los resultados.

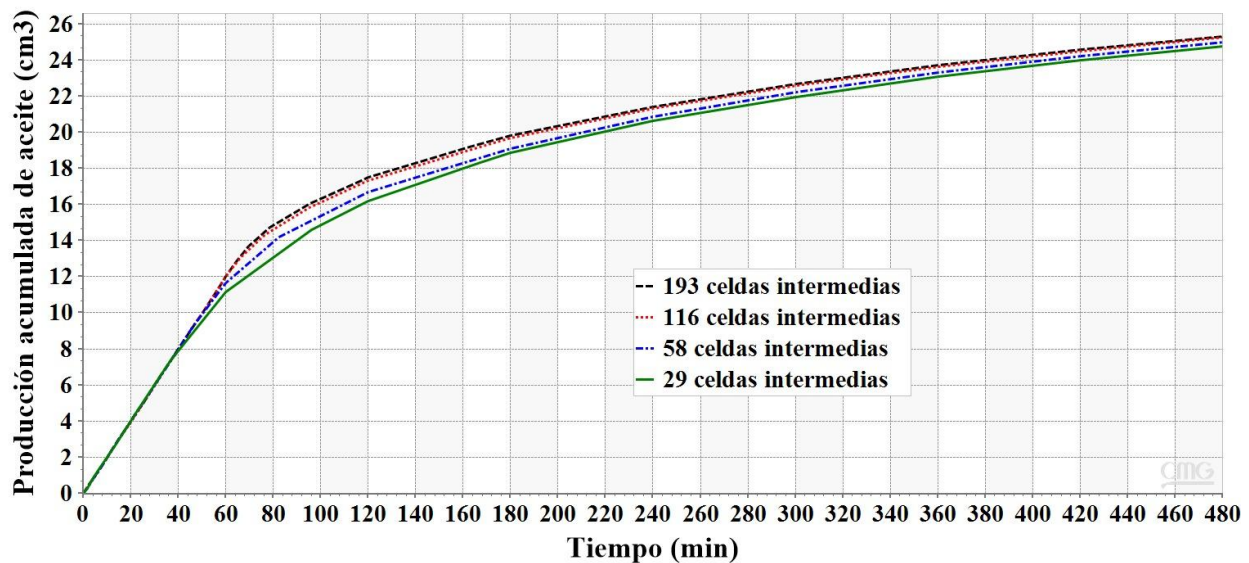
En concordancia con lo anterior, se crearon cuatro modelos de simulación que difieren en la subdivisión en la dirección I, y se evaluó su impacto en la producción acumulada de aceite. Se consideró un proceso de inyección continua de agua a una tasa de 0.2 cm<sup>3</sup>/min. En todos los casos,

se mantuvo constante el tamaño de la primera y última celda, ambas de 0.245 cm, ya que estas contienen los puntos de inyección y producción, respectivamente. El número de celdas intermedias varió según se detalla en la Tabla 5.

Los resultados obtenidos en cuanto a la producción acumulada de aceite se exponen en la Figura 12. Es evidente que el modelo con 29 celdas intermedias muestra una divergencia en su comportamiento en comparación con los demás, lo que sugiere que no es la representación más adecuada del fenómeno. En contraste, los modelos con 58, 116 y 193 celdas intermedias presentan resultados muy similares entre sí. Así, para comprender mejor el impacto del número de celdas, se evaluó la diferencia entre los resultados de cada modelo y el anterior. Este enfoque resultó en curvas de variación entre los modelos con 29-58, 58-116 y 116-193 celdas intermedias, las cuales se presentan en la Figura 13.

**Figura 12.**

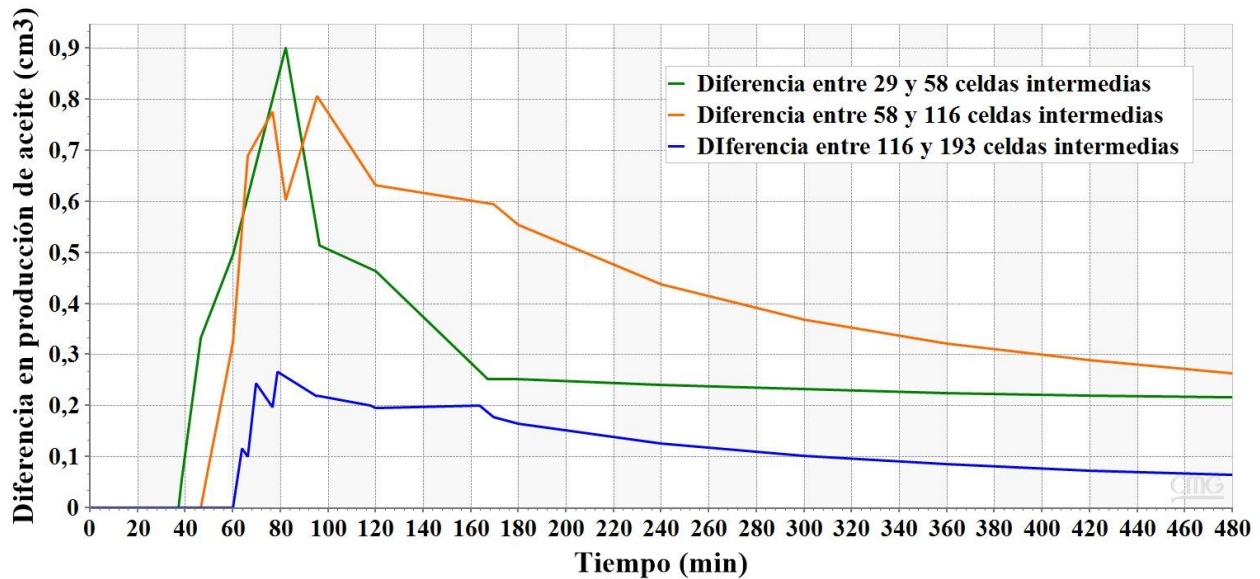
*Producción acumulada de aceite - Análisis del número de celdas a escala de laboratorio.*



De acuerdo con los resultados de la Figura 12 y Figura 13, se puede observar que no hay una diferencia significativa en la producción acumulada de aceite entre los modelos de 193 y 116 celdas, sin embargo, el escenario de 193 celdas al ser más discreto requiere un mayor tiempo de simulación, en ese sentido, teniendo en cuenta que el objetivo es encontrar un equilibrio entre mayor discretización y no tener tiempos extensos de simulación, el modelo que mejor se ajusta estas dos características es el de 116 celdas intermedias. Por lo tanto, se eligió el mencionado modelo para continuar con el siguiente paso en la simulación, el ajuste histórico.

**Figura 13.**

*Diferencia entre modelos - Análisis del número de celdas a escala de laboratorio.*



**3.2.3 Modelo de Fluidos**

Los fluidos empleados en la prueba de desplazamiento se encontraban en condiciones atmosféricas con una presión suficientemente baja, lo que hizo que el aceite no contuviera gas disuelto y que hubiera perdido sus componentes más volátiles. Por esta razón, para modelar adecuadamente el hidrocarburo, bastó con definir sus propiedades principales, como el peso molecular, la densidad y la viscosidad.

En primer lugar, se definieron los componentes que saturaron inicialmente el medio poroso, los cuales fueron el agua y el aceite mineral. En lo que respecta al agua, esta presenta un peso molecular de 18 g/mol, una densidad de 0.983 g/cm<sup>3</sup>, una viscosidad de 0.466 cP a una temperatura de 60°C y una salinidad de 30000 ppm. Con relación al aceite mineral, este cuenta con una densidad de 0.810 g/cm<sup>3</sup> (41.26 °API) y una viscosidad de 13.85 cP. El peso molecular del aceite fue determinado mediante la correlación de Isehunwa & Falade (2007), dando como resultado un valor de 79 g/mol.

La Tabla 6 presenta, en resumen, las propiedades principales de cada uno de los componentes involucrados en el modelamiento del fenómeno en estudio.

**Tabla 6.**

*Propiedades de los componentes modelados a escala de laboratorio.*

<b>Componente</b>	<b>Fase</b>	<b>Peso molecular (g/mol)</b>	<b>Densidad @ 30 °C (gr/cm3)</b>	<b>Viscosidad @ 30 °C (cP)</b>
<b>Agua</b>	Acuosa	18	0.983	0.466
<b>Polímero</b>	Acuosa	800	0.983	262.570
<b>NaCl</b>	Acuosa	58	0.983	0.466
<b>Aceite</b>	Oleica	79	0.810	13.85

**3.2.4 Interacción Roca-Fluido.**

El enfoque principal para representar la interacción existente entre los fluidos que saturan el medio poroso y la roca que los atrapa consiste en el modelamiento de las curvas de permeabilidad relativa. De acuerdo con Honarpour et al. (1988), se ha evidenciado que uno de los métodos más influyentes para representar los valores de permeabilidad relativa en sistemas agua-petróleo es el modelo de Corey, determinado por las ecuaciones 3 y 4. Este modelo establece los puntos extremos (*End Points*), los cuales finalmente permiten representar las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite, como se muestra en la Figura 14. Es importante mencionar que las curvas de permeabilidad relativa reales del sistema se determinarán más adelante en el respectivo ajuste histórico de la prueba. Por esta razón, se han establecido valores iniciales para poder correr el modelo, los cuales se muestran en la Tabla 7.

$$Kro = Kro_{@Swcrit} * \left( \frac{1 - Sw - Sor}{1 - Swcrit - Sor} \right)^{No} \tag{3}$$

$$Krw = Krw_{@Sor} * \left( \frac{Sw - Swcrit}{1 - Swcrit - Sor} \right)^{Nw} \tag{4}$$

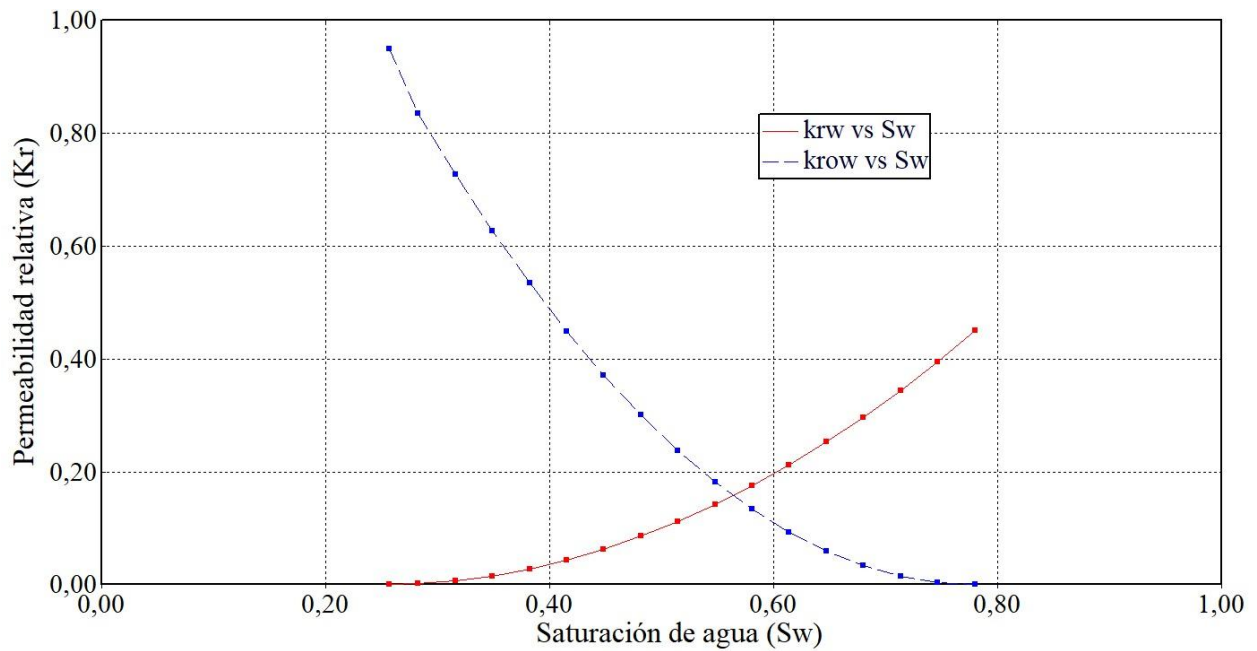
**Tabla 7.**

*End Points Curvas de permeabilidad relativa iniciales.*

<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
Saturación de agua connata	0.23
Saturación de aceite irreducible al agua	0.22
Permeabilidad relativa al aceite a condiciones de agua connata	0.94
Permeabilidad relativa al agua a condiciones de aceite irreducible	0.45
Exponente para la permeabilidad relativa al agua	2
Exponente para la permeabilidad relativa al aceite	2

**Figura 14.**

*Curvas de permeabilidades relativas iniciales.*



**3.2.5 Condiciones Iniciales y de Frontera.**

En el marco de la simulación a escala de laboratorio, se implementó la estrategia de *Vertical Off* para inicializar el modelo numérico. Este enfoque metodológico permite una caracterización más puntual de las condiciones iniciales del sistema, al asignar valores de presión específicos a cada unidad discretizada del dominio computacional, así las cosas, el valor de presión inicial del medio poroso fue de 1000 psi.

Por otro lado, se establecieron condiciones de frontera en el modelo de inyección lineal que corresponden a los puntos de inyección y producción, estos puntos fueron ubicados en la

primera y última celda de la malla de simulación, tal como se muestra en la Tabla 8 y dicha distribución se muestra en la Figura 15.

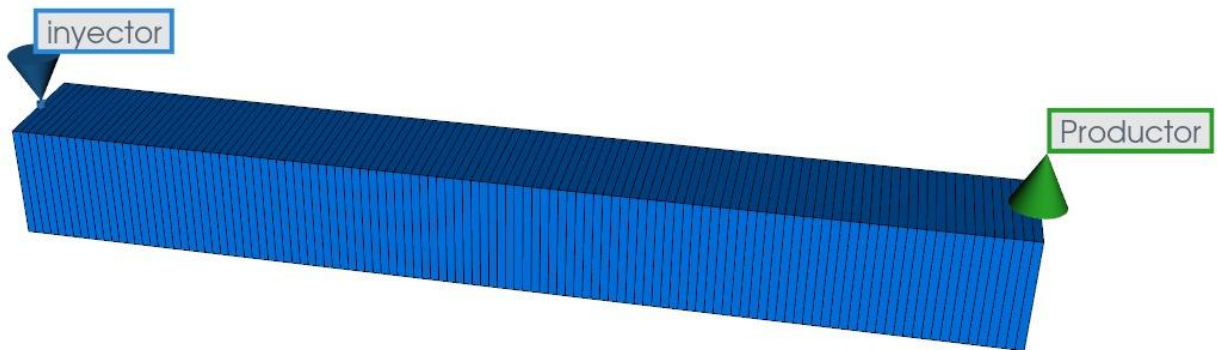
**Tabla 8.**

*Ubicación de los pozos a escala laboratorio.*

Pozos	Dirección I, J, K
Pozo Inyector	1, 1, 1
Pozo productor	1, 1, 181

**Figura 15.**

*Disposición de los pozos a escala laboratorio.*



### 3.2.6 Modelamiento de la Solución Polimérica

Para el modelamiento de la solución polimérica, se utilizó la herramienta *Builder* de CMG. El presente estudio se fundamenta en los datos experimentales proporcionados por Buitrago et al. (2022) descritos anteriormente en la sección 2 y la Figura 5.

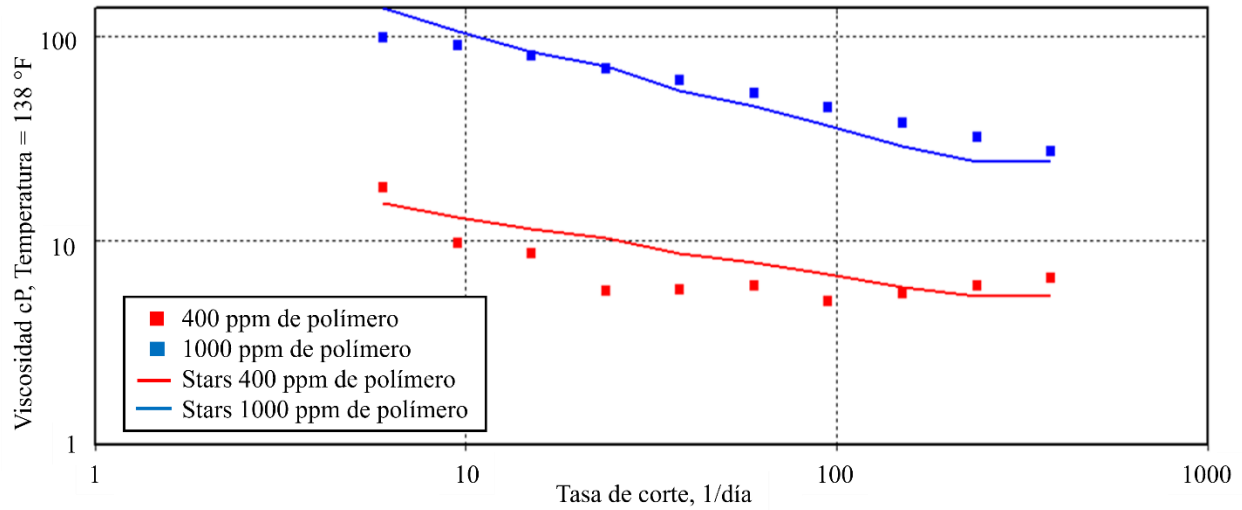
Para los nanofluidos, se estudiaron cuatro formulaciones análogas: solución diluida (400 ppm XG + 300 ppm NPSiO<sub>2</sub>) con y sin NaCl; y solución semi-diluida (1000 ppm XG + 300 ppm NPSiO<sub>2</sub>), también con y sin NaCl. Un aspecto crucial considerado fue el tiempo de vida media de los polímeros, se tomó en cuenta el tiempo de vida media para la formulación de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice (XG-NPSiO<sub>2</sub>) mencionado en la sección anterior. El modelado del comportamiento reológico se realizó en función de la tasa de corte (s<sup>-1</sup>) versus la viscosidad (cP), basándose en los resultados experimentales ilustrados en la Figura 5. A su vez, se empleó la ley de mezcla incorporada en CMG STARS (ecuación 5), que aproxima el comportamiento de soluciones poliméricas en medios porosos. Esta ley supone que la viscosidad de la solución polimérica ( $\mu_p$ ) es una función de la viscosidad del agua ( $\mu_w$ ), la concentración del polímero ( $C_p$ ), y un parámetro de mezcla ( $\alpha$ ):

$$\mu_p = \mu_w * (1 + (\alpha * C_p)^n) \quad (5)$$

Donde  $n$  es el exponente de mezcla, generalmente entre 1 y 2. Esta aproximación permite simular cómo la viscosidad de la solución cambia con la concentración del polímero y las condiciones del yacimiento, como la salinidad y la temperatura. La simulación de un ambiente con 30000 ppm de y 0 ppm de salinidad permitió evaluar la resistencia de los polímeros en condiciones adversas, reflejando las condiciones de alta salinidad que la formulación de Buitrago et al. (2022) demostró tolerar eficazmente, tal como se evidencia en los resultados obtenidos en la Figura 16 y Figura 17 respectivamente. Es importante recalcar que esto representa el ajuste logrado por *Builder* para obtener el mejor modelo de la ley de mezclas para representar la evolución de la viscosidad de la solución polimérica en función de la concentración.

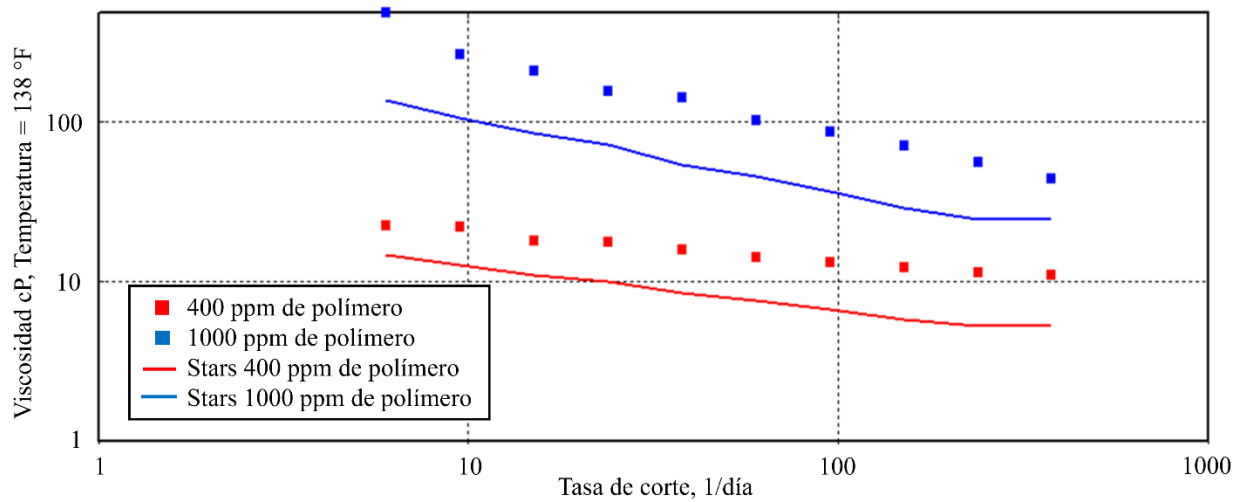
**Figura 16.**

*Evolución de la viscosidad sistema XG-NPSiO<sub>2</sub> (300 ppm Np) con salinidad de 30000 ppm.*



**Figura 17.**

*Evolución de la viscosidad sistema XG-NPSiO<sub>2</sub> (300 ppm) sin salinidad.*



El análisis comparativo entre la formulación de nanopartículas de sílice (XG-NPSiO<sub>2</sub>) con y sin salinidad revela diferencias significativas en su comportamiento reológico y estabilidad bajo diversas condiciones de yacimiento. Se anticipa, soportado en previos estudios, que este sistema híbrido mantendrá una viscosidad más elevada y estable a altas tasas de corte, debido a la interacción entre las nanopartículas y las cadenas poliméricas, que refuerzan la estructura tridimensional del fluido.

Estas mejoras en las propiedades reológicas y de estabilidad se traducen potencialmente en un control de movilidad más eficiente durante los procesos de recuperación mejorada de petróleo, permitiendo un barrido más uniforme del yacimiento y, consecuentemente, un incremento en el factor de recobro.

### **3.3 Ajuste Histórico de la Prueba de Desplazamiento**

Posterior a la construcción del modelo base a escala de laboratorio, se comienza a realizar la reproducción de los resultados obtenidos en la prueba de desplazamiento por medio de un ajuste histórico del comportamiento de la inyección de salmuera y del sistema Goma Xantana - Nanopartículas de Sílice. CMG cuenta con una herramienta de inteligencia artificial llamada CMOST AI que combina análisis estadísticos e interpretación automatizada que permite tener una visión más objetiva de los datos con un espectro amplio de operaciones, con lo cual es posible realizar actividades complejas como análisis de sensibilidad, optimización, análisis de incertidumbre y ajuste histórico asistido; siendo este último el enfoque principal de esta sección.

El proceso de ajuste histórico en CMOST AI se fundamenta en la generación y evaluación sistemática de múltiples escenarios de simulación. Esta herramienta de inteligencia artificial modifica iterativamente los valores de diversos parámetros inciertos, creando un espectro de

posibles configuraciones del modelo. A medida que se ejecuta cada simulación, CMOST AI realiza un análisis comparativo entre los resultados obtenidos y los datos experimentales disponibles. Este proceso de aprendizaje permite al algoritmo identificar tendencias y patrones en la influencia de cada parámetro sobre el ajuste del modelo. En consecuencia, el sistema refina su estrategia de búsqueda, orientando las siguientes iteraciones hacia combinaciones de parámetros que prometen un mejor acoplamiento con la realidad observada. El objetivo final es converger hacia una configuración óptima que replique con la mayor precisión posible los datos experimentales.

En el contexto específico de la prueba de desplazamiento analizada, el flujo de trabajo consistió en inyectar 0,25 VP de agua + 1 VP de goma xantana con nanopartículas, a una tasa de 0,2 cm<sup>3</sup>/min. Para este fin, se establecieron condiciones operativas en el modelo que reflejan las del experimento: se fijó una tasa máxima de inyección de agua de 0,2 cm<sup>3</sup>/min en el pozo inyector, mientras que en el pozo productor se impuso una presión de fondo fluyente mínima de 1000 psi, la cual corresponde a la presión seteadada por un regulador de presión (BPR) ubicado en la línea de producción.

Es fundamental resaltar que el proceso de ajuste histórico conlleva una revisión exhaustiva de los parámetros establecidos previamente en el modelo. Este procedimiento se centra particularmente en aquellos valores que influyen directamente en la dinámica de la inyección de agua y que están sujetos a un grado significativo de incertidumbre. En este contexto, los *End points* de las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite emergen como variables críticas a considerar durante el ajuste. La precisión y eficacia del ajuste histórico dependen en gran medida de la adecuada evaluación y calibración de estos parámetros clave, por tal razón, se determinó una saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ) constante de 0,2574, la cual corresponde al valor medido en laboratorio; a partir de este resultado se calculó la saturación de aceite inicial ( $S_{o\ inicial}$ ) de

0,7426, obteniendo así un *Original Oil in Place (OOIP)* de 58,5 cm<sup>3</sup>. Para los demás valores requeridos, se muestra en la Tabla 9 estos parámetros esenciales junto con sus correspondientes rangos de variación, proporcionando así una base sólida para el ajuste del modelo.

**Tabla 9.**

*Parámetros a ajustar y su rango de ajuste para inyección de agua y XG-NPSiO<sub>2</sub>.*

<i>End Points</i>	<b>Valor</b>
Saturación de aceite residual ( $S_{or}$ )	0.1-0.4
Permeabilidad relativa al aceite @ Swirr ( $K_{rocw}$ )	0.5-0.95
Permeabilidad relativa al agua @ Sor ( $K_{rwiro}$ )	0.1-0.6
Exponente de saturación para el agua ( $N_w$ )	1.1-3
Exponente de saturación para el aceite ( $N_{ow}$ )	1.5-4

Una vez establecido los parámetros, la optimización del rendimiento de CMOST AI requiere la definición de una función objetivo específica, que puede estar orientada a su maximización o minimización. En el contexto de un ajuste histórico, el propósito principal es reducir al mínimo la discrepancia global entre los resultados generados por la simulación y los datos experimentales obtenidos durante la prueba de desplazamiento.

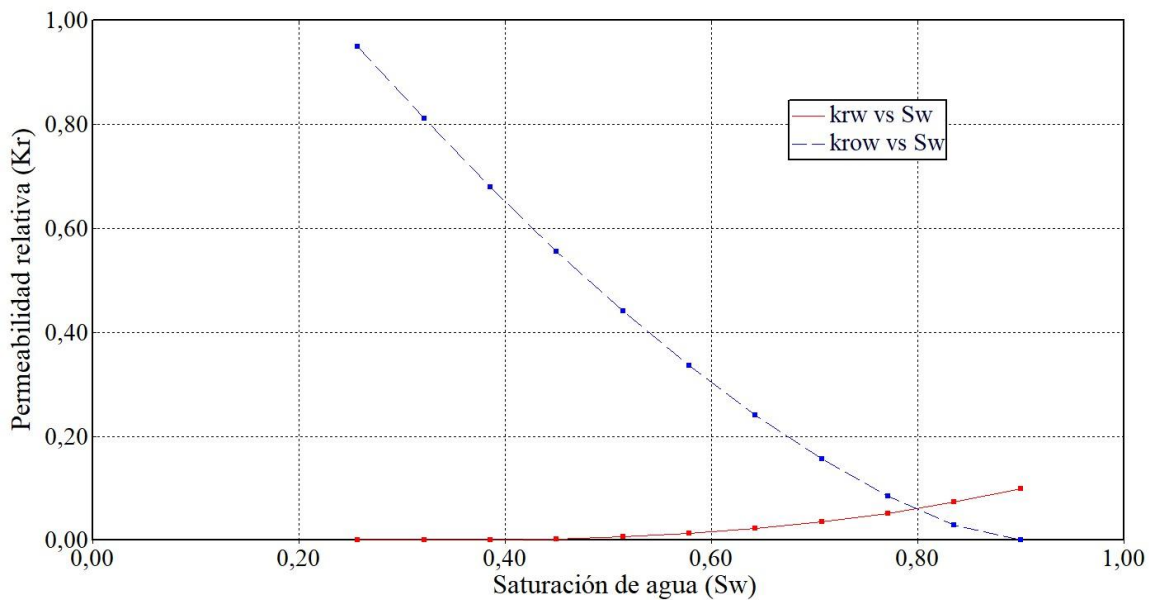
El enfoque principal en este escenario se centra en minimizar la divergencia entre los datos experimentales y los simulados, con un énfasis particular en dos parámetros clave: el volumen acumulado de aceite producido y volumen acumulado de agua producida. La selección de estas variables como componentes centrales de la función objetivo se justifica por su impacto significativo en la dinámica general del sistema y su capacidad para reflejar con precisión la eficiencia de desplazamiento. Esta estrategia de ajuste permite una calibración más precisa del

modelo, asegurando que las simulaciones reflejen con mayor fidelidad los fenómenos observados en las condiciones reales de la prueba de desplazamiento.

Tras completar el proceso de configuración y análisis de 500 escenarios potenciales, se identificó aquel que exhibía la menor desviación global respecto a los datos experimentales, constituyendo así el resultado óptimo del ajuste histórico. Para ilustrar la eficacia de este ajuste, se generaron representaciones gráficas de dos parámetros críticos: la Figura 19 y Figura 20, donde se presenta el comportamiento del volumen acumulado de aceite producido y el volumen de agua acumulada a lo largo del tiempo, respectivamente.

**Figura 18.**

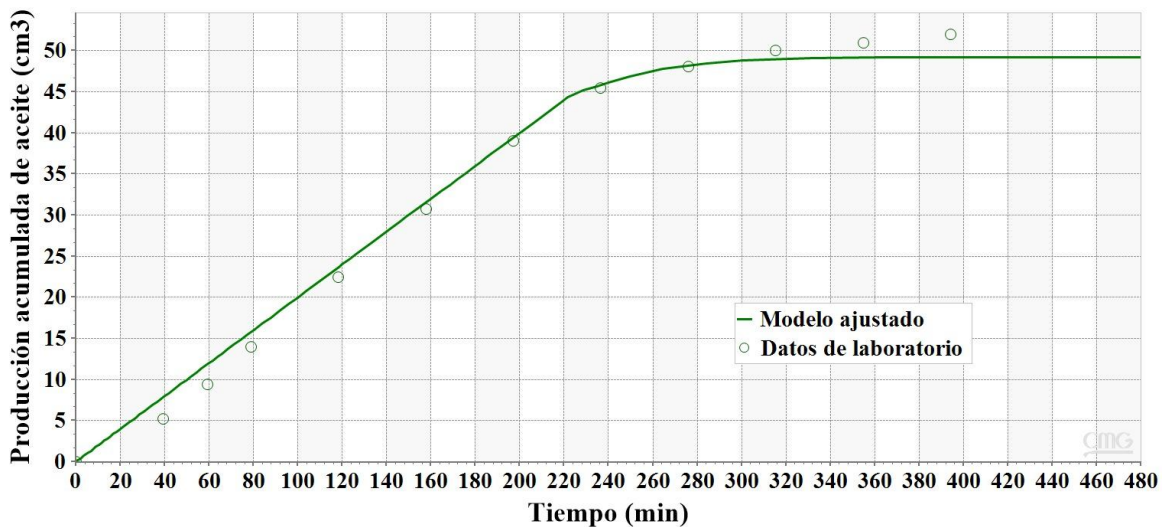
*Curvas de permeabilidades relativas ajustadas.*



El escenario seleccionado como óptimo demostró una notable precisión, con un error promedio global de apenas el 4.7% respecto a los datos experimentales. Este nivel de concordancia indica que el modelo ajustado logra capturar con fidelidad las tendencias generales observadas en los resultados experimentales, ofreciendo así una base sólida para posteriores análisis y predicciones. Así las cosas, la Figura 18 muestra las curvas de permeabilidad relativa que se derivan de los parámetros ajustados.

**Figura 19.**

*Ajuste histórico del petróleo producido a escala de laboratorio*



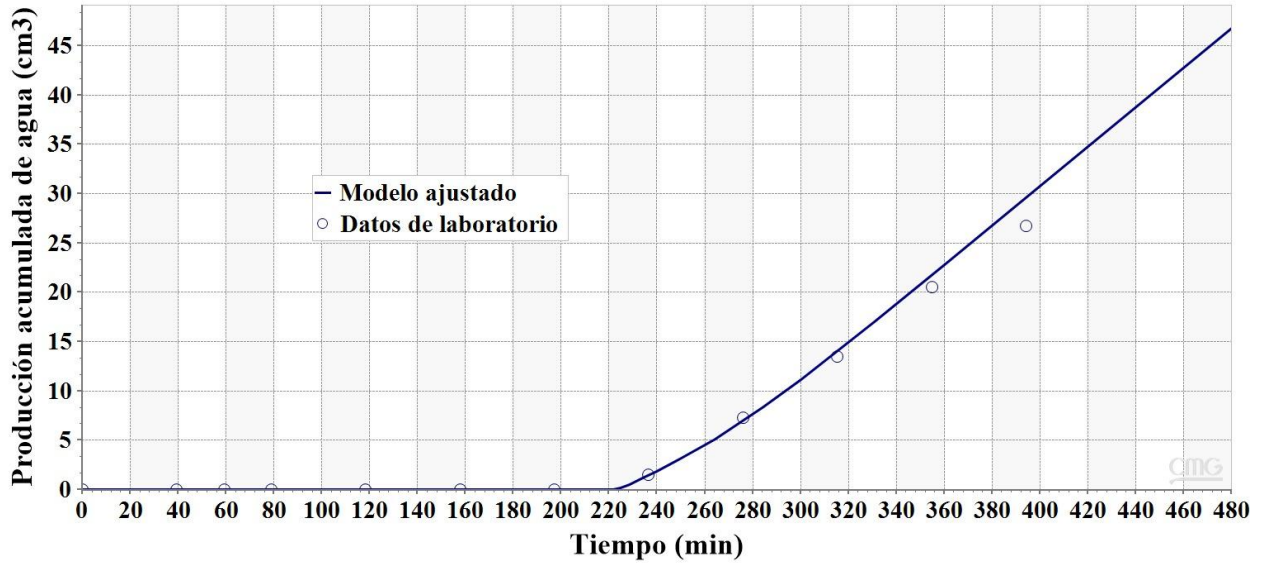
**Tabla 10.**

*Parámetros ajustados para la inyección de agua y XG-NPSiO<sub>2</sub>.*

<i>End Points</i>	<b>Valor</b>
Permeabilidad relativa del aceite en agua irreducible ( $K_{rocw}$ )	0.8645
Permeabilidad relativa del agua en aceite irreducible ( $K_{rwiro}$ )	0.1
Exponente de saturación del agua ( $N_w$ )	2
Exponente de saturación del aceite ( $N_o$ )	2
Saturación de aceite residual ( $S_{or}$ )	0.154

**Figura 20.**

*Ajuste histórico del agua producida a escala de laboratorio.*



Luego de ejecutar el respectivo ajuste histórico, se obtiene un set de curvas de permeabilidad relativa adecuado para este sistema de fluidos y se comprueba el modelamiento correcto de la evolución de la viscosidad de la solución polimérica en función de la concentración del polímero y tasa de corte, de esta manera, es posible escalar este modelamiento a una mayor escala (piloto) a nivel de campo. En la Tabla 10 se pueden observar los *End Points* obtenidos en las curvas de permeabilidad relativas ajustadas mostradas en la Figura 18.

A partir de las curvas de permeabilidad relativa mostradas en la Figura 18, se confirma la coherencia del modelo con el comportamiento esperado del sistema de fluidos. La adecuada representación de la evolución de la viscosidad de la solución polimérica y la correspondencia de los *End Points* obtenidos respaldan la validez del ajuste histórico realizado. Estos resultados permiten considerar la viabilidad de escalamiento del modelo a nivel piloto.

#### **4. Creación del Modelo de Simulación a Escala Piloto**

Luego de obtener un correcto modelamiento a escala de laboratorio de la evolución de la viscosidad del polímero en función de la concentración y tasa de corte, se procede a evaluar este comportamiento a escala piloto, y de esta manera tener una representación de la implementación de la técnica a nivel de campo.

##### **4.1 Modelo Estático**

Se eligió una malla de geometría cartesiana debido a la dirección de flujo, dado a la existencia de un patrón de cinco puntos invertidos, donde predomina el flujo transversal entre el pozo inyector y los pozos productores. Por tal motivo, la malla cartesiana es la que mejor representa ese tipo de flujo, ya que la cilíndrica es útil en casos de evaluaciones de un único pozo centrado en el modelo y que el flujo predominante es el radial desde el pozo.

En este contexto, se construyó una malla de geometría cartesiana bajo un sistema de coordenadas I, J, K. Se establece un modelo con un área de 100 acres, con un patrón de 5 puntos invertidos de 40 acres y un espaciamiento entre pozos de 10 acres, con un total de 187974 celdas, teniendo una profundidad de 7300 ft y un espesor de 80 ft, correspondientes a la formación productora de un campo de crudo mediano de la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia. De este modo, las dimensiones de cada una de las celdas que conforman la malla de simulación se presentan en la Tabla 11.

**Tabla 11.**

*Discretización de la malla del modelo a escala piloto.*

Coordenada	Número de bloques (ft)	Longitudes por celda (ft)
I	59	35.39
J	59	35.39
K	54	1.48

**4.1.1 Modelo Estratificado.**

Con el objetivo de crear una representación precisa y realista de la variabilidad de propiedades petrofísicas en el yacimiento, en este estudio se implementó un modelo estratificado con variabilidad en la porosidad ( $\emptyset$ ) y permeabilidad horizontal ( $k_h$ ), permitiendo representar la distribución de dichas propiedades y su influencia en la dinámica del flujo. Este enfoque es esencial para capturar los efectos de canalización dentro del medio poroso, lo cual impacta directamente la eficiencia del desplazamiento en procesos de recuperación mejorada (Lake et al. 1989).

**4.1.1.1 Recopilación de Datos.**

Para la construcción del modelo se empleó un registro que contenía la propiedad de porosidad obtenida del pozo de interés ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. La metodología de estimación de la permeabilidad se fundamentó en la adquisición de datos provenientes del pozo, que incluían mediciones de porosidad de núcleo, permeabilidad de núcleo y del registro de porosidad del cual se halló la porosidad efectiva, permitiendo estimar la permeabilidad a partir de esta.

La relación funcional adoptada fue de tipo log-lineal, expresada en la ecuación 6 y fue ajustada utilizando un procedimiento de regresión estadística llamado Reduced Major Axis (RMA), que considera la dispersión en ambas variables y proporciona un ajuste más físico y robusto. De esta manera, el registro de porosidad permitió derivar perfiles continuos de permeabilidad en todo el intervalo de interés, tal como se muestra en la figura 21. A partir de este se discretizó cada 1.48 ft con el fin de capturar la variabilidad vertical de la formación, la cual posee un espesor de 80 ft. Partiendo de esta discretización, CMG calcula un valor promedio de porosidad y permeabilidad para cada una de las celdas en dirección vertical, asegurando una representación más precisa de la heterogeneidad del medio poroso, tal como se observa en la Figura 22 y Figura 23 respectivamente.

$$\ln(k) = a \times \Phi_e + b \quad (6)$$

Donde:

$\ln(k)$  = Logaritmo natural de la permeabilidad K en mD

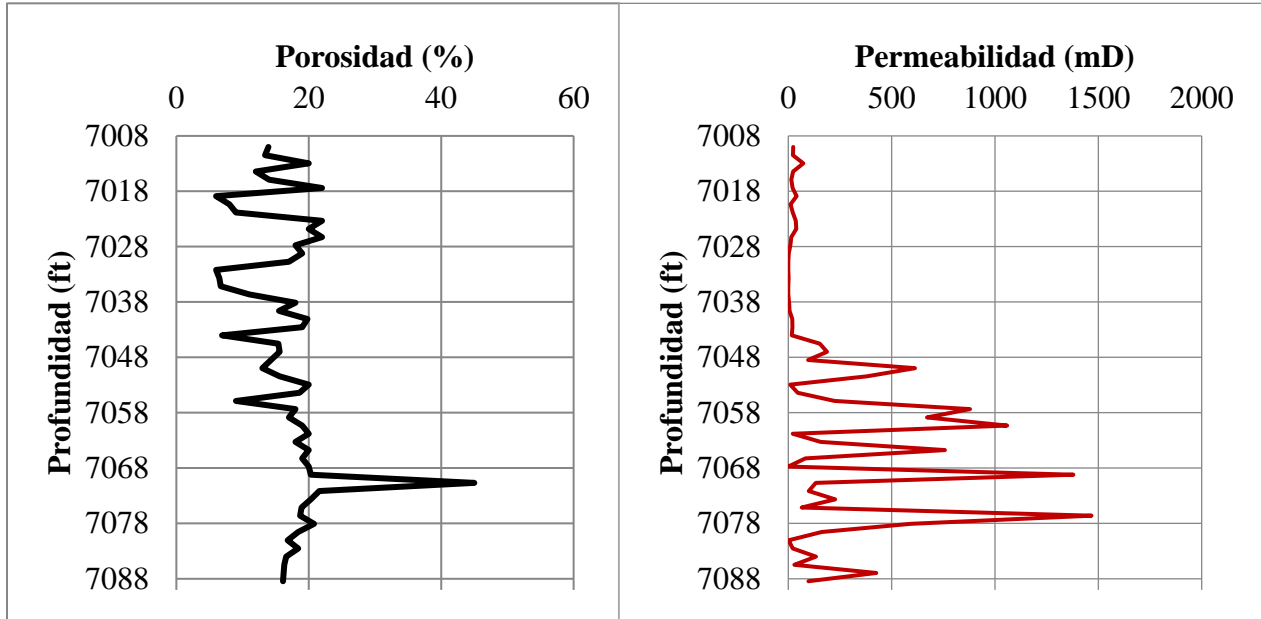
$a$  = Pendiente de la regresión

$\Phi_e$  = Porosidad efectiva

$b$  = Ordenada al origen (intercepto de la recta en el plano  $\ln(k)$  vs  $\Phi_e$ )

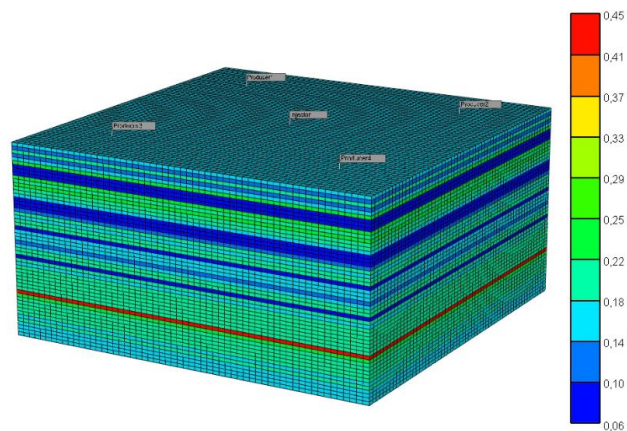
**Figura 21.**

*Registro de Pozo.*



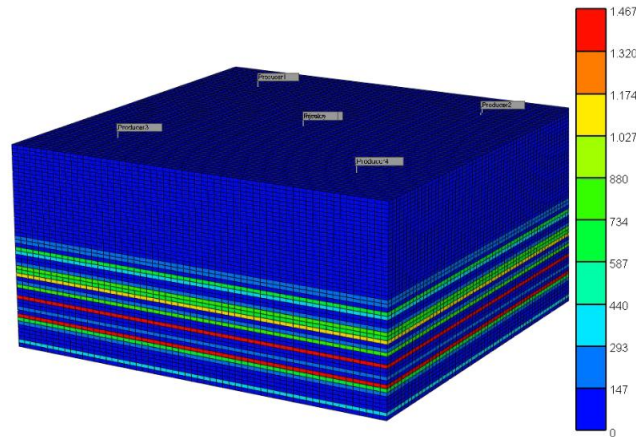
**Figura 22.**

*Escala de valores de porosidad.*



**Figura 23.**

*Escala de valores de permeabilidades.*



Como se observa en la Figura 23, las capas inferiores presentan una mayor variabilidad en la permeabilidad, lo que sugiere la presencia de intervalos de alta conectividad hidráulica que pueden favorecer la canalización del fluido inyectado. En contraste, las capas superiores muestran valores de permeabilidad más homogéneos, lo que indica una menor capacidad de flujo en comparación con las zonas de alta permeabilidad. Esta configuración resalta la influencia de la estratificación en la dinámica de desplazamiento, ya que las variaciones en la permeabilidad afectan directamente la eficiencia del barrido y el comportamiento del frente de avance del fluido.

## 4.2 Modelo de Fluidos

Debido a la falta de pruebas PVT (Pressure-Volume-Temperature) que describan el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, se optó por generar un PVT sintético. Para ello, se definieron ciertas propiedades del crudo, tomando como referencia las características de un campo de crudo mediano de la cuenca del Valle Medio del Magdalena que exhibe

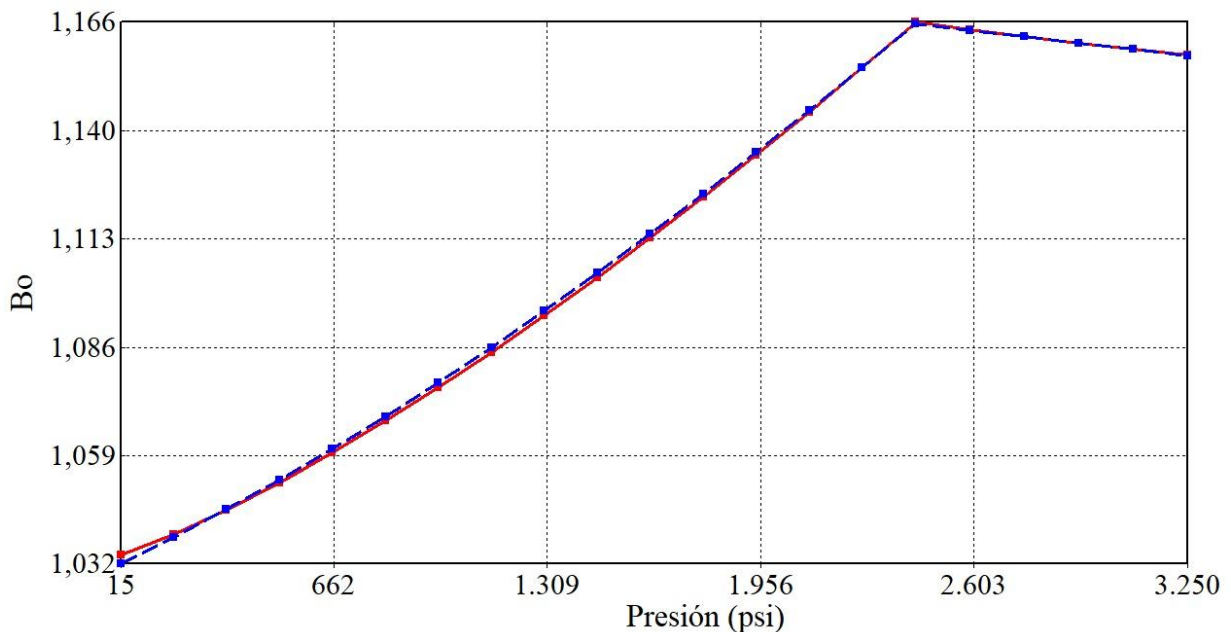
heterogeneidades y presenta una alta salinidad en el agua de formación. Al simular estas condiciones, se pueden identificar desafíos y optimizar estrategias para mejorar la recuperación de hidrocarburos, especialmente en escenarios donde la alta salinidad del agua de formación puede impactar la viscosidad y estabilidad de los polímeros.

Para el modelado, se utilizaron valores clave del campo en cuestión, incluyendo la gravedad API del aceite, la viscosidad del aceite muerto y la salinidad del agua de formación. Adicionalmente, se incorporaron otros parámetros como la temperatura del yacimiento, la presión de burbuja del aceite y la relación gas-aceite (GOR).

Estas propiedades, fundamentales para el modelado de los fluidos, se detallan en la Tabla 12, que proporciona un marco de referencia para las condiciones del yacimiento y permite una simulación más precisa del comportamiento de los fluidos bajo las condiciones específicas del campo ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

**Figura 24.**

*Factor volumétrico de formación del aceite vs presión.*



De este modo, el comportamiento del factor volumétrico de formación del aceite se ilustra en la Figura 24, la densidad del aceite se puede observar en la Figura 25, mientras que la viscosidad del aceite en relación con la presión se muestra en la Figura 26. Por su parte, la relación gas-aceite se detalla en la Figura 27.

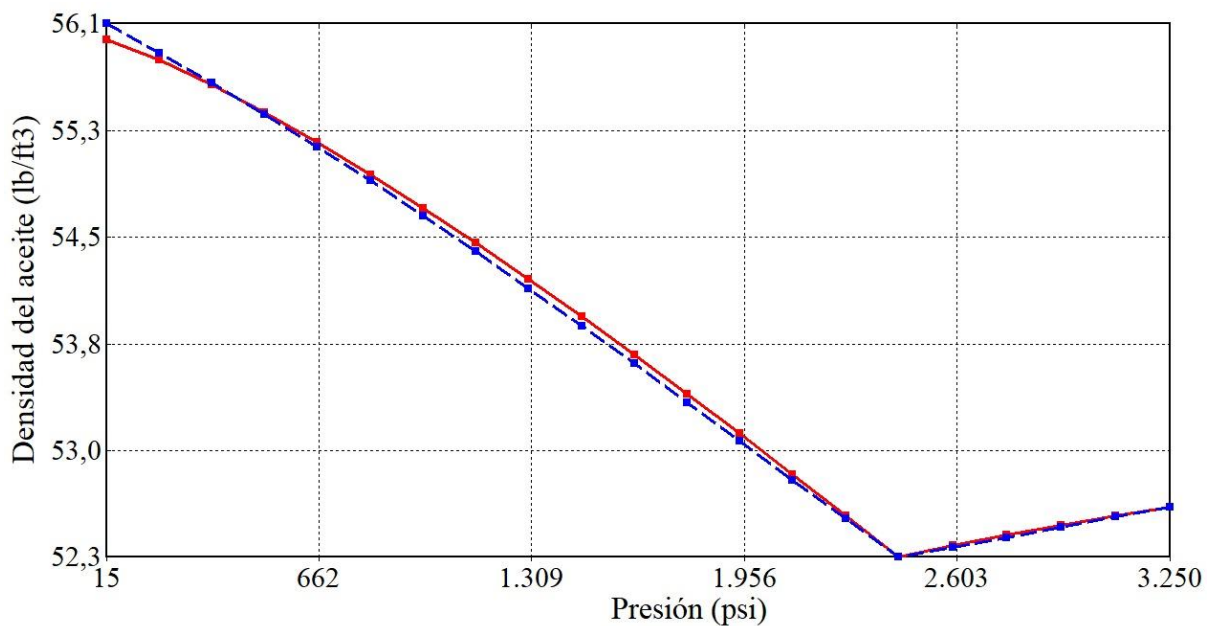
**Tabla 12.**

*Propiedades de los fluidos del yacimiento.*

Propiedad	Valor
Temperatura del yacimiento	138 F
Presión de burbuja del aceite	2425 psi
Presión del yacimiento	3250 psi
Gravedad API	21
Gravedad especifica del Gas	0.65
Factor volumétrico (Boi)	1.2
Salinidad de la formación	30000 ppm

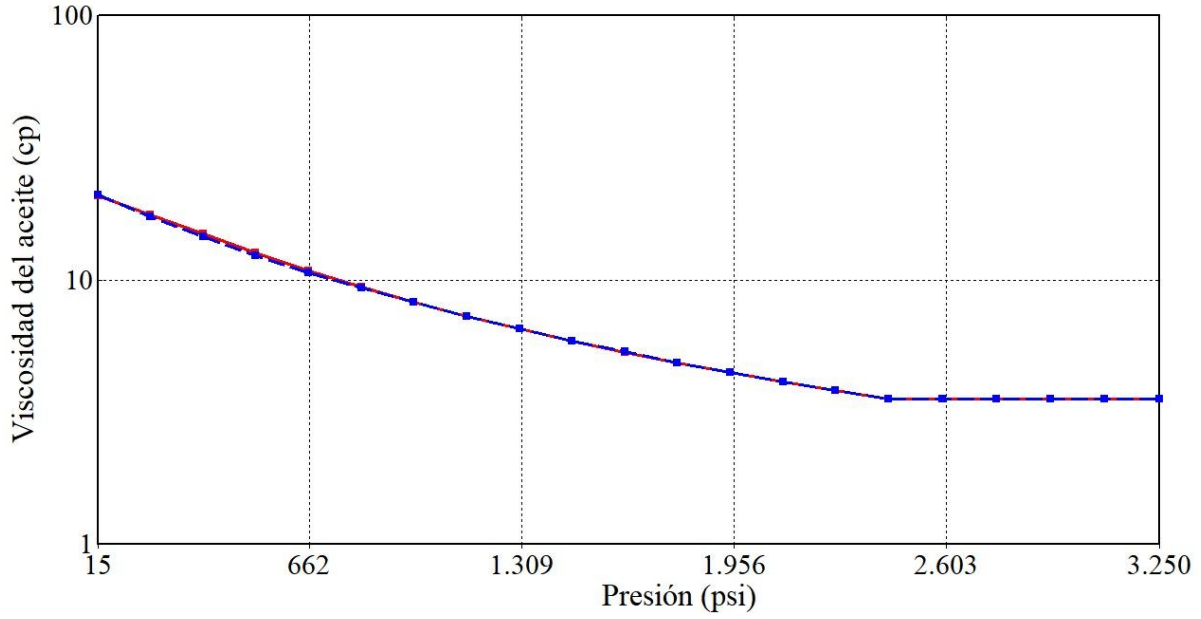
**Figura 25.**

*Densidad del aceite vs presión.*



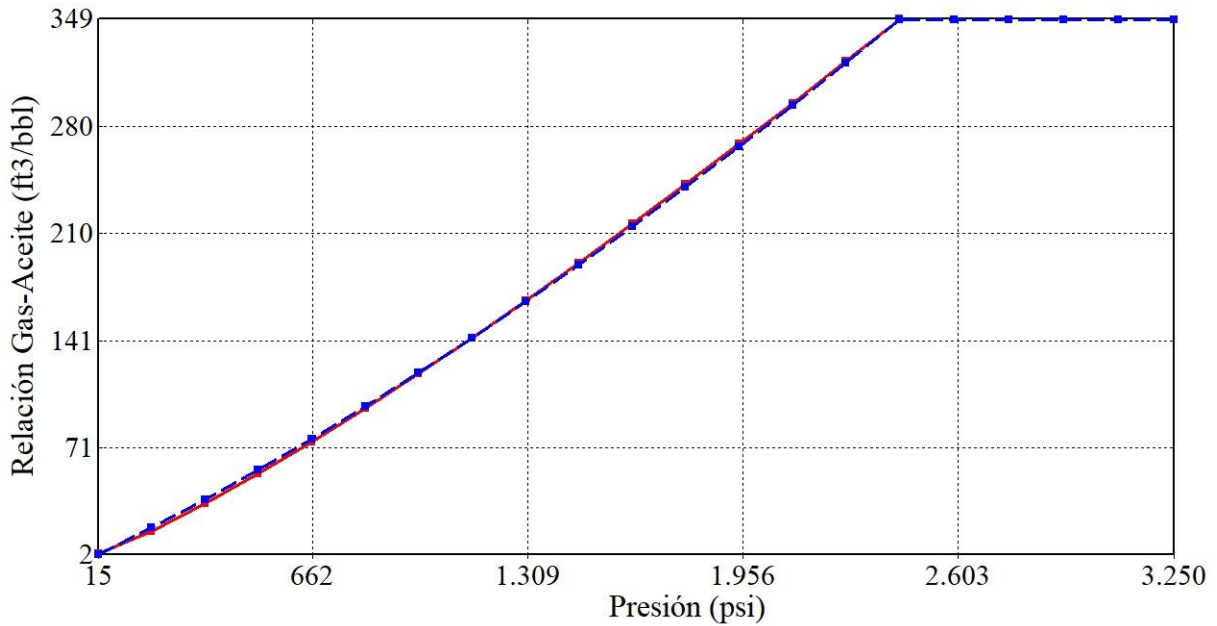
**Figura 26.**

*Viscosidad del aceite vs presión.*



**Figura 27.**

*Relación Gas-Aceite vs presión.*

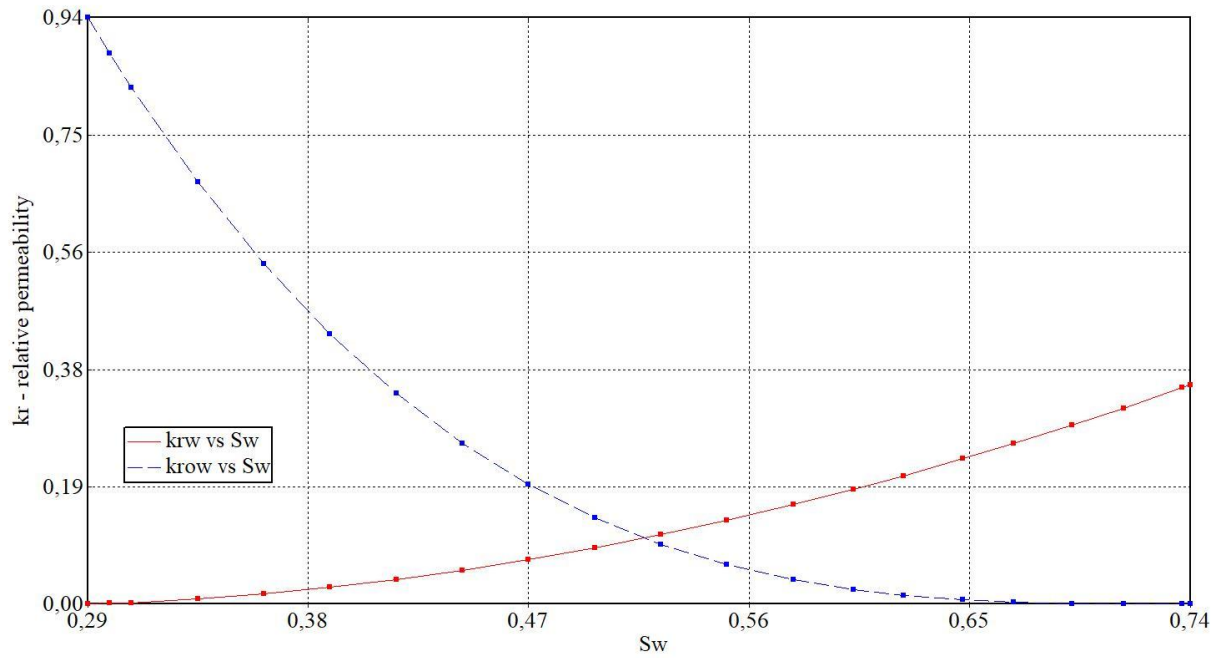


**4.3 Interacción Roca-Fluido.**

En este módulo se generan las curvas de permeabilidad relativa, las cuales se observan en la Figura 28, esto fue realizado a partir de datos de un campo ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

**Figura 28.**

*Curvas de permeabilidad relativa modelo escala campo.*



Respecto a los parámetros de adsorción, dado que no se contaban con datos experimentales para la formulación de Buitrago et al. (2022), se utilizaron los valores predeterminados por la herramienta BUILDER de CMG al añadir el componente Polímero, los cuales se muestran en la Tabla 13.

**Tabla 13.**

*Parámetros de adsorción.*

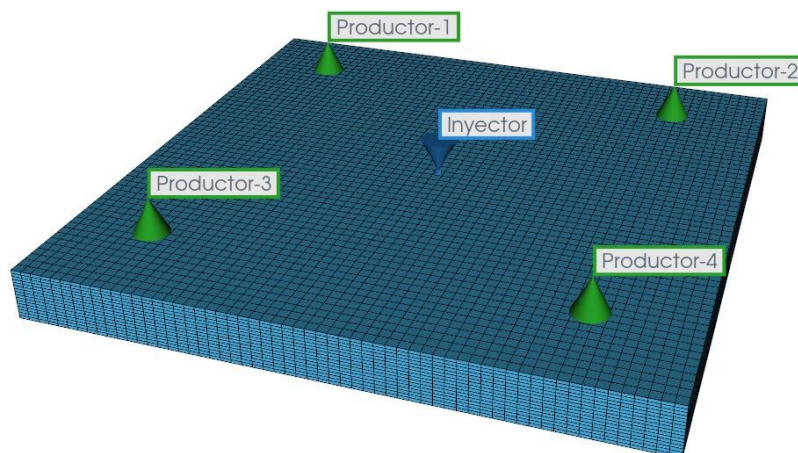
Parámetro	Valor
Capacidad máxima de adsorción (ADMAXT)	$3.11184e^{-05}$ lbmole/ft <sup>3</sup>
Nivel de adsorción residual (ADRT)	$7.7796e^{-07}$ lbmole/ft <sup>3</sup>
Volumen poroso accesible (PORFT)	0.9
Factor de resistencia residual (RRFT)	1.3

#### 4.4 Inicialización y Ubicación de Pozos

En la selección del área del patrón para la inyección de químicos, se ha considerado primordialmente la eficiencia del barrido volumétrico, aspecto crucial para el desplazamiento efectivo del petróleo en el yacimiento por parte del químico inyectado. Tras una revisión exhaustiva de la literatura, se considera que un patrón de 5 puntos invertidos, como se observa en la Figura 29, con un área de 40 acres y un espaciamiento entre pozos de 10 acres, es ideal para el modelo de simulación a escala piloto.

**Figura 29.**

*Patrón de 5 puntos invertido.*



Esta configuración ofrece una cobertura óptima del yacimiento, permitiendo un control eficaz del flujo y una distribución uniforme del químico. La extensión de 40 acres se eligió, además, para mitigar posibles problemas de frontera en la simulación, ya que el modelo en su totalidad presenta un área de 100 acres, asegurando así resultados más precisos y representativos.

En cuanto a las condiciones iniciales, estas se establecen mediante la metodología *Vertical Depth Average*, que permite generar una tabla de presión vs profundidad basada en las propiedades de los fluidos presentes y un valor de presión inicial a una profundidad de referencia. En este caso específico, se utilizó una presión inicial de 3250 psi asociada a una profundidad de 7300 pies, lo que permitió determinar las presiones en todas las celdas del modelo a diferentes profundidades.

#### **4.5 Modelos de estudio.**

En el marco de esta investigación, se diseñaron diversos modelos de estudio con el propósito de analizar la respuesta del yacimiento ante diferentes escenarios de producción. Estos escenarios se plantearon en una secuencia lógica, comenzando con la producción primaria y avanzando hacia métodos de recuperación mejorada (EOR) más atractivos. La progresión de los modelos incluyó: producción primaria, inyección de agua, y finalmente, inyección de goma xantana con nanopartículas. Este enfoque escalonado permitió evaluar de manera sistemática el impacto de cada método en la recuperación de hidrocarburos.

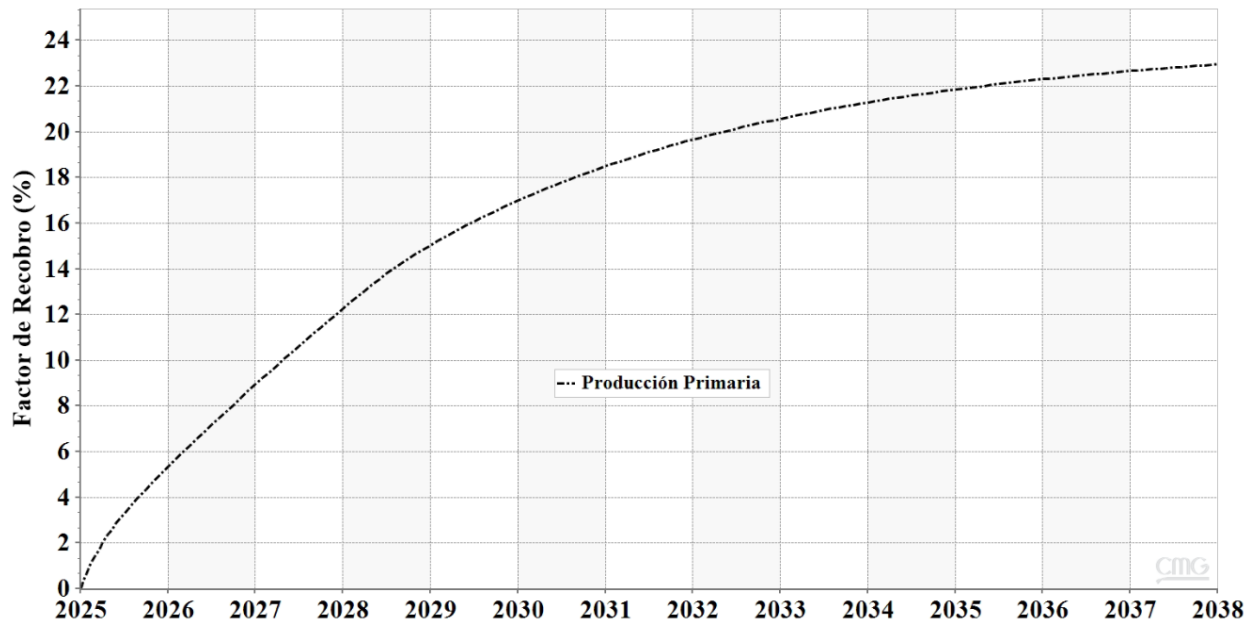
##### ***4.5.1 Producción Primaria***

En la fase inicial de producción primaria, se establecieron cuatro pozos productores operando bajo condiciones controladas mediante un *Bottom Hole Pressure* (BHP) de 1500 psi, una *Surface Oil Rate* (STO) de 1300 bbls/día y un *Drawdown* constante de 400 psi. Adicionalmente,

se implementó un anillo de confinamiento que consistió en un multiplicador de volumen \*30 y un anillo con una permeabilidad de 0.5 para mitigar la declinación acelerada de presión y evitar la entrada descontrolada de fluidos al modelo base de 100 acres, prolongando la vida productiva bajo mecanismos naturales de empuje. Esta configuración servirá como línea base para evaluar la eficiencia de recuperación antes de implementar estrategias de inyección de agua (recuperación secundaria) y otros métodos de recuperación mejorada (EOR). En esta producción primaria se evaluó el sistema a 13 años bajo las condiciones anteriormente mencionadas, donde se obtuvieron los resultados de Factor de Recobro y Presión Promedio de yacimiento, mostrados en la Figura 30 y Figura 31, respectivamente.

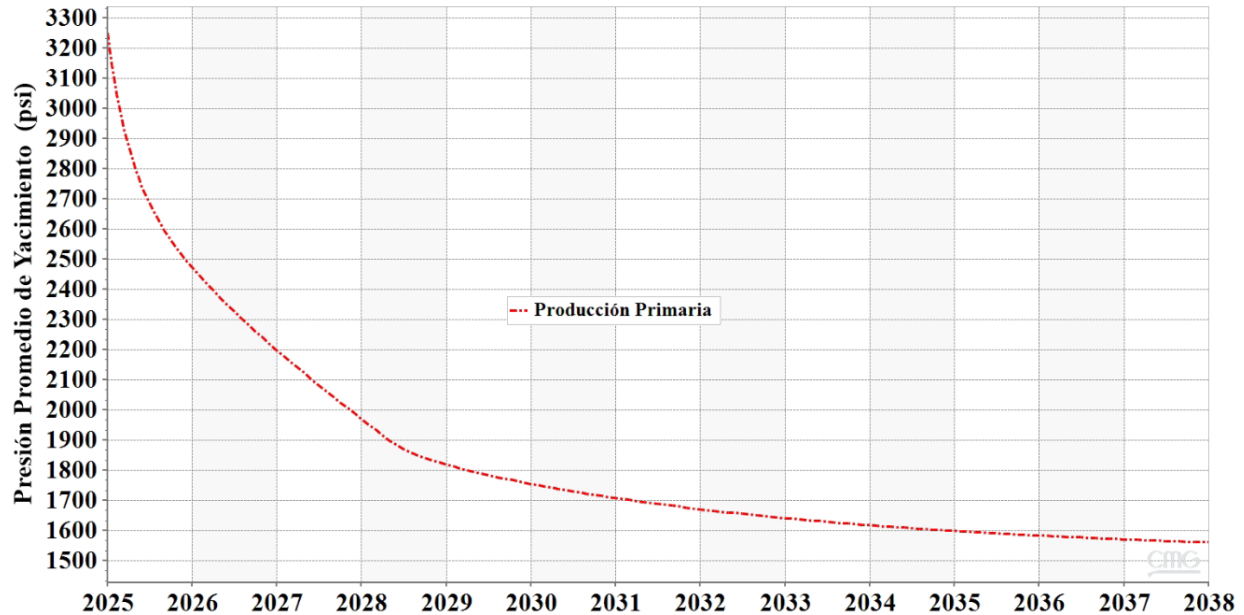
**Figura 30.**

*Factor de recobro modelo de producción primaria.*



**Figura 31.**

*Presión promedio del modelo de producción primaria.*



Como se observa en las gráficas mostradas anteriormente, la producción en las primeras etapas crece, sin embargo, esta empieza a reducirse reflejando el agotamiento en la energía del yacimiento, por lo que, este comportamiento justifica la necesidad de implementar la inyección de agua para reactivar el factor de recobro.

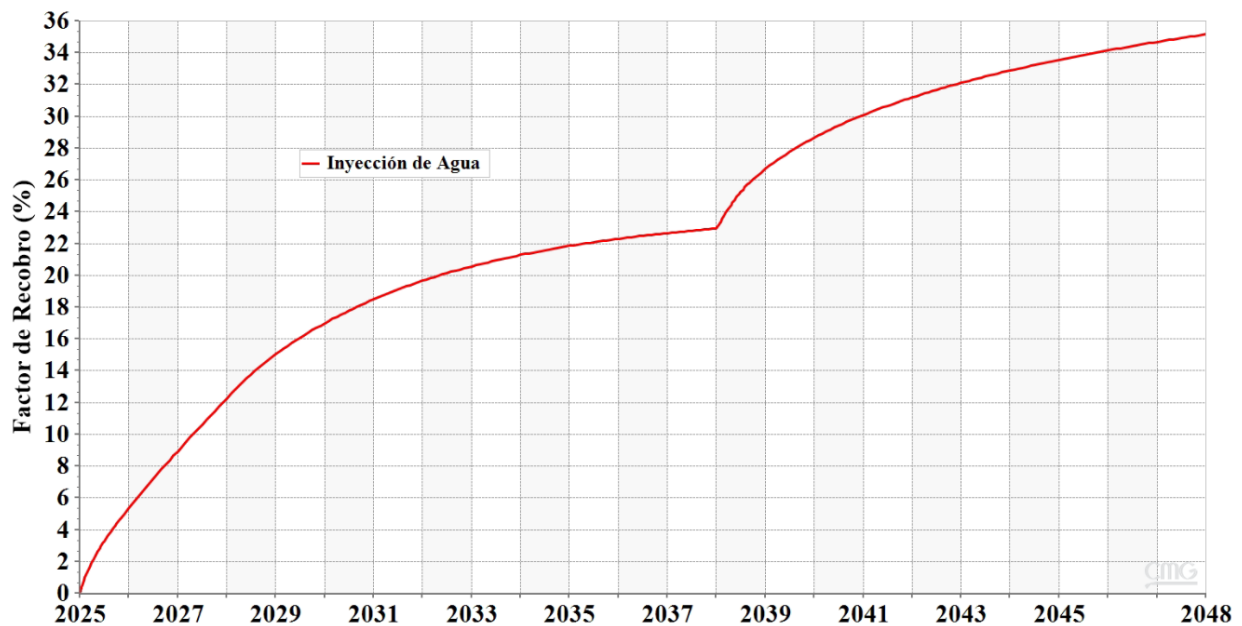
#### **4.5.2 Inyección de Agua**

La implementación de un modelo de inyección de agua antes de proceder con la inyección de polímeros es un paso crucial en el proceso de optimización de la recuperación mejorada de petróleo (EOR), puesto que permite la preparación del yacimiento, evita la pérdida de polímero y ayuda a estabilizar la movilidad de los fluidos. En cuanto a los parámetros de simulación mencionados, se establecieron parámetros para el pozo inyector de una tasa de inyección de agua

en superficie (STW) correspondiente a 1000 bbls/día y para los 4 productores una presión de pozo fluyente (BHP) de 500 psi y una tasa de líquido en superficie (STL) de 250 bbls/día. Para este fin se empleó el patrón de 5 puntos invertido, que permite maximizar el área que se puede barrer, con un número reducido de pozos, un mejor control de inyección debido a la posición central del pozo inyector y además ofrece un balance entre inyección y producción gracias a la disposición geométrica de esta configuración.

**Figura 32.**

*Factor de recobro modelo de inyección de agua.*

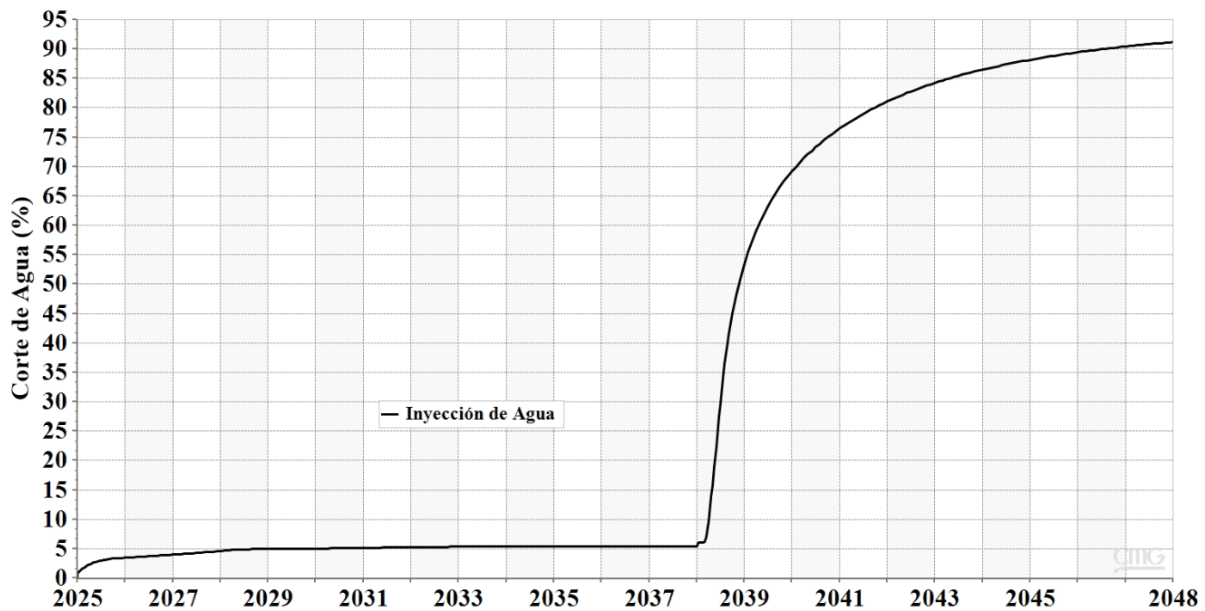


La inyección de agua se implementó entre 2038 y 2048, permitiendo obtener un factor de recobro incremental con respecto a la primaria de 12%, tal como se muestra en la Figura 32. Sin embargo, el análisis del corte de agua revela un incremento hasta alcanzar el 90% en el 2048 mostrado en la Figura 33, representando así un umbral donde la rentabilidad operacional se ve

comprometida, mencionado en la investigación llevada a cabo por Ecopetrol (2015). Del mismo modo, se realizó un análisis de la relación de movilidades, mostrado en la Tabla 145.

**Figura 33.**

*Corte de agua.*



**Tabla 14.**

*Relación de movilidades de la inyección de agua.*

<b>Inyección de Agua</b>	
Volumen Poroso (bbl)	4536962.2
Volumen De agua (bbl)	1984759
Saturación de agua [Sw]	0.45
Viscosidad del agua [ $\mu$ w]	0.54
Permeabilidad relativa del agua [krw]	7.49
Viscosidad del aceite Vo [ $\mu$ o]	21.00
Permeabilidad relativa del aceite [kro]	20.07
Relación de Movilidades	14.38

Tal como se analizó en la Tabla 14, la relación de movilidades se estima en 14,38, lo que evidencia un fuerte contraste entre la viscosidad del agua inyectada y la del petróleo, favoreciendo la canalización y reduciendo la eficiencia volumétrica de barrido. Ante este escenario, la implementación de una técnica de recobro mejorado, como la inyección de polímero, se justifica plenamente, ya que permitirá reducir la relación de movilidad mediante el aumento de la viscosidad del agua inyectada, mejorando el barrido y generando un frente de inyección más estable.

#### ***4.5.3 Inyección de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice.***

Para el modelamiento de la formulación de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice, se siguió la metodología detallada en el Capítulo 3, sección de modelamiento de químico inyectado, asegurando la integridad y coherencia del análisis a lo largo de la investigación. En este contexto, se llevó a cabo el modelamiento de un sistema basado en goma xantana con nanopartículas de sílice, considerando como variable clave la viscosidad en función de la tasa de corte y concentración de químico. Un aspecto crucial incorporado en este modelamiento fue el tiempo de vida media de la formulación con nanopartículas, establecido en 280 días. Este parámetro es fundamental para evaluar la longevidad y eficacia de la solución polimérica en condiciones de yacimiento, proporcionando una ventaja significativa en términos de estabilidad y duración del efecto de recuperación mejorada.

Siguiendo la metodología establecida, se conservó el patrón de inyección de cinco puntos invertidos, manteniendo la consistencia con los modelos anteriores. Además, se aplican las mismas restricciones (*constraints*) para los pozos. La importancia de modelar esta formulación en específico radica en que representa el interés central de la tesis: evaluar el comportamiento de la

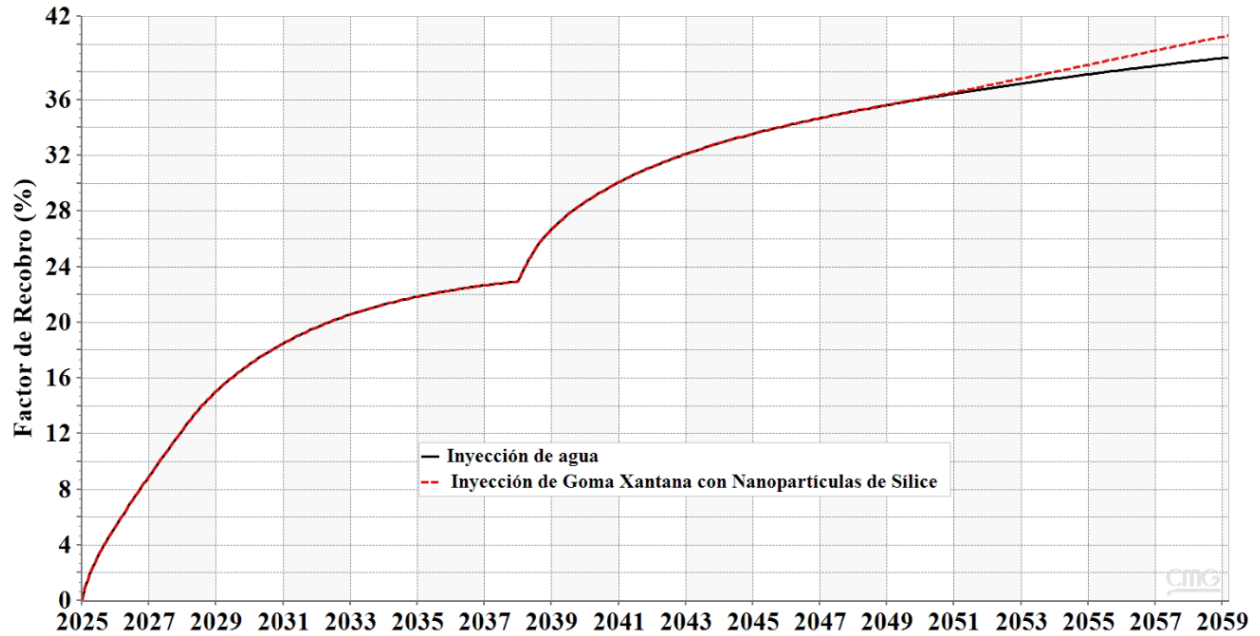
formulación realizada por Buitrago et al. (2022), ante condiciones de alta salinidad. El modelamiento de esta formulación proporciona una visión crucial sobre el comportamiento de los yacimientos con alta salinidad ante una solución que exhibe estabilidad en condiciones de salinidad extrema.

En la fase de inyección de polímero, se implementó una estrategia de recobro mejorado a partir del año 2048, iniciando con la inyección de un bache de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice, equivalente a 0.5 volúmenes porosos. Sin embargo, para la determinación de la concentración adecuada para el bache de polímeros, se hace un diseño de una relación de movilidades objetivo, la cual, se busca que sea de 1.12, requiriendo que la viscosidad del polímero sea de 7 cP y basados en los reogramas la concentración que alcanza dicha viscosidad corresponde a 400 ppm, dicha relación es consistente con los reportados en la literatura en la investigación llevada a cabo por Lake et al. (2014), donde valores de  $M < 2$  se asociación con una mejora significativa en el factor de recobro.

Posteriormente, se inyectó un bache de agua de 0.5 volúmenes porosos, funcionando como fluido desplazante. Durante este periodo de tiempo, el sistema se mantuvo en producción con el objetivo de evaluar el impacto de la técnica implementada, los resultados obtenidos en cuanto a Factor de recobro se observan en la Figura 34. No obstante, es importante mencionar que en temas de inyectabilidad el modelo está en un rango seguro, llegando a una presión de 3048 psi tal como se muestra en la Figura 35, donde se evidencia que se encuentra por debajo de la presión de fractura del yacimiento (5694 psi), la cual fue calculada a partir de la multiplicación del gradiente de fractura de un campo del Valle Medio del Magdalena correspondiente a 0.78 psi/ft y la profundidad del campo, correspondiente a 7300 ft. Dicho pico de 3040 psi, se atribuye al aumento transitorio de la viscosidad del fluido.

**Figura 34.**

*Factor de recobro en Inyección de Goma Xantana con Nanopartícula de Sílice.*



**Figura 35.**

*Presión de inyección.*



Luego de evaluar el modelo de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice, se puede observar que se alcanzó un factor de recobro incremental por el sistema XG-NPSiO<sub>2</sub> del 1.8%. Dicho modelo, se selecciona para el análisis comparativo en la optimización de los parámetros operacionales.

### **5. Optimización del Caso Base de Inyección de Goma Xantana con Nanopartículas de Sílice**

Para realizar la optimización del proceso de inyección de Goma Xantana con Nanopartículas Sílice en yacimientos con alta salinidad es necesario seleccionar los parámetros operacionales a evaluar. Luego de realizar la respectiva revisión bibliográfica, los parámetros seleccionados fueron: concentración de polímero, tasa de inyección y tamaño del bache. Los valores en el modelo base de los parámetros son: concentración del polímero de 400 ppm, con una tasa de inyección de 1000 bbls/día y un bache de polímero 0.5 VPI que equivalen a 6 años. La optimización del proceso se llevó a cabo teniendo en cuenta el factor de recobro y la relación químico-aceite (RQO), la cual se basa en la cantidad de polímero que se requiere inyectar para obtener un volumen acumulado de crudo, las unidades son libras de polímero inyectado por barril de crudo producido (lbs/bbls), tal como se muestra en la ecuación 7. El propósito principal es identificar y seleccionar el escenario que ofrezca la menor relación químico-aceite y un factor de recobro considerablemente superior.

$$RQO = \frac{\text{Masa acumulada de polímero inyectado (lbs)}}{\text{Producción acumulada de crudo (bbls)}} \quad (7)$$

**5.1 Concentración de Polímero**

El primer parámetro para evaluar es la concentración del polímero, la cual se modificó en un rango de 100 a 500 ppm a partir del modelo base de inyección de XG-NPSiO<sub>2</sub> descrito anteriormente. Para seleccionar el rango de concentración de polímero, se consideró una relación de movilidades menor a 2, según lo recomendado por Lake (2014). Este criterio asegura una movilidad favorable del polímero en el medio, lo que es crucial para su eficiencia, en los datos presentados en la Tabla 15 se logra observar dicho análisis. Los escenarios propuestos están detallados en la Tabla 16. Tras realizar y analizar los distintos escenarios de simulación, se notó que los resultados aumentan de forma proporcional, lo que requiere una evaluación adicional. Esta evaluación se llevará a cabo utilizando gráficos de barras, como se muestra en la Figura 36 y la Figura 37.

**Tabla 15.**

*Escenarios concentración de Polímero*

<b>Concentración de Polímero</b>		
<b>Relación de movilidades</b>	<b>μ polímero (cP)</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
2.45	3.2	100
1.60	4.9	200
1.35	5.8	300
1.12	7	400
1.00	8	500

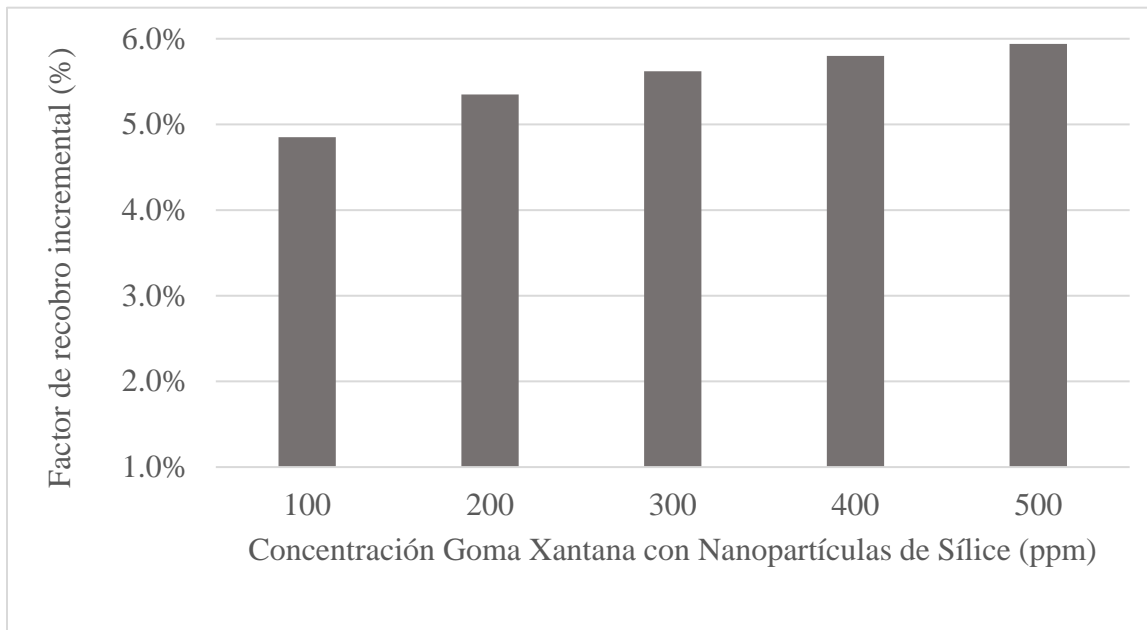
**Tabla 16.**

*Escenarios concentración de Polímero.*

<b>Concentración de Polímero</b>				
<b>Concentración, ppm</b>	<b>FR incremental, %</b>	<b>Masa acumulada de polímero inyectado, lb</b>	<b>Producción incremental de crudo, bbls</b>	<b>RQO, lb/bbls</b>
100	4.85%	77670	330985	0.23
200	5.35%	155340	365283	0.43
300	5.62%	240.452	383336	0.63
400	5.80%	310.681	396043	0.78
500	5.94%	388.351	405548	0.96

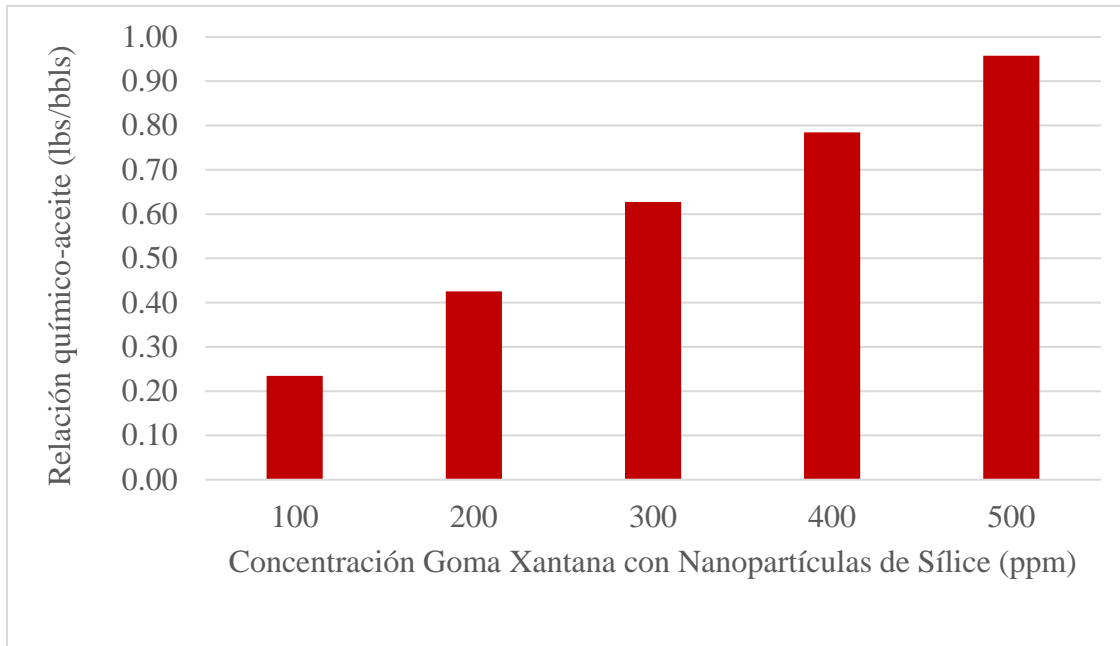
**Figura 36.**

*Factor de recobro incremental en función de la concentración de Polímero.*



**Figura 37.**

*Relación Químico-Aceite en función de la concentración de Polímero.*



Se observa en la Figura 36 y Figura 37 que, al variar la concentración del polímero, el factor de recobro incremental aumenta proporcionalmente, alcanzando un máximo del 5.94% con una concentración de 500 ppm. Sin embargo, se seleccionó una concentración de 300 ppm debido a que con esta concentración se obtiene un factor de recobro incremental de 5.62%. Teniendo en cuenta que al aumentar la concentración más allá de 400 ppm se incrementa la relación químico-aceite incurriendo en la reducción de la rentabilidad de la técnica, se justifica que la concentración escogida es la opción óptima, equilibrando un alto factor de recobro incremental con una relación químico-aceite razonable. Esta concentración será utilizada para la evaluación unidimensional del siguiente parámetro.

**5.2 Tasa de Inyección**

Una vez definida la concentración óptima de polímero a 300 ppm se procedió a variar la tasa de inyección, evaluándola en un rango de 500 bbls/día a 2500 bbls/día. La tasa de inyección es crucial en los procesos de recobro mejorado, ya que influye directamente en la distribución del polímero en el yacimiento y, por ende, en la eficiencia del desplazamiento del petróleo. Una evaluación adecuada de esta tasa permite maximizar el contacto del polímero con el aceite, mejorando el factor de recobro y optimizando la recuperación del recurso. De este modo, se plantearon los escenarios presentados en la Tabla 17. Los resultados se evidencian en la Figura 38, Figura 39 y Figura 40, siendo está ultima el comportamiento de la presión de inyección.

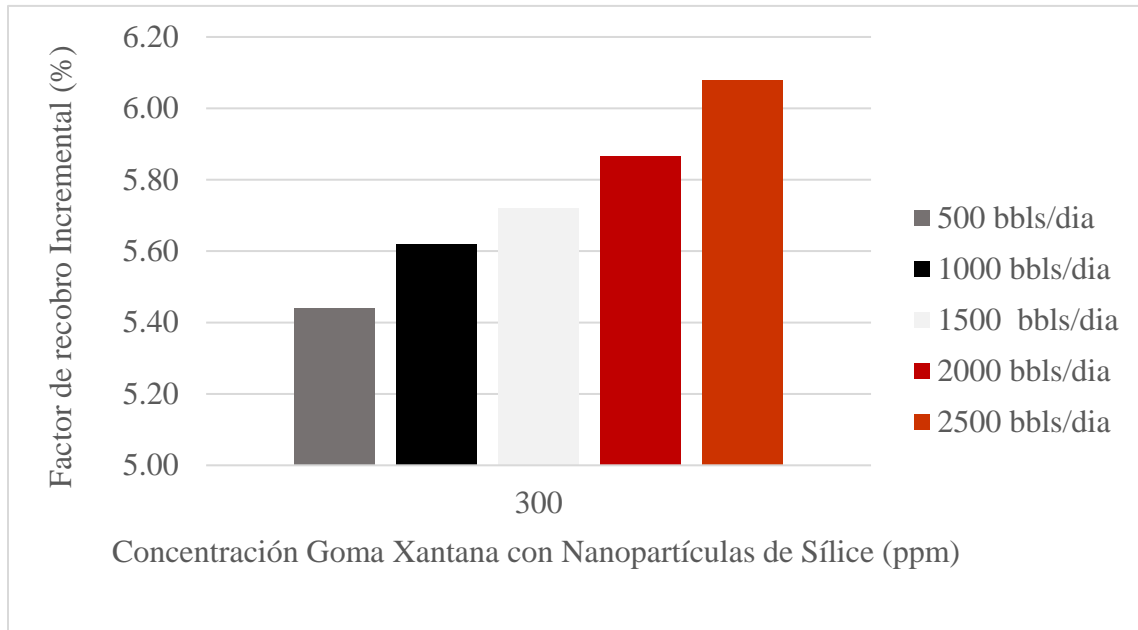
**Tabla 17.**

*Escenarios tasa de inyección.*

<b>Tasa de inyección</b>				
<b>Tasa, bbls/día</b>	<b>Factor de Recobro Incremental %</b>	<b>Masa Acumulada de Polímero inyectado (lbs)</b>	<b>Producción Acumulada de Aceite (bbls)</b>	<b>RQO, lbs/bbls</b>
500	5.44	240452	284479	0.85
1000	5.62	240452	383336	0.63
1500	5.72	240452	390541	0.62
2000	5.86	240452	393456	0.61
2500	6.08	240452	409842	0.59

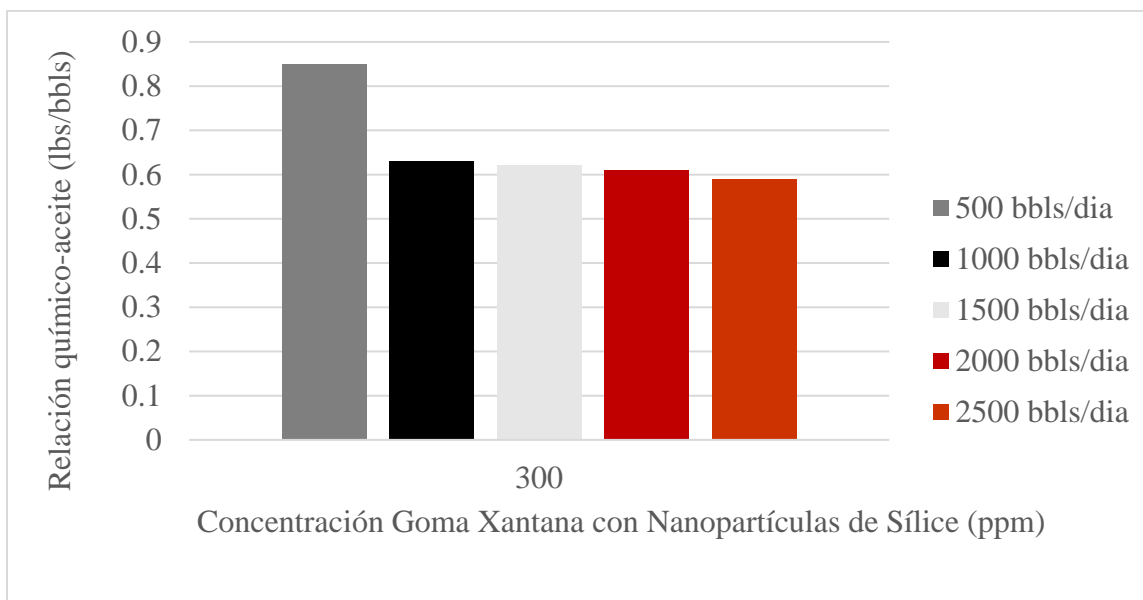
**Figura 38.**

*Factor de recobro incremental a diferentes tasas de inyección.*



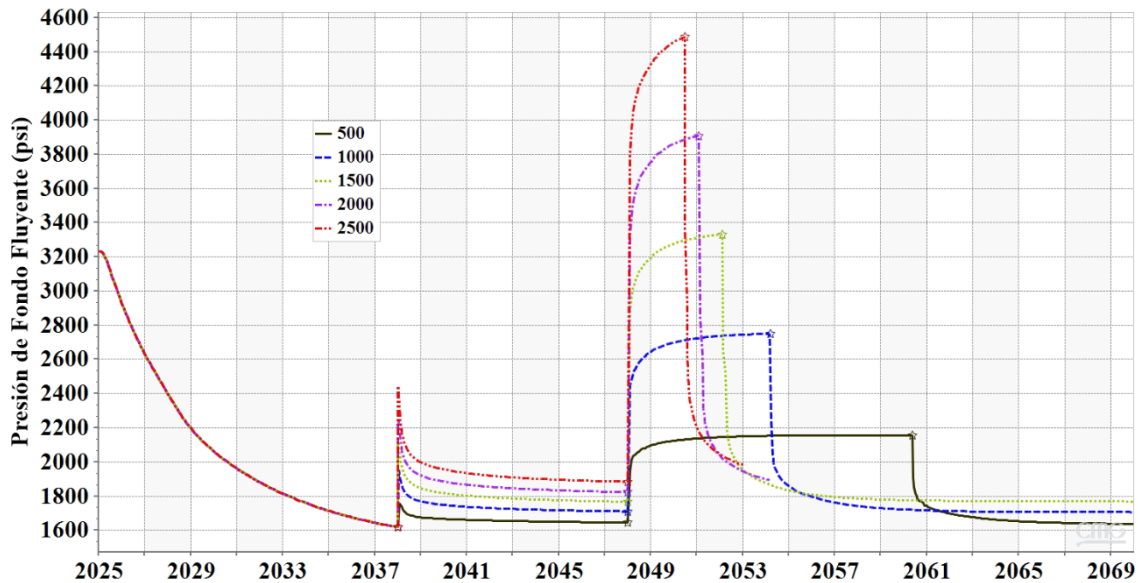
**Figura 39.**

*Relación Químico-Aceite a diferentes tasas de inyección.*



**Figura 40.**

*Presión de fondo fluyente a diferentes tasas.*



Al evaluar los resultados obtenidos en la Figura 38 y Figura 39, se eligió una tasa de 2500 bbls/día porque proporciona un equilibrio óptimo entre el factor de recobro incremental y una relación químico-aceite adecuada, debido a que tiene un menor consumo de químico con respecto a las demás tasas evaluadas, correspondiente a una relación químico inyectado – aceite producido de 0.59 (lbs/bbls) y así mismo un factor de recobro incremental de 6,08% con una presión de inyección de 4481 psi, por ende, esta elección de 2500 bbls/día permite maximizar la recuperación, mantener una presión controlada y una distribución eficiente del polímero, y minimizando riesgos asociados a la operación. Sin embargo, en la Figura 40 se observa el efecto que tiene la tasa con respecto a la presión de inyección, este comportamiento es clave para el diseño operativo, ya que

es fundamental asegurar que la presión de inyección no supere la presión de fractura de la formación.

### **5.3 Tamaño del Bache**

El último parámetro evaluado fue el tamaño del bache, ya que es crucial determinar la cantidad total de químico adecuada para inyectar. Sin embargo, se implementó un esquema de inyección que combina un bache químico seguido de un bache de agua, sumando en conjunto 1 volumen poroso (VP), esto se fundamenta en principios teóricos de desplazamiento en medios porosos y eficiencia de barrido. Estudios de dinámica de fluidos en yacimientos (Lake et al., 2014) demuestran que esta secuencia optimiza el proceso de recuperación mediante dos premisas claves: primero, el bache químico (polímero-nanopartículas) ajusta favorablemente la relación de movilidades, reduciendo la tendencia a la canalización prematura; segundo, el bache de agua subsiguiente actúa como fluido desplazante, propagando el frente de inyección y manteniendo la presión del yacimiento. Este parámetro se expresa habitualmente en términos de duración de la inyección, y se analizó variando el número de volúmenes porosos inyectados, como se muestra en la Tabla 18.

En este contexto, la inyección prolongada puede limitar la capacidad de ajustar el proceso en respuesta a cambios en las condiciones del yacimiento o en la eficiencia del recobro. En contraste, un tamaño de bache adecuado asegura que se inyecte la cantidad justa de químico para maximizar el factor de recobro sin saturar el yacimiento, proporcionando un equilibrio entre la eficacia de la inyección, la flexibilidad operativa y los costos del proceso. Por su parte, los resultados en factor de recobro y relación químico inyectado-aceite producido se presentan en la Figura 41 y Figura 42.

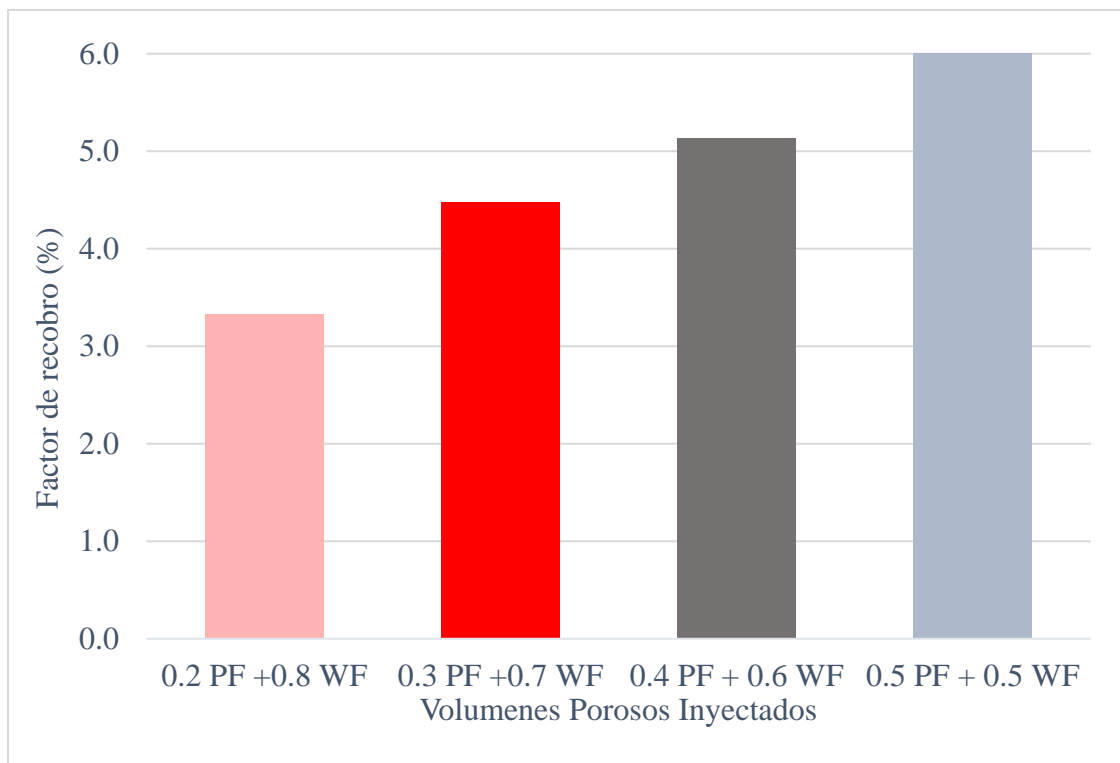
**Tabla 18.**

*Escenarios de tamaño de bache.*

Volúmenes porosos inyectados de polímero	Factor de Recobro Incremental %	Masa Acumulada de Polímero inyectado (lbs)	Producción incremental de Aceite (bbls)	RQO, lbs/bbls
0.2	3.33	97202	223798	0.43
0.3	4.48	144303	278180	0.52
0.4	5.13	192404	354403	0.54
0.5	6.08	240452	409842	0.59

**Figura 41.**

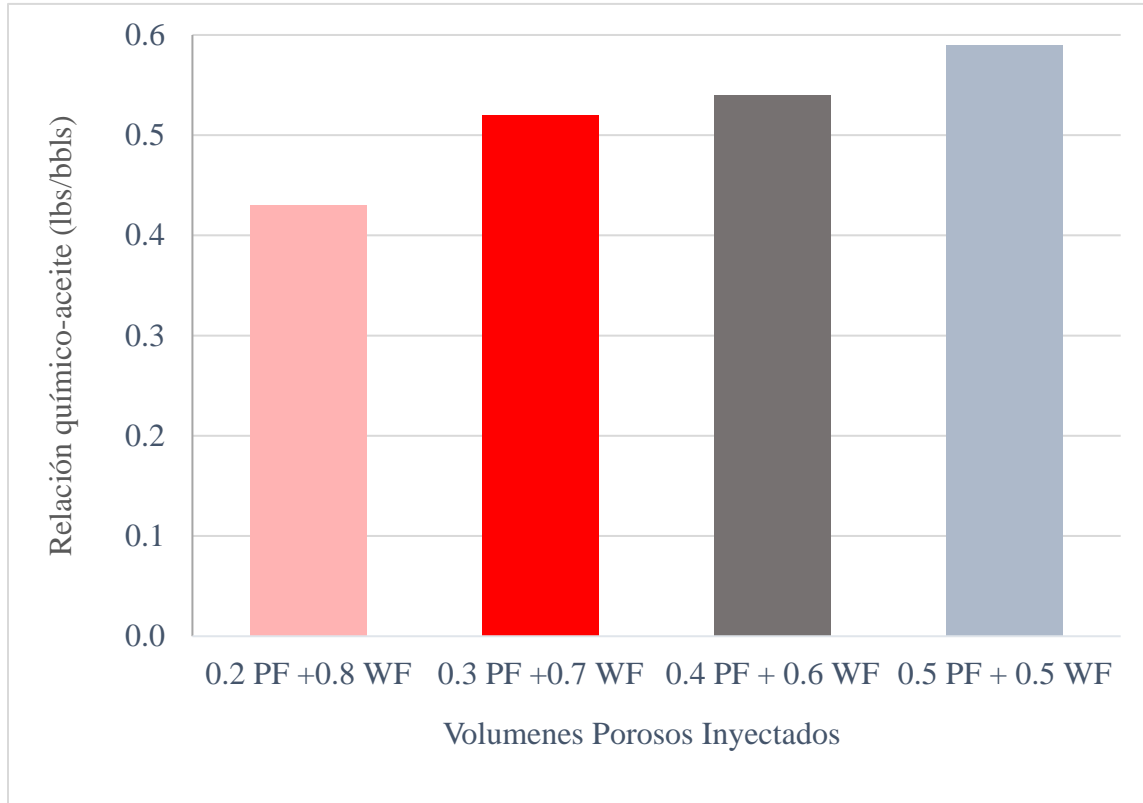
*Factor de recobro incremental a diferentes tamaños de bache.*



*Nota.* La abreviatura PF se refiere a *Polymer Flooding*. La abreviatura WF se refiere a *Water Flooding*.

**Figura 42.**

*Relación Químico-Aceite a diferentes tamaños de bache.*



*Nota.* La abreviatura PF se refiere a *Polymer Flooding*,. La abreviatura WF se refiere a *Water Flooding*.

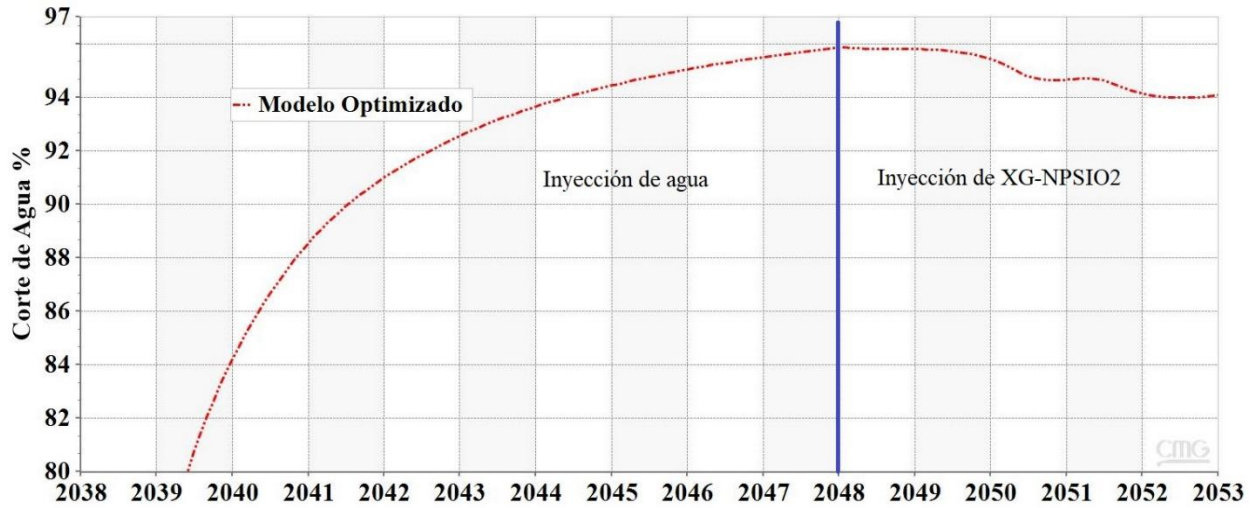
Teniendo en cuenta los resultados reflejados en la Figura 41 y Figura 42 y con base en la literatura, se ha reportado que la Relación Químico-Aceite (RQO) en proyectos exitosos de inyección de polímeros en Colombia, mantiene un valor límite de 3.02 lbs/bbls (Acipet, 2017), lo que indica un balance adecuado entre el uso de polímero y la eficiencia de recuperación de petróleo.

Tomando en consideración que el crudo en estudio tiene una viscosidad de 21 cP, la selección de 0.4 VP de goma xantana y 0.6 VP de agua resulta óptima, ya que permite alcanzar un factor de recobro (FR) incremental elevado y una RQO adecuada, optimizando la movilidad del crudo sin comprometer excesivamente la inversión en polímero. Además, esta opción minimiza el consumo de polímero en comparación con el escenario de 0.5 VP, asegurando una mejor eficiencia económica sin sacrificar significativamente el rendimiento del proceso de recobro mejorado.

Así mismo, en el modelo optimizado, se observa un comportamiento diferenciado en el corte de agua asociado a la inyección de goma xantana con nanopartículas de sílice. Durante el período 2038-2048, la inyección de agua convencional presenta cortes de agua elevados, reflejando una menor eficiencia en el barrido del yacimiento debido al avance frontal del agua y la falta de control en la movilidad de los fluidos. A partir de 2048, con la implementación de la formulación XG-NPSiO<sub>2</sub>, se evidencia una reducción del 2% en el corte de agua, como se ilustra en la Figura 43. Esta mejora se atribuye a la capacidad del polímero para aumentar la viscosidad del fluido inyectado, mejorando el barrido volumétrico.

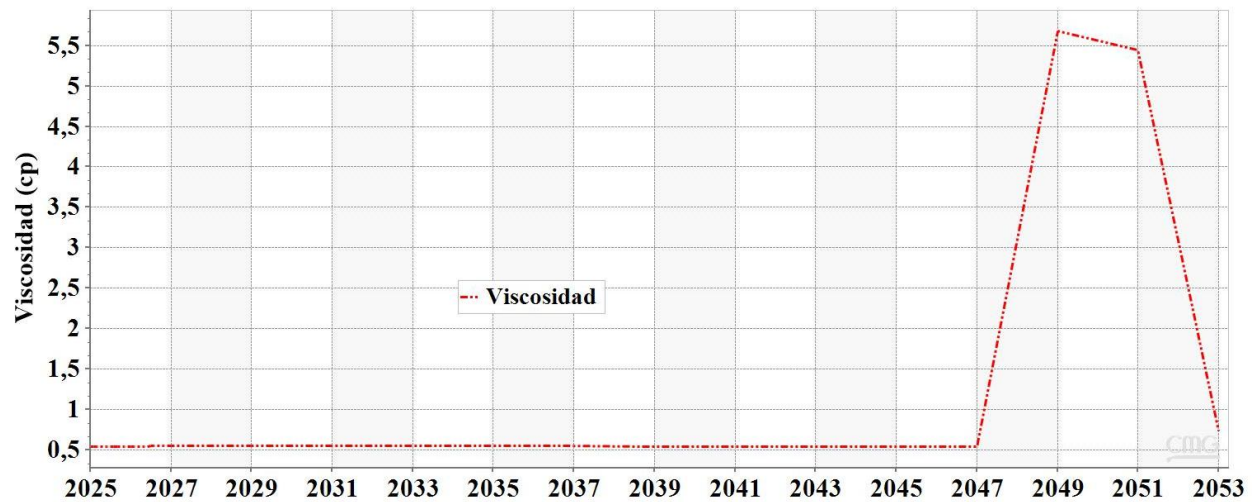
**Figura 43.**

*Corte de agua durante el proceso de inyección.*



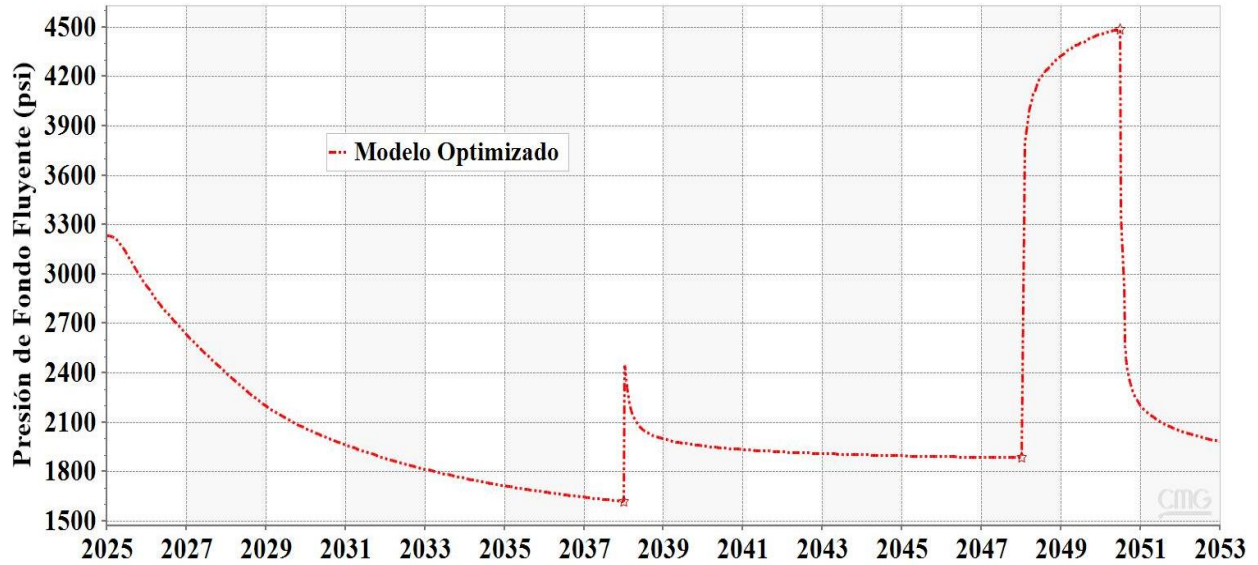
**Figura 44.**

*Viscosidad de la formulación XG-NPSIO<sub>2</sub>.*



**Figura 45.**

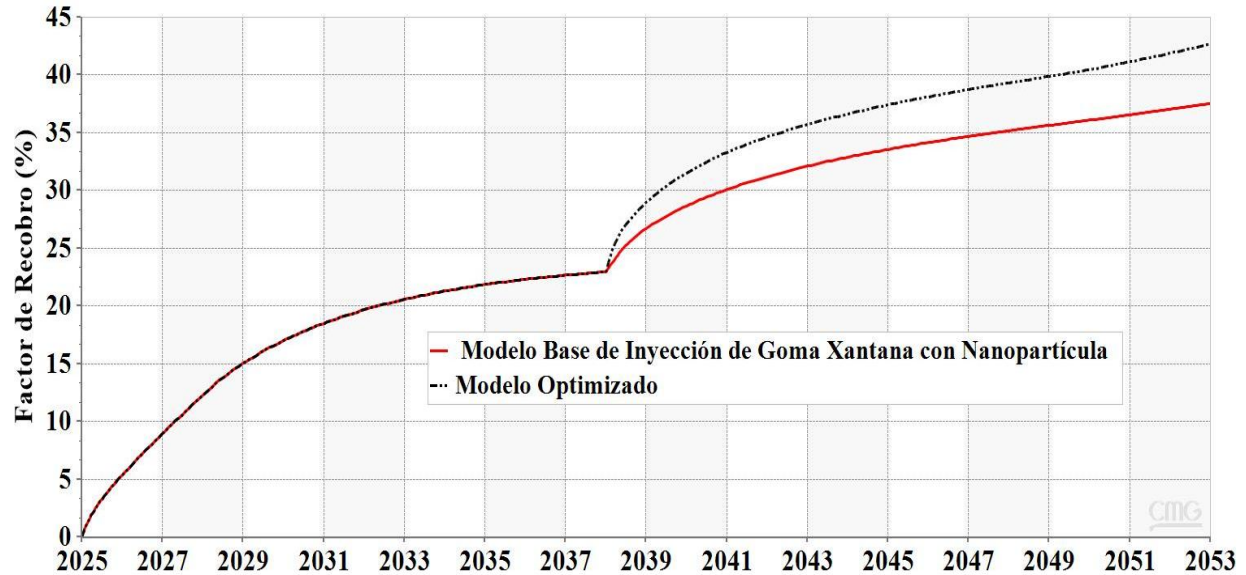
*Presión de fondo fluyente en el escenario optimizado.*



En relación a la viscosidad desarrollada por la solución polimérica, en la figura 44 se puede observar que se alcanza un valor promedio de 5.8 cP a una concentración de 300 ppm de XG-NPSiO<sub>2</sub>, incrementando la resistencia al flujo dentro del medio poroso, lo que se traduce en un aumento de la presión de inyección. No obstante, el pico máximo registrado fue de 4500 psi, tal como lo muestra la Figura 45. Dado que la presión de fractura de la formación es de aproximadamente 5694 psi, se obtiene un margen de 1194 psi. Esto confirma que, a pesar de la alta tasa de inyección aplicada, no hubo indicios de fracturamiento, garantizando la integridad del reservorio.

**Figura 46.**

*Comparación escenario base y escenario optimizado respecto al Factor de Recobro.*



Finalmente, analizando los resultados obtenidos en la Figura 46, el factor de recobro logró un incremental del 7.43% en el escenario optimizado con respecto al escenario base de inyección de nanopartículas, reflejando así la utilidad de este proceso de optimización, donde se encontró que el escenario más adecuado consistió en inyectar una formulación con 300 ppm de polímero, a una tasa de 2500 bbl/día y un tamaño de bache de 0.4 VP de XG-NPSIO<sub>2</sub> y uno de 0.6 VP de Agua.

## 6. Conclusiones

El ajuste histórico logrado con la inyección de XG-NPSiO<sub>2</sub> validó el modelamiento de la viscosidad de la solución polimérica de Buitrago et al. (2022) en función de la concentración y la tasa de corte. Esto permitió seleccionar el mejor escenario entre 500 simulaciones, con un error relativo global del 4.7% entre los valores simulados y los observados en laboratorio. Además, este modelamiento facilitó el escalamiento a campo mediante la incorporación de los reogramas.

El análisis de la concentración de polímero reveló una mejora progresiva en el factor de recobro incremental (FR) a medida que se aumentaba a concentración, alcanzando un máximo del 5.94% con 500 ppm. No obstante, la concentración de 300 ppm fue seleccionada como la más eficiente, ya que proporciona un FR incremental de 5.62 % con una Relación Químico-Aceite (RQO) de 0.63 lbs/bbls, evitando incrementos innecesarios en el consumo de polímero y manteniendo un equilibrio entre eficiencia técnica y viabilidad económica.

El análisis de la tasa de inyección muestra que un incremento en el volumen inyectado por unidad de tiempo eleva la presión de inyección, resaltando la importancia de mantenerla por debajo de la presión de fractura para garantizar la estabilidad del sistema. En la optimización, se seleccionó una tasa de 2.500 bbls/día que alcanzó una presión de inyección de 4456 psi la cual resultó en un factor de recobro incremental de 6.08% y un RQO de 0.59 lbs/bbls, demostrando un equilibrio entre recuperación y eficiencia en el uso de químicos. Estos resultados permitieron definir una tasa óptima que maximiza la producción sin comprometer la integridad del yacimiento.

El análisis del tamaño de bache permitió alcanzar un factor de recobro incremental de 5.13% con un RQO de 0.54 lbs/bbls. Se determinó que la configuración más eficiente corresponde a un bache de 0.4 VP de XG-NPSiO<sub>2</sub> seguido de 0.6 VP de agua, inyectado a una tasa de 2.500 bbl/día con una concentración de 300 ppm de polímero. Estos resultados demuestran la efectividad

de la estrategia implementada, asegurando un equilibrio entre maximización de la recuperación y estabilidad operativa del sistema.

### **7. Recomendaciones**

Se recomienda emplear y analizar formulaciones de goma xantana con otro tipo de nanopartículas para evaluar y comparar su impacto frente a la formulación de Buitrago et al. (2022).

Se recomienda realizar un análisis económico-financiero que contemple los precios del polímero, los impuestos aplicables en la industria petrolera en Colombia, y el impacto de las fluctuaciones en el precio del barril de petróleo sobre la viabilidad del proyecto.

Dado que la investigación se basó en un patrón de 5 puntos invertidos, se recomienda realizar el análisis en otros tipos de patrones, como 7 y 9 puntos invertidos y factores lineales, para obtener resultados más amplios y comparativos.

Se recomienda la implementación de modelos geoestadísticos alternativos que integren anisotropías, permitiendo así una evaluación más detallada de su influencia en el modelado de la formulación de goma xantana con nanopartículas.

### Referencias Bibliográficas

- Ayirala, S., Li, Z., Mariath, R. M., AlSofi, A., Xu, Z., y Yousef, A. (2019). *Microscale Interactions of Surfactant and Polymer Chemicals at Crude Oil-Water Interface for Enhanced Oil Recovery*. SPE-198574-MS (págs. 1-20)
- Abidin, A.Z., Puspasari, T., Nugroho, W.A. (2012). *Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology*. Procedia Chemistry, v 4, p11-16.
- ACIPET. (2017). TEC-452-EOR - Oil Production.
- Barbosa, D. S., Quintero, H. I., Villar, A., Cifuentes, J., y Colmenares, K. M. (2020). *Efectos de la irrupción polímero HPAM en procesos deshidratación y clarificación en tecnologías de cEOR en Ecopetrol S.A.* Revista Ion, 33(2), 7-24.
- Bazara, M., & Salman, S. M. (2009, March). *Permeability Estimation Using Log Data, Abu Dhabi Offshore Field, UAE*. Paper presented at the 2009 SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Bahrain International Exhibition Centre, Kingdom of Bahrain. Society of Petroleum Engineers.
- Buitrago Rincón, D., Sadtler, V., Mercado Ojeda, R., Roques Carmes, T., Marchal, P., Pedraza Avella, J., & Lemaitre, C. (2021). *Efecto de las nanopartículas de sílice en soluciones de goma xantana: comportamiento reológico y métodos de preparación de nanofluidos*. Transacciones de ingeniería química, 86
- Buitrago-Rincon, D. L., Sadtler, V., Mercado, R. A., Roques, T., Benyahia, L., Durand, A., ... y Lemaitre, C. (2022). *Effect of Silica Nanoparticles in Xanthan Gum Solutions: Evolution of Viscosity over Time*. Nanomaterials, 12(11), 1906.

- Buitrago-Rincon, D. L., Sadtler, V., Mercado, R. A., Roques-Carmes, T., Marchal, P., Muñoz-Navarro, S. F., ... & Lemaitre, C. (2023). *Silica nanoparticles in xanthan gum solutions: oil recovery efficiency in core flooding tests*. *Nanomaterials*, 13(5), 925.
- Caballero, J. K., y González, M. C. (2018). *Estado del arte de las aplicaciones de la nanotecnología en el recobro mejorado*. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Camesano, T. A., & Wilkinson, K. J. (2001). *Structural characterization of polysaccharides in aqueous solutions*. *Journal of Colloid and Interface Science*, 239(2), 318-327.
- Chaparro, M. L., y Nariño, R. J. (2019). *Análisis de Resultados de Pruebas Experimentales a Escala Laboratorio para la Optimización del Proceso de Selección de Polímeros como Método de Recobro Mejorado*. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Carmona, J.A., (2015). *Reología de Dispersiones Acuósas de Goma Xantana de Prestaciones Avanzadas. [Ph.D. Thesis]. Universidad de Sevilla, Department of Chemical*.
- Cuenca, V., Paredes, R., y Córdor, J. (2016). *Diseño experimental de una solución polimérica para mejorar la relación de movilidad de los fluidos en un yacimiento previo a la implementación de un proyecto piloto de recuperación mejorada de petróleo*. *Enfoque UTE*, 7(4), 127-139.
- Camesano, T.A., Wilkinson, K.J. (2001). *Single Molecule Study of Xanthan Conformation Using Atomic Force Microscopy*. *Biomacromolecules*, v 2, p 1184–1191.
- Ecopetrol S.A. (2011). *Recuperación secundaria Yariguí Cantagallo: experiencias en estimulación de pozos inyectoros*. Grupo PIR, Grupo SYA, ICP, Grupo Subsuelo SOR.

- Ecopetrol S.A. (2015). *Evaluación del potencial de métodos de recuperación mejorada (EOR) en el Campo Palogrande-Cebú*. [Informe técnico interno]
- El-Diasty, A.I., Aly, A.M. (2015). *Understanding the mechanism of nanoparticles applications in enhanced oil recovery*. SPE , Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt, 14–16 September 2015.
- George, J., Smith, P., & Johnson, L. (1996). *Estudio sobre la eficiencia del barrido volumétrico en la inyección de químicos*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 25(3), 123-140.
- Hashmet, M., & Nassar, N. N. (2023). *A comprehensive investigation of nanocomposite polymer flooding at reservoir conditions: New insights into enhanced oil recovery*. Journal of Polymers and the Environment.
- Huang, M., & Yang, J. (2019). *Facile rheological and structural modification of xanthan gum through silica nanoparticle incorporation: Role of hydrogen bonding and surface interactions*. Carbohydrate Polymers, 215, 84-92.
- Isehunwa, O. S., & Falade, G. K. (2007, August). *Improved characterization of heptanes-plus fractions of light crudes*. In SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition (pp. SPE-111918). SPE.
- Jansson, P. E., Kenne, L., & Lindberg, B. (1975). *Structure of the extracellular polysaccharide from Xanthomonas campestris*. Carbohydrate research, 45(1), 275-282.

- Jordan, R., Kennedy, M., Katherine, E., Jennifer, K., Brown, R. (2014). *Rheology of dispersions of xanthan gum, locust bean gum and mixed biopolymer gel with silicon dioxide nanoparticles*. *Materials Science and Engineering*, 48, 347–353.
- Jiménez, L. M., y Valencia, J. A. (2018). *Evaluación de un modelo analítico para la inyección de polímeros como método de recobro mejorado en un área piloto del campo Castilla*. Fundación Universidad de América. Bogotá D.C., Colombia.
- Khouryieh, H., Herald, T., Aramouni, F., Alavi, S. (2007). *Intrinsic viscosity and viscoelastic properties of xanthan/guar mixtures in dilute solutions: Effect of salt concentration on the polymer inter-actions*. *Food Res. Int.*, 40, 883–893.
- Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Prentice Hall.
- Lake, L.W. et al. (2014). *Enhanced Oil Recovery*. Prentice Hall.
- Milas, M., & Rinaudo, M. (1979). *Influence of salts on the conformational properties of xanthan in aqueous solutions*. *Carbohydrate Polymers*, 1(4), 255-264.
- Milas, M., Rochefort, R., & Middleman, S. (1987). *Salt effects on the thermal transition of xanthan gum solutions*. *Journal of Applied Polymer Science*, 33(5), 1093-1102.
- Milas, M., Rinaudo, M., & Pontoizeau, C. (1995). *The structure of xanthan gum in solution: Effect of temperature and ionic strength*. *Macromolecules*, 28(21), 7148-7154.
- Moorhouse, R., Walkinshaw, M.D., & Arnott, S. (1977). *Xanthan gum – molecular conformation and interactions*. In *Extracellular Microbial Polysaccharides*, edited by Paul A. Sandford. ACS Symposium Series, no. 45. Washington, D.C.: American Chemical Society, pp. 90-102.

- Norton, I.T., Goodall, D.M., Frangou, S.A., Morris, E.R., Rees, D.A. (1984). *Mechanism and dynamics of conformational ordering in xanthan polysaccharide*. Journal Molecule Biol, 175, 371–394.
- Riazi, M. R., Al-Adwani, H. A., & Bishara, A. (2004). *The impact of characterization methods on properties of reservoir fluids and crude oils: options and restrictions*. Journal of Petroleum Science and Engineering.
- Pye, J., & Scott, R. (1964). *Polymer flooding: A new technique for enhanced oil recovery*. Journal of Petroleum Technology, 16(4), 123-135.
- Salager, J. L., (2005). *Recuperación mejorada del petróleo*. ULA.[S357-C].
- Seright, R. S., Wolf, J. C., & B. T. Stokke. (1992). *Thermal degradation of xanthan solutions: Effects of temperature and exposure time on viscosity*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 8(3), 209-219.
- Stokke, B. T., Ytrestøyl, T., & H. J. Kjøniksen. (1992). *Conformational properties of xanthan in solution*. Macromolecules, 25(24), 6748-6754.
- Stokke, B. T., Iversen, T., & H. J. Kjøniksen. (1998). *Conformational studies of xanthan in solution: Evidence for a double helical structure*. Biomacromolecules, 3(4), 586-593.
- Suárez, J. H., (2017). *Evaluación experimental del efecto de la salinidad del agua en soluciones poliméricas (HPAM) funcionalizadas con nanopartículas de sílice*. Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia.
- Sworn, G. (2009). 17 *Xanthan Gum*. *Food Stabilisers, Thickeners and Gelling Agents*, 325.

- Sheng, J.J. (2011). *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice*. Elsevier  
Alpharetta, GA, USA.
- Sheng, J. J. (2010). *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice*. Gulf  
Professional Publishing.
- Wang, X., Zhang, Y., & Li, H. (2021). *Biodegradability of xanthan gum: Microbial decomposition  
and environmental implications*. *Journal of Environmental Science and Technology*,  
55(12), 7890-7901
- Zhang, Y., et al. (2021). *Synergistic Effects of Xanthan Gum and Silica Nanoparticles for  
Enhanced Oil Recovery in High-Temperature Reservoirs*. *Journal of Petroleum Science  
and Engineering*, 205, 108982.