

Evaluación técnica de la implementación de surfactantes para el mejoramiento de procesos de desplazamiento inmiscible en yacimientos de crudo pesado

Jesús Antonio Márquez Guerra

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Maika Karen Gambús Ordaz

PhD., en Ingeniería de Petróleos

Codirector

Juan Diego Ceballos Payares

MSc., en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

Con gratitud y humildad, dedico este momento a Dios, quien con su amor incondicional bendice y guía cada paso que doy.

Dedico este logro a mis madres, Ledys Guerra y Dubis Díaz, cuyo amor y apoyo constante han sido fundamentales en mi camino. A mi padre, Luger Guerra, le agradezco su inquebrantable apoyo a lo largo de mi vida. Sin ustedes, este logro no sería posible.

A mi querida madrecita Adelfa del Castillo "Chefo", quien desde el cielo sigue siendo una parte esencial de mi vida y de este logro. Me hubiera encantado que estuvieras aquí para ver a tu ingeniero. Tu amor y guía continúan inspirándome cada día.

Con amor y cariño,

Jesús Márquez (Yisus/Rembe)

Agradecimientos

Expreso mi profunda gratitud a todas las personas que fueron mi luz y guía durante este proceso, aquellas que generosamente me brindaron su apoyo, abriendo las puertas de su hogar y de su corazón. Sin su ayuda y confianza, este camino habría sido más difícil de recorrer.

Deseo expresar mi más sincero agradecimiento a la doctora Maika Gambús y a mi estimado amigo, codirector y Magister Juan Ceballos, por su infinita paciencia y dedicación en guiarme a lo largo de este proyecto. Su compromiso inquebrantable y apoyo constante fueron fundamentales para mantenerme en el camino, sin desfallecer nunca.

A “Kchy” por estar presente desde el día cero demostrando su apoyo en todo momento.

A las selecciones deportivas de Voleibol y Teakwondo quienes fueron de gran ayuda cuando todo no estaba bien. Gracias David Vera y Giovanny Vega, por abrirme las puertas.

A mi ASOVOFU del alma y Lau Acosta, siempre tendrán un espacio en mi corazón. Gracias por creer en mi aun cuando yo no lo hacía.

Quiero expresar mi sincero agradecimiento al grupo de investigación GRM por su invaluable apoyo y por proporcionarme las herramientas necesarias para culminar con éxito mi investigación. A sus integrantes Paola Dávila, Angelica, Farid, Valeria y Elian. Mil gracias.

Agradezco a la Universidad Industrial de Santander por brindarme la oportunidad de cursar mi pregrado. Con orgullo, siempre llevaré en mi corazón a mi alma mater, que ha dejado una huella imborrable en mi formación académica y personal.

Jesús Márquez (Yisus/Rembe)

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	12
1 Información General del Proyecto	15
1.1 Antecedentes	15
1.2 Objetivos de la Investigación	17
1.2.1 Objetivo General	17
1.2.2 Objetivos específicos	18
2 Descripción y Modelamiento de la Inyección de Surfactantes Como Método de Recobro Mejorado en Crudos Pesados	19
2.1 Inyección de Surfactantes Convencional	19
2.2 Surfactantes en Crudos Pesados.....	23
2.3 Modelamiento del Mecanismo Emulsificación y Entrampamiento	26
3 Evaluación Numérica a Nivel de Laboratorio	30
3.1 Descripción de la Prueba de Desplazamiento a Modelar.....	30
3.2 Creación del Modelo Base de Simulación	33
3.2.1 Modelo estático	34
3.2.2 Modelo de fluidos	40
3.2.3 Interacción Roca-Fluido.....	44
3.2.4 Condiciones Iniciales y de Frontera.....	48
3.3 Ajuste Histórico de la Inyección de Agua	50
3.4 Ajuste Histórico de la Inyección Química	54
4 Elaboración del Modelo de Simulación a Escala Piloto	61

4.1	Metodología de Escalamiento.....	61
4.2	Modelo Base de Simulación a Escala de Campo.....	66
4.2.1	Modelo Estático	66
4.2.2	Modelo de Fluidos	69
4.2.3	Interacción Roca-Fluido.....	70
4.2.4	Inicialización y Ubicación de los Pozos	71
4.3	Modelo Base de Inyección de Surfactante en Crudo Pesado Bajo Modalidad Continua	72
5	Optimización del Modelo Base Mediante Parámetros Operacionales.....	75
5.1	Tiempo de Inicio de la Inyección Química.....	76
5.2	Concentración de los Químicos	80
5.2.1	Evaluación del Carbonato de Sodio (Na ₂ CO ₃)	80
5.2.2	Evaluación del Hidróxido de Sodio (NaOH)	81
5.2.3	Evaluación del SLES	82
5.3	Tasa de Inyección	85
5.4	Tamaño del bache	88
	Conclusiones.....	94
	Recomendaciones	95
	Referencias Bibliográficas	96

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Discretización de la malla utilizada inicialmente.</i>	35
Tabla 2. <i>Sensibilidad de la cantidad de celdas a escala de laboratorio.</i>	37
Tabla 3. <i>Discretización seleccionada de la malla a escala de laboratorio.</i>	40
Tabla 4. <i>Propiedades de los componentes involucrados en el modelamiento a escala de laboratorio.</i>	42
Tabla 5. <i>Disposición de los pozos según sus coordenadas a escala de laboratorio.</i>	49
Tabla 6. <i>Parámetros a ajustar y su rango elegido para el ajuste de la inyección de agua.</i>	51
Tabla 7. <i>Parámetros a ajustar y su rango elegido para el ajuste de la inyección de químicos.</i> ..	55
Tabla 8. <i>Parámetros de adsorción ajustados a escala de laboratorio.</i>	57
Tabla 9. <i>Parámetros cinéticos ajustados a escala de laboratorio.</i>	58
Tabla 10. <i>Propiedades de los componentes a escala de campo.</i>	64
Tabla 11. <i>Parámetros cinéticos a escala de campo.</i>	64
Tabla 12. <i>Parámetros de adsorción en unidades de campo.</i>	64
Tabla 13. <i>Propiedades de los fluidos del yacimiento.</i>	70
Tabla 14. <i>Evaluación del tiempo de inicio de la inyección del bache de químicos.</i>	77
Tabla 15. <i>Factor de recobro y RQO en función de la concentración de carbonato de sodio.</i>	81
Tabla 16. <i>Factor de recobro y RQO en función de la concentración de hidróxido de sodio.</i>	82
Tabla 17. <i>Factor de recobro y RQO en función de la concentración de surfactante.</i>	83
Tabla 18. <i>Factor de recobro y RQO obtenidos a distintas tasas de inyección.</i>	86
Tabla 19. <i>Factor de recobro y RQO en función del tamaño de bache.</i>	88

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. <i>Molécula de surfactante de forma esquemática.</i>	19
Figura 2. <i>Distribución de la inyección en el yacimiento.</i>	21
Figura 3. <i>Mecanismo de emulsificación y entrapamiento.</i>	25
Figura 4. <i>Curvas de permeabilidad relativa y concentraciones molares de la emulsión.</i>	29
Figura 5. <i>Aceite producido acumulado obtenido en la prueba de desplazamiento.</i>	32
Figura 6. <i>Presión de inyección obtenida en la prueba de desplazamiento.</i>	33
Figura 7. <i>Vista 3D de la malla de simulación discretizada inicialmente.</i>	34
Figura 8. <i>Aceite producido acumulado en la sensibilidad de celdas.</i>	38
Figura 9. <i>Diferencia entre modelos empleados en la sensibilidad de celdas.</i>	39
Figura 10. <i>Isoterma de adsorción planteado por CMG.</i>	45
Figura 11. <i>Curvas de permeabilidades relativas iniciales.</i>	47
Figura 12. <i>Distribución de los pozos inyector y productor a nivel de laboratorio.</i>	49
Figura 13. <i>Ajuste histórico del aceite producido acumulado en la inyección de agua a escala de laboratorio.</i>	52
Figura 14. <i>Ajuste histórico de la presión de inyección en la inyección de agua a escala de laboratorio.</i>	53
Figura 15. <i>Curvas de permeabilidades relativas ajustadas en la inyección de agua.</i>	53
Figura 16. <i>Ajuste histórico del aceite producido acumulado en la inyección de químicos a escala de laboratorio.</i>	56
Figura 17. <i>Ajuste histórico de la presión de inyección en la inyección de químicos a escala de laboratorio.</i>	57

Figura 18. <i>Set de interpolación de las curvas de permeabilidad relativa al agua.</i>	59
Figura 19. <i>Permeabilidad relativa al agua en la celda 1 1 1 a escala de laboratorio.</i>	60
Figura 20. <i>Discretización inicial de la malla a escala de campo en 3D.</i>	67
Figura 21. <i>Sensibilidad de celdas en función del aceite producido acumulado.</i>	68
Figura 22. <i>Diferencia entre las discretizaciones en función del aceite producido.</i>	68
Figura 23. <i>Ubicación de los pozos (patrón de 5 puntos invertido) en 3D.</i>	71
Figura 24. <i>Aceite producido acumulado mediante el modelo base de campo.</i>	74
Figura 25. <i>Presión de inyección mediante el modelo base de campo.</i>	74
Figura 26. <i>Factor de recobro obtenido mediante la inyección de surfactantes a escala de campo.</i>	75
Figura 27. <i>Factor de recobro en función del tiempo de inicio de la inyección química.</i>	79
Figura 28. <i>Relación Químico-Aceite en función del tiempo de inicio de la inyección química.</i> .	79
Figura 29. <i>Factor de recobro en función de la concentración de SLES inyectada.</i>	84
Figura 30. <i>Relación Químico-Aceite en función de la concentración de SLES inyectada.</i>	84
Figura 31. <i>Factor de recobro a diferentes tasas de inyección.</i>	86
Figura 32. <i>Relación Químico-Aceite a diferentes tasas de inyección.</i>	87
Figura 33. <i>Factor de recobro a diferentes tamaños de bache.</i>	89
Figura 34. <i>Relación Químico-Aceite a diferentes tamaños de bache.</i>	90
Figura 35. <i>Comparación entre el factor de recobro del modelo base, inyección de agua y modelo optimizado.</i>	91
Figura 36. <i>Comparación entre la presión de inyección del modelo base, inyección de agua y modelo optimizado.</i>	91

Figura 37. *Comparación entre el corte de agua del modelo base, inyección de agua y modelo optimizado*..... 92

Resumen

Título: Evaluación técnica de la implementación de surfactantes para el mejoramiento de procesos de desplazamiento inmisible en yacimientos de crudo pesado *

Autor: Jesús Antonio Márquez Guerra **

Palabras Clave: Inyección continua de surfactantes, emulsificación y entrapamiento, parámetros operacionales, relación químico-aceite, optimización.

Descripción: La industria de los hidrocarburos se ha enfocado en el desarrollo de recursos alternativos como los crudos pesados, debido al agotamiento de los recursos convencionales y al crecimiento constante de la demanda energética mundial, estos poseen un gran potencial de reservas y se recuperan principalmente mediante métodos térmicos como la inyección de vapor. Sin embargo, este método tiene limitaciones importantes, en particular la pérdida de calor durante el proceso. La inyección continua de surfactantes es una opción viable, cuyo mecanismo de recuperación se basa en la emulsificación y el entrapamiento. Un modelo homogéneo de simulación a escala de laboratorio es construido a partir de una prueba de desplazamiento realizada por Wang y Dong, (2009). El objetivo fue llevar esta representación a escala piloto por medio de la metodología de escalamiento planteada por Islam y Farouq Ali (1990) y, de esta manera, representar un proceso de inyección continua de surfactantes en crudos pesados mediante el uso de un modelo a condiciones de campo. Finalmente, a través de la sensibilización de cuatro parámetros operacionales, se optimizó el proceso. Esto permitió elegir el escenario más adecuado para aplicar la técnica, teniendo en cuenta la relación químico-aceite y el factor de recobro. Luego de evaluar 54 escenarios de simulación, se encontró que la formulación química de 0,1 %wt Na_2CO_3 ; 0,1 %wt NaOH y 0,05 %wt de SLES, inyectada desde el inicio del proceso y durante dos años, a una tasa de 1500 bbls/día, representa el escenario más adecuado para la implementación de la técnica, lo que resulta en un incremental en la recuperación de crudo de 12,52% con respecto al modelo base, y una RQO de 2,19 lbs/bbl, resultados que representan un mejoramiento del proceso de desplazamiento inmisible en yacimientos de crudo pesado como el analizado en este trabajo.

* Tesis de pregrado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ingeniería de Petróleos. Director: Maika Karen Gambús Ordaz. PhD., en Ingeniería de Petróleos. Codirector: Juan Diego Ceballos Payares. MSc., en Ingeniería de Hidrocarburos.

Abstract

Title: Technical assessment of the implementation of surfactants for the improvement of immiscible displacement processes in heavy crude reservoirs. *

Author(s): Jesús Antonio Márquez Guerra **

Key Words: Continuous injection of surfactants, emulsification and entrapment, operational parameters, oil chemical ratio, optimization.

Description: The hydrocarbon industry has focused on the development of alternative resources such as heavy crudes, due to the depletion of conventional resources and the constant growth of world energy demand, these have a large reserve potential and are recovered mainly by thermal methods such as steam injection. However, this method has significant limitations, in particular heat loss during the process. Continuous surfactant injection is a viable option, whose recovery mechanism is based on emulsification and trapping. A homogeneous laboratory-scale simulation model is constructed from a displacement test performed by Wang and Dong, (2009). The objective was to bring this representation to pilot scale by means of the scaling methodology proposed by Islam and Farouq Ali (1990) and, in this way, represent a continuous surfactant injection process in heavy crudes by using a model at field conditions. Finally, through the sensitization of four operational parameters, the process was optimized. This allowed choosing the most suitable scenario to apply the technique, taking into account the chemical-oil ratio and the recovery factor. After evaluating 54 simulation scenarios, it was found that the chemical formulation of 0,1 %wt Na₂CO₃; 0,1 %wt NaOH and 0,05 %wt SLES, injected from the beginning of the process and during two years, at a rate of 1500 bbls/day, represents the most adequate scenario for the implementation of the technique, resulting in an incremental oil recovery of 12,52% with respect to the base model, and an RQO of 2,19 lbs/bbl, results that represent an improvement of the immiscible displacement process in heavy oil reservoirs such as the one analyzed in this work.

*Bachelor Thesis

**Faculty of Physicochemistry. School of Petroleum Engineering. Director: PhD. Maika Karen Gambús Ordaz. Codirector: MSc. Juan Diego Ceballos Payares.

Introducción

Los crudos pesados presentan como característica principal un alto valor de viscosidad, lo cual implica una mayor dificultad para su movimiento a través del medio poroso, por esta razón, su explotación por los métodos convencionales resulta en procesos ineficientes, obligando la implementación de métodos de recuperación mejorada como la inyección de vapor. Esta última metodología busca reducir la viscosidad del aceite mediante el calentamiento de determinadas zonas del yacimiento gracias al calor cedido por el vapor inyectado, no obstante, esta técnica se puede ver seriamente afectada por las pérdidas de energía que se generan en el proceso, siendo los casos más severos los yacimientos que se encuentran a altas profundidades y pequeños espesores, ya que se obtienen mayores pérdidas de calor hacia el pozo y formaciones adyacentes respectivamente. Bajo estas circunstancias, se hace necesario evaluar la implementación de otras tecnologías como el recobro químico, específicamente la inyección de surfactantes.

El objetivo principal de la inyección de surfactantes es la reducción de la tensión interfacial entre el agua y el petróleo y, con esto, reducir la saturación de aceite residual. En primera instancia, este es el único efecto que se busca, sin embargo, debido a las características del crudo pesado que ocasionan una pobre eficiencia volumétrica de barrido, resulta imprescindible la ejecución de otros mecanismos de recuperación.

En este orden de ideas, Johnson (1976) hizo un compendio de los mecanismos de recuperación presentes en un proceso de inyección de surfactantes en crudos pesados propuestos por otros autores, los cuales se basaron en el cambio de mojabilidad y la formación de emulsiones. Para fines de la presente investigación, donde se busca el mejoramiento de un proceso de desplazamiento inmiscible, se establece que el mecanismo que debe predominar es el de

emulsificación y entrapamiento, propuesto por Jennings et al. (1974), ya que en sus experimentos de laboratorio demostraron que, si la tensión interfacial era lo suficientemente baja, el aceite residual podría emulsionarse in situ, formando emulsiones con un tamaño de gota mayor que el medio poroso, dando como resultado el entrapamiento en el medio poroso. Este hecho provocaría que la movilidad de la fase acuosa se vea reducida y finalmente se refleje un mejoramiento en la eficiencia de barrido vertical y areal. Así las cosas, se podría decir que, bajo un esquema de inyección continua, este mecanismo sería el ideal para su implementación.

Teniendo en cuenta las premisas anteriores, el principal propósito de la actual investigación es la representación de un proceso de inyección continua de surfactantes en crudos pesados mediante el uso de un modelo de simulación. Además, se tiene la intención de modelar el mecanismo de recuperación seleccionado para obtener una mejor comprensión de cómo funciona. El objetivo principal de esta iniciativa es presentar alternativas eficientes para la recuperación de crudos pesados, enfatizando la importancia de los surfactantes como agentes clave en este proceso, proporcionando resultados cuantitativos y cualitativos que vinculan directamente el factor de recobro con la cantidad específica de químico utilizado durante el proceso de inyección. De esta manera, se pretende demostrar la efectividad de esta estrategia, destacando su potencial como una alternativa eficaz para la recuperación de crudos pesados en comparación con técnicas tradicionales.

En este sentido, el presente documento está compuesto de cinco capítulos, el primero abarca las generalidades de la investigación detallando sus antecedentes y objetivos principales; por su parte, el segundo capítulo describe los mecanismos de recuperación principales de la inyección de surfactantes en crudos pesados y el modelamiento específico de la emulsificación y entrapamiento. Posteriormente, en el tercer capítulo se encuentra la evaluación numérica de la

técnica a escala de laboratorio, mediante el modelamiento de una prueba de desplazamiento reportada por Wang y Dong (2009). A continuación, el cuarto capítulo muestra un modelo de simulación a escala piloto con la debida metodología de escalamiento del comportamiento en laboratorio, esto con el fin de simular un proceso de inyección continua de surfactantes a condiciones de campo.

Por último, el capítulo cinco expone la optimización de los parámetros operacionales más influyentes de la técnica. Para esto, se varió el tiempo de inicio de la inyección química, la tasa de inyección, el tamaño del bache y finalmente la concentración de los químicos utilizados. De esta manera, tomando como base la relación surfactante-químico (RQO) se determina el escenario más adecuado de aplicación.

1 Información General del Proyecto

1.1 Antecedentes

Una de las primeras investigaciones registradas en la literatura sobre el uso de sustancias tensoactivas como método de recuperación mejorada de crudo corresponde a una patente propuesta por Atkinson (1927), donde argumenta que algunas sustancias químicas al reaccionar con los componentes ácidos del crudo pueden formar surfactantes *in situ*, lo que ocasiona que el aceite residual atrapado mediante las fuerzas capilares en la roca sea más fácil de recuperar. Estas sustancias son soluciones saturadas de álcalis fuertes como el carbonato de sodio (Na_2CO_3), hidróxido de sodio (NaOH) e hidróxido de potasio (KOH).

Haciendo referencia a mecanismos de recuperación, una de las primeras investigaciones datadas sobre la inyección continua de surfactantes fue realizada por Jennings et al. (1974) que con sus experimentos de laboratorio demostraron que, si la tensión interfacial era lo suficientemente baja, el aceite residual preferiblemente en un sistema mojado por agua podría emulsionarse *in situ*, formando emulsiones con un tamaño de gota mayor que el medio poroso, de esta forma, las gotas quedarían atrapadas en las gargantas de los poros dando como resultado una movilidad reducida del agua mejorando la eficiencia de barrido vertical y areal. Esto es especialmente importante en procesos de desplazamiento inmisible para extraer crudos pesados donde la eficiencia de barrido es notoriamente pobre.

Posterior a esto, Johnson (1976), realizó un compendio de los mecanismos de recuperación presentes en un proceso de inyección de surfactantes en crudos pesados propuestos por otros autores, los cuales basaron en el cambio de mojabilidad y la formación de emulsiones. (1) emulsificación y arrastre (Subkow, 1942), (2) cambio de mojabilidad de mojado por aceite a

mojado por agua (Wagner y Leach, 1959), (3) cambio de mojabilidad de mojado por agua a mojado por aceite (Cooke et al., 1974) y, finalmente, (4) emulsificación y entrapamiento (Jennings et al., 1974).

Después, Nelson et al. (1984) descubrieron que las técnicas de recobro mejorado que incluyen la inyección de álcalis podrían enfrentar la pérdida de químicos debido a la adsorción en la superficie de los granos de la roca. Como resultado, destacaron la importancia de incorporar al proceso pequeñas concentraciones de surfactante natural. Esta adición aumenta la presencia de disoluciones iónicas necesarias para reducir la tensión interfacial, lo que garantiza la cantidad adecuada de químicos en el yacimiento para una distribución efectiva.

Más adelante Bryan y Kantzas (2007) realizaron pruebas de inyección de álcali-surfactante en un crudo pesado proveniente de un campo ubicado en los límites de Saskatchewan y Alberta, Canadá. A temperatura ambiente (23 °C), el aceite tenía una viscosidad de 11000 cps y una densidad de 12 °API. Realizaron diversos variando algunos parámetros operacionales con el fin de optimizarlos. Se evaluó la longitud del paquete de arena, el momento en el cual se inicia la inyección de los químicos y la tasa de inyección. Cabe recalcar que el objetivo principal de su investigación era presentar el mecanismo de recuperación emulsificación y entrapamiento por medio de una prueba de desplazamiento, la cual, obtuvo un factor de recobro de 48%.

Años más tarde, con el fin de demostrar la mejora en la eficiencia volumétrica de barrido gracias a la emulsión O/W formada *in situ*. Wang y Dong (2009) llevaron a cabo tres pruebas de desplazamiento, en las cuales, se realizó una inyección de álcali-surfactante (AS) con un crudo de 15 °API a una temperatura de 25 °C y una viscosidad de 1370 cps. Los resultados obtenidos fueron utilizados como datos de entrada en la simulación de un proceso de inyección AS en crudo pesado; esta simulación se realizó bajo el modelamiento de la emulsión y el entrapamiento a partir de

reacciones. Después de realizar el respectivo cotejo entre los datos de las pruebas y los resultados de simulación se llegó a la conclusión que: una inyección de tensioactivo realizada correctamente puede mejorar efectivamente la eficiencia de barrido a través de la emulsión generada *in situ*, debido a la reducción de la movilidad de la fase acuosa, desviando el agua inyectada a regiones no barridas; el entrapamiento de las gotas de aceite se vio representado mediante la disminución de la permeabilidad relativa de la fase acuosa. Con lo anterior se obtuvo una disminución en el corte de agua y el aceite producido acumulado se duplicó.

Finalmente, Delamaide et al., (2014) por medio del primer piloto de inyección álcali-surfactante-polímero (ASP) exitoso realizado en Canadá corroboraron la eficacia del método CEOR (Chemical Enhanced Oil Recovery) en un campo cuya viscosidad era de 19 °API, donde primaba la inyección de agua acompañada de un acuífero activo, lo cual, generaba mayor producción y consigo un aumento en el corte de agua. Al realizar la inyección química (ASP), notaron que la recuperación pasó de 300 bbls/día a un máximo de 1330 bbls/día y el corte de agua disminuyó del 98% al 84%, quedando evidenciada eficiencia de la inyección de surfactantes como método de recobro mejorado en crudos pesados.

1.2 Objetivos de la Investigación

1.2.1 *Objetivo General*

Evaluar técnicamente la implementación de surfactantes para el mejoramiento de procesos de desplazamiento inmisible en yacimientos de crudo pesado.

1.2.2 *Objetivos específicos*

Estudiar mediante una revisión bibliográfica los mecanismos de recuperación presentes en la inyección de surfactantes en crudos pesados para el mejoramiento de un proceso de desplazamiento inmisible.

Crear un modelo conceptual de yacimiento que permita la simulación de un proceso de inyección de surfactantes en crudos pesados bajo modalidad continua, por medio del software STARS de la compañía CMG Ltda.

Analizar a través de diferentes escenarios de simulación los parámetros operacionales de la técnica, para determinar el mejor escenario de aplicación con base a los resultados en el factor de recobro y la relación surfactante-aceite.

2 Descripción y Modelamiento de la Inyección de Surfactantes Como Método de Recobro Mejorado en Crudos Pesados

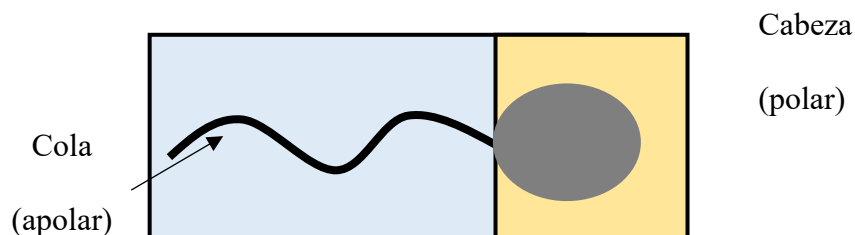
2.1 Inyección de Surfactantes Convencional

Los agentes tensoactivos o surfactantes son sustancias químicas que se adsorben o se concentran en una superficie o interfase fluido-fluido cuando están presentes en bajas concentraciones. En un sistema agua – aceite como el que se presenta en un yacimiento, la función principal de un surfactante es disminuir la tensión interfacial (IFT) entre estos dos fluidos inmiscibles y de esta manera mejorar la eficiencia de desplazamiento. (Green y Willhite, 1998).

Los surfactantes se clasifican químicamente como compuestos orgánicos anfifílicos porque exhiben la presencia simultánea de un grupo polar y otro no polar en una misma molécula. El grupo polar, conocido como hidrofílico, tiene una fuerte atracción por la fase acuosa, mientras que el grupo no polar, conocido como hidrofóbico, tiene una baja afinidad o aversión hacia la fase acuosa (Marín & Velázquez, 2006). La Figura 1 muestra un esquema de este tipo de molécula.

Figura 1.

Molécula de surfactante de forma esquemática.



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

Según lo mencionado por Salager (2002b), el término "surfactante" se refiere a una sustancia que tiene actividad superficial o interfacial. Es importante enfatizar que no todos los compuestos anfifílicos muestran esta característica; para que esto suceda, la molécula debe tener características equilibradas, evitando ser demasiado hidrófila o hidrófoba. El término "surfactante" no tiene una traducción directa en español y se usa el término genérico "tensoactivo" para referirse a la capacidad de influir en la tensión superficial o interfacial. En este trabajo de investigación se utilizará el neologismo "surfactante".

Al conocer algunas de sus propiedades, es fundamental comprender cómo los surfactantes se distribuyen en el yacimiento o cómo se inyectan. Para evitar alteraciones potenciales del agente químico, Ahmed y Meehan (2012) sugieren que un preflujo de salmuera debe realizarse antes de la inyección de un bache de surfactante. Después de eso, se debe utilizar un *buffer* de movilidad que su propósito es mantener constante el pH en mezclas a las que se le han añadido ácidos o bases fuertes y así amortiguar los cambios producidos por estas adiciones, para asegurar el éxito de la reacción, su objetivo en el tren de inyección es mover el surfactante y separarlo del agua de desplazamiento. La Figura 2 muestra cómo se organiza este proceso.

De esta manera, se tiene que en el proceso de inyección de un bache de surfactante consiste en un preflujo que básicamente es una solución de salmuera diseñada para reducir la salinidad y la dureza del yacimiento, acondicionando la zona para la posterior inyección del surfactante y así evitar la merma de sus propiedades tensoactivas. A su vez, el Buffer de movilidad evita la pronta degradación del surfactante separándolo del agua de desplazamiento. El diseño e inyección del buffer es primordial en técnicas de inyección químicas, ya que minimiza el tamaño del bache químico teniendo así una recuperación de aceite eficiente y económica.

Figura 2.

Distribución de la inyección en el yacimiento.



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

Es necesario saber los tipos de surfactantes que existen, dependiendo del punto de vista de estos, se pueden clasificar de diversas formas. Comercialmente los surfactantes se clasifican debido al uso que se le vaya a dar, pero esto puede provocar confusiones, ya que muchos son susceptibles al ser utilizados en aplicaciones diferentes.

Por ende, es adecuado clasificarlos en 4 grandes grupos en función de la carga que adquiere la cabeza al interactuar con el agua (Salager, 2002a) como lo son:

Aniónicos: Debido a su estructura molecular, pueden interactuar con tanto sustancias acuosas como oleicas. Poseen una carga negativa. Las sustancias oleosas o hidrofóbicas interactúan con el extremo aniónico. Los surfactantes aniónicos pueden facilitar la movilidad y extracción del petróleo atrapado en los yacimientos al reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua.

Catiónicos: son sustancias químicas con una carga eléctrica positiva en su componente hidrofílico o polar. Debido a sus características únicas y aplicaciones específicas, estos

surfactantes son utilizados en la industria de hidrocarburos en sistemas de transporte y almacenamiento de hidrocarburos los utilizan como inhibidores de corrosión.

No iónicos: Los surfactantes no iónicos son compuestos químicos con una parte hidrofílica o polar que no tiene una carga eléctrica neta. Los surfactantes no iónicos no se disocian en iones aniónicos y catiónicos en la solución, a diferencia de los surfactantes iónicos. Debido a sus características y aplicaciones particulares, estos compuestos son valiosos para la industria de hidrocarburos. Son más estables en soluciones electrolíticas y no se ven afectados por la presencia de sales en el medio, a diferencia de los surfactantes iónicos. En aplicaciones que buscan estabilizar emulsiones de agua y aceite, funcionan bien tanto como dispersantes como emulsionantes.

Anfóteros: son sustancias químicas que en su estructura molecular tienen grupos con cargas positivas y negativas. Estos surfactantes tienen propiedades anfifílicas porque pueden interactuar con la fase acuosa al igual que con la oleica. Los hace versátiles y útiles en una variedad de aplicaciones porque pueden ajustar su carga según el entorno. Algunos surfactantes anfóteros son elegidos porque son menos contaminantes para el medio ambiente y pueden utilizarse en aplicaciones en las que la sostenibilidad es importante.

Una de las propiedades más importantes en este tipo de procesos es la concentración micelar crítica (CMC) del surfactante, la cual, hace referencia a la concentración mínima a partir de la cual las moléculas comienzan a formar micelas. En otras palabras, es la concentración en la que las moléculas de surfactante en la solución se agrupan de manera espontánea para formar micelas. La tensión interfacial disminuye significativamente a medida que aumenta la concentración de surfactante antes de alcanzar la CMC. Una vez que se supera este umbral, el aumento en la concentración de surfactante principalmente conduce a un aumento en el número

de micelas, lo que estabiliza la tensión interfacial. Este fenómeno corrobora la afirmación de Sheng (2011) de que la tensión interfacial tiende a mantenerse constante más allá de la CMC.

2.2 Surfactantes en Crudos Pesados

La formación espontánea o prácticamente espontánea de emulsiones con tamaños de gotas de 10 nm o incluso menores puede ocurrir como resultado de la disminución de la tensión interfacial, según Schramm (1992). Por su parte, Bryan et al., (2008) mencionaron que con solo la reducción de la tensión interfacial no es suficiente para asegurar el éxito de un proceso de inyección de surfactantes en crudos pesados, por lo tanto, la emulsificación y los cambios de mojabilidad se convierten en los mecanismos de recuperación más importantes, tal como lo manifestó Johnson (1976), en su compendio realizado. De manera paralela, Bryan y Kantzas (2009) comprobaron por medio de pruebas de laboratorio que el esfuerzo de corte generado por el flujo de los fluidos en el medio poroso es idóneo para la formación de emulsiones, ya que la cantidad de energía requerida para la formación de estas es cada vez menor a medida que se reduce la tensión interfacial. Así las cosas, los diferentes mecanismos de recuperación recopilados por Johnson (1976) se describen a continuación.

Emulsificación y arrastre. Subkow (1942) enfatizó que a partir de la inyección de sustancias con propiedades tensoactivas es posible la formación de emulsiones de aceite en agua que mejoren la recuperación de crudo pesado. Si se forman emulsiones con un tamaño de gota de crudo pesado menor que el medio poroso, se logra que estas gotas sean arrastradas por el flujo de la fase agua y llevadas hasta el pozo productor, de esta manera, se obtiene una reducción en la viscosidad del crudo y por lo tanto un aumento en la producción.

Cambio de mojabilidad de mojadados por aceite a mojadados por agua. Wagner y Leach (1959) presentaron pruebas de laboratorio que mostraron una mejor recuperación de petróleo mediante la inyección de soluciones de agua que invierten la capacidad de las rocas de **mojadados por aceite a mojadados por agua**. Demostraron que esto podría lograrse añadiendo productos químicos que cambiaran el pH del agua de inyección. Estos productos químicos incluyen ácidos, sustancias alcalinas, y algunas sales. Mungan, (1966) demostró que un cambio de mojabilidad de mojado por aceite a mojado por agua ocasionaba una disminución en la permeabilidad relativa del agua, lo que representa un mejoramiento en la movilidad del aceite y por ende un mecanismo de recuperación.

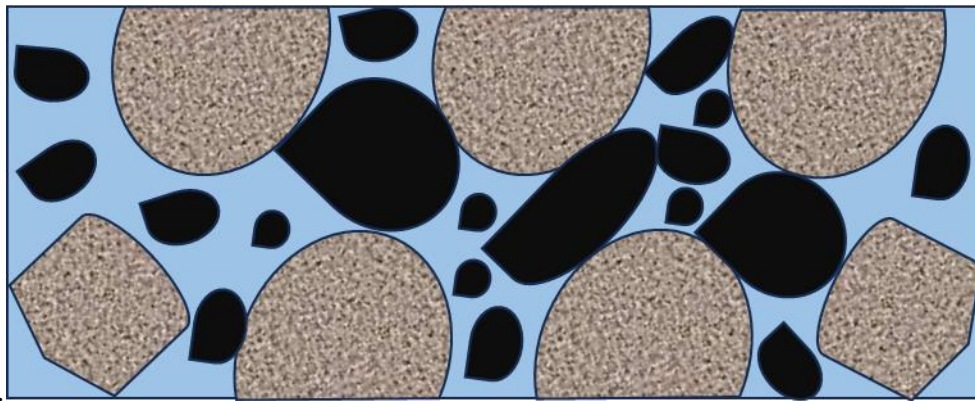
Cambio de mojabilidad de mojadados por agua a mojadados por aceite. Cooke et al., (1974) informaron sobre un tercer mecanismo de recuperación por el cual las sustancias tensoactivas podrían mejorar la recuperación de crudos pesados. Observaron que, bajo las debidas condiciones de pH, salinidad y temperatura, algunos medios porosos pasaron de estar **mojadados por agua a mojadados por aceite**. Este cambio de mojabilidad puede presentar un mecanismo de recuperación ya que el aceite residual que anteriormente era una fase no mojante y por lo tanto discontinua se convierte a una fase mojante continua, lo que provee un camino de flujo para lo que antes era aceite atrapado.

Emulsificación y entrapamiento. Jennings et al., (1974) propusieron un cuarto mecanismo basado en la inyección de un álcali, ya que este puede mejorar la recuperación de crudo. Sus experimentos de laboratorio demostraron que, si la tensión interfacial era lo suficientemente baja, el aceite residual preferiblemente en un sistema mojado por agua podría emulsionarse in situ, formando emulsiones con un tamaño de gota mayor que el medio poroso como se observa en la Figura 3, de esta forma, las gotas quedarían atrapadas en el medio poroso

dando como resultado una movilidad reducida del agua que mejora la eficiencia volumétrica de barrido y areal. Esto es especialmente importante en procesos de desplazamiento inmisible donde el esquema de inyección es continuo.

Figura 3.

Mecanismo de emulsificación y entrapamiento.



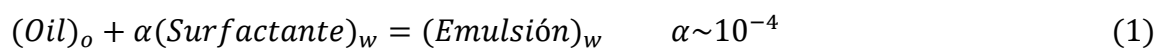
Ahora bien, aunque pueden existir cuatro mecanismos de recuperación en un proceso de inyección de surfactantes en crudos pesados, es importante mencionar que bajo una modalidad continua el beneficio que se busca es mejorar la eficiencia volumétrica de barrido mediante la formación de emulsiones que bloqueen el medio poroso desarrollando una mejor relación de movilidades, en consecuencia, se puede decir que el mecanismo de emulsificación y entrapamiento es el que brindaría los efectos requeridos y por lo tanto, es el que se busca obtener en este tipo de procesos y será modelado en la presente investigación.

2.3 Modelamiento del Mecanismo Emulsificación y Entrampamiento

La simulación numérica tiene como objetivo principal crear un modelo matemático metódico que pueda replicar y reproducir con precisión el comportamiento de un yacimiento, abarcando todos los fenómenos que puedan aparecer en este escenario complejo.

La herramienta utilizada para simular la inyección de surfactantes en crudos pesados bajo modalidad continua mediante la representación del mecanismo de emulsificación y entrampamiento correspondió al software STARS (*Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator*), propiedad de la compañía CMG Ltda.

Para simular el mecanismo emulsificación y entrampamiento es necesario saber cómo modelar dos fenómenos básicos dentro del yacimiento como lo son: la formación de emulsiones y el taponamiento ocasionado por las gotas de la emulsión. Por lo tanto, se sugiere considerar la emulsión como un pseudocomponente adicional que se forma debido a la interacción entre las moléculas de surfactante y aceite para representar la emulsificación espontánea en un medio poroso. La ecuación (1) muestra una reacción química que puede representar esta interacción: " α " es el coeficiente estequiométrico de la reacción.



Las estimaciones estequiométricas de la reacción se pueden obtener asumiendo que en una gota esférica de emulsión E:

El número de moléculas de aceite superan en gran medida a el número de moléculas de surfactante, por lo que el volumen de la esfera es básicamente el volumen ocupado por las moléculas de aceite. Esto se puede representar mediante la ecuación 2.

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

Las moléculas de surfactante ocupan la superficie de la esfera. Siendo esta relación representada en la ecuación 3.

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

Siendo:

Dd = diámetro de la gota

N_o = número de moléculas de aceite

N_s = número de moléculas de surfactante

(v_o) = Volumen por molécula de aceite

(A_o) = Área por molécula de surfactante

Po último, se resuelve la relación entre el número de moléculas de crudo con el número de moléculas surfactante en la esfera N_s/N_o , este valor se toma como “ α ”.

Para el anterior ejemplo CMG (2022) toma valores típicos como:

$$(D_d) = 6 \times 10^{-4} \text{ cm}$$

$$(v_o) = 35 \times 10^{-23} \text{ cm}^3$$

$$(A_o) = 70 \times 10^{-16} \text{ cm}^2$$

Finalmente, al darle valores a la relación N_s/N_o se obtiene que “ α ” es 5×10^{-4} . Los cálculos realizados se representan en la ecuación 4.

$$\frac{\left(\frac{\pi(Dd)^2}{A_o}\right)}{\left(\frac{\pi(Dd)^3}{6(v_o)}\right)} = \frac{\left(\frac{\pi(6 \times 10^{-4} \text{ cm})^2}{70 \times 10^{-16} \text{ cm}^2}\right)}{\left(\frac{\pi(6 \times 10^{-4} \text{ cm})^3}{6(35 \times 10^{-23} \text{ cm}^3)}\right)} = 5 \times 10^{-4} \quad (4)$$

El trabajo restante para modelar la emulsificación es saber el orden y la velocidad de la reacción. Estos parámetros se rigen bajo la correlación de Arrhenius. Es ampliamente aceptado que la energía cinética de las moléculas aumenta con la temperatura, según la teoría cinético-molecular de la materia. Como resultado, se espera que un mayor número de colisiones por unidad de tiempo entre moléculas resulte de un aumento en la velocidad molecular. Como resultado, es razonable suponer que el aumento de la velocidad de colisión también aumentará la velocidad de una reacción química. Dicha relación es representada en la ecuación 5.

$$K = A * e^{-\frac{Ea}{RT}} \quad (5)$$

Donde:

K: constante de velocidad de reacción

A: factor de frecuencia

Ea: energía de activación (J/mol)

R: constante de los gases ideales (J/mol*K)

T: temperatura (Kelvin)

Para modelar el taponamiento es necesario e indispensable que el tamaño de las gotas de crudo sea mayor al tamaño del medio poroso, por lo cual, este tendrá una obstrucción parcial que le impedirá fluir con facilidad requiriendo mucha más presión para ello. Dicha obstrucción al flujo se modela por medio de la disminución de la curva de permeabilidad relativa al agua, trayendo consigo un mejoramiento en la eficiencia volumétrica de barrido y consecuentemente un aumento en el factor de recobro.

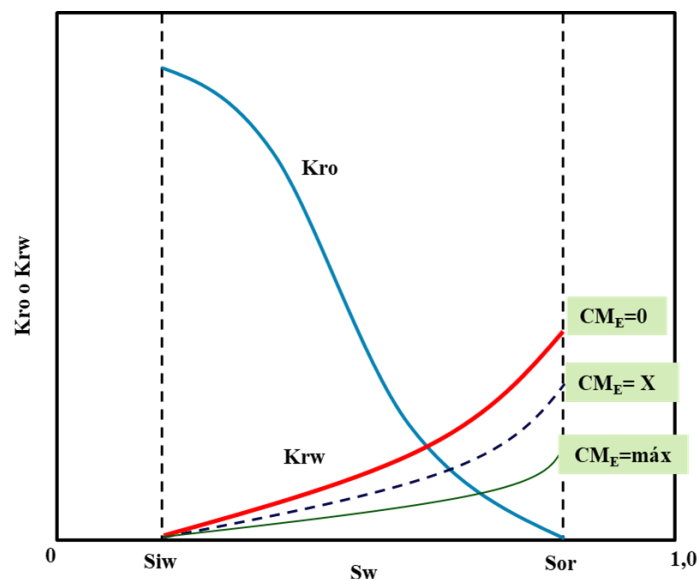
Para tal fin, en esta investigación se propone la interpolación de las curvas de permeabilidades relativas en función de la concentración molar del nuevo componente, a medida

que vaya aumentando la concentración de la emulsión, va disminuyendo la permeabilidad relativa al agua, ahora bien, la curva original de permeabilidad (set 1) se da cuando la concentración de la emulsión es cero, A su vez, conforme avanza la emulsificación se llega a una concentración molar de emulsión máxima, igual a uno, y asociada a ella la disminución de permeabilidad máxima (set 2), de esta manera, cuando la concentración molar de la emulsión se encuentre en un valor intermedio, ocurre la interpolación entre los dos sets de permeabilidades relativas.

Los parámetros necesarios para un buen modelamiento de este fenómeno son el porcentaje de reducción máximo de la curva de permeabilidad relativa al agua y la concentración máxima de la emulsión. Al estar definidos los dos parámetros, el simulador toma cada celda y en cada salto del tiempo realiza sus respectivos balances de materia, adsorción, reacciones para determinar la cantidad de emulsión presente. A partir de esto, obtener la respectiva reducción de la permeabilidad relativa al agua mediante interpolación. Esto se puede apreciar gráficamente en la Figura 4.

Figura 4.

Curvas de permeabilidad relativa y concentraciones molares de la emulsión.



Con el fin de reproducir y replicar los resultados de la prueba de desplazamiento de inyección de surfactantes en crudos pesados, documentada por Wang & Dong, (2009), el presente estudio propone utilizar un modelo de simulación a escala de laboratorio donde se ajustarán los *ends points* de las curvas y sus respectivos exponentes. Este método brinda una perspectiva útil para comprender y validar los resultados al permitir analizar y comparar de manera detallada las condiciones y comportamientos observados en el experimento original.

3 Evaluación Numérica a Nivel de Laboratorio

Para la presente investigación se utilizó una prueba de desplazamiento realizada por Wang & Dong, (2009), la cual, demostró una mejor eficiencia volumétrica de barrido debido al taponamiento generado por la emulsión formada *in situ*. Tomaron un crudo de 1370 cps, con el objetivo de representar el mecanismo de emulsificación y entrapamiento a escala de laboratorio, cotejando los resultados obtenidos en sus pruebas con los evaluados en su simulación.

3.1 Descripción de la Prueba de Desplazamiento a Modelar

La muestra de aceite pesado y la salmuera de formación utilizadas en este estudio provenían de un yacimiento de petróleo pesado en Saskatchewan, Canadá. La viscosidad y densidad de la muestra de crudo a 25°C se determinaron en 1370 cps y 961,8 kg/m³ (15 °API a 60 °F) respectivamente, con un número ácido de 1,32 mg KOH/g de aceite. Por otro lado, la salinidad de la salmuera de formación fue del 2,7 wt%, con 410 mg/L de Ca²⁺ y 256 mg/L de Mg²⁺. La aplicación combinada de NaOH y Na₂CO₃ fue elegida como el agente alcalino a partir de las

pruebas realizadas. Se seleccionó un surfactante aniónico, alquil éter sulfato de sodio (Stepan, Canadá), como aditivo, ya que proporcionaba un mejor resultado de emulsificación para el sistema de crudo pesado/salmuera en estudio.

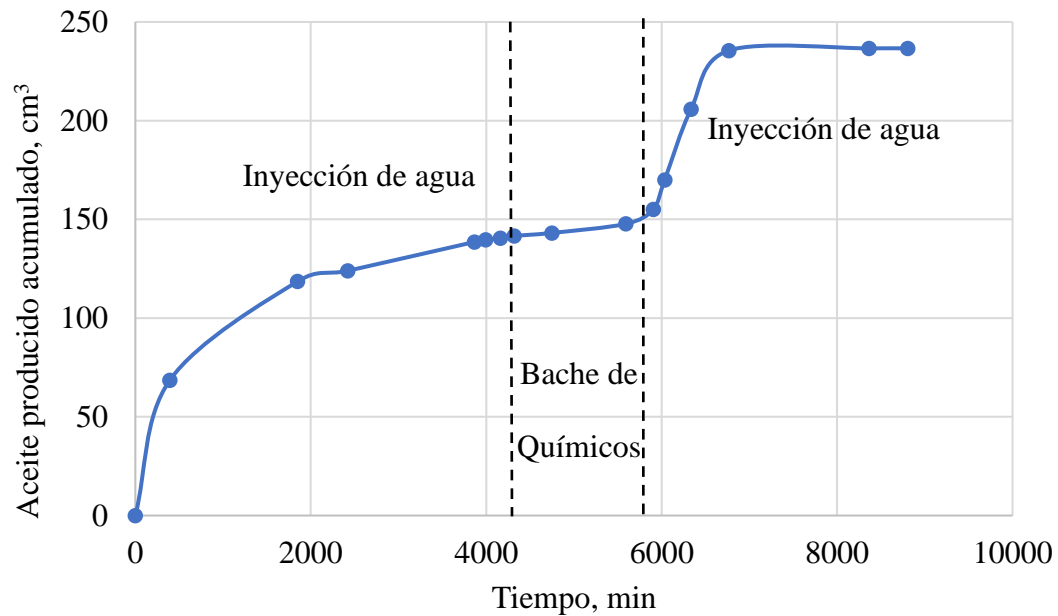
La prueba de desplazamiento realizada por Wang & Dong, (2009) se efectuó en un paquete de arena de 4,25 cm de diámetro y una longitud de 90,4 cm. La arena de Ottawa se compactó en el *core holder* de arena. El procedimiento de compactación fue el siguiente: se realizó el montaje vertical del contenedor sobre un vibrador, posterior a esto se llenó de arena de malla 60-100. El contenedor se llenó completamente de una vez y se llevó a vibración durante una hora. La porosidad del paquete fue de aproximadamente 35,4%.

En lo pertinente a los fluidos utilizados en la prueba de desplazamiento, estas se encontraban a una temperatura de 25 °C (77 °F) y a una presión de 101,325 kPa (14,7 psi); siendo esta última la atmosférica. La tasa de inyección utilizada en la prueba fue 0,394 cm³/min. El orden de inyección de los diferentes baches consistió en lo siguiente: se empezó con una inyección de agua hasta que la producción de petróleo se volviera insignificante (corte de petróleo inferior al 1%), y luego se dio inicio a la inyección álcali-surfactante. Esta última constó de 0,5 VP de una solución compuesta de 0,03 wt% del surfactante; 0,3 wt% de Na₂CO₃ y 0,3 wt% de NaOH. Después de la inyección de la solución química, se llevó a cabo una segunda inyección de agua hasta que la producción de petróleo volvería a ser insignificante.

Los resultados de las pruebas de desplazamiento fueron reportados por Wang & Dong, (2009), de manera gráfica, representando el aceite producido acumulado y la presión de inyección en función del tiempo de inyección, las cuales se pueden observar la Figura 5 y Figura 6.

Figura 5.

Aceite producido acumulado obtenido en la prueba de desplazamiento.



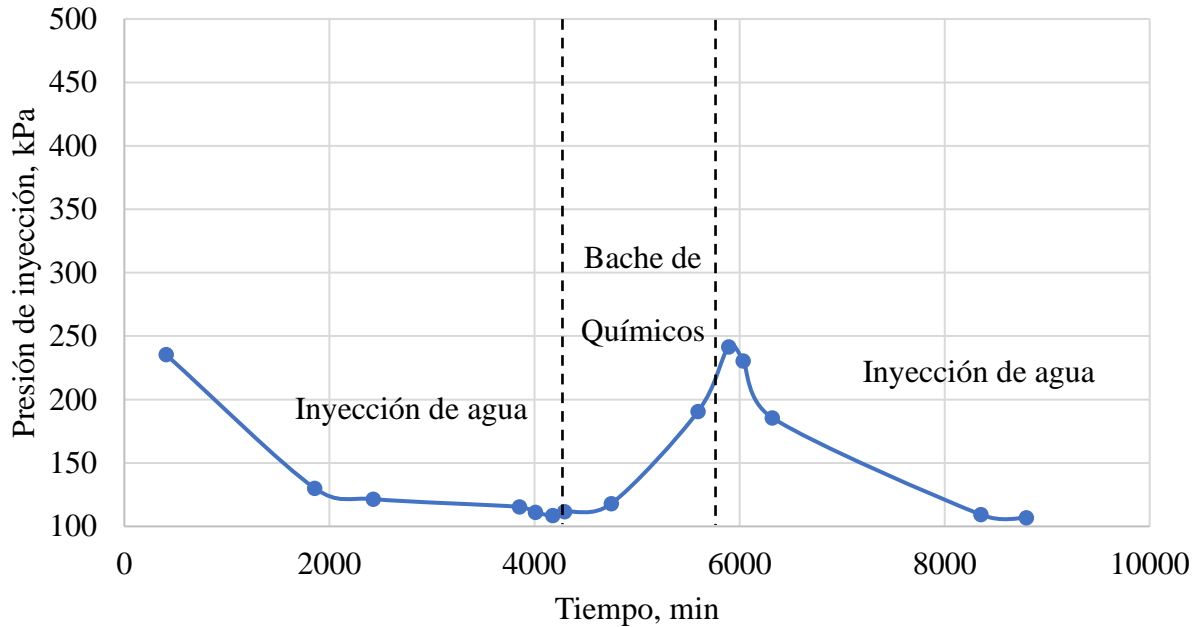
Tomado de: Wang, J. y Dong, M. (2009). Simulation of O/W Emulsion Flow in Alkaline/Surfactant Flood for Heavy Oil Recovery. University of Calgary.

De la figura 5 se puede observar que la recuperación con la inyección de agua fue de 141,6 cm³, posterior a la inyección química se obtiene el valor máximo de 235,5 cm³ teniendo así un incremental de 93,9 cm³, lo cual, demostraría la eficiencia de la formulación química utilizada en la inyección para la recuperación de crudo pesado.

Durante el desplazamiento, las gotas de la emulsión pudieron quedar atrapadas al llegar a gargantas de poros más pequeñas, lo que disminuiría la movilidad local de la fase acuosa y desviaría el agua inyectada a regiones no barridas. Este mecanismo de entrapamiento explica el aumento en la presión de inyección y la mejora en la recuperación de petróleo.

Figura 6.

Presión de inyección obtenida en la prueba de desplazamiento.



Tomado de: Wang, J. y Dong, M. (2009). Simulation of O/W Emulsion Flow in Alkaline/Surfactant Flood for Heavy Oil Recovery. University of Calgary.

En este orden de ideas, los autores enfocaron todos sus esfuerzos en la búsqueda de una formulación que tuviera el mejor desempeño en la formación de emulsiones estables para el mecanismo de emulsificación y entrapamiento, dejando de lado la capacidad del surfactante en disminuir la tensión interfacial y, por ende, en reducir la saturación de aceite residual.

3.2 Creación del Modelo Base de Simulación

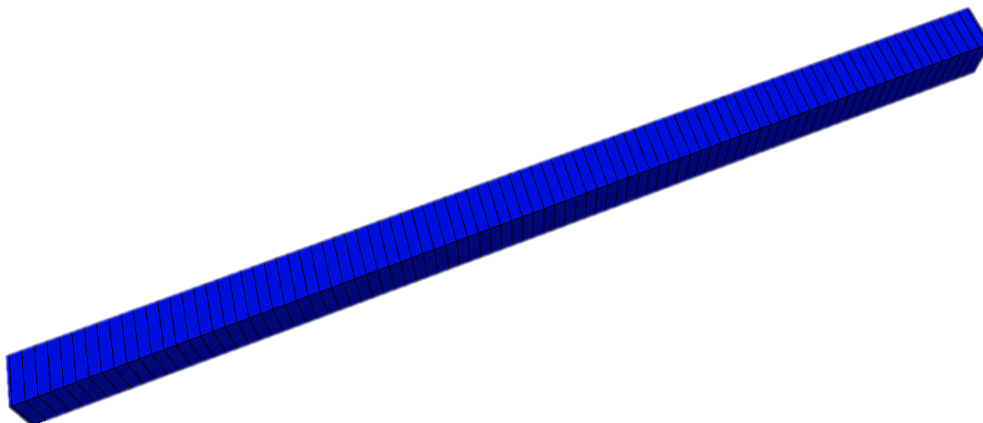
Se creó un modelo de simulación a escala de laboratorio basado en la prueba de desplazamiento de Wang & Dong, (2009).

3.2.1 *Modelo estático*

El modelo estático se utiliza en laboratorio como una representación precisa de la estructura del medio poroso que se está investigando. El volumen total del medio poroso se dividió en una malla cartesiana, debido a que al ser un flujo lineal desde un punto inyector hasta otro productor esta es la que mejor representa este tipo de inyección bajo modalidad continua para realizar una simulación. Esta malla, inicialmente con 92 celdas, fue la elección metodológica para estructurar y representar el medio correctamente, ya que se contaba con una longitud de 92,4 cm con ello tener celdas intermedias de 1 cm, resaltando que esta discretización será sensibilizada. Es importante señalar que el *plug* debe transformarse a una forma rectangular porque tiene una forma cilíndrica. Esto se puede lograr calculando el área transversal del cilindro y luego calculando la longitud de uno de los lados del cuadrado que se forma en la cara del rectángulo. La Figura 7 muestra una imagen clara de esta discretización. La representación sistemática y detallada del medio poroso es posible con este método de discretización cartesiana, lo que facilita la aplicación de técnicas numéricas para simular su comportamiento.

Figura 7.

Vista 3D de la malla de simulación discretizada inicialmente.



Se tomó una decisión estratégica de discretizar el espacio únicamente en esta dirección específica, conocida como la coordenada I, debido a la naturaleza lineal del desplazamiento característico de este tipo de pruebas a lo largo del medio poroso. Se estableció que las propiedades en las direcciones J y K permanecerían constantes en una sola celda. Esta decisión se basa en la idea de que el flujo ingresa, circula y sale del medio poroso a través de un área perpendicular homogénea, lo que permite una representación precisa y simplificada del proceso de flujo en la simulación.

En consecuencia, en la Tabla 1 se presentan las longitudes de las celdas que forman el modelo estático. Las propiedades utilizadas para su creación fueron una permeabilidad de 7093 mD, una porosidad de 35,4% a una profundidad de 0 cm y una presión inicial a la atmosférica.

Tabla 1.

Discretización de la malla utilizada inicialmente.

Dirección	Cantidad de bloques	Longitud por bloques
		1 de 0,2 cm
I	92	90 de 1 cm
		1 de 0,2 cm
J	1	1 de 3,77 cm
K	1	1 de 3,77 cm

Cabe resaltar que en la dirección I existen dos celdas diferentes a las intermedias, puesto que en ellas están situados los pozos inyector y productor. Es fundamental comprender que la discretización del modelo puede tener un impacto significativo en los resultados obtenidos. En

general, una malla más refinada con un mayor número de celdas tiende a proporcionar una representación más adecuada del fenómeno estudiado. Sin embargo, este grado de refinamiento también está relacionado con el aumento en el tiempo de cálculo necesario para realizar la simulación.

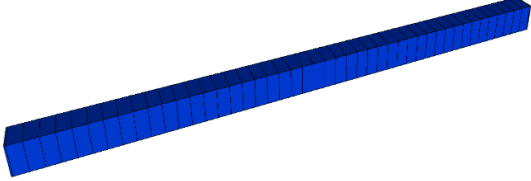
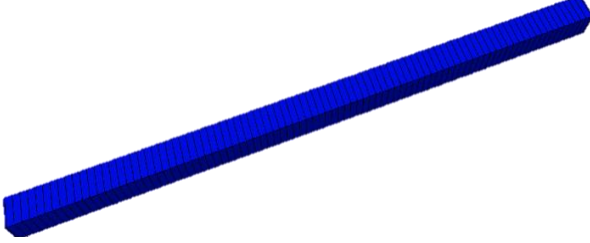
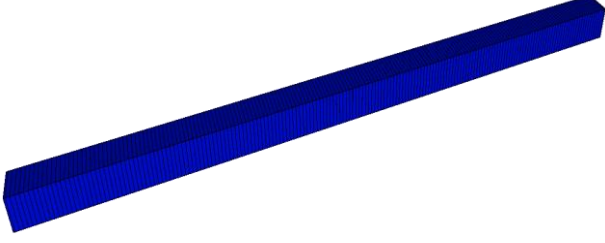
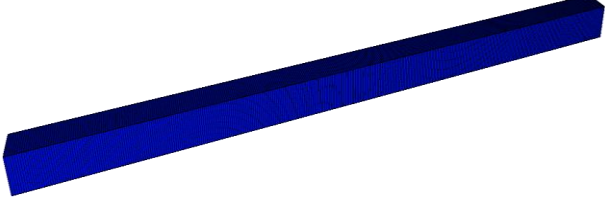
Por lo tanto, resulta crucial llevar a cabo un análisis de sensibilidad para este parámetro. El análisis proporciona una mejor comprensión de cómo los resultados del modelo cambian según la densidad de la malla utilizada. Esto proporciona información importante sobre la fiabilidad y la robustez de los resultados obtenidos, así como sobre cómo lograr un equilibrio ideal entre la precisión del modelo y los recursos computacionales disponibles.

Se realizó un análisis de sensibilidad en el presente estudio, y la Tabla 2 muestra los resultados. Estos modelos describen las configuraciones de malla utilizadas y los resultados asociados, lo que permite evaluar de manera detallada cómo la elección de la discretización del modelo afecta los resultados simulados.

Se realiza una evaluación de los resultados de varios modelos de simulación, cada uno de los cuales solo se distingue por la discretización de la malla de simulación. Variar el número de celdas es el enfoque principal de este análisis de sensibilidad. El objetivo es lograr un equilibrio que permita obtener un modelo muy discretizado sin necesidad de tiempos de simulación demasiado largos. Se recomienda aumentar la discretización hasta que se demuestre que un aumento gradual en la discretización del modelo no conlleva cambios significativos en los resultados.

Tabla 2.

Sensibilidad de la cantidad de celdas a escala de laboratorio.

Celdas intermedias en I	Celdas totales	Vista 3D
45 celdas de 2 cm	47x1x1	
90 celdas de 1 cm	92x1x1	
180 celdas de 0,5 cm	182x1x1	
360 celdas de 0,25 cm	362x1x1	

Se crean cuatro modelos de simulación en la dirección I con diferentes niveles de discretización basados en lo mencionado. Se analiza su influencia en el aceite producido acumulado, que se utiliza como variable de respuesta mientras se inyecta agua continuamente a una tasa constante de $0,394 \text{ cm}^3/\text{min}$. El tamaño de la primera y la última celda (0,2 cm) se

mantiene constante en cada nivel de discretización debido a que contienen los puntos de inyección y producción, respectivamente. Sin embargo, el número de celdas intermedias varía (ver Tabla 2).

Como se puede ver en la Figura 8, al analizar los resultados del aceite producido acumulado, se demuestra que no hay diferencias significativas entre ellos. Se decidió abordar la evaluación desde un punto de vista diferente en esta situación. Se analizaron los resultados de cada modelo en comparación con el modelo anterior. Esta técnica permitió la obtención de curvas de variación entre los modelos con intervalos intermedios de 45–90, 90–180 y 180–360, como se muestra en la Figura 9. Estas curvas se realizan con las diferentes discretizaciones, es decir, 45 celdas intermedias, 90 celdas intermedias y así sucesivamente, para así obtener la relación con menor diferencia entre ellas.

Figura 8.

Aceite producido acumulado en la sensibilidad de celdas.

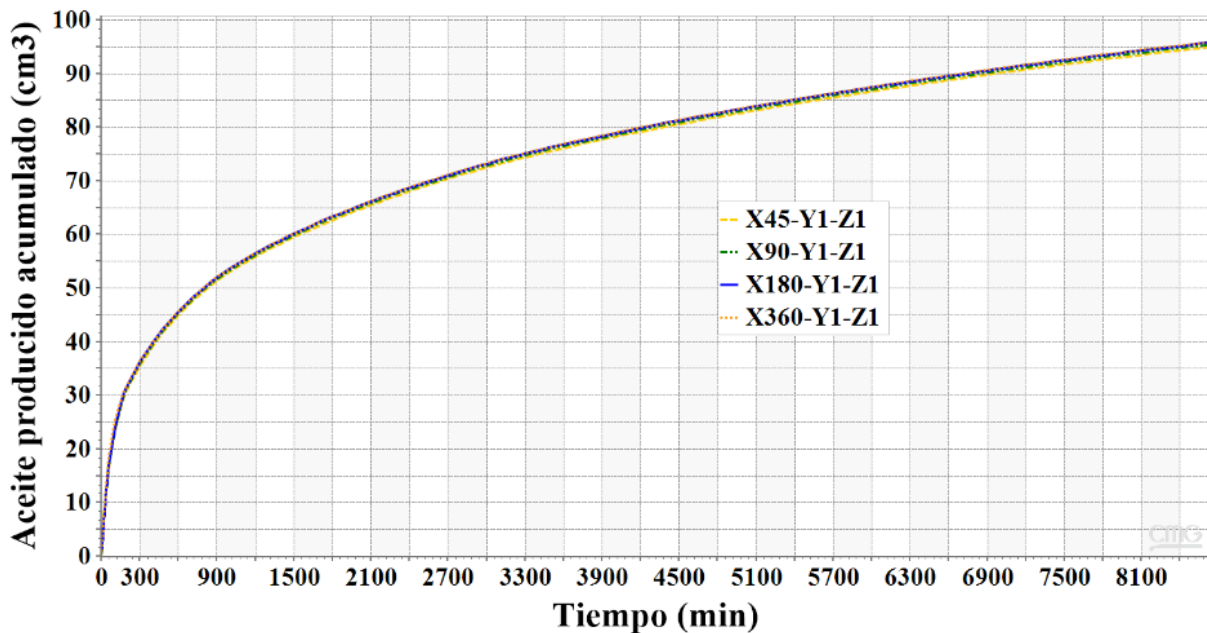
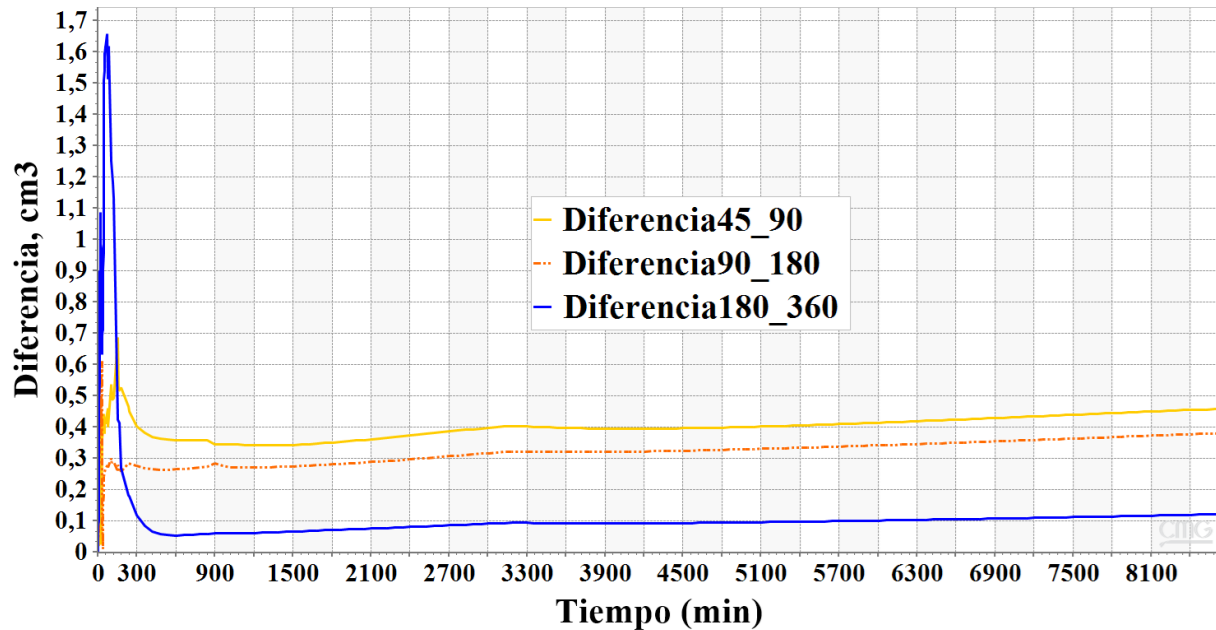


Figura 9.

Diferencia entre modelos empleados en la sensibilidad de celdas.



Las diferencias entre los modelos de 45 a 90 y 90 a 180 celdas fueron significativamente más marcadas que las diferencias entre los modelos de 180 a 360 celdas, como se puede ver de manera detallada en la Figura 9. Las primeras mostraron una tendencia clara al aumento progresivo, mientras que las segundas mostraron valores menos notables, con una tendencia a la estabilización a medida que aumentaba el número de celdas. Es importante mencionar que la discrepancia entre los modelos de 180 a 360 celdas fue mínima y con valores cercanos a cero, lo que indica que los resultados están convergiendo. Además, se encontró que los modelos de simulación en laboratorio no requerían tiempos de procesamiento excesivamente largos, lo que indica una eficiencia del proceso. Como resultado, se decidió que el modelo más detallado, con 180 celdas intermedias, era el mejor para continuar con el modelado, ya que la discordancia entre los resultados respecto al modelo de 360 celdas intermedias no era tan grande e implicaba menores

tiempos de cómputo. Como resultado, se detallan las longitudes de cada celda en el modelo, que se recopilan en la Tabla 3.

Tabla 3.

Discretización seleccionada de la malla a escala de laboratorio.

Dirección	Cantidad de bloques	Longitud por bloques
		1 de 0,2 cm
I	182	180 de 0,5 cm
		1 de 0,2 cm
J	1	1 de 3,77 cm
K	1	1 de 3,77 cm

Así entonces, se creó un modelo estático que contiene 182 celdas en total, dispuestas en una configuración dimensional de 182x1x1. Cada celda tiene sus propias propiedades físicas y petrofísicas, lo que proporciona una representación detallada y precisa del sistema.

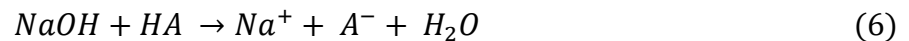
3.2.2 Modelo de fluidos

Definir propiedades como el peso molecular, la densidad y la viscosidad es fundamental al crear un modelo de fluido a partir de la prueba de desplazamiento. Para lograr esto, se determinan las características de los fluidos con los que se saturó inicialmente la muestra. Por ejemplo, el agua tiene un peso molecular de 18 g/mol, una densidad de 0,99713 g/cm³, una viscosidad de 0,8937 cps a una temperatura de 25 °C (77 °F) y una concentración de sal de 27286 ppm. La densidad del crudo pesado, por otro lado, es de 0,9618 g/cm³ (equivalente a 15 °API) y la viscosidad es de 1370 cps. Debido a que el peso molecular del crudo no estaba disponible, se utilizó la correlación de Closmann y Seba (1990), que es ampliamente validada para crudos pesados en una variedad de

regiones. Este método produjo un valor de 381,79 g/mol para el crudo mencionado. Es crucial destacar que estas características se evaluaron en condiciones específicas de prueba de desplazamiento, es decir, a una temperatura de 25 °C y a presión atmosférica.

En cuanto a la inyección de álcalis, según Green y Willhite (1998), los procesos de saponificación producen surfactantes *in situ* al reaccionar los álcalis con los ácidos orgánicos presentes en el crudo. Se propuso modelar las reacciones de saponificación inducidas por la inyección de Na_2CO_3 y NaOH con el objetivo de representar de manera precisa la prueba de desplazamiento delineada por Wang & Dong, (2009).

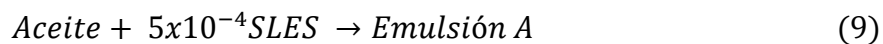
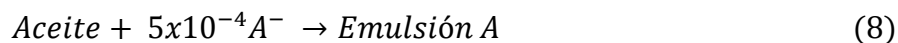
Las reacciones se expresan mediante las ecuaciones 6 y 7, donde HA denota los ácidos orgánicos del crudo y A^- representa el surfactante producido *in situ*.



Observando las ecuaciones 6 y 7, para el debido modelamiento de las reacciones de saponificación es necesario definir ciertos componentes adicionales al agua y el crudo, dichos componentes son: hidróxido de sodio (NaOH), carbonato de sodio (Na_2CO_3), ion sodio (Na^+), surfactante *in situ* (A^-), ácidos orgánicos del crudo (HA) y el ion bicarbonato (HCO_3^-).

En la prueba de desplazamiento descrita por Wang & Dong, (2009), se utiliza un surfactante perteneciente al grupo de alquil éter sulfato de sodio. Para esta simulación en particular, se ha seleccionado modelar uno de los surfactantes más comunes de este grupo, específicamente el lauril éter sulfato de sodio (conocido como SLES por sus siglas en inglés). Es importante destacar que en la prueba de desplazamiento se mencionan dos surfactantes: uno producido *in situ*

por las reacciones de saponificación y otro inyectado durante el proceso. Con esta base, las ecuaciones 8 y 9 muestran las reacciones de emulsificación detalladas.



Para el correcto modelamiento del fenómeno en estudio es necesario conocer las principales propiedades de cada uno de los componentes involucrados en el proceso. La Tabla 4 presenta de manera resumida cada uno de ellos. Gran parte de la información suministrada en dicha tabla fue obtenida de la literatura y algunos datos reportados por Wang & Dong, (2009).

Tabla 4.

Propiedades de los componentes involucrados en el modelamiento a escala de laboratorio.

Componente	Fase	Peso molecular (g/mol)	Densidad @ 25 °C (g/cm ³)	Viscosidad @ 25 °C (cps)
H ₂ O	Acuosa	18	0,997	0,8937
NaOH	Acuosa	40	2,13	0,8937
Na ⁺	Acuosa	23	0,97	0,8937
Na ₂ CO ₃	Acuosa	106	2,54	0,8937
HCO ₃ ⁻	Acuosa	61	2,173	0,8937
A ⁻	Acuosa	380,79	0,99713	0,8937
SLES	Acuosa	381,79	1,0575	0,8937
Aceite	Oleica	381,79	0,9618	1370
HA	Oleica	381,79	0,9618	1370
Emulsión A	Oleica	381,980395	0,9618	1370

Para determinar algunas de las propiedades de la Tabla 4, fue necesario asumir lo enunciado a continuación:

Propiedades del surfactante generado in situ. Al estar en fase acuosa, su densidad se asumió como la misma del agua. Por otro lado, su peso molecular fue tomado como el del crudo

disminuido en una unidad, puesto que este componente surge a partir de las reacciones de saponificación y con el valor asumido dichas reacciones están estequiométricamente balanceadas.

Propiedades de la parte ácida del crudo. Se asumen las mismas propiedades del crudo evaluado, ya que dicho componente representa los ácidos orgánicos del mismo crudo.

Viscosidad de los componentes en fase acuosa. Al ser solubles en la fase acuosa estos adoptan el mismo valor de viscosidad del agua.

Propiedades de la emulsión. Como primera asunción se tiene que su peso molecular se define como la suma del peso molecular del aceite y el producto entre coeficiente estequiométrico y el peso molecular del surfactante generado *in situ*, esto con el fin de obtener reacciones estequiométricamente balanceadas. Por otro lado, para la densidad y la viscosidad se tomó el valor del datado para el aceite.

Finalmente se hace necesario plantear otra reacción que modele la destrucción del taponamiento o en este caso, un proceso de reversión, dicha reacción se observa mediante la Ecuación 10.



Dicha reacción está balanceada estequiométricamente y muestra como la emulsión generada pasa a ser aceite y el desplazamiento vuelve a darse, justo en ese momento es donde se observa la disminución en la presión de inyección observada en la Figura 6.

Para un correcto modelamiento de las reacciones, se utilizó la ley de Arrhenius para representar la velocidad de cada reacción. Para llevar a cabo un modelo de simulación, la metodología del software recomienda la definición exclusiva de la energía de activación y el factor de frecuencia. De esta manera, se utilizaron como datos de entrada iniciales la energía de

activación (E_a) y factor de frecuencia (F_f) para las reacciones de saponificación, para el Na_2CO_3 su E_a de 54450 J/gmol y F_f de $2,09 \times 10^{14}$ y el NaOH adoptó valores de 28320 J/gmol para su E_a con un F_f de $1,82 \times 10^8$; adyacente a ello las reacciones de emulsificación iniciando por el surfactante A⁻ tomó valores de E_a 1650 J/gmol y F_f $5,25 \times 10^{13}$ y la reacción del surfactante natural una E_a de 1560 J/gmol y F_f de $5,50 \times 10^8$; por último la reacción que modela la destrucción partió de los mismos valores de la formación del surfactante natural. Estos parámetros serán ajustados en secciones posteriores.

3.2.3 Interacción Roca-Fluido

La interacción roca-fluido tiene como objetivo principal representar el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa, puesto que por medio de estas se modelará el taponamiento del medio poroso, además se centra en la representación del fenómeno de adsorción del surfactante y álcalis inyectados.

3.2.3.1 Fenómeno de adsorción. Nix (2022) afirma que el modelo de Langmuir ha sido utilizado para representar este fenómeno. Este modelo se basa principalmente en la idea de que una sola capa de moléculas adsorbentes rodea una superficie sólida homogénea.

Según la teoría de adsorción de Langmuir, la superficie es homogénea y tiene sitios específicos donde las moléculas pueden adsorberse. En otras palabras, cuando toda la superficie está ocupada, la adsorción llega a su punto máximo y el sistema se satura porque no es posible una mayor adsorción. Además, todos los sitios de adsorción se consideran posibles para ser ocupados. Según lo sugerido por Ortega & Núñez, (2012), se asume que la presencia de otras moléculas en la superficie no afecta la energía de las moléculas adsorbidas.

La expresión que representa el modelo de Langmuir puede ser observada en la ecuación

11.

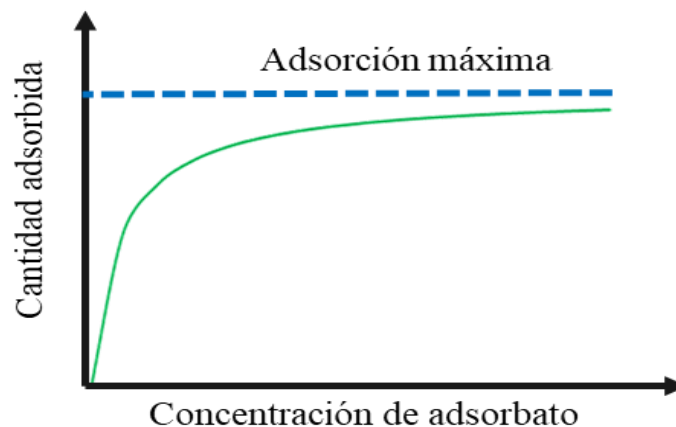
$$Adsorción = \frac{(tad_1 + tad_2 * xnacl) * ca}{(1 + tad_3 * ca)} \quad (11)$$

Donde ca corresponde a la concentración de químico que hará de adsorbato, tad_x los parámetros del modelo, mostrando que el segundo al ser un producto con el $xnacl$ es el asociado a efectos de salinidad.

Según Mousalli (2021), los modelos de adsorción se observan generalmente mediante isotermas, gráficos que muestran la relación entre el incremento de la cantidad adsorbida y la concentración del adsorbato. Este enunciado puede entenderse mejor en la Figura 10.

Figura 10.

Isoterma de adsorción planteado por CMG.



De la Figura 10 se puede inferir que, al estar ocupada toda la superficie del adsorbente por moléculas del adsorbato, justo en ese momento se da la adsorción máxima, debido a que no hay espacio disponible para que más moléculas se adsorban. En este orden de ideas la adsorción máxima puede ser evaluada mediante del límite cuando la concentración de adsorbato tiende a infinito, dicho planteamiento se observa en la ecuación 12. Cabe recalcar que, al no tener efectos de salinidad en el modelo, el segundo parámetro de la ecuación 11 es igual cero ($tad_2 = 0$).

$$Adsorción\ máxima = \lim_{ca \rightarrow \infty} \left(\frac{(tad_1 + tad_2 * xnacl) * ca}{(1 + tad_3 * ca)} \right) = \frac{tad_1}{tad_3} \quad (12)$$

Al no contar con datos asociados a los parámetros de adsorción para los químicos inyectados Na_2CO_3 , NaOH y SLES, es necesario asumir estos valores para tener datos para alimentar el simulador; para el Na_2CO_3 se tomó una adsorción máxima de $4,68 \times 10^{-4}$ gmol/cm³ y un tad_3 de 120, el NaOH tuvo valores de $3,51 \times 10^{-5}$ de adsorción máxima y 550 de tad_3 , por último, el SLES adoptó valores de adsorción máxima de $3,02 \times 10^{-6}$ y tad_3 de 70. Estos valores serán ajustados en las siguientes secciones.

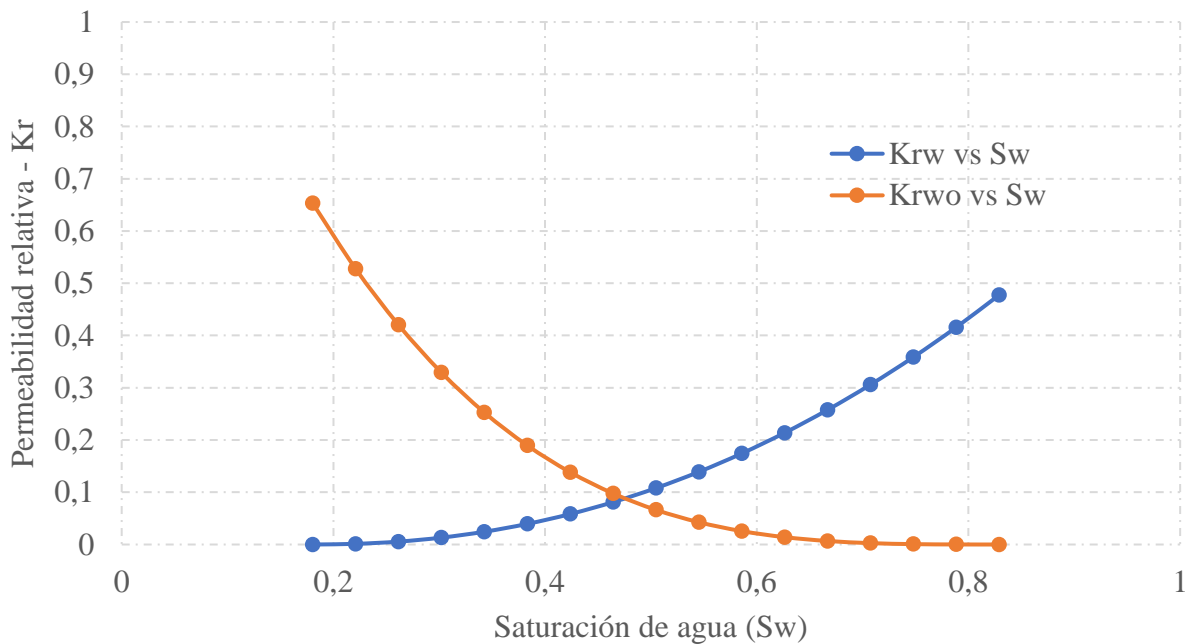
3.2.3.2 Construcción de las curvas de permeabilidad relativa. El método predominante para representar los valores de permeabilidad relativa en sistemas de agua-petróleo es el modelo de Corey, según Honarpour & Mahmood, (1988), es ampliamente utilizado en simuladores numéricos. Este modelo utiliza una estructura matemática que relaciona las permeabilidades relativas de agua (K_{rw}) y petróleo (K_{ro}) con las saturaciones de las fases correspondientes. Por lo general, estas relaciones se representan mediante una función paramétrica, que permite una explicación detallada de cómo las permeabilidades relativas varían en función de las saturaciones. Dicho modelo se representa mediante las ecuaciones 13 y 14.

$$K_{ro} = K_{ro@Swcrit} * \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wcrit} - S_{or}} \right)^{N_o} \tag{13}$$

$$K_{rw} = K_{rw@S_{or}} * \left(\frac{S_w - S_{wcrit}}{1 - S_{wcrit} - S_{or}} \right)^{N_w} \tag{14}$$

Esta ecuación tiene en cuenta la saturación de agua (S_w), la saturación de aceite residual (S_{or}), la saturación de agua crítica (S_{wcrit}), la permeabilidad efectiva al aceite en condiciones de saturación de agua crítica ($K_r@S_{wcrit}$), y los exponentes de saturación de aceite y agua (N_o y N_w , respectivamente).

Figura 11. Curvas de permeabilidades relativas iniciales.



Es importante señalar que debido a la falta de datos en la prueba de desplazamiento proporcionada por Wang & Dong, (2009), se deben utilizar valores típicos de la literatura. En las

secciones posteriores del estudio, estas curvas serán ajustadas. En la Figura 11 se puede observar dicho set.

3.2.4 *Condiciones Iniciales y de Frontera.*

En el contexto del modelado a escala de laboratorio, se adoptó la metodología *Vertical Off* para inicializar el modelo. Esta técnica implica asignar un valor de presión inicial a cada celda del sistema, permitiendo una representación más detallada del comportamiento del medio poroso. Sin embargo, la falta de datos precisos sobre la presión en el medio poroso durante la prueba de desplazamiento fue un problema en este caso particular.

Ante la falta de información, se tomó la decisión de usar la presión atmosférica, aproximadamente 101,325 kPa (14,7 psi), como referencia. Aunque esta opción ofrece una base de inicio razonable, es importante tener en cuenta que este valor de presión inicial es incierto y será considerado como un parámetro significativo en el proceso de ajuste histórico durante el análisis detallado de la prueba de desplazamiento.

En relación con las fracciones molares iniciales de cada componente, es importante destacar que solo el componente agua estaba presente en la fase acuosa, lo que resultó que la fracción molar inicial de H_2O sería igual a 1. Por otro lado, los componentes *Aceite* y *HA* se encontraban inicialmente en la fase oleica. Considerando que el crudo pesado tenía un número ácido de 1,32 mg de KOH por g de aceite y que un mol de KOH neutraliza un mol de un ácido orgánico presente en el crudo, se determinaron las fracciones molares iniciales siguientes: $Aceite = 0,991081$ y $HA = 0,00891907$.

Al establecer las condiciones de frontera en el modelo de simulación, los puntos de inyección y producción son esenciales. Como se muestra en la Tabla 5, estos puntos se sitúan

estratégicamente en la primera y última celda de la malla de simulación, actuando como pseudopozos en funcionamiento.

Tabla 5.

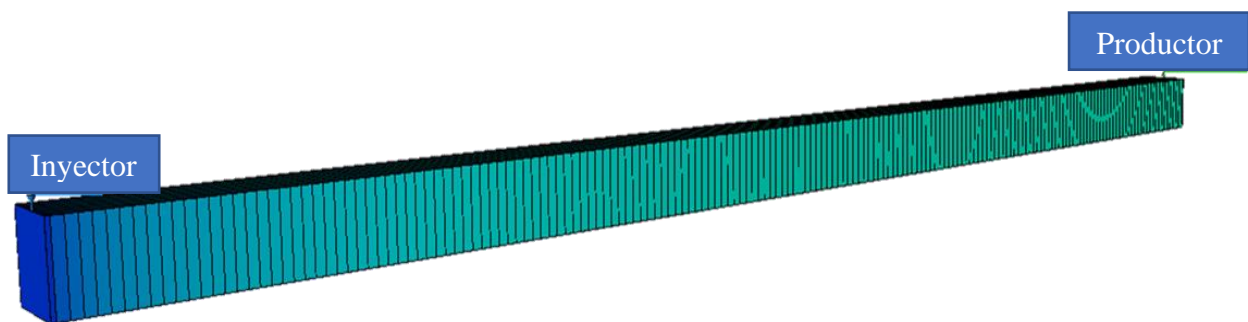
Disposición de los pozos según sus coordenadas a escala de laboratorio.

Pozos	Dirección IJK
Inyector	1,1,1
Productor	182,1,1

Dicha disposición se puede observar de una mejor manera en la Figura 12.

Figura 12.

Distribución de los pozos inyector y productor a nivel de laboratorio.



Con esta distribución se lleva a cabo la inyección de agua y posterior a ella la inyección de los químicos, para su modelado y ajuste.

3.3 Ajuste Histórico de la Inyección de Agua

Una vez que se ha construido el modelo base de simulación a escala de laboratorio, se inicia el siguiente paso del proceso que implica la reproducción de los resultados obtenidos en la prueba de desplazamiento. Este paso se lleva a cabo mediante un ajuste histórico del comportamiento de la inyección de agua y químicos, una tarea facilitada por el uso del software CMOST AI desarrollado por CMG. CMOST AI se distingue por ser una herramienta avanzada de inteligencia artificial que combina análisis estadísticos de alto nivel, técnicas de aprendizaje automático e interpretación objetiva de los datos. Su versatilidad le permite realizar una gama amplia de operaciones, como análisis de sensibilidad, ajustes históricos, optimizaciones y análisis de incertidumbre.

En este sentido, es pertinente tener un orden en el cual se realice el ajuste, este lo determina el tren de inyección utilizado, por ende, inicialmente se hará el ajuste de la inyección de agua. Para ello se toman unas restricciones tanto para el pozo inyector como para el productor, estas son una tasa de inyección máxima de agua de $0,394 \text{ cm}^3/\text{min}$ y una BHP mínima de $101,325 \text{ kPa}$ ($14,7 \text{ psi}$) respectivamente. La inyección de agua se realizó durante 4300 min ($3,73 \text{ VPI}$).

Es crucial destacar que la implementación del ajuste histórico implica la realización de una evaluación completa de los valores que se han establecido en las secciones anteriores. Cuando dichos valores tienen un efecto directo en la inyección de agua y presentan incertidumbre, como es el caso de los *end points* de las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite y la presión inicial, siendo estos los valores a variar en el ajuste. Para garantizar la efectividad y precisión del ajuste histórico, es necesario valorar estos parámetros correctamente. La Tabla 6 proporciona una descripción detallada de estos parámetros importantes y sus respectivos rangos de variación.

Después de establecer los parámetros, es necesario elegir la función objetivo que se desea maximizar o minimizar para el ajuste histórico. El objetivo principal en este escenario es reducir el error global que surge entre los datos obtenidos durante la prueba de desplazamiento y los simulados, considerando a los primeros como datos reales de referencia. En este contexto, el error que se busca reducir se centra específicamente en el aceite producido acumulado y la presión de inyección. La importancia que tienen en el funcionamiento general del sistema justifica la elección de estas variables como partes esenciales de la función objetivo.

Tabla 6.

Parámetros a ajustar y su rango elegido para el ajuste de la inyección de agua.

Parámetros	Rango de variación
Saturación de agua irreducible (Swirr)	0,05 – 0,5
Saturación de aceite residual (Sor)	0,05 – 0,5
Permeabilidad relativa al aceite @ Swirr	0,6 – 0,95
Permeabilidad relativa al agua @ Sor	0,1 – 0,5
Exponente de saturación del agua (Nw)	1,1 – 3
Exponente de saturación del aceite (No)	1,5 – 4
Presión inicial (kPa)	50 – 150 (7,25 – 21,76 psi)

Después de realizar todas las configuraciones requeridas y evaluar minuciosamente los 500 escenarios potenciales, se selecciona el que presenta el menor error global como resultado del ajuste histórico. La Figura 13 muestra el comportamiento del aceite producido acumulado, mientras que la Figura 14 muestra cómo ha cambiado la presión de inyección. Estas

representaciones visuales brindan una imagen clara y comprensible de cómo el ajuste histórico afecta las variables clave del modelo. El escenario óptimo tuvo un error global de 4,33% con relación a los datos reales, por lo tanto, se reprodujo la tendencia general de los resultados.

Figura 13.

Ajuste histórico del aceite producido acumulado en la inyección de agua a escala de laboratorio.

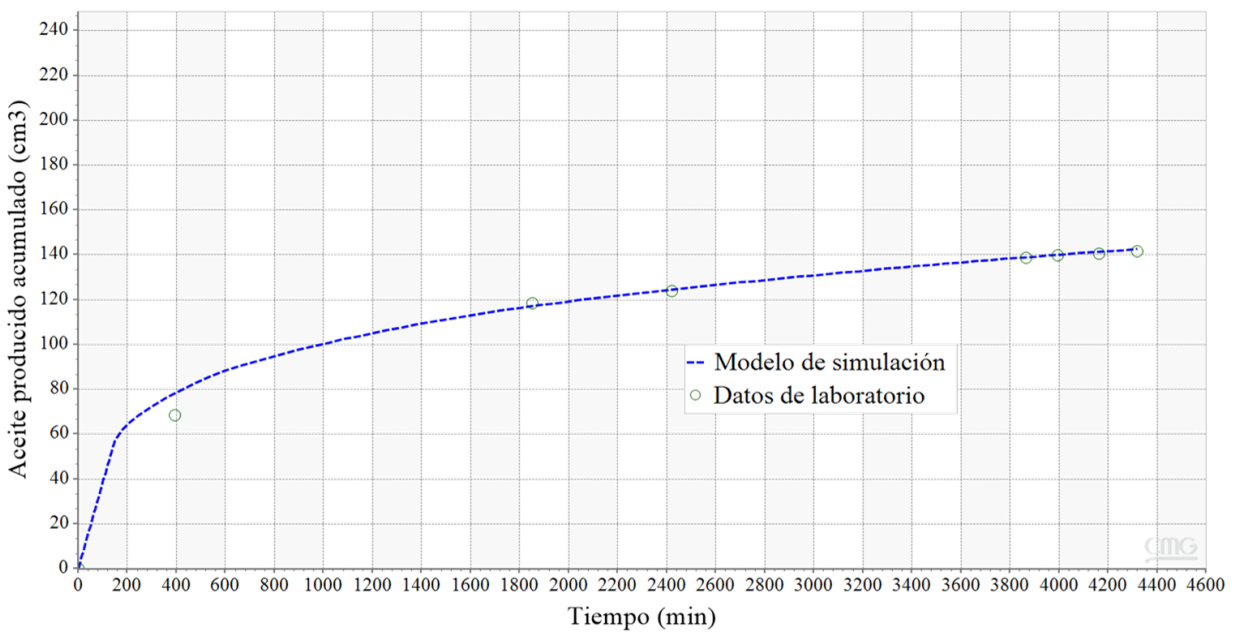


Figura 14.

Ajuste histórico de la presión de inyección en la inyección de agua a escala de laboratorio.

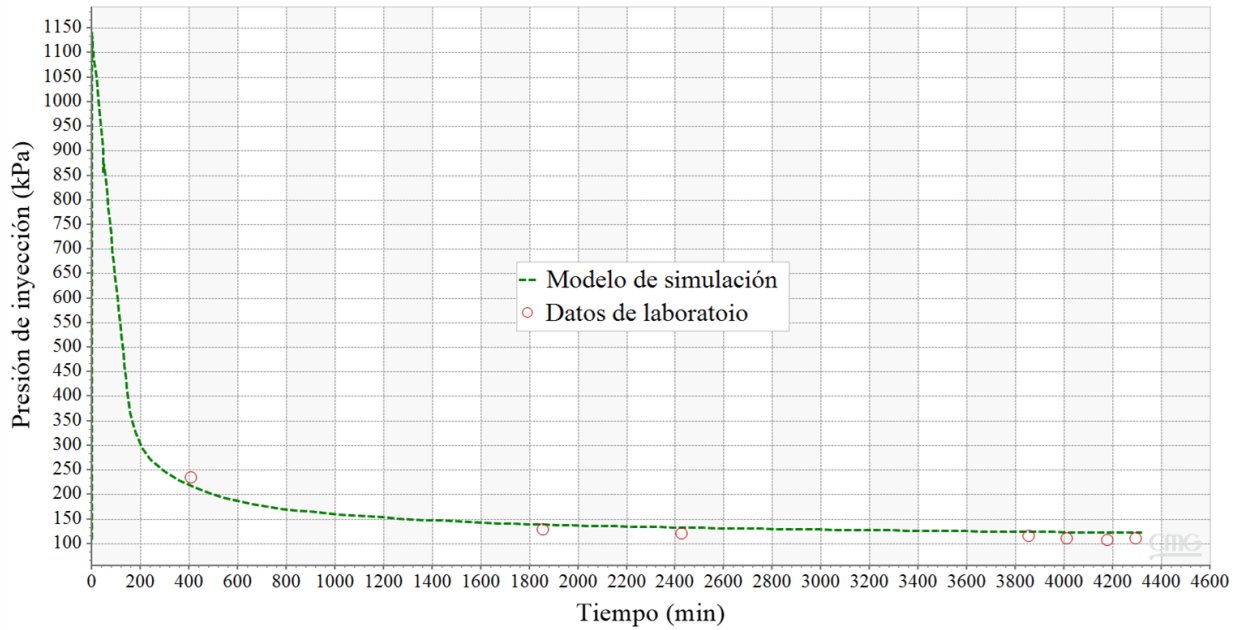
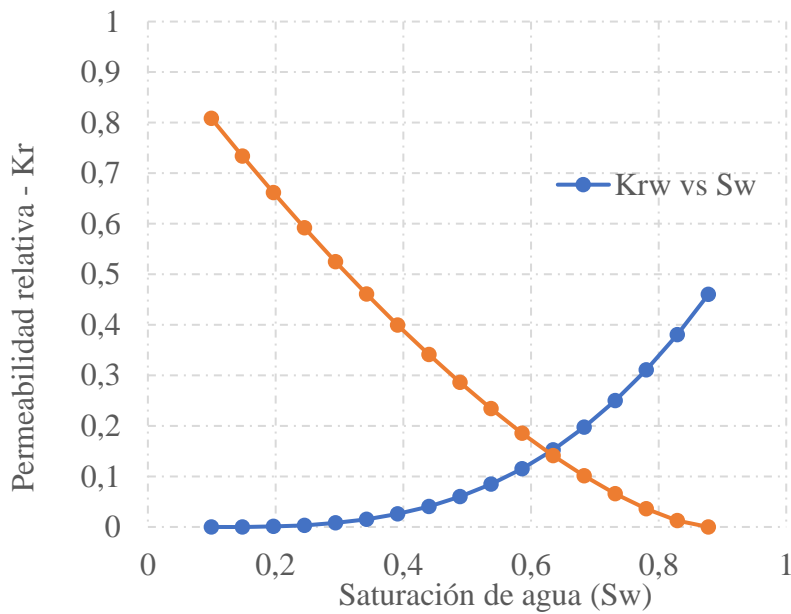


Figura 15.

Curvas de permeabilidades relativas ajustadas en la inyección de agua.



La Figura 15 muestra las curvas de permeabilidad relativa que se derivan de los parámetros ajustados. Es importante destacar que la presión inicial, el parámetro final ajustado, proporcionó un valor ajustado específico de 120,102 kPa (17,42 psi), lo que consolida la integridad de la optimización alcanzada durante el proceso.

3.4 Ajuste Histórico de la Inyección Química

Después de llevar a cabo la optimización en la inyección de agua, resulta relevante ajustar el componente principal del bache químico. Este bache, compuesto por 0,5 VP (1300 minutos), de una solución constituida por 0,03 % en peso de SLES, un 0,3 % en peso de Na_2CO_3 y otro 0,3 % en peso de NaOH. Para completar el conjunto, se incorpora una inyección extendida de agua que se prolonga durante 3205 minutos (2,78 VPI). Es esencial señalar que se mantienen constantes las restricciones de tasa de inyección, fijadas en $0,394 \text{ cm}^3/\text{min}$, y la BHP establecida en 101,325 kPa (14,7 psi).

Los parámetros seleccionados para el ajuste histórico fueron aquellos que impactaron directamente la representación del fenómeno de emulsificación y entrapamiento, como los parámetros de adsorción, la cinética química y la interpolación de la curva de permeabilidad relativa al agua. Dichos parámetros se listan a continuación con más detalle:

Parámetros relacionados con el modelo de Langmuir tales como: tad_1 , tad_3 y adsorción máxima de cada químico inyectado.

Parámetros cinéticos como: Factor de frecuencia y energía de activación de cada reacción de emulsificación, saponificación y destrucción.

El porcentaje máximo de reducción de la permeabilidad relativa al agua a condiciones de Sor (K_{rwo}), así como su exponente de saturación N_w , en el segundo set de curvas de permeabilidades relativas, el cual se asocia a la fracción molar máxima de la emulsión.

K_{rwo} del segundo set de permeabilidades relativas, la cual se determina a partir del valor original ajustado en la inyección de agua (0,46) y el porcentaje de reducción descrito anteriormente.

La Tabla 7 contiene una descripción detallada de los parámetros seleccionados, así como sus respectivos rangos de variación.

Tabla 7.

Parámetros a ajustar y su rango elegido para el ajuste de la inyección de químicos.

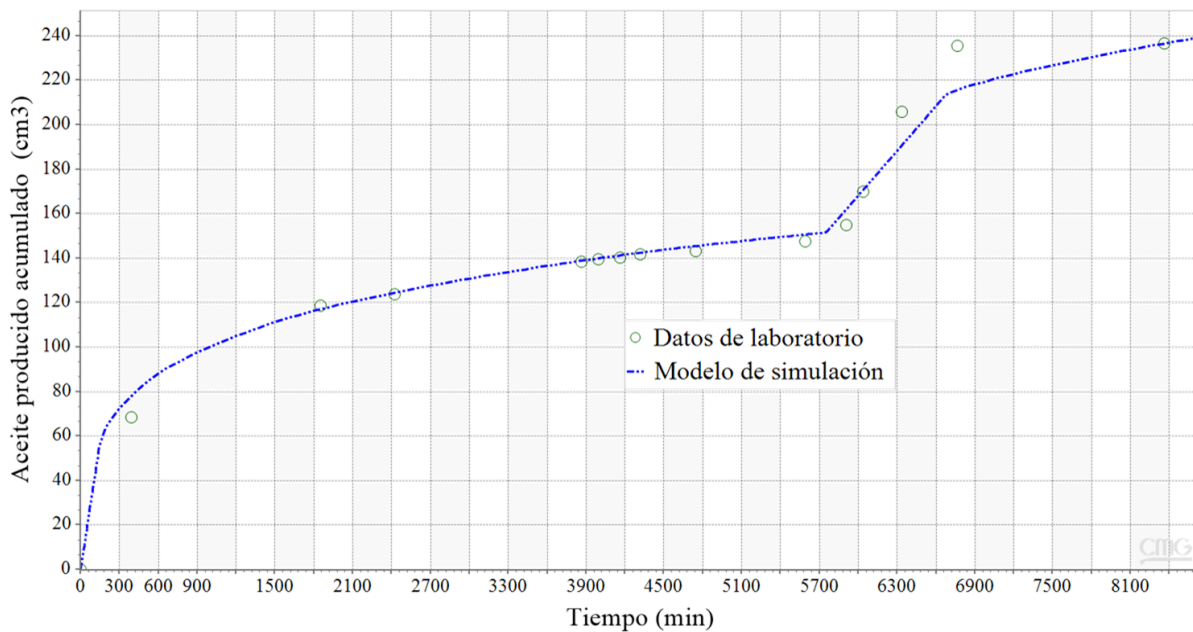
Parámetros	Rango de variación
Adsorción máxima de cada adsorbato (gmol/cm^3)	$1 \times 10^{-7} - 1 \times 10^{-2}$
Parámetro tad_3 para cada adsorbato	$20 - 1 \times 10^4$
Parámetro tad_1 para cada adsorbato (gmol/cm^3)	tad_3 * Adsorción máxima
Energía de activación de cada reacción (J/gmol)	$0 - 1 \times 10^4$
Factor de frecuencia de cada reacción	$1 \times 10^4 - 1 \times 10^{16}$
Exponente N_w	$1,1 - 3$
Porcentaje de disminución K_{rwo}	$0 - 0,1$
Permeabilidad relativa al agua (K_{rwo})	$0,46$ * Porcentaje de disminución K_{rwo}

De la misma forma que en l inyección de agua, se elige el escenario con el menor error global como el óptimo para la representación del fenómeno. Observando el contraste entre los

datos simulados y los reales en función del aceite producido acumulado y la presión de inyección. El error global para el escenario seleccionado fue de 5,39%, dando como resultado el ajuste mostrado en la Figura 16 (aceite producido acumulado) y la Figura 17 (presión de inyección).

Figura 16.

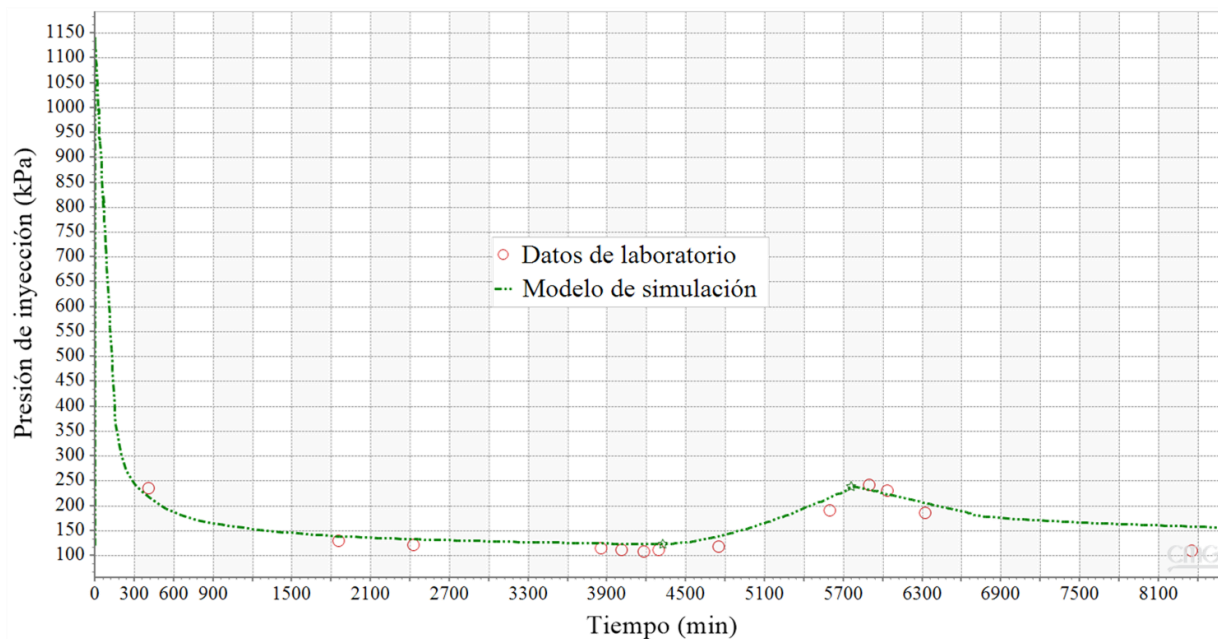
Ajuste histórico del aceite producido acumulado en la inyección de químicos a escala de laboratorio.



. Un indicador positivo del éxito del ajuste logrado es la reproducción de la tendencia de la data histórica en el aceite producido acumulado. Este resultado confirma la precisión y validez del modelo implementado. Este resultado positivo pone las bases para el proceso de escalamiento en un enfoque más grande, evaluar la técnica a condiciones de campo a escala piloto.

Figura 17.

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



Este cotejo se logró debido a los parámetros evaluados en el ajuste histórico, en la Tabla 8 (adsorción) y la Tabla 9 (cinética química) podrán observarse dichos parámetros con su valor ajustado.

Tabla 8.

Parámetros de adsorción ajustados a escala de laboratorio.

Compuesto	Adsorción máxima (gmol/cm ³)	<i>tad</i> ₁ (gmol/cm ³)	<i>tad</i> ₃
Na ₂ CO ₃	6,61x10 ⁻⁵	0,06606935	1000
NaOH	3,02x10 ⁻⁷	0,00021765	720,7
SLES	1x10 ⁻⁴	0,04414	441,4

Tabla 9.

Parámetros cinéticos ajustados a escala de laboratorio.

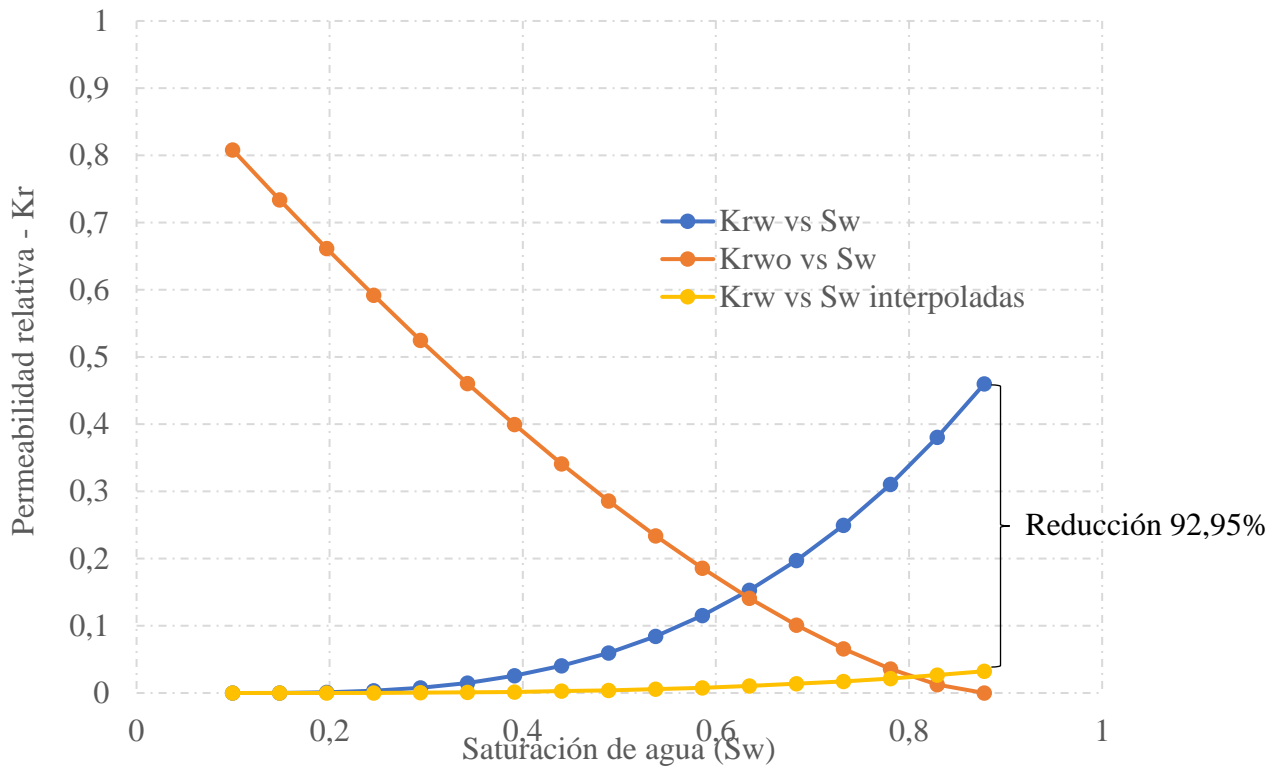
Reacción	Energía de activación (J/gmol)	Factor de frecuencia
Saponificación Na ₂ CO ₃	1584893,2	8,32x10 ¹²
Saponificación NaOH	114815,36	6,76x10 ⁹
Emulsificación A ⁻	436515,83	4,90x10 ¹²
Emulsificación SLES	1445,4398	1,02x10 ¹⁴
Destrucción del taponamiento	3019951,7	1,04x10 ⁸

Tras realizar los ajustes correspondientes a los parámetros detallados en la Tabla 7, se logra derivar una nueva curva de permeabilidad relativa al agua para el nuevo set de interpolación. Con este ajuste, se puede reducir la permeabilidad relativa al agua en función de la fracción molar de la emulsión y fomentar la formación de taponamiento, lo que permite un modelamiento efectivo del mecanismo de emulsificación y entrapamiento. La Figura 18 muestra los resultados del proceso y compara los dos sets de permeabilidades relativas.

Como valores ajustados para el segundo set, se obtuvo un Nw de 3 y un Krwo de 0,03243. Como se puede observar, el segundo set de la permeabilidad relativa al agua tuvo una disminución del 92.95%, lo cual representa la mayor reducción de Krw asociada a la fracción molar máxima de la emulsión.

Figura 18.

Set de interpolación de las curvas de permeabilidad relativa al agua.

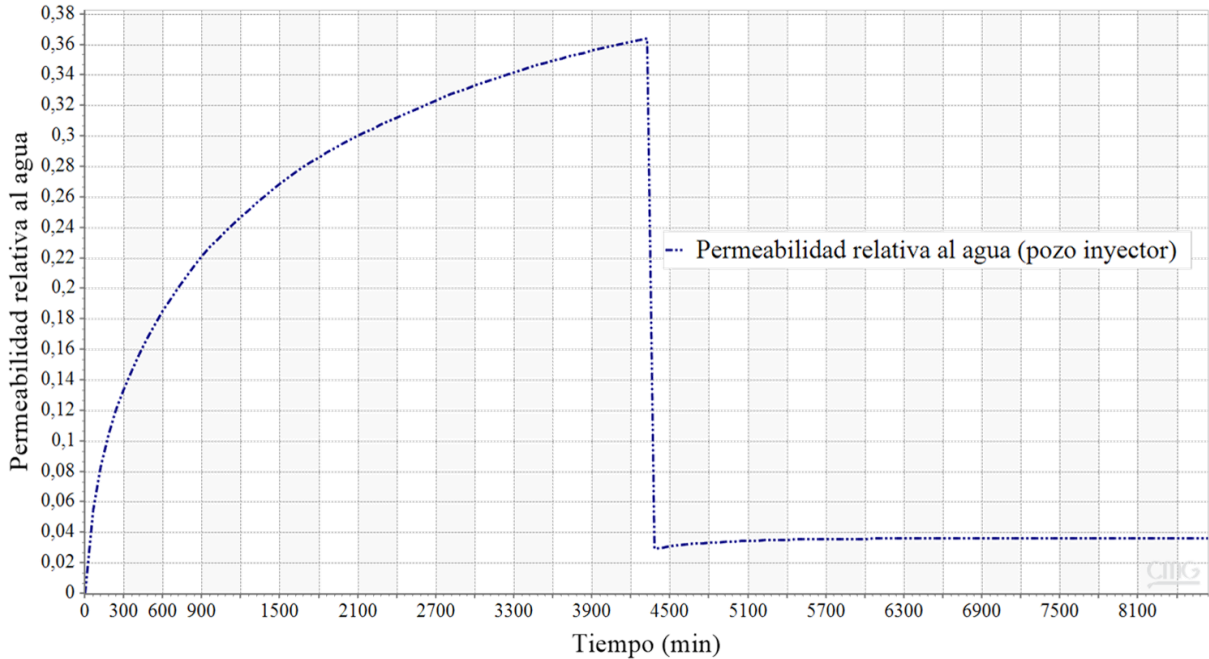


La notable disminución de la permeabilidad relativa al agua en función de la fracción molar de la emulsión demuestra que el modelo representa correctamente el fenómeno de atrapamiento. Aunque el valor reducido puede considerarse extremadamente alto, es ideal para los propósitos de esta investigación porque implica una reducción drástica de la movilidad de la fase acuosa y, con esto, un mejoramiento de la relación de movilidades y finalmente un aumento en la eficiencia volumétrica de barrido.

Por último, la Figura 19 proporciona una representación visual del taponamiento evidenciado a través de la permeabilidad relativa al agua en la celda 1 1 1.

Figura 19.

Permeabilidad relativa al agua en la celda 1 1 1 a escala de laboratorio.



A través del análisis detallado de la Figura 19, se revela un patrón en la permeabilidad relativa al agua durante el proceso de inyección. Al comenzar la inyección de agua, se observa inicialmente un aumento en la permeabilidad relativa al agua. Sin embargo, al introducir el bache químico, se produce una emulsión con gotas con un tamaño mayor que el medio poroso, lo que resulta en un bloqueo efectivo. Este bloqueo reduce de forma significativa la permeabilidad relativa al agua, lo que impide que el fluido se mueva fácilmente a través del medio poroso. Este fenómeno no solo mejora el barrido volumétrico, sino que también afecta positivamente la relación de movilidades. De esta manera, se modela correctamente, el mecanismo de emulsificación y entrapamiento.

4 Elaboración del Modelo de Simulación a Escala Piloto

Después de desarrollar con éxito un modelo de simulación a escala de laboratorio que representará de manera precisa una prueba de desplazamiento de inyección de álcali-surfactante en un crudo pesado de 1370 cps, se propuso extender este comportamiento a un modelo a escala piloto. Esta fase tiene como objetivo evaluar el fenómeno a condiciones de campo y así elegir el escenario más adecuado para la implementación exitosa de un proceso de inyección continua de surfactantes en crudos pesados.

4.1 Metodología de Escalamiento

La metodología de escalamiento empleada en la presente investigación fue la propuesta por Islam y Farouq Ali (1990) enfocada en procesos de inyección química. Los criterios de escalado, que se determinaron a través de un análisis inspeccional, se dividieron en cuatro subgrupos que utilizan diferentes métodos:

Subgrupo 1. Mismo medio poroso, mismos fluidos, misma caída de presión, misma temperatura y geometría similar.

Subgrupo 2. Mismo medio poroso, mismos fluidos, misma caída de presión, misma temperatura y geometría sin relevancia.

Subgrupo 3. Diferente medio poroso, mismos fluidos, diferente caída de presión, misma temperatura y geometría sin relevancia.

Subgrupo 4. Mismo medio poroso, mismos fluidos, diferente caída de presión, misma temperatura y geometría similar.

Al analizar los criterios propuestos, los subgrupos 1 y 2 son descartados en primera instancia, ya que la presión desarrollada en la prueba de laboratorio sería muy diferente a la obtenida en un yacimiento real o en este caso en un modelo a escala piloto; seguido a esto, el subgrupo 3 fue descartado debido a que es necesario mantener una geometría similar para conservar la tasa de corte durante la inyección de los químicos. En ese orden de ideas, el subgrupo seleccionado fue el 4, este tiene en cuenta mismo medio poroso, mismos fluidos, diferente caída de presión, misma temperatura y geometría similar.

La metodología seleccionada a partir del subgrupo 4 hace necesario calcular un factor de escalamiento R_L , el cual relaciona las dimensiones del modelo de laboratorio y el modelo de campo al que se desea escalar, en una dirección determinada. La ecuación 15 muestra dicha relación.

$$R_L = \frac{\textit{Longitud del bloque a escala de laboratorio}}{\textit{Longitud del bloque a escala de campo}} \quad (15)$$

Cabe recalcar que R_L es calculado en una dirección en específico y su valor permite escalar las demás dimensiones y algunas propiedades. Dichas propiedades como porosidad y permeabilidad (1,0) no es necesario escalarlas y mantienen el valor asignado en secciones anteriores, puesto que su factor de escalamiento es 1, según menciona CMG (2020).

Para fines de esta investigación el cálculo del R_L se realizó en dirección K, donde la longitud del espesor utilizado fue de 30 ft, valor tomado de la Formación Lloydminster, la cual corresponde a la roca reservorio del campo East Bodo en Canadá (Wassmuth et al., 2009; Weblex Canada, 2021). En relación a esto, se procede a escalar el espesor utilizado en laboratorio de

0,1236877 ft (3,77 cm) a 30 ft como tamaño del bloque. Ingresando los valores en la ecuación 15 se obtiene el resultado del R_L , (ecuación 16).

$$R_L = \frac{0,1236877 \text{ ft}}{30 \text{ ft}} = 0,004122923 \quad (16)$$

En lo pertinente a los fluidos se mantienen los mismos utilizados a escala de laboratorio, ya que uno de los requerimientos del subgrupo 4 es que los fluidos sean los mismos. Paralelo a esto, es necesario escalar el factor de frecuencia de las reacciones planteadas, debido que el tiempo aumenta y por consiguiente la velocidad de reacción debe ser disminuida en la misma proporción. Por otro lado, al mantener la temperatura 25 °C (77 °F) no se hace necesario escalar la energía de activación.

La Tabla 10, basada en lo mencionado anteriormente, condensa las propiedades de los componentes en unidades de campo. Además, los parámetros cinéticos de las reacciones se describen en la Tabla 11, donde los valores de la energía de activación se expresan en unidades de campo y los factores de frecuencia se ajustan utilizando la relación establecida en la ecuación 17, planteada por Islam y Farouq Ali (1990).

$$\text{Factor de frecuencia}_{\text{Campo}} = \text{Factor de frecuencia}_{\text{Laboratorio}} * R_L \quad (17)$$

Los parámetros de adsorción y las curvas de permeabilidad relativa para la interacción roca-fluido se mantuvieron en los mismos valores que se establecieron durante el ajuste histórico del modelo de laboratorio dado que utiliza los mismos fluidos y el mismo medio poroso, alineándose a los criterios del subgrupo 4. La Tabla 12 presenta los parámetros de adsorción a escala de campo y la Figura 18 las permeabilidades relativas.

Tabla 10.

Propiedades de los componentes a escala de campo.

Componente	Fase	Peso molecular (lb/lbmol)	Densidad @ 25 °C (lb/ft ³)	Viscosidad @ 25 °C (cps)
H_2O	Acuosa	0,018015	62,2488316	0,8937
$NaOH$	Acuosa	0,04	132,97164	0,8937
Na^+	Acuosa	0,023	60,55516	0,8937
Na_2CO_3	Acuosa	0,106	158,56712	0,8937
HCO_3^-	Acuosa	0,061	135,656044	0,8937
A^-	Acuosa	0,38079	62,2488316	0,8937
$SLES$	Acuosa	0,38179	66,01761	0,8937
<i>Aceite</i>	Oleica	0,38179	60,0432504	1370
<i>HA</i>	Oleica	0,38179	60,0432504	1370
<i>Emulsión A</i>	Oleica	0,381980395	60,0432504	1370

Tabla 11.

Parámetros cinéticos a escala de campo.

Reacción	Energía de activación (BTU/mol)	Factor de frecuencia
Saponificación Na_2CO_3	681382,0392	$3,43 \times 10^{10}$
Saponificación $NaOH$	49361,76402	$2,79 \times 10^7$
Emulsificación A^-	187668,1952	$2,02 \times 10^{10}$
Emulsificación $SLES$	621,4278151	$4,22 \times 10^{11}$
Dstrucción del taponamiento	1298346,695	$4,27 \times 10^5$

Según la información reportada en la Tabla 11, se obtuvo una notable diferencia entre los valores ajustados de energía de activación para cada una de las reacciones modeladas. Por un lado,

dado que la reacción de destrucción del taponamiento implica la ruptura de las gotas de la emulsión formada, es natural que sea la que requiera la mayor energía de activación. En contraste, el hecho de que la formación de emulsiones a partir del SLES necesite la menor energía de activación podría indicar que dicho surfactante demanda de poca energía para la generación de emulsiones agua-aceite.

Tabla 12.

Parámetros de adsorción en unidades de campo.

Compuesto	Adsorción máxima (lbmol/ft³)	<i>tad</i>₁(lbmol/ft³)	<i>tad</i>₃
Na ₂ CO ₃	4,12x10 ⁻³	4,12x10 ⁰	6,24x10 ⁴
NaOH	1,89x10 ⁻⁵	1,36x10 ²	4,50x10 ⁴
SLES	6,24x10 ⁻³	2,76x10 ⁰	2,76x10 ⁴

Como se puede observar en la tabla 12, se reportan los diferentes valores ajustados de adsorción máxima para cada uno de los químicos inyectados, lo cual, hace referencia a la cantidad máxima de adsorbente que se puede colocar en la superficie del adsorbato. En este orden de ideas, se puede decir, por ejemplo, que al inyectar el SLES en el medio poroso, se obtendría una absorción máxima de 0,00624 libras por cada pie cúbico del medio poroso.

Es crucial enfatizar que después de escalar los diversos parámetros mencionados anteriormente, se comienza la fase de construcción del modelo de simulación a escala piloto. Para obtener una representación precisa y útil del sistema en estudio, este paso implica la integración de todos los datos y parámetros relevantes.

4.2 Modelo Base de Simulación a Escala de Campo

Las propiedades del campo de East Bodo situado en Canadá se utilizaron como referencia para la creación del modelo de simulación a escala piloto, puesto que su ubicación y propiedades de los fluidos coinciden con las reportadas por Wang & Dong, (2009) en sus pruebas de desplazamiento. Es necesario mencionar que los valores escalados y ajustados de las secciones anteriores también se integraron para representar el mecanismo de emulsificación y entrapamiento.

4.2.1 Modelo Estático

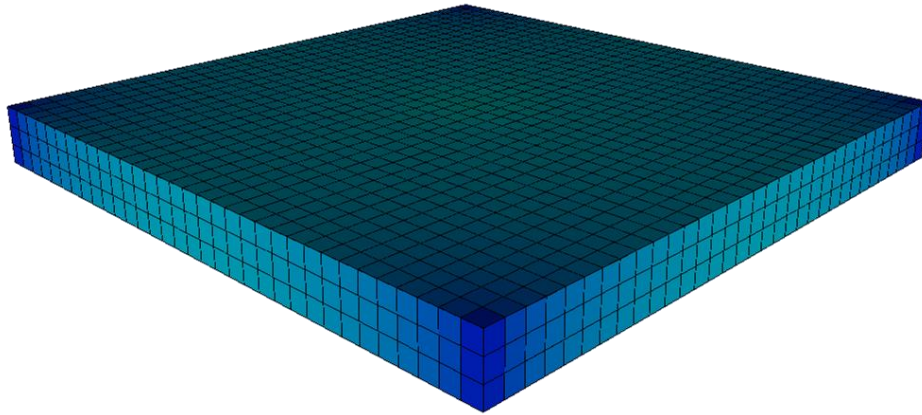
La idea principal de la elaboración de un modelo a escala piloto es realizar una evaluación de la técnica a condiciones de campo. Para ello se optó por seleccionar una malla cartesiana, ya que el flujo que atraviesa el área transversal de la malla es completamente lineal, representando de una mejor manera el comportamiento de la inyección continua, la cual tiene como premisa principal dos puntos uno productor y uno inyector.

Para ello se seleccionó un área de 10 acres (435600 ft²) y el espesor mencionado en la sección 4.1. Para la discretización inicial se dividió la malla en 33 celdas en I, 33 celdas en J y 3 celdas en K (33x33x3), cada una de estas con un tamaño de 20 ft. La Figura 20 muestra dicha discretización de la malla.

En lo pertinente a las demás propiedades físicas y petrofísicas como profundidad, porosidad y permeabilidad, estas fueron tomados a partir de los estudios realizados por Wassmuth et al. (2009) donde hacían referencia a las características del campo East Bodo. Así pues, reportaron una profundidad de 2000 ft, una porosidad de 30% y una permeabilidad promedio de 1000 mD.

Figura 20.

Discretización inicial de la malla a escala de campo en 3D.



En este sentido, Adams (1982) señala que la Formación Lloydminster podría mostrar compresibilidades de hasta $5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ a una presión de referencia de 200 psi. Por lo tanto, se adoptó este valor como la característica de compresibilidad de la formación.

Como se mencionó en la construcción del modelo estático a escala de laboratorio, una malla más refinada reproduce resultados más precisos, en este orden de ideas es pertinente realizar un análisis de sensibilidad de celda. Este análisis se realizó en las direcciones I y J, mientras que K se mantuvo constante, ya que al ser un medio poroso homogéneo el fluido se desplazará en las direcciones analizadas (I y J) mientras que la constante (K) no es tan relevante en el proceso.

Con relación a ello los modelos planteados fueron de 33 celdas en I y J ($33 \times 33 \times 3$), 66 celdas en I y J ($66 \times 66 \times 3$) y 132 celdas en I y J ($132 \times 132 \times 3$). Los resultados en función del aceite producido acumulado y la diferencia entre ellos pueden ser observados en la Figura 21 y Figura 22 respectivamente.

Figura 21.

Sensibilidad de celdas en función del aceite producido acumulado.

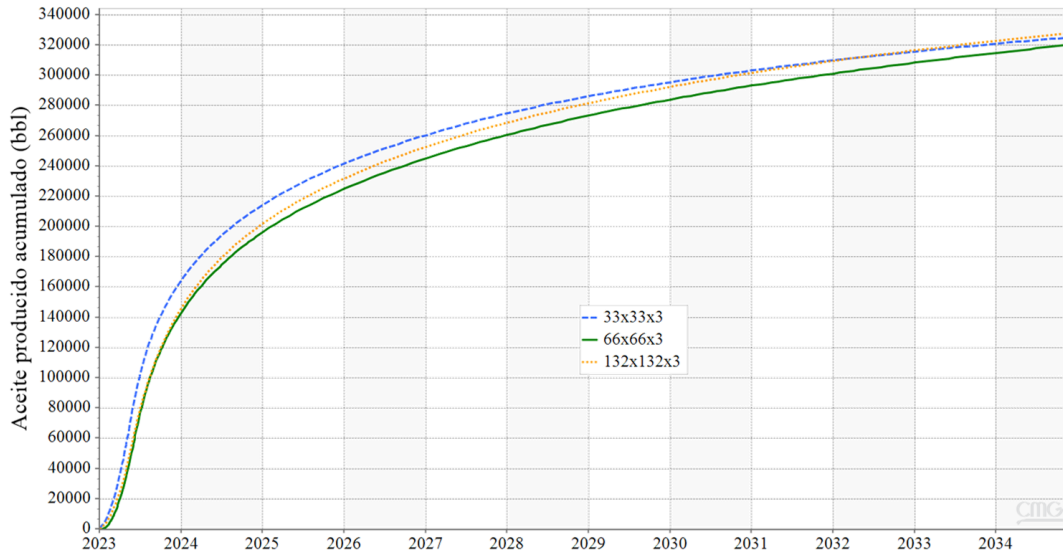
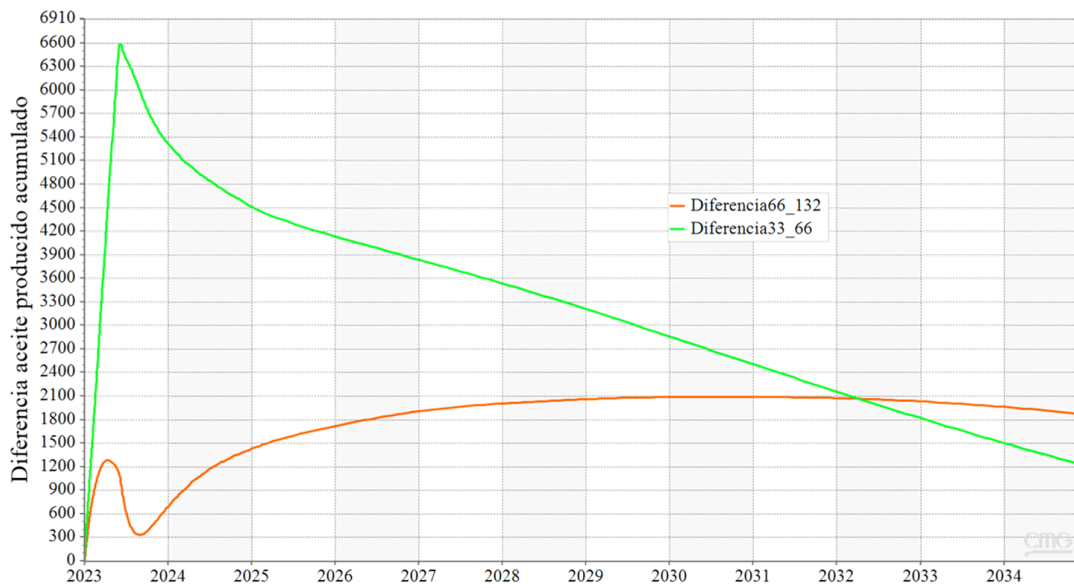


Figura 22.

Diferencia entre las discretizaciones en función del aceite producido.



La discrepancia entre las discretizaciones no tiene un impacto significativo en el aceite producido acumulado, como se muestra en la Figura 21. Sin embargo, para un mejor análisis se evaluó la diferencia entre las diferentes mallas discretizadas en función del aceite producido acumulado. Los modelos 66x66x3 y 132x132x3 tienen la menor diferencia, como se muestra en la Figura 22. Por tal motivo, se opta por una discretización final de 66 celdas en I, 66 celdas en J y 3 celdas en K debido a las limitaciones temporales de cómputo y simulación.

4.2.2 *Modelo de Fluidos*

Debido a la falta de pruebas PVT en el yacimiento, se creó una PVT sintético por medio del simulador. Este proceso estableció las propiedades claves del crudo y del agua para crear un conjunto de datos representativos que permitiera modelar de manera precisa las interacciones roca-fluido en el yacimiento.

A partir de la Tabla 13 se realiza el modelamiento de los fluidos, ya que posee los datos necesarios para ello. En un primer paso, se obtuvieron datos sobre características importantes de la prueba de desplazamiento, como la gravedad API del aceite, la viscosidad del aceite muerto y la salinidad del agua de formación. De manera simultánea, la temperatura del yacimiento, la presión de burbuja del aceite y la relación gas-aceite (GOR) se determinaron utilizando los datos proporcionados por Adams (1982).

Tabla 13.

Propiedades de los fluidos del yacimiento.

Propiedad	Valor
Temperatura del yacimiento, °F (°C)	77 (25)
Presión de burbuja del crudo, psi (kPa)	500 (3447,38)
Gravedad API	15°
Gravedad específica del gas	0,725
GOR, SCF/STB	56
Compresibilidad del crudo, psi ⁻¹	5x10 ⁻⁶
Viscosidad del crudo muerto, cps	1370
Salinidad del agua de formación, %wt	2,7

Después de determinar las características del hidrocarburo y del agua, se comenzó a describir los demás componentes esenciales necesarios para completar el proceso. Estos incluían Na₂CO₃, Na⁺, HCO₃⁻, NaOH, A⁻, SLES, HA y emulsión A. Cada uno de estos componentes fue creado de manera independiente utilizando las características específicas descritas en la Tabla 10.

Los parámetros cinéticos de las reacciones que simulan el mecanismo de emulsificación y entrapamiento también fueron abordados. La Tabla 11 presenta estos parámetros escalados.

4.2.3 Interacción Roca-Fluido

Los parámetros que habían sido ajustados y escalados en secciones anteriores se mantuvieron constantes para la interacción roca-fluido. La Tabla 12 presenta los parámetros del

modelo de adsorción. Adicionalmente, las curvas de permeabilidad relativa fueron visualmente representadas en la Figura 18.

4.2.4 Inicialización y Ubicación de los Pozos

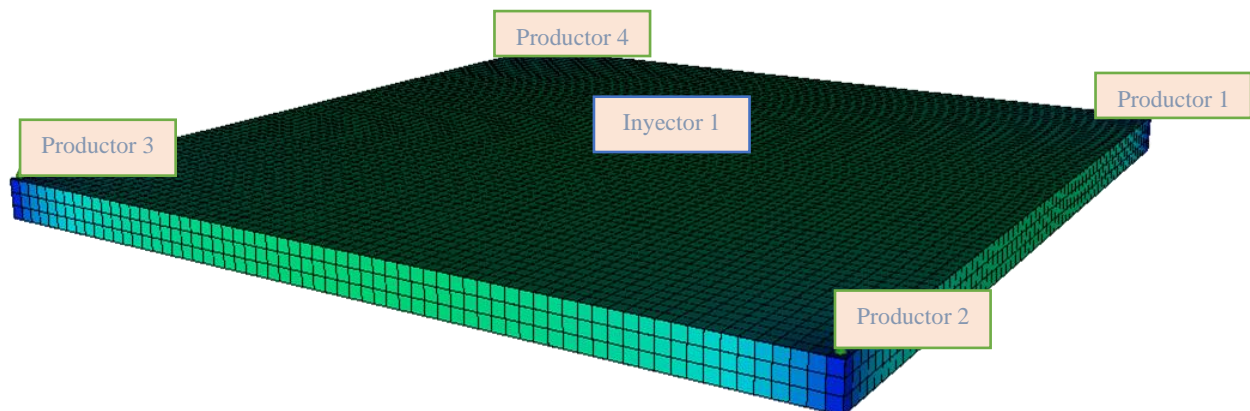
La metodología *Vertical Depth_Ave* se utilizó para determinar las condiciones iniciales. Esta metodología permite crear una tabla que relaciona la presión con la profundidad, aplicando las propiedades de los fluidos y tomando un valor inicial de presión en una profundidad de referencia, las presiones son tomados en todas las celdas a distintas profundidades.

Según el reporte de Wassmuth et al. (2009), se consideró una presión inicial de 986,26 psi (6800 kPa) en este caso. Esta presión inicial se relacionó con una profundidad de 2015 ft.

En cuanto a las fracciones molares, dado que solo el componente agua estaba presente en la fase acuosa, su fracción molar inicial se estableció en 1. Se calcularon fracciones molares iniciales de 0,867827 para el aceite muerto; 0,008919067 para la parte acida del crudo (HA^-) y 0,132173 para el gas en solución en relación con los componentes oleosos.

Figura 23.

Ubicación de los pozos (patrón de 5 puntos invertido) en 3D.



Por otro lado, la ubicación de los pozos se elige a partir del patrón de inyección utilizado. Para llevar a cabo esta investigación, se utilizó un arreglo de cinco puntos invertido, el cual consiste en un pozo inyector ubicado en el centro rodeado por 4 pozos productores en forma de cuadrado. El patrón de inyección seleccionado se puede apreciar en la Figura 23.

El arreglo invertido se destaca por su alta conductividad, derivada de su trayectoria de flujo más corta, que sigue una línea recta. Según De Ferrer (2001), esta característica aumenta significativamente la eficiencia de barrido.

4.3 Modelo Base de Inyección de Surfactante en Crudo Pesado Bajo Modalidad Continua

Después de seleccionar el patrón de inyección y el espesor de la formación, así como escalar los parámetros cinéticos y de adsorción, junto con la consideración de la profundidad y otras propiedades físicas y petrofísicas, se lleva a cabo la construcción del modelo base para la inyección de químicos. Este modelo servirá como punto de partida para la optimización de algunos parámetros operacionales, permitiendo la selección del escenario óptimo para la implementación efectiva de la técnica.

En lo pertinente a la tasa de inyección se tomó un valor cercano al utilizado por (Flórez & Gómez, 2023), donde mantuvieron una tasa constante de 1200 bbls/día, cabe recalcar que el valor seleccionado como punto de partida para esta investigación fue de 1000 bbls/día, dicho valor se mantiene dentro del margen de valores utilizados para dichos procesos. La formulación química fue la misma utilizada en la prueba de laboratorio 0,03 % en peso de SLES, un 0,3 % en peso de Na_2CO_3 y otro 0,3 % en peso de NaOH.

En primer lugar, se inyecta solo agua durante un año, luego se inyecta la solución química por el mismo tiempo y, finalmente, se inyecta agua durante todo el tiempo restante de la

simulación. Se ha establecido un período de simulación de 10 años con el objetivo de observar y evaluar el fenómeno de manera más detallada. En la Figura 24, se presenta de manera gráfica el aceite producido acumulado, permitiendo una comparativa directa con un escenario de inyección de agua convencional. Simultáneamente, en la Figura 25, se exhibe la evolución de la presión de inyección, brindando una perspectiva integral del comportamiento del sistema.

En la Figura 24, se observa un notable aumento en la producción acumulada de petróleo, alcanzando un incremental de 42000 bbls/día. Este resultado demuestra claramente que la técnica de inyección continua de surfactantes para la recuperación de crudos pesados es efectiva.

Por parte del comportamiento de la presión de inyección, en la figura 25 se puede apreciar que el modelo de inyección de químicos detiene la caída de este parámetro al momento de adicionar los químicos a evaluar, demostrando así la generación del taponamiento debido a la formación de emulsiones con gotas grandes. A su vez, después de un tiempo, se observa que se retoma la caída de presión característica del sistema, dando indicios de la destrucción del mecanismo de entrapamiento. Finalmente, la figura 26 muestra la evolución del factor de recobro obtenido.

Figura 24.

Aceite producido acumulado mediante el modelo base de campo.

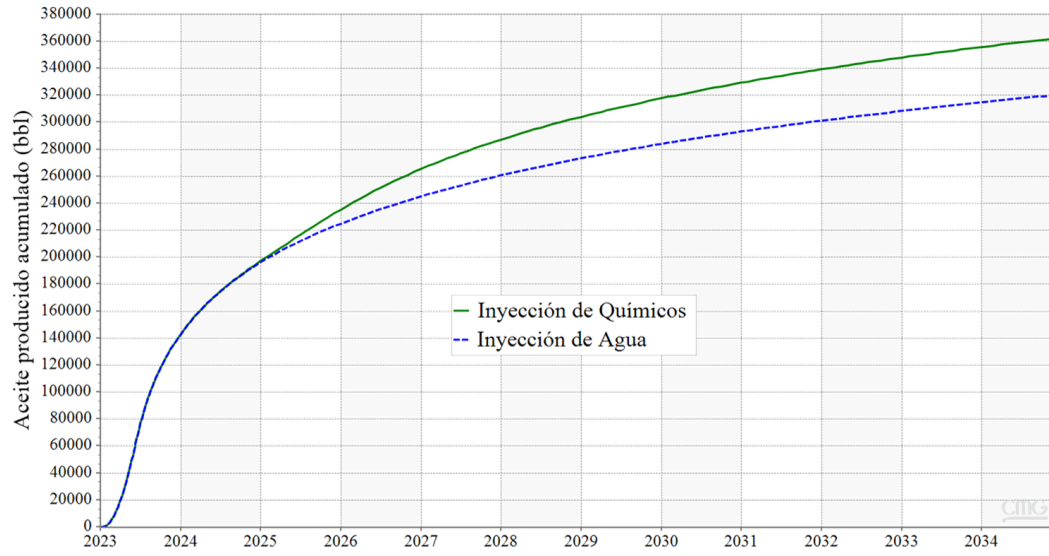


Figura 25.

Presión de inyección mediante el modelo base de campo.

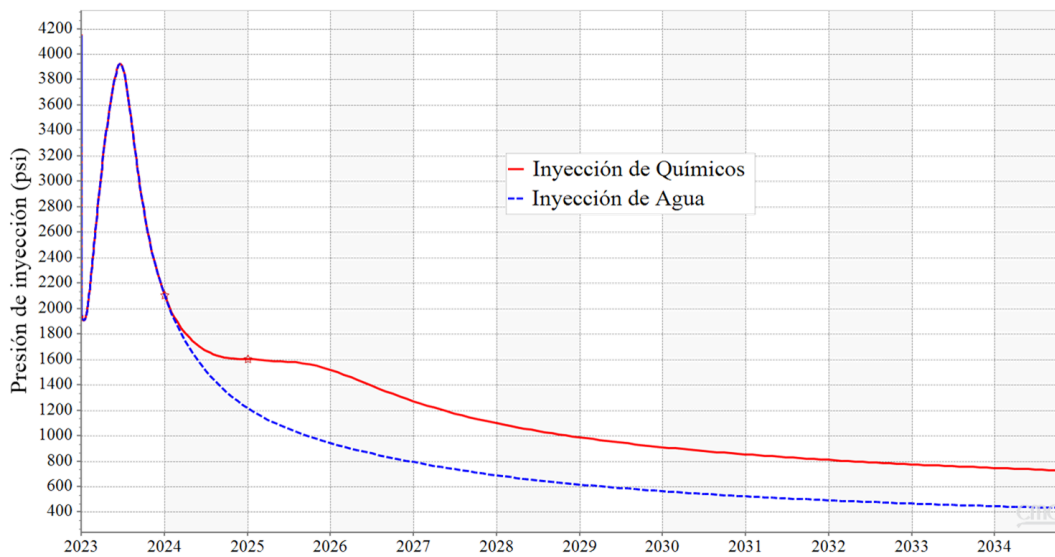


Figura 26.

Factor de recobro obtenido mediante la inyección de surfactantes a escala de campo.



La Figura 26 proporciona información crucial sobre el factor de recobro, el cual se sitúa en un 51,91% como resultado de la inyección de agua. Simultáneamente, la inyección de álcali-surfactantes se revela como un factor clave en la recuperación, logrando un 58,71%. Este método ha demostrado ser eficaz representando un factor de recobro incremental de del 6,8 %.

5 Optimización del Modelo Base Mediante Parámetros Operacionales

Para realizar la optimización del proceso de inyección de surfactantes en crudo pesado bajo modalidad continua es necesario seleccionar los parámetros operacionales a evaluar. Luego de realizar la respectiva revisión bibliográfica y como fue mencionado en secciones anteriores, los parámetros seleccionados fueron: tiempo de inicio de la inyección química, concentración de los

químicos utilizados, tasa de inyección y tamaño del bache. Los valores en el modelo base de los parámetros son: tiempo de inicio de la inyección química es un año después de la inyección de agua, la concentración de los químicos fue 0,03 %wt de SLES; un 0,3 %wt de Na_2CO_3 y otro 0,3 %wt de NaOH; con una tasa de 1000 bbls/día y un bache de químicos de un año. Bryan & Kantzas, (2007) en sus pruebas de laboratorio analizaron estos parámetros, los cuales, dieron como respuesta una influencia directa sobre los resultados obtenidos en función del factor de recobro. Por ello es importante optimizarlos.

La optimización del proceso se llevará a cabo considerando la relación químico-aceite (RQO) y el factor de recobro (FR). El objetivo principal consiste en encontrar y elegir el escenario con la menor relación químico-aceite y un factor de recobro significativamente más alto. Este criterio de selección se basa en la premisa de maximizar la eficiencia del proceso, favoreciendo condiciones que permitan una mayor recuperación del recurso con una menor cantidad de químico.

5.1 Tiempo de Inicio de la Inyección Química

La selección del momento a partir del cual se inicia la inyección química se considera crucial y, por ende, es el primer parámetro que será evaluado. Este análisis se llevó a cabo mediante varios modelos de simulación en los que cada uno presentaba un momento diferente en el cual se empezó la inyección de la solución química. Así las cosas, para abordar esta evaluación de manera sistemática y gradual, se tuvo un primer escenario donde se inyectó el álcali-surfactante desde el día cero, un segundo escenario donde inició a los 6 meses, un tercer escenario a los 12 meses, y así sucesivamente teniendo un incremento de 6 meses hasta abordar los 10 años de simulación. Vale la pena aclarar que el bache de químicos se inyectó por un año a una tasa de 1000 bbls/día y que antes y después de cada bache se implementaba una inyección de agua.

La relación químico-aceite se analizó mediante la herramienta RESULTS de la empresa CMG, que posibilitó una representación gráfica de esta relación. La Tabla 14 contiene los resultados de cada escenario evaluado. Es importante destacar que la Relación Químico-Aceite (RQO) se basa en la cantidad exacta de surfactante que debe ser inyectada para obtener un volumen específico de crudo, sus unidades son libras de surfactante inyectado por barril de crudo producido (lbs/bbls). Cuando esta relación es mínima, la rentabilidad del proceso se mejora, lo que indica un uso óptimo de los químicos. Sin embargo, es importante tener en cuenta que este hecho no disminuya drásticamente la producción de aceite, ya que un menor uso de químicos implicaría una reducción en la recuperación de crudo. En otras palabras, se busca mantener un equilibrio entre la cantidad de químicos utilizada y la producción de aceite.

Tabla 14.

Evaluación del tiempo de inicio de la inyección del bache de químicos.

Tiempo, años	FR, %	RQO, lbs/bbls
0	59,20	2,22
0,5	58,95	2,23
1	58,71	2,24
1,5	58,52	2,24
2	58,24	2,25
2,5	58,03	2,26
3	57,69	2,28
3,5	57,43	2,29
4	57,02	2,30
4,5	56,74	2,32
5	56,29	2,34
5,5	55,94	2,35

Tiempo, años	FR, %	RQO, lbs/bbls
6	55,45	2,37
6,5	55,09	2,38
7	54,57	2,41
7,5	54,21	2,42
8	53,69	2,45
8,5	53,34	2,47
9	52,86	2,49
9,5	52,54	2,50
10	52,17	2,52

Con el objetivo de lograr una interpretación más efectiva de los resultados derivados de este análisis, se han representado gráficamente mediante gráficos de barras. Este método ayuda a identificar visualmente el escenario más adecuado para cada parámetro específico. La Figura 27 muestra el factor de recobro en función del tiempo de inicio de la inyección química, y la Figura 28 presenta la Relación Químico-Aceite (RQO), donde cada barra es un escenario independiente evaluado en su tiempo determinado.

Figura 27.

Factor de recobro en función del tiempo de inicio de la inyección química.

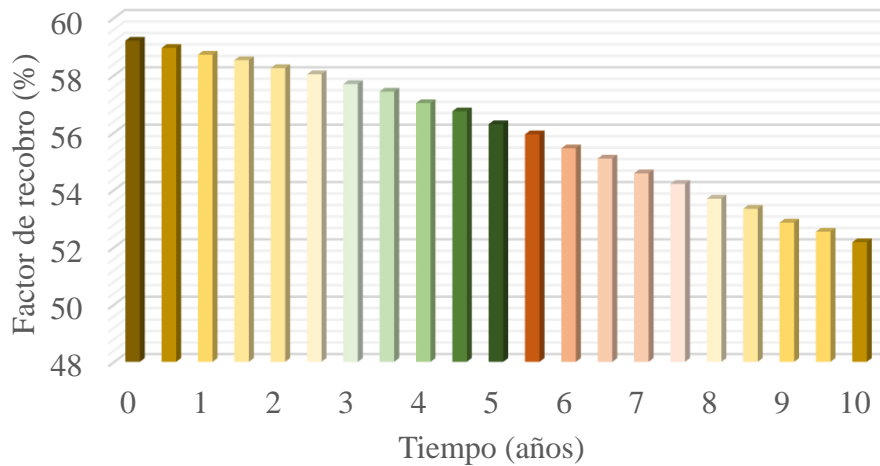
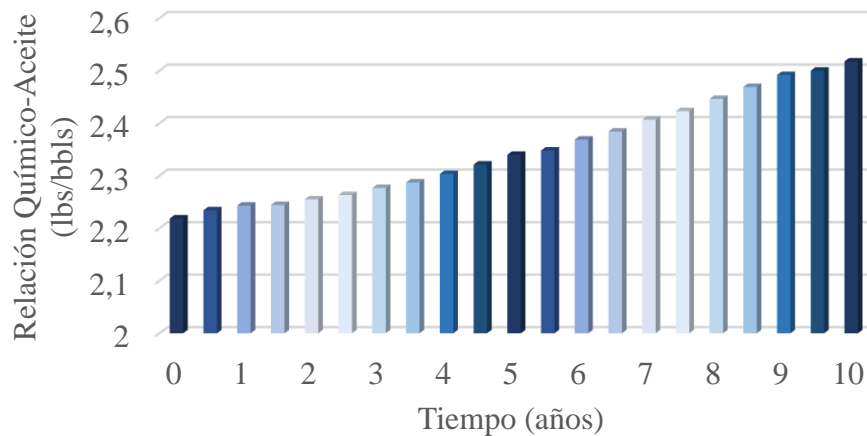


Figura 28.

Relación Químico-Aceite en función del tiempo de inicio de la inyección química.



Según estos hallazgos, el escenario más favorable consiste en comenzar la inyección de químicos desde el día inicial, debido a que el objetivo de la selección es obtener la menor relación químico-aceite y el mayor factor de recobro, teniendo el tiempo del día uno dichas premisas mencionadas. Este escenario se destaca como la opción más adecuada para la

implementación de la técnica, con un RQO de 2,22 lbs/bbls y un factor de recobro del 59,20%. Este escenario sirve como base para la evaluación del siguiente parámetro.

5.2 Concentración de los Químicos

El siguiente parámetro bajo evaluación se centra en la combinación de concentraciones químicas utilizadas. Este aspecto cobra importancia al tener una comprensión clara de las concentraciones que se inyectarán, ya que permite la evaluación de otro parámetro crítico: la cantidad total de químico a ser inyectada. Dado que la inyección no se limita exclusivamente al surfactante, es imperativo seleccionar el orden en que se evaluarán los diferentes agentes químicos. Inicialmente, se dará prioridad a la evaluación de los álcalis, ya que estos agentes desempeñan un papel crucial al reducir las pérdidas de surfactante por adsorción. Esto se logra al generar un surfactante natural a través de su interacción con los ácidos orgánicos presentes en el crudo. Posteriormente, se procederá con la evaluación del surfactante, que constituye el agente principal en esta investigación. La evaluación se realizará variando solo un agente químico mientras los demás permanecen constantes, cada escenario seleccionado será tomado como punto de partida para el próximo.

5.2.1 Evaluación del Carbonato de Sodio (Na_2CO_3)

El carbonato de sodio fue elegido como el primer químico a evaluar debido a que representa el álcali con mayor adsorción, las corridas se realizaron variando su concentración entre 0,1 %wt – 0,5 %wt, mientras que las concentraciones de los demás agentes químicos correspondieron a las del modelo base (NaOH 0,3 %wt y SLES 0,03 %wt). La Tabla 15 presenta los resultados obtenidos en función del factor de recobro y la RQO.

Tabla 15.

Factor de recobro y RQO en función de la concentración de carbonato de sodio.

Concentración de Carbonato de Sodio		
Concentración, %wt	FR, %	RQO, lbs/bbls
0,1	59,19	1,52
0,2	59,21	1,87
0,3	59,20	2,22
0,4	59,22	2,57
0,5	59,23	2,92

Al inyectar un 0,1 % en peso de Na₂CO₃, se logró la mejor respuesta, puesto que en términos de factor de recobro se obtuvo un valor muy similar en los cinco escenarios evaluados, mientras que la relación químico-aceite mostró un menor valor en esta concentración, por ende, es la seleccionada logrando un FR de 59,19% con una RSO de 1,52 lbs/bbls. Se evaluó la inyección del segundo álcali utilizando este escenario como referencia.

5.2.2 Evaluación del Hidróxido de Sodio (NaOH)

Se ajustó la concentración del hidróxido de sodio como segundo químico en el mismo rango que el carbonato de sodio, es decir, entre el 0,1 %wt y el 0,5 %wt. En esta formulación química específica, se varió la cantidad de NaOH, pero se mantuvo una concentración constante de 0,1 %wt de Na₂CO₃ y 0,03 %wt de SLES. La Tabla 16 deja en evidencia los resultados obtenidos.

Tabla 16.

Factor de recobro y RQO en función de la concentración de hidróxido de sodio.

Concentración de Hidróxido de Sodio		
Concentración, %wt	FR, %	RQO, lbs/bbls
0,1	59,20	0,81
0,2	59,17	1,16
0,3	59,20	1,51
0,4	59,19	1,87
0,5	59,19	2,22

La Tabla 16 muestra una estabilidad relativa en el factor de recobro para todas las concentraciones. Por lo tanto, la RQO fue la principal base para tomar la decisión sobre la concentración apropiada. Al inyectar un 0,1% de hidróxido de sodio en peso, se obtuvo la mínima relación químico-aceite, lo cual, aumenta la rentabilidad de técnica. Este escenario tuvo un valor para la RQO de 0,81 lbs/bbls y un factor de recobro del 59,20%. Siendo este último valor similar al anterior, pero la mejora se hace evidente con la disminución de la relación químico-aceite.

5.2.3 Evaluación del SLES

El rango de evaluación de este químico se amplió significativamente, abarcando concentraciones desde 0,01 % wt hasta 0,1 % wt, ya que es un componente clave en la composición del bache. Acompañado de 0,1 % wt de Na₂CO₃ y 0,1 % wt de NaOH. La Tabla 17 detalla los resultados específicos de estas formulaciones.

Tabla 17.

Factor de recobro y RQO en función de la concentración de surfactante.

Concentración de SLES		
Concentración, %wt	FR, %	RQO, lbs/bbls
0,01	54,01	0,81
0,02	56,53	0,81
0,03	59,20	0,81
0,04	61,61	0,81
0,05	63,60	0,82
0,06	65,09	0,83
0,07	66,08	0,85
0,08	66,73	0,87
0,09	67,16	0,90
0,1	67,42	0,92

Observando la Tabla 17 los resultados aumentan de manera proporcional y se hace necesaria una evaluación adicional, esta se hará por medio de gráficos de barras como se observa en la Figura 29 y Figura 30.

Figura 29.

Factor de recobro en función de la concentración de SLES inyectada.

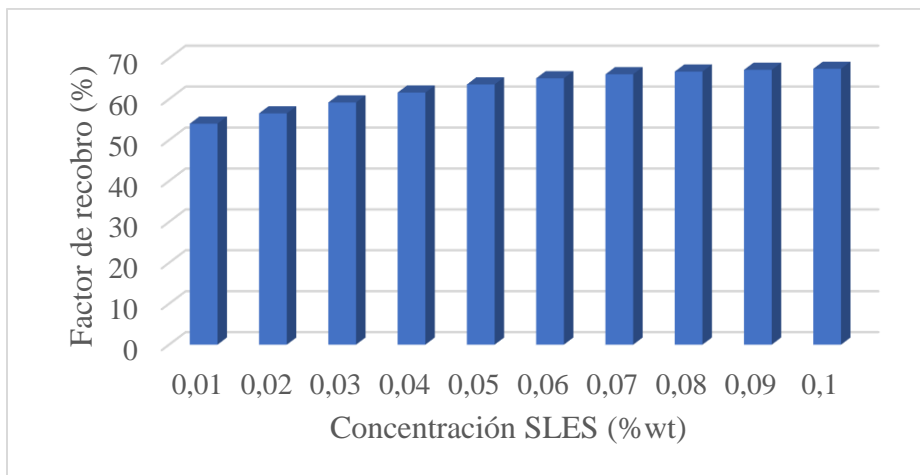
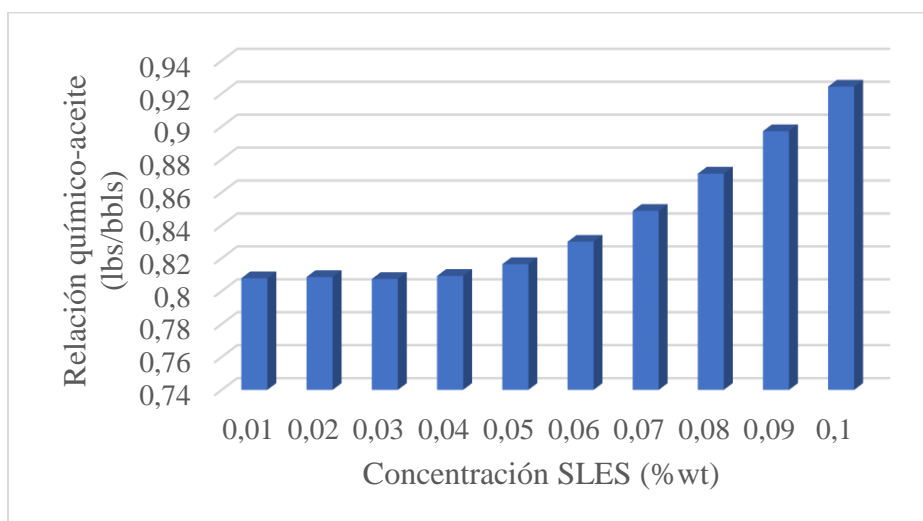


Figura 30.

Relación Químico-Aceite en función de la concentración de SLES inyectada.



Analizando las Figuras 29 y 30 se observa un cambio en la tendencia al inyectar 0,05 %wt de SLES, por lo tanto, este será el valor seleccionado, en este caso no se utilizó el mismo criterio de selección puesto que la concentración de 0,1 %wt es la que tiene el mayor de recobro, pero

dicho aumento no es significativo si se observan las concentraciones precedidas de este, además la rentabilidad de la técnica disminuiría aumentando la RQO y el valor del químico al tener una concentración mayor. Siendo así la formulación de 0,1 % wt Na_2CO_3 , 0,1 % wt NaOH y 0,05 % wt de SLES la más adecuada para la presente investigación con una relación químico-aceite de 0,82 lbs/bbls y un factor de recobro de 63,60%. Dicha formulación será utilizada junto con el tiempo de inicio para la evaluación del siguiente parámetro.

5.3 Tasa de Inyección

Como se mencionó anteriormente, la tasa de inyección, un parámetro tomado de la literatura, se consideró un componente esencial en la optimización de la inyección química. Se evaluó desde 500 bbls/día hasta 3000 bbls/día. Este valor es crucial porque influye en la capacidad de producción de los pozos, puesto al tratarse de un crudo pesado un valor adecuado de la tasa mejora el desplazamiento de los fluidos hacia los pozos productores y evitar fracturas en el yacimiento si este es muy alto. Es importante tener en cuenta que una tasa de inyección excesivamente alta puede causar fracturas en el yacimiento. La Tabla 18 muestra los resultados obtenidos después de analizar varios escenarios potenciales.

Al observar la Tabla 18, se destaca una RQO de 0,49 lbs/bbls, acompañada de un FR de 52,77%, a una tasa de 500 bbls/día valores inferiores al caso base, lo cual, así se tenga una RQO muy baja, por el lado del factor de recobro no es posible seleccionar este escenario. En este sentido, la Figura 31, que ilustra el factor de recobro en relación con la tasa, y la Figura 32, que describe la variación de la relación químico-aceite a distintas tasas, ofrecen una valiosa guía para interpretar estos resultados y seleccionar el escenario adecuado.

Tabla 18.

Factor de recobro y RQO obtenidos a distintas tasas de inyección

Tasa de inyección		
Tasa, bbls/día	FR, %	RSO, lbs/bbls
500	52,78	0,49
1000	63,60	0,82
1500	68,92	1,13
2000	72,17	1,44
2500	74,36	1,74
3000	75,97	2,05

Figura 31.

Factor de recobro a diferentes tasas de inyección.

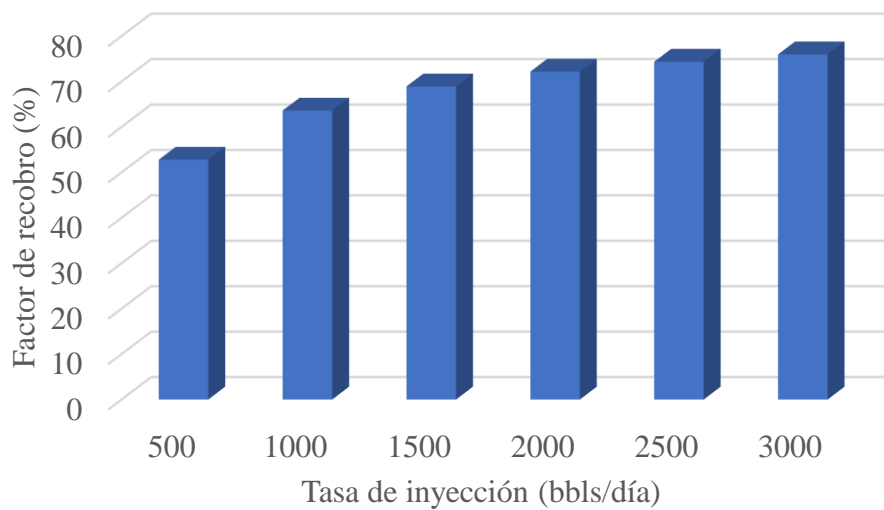
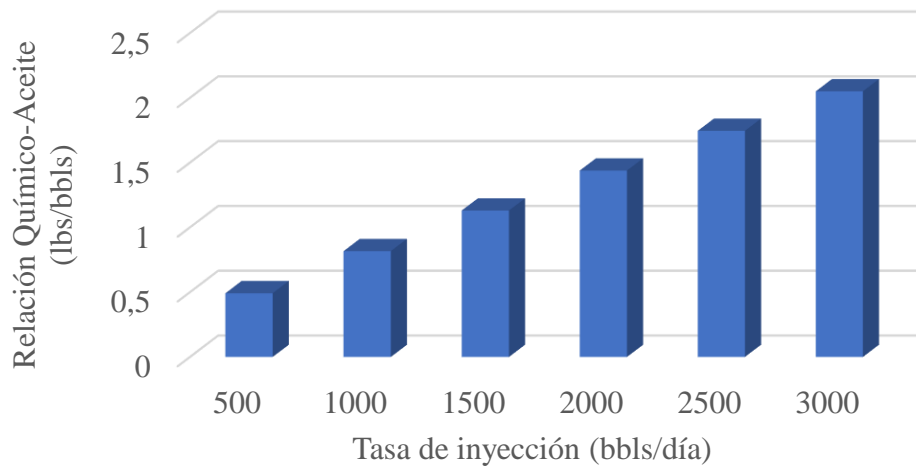


Figura 32.

Relación Químico-Aceite a diferentes tasas de inyección.



La Figura 32 muestra claramente la relación proporcional entre el factor de recobro y la tasa. Es importante tener en cuenta que tasas elevadas pueden resultar en la fractura del yacimiento, por lo que la búsqueda se centra en elegir una tasa que no sea excesiva y que garantice un porcentaje de recuperación ideal. Se observa que el factor de recobro tiende a estabilizarse en el rango de 2000 a 3000 bbls/día, con incrementos de valor menos significativos. Para obtener una visión más completa, se complementó el análisis con los resultados de la figura 33.

La tendencia de la relación químico-aceite (RQO) es muy evidente. Por lo tanto, la táctica consiste en elegir la relación más pequeña que aún garantice un factor de recobro satisfactorio. Por lo tanto, elegimos el escenario en el que se inyectan 1500 bbls/día con un factor de recobro (FR) del 68,92% y una RSO de 1,13 lbs/bbls para esta investigación. La evaluación del siguiente parámetro toma estos valores seleccionados.

5.4 Tamaño del bache

El ultimo parámetro que se evaluó fue el tamaño de bache, puesto que es indispensable saber la cantidad total de químico que se inyectará. Dado que el tamaño de bache se representa generalmente mediante el tiempo de inyección, este parámetro se sensibilizó variando la duración de la inyección química de uno a siete años. Es de importancia recordar que luego del bache principal de químicos se continúa con la convencional inyección de agua. Es importante señalar que un bache de tamaño adecuado ayuda a que el químico interactúe de la mejor manera con los fluidos del yacimiento. Los tamaños de bache inadecuados pueden causar que el químico se distribuya de manera no uniforme, lo que afecta la efectividad de la inyección. Dado que los baches más grandes podrían requerir mayores cantidades de químicos, la optimización de este parámetro también está relacionada con los costos operativos. En algunos casos, un tamaño de bache inapropiado puede contribuir a la formación de fracturas en el yacimiento, lo que puede afectar negativamente la integridad del yacimiento. La Tabla 19 presenta los resultados obtenidos en la presente evaluación.

Tabla 19.

Factor de recobro y RQO en función del tamaño de bache.

Tamaño de bache		
Tiempo, años	FR, %	RQO, lbs/bbls
1	68,92	1,13
2	71,23	2,19

3	71,38	3,28
4	71,39	4,37
5	71,40	5,46
6	71,40	6,55
7	71,40	7,64

Los valores de la Tabla 19 serán presentados en la Figura 33 y la Figura 34, para tener una visión más amplia de estos.

Figura 33.

Factor de recobro a diferentes tamaños de bache.

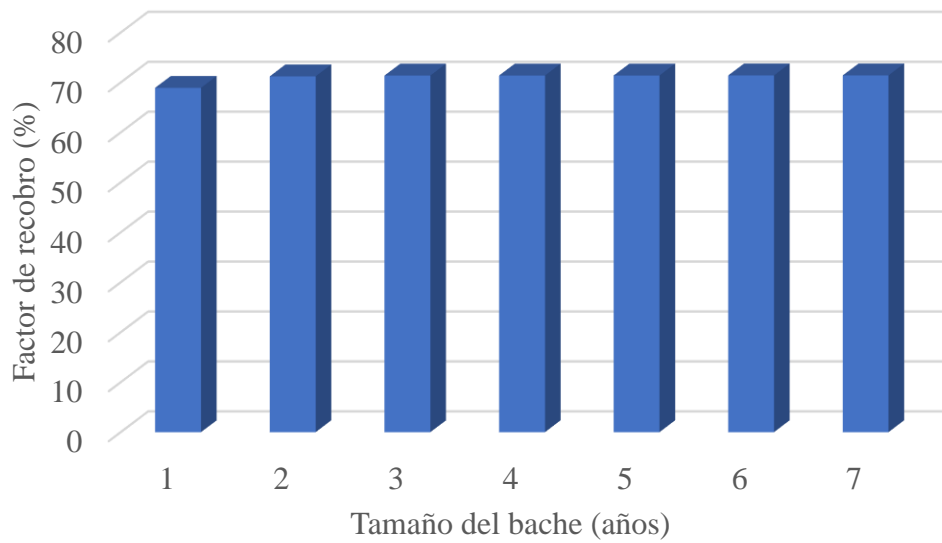
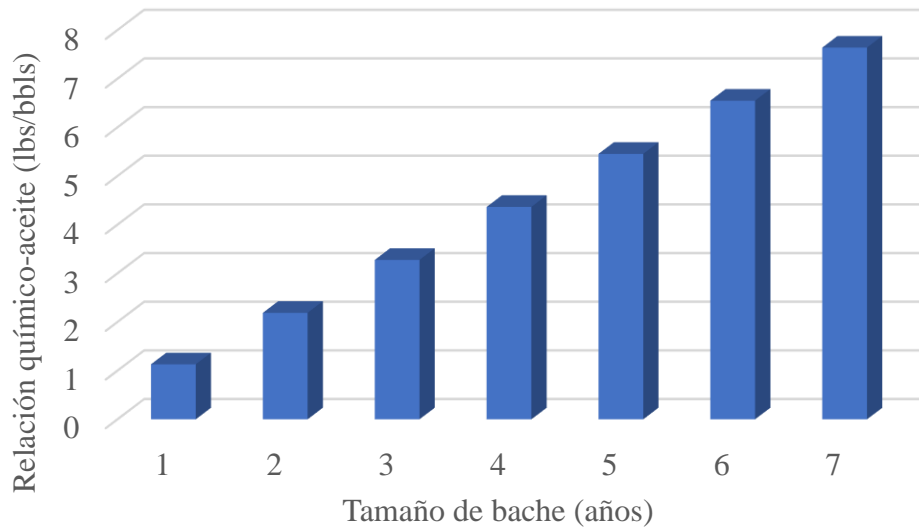


Figura 34.

Relación Químico-Aceite a diferentes tamaños de bache.



Mediante la Figura 33 es posible percibir una estabilización del factor de recobro, es probable que a un tamaño de bache muy grande el yacimiento se sature, por lo tanto, la recuperación dejaría de aumentar y los gastos operativos serian mucho mayores. Para finalizar la optimización es necesario elegir un tamaño de bache adecuado, esta selección se llevó a cabo mediante la Figura 33, ya que, con baches mayores a tres años el factor de recobro no tiene un aumento significativo. Por ende, el escenario seleccionado es la inyección de un bache de químico de dos años, obteniendo un factor de recobro de 71,23% y una RSO de 2,19 lb/bbls.

Finalmente, en las Figuras 35, 36 y 37 se muestra la relación que hay entre el modelo de solo inyección de agua, el modelo base y el modelo seleccionado con respecto a su factor de recobro, presión de inyección y corte de agua, respectivamente.

Figura 35.

Comparación entre el factor de recobro del modelo base, inyección de agua y modelo optimizado.

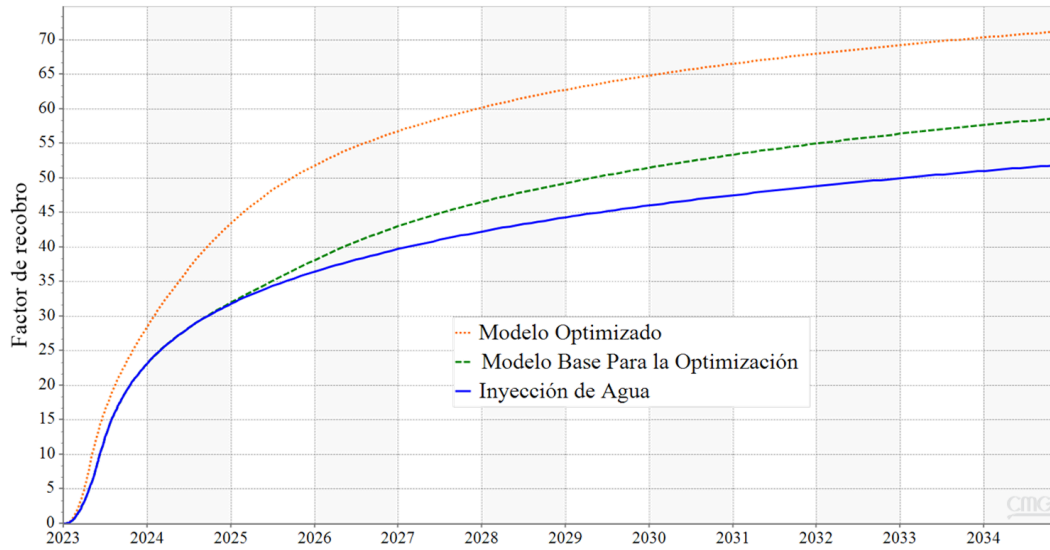


Figura 36.

Comparación entre la presión de inyección del modelo base, inyección de agua y modelo optimizado.

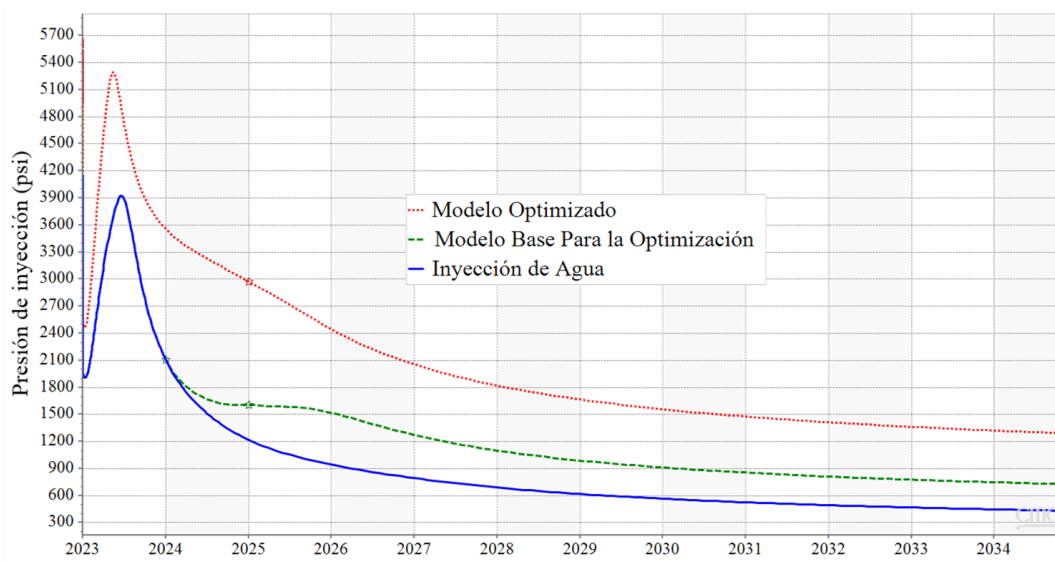
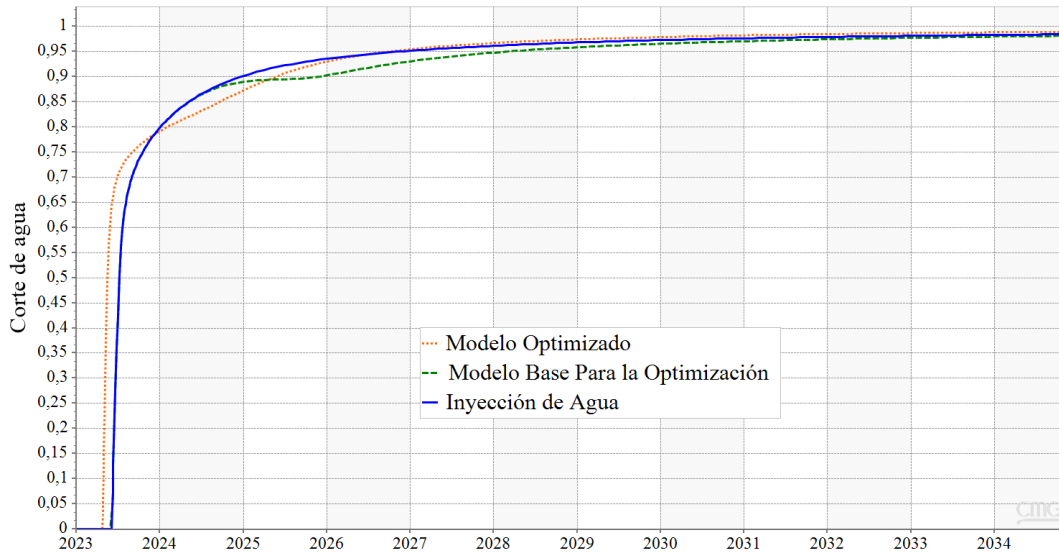


Figura 37.

Comparación entre el corte de agua del modelo base, inyección de agua y modelo optimizado.



Al realizar las comparaciones entre los tres escenarios planteados, la mejora obtenida gracias a la inyección de surfactantes es significativa, por el lado del factor de recobro, como se observa en la Figura 35 este pasó de tener un incremental de 6,8% a uno de 19,32% con respecto a la inyección de agua y uno de 12,52% con respecto al modelo base utilizado para la optimización. Mostrando la efectividad de la técnica en crudos pesados y así abriendo paso a nuevas investigaciones respecto a la implementación de esta.

Según se muestra en la Figura 36, el aumento de la presión de inyección se debe al aumento de la tasa de inyección durante el proceso de optimización. Es importante destacar que el aumento provocado por el taponamiento, que se mostró anteriormente en la Figura 25, no es tan evidente en este contexto. La razón es que, durante la optimización, se ha optado por comenzar la inyección de químicos desde el día cero, lo que significa que este aumento se suma al incremento inicial generado por el inicio mismo de la inyección.

Finalmente, la Figura 37 muestra con claridad una disminución aún más significativa en el corte de agua para el modelo optimizado. La mejora en la gestión del corte de agua proporcionada por el modelo optimizado indica un mayor control sobre la eficiencia del proceso, lo que mejora la producción y el rendimiento en todo el campo. Este resultado refuerza la viabilidad y el beneficio del método de optimización utilizado para el sistema analizado.

Conclusiones

El mecanismo más adecuado para la recuperación mejorada de crudos pesados mediante la inyección continua de surfactantes es la emulsificación y el entrapamiento. Cuando se producen gotas de emulsión más grandes que el medio poroso, se produce un taponamiento efectivo, lo que mejora significativamente la eficiencia volumétrica de barrido y por consiguiente un aumento en el factor de recobro.

El modelamiento del fenómeno de taponamiento se logró mediante la reducción de la permeabilidad relativa al agua en función de la concentración molar de la emulsión formada. Por su parte, la representación del proceso de emulsificación fue posible gracias al uso de pseudoreacciones que permitían la creación de la emulsión a partir de la unión del surfactante y el aceite.

Tras evaluar 54 escenarios de simulación, se determinó que la combinación de parámetros más adecuada fue 0,1 % wt Na_2CO_3 , 0,1 % wt NaOH y 0,05 % wt de SLES, inyectada desde el inicio del proceso, por un periodo de dos años, a una tasa de 1500 bbl/día. Este escenario desarrolló un factor de recobro de 71,23% y una relación químico-aceite de 2,19 lbs/bbl.

Recomendaciones

Se recomienda realizar la simulación en un modelo heterogéneo para obtener una perspectiva más completa de la implementación de la técnica. Esto permitirá una representación más precisa de un campo real, incluidos sus datos de propiedades y producción.

Se sugiere realizar un análisis financiero completo para evaluar la rentabilidad de la técnica, teniendo en cuenta el tamaño del bache inyectado optimizado. Esta evaluación proporcionará una comprensión clara de las ventajas potenciales de implementar la técnica, lo que permitirá una toma de decisiones estratégicas e informadas.

Se propone realizar una investigación que se centre en identificar los factores más significativos que influyen en el tipo de emulsión creada en un sistema agua-surfactante-aceite. Se recomienda también realizar una investigación sobre la estabilidad y el tamaño de gota de estas emulsiones. Este método permitirá obtener una mayor certeza con el mecanismo de entrampamiento y una comprensión más profunda de los factores determinantes, lo que ayudará a optimizar la formulación y estabilidad de las emulsiones en dicho sistema.

Referencias Bibliográficas

- Adams, D. M. (1982). Experiences with waterflooding Lloydminster 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.
- Bryan, J., & 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>
- Bryan, J., & Kantzas, A. (2007). Enhanced Heavy-Oil Recovery by Alkali-Surfactant Flooding. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (p. SPE-110738-MS). <https://doi.org/10.2118/110738-MS>
- 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>
- Cloosmann, 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). (2022). STARS User Guide. Computer Modelling Group.
- Cooke Jr., C. E., Williams, R. E., & Kolodzie, P. A. (1974). Oil Recovery by Alkaline Waterflooding. *Journal of Petroleum Technology*, 26(12), 1365–1374.

<https://doi.org/10.2118/4739-PA>

Delamaide, E., Bazin, B., Rousseau, D., & Degre, G. (2014). Chemical EOR for Heavy Oil: The Canadian Experience. In *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia* (p. SPE-169715-MS). <https://doi.org/10.2118/169715-MS>

Flórez, M., & Gómez, J. (2023). *Evaluación del efecto de adición de nanopartículas de sílice sobre el fenómeno de adsorción en un proceso de inyección de surfactantes*. Universidad Industrial de Santander. <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/14362>

Honarpour, M., & Mahmood, S. M. (1988). Relative-Permeability Measurements: An Overview. *Journal of Petroleum Technology*, 40(08), 963–966. <https://doi.org/10.2118/18565-PA>

Jennings Jr., H. Y., Johnson Jr., C. E., & McAuliffe, C. D. (1974). A Caustic Waterflooding Process for Heavy Oils. *Journal of Petroleum Technology*, 26(12), 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>

Marín, T., & Velázquez, M. (2006). *Estudio Sobre La Aplicabilidad De La Inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero) Para El Mejoramiento De La Producción De Crudos Pesados*. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.18481.43368>

Mungan, N. (1966). Interfacial Effects in Immiscible Liquid-Liquid Displacement in Porous Media. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 6(03), 247–253. <https://doi.org/10.2118/1442-PA>

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)
- Ortega, N., & Núñez, O. (2012). *Adsorción De Aldehídos Insaturados Sobre TiO₂*. 3(1), 81–91.
- Salager, J. L. S. (2002a). Tipos y Usos. Cuaderno FIRP S300-A. Universidad de los Andes. Mérida–Venezuela.
- Salager, J. L. (2002b). Fenómenos interfaciales en dispersiones polifásicas y en medios porosos (Vol. 5). Mérida, Venezuela.
- 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>
- Subkow, P. (1942). Process for the removal of bitumen from bituminous deposits. Patente de Estados Unidos No. 2288857.
- Wagner, O. R., & Leach, R. O. (1959). Improving oil displacement efficiency by wettability adjustment. *Transactions of the AIME*, 216(01), 65-72. <https://doi.org/10.2118/1101-G>
- Wang, J., & Dong, M. (2009). Simulation of O/W emulsion flow in Alkaline/Surfactant flood for heavy oil recovery. *Canadian International Petroleum Conference 2009, CIPC 2009*. <https://doi.org/10.2118/2009-066>

- 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>