

Evaluación técnico-financiera de un proceso de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados mediante simulación numérica

Juan Diego Ceballos Payares

Trabajo de Grado para Optar al Título de Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Director

Maika Karen Gambús Ordaz

PhD., en Ingeniería de Petróleos

Codirector

Samuel Fernando Muñoz Navarro

MSc., en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos

Bucaramanga

2023

### **Dedicatoria**

A Dios, por brindarme la posibilidad de conocer personas maravillosas, vivir experiencias inolvidables y hacerme sentir siempre como una persona afortunada y capaz.

A mis padres, Esperanza y José Humberto, por su amor incondicional, respaldo a mis decisiones y total comprensión en las diversas circunstancias que han abarcado mi vida.

A mis hermanos, Leidy y José Alejandro, por su cariño, amor y constante acompañamiento.

A mi hermanito “Plisio”, que desde el cielo sé que me cuida y vela por el cumplimiento de mis metas.

**Judicepa**

### **Agradecimientos**

A Dios, por mantenerme siempre sano y darme las fuerzas suficientes para superar los momentos difíciles de mi vida.

A mi familia, por su amor, motivación y apoyo continuo en el cumplimiento de mis sueños y metas.

A la Ing. Maika Gambús, por su valiosa orientación y dedicación en la dirección de este proyecto de investigación. Gracias por todas las enseñanzas brindadas.

Al Ing. Samuel Muñoz, por su acompañamiento como codirector del proyecto. Gracias por todos los aportes y comentarios que ayudaron a enriquecer y fortalecer la investigación.

A mis queridas amigas, Kelly y Danna, con quienes comparto innumerables gustos y experiencias. Gracias por estar siempre para mí y enloquecer conmigo en ciertas ocasiones.

A mis nuevas amigas, Margarita y María Angélica, por aparecer en mi última etapa de la maestría y aguantarme en esos últimos meses. También, gracias por enloquecer conmigo.

Al Grupo de Investigación Recobro Mejorado, mi amada familia GRM, por todas las oportunidades y enseñanzas que tuve durante el transcurso de mi investigación, Gracias a todos los integrantes, especialmente a María Isabel Sandoval, Ana Paula Villaquirán, Paola Dávila, Andrey Jiménez, Juan Carlos Charry y la profe Victoria Mousalli.

A los estudiantes que están bajo mi cuidado en el GRM, quienes me han dado la oportunidad de mejorar y evolucionar como tutor. Muchas gracias por permitirme experimentar esta grandiosa labor.

Al proyecto titulado “ESTUDIO DE LA INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO EN LA FORMACIÓN MUGROSA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

PARA EL PROCESO DE RECOBRO QUÍMICO POR INYECCIÓN DE SURFACTANTES”, registrado bajo el número 3731 en la Vicerrectoría de Investigación y Extensión por el Grupo de Investigación Recobro Mejorado de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, por su apoyo y acompañamiento en el desarrollo de este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos, incluyendo los docentes y personal administrativo que contribuyeron en mi formación personal y profesional.

Finalmente, a todas las personas que no alcancé a nombrar, pero igual estuvieron presentes y brindaron su apoyo en el desarrollo de este proyecto de investigación.

Con mucho cariño, muchas gracias por todo

**Judicepa**

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	18
1. Generalidades de la investigación.....	21
1.1 Planteamiento del problema.....	21
1.2 Antecedentes de la investigación.....	22
1.3 Objetivos de la investigación.....	24
1.3.1 Objetivo general.....	24
1.3.2 Objetivos específicos .....	24
2. Descripción y modelamiento de la inyección de surfactantes en crudos pesados .....	25
2.1 Inyección de surfactantes como método de recobro convencional.....	25
2.2 Inyección de surfactantes en crudos pesados.....	28
2.3 Modelamiento del mecanismo de emulsificación y arrastre.....	32
3. Evaluación numérica a escala de laboratorio de la inyección álcali-surfactante .....	35
3.1 Prueba de desplazamiento a modelar.....	36
3.2 Construcción del modelo base de simulación a escala de laboratorio.....	40
3.2.1 Modelo estático.....	40
3.2.2 Modelo de fluidos .....	47
3.2.3 Interacción roca-fluido.....	51
3.2.4 Inicialización y condiciones de frontera .....	55
3.3 Ajuste histórico de la inyección de agua.....	56
3.4 Ajuste histórico de la inyección de químicos .....	61

4. Creación del modelo de simulación a escala <i>single-well</i> .....	67
4.1 Metodología de escalamiento .....	67
4.2 Escalamiento y validación .....	70
4.3 Construcción del modelo base de simulación a escala <i>single-well</i> .....	78
4.3.1 Modelo estático .....	78
4.3.2 Modelo de fluidos .....	82
4.3.3 Interacción roca-fluido.....	85
4.3.4 Inicialización y ubicación de los pozos .....	85
4.4 Análisis de sensibilidad de un anillo de confinamiento.....	86
4.5 Caso base de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados.....	89
5. Evaluación financiera de la inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados .....	92
5.1 Descripción de la oportunidad .....	93
5.2 Estimación de los ingresos del proyecto.....	94
5.3 Estimación de los egresos del proyecto .....	96
5.3.1 Determinación del CAPEX.....	96
5.3.2 Determinación del OPEX .....	98
5.3.3 Determinación de los impuestos .....	99
5.4 Estimación del flujo de caja descontado e indicadores económicos.....	102
6. Determinación del escenario de aplicación más adecuado .....	103
6.1 Evaluación de la concentración de álcali .....	104
6.2 Evaluación de la concentración de surfactante .....	107
6.3 Evaluación del tamaño de bache.....	110
6.4 Evaluación del tiempo y tasa de inyección.....	112

6.5 Evaluación del tiempo de remojo .....	114
6.6 Evaluación del tiempo de producción y duración por ciclo.....	117
6.7 Presentación del escenario de aplicación más adecuado .....	119
7. Conclusiones.....	121
8. Recomendaciones .....	122
Referencias Bibliográficas .....	124

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. <i>Discretización de la malla de simulación preliminar a escala de laboratorio.</i> .....	42
Tabla 2. <i>Propiedades del modelo estático.</i> .....	42
Tabla 3. <i>Modelos de simulación – Análisis de sensibilidad del número de celdas a escala de laboratorio.</i> .....	43
Tabla 4. <i>Discretización de la malla de simulación final a escala de laboratorio.</i> .....	46
Tabla 5. <i>Propiedades de los componentes modelados a escala de laboratorio.</i> .....	49
Tabla 6. <i>Coordenadas de los pseudopozos inyector y productor a escala de laboratorio.</i> .....	55
Tabla 7. <i>Rango de variación de los parámetros seleccionados para el ajuste histórico del primer bache de inyección de agua a escala de laboratorio.</i> .....	58
Tabla 8. <i>Rango de variación de los parámetros seleccionados para el ajuste histórico de la inyección de químicos a escala de laboratorio.</i> .....	62
Tabla 9. <i>Parámetros ajustados del modelo de adsorción a escala de laboratorio.</i> .....	65
Tabla 10. <i>Parámetros ajustados de la cinética química de las reacciones a escala de laboratorio.</i> .....	65
Tabla 11. <i>Criterios de escalamiento del subgrupo No.4.</i> .....	69
Tabla 12. <i>Malla de simulación a escala de campo para la validación del escalamiento.</i> .....	71
Tabla 13. <i>Propiedades de los componentes a escala de campo a una temperatura de 71.6 °F (22 °C).</i> .....	72
Tabla 14. <i>Parámetros de la cinética química de las reacciones a escala de campo.</i> .....	73
Tabla 15. <i>Parámetros del modelo de adsorción a escala de campo.</i> .....	73

Tabla 16. <i>Escalamiento de los tiempos de simulación.</i> .....	74
Tabla 17. <i>Discretización de la malla de simulación preliminar a escala single well.</i> .....	79
Tabla 18. <i>Propiedades de los fluidos del yacimiento.</i> .....	83
Tabla 19. <i>Parámetros operacionales iniciales - Caso base de inyección cíclica de surfactantes.</i> .....	89
Tabla 20. <i>Estimación de los ingresos del proyecto.</i> .....	96
Tabla 21. <i>Determinación del CAPEX.</i> .....	97
Tabla 22. <i>Determinación del OPEX.</i> .....	99
Tabla 23. <i>Determinación de los impuestos.</i> .....	101
Tabla 24. <i>Flujo de caja descontado del proyecto.</i> .....	102
Tabla 25. <i>Indicadores financieros del proyecto – Caso base de inyección cíclica de surfactantes.</i> .....	103
Tabla 26. <i>Escenarios de evaluación para la concentración de álcali.</i> .....	104
Tabla 27. <i>Escenarios de evaluación para la concentración de surfactante.</i> .....	108
Tabla 28. <i>Escenarios de evaluación para el tamaño de bache.</i> .....	110
Tabla 29. <i>Escenarios de evaluación para el tiempo y tasa de inyección.</i> .....	112
Tabla 30. <i>Escenarios de evaluación para el tiempo de remojo.</i> .....	115
Tabla 31. <i>Escenarios de evaluación para el tiempo de producción, duración por ciclo y número total de ciclos.</i> .....	117
Tabla 32. <i>Indicadores financieros del proyecto – Escenario de aplicación más adecuado.</i> .....	120

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. <i>Esquema de una molécula de surfactante.</i> .....	26
Figura 2. <i>Tren de inyección del surfactante en yacimiento.</i> .....	27
Figura 3. <i>Mecanismo de emulsificación y arrastre.</i> .....	30
Figura 4. <i>Mecanismo de emulsificación y atrapamiento.</i> .....	31
Figura 5. <i>Factor de recobro y corte de agua obtenido en la prueba de desplazamiento.</i> .....	37
Figura 6. <i>Presión de inyección desarrollada en la prueba de desplazamiento.</i> .....	38
Figura 7. <i>Imagen captada en el micromodelo de vidrio.</i> .....	40
Figura 8. <i>Vista 3D de la malla de simulación preliminar a escala de laboratorio.</i> .....	41
Figura 9. <i>Producción acumulada de aceite – Análisis del número de celdas a escala de laboratorio.</i> .....	45
Figura 10. <i>Diferencia entre modelos – Análisis del número de celdas a escala de laboratorio.</i> .	45
Figura 11. <i>Esquema de la isoterma de adsorción propuesta por CMG.</i> .....	52
Figura 12. <i>Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite iniciales.</i> .....	54
Figura 13. <i>Ubicación de los pseudopozos inyector y productor a escala de laboratorio.</i> .....	56
Figura 14. <i>Ajuste histórico de la inyección de agua - Factor de recobro - Escala de laboratorio.</i> .....	59
Figura 15. <i>Ajuste histórico de la inyección de agua - Corte de agua - Escala de laboratorio.</i> ...	59
Figura 16. <i>Ajuste histórico de la inyección de agua - Presión de inyección - Escala de laboratorio.</i> .....	60
Figura 17. <i>Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite ajustadas.</i> .....	61

Figura 18. <i>Ajuste histórico de la inyección de químicos en el factor de recobro a escala de laboratorio.</i> .....	63
Figura 19. <i>Ajuste histórico de la inyección de químicos en el corte de agua a escala de laboratorio.</i> .....	64
Figura 20. <i>Ajuste histórico de la inyección de químicos en la presión de inyección a escala de laboratorio.</i> .....	64
Figura 21. <i>Fracción molar de Emulsión2 a 31 horas (1860 minutos) de iniciada la prueba – Laboratorio.</i> .....	66
Figura 22. <i>Reducción de la viscosidad del crudo por la formación de emulsiones – Laboratorio.</i> .....	66
Figura 23. <i>Validación del factor de recobro - Escalamiento a nivel piloto.</i> .....	76
Figura 24. <i>Validación del corte de agua - Escalamiento a nivel piloto.</i> .....	77
Figura 25. <i>Validación de la presión de inyección - Escalamiento a nivel piloto.</i> .....	77
Figura 26. <i>Vista 3D de la malla de simulación preliminar a escala single-well.</i> .....	79
Figura 27. <i>Producción acumulada de aceite – Variación de celdas en la coordenada “r”.</i> .....	81
Figura 28. <i>Diferencia entre modelos – Variación de celdas en la coordenada “r”.</i> .....	81
Figura 29. <i>Vista areal de la malla de simulación final a escala single-well.</i> .....	82
Figura 30. <i>Factor volumétrico de formación del aceite vs presión.</i> .....	83
Figura 31. <i>Viscosidad del aceite vs presión.</i> .....	84
Figura 32. <i>Relación gas-aceite vs presión.</i> .....	84
Figura 33. <i>Representación del anillo de confinamiento.</i> .....	87
Figura 34. <i>Factor de recobro - Análisis de sensibilidad del anillo de confinamiento.</i> .....	88

Figura 35. *Presión promedio del yacimiento - Análisis de sensibilidad del anillo de confinamiento.*  
 ..... 88

Figura 36. *Factor de recobro – Caso base de inyección cíclica de surfactantes.* ..... 90

Figura 37. *Fracción molar de Emulsión1 al final del primer periodo de inyección – Caso base de inyección cíclica de surfactantes.* ..... 91

Figura 38. *Reducción de viscosidad del crudo – Caso base de inyección cíclica de surfactantes.*  
 ..... 91

Figura 39. *Tasa de producción de aceite en los casos bases de producción primaria e inyección cíclica de surfactantes.*..... 94

Figura 40. *Valor presente neto – Evaluación de la concentración de álcali.*..... 105

Figura 41. *Tasa interna de retorno – Evaluación de la concentración de álcali.* ..... 105

Figura 42. *Eficiencia de la inversión – Evaluación de la concentración de álcali.* ..... 106

Figura 43. *Tiempo de recuperación de la inversión – Evaluación de la concentración de álcali.*  
 ..... 106

Figura 44. *Valor presente neto y tasa interna de retorno – Evaluación de la concentración de surfactante.*..... 108

Figura 45. *Eficiencia y tiempo de recuperación de la inversión – Evaluación de la concentración de surfactante.*..... 109

Figura 46. *Valor presente neto y tasa interna de retorno – Evaluación del tamaño de bache.* . 111

Figura 47. *Eficiencia y tiempo de recuperación de la inversión – Evaluación del tamaño de bache.*  
 ..... 111

Figura 48. *Valor presente neto y tasa interna de retorno – Evaluación del tiempo y tasa de inyección.* ..... 113

Figura 49. *Eficiencia y tiempo de recuperación de la inversión – Evaluación del tiempo y tasa de inyección.* ..... 113

Figura 50. *Valor presente neto y tasa interna de retorno – Evaluación del tiempo de remojo.* 115

Figura 51. *Eficiencia y tiempo de recuperación de la inversión – Evaluación del tiempo de remojo.* ..... 116

Figura 52. *Valor presente neto y tasa interna de retorno – Evaluación de la duración por ciclo.* ..... 118

Figura 53. *Eficiencia y tiempo de recuperación de la inversión – Evaluación de la duración por ciclo.* ..... 118

Figura 54. *Factor de recobro del escenario de aplicación más adecuado.* ..... 120

### Lista de Unidades

- °API = gravedad API del crudo, unidad de densidad del crudo con relación a la densidad del agua.
- °C = grados Celsius, unidad de temperatura.
- °F = grados Fahrenheit, unidad de temperatura.
- bbls = barriles, unidad de volumen.
- bbls/día = barriles por día, unidad de caudal.
- cm = centímetros, unidad de longitud.
- cm<sup>2</sup> = centímetros cuadrados, unidad de área.
- cm<sup>3</sup> = centímetros cúbicos, unidad de volumen.
- cm<sup>3</sup>/min = centímetros cúbicos por minuto, unidad de caudal.
- COP = pesos colombianos.
- cps = centipoise, unidad de viscosidad.
- ft = pies, unidad de longitud.
- g = gramos, unidad de masa.
- g/cm<sup>3</sup> = gramos por centímetro cúbico, unidad de densidad.
- g/mol = gramos por mol, unidad de peso molecular.
- J/gmol = Joules por gramo-mol, unidad de energía.
- Kbbbls= miles de barriles, unidad de volumen.
- Klbs = miles de libras, unidad de masa.
- kPa = kilopascales, unidad de presión.

- KUSD = miles de dólares estadounidenses.
- lb= libras, unidad de masa.
- mD = milidarcy, unidad de permeabilidad.
- mg = miligramos, unidad de masa.
- MMCOP = miles de millones de pesos colombianos.
- MUSD = millones de dólares estadounidenses.
- ppm = partes por millón, unidad de concentración.
- psi = libras por pulgada cuadrada, unidad de presión.
- SCF = *Standard Cubic Feet* (Pies Cúbicos Estándar), unidad de volumen de gas en condiciones estándar.
- STB = *Stock Tank Barrel* (Barriles en Tanque de Almacenamiento), unidad de volumen de crudo a condiciones estándar.
- USD = dólares estadounidenses.
- VP = volúmenes porosos inyectados, unidad de volumen que indica la cantidad de fluido inyectado en función del volumen poroso de la muestra.

## Resumen

**Título:** Evaluación técnico-financiera de un proceso de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados mediante simulación numérica\*

**Autor:** Juan Diego Ceballos Payares\*\*

**Palabras Clave:** Inyección cíclica de surfactantes, emulsificación y arrastre, simulación numérica de yacimientos, evaluación financiera, parámetros operacionales, análisis de sensibilidad.

### Descripción:

Los yacimientos de crudo pesado son explotados, generalmente, por métodos térmicos como la inyección de vapor, sin embargo, una de las mayores limitantes es la gran cantidad de calor que se puede perder durante el proceso. Como alternativa, surge la inyección de surfactantes, donde es posible formar emulsiones de aceite en agua (O/W) con un tamaño de gota menor al tamaño promedio de los poros y, de esta manera, lograr una emulsión de baja viscosidad.

Mediante el uso de la simulación numérica se evaluó un proceso de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados. En primer lugar, se representó una prueba de desplazamiento de una inyección álcali-surfactante en un crudo de 1800 cps. Posteriormente, se escaló el comportamiento a un modelo *single-well* y se realizó un análisis de sensibilidad de los siguientes parámetros operacionales: concentración de álcali y surfactante, tamaño de bache inyectado, tiempo y tasa de inyección, tiempo de remojo, tiempo de producción y duración por ciclo. Por último, se llevó a cabo una evaluación del proyecto y se determinó el escenario de aplicación más adecuado de la técnica.

De esta forma, por medio del análisis de 52 escenarios diferentes de simulación, se determinó que el más adecuado para la técnica es inyectar una formulación de 6000 ppm de  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  + 6000 ppm de NaOH + 300 ppm de SLES, durante ciclos de 6 meses de duración que consisten en 10 días de inyección a una tasa de 2000 bbls/día, 7 días de remojo y 167 días de producción. Este escenario representa un valor presente neto de 282 mil de dólares, una tasa interna de retorno de 54.45 %, una eficiencia de la inversión de 0.36 y un tiempo de recuperación de 0.81 años.

---

\* Tesis de maestría

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos. Director: PhD. Maika Karen Gambús Ordaz. Codirector: MSc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

### Abstract

**Title:** Technical and financial evaluation of a cyclic surfactant injection process in heavy oils by numerical simulation\*

**Author(s):** Juan Diego Ceballos Payarres\*\*

**Key Words:** Cyclic surfactant injection, emulsification and entrainment, numerical reservoir simulation, financial evaluation, operational parameters, sensitivity analysis, uncertainty assessment.

#### Description:

Heavy oil reservoirs are generally exploited by thermal methods such as steam injection, however, one of the major limitations is the large amount of heat that can be lost during the process. As an alternative, surfactant flooding arises, where it is possible to form oil-in-water (O/W) emulsions with a droplet size smaller than the average pore size and thus achieve a low viscosity emulsion.

A cyclic surfactant injection process in heavy oils was evaluated using numerical simulation. First, an alkali-surfactant flooding test in a crude oil with a viscosity of 1800 cps was represented. Subsequently, the behavior was scaled to a single-well model and a sensitivity analysis of the following operational parameters was performed: alkali and surfactant concentration, injected slug size, injection time and rate, soak time, production time and duration per cycle. Finally, an evaluation of the project was carried out and the most appropriate application scenario for the technique was determined.

Thus, through the analysis of 52 different simulation scenarios, it was determined that the most suitable for the technique is to inject a formulation of 6000 ppm  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  + 6000 ppm NaOH + 300 ppm SLES, during 6-month cycles consisting of 10 days of injection at a rate of 2000 bbls/day, 7 days of soaking and 167 days of production. This scenario represents a net present value of \$282 thousands of dollars, an internal rate of return of 54.45 %, an investment efficiency of 0.36 and a payback time of 0.81 years.

---

\* Master's thesis

\*\*Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos. Director: PhD. Maika Karen Gambús Ordaz. Codirector: MSc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

## Introducción

Una de las estrategias más utilizadas para la explotación de crudos pesados son los procesos de inyección de vapor, los cuales tienen como objetivo principal disminuir la viscosidad del aceite mediante un aumento de la temperatura. A pesar de todo, estas tecnologías suelen verse limitadas por las grandes pérdidas de calor que se obtienen durante el proceso, las cuales pueden ser significativas en yacimientos con altas profundidades (mayores pérdidas en el pozo) y/o pequeños espesores (mayores pérdidas hacia formaciones adyacentes). Adicionalmente, el incremento de la demanda energética para consumo doméstico limita la cantidad de combustible disponible para la generación de vapor (Ding et al., 2019). Por esto, a través de los años se ha venido evaluando la implementación de otras metodologías para la recuperación en frío de crudos pesados, entre las que se encuentra la inyección de surfactantes.

Convencionalmente, los surfactantes son empleados para mejorar la eficiencia de desplazamiento en una inyección de agua, donde se busca reducir la tensión interfacial entre el agua inyectada y el crudo presente, de este modo, se logra disminuir la saturación de aceite residual y, por ende, aumentar el factor de recobro (Green y Willhite, 1998). Aun así, la inyección de agua en crudos pesados puede resultar ineficiente a causa de la digitación viscosa originada por la gran diferencia de viscosidades entre el agua y el aceite, lo cual podría llevar a pensar que el uso de surfactantes en este caso sería limitado y poco atractivo.

No obstante, Subkow (1942) plantea que con la disminución de la tensión interfacial ocasionada por el surfactante es posible formar emulsiones de aceite en agua que mejoren la capacidad de flujo del aceite. Bajo este enfoque, si se logra que las gotas de aceite sean más pequeñas que las gargantas de los poros, se consigue que el crudo pesado sea arrastrado por la fase

agua y llevado hasta el pozo productor como parte de una emulsión de baja viscosidad. Johnson (1976) definió a este mecanismo de recuperación como emulsificación y arrastre.

Ahora bien, debido a sus características, el mecanismo de emulsificación y arrastre permite reducir la viscosidad aparente del crudo gracias a la formación de emulsiones de aceite en agua que no bloqueen el medio poroso. Así las cosas, este mecanismo sería el ideal para la recuperación de crudos pesados bajo modalidad cíclica, ya que en este tipo de procesos el enfoque principal es reducir la viscosidad del aceite alrededor del pozo productor.

En vista del gran potencial de las reservas mundiales de crudo pesado y extrapesado, las cuales alcanzan 434,3 mil millones de barriles (Bata et al., 2019), y la alternativa que representa la inyección de surfactantes para la explotación de este tipo de crudos, especialmente en su modalidad cíclica; resulta relevante abarcar una investigación que permita determinar mediante simulación numérica la mejor estrategia de aplicación del proceso, y así, incentivar su implementación en los diferentes campos de crudo pesado donde los métodos de recuperación térmica no son viables.

El presente documento consta de seis capítulos: el primero da a conocer la información general de la investigación mostrando aspectos como el planteamiento del problema, antecedentes y objetivos; el segundo describe los principios y fenómenos involucrados en la inyección de surfactantes en crudos pesados, así como la metodología propuesta para el modelamiento del mecanismo de emulsificación y arrastre.

El tercer capítulo presenta la creación de un modelo de simulación a escala de laboratorio, el cual reproduce los resultados de una prueba de desplazamiento referenciada por Ma (2005) sobre inyección de surfactantes en crudos pesados. Por su parte, el cuarto capítulo abarca el proceso de

escalamiento del comportamiento en laboratorio a un modelo *single-well*, con el objetivo de simular la técnica de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados a nivel de piloto.

El capítulo cinco explica la metodología seleccionada para la evaluación financiera del proyecto, y finalmente, el capítulo seis expone el análisis de los parámetros operacionales de la técnica, tales como concentración de álcali y surfactante, tamaño de bache inyectado, tiempo y tasa de inyección, tiempo de remojo, tiempo de producción y duración por ciclo, mediante diferentes escenarios de simulación para determinar su influencia en la eficiencia del proceso.

## **1. Generalidades de la investigación**

### **1.1 Planteamiento del problema**

Dentro de los diferentes esquemas que existen para la implementación de surfactantes en crudos pesados, la industria petrolera ha enfocado la mayoría de sus esfuerzos en casos de inyección continua para la mejora de procesos de desplazamiento inmisible, donde priman mecanismos de recuperación que atacan la eficiencia volumétrica de barrido. Con este panorama, son pocas las investigaciones que se centran en la evaluación de procesos de inyección cíclica y sus mecanismos de recuperación, entre los que se encuentra la disminución de la viscosidad del crudo por medio de la formación de emulsiones de aceite en agua y el fenómeno de arrastre.

Aun así, existen algunos autores que han evaluado experimentalmente la disminución de la viscosidad del crudo, producto de la formación de emulsiones de aceite en agua, como un importante mecanismo de recuperación en la inyección de surfactantes (Subkow, 1942; Ding et al., 2019; Mohammadzadeh et al., 2019); sin embargo, hay poca información sobre estudios de simulación numérica o experiencias de campo que respalden o motiven una mayor implementación de la inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados e indiquen cuál sería la mejor estrategia de aplicación de la técnica con las características propias de un yacimiento y los parámetros operacionales adecuados.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y el potencial de la inyección cíclica de surfactantes en la explotación de crudos pesados, este trabajo de investigación plantea evaluar esta tecnología por medio de simulación numérica, y mediante un análisis técnico-financiero, determinar el mejor escenario de aplicación de la técnica para futuras implementaciones.

## 1.2 Antecedentes de la investigación

Una de las primeras nociones del uso de químicos tensoactivos para la recuperación adicional de hidrocarburos fue propuesta por Atkinson (1927) en una patente, donde argumentó que soluciones acuosas saturadas de álcalis fuertes; tales como carbonato de sodio ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ), hidróxido de sodio (NaOH) o hidróxido de potasio (KOH); tienen la capacidad de remover una gran cantidad de aceite residual atrapado por fuerzas capilares en una formación rocosa, ya que reaccionan con los componentes ácidos del crudo y forman surfactantes *in-situ*.

En lo referente a la extracción de crudos pesados, Subkow (1942) fue uno de los primeros en sugerir la inyección de agentes emulsificantes para tal fin, afirmando que estas sustancias químicas permiten reducir la tensión interfacial crudo-agua y formar emulsiones de aceite en agua (O/W), las cuales mejorarían la movilidad del hidrocarburo mediante el arrastre de las gotas de aceite por el movimiento de la fase continua (agua), siempre y cuando tuvieran la estabilidad suficiente para evitar romperse durante su flujo a través del medio poroso. De la misma forma, Doscher y Reisberg (1962) propusieron aprovechar la naturaleza emulsificante de los hidróxidos metálicos para la recuperación de crudos pesados y extrapesados, prefiriendo el uso del hidróxido de sodio (NaOH).

Tiempo después, Johnson (1976) realizó un compendio de los diferentes fenómenos que pudieran estar presentes en la inyección de químicos tensoactivos en crudos pesados y planteó los siguientes mecanismos de recuperación: (1) emulsificación y arrastre (Subkow, 1942), (2) cambios de mojabilidad (Wagner y Leach, 1959) y (3) emulsificación y atrapamiento (Jennings et al., 1974).

Posteriormente, Nelson et al. (1984) aclararon que los métodos de recobro mejorado que involucran la inyección de álcalis pueden desarrollar pérdidas del químico en la superficie de los

granos de la roca por el fenómeno de adsorción, razón por la cual, enfatizaron que era conveniente adicionar al proceso pequeñas concentraciones de surfactante natural para aumentar la presencia de electrolitos requeridos para la reducción de la tensión interfacial y tener la cantidad de químicos necesaria para una buena propagación en el yacimiento.

Años más tarde, Ma (2005) evaluó la factibilidad técnica de la inyección de una solución álcali-surfactante para la recuperación de crudos pesados en formaciones delgadas, llevando a cabo diferentes pruebas de desplazamiento, emulsificación y medición de tensión interfacial. Particularmente, las pruebas de desplazamiento fueron desarrolladas en paquetes de arena sintéticos y homogéneos, con diferentes crudos pesados del oeste de Canadá, cuyas viscosidades variaban entre 656 y 18000 cps a 22 °C (71.6 °F). Los factores de recobro alcanzados estuvieron entre el 10 y 35% del aceite inicial en sitio y un análisis de los efluentes demostró que se formaron emulsiones de aceite en agua.

Más adelante, Bryan et al. (2008) mencionaron que una simple reducción de la tensión interfacial no sería efectiva para desplazar un crudo pesado, en su lugar, los químicos inyectados deberían ayudar a mejorar la movilidad del aceite, lo cual se podría lograr mediante la formación de emulsiones y cambios en la mojabilidad de la roca. En este orden de ideas, los autores realizaron pruebas de desplazamiento donde probaron la efectividad de una solución álcali-surfactante en la recuperación de un crudo pesado de 11500 cps, evidenciando la importancia que tuvo el mecanismo de emulsificación en el aumento del factor de recobro.

Más recientemente, Ding et al. (2019) evaluaron la efectividad de diferentes sistemas de surfactantes para la recuperación de crudo pesado, donde comprobaron que, en la disminución de la viscosidad del aceite, juega un rol más importante la estabilidad de las emulsiones que la reducción de la tensión interfacial y la capacidad emulsionante.

Por último, Mohammadzadeh et al. (2019) desarrollaron una nueva formulación basada en una mezcla de surfactantes y solventes para la extracción de crudo pesado y bitumen, cuyo desempeño fue probado mediante pruebas de desplazamiento en un micromodelo de vidrio a través de cuatro etapas consecutivas: inyección de agua, inyección de químicos, tiempo de remojo e inyección extendida de agua. Los autores señalaron las siguientes conclusiones: (1) la formulación aumentaba la preferencia de los granos a ser mojados por agua en presencia de cloruro de sodio (NaCl), mientras que en presencia de cloruro de magnesio (MgCl<sub>2</sub>), la preferencia estaba en ser mojados por aceite; (2) el mecanismo de emulsificación fue observado mientras se utilizaban salmueras de diferentes composiciones; y (3) cuando el crudo tenía un bajo contenido de ácidos, la extensión del tiempo de remojo intensificaba la alteración de la mojabilidad y la formación de emulsiones.

### **1.3 Objetivos de la investigación**

#### ***1.3.1 Objetivo general***

Evaluar técnica y financieramente un proceso de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados mediante simulación numérica.

#### ***1.3.2 Objetivos específicos***

- Crear un modelo numérico a escala de laboratorio que represente y ajuste resultados de pruebas experimentales referenciados en la literatura sobre el comportamiento de surfactantes en crudos pesados.
- Construir un modelo de yacimiento a escala *Single-Well* que permita el escalamiento del comportamiento en laboratorio y la posterior simulación de la técnica de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados a nivel de campo.

- Analizar mediante diferentes escenarios de simulación los parámetros operacionales de la técnica para la determinación de su influencia en la eficiencia del proceso.
- Elaborar un análisis financiero de cada uno de los escenarios simulados para la selección de la estrategia de aplicación más adecuada para la técnica.

## **2. Descripción y modelamiento de la inyección de surfactantes en crudos pesados**

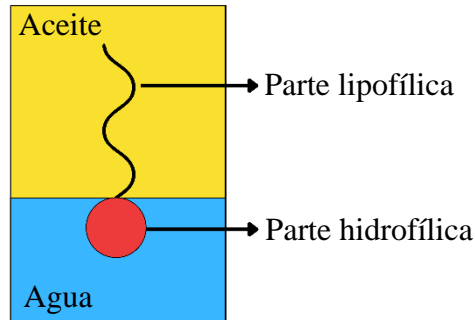
### **2.1 Inyección de surfactantes como método de recobro convencional**

Los surfactantes son sustancias químicas que presentan propiedades tensoactivas al estar compuestas por una parte lipofílica no polar y otra parte hidrofílica polar. El carácter tensoactivo se ve reflejado cuando el surfactante se coloca en la interfase entre dos fluidos inmiscibles y reduce la tensión entre ellos. En un sistema agua-aceite, como el que se encuentra en un yacimiento petrolífero, la parte hidrofílica se ubica en el agua y la lipofílica en el aceite, tal como lo muestra la Figura 1; de esta manera, se crea una capa de surfactantes en la interfase que impide o minimiza la interacción de las moléculas de un fluido con las del otro, reduciendo así la magnitud de la tensión interfacial.

La reducción de la tensión interfacial representa un mecanismo de recuperación porque implica un aumento en el número capilar y, con esto, una disminución en la saturación de aceite residual que trae consigo un mejoramiento en la eficiencia de desplazamiento, por esta razón, se usa convencionalmente en procesos de inyección de agua para aumentar el factor de recobro (Green y Willhite, 1998).

**Figura 1.**

*Esquema de una molécula de surfactante.*



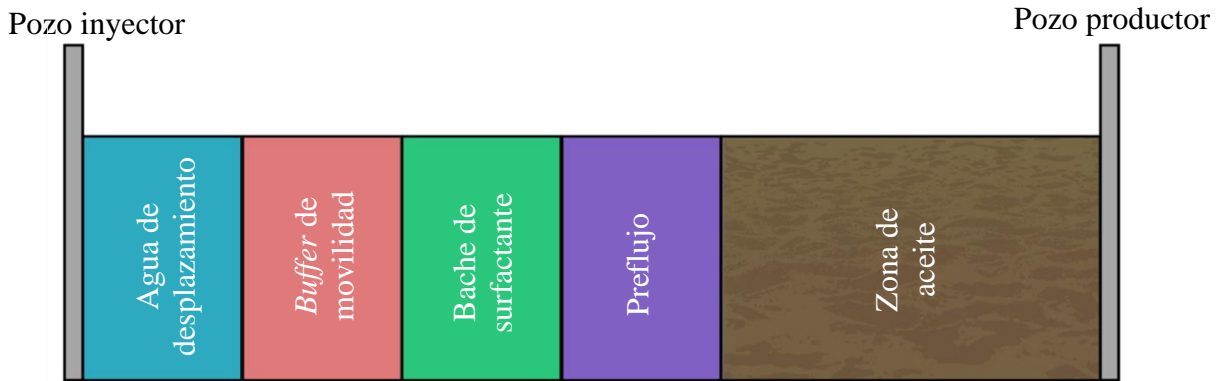
Fuente: Green, D. W. y Willhite, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. (SPE Textbook Series Volume 6). Society of Petroleum Engineers.

En un proceso de inyección de surfactantes es fundamental conocer la **concentración micelar crítica (CMC)**, la cual se define como la concentración mínima a partir de la cual se empiezan a formar micelas espontáneamente. Antes de la CMC, la tensión interfacial disminuye drásticamente a medida que aumenta la concentración de surfactante; después de este punto, solo incrementará el número de micelas, de modo que, la tensión interfacial tenderá a permanecer constante (Sheng, 2011).

Con respecto a la forma en como colocar el surfactante en el yacimiento, Ahmed y Meehan (2012) mencionan que la inyección de un bache de surfactante debe ser precedido por un preflujo de salmuera que condicione al yacimiento y sucedido por un buffer de movilidad que lo desplace y separe del agua de desplazamiento, tal como lo muestra la Figura 2.

**Figura 2.**

*Tren de inyección del surfactante en yacimiento.*



Fuente: Ahmed, T. y Meehan, N. (2012). *Advanced Reservoir Management and Engineering*. (2ª Ed). Elsevier Gulf Professional Publishing.

En este sentido, la salmuera que constituye el preflujo está diseñada para disminuir la salinidad y dureza del agua de formación, de este modo, el surfactante no perderá sus propiedades tensoactivas al llegar al yacimiento. Por su parte, el *buffer* de movilidad previene que el bache de surfactante se deteriore al evitar su contacto directo con el agua de desplazamiento. El diseño del *buffer* de movilidad es un proceso indispensable en la inyección de químicos, ya que permite minimizar el requerimiento del químico del bache principal para obtener una recuperación mejorada de aceite eficiente y rentable.

En otro orden de ideas, los surfactantes se pueden clasificar según la carga iónica que adquiere su parte hidrofílica al hacer contacto con el agua: los **aniónicos** son aquellos que tienen una carga negativa, los **catiónicos** poseen una carga positiva, los **no iónicos** no presentan carga y los **anfóteros** tienen comportamiento aniónico en medios básicos y catiónico en medios ácidos.

En yacimientos de arenisca los surfactantes de mayor uso son los de naturaleza aniónica, los cuales presentan buenas propiedades tensoactivas, estabilidad, poca adsorción en la superficie de la roca y fabricación económica; a su vez, los surfactantes no iónicos son principalmente utilizados como acompañantes para mejorar el comportamiento de otros sistemas de surfactantes, ya que estos no poseen propiedades tensoactivas tan buenas como los aniónicos. En contraste, los surfactantes catiónicos presentan una alta adsorción en areniscas, lo que los convierte en una opción poco viable en este tipo de yacimientos (Green y Willhite, 1998).

Uno de los factores más importantes que puede determinar el éxito o fracaso de un proyecto de inyección de surfactantes es la retención o pérdida de este en el medio poroso (Sheng, 2011), lo cual puede ocurrir a través de fenómenos como la precipitación, adsorción, partición en la fase oleica y entrapamiento mecánico e hidrodinámico. El control de la retención del surfactante es un parámetro importante en este tipo de proyectos en vista de los altos costos que pueden tener los químicos (Sheng, 2011), razón por la cual, se trata de obtener la menor cantidad de pérdidas posibles y poder así optimizar el beneficio obtenido.

## **2.2 Inyección de surfactantes en crudos pesados**

Una de las metodologías más utilizadas para la explotación de crudos pesados es el recobro térmico, el cual tiene como objetivo la disminución de la viscosidad mediante la aplicación de energía térmica; no obstante, la efectividad de métodos como la inyección de vapor puede verse comprometida en yacimientos profundos y/o delgados debido a las grandes pérdidas de calor que se pueden dar durante la inyección (Ding et al., 2019). Adicionalmente, Ding et al. (2019) indican que el constante crecimiento del consumo y la demanda energética podría limitar la cantidad de combustible disponible para este tipo de procesos. En virtud de lo anterior, la aplicación de

químicos como los surfactantes se ha venido evaluando como un potencial método de recobro mejorado para la explotación de yacimientos de crudo pesado.

La inyección de surfactantes en el medio poroso puede originar, además de una reducción en la tensión interfacial, efectos adicionales como la creación de emulsiones y cambios en la mojabilidad (Johnson, 1976). Asimismo; Bryan et al. (2008) manifiestan que una simple reducción en la tensión interfacial no es suficiente para la efectividad del surfactante en crudos pesados, de manera que, la emulsificación y cambio de mojabilidad se convierten en los mecanismos de recuperación más importantes para la explotación de este tipo de recurso. En esta misma línea, Ding et al. (2019) demostraron por medio de pruebas experimentales que para la recuperación de crudo pesado por inyección de surfactantes son más importantes y dominantes las propiedades de las emulsiones como su estabilidad que una reducción drástica de la tensión interfacial.

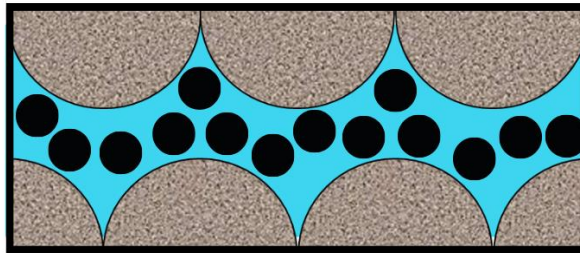
Schramm (1992) afirma que la reducción de la tensión interfacial puede permitir la creación espontánea o casi espontánea de emulsiones con tamaños de gotas de 10 nm o menos. De igual forma, Bryan y Kantzas (2009) expresan que la cantidad de energía necesaria para la formación de emulsiones está directamente relacionada con la tensión interfacial, por lo tanto, a valores bajos de tensión interfacial se requiere un menor esfuerzo para la emulsificación, en ese sentido, el esfuerzo de corte proveniente del movimiento de los fluidos en el medio poroso es suficiente para la formación de emulsiones.

Por un lado, varios autores han reportado la creación de **emulsiones de aceite en agua (O/W)** en la inyección de químicos tensoactivos en crudos pesados (Subkow, 1942; McAuliffe, 1973; Liu et al., 2006). En cierto modo, gracias a que este tipo de emulsiones tienen como fase continua al agua, se espera que la viscosidad resultante sea más baja que la del crudo que constituye la fase dispersa (Bryan et al., 2008); al mismo tiempo, si se logra que las gotas de aceite sean más

pequeñas que el tamaño promedio de los poros se consigue que el crudo pesado sea arrastrado por la fase agua y llevado al pozo productor como una emulsión de aceite en agua de baja viscosidad. Este mecanismo fue denominado por Johnson (1976) como **emulsificación y arrastre**, cuyo esquema puede ser observado en la Figura 3.

**Figura 3.**

*Mecanismo de emulsificación y arrastre.*



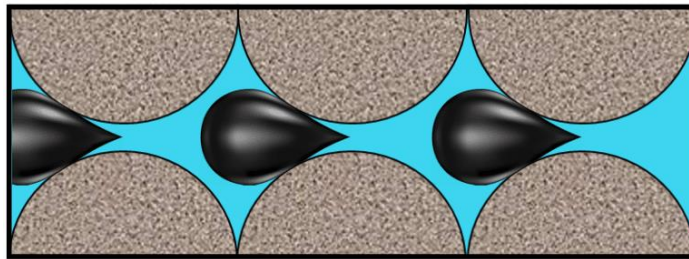
Por otro lado, Johnson (1976) también propone otro mecanismo de recuperación llamado **emulsificación y atrapamiento**, el cual ocurre cuando las gotas de las emulsiones quedan atrapadas en el medio poroso al encontrar gargantas de poro más pequeñas o cuando no existe la suficiente presión para desplazar las gotas de la emulsión, esto provocaría un taponamiento en los poros y evitaría la formación de canales preferenciales de flujo; así pues, este fenómeno implicaría una reducción en la movilidad del agua y un mejoramiento en la eficiencia volumétrica de barrido (Jennings et al., 1974). Un esquema de este mecanismo es presentado en la Figura 4.

Ahora bien, dentro de los mecanismos de emulsificación, Johnson (1976) propone dos razones por las cuales se podría dar el atrapamiento en lugar del arrastre: por una parte, si la tensión interfacial no es lo suficientemente baja no permitirá que las gotas penetren en los pequeños

espacios porosos; por otra parte, la disminución de la caída de la presión a medida que se profundiza en el yacimiento no dejaría suficiente fuerza de empuje para desplazar las gotas a través del medio poroso.

#### Figura 4.

*Mecanismo de emulsificación y atrapamiento.*



Otro mecanismo de recuperación descrito por Johnson (1976) es el **cambio de mojabilidad**. Mohammadzadeh et al. (2019) sostienen que la presencia de surfactantes en el yacimiento puede cambiar la mojabilidad de la formación a través de una serie de reacciones químicas, intercambios iónicos y mecanismos de adsorción. Estos cambios de mojabilidad pueden ocasionar alteraciones en los patrones de distribución de los fluidos y en las permeabilidades relativas agua-aceite mejorando finalmente la movilización del aceite atrapado.

Por último, teniendo en cuenta los diferentes mecanismos de recuperación que se pueden presentar en una inyección de surfactantes en crudos pesados, es válido mencionar que en una modalidad cíclica se busca reducir la viscosidad del aceite y mejorar su capacidad de flujo, lo cual se lograría mediante la formación de emulsiones de aceite en agua (O/W) que no bloqueen el medio poroso. En este orden de ideas, se puede decir que el mecanismo de emulsificación y arrastre es el que impacta en mayor medida en la recuperación de aceite y, por consiguiente, el que se busca

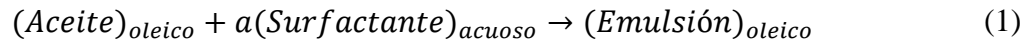
obtener en un proceso de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados. En consecuencia, para efectos de esta investigación, el modelamiento de la técnica se enfocará solo en el mecanismo de emulsificación y arrastre.

### **2.3 Modelamiento del mecanismo de emulsificación y arrastre**

En la industria petrolera es necesario el estudio detallado y completo de las características de un yacimiento para predecir su comportamiento futuro y, con esto, determinar los caminos y estrategias que deben tomarse para incrementar la recuperación final de crudo al menor costo posible. Una de las herramientas más importantes que existen para lograr esta finalidad es la simulación numérica, la cual tiene como objetivo crear un modelo matemático que replique y reproduzca el comportamiento de un yacimiento y cualquier fenómeno involucrado en este.

El software STARS (por sus siglas en inglés *Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator*) de la compañía CMG Ltda., fue usado para el modelamiento de la inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados mediante la representación del mecanismo de emulsificación y arrastre, ya que este es el que impacta directamente en la reducción de la viscosidad aparente del crudo.

Así entonces, para el modelamiento de la emulsificación espontánea en el medio poroso, se propone representar a la emulsión como un nuevo pseudocomponente que surge por la interacción entre las moléculas de surfactante y aceite, lo cual se puede expresar mediante la reacción química presentada en la ecuación (1), siendo " $a$ " el coeficiente estequiométrico de la reacción.



Para estimar el valor de "a", se asume que la gota de la emulsión es una esfera perfecta y se hacen las siguientes suposiciones:

- El número de moléculas de aceite supera ampliamente al número de moléculas de surfactante, por lo tanto, el volumen de la gota se puede tomar como el volumen de todas las moléculas de aceite.
- Las moléculas de surfactante están distribuidas por toda el área superficial de la gota.

Con estas suposiciones y tomando las fórmulas del volumen y área superficial de una esfera, se pueden obtener las relaciones mostradas por las ecuaciones (2) y (3) respectivamente.

$$\frac{\pi(Dd)^3}{6} = V_o N_o \quad (2)$$

$$\pi(Dd)^2 = a_s N_s \quad (3)$$

Donde  $Dd$  representa el diámetro de la gota de la emulsión,  $V_o$  el volumen de cada molécula de aceite,  $N_o$  el número de moléculas de aceite,  $a_s$  el área superficial de cada molécula de surfactante y  $N_s$  el número de moléculas de surfactante.

La relación entre el número de moléculas de surfactante y el número de moléculas de aceite se toma como el coeficiente estequiométrico "a", por lo cual, puede ser determinado mediante la expresión mostrada en la ecuación (4).

$$\frac{N_s}{N_o} = a \quad (4)$$

Con fines de determinar un valor para "a", CMG (2022) reporta los siguientes valores típicos: diámetro de la gota de una emulsión  $Dd = 6 \times 10^{-4} \text{ cm}$ , volumen de una molécula de aceite  $V_o = 35 \times 10^{-23} \text{ cm}^3$  y área superficial de una molécula de surfactante  $a_s = 70 \times 10^{-16} \text{ cm}^2$ .

Resolviendo las ecuaciones (2) y (3) se obtiene el número de moléculas de aceite  $N_o$  y el número de moléculas de surfactante  $N_s$ . Finalmente, desarrollando la ecuación (4) con los valores de  $N_o$  y  $N_s$ , se determina un valor de "a" de  $5 \times 10^{-4}$ .

Luego de definir el coeficiente estequiométrico "a", es importante asociar al modelamiento los parámetros cinéticos de la reacción, ya que es fundamental representar la velocidad y frecuencia con la que el pseudocomponente "Emulsión" se irá formando por las interacciones entre las moléculas de surfactante y aceite. La cinética química se modela por medio de la ecuación de Arrhenius, la cual involucra variables como la energía de activación y el factor de frecuencia, tal como lo muestra la ecuación (5).

$$k = A e^{\frac{-E_a}{RT}} \quad (5)$$

Donde  $k$  representa la constante de velocidad,  $A$  el factor de frecuencia,  $E_a$  la energía de activación,  $R$  la constante universal de los gases y  $T$  la temperatura de la reacción.

En lo concerniente al flujo de la emulsión, las condiciones del mecanismo de emulsificación y arrastre permiten obtener gotas de aceite que por su tamaño pueden fluir libremente a través del medio poroso, lo cual se puede representar mediante una reducción de la

viscosidad aparente del crudo. De esta forma, al crearse el nuevo pseudocomponente "*Emulsión*", se le puede asignar la característica de tener una viscosidad mucho menor que la original del crudo pesado y, así, poder modelar el mejoramiento de la movilidad de esta fase.

A pesar de todo, algunos parámetros cinéticos como la energía de activación y el factor de frecuencia son variables difíciles de conseguir experimentalmente, de igual manera, la determinación de la viscosidad aparente de las gotas de la emulsión durante su flujo por el medio poroso no es una tarea fácil de lograr. Como solución, estos parámetros pueden ser definidos por medio de un ajuste histórico de un modelo de simulación que reproduzca los resultados de una prueba de desplazamiento que involucre la inyección del surfactante en el crudo pesado, de este modo, se puede obtener la combinación de parámetros adecuada que modele correctamente el comportamiento del fenómeno.

Con base en lo anterior, la presente investigación contará con la creación de un modelo de simulación a escala de laboratorio que reproduzca o replique los resultados de una prueba de desplazamiento de inyección de surfactantes en crudos pesados referenciada por Ma (2005).

### **3. Evaluación numérica a escala de laboratorio de la inyección álcali-surfactante**

En el caso de esta investigación, se tomó una prueba de desplazamiento reportada por Ma (2005) donde se evaluó la factibilidad técnica de la inyección de una solución álcali-surfactante en un crudo pesado de 1800 cps, con el objetivo de representar el mecanismo de emulsificación y arrastre a nivel de laboratorio y, de esta forma, obtener los diferentes parámetros requeridos para

un correcto modelamiento de los fenómenos involucrados, con base en el ajuste histórico de los resultados de producción y presión de la prueba de desplazamiento.

### 3.1 Prueba de desplazamiento a modelar

La prueba de desplazamiento presentada por Ma (2005) se llevó a cabo en un paquete de arena con 5 cm de diámetro y 15.24 cm de largo, el cual fue construido mediante el siguiente procedimiento: primero el contenedor se ubicó verticalmente, luego se llenó de salmuera y, por último, se añadió arena fresca (malla 100-120) en cinco pasos consecutivos hasta llenar el contenedor. Durante cada etapa, el sistema contenedor-arena era sometido a vibración mecánica por 10 minutos para asegurar una buena distribución de los granos y obtener un paquete de arena apretado. La porosidad del paquete fue de aproximadamente 38.2%.

El hidrocarburo utilizado en esta prueba de desplazamiento fue un crudo pesado proveniente del campo East Bodo ubicado al oeste de Canadá, cuyas propiedades fueron medidas a 22 °C y presentaron los siguientes valores: viscosidad de 1800 cps, densidad de 0.964 g/cm<sup>3</sup> (14.1 °API) y número ácido de 1.32 mg KOH/g de aceite. Por otra parte, la salinidad del agua de formación usada como fase acuosa fue de 23000 ppm y la formulación a evaluar estuvo constituida por concentraciones pequeñas de dos álcalis fuertes (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> y NaOH) y un surfactante del grupo alquil éter sulfato de sodio.

En relación con los desplazamientos de cada uno de los fluidos involucrados, estos fueron desarrollados horizontalmente a una temperatura de 22 °C y se estableció una presión de producción igual a la atmosférica (101.325 kPa). Por su parte, el tren de inyección consistió en los siguientes baches de fluidos inyectados a una tasa de 0.1667 cm<sup>3</sup>/min:

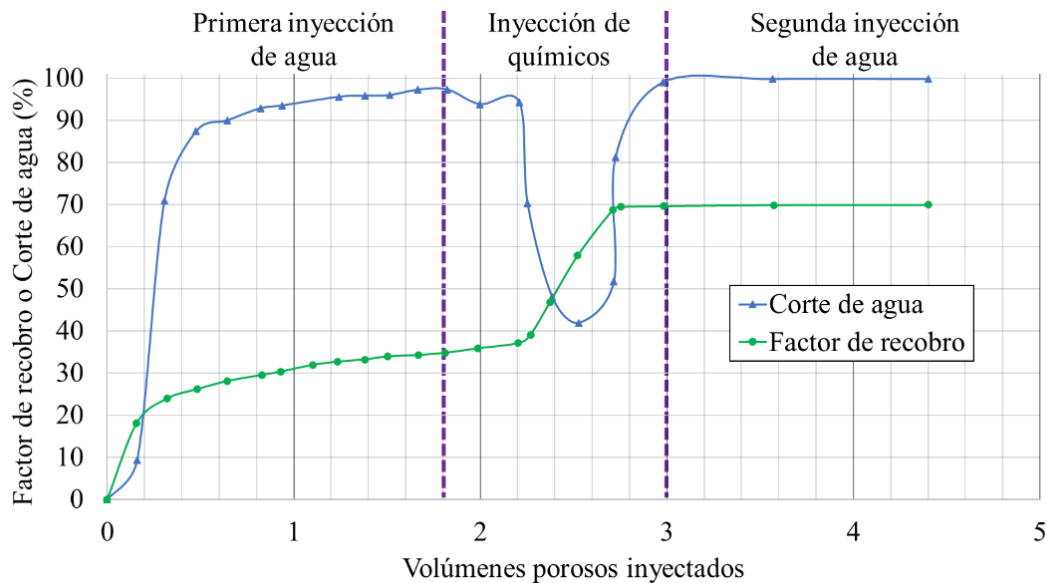
- 1.8 volúmenes porosos de agua.

- 0.3 volúmenes porosos de un preflujo con 1000 ppm de  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ .
- 0.9 volúmenes porosos del bache principal de químicos con 3000 ppm de  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  + 3000 ppm de  $\text{NaOH}$  + 300 ppm de surfactante.
- 1.4 volúmenes porosos de agua.

Los resultados de esta prueba de desplazamiento fueron reportados por Ma (2005) mediante gráficas que representaban el comportamiento del factor de recobro, corte de agua y presión de inyección a lo largo de los volúmenes porosos inyectados, las cuales se pueden observar en las Figura 5 y Figura 6.

**Figura 5.**

*Factor de recobro y corte de agua obtenido en la prueba de desplazamiento.*

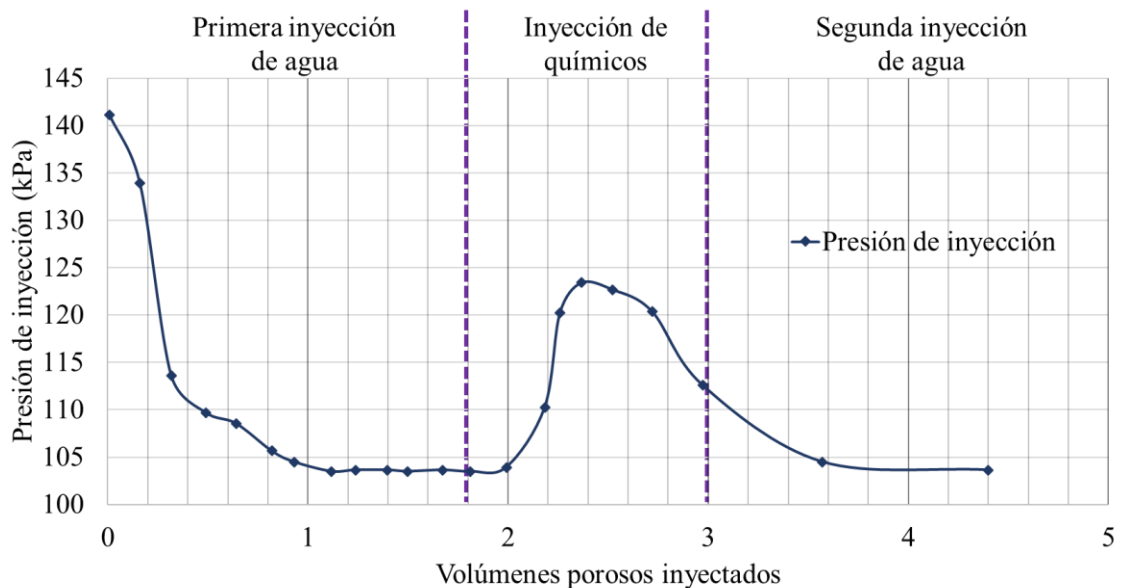


Tomado de: Ma, S. (2005). Enhanced heavy oil recovery by dilute alkaline flooding [Tesis de Maestría]. University of Regina.

En los resultados de la Figura 5 se puede observar que al terminar la primera inyección de agua se alcanzó un factor de recobro de 34.7%. Seguidamente, posterior a la inyección de los baches de químicos se obtuvo un aumento considerable en la recuperación de aceite, reflejando un factor de recobro incremental de 35%. Con base en lo anterior, al final del proceso se consiguió llegar a un factor de recobro total de 69.7%, demostrando así, la efectividad de la formulación inyectada (3000 ppm de  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  + 3000 ppm de  $\text{NaOH}$  + 300 ppm de surfactante) para la extracción de un crudo pesado de 1800 cps.

**Figura 6.**

*Presión de inyección desarrollada en la prueba de desplazamiento.*



Tomado de: Ma, S. (2005). Enhanced heavy oil recovery by dilute alkaline flooding [Tesis de Maestría]. University of Regina.

Asimismo, el comportamiento obtenido en la Figura 6 evidencia que durante la primera inyección de agua se desarrolló una disminución progresiva de la presión de inyección, seguido de una estabilización. Este hecho es consecuencia de una ruptura temprana del agua en el punto de producción, lo cual se puede corroborar con el aumento drástico que exhibió el corte agua en esta primera fase, determinando así, la poca eficiencia de barrido de la inyección de solo agua en este tipo de crudo.

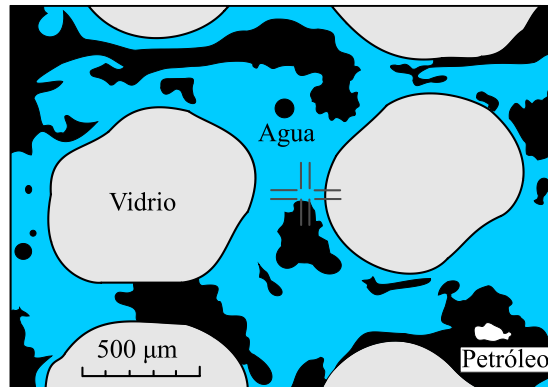
Por otro lado, en la Figura 5 se puede apreciar la caída que sufrió el corte de agua durante la inyección de químicos, lo cual podría indicar que efectivamente se formó un banco de aceite que detuvo el aumento de la producción de agua y, en su lugar, volvió a incrementar la producción de aceite. Bajo el mismo enfoque, la

Figura 6 presenta la presión de inyección desarrollada durante la prueba de desplazamiento, donde se evidencia que este parámetro tuvo un aumento significativo durante la inyección de la formulación química, así pues, se confirma que efectivamente se formó un banco de aceite que obligó a requerir mayores presiones de inyección para un desplazamiento adecuado.

Adicional al paquete de arena, Ma (2005) utilizó un micromodelo de vidrio transparente para observar los fenómenos ocurridos durante el desplazamiento de un crudo pesado por la inyección de la formulación álcali-surfactante. El micromodelo tenía un área rectangular de 8.0 cm x 4.5 cm y un volumen poroso de 0.15 cm<sup>3</sup>. Después de saturar el medio poroso de agua y crudo pesado, se llevó a cabo una inyección de agua seguida de la inyección de químicos mediante una bomba de jeringa a una tasa de 0.15 cm<sup>3</sup>/hora. El proceso fue grabado usando una cámara de video y algunas imágenes fueron tomadas a través de un microscopio para captar los fenómenos del desplazamiento a escala de poro. Una de estas imágenes es presentada en la Figura 7.

**Figura 7.**

*Imagen captada en el micromodelo de vidrio.*



Tomado de: Ma, S. (2005). Enhanced heavy oil recovery by dilute alkaline flooding [Tesis de Maestría]. University of Regina.

Como se puede apreciar en la Figura 7, durante el desplazamiento se formaron emulsiones de aceite en agua. En este caso, las gotas de aceite estaban siendo arrastradas fácilmente por el flujo del agua, ya que eran lo suficientemente pequeñas para no bloquear el medio poroso. De esta manera, se confirma que efectivamente se desarrolló el mecanismo de emulsificación y arrastre.

**3.2 Construcción del modelo base de simulación a escala de laboratorio**

Se construyó un modelo de simulación a escala de laboratorio que representa la prueba de desplazamiento desarrollada por Ma (2005).

**3.2.1 Modelo estático**

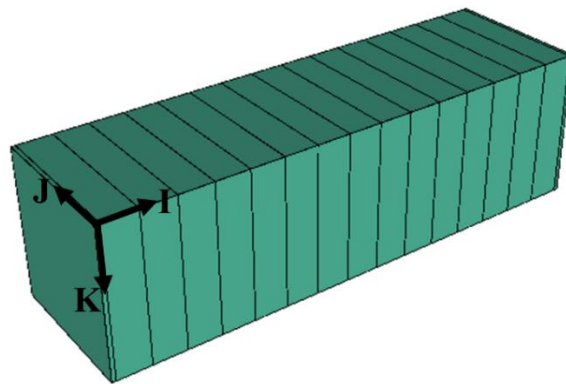
A escala de laboratorio, el modelo estático representa la estructura del medio poroso que se quiere modelar, donde se establecen las propiedades físicas y petrofísicas que relativamente son

constantes durante el tiempo, tales como: volumen, forma, profundidad, porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, entre otras.

Para efectos de simulación, el volumen total del medio poroso fue discretizado inicialmente mediante una malla cartesiana con 17 celdas, tal como lo muestra la Figura 8.

**Figura 8.**

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



Debido a que en este tipo de pruebas el desplazamiento se da linealmente a lo largo del medio poroso, se decidió discretizar el espacio únicamente en dicha dirección, la cual corresponde a la coordenada I, dejando constantes las propiedades en una sola celda en las direcciones J y K; considerando que el flujo entra, fluye y sale del medio poroso a través de un área perpendicular homogénea.

En concordancia con lo anterior, las longitudes de cada uno de las celdas que conforman el modelo estático se presentan en la Tabla 1 y las demás propiedades se encuentran en la Tabla 2.

**Tabla 1.**

*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	17	1 con 0.12 cm
		15 con 1 cm
		1 con 0.12 cm
J	1	1 con 4.431 cm
K	1	1 con 4,431 cm

**Tabla 2.**

*Propiedades del modelo estático.*

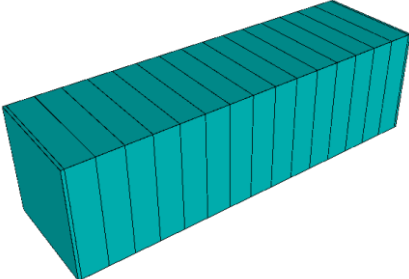
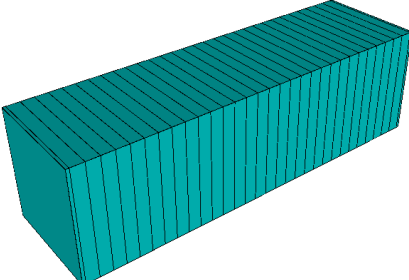
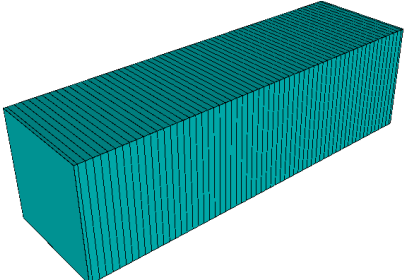
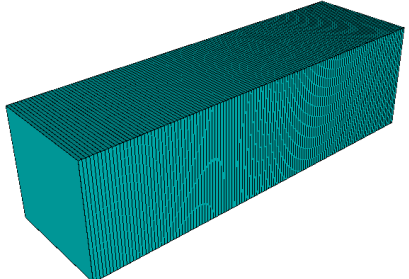
<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
Profundidad	0 cm
Porosidad	38.2 %
Permeabilidad	3000 mD*

\*Se asume este valor inicial para poder ejecutar el modelo, sin embargo, este parámetro será ajustado en análisis posteriores.

La discretización del modelo puede afectar los resultados obtenidos, dado que, una malla más refinada con un mayor número de celdas generalmente implica una reproducción más fiel del fenómeno, pero, también representa mayores tiempos de cómputo. Por esta razón, se procedió a realizar un análisis de sensibilidad de este parámetro, cuyos modelos se presentan en la Tabla 3.

**Tabla 3.**

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

Número de celdas intermedias en dirección I	Número de celdas totales (IxJxK)	Vista 3D
15 bloques x 1 cm	17x1x1	
30 bloques x 0.5 cm	32x1x1	
60 bloques x 0.25 cm	62x1x1	
120 bloques x 0.125 cm	122x1x1	

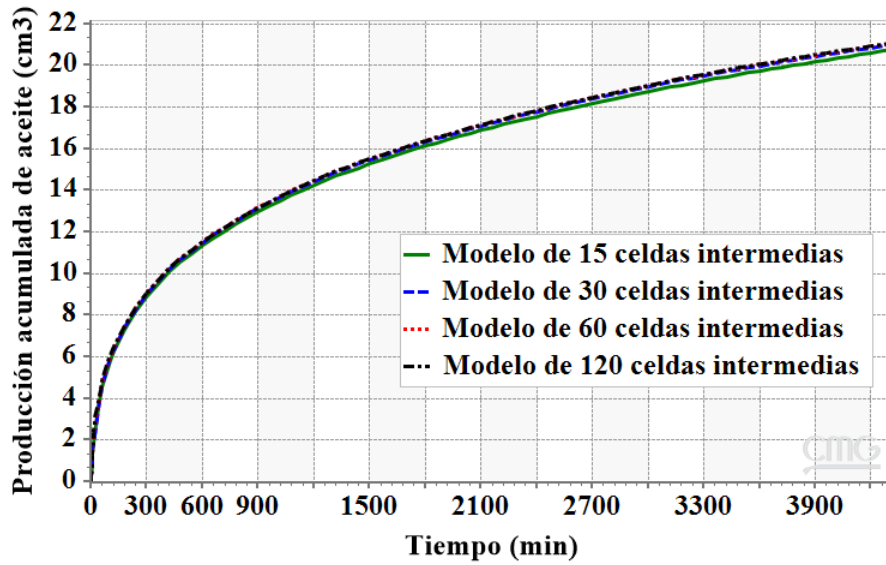
Un análisis de sensibilidad del número de celdas consiste en evaluar los resultados de diferentes modelos de simulación que solo se diferencien en la discretización de la malla de simulación. En estas circunstancias, se debe encontrar un balance que permita obtener el modelo más discreto posible sin desarrollar tiempos de simulación muy extensos. Lo recomendable es ir discretizando el modelo poco a poco hasta evidenciar que una mayor discretización no representa cambios considerables en los resultados.

En atención a lo anterior, se crean 4 modelos de simulación con diferentes discretizaciones en dirección I y se evalúa su impacto en la producción acumulada de aceite como variable respuesta a un proceso continuo de inyección de agua a una tasa de  $0.1667 \text{ cm}^3/\text{min}$ . Para cada una de las discretizaciones, se mantiene constante el tamaño de la primera y última celda, el cual corresponde a  $0.12 \text{ cm}$ , ya que contienen los puntos de inyección y producción respectivamente, y se varía el número de celdas intermedias (Tabla 3).

Los resultados obtenidos en la producción acumulada de aceite se presentan en la Figura 9, donde se puede observar que el comportamiento del modelo de 15 celdas intermedias difiere un poco de los demás, lo cual indica que no es el más adecuado para la representación del fenómeno. Por otro lado, los modelos de 30, 60 y 120 celdas intermedias exhiben resultados muy cercanos entre ellos. Así pues, para evidenciar el impacto del número de celdas de manera más adecuada, se evaluó la diferencia de los resultados de cada modelo con respecto al anterior, de esta manera, se obtuvieron curvas de variación entre los modelos de 15-30, 30-60, y 60-120 celdas intermedias, las cuales se muestran en la Figura 10.

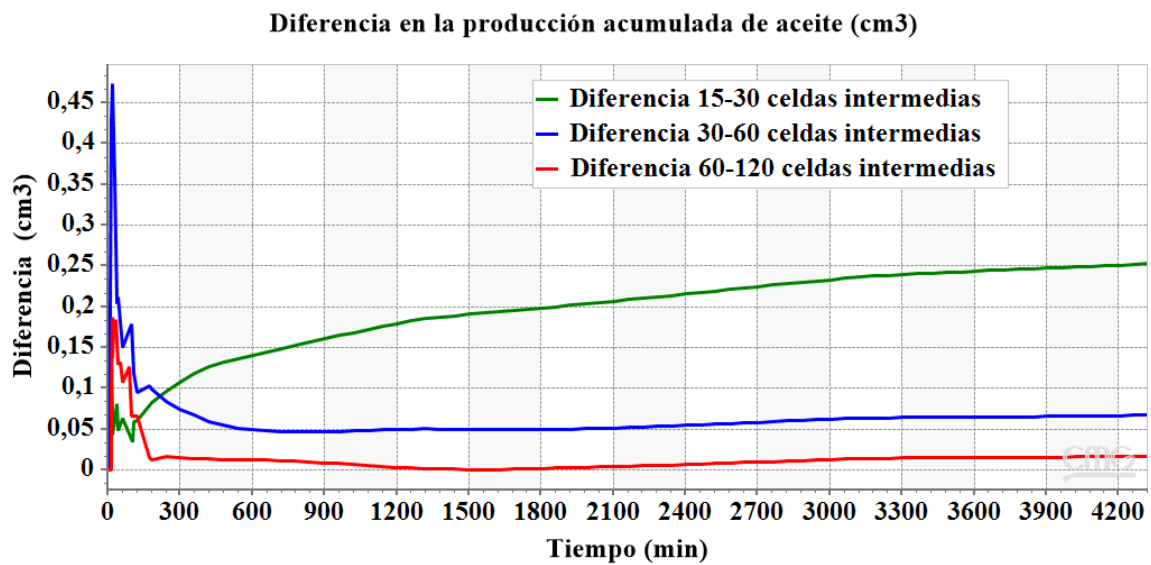
**Figura 9.**

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



**Figura 10.**

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



Como se puede apreciar en la Figura 10, la diferencia entre los modelos de 15-30 celdas fue la más marcada con una tendencia a aumentar progresivamente, en contraste, las diferencias entre los modelos de 30-60 y 60-120 celdas, presentaron menores valores con un comportamiento tendiendo a la estabilización, observándose que la diferencia entre los modelos de 60-120 celdas fue la más baja tocando valores muy cercanos a cero. Afortunadamente, estos modelos de simulación a escala de laboratorio no presentaron tiempos de cómputo muy largos, razón por la cual, se decidió seleccionar el modelo más discretizado (120 celdas intermedias) para continuar con este modelamiento. Así entonces, las longitudes de cada uno de las celdas de este modelo se presentan en la Tabla 4.

**Tabla 4.**

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

<b>Coordenada</b>	<b>Número de bloques</b>	<b>Longitud de los bloques</b>
		1 con 0.12 cm
I	122	120 con 0.125 cm
		1 con 0.12 cm
J	1	1 con 4.431 cm
K	1	1 con 4,431 cm

Finalmente, se estableció un modelo estático con 122 celdas (122x1x1) y sus respectivas propiedades físicas y petrofísicas.

### 3.2.2 Modelo de fluidos

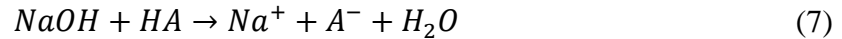
La prueba de desplazamiento reportada por Ma (2005), fue desarrollada bajo condiciones atmosféricas, donde la presión era lo suficientemente baja para que el aceite no tuviera gas en solución y hubiera perdido sus componentes más volátiles. Por tal motivo, para un modelamiento correcto del hidrocarburo, fue suficiente con definir sus propiedades principales como peso molecular, densidad y viscosidad.

En primer lugar, se definieron los componentes que saturaron inicialmente el medio poroso, los cuales fueron el agua y el crudo pesado. En lo que respecta al agua, esta presenta un peso molecular de 18 g/mol, una densidad de 0.998 g/cm<sup>3</sup>, una viscosidad de 0.955 cps y una salinidad de 23000 ppm. Con relación al crudo pesado, este cuenta con una densidad de 0.964 g/cm<sup>3</sup> (14.1 °API) y una viscosidad de 1800 cps. El peso molecular del crudo fue determinado mediante la correlación de Closmann y Seba (1990), la cual fue determinada a partir de una gran variedad de crudos pesados alrededor del mundo y ha sido utilizada en diferentes simuladores numéricos, dando como resultado un valor de 390 g/mol. Estas propiedades fueron medidas a la temperatura de la prueba de desplazamiento (22 °C).

De la misma forma, se definieron los demás componentes involucrados en la inyección de la formulación álcali-surfactante, los cuales abarcaron todos los elementos necesarios para el modelamiento del mecanismo de emulsificación y arrastre.

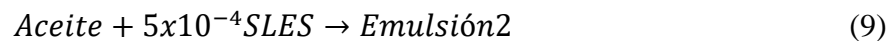
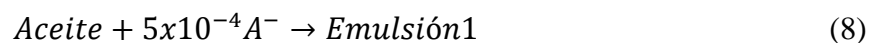
En referencia a la inyección de álcalis, estos compuestos reaccionan con los ácidos orgánicos del crudo y producen surfactantes *in-situ* por medio de procesos de saponificación (Green y Willhite, 1998). En este sentido, para representar adecuadamente la prueba de desplazamiento desarrollada por Ma (2005), se planteó el modelamiento de las reacciones de saponificación que ocurren por la inyección de Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> y NaOH. Estas reacciones se presentan en

las ecuaciones 6 y 7, donde  $HA$  representa los ácidos orgánicos del crudo y  $A^-$  el surfactante generado *in-situ*.



Las ecuaciones 6 y 7 muestran que, para el modelamiento de las reacciones de saponificación se requiere la definición de varios componentes además del crudo y el agua, los cuales se enumeran a continuación: carbonato de sodio ( $Na_2CO_3$ ), hidróxido de sodio ( $NaOH$ ), ácidos orgánicos del crudo ( $HA$ ), ion sodio ( $Na^+$ ), ion bicarbonato ( $HCO_3^-$ ) y surfactante *in-situ* ( $A^-$ ).

En relación con la formación y flujo de emulsiones, en la sección 2.3 se describió la metodología propuesta para este modelamiento. En efecto, en la prueba de desplazamiento estuvieron presentes dos tipos de surfactantes, el generado *in-situ* por las reacciones de saponificación y el surfactante natural inyectado. Ma (2005) reportó a un surfactante natural del grupo alquil éter sulfato de sodio, por lo cual, para efectos de simulación, se modeló uno de los más comunes: el lauril éter sulfato de sodio (SLES por sus siglas en inglés). En este orden de ideas, se plantearon dos reacciones de emulsificación, una para cada tipo de surfactante, las cuales se presentan en las ecuaciones 8 y 9.



Teniendo en cuenta las ecuaciones 8 y 9, la definición de los componentes lauril éter sulfato de sodio (SLES), Emulsión1 y Emulsión2, se hace necesaria.

La Tabla 5 presenta, en resumen, las propiedades principales de cada uno de los componentes involucrados en el modelamiento del fenómeno en estudio.

**Tabla 5.**

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

Componente	Fase	Peso molecular (g/mol)	Densidad @ 22 °C (g/cm <sup>3</sup> )	Viscosidad @ 22 °C (cps)
$H_2O$	Acuosa	18	0.998	0.955
$Na_2CO_3$	Acuosa	106	2.540	0.955
$Na^+$	Acuosa	23	0.968	0.955
$HCO_3^-$	Acuosa	61	2.173	0.955
$NaOH$	Acuosa	40	2.100	0.955
$A^-$	Acuosa	389	0.998	0.955
<i>SLES</i>	Acuosa	441	1.058	0.955
<i>Aceite</i>	Oleica	390	0.964	1800
<i>HA</i>	Oleica	390	0.964	1800
<i>Emulsión1</i>	Oleica	390.1945	0.964	180
<i>Emulsión2</i>	Oleica	390.2205	0.964	180

La información suministrada en la Tabla 5 fue recolectada en su mayoría de la literatura y de los datos reportados por Ma (2005), sin embargo, existen algunas propiedades que se determinaron por medio de ciertas asunciones, las cuales se describen a continuación:

- Viscosidad de los componentes en fase acuosa: se asumió un valor igual a la viscosidad del agua, ya que estos compuestos son solubles en la fase acuosa.
- Propiedades del surfactante  $A^-$ : como este componente surge de las reacciones de saponificación, su peso molecular debe corresponder a un valor que permita tener un balance de masa en dichas reacciones (ecuaciones 6 y 7). Por parte de su densidad, como el componente está en fase acuosa, se asumió que tiene la misma densidad del agua.
- Propiedades del componente  $HA$ : como este componente representa los ácidos orgánicos del crudo, se asumió que sus propiedades son las mismas que las del crudo original (*Aceite*).
- Propiedades de las emulsiones: como estos compuestos surgen de las reacciones de emulsificación, sus pesos moleculares deben corresponder a valores que permitan tener un balance de materia en sus respectivas reacciones (ecuaciones 8 y 9). Por otro lado, se asumió que su densidad es igual a la del crudo original (*Aceite*). Por último, teniendo en cuenta que se trata de representar el mecanismo de emulsificación y arrastre, la viscosidad de la emulsión debe ser considerablemente menor a la del crudo pesado, por tal motivo, se tomó un valor inicial que corresponde al 10% de la viscosidad del componente *Aceite*, no obstante, este valor fue ajustado en análisis posteriores.

La creación de reacciones implicó asociar algunos parámetros cinéticos para reproducir la velocidad de cada reacción a partir de la ley de Arrhenius. Particularmente, la metodología del software utilizado propone definir solo la energía de activación y el factor de frecuencia para ejecutar un modelo de simulación. De esta forma, se asumieron como datos de entrada iniciales una energía de activación de 0 J/gmol para todas las reacciones y un factor de frecuencia de  $1 \times 10^{10}$

para las reacciones de saponificación y  $1 \times 10^{12}$  para las reacciones de emulsificación. Estos parámetros serán ajustados en las siguientes secciones.

Así las cosas, se definieron los diferentes componentes y las reacciones que reproducen todos los fenómenos involucrados en el mecanismo de emulsificación y arrastre y se completó el modelo de fluidos.

### ***3.2.3 Interacción roca-fluido***

El modelamiento de la interacción roca-fluido se centra en la representación del fenómeno de adsorción de los químicos inyectados ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{NaOH}$  y SLES) y el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa.

**3.2.3.1 Fenómeno de adsorción.** Para la representación de este fenómeno, fue posible aplicar el modelo de Langmuir, el cual toma como base principal que una superficie sólida homogénea es rodeada por una monocapa continua de moléculas adsorbentes (Nix, 2022). Por su parte, Sandoval-Ibarra et al. (2015) reportan que Langmuir estableció 3 postulados para la descripción de su modelo de adsorción, los cuales se presentan a continuación:

1. Existe la formación de una sola capa de moléculas adsorbidas sobre la superficie del sólido.
2. Todos los lugares de la superficie del sólido presentan la misma probabilidad de ser ocupados.
3. No existe ningún tipo de interacción entre las moléculas adsorbidas.

Bajo este enfoque, como el modelamiento del paquete de arena contó con condiciones homogéneas, fue posible la aplicación del modelo de Langmuir, para lo cual, se manejó la expresión mostrada en la ecuación 10, donde  $tad_x$  corresponde a los parámetros del modelo,

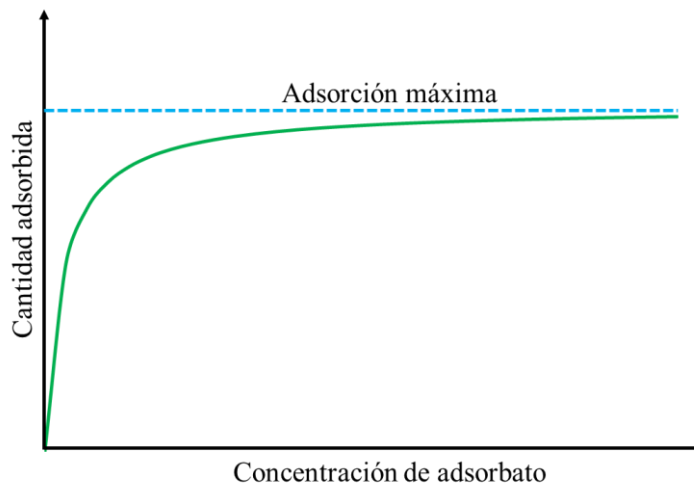
siendo el segundo un parámetro asociado a los efectos de la salinidad ( $x_{nacl}$ ). Por otro lado,  $ca$  corresponde a la concentración del químico que actuará como adsorbato.

$$Adsorción = \frac{(tad_1 + tad_2 * x_{nacl}) * ca}{(1 + tad_3 * ca)} \tag{10}$$

Generalmente, los modelos de adsorción se representan gráficamente mediante isotermas que relacionan el aumento de la cantidad adsorbida con respecto a la concentración del adsorbato (Mousalli, 2021), tal como lo muestra la Figura 11.

**Figura 11.**

*Esquema de la isoterma de adsorción propuesta por CMG.*



Como se puede observar en la Figura 11, se podría concluir que la adsorción máxima se alcanza en el momento en que toda la superficie del adsorbente es ocupada por las moléculas del adsorbato y, por lo tanto, no quedan espacios disponibles para la adsorción de otras moléculas. En

este sentido, para encontrar una expresión matemática que calcule este valor, basta con evaluar el límite de la función cuando la concentración del adsorbato tiende a infinito, tal como lo muestra la ecuación 11, donde se ignora los efectos de la salinidad ( $tad_2 = 0$ ).

$$Adсорción\ máxima = \lim_{ca \rightarrow \infty} \left( \frac{(tad_1 + tad_2 * xnacl) * ca}{(1 + tad_3 * ca)} \right) = \frac{tad_1}{tad_3} \quad (11)$$

Si bien Ma (2005) no reportó información sobre la adsorción de los de los componentes  $Na_2CO_3$ ,  $NaOH$  y SLES en su prueba de desplazamiento, para el procesamiento del modelo de simulación son necesarios algunos parámetros iniciales, en consecuencia, se asumieron los siguientes valores para todos los químicos:  $tad_1 = 0.7 \text{ gmol/cm}^3$ ,  $tad_3 = 100$  y  $Adсорción\ máxima = 7 \times 10^{-3} \text{ gmol/cm}^3$ . Estos parámetros serán ajustados para cada uno de los químicos en pasos posteriores. De este modo, se definió el modelamiento del fenómeno de adsorción en la interacción roca-fluido.

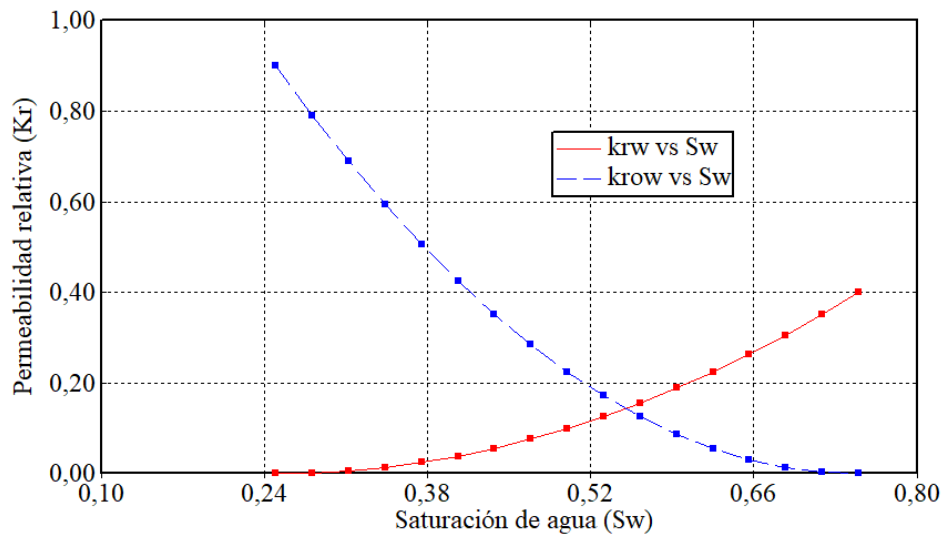
**3.2.3.2 Curvas de permeabilidad relativa.** El modelo de Corey (1954) representado por las ecuaciones (12) y (13) fue usado para determinar la permeabilidad relativa al aceite en cada punto ( $Kro$ ) y la permeabilidad relativa al agua en cada punto ( $Krw$ ), a partir de la saturación de agua en cada punto ( $Sw$ ), la saturación de aceite residual ( $Sor$ ), la saturación de agua crítica ( $Swcrit$ ), la permeabilidad efectiva al aceite a condiciones de saturación de agua crítica  $Kro@Swcrit$ , la permeabilidad efectiva al agua a condiciones de saturación de aceite residual  $Krw@Sor$ , y los exponentes de saturación para el aceite y el agua ( $No, Nw$ ), respectivamente. La Figura 12 presenta las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite propuestas inicialmente.

$$K_{ro} = K_{ro@Swcrit} * \left( \frac{1 - Sw - Sor}{1 - Swcrit - Sor} \right)^{No} \tag{12}$$

$$K_{rw} = K_{rw@Sor} * \left( \frac{Sw - Swcrit}{1 - Swcrit - Sor} \right)^{Nw} \tag{13}$$

**Figura 12.**

*Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite iniciales.*



Al igual que con el fenómeno de adsorción, Ma (2005) no reportó el comportamiento de las permeabilidades relativas en su prueba de desplazamiento. Bajo estas condiciones, se hizo necesario asumir un set inicial de curvas de permeabilidad relativa para poder ejecutar el modelo de simulación. Posteriormente, estos valores serán corregidos por el respectivo ajuste histórico de la prueba de desplazamiento, específicamente en la etapa de inyección de agua.

**3.2.4 Inicialización y condiciones de frontera**

Debido a que el modelamiento se desarrolló a escala de laboratorio, se decidió inicializar el modelo mediante la metodología *Vertical off*, en la cual se relaciona un valor de presión inicial para cada uno de las celdas. Para este caso en particular, no se contó con la información de la presión del medio poroso durante la prueba de desplazamiento, por lo cual, se supuso un valor inicial correspondiente a la presión atmosférica, cuyo valor aproximado es de 101.325 kPa. Este valor de presión inicial también será un parámetro a tener en cuenta en el ajuste histórico de la prueba de desplazamiento.

Respecto a las fracciones molares iniciales de cada componente, en la fase acuosa solo existió el componente agua, por lo cual, la fracción molar de  $H_2O$  fue igual a 1. Por el lado de la fase oleica, originalmente estaban presentes los componentes *Aceite* y *HA*. Teniendo en cuenta que el crudo pesado presentaba un número ácido de 1.32 mg KOH/g de aceite y asumiendo que un mol de KOH neutraliza un mol de un ácido orgánico del crudo, se determinaron las siguientes fracciones molares iniciales: *Aceite* = 0.99082 y *HA* = 0.00918.

Los puntos de inyección y producción, representan las condiciones de frontera del modelo de simulación, ubicados en la primera y última celda de la malla de simulación, como pseudopozos en operación, tal como lo muestran la Tabla 6 y la Figura 13.

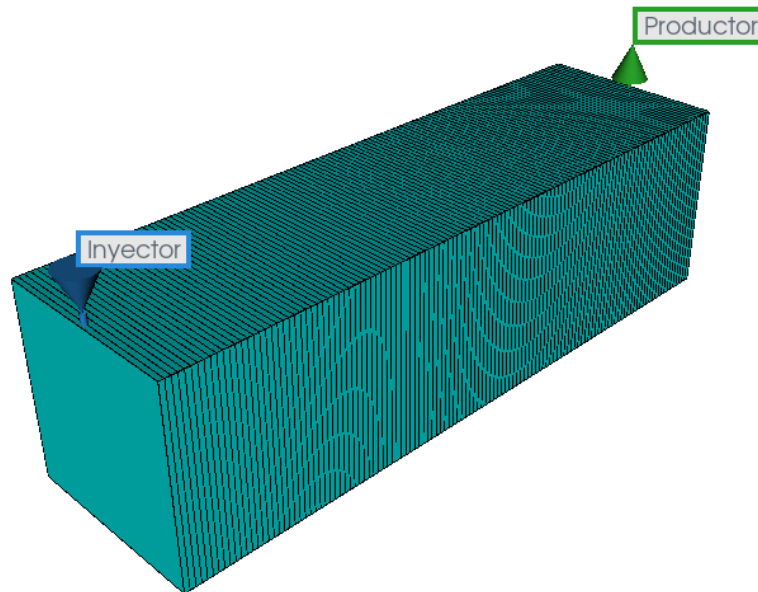
**Tabla 6.**

*Coordenadas de los pseudopozos inyector y productor a escala de laboratorio.*

Pozo	Coordenadas IJK
Inyector	1, 1, 1
Productor	17, 1, 1

**Figura 13.**

*Ubicación de los pseudopozos inyector y productor a escala de laboratorio.*



### 3.3 Ajuste histórico de la inyección de agua

Después de construir el modelo base de simulación a escala de laboratorio, se procede a reproducir los resultados obtenidos en la prueba de desplazamiento a través de un ajuste histórico del comportamiento de la inyección de agua y químicos. Para esto, CMG cuenta con un software llamado CMOST AI, el cual consiste en una herramienta con inteligencia artificial donde combina análisis estadísticos avanzados, aprendizaje automático e interpretación objetiva de los datos; lo cual le permite realizar diferentes procesos como análisis de sensibilidad, ajustes históricos, optimizaciones y análisis de incertidumbre.

Para llevar a cabo un ajuste histórico, CMOST AI crea y procesa diferentes escenarios de simulación donde varía los valores de diferentes parámetros con incertidumbre. De esta forma, a

medida que se va completando cada escenario de simulación, CMOST AI analiza los resultados simulados para determinar su coincidencia con los datos experimentales. Así las cosas, la inteligencia artificial establece la tendencia que debería tomar el valor de cada parámetro para los nuevos escenarios de simulación en la búsqueda de un mejor ajuste y, finalmente, converger en una combinación de parámetros óptima que proporcione un resultado satisfactorio.

Ahora bien, según el orden de inyección en la prueba de desplazamiento, la primera etapa que debe ser ajustada corresponde al bache inicial de inyección de agua. Para su modelamiento, se estableció para el pozo inyector una tasa de inyección de agua máxima de  $0.1667 \text{ cm}^3/\text{min}$  y para el pozo productor una BHP mínima de 101.325 kPa (presión atmosférica). En relación al tiempo de simulación, este se determinó en los 1.8 VP inyectados de agua, que corresponden a aproximadamente 1240 minutos.

En lo concerniente a la variación de los parámetros para lograr el ajuste histórico, se seleccionaron algunas propiedades que fueron asumidas para la creación del modelo base de simulación e impactan directamente el proceso de inyección de agua, las cuales se mencionan a continuación:

- *End points* de las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.
- Permeabilidad absoluta.
- Presión inicial del medio poroso.

Por su parte, la Tabla 7 presenta el rango de variación definido para cada uno de los parámetros anteriormente seleccionados.

**Tabla 7.**

*Rango de variación de los parámetros seleccionados para el ajuste histórico del primer bache de inyección de agua a escala de laboratorio.*

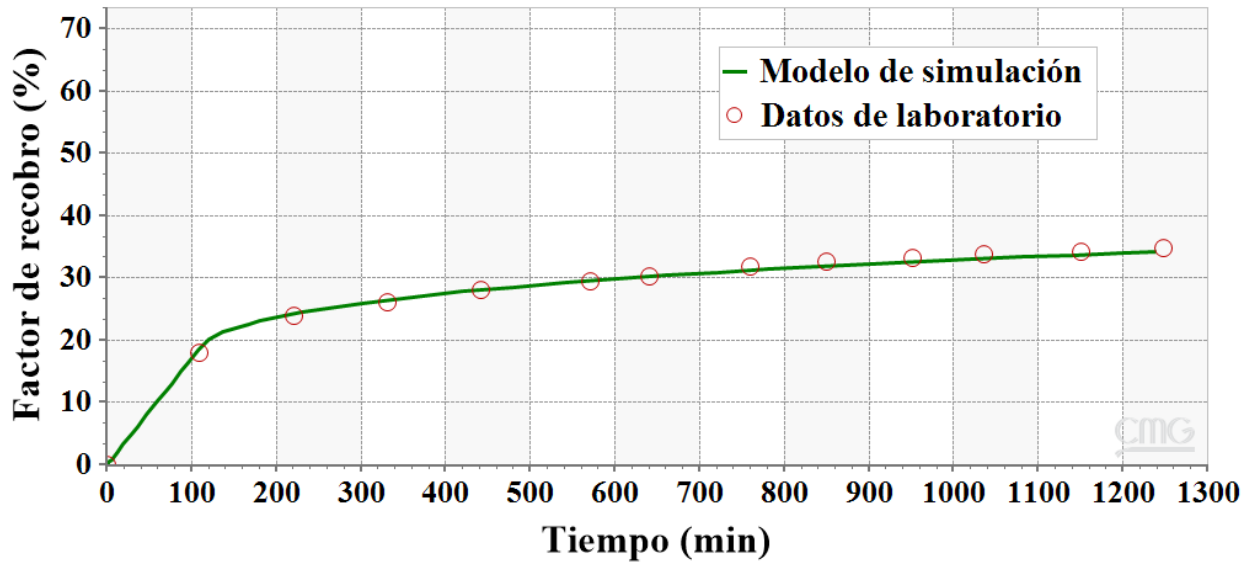
<b>Parámetro</b>	<b>Rango de variación</b>
Saturación de agua irreducible (Swirr)	0.15 - 0.3
Saturación de aceite residual (Sor)	0.15 - 0.3
Permeabilidad relativa al aceite @ Swirr	0.4 - 0.95
Permeabilidad relativa al agua @ Sor	0.1 - 0.5
Exponente de saturación del agua (Nw)	1.1 - 4.0
Exponente de saturación del aceite (No)	1.5 - 4.0
Permeabilidad absoluta (mD)	3000 - 8000
Presión inicial (kPa)	75.99 - 126.65

Para lograr un buen funcionamiento de CMOST AI es necesario establecer una función objetivo la cual se busque maximizar o minimizar. Para el caso de un ajuste histórico, se busca minimizar el error global existente entre los resultados de simulación y los datos experimentales de la prueba de desplazamiento, tomado estos últimos como los valores reales o teóricos. En este orden de ideas, las variables de salida que se tomaron para el cálculo del error global corresponden al factor de recobro, corte de agua y presión de inyección.

Posterior a la ejecución de CMOST AI, los resultados del ajuste histórico obtenido se muestran en la Figura 14 (factor de recobro), Figura 15 (corte de agua) y Figura 16 (presión de inyección).

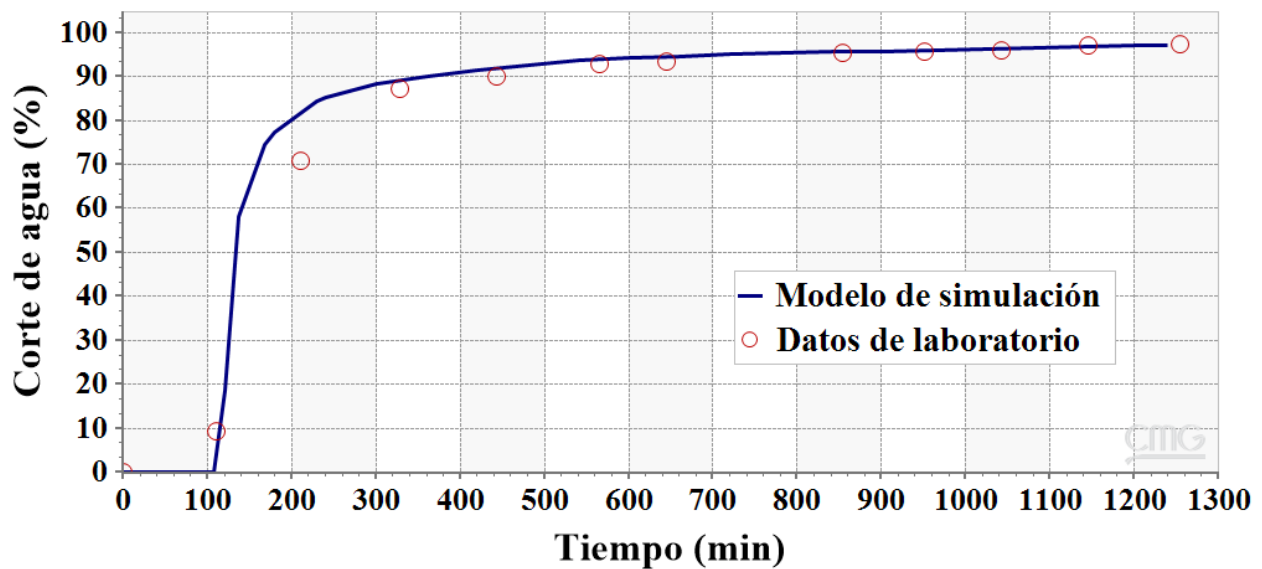
**Figura 14.**

*Ajuste histórico de la inyección de agua - Factor de recobro - Escala de laboratorio.*



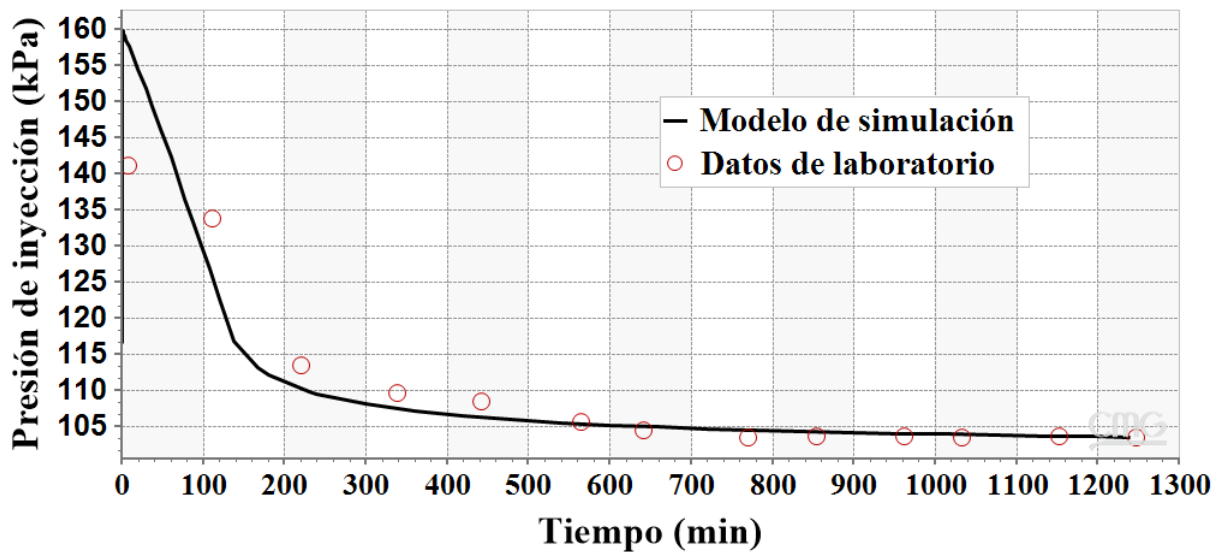
**Figura 15.**

*Ajuste histórico de la inyección de agua - Corte de agua - Escala de laboratorio.*



**Figura 16.**

*Ajuste histórico de la inyección de agua - Presión de inyección - Escala de laboratorio.*

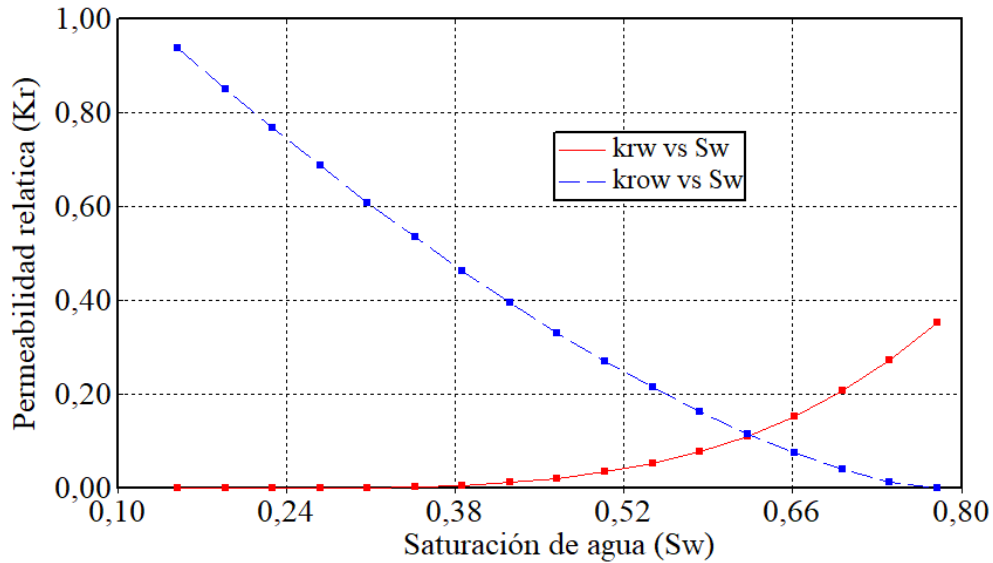


Los resultados muestran que, luego de ejecutado el ajuste histórico por medio de la evaluación de 500 escenarios de simulación, se encuentra una combinación de parámetros óptima que reproduce muy bien los resultados obtenidos en la prueba de desplazamiento durante la primera etapa de inyección de agua. Comparando el escenario óptimo y los datos de laboratorio se tiene un error global del 5.08%, reproduciéndose así la tendencia general de los resultados experimentales.

Las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite que desarrollaron el ajuste histórico se muestran en la Figura 17. Por su parte, la permeabilidad absoluta ajustada dio un valor de 7900 mD y la presión inicial de 116.52 kPa. Con base en lo anterior, se puede decir que se obtuvo un buen ajuste de la inyección de agua y se decide continuar con el ajuste de la inyección de químicos.

**Figura 17.**

*Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite ajustadas.*



### 3.4 Ajuste histórico de la inyección de químicos

De la prueba de desplazamiento reportada por Ma (2005), se realiza el ajuste histórico de las etapas posteriores al primer bache de inyección de agua. Primero se inyectan 0.3 VP (207 min) de un preflujo de 1000 ppm de Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>. Paso seguido se inyecta el bache principal de químicos, el cual consiste en 0.9 VP (620 min) de 3000 ppm de Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> + 3000 ppm de NaOH + 300 ppm de surfactante. Finalmente, se realiza una inyección de agua extendida de 1.4 VP (964 min). Las condiciones de frontera establecidas para el modelo se mantuvieron iguales (pozo inyector con una tasa de inyección de agua máxima de 0.1667 cm<sup>3</sup>/min y pozo productor con una BHP mínima de 101.325 kPa).

Para realizar el ajuste histórico de estas etapas se seleccionaron como parámetros a variar los que fueron asumidos para la representación del fenómeno de adsorción y el mecanismo de

emulsificación y arrastre, los cuales impactan directamente al comportamiento de la inyección de químicos. Estos parámetros se mencionan a continuación:

- Adsorción máxima,  $tad_1$  y  $tad_3$  de cada componente inyectado (modelo de adsorción de Langmuir)
- Energía de activación y factor de frecuencia de cada reacción (cinética química de las reacciones de saponificación y emulsificación).
- Viscosidad de los componentes *Emulsión1* y *Emulsión2*.

Por su parte, la Tabla 8 presenta el rango de variación definido para cada uno de los parámetros anteriormente seleccionados.

**Tabla 8.**

*Rango de variación de los parámetros seleccionados para el ajuste histórico de la inyección de químicos a escala de laboratorio.*

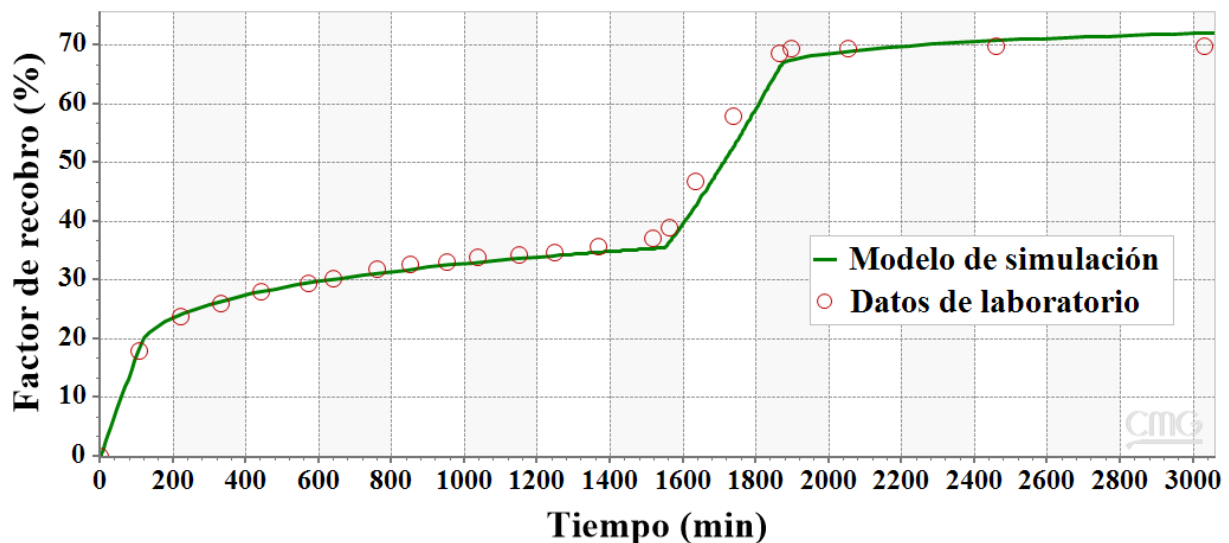
<b>Parámetro</b>	<b>Rango de variación</b>
Adsorción máxima de cada adsorbato (gmol/cm <sup>3</sup> )	10 <sup>-6</sup> - 10 <sup>-3</sup>
Parámetro $tad_3$ para cada adsorbato	1 - 10 <sup>4</sup>
Parámetro $tad_1$ para cada adsorbato (gmol/cm <sup>3</sup> )	$tad_3$ *Adsorción máxima
Energía de activación de cada reacción (J/gmol)	0 - 330000
Factor de frecuencia de cada reacción	10 <sup>4</sup> - 10 <sup>16</sup>
Viscosidad de la emulsión (centipoise)	1 - 200

Al igual que con la inyección de agua, las variables de salida que se tomaron para el cálculo del error global entre los resultados de simulación y los datos experimentales corresponden al factor de recobro, corte de agua y presión de inyección.

Los resultados del ajuste histórico se presentan en la Figura 18 (factor de recobro), Figura 19 (corte de agua) y Figura 20 (presión de inyección); donde se puede apreciar que se encuentra un escenario óptimo que reproduce muy bien la tendencia de las variables respuesta durante toda la prueba de desplazamiento. El error global desarrollado entre la simulación y los datos experimentales es de 7.29 %, por lo tanto, se puede decir que se logró un buen ajuste de la prueba de desplazamiento y se cuenta con un modelo representativo para predecir otros escenarios de aplicación y comportamientos futuros.

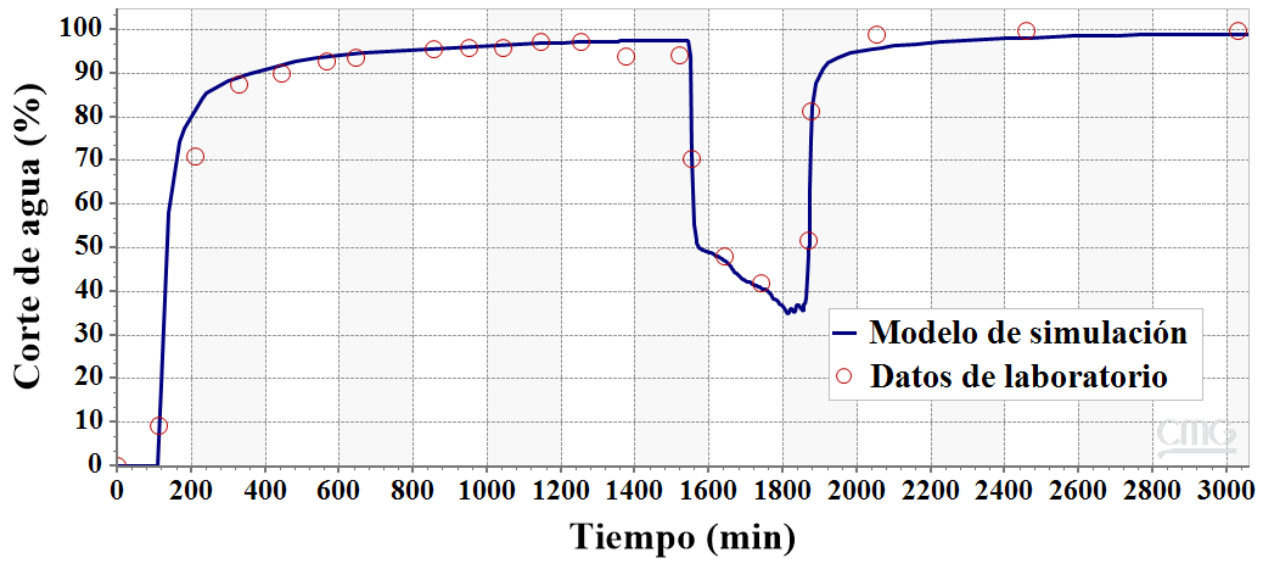
**Figura 18.**

*Ajuste histórico de la inyección de químicos en el factor de recobro a escala de laboratorio.*



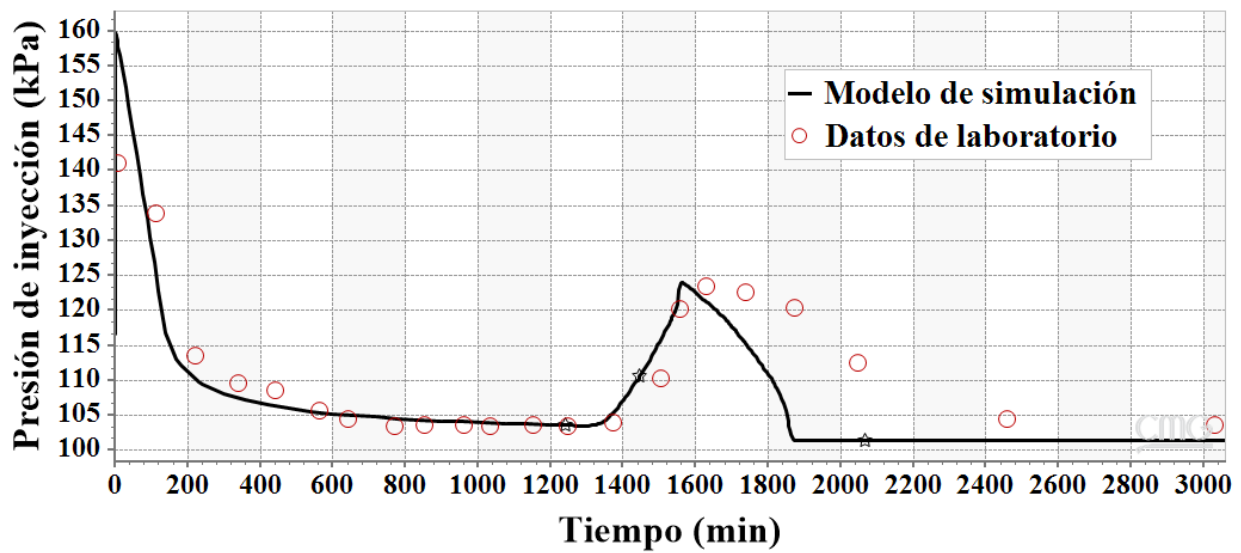
**Figura 19.**

*Ajuste histórico de la inyección de químicos en el corte de agua a escala de laboratorio.*



**Figura 20.**

*Ajuste histórico de la inyección de químicos en la presión de inyección a escala de laboratorio.*



Como resultado, los valores de los parámetros que desarrollaron el ajuste histórico de la inyección de químicos se presentan en la Tabla 9 (adsorción) y Tabla 10 (cinética química). Por otra parte, la viscosidad ajustada de las emulsiones 1 y 2 correspondió a un valor de 5 cps.

**Tabla 9.**

*Parámetros ajustados del modelo de adsorción a escala de laboratorio.*

Componente	Adsorción máxima (gmol/cm <sup>3</sup> )	$tad_1$ (gmol/cm <sup>3</sup> )	$tad_3$
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	4.68x10 <sup>-4</sup>	5.62x10 <sup>-2</sup>	120
NaOH	3.51x10 <sup>-5</sup>	1.93x10 <sup>-2</sup>	550
SLES	3.02x10 <sup>-6</sup>	2.11x10 <sup>-4</sup>	70

**Tabla 10.**

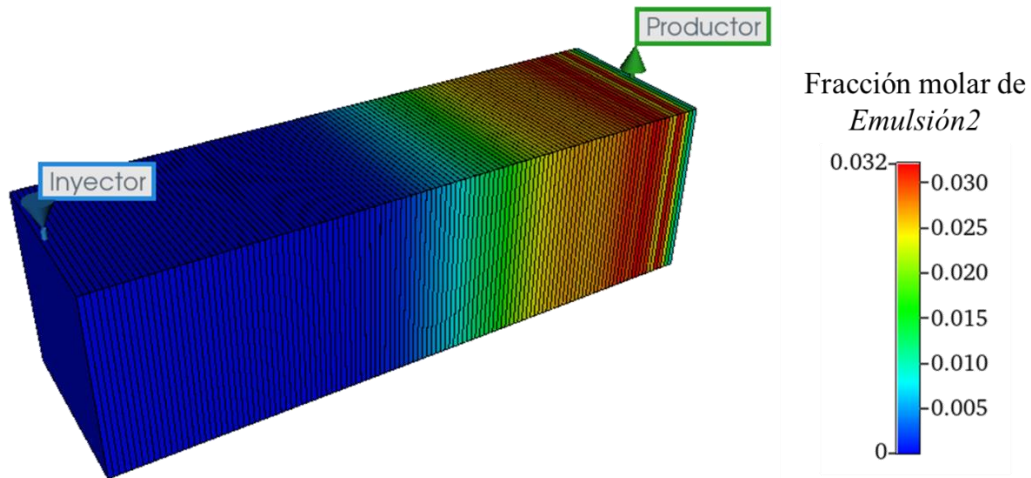
*Parámetros ajustados de la cinética química de las reacciones a escala de laboratorio.*

Reacción	Energía de activación (J/gmol)	Factor de frecuencia
Saponificación del Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	54450	2.09x10 <sup>14</sup>
Saponificación del NaOH	28320	1.82x10 <sup>08</sup>
Emulsificación del surfactante A <sup>-</sup>	1650	5.25x10 <sup>13</sup>
Emulsificación del surfactante natural	1560	5.50x10 <sup>08</sup>

Asimismo, para observar el fenómeno de emulsificación, la Figura 21 muestra la fracción molar de la emulsión originada por el surfactante SLES (*Emulsión2*) a 31 horas de iniciada la prueba. Como se puede apreciar, el aumento de la fracción molar de Emulsión2 indica que el bache del crudo emulsionado por el surfactante SLES está llegando al pozo productor al cabo de 31 horas.

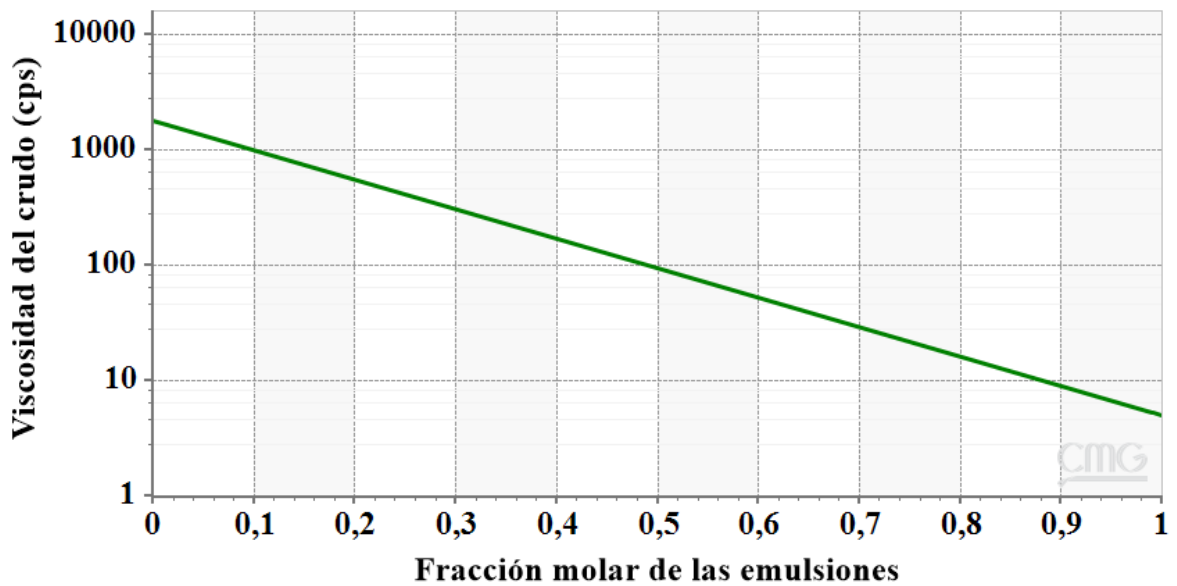
**Figura 21.**

*Fracción molar de Emulsión2 a 31 horas (1860 minutos) de iniciada la prueba – Laboratorio.*



**Figura 22.**

*Reducción de la viscosidad del crudo por la formación de emulsiones – Laboratorio.*



Por otro lado, la Figura 22 presenta el comportamiento de la viscosidad de la fase oleica en función de la fracción molar de las emulsiones, donde se evidencia que efectivamente se obtiene una reducción en la viscosidad del crudo a medida que aumenta la formación de emulsiones de aceite en agua (O/W).

En resumen, se obtuvo un modelo de simulación a escala de laboratorio que reproduce adecuadamente los fenómenos ocurridos durante la prueba de desplazamiento. El paso a seguir será escalar este comportamiento a un modelo de yacimiento *single-well*.

#### **4. Creación del modelo de simulación a escala *single-well***

Luego de crear un modelo de simulación a escala de laboratorio que reproduce adecuadamente una prueba de desplazamiento de inyección álcali-surfactante en un crudo pesado de 1800 cps, se procede a escalar dicho comportamiento a un modelo de pozo *single-well*, con el objetivo de representar el fenómeno a escala piloto y poder evaluar técnica y financieramente un proceso de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados.

##### **4.1 Metodología de escalamiento**

En esta investigación se utilizó la metodología planteada por Islam y Farouq Ali (1990) para escalar procesos de inyección de químicos. Dicha metodología se basa en algunos criterios de escalamiento determinados a través de un análisis inspeccional, los cuales son clasificados en 4 subgrupos con diferentes enfoques:

- Subgrupo No.1: Mismo medio poroso, mismos fluidos, misma caída de presión, misma temperatura y geometría similar.
- Subgrupo No.2: Mismo medio poroso, mismos fluidos, misma caída de presión, misma temperatura y geometría ignorada.
- Subgrupo No.3: Diferente medio poroso, mismos fluidos, diferente caída de presión, misma temperatura y geometría ignorada.
- Subgrupo No.4: Mismo medio poroso, mismos fluidos, diferente caída de presión, misma temperatura y geometría similar.

Debido a que la caída de presión desarrollada en una prueba de desplazamiento es totalmente diferente a la obtenida en un yacimiento real a escala de campo, los subgrupos 1 y 2 fueron descartados, ya que no se podría usar criterios de escalamiento que contemplen una misma caída de presión. Del mismo modo, el escalamiento debe asegurar una geometría similar, dado que es importante conservar la tasa de corte durante el flujo de formulaciones químicas a través del medio poroso, por lo tanto, también se descartó el subgrupo No.3. Así las cosas, para efectos de esta investigación, se seleccionó el subgrupo No.4, el cual considera un mismo medio poroso, mismos fluidos, diferente caída de presión, misma temperatura y geometría similar.

Para el desarrollo de la metodología del subgrupo No.4, se determinó un factor de escalamiento  $R_L$ , el cual surge de la relación entre las dimensiones del modelo de laboratorio y las dimensiones a las que se quiere escalar, en una dirección en específico. En este orden de ideas, la ecuación 14 presenta una expresión para el cálculo de este factor de escalamiento.

$$R_L = \frac{\textit{Longitud del bloque a escala de laboratorio}}{\textit{Longitud del bloque a escala de campo}} \quad (14)$$

Teniendo en cuenta que  $R_L$  es calculado a partir de las longitudes de los modelos en una dirección determinada, su valor representa un factor que permite escalar en la misma proporción las demás dimensiones y otras propiedades. En este sentido, CMG (2020) presenta las relaciones entre el factor de escalamiento  $R_L$  y algunas propiedades principales del modelo de simulación, las cuales se muestran en la Tabla 11.

**Tabla 11.**

*Criterios de escalamiento del subgrupo No.4.*

<b>Propiedad</b>	<b>Relación (Laboratorio/Campo)</b>
Longitud	$R_L$
Volumen	$R_L^3$
Porosidad	1.0
Permeabilidad	1.0
Tasa de inyección	$R_L^2$
Caída de presión	$R_L$
Tiempo	$R_L$
Producción acumulada	$R_L^3$
Tasa de reacción	$1/R_L$

Tomado de: CMG. (2020). Inyección de alcalino, surfactante y polímero empleando STARS. Tutorial.

Finalmente, para determinar los valores de las propiedades del modelo de simulación a escala de campo, se debe dividir los valores obtenidos a escala de laboratorio entre las relaciones planteadas en la Tabla 11.

## 4.2 Escalamiento y validación

El objetivo de esta sección es escalar el comportamiento modelado en laboratorio a una malla de simulación con dimensiones mayores, para lo cual, se seguirán los criterios planteados por Islam y Farouq Ali (1990) en el subgrupo No.4. Adicionalmente, los valores de las propiedades se empezarán a expresar en unidades de campo (sistema inglés).

En este caso, se estableció un espesor de 30 ft para el modelo de simulación a escala de campo, ya que este valor está asociado al espesor de la Formación Lloydminster, la cual corresponde a la roca reservorio del campo East Bodo en Canadá (Wassmuth et al., 2009; Weblex Canada, 2021), cuyo crudo fue utilizado en la prueba de desplazamiento reportada por Ma (2005).

De acuerdo con lo anterior, se seleccionó el tamaño de bloque en la dirección K para determinar el factor de escalamiento, ya que esta coordenada representa el espesor de la formación. De esta manera, se procedió a escalar la longitud de laboratorio de 0.1454 ft (4.431 cm) a un tamaño de bloque de 30 ft. Como resultado, se obtuvo la ecuación 15 para determinar  $R_L$ :

$$R_L = \frac{0.1454 \text{ ft}}{30 \text{ ft}} = 4.847 \times 10^{-3} \quad (15)$$

Siguiendo con los criterios de escalamiento de la Tabla 11, se desarrollaron las siguientes conversiones para las demás dimensiones (longitud en campo = longitud en laboratorio /  $R_L$ ):

- Longitud en dirección I para el primer y último bloque (puntos de inyección y producción), cuyo valor en laboratorio es de  $3.937 \times 10^{-3}$  ft (0.12 cm):

$$\frac{3.937 \times 10^{-3} \text{ ft}}{4.847 \times 10^{-3}} = 0.812 \text{ ft} \quad (16)$$

- Longitud en dirección I para los bloques intermedios, cuyo valor en laboratorio es de  $4.101 \times 10^{-3}$  ft (0.125 cm):

$$\frac{4.101 \times 10^{-3} \text{ ft}}{4.847 \times 10^{-3}} = 0.846 \text{ ft} \tag{17}$$

- Longitud en dirección J = 30 ft (mismo tamaño de bloque que en la dirección K).

Con base en las longitudes determinadas anteriormente, se construyó una malla de simulación a escala de campo con las dimensiones descritas en la Tabla 12.

**Tabla 12.**

*Malla de simulación a escala de campo para la validación del escalamiento.*

Coordenada	Número de bloques	Longitud de los bloques
I	17	1 con 0.812 ft
		15 con 0.846 ft
		1 con 0.812 ft
J	1	1 con 30 ft
K	1	1 con 30 ft

Con respecto a los parámetros de porosidad y permeabilidad, los criterios del subgrupo No.4 establecen que sus valores no deben cambiar en el proceso, ya que su factor de escalamiento es igual 1, por esta razón, se mantuvieron los valores ajustados del modelo de laboratorio, con una porosidad de 38.2% y una permeabilidad de 7900 mD.

Adicionalmente, como el enfoque del subgrupo No.4 plantea mantener los mismos fluidos, las propiedades de los componentes permanecieron iguales a las establecidas en el modelo de laboratorio. Por otro lado, fue necesario escalar el factor de frecuencia de cada una de las reacciones, ya que el tiempo se incrementa y, como consecuencia, la velocidad de reacción debe

ser disminuida en la misma proporción. En contraste, no fue necesario escalar la energía de activación, dado que en este enfoque se mantiene la misma temperatura de 22 °C (71.6 °F).

Con base en lo anterior, la Tabla 13 resume las propiedades de los componentes en unidades de campo. A su vez, en la Tabla 14 se pueden observar los parámetros cinéticos de las reacciones, donde los valores de la energía de activación se presentan en unidades de campo y los factores de frecuencia fueron escalados mediante la relación expresada en la ecuación 18.

$$\text{Factor de frecuencia}_{\text{campo}} = \text{Factor de frecuencia}_{\text{Laboratorio}} * R_L \quad (18)$$

**Tabla 13.**

*Propiedades de los componentes a escala de campo a una temperatura de 71.6 °F (22 °C).*

<b>Componente</b>	<b>Fase</b>	<b>Peso molecular (lb/lbmol)</b>	<b>Densidad (lb/ft<sup>3</sup>)</b>	<b>Viscosidad (centipoise)</b>
<i>H<sub>2</sub>O</i>	Acuosa	18	62.294	0.955
<i>Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub></i>	Acuosa	106	158.567	0.955
<i>Na<sup>+</sup></i>	Acuosa	23	60.430	0.955
<i>HCO<sub>3</sub><sup>-</sup></i>	Acuosa	61	135.656	0.955
<i>NaOH</i>	Acuosa	40	131.099	0.955
<i>A<sup>-</sup></i>	Acuosa	389	62.294	0.955
<i>SLES</i>	Acuosa	441	66.018	0.955
<i>Aceite</i>	Oleica	390	60.181	1800
<i>HA</i>	Oleica	390	60.181	1800
<i>Emulsión1</i>	Oleica	390.1945	60.181	5
<i>Emulsión2</i>	Oleica	390.2205	60.181	5

**Tabla 14.**

*Parámetros de la cinética química de las reacciones a escala de campo.*

<b>Reacción</b>	<b>Energía de activación (BTU/lbmol)</b>	<b>Factor de frecuencia</b>
Saponificación del Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	23409.144	1.01x10 <sup>12</sup>
Saponificación del NaOH	12175.334	8.82x10 <sup>5</sup>
Emulsificación del surfactante A <sup>-</sup>	709.368	2.54x10 <sup>11</sup>
Emulsificación del surfactante natural	670.675	2.67x10 <sup>6</sup>

En lo referente a la interacción roca-fluido, los parámetros de adsorción y las curvas de permeabilidad relativa se mantuvieron iguales a los valores determinados en el ajuste histórico del modelo de laboratorio, ya que el enfoque del subgrupo No.4 contempla los mismos fluidos y el mismo medio poroso. Así entonces, los parámetros de adsorción en unidades de campo se presentan en la Tabla 15 y las curvas de permeabilidad relativa corresponden a las plasmadas en la Figura 17.

**Tabla 15.**

*Parámetros del modelo de adsorción a escala de campo.*

<b>Componente</b>	<b>Adsorción máxima (lbmol/ft<sup>3</sup>)</b>	<b>tad<sub>1</sub> (lbmol/ft<sup>3</sup>)</b>	<b>tad<sub>3</sub></b>
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	2.92x10 <sup>-2</sup>	3.506	120
NaOH	2.19x10 <sup>-3</sup>	1.205	550
SLES	1.89x10 <sup>-4</sup>	0.013	70

En lo concerniente a la inicialización, se establecieron los mismos valores utilizados en la construcción del modelo de laboratorio, donde se tuvo una presión inicial de 16.9 psi (116.52 kPa) y se emplearon las fracciones molares iniciales descritas en la sección 3.2.4.

Con relación a la ubicación de los pozos, al igual que en el modelo de laboratorio, los pozos inyector y productor se ubican en la primera y última celda respectivamente (dirección I). En lo que respecta a la tasa de inyección de agua, su valor fue escalado por medio del factor  $R_L$ , partiendo de un valor de laboratorio de  $1.50 \times 10^{-3}$  bbls/día ( $0.166 \text{ cm}^3/\text{min}$ ):

- Tasa de inyección en campo = tasa de inyección en laboratorio /  $R_L^2$ :

$$\frac{1.50 \times 10^{-3} \text{ bbls/día}}{(4.847 \times 10^{-3})^2} = 63.85 \text{ bbls/día} \quad (19)$$

Por el lado del tiempo de simulación, la Tabla 16 presenta el resultado de su proceso de escalamiento (tiempo en campo = tiempo en laboratorio /  $R_L$ )

**Tabla 16.**

*Escalamiento de los tiempos de simulación.*

<b>Parámetro</b>	<b>Tiempo en laboratorio</b>	<b>Tiempo en campo</b>
Fin de la inyección de agua inicial	0.86 días (1239 min)	177.62 días
Fin de la inyección del preflujo	1 día (1446 min)	207.23 días
Fin de la inyección del bache principal de químicos	1.43 días (2066 min)	296.04 días
Fin de la inyección de agua extendida	2.10 días (3030 min)	434.19 días

Atendiendo a la información suministrada por la Tabla 16 y manteniendo las concentraciones establecidas en el modelo de laboratorio, se determinó el siguiente tren de inyección: (1) inyección de agua hasta los 177.62 días; (2) inyección de un preflujo con 1000 ppm de  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  hasta los 207.23 días; (3) inyección del bache principal de químicos con 3000 ppm de  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , 3000 ppm de NaOH y 300 ppm de surfactante, hasta los 296.04 días; y (4) inyección de agua hasta los 434.19 días. De igual forma, se estableció una tasa de inyección de agua máxima de 63.85 bbls/día para el pozo inyector y una BHP mínima de 14.7 psi (101.325 kPa) para el pozo productor.

Para la validación de esta metodología, se escalaron los resultados obtenidos por Ma (2005) en la prueba de desplazamiento y se compararon con el comportamiento simulado. Para esto, se siguieron las siguientes relaciones:

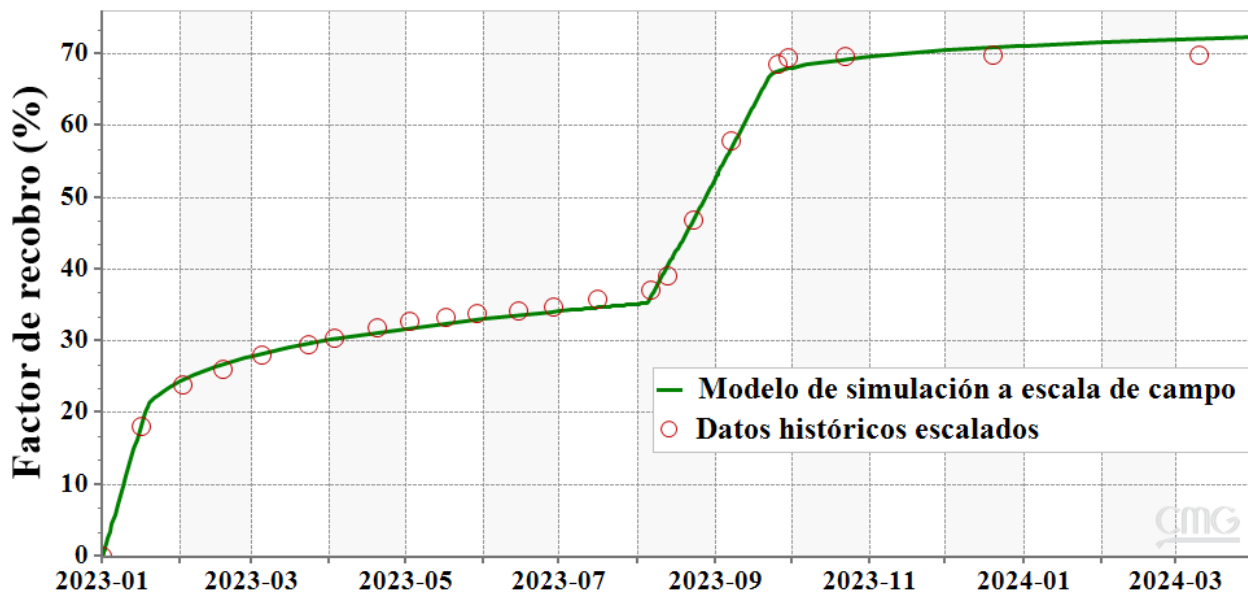
- Tiempo en campo = tiempo en laboratorio /  $R_L$ . La simulación inicia el 1/01/2023.
- El factor de recobro representa la relación entre el volumen de aceite producido y su volumen inicial en el yacimiento. Estos volúmenes fueron escalados por el mismo factor  $R_L^3$ , por lo tanto, su relación se conservó. En consecuencia, los valores del factor de recobro en campo fueron iguales a los del laboratorio.
- El corte de agua relaciona el volumen de agua producido y el volumen total de líquidos producidos. Estos volúmenes fueron escalados por el mismo factor  $R_L^3$ , lo que permitió que su relación también se conservara. Como resultado, el corte de agua en campo desarrolló los mismos valores que a escala de laboratorio.
- La caída de presión corresponde a la diferencia entre las presiones de inyección y producción, por lo cual, la presión de inyección pudo ser calculada mediante la suma de la

caída de presión y la presión de producción. (14.7 psi). Al mismo tiempo, se tuvo que:  
 caída de presión en campo = caída de presión en laboratorio /  $R_L$ .

De este modo, una vez corrido el modelo de simulación, los resultados de la validación se presentan en la Figura 23 (factor de recobro), Figura 24 (corte de agua) y Figura 25 (presión de inyección). Es importante mencionar que, si bien algunas propiedades permanecieron iguales al comportamiento de laboratorio, esto ocurrió porque representaban alguna relación entre otras variables escalables, sin embargo, se puede notar que el tiempo sí está escalado en función del factor  $R_L$ .

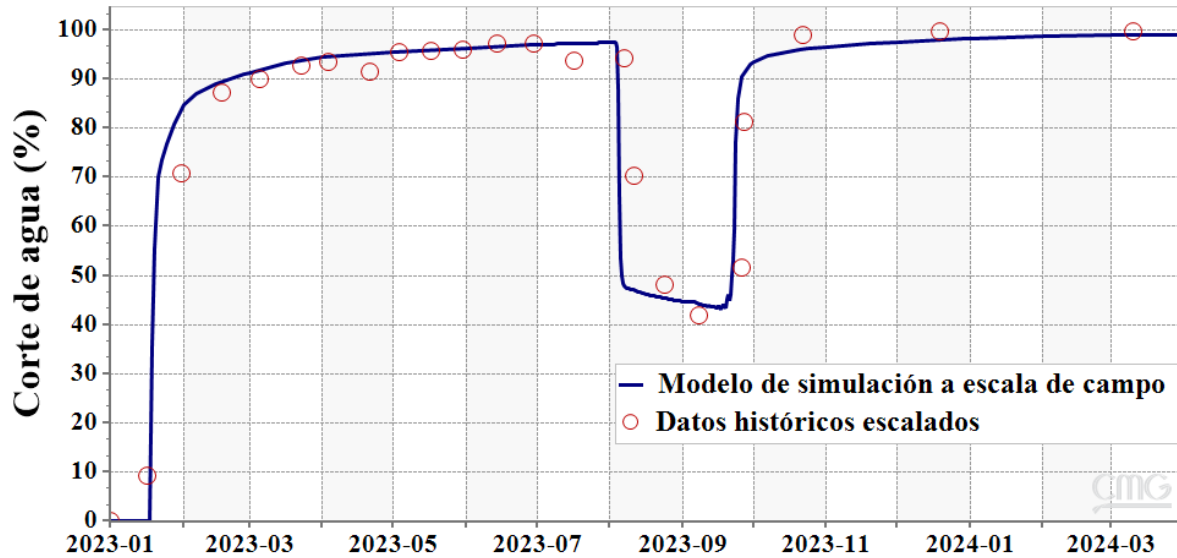
**Figura 23.**

*Validación del factor de recobro - Escalamiento a nivel piloto.*



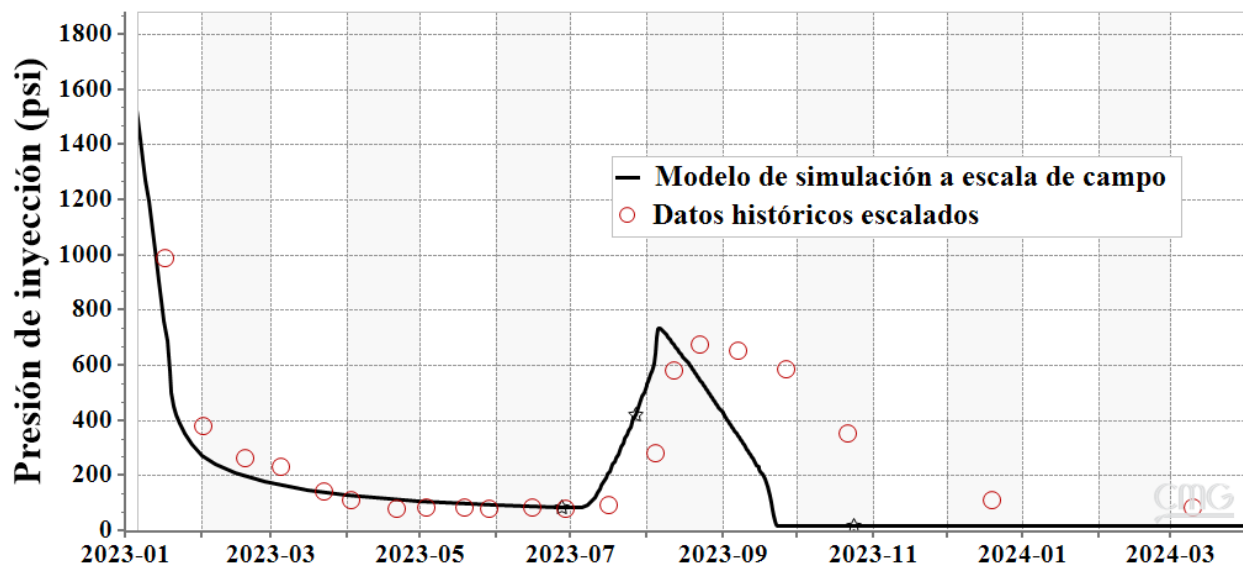
**Figura 24.**

*Validación del corte de agua - Escalamiento a nivel piloto.*



**Figura 25.**

*Validación de la presión de inyección - Escalamiento a nivel piloto.*



Como se puede observar en los resultados, se mantuvo el ajuste histórico del factor de recobro, corte de agua y presión de inyección a condiciones de campo, demostrando así, que el proceso de escalamiento fue adecuado y se logró representar el fenómeno a escala piloto.

### **4.3 Construcción del modelo base de simulación a escala *single-well***

Para la construcción de un modelo de simulación a escala *single-well*, se tomó como base las propiedades del campo East Bodo ubicado en Canadá, cuyo crudo fue utilizado por Ma (2005) en la prueba de desplazamiento. Adicionalmente, para el modelamiento del mecanismo de emulsificación y arrastre, se emplearon los valores escalados y ajustados en las secciones anteriores.

#### **4.3.1 Modelo estático**

La idea principal de crear un modelo a escala *single-well* es representar un determinado fenómeno a escala piloto donde se involucre un solo pozo en el centro de la malla de simulación. En este sentido, es importante obtener un buen modelamiento en las cercanías del pozo, para lo cual, una malla de geometría cartesiana no sería lo más adecuado, ya que en dichas zonas el flujo presenta un comportamiento parabólico.

En atención a lo anterior, se utilizó una malla de geometría radial o cilíndrica, la cual se construyó bajo un sistema de coordenadas curvilíneas (Sierra et al., 2007) donde se tienen divisiones radiales ( $r$ ), angulares ( $\Theta$ ) y verticales ( $k$ ).

Para este caso, se estableció un área superficial circular de 10 acres con un radio de 372.37 ft, con una discretización inicial de 20 celdas en “ $r$ ” y 1 celda en “ $\Theta$ ”. Por parte del espesor, se tomó un valor de 30 ft que corresponde a uno de los espesores de la Formación Lloydminster

(Weblex Canada, 2021), el cual se representó con 1 celda en la dirección “k”. Así pues, las dimensiones de cada una de las celdas que conforman la malla de simulación se presentan en la Tabla 17.

**Tabla 17.**

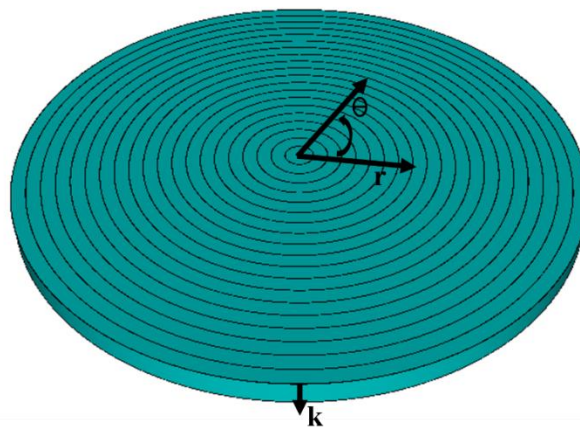
*Discretización de la malla de simulación preliminar a escala single well.*

Coordenada	Número de bloques	Dimensiones de los bloques
Radio “r”	20	18.618 ft
Ángulo “ $\Theta$ ”	1	360°
Espesor “k”	1	30 ft

Respecto a las demás propiedades físicas y petrofísicas, se tomaron los valores reportados por Wassmuth et al. (2009) sobre las características del campo East Bodo: se tiene una profundidad de 2605 ft, una porosidad del 29% y una permeabilidad horizontal de 1500 mD.

**Figura 26.**

*Vista 3D de la malla de simulación preliminar a escala single-well.*



Por su parte, Adams (1982) menciona que la Formación Lloydminster puede presentar compresibilidades de hasta  $6 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$  a una presión de referencia de 200 psi, por consiguiente, se estableció este valor como la compresibilidad de la formación.

De esta manera, se creó inicialmente un modelo estático con 20 celdas (20x1x1) y sus respectivas propiedades físicas y petrofísicas, cuya vista 3D se puede observar en la Figura 26.

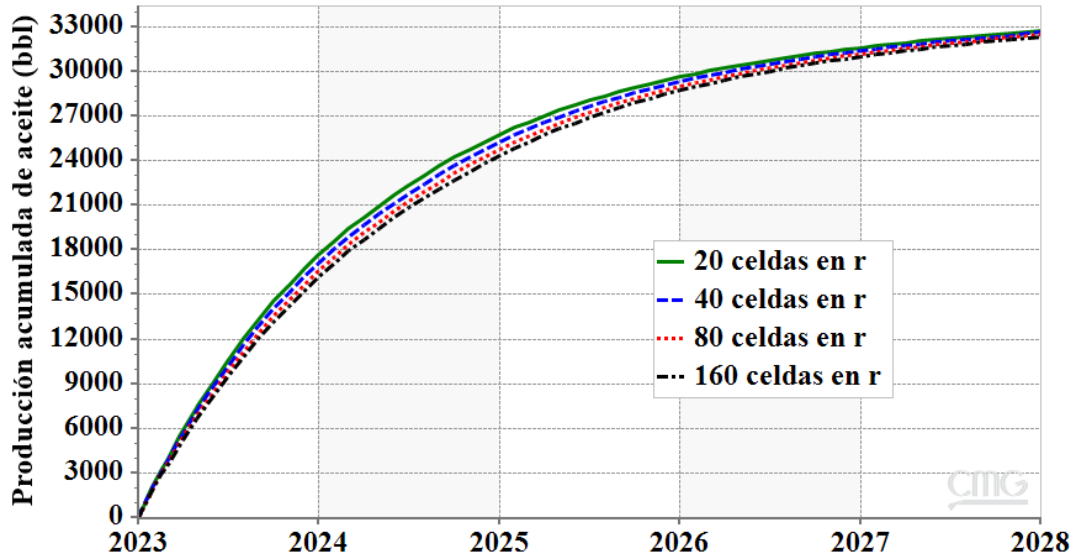
Como se mencionó anteriormente, el número de celdas puede afectar los resultados de la simulación, ya que una malla más refinada puede obtener un comportamiento diferente. En consecuencia, se pasó a efectuar un análisis de sensibilidad del número de celdas en dirección “r” para determinar la discretización más adecuada para el modelo a escala *single-well*, teniendo como criterio el impacto sobre la producción acumulada de aceite en un periodo de recuperación primaria de 5 años, con una BHP mínima del pozo productor de 50 psi (344.7 kPa).

Para este caso, se crearon 4 modelos de simulación con diferentes discretizaciones en “r”: 20 celdas (**20**x1x1), 40 celdas (**40**x1x1), 80 celdas (**80**x1x1) y 160 celdas (**160**x1x1). Los resultados en la producción acumulada de aceite se muestran en la Figura 27. Por otro lado, la Figura 28 presenta las diferencias obtenidas entre los modelos de 20-40, 40-80 y 80-160 celdas en dirección “r”.

En la Figura 27 se puede apreciar que el nivel de diferencia entre los modelos de simulación es muy similar, siendo los modelos de 80 y 160 celdas los que evidenciaron un menor grado de desviación. Sumado a esto, en la Figura 28 se puede observar que todas las diferencias tendieron a aumentar en los primeros años, seguido de un comportamiento decreciente que indicaba una menor desviación al final del tiempo de simulación, también se corroboró que la diferencia entre los modelos de 80-160 celdas es la que alcanzó los valores más bajos.

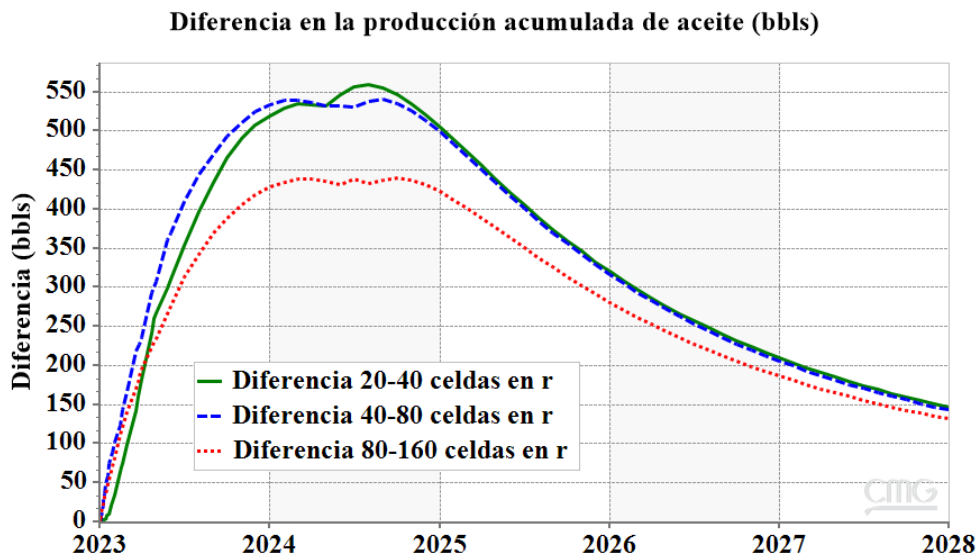
**Figura 27.**

*Producción acumulada de aceite – Variación de celdas en la coordenada “r”.*



**Figura 28.**

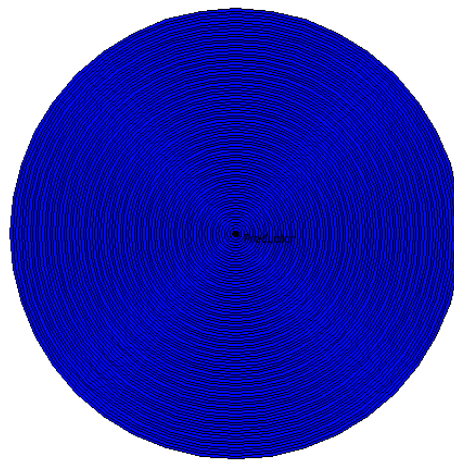
*Diferencia entre modelos – Variación de celdas en la coordenada “r”.*



Debido a que el modelo de 160 celdas implica mayores tiempos de simulación, se seleccionó una discretización en “r” de 80 celdas, donde cada una presentó una longitud de 4.655 ft aproximadamente. Una vista areal de la malla de simulación se observa en la Figura 29.

**Figura 29.**

*Vista areal de la malla de simulación final a escala single-well.*



#### **4.3.2 Modelo de fluidos**

Debido a que no se cuenta con pruebas PVT que describan el comportamiento de los fluidos en yacimiento, se procedió a generar un PVT sintético, para lo cual se definieron determinadas propiedades del crudo y agua.

En primera instancia, se tomaron los valores de las siguientes propiedades de la prueba de desplazamiento: gravedad API del aceite, viscosidad del aceite muerto y salinidad del agua de formación. Al mismo tiempo, la temperatura del yacimiento, la presión de burbuja del aceite y la relación gas-aceite (GOR por sus siglas en inglés) se tomaron de los datos referenciados por Adams (1982). La Tabla 18 presenta las propiedades necesarias para el modelamiento de los fluidos.

**Tabla 18.**

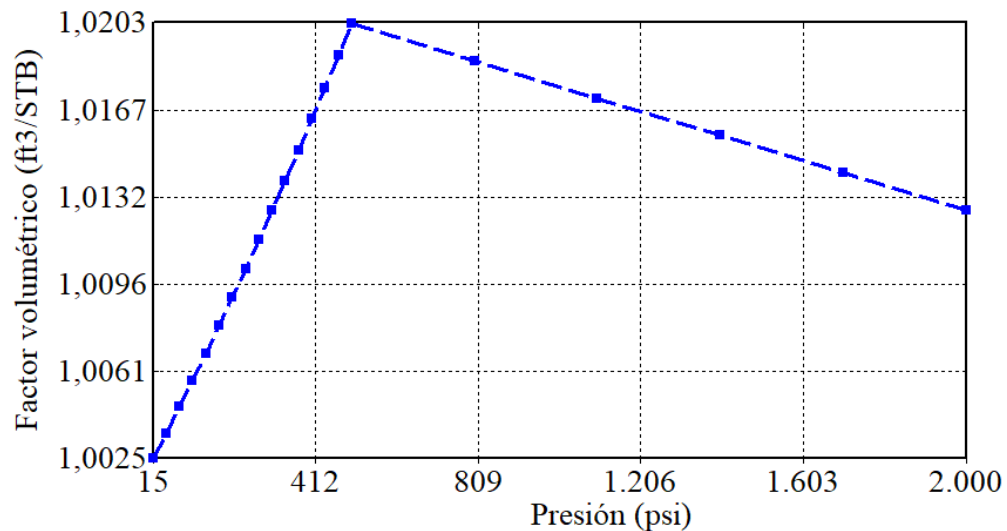
*Propiedades de los fluidos del yacimiento.*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
Temperatura del yacimiento	71.6 °F (22 °C)
Presión de burbuja del aceite	500 psi (3447.38 kPa)
Gravedad API del aceite	14.1°
Gravedad específica del gas	0.72
GOR	56 SCF/STB
Compresibilidad del aceite	$5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Viscosidad del aceite muerto	1800 cps
Salinidad del agua de formación	23000 ppm

Así las cosas, el comportamiento del factor volumétrico de formación del aceite se puede observar en la Figura 30, la viscosidad del aceite en función de la presión se presenta en la Figura 31 y la relación gas-aceite se encuentra en la Figura 32.

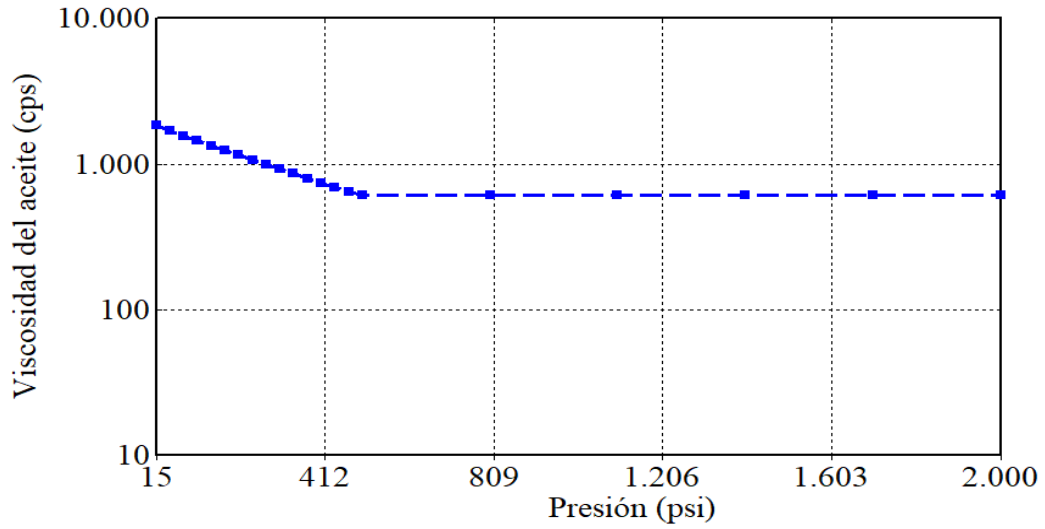
**Figura 30.**

*Factor volumétrico de formación del aceite vs presión.*



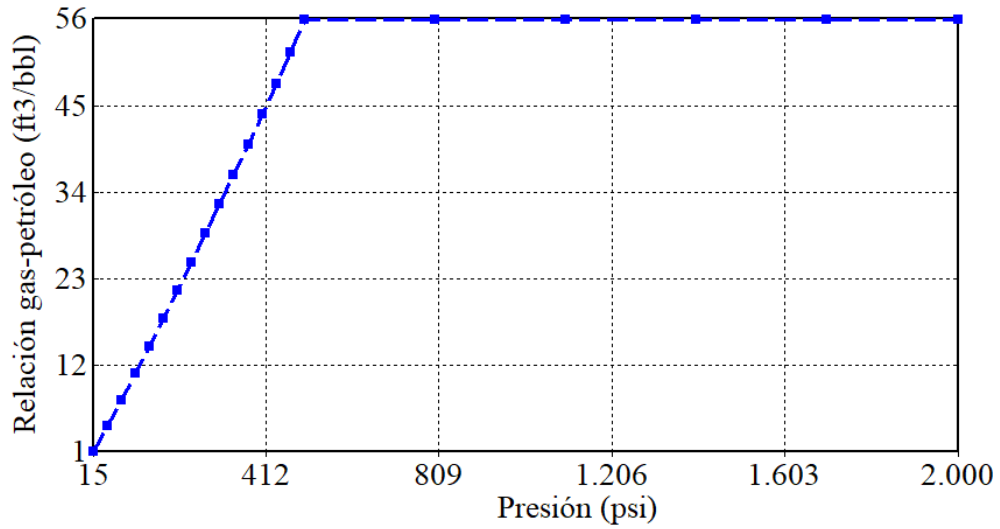
**Figura 31.**

*Viscosidad del aceite vs presión.*



**Figura 32.**

*Relación gas-aceite vs presión.*



Luego de establecer las propiedades del hidrocarburo y el agua, se pasó a definir los demás componentes involucrados en la inyección de la formulación álcali-surfactante:  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{NaOH}$ ,  $\text{A}^-$ , SLES, HA, Emulsión1 y Emulsión2. Para esto, se creó cada componente de forma individual con las propiedades presentadas en la Tabla 13. Finalmente, respecto a los parámetros cinéticos de las reacciones que modelan el mecanismo de emulsificación y arrastre, se introdujeron los valores escalados en la Tabla 14.

#### ***4.3.3 Interacción roca-fluido***

En referencia a la interacción roca-fluido, los parámetros se mantuvieron iguales a los valores ajustados y escalados en las secciones anteriores. De este modo, se establecieron los parámetros del modelo de adsorción presentados en la Tabla 15 y las curvas de permeabilidad relativa plasmadas en la Figura 17.

#### ***4.3.4 Inicialización y ubicación de los pozos***

Las condiciones iniciales se desarrollaron mediante la metodología *Vertical Depth\_Ave*, la cual permite crear una tabla de presión vs profundidad a partir de las propiedades de los fluidos presentes y un valor de presión inicial a una profundidad de referencia, de esta manera, se establecen las presiones de todas las celdas a diferentes profundidades. En este caso, se tuvo una presión inicial de 986 psi (6800 kPa) reportada por Wassmuth et al (2009), la cual se asoció a una profundidad correspondiente a la mitad del espesor de la formación (2620 ft).

Con respecto a las fracciones molares, en la fase acuosa solo se encontraba el componente agua, por lo que su fracción molar inicial es igual a 1. Por parte de los componentes oleicos, se

determinaron las siguientes fracciones molares iniciales: aceite muerto = 0.84767, HA = 0.00785 y gas en solución = 0.14448.

En relación a la ubicación de los pozos, el enfoque de este modelo está en representar un proceso de inyección cíclica en el cual un mismo pozo actúa como inyector y productor, sin embargo, CMG no permite convertir un pozo de inyector a productor o viceversa, por tal motivo, se definen dos pozos que pasen por los mismos bloques en el centro de la malla de simulación, uno que actuará como inyector y otro como productor.

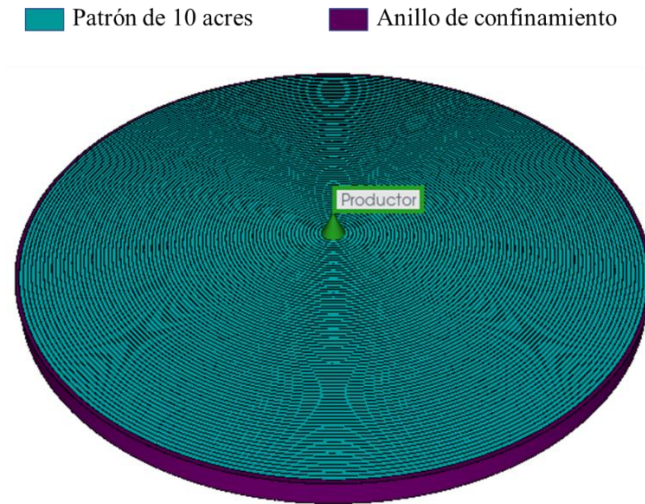
#### **4.4 Análisis de sensibilidad de un anillo de confinamiento**

La extensión del modelo de simulación se limitó a un área de 10 acres con un espesor de 30 ft, por lo cual, no se estaría considerando el soporte de presión que podría brindar los fluidos provenientes de las zonas adyacentes. Por tal motivo, se hizo fundamental desarrollar un anillo de confinamiento que representara el volumen alrededor del área de 10 acres. Para esto, se añadió una nueva división en el radio, ubicada en los límites del patrón formando una malla de simulación de  $81 \times 1 \times 1$ , donde la celda con coordenada  $r = 81$  modelaría el anillo de confinamiento, tal como lo muestra la Figura 33.

Ahora bien, la celda que modela un anillo de confinamiento requiere un modificador de volumen para representar la extensión del yacimiento. Generalmente, este parámetro se determina mediante un ajuste histórico de los datos de producción de un pozo de campo, ya que esto permitiría establecer el valor adecuado para reproducir el comportamiento del pozo evaluado; no obstante, en esta investigación no se contó con dicha información. Como solución, se planteó evaluar diferentes modificadores de volumen y tomar como parámetro de validación el factor de recobro primario reportado para la zona en estudio.

**Figura 33.**

*Representación del anillo de confinamiento.*

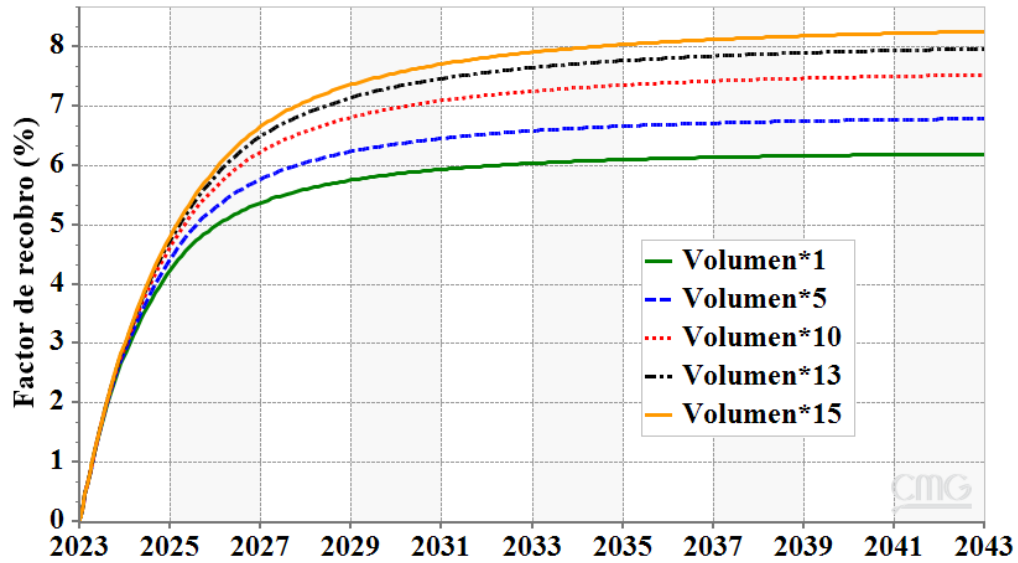


En relación con lo anterior, Adams (1982) refiere que para los yacimientos de crudo pesado de la Formación LLoyminster es posible alcanzar un factor de recobro primario de 8 % llegando a una presión de abandono de 50 psi, por lo cual, se estableció una BHP mínima de 50 psi para el pozo productor y se tomó un factor de recobro máximo de 8 % para seleccionar el modificador de volumen adecuado. El tiempo de simulación se extendió hasta llegar a una presión promedio del yacimiento de aproximadamente 50 psi, lo cual tomó un periodo de 20 años.

Bajo estas circunstancias, se crearon 4 modelos con diferentes modificadores de volumen: \*1, \*10, \*13 y \*15. Los resultados en el factor de recobro y la presión promedio del yacimiento se presentan en la Figura 34 y la Figura 35 respectivamente, donde se puede observar que el modelo con un modificador de volumen\*13 fue el que desarrolló un factor de recobro cercano al 8 %. Por el lado de la presión promedio del yacimiento, se evidenció que efectivamente al cabo de los 20 años se llegó a valores cercanos a los 50 psi.

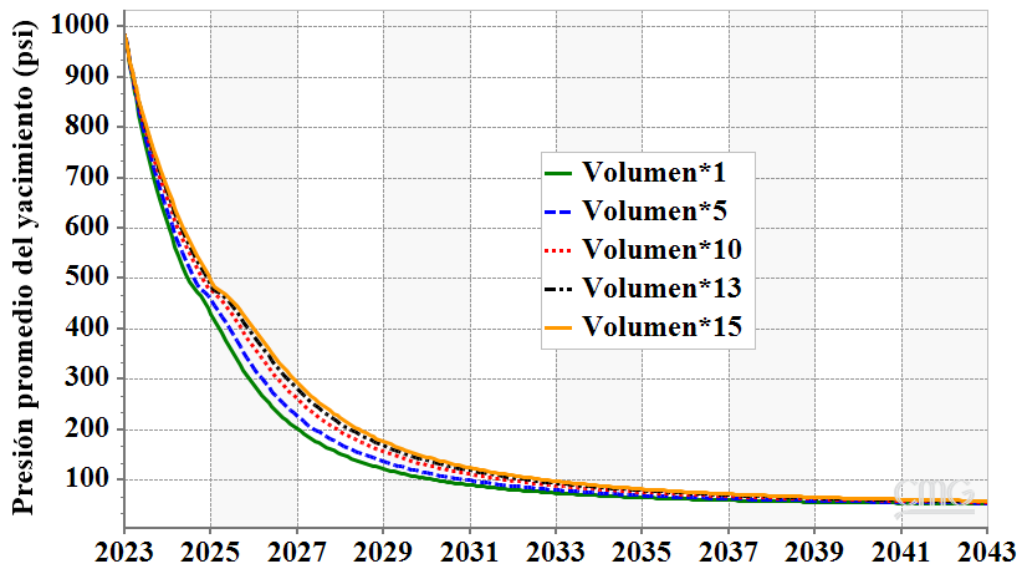
**Figura 34.**

*Factor de recobro - Análisis de sensibilidad del anillo de confinamiento.*



**Figura 35.**

*Presión promedio del yacimiento - Análisis de sensibilidad del anillo de confinamiento.*



Con base en el análisis de resultados anterior, se decidió que el anillo de confinamiento adecuado para el modelo de simulación a escala *single-well* correspondió al que presenta un multiplicador de volumen\*13.

**4.5 Caso base de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados**

Se procedió a establecer los parámetros operacionales iniciales para modelar un caso base de inyección cíclica de surfactantes, el cual servirá como punto de partida para la evaluación financiera. En este orden de ideas, la Tabla 19 resume la definición de estos parámetros.

**Tabla 19.**

*Parámetros operacionales iniciales - Caso base de inyección cíclica de surfactantes.*

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Formulación inyectada	Fase acuosa con 3000 ppm de Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> + 3000 ppm de NaOH + 300 ppm de SLES
Tasa de inyección máxima	1223 bbls/día
Tiempo de inyección	10 días
Tiempo de remojo	5 días
Tiempo de producción	167 días
Presión mínima de producción	50 psi
Producción máxima de líquidos	500 bbls/día
Tiempo de simulación	5 años
Número de ciclos	10

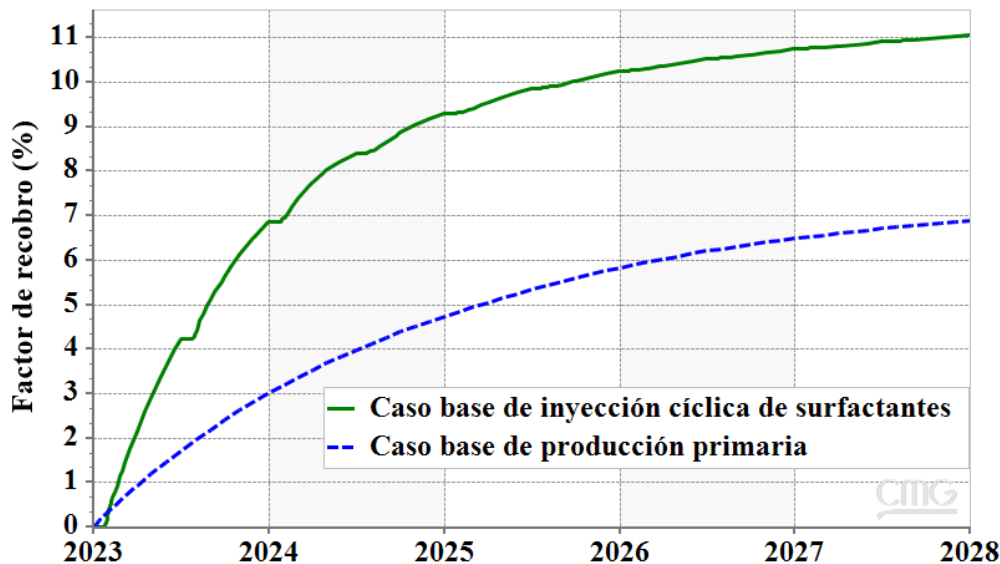
Por parte de la tasa de inyección, se tomó como referencia la información suministrada por McInnis et al. (2013) sobre una experiencia de campo de un proceso de inyección alcali-

surfactante-polímero (ASP), donde se manejó una tasa de inyección promedio por pozo de 1223 bbls/día. Por otro lado, la formulación inyectada provino de lo establecido en laboratorio y los demás parámetros fueron análogos a un proceso convencional de inyección cíclica de vapor.

Después de corrido el modelo base de inyección cíclica de surfactantes, se obtuvo el factor de recobro presentado en la Figura 36. Como se puede observar, al final del proceso se alcanzó un valor de aproximadamente 11.07 %, el cual, comparado con el 6.89 % alcanzado en la producción primaria al cabo de 5 años, representa un factor de recobro incremental de 4.18 %.

**Figura 36.**

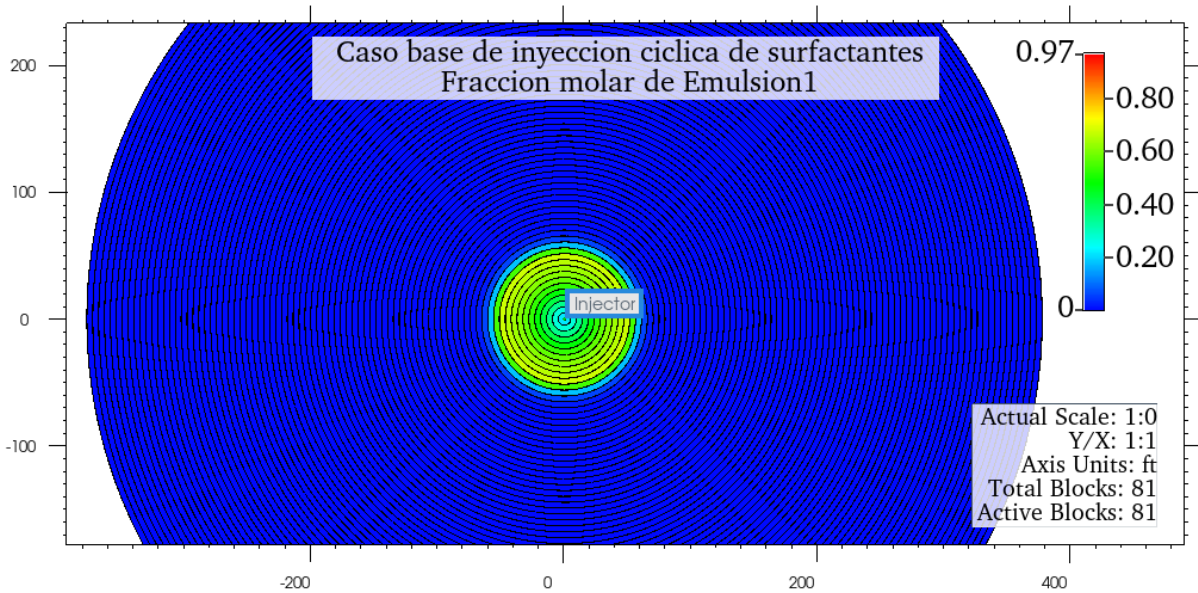
*Factor de recobro – Caso base de inyección cíclica de surfactantes.*



Desde otra perspectiva, en la Figura 37 se puede observar la formación de emulsiones al final del primer periodo de inyección, donde se presenta la fracción molar del componente *Emulsión1* en una vista areal.

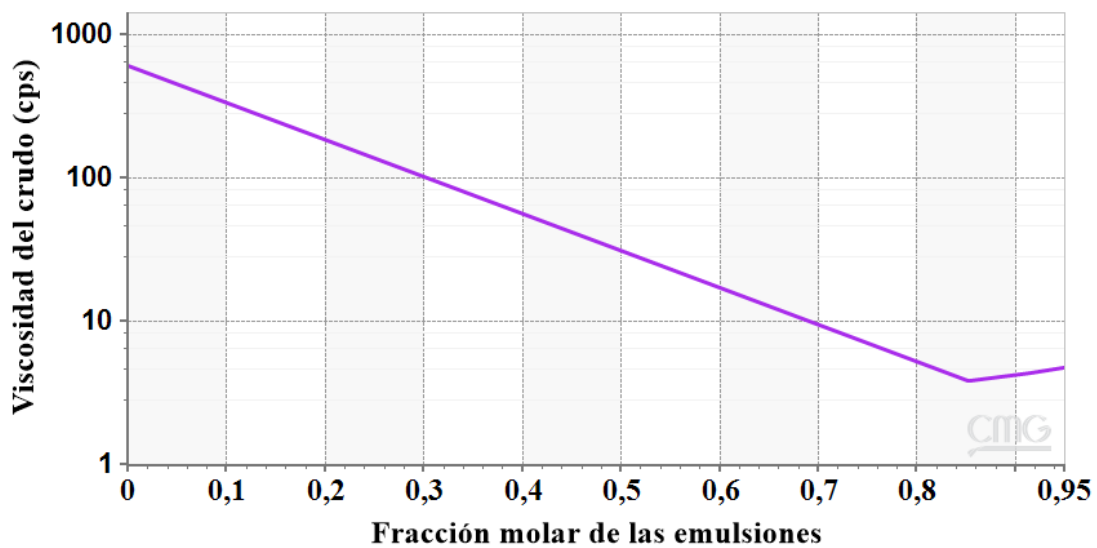
**Figura 37.**

*Fracción molar de Emulsión1 al final del primer periodo de inyección – Caso base de inyección cíclica de surfactantes.*



**Figura 38.**

*Reducción de viscosidad del crudo – Caso base de inyección cíclica de surfactantes.*



Finalmente, la Figura 38 presenta el comportamiento de la viscosidad de la fase oleica en función de la fracción molar de las emulsiones, donde se evidencia que efectivamente se obtiene una reducción en la viscosidad del crudo a medida que aumenta la formación de emulsiones de aceite en agua (O/W).

De esta manera, se obtuvo un modelo de pozo a escala *single-well* que permite la simulación de un proceso de inyección cíclica de surfactantes en un crudo pesado.

## 5. Evaluación financiera de la inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados

Según la *EAE Business School* (2021), un análisis financiero implica un enfoque bastante cuantitativo basado en fondos que comparan directamente los gastos e ingresos de un proyecto, con el objetivo de determinar su rentabilidad y sostenibilidad, sin incluir el impacto social. En este orden de ideas, la metodología propuesta por Moix (2014) para la evaluación financiera de proyectos petroleros corresponde a un **flujo de caja descontado**.

Del mismo modo, en un análisis financiero es importante evaluar indicadores financieros que permitan interpretar los resultados de manera más simple. Para efectos de esta investigación, se consideraron el valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), eficiencia de la inversión y tiempo de recuperación de la inversión.

### 5.1 Descripción de la oportunidad

En la presente investigación se planteó la aplicación de un proceso de inyección cíclica de surfactantes en un campo de crudo pesado con 14.1 °API y 1800 cps. El bloque en evaluación tiene un área de 10 acres y se asumió que se encuentra en una zona donde ya se han ejecutado otras metodologías de recuperación como la inyección de agua, por lo tanto, ya se contaba con vías de acceso al campo y con las facilidades de superficie necesarias para el tratamiento y producción de los fluidos. A su vez, se partió de la premisa que el campo ya contaba con un pozo perforado que anteriormente era utilizado como productor.

Sumado a esto, Moix (2014) afirma que las estaciones de recepción de crudo en Colombia generalmente aceptan hidrocarburos con una gravedad API mínima de 18°, por lo cual, se hizo necesario contemplar el uso de un diluyente. Para esto, Moix (2014) menciona que un crudo de 14 °API se puede llevar a 18° con la adición de un 10% de gasolina natural, sin embargo, el tener un petróleo con 18 °API implica un castigo de calidad del 10%.

Por otro lado, para determinar la tasa de descuento que se empleó para la evaluación financiera de este proyecto, se tomó como base las estimaciones del profesor Damodaran (2023a) del *NYU Stern School of Business*, el cual reportó un valor de 12.48 % como el Costo de Capital promedio mundial del 2022 de la Industria *Oil & Gas* en los sectores de producción y exploración. No obstante, a este valor promedio se le agregó el Riesgo País de Colombia de 3.65% (Damodaran, 2023b), dando como resultado, una tasa de descuento de 16.13%.

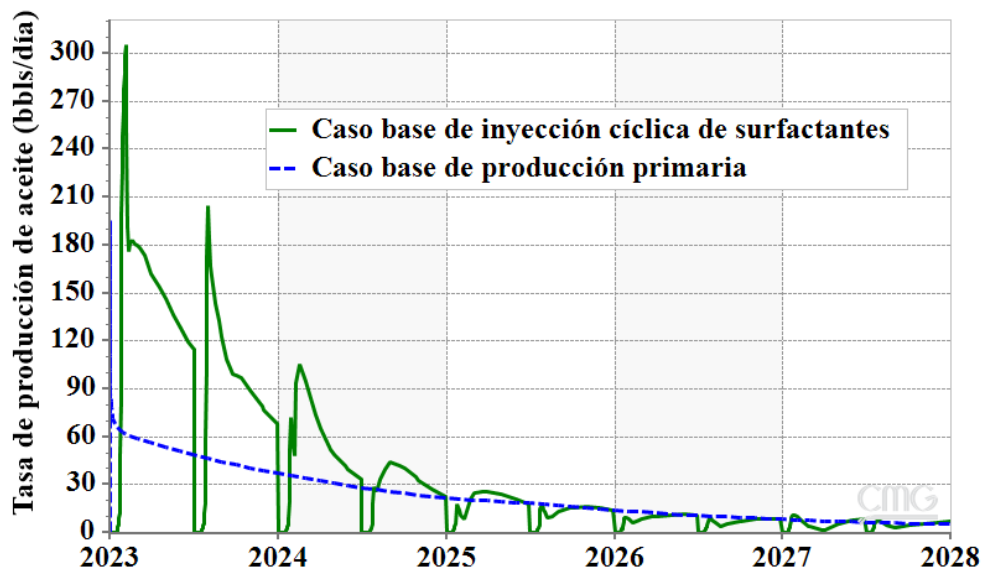
Para terminar, los datos de producción e inyección se tomaron del caso base de inyección cíclica de surfactantes establecido en la sección 4.5.

**5.2 Estimación de los ingresos del proyecto**

Para este caso, se tuvo en cuenta la venta de la producción incremental de hidrocarburos en un periodo de evaluación de 5 años. En consecuencia, la Figura 39 presenta las tasas de producción que se obtuvieron en los casos bases de producción primaria e inyección cíclica de surfactantes.

**Figura 39.**

*Tasa de producción de aceite en los casos bases de producción primaria e inyección cíclica de surfactantes.*



Como se puede observar en la Figura 39, después del segundo año de producción se dejaría de obtener una producción incremental y no se tendrían ingresos para el proyecto, en consecuencia, se decidió tomar para este caso un periodo de evaluación de solo dos años.

En atención a lo anterior, los ingresos asociados a la producción incremental de hidrocarburos se calcularon mediante la multiplicación del volumen de aceite producido por el

precio de venta (crudo de referencia *BRENT* para Colombia); sin embargo, se tuvo que descontar los siguientes conceptos: regalías, derecho económico por participación en la producción (X%) y castigo por calidad; en contraste, se sumó el volumen de diluyente añadido para mejorar la fluidez del crudo pesado y lograr especificaciones mínimas de venta, considerando su respectivo costo en el cálculo de egresos.

En función de lo planteado, para estimar los ingresos totales del proyecto, los cuales se presentan en la Tabla 20, se definieron las siguientes premisas:

- Se tomó la producción incremental de aceite por año.
- Las regalías se pagaron en especie, por consiguiente, se descontaron de la producción. Como la producción diaria nunca pasó de los 5 mil bbls/día, se tuvo un porcentaje de regalías inicial de 8%. No obstante, al tener un crudo pesado de 14.1 °API, se adquirió un descuento del 25%, dando como resultado un porcentaje final de regalías del 6% (Ley 756 de 2002).
- El derecho económico por participación en la producción (X%) que dicta el Acuerdo No. 02 de 2017 de la ANH se descontó de la producción de aceite luego de deducidas las regalías. Para esto, se contempló un porcentaje del 1 %.
- El porcentaje de diluyente añadido fue del 10%.
- La evolución del precio del crudo de referencia *BRENT* para determinar los ingresos totales se tomó de las proyecciones hechas por la *U.S. Energy Information Administration* (EIA).
- El castigo de calidad del 10% se descontó del precio original del crudo de referencia *BRENT*.

**Tabla 20.**

*Estimación de los ingresos del proyecto.*

<b>Año</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>
Producción Anual de Aceite (Kbbls)	22.78	4.11
Regalías (Kbbls)	1.37	0.25
Volumen de aceite menos regalías (Kbbls)	21.42	3.87
Precio WTI (USD/bbl)	85.8	91.2
FM para Participación en la Producción X%	1.1	1.12
Participación en la Producción X% (Kbbls)	0.24	0.04
Volumen de aceite menos X% (Kbbls)	21.18	3.82
Volumen de Diluyente (Kbbls)	2.12	0.38
Volumen de Aceite Anual a Venta (Kbbls)	23.30	4.21
Precio Brent (USD/bbl)	91.5	92.5
Precio menos castigo por calidad (USD/bbl)	82.35	83.25
Ingresos (MUSD)	1.92	0.35

### **5.3 Estimación de los egresos del proyecto**

Los egresos se dividen en dos grandes grupos: costos de inversión (*CAPEX*) y operación (*OPEX*). Del mismo modo, deben incluirse obligaciones bancarias, impuestos, contribuciones tributarias e imprevistos.

#### **5.3.1 Determinación del CAPEX**

El *CAPEX* abarca la compra de los diferentes equipos y componentes requeridos para la explotación de petróleo, incluyendo la adecuación de la infraestructura necesaria para iniciar el proyecto. La Tabla 21 presenta cada uno de los costos asociados.

**Tabla 21.**
*Determinación del CAPEX.*

Químico involucrado	Fase	Equipo	Costo (KUSD)
Agua	Líquida	Ablandador de intercambio iónico	2.77
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Sólida	Silo o tolva para almacenamiento	5.40
		Transportador de tornillo	5.76
		Tanque de dilución	16.96
		Bomba dosificadora	1.30
		Tanque de almacenamiento	16.96
NaOH	Líquida	Bomba dosificadora	1.30
		Mezclador estático	0.72
		Tanque de almacenamiento	7.94
SLES	Líquida	Bomba dosificadora	1.30
		Mezclador estático	0.72
		Bomba de inyección	25.00
Solución final	Líquida	Conversión Pozo Productor a Inyector	726.03
		<b>CAPEX TOTAL</b>	<b>783.54</b>

Bajo esta perspectiva, solo se tuvo en cuenta los costos asociados a la conversión del pozo productor y las facilidades de inyección requeridas para el manejo de los químicos a utilizar. Los costos relacionados a cada uno de estos elementos fueron determinados a través diferentes cotizaciones en varios países. Debido a que esta información no es pública y por razones de confidencialidad, no se indicarán los nombres de las empresas que se contactaron. Por su parte, el costo de conversión del pozo productor fue tomado de la investigación de Briceño y Mosquera (2019), quienes reportaron un valor de 600 mil dólares para el año 2019. Teniendo en cuenta la inflación del dólar estadounidense, el costo de la conversión del pozo tendría un valor de aproximadamente 697 mil dólares para el año 2023.

### 5.3.2 Determinación del OPEX

El *OPEX* engloba todo los desembolsos o salidas de dinero relacionados con la operación del campo y que no pueden ser considerados como activos de la empresa. Para el caso de los procesos de inyección de surfactantes en crudos pesados, se tienen en cuenta los siguientes elementos:

- Costo de levantamiento o *Lifting Cost*: corresponde al gasto necesario para producir y tratar un barril de crudo. Se tomó como base 9.21 USD/bbl (Ecopetrol, 2023).
- Costo del diluyente: generalmente se ajusta al precio de venta del crudo más un 15 % (Moix, 2014).
- Costo de transporte a punto de venta: se tuvo como punto de partida 2.84 USD/bbl (Ecopetrol, 2023).
- Costo de un inhibidor de incrustaciones: se adiciona para evitar la formación de incrustaciones por la presencia de químicos alcalinos. Para este caso, se tomó un inhibidor con una dosis de 20 ppm, a un costo de 1.04 USD/bbl en el 2018 (Salamanca, 2018).
- Costo de químicos principales: se cotizó para el año 2023 un valor de 0.20 USD/bbl para el  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , 0.36 USD/bbl para el NaOH y 0.71 USD/bbl para el SLES.
- Producción diferida: volumen de crudo que no se produjo por cerrar el pozo durante los periodos de inyección y remojo. Se tomó el promedio anual de la producción primaria multiplicado por el número de días que el pozo de mantuvo cerrado.
- Gastos administrativos y generales: se asumió un 5% sobre el *OPEX* preliminar (Moix, 2014).
- Imprevistos: se tomó un 2.5 % sobre el *OPEX* preliminar (Villaquirán, 2019).

**Tabla 22.**
*Determinación del OPEX.*

<b>Año</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>
Producción anual de aceite (Kbbls)	22.78	4.11
<i>Lifting Cost</i> (USD/bbl)	9.92	10.21
Costo total por levantamiento (MUSD)	0.23	0.04
Volumen de diluyente (Kbbl)	2.12	0.38
Costo diluyente (USD/bbl)	105.23	106.38
Costo total por diluyente (MUSD)	0.22	0.04
Volumen de aceite a venta (Kbbls)	23.30	4.21
Costo de transporte (USD/bbl)	3.06	3.15
Costo total por transporte (MUSD)	0.07	0.01
Inhibidor de incrustaciones (Klbs)	0.18	0.19
Costo inhibidor (USD/lb)	1.24	1.27
Costo total inhibidor (MUSD)	$2.28 \times 10^{-4}$	$2.45 \times 10^{-4}$
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> inyectado (Klbs)	27.58	28.89
Costo Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (USD/lb)	0.20	0.21
Costo total por Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (MUSD)	$5.52 \times 10^{-3}$	$6.07 \times 10^{-3}$
NaOH inyectado (Klbs)	27.58	28.89
Costo NaOH (USD/lb)	0.36	0.37
Costo total por NaOH (MUSD)	$9.93 \times 10^{-3}$	$1.07 \times 10^{-2}$
SLES inyectado (Klbs)	2.76	2.89
Costo SLES (USD/lb)	0.71	0.73
Costo total por SLES (MUSD)	$1.96 \times 10^{-3}$	$2.11 \times 10^{-3}$
Producción diferida (Kbbls)	1.46	0.84
Costo producción diferida (MUSD)	0.13	0.08
OPEX preliminar (MUSD)	0.67	0.19
Gastos administrativos (5%) (MUSD)	0.03	0.01
Imprevistos (2.5%) (MUSD)	$1.68 \times 10^{-2}$	$4.81 \times 10^{-3}$
<b>OPEX total (MUSD)</b>	<b>0.72</b>	<b>0.21</b>

Después de definir los diferentes elementos que se tuvieron en cuenta para la determinación del OPEX, cada uno de los costos asociados se presenta en la Tabla 22. Al igual que con el CAPEX,

no se indicaron los nombres de las empresas contactadas para las cotizaciones por razones de confidencialidad. Por último, se usó la inflación del dólar estadounidense para llevar los valores cotizados a años posteriores.

### ***5.3.3 Determinación de los impuestos***

En esta sección se determinó el valor que se debió pagar por la explotación de un yacimiento de hidrocarburos en materia de impuestos, para lo cual, se presentaron las siguientes condiciones:

- Derecho económico por uso del subsuelo – Periodo de producción: se tomó el valor de 0.1614 USD/bbl fijado por la Circular No. 0002 del 26-01-2023 de la ANH para el año 2023. Para determinar su valor en los años siguientes se utiliza la inflación.
- Aportes para la formación, fortalecimiento institucional y transferencia de tecnología - Periodo de producción: su valor correspondió al 10% del derecho económico por uso del subsuelo (Acuerdo No. 02 de 2017 de la ANH).
- Para esta evaluación no aplica el derecho económico por participación adicional en la producción ni el derecho económico por precios altos.
- Impuesto sobre la renta: tarifa base de 35% (Ley 2277 de 2022). Según la Resolución No. 0181 del 01-03-2023 de la ANH, el percentil 60 del histórico del precio de venta BRENT corresponde a 79.92 USD/bbl, lo que indica que siempre habrá sobretasa del 15%, ya que los precios proyectados hasta el 2027 siempre estarán por encima.
- El valor de una UVT en Colombia para el año 2023 es de 42412 pesos (Resolución No. 001264 del 18-11-2022 de la DIAN) y fue llevada a los años siguientes por medio de la

inflación de Colombia. Por su parte, para la conversión de pesos colombianos a dólares estadounidenses, se utilizará la TRM proyectada por el Grupo Bancolombia (2023).

- El impuesto sobre la renta se calcula sobre la diferencia entre el EBITDA (ganancias antes de aplicar impuestos y depreciaciones) y los montos por depreciación y amortización.
- Para la depreciación de los equipos se usa el método de la línea recta.
- Para la depreciación del pozo se aplica el método por unidad de producción.

Posterior a la definición de las condiciones de los impuestos para esta evaluación, se presentan sus valores en la Tabla 23.

**Tabla 23.**

*Determinación de los impuestos.*

<b>Año</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>
Volumen de aceite menos regalías y X% (Kbbls)	21.18	3.82
Tarifa - Derecho por uso del subsuelo (USD/bbl)	0.1614	0.1661
Derecho por uso del subsuelo (MUSD)	$3.42 \times 10^{-3}$	$6.35 \times 10^{-4}$
Aportes transferencia de tecnología (MUSD)	$3.42 \times 10^{-4}$	$6.35 \times 10^{-5}$
EBITDA (MUSD)	1.20	0.14
Depreciación de equipos (MUSD)	0.01	0.01
Depreciación del pozo (MUSD)	0.59	0.11
Renta gravable (MUSD)	0.60	0.03
TRM (COP/USD)	4716	4625
Renta gravable (MMCOP)	2.82	0.13
UVT (COP)	42412	47331
Cantidad de UVT (Miles)	66.409	2.726
Tarifa Impuesto sobre la Renta (%)	50	35
Impuesto sobre la Renta (MUSD)	0.2986	0.0098
Impuestos totales (MUSD)	0.3024	0.0105

Como se puede observar, en el segundo año, la renta gravable no alcanzó a estar por encima de los 50 mil UVT, razón por la cual, no se incurrió al pago de las sobretasas y se cumplió con la tarifa base del 35%.

#### 5.4 Estimación del flujo de caja descontado e indicadores económicos

En relación al flujo de caja descontado, este se desarrolló en la Tabla 24, donde se pueden observar los valores presentes puntuales de cada año y el valor presente acumulado.

**Tabla 24.**

*Flujo de caja descontado del proyecto.*

<b>Año</b>	<b>0</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>
Ingresos (MUSD)	0	1.92	0.35
Egresos (MUSD)	0.78	1.02	0.22
Flujo de caja por año (MUSD)	-0.78	0.89	0.13
Flujo de caja acumulado (MUSD)	-0.78	0.11	0.24
Valor presente por año (MUSD)	-0.78	0.77	0.10
Valor presente acumulado (MUSD)	-0.78	-0.01	0.08

Para finalizar, la Tabla 25 presenta los valores obtenidos en cada uno de los indicadores financieros para el caso base de inyección cíclica de surfactantes.

**Tabla 25.**

*Indicadores financieros del proyecto – Caso base de inyección cíclica de surfactantes.*

<b>Indicador</b>	<b>Valor</b>
Valor Presente Neto (MUSD)	0.085
Tasa Interna de Retorno (%)	27.42
Eficiencia de la Inversión	0.11
Tiempo de recuperación de la inversión (años)	1.14

Como se puede apreciar en los resultados de la Tabla 25, se obtiene un comportamiento financiero aceptable del proyecto evaluado, donde se tiene un valor presente neto de aproximadamente 85 mil dólares, una tasa interna de retorno mayor a la tasa de descuento exigida (16.13%), una eficiencia que indica que se obtendrían 0.11 dólares adicionales por cada dólar invertido y un tiempo de recuperación de 1.14 años.

## **6. Determinación del escenario de aplicación más adecuado**

Se evaluaron diferentes escenarios de simulación a través de un modelo de yacimiento a escala *single-well* que representaba apropiadamente un proceso de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados, el cual ya fue construido en las secciones anteriores. A su vez, se tomó como punto de partida los valores establecidos en la Tabla 19 para el caso base de inyección cíclica de surfactantes, y se evaluó cada parámetro de manera individual.

Los parámetros operacionales seleccionados se basaron en las variables estudiadas por Ma (2005) en sus diferentes pruebas de desplazamiento. Asimismo, se adicionaron algunos parámetros relacionados a la modalidad cíclica como los tiempos de inyección, remojo y producción. Para la selección del escenario de aplicación más adecuado, se tomó como base el valor presente neto, tasa interna de retorno, eficiencia de la inversión y tiempo de recuperación de la inversión. En este sentido, se desarrolló una plantilla en Microsoft Excel para la evaluación financiera de cada uno de los escenarios simulados.

**6.1 Evaluación de la concentración de álcali**

Para la evaluación de este parámetro operacional se varió la concentración de cada álcali en un rango de 1000 a 10000 ppm. De esta forma, se plantearon escenarios con dos relaciones Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>-NaOH diferentes, 2:1 y 1:1 respectivamente; los cuales se presentan en la Tabla 26.

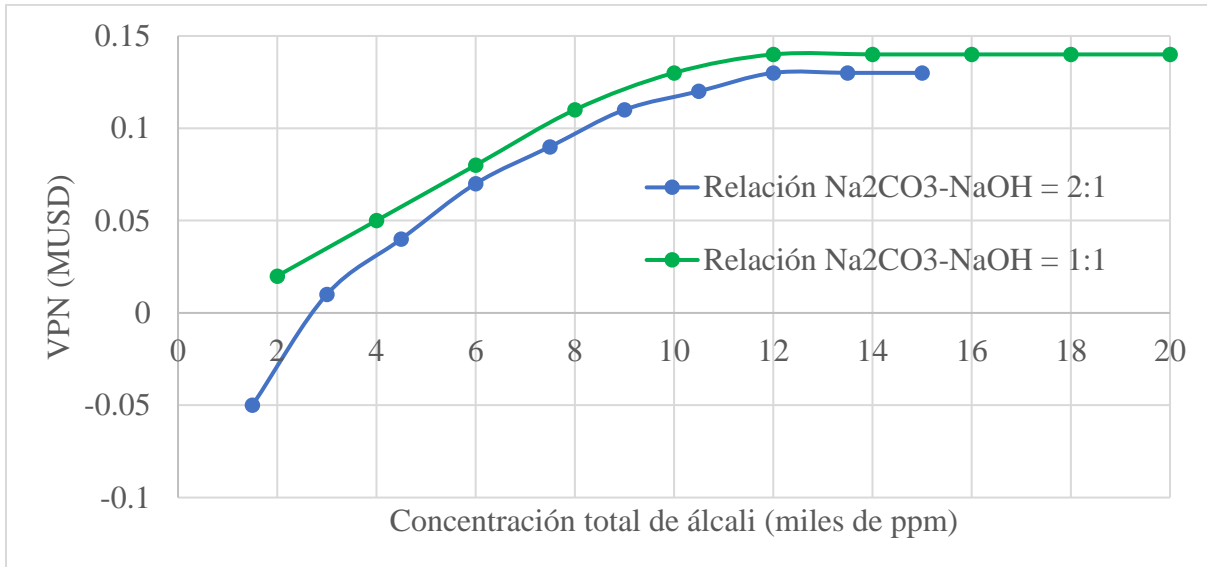
**Tabla 26.**

*Escenarios de evaluación para la concentración de álcali.*

<b>Relación Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>-NaOH = 2:1</b>				<b>Relación Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>-NaOH = 1:1</b>			
Escenario No.	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (ppm)	NaOH (ppm)	Total (ppm)	Escenario No.	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (ppm)	NaOH (ppm)	Total (ppm)
1	1000	500	1500	11	1000	1000	2000
2	2000	1000	3000	12	2000	2000	4000
3	3000	1500	4500	13	3000	3000	6000
4	4000	2000	6000	14	4000	4000	8000
5	5000	2500	7500	15	5000	5000	10000
6	6000	3000	9000	16	6000	6000	12000
7	7000	3500	10500	17	7000	7000	14000
8	8000	4000	12000	18	8000	8000	16000
9	9000	4500	13500	19	9000	9000	18000
10	10000	5000	15000	20	10000	10000	20000

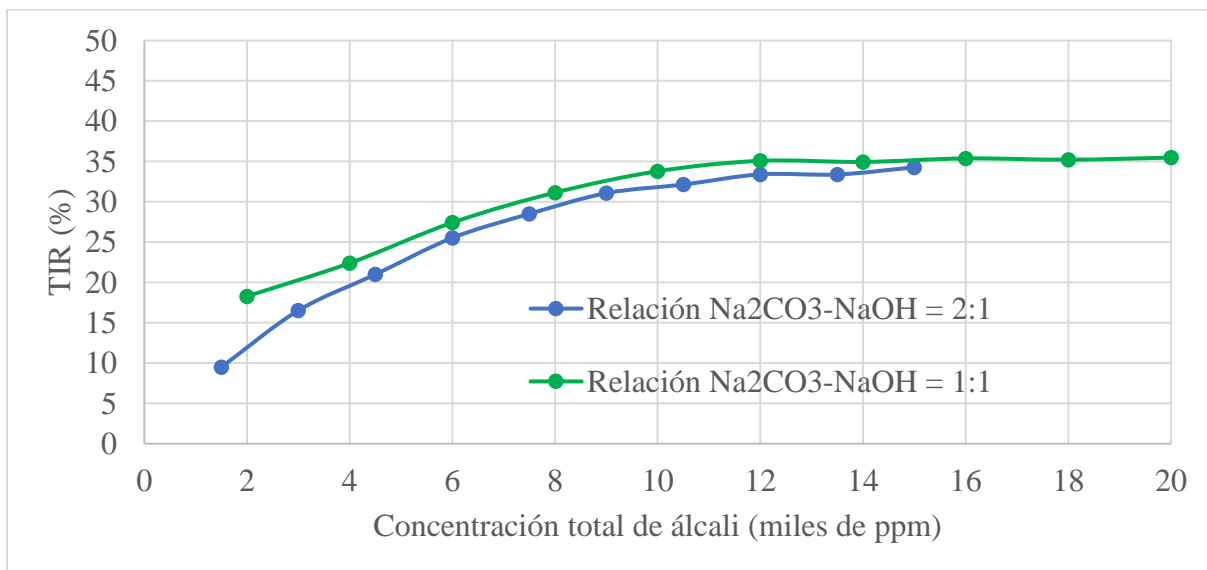
**Figura 40.**

*Valor presente neto – Evaluación de la concentración de álcali.*



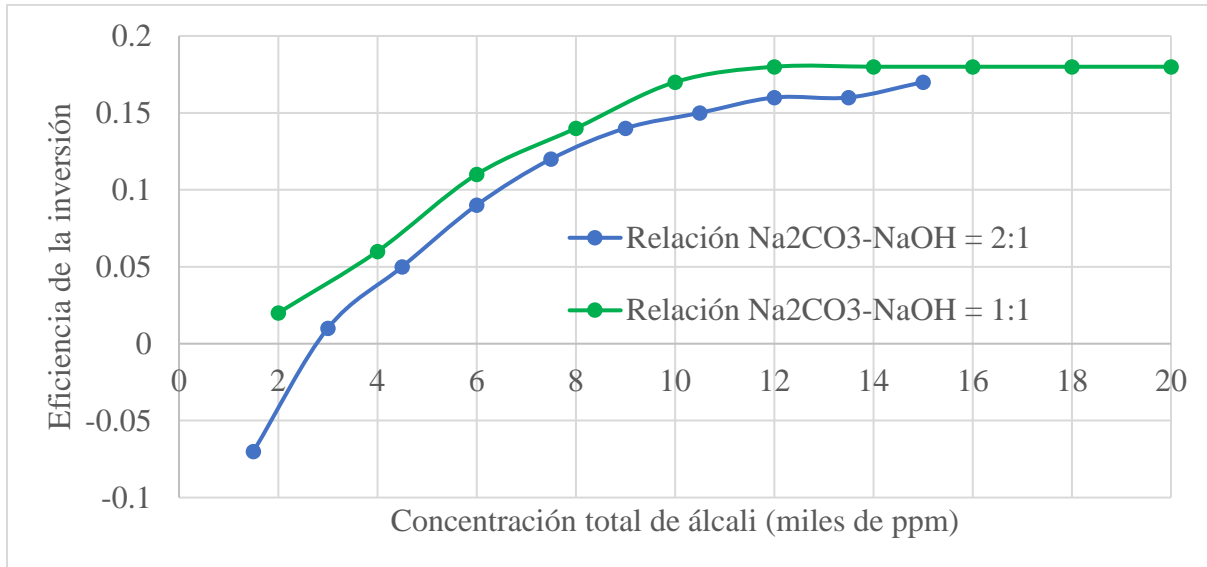
**Figura 41.**

*Tasa interna de retorno – Evaluación de la concentración de álcali.*



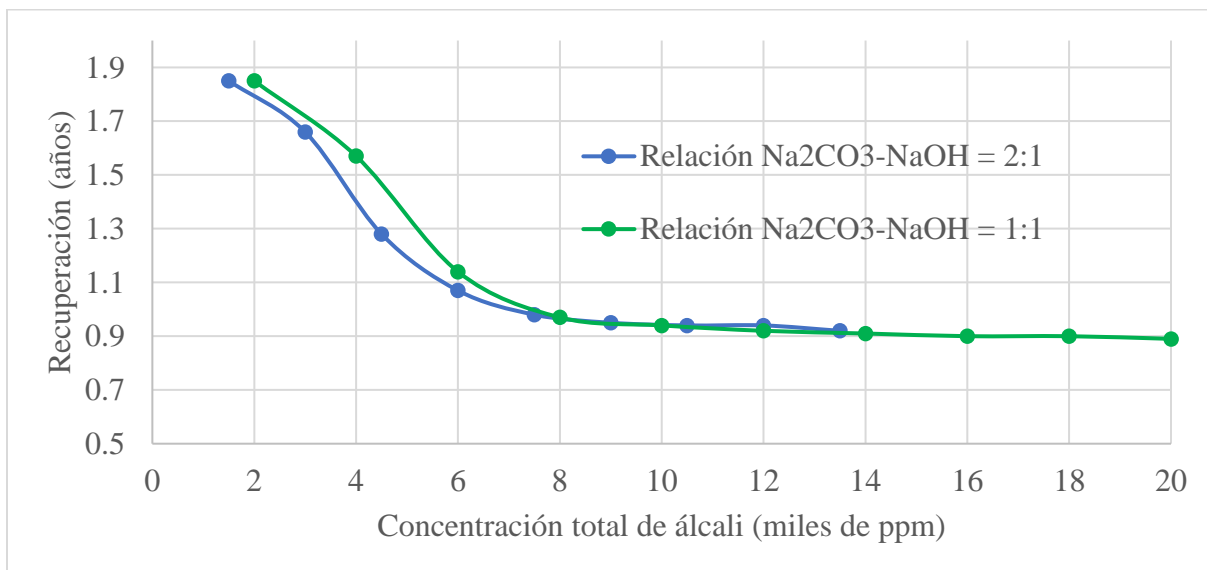
**Figura 42.**

*Eficiencia de la inversión – Evaluación de la concentración de álcali.*



**Figura 43.**

*Tiempo de recuperación de la inversión – Evaluación de la concentración de álcali.*



Luego de establecer y correr los diferentes escenarios de simulación, se procedió a evaluar su viabilidad financiera mediante la plantilla de Microsoft Excel. Como resultado, se presentan la Figura 40 (valor presente neto), Figura 41 (tasa interna de retorno), Figura 42 (eficiencia de la inversión) y Figura 43 (tiempo de recuperación de la inversión).

Según los resultados obtenidos en los indicadores financieros, se evidenció un cambio de tendencia a una concentración total de álcali de 12000 ppm aproximadamente, ya que se pasó de un crecimiento o decrecimiento pronunciado, según sea el caso, a un comportamiento estable. Lo anterior indica que en dicho punto de inflexión se llegó a un equilibrio donde una mayor cantidad de álcali no representa un mejoramiento considerable en la rentabilidad del proyecto. En este orden de ideas, debido a que la relación  $\text{Na}_2\text{CO}_3\text{-NaOH}$  de 1:1 presenta mejores resultados, se establece que la concentración adecuada de álcali para este proyecto es de 6000 ppm de  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  y 6000 ppm de NaOH (concentración total de álcali = 12000 ppm). Esta concentración de álcali permanecerá constante en las siguientes evaluaciones.

## **6.2 Evaluación de la concentración de surfactante**

En el caso de la evaluación de la concentración de surfactante, se varió su concentración en un rango de 100 a 1000 ppm. Los escenarios planteados se presentan en la Tabla 27.

Después de establecer y correr los diferentes escenarios de simulación, se procedió a evaluar su viabilidad financiera mediante la plantilla de Microsoft Excel. Como resultado, se presentan la Figura 44 (valor presente neto y tasa interna de retorno) y Figura 45 (eficiencia y tiempo de recuperación de la inversión).

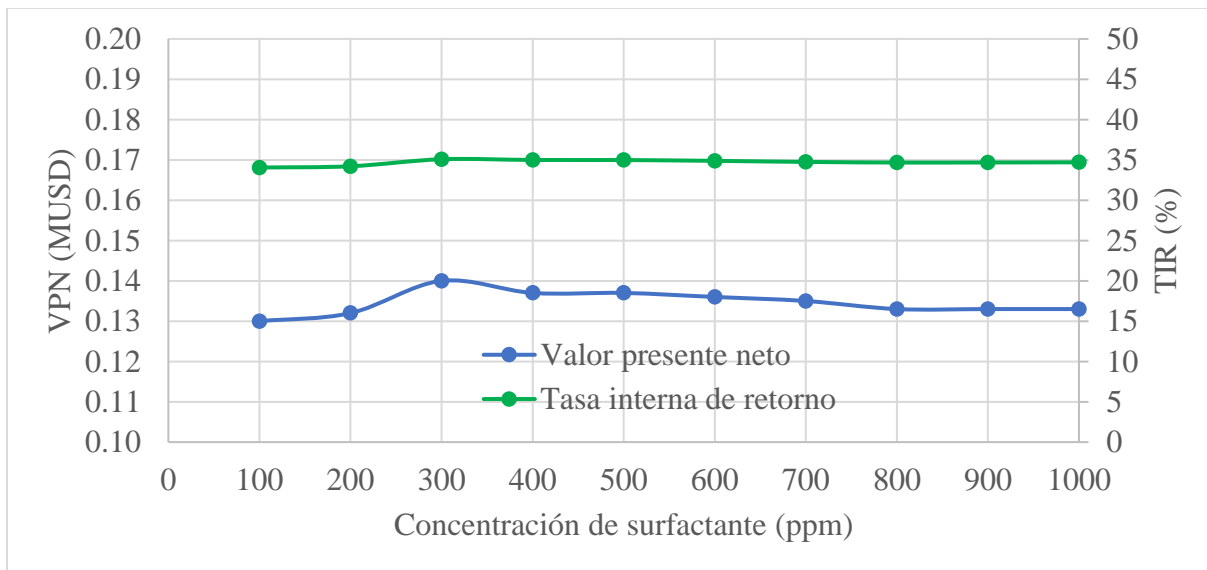
**Tabla 27.**

*Escenarios de evaluación para la concentración de surfactante.*

Escenario No.	Concentración de surfactante (ppm)	Escenario No.	Concentración de surfactante (ppm)
21	100	26	600
22	200	27	700
23	300	28	800
24	400	29	900
25	500	30	1000

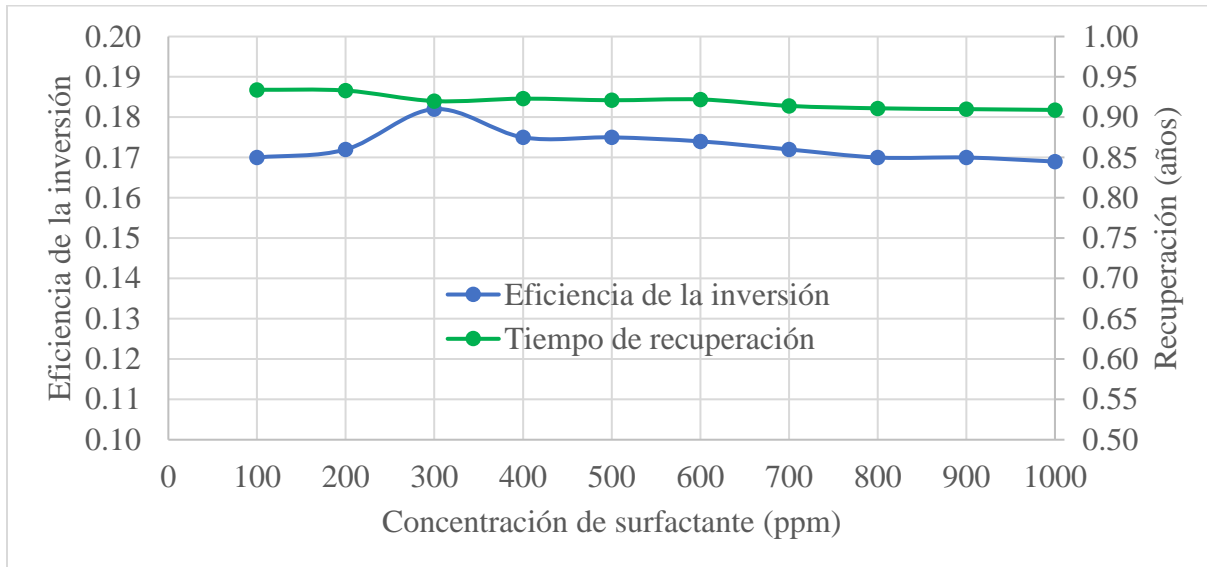
**Figura 44.**

*Valor presente neto y tasa interna de retorno – Evaluación de la concentración de surfactante.*



**Figura 45.**

*Eficiencia y tiempo de recuperación de la inversión – Evaluación de la concentración de surfactante.*



De acuerdo con los resultados obtenidos, se puede observar que los indicadores financieros desarrollan un comportamiento muy estable, en especial la tasa interna de retorno y el tiempo de recuperación de la inversión, lo cual permite inferir que la concentración del surfactante natural SLES no presenta un impacto considerable sobre la rentabilidad del proyecto. No obstante, en el valor presente neto y eficiencia de la inversión se evidencia un valor máximo a 300 ppm de surfactante, seguido de un decrecimiento paulatino. En este sentido, se establece que la concentración adecuada de surfactante para este proyecto es de 300 ppm de SLES. De esta manera, se determina la formulación química adecuada para inyectar: 6000 ppm de  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  + 6000 ppm de  $\text{NaOH}$  + 300 ppm de SLES. Esta formulación química permanecerá constante en las siguientes evaluaciones.

**6.3 Evaluación del tamaño de bache**

En el caso de una modalidad cíclica, el tamaño de bache hace referencia a la cantidad de solución química inyectada en cada ciclo del proceso. Así las cosas, para la evaluación de este parámetro, se varió el volumen total de la fase acuosa inyectada por cada ciclo en un rango de 2000 a 20000 barriles. A su vez, para los diferentes escenarios planteados se mantuvo el mismo tiempo de inyección (10 días), lo cual dejó como única opción, controlar la tasa de inyección para cumplir con el tamaño de bache evaluado. Los escenarios planteados se presentan en la Tabla 28.

**Tabla 28.**

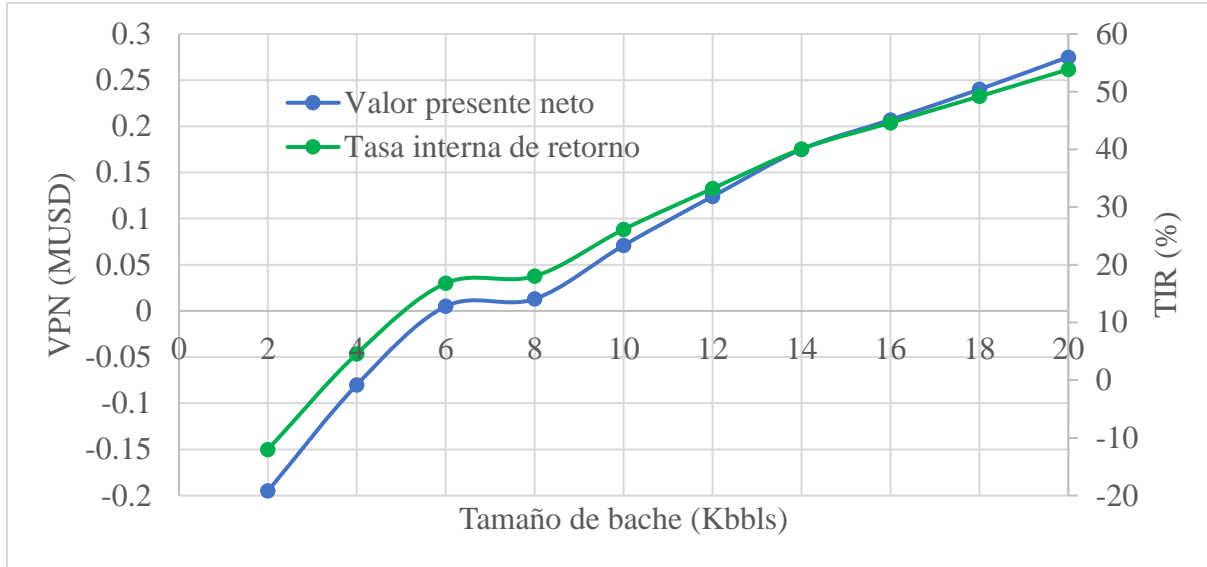
*Escenarios de evaluación para el tamaño de bache.*

<b>Esc. No.</b>	<b>Tamaño de bache (Kbbls)</b>	<b>Tasa de inyección (bbls/día)</b>	<b>Esc. No.</b>	<b>Tamaño de bache (Kbbls)</b>	<b>Tasa de inyección (bbls/día)</b>
31	2	200	36	12	1200
32	4	400	37	14	1400
33	6	600	38	16	1600
34	8	800	39	18	1800
35	10	1000	40	20	2000

Posterior a la corrida de los diferentes escenarios de simulación, se procedió a evaluar su viabilidad financiera por medio de la plantilla de Microsoft Excel. Como resultado, se presentan la Figura 46 (valor presente neto y tasa interna de retorno) y Figura 47 (eficiencia y tiempo de recuperación de la inversión).

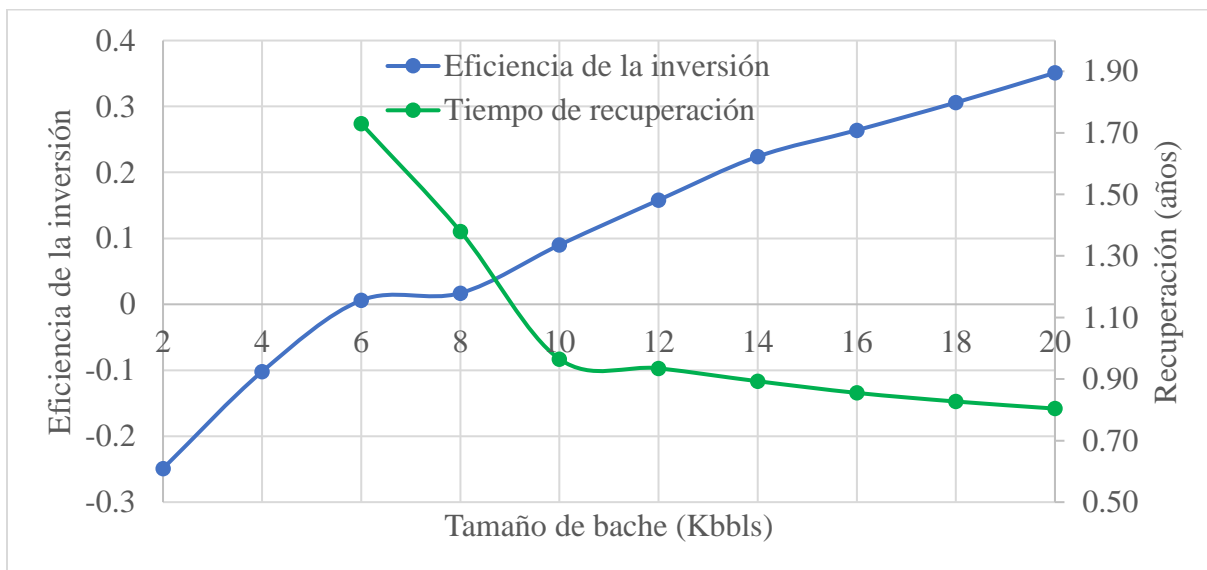
**Figura 46.**

*Valor presente neto y tasa interna de retorno – Evaluación del tamaño de bache.*



**Figura 47.**

*Eficiencia y tiempo de recuperación de la inversión – Evaluación del tamaño de bache.*



Como se puede observar en los resultados, los indicadores financieros presentaron un comportamiento ascendente o descendente, según sea el caso, sin evidenciar un punto de inflexión o un cambio de tendencia fuerte dentro del rango de evaluación; sin embargo, en este proyecto se contempló un volumen máximo de 20 mil barriles inyectados por ciclo dadas las limitantes de capacidad que podrían tener las facilidades de inyección. Este comportamiento implica que, a diferencia de la concentración de los químicos, el volumen total de solución química inyectada por ciclo afecta considerablemente el proceso. Bajo este enfoque, se establece que el tamaño de bache adecuado para este proyecto es de 20 mil barriles de solución química por ciclo. Este volumen permanecerá constante en las siguientes evaluaciones.

**6.4 Evaluación del tiempo y tasa de inyección**

Se pasó a evaluar el efecto del tiempo de inyección en un rango de variación de 10 a 30 días. Adicional a esto, debido a que se debe mantener el mismo tamaño de bache, se hizo necesario variar la tasa de inyección. De este modo, se plantearon los escenarios presentados en la Tabla 29.

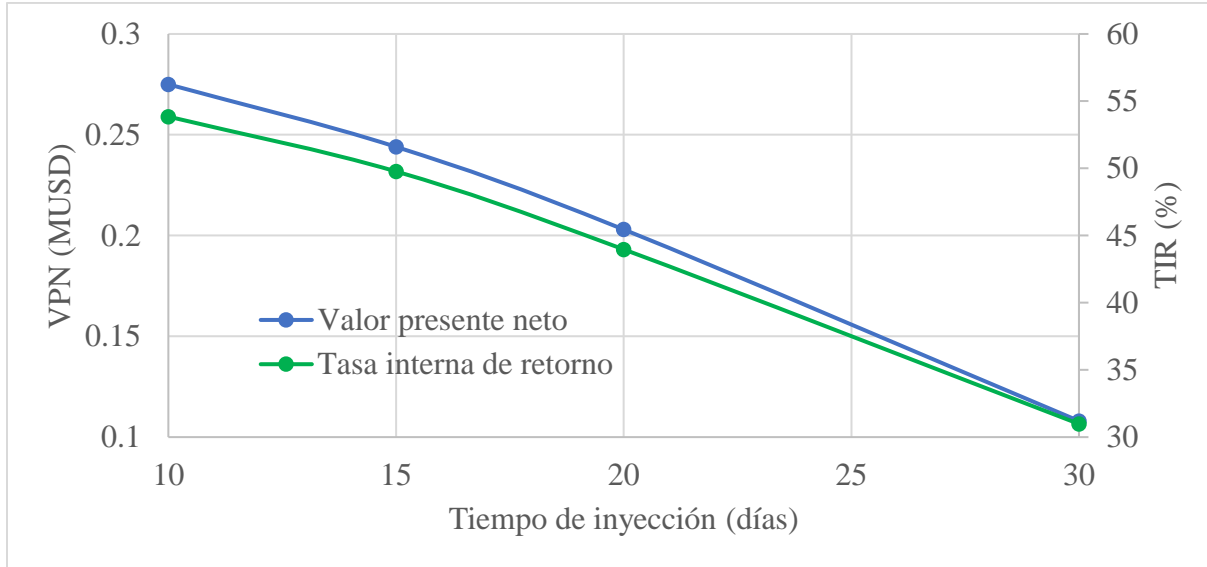
**Tabla 29.**

*Escenarios de evaluación para el tiempo y tasa de inyección.*

<b>Escenario No.</b>	<b>Tiempo de inyección x ciclo (días)</b>	<b>Tasa de inyección (bbls/día)</b>
41	10	2000
42	15	1333.33
43	20	1000
44	30	666.66

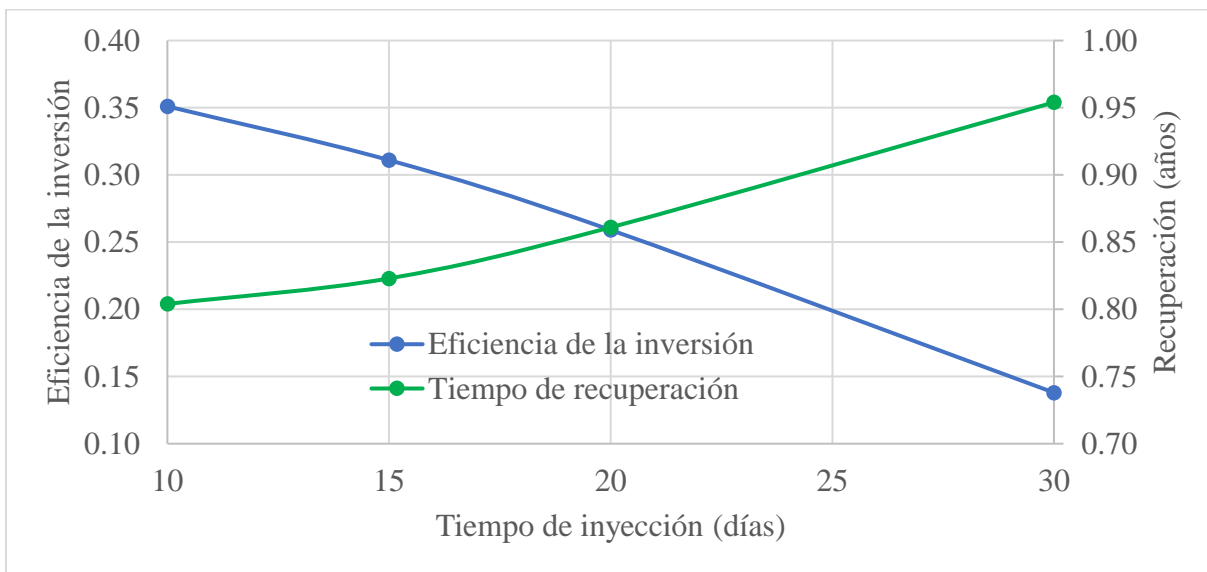
**Figura 48.**

*Valor presente neto y tasa interna de retorno – Evaluación del tiempo y tasa de inyección.*



**Figura 49.**

*Eficiencia y tiempo de recuperación de la inversión – Evaluación del tiempo y tasa de inyección.*



Una vez corridos y validados los diferentes escenarios de simulación, se procedió a evaluar su viabilidad financiera por medio de la plantilla de Microsoft Excel. Del mismo modo, los resultados se presentan en la Figura 48 (valor presente neto y tasa interna de retorno) y Figura 49 (eficiencia y tiempo de recuperación de la inversión).

Con respecto a los resultados obtenidos, se puede observar que a medida que aumenta el tiempo de inyección, se evidencia una disminución pronunciada en el valor presente neto, tasa interna de retorno y eficiencia de la inversión; y un aumento progresivo en el tiempo de recuperación de la inversión. A partir de estos datos, se puede inferir que el costo que representa la producción diferida afecta fuertemente la rentabilidad del proyecto y, por lo tanto, lo más adecuado sería tener el menor tiempo de inyección posible.

En atención a esto, se selecciona el escenario de 10 días de inyección con una tasa de 2000 bbls/día como el indicado para este proyecto. Esta relación entre el tiempo y tasa de inyección permanecerá constante en las siguientes evaluaciones.

## **6.5 Evaluación del tiempo de remojo**

El tiempo de remojo hace referencia al número de días que un pozo se deja cerrado para permitir una mayor interacción entre el fluido inyectado y el crudo presente. En el caso de la inyección cíclica de surfactantes, es importante establecer un tiempo de remojo adecuado que permita la formación de emulsiones suficientes para el desarrollo del mecanismo de emulsificación y arrastre. Para tal fin, se plantearon los escenarios presentados en la Tabla 30, donde se varió el tiempo de remojo en un rango de 3 a 10 días.

**Tabla 30.**

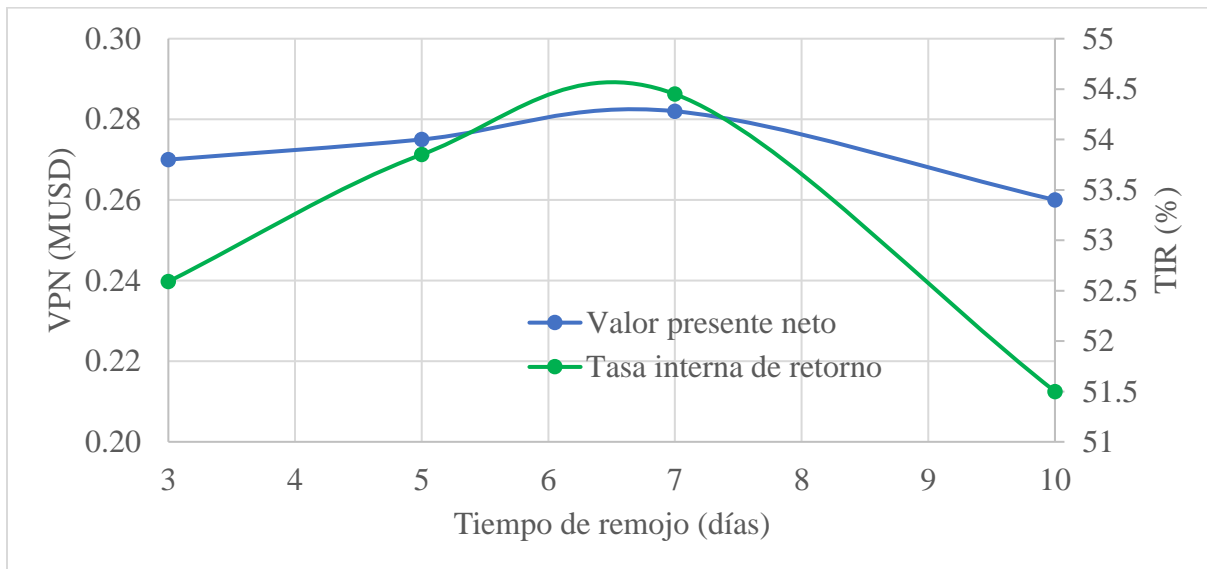
*Escenarios de evaluación para el tiempo de remojo.*

Escenario No.	Tiempo de remojo (días)
45	3
46	5
47	7
48	10

Después de establecer y correr los diferentes escenarios de simulación, se procedió a evaluar su viabilidad financiera por medio de la plantilla de Microsoft Excel. Asimismo, los resultados se presentan en la Figura 50 (valor presente neto y tasa interna de retorno) y Figura 51 (eficiencia y tiempo de recuperación de la inversión).

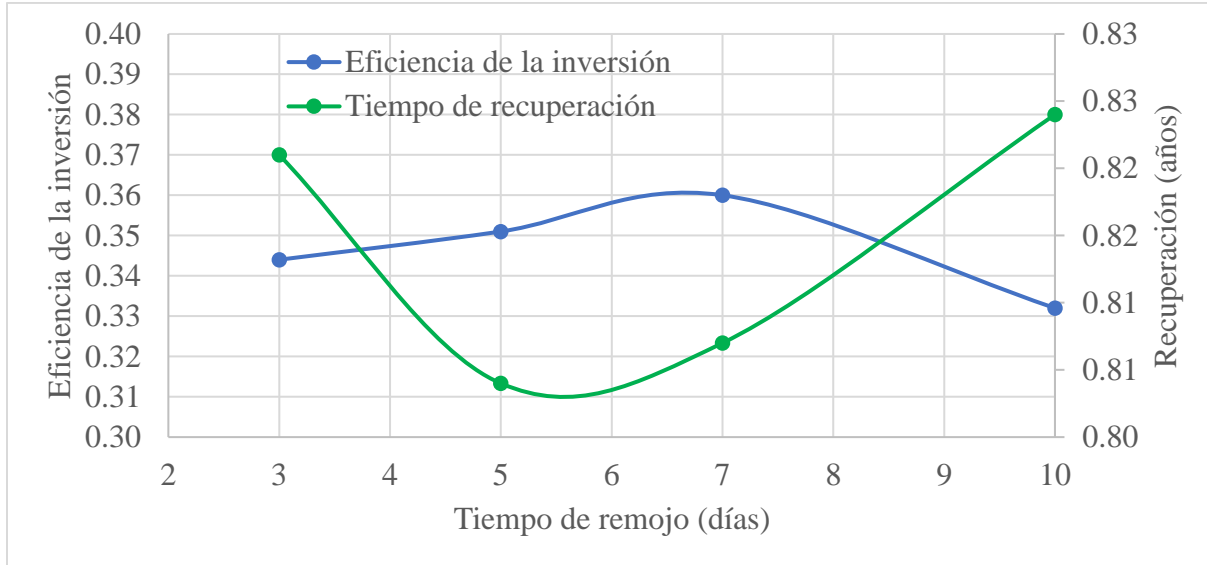
**Figura 50.**

*Valor presente neto y tasa interna de retorno – Evaluación del tiempo de remojo.*



**Figura 51.**

*Eficiencia y tiempo de recuperación de la inversión – Evaluación del tiempo de remojo.*



De acuerdo con los resultados obtenidos; el valor presente neto, tasa interna de retorno y tiempo de recuperación de la inversión, presentan un cambio de tendencia a un tiempo de remojo de 7 días, ya que se pasa de un crecimiento pronunciado a un decrecimiento con la misma intensidad. Por su lado, el tiempo de recuperación de la inversión presenta un comportamiento similar, donde igualmente se manifiesta un cambio de tendencia alrededor de los 7 días de remojo.

Este punto de inflexión indica que se llegó a un equilibrio donde más días de remojo no representaban un mejoramiento en el desempeño del proceso. Bajo estas circunstancias, se establece que el tiempo de remojo adecuado para este proyecto es de 7 días, los cuales permanecerán constantes en la siguiente evaluación.

**6.6 Evaluación del tiempo de producción y duración por ciclo**

Como último paso en la determinación del escenario de aplicación más adecuado, se procedió a evaluar diferentes tiempos de producción, lo cual define directamente la duración de cada ciclo del proceso y el número total de estos en los 2 años de evaluación. Con base en esto, se establecieron los escenarios presentados en la Tabla 31, partiendo de los periodos de inyección y remojo previamente definidos (tiempo de inyección = 10 días y tiempo de remojo = 7 días).

**Tabla 31.**

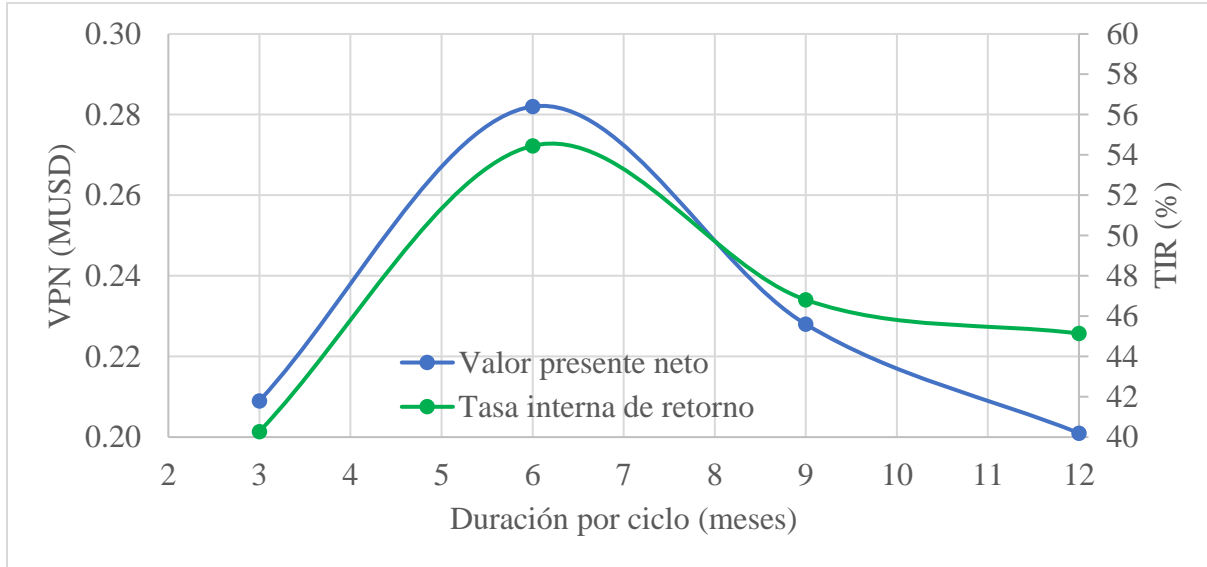
*Escenarios de evaluación para el tiempo de producción, duración por ciclo y número total de ciclos.*

<b>Escenario No.</b>	<b>Tiempo de producción (días)</b>	<b>Duración x ciclo (meses)</b>	<b>Número de ciclos</b>
49	73	3	8
50	167	6	4
51	253	9	3
52	348	12	2

Luego de establecer y correr los diferentes escenarios de simulación, se procedió a evaluar su viabilidad financiera por medio de la plantilla de Microsoft Excel. De igual forma, los resultados se presentan en la Figura 52 (valor presente neto y tasa interna de retorno) y Figura 53 (eficiencia y tiempo de recuperación de la inversión).

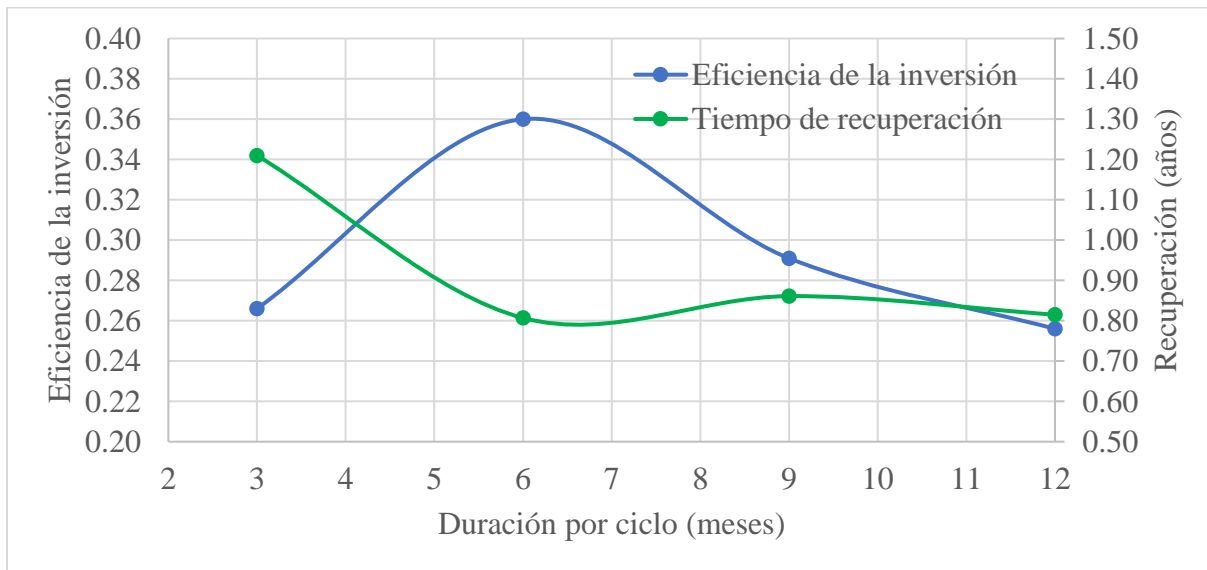
**Figura 52.**

*Valor presente neto y tasa interna de retorno – Evaluación de la duración por ciclo.*



**Figura 53.**

*Eficiencia y tiempo de recuperación de la inversión – Evaluación de la duración por ciclo.*



Como se puede apreciar en los resultados, el mejor comportamiento financiero se obtuvo con ciclos de 6 meses de duración, donde se desarrollaron el valor presente neto más alto, la mayor tasa interna de retorno, la mejor eficiencia de la inversión y el menor tiempo de recuperación.

Con base en lo anterior, se define que el escenario más adecuado con respecto a los parámetros evaluados en esta sección consiste en ciclos de 6 meses con 10 días de inyección, 7 días de remojo y 167 días de producción, durante 4 ciclos del proceso.

### **6.7 Presentación del escenario de aplicación más adecuado**

Tras analizar el impacto de cada uno de los parámetros evaluados sobre el rendimiento financiero de la técnica y seleccionar los valores que permiten obtener el mejor desempeño bajo las condiciones del modelo de simulación planteado, se determinó el escenario de aplicación más adecuado del proceso, el cual presenta las siguientes características:

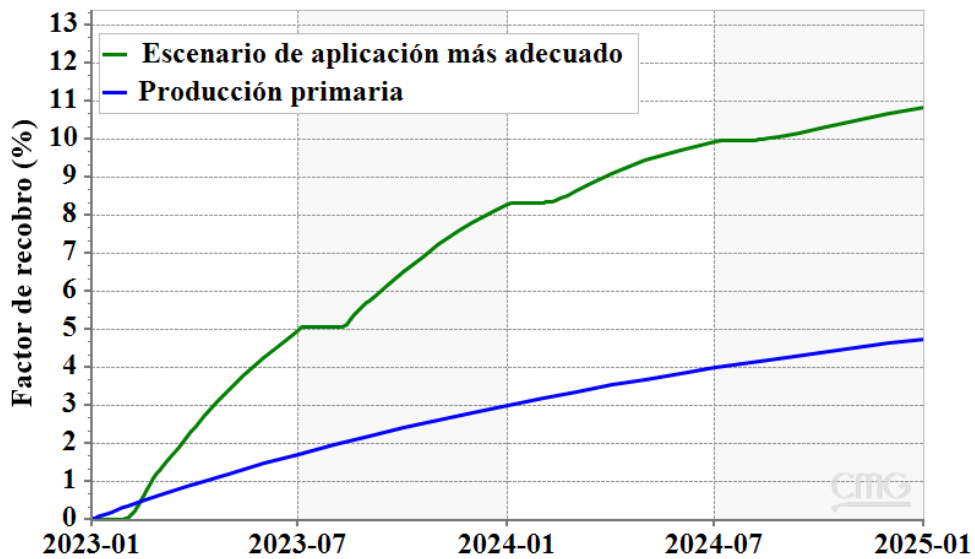
- Formulación inyectada: 6000 ppm de  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  + 6000 ppm de NaOH + 300 ppm de SLES.
- Duración de cada ciclo: 6 meses.
- Cantidad de solución química inyectada por ciclo: 20 mil barriles.
- Tiempo de inyección: 10 días.
- Tasa de inyección: 2000 bbls/día.
- Tiempo de remojo: 7 días.
- Tiempo de producción: 167 días.
- Número de ciclos: 4

Después de correr el modelo de simulación con la combinación de parámetros óptima, se obtuvo el factor de recobro presentado en la Figura 54. Como se puede observar, al cabo de 2 años se alcanza un valor de aproximadamente 10.84 %, el cual, comparado con el 4.74 % logrado en la

producción primaria, representa un factor de recobro incremental de 6.1 %. Adicionalmente, la Tabla 32 presenta los valores obtenidos en cada uno de los indicadores financieros para este caso.

**Figura 54.**

*Factor de recobro del escenario de aplicación más adecuado.*



**Tabla 32.**

*Indicadores financieros del proyecto – Escenario de aplicación más adecuado.*

Indicador	Valor
Valor Presente Neto (MUSD)	0.282
Tasa Interna de Retorno (%)	54.45
Eficiencia de la Inversión	0.36
Tiempo de recuperación de la inversión (años)	0.81

Finalmente, se puede decir que se obtuvo un buen comportamiento financiero del escenario seleccionado, donde se tiene un valor presente de aproximadamente 282 mil dólares, una tasa interna de retorno mayor a la tasa de descuento exigida (54.45 % vs 16.13 %), una eficiencia que indica que se obtendrían 0.36 dólares adicionales por cada dólar invertido y un tiempo de recuperación menor a 1 año.

## 7. Conclusiones

La simulación de un proceso de inyección álcali-surfactante en yacimientos de crudo pesado es factible mediante el modelamiento de reacciones de saponificación y emulsificación, las cuales permiten la representación de la generación de surfactantes *in-situ* y el mecanismo de emulsificación y arrastre respectivamente.

Para asegurar el éxito de un proceso de inyección cíclica de surfactantes en yacimientos de crudo pesado se debe garantizar que la formulación química inyectada pueda generar emulsiones de aceite en agua con un tamaño de gota menor al tamaño promedio de los poros, lo cual permitirá formar una nueva fase con una menor viscosidad y mejor capacidad de flujo.

Los parámetros operacionales de mayor influencia sobre la eficiencia del proceso fueron el tamaño de bache y el tiempo de inyección, ya que el primero es el que permite la mayor variación de la cantidad de químico inyectado, y el segundo es el que más impacta el número de días en el que el pozo no está produciendo.

Después de evaluar 52 escenarios diferentes de simulación, se determina que la combinación de parámetros más adecuada para la técnica, bajo las condiciones del modelo de

simulación planteado, es inyectar una formulación de 6000 ppm de  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  + 6000 ppm de NaOH + 300 ppm de SLES, durante ciclos de 6 meses de duración que consisten en 10 días inyección a una tasa de 2000 bbls/día, 7 días de remojo y 167 días de producción. Este escenario representa un VPN de 282 mil de dólares, una TIR de 54.45 %, una eficiencia de la inversión de 0.36 y un tiempo de recuperación de 0.81 años.

## **8. Recomendaciones**

Debido a la importancia de garantizar una formulación adecuada que garantice la formación de emulsiones aptas para el mecanismo de arrastre, se recomienda realizar una investigación centrada en determinar los parámetros más influyentes que pueden controlar el tipo de emulsión formada en un sistema agua-surfactante-aceite, así como un estudio de la estabilidad y tamaño de gota de las emulsiones.

Se recomienda realizar pruebas de desplazamiento donde se analice una determinada formulación química con la finalidad de evaluar la eficiencia de desplazamiento del proceso y caracterizar los fenómenos que pueden ocurrir en el medio poroso.

Teniendo en cuenta que es posible tener emulsiones de aceite en agua en las facilidades de producción, se recomienda evaluar diferentes técnicas de rompimiento de emulsiones que garanticen una correcta separación de las fases de los fluidos producidos en este tipo de procesos.

Debido a que la presencia de álcalis en un sistema de inyección puede generar un problema de incrustaciones, se recomienda estudiar más a fondo el impacto de esta problemática y su efecto

sobre la integridad de los equipos y tuberías del sistema, así como posibles tecnologías de prevención o remediación.

Partiendo del hecho que la presente investigación empleó el modelo de adsorción de Langmuir, se recomienda evaluar el uso de otros modelos que pueden implicar una representación más fiel del fenómeno de adsorción en la inyección de surfactantes.

Teniendo en cuenta que la mayor limitante de una modalidad cíclica es la ausencia de un soporte de presión que permita extraer una mayor cantidad de crudo por un mayor tiempo, se recomienda evaluar la implementación posterior de un proceso de inyección continua de surfactantes.

### Referencias Bibliográficas

- Acuerdo No. 02 de 2017 [Agencia Nacional de Hidrocarburos]. Por el cual se sustituyen integralmente el Acuerdo No. 4 de 2012 y sus modificaciones posteriores. 18 de mayo de 2017.
- Adams, D. M. (1982). Experiences with waterflooding Lloyminster heavy-oil reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 34(08), 1643-1650. <https://doi.org/10.2118/10196-PA>
- Ahmed, T. y Meehan, N. (2012). *Advanced Reservoir Management and Engineering*. (2ª Ed). Elsevier Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-64035-6>
- Atkinson, H. (1927). Recovery of petroleum from Oil Bearing Sands. Patente de Estados Unidos No. 1651311.
- Banco de la República. (2023). Inflación total y meta. Recuperado el 15 de abril de 2023 de <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/inflacion-total-y-meta>
- Bata, T., Schamel, S., Fustic M. e Ibatullin, R. (2019). Bitumen and Heavy Oil. En Asociación Americana de Geólogos Petroleros. (Ed), *Unconventional Energy Resources: 2017 Review*. *Natural Resources Research*, 28(4), 1690-1695. <https://doi.org/10.1007/s11053-018-9432-1>
- Briceño, H. y Mosquera, J. (2019). Evaluación técnico-financiera de la inyección álcali-surfactante-polímero en pozos candidatos de un campo "A" ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales [Tesis de Pregrado]. Fundación Universidad de América.
- Bryan, J., Mai, A. y Kantzas, A. (2008). Investigation into the processes responsible for heavy oil recovery by alkali-surfactant flooding. Artículo presentado en SPE Symposium on

- Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, abril 2008.  
<https://doi.org/10.2118/113993-MS>
- Bryan, J. y Kantzas, A. (2009). Potential for alkali-surfactant flooding in heavy oil reservoirs through oil-in-water emulsification. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 48(2), 37-46. <https://doi.org/10.2118/09-02-37>
- Circular No. 0002 del 26-01-2023 [Agencia Nacional de Hidrocarburos]. Actualización de las tarifas para el año 2023, correspondientes a Derechos Económicos pactados en los Contratos E&P, Contratos E&E y Contratos TEA que no se rigen por el Acuerdo 2 de 2017. 26 de enero de 2023.
- Closmann, P. J. y Seba, R. D. (1990). A correlation of viscosity and molecular weight. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 29(4), 115-116. <https://doi.org/10.2118/90-04-11>
- Computer Modelling Group (CMG). (2020). Inyección de Alcalino, Surfactante y Polímero empleando STARS. Tutorial. Computer Modelling Group.
- Computer Modelling Group (CMG). (2022). STARS User Guide. Computer Modelling Group.
- Contraloría General de la República. (s.f.) ¿Qué son las Regalías? Regalías. Recuperado el 10 de junio de 2023 de <https://www.contraloria.gov.co/web/regalias>
- Damodaran, A. (2023a). Costs of Capital by Industry Sector - Global [Archivo Excel]. Damodaran Online. Recuperado el 16 de abril de 2023 de [https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datacurrent.html#discrate](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html#discrate)
- Damodaran, A. (2023b). Risk Premiums for Other Markets - January 1, 2023 Update [Archivo Excel]. Damodaran Online. Recuperado el 6 de mayo de 2023 de [https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datacurrent.html#discrate](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html#discrate)

- Ding, M., Wang, Y., Li, Z., Zhong, D., Yuan, F. y Zhu Y. (2019). The role of IFT and emulsification in recovering heavy oil during S/SP flooding. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 77, 198-208. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2019.04.036>
- Doscher, T. y Reisberg, J. (1962). Oil recovery from Tar Sands. Patente de Canadá No. 639050.
- EAE Business School. (2021). Análisis económico y financiero de una empresa: diferencias. El blog de retos para ser directivos. Recuperado el 8 de junio de 2023 de <https://retos-directivos.eae.es/analisis-economico-y-financiero-de-una-empresa-diferencias/>
- Ecopetrol. (2023). Resultados 2022: Contribución histórica para Colombia [Archivo PDF]. Recuperado el 5 de mayo de 2023 de <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/resultados-2022-contribucion-historica-para-colombia>
- Green, D. y Willhite, P. (1998). *Enhanced oil recovery*. (SPE Textbook Series Volume 6). Society of Petroleum Engineers.
- Grupo Bancolombia. (2023). Actualización de proyecciones económicas para Colombia - Abril de 2023. Recuperado el 15 de abril de 2023 de <https://www.bancolombia.com/empresas/capital-inteligente/investigaciones-economicas/publicaciones/tablas-macroeconomicos-proyectados>
- Islam, M. R. y Farouq Ali, S. M. (1990). New scaling criteria for chemical flooding experiments. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 29(1), 29-36. <https://doi.org/10.2118/90-01-02>
- Jennings, H. Y., Johnson, C. E. y McAuliffe, C. D. (1974). A caustic waterflooding process for heavy oils. *Journal of Petroleum Technology*, 26, 1344-1352. <https://doi.org/10.2118/4741-PA>

- Johnson, C. E. (1976). Status of caustic and emulsion methods. *Journal of Petroleum Technology*, 28(01), 85-92. <https://doi.org/10.2118/5561-PA>
- Ley 756 de 2002. Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. 25 de julio de 2002. Diario Oficial No. 44878.
- Ley 2277 de 2022. Por medio de la cual se adopta una reforma tributaria para la igualdad y la justicia social y se dictan otras disposiciones. 13 de diciembre de 2022. Diario Oficial No. 52247
- Liu, Q., Dong, M. y Ma, S. (2006). Alkaline/surfactant flood potential in Western Canadian heavy oil reservoirs. Artículo presentado en SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, abril 2006. <https://doi.org/10.2118/99791-MS>
- Ma, S. (2005). Enhanced heavy oil recovery by dilute alkaline flooding [Tesis de Maestría]. University of Regina.
- McAuliffe, C. D. (1973). Oil-in-water emulsions and their flow properties in porous media. *Journal of Petroleum Technology*, 25, 727-733. <https://doi.org/10.2118/4369-PA>
- McInnis, L., Hunter, K. Ellis-Toddington, T. y Grawbarger, D. (2023). Case Study of the Mannville B ASP flood. Artículo presentado en SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, julio de 2013. <https://doi.org/10.2118/165264-MS>
- Mohammadzadeh, O., Sedaghat, M. H., Kord, S., Zendehboudi, S., y Giesy, J. P. (2019). Pore-level visual analysis of heavy oil recovery using chemical-assisted waterflooding process—Use of a new chemical agent. *Fuel*, 239, 202-218. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.10.104>
- Moix, R. (2014). Evaluación económica de proyectos petroleros. Pacific Rubiales Energy.

- Mousalli, V. (2021). Análisis de la composición mineralógica de las formaciones Misoa y Mirador y su efecto en la adsorción de surfactantes en recuperación mejorada de petróleo [Tesis de doctorado]. Universidad de los Andes Venezuela.
- Nelson, R. C., Lawson, J. B., Thigpen, D. R. y Stegemeier, G. L. (1984). Cosurfactant-enhanced alkaline flooding. Artículo presentado en SPE/DOE Fourth Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, abril 1984. <https://doi.org/10.2118/12672-MS>
- Nix, R. (2022). Ciencia de Superficie. Universidad de Londres Queen Mary. LibreTexts Español. Recuperado el 18 de mayo de 2023 de [https://espanol.libretexts.org/Quimica/Qu%C3%ADmica\\_F%C3%ADsica\\_y\\_Te%C3%B3rica/Libro%3A\\_Ciencia\\_de\\_superficie\\_\(Nix\)/00%3A\\_Materia\\_Frontal/01%3A\\_TitlePage](https://espanol.libretexts.org/Quimica/Qu%C3%ADmica_F%C3%ADsica_y_Te%C3%B3rica/Libro%3A_Ciencia_de_superficie_(Nix)/00%3A_Materia_Frontal/01%3A_TitlePage)
- Resolución No. 001264 del 18-11-2022 [Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales]. Por la cual se fija el valor de la Unidad de Valor Tributario - UVT aplicable para el año 2023. 18 de noviembre de 2022.
- Resolución No. 0181 del 01-03-2023 [Agencia Nacional de Hidrocarburos]. Por la cual se publica el precio internacional del petróleo crudo de referencia Brent del año 2022, así como la tabla de percentiles de precios promedio mensuales, en cumplimiento a lo ordenado en el numeral 2, párrafo 3 del artículo 240 del Estatuto Tributario, modificado por el artículo 10 de la Ley 2277 de 2022. 1 de marzo de 2023.
- Salamanca, A. (2018). Evaluación de un inhibidor de incrustación para evitar taponamiento de las líneas de producción en una plataforma petrolera [Tesis de Pregrado]. Fundación Universidad de América.

- Sandoval-Ibarra, F., López-Cervantes, J. y Gracia-Fadrique, J. (2015). Ecuación de Langmuir en líquidos simples y tensoactivos. *Educación Química*, 26(4), 307-312. <https://doi.org/10.1016/j.eq.2015.03.002>
- Schramm, L. L. (1992). Petroleum emulsions. Basic principles. En Schramm, L. L. (Ed). Emulsions. Fundamentals and applications in the Petroleum Industry. (Advances in Chemistry Series: 231). American Chemical Society. <https://doi.org/10.1021/ba-1992-0231.ch001>
- Sheng, J. J. (2011). Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. Elsevier Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-20241-8>
- Sierra, L., Santafé, E., Ortiz, O. y Piedrahita, C. (2007). Estudio comparativo de las técnicas de enmallado estático empleadas en simulación numérica de yacimientos. *Fuentes, El Reventón Energético*, 5(2), 39-52. Recuperado de: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/861>
- Subkow, P. (1942). Process for the removal of bitumen from bituminous deposits. Patente de Estados Unidos No. 2288857.
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (2023). Annual Energy Outlook 2023. Recuperado el 15 de abril de 2023 de <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=12-AEO2023&cases=ref2023&sourcekey=0>
- Villaquirán, A. (2019). Evaluación técnico-económica de la implementación de una espuma preformada para un proceso de inyección cíclica de vapor [Tesis de Maestría]. Universidad Industrial de Santander.

Wagner, O. R. y Leach, R. O. (1959). Improving oil displacement by wettability adjustment. *AIME Petroleum Transactions*, 216, 65-72. <https://doi.org/10.2118/1101-G>

Wassmuth, F. R., Arnold, W., Green, K. y Cameron, N. (2009). Polymer flood application to improve heavy oil recovery at East Bodo. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 48(2), 55-61. <https://doi.org/10.2118/09-02-55>

Weblex Canada. (2021). Lexicon of Canadian Geological Names on-line. Recuperado el 28 de mayo de 2023 de <https://weblex.canada.ca/html/008000/GSCC00053008608.html>